

- Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)
- Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)
- Kombiniertes Kapazitätsmarkt (KKM), mit Elementen des DKM und des ZKM

Im Fall des *Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging* (KMS) sind die Versorger verpflichtet, ihren Stromabsatz gegen Preisspitzen abzusichern. Die Nachfrage nach solchen Absicherungsprodukten am Markt kann beispielsweise von Betreibern steuerbarer Kapazitäten wie Kraftwerken oder Speicher bedient werden. Er setzt auf der neuen EU-Hedgingpflicht auf, die Versorgern vorschreibt, dass diese ihre Stromlieferungen mengen- und preisseitig absichern sollen.

Im *dezentralen Kapazitätsmarkt* (DKM) wird den Versorgern die Verantwortung übertragen, ihre Stromlieferungen durch Kapazitäten abzusichern. Sie haben die Wahl, ob sie durch Anreizmodelle den Verbrauch ihrer Kunden in Spitzenlastzeiten mit wenig Wind- und PV-Strom reduzieren, eigene Kapazitäten vorhalten (Selbsterbringung) oder den verbleibenden Strombedarf alternativ mit erworbenen Kapazitätszertifikaten in dem Umfang absichern, wie ihre Stromkunden zur residualen Spitzenlast beitragen.

DKM und KMS setzen damit beide auf dem bereits heute bestehenden Prinzip der Bilanzkreistreue auf. Sie sind tendenziell besonders technologie- und innovationsoffen und erschließen eine große Bandbreite an Flexibilitätsoptionen. Sie setzen durch den hohen Anreiz zur Lastvermeidung in Zeiten hoher Strompreise (Selbsterbringung) zusätzliche Flexibilitätsanreize. Beide Ansätze sind „atmende“ Mechanismen, die sich flexibel an die Unsicherheiten bei der Entwicklung der Nachfrage in der Transformation anpassen können. Sie nutzen dafür das wichtige „dezentrale Wissen“ der Akteure vor Ort über die Entwicklung des Systems und zur Entwicklung innovativer Antworten.

Sowohl im DKM als auch KMS werden die Kosten (insb. die, die über die Selbsterbringung hinaus gehen) im wettbewerblichen Umfang über einen Anstieg der Strombeschaffungskosten finanziert.

Nachteil des DKM und KMS ist, dass sie für besonders kapitalintensive Investitionen eine geringere Investitionssicherheit mitbringen als ein zentraler Kapazitätsmarkt, weil sie das Problem der Fristeninkongruenz nicht adressieren (bis zu 15 Jahre Refinanzierungszeitraum der Investoren gegenüber maximal für die nächsten drei Jahre liquide Produkte im Markt). Beide dürften mit einem entsprechenden Überwachungsaufwand einher gehen.

Im *zentralen Kapazitätsmarkt* (ZKM) legt eine zentrale Stelle den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten fest und schreibt diesen selbst durch Auktion aus. Der ZKM hat insbesondere den Vorteil, dass er längerfristige Verträge zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten ermöglicht und damit für eine sehr hohe Investitionssicherheit sorgt und das Problem der Fristeninkongruenz adressiert.

Allerdings hat der ZKM in der Regel Schwierigkeiten, Flexibilitäten wie E-Mobilität oder Wärmepumpen oder innovative Lösungen einzubeziehen, da alle Teilnehmer durch die zentrale Stelle vorab präqualifiziert sein müssen und es herausfordernd ist, die Vielzahl an Flexibilitätsoptionen zu klassifizieren und mit Blick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu präqualifizieren. Durch die Nichtberücksichtigung der Flexibilitäten und Innovationen im ZKM verschlechtert sich deren Geschäftsumfeld, da andere steuerbare Kapazitäten durch den ZKM in den Markt kommen. Der ZKM ist weniger anpassungsfähig an künftige Entwicklungen und kann weniger gut auf das Problem der Lastunsicherheit reagieren als DKM und KSM. Die durch die Ausschreibung entstehenden Kosten müssen nach den Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien im Wege einer Umlage auf die Verbraucher umgelegt werden. Zudem ist vorgegeben, dass hohe Strompreiseinnahmen durch einen