

part of eex group



Stellungnahme der EEX zum
BMWK-Optionenpapier
„Strommarktdesign der Zukunft“

Leipzig, Berlin: 5. September 2024

EEX Lobbyregister-Nummer:
R001053

Vorbemerkung

Diese Stellungnahme ist die Antwort auf die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchgeführte Konsultation zum „Optionenpapier – Strommarktdesign der Zukunft“. Die Konsultation erfolgt im Rahmen eines Online-Fragebogens – entsprechend orientiert sich die Stellungnahme an den Vorgaben und der Struktur dieses Fragebogens.

Das Optionenpapier und die Konsultation sind Bestandteil des Diskussionsprozesses zum Strommarktdesign im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) beim BMWK. Die EEX hat am PKNS-Prozess als geladener Stakeholder teilgenommen und ihre Expertise in der Organisation und Entwicklung von Strommärkten in die Diskussion eingebracht.

Die Bewertung des Optionenpapiers durch die EEX erfolgt daher insbesondere vor dem Hintergrund, welche Auswirkungen mögliche Änderungen oder Ergänzungen des Strommarktdesigns auf den Strommarkt haben können.

Executive Summary

Das Optionenpapier orientiert sich an vier Handlungsfeldern, die im Rahmen der PKNS betrachtet wurden. Es werden verschiedene Handlungsoptionen genannt, die als Antworten auf die jeweiligen Herausforderungen in den Handlungsfeldern in Frage kommen können. Die Optionen werden dazu in unterschiedlicher Detailtiefe vorgestellt und ihre Vor- und Nachteile aufgezeigt. Hier zeigt sich allerdings, dass insbesondere bei den Handlungsfeldern „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ sowie „Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten“ ein **Missverhältnis in der bisher untersuchten und dargestellten Detailtiefe zwischen den einzelnen Optionen** besteht. In der Folge sind eine vollständig gleichberechtigte und damit objektive Bewertung und ein Vergleich der Optionen auf einer vergleichbaren Grundlage nicht möglich. Das BMWK ist hier aufgefordert, weitere Expertise auch zu den anderen Optionen vorzulegen.

Die Einführung von **Rückzahlungsmechanismen würde in allen betreffenden Optionen zu Herausforderungen vor allem für die Terminvermarktung führen**. Daher sollte das BMWK nochmals intensiv prüfen, ob bei Anwendung von Fördermechanismen in jedem Fall ein Rückzahlungsmechanismus nötig ist. Nach unserem Verständnis geben die EU-Beihilfeleitlinien vor, dass Überförderungen vermieden werden müssen und dazu ein Rückzahlungsmechanismus angewendet werden kann – aber nicht muss. Durch geeignete Ausgestaltung der Vergabemechanismen – z.B. in Form wettbewerblicher Ausschreibungen oder Auktionen – ist zu erwarten, dass die erwartbaren Erlöse in die Gebote eingepreist werden und es im Durchschnitt über die Dauer der Förderung nicht zu „Übererlösen“ kommt. Für Sondersituationen, wie krisenbedingte, unerwartete Zusatzerlöse ist mit der Europäischen Strommarktdesign-Reform ohnehin ein separater Krisenmechanismus geschaffen wurden.

Beim Handlungsfeld 1 „**Investitionsrahmen für erneuerbare Energien**“ sehen wir einen Widerspruch zwischen überbetonten Risiken und dem Ziel ein „möglichst großes, rein marktliches EE-Segment zu ermöglichen“. Das Optionenpapier bleibt Antworten schuldig, wie das rein marktliche Segment unterstützt werden soll. Aus Sicht der EEX können heute schon alle marktbasieren Risiken auch im

Strommarkt durch entsprechende Produkte abgesichert werden. Insbesondere das in den letzten Jahren starke Wachstum bei PPA belegt das. **Das einzige verbleibende Risiko, dass nicht im Energiemarkt absicherbar ist, ist das finanzielle Liquiditätsrisiko.** Hier könnten staatliche Garantien (wie u.a. auch in der EU-Marktdesignreform vorgesehen) als Sicherheitsleistungen gewährt werden, um die Kapitalkosten zu senken. Im Fall von EE-Förderinstrumenten ist aus EEX-Sicht wichtig, dass diese kompatibel mit den Strommärkten sind, d.h. die Preissignale des Strommarktes wirken und Anreize für eine Terminvermarktung bestehen. Diese Aspekte sehen wir allerdings noch nicht als ausreichend betrachtet an, und empfehlen daher, dass das BMWK diese Fragestellung vertieft gutachterlich untersuchen lässt.

Beim Handlungsfeld 2 „Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten“ sind aus Sicht der EEX dezentrale Ansätze die vorzugswürdigen Optionen. Das ist in erster Linie die Option 1 – Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS). Als zweitbeste Option sehen wir einen reinen dezentralen Kapazitätsmarkt (DKM) ohne zentrale Elemente. Die Option 1 KMS wäre eine Weiterentwicklung der Terminmärkte auf Grundlage einer Absicherungspflicht. Das stellt den technologisch offensten, innovationsfreundlichsten und damit anpassungsfähigsten Ansatz dar. Anstatt neue Elemente in das Marktgeschehen zu integrieren, die durch ihre Nachjustierungsnotwendigkeiten zusätzliche regulatorische Ungewissheiten generieren, bedeutet Option 1 eine Weiterentwicklung bewährter Marktmechanismen, um den Markt zu vervollständigen, wodurch Kontinuität und Planungssicherheit gestärkt werden.

