



## Mit den Stakeholdern erarbeitete Take-Aways zum Ergebnis der Sitzung

# 1. Diskussion zu Stärkung des wettbewerblichen Strommarktes

---

## 1.1 Vortrag Consentec: Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarktes („Strommarkt-plus“)

Aus dem Vortrag ergaben sich folgende Kernaussagen:

- Neben den bislang diskutierten Optionen eines dezentralen oder zentralen Kapazitätsmarkts sowie einer Fortführung des heutigen Marktdesigns wären auch Ansätze zur Stärkung des heutigen wettbewerblichen Strommarktes denkbar und zu diskutieren.
- Diese Ansätze könnten z.B. eine verstärkte Hedgingpflicht sowie eine Preisabsicherung für geeignete Hedgingprodukte (garantierter Mindestpreis) umfassen.
- Eine Weiterentwicklung der Hedgingpflicht (s. EU-Marktdesignreform) könnte dabei spezifisch auf die Absicherung gegen Preisspitzen abzielen. Dies könnte dabei helfen, die Refinanzierungsmöglichkeiten von Spitzenlastanlagen zu stärken. Dazu bedarf es ggf. neuer Produkte im Terminmarkt.
- Ein staatlich garantierter Mindestpreis für diese Absicherungsprodukte könnte ebenfalls dazu beitragen, die Refinanzierung von Spitzenlastanlagen zu erleichtern, indem der Staat einen Teil des Investitionsrisikos über den Mindestpreis übernimmt.
- Je nach konkreter Ausgestaltung kann die Kombination aus Hedgingpflicht und Mindestpreis Ähnlichkeiten mit einem (dezentralen) Kapazitätsmarkt aufweisen bzw. von ähnlichen Herausforderungen bei der Parametrierung geprägt sein.
- Als zusätzliche Option wurde die Möglichkeit zur Einführung einer Operating Reserve Demand Curve (ORDC) vorgestellt, die über einen graduellen Preisaufschlag dazu beitragen kann die Investitionssignale aus Preisspitzen zu verstärken.

## 1.2 Take-Aways aus der Diskussion

- Das Konzept zielt darauf ab, die Investitionsanreize des Energy-Only-Markts abzusichern, aber nicht darauf, das Refinanzierungsrisiko der Investition vollständig abzusichern.

Sitzung der AG 3 steuerbare Kapazitäten der Plattform Klimaneutrales Stromsystem  
am 16. November 2023



- Das Konzept zielt nicht darauf ab, Preisspitzen durch hohe Brennstoffpreise zu vermeiden (kein Instrument um Input-Krisen zu adressieren).
- Die Ausgestaltung der Hedgingprodukte muss Flexibilität ermöglichen, entweder über nicht abgesicherte (dynamische) Tarife oder über Zugang von Flexibilität auf der Angebotsseite.
- Die Ausgestaltung der Erfüllungskontrolle (z.B. Pönalen, Register) ist wichtig um sicherzustellen, dass sich die Versorger ausreichend absichern.
- Bei der Ausgestaltung des Mindestpreises wäre zu prüfen bzw. diskutieren, über welchen Zeitraum das Instrument als solches bzw. der in einer Auktion bestimmte Mindestpreis garantiert ist.
- Es wurde diskutiert, in welcher Form die Wälzung des Mindestpreises auf die Endkunden erfolgen sollte: staatlich oder im Rahmen der Beschaffungsstrategien der Versorger.
- Die Einführung neuer Produkte an der Strombörse könnte in der Regel innerhalb einiger Monate umsetzbar sein. Die Liquidität hängt davon ab, welchen Verpflichtungen die Versorger unterliegen, eine Hedgingpflicht könnte die Liquidität stärken (s. Erfahrungen mit Cap-Futures).



## 2. Diskussion des Vorschlags der Monopolkommission zur Einführung eines wettbewerblichen Kapazitätsmarktes

---

### 2.1 Vortrag Monopolkommission: Modell eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes

Aus Sicht der Monopolkommission...

