

part of eex group



Stellungnahme zur schriftlichen
Anhörung der Monopolkommission zur Vorbereitung ihres Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß § 62 EnWG

Leipzig, 10. März 2023

EEX Lobbyregister-Nummer:

R001053

1. Vorbemerkung

Im Folgenden nimmt die European Energy Exchange (EEX) Stellung zu dem von der Monopolkommission mit Schreiben vom 8. Februar 2023 übermittelten Fragenkatalog. Gern unterstützen wir damit die Arbeit der Monopolkommission bei der Erstellung ihres Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor gemäß § 62 EnWG.

In unserer Antwort nehmen wir Stellung zu Fragen aus den Bereichen I) Gasmärkte und II) Wettbewerbliches Design der Strommärkte.

Fragen aus dem Bereich III) Aufbau einer wettbewerblichen Ladeinfrastruktur im Bereich der Elektromobilität können wir hingegen nicht beantworten.

Gern stehen wir der Monopolkommission auch im weiteren Verfahren der Erstellung ihres Sondergutachtens, z.B. im Rahmen einer mündlichen Anhörung, als Ansprechpartner zur Verfügung.

2. Gasmärkte

1. *Haben sich die aktuellen Regelungen zur Grundversorgung in der momentan schwierigen Versorgungs- und Preissituation aus Ihrer Sicht bewährt? Gibt es aus Ihrer Sicht Anpassungsbedarf z.B. bei den Fristen für Kündigungen und Preiserhöhungen? Ist es aus wettbewerblicher Sicht sinnvoll, dass gemäß § 36 Abs.2 EnWG der Versorger mit den meisten Haushaltskunden zum Grundversorger wird oder sollte diese Regelung geändert werden?*

Keine Antwort

2. *Aktuell (Stand 12.01.2023) wird die Gefahr einer Gasmangellage im Winter 2022/23 als gering eingeschätzt. Worin liegen aus Ihrer Sicht die Hauptgründe dafür, dass eine solche Mangellage bisher vermieden werden konnte und voraussichtlich nicht eintreffen wird?*

Aufgrund der sich am Großhandelsmarkt aus dem freien Handel ergebenden Preissignale, die die Knappheiten bei der Bereitstellung von Erdgas aufzeigen konnten, wurden erfolgreich Maßnahmen angereizt, um sowohl die Angebotssituation insbesondere für den Winter 2022/2023 kurzfristig zu erhöhen als auch reduzierend auf die Nachfrageseite einzuwirken.

Dazu zählen insbesondere auf der Angebotsseite die Kombination aus:

- Erhöhung der Produktion von Erdgas in Nordeuropa und Erhöhung des pipelinegebundenen Exports nach Deutschland,
- Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme von LNG-Terminals in Deutschland bereits im Winter 2022/2023,
- Verpflichtung zur Mindestversorgung/-auslastung von deutschen LNG-Terminals,
- Verpflichtung zur Gasspeicherbefüllung mit Mindestfüllständen,
- Ausbleibender Verkauf von Speichergas durch THE für die Wintermonate und somit Vorhalten einer Art von strategischer Speicherreserve für Deutschland,
- Auftreten von überdurchschnittlich milden Wintertemperaturen,
- Vermehrter bidirektionaler Gas-Austausch auf europäischer Ebene.

Auf der Nachfrageseite trugen folgende Maßnahmen ebenfalls dazu bei:

- Reduktion des Gasverbrauchs in der Industrie durch u.a. Umstellung auf Alternativbrennstoffe (Fuelswitch),
- Energieeinsparungs- und Effizienzmaßnahmen bei Industrie und Haushaltskunden,
- Energieeinsparung durch verringerte Industrieproduktion.