Beim Handlungsfeld 3 „lokale Signale“ begrüßt die EEX ausdrücklich, dass das BMWK mit dem Optionspapier lokale Signale als Ergänzung zum Strommarkt ansieht, und eine Änderung der Konfiguration der deutschen Stromgebotszone nicht als Handlungsoption in Betracht gezogen wird. Stattdessen zeigt das Optionspapier alternative, das Marktdesign ergänzende, Instrumenten für lokale Signale auf. Die EEX hält alle aufgezeigten Optionen grundsätzlich für geeignet. Aufgrund des jeweils begrenzten Potentials der Optionen und der erwartbaren Komplexität, sollte nicht auf eine einzelne Option gesetzt werden. Stattdessen sollten die Optionen nebeneinander und sich ergänzend zum Einsatz kommen. Es sollte der Grundsatz einer pragmatischen Umsetzung gelten, dass ein größtmöglicher Nutzen bei geringstmöglichem Aufwand und geringstmöglicher Komplexität angestrebt wird.

Beim Handlungsfeld 4 „Flexibilität“ stimmt die EEX zu, dass Flexibilität ein notwendiges, ergänzendes Element im Strommarkt der Zukunft ist. **Aber es ist hinsichtlich des Erschließens und der Einbeziehung von Flexibilität viel zu lange nicht ausreichend genug gehandelt wurden. Das gilt insbesondere für das Schaffen geeigneter wirtschaftlicher und rechtlicher Rahmenbedingungen z.B. durch den Abbau von Hemmnissen, und es gilt für das Schaffen der technischen Voraussetzungen wie dem flächendeckenden Roll-out von Smart Metern.** Diese Erfordernisse werden aus Sicht der EEX nach wie vor nicht ausreichend adressiert. Das bloße in Aussicht stellen einer „Flexibilitätsagenda“ ohne ausreichend konkrete Maßnahmen und konkrete zeitliche Angaben ist nicht ausreichend.

1. Leitfragen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

1.1 Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der der genannten Optionen?

Ja / Nein Antwort: **Nein**

Begründung

Die Einschätzung zu Chancen und Herausforderungen teilen wir nur eingeschränkt, da bereits in der Einleitung zu diesem Handlungsfeld eine Tendenz besteht, die Risiken des marktgetriebenen EE-Zubaus und in der Folge die Notwendigkeiten und Chancen von Förderinstrumenten überzubetonen. Insbesondere teilen wir folgende Aussagen nicht bzw. sehen diese differenzierter:

- 1) Dass Strommarkterlöse allein nicht ausreichend seien für Investitionen: Hier wird nicht berücksichtigt, dass die meisten EE-Technologien marktreif sind und vergleichsweise niedrige LCOE haben. Auch verbessern sich die Finanzierungsbedingungen für EE, wenn das Marktdesign entsprechend an anderer Stelle verbessert wird (u.a. Flexibilität) bzw. bestimmte Änderungen unterbleiben (zentraler Kapazitätsmechanismus). Zwar weist das Optionenpapier auf Wechselwirkungen zwischen den Handlungsfeldern hin, lässt aber insbesondere die negativen Auswirkungen von zentralen Kapazitätsmärkten auf die Wirtschaftlichkeit von EE und damit die Erfolgsaussichten für einen rein marktgetriebenen EE-Ausbau außer Acht.
- 2) Dass Investoren Erlörisiken nicht beeinflussen, und sich nicht absichern können: Diese Einschätzung teilen wir nicht, da alle marktbasieren Risiken auch im Strommarkt durch entsprechende Produkte abgesichert werden können. Insbesondere das in den letzten Jahren starke Wachstum bei PPA belegt das. Das einzige verbleibende Risiko, das nicht im Energiemarkt absicherbar ist, ist das finanzielle Liquiditätsrisiko. Hier besteht ein Trade-Off zum Kreditrisiko bzw. Ausfallrisiko. Um das Kreditrisiko abzusichern, benötigt es finanzielle Liquidität, z.B. im Falle langfristigen Clearings über ein Clearinghaus. Die Erfahrungen aus der Energiepreiskrise haben gezeigt, dass staatliches Handeln besonders bei der Liquiditätsfrage hilfreich sein kann, z.B. in dem staatliche Garantien (wie u.a. auch in der EU-Marktdesignreform vorgesehen) als Sicherheitsleistungen gewährt werden, um die Kapitalkosten zu senken/zu begrenzen.
- 3) Zweifel an der Wirkung des ETS-Preissignals: Es ist verwunderlich, wenn der Gesetzgeber Unsicherheit bei Investoren auf politische Unsicherheit zurückführt, die nur er selbst durch eigenes Handeln beseitigen kann.

Schlussendlich besteht ein Widerspruch zwischen überbetonten Risiken und dem Ziel ein „möglichst großes, rein marktliches EE-Segment zu ermöglichen“. Außer einer kleinen Textbox zu PPA bleibt das Optionenpapier Antworten schuldig, wie das rein marktliche Segment unterstützt werden soll.

