

AG 3 Steuerbare Kapazitäten

4. Sitzung

Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Datum: 16. November 2023

Uhrzeit: 09:30 – 16:30 Uhr

Begrüßung

André Poschmann
UAL IIIA, BMWK



Ziel der heutigen Sitzung

- Vertiefung der Diskussion zu der Marktdesignoption Stärkung des **wettbewerblichen Strommarkts / EOM**
- Diskussion des Vorschlags der **Monopolkommission** zur Einführung eines **wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts**
- Diskussion zu **lokalen Signalen** im zukünftigen Strommarktdesign



Einführung

Frauke Braun
RefL'in IIIA4, BMWK



Agenda

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:30 – 09:50	Begrüßung BMWK André Poschmann, UAL IIIA Einführung Frauke Braun, RefL'in IIIA4
09:50 – 11:00	Vertiefung der Marktdesignoption Stärkung wettbewerblicher Strommarkt / EOM Christoph Maurer, Consentec; Moritz Schillinger, Consentec
11:00 – 11:15	Kaffeepause
11:15 – 12:15	Vorschlag Monopolkommission zur Einführung eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts Marc Bataille, Monopolkommission
12:15 – 13:15	Mittagspause
13:15 – 14:35	Rolle lokaler Signale bei Finanzierung steuerbarer Kapazitäten Georg Meyer-Braune (50Hertz); Peter Lopion (Amprion)
14:35 – 15:15	Schlaglicht: Lokale Signale in Kapazitätsmärkten Christoph Maurer, Consentec; Moritz Schillinger, Consentec
15:15 – 15:45	Kaffeepause
15:45 – 16:30	Zusammenfassung und Ausblick André Poschmann, UAL IIIA



Stärkung wettbewerblicher Strommarkt / EOM

Christoph Maurer, Consentec
Moritz Schillinger, Consentec

Moderation:
Frauke Braun
RefL'in IIIA4, BMWK





**Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts
(„Strommarkt-plus“)**

AG 3 Steuerbare Kapazitäten - 4. Sitzung

16.11.2023

Bisherige Diskussion: Marktdesignoptionen zur Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten

Übersicht

- Option 1: wettbewerblicher Strommarkt / EOM (inkl. Langfristmärkte)
- Option 2: Gestärkter wettbewerblicher Strommarkt

- Option 3: Dezentraler Kapazitätsmarkt
- Option 4: Zentraler Kapazitätsmarkt

EOM grundsätzlich in der Lage, Versorgungssicherheit zu gewährleisten
 → Aktuelle Diskussion zeigt aber, dass Stärkung zur Wiederherstellung der Glaubwürdigkeit notwendig sein kann



Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts

Übersicht

- Option 1: wettbewerblicher Strommarkt / EOM (inkl. Langfristmärkte)
- Option 2: Gestärkter wettbewerblicher Strommarkt
 - **Ansatz 1: Hedgingpflicht insb. angepasst auf Spitzenlast-KWs (Peaker)**
 - **Ansatz 2: Ansatz 1 + Staatliche Preisabsicherung über Mindestpreis**
- Option 3: Dezentraler Kapazitätsmarkt
- Option 4: Zentraler Kapazitätsmarkt

„Strommarkt-plus“

Keine explizite staatliche Absicherung



Weitgehende staatliche Absicherung

Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts

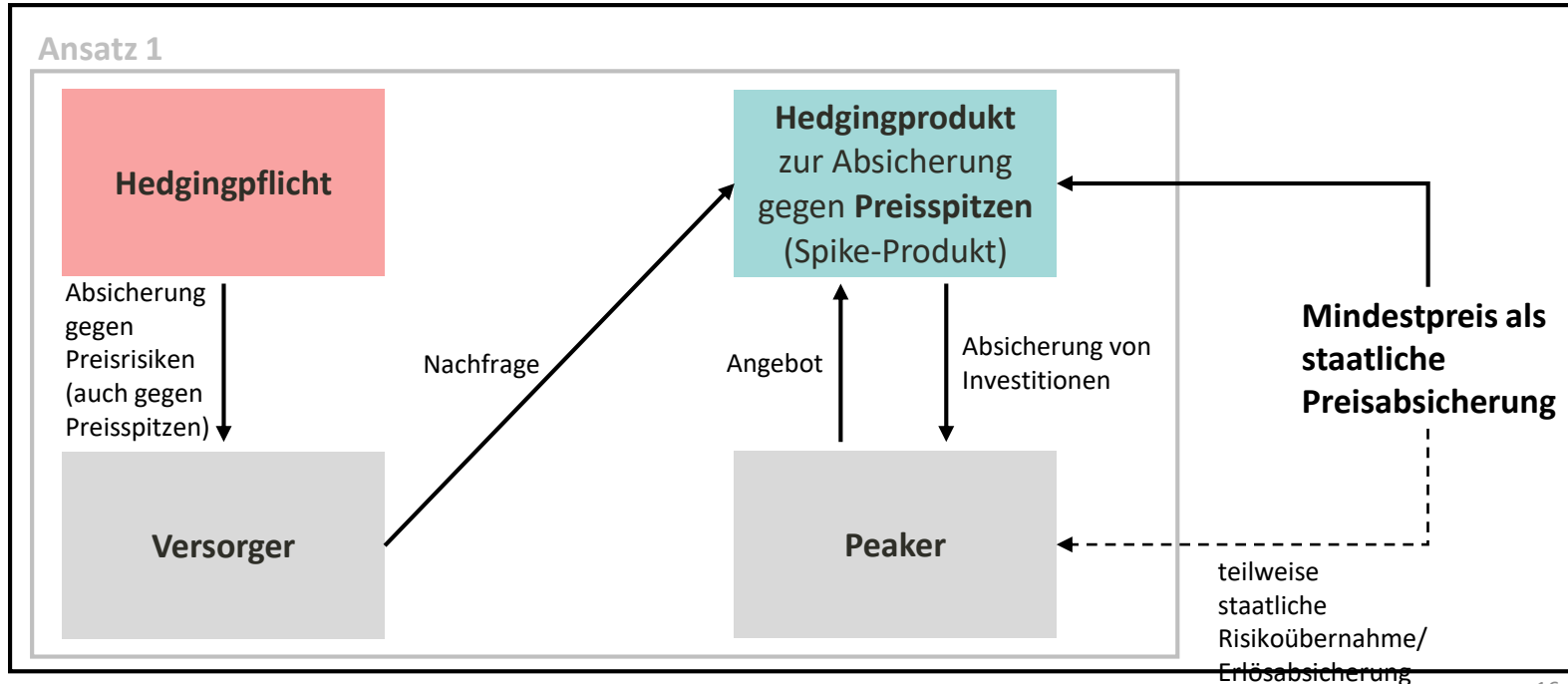
Worum geht es?

- Gibt es zwischen einer staatlichen Investitionsabsicherung über einen Kapazitätsmarkt und einem Marktdesign ohne explizite staatliche Risikoabsicherung im Falle des wettbewerblichen Strommarkts noch Spielraum?
 - Ist auch eine teilweise staatliche Risikoübernahme möglich/denkbar?
 - Vorschlag einer **Hedgingpflicht** im Vorschlag KOM / Rat / EP für eine Strommarktreform („EMD-Proposal“) könnte **möglicher Ansatzpunkt** und zukünftig auch europarechtlich gangbarer Weg sein

Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts

Worum geht es?

Ansatz 2



Ansatz 1: Hedgingpflicht

Welche Risiken sollen mit der Hedgingpflicht abgesichert werden?

Preisrisiken der Versorger

- Hedgingpflicht verpflichtet Versorger sich gegen Preisrisiken abzusichern
- Preisrisiken der Versorger unterscheiden sich nach Kundengruppen
 - Industriekunden weisen eher ein Baseload-Profil auf → **Preisniveaurisiko**
 - Andere Kunden (ohne SLP) haben ggf. ein volatileres Profil → **Risiko** besteht auch durch **Preisspitzen**

Hedging nur gegen Preisniveaurisiko?

- Erfüllung der Hedgingpflicht nur über heute liquide gehandelte Standard-Futures (z.B. Base-Produkt) stellt keine Absicherung gegen Risiken aus Preisspitzen dar

Ansatz 1: Hedgingpflicht

Absicherung mit heutigen Standardprodukten?

Baseload-Futures

- Baseload-Futures für Versorger geeignet zur Absicherung des Preisniveaurisikos (Baseload-Profil von Industriekunden, etc.)

Peakload-Futures

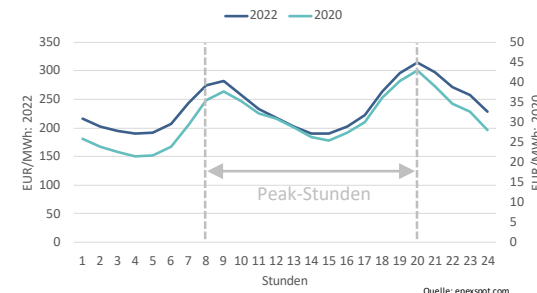
- Am Terminmarkt gehandelte Peak-Futures allerdings weniger zur Absicherung von reinen Preisspitzen geeignet, da diese nicht nur Hochpreisstunden umfassen
 - Peak-Stunden = 8.00 Uhr bis 20.00 weekday
 - Feinere Granularität der Hedgingprodukte wäre erforderlich

Weitere Produkte?

- Weitere Produkte wie z.B. Optionen mit geringer Verfügbarkeit (→ geringe Nachfrage, primär OTC)

→ Standardprodukte bedingt geeignet zur Absicherung von Preisspitzen

→ Bisher geringe Verfügbarkeit möglicherweise besser geeigneter Produkte (z.B. Optionen)



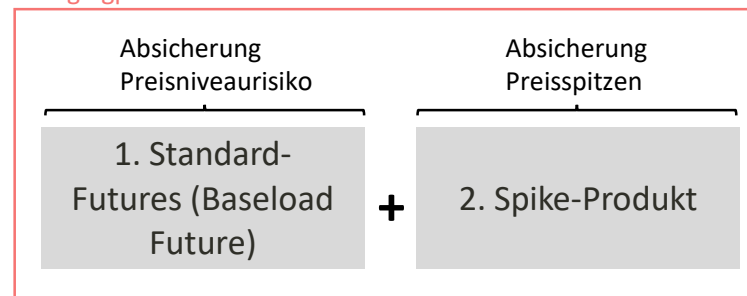
Ansatz 1: Hedgingpflicht

Wie könnte die Hedgingpflicht für eine Absicherung der Preisrisiken aussehen?