Erfreulicherweise konnten diese Maßnahmen in einem (noch) bestehenden Marktumfeld erfolgreich umgesetzt werden. Wir befürchten allerdings, dass die vorübergehenden, sich aus einem wettbewerblichen Marktumfeld ergebenden Preissignale zur Angebotserhöhung und Nachfrage-reduktion verloren gehen und dadurch die Versorgungssicherheit gefährdet wird, wenn politisch getriebene regulatorische Marktinterventionen, wie z.B. der auf europäischer Ebene eingeführte „Market Correction Mechanism“ zur Anwendung kommen.

3. *Wie schätzen Sie momentan die Versorgungslage für den Winter 2023/24 ein? Sind kurz- oder mittelfristig weitere Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungslage nötig? Welchen Einfluss wird die Gaspreisbremse im Rahmen des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes auf die Versorgungslage haben?*

Gegenwärtig schätzen wir die Versorgungslage für den Winter 2023/2024 als gut ein. Die Speicher werden voraussichtlich mit vergleichsweise hohen Restfüllmengen aus dem Winter 2022/2023 hervorgehen und können vermutlich – auch unterstützt durch LNG-Lieferungen an deutschen und europäischen Häfen – über den Sommer 2023 weiter bis zum Mindestfüllstand gefüllt werden.

Die Marktpreise für Erdgas bewegen sich mittlerweile wieder auf Vorkriegsniveau, sowohl im Spot- als auch im Terminmarkt. Dennoch ist das Preisniveau noch deutlich über den historischen Preisen, die maßgeblich von hohen pipelinegebunden Importen aus Russland geprägt waren. Durch den zukünftig zu erwartenden höheren Anteil an LNG-Importen werden sich die Gaspreise in Europa daher stärker am Weltmarktpreis für LNG ausrichten.

Dennoch befürchten wir, dass die sich aus einem wettbewerblichen Marktumfeld ergebenden Preissignale zur Angebotserhöhung verloren gehen und dadurch die Versorgungssicherheit gefährdet wird, wenn politisch getriebene regulatorische Marktinterventionen, wie z.B. der auf europäischer Ebene eingeführte „Market Correction Mechanism“ zur Anwendung kommen. Insbesondere im Falle eines Anziehens des globalen LNG-Wettbewerbsdrucks (z.B. durch ein Wiedererstarken der Nachfrage aus Asien, insb. China) dürften negative Effekte auf die Versorgungssicherheit zumindest nicht von vornherein ausgeschlossen sein.

Inwieweit sich die von der EU geplante Plattform zur gemeinsamen Beschaffung von (LNG)-Gas auf die Versorgungslage 2023/2024 effektiv auswirken wird, ist uns derzeit noch unklar, unter anderem da derzeit noch keine belastbaren Planungen für die Einführung der Plattform, der konkreten dort handelbaren Produkte und deren Abwicklung vorliegen.

Allgemein begrüßen wir die durch die EU europaweit und durch den Bund für Deutschland geplanten Nachfragereduzierungen sowohl in Industrie als auch auf Haushaltskundenebene als Beitrag zur Unterstützung der Versorgungssicherheit. Gleichwohl erachten wir es als unumgänglich, marktbezogene Preise als Regel zu verwenden und etwaige soziale oder unerwünschte makroökonomische Effekte durch zielgenaue Hilfsmaßnahmen außerhalb des Großhandelsmarkts auszusteuern. Ein dauerhafter Eingriff in die Preisbildung am Markt lehnen wir ab. Marktpreise spiegeln die phy-

sische Realität wider. Um ihren Aufgaben (z.B. Herstellung von Preistransparenz, Anreiz zur Erhöhung des Angebots bzw. Reduktion der Nachfrage) gerecht zu werden, müssen Großhandelsmarktpreise ohne direkte politische Eingriffe frei gebildet werden können.

