

# AG 3 Steuerbare Kapazitäten

## 1. Sitzung

### Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Datum: 3. Mai 2023

Uhrzeit: 09:30 – 15:30 Uhr

# Begrüßung

André Poschmann  
UAL IIIA, BMWK



# Ziel der heutigen Sitzung

- Abschluss der Take-Aways zu
  - Überschneidungen mit anderen AGs
  - No-regrets und flankierenden Maßnahmen
  - Systembeschreibung und Bewertungskriterien
- Überblick über Marktdesignoptionen
- Erste Diskussion zu Designoptionen im Hinblick auf zukünftiges Stromsystem



# Einführung

Dr. Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Agenda

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:30 – 09:45	<b>Begrüßung BMWK</b> André Poschmann, UAL IIIA <b>Einführung</b> Dr. Frauke Braun, RefL'in IIIA4
09:45 – 10:30	<b>Arbeitsplan AG 3 &amp; Überschneidung mit anderen AGs</b> Benedikt Günter, IIIA4
10:30 – 10:40	<b>No-regrets und flankierende Maßnahmen</b> Benedikt Günter, IIIA4
10:40 – 10:55	Kaffeepause
10:55 – 12:00	<b>Systembeschreibung und Bewertungskriterien</b> Moritz Schillinger, Consentec
12:00 – 13:00	Mittagspause
13:00 – 14:45	<b>Vorstellung der Marktdesignoptionen und Diskussion aus Sicht des zukünftigen Stromsystems</b> Bernd Tersteegen, Consentec
14:45 – 15:00	Kaffeepause
15:00 – 15:30	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b> André Poschmann, UAL IIIA