- Hedgingpflicht für Versorger aus zwei Bestandteilen:
 - Zur Absicherung des Preisniveaurisikos **Standard-Futures**
 - Zur Absicherung gegen Preisspitzen **Spike-Produkt**

- Direkte/indirekte Ziele der Hedgingpflicht:
 - **Absicherung** Preisrisiken **Versorger** (Preisniveau und Preisspitzen)
 - Schaffung Hedgingprodukt und entsprechende Nachfrage nach diesem Produkt für mögliche **Investitionsabsicherung** von **Peakern**

Hedgingpflicht



Ansatz 1: Hedgingpflicht

Wie könnten Hedgingprodukte zur Absicherung gegen Preisspitzen im Rahmen der Hedgingpflicht aussehen?

Spezifischer Future

oder

Option

- Spike-Produkt könnte als Future ausgestaltet werden, der spezifische Hochpreisstunden umfasst
 - Absicherung des Preisniveaus z.B. für die x-teuersten Stunden der zugrunde liegenden Erfüllungsperiode → Leistung * x Stunden als relevante Größe
- Je nach Wahl der Stundenzahl gut passfähig zu den Anforderungen von Peakern und für Versorger zur Absicherung von Preisspitzen

- Alternativ zu einem spezifischen Future könnte ein Spike-Produkt auch als Option ausgestaltet werden → Leistung als relevante Größe
- Wäre sowohl für Peaker als auch für Versorger zur Absicherung von Preisspitzen geeignet

Ansatz 1: Hedgingpflicht

Wer verpflichtet wen zu was?

- Wer verpflichtet wen? → **Staat verpflichtet Energieversorger sich mit vordefinierten Hedgingprodukten abzusichern**
 - Standardisierte Produkte und zumindest zentrale Erfassung ermöglichen Nachweis der Erfüllung → Pönalisierung im Falle unzureichender Absicherung
- Was? → Eine Herausforderung ist die Bestimmung der Verpflichtung → Was ist die Bemessungsgrundlage der Verpflichtung?
 - Bemessungsgrundlage auch abhängig von spezifischem Produkt (bei Option → Leistung; bei Futures → Energie)
 - Unterschiedliche Ansätze zur Festlegung der Verpflichtung

Ansatz 1: Hedgingpflicht

Wer verpflichtet wen zu was?

- **Mögliche Ansätze, Verpflichtung festzulegen:**

1. Auf Basis des Absatzes

- Verpflichtung ergibt sich aus dem Energieabsatz des Versorgers und einem unterstellten Profil, ggf. mit unterschiedlichen Profilen für verschiedene Kundengruppen

2. Auf Basis einer gemessenen Spitzenlast

- Verpflichtung wird aus tatsächlicher Peak-Load, z. B. in einem ex ante festgelegten, erwarteten System-Peak-Load Zeitfenster abgeleitet (Alternative: auslegungsrelevanter Zeitpunkt wird erst ex post ermittelt)

Ansatz 1: Hedgingpflicht

Wie kann Verpflichtung erfüllt werden?

- **Abschluss eines Vertrages**
 - Erfüllung der Verpflichtung durch Abschluss eines Absicherungsvertrages
 - Absicherungsverträge mit Kraftwerken oder ggf. auch mit rein finanziellen Akteuren (etc.)
 - Verträge müssen nicht asset backed sein, da die finanzielle Absicherung von Preisrisiken der Versorger im Vordergrund steht
- **Selbsterfüllung**
 - Selbsterfüllung als weitere Möglichkeit die Verpflichtung zu erfüllen
 - Bei gemessener Last ist eine Selbsterfüllung implizit möglich (Freiheitsgrade in der Ausgestaltung bzgl. Nutzung von Portfolioeffekten des verpflichteten Versorgers)
 - Wenn der Absatz die Bemessungsgrundlage ist, besteht die Möglichkeit, „zertifizierte“ Flexibilität aus dem eigenen Portfolio mit der Verpflichtung zu verrechnen

Ansatz 2: Hedgingpflicht mit staatlicher Preisabsicherung über Mindestpreis

Worum geht es?

- **Hedgingpflicht wird um eine staatliche Preisabsicherung für Anbieter ergänzt**
 - Staat bietet bestimmten Anbietern eine teilweise Erlösabsicherung durch das Angebot eines Mindestpreises für das Spike-Produkt
 - Mindestpreis nur für „asset-backed“ Anbieter (Peaker-Kraftwerke, ggf. andere Flexoptionen)
 - Für solche Anbieter ist ein Spike-Hedge kein rein spekulatives Produkt, da ihr asset einen physischen Hedge gegen Preisspitzen darstellt
 - Sie tragen dazu bei, dass sich das Risiko für das Auftreten von Ereignissen, die zu Preisspitzen führen, physisch reduziert
- Ansatz stärkt neben Preisabsicherung der Vertriebe auch Investitionssicherheit für steuerbare Kapazitäten
 - Ansatz geht damit aber über reine Hedgingpflicht hinaus und nähert sich graduell Kapazitätsinstrumenten an

Ansatz 2: Hedgingpflicht mit staatlicher Preisabsicherung über Mindestpreis

Wie könnte ein Mindestpreis umgesetzt werden?

- **Präqualifizierte Anbieter** könnten ihre **kurzlaufenden Hedgingprodukte** (z.B. für ein Jahr) in **zentral organisierter Y-1 Auktion** anbieten
 - alternativ kann Anbieter zu einem anderen Zeitpunkt auch OTC an verpflichtete Vertriebe verkaufen → dann aber ohne garantierten Mindestpreis
- Erzielen die Anbieter dabei nicht den Mindestpreis (d.h. Marktpreis < Mindestpreis), gleicht der **Staat die Differenz zwischen Marktpreis und Mindestpreis** aus
- Anbieter können wiederkehrend ihre kurzlaufenden Hedgingprodukte über die Auktion in Verkehr bringen → keine dauerhafte Festlegung auf Veräußerungsweg

Ansatz 2: Hedgingpflicht mit staatlicher Preisabsicherung über Mindestpreis

Welche Wirkung hätte ein Mindestpreis?

- Der Mindestpreis stabilisiert Einnahmen und wirkt als **Verlustabsicherung** für bestimmte Investitionen in flexible Kapazitäten
- **Teile des Investitionsrisikos** verbleiben aber bei Investoren, so dass Investitionen zu einem relevanten **Teil auf Basis von marktlichen Anreizen** ausgelöst werden
- **Keine Mengensteuerung** bei der Gewährung des Mindestpreises erforderlich oder möglich
- **Höhe des Mindestpreises** naturgemäß **entscheidender Parameter** dafür, wieviel Risikoübernahme durch den Staat erfolgt (beinhaltet auch Risiko für Fehlparametrierung, Lobbyeinflüsse, etc.)

Ansatz 2: Hedgingpflicht mit staatlicher Preisabsicherung über Mindestpreis

Wie könnte ein Mindestpreis festgelegt werden?

- **Modellbasierte Abschätzung der Deckungslücke**
 - Deckungslücke der Anbieter für mögliche Investitionen in neue Kapazitäten hängt von der Marktwertentwicklung der Hedgingprodukte und der Entwicklung der sonstigen Erlöse der Anbieter ab
→ Entwicklungen, die mit Unsicherheit verbunden sind
 - Modellierung der Unsicherheiten bspw. auf Basis stochastischer Modelle
 - Der Mindestpreis sollte jedoch nur einen Teil des Risikos abdecken → Wie viel der Deckungslücke sollte durch den Mindestpreis gedeckt werden?
 - Wie viel Risikoabsicherung die Anbieter benötigen, hängt u. a. von deren Risiko-Nutzen-Funktion der Anbieter ab
 - Wie viel Risikoabsicherung der Staat bieten will, hängt von gesellschaftlicher Präferenz ab

Weitere Marktdesignoptionen zur Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten

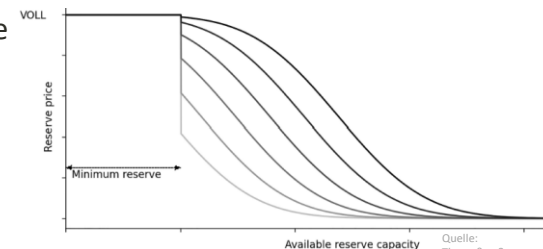
Exkurs: Operating reserve demand curves (ORDCs)

Worum geht es?

- Häufigkeit/Höhe von Preisspitzen: Statt extrem hohe Preisspitzen erst bei tatsächlicher Knappheit, moderate Aufschläge auf Grenzkosten bereits vorher → Refinanzierung von Spitzenlast braucht keine tatsächliche Knappheit

Mögliche Umsetzung

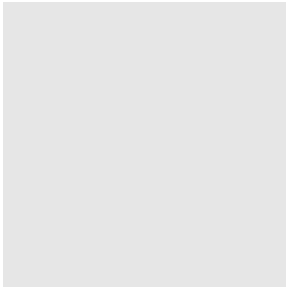
- Erhöhung von Spitzenpreisen z.B. im EOM → Aufschläge auf die Gebote der Stromerzeugung
- Preisauflschläge treten bereits auf, wenn die verfügbare Kapazität knapp wird → d.h. bevor ein tatsächlicher Engpass eintritt
- In Texas, PJM und Mexiko bereits implementiert



Quelle:
Thomaßen &
Bruckner 2023, The
Energy Journal, Vol.
45, No. 3.

