



AG 3 Steuerbare Kapazitäten

2. Sitzung

Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Datum: 31. Mai 2023

Uhrzeit: 09:30 – 16:00 Uhr



Begrüßung

André Poschmann
UAL IIIA, BMWK



Ziel der heutigen Sitzung

- Vorstellung des EU-Rechtsrahmens zu Marktdesignoptionen für steuerbare Kapazitäten
- Diskussion zur zukünftigen Rolle und Förderbedarf von H₂ im Kraftwerksbereich
- Erste Diskussion verschiedener Ausgestaltungsfragen zu den Marktdesignoptionen zentraler und dezentraler Kapazitätsmarkt



Einführung

Frauke Braun
RefL'in IIIA4, BMWK



Agenda

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:30 – 09:45	Begrüßung BMWK André Poschmann, UAL IIIA Einführung Frauke Braun, RefL'in IIIA4
09:45 – 10:45	Vorstellung des EU-Rechtsrahmens Moritz Schillinger, Consentec; Robert Diels, r2b
10:45 – 11:00	Kaffeepause
11:00 – 11:30	Rolle und Förderbedarf von H2-Kraftwerken Felix Chr. Matthes, Öko-Institut
11:30 – 12:00	Vorstellung der Kapazitätsmarktoptionen Moritz Schillinger, Consentec
12:00 – 12:30	Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 1. Block Moritz Schillinger, Consentec
12:30 – 13:30	Mittagspause
13:30 – 15:00	Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 2. Block Christoph Maurer, Consentec; Robert Diels, r2b; Felix Chr. Matthes, Öko-Institut
15:00 – 15:15	Kaffeepause
15:15 – 16:00	Zusammenfassung und Ausblick André Poschmann, UAL IIIA

Vorstellung EU-Rechtsrahmen

Moritz Schillinger, Consentec
Robert Diels, r2b

Moderation:
Benedikt Günter
IIIA4, BMWK



EU-Rechtsrahmen für Kapazitätsmechanismen und EOM / Langfristverträge

- Einführungsvoraussetzungen für Kapazitätsmechanismen (KapM)
- Exkurs: Nachweis von Versorgungssicherheits-(VS-)Bedenken (europäisch / ERAA, national)
- Anforderungen an die Ausgestaltung von KapM
- Exkurs: EU-Marktdesign (EMD)-Vorschlag (zu Langfristverträgen)



EU-Rechtsrahmen

- Für KapM sind inzwischen („Winterpaket“) vglw. umfassende Vorgaben im Sekundärrecht verankert
 - Elektrizitätsbinnenmarktverordnung („Strommarkt-VO“)
- Dies gilt sowohl für KapM mit Kapazitäten im Markt (im Weiteren im Fokus) als auch für (strategische) Reserven
 - etliche Vorgaben für KapM sind damit heute nicht mehr Bestandteil von „Verhandlungen“ zwischen Mitgliedsstaat und KOM im Rahmen des Beihilfeverfahrens
 - Beihilferecht und insb. Beihilfeleitlinien (KUEBLL) enthalten jedoch ergänzende Vorgaben



Einführungsvoraussetzungen für KapM (1)

- Strommarkt-VO macht klare Vorgaben zu Voraussetzungen für Einführung eines KapM
 - Art. 21 (5): Mitgliedstaaten dürfen keine Kapazitätsmechanismen einführen, wenn die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen keine Bedenken ergibt
- Einführung eines KapM nur, wenn entweder ERAA oder NRAA (nationales „ERAA-Pendant“) einen Bedarf aufzeigen
 - „Bedarf“ i.S.v. „der Zuverlässigkeitsstandard wird verfehlt“
 - Methodik zur Festlegung des nationalen Zuverlässigkeitsstandards wird durch ACER vorgegeben, allerdings können Mitgliedstaaten das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit selbst festlegen (ErwG 46, Strommarkt-VO)



Einführungsvoraussetzungen für KapM (2)