1.2 Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

Erlösunsicherheiten bei Null- oder Negativpreisen:

Unsicherheiten bestehen grundsätzlich bei den produktionsabhängigen Instrumenten; sie lassen sich aber vermeiden oder zumindest reduzieren, z.B. durch eine Verlängerung der Förderdauer um die Anzahl der betreffenden Stunden mit Negativpreisen. Bei produktionsunabhängigen Instrumenten besteht diese Unsicherheit nicht.

Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente:

Theoretisch könnte es zu den beschriebenen Verzerrungen kommen. Das tatsächliche Ausmaß und damit die praktische Relevanz sind zu diesem Zeitpunkt nicht abschätzbar. Auch dürfte weitere Faktoren geben, von den die Relevanz abhängt, u.a. Umstellung der Day-Ahead-Auktion auf Viertelstunden, Prognosegüte, Auswirkungen variabler Tarife auf Verbrauchseite.

Auswirkungen auf die Terminvermarktung:

Durch die durch EU-Vorgaben gegebene Notwendigkeit für Rückzahlungen sehen wir grundsätzlich eine Herausforderung für das Funktionieren der Terminmärkte. Dieser Umstand und insbesondere mögliche Ausgestaltungsoptionen, um das zu verhindern oder zumindest zu begrenzen sollte zwingend weitergehend untersucht werden.

Die Verwendung von Differenzverträgen dürfte die Anreize für eine Terminvermarktung grundsätzlich reduzieren, da sie die Funktion langfristiger Absicherung übernehmen. Bei Option 1 würde dieser Effekt vermutlich geringer ausfallen je größer der Marktwertkorridor gewählt wird. Bei Option 2 würden sämtliche Anreize für eine Terminvermarktung genommen. Bei Option 3 und 4 sind die Effekte noch nicht abschätzbar, da sie von weiteren Detailfragen der Ausgestaltung abhängen, u.a. der Wahl der Referenzperiode. Hierzu enthält das Optionenpapier aber keine weiteren Aussagen. Wir empfehlen, dass das BMWK diese Fragestellung daher vertieft gutachterlich untersuchen lässt.

1.3 Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?

Kapitalkosten allgemein:

Das Thema Kapitalkosten wird im Vergleich zu anderen Aspekten sehr stark betont. Problematisch sind Vergleiche mit dem Status Quo der EEG-Logik, möglichst umfassende finanzielle Sicherheit zu geben. Dieses Modell kann und wird es in Zukunft nicht mehr geben, da es weder in Hinsicht auf die Finanzierbarkeit noch auf Systemdienlichkeit zukunftsfähig ist. Daher ist nur ein Vergleich zwischen zukünftigen Handlungsoptionen zielführend. In der Konsequenz müssen sich auch die Kapitalgeber an die geänderten Rahmenbedingungen anpassen, wenn es die bisherige Fördersystematik nicht mehr gibt. Außerdem sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass Zinsen und damit Kapitalkosten auch wieder sinken können.

Kapitalkosteneffekte der Optionen:

Bei produktionsunabhängigen Instrumenten dürften die Kapitalkosten geringer ausfallen als bei produktionsabhängigen Instrumenten, da hier sowohl Preis- als auch Mengenrisiken abgesichert werden. Auch die genaue Ausgestaltung und der Grad der Komplexität der Instrumente könnte Einfluss auf die Kapitalkosten haben.

1.4 Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
- Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit eines produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrags auf Basis von Wettermodellen ein?

Grundsätzlich muss das Ziel sein, dass Instrumente nicht nur theoretisch durchdacht sind, sondern auch von den Betroffenen verstanden werden und möglichst schnell und einfach angewendet werden können. Dahingehend erscheinen vor allem die produktionsunabhängigen Instrumente derzeit noch sehr kompliziert. Auf Basis der bisherigen Beschreibung sind die Folgewirkungen auf die verschiedenen Bereiche des Strommarktes noch nicht vollständig und abschließend bewertbar.

1.5 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Die Einführung von Rückzahlungsmechanismen würde in allen Optionen zu Herausforderungen vor allem für die Terminvermarktung führen (siehe auch Ausführungen zu 1.2). Daher sollte das BMWK nochmals intensiv prüfen, ob bei Anwendung von Fördermechanismen in jedem Fall ein Rückzahlungsmechanismus nötig ist. Nach unserem Verständnis geben die EU-Beihilfeleitlinien vor, dass Überförderungen vermieden werden müssen und dazu ein Rückzahlungsmechanismus angewendet werden kann – aber nicht muss. Durch geeignete Ausgestaltung der Vergabemechanismen – z.B. in Form wettbewerblicher Ausschreibungen oder Auktionen – ist zu erwarten, dass die erwartbaren Erlöse in die Gebote eingepreist werden und es im Durchschnitt über die Dauer der Förderung nicht zu „Übererlösen“ kommt. Für Sondersituationen, wie krisenbedingte, unerwartete Zusatzerlöse ist mit der Europäischen Strommarktdesign Reform ein separater Krisenmechanismus geschaffen wurden.

Darüber hinaus sind folgende Aspekte bisher nicht im Optionenpapier enthalten, sollten aber in der weiteren Betrachtung berücksichtigt werden:

- Maßnahmen zur Unterstützung des rein marktgetriebenen EE-Zubaus, insb. PPA,
- Zukünftige Rolle von und Umgang mit Herkunftsnachweisen,
- Bedeutung von potenziellen zukünftigen Offshore-Gebotszonen,
- Konkrete Ansätze für lokale Signale in einem zukünftigen EE-Fördersystem.