AEP Modul 3:
Knappheitskomponente

- Knappheitskomponente im Ausgleichsenergiepreis (AEP) in DE mit ähnlicher Funktion → zusätzliche Erhöhung des AEP in Situationen mit hohen Ungleichgewichten (z. B. bei Ausschöpfung von mehr als 80% der Regelleistung)
- Dadurch zusätzliche Honorierung von Kapazitäten, die in Situationen nahe einer tatsächlichen physischen Knappheit zur Reduktion der Knappheit beitragen (→ Ziel sehr vgl. mit dem der ORDC, s. oben)



consentec

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

Tel. +49 241 93836-0
Fax +49 241 93836-15
info@consentec.de
www.consentec.de

Kaffeepause

11:00 – 11:15 Uhr

Vorschlag wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt

Marc Bataille, Monopolkommission

Moderation:
Benedikt Günter
III A4, BMWK



Modell eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes

Dr. Marc Bataille

9. Sektorgutachten Energie:
„Mit Wettbewerb aus der Energiekrise“

Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)

AG Steuerbare Kapazitäten

16. November 2023



Agenda

1. Problematik

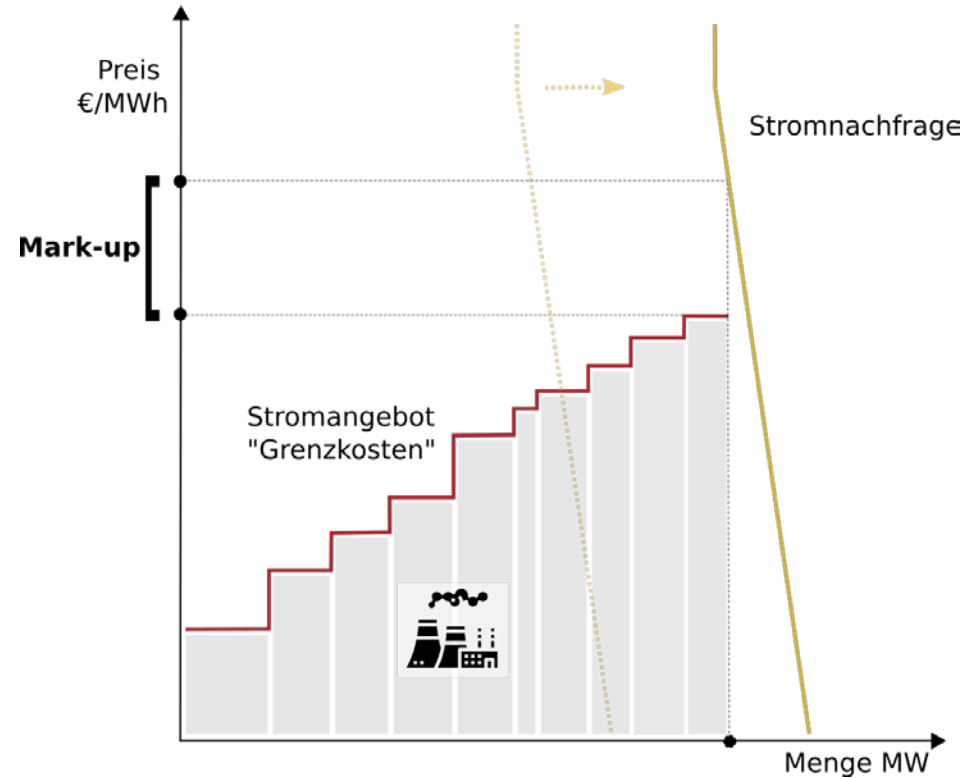
Welche Anforderungen bestehen an einen Kapazitätsmechanismus im klimaneutralen Stromsystem?

2. Lösungsvorschlag

Welche Vor- und Nachteile hätte ein wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt?

Kapazitätssteuerung mit Marktversagen bei Eingriffen in die Preise

- Preisspitzen notwendige Bedingung für hinreichende Investitionen in einem EOM
- Vertrauen erforderlich daher ...
- ... Gefahr bei impliziten Preisgrenzen
 - Kartellrecht?
 - Erwartung politischer Eingriffe in die Preisbildung (ggf. Auswirkungen durch Erlösabschöpfung 2022)





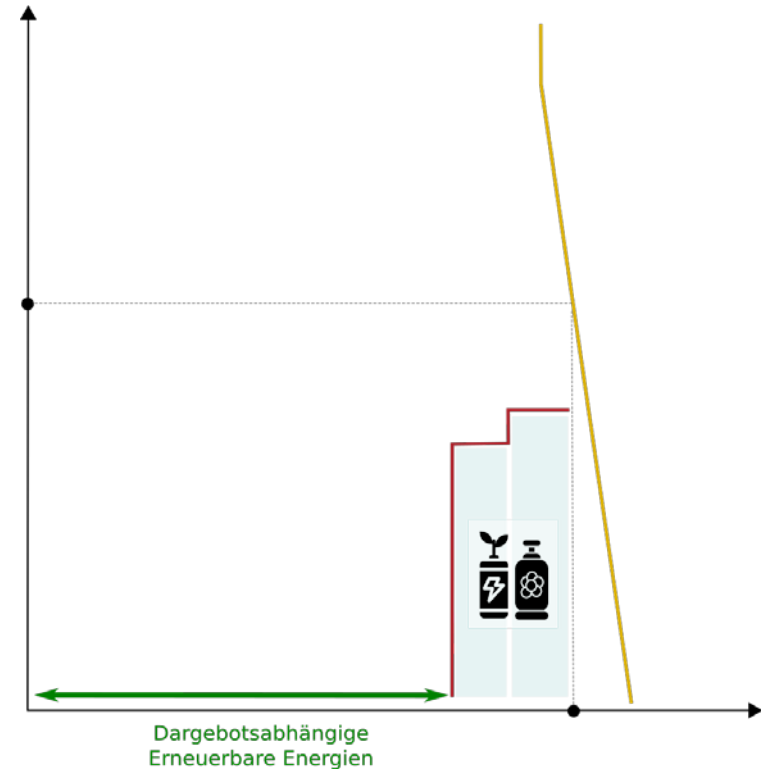
Marktversagen aufgrund externer Effekte

- Markt wird nicht hinreichend in Versorgungssicherheit investieren, weil bei einem Stromausfall auch Kund:innen betroffen sein können, die eigentlich hinreichend Strom beschafft und den Ausfall nicht verursacht haben und vice versa (Marktversagen)
- Effizientes „Kapazitäts-Topup“ für Versorgungssicherheit ist öffentliches Gut
- Zusätzlich Investitionsproblem, da zum Investitionszeitpunkt Unsicherheit über Angebot und Nachfrage besteht

→ Versorgungssicherheitsproblem (bei der Mengenbestimmung zu berücksichtigen)

Klimaneutrales Stromsystem benötigt steuerbare Kapazitäten

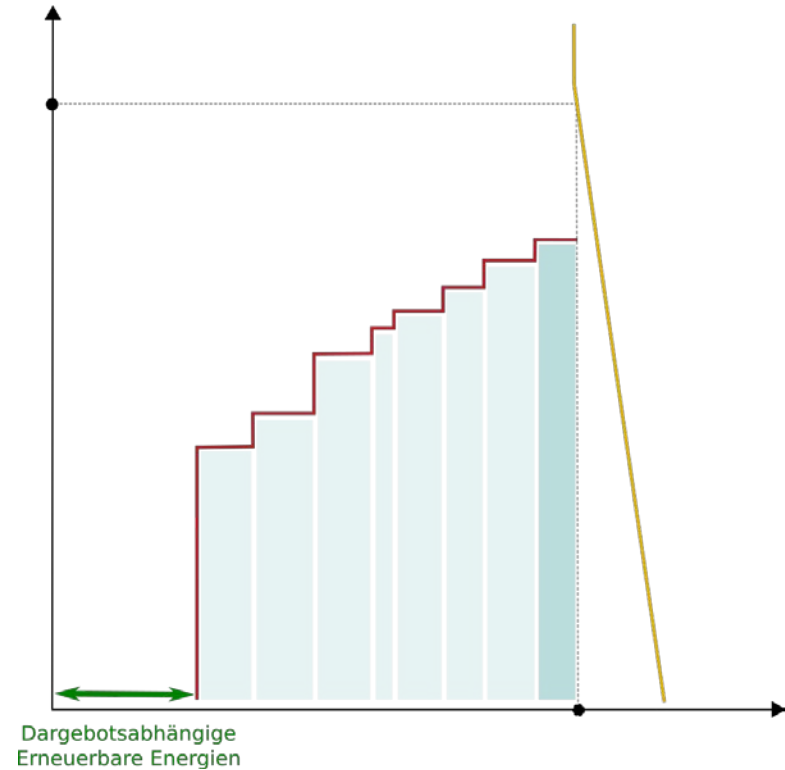
- 80 Prozent erneuerbare Energien bis 2030 (EEG), Mengensteuerung
- Vollständiger Kohleausstieg bis 2038 geplant, bei erwarteter Zunahme des Verbrauchs
- Durchschnittlich muss nur ein geringer Teil der Last von überwiegend neu zu schaffenden steuerbaren Kapazitäten erbracht werden, aber ...



(Symbols created by sripfoto / Meiertoberens from the Noun Project)

Hoher steuerbarer Kapazitätsbedarf in der Dunkelflaute?