- KapM sind grundsätzlich „letztes Mittel“: Parallel Umsetzungsplan für Behebung von Hemmnissen/Marktversagenstatbeständen
 - Bei Einführung von KapM vorrangig strategische Reserve
 - Zusätzlich zum Nachweis Notwendigkeit gefordert:
 - Studie über die Auswirkungen des KapM auf die Nachbarstaaten
 - Konsultation mit den Nachbarstaaten
 - Stellungnahme der KOM zum Umsetzungsplan
- Einführung zumindest mit hohem Aufwand verbunden



Exkurs: Nachweis von VS-Bedenken (1)

Artikel 23: Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene

- Probabilistische Analyse der Versorgungssicherheit für J+10
- Relevante Methodik zur Operationalisierung entwickelt von ENTSO-E und genehmigt von ACER
- Analyse auf Basis zentraler Referenzszenarien mit Erwartungswert von Angebot und Nachfrage sowie Wirtschaftlichkeitsbewertung für Abschaltungen, vorübergehende Stilllegungen und Neubau
- Berücksichtigt Beiträge aller Ressourcen, inkl. Erzeugung, Speicherung, Laststeuerung sowie Im- und Exporte

Artikel 24: Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene

- Vereinfachungen zulässig (z.B. räumliche Abdeckung)
- Zusätzliche können Sensitivitäten betrachtet werden (z.B. nationale Besonderheiten)
- Abweichende Annahmen und Ergebnisse zur europäischen Analyse darzulegen und zu begründen



Exkurs: Nachweis von VS-Bedenken (2)

Beispiele: Europäisches und nationales Resource Adequacy Assessment (NRAA/ERAA)

- Europäisches RAA | ERAA 2022 (ENTSO-E)
 - probabilistische Analyse der Versorgungssicherheit in zwei Szenarien
 - ohne KapM in EU-MS
 - mit KapM in EU-MS (im ERAA 2022 nicht untersucht!)
 - Basis: Szenario „National Trends“ der EU-ÜNB (bildet aktuelle Entwicklungen ab, z.B. NECPs)
 - darauf aufbauend Wirtschaftlichkeitsanalyse (Economic Viability Assessment | EVA) mit Anpassung der Kapazitäten über Kostenminimierungsmodell (außer Kapazitäten im Rahmen von Förderinstrumenten)
 - Analyse der VS mittels probabilistischer VS-Analyse (d.h., jede Stunde jedes Jahres wird 700 mal simuliert mit 35 Wetterjahren und 20 zufälligen Kraftwerks-Ausfallszenarien)
 - ACER hat die ERAA der Jahre 2021 und 2022 nicht genehmigt (wg. Nichterfüllung sehr komplexer methodischer Anforderungen und modelltechnischer Grenzen)
- Nationales RAA 2022: Keine Versorgungssicherheitsbedenken in betrachteten Szenarien



Ausgestaltung von KapM gemäß Strommarkt-VO (1)

- *Technologieneutralität*: KapM muss allen Ressourcen offenstehen, die die erforderliche technische Leistung (=VS-Beitrag) erbringen können (insb. auch Speicher und Lasten)
- *Emission Performance Standard*: CO₂-Emissionsgrenzwerten für Neuanlagen: < 550 g CO₂/kWh_{el}, Bestandsanlagen: < 550 g CO₂/kWh_{el} oder im Jahresdurchschnitt < 350 kg CO₂/kW_{el}
- *Öffnung* auch für ausländische Kapazitäten (ACER-genehmigte ENTSO-E-Methode gibt Berechnung des Beitrags ausl. Kap. vor)
- *Marktbasierte Beschaffung*: Kapazitäten müssen in transparentem, diskriminierungsfreiem und wettbewerblichem Verfahren ausgewählt werden



Ausgestaltung von KapM gemäß Strommarkt-VO (2)