2. Leitfragen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

2.1 Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

Aufgrund der Dynamik der Transformation sollte das Marktdesign zukünftige Entwicklungen absorbieren können. Ein Marktdesign, das auf dezentraler Selbstorganisation und Emergenz basiert, kann ohne regelmäßige gesetzliche Änderungen oder Anpassungen auskommen. Umgekehrt bedeutet das im Falle der Einführung staatlich organisierter Marktdesignelemente, wie Kapazitätsmärkten, zwangsläufig die Notwendigkeit einer Anpassungs- und Anschlussfähigkeit. Insbesondere Kapazitätsmechanismen mit zentralen Elementen können die Entwicklungen in einem komplexen System wie dem Strommarkt nicht ausreichend antizipieren und es besteht kontinuierlicher Anpassungsbedarf.

Darüber hinaus besteht bei Einführung expliziter Kapazitätsmechanismen das hohe Risiko von unerwünschten Nebeneffekten, die weiteren Anpassungsbedarf in anderen Bereichen des Marktdesigns (sog. Slippery Slope) auslösen:

- Option 2 DKM: In einem DKM bestimmen zunächst Marktakteure die Kapazitätsmenge und deren Zusammensetzung. Es besteht jedoch ein Risiko, dass zunehmend zentrale Elemente eingeführt werden. Wenn Stakeholder mit Marktergebnissen nicht zufrieden sind, werden Anpassungen gefordert, um gewünschte Ergebnisse durch mehr „Steuerung“ herbeizuführen. Über die Zeit würde der DKM in einen ZKM umgewandelt.
- Option 3 ZKM: Es werden Jahre im Voraus auf Basis vieler Annahmen über die Zukunft wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Technologien regulatorisch festgelegt und müssen den jeweils neuen Bedingungen angepasst werden. Inhärente Marktmachtprobleme führen zu einer Vielzahl regulatorischer Stellschrauben.
- Option 4 KKM: Durch zentrale Ausschreibungen im KKM-Z ist ein Slippery Slope für die kontinuierliche Kapazitätsausweitung angelegt und Überkapazitäten sind wahrscheinlich. Es besteht ein hohes Risiko, dass Flexibilitätsoptionen verdrängt werden. Es wird zentrale Nachsteuerung erforderlich sein und der KKM wäre eine Zwischenstufe auf dem Weg zu einem ZKM.

Unsere Empfehlung ist daher die Weiterentwicklung der Terminmärkte auf Grundlage der Absicherungspflicht (Option 1), da dies den technologisch offensten, innovationsfreundlichsten und damit anpassungsfähigsten Ansatz darstellt. Anstatt neue Elemente in das Marktgeschehen zu integrieren, die durch ihre Nachjustierungsnotwendigkeiten zusätzliche regulatorische Ungewissheiten generieren, stellt Option 1 eine Weiterentwicklung bewährter Marktmechanismen dar, um den Markt zu vervollständigen, wodurch Kontinuität und Planungssicherheit gestärkt werden.

2.2 Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

Wir begrüßen, dass der Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten sowie das Risiko einer Überdimensionierung grundsätzlich als zentrale Herausforderungen gesehen werden. Im Hinblick auf einen ZKM bewerten wir diese Herausforderungen wie folgt:

Berücksichtigung flexibler Lasten

Flexible Lasten wie z.B. Wärmepumpen, bestimmte Teile industrieller Prozesse, Elektrolyseure oder Elektroautos können ihren Strombedarf im gewissen Maß verschieben und an die fluktuierende Erzeugung aus Wind und PV anpassen. Ein ZKM beeinträchtigt durch Preisverzerrungen – insbesondere durch die Schaffung von Überkapazitäten – die Wirtschaftlichkeit solcher Flexibilitätsoptionen, wodurch sie teilweise verdrängt werden (Second-Order-Effect). Daraus folgt, dass auch die Integration Erneuerbarer Energien indirekt durch Kapazitätsmärkte beeinträchtigt wird (Third-Order-Effect). Weniger Flexibilitätsoptionen führen zu niedrigeren Marktwerten Erneuerbarer Energien, wodurch wiederum die Fördernotwendigkeit und die Förderkosten nachhaltig ansteigen. Erfahrungen aus anderen Ländern (u.a. GB und BE) zeigen, dass eine Einbeziehung von flexiblen Lasten zu einer komplexen und von Anpassungsbedarf geprägten Ausgestaltung führt, ohne dass sich Flexibilitätsoptionen tatsächlich stabil in einem ZKM integrieren lassen.

Risiko der Überdimensionierung:

Grundsätzlich ist in einem ZKM das Risiko der Überdimensionierung am größten auf Grund der politischen Risikoaversion einerseits und der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Strommarktes andererseits. In der Folge schwächen Überkapazitäten die Effektivität des ZKM, da bei einem überbauten System das Risiko besteht, dass das Preisniveau zu niedrig ist, um – ohne zusätzliche Förderung – in neue Kraftwerke zu investieren. Flexibilitätsoptionen, die nicht in den ZKM einbezogen werden können, aber auf Erlöse aus dem Strommarkt angewiesen sind, haben das Nachsehen. Folglich sinkt ebenfalls der Marktwert Erneuerbarer Energien. Zusätzlich zur Kraftwerksförderung steigen dadurch auch die EE-Förderkosten. Relevanter als die direkten Kosten sind jedoch die indirekten Kosten aufgrund der langfristigen Pfadabhängigkeiten und der Marktverzerrungen, die unter anderem flexible und innovative Technologien verdrängen. Zentrale Kapazitätsmärkte neigen zudem dazu, dass Marktmachtpotenzial zu steigern. Die Pfadabhängigkeiten, Fehlanreize und Marktmachtpotenziale führen in einem dynamische Stromsystem zu nachhaltig steigenden Gesamtsystemkosten.