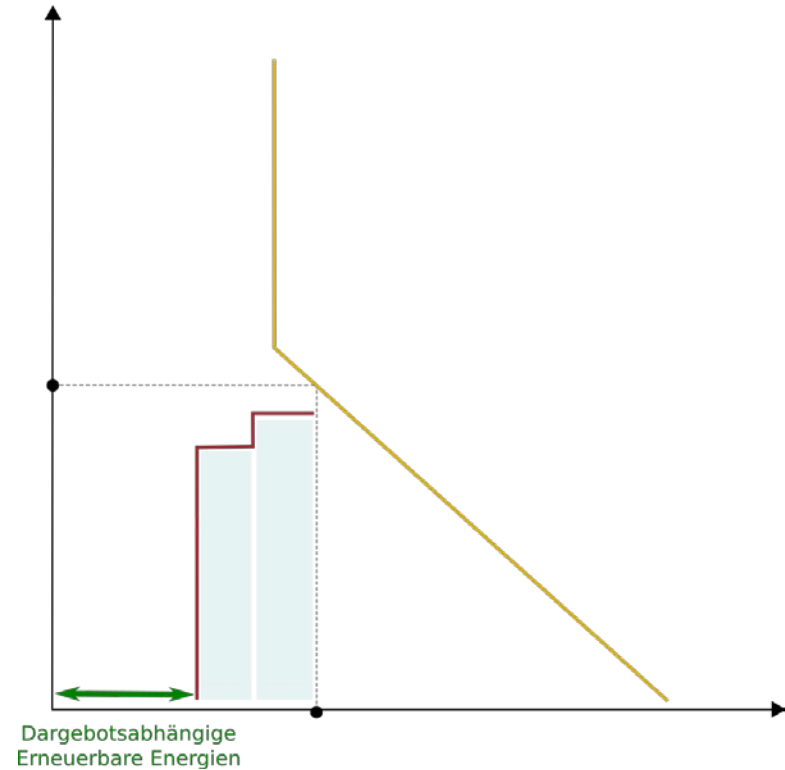
- ... in Zeiten geringer Einspeisung Erneuerbarer (und bei gleichzeitig hoher Last) sind auch hohe Kapazitäten erforderlich
- Hinreichender Zubau von z.B. Speichern und Wasserstoffkraftwerken
- Die letzte „vielleicht benötigte“ Kapazität läuft ggf. selten / braucht hohe Preisspitzen für hinreichende Investition



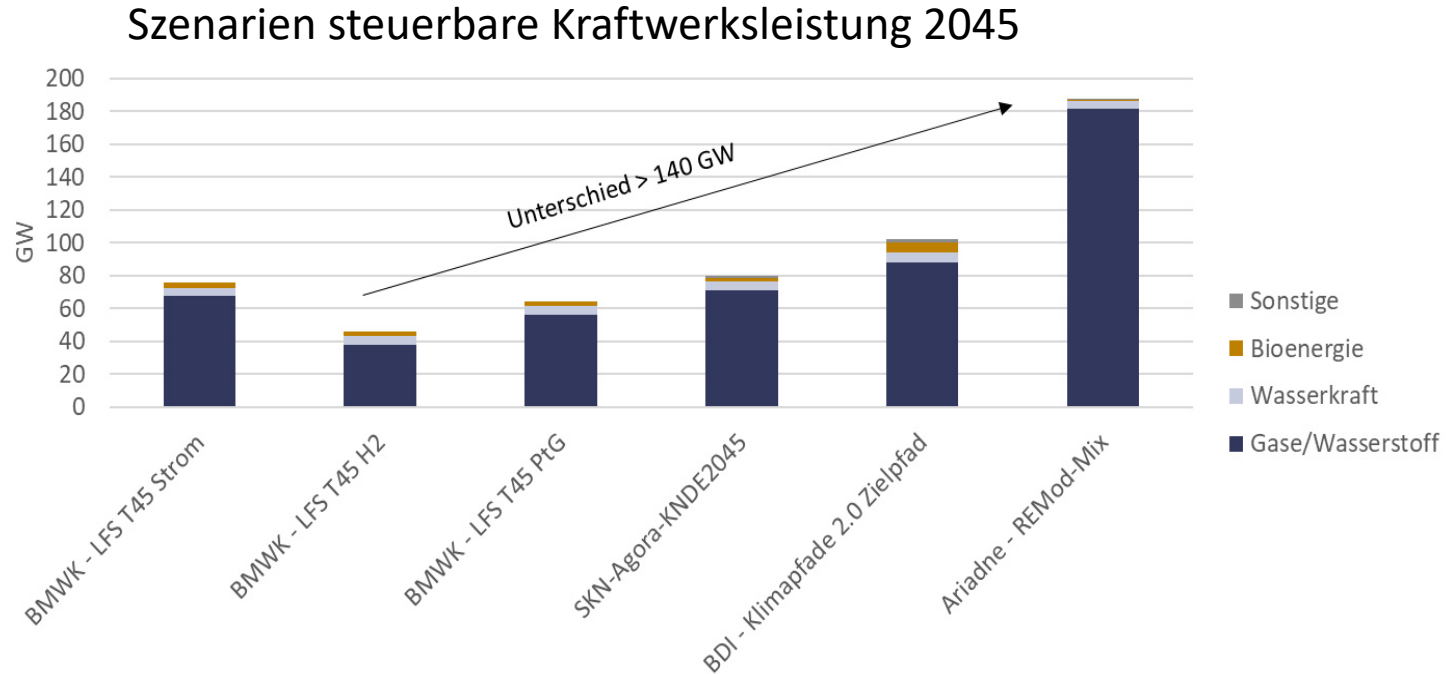
Hohe Flexibilisierung der Stromnachfrage reduziert das Problem

- ... daher hohe Flexibilisierung der Nachfrage nötig
- Reduziert Bedarf steuerbarer Kapazitäten

→ Hinreichende Nachfrageflexibilität entscheidender Parameter



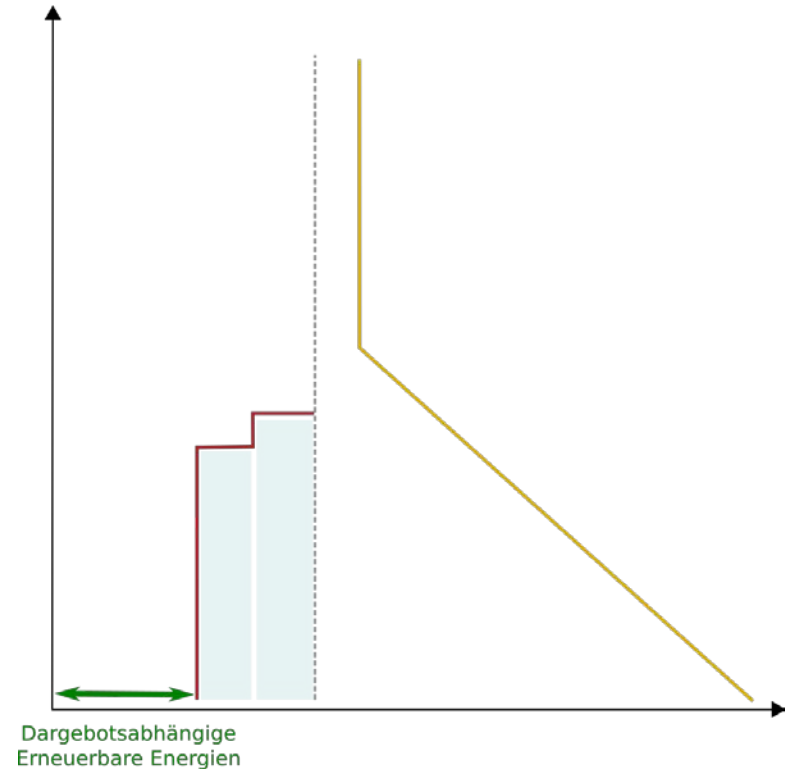
Potentialschätzung schwierig / Kapazitätsbedarf unklar



→ Hohe Unsicherheit, Mengenkalkulation sehr schwierig

Gefahr eines Brown-/Blackouts bei EOM im KNS

- Beispiel: Flächendeckender Einsatz von Wärmepumpen: lassen sich im Winter während einer Dunkelflaute nicht für Tage herunterfahren
- Bedarf eines Kapazitätsmechanismus gegeben um hohe Versorgungsrisiken zu vermeiden





Agenda

1. Problematik

Welche Anforderungen bestehen an einen Kapazitätsmechanismus im klimaneutralen Stromsystem?

2. Lösungsvorschlag

Welche Vor- und Nachteile hätte ein wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt?



Alle bekannten Kapazitätsmechanismen mit Tücken

Strategische Reserve

- Ineffizienz weil außerhalb des Marktes
- ... ggf. neu gebaute Kapazitäten, wenn zukünftig karbonfrei
- Unsicherheit erhöht voraussichtlichen Reservebedarf

Zentraler Kapazitätsmarkt

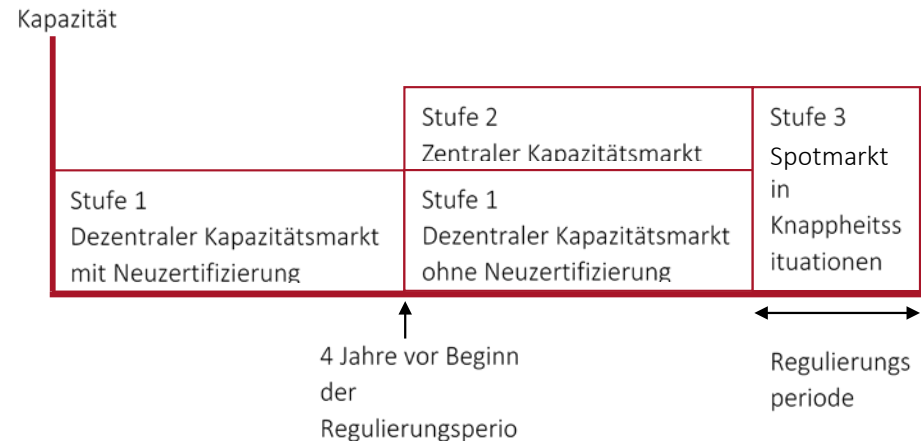
- Problem der Mengenbemessung
- Nachfrageflexibilität nicht endogen
- Erprobtes aber schwer zu parametrisierendes Konzept (Italien, Belgien, Polen, USA...)