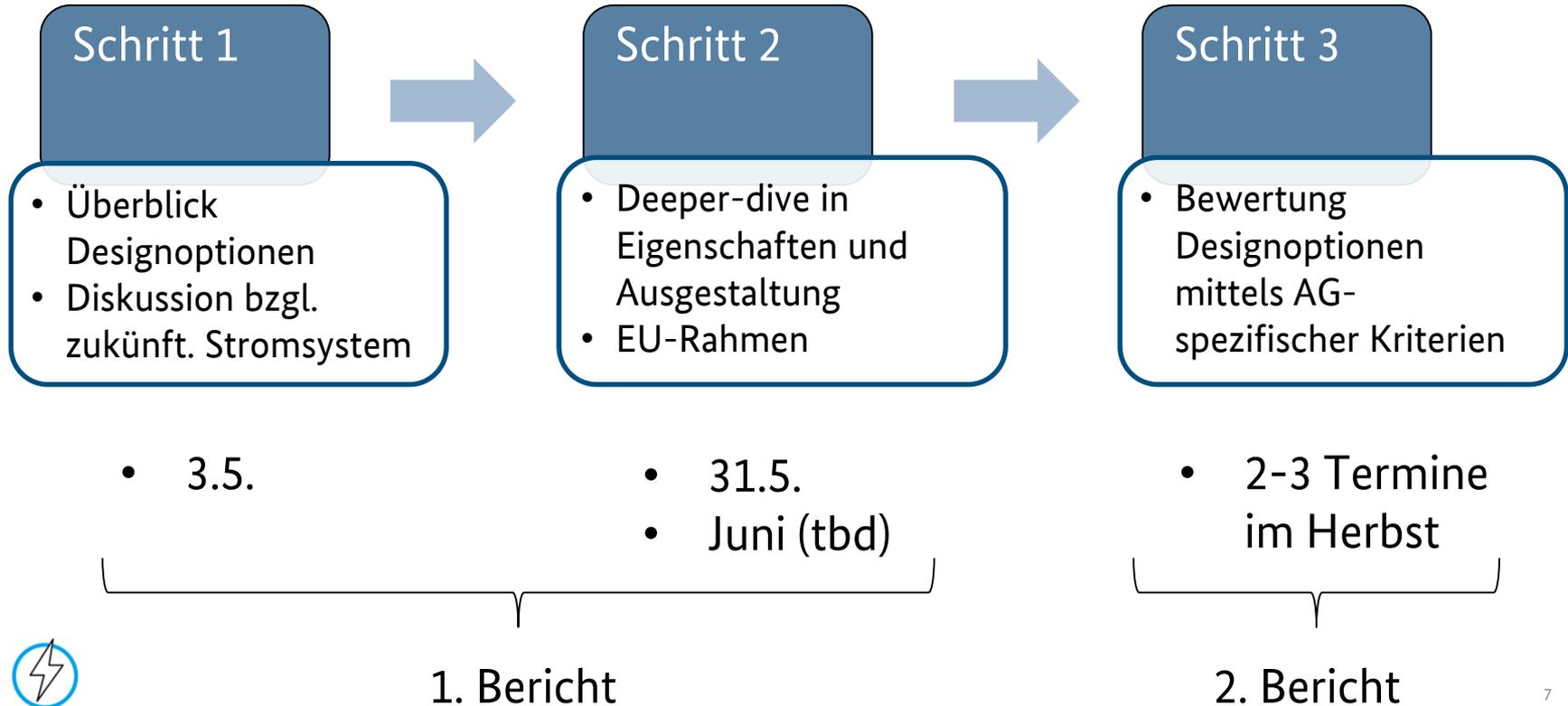
# Arbeits- und Zeitplan AG 3

Benedikt Günter  
IIIA4, BMWK

Moderation:  
Dr. Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Arbeits- und Zeitplan AG 3



# Überschneidungen mit anderen AGs

Vorstellung des Arbeitsstands aus der gemeinsamen AG-Sitzung vom 31.03.

Benedikt Günter  
IIIA4, BMWK

Moderation:  
Dr. Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Überschneidungen mit anderen AGs

- „Lokale Signale sind notwendig, ist aber zu klären aus welchem Instrument diese kommen“ (<-> AG lokale Signale)
- „Barrieren für Flexibilität müssen abgebaut werden“ (<-> AG Flexibilität)
- „Bei der Maßnahmenoption des Kapazitätsmarktes stellt sich die Frage, inwieweit auch erneuerbare Energien darüber finanziert werden können/sollen“ (<-> AG erneuerbare Energien)



# Überschneidungen mit anderen AGs - Vorschläge

- Lokale Signale:
  - Ansätze aus AG lokale Signale beeinflusst Notwendigkeit lokaler Elemente in Marktdesignoption
  - Diskussion in AG 3 abhängig von Ergebnis AG lokale Signale
- Flexibilität:
  - Abbau Barrieren in AG Flexibilität, Finanzierung Flexibilität (Last, Speicher) in AG 3
- Finanzierung EE über KapMarkt:
  - Finanzierung EE im Kern bei AG 1
  - Diskussion zur Rolle von und Anforderungen an EE in KapMärkten



# No-regrets und flankierende Maßnahmen

Vorstellung des Arbeitsstands aus der gemeinsamen AG-Sitzung vom 31.03.

Benedikt Günter  
IIIA4, BMWK

Moderation:  
Dr. Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK

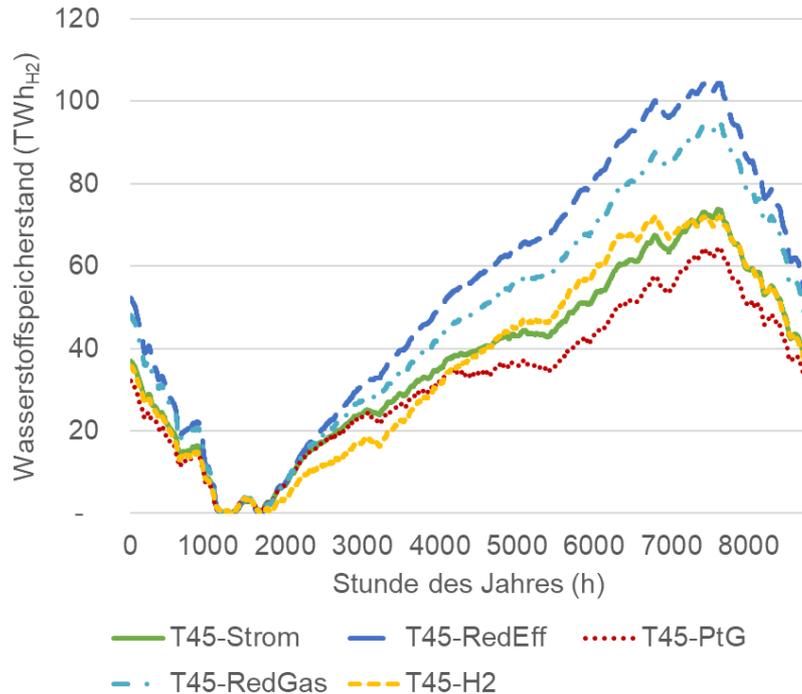


# No-regrets und flankierende Maßnahmen

- Themenfeld „steuerbare Kapazitäten“ vielfältig mit anderen Instrumentendiskussionen verknüpft
- Fokus AG 3 auf Finanzierung von Kapazitäten
- Verknüpfte Themen nicht doppelt diskutieren, sondern ihrem jeweiligen Rahmen überlassen
- Aber: Bewusstsein für Interdependenzen notwendig