2.3 Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

Wir rechnen mit deutlichen negativen Effekten eines Rückzahlungsmechanismus auf Speicher und flexible Lasten. Das liegt zum einen daran, dass die bisher bekannten Formen einer Erlösabschöpfung nicht sachgerecht für Speicher und flexible Lasten sind, da sich deren Erlöse nicht an der absoluten Preishöhe, sondern auf Grundlage von Preisdifferenzen bemisst. Daher wäre es nötig, dass eine Rückzahlung ausschließlich auf Grundlage der tatsächlich erzielten Erlöse erfolgt. Das wäre wiederum erwartbar von hoher Komplexität und Aufwand geprägt (vgl. u.a. Erfahrungen im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes).

Im Ergebnis steht das Risiko, dass Investoren in Speicher und flexible Lasten, von der Aussicht auf einen solchen Rückzahlungsmechanismus, ihre Investitionen unterlassen. Sollte es dennoch zu Investitionen kommen, bestünde weiterhin das Risiko, dass der Einsatz dieser Technologien sich nicht an den Preissignalen und damit an den Erfordernissen des Strommarkts orientiert, sondern an einer Optimierung gegenüber des Rückzahlungsmechanismus, um Rückzahlungen möglichst zu vermeiden oder zumindest zu minimieren.

Daher empfehlen wir Option 1 KWS, da es hier nicht notwendigerweise eines Rückzahlungsmechanismus bedarf und die Einbindung von Speichern und flexiblen Lasten im Sinne des Gesamtsystems sich am besten realisieren lässt.

2.4 Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

Wir haben folgende allgemeine Anmerkungen zu den Chancen und Herausforderungen eines KKM:

- Wie unter 2.1 und 2.2 ausgeführt sehen wir deutliche Nachteile vor allem bei ZKM und KKM hinsichtlich der Notwendigkeit einer Anpassungs- und Anschlussfähigkeit, bei der Einbeziehung von Flexibilitätsoptionen sowie hinsichtlich des Risikos einer Überdimensionierung.
- Als hybrides Modell gestartet könnte am Ende das Ergebnis stehen, dass es nur noch einen zentralen Kapazitätsmechanismus gibt, weil immer mehr Details aufgrund der – erwartbaren aber heute noch weitgehend unklaren – Wechselwirkungen regulatorisch geregelt werden müssen.
- Zudem zeigt die Diskussion zur Kraftwerksstrategie, wie schwierig eine beihilferechtliche Genehmigung auf EU-Ebene zu erhalten ist. Bei einem hybriden Modell könnte dies noch schwerer sein, weil es hier noch keinen Präzedenzfall gibt, mithin die Erfahrungswerte fehlen.

Unabhängig von dieser grundsätzlichen Bewertung haben wir hinsichtlich der bisher präsentierten Ausgestaltung eines KKM folgende konkrete Fragen und Anmerkungen:

- Mit wieviel zeitlichem Vorlauf soll der KKM-Z vor dem KKM-D eingeführt werden? Wie wird verhindert, dass durch eine sequenzielle Einführung (KKM-Z vor KKM-D) eine „Bevorteilung“ von Kapazitäten im KKM-Z stattfindet zu Lasten der Wirtschaftlichkeit von flexiblen Lasten und Speichern? Aus unserer Sicht erhöht die sequenzielle Einführung und eine große zeitliche Differenz die negativen Auswirkungen für die Wirtschaftlichkeitsperspektive von Flexibilitätsoptionen, was wiederum die Wahrscheinlichkeit der Anpassung hin zu einem ausschließlichem ZKM erhöht.
- Unklar bleibt, inwieweit das Potential der Selbsterfüllung und Flexibilität im KKM-D bei der Dimensionierung des KKM-Z berücksichtigt wird? Hier besteht das Risiko, dass das Potential der Selbsterfüllung und Flexibilität unterschätzt wird und es zu einer Überdimensionierung im KKM-Z kommt. Das hätte - wie unter 2.2 beschrieben - Second und Third-Order Effekte auf die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen und EE-Projekte zur Folge.

2.5 Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

Wir erachten eine solche Kombination aus zentralem und dezentralem Element als nicht geeignet. Die Herausforderungen (Überdimensionierung im zentralen Element, negative Auswirkungen auf Flexibilitätsoptionen, Anpassungserfordernisse, Slippery Slope, Komplexität, Beihilferecht), die sich bei einer Kombination aus zentralem und dezentralem Modell ergeben, stellen sich auch grundsätzlich in dieser Kombination.

Aus unserer Sicht sind dezentrale Ansätze die vorzugswürdigen Optionen. Das ist in erster Linie die Option 1 – Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS). Als zweitbeste Option sehen wir einen reinen DKM ohne zentrale Elemente.