Dezentraler Kapazitätsmarkt

- Problem der Mengenbemessung, da Vorhaltung vom Regulierer indirekt über Höhe der Pönale gesteuert
- Transaktionskosten

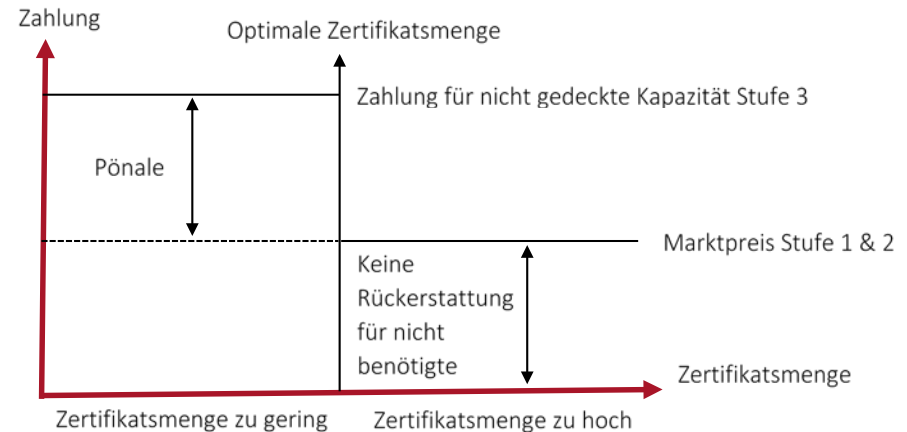
Vorschlag: Wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt

- Kombination aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt: Nutzung der Vorteile beider Konzepte, Vermeidung der Schwächen, Sukzessive-Einführbarkeit
- Zerlegung des Mengenproblems in zwei Teile:
 - Basisbedarf (Mittelwert der Bedarfserwartung, größerer Teil, kein Marktversagen) → Dezentraler Kapazitätsmarkt (Vertragswettbewerb)
 - Zusatzbedarf zur Erreichung von Versorgungssicherheit (Marktversagen) → Zentrale Beschaffung Zusatzbedarf
- Ziel: „Reserve“ im Markt



Dezentraler Wettbewerbsmarkt für Basisbedarf

- Steuerbare Kapazitäten werden mit Vorlauf von z.B. 4 Jahren zertifiziert
- Großstromkunden bzw. Vertriebe der Haushaltskunden müssen Zertifikate für ihren Bedarf vorhalten
- Die Grundeinspeisung von EEG-Strom könnte kalkulatorisch berücksichtigt werden (fiktiv z.B. 15 %)
- Pönale wird symmetrisch festgelegt, sodass Nachfrager zwar nicht die optimale Gesamtkapazität, aber die wahrscheinlichste benötigte Bedarfsmenge selbst vorhalten (Basisbedarf/Medianbedarf)



Zentrale Beschaffung der Zusatzkapazität

- Staat beschafft Zusatzkapazität zentral mittels Ausschreibungen
- Zusatzkapazität zur Absicherung vor Versorgungsengpässen in außergewöhnlichen Situationen
- Notwendige Zusatzmenge schwer zu bemessen, aber Fehlerpotenzial geringer als bei reinen zentralen oder dezentralen Kapazitätsmärkten, weil der Staat nur einen Teil der notwendigen Gesamtkapazität direkt kalkulieren muss
- Heutiger Zusatzbedarf am Beispiel der Reserve:
Spitzenlast in Deutschland ca. 80 GW
Reserve derzeit 1.086 MW



Sukzessive Einführung möglich

- Bei der Umsetzung lässt sich mit einem zentralen Kapazitätsmarktmodell beginnen
- Ausschreibung von Kapazitätsvorhaltung z.B. in Jahresscheiben; Beispiel:
 - In 2026 Ausschreibung für die Bereitstellung von steuerbarer Kapazität in 2030
 - In 2027 Ausschreibung für die Bereitstellung von steuerbarer Kapazität in 2031
 - ...
- Ankündigung einer „Roadmap“ und Garantie eines regelmäßigen Einnahmerückfluss
- Wechsel in den wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt möglich



Vielen Dank!

9. Sektorgutachten Energie:
„Mit Wettbewerb aus der Energiekrise“

Download auf www.monopolkommission.de



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Mittagspause

12:15 – 13:15 Uhr

Rolle lokaler Signale bei Finanzierung steuerbarer Kapazitäten

Georg Meyer-Braune, 50Hertz
Peter Lopion, Amprion

Moderation:
Benedikt Günter
IIIA4, BMWK





Lokale Standortanreize im Stromsystem

Plattform Klimaneutrales Stromsystem, AG3-Sitzung, 16.11.2023

Agenda

Teil 1: Marktliche lokale Anreize durch Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen (10 min)

- Übersicht zu marktgestützten Beschaffungsprozessen und Ausnahmen
- Vorstellung Status Quo aktueller Prozesse

Diskussion (20 min)

Teil 2: Weitere Instrumente zur Beeinflussung von Standortentscheidungen im Stromsystem (20 min)

- Bedarf aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber
- Übersicht & Vorstellung potenzieller Instrumente

Diskussion (30 min)

Teil 1

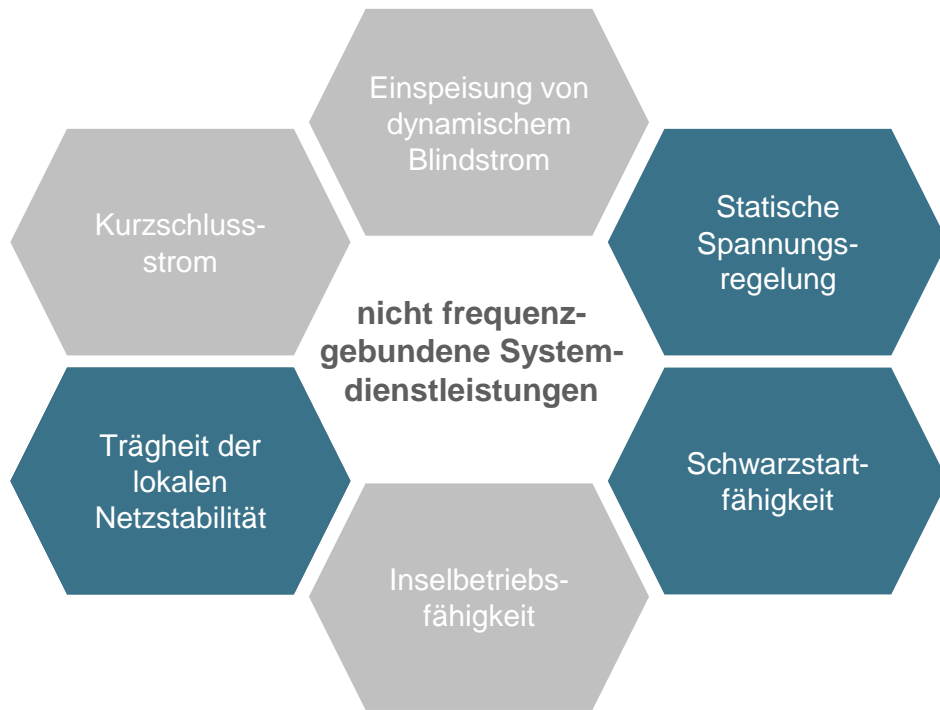
Marktliche lokale Anreize durch Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen

Dr. Georg Meyer-Braune

Markt- / Prozessentwicklung

50 Hertz Transmission GmbH

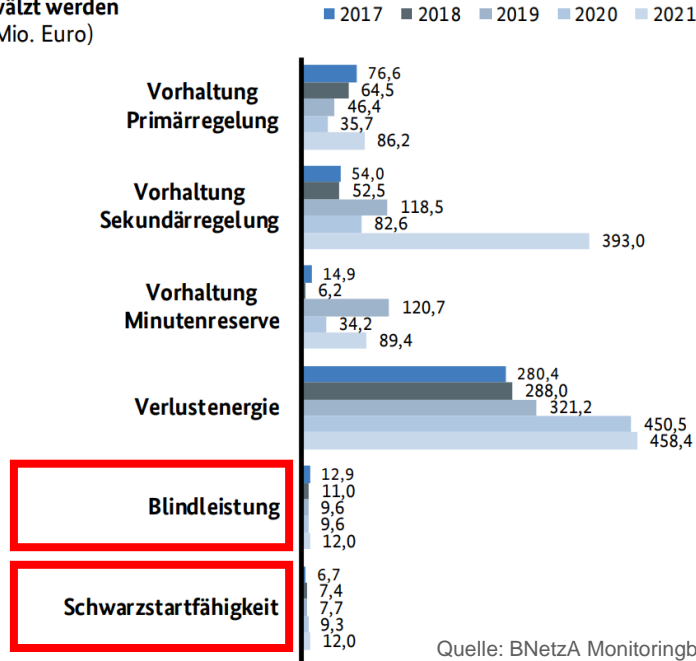
Übersicht zu marktgestützten Beschaffungsprozessen und Ausnahmen



- § 12h EnWG: NF-SDL sind grundsätzlich marktgestützt zu beschaffen
- BNetzA hat derzeit drei NF-SDL von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung ausgenommen
- Die NF-SDL Spannungsregelung, Schwarzstartfähigkeit und Momentanreserve sind marktgestützt zu beschaffen
- Für alle NF-SDL bestehen lokal differenzierte Bedarfe

Die Kosten / das Marktvolumen der nfSDL ist im Vergleich mit anderen Systemdienstleistungen bisher eher gering

Elektrizität: Kosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden
(in Mio. Euro)



Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2022, S. 220

Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit



- **Festlegung** BK6-21-023 am 13.01.2023 **beschlossen**
- ÜNB bereiten aktuell die **erste Umsetzung** der marktgestützten Beschaffung vor
- Beschaffung wird in **01/2024** mit **Bekanntmachung** offiziell gestartet
- Die **Auswahlentscheidung** muss spätestens **18 Monate** nach der Bekanntmachung erfolgen
- Die **Vorlaufzeit** (Zeitraum zwischen der Bekanntgabe der Zuschlagerteilung und dem Beginn des Erbringungszeitraums) muss zwischen **drei und fünf Jahren** betragen.
- Demnach könnte die **erstmalige marktliche Erbringung in 2028** starten

Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit

- Es sind **14 Beschaffungsregionen** definiert
- Es erfolgt ein **gestaffelter Start der Ausschreibung**
- Die **Mindestangebotsgröße** wird ca. **200 MW** betragen
- Die **Erbringungszeit** beträgt **5-10 Jahre**
- Hohe **Verfügbarkeitsanforderungen**
- Eine **Primärenergievorhaltung** ist teilweise notwendig
- **Vergütung für Leistungsvorhaltung** und ggf. Opportunitätskosten