- ...erscheint der Energy-Only-Markt im Grundsatz als geeignet, Investitionen in steuerbare Kapazitäten zu refinanzieren.
- ...bestehen jedoch aktuell verschiedene Unsicherheiten, z.B. hinsichtlich der Entwicklung von Angebot und Nachfrage, der Nachfrageflexibilität und den realen Einsatzzeiten von Spitzenlastkraftwerken.
- ...bedarf es daher eines Kapazitätsmechanismus, um die Unsicherheiten zu adressieren und ggf. daraus resultierende Versorgungssicherheitsrisiken zu vermeiden.
- ...haben aber alle bekannten Kapazitätsmechanismen (strategische Reserve, dezentraler und zentraler Kapazitätsmarkt) klare Herausforderungen (z.B. Mengenbemessung, Effizienzminderung).
- ...erscheint daher eine Kombination aus dezentralem und zentralem Kapazitätsmarkt als geeigneter Ansatz, um die Vorteile des dezentralen Kapazitätsmarktes (Lastflexibilisierung, Wettbewerb) zu nutzen und die Herausforderungen der Mengenbemessung zu reduzieren.
- ...sollten dabei die Versorger/Verbraucher über einen dezentralen Kapazitätsmarkt auf Basis einjähriger Verträge ihren Basisbedarf mit Zertifikaten abdecken.
- ...könnte der Staat einen darüber hinaus gehenden Bedarf über zentrale Ausschreibungen beschaffen.

### 2.2 Take-Aways aus der Diskussion

In der Diskussion zu den Vor- und Nachteilen eines Hybridmodells aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt wurde besprochen:

- Es wurde grundsätzlich anerkannt, dass Flexibilitäten in einem dezentralen Kapazitätsmarkt besser berücksichtigt werden können. Das Modell der Monopolkommission zielt darauf ab, diesen Vorteil zu nutzen.



- Es wurde diskutiert, inwieweit ein dezentraler Kapazitätsmarkt in der Lage ist, Portfolio- und Wetterjahr-Effekte mit zu berücksichtigen.
- Zu klären ist, inwieweit der dezentrale Kapazitätsmarkt (Element 1) die Informationslage für die zentrale Beschaffung (Element 2) robust bestimmen kann.
- In dem vorgeschlagenen Konzept einer zentralen Ausschreibung (Element 2) ohne Höchstpreis stellt sich ggf. das Problem der Marktmacht und muss adressiert werden.
- Es wurde diskutiert, inwieweit ein Hybridmodell ggf. mit einer höheren Komplexität aufgrund der zwei Elemente einher gehen könnte.
- Es gab Diskussionen dazu, ob das Risiko von Neuinvestitionen im Fall einer staatlichen Absicherung zwingend über längere Zeiträume abgesichert sein muss, oder ob Ausschreibungen von Einjahresverträgen (wie von der Monopolkommission vorgeschlagen) ausreichend sind, um Investitionen anzureizen und sich die kürzere Laufzeit ggf. in höheren Preisen widerspiegelt.
- Die Analyse der Interaktion zwischen dezentraler und zentraler Komponente im Hinblick auf strategisches Verhalten (z.B. Gaming) muss weiter vertieft werden.

In der Diskussion zu den Chancen und Herausforderungen, die eine schrittweise Implementierung mit sich bringt, wurde besprochen:

- Offen blieb, inwieweit ein Umstieg von einem zentralen Kapazitätsmarkt auf ein dezentrales/Hybrid-Modell politisch realisierbar ist. Es wurde deutlich, dass die Jahresscheiben-Parametrierung in der zentralen Ausschreibung dafür eine Voraussetzung ist.
- Regulatorische und politische Risiken und Parametrierungsherausforderungen sind in jeder Ausgestaltungsform eines Kapazitätsmarktes gegeben.