Eine Weiterentwicklung der Terminmärkte auf Grundlage der Absicherungspflicht stellt den technologisch offensten, innovationsfreundlichsten und damit anpassungsfähigsten Ansatz dar. Anstatt neue Elemente in das Marktgeschehen zu integrieren, die durch ihre Nachjustierungsnotwendigkeiten zusätzliche regulatorische Ungewissheiten generieren, stellt Option 1 eine Weiterentwicklung bewährter Marktmechanismen dar, um den Markt zu vervollständigen, wodurch Kontinuität und Planungssicherheit gestärkt werden. Hierzu verweisen wir auf die von uns mitbeauftragte Studie „Die Ordnung der Transformation“ (connect-ee.com/wp-content/uploads/2024/07/Connect_Ordnung_der_Transformation_2024.pdf).

In diesem Zusammenhang teilen wir auch nicht die im Optionenpapier getroffene Bewertung (Abb. 14 im Optionenpapier) zu Komplexität und administrativem Aufwand, wonach Option 1 hier den höchsten Grad aufweise. Für diese Bewertung fehlen stichhaltige, objektive Argumente. Im Gegenteil, vor allem die Optionen mit zentralem Element dürften aus den hier genannten Gründen einen höheren Grad an administrativem Aufwand aufweisen. Auch der Grad der Komplexität wird für Option 1 überschätzt und kann nicht höher sein als der von Option 4 des KKM. Denn auch im KKM kommt es zu Verpflichtungen im Rahmen des KKM-D, es muss entsprechende Infrastruktur (Register) und Überwachung aufgebaut werden und die Kombination und Schnittstelle zw. zentralem und dezentralem Element sorgt für zusätzliche Komplexität.

2.6 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Es ist davon auszugehen, dass die Optionen 2 und 4 mit ihren zentralen Instrumenten Auswirkungen auf die Terminmärkte haben können. Denn für diese Kapazitäten in einer staatlichen Förderung besteht womöglich kein Anreiz mehr, diese weiterhin auf Terminmärkten zu vermarkten. Die genauen Wechselwirkungen und die potenziellen Auswirkungen sind bisher aber unklar, genau wie mögliche Abhilfemaßnahmen. Das BMWK ist hier aufgefordert, weitere Expertise vorzulegen.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass bisher eine weitergehende Ausarbeitung nur für Option 4 (KKM) vorliegt. Vergleichbare Arbeiten für die anderen Optionen liegen nicht vor. Deshalb sind eine vollständig gleichberechtigte und damit objektive Bewertung und ein Vergleich der Optionen auf einer vergleichbaren Grundlage nicht möglich. Das BMWK ist hier aufgefordert, weitere Expertise auch zu den anderen Optionen vorzulegen.

3. Leitfragen lokale Signale

3.1 Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Wir teilen die Einschätzung, dass das Vorhandensein und der Einsatz von Flexibilitäten im Strommarkt der Zukunft eine wichtige Rolle spielen werden. Lokale Signale sind dabei monetäre Anreize zum Entstehen (Investition an aus systemischer Sicht geeigneten Standorten) und zum Einsatz (Einsatz an aus systemischer Sicht geeigneten Standorten zu geeigneten Zeitpunkten oder Zeiträumen) von Flexibilitäten.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass das BMWK mit dem Optionspapier lokale Signale als Ergänzung zum Strommarkt ansieht, und eine Änderung der Konfiguration der deutschen Stromgebotzone nicht als Handlungsoption in Betracht gezogen wird. Auch wir halten eine Abkehr vom bisherigen zonalen Marktdesign – sei es in Form einer Aufteilung der Stromgebotzone oder sogar in Form von Nodal Pricing – nicht für eine gangbare Handlungsoption. Stattdessen gibt es eine Reihe von alternativen, das Marktdesign ergänzenden, Instrumenten für lokale Signale, von denen einige im Rahmen des Optionspapiers diskutiert werden.

Wichtig zu betonen ist auch, dass lokale Signale in erster Linie dabei helfen, Netzengpasssituationen zu verringern. Damit helfen sie, die Folgen des bisher unzureichenden Netzausbaus zu mindern, sie ersetzen aber nicht den für die Transformation nötigen Netzausbau.

3.2 Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Vorteile:

- Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte: Es kann auf der bestehenden Systematik aufgebaut und diese weiterentwickelt werden, insb. im Hinblick auf bisherige Hemmnisse bei der netz- und systemdienlichen Einbindung flexibler Verbraucher und zuschaltbarer Lasten.
- Regionale Steuerung in Förderprogrammen: Ein Vorteil kann sein, dass vor allem im Rahmen eines Markthochlaufs (z.B. Wasserstoff-Elektrolyseure) in einer frühen Phase ein gewisses Maß an sinnvoller regionaler Steuerung erreicht werden kann.
- Flexible Lasten im Engpassmanagement: Ein wichtiger Vorteil ist, dass damit das Redispatch-Potential innerhalb des Engpassmanagements vergrößert wird, was sich positiv auf die Kosteneffizienz des Redispatch auswirken dürfte. Auch ist anzuerkennen, dass marktbasierende Lösungen für das Engpassmanagement auf Basis der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2019/944 (Art. 13) und der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2019/943 (Art. 32) zu priorisieren sind. Die entsprechende europarechtliche Akzeptanz ist also entsprechend hoch. In anderen europäischen Ländern (u.a. Niederlande) gibt es bereits bestehende Redispatch-Märkte, die sich bewährt haben und auf deren Erfahrung zurückgegriffen werden kann. Auch kommen hybride Ansätze in Kombination mit einem kostenbasierten Redispatch in Betracht.