- Kein Dauermechanismus
 - *Befristung*: Genehmigung für max. 10 Jahre
 - *Andauernde Prüfung Notwendigkeit*: wenn jährliches VS-Monitoring keine Verletzung des Zuverlässigkeitsstandards mehr anzeigt → keine neuen Verträge
 - *Selbstabschaffung*: Ausgestaltung muss „automatische“ Abschaffung beinhalten, wenn 3 Jahre lange keine neuen Verträge abgeschlossen wurden oder Preis von 0 EUR/kW



Ausgestaltung von KapM gemäß KUEBLL

- Bei Investitionen in neue Erdgas-KW
 - Vorkehrungen für einen Umstieg auf emissionsfreie Erzeugung im Einklang mit EU-Klimazielen (2030 / 2050) notwendig
 - z. B. konkrete Verpflichtung des Beihilfeempfängers zum Brennstoffwechsel zu einem bestimmten Zeitpunkt → ansonsten Stilllegung
 - Verpflichtung wird nicht durch sonstige Bedingungen (H₂-Verfügbarkeit o.ä.) eingeschränkt
- Abschöpfungsmechanismen/Claw Backs
 - Keine expliziten Vorgaben
 - allerdings in Genehmigungspraxis für KOM offensichtlich wichtiger Aspekt



Exkurs: EMD-Vorschlag zu Langfristverträgen


- Ein Schwerpunkt EMD-Vorschlag: Schutz von Verbrauchern vor Preisvolatilität
- Stärkung von PPA/langfristigen Strombezugsverträgen als ein wesentliches Instrument der Umsetzung
 - MS sollen Barrieren für PPA abbauen → ggf. staatliche Absicherungsmodelle zur Minderung von Ausfallrisiken des Abnehmers
 - Hedgingverpflichtung für Versorger





Kaffeepause

10:45 – 11:00 Uhr



Rolle und Förderbedarf von H₂-Kraftwerken

Felix Chr. Matthes,
Öko-Institut

Moderation:
Frauke Braun
RefL'in IIIA4, BMWK



Rolle von H₂-Kraftwerken

Welche Rolle/Einsatzzweck sehen Sie als Stakeholder für die H₂-Kraftwerke?

Welche Einsatzstunden (Größenordnung) sind damit verbunden?



Rolle von H₂-Kraftwerken

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:

- Wasserstoff-Kraftwerke (mit ggf. geringer Auslastung) sind in einem klimaneutralen Stromsystem nach allen bisherigen Modellanalysen nicht die einzige, aber eine wichtige (die wichtigste?) Residuallastoption auf der Erzeugungsseite.
- Weniger eindeutig ist die Situation mit Blick auf die zentrale Wärmeerzeugung in höher ausgelasteten KWK-Anlagen.
- Die Abschätzungen zu den zukünftigen Preisniveaus von (grünem) Wasserstoff streuen sehr stark (Zeithorizont: Klimaneutralität des Stromsystems), dies kann erhebliche Konsequenzen auf Investitions- und Einsatzstrategien bei H₂-Kraftwerken haben
- Der Wasserstoffeinsatz in Kraftwerken hat eine große infrastrukturelle Komponente (Kapazität, Verfügbarkeit und räumliche Charakteristika von H₂-Netzen und Speichern)



Förderbedarf von H₂-Kraftwerken

**Welche Form von Unterstützung brauchen H₂-Kraftwerke:
Wird eher eine Investitions- oder Brennstoffförderung
benötigt?**



Förderbedarf von H₂-Kraftwerken

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:

- Investiv ähnliche Herausforderungen wie bei Gas-KW → zusätzliche Schwierigkeit: initiale und später erforderlichen Investitionskosten verschiedener H₂-Readiness-Niveaus
- Zusätzliche Schwierigkeit: Übergangsprozess (Kapazitätshochlauf, Technologiediffusion, Infrastrukturentwicklung und -auslastung) → Notwendigkeit einsatzabhängiger Förderung nicht auszuschließen
- Ergänzende Fragen:
 - „Gleichbehandlung“ mit Biomasse-Kraftwerken
 - KWK-Erzeugung auf Basis Wasserstoff bzw. deren Hochlauf