4. *Im Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPBG) ist in § 27 ein Missbrauchsverbot vorgesehen, mit dem eine missbräuchliche Ausnutzung der Entlastungen durch Lieferanten verhindert werden soll. Wie schätzen Sie die Gefahr missbräuchlicher Preiserhöhungen ein? Halten Sie das kartellrechtliche Instrumentarium für ausreichend, um mögliche Anreize von Versorgern zu missbräuchlichen Preiserhöhungen effizient einzudämmen?*

Grundsätzlich bewerten wir das Instrument von Preisbremsen, die als Entlastung außerhalb des Großhandelsmarkts ansetzen und nicht die Marktpreissignale beeinflussen, als positiv um insb. vulnerable Verbraucher vor sehr hohen Energiekosten zu schützen.

Problematisch bei der Ausgestaltung der Preisbremsen – sowohl Gas als auch Strom – erachten wir die Deckung „auf einen Wert“ (Gas 12 Cent/kWh, Strom 40 Cent/kWh) statt einer Kompensation „um einen Wert“. Durch die Festlegung absoluter Werte entsteht überhaupt erst ein Anreiz, Kundentarife über diesen Wert zu erhöhen.

Ob Preiserhöhungen tatsächlich missbräuchlich erfolgten, können wir anhand der für uns verfügbaren Informationen nicht bewerten.

Das Missbrauchsverbot in den Preisbremsen-Gesetzen interpretieren wir so, dass es in erster Linie dem Schutz des Bundeshaushalts dient, da die Preisbremsen haushaltsfinanziert sind. Ein direkter Missbrauchsschutz für Verbraucher scheint hingegen nicht die primäre Intention des Gesetzgebers zu sein, wenngleich diese sich indirekt ergeben dürfte.

Da die Marktpreise sowohl für Erdgas als auch für Strom in den letzten Wochen kontinuierlich gesunken sind, können auch wieder Preissenkungen bei Endkundentarifen unter die Werte der Preisbremsen beobachtet werden. Das sehen wir als Zeichen eines grundsätzlich funktionierenden Wettbewerbs, wenngleich die genaue Höhe und der Zeitpunkt jedoch vermutlich abhängig von individuellen Beschaffungssituationen der Versorger sein dürften.

5. *Im Gassektor werden verschiedene Daten von öffentlicher Seite erhoben und aufbereitet, z.B. zu Speicherfüllständen sowie Im- und Exportmengen. Ist der momentane Stand der Datenerhebung aus Ihrer Sicht ausreichend? Wäre es sinnvoll, in Zukunft weitere Daten z.B. auf Großhandels- oder Haushaltsebene zu erheben? Wenn ja, welche?*

Die heutigen Veröffentlichungs- und Datenlieferpflichten werden als ausreichend eingeschätzt. Insbesondere liegen die Daten zu Speicherfüllständen europaweit bei ACER vor und können von der Bundesnetzagentur mit automatischen Abrufen genutzt werden. Das gilt gleichermaßen für Speicherfüllstände von LNG-Terminals.

6. *Welche Herausforderungen gibt es bei der Regulierung der Gasspeicher? Sind im Sinne der Versorgungssicherheit Änderungen bei der Regulierung der Gasspeicherung nötig und wenn ja, welche? Sollten Speicherkapazitäten für Gas ausgebaut werden, um die Versorgung resilienter gegenüber unerwarteten Angebotsschocks zu machen?*

Mit Auslaufen der Verpflichtung zur Einhaltung von Speichermindestfüllständen im Rahmen des Gasspeichergesetzes zum 1. April 2025, entfallen sämtliche regulatorischen Einschränkungen für Gasspeicher.

Allgemein muss bei der nachfrageseitigen Regulierung der Gasspeicher (z.B. Mindestfüllstände zu Stichtagen) der hierdurch auftretende Effekt auf der Nachfrageseite am Markt beobachtet werden. Wenn einzelne Akteure preisunelastisch als Nachfrager auftreten (z.B. um vorgeschriebene Speicherfüllstände zu erreichen), kann dies Preiseffekte nach sich ziehen. Hier kollidiert ggf. das Ziel der Versorgungssicherheit mit dem Ziel vertretbarer Preise. Durch die Nutzung entsprechender kurz- und langfristiger Handelsinstrumente (z.B. Nutzung sowohl des Spot- auch des Terminmarkts) können diese Effekte minimiert und auch das Risiko für einzelne Akteure abgemildert werden.