Nachteile:

- Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte: Zu den Nachteilen zählen u.a. 1) mögliche Wechselwirkungen mit anderen Bestandteilen der Netzentgeltsystematik, 2) Wechselwirkungen mit den Preissignalen des Großhandelsmarktes, 3) Verteilungswirkungen (Entlastungen einzelner Netznutzer kann zu Belastung anderer Netznutzer führen), 4) begrenztes Potential auf die Netznutzer, die nicht von Netzentgelten befreit sind.
- Regionale Steuerung in Förderprogrammen: Zu den Nachteilen zählen u.a. 1) begrenztes Potential auf die Netznutzer, die eine Förderung in Anspruch nehmen, 2) Malus-Regelungen können strombasierte klimafreundliche Technologien z.B. Wärmepumpen im Wärmebereich unattraktiv gegenüber anderen, weniger klimafreundlichen Technologien stellen. 3) Bei technologiespezifischer Ausgestaltung wird die Technologieoffenheit eingeschränkt und der Lösungsraum eingegrenzt. 4) Insgesamt steht dieser Ansatz im Widerspruch zu dem Ziel, staatliche Förderung auf ein Minimum zu begrenzen.
- Flexible Lasten im Engpassmanagement: Es bestehen mit hoher Wahrscheinlichkeit Umsetzungs Herausforderungen, wie die Erfahrungen aus dem Redispatch 2.0-Prozess zeigen. Vermeintliche Nachteile aufgrund von Inc-Dec-Gaming sehen wir als begrenzt und beherrschbar an. Anstatt diesen Aspekt wie bisher als hartes Ausschlusskriterium zu begreifen, sollte lösungsorientiert an Ansätzen gearbeitet werden, die diesbezügliche Risiken ausschließen oder zumindest auf ein akzeptables Maß begrenzen.

Grundsätzlich ist allen Optionen gemein, dass ihr jeweiliges Potential begrenzt ist. Hinzu kommt auch, dass nicht allein die auf den Strommarkt bezogenen Kosten, sondern auch andere Standortfaktoren (Grundstücke, Genehmigungen, Gewerbesteuer, Fachkräfte, Akzeptanz) eine Rolle für Investitionsentscheidungen spielen.

3.3 Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?

Es sollten folgende grundsätzlichen Ansätze berücksichtigt werden:

- Aufgrund des jeweils begrenzten Potentials der Optionen und der erwartbaren Komplexität bei möglichst perfekter Ausgestaltung, sollte nicht auf eine einzelne Option gesetzt werden. Stattdessen sollten die Optionen nebeneinander und sich ergänzend zum Einsatz kommen und es sollte der Grundsatz gelten, dass ein größtmöglicher Nutzen bei geringstmöglichem Aufwand und geringstmöglicher Komplexität angestrebt wird.
- Alle Optionen sollten eine breite Teilnahme von Marktakteuren ermöglichen.
- Mit Blick auf effizientere Betriebsanreize sind in erster Linie derzeit bestehende Flexibilitätshemmnisse abzubauen, insb. Bestandsregelungen für die individuellen Netznutzungsentgelte.

3.4 Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?

Wir sehen folgende Gefahren bzw. Risiken, die aber auch unabhängig von der Etablierung lokaler Signale bei einem unzureichenden oder verzögerten Netzausbau auftreten können:

- Herausforderungen für den Netzbetrieb durch Zunahme lokaler Engpässe, insb. aufgrund des weiter erwarteten Zubaus dezentraler Erzeugung und dezentraler Lasten.
- Weitere Kostenbelastung im Bereich Engpassmanagement.
- Weiterhin oder sogar verstärktes in Frage stellen der einheitlichen Stromgebotszone.

3.5 Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

Zuletzt hat die Einführung des Instruments „Nutzen-statt-Abregeln“ mit § 13k EnWG gezeigt, dass insbesondere der Anspruch, alle Risiken des Instruments von vornherein vollständig ausschließen zu wollen zu hohen Anforderungen an die Teilnahme geführt hat. In der Konsequenz ist zu erwarten, dass der Nutzen des Instruments begrenzt sein wird.

Stattdessen sollte der Grundsatz einer pragmatischen Umsetzung gelten, dass ein größtmöglicher Nutzen bei geringstmöglichem Aufwand und geringstmöglicher Komplexität angestrebt wird. Dazu gehört auch, dass Risiken in einem tolerierbaren Maße akzeptiert werden, solange der Nutzen des Instruments die Risiken und damit verbundene Fehlanreize und Kosten übersteigt. Es bleibt dem Gesetzgeber bzw. der Regulierungsbehörde hier auch unbenommen, Instrumente kontinuierlich weiterzuentwickeln.