Vorstellung der Kapazitätsmarktoptionen

Moritz Schillinger,
Consentec



Option: Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)

Typische Merkmale:

- Leistung als vergütetes Produkt (€/MW)
- Zentraler Kontrahent, der Kapazitätsbedarf festgelegt und beschafft (ggf. durch Dritte wie ÜNB)
- Verschiedene Ausgestaltungsfragen, u.a. hinsichtlich teilnehmender Technologien und deren Beitrag zur Versorgungssicherheit (mit Rahmenvorgaben aus EU-Recht)
- In der Praxis unterschiedliche Vertragslaufzeiten denkbar (1a ... 15a)
- **staatliche Verantwortung für Versorgungssicherheit**
 - **Bestimmung und Umsetzung des Zielniveaus**
 - **dabei auch Übernahme wesentlicher Risiken dafür notwendiger Investitionen**



Beispiel Belgien (1)

- Einführung eines umfassenden, zentralen Kapazitätsmarkts mit erster Ausschreibung in 2021 für den Winter 2025/26
 - löst frühere strategische Reserve ab
 - Genehmigung unter neuer Strom-VO, aber noch nicht unter neuen KUEBILL
- Offen für grds. alle Technologien
 - technologiespezifisches De-Rating (Teil der Präqualifikation, Self-De-Rating bei Speicher / DSR), um unterschiedliche VS-Beiträge / Verfügbarkeiten der Technologien zu adressieren
 - Teilnahme an Präqualifikation für Erzeugungsanlagen > 1 MW verpflichtend, für andere Ressourcen freiwillig
 - Teilnahme ausländischer Kapazität auf Basis eines Interkonnektoren-De-Ratings



Beispiel Belgien (2)

- Beschaffung über Ausschreibungen
 - differenzierte Höchstpreise für Neu- und Bestandsanlagen
 - Bedarf wird über mehrere Ausschreibungszeitpunkte verteilt beschafft (Neuanlagen brauchen Vorlauf, Bestand und ggf. DSR bevorzugt kurzfristige Ausschreibung)
 - unterschiedliche Vertragslaufzeiten → längere Laufzeiten bei signifikanten Investitionsvolumina
- Erfolgreiche Bieter erhalten Kapazitätsprämie
 - Erlösbegrenzung: „payback obligation“ bei Strommarktpreis > Referenzpreis
 - mit Pönale belegte physische Verfügbarkeitskontrolle u. Testabrufe



Beispiel Belgien (3)

- Umsetzungsschritte
 - Start Gesetzgebung Mitte 2018 → Beschluss Gesetz April 2019
 - Adequacy Assessment zum Bedarfsnachweis mit öffentlicher Konsultation Ende 2018 – Mitte 2019
 - Start Notifizierungsverfahren Mitte 2019
 - Konsultation von Stakeholdern zu Regeln des Kapazitätsmarkts während laufendem Notifizierungsverfahren (2020)
 - Anpassung Gesetz März 2021
 - Notifizierungsbeschluss August 2021
 - Erste Ausschreibung 2021
 - Erste Erfüllungsperiode Winter 2025/26



Option: Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)

Typische Merkmale:

- Leistung als vergütetes Produkt (€/MW)
- Vertragsparteien sind dezentrale Akteure
 - Stromverbraucher erwerben von Kapazitätsanbietern Kapazitätsnachweise/ Kapazitätszertifikate, um so nachzuweisen, dass sie für ihre Nachfrage ausreichend Leistung kontrahiert haben
 - Höhe der nachzuweisenden Kapazitäten kann regulatorisch festgelegt (und überprüft/sanktioniert) werden
- Bilaterale Verträge oder Börsenhandel für Nachweise denkbar
- Zumindest in der Praxis kurze Vertragslaufzeiten üblich (FR: 1 a)
- **Ziel: verbindliche Versorgungssicherheitsverantwortung von Verbrauchern**
 - **keine staatliche Bestimmung des Gesamtniveaus an steuerbarer Kapazität**
 - **explizite staatliche Absicherung von Investitionen nur über „Sonderinstrumente“**