### **3. Diskussion zu lokalen Signalen bei der Finanzierung steuerbarer Kapazitäten**

---

#### **3.1 Vortrag 4 ÜNB: Lokale Standortanreize im Stromsystem**

##### **Teil 1: Marktliche lokale Anreize durch Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen**

- Eine marktliche Beschaffung von nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL) mit regionaler Differenzierung ist für Schwarzstartfähigkeit, Spannungsregelung und ggf. Momentanreserve geplant.
- Die marktliche Beschaffung von nf-SDL kann daher lokale Signale für die Standortsteuerung von steuerbaren Kapazitäten gemäß den Anforderungen der jeweiligen nf-SDL setzen – ob die daraus entstehenden finanziellen Anreize für eine effiziente Standortsteuerung ausreichen, ist allerdings eher unwahrscheinlich.
- Als Erbringer von nf-SDL sind nicht nur Kraftwerke geeignet und notwendig, sondern auch erneuerbare Energien, Speicher, etc.

##### **Teil 2: Weitere Instrumente zur Beeinflussung von Standortentscheidungen im Stromsystem**

- Mittel- und langfristig werden umfangreiche Neuinvestitionen in steuerbare Kapazitäten (Kraftwerke, aber auch Speicher und neue Lasten wie Elektrolyseure) notwendig und erwartet.
- Aus Sicht der ÜNB ist die lokale Standortsteuerung wichtig, um einen Beitrag zum stabilen Netzbetrieb sowie einem effizienten Stromsystem auch in einem dekarbonisierten Stromsystem zu leisten.
- Die lokale Steuerung kann über nicht-monetäre Ansätze wie Ausweisung netzdienlicher Ausbauregionen für steuerbare Kapazitäten oder Priorisierungen beim Netzanschluss erfolgen, sowie über monetäre Ansätze wie lokale Vergütungen (z.B. Beitrag zum Redispatch) oder lokale Beschaffung von Systemdienstleistungen.
- Es wäre jedoch bei der Wahl und Ausgestaltung der Ansätze zu prüfen, ob die lokalen Signale jeweils bereits ausreichend effektiv sind, um eine geeignete Standortsteuerung zu erreichen, und inwieweit es zu Konflikten mit dem europäischen Rechtsrahmen (Sekundärrecht und Beihilferecht) kommen kann.
- Im Falle der Einführung eines Kapazitätsmarktes wäre sicherzustellen, dass eine ausreichende lokale Steuerung erreicht wird.



### **3.2 Vortrag Consentec: Mögliche Ansätze für eine lokale Komponente in Kapazitätsmärkten**

- Grundsätzlich sind verschiedene Ansätze zur Einführung einer lokalen Komponente in Kapazitätsmärkten ökonomisch denkbar.
- Eine lokale Komponente kann z.B. durch Zugangsvoraussetzungen, die Definition eines regionalen Kernanteils sowie die Einführung eines Wettbewerbsbonus in einem Kapazitätsmarkt implementiert werden. Dies gilt insbesondere im Fall des Erhalts der einheitlichen deutschen Gebotszone.
- Aus Sicht von Consentec wäre die Definition eines regionalen Kernanteils am zielgenauesten für eine regionale Standortsteuerung, jedoch ist unklar, ob dieser Ansatz beihilferechtlich genehmigungsfähig ist.

### **3.3 Take-aways aus der Diskussion zu beiden Vorträgen**

- Ohne lokale Signale werden Standort- und Brennstoffverfügbarkeiten eine zentrale Rolle für die Standortentscheidung von Kraftwerken spielen.
- Es wurde diskutiert, dass eine preisbasierte Standortsteuerung (wie ein Neubau-Vorschuss) Parametrierungsrisiken bergen könnte (Über- oder Untersteuerung).
- Lokale Elemente in einem Kapazitätsmarkt – wie auch in anderen Marktdesign-Optionen – unter gleichzeitiger Beibehaltung der einheitlichen deutschen Gebotszone könnten beihilferechtlich herausfordernd werden.
- Lokale Signale dürften in einem zentralen Kapazitätsmarkt eher zu realisieren sein als in einem dezentralen Kapazitätsmarkt. Auch ein dezentraler Kapazitätsmarkt kann aber mit zusätzlichen lokalen Anreizen kombiniert werden, z.B. aus anderen Marktsegmenten.
- Es sind grundsätzlich bestimmte Ansätze für lokale Signale kombinierbar, z.B. grid-constraint-Ansatz bei der Präqualifikation (wie im belgischen Kapazitätsmarkt) und regionale Kernanteile in der Ausschreibung.