3.6 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Keine Antwort

4. Leitfragen Flexibilität

4.1 Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Ja / Nein Antwort: **Ja**

Begründung

Wir stimmen der Problembeschreibung und den Kernaussagen im Grundsatz zu und haben dazu folgende Anmerkungen:

- Flexibilität ist ein notwendiges, ergänzendes Element im Strommarkt der Zukunft. Aber es ist hinsichtlich des Erschließens und der Einbeziehung von Flexibilität viel zu lange nicht ausreichend gehandelt wurden. U.a. sind die Erkenntnisse zur Notwendigkeit und zum Potential von Flexibilitätsoptionen nicht neu. Im Gegenteil: sie sind zu einem großen Teil bereits im Zuge der letzten großen Marktdesign-Reform in Deutschland mit Grün- und Weißbuch (2014-2015) und später (2017) mit dem Ergebnispapier Strom 2030 (https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3) bereits identifiziert worden.
- Je mehr Flexibilitätsoptionen erschlossen und je besser diese in den Strommarkt eingebunden werden, desto geringer ist der Bedarf an Investitionen an anderer Stelle, z.B. ist keine massive Überbauung mit EE nötig, es sind weniger thermische Kraftwerke im Bereich steuerbare Kapazitäten nötig und es benötigt keinen Netzausbau „bis zum letzten kW“.
- Flexibilitäten lassen sich am besten über Marktanreize erschließen, Politik und Regulierung sollten sich in erster Linie auf den Abbau von Hemmnissen konzentrieren, um das zu ermöglichen.
- Zentral für den Einsatz von Flexibilitäten sind Marktpreissignale und damit verbunden vor allem Preisunterschiede (Volatilität). Diese Preissignale dürfen nicht politisch oder regulatorisch in Frage gestellt und unterdrückt werden.

4.2 Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

Die genannten Aktionsbereiche sind zwar notwendig, aber nicht vollständig und ausreichend. Insbesondere sehen wir weitere Aktionsbereiche und haben folgende grundsätzliche Anmerkungen:

- Eine Verringerung marktfremder Bestandteile des Strompreises, um die gewollten Reaktionen auf Marktpreissignale nicht zu behindern.
- Die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Smart Meter so ausgestalten, dass es zu einem flächendeckenden Einsatz kommt. Denn Smart Meter sind die zwingende Voraussetzung für die intelligente Steuerung und damit Dynamisierung auf der Verbrauchsseite.
- Der bisher ausschließliche Fokus auf tarifliche Modelle verengt einerseits den Lösungsraum, andererseits verkennt es deren begrenzte Anreizwirkung. So führt z.B. die Ausgestaltung von dynamischen Tarifen hinsichtlich einer gewissen Vorhersehbarkeit im Ergebnis zu einer starren bzw. inflexiblen Ausgestaltung innerhalb dieser eigentlich als dynamisch und flexibel gedachten Instrumente. Daher sollte ein weiterer Aktionsbereich für marktbasierende Flexibilitätsmechanismen ergänzt werden.

4.3 Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?

Hemmnisse:

Folgende grundsätzlichen Hemmnisse sehen wir:

- Zu hoher staatlich induzierter Preisanteil, der für flexible Letztverbraucher Preissignale verzerrt bzw. abschwächt.
- Geringe Umsetzung der Digitalisierung (inklusive des Smart Meter Rollouts) und zu komplexe Regelungen.
- Zu strikte und kleinteilige Datenschutzverordnungen und -richtlinien.

In Summe verhindern diese Hemmnisse die tatsächliche Anwendung von Instrumenten wie dynamischen Tarifen in einem Umfang wie es aus Gesamtsystemsicht wünschenswert wäre.

Lösungen:

Folgende grundsätzlichen Lösungsansätze sehen wir:

- Schneller Smart-Meter-Rollout in den für die Energiewende relevanten Akteursgruppen, d.h. vor allem Smart Meter Ausbau priorisieren und entbürokratisieren.
- Konzepte nicht bis zur Perfektion in der Theorie ausreifen und politisch und regulatorisch bis in jedes technische Detail regeln zu wollen (kein Mikro-Management!), sondern pragmatisch, iterativ und schnell verfahren.
- Steuern, Abgaben, Umlagen senken und auf neue Umlagen auf den Strompreis verzichten, so dass das Preissignal unmittelbar bei den Akteuren ankommt.

4.4 Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?

Keine Antwort

4.5 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Das Erschließen und Einbindung von Flexibilitätsoptionen hat zwei Dimensionen, die bei den Handlungsfeldern und Optionen immer bedacht werden müssen: Einerseits den Abbau von Hemmnissen, andererseits konkrete Konzepte zur Einbindung der Flexibilitäten in das Energiesystem.

Aufgrund der Bedeutung von Flexibilität für den zukünftigen, transformierten Strommarkt, der identifizierten Herausforderungen und bestehenden Lücken sowie der Wechselwirkungen mit den anderen Handlungsfeldern des Marktdesigns (insb. Erfordernis und Finanzierung steuerbarer Kapazitäten), ist nicht nachvollziehbar, dass keine ausreichend konkreten Maßnahmen in dem Optionenpapier aufgezeigt werden. Das bloße in Aussicht stellen einer „Flexibilitätsagenda“ ohne ausreichend konkrete Maßnahmen und konkrete zeitliche Angaben ist nicht ausreichend.

Kontakt

European Energy Exchange AG
EEX-Hauptstadtbüro
Unter den Linden 38
10117 Berlin

Daniel Wragge
Director Political & Regulatory Affairs
Daniel.Wragge@eex.com

Robert Gersdorf
Market Policy Expert
Robert.Gersdorf@eex.com

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), GET Batic 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.