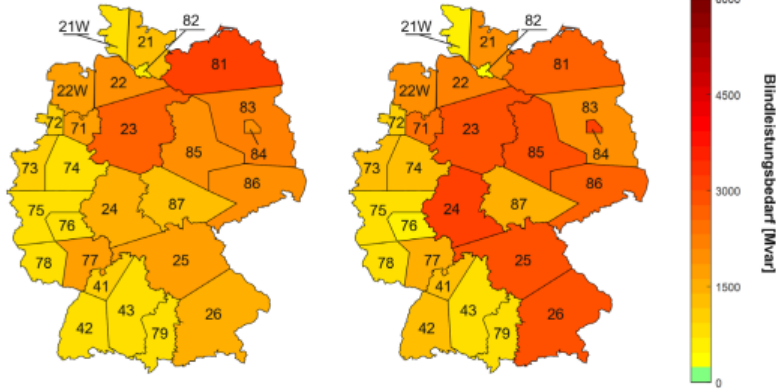
Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung



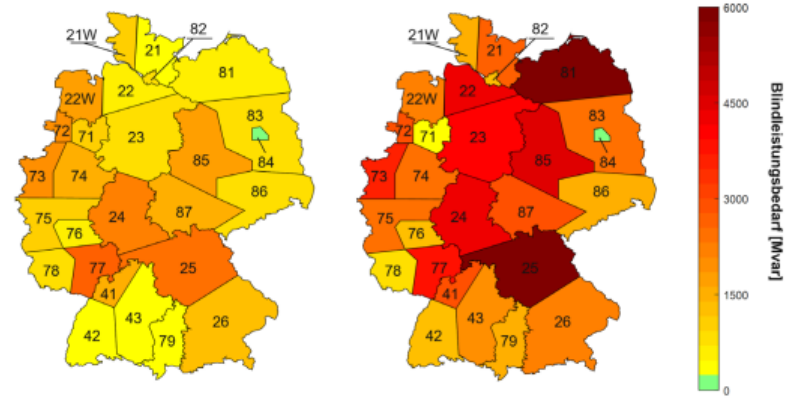
- **Entwurf des Beschaffungskonzepts** ist von der BNetzA **öffentlich konsultiert** worden
- Eine **Festlegung** der BNetzA erwarten die ÜNB für **Anfang 2024**
- Im Nachgang wird eine **12-monatige Umsetzungsfrist** für den Start des ersten Beschaffungsverfahrens beginnen.
- Die **Beschaffung** könnte somit ab **Anfang 2025 offiziell gestartet** werden
- Die **Angebotsfrist** und die **Zuschlagsfrist** können jeweils **bis zu 3 Monaten** betragen
- Demnach könnte die **erstmalige marktliche Erbringung** bereits **ab 2025** starten
- **Beschaffung regional** durch **ÜNB und VNB**
- **Differenzierung** in **gesicherte** und **ungesicherte** Leistungsvorhaltung

Marktgestützte Beschaffung von Blindleistung

Stationär **spannungssenkende** Blindleistungsbedarfe
LA 2030 und NEP 2037 / 2045 (2023)



Stationär **spannungshebende** Blindleistungsbedarfe
LA 2030 und NEP 2037 / 2045 (2023)



Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve



- Entwurf des **Beschaffungskonzepts** ist von der BNetzA **öffentlich** bis 03.11. **konsultiert** worden
- Der **Entwurf** des Beschaffungskonzepts sieht eine **Umsetzungsfrist von 9 Monaten** vor
- Sofern die Festlegung der BNetzA Anfang 2024 erfolgen sollte, könnte die Beschaffung bereits Ende 2024 offiziell gestartet werden
- Der Entwurf des Beschaffungskonzepts sieht nach der Kontrahierung eines Angebots bis zum Beginn des Erbringungszeitraums eine **Vorlaufzeit von höchstens drei Jahren** vor
- Demnach könnte die **erstmalige marktliche Erbringung ab 2025 bis 2027** starten

Fazit

- Derzeit existieren Beschaffungskonzepte bzw. -entwürfe für 3 der 6 beschriebenen NF-SDL: Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung und Momentanreserve
- Mit Blick auf die potenziellen, lokalen Standortanreize durch NF-SDL zeigt sich, dass diese einen Beitrag zur Allokation gesicherter Leistung leisten können
- Eine zeitliche Synchronisierung mit den Ausschreibungen der Kraftwerksstrategie ist zu prüfen, jedoch sollte dies nicht zu Verzögerungen bei der Umsetzung der Kraftwerksstrategie führen
 - Ziel wäre eine Vermeidung von Windfall-Profits und eine Vermeidung von Gebots-Zurückhaltung
 - Allerdings werden die lokalen Anreize durch NF-SDL nicht ausreichen, um den Neubau gesicherter Leistung so zu beanreizen, dass damit auch zukünftige Probleme beim Engpassmanagement gelöst werden
 - Gleichzeitig werden (Groß-)Kraftwerke alleine auch nicht ausreichen, um den zukünftigen NF-SDL Bedarf vollständig zu decken; hierfür werden auch Erneuerbare Energien, Speicher, etc. einzubinden sein

Diskussion

Teil 2

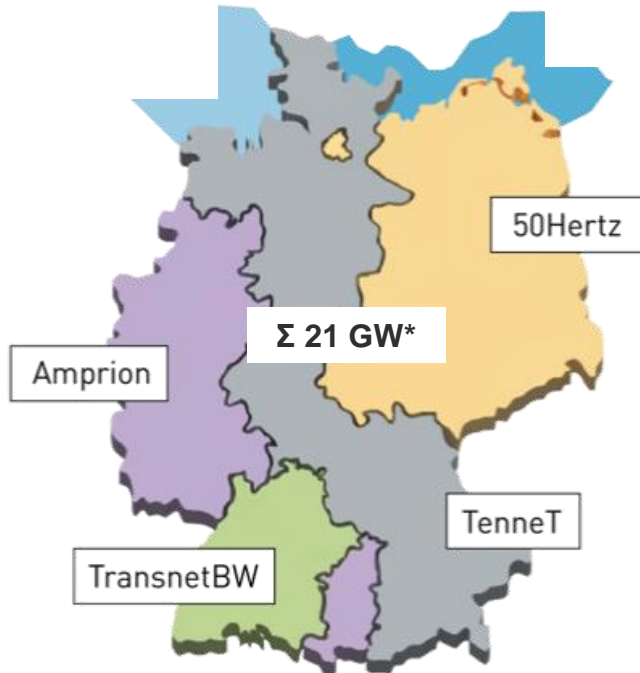
Weitere Instrumente zur Beeinflussung von Standortentscheidungen im Stromsystem

Dr. Peter Lopion

Internationales Regulierungsmanagement und Marktentwicklung

Amprion GmbH

Marktdesign muss nachhaltig Anreize zum Zubau gesicherter Leistung setzen



Ressource Adequacy

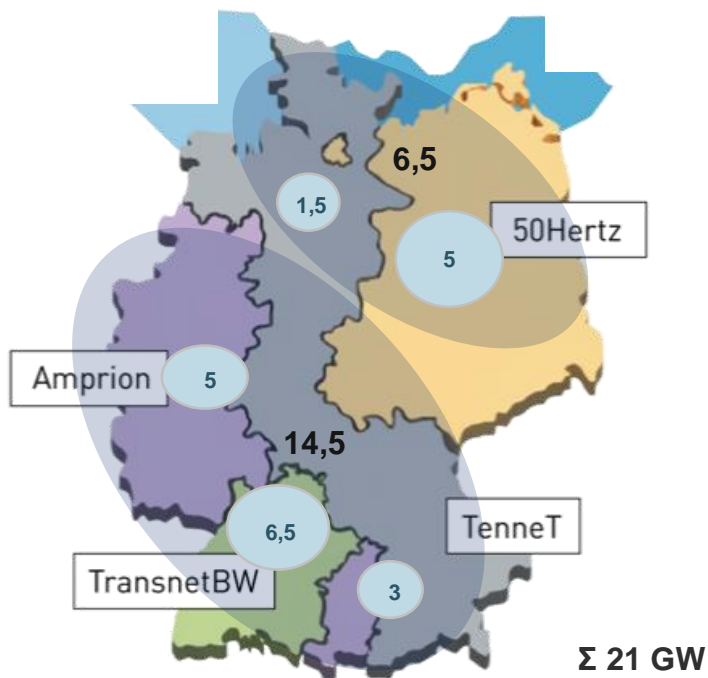
1

- Sowohl für einen Kohleausstieg bis 2030 als auch zur Erreichung der Klimaneutralität 2045 (s. Langfristszenarien) muss der Ausbau erneuerbarer Energien durch den Zu- & Umbau gesicherter Leistung flankiert werden
- Darüber hinaus bedarf es einer erheblichen Lastflexibilisierung (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Industrielasten, Speicher, Elektrolyseure, etc.) sowie eines starken Ausbaus der Stromhandelskapazitäten Deutschlands

Aktuelle Versorgungssicherheitsanalysen zeigen, dass in Deutschland ein enormer Zubau an gesicherter Leistung bis 2030/31 erfolgen muss

* Versorgungssicherheitsanalyse der ÜNB auf Basis eines (versorgungssicheren) Zusatzszenarios der LA2030 (nicht Teil der offiziellen Untersuchung)

Investitionen müssen lokalen Signalen folgen, um möglichst an netzdienlichen Standorten installiert zu werden



Ressource Adequacy

1

Transmission Adequacy

2

inkl. Redispatch (Hochfahrpotential),
Fernwärme, lastnahe Erzeugung

Frequenz- Spannungsqualität

3

Versorgungswiederaufbau

4

Hinweis: Angaben in GW

Dargestellt ist eine beispielhafte zielführende Verortung
des abgeleiteten Zubaubedarfs i.H.v. 21 GW unter
Berücksichtigung verschiedener Systembedarfe (s.o.)

Alternative Lösungsvorschläge für lokale Anreize der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Nicht-monetäre Anreize für Neubau an systemdienlichen Standorten, z.B.

- Transparentmachung/Ausweisung von netzdienlichen Ausbauregionen; ggf. vereinfachtes Genehmigungsverfahren; ggf. Priorisierung beim Netzanschluss (Strom- und Gasseitig)
- Standortkriterien in Form von Mindest-/Höchstmengen für bestimmte Regionen in einem Kapazitätsmarkt, z.B. Systemmarkt („Integrierter Kapazitätsmarkt“) oder im belgischen Kapazitätsmarkt ▶ Vortrag Consentec

Monetäre Anreize für Neubau an systemdienlichen Standorten, z.B.