Beispiel Frankreich (1)

- Frankreich hat im Jahr 2016 („alter“ EU-Rechtsrahmen) einen dezentralen KM eingeführt
 - Alle Stromversorger sind verpflichtet, die Stromnachfrage ihrer Kunden durch Kapazitätsverpflichtung zu decken
- Kapazitätsverpflichtung eines Anbieters: abgeleitet von individueller Spitzenlast (in Zeitfenster der Systemspitzenlast), korrigiert um Thermosensibilität und Lastreduzierung (zur Vermeidung von Doppelzählung)
 - Erfüllung Verpflichtung durch Kauf Kapazitätsnachweise oder Zertifizierung von Lastreduktionskapazitäten
- Kapazitätsanbieter (zertifizierte Erzeugungsanlagen und DSR) erhalten Kapazitätsnachweise (Laufzeit 1 a), welche sie auf dezentralem Kapazitätsmarkt handeln (OTC oder EPEX SPOT) können



Beispiel Frankreich (2)

- Sonderinstrument für neue Kapazitäten: siebenjährige staatliche Preisgarantie für ausgegebene Kapazitätszertifikate (CfD auf EPEX-Preis für Kapazitätszertifikate), um Investitionen anzureizen
- Ausländische Kapazitäten müssen Verbundtickets erwerben, um teilnehmen zu können (direkte Zertifizierung von Kapazitäten nach Ende 2022)
- Ergebnisse:
 - Auktionsvolumen: ~ 90-100 GW pro Jahr
 - Mittlerer Preis: ~ 20.000€/MW
 - Technologien: u.a. Kernkraftwerke (49 % für das Lieferjahr 2022), Wasserkraft inkl. Pumpspeicher (16%), regulierte Verbundkraftwerke (8 %), fossile Steinkohle (7%), DSM (3%)



Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 1. Block

Moritz Schillinger,
Consentec

Moderation:
Benedikt Günter
IIIA4, BMWK



KapMarkt-Debatte: Was hat sich seit 2012 verändert?

Inwiefern unterscheidet sich die Diskussion um die Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten in einem dekarbonisierten Stromsystem (und den Weg dorthin) von der Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten vor ca. 10 Jahren?

Was hat sich in der Kapazitätsmarkt-Debatte seit 2012 verändert?



Online Umfrage



Echtzeit Umfrage via Handy

QR-Code einscannen

oder unter www.menti.com den
Code **2783 2662** eingeben





Mittagspause

12:30 - 13:30 Uhr



Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 2. Block

Christoph Maurer, Consentec

Robert Diels, r2b

Felix Chr. Matthes, Öko-Institut

Moderation:

Frauke Braun

RefL'in IIIA4, BMWK



Welche Auswirkungen hat ein KapM auf Flexibilisierung?

Welche Auswirkungen hat ein (zentraler bzw. dezentraler) Kapazitätsmarkt auf die Flexibilisierung bzgl. der Breite an verfügbaren Flexoptionen (gibt es einen Fokus auf bestimmte Technologien)?



Welche Auswirkungen hat ein KapM auf Flexibilisierung?

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (1):

- Einfluss sowohl auf generelle Erschließung von Flexibilität als auch auf Flexibilitätsmix denkbar
- Zentrale Frage: Präqualifikationsmöglichkeit → Voraussetzung für Finanzierungsbeitrag
- ZKM: zentrale Präqualifikation mit technologieabhängigen Kriterien notwendig, häufig Verpflichtung zum Einsatz bei Preisen << technische Preisobergrenze
 - Regulatoren werden bekannte Technologien bevorzugen, Nachteile für innovative Technologien
 - gut bewertbare Produkte mit definierter Verfügbarkeit bevorteilt: z. B. Lastverschiebung mit relativ hohen Investitionskosten aber klar definierter Wirkung
 - Nachteil für Lastverzichtstechnologien mit hohen Opportunitätskosten, möglicherweise ineffiziente Anreize für Dispatch



Welche Auswirkungen hat ein KapM auf Flexibilisierung?