# No-regrets: Wasserstoff-Infrastruktur

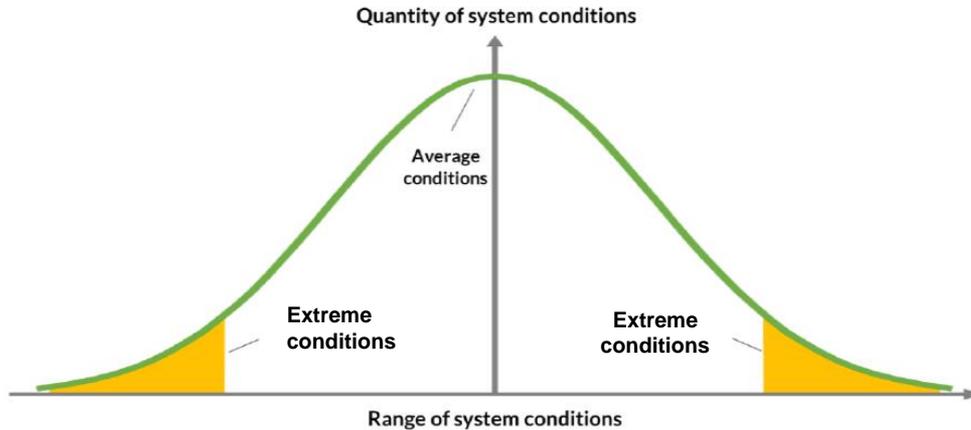


- Wasserstoff dient v.a. saisonalem Ausgleich
- No-regret: Betrieb von H<sub>2</sub>-Kraftwerken erfordert
- Erzeugungsmöglichkeiten (Elektrolyseure, Importe)
- Transportmöglichkeiten (H<sub>2</sub>-Pipelines, Speicher)



Quelle: BMWK Langfristszenarien

# No-regrets: Risikovorsorge, Reserve



- Extremsituationen müssen zusätzlich „neben dem Markt“ abgesichert werden durch Reserve/Risikovorsorge
- (Kraftwerks-)Reserven als ein zentraler Baustein in Krise bewährt





# Kaffeepause

10:45 – 11:00 Uhr



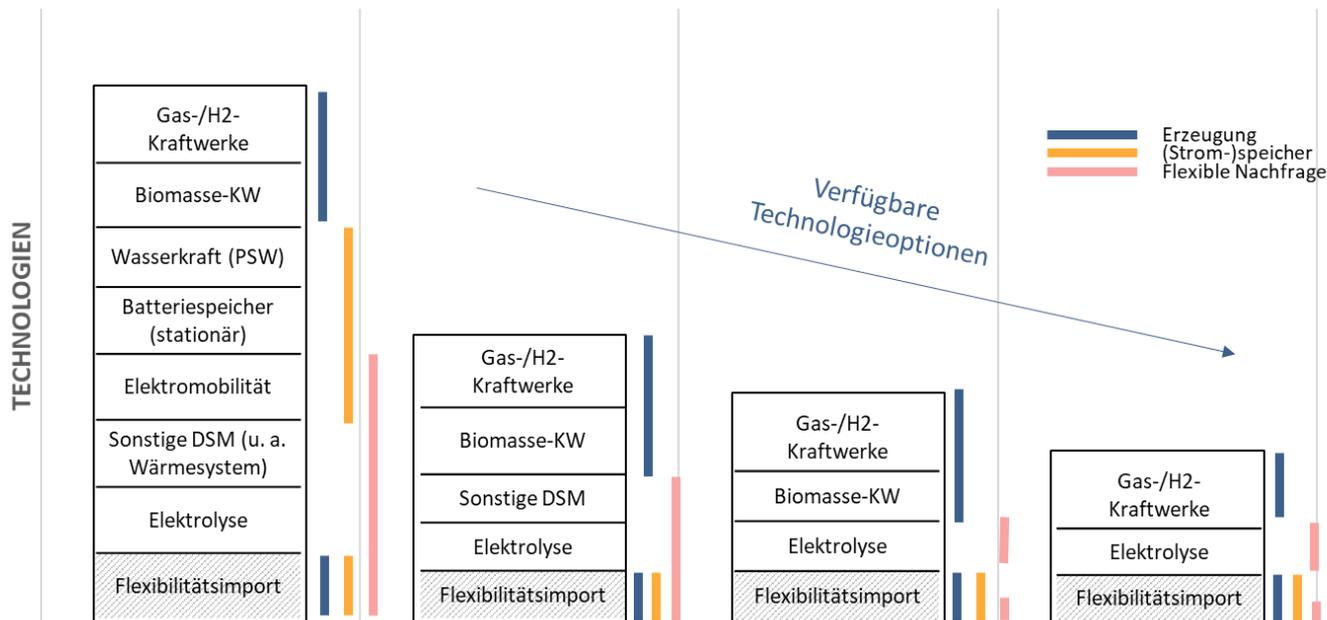
# Systembeschreibung auf Basis Langfristszenarien

Vorstellung des Inputs aus der gemeinsamen AG-Sitzung vom 31.03.

Moritz Schillinger  
Consentec



## Steuerbare Leistung wird für unterschiedliche Zeitbereiche und Aufgaben benötigt



STUNDEN - TAGE

TAGE - WOCHEN

LANGE DUNKELFLAUTE

SAISON



**Bedarf  
aufgrund**

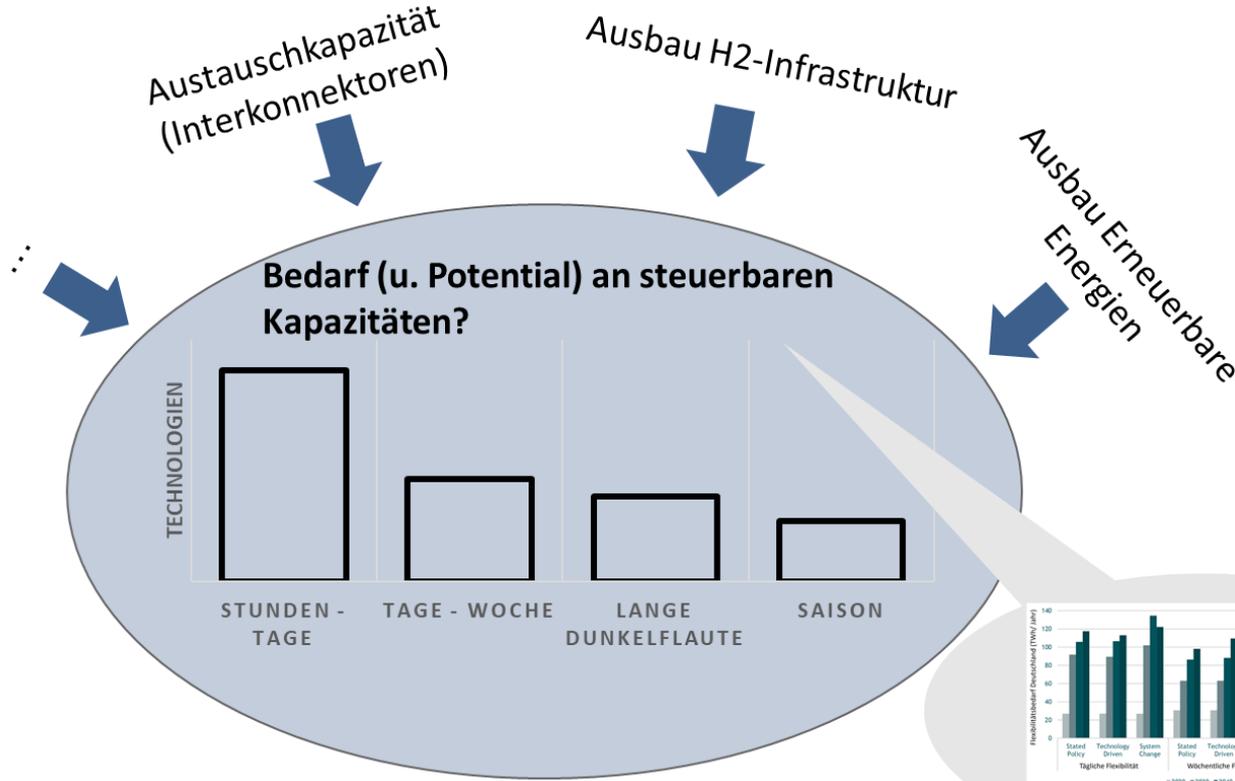
Volatilität PV  
Tagesgang Last

Volatilität Wind  
Wochengang Last

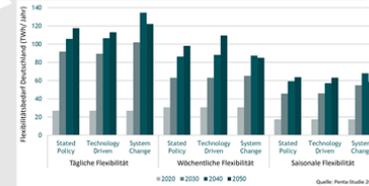
Lange Nichtver-  
fügbarkeit EE

Saisonale Verfügbar-  
keit EE

# Spannungsfeld Kapazitätsbedarf

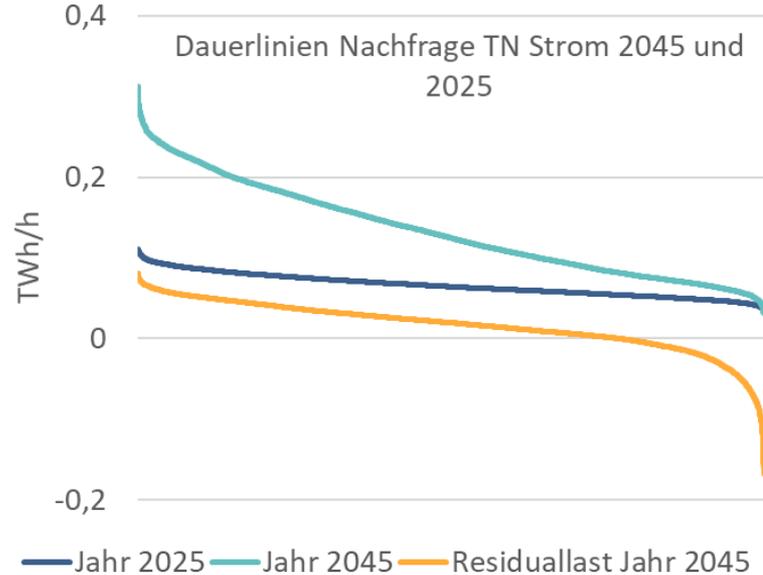


→ Bedarf abhängig von vielen Systemeigenschaften

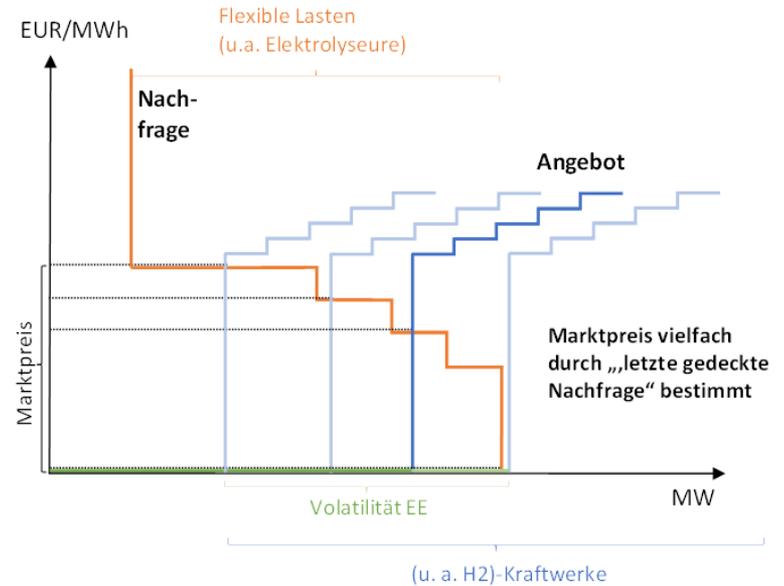


Beispiel Penta-Flex-Studie

# Rolle von Nachfrageflexibilität



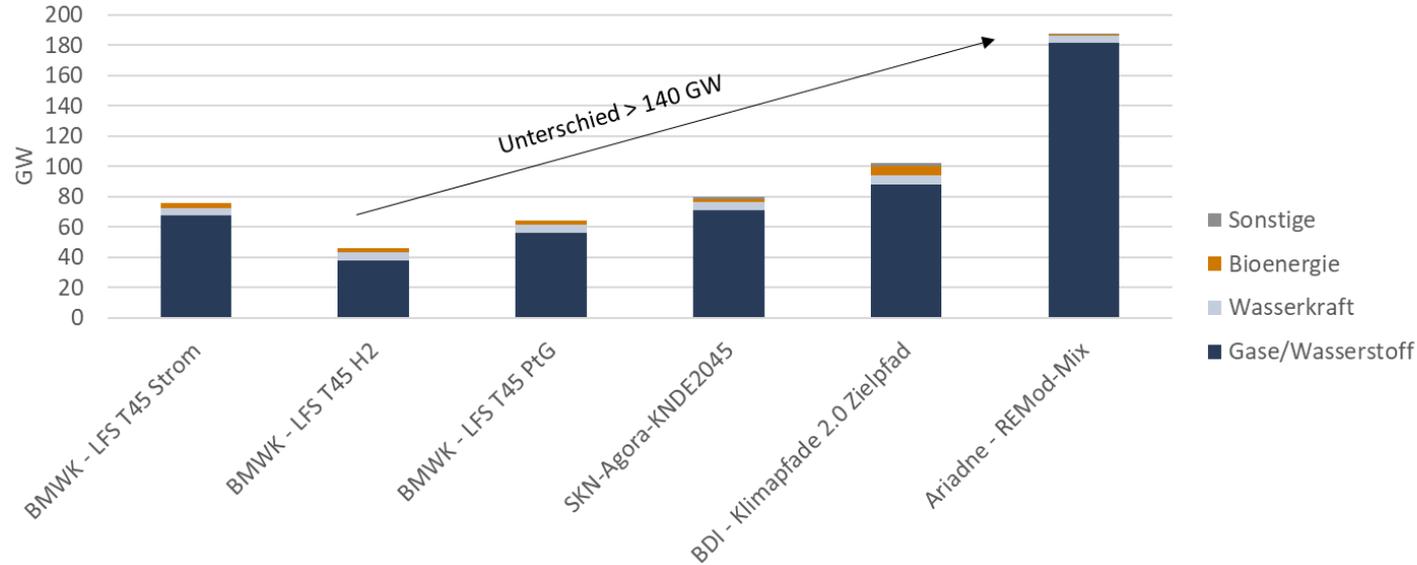
„steile Dauerlinie“ 2045 → hohe Nachfrageflexibilität  
Max. Residuallast aber ähnlich wie heute  
Spitzenlast als Auslegungskriterium ungeeignet



Flexible Nachfrage entscheidend für Preisbildung im EE-dominierten System  
Preise koordinieren weiterhin Flexibilitätseinsatz und signalisieren Flexibilitätsbedarf



## Szenarien regelbare Kraftwerksleistung 2045



- KW auf Basis klimaneutraler Gase eine wesentliche, aber nicht einzige Quelle von steuerbarer Kapazität
- Bedarf an derartigen KW vor allem durch langfristigen Flexibilitätsbedarf getrieben (Dunkelflaute, saisonale Verschiebung) → dort wenig Alternativen
- Genaue Höhe des Bedarf aber noch unsicher



# Systembeschreibung und Bewertungskriterien

Vorstellung des Arbeitsstands aus der gemeinsamen AG-Sitzung vom 31.03.

Benedikt Günter  
IIIA4, BMWK

Moderation:  
Dr. Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# AG-spezifische Systembeschreibung (I)

- In einem dekarbonisierten Stromsystem müssen weiterhin genügend steuerbare Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen. Der genaue Bedarf ist jedoch unsicher und unterliegt Änderungen über die Zeit.
- Zu den steuerbaren Kapazitäten zählen dabei Kraftwerke, Speicher und Lastflexibilitäten.
- Dies wird zu veränderter Investorenstruktur mit anderen und unterschiedlichen Risikopräferenzen führen.
- Die geographische Verortung von steuerbaren Kapazitäten muss den Bedürfnissen des zukünftigen Energiesystems Rechnung tragen.



# AG-spezifische Systembeschreibung (II)

- Der Beitrag der verschiedenen Kapazitätsoptionen muss nach Zeitbereichen differenziert werden:
  - 1. In der kürzeren bis mittleren Frist (Stunden bis Woche) spielen insbesondere Speicher und Nachfrageflexibilität (Industrie, E-Mobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure, etc.) sowie Biogasanlagen eine große Rolle.
  - 2. In den längeren Zeitbereichen (mehrere Wochen bis saisonal) dominieren hingegen Biomethan- und Erdgas- bzw. H<sub>2</sub>-Kraftwerke\* sowie z.T. auch nachfrageseitige Flexibilitäten.
- Der Stromaustausch im Binnenmarkt trägt wesentlich zur effizienten Versorgungssicherheit bei.



\*"Kraftwerke" bezeichnet sowohl Kondensations- wie auch KWK-Anlagen

# AG-spezifische Systembeschreibung (III)

- Auch zukünftig werden Kraftwerke eine zentrale Rolle spielen. Diese laufen zunächst auf Erdgasbasis, müssen aber zügig auf 100% Wasserstoff umgestellt werden.
- Die Zahl der Einsatzstunden dieser Kraftwerke wird dabei im Lauf der Zeit abnehmen, da erneuerbare Energien und andere, ebenfalls günstigere Technologieoptionen einen wesentlichen Teil der Versorgungsaufgabe übernehmen.
- Dementsprechend wird der Strompreis in einer zunehmenden Anzahl an Stunden von erneuerbaren Energien oder flexibler Nachfrage bestimmt werden.



# AG-spezifische Bewertungskriterien - technisch

- Es wird ein Technologiemix erzielt, der die Bedarfe an Kapazität und verschiedenen Funktionalitäten (z.B. nach Zeitbereichen) adressiert (Technologieoffenheit, Kosteneffizienz).
- Zu dem Technologiemix gehören neben Kraftwerken auch Speicher und Lastflexibilitäten.



# AG-spezifische Bewertungskriterien - ökonomisch

- Bei der Dimensionierung an steuerbaren Kapazitäten ist eine Balance zwischen Kosteneffizienz und Risikovorsorge wichtig.
- Eine Überförderung von steuerbaren Kapazitäten wird vermieden.
- Innovationsfähigkeit und Technologiewettbewerb werden unterstützt.
- Planungssicherheit für Investitionen von Marktteilnehmern ist entscheidend.
- Das Marktdesign gewährleistet eine Preistransparenz und Transparenz der Kostenstrukturen und eine effiziente Koordination einer Vielzahl an Akteuren.
-  Marktmacht bzw. deren Missbrauchspotenzial sollen nach Möglichkeit vermieden werden.

# AG-spezifische Bewertungskriterien - politisch

- Es werden ausreichend steuerbare Kapazitäten angereizt, um zusammen mit Importen die Residuallast jederzeit zu decken.
- Der Transformationspfad hin zu einem dekarbonisierten Stromsystem wird unterstützt.
- Umfang und Zusammensetzung des Technologiemies können sich im Lauf der Zeit ändern und das Design muss flexibel darauf reagieren (Anpassungsfähigkeit).
- Kurz- und langfristige Maßnahmen müssen aufeinander abgestimmt werden.
- Nutzen die Synergien des europäischen Binnenmarktes, erhalten aber national die Fähigkeit auf Extremsituationen zu reagieren.





# Mittagspause

12:00 - 13:10 Uhr



# Vorstellung Marktdesignoptionen

Bernd Tersteegen  
Consentec



# Erster Blick auf Marktdesignoptionen zur Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten

- **Schematischer Überblick**

Marktliche Mechanismen	Regulatorische Mechanismen
wettbewerblicher Strommarkt / EOM	Zentraler Kapazitätsmarkt
	Dezentraler Kapazitätsmarkt
Langfristverträge/ Power Purchase Agreement (PPA)	



# Option: wettbewerblicher Strommarkt (Energy-Only-Markt, EOM)

## Typische Merkmale:

- Auf organisierten Energiemärkten Energie als vergütetes Produkt (€/MWh)
- Vertragsparteien sind dezentrale Akteure
- Vertragslaufzeiten grundsätzlich frei verhandelbar zwischen Marktakteuren; standardisierter, i. W. sehr liquider börslicher Handel dabei aber wichtiger Ankerpunkt  
→ sehr kurze Vertragslaufzeiten (1/4-h) (dann mit i.d.R. physischer Lieferverpflichtung) bis hin zu mehrjährigen Laufzeiten (dann mit finanzieller Verpflichtung)

**Ziel: wettbewerbliche Gewährleistung von Versorgungssicherheit ohne staatliche Interventionen**



# Option: Langfristverträge / Power Purchase Agreement (PPA)

## Typische Merkmale:

- idR Energie als vergütetes Produkt (€/MWh)
  - auch Leistung denkbar, dann aber sehr ähnlich DKM, s. unten
- Langfristige Stromlieferverträge zwischen dezentralen Akteuren
- Bilaterale Verträge mit viel Ausgestaltungsspielraum hinsichtlich Vertragslaufzeit, Preis (ggf. mit Indexierung), Sekundärhandel, etc.
- Standardisierung u.a. im Hinblick auf liquideren Handel aber denkbar
- Abschluss sowohl auf rein freiwilliger Basis als auch auf Basis von regulatorischen Absicherungsverpflichtungen (z.B. Hedgingpflicht) denkbar
- **Ziel: Absicherung ggü. schwankenden Strompreisen, insb. auch zur Absicherung von Investitionsrisiken → daher langfristige Vertragslaufzeiten von > 5-15 a**



# Option: Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)

## Typische Merkmale:

- Leistung als vergütetes Produkt (€/MW)
- Zentraler Kontrahent, der Kapazitätsbedarf festgelegt und beschafft (ggf. durch Dritte, z.B. ÜNB)
  - im aktuellen EU-Rechtsrahmen recht enge Vorgaben hinsichtlich Bedarfsfestlegung (und sonstiger Ausgestaltung)
- 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)
- **Ziel: Absicherung von Investitionsrisiken → staatliche Übernahme der Gewährleistung der Versorgungssicherheit**



# Option: Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)

## Typische Merkmale:

- Leistung als vergütetes Produkt (€/MW)
- Vertragsparteien sind dezentrale Akteure
  - Stromverbraucher erwerben von Kapazitätsanbietern Kapazitätsnachweise/  
Kapazitätszertifikate, mit denen sie nachweisen, dass sie für ihre Nachfrage ausreichend  
Leistung kontrahiert haben
  - Höhe der nachzuweisenden Kapazitäten wird regulatorisch festgelegt
- Bilaterale Verträge oder Börsenhandel für Nachweise denkbar
- Zumindest in der Praxis kurze Vertragslaufzeiten üblich (FR: 1 a)
- **Ziel: verbindliche Versorgungssicherheitsverantwortung von Verbrauchern**



# Diskussion der Marktdesignoptionen aus Sicht des zukünftigen Stromsystems

Bernd Tersteegen  
Consentec

Moderation:  
Dr. Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Diskussion der Marktdesignoptionen aus Sicht des zukünftigen Stromsystems

- Heute: Diskussion zu Optionen eröffnen – noch keine Bewertung
- Im Mittelpunkt: inwieweit sind die verschiedenen Optionen **kompatibel mit einem klimaneutralen Stromsystem** (gemäß AG-spezifischer Systembeschreibung)
- Vier Diskussionsfragen auf Basis der AG-spezifischen Systembeschreibung
- Bewertung anhand der AG-spezifischen Kriterien folgt erst später



# Diskussionsfragen (I)

Nachfrage-  
flexibilität / Neue  
Verbraucher /  
Speicher

- „[Es] müssen [...] genügend steuerbare Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen. [...] Zu den steuerbaren Kapazitäten zählen dabei Kraftwerke, Speicher und zentrale Lastflexibilitäten.“
- **Auf welche Weise berücksichtigt die Marktdesignoption den VS-Beitrag von Nachfrageflexibilität und Speichern? Wie unterstützt sie deren Erschließung und systemdienlichen Einsatz?**



# Diskussionsfragen (II)

Wasserstoff-  
hochlauf

- „Auch zukünftig werden Kraftwerke eine zentrale Rolle spielen. Diese laufen zunächst auf Erdgasbasis, müssen aber zügig auf 100% Wasserstoff umgestellt werden.“  
→ **Auf welche Weise unterstützt die Marktdesignoption den Markthochlauf von Wasserstoffkraftwerken?** Begünstigt / ermöglicht die Option z.B. den Markteintritt neuer Technologien?

EE-Integration

- „Wind und PV bilden die stärksten Säulen der Erzeugung.“  
→ **Auf welche Weise trägt die Marktdesignoption zur Integration erneuerbarer Energien bei (z.B. EE-Marktwerte, Flex auf Erzeugungsseite)?**



# Diskussionsfragen (III)

Europäischer  
Binnenmarkt

- „Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit erfolgt in europäischer Koordination und unter Ausnutzung des großräumigen Ausgleichspotenzials im vernetzten europäischen Strommarkt.“
- **Nimmt die Marktdesignoption eine eher nationale oder eher europäische Perspektive auf Versorgungssicherheit ein? Auf welche Weise integriert die Option grenzüberschreitende Ausgleichspotenziale?**



# Diskussion aus Sicht des zukünftigen Stromsystems

- Die Diskussionsfragen und Marktdesignoptionen werden nun gegenübergestellt.
- Ziel ist noch keine Bewertung, sondern primär die Charakterisierung der Marktdesignoptionen.
- Dabei sollen die Einschätzung und Sichtweisen der Stakeholder eingeholt werden.

→ Welchen Beitrag / welche Auswirkung hat eine Marktdesignoption auf den jeweiligen Aspekt des beschriebenen Systems?

(Eine besondere Herausforderung besteht darin, dass bei den Marktdesignoption „der Teufel im Detail steckt“, d.h. viel von der konkreten Ausgestaltung der Optionen abhängt. Sofern bestimmte Einschätzung von bestimmten Ausgestaltungsentscheidungen abhängen, kann dies gerne in die Diskussion aufgenommen werden.)



# Struktur der Diskussion - Sicht des zukünftigen Stromsystems

	<b>Wettbewerblicher Strommarkt / EOM</b>	<b>Langfristverträge/ PPA</b>	<b>Zentraler Kapazitätsmarkt</b>	<b>Dezentraler Kapazitätsmarkt</b>
<b>Nachfrageflexibilität / Neue Verbraucher / Speicher</b>				
<b>Wasserstoffhochlauf</b>				
<b>EE-Integration</b>				
<b>Europäischer Binnenmarkt</b>				





# Kaffeepause

14:45 - 15:00 Uhr



# Zusammenfassung und Ausblick

André Poschmann  
UAL IIIA, BMWK





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: [www.bmwk.de/pkns](http://www.bmwk.de/pkns)