- Direkte lokale Kapazitätsvergütung, z.B. Systemmarkt („Engpassmanagement-Modul“)
- Bei Investition garantierte Vergütung der Netzdienlichkeit, z.B. „Neubau-Vorschuss“-Konzept
- Anreize durch lokale, marktgestützte Beschaffung von SDL; Bonus für SDL-Erbringungspotenzial in einem Kapazitätsmarkt oder im Rahmen der Kraftwerksstrategie

Transparentmachung / Ausweisung von netzdienlichen Ausbauregionen

- Ausweisung von lokalen Systembedarfen (Systemdienstleistungen) sowie aus Sicht des Engpassmanagements sinnvollen Standorten für flexible Erzeuger und Lasten
- Diese zeichnen sich aus durch einen ausreichenden (ggf. präventiv größer ausgelegten) Netzanschluss (Strom, Gas, H2) in der Nähe geeigneter Übertragungsnetzkn timerpunkte aus
- Anreizwirkung ggf. steigerbar durch Kombination mit einer Priorisierung beim Netzanschluss, möglicherweise eines vereinfachten Genehmigungsverfahrens sowie mit einer Netzentgeltbefreiung oder (entfallendem) Baukostenzuschuss (bei flex. Lasten)

VORTEILE & CHANCEN

- Nicht-monetäres, lokales Anreizinstrument; dadurch **unabhängig von EU-Beihilferecht**
- **Vergleichsweise einfache Umsetzung**

NACHTEILE & RISIKEN

- Je nach Ausgestaltung voraussichtlich nur schwacher Standortanreiz

▶ **Aufgrund geringer erwarteter Effektivität nicht ausreichend; jedoch No-Regret-Maßnahme**

Lokale Anreize für Punktlasten, insb. Elektrolyse, notwendig

Der Markthochlauf der nationalen Wasserstoffproduktion hat das Potential, die **Engpass-Herausforderung weiter zu verschärfen**.

Verschiedene **Studien¹ zeigen den Mehrwert einer netzdienlichen Verortung** dieser Investitionen auf.

Der aktuelle Markt- & Regulierungsrahmen liefert allerdings derzeit nicht die notwendigen Anreize, aber es existieren **verschiedene Instrumente zur Beanreicherung stromnetzdienlicher Elektrolysestandorte.²**

Fördermechanismen sind kurzfristig eine geeignete Möglichkeit. Darüber hinaus gibt es weitere Instrumente, die umfassender betrachtet werden sollten.

Kurzfristig ist die Beanreicherung netzdienlicher Investitionen wichtig, mittelfristig wird die Betriebsweise insb. von Elektrolyseuren eine stärkere Bedeutung einnehmen.



¹ TenneT (2021): Quo Vadis, Elektrolyse?

² Frontier Economics (2023): Konzepte zur lokal-differenzierten Beanreicherung von Investitionen in Elektrolyseure

Direkte lokale Kapazitätsvergütung

z.B. Systemmarkt (Engpassmanagement-Modul)

Zentraler Kapazitätsmarkt



Engpassmanagement-Modul



VORTEILE & CHANCEN

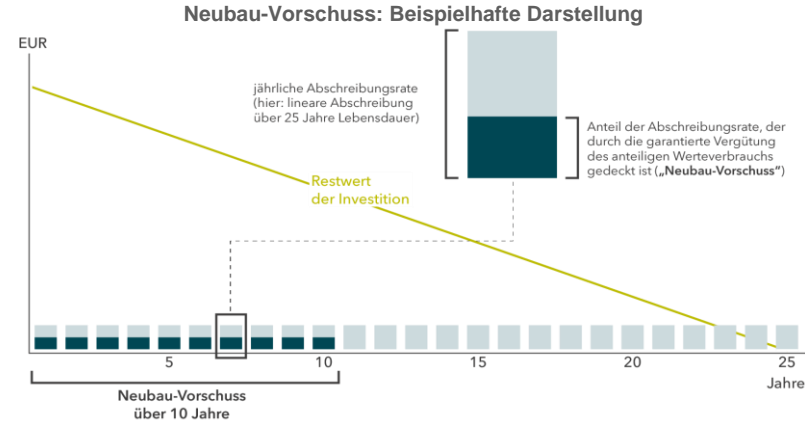
- **Höhere erwartete Liquidität** für Beschaffung bzw. Sicherstellung der Versorgungssicherheit
- **Allokationsanreiz über Engpassmanagement-Modul auch ohne Einführung eines Kapazitätsmarktes** sowie auch auf Marktteilnehmer außerhalb des Kapazitätsmarktes möglich
- **Gute Steuerungsmöglichkeit** für Standorte flexibler **Erzeuger und Lasten**
- Direkte, umfangreiche **Sicherstellung des Bedarfs an gesicherter Leistung** in Verbindung mit einem zentralen Kapazitätsmarkt

NACHTEILE & RISIKEN

- **Effektivität der Allokation von Höhe des Preissignals abhängig** (Preissteuerung)
- **Höhere Unsicherheiten** für Marktteilnehmer & ÜNB im Vergleich zu expliziter Mengensteuerung (Option 1), da effiziente Preisermittlung schwierig
- **EU-Beihilferechtlich zu prüfen**
▶ **Als Instrument unabhängig von Kapazitätsmarkteinführung oder Kraftwerksstrategie; jedoch von beihilferechtlicher Bewertung abhängig**

Garantie zukünftiger Redispatch-Vergütung (Neubau-Vorschuss)

- Anknüpfungspunkt Redispatch-Vergütung:
 - Redispatch macht einen großen Teil der Betriebsstunden vieler Kraftwerke im Süden und Westen aus.
 - Bestehende Vergütung für „anteiligen Werteverbrauch“ trägt zur Fixkostendeckung bei, ist aber für Investoren kaum planbar.
- Funktionsweise:
 - Erwarteter Redispatch-Einsatz wird in Systemanalysen kalkuliert und ein Teil der **Redispatch-Vergütung bereits bei Investition garantiert**.
 - Unsichere zukünftige Zahlungsströme werden zu sicheren Erlösen → Aufnahme ohne Risikoabschlag in die Investitionsrechnungen.
 - Studie Enervis (2023): Neubau-Vorschuss kann **regional eine entscheidende Anreizwirkung zum Neubau** entfalten.
 - Laut beihilferechtlichem Gutachten der Kanzlei White & Case (2023) **genehmigungsfähig**.



Neubau-Vorschuss implementierbar als unabhängiges Beschaffungsverfahren oder zur indirekten lokalen Steuerung im Rahmen bundesweiter Ausschreibungen, z.B. als Ergänzung zur Kraftwerksstrategie.

NF-SDL-Vorschuss / -Bonus

Garantierter Deckungsbeitrag bei netzdienlicher Standortwahl

Derzeit wird bereits die **marktgestützte Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistung** ausgearbeitet und umgesetzt. In allen **Konzepten** ist eine **langfristige Vergütung** für die Bereitstellung verankert, die bei richtiger Ausgestaltung einen **finanziellen Anreiz zur netzdienlichen räumlichen Allokation von Neuanlagen** darstellt.

Unabhängiges Beschaffungsverfahren

- Nach §12h EnWG müssen die ÜNB bestimmte Systemdienstleistungen marktgestützt beschaffen
- **Langfristige Verträge** sind in den aktuellen Beschaffungskonzepten vorgesehen und können einen relevanten **Deckungsbeitrag** für Neuinvestitionen darstellen
- **Erste Ausschreibung** starten **Anfang 2024**
- Es **könnte** eine **zeitliche Synchronisierung** mit den **Kraftwerksstrategie-Ausschreibungen** erfolgen

Teil der Kraftwerksstrategie/eines Kapazitätsmarkts

- Ziel ist es, die **regionale Verteilung** bei der Bezuschlagung von Anlagen im Rahmen der Kraftwerksstrategie oder eines Kapazitätsmarkts über den **NF-SDL-Bedarf**, zu beeinflussen
- Dazu könnten die Kraftwerksstrategie oder ein Kapazitätsmarkt **festе Bonuszahlungen** für Anlagen vorsehen, die ein Potenzial zur NF-SDL Erbringung in den Bedarfsregionen mit sich bringen
- Für diesen Ansatz müsste **geprüft** werden, ob dieser Bonus **genehmigungspflichtig** ist, oder als **Umsetzung von §12h** gesehen werden kann

▶ **Derzeit unabhängige Beschaffungsprozesse; Bei einer möglichen Implementierung oder auch zeitlichen Koordination können lokale Anreize verstärkt werden und ein „Multi-Use“ von Anlagen beanreizt werden.**

Fazit

- Aktuelle Versorgungssicherheitsanalysen zeigen, dass in Deutschland ein enormer Zubau an gesicherter Leistung bis 2030/31 erfolgen muss. Hierzu sind, über den EOM hinaus, zusätzliche finanzielle Anreize nötig.
- Resource und Transmission Adequacy sollten in Zukunft stärker integriert betrachtet werden. Gemäß der Untersuchung der ÜNB ist der erwartete Bedarf an gesicherter Leistung zur Sicherstellung der Resource Adequacy größer als der für Transmission Adequacy. Dies ermöglicht Freiheitsgrade in der lokalen Allokation.
- Daher sollten neben den Investitionsanreizen aus systemtechnischer und volkswirtschaftlicher Sicht auch gleichzeitig Standortanreize gegeben werden, um die Systemstabilität zu stützen, Netzengpässe zu reduzieren, KWK optimal ins System einzubinden und gleichzeitig den Netzausbaubedarf nicht weiter zu vergrößern.
- Der Kohleausstieg ist bis 2030 nur möglich, wenn ausreichend gesicherte Leistung an den richtigen Standorten zugebaut wird. Über die vorgeschlagenen Modelle könnten entsprechende Anreize realisiert werden.
- Zeitgleich sollten bereits heute die Weichen für die Zeit nach 2030 gestellt werden:
 - Die vorgeschlagenen Modelle könnten ergänzend zu einem Kapazitätsmarkt oder der Kraftwerksstrategie wirken
 - Langfristig wäre es in einem Kapazitätsmarkt essentiell eine lokale Komponente zu integrieren

Schlaglicht: Lokale Signale in Kapazitätsmärkten

Christoph Maurer, Consentec

Moderation:

Frauke Braun

RefL'in IIIA4, BMWK





Mögliche Ansätze für eine lokale Komponente in Kapazitätsmärkten

AG 3 Steuerbare Kapazitäten - 4. Sitzung

16.11.2023

Lokale Komponenten im Kapazitätsmarkt?!