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (2):

- DKM: Neben Angebot von Kapazitätzertifikaten auch Möglichkeit der Selbsterbringung/Reduktion der individuellen Kapazitätsnachfrage, in der Regel keine preisabhängige Einsatzverpflichtung
 - Für Selbsterbringung keine Standard-Produktdefinition notwendig
 - Schwierig standardisierbare oder innovative Technologien können leichter „teilnehmen“
 - Lastverzichtstechnologien mit hohen variablen Kosten können ohne „Einsatzrisiko“ teilnehmen
- Praktische Erfahrungen mit DKM allerdings begrenzt (und DKM in FR hat wesentliche zentrale Design-Elemente)



Welche Auswirkungen hat KapMarkt auf Marktwerte EE?

Welche Auswirkungen hat ein Kapazitätsmarkt auf die Marktwerte von variablen regenerativen Erzeugungsanlagen und auf die Art der Anlagen (Energieträger, Anlagenauslegung, etc.), in die bei den variablen erneuerbaren Energien investiert wird?



Welche Auswirkungen hat KapMarkt auf Marktwerte EE?

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (1):

- Einfluss des KM auf EE-Marktwerte insbesondere abhängig von der KM-bedingten Erschließung von Flexoptionen und deren Kostenstrukturen (Link zu vorheriger Frage).
- Mögliche Selbsterbringung könnte im DKM die Chancen innovativer Technologien (z.B. Nachfrageflexibilität) verbessern
→ tendenziell vorteilhaft für die Entwicklung der EE-Marktwerte



Welche Auswirkungen hat KapMarkt auf Marktwerte EE?

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (2):

- Notwendige Festlegung allgemeiner Präqualifikationskriterien im ZKM kann die Chancen von dezentraler Nachfrageflexibilität ggü. bekannten Technologien benachteiligen
→ tendenziell nachteilig für die Entwicklung der EE-Marktwerte
- Zudem sind Entwicklungen anderer Einflussfaktoren ebenfalls maßgeblich für die Entwicklung der EE-Marktwerte, wie EE-Technologiemix und dessen Anlagenauslegung, das „allgemeine Flexibilitätsangebot“ sowie die Entwicklung (der Anbindung) der ausländischen Kraftwerksparks und Großspeicher



Welche relevanten Technologien soll ein KapMarkt umfassen?

Angenommen, der EU-Rechtsrahmen würde es zulassen: Soll ein Kapazitätsmarkt alle relevanten Technologien (Kraftwerke, Speicher, Lasten) umfassen oder nur einen Teil davon? Was hätte eine Beschränkung auf einen Teil der Technologien für Auswirkungen auf den Wettbewerb mit den anderen Technologien?



Welche relevanten Technologien soll ein KapMarkt umfassen?

Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:

- „Optionen-Offenheit“ bildet auf der abstrakten Ebene einen hohen Wert
- Produktdefinitionen von Kapazitätsmechanismen können das Portfolio von (zum Zuge kommenden) Technologieoptionen erheblich beeinflussen
 - Refinanzierung nicht vom KapM erfasster Technologien/Flexibilitätsoptionen über andere Mechanismen (u. a. Energiepreise) nicht ausgeschlossen
 - Investitionen in derartige Technologien werden aber relativ riskanter und damit teurer (und damit möglicherweise unattraktiver)
- Die Auswahl und Abgrenzung der zugelassenen Optionen kann auch Markteintrittsbarrieren für spezifische Marktakteure (Aggregatoren) beeinflussen





Kaffeepause

15:00 - 15:15 Uhr



Zusammenfassung und Ausblick

André Poschmann
UAL IIIA, BMWK





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: www.bmwk.de/pkns

