

Kapazitätsmechanismen in Österreich und Europa

Projekt: „Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft“ (TeKaVe)

Dieses Projekt wird im Rahmen der Ausschreibung „Energie.Frei.Raum“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) durchgeführt. Die Abwicklung erfolgt im Auftrag des BMIMI durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

Rahmen & Ankündigungen

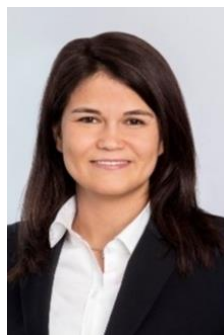
Moderation



SARAH FANTA

Sarah Fanta ist Research Engineer am AIT in der Competence Unit „Integrated Energy Systems“.

Begrüßung



TARA ESTERL

Tara Esterl leitet die Competence Unit „Integrated Energy Systems“ am AIT.

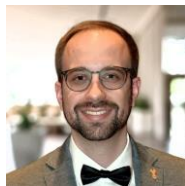
ZUM WEBINAR:

- Mikrophon und Kamera sind stumm geschaltet.
- Fragen während des Vortrags bitte in Q&A posten – **NICHT** in den Chat. Fragen werden im Diskussionsteil beantwortet.
- Der Workshop wird für interne Zwecke aufgezeichnet.
- Für Fragen im Nachgang stehen wir per E-Mail zur Verfügung.

NACH DEM WEBINAR:

- Kommende Veröffentlichung: Stakeholder Bericht & Deliverables
- Homepage: en.ergie.at/projekte/tekave
- Weitere Details: en.ergie.at/themen/kapazitaetsmechanismen
- Folien werden im Nachgang zur Verfügung gestellt

Unsere Referent:innen



STEFAN STRÖMER
AIT



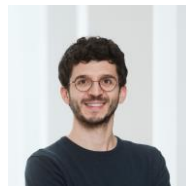
DIANA KRAINER
AIT



PHILIPP ORTMANN
AIT



KATRIN BURGSTALLER
Energieinstitut an der JKU



MICHAEL SCHNUR
Wien Energie



ARNOLD WEISS
EPEX SPOT

Agenda

1. Begrüßung und Projektvorstellung
2. Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts und eine Betrachtung des „Missing Money“ Problems
3. Input zu regulatorischen Rahmenbedingungen

Pause

4. Überblick zu Kapazitätsmechanismen, Lessons Learned und Ausgestaltungsoptionen
5. Ergebnisse der Marktmodellierung
6. Stimmen aus der Praxis – moderierte Kurzzrunde

Projekt: TeKaVe

„Technologieneutrale
Kapazitätsmechanismen
für eine
versorgungssichere
Energiezukunft“



In einem funktionierenden Energy-Only-Markt sollten Kraftwerke – die aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen - in der Lage sein, **ausreichend Erlöse zur Deckung ihrer Kosten** zu erwirtschaften



In den vergangenen Jahren war der **Strommarkt starken Schwankungen und Markteingriffen ausgesetzt**, die potenziell die Versorgungssicherheit gefährden können



Es ist fraglich, ob das derzeitige Marktdesign im Stande ist, ein **versorgungssicheres, dekarbonisiertes und leistungsfähiges Energiesystem** zu gewährleisten.

Kapazitätsmechanismen sind ein zentraler Punkt der europäischen Richtlinien für den Weg in eine versorgungssichere Zukunft – und sind in mehrere EU-Ländern bereits (unterschiedlich) implementiert.

Kern-Fragestellungen

Welchen Beitrag können Kapazitätsmechanismen leisten, um die Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem kosteneffizient zu unterstützen und wie können sie effektiv gestaltet werden?



Problemfelder im EOM

- **Qualitative Analyse** Bietet der EOM ausreichend Investitionsanreize?
- **Quantitative Analyse** Sind bestehende Investments im EOM in AT finanzierbar?



Regulatorik

- **Rechtliche Analyse** Welche rechtlichen Anforderungen an KMs gibt es?



KMs in Europa

- **Europäischer Überblick** Welche KMs sind in Europa verbreitet und welche Lehren lassen sich daraus ableiten?
- **Ausgestaltungsmerkmale** Welche Anforderungen gibt es an das KM Design?



Marktmodell

- **Komplexe Interaktionen** Welche Schlüsse lassen sich aus dem Zusammenspiel vielfältiger Technologien und Mechanismen ziehen?
- **Effizienz** Welche Empfehlungen ergeben sich mit Blick auf das System?

Kern-Ergebnisse

Der EOM

Bietet der EOM genügend Anreize zur Investition in versorgungsrelevante Kapazitäten?

Unter idealen Voraussetzungen bietet der EOM **genügend Investitionsanreize**, jedoch lässt sich argumentieren, dass diese in der **Praxis nur sehr schwer zu erfüllen** sind.

Regulatorik

Welche rechtlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen gibt es?

Die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen unterliegt nach europäischem Recht **strengen Voraussetzungen** und benötigt eine **umfangreiche und fundierte Ausarbeitung**.

Erfahrungen

Welche Lehren lassen sich für Österreich aus bisherigen Kapazitätsmechanismen und aktuellen Entwicklungen in Europa ziehen?

Für einen österreichischen Kapazitätsmechanismus ist eine an europäischen Kriterien orientierte **Harmonisierung** zu empfehlen, wobei **nationale** Rahmenbedingungen und **Zielsetzungen maßgebend** sein müssen.

Marktmodell

Welche Empfehlungen für die Wahl eines Kapazitätsmechanismus ergeben sich aus der modellbasierten Analyse der Interaktionen verschiedener Marktakteure und -mechanismen?

Ein **Kapazitätsmarkt** erlaubt Technologieinklusivität sowie eine gute **Systemeffizienz**, während eine reine **Strategische Reserve** im österreichischen Kontext **nachteilige Auswirkungen** zeigt und **Flexibilitätstender** eine vielversprechende Alternative darstellen.

Der EOM**Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts**

Der EOM

Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts



Bietet der EOM genügend Anreize zur Investition in versorgungsrelevante Kapazität?



1. Analyse und Diskussion der nötigen Voraussetzungen anhand von drei zentralen Säulen

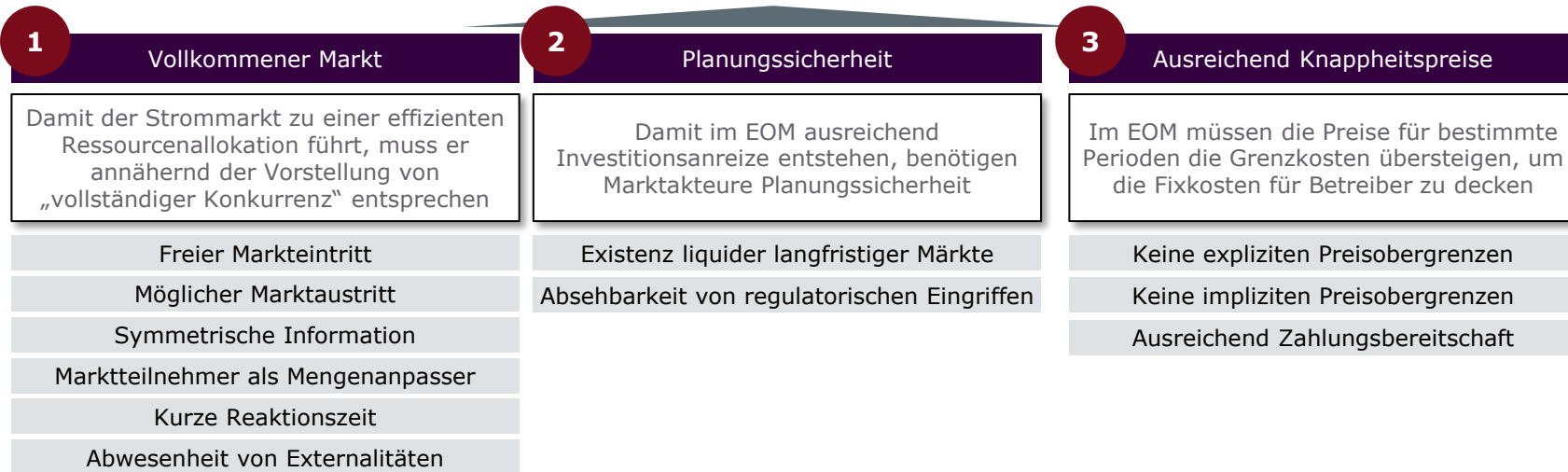


- a. Die nötige Planungssicherheit ist aktuell nicht ausreichend gegeben.
- b. Das hinreichende Auftreten von Knappheitspreisen ist ungewiss.

Voraussetzungen für Investitionsanreize

Folgende Voraussetzungen müssen – in einem ähnlichen Ausmaß wie in anderen Sektoren – erfüllt sein, damit der Energy-Only-Markt (EOM) genügend Investitionsanreize bietet, um Versorgungssicherheit herzustellen.

EOM bietet genügend Investitionsanreiz für versorgungsrelevante Kapazitäten






1 Vollständiger Wettbewerb

Notwendige Voraussetzungen	Sind diese Voraussetzungen erfüllt?	
Markteintritt muss ‚frei‘ sein	✓ Erfüllt	Strommarkt ist grundsätzlich frei zugänglich, viele neue Akteure, z.B. im Erneuerbaren Segment
Marktaustritt muss ‚kostenlos‘ sein	? Fraglich	Der Bau von Kraftwerken ist mit signifikanten versunkenen Kosten verbunden, ein großer Teil der Kosten ist ‚irreversibel‘
Symmetrische Information und Transparenz	✓ Erfüllt	Transparenz über existierende Anbieter, die derzeitige und zukünftige Nachfrage, Wetterlage, etc sind für den informierten Nutzer sehr gut einsehbar
Marktteilnehmer als Mengenanpasser	? Fraglich	Haushalte besitzen nur unzureichend Kenntnis über ihren tatsächlichen Verbrauch, können nur in sehr begrenztem Ausmaß über den Verbrauch (preissensitiv) reagieren
Kurze Reaktionszeit auf Preissignale	✗ Nicht erfüllt	Es bestehen lange Vorlaufzeiten für Investitionen bezüglich Planung und Investitionen sind durch lange Amortisationszyklen charakterisiert
Abwesenheit von Externalitäten	✓ Erfüllt	Bei der Stromerzeugung sind eine Reihe von Externalitäten zu nennen, jedoch sind diese internalisiert (EU-ETS) oder verursachen kein vollständiges Versagen des Marktes

2 Planungssicherheit

Notwendige Voraussetzungen	Sind diese Voraussetzungen erfüllt?	
Existenz liquider langfristiger Märkte	<p>✗ Nicht erfüllt</p>	Langfristige Märkte bieten ausreichend Liquidität für die nächsten 1-5 Jahre, dies deckt sich jedoch nicht mit den sehr langen Amortisationszyklen (20-30 Jahre)
Absehbarkeit regulatorischer Eingriffe	<p>✗ Nicht erfüllt</p>	Energiekrise hat zu Diskussionen zur Änderungen des Markt-Designs geführt und teilweise signifikante Markteingriffe, z.B. die Abschöpfung von Übergewinnen (EKB-S)

3 Ausreichend Knappheitspreise

Notwendige Voraussetzungen	Sind diese Voraussetzungen erfüllt?
Keine expliziten Preisobergrenzen	 Erfüllt Es gibt explizite Preisobergrenzen jedoch relativ hoch im Vergleich zum Preisniveau. Zusätzlich ist die Obergrenze dynamisch, wobei 2022 auf eine Anhebung verzichtet wurde
Keine implizite Preisobergrenzen	 Fraglich Es gab politische Signale zur Vermeidung von Preisspitzen, Infragestellen des Merit-Order Prinzips. Mögliche Verwechslung mit Marktmissbrauch bedeutet implizite Preisobergrenze
Ausreichend Zahlungsbereitschaft für Knappheitspreise	 Fraglich Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit (als öffentliches Gut) evtl. nicht ausreichend gegeben aufgrund einer positiven Externalität

Zusammenfassende Bewertung

Um ausreichend Investitionsanreize zu schaffen, müssen eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt sein.



Einzelne Voraussetzungen sind jedoch nur in **geringem Ausmaß erfüllt**, wodurch der EOM deutlich von idealen Bedingungen abweicht.

Der EOM

Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts



Bietet der EOM genügend Anreize zur Investition in versorgungsrelevante Kapazität?



1. Analyse und Diskussion der nötigen Voraussetzungen anhand von drei zentralen Säulen
2. Quantitative Betrachtung der Deckungsbeiträge verschiedener Marktteilnehmer:innen



- a. Die nötige Planungssicherheit ist aktuell nicht ausreichend gegeben.
- b. Das hinreichende Auftreten von Knappheitspreisen ist ungewiss.
- c. **Erneuerbare und thermische** Kraftwerke zeigen Potentiale für ausreichend Deckungsbeiträge, die jedoch in der aktuellen System- und Marktlage kaum realisierbar sind.
- d. Dekarbonisierte **Wasserstoff Kraftwerke** können selbst unter optimistischen Annahmen **keine ausreichenden Deckungsbeiträge** erwirtschaften.

Der EOM

Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts



2. Quantitative Betrachtung der Deckungsbeiträge verschiedener Marktteilnehmer:innen



Simulation des historischen und theoretischen* **Kraftwerkseinsatzes** für die Jahre 2019-2024.



Berücksichtigung von **Unsicherheiten** durch eine normalverteilte **Monte Carlo Variation** der Inputparameter** (technologiespezifische Kosten, Effizienz, Lebensdauer und WACC).



EOM-Erlöse und **EKB-S** werden berücksichtigt, zusätzliche Erlöse aus Förderungen (Marktprämie) und weiteren Märkten (Regelenergie, Redispatch...) werden nicht betrachtet.



Insgesamt **20.000 Simulationsläufe** zur Abschätzung des Deckungsbeitrags.

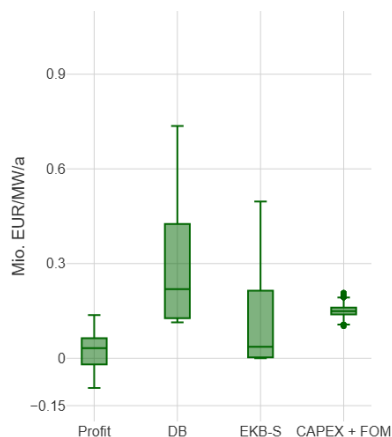
* Theoretische Betrachtung:

Kraftwerkseinsatz erfolgt basierend auf den Grenzkosten (Grenzkosten < Stompreis), wobei Kraftwerke als 100% flexibel angenommen werden.

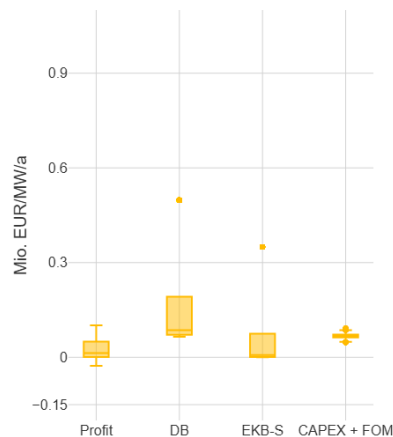
** Jährliche Strom-, CO₂- und Erdgaspreise wurden nicht variiert.

Ergebnisse über alle Jahre

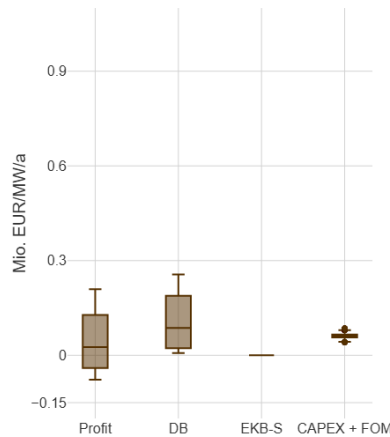
WIND



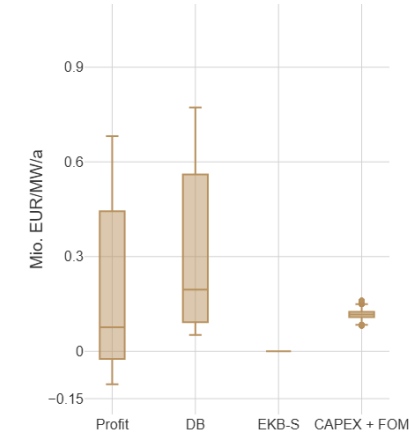
PV



ERDGAS OCGT*



ERDGAS CCGT*



Erneuerbare können potenziell **ausreichend DB** erwirtschaften.
EKB-S trifft PV nur in geringem Ausmaß.

Spitzenlastkraftwerke erwirtschaften potenziell ausreichend DB,
während **CCGTs Potential für hohe Gewinne** zeigen.

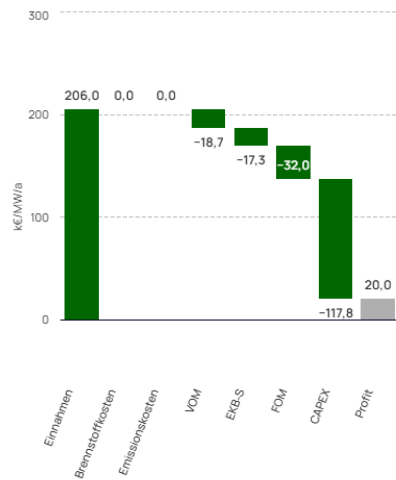
EKB-S = Energiekrisenbeitrag-Strom, VOM = Variable betriebsabhängige Kosten, FOM = Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten, CAPEX = Jährliche Kapitalkosten

DB = Einnahmen – Brennstoffkosten – Emissionskosten – VOM

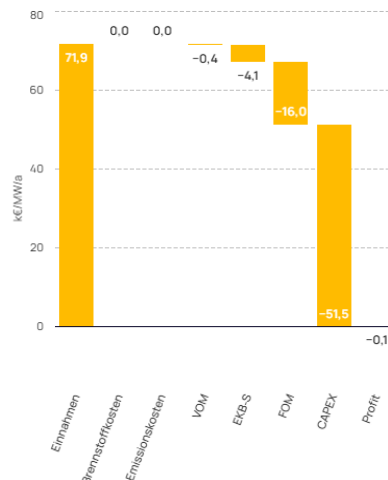
*Theoretische Betrachtung: Kraftwerkeinsatz erfolgt basierend auf den Grenzkosten.

Ergebnisse für 2024

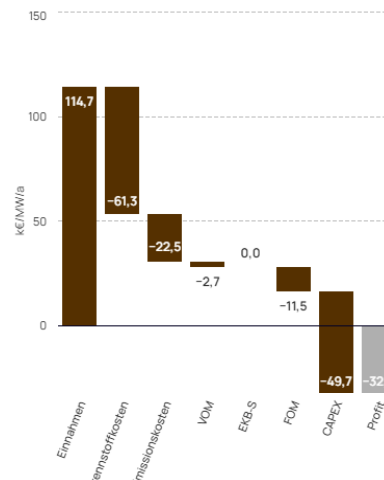
WIND



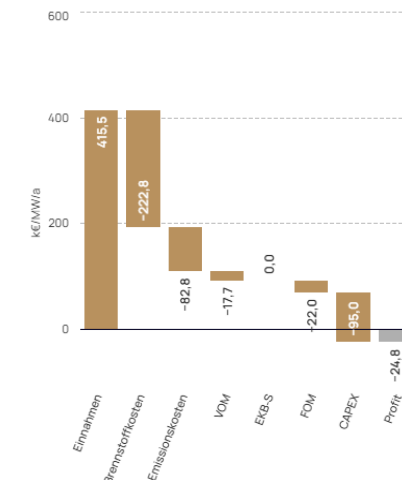
PV



ERDGAS OCGT*



ERDGAS CCGT*



In der **aktuellen System- und Marktlage** kann PV nicht ausreichend DB erwirtschaften.

Es sind weiterhin **Förderungen** für Wind + PV nötig.

Auch CCGTs können in der **aktuellen System- und Marktlage** (hohe RES-Durchdringung) keine Gewinne am EOM erwirtschaften.

EKB-S = Energiekrisenbeitrag-Strom, VOM = Variable betriebsabhängige Kosten, FOM = Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten, CAPEX = Jährliche Kapitalkosten

DB = Einnahmen – Brennstoffkosten – Emissionskosten – VOM

*Theoretische Betrachtung: Kraftwerkseinsatz erfolgt basierend auf den Grenzkosten.

Regulatorik**Anforderungen an Kapazitätsmechanismen**

Regulatorik

Anforderungen an Kapazitätsmechanismen



Welche rechtlichen Anforderungen an KMs gibt es?



Analyse des europäischen Rechts zur Einführung und Ausgestaltung von KMs



- a. **Vorabprüfung in drei Schritten**, um die Versorgungssicherheit zu bewerten und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu begründen.
- b. **Strenger Rechtsrahmen bestimmt die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen**
 - Hinsichtlich Emissionsgrenzwerten, Gestaltungs-, und Beihilfevorgaben
- c. **Preisgestaltung**: KM enthalten direkte oder indirekte Preisobergrenzen, die je nach Mitgliedstaat variieren, daher braucht es europaweite einheitliche Preisobergrenzen bei gleichzeitiger Harmonisierung der Methoden zur Berechnung von Versorgungssicherheitsstandards

Rechtlicher Rahmen für Kapazitätsmechanismen

ELEKTRIZITÄTS- BINNENMARKT- VERORDNUNG 2024



LEITLINIEN FÜR STAATLICHE KLIMA-, UMWELTSCHUTZ- UND ENERGIEBEIHILFEN 2022

- Voraussetzungen für die Einführung und Ausgestaltung von KM sind in Art. 20 bis 27 EBM-VO 2024 zu finden.
 - Dies umfasst die **Beobachtung und Nachweisführung von Ressourcenknappheit**, die Entwicklung eines detaillierten **Umsetzungsplans** zur Beseitigung von Marktversagen oder regulatorischen Verzerrungen sowie die **Einhaltung umfassender Gestaltungsgrundsätze** und emissionsbezogener Vorgaben von KM.
-
- Der geplante KM wird von der Europäischen Kommission geprüft und diese entscheidet darüber, ob dieser KM (Beihilfe) mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.
 - Die relevanten beihilferelevanten Anforderungen der Leitlinien zu KM befinden sich in Kapitel 4.8 "Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit".

Begrifflichkeiten rund um Kapazitätsmechanismen

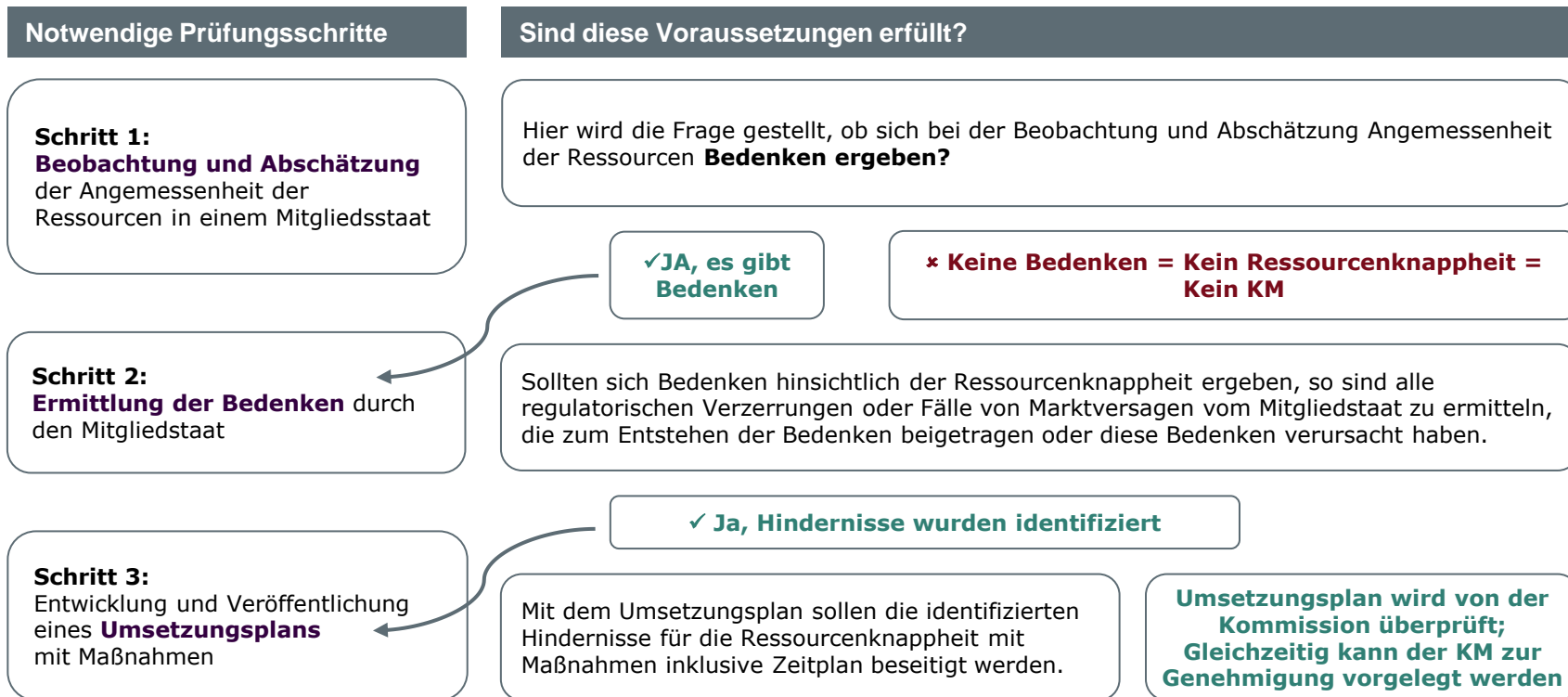
Kapazitätsmechanismen

- Definition von KM umfasst grd. eine **breite Palette** an **möglichen Mechanismen** mit der **Einschränkung**, dass diese keine Maßnahmen der **Systemdienstleistungen** oder des **Engpassmanagements** sein dürfen.
 - Primär sollte eine strategische Reserve als KM zur Anwendung kommen.
 - Alternativ dazu kann eine andere Arten von KM eingeführt werden.
- Ein KM kann von der Kommission nur für max. 10 Jahre genehmigt werden.

ANGEMESSENHEIT DER RESSOURCEN IM SINNE DER LEITLINIEN

- Diese sind *"erzeugte Kapazitäten, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage in einer Gebotszone zu decken; ..."*
- Eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgt auf europäischer Ebene, kann aber zusätzlich auch auf nationale Ebene durchgeführt werden.

Vorabprüfung für die Einführung Kapazitätsmechanismen



Vorabprüfung für die Einführung Kapazitätsmechanismen

UMSETZUNGSPLAN

- *Umsetzungsplan mit Maßnahmen und einem Zeitplan.*
- *EBM-VO 2024 enthält eine Auflistung von zu beachtenden Themen für den Umsetzungsplan.*
- *Europäischer Kommission hat hier ein Stellungnahmerecht.*

Zeitgleiche

Ausführung

*Erstellung und
Beantragung grd.
gleichzeitig möglich.*

*Gleichzeitige
Umsetzung/Anwendung*

KAPAZITÄTSMECHANISMUS

- *Gestaltungsgrundsätze sind in der EBM-VO 2024 beschrieben – unterscheiden sich in*
 - *allgemeine Gestaltungsgrundsätze sowie jene für Strategische Reserven und andere Arten von KM.*
 - *KM muss von Europäischer Kommission beihilfenrechtlich Genehmigt werden*
 - *KM kann erst ab Stellungnahme zum Umsetzungsplan angewendet werden.*

Der KM dient als unterstützendes Instrument, um zwischenzeitlich Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bis die im Umsetzungsplan vorgesehenen Maßnahmen zur Behebung der Marktverzerrungen oder -versagen wirksam greifen.

Gestaltungsgrundsätze und Beihilfenrecht

KM unterliegen strengen Emissionsgrenzwerten, Gestaltungs-, und Beihilfevorgaben, z.B.

- KM dürfen **keine unnötigen Marktverzerrungen oder Handelsbeschränkungen** verursachen,
- KM soll **Anreize für Kapazitätsanbieter** zur Verfügbarkeit in Zeiten hoher Systemlast bieten,
- **Vergütung** durch **wettbewerbliche Verfahren**, sowie **angemessene Sanktionen** bei Nichtverfügbarkeit in Zeiten hoher Last.
- **Technologieoffenheit** mit indirekter Einschränkung der Teilnehmer durch CO₂-Emissionsgrenzwerte
- **Beihilferechtliche Genehmigung** stellt sicher, dass der KM mit dem Energiebinnenmarkt vereinbar ist.

Gestaltungsgrundsätze und Beihilfenrecht

Vergütung von KM

- Preisobergrenzen treten in KM entweder explizit (z. B. als Höchstpreis bei Auktionen) oder implizit (z. B. über definierte Vergütungslogiken) auf. Ziel: Balance zwischen Versorgungssicherheit, Systemkosten und politischer Akzeptanz
 - Meist gekoppelt an Cost of New Entry (CoNE) – jährliche Vergütung für wirtschaftlich tragfähige neue Erzeugungseinheiten
 - Value of Lost Load (VoLL) dient theoretisch zur Festlegung von Strafen bei nicht erbrachter Leistung
- Die Spannbreite bei VoLL, CoNE und Zuverlässigkeitsstandards (wird aus den Parametern von VoLL und CoNE abgeleitet) unterscheidet sich in den Mitgliedstaaten stark voneinander.
- Daher wäre eine einheitliche europäische Preisobergrenze (und Strafen) bei gleichzeitiger Harmonisierung der Methoden zur Berechnung von Versorgungssicherheitsstandards sinnvoll.

Time for a break



10 min

Erfahrungen

Erfahrungen aus Europa & Ausgestaltungsoptionen

Erfahrungen

Erfahrungen aus Europa & Ausgestaltungsoptionen



Welche Lehren lassen sich für Österreich aus bisherigen Kapazitätsmechanismen und aktuellen Entwicklungen in Europa ziehen?



LESSONS LEARNED:

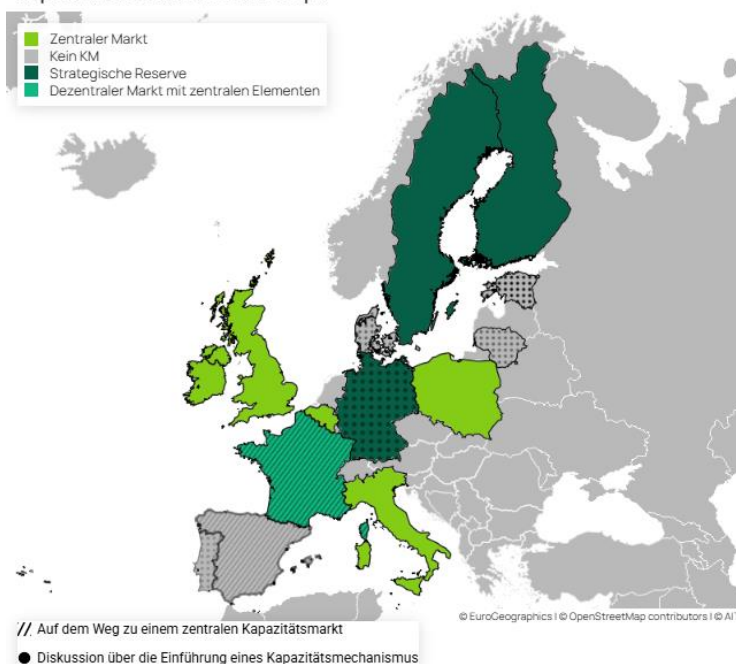
- a. **Lock-in Effekte** bestehender, fossiler Kapazitäten müssen vermieden werden, um die (österreichischen) Energie- und Klimaziele zu erreichen.
- b. **Technologie-Inklusivität** muss bei der Ausgestaltung beachten werden, um (zukünftigen) Flexibilitätsbedarf zu decken.
- c. **Regionale Komponenten** sind möglich, aber komplex umzusetzen. Aufwand vs. Nutzen ist fraglich

AUSGESTALTUNGSOPTIONEN:

- a. **Harmonisierung** ist zu empfehlen
- b. Ausgestaltung sollte sich an den Kriterien im CISAF orientieren

Kapazitätsmechnismen in Europa

Kapazitätsmechanismen in Europa

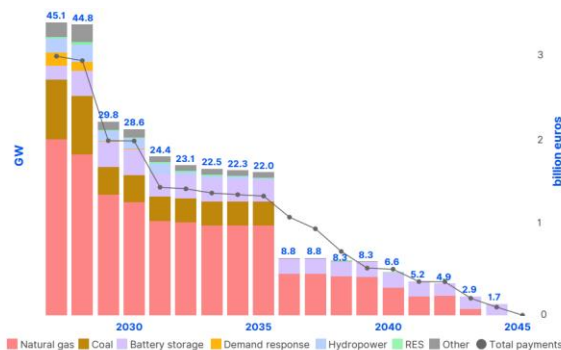


- 9 aktive Kapazitätsmechanismen in Europa
 - 5 Kapazitätsmärkte mit zentralem Käufer
 - 3 Strategische Reserven
 - 1 Kapazitätsmarkt mit dezentraler Verpflichtung (+ zentrale Elemente)
- Laufende Diskussionen und teilweise geplante Umsetzung in weiteren Ländern
 - Frankreich
 - Spanien
 - Deutschland

} Zentraler Markt
?

Lessons Learned – Lock-in Effekte

LANGFRISTIGE KAPAZITÄTSZAHLUNGEN



Source: Calculated by ACER based on NRA data.

Gesamte Zahlungen und Kapazitäten, die im Rahmen marktweiter Kapazitätsmechanismen nach Technologie in langfristigen Verträgen vergeben wurden.

SITUATION

In Langzeitverträgen werden derzeit vor allem fossile Anlagen vergütet.

LÖSUNGSANSÄTZE

Strengere Emissionsgrenzen oder verpflichtende Umstellung auf CO₂-neutrale Brennstoffe.

EMPFEHLUNG

Kapazitätsmechanismen müssen im Einklang mit den österreichischen **Klima- und Energiezielen** stehen. **Ausgestaltungsoptionen** müssen neben ökonomischer Effizienz auch **Lock-in Effekte vermeiden** und dürfen den Dekarbonisierungspfad nicht gefährden.

Lessons Learned – Lock-in Effekte

Auktionsergebnisse

Auktionsjahr 2025



Italien

Auktionsjahr 2025

Bericht: [Hauptauktion für das Lieferjahr 2027](#)

► Zusammenfassung anzeigen

Auktionsjahr 2024



Belgien

Auktionsjahr 2024

Bericht: [Y-1 Auktion für die Lieferperiode 2025-2026](#)

► Zusammenfassung anzeigen

Bericht: [Y-4 Auktion für die Lieferperiode 2028-2029](#)

► Zusammenfassung anzeigen

AUKTIONSERGEBNISSE ITALIEN

- Rund 90% Bestandskapazitäten
- Knapp 2% neue Kapazität (v.a. Batterien)
- Rest: ausländische Anbieter

AUKTIONSERGEBNISSE BELGIEN

- Rund 90% Bestandskapazitäten
- Insgesamt