Warum?

- Lokal zu erbringende SDL (z. B. Schwarzstartfähigkeit)
- **Transmission Adequacy** → Neubaubedarf für steuerbare Kapazitäten in Süddeutschland >> 10 GW
- Synergie mit Beschaffung für Resource Adequacy denkbar

Zeitliche Passfähigkeit mit Einführungsdauer Kapazitätsmarkt?
Bedarf für Transmission Adequacy mglw. > Bedarf Resource Adequacy?
Wirkung auf Wettbewerb im Kapazitätsmarkt?



- Insbesondere bei beihilferechtlicher Genehmigung Verknüpfung mit Gebotszonendiskussion zu erwarten
 - Argument: notwendige Beihilfe im Süden wäre geringer mit Split
- Mit Gebotszonenteilung würden Fragen der Resource Adequacy und Transmission Adequacy zusammenfallen
 - Bedarfsbestimmung für Resource Adequacy erfolgt pro BZ
 - Lokale Komponente dann obsolet?

Umsetzungsoptionen für eine lokale Komponente

Option 1: Zugangsvoraussetzung – vgl. belgischer grid-constraint-Ansatz (genehmigt)

- Ansatz: Anlagen an netztechnisch ungünstigen Standorten werden nicht zum KapM zugelassen

Beispiel der (beihilferechtlich genehmigten) belgischen Grid Constraints

- ELIA ermittelt für Neuanlagen (ohne bestehende Netzanschlusszusage), welche möglichen Zuschlagskombinationen solcher neuen Kapazitäten netztechnisch verträglich sind
- Nur Kombinationen aus Neuanlagen, die netztechnisch verträglich sind (neben Bestandsanlagen und Neuanlagen mit bereits früher erteilter Netzanschlusszusage), ist im KapM zugelassen

*Beispiel-Matrix „Grid Constraints“
(Quelle: Regeln für belg. KapM von ELIA)*

CMU 1	CMU 2	CMU 3	Reason for non-acceptability of combination
1	1	0	For example, overload of line X
1	0	1	For example, no sufficient space at substation X

CMU = Capacity Market Unit = potenziell am KapM teilnehmende Anlage

- Ausprägung der Ergebnisse der Analysen von Elia: Kombination von CMUs infeasible / feasible (“schwarz-weiß”)
- In diesem Beispiel: Zuschlag z.B. nur von CMU1 oder von CMU2+CMU3 zulässig, von CMU1+CMU2 aber nicht

- Ziel der Umsetzung in Belgien → Adressierung lokaler Probleme mit Netzanschlüssen neuer Anlagen

Umsetzung einer lokalen Komponente über Zugangsvoraussetzungen analog belgischem KapM für die deutsche Situation zumindest schwierig

Umsetzungsoptionen für eine lokale Komponente

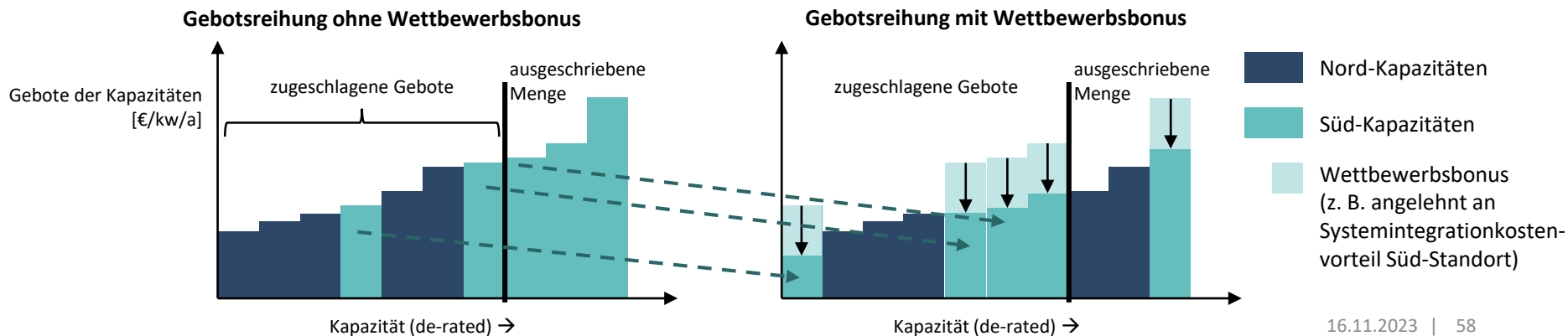
Option 2: regionaler Kernanteil

- Ansatz: Dimensionierung eines (oder mehrerer) regionalen Kernanteils (z. B. unter Transmission Adequacy Gesichtspunkten)
 - von x GW Gesamtbedarf müssen y GW durch Kapazitäten innerhalb einer bestimmten Region gedeckt werden
 - Zu berücksichtigen: Der Beitrag einer Kapazität zur Deckung eines Transmission Adequacy Bedarfs unterscheidet sich von dem Beitrag der Kapazität zur Versorgungssicherheit
 - insb. für nicht steuerbarere Anlagen relevant → Beispiel: Resource-Adequacy-Beitrag einer Windenergieanlage (WEA) eher gering, Beitrag einer WEA im Süden aber ggf. deutlich höher (Kontrafaktum: Anlagen stünde im Norden)
- Regionale Kernanteile, die sich auf andere technische Bedarfe beziehen, erfordern dann Berücksichtigung von zwei De-Rating-Faktoren
- Folge: erhöhte Komplexität und ggf. unintuitive Ergebnisse (z. B. wird dann im Kapazitätsmarkt ggf. mehr Kapazität beschafft als aus Rresource Adequacy Sicht erforderlich)

Umsetzungsoptionen für eine lokale Komponente

Option 3: Wettbewerbsbonus

- Ansatz: Anlagen im Süden erhalten bei der Gebotsreihung im Rahmen des Clearings einen Bonus (= Abschlag auf das eingereichte Gebot) (Alternativ: Malus für Anlagen im Norden)
- Anknüpfungspunkt für Parametrierung der Höhe des Bonus → ansonsten in Geboten nicht internalisierte Systemintegrationskostenunterschiede, z. B. eingesparte Redispatchkosten durch einen Süd- ggü. einem Nord-Standort
 - Wettbewerbsbonus verbessert bei richtiger Parametrierung allokativer Effizienz (teurere Süd-Kapazität erhält Zuschlag, wenn Systemintegrationskostenvorteile den Nachteil des Südstandorts bei Kapazitätskosten überwiegen)



Umsetzungsoptionen für eine lokale Komponente

Option 3: Wettbewerbsbonus

- Ansatz: Anlagen im Süden erhalten bei der Gebotsreihung im Rahmen des Clearings einen Bonus (= Abschlag auf das eingereichte Gebot) (Alternativ: Malus für Anlagen im Norden)
 - Anknüpfungspunkt für Parametrierung der Höhe des Bonus → ansonsten in Geboten nicht internalisierte Systemintegrationskostenunterschiede, z. B. eingesparte Redispatchkosten durch einen Süd- ggü. einem Nord-Standort
 - Wettbewerbsbonus verbessert bei richtiger Parametrierung allokativer Effizienz (teurere Süd-Kapazität erhält Zuschlag, wenn Systemintegrationskostenvorteile den Nachteil des Südstandorts bei Kapazitätskosten überwiegen)
 - Ziel der Option ist eine effiziente Abwägung zwischen in den Geboten abgebildeten Kosten und den über den Wettbewerbsbonus abgebildeten weiteren Systemkosten
 - Sicheres Erreichen bestimmter regionaler Mengenvorgaben ist aber nicht gewährleistet
- Wenn Gewährleistung ausreichender Redispatchkapazität in Süddeutschland sicher über diesen Mechanismus erreicht werden soll, ist Wettbewerbsbonus eher ungeeignet
- Bonus-/Malus-System aber auch im Hinblick auf andere Systemdienstleistung denkbar und für diese Anwendung eventuell vorteilhaft

Umsetzungsoptionen für eine lokale Komponente

Fazit

Notwendigkeit

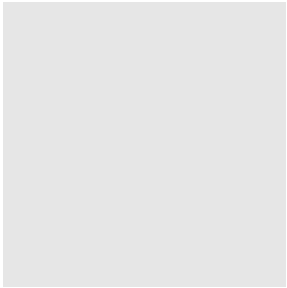
- Berücksichtigung einer expliziten lokalen Komponente innerhalb des KapM-Designs vor allem dann relevant, wenn
 - einheitliche deutsche Gebotszone bestehen bleibt
 - der über den Kapazitätsmarkt zu beschaffende Kapazitätsbedarf größer ist als die lokale Kapazitätsanforderung

Kernanteile

- Vorgabe regionaler Kernanteile ist im Hinblick auf Transmission Adequacy Anforderungen am ehesten geeignet, da hierüber regionale Kapazitätsanforderung sicher erfüllt werden können
 - aber erhöhte Komplexität → zusätzliche Festlegung von Transmission Adequacy bezogenen De-Rating-Faktoren
 - zudem fraglich, ob beihilferechtlich genehmigungsfähig

Wettbewerbsbonus

- Wettbewerbsbonus zielt auf Steigerung der Effizienz der Ausschreibungen durch Internalisierung des zusätzlichen Systemnutzens mancher Anlagen ab



consentec

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

Tel. +49 241 93836-0
Fax +49 241 93836-15
info@consentec.de
www.consentec.de



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Kaffeepause

15:15 – 15:45 Uhr

Zusammenfassung und Ausblick

André Poschmann
UAL IIIA, BMWK





Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

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