7. *Das Strompreisbremsengesetz (StromPBG) sieht in § 50 einen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt vor. Gleichermäßen enthält das Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPBG) Regelungen für Unternehmen, die einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission bedürfen. Könnten die Voraussetzungen zum Beispiel des befristeten Beihilferahmens eine Hürde für die Unterstützung der Industrie in der aktuellen Energiekrise darstellen? Wäre eine Anpassung des beihilferechtlichen Instrumentariums vorstellbar und wie könnte sie aussehen?*

Keine Antwort

3. Wettbewerbles Design der Strommärkte

8. *Im vergangenen Jahr ist durch die Preissteigerungen beim Gasbezug und die Auswirkungen auf den Strompreis das Design der Strommärkte in den Fokus der politischen Diskussion gerückt. Insbesondere das Modell eines auf die Merit Order und Einheitspreisauktionen fokussierten Marktes für Stromerzeugung wird derzeit in Frage gestellt. Wie bewerten Sie das gegenwärtige Modell der Preisbildung auf den Strommärkten? Halten Sie kurz- oder langfristige Änderungen für erforderlich?*

Wesentliche Gründe, die für das Uniform Pricing/Merit Order in Day-Ahead Auktionen sprechen, sind:

- a) Es werden immer die **günstigsten Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Nachfrage** eingesetzt (sog. Dispatch). Dazu gehört auch der Anreiz für Erzeuger, zu ihren tatsächlichen Kosten zu bieten: denn es ist vorteilhafter für ein Kraftwerk zu Grenzkosten (variable Kosten der Erzeugung) zu bieten als das Risiko einzugehen, über den Grenzkosten zu bieten und damit womöglich nicht mehr zum Einsatz zu kommen. Eine Änderung der Preissetzung in Auktionen (pay-as-bid) würde zu angepasstem Bietverhalten führen. Teilnehmer am Strommarkt würden Preise schätzen und auf dieser Grundlage Gebote abgeben. Ökonomisch würde dies weitgehend zum gleichen Ergebnis wie das Uniform Pricing (pay-as-cleared) führen – mit der Einschränkung, dass es unter Umständen Nachteile für kleinere Marktteilnehmer gibt, die nicht auf so umfassende Tools zur Preisabschätzung zurückgreifen können.
- b) Strom ist auf Grund physikalischer Eigenschaften (u.a. Leitungsgebunden, Erzeugung und Verbrauch müssen immer übereinstimmen, begrenzte Speicherbarkeit) ein homogenes Gut. **Homogene Güter haben ökonomisch einen einheitlichen Preis.** Das heißt auch, dass z.B. Strom aus Erneuerbaren Energien im Strommarkt kein eigenes Produkt ist, sondern es ist eine von verschiedenen Produktionsweisen des physikalisch einheitlichen Gutes Strom.¹
- c) Da Strom ein homogenes Gut ist, braucht es zur Deckung der Nachfrage also auch das Grenzkraftwerk. Damit spiegelt das Grenzkraftwerk die Kosten der Verbrauchsdeckung und damit der **Versorgungssicherheit** für den gesamten Verbrauch wider. Wäre das nicht so, müsste der Verbrauch bzw. einzelne Verbraucher über regulatorische Maßnahmen beschränkt werden, z.B. pro-rata Zuteilung.
- d) Über das Anzeigen von Preisspitzen bzw. **Knappheitspreisen** stellt die grenzkostenbasierte Preisbildung sicher, dass im Falle einer Nachfragespitze alle Erzeugungskapazitäten eingesetzt werden können und trotzdem kostendeckend arbeiten. Das gilt vor allem auch für den Einsatz von **Flexibilitäten**, wie flexible Nachfrage oder Speicher.

¹ EE-Strom als eigenes Produkt, z.B. im Endkundenmarkt, entsteht erst durch eine bilanzielle Abstraktion mit Herkunftsnachweisen, die angeben, dass eine bestimmte Menge Strom aus Erneuerbaren Energien in das Stromsystem eingespeist wurde.

- e) Durch die Einbeziehung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten über das sog. Market Coupling erfolgt eine **europaweite Optimierung** – sowohl hinsichtlich des Preises als auch der Versorgungssicherheit. Der grenzüberschreitende Stromhandel trägt so zur **Versorgungssicherheit** bei, denn in Zeiten hoher Stromnachfrage im eigenen Land kann Strom aus dem europäischen Ausland importiert werden. Die Vorteile der Integration der europäischen Strommärkte für Verbraucher beziffert ACER in ihrem Marktdesign-Report auf **34 Milliarden Euro pro Jahr**.²
- f) Im Zusammenspiel mit dem europäischen Emissionshandel werden in der Regel zuerst die Erzeugungskapazitäten mit den **geringsten CO₂-Emissionen** eingesetzt – in der Reihenfolge Erneuerbare Energien vor Atom vor fossiler Erzeugung. Bei den sehr hohen Gaspreisen im Jahr 2022 galt das allerdings eingeschränkt im Verhältnis von Gas zu Kohle. Stand März 2023 ist jedoch der Bereich eines Fuel-Switchs von Kohle zu Gas gegeben aufgrund der wieder gesunkenen Gaspreise bei gleichzeitig hohen CO₂-Preisen im Bereich von über 90 Euro/Tonne.
- g) Setzen von **Investitionsanreizen für neue saubere Technologien**: Vor allem durch das Anzeigen von Knappheitspreisen werden Anreize für Investitionen in Quellen mit niedrigen Grenzkosten geschaffen, d.h. in erneuerbare Energien, was langfristig die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringert.

Bislang gibt es keine alternative Preisbildung für die Day-Ahead-Auktion, die eine ebenso kosten-effiziente Ressourcenzuteilung wie die Grenzpreisbildung ermöglicht. Als Alternative wird u.a. das Pay-as-bid-Verfahren diskutiert, wie es auf dem kontinuierlichen Intraday-Markt zum Einsatz kommt. Würde allerdings der Pay-as-bid-Mechanismus auf dem Day-Ahead-Markt angewandt, würden Marktteilnehmer versuchen, den Markträumungspreis (market clearing price) zu antizipieren und nicht auf Basis ihrer eigenen Grenzkosten bieten, um ihre Erlöse zu maximieren. Die Einsatzreihenfolge von Stromerzeugungseinheiten würde demnach auf der Fähigkeit der Händlerinnen und Händler beruhen, den Marktpreis am besten vorherzusagen, und nicht auf der wirtschaftlichen und ökologischen Effizienz der Stromerzeugungseinheit. Eine Abkehr von der Grenzpreisbildung würde daher negative Folgen haben, jedoch nicht zu niedrigeren Energiepreisen führen.

² <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf> ; S. 21

9. *Im Jahr 2015 wurde die Debatte um die Schaffung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland vorläufig zugunsten der Schaffung einer strategischen Reserve beendet. Wie bewerten Sie die langfristige Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund dieses aktuellen Marktde-signs?*

Die Bewertung ist gemischt:

- Grundsätzlich gewährleistet der Ansatz einer strategischen Reserve ausreichende Versorgungssicherheit, was sich insbesondere im Laufe des letzten Jahres gezeigt hat. Im Rahmen der vorhandenen Reserven konnten kurzfristig dem Markt zusätzliche Erzeugungskapazitäten zugänglich gemacht werden, was zu einer Entspannung auf der Angebotsseite beigetragen hat.
- Gleichwohl widerspricht das Zurückholen von Reservekraftwerken in den Strommarkt dem ursprünglichen Konzept der strategischen Reserve, nur dann einzuspringen, wenn keine Markträumung auf dem Großhandelsmarkt möglich ist. In der Folge wurden womöglich die Strompreise an den Kurzfristmärkten verzerrt und Knappheitspreise teilweise unterdrückt, die stattdessen für lastseitigen Flexibilitätseinsatz Anreize geboten hätten.
- Eine grundsätzliche Schwäche strategischer Reserven ist, dass von ihnen selbst keine Anreize für neue Kapazitäten im Strommarkt ausgehen. Vielmehr kann der gegenteilige Anreiz bestehen, auf Investitionen zu verzichten und sich auf die Reserve zu verlassen. Das wiederum kann bei gleichzeitigem Ausscheiden von gesicherter Leistung aus dem Markt – z.B. durch Atom- und Kohleausstieg – zu einem Anwachsen der nötigen Reserve führen. Dazu müssten entweder aus dem Markt ausscheidende Kraftwerke in die Reserven überführt werden (wie bisher praktiziert) oder Neuanlagen außerhalb des Marktes ausschließlich für eine strategische Reserve errichtet werden.

Diese Bewertung bedeutet aber nicht, dass eine andere Entscheidung 2015 – z.B. die Einführung eines dezidierten Kapazitätsmarktes – im Rückblick besser gewesen wäre; vor allem im Hinblick auf die Krisenereignisse des letzten Jahres. So wäre erstens fraglich, ob angesichts von damals bestehenden Überkapazitäten seither tatsächlich ausreichend Investitionssignale von einem Kapazitätsmarkt ausgegangen wären. Zweitens ist zu vermuten, dass der Fokus zwischen 2015 und 2021 bei neuen Kapazitäten wohl auf Gaskraftwerken gelegen hätte. In diesem Fall wäre die Versorgungssicherheit nach dem Ausfall russischer Gaslieferungen und sehr hoher Gaspreise wohl stärker gefährdet gewesen, als sie es letztlich tatsächlich mit den bestehenden Reserven war.

10. Setzt das gegenwärtige Marktdesign angesichts der Umstellung auf erneuerbare Energien und mit Blick auf die Sicherung der Versorgungssicherheit auch in Zukunft genügend Anreize, hinreichend gesicherte Leistung aufzubauen und vorzuhalten? Stellt der Aufbau eines Kapazitätsmarktes (ggf. nur für gesicherte Leistung) aus Ihrer Sicht eine Alternative dar?

11. Falls in Zukunft auch in Deutschland (oder einheitlich in Europa) Kapazitätsmärkte geschaffen würden, welche konkreten Bedingungen (Aufteilung räumlich, sachlich, Präqualifikation) halten Sie für notwendig und erforderlich? Auf welchen Erfahrungen mit bereits bestehenden (Kapazitäts-) Mechanismen könnte hierbei zurückgegriffen werden?

Beide Fragen werden wegen ihres Zusammenhangs zusammen beantwortet.

Für Deutschland sehen wir für die Bereithaltung und zum Aufbau von Kapazitäten zur Residuallastdeckung grundsätzlich folgende drei Optionen:

1) Weiterentwicklung der bereits im heutigen Marktdesign vorhandenen oder angelegten Reserven und Kapazitätselemente

- Wie bei der Beantwortung der Frage 9 aufgezeigt, haben sich die bestehenden Reserven in der zurückliegenden Krise hinsichtlich der Wahrung der Versorgungssicherheit als grundsätzlich sinnvoll erwiesen.
- Sie werfen jedoch Fragen der Dimensionierung auf sowie Wechselwirkungen mit anderen Marktdesign-Elementen, wie z.B. der Marktfähigkeit von Flexibilitätsoptionen.
- Sie zielen bisher in erster Linie auf den Erhalt bestehender Kraftwerkskapazitäten ab. Durch den bevorstehenden Ausstieg aus der Kernkraft und den damit verbundenen Sicherheitserwägungen einerseits und dem Kohleverstromung und den damit verbundenen Klimaschutzwirkungen andererseits nimmt das verfügbare Potential für Reservekraftwerke aus dem bisherigen Bestand ab.
- Alternativ müssten Neuanlagen außerhalb des Marktes ausschließlich für eine strategische Reserve errichtet werden. Das wäre als dauerhafter Mechanismus aus zwei Gründen problematisch: erstens wäre es volkswirtschaftlich ineffizient, Neuanlagen ausschließlich für Reserven zu errichten und diese nicht dem Strommarkt zugänglich zu machen. Sollte dies doch geschehen, wäre das zweitens problematisch im Hinblick auf die Markteffizienz, da es zu wettbewerbsverzerrenden Effekten auf dem Strommarkt kommen kann gegenüber Kapazitäten, die nicht mittels Reserve staatlich gefördert errichtet wurden. Unklar ist in diesem Zusammenhang, wie sich die von der Bundesregierung angekündigte „Kraftwerksstrategie 2026“ einordnen lässt.

In Summe ist eine strategische Reserve nur temporär zu empfehlen, aber nicht als dauerhaftes Instrument.

2) EOM-basierte Finanzierung

Grundsätzlich sind wir der Auffassung, dass ein Marktdesign in Form eines Energy-Only-Marktes (EOM) ausreichend Anreize zum Aufbau und zur Vorhaltung gesicherter Leistung liefern kann, allerdings unter bestimmten Voraussetzungen:

- Weiterentwicklung des bestehenden EOM-Marktdesigns: Der EOM ist die bevorzugte Lösung im Bereich Flexibilität, wobei gut funktionierende Stromspot- und Regelenergiemärkte Teil davon sind. Marktbasierte Referenzpreissignale bilden die Grundlage für die Entscheidungsfindung der Marktteilnehmer.
- Commitment zum EOM mit Akzeptanz von Preisspitzen: Neben Preissignalen ist die Stabilität in politische Rahmenbedingungen ausschlaggebend für marktbasierende Investitionen. Marktinterventionen wie zuletzt krisenbedingt erfolgt z.B. in Form der Erlösabschöpfung, untergraben Investorenvertrauen.
- Keine den EOM untergrabenden Instrumente: Subventionen einzelner Technologien unterdrücken Marktanreize zum Bau neuer Erzeugungskapazitäten. In Folge werden Marktpreise als zu gering für Investitionen angesehen (Missing Money), was wiederum weitere Subventionierung oder andere Formen staatlicher Intervention zur Folge haben kann.

3) Zusätzliche Investitionsanreize

Wenn die Weiterentwicklung und Optimierung des EOM sich als nicht ausreichend erweist, könnten zusätzlich Investitionsanreize als Ergänzung zum EOM in Frage kommen. Unklar ist dahingehend, wie sich die von der Bundesregierung angekündigte „Kraftwerksstrategie 2026“ auswirken wird, und welcher Bedarf für zusätzliche Investitionsanreize dann noch besteht.

Bei Einführung zusätzlicher Investitionsanreize wären folgende Gestaltungskriterien zu berücksichtigen:

- Negative Wechselwirkungen mit dem EOM sind zu vermeiden;
- Technologieneutrale und grenzüberschreitende Ausgestaltung;
- Erneuerbarer Energien sollte auf der Grundlage ihrer Kapazitätskredite berücksichtigt werden. Gleiches gilt für Erzeugungsanlagen, deren Kraftstoffe nicht in ausreichender Menge aus verlässlichen Partnerländern importiert werden können. Nachfrageseitige und dezentrale Flexibilitätsanlagen sollten Erzeugung gleichgestellt werden.
- Vorzugsweise ist ein dezentraler Ansatz passend zum dezentralen Stromsystem zu wählen, da dies eine Vertragsvielfalt ermöglicht, da der Wert verschiedener Kapazitätsarten hervorgehoben werden kann und da die Nachfrageseite implizit oder explizit einbezogen werden kann;
- Als temporäres Instrument auszugestalten mit regelmäßiger Bedarfsanalyse.

In Summe kommen wir zu der Einschätzung, dass zunächst alles unternommen werden sollte, um den EOM zu optimieren und entsprechend weiterzuentwickeln. Nur wenn das nicht ausreicht, sind langfristig zusätzliche Investitionsanreize denkbar. Insbesondere aufgrund der zu erwartend längeren Entwicklungs- und Umsetzungsdauer kommen solche Instrumente eher mittel- bis langfristig als Lösung in Betracht.

12. *Wie wirksam sind die Reaktionsmöglichkeiten der leistungsgemessenen Stromnachfrager auf Knappheitssituationen? Sollten Ihrer Ansicht nach neue Bedingungen und Handelsmöglichkeiten geschaffen werden, um die Reaktionsmöglichkeiten der Nachfrager zu verbessern?*

Hier verweisen wir auf die Stellungnahme von EPEX SPOT.

13. *Wie bewerten Sie das System der Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien durch das Marktprämienmodell? Ist eine Umstellung dieses Systems erforderlich, durch die bei neuen Anlagen Mehreinnahmen ab bestimmten Marktpreisen gedeckelt oder reduziert würden (z.B. durch Differenzkontrakte)?*

Förderregelungen für erneuerbare Energien, selbst marktbasierende Marktprämien, verzerren den Marktpreis und sollten schrittweise durch alle möglichen Marktvergütungen (Spotmarkt, Terminmarkt, Herkunftsnachweise, PPAs usw.) ersetzt werden. Dies führt zu einer effizienteren Marktpreisbildung und ist langfristig volkswirtschaftlich effizient.

Bezüglich zweiseitiger staatlich abgesicherter Differenzkontrakte (CfDs) sehen wir die vermeintlichen Vorteile als überschätzt an bzw. ist es fraglich, ob sie in der Realität überhaupt bestehen:

- **Bessere Finanzierungskonditionen:** Es erschließt sich nicht, weshalb es aus Finanzierungssicht vorteilhaft sein soll, wenn Erlöse durch CfD gedeckelt oder reduziert werden.
- **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 ein großer Teil des Ausfallrisikos über marktübliche Instrumente wie bspw. geleaste Termingeschäfte an der Börse absichern. Dadurch werden auch 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 unsichere Abschöpfung von hohen Marktpreisen aus Betreiber-sicht Opportunitätskosten darstellen, ist davon auszugehen, dass diese in Ausschreibungsgebote eingepreist werden und sogar zu höheren Stromkosten führen.

Statt vermeintlicher Vorteile sehen wir eher eine Reihe von Nachteilen, die CfD mit sich bringen:

- **CfD erschweren private Investitionen für die Erreichung der Ausbauziele:** Anstatt Investitionen in erneuerbare Energien attraktiv für private Investoren zu gestalten, haben potenziell unsichere Rückzahlungsverpflichtungen aus vermeintlich zu hohen Marktpreisen einen gegenteiligen Effekt und erschweren damit auch das Erreichen 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 verhalten 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 bremsen den förderfreien Erneuerbaren-Zubau aus:** Sollte keine Wechselmöglichkeit in die sonstige Direktvermarktung bestehen, 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.

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

Über EEX

Die EEX Group entwickelt weltweit sichere, erfolgreiche und nachhaltige Commodity-Märkte – gemeinsam mit ihren Kunden. Das Angebot der EEX Group umfasst den Handel mit Strom, Erdgas, Umweltprodukten, Fracht- und Agrarprodukten sowie Clearing- und Register-Dienstleistungen und verbindet ein Netzwerk von mehr als 800 Teilnehmern. Zur EEX Group gehören die European Energy Exchange, EEX Asia, EPEX SPOT, Power Exchange Central Europe (PXE) und Nodal Exchange sowie der Registerbetreiber Grexel System und die Softwareunternehmen KB Tech und Lacima. Das Clearing wird durch die beiden Clearinghäuser der Gruppe, die European Commodity Clearing (ECC) und Nodal Clear, durchgeführt. Die EEX ist Mitglied der Gruppe Deutsche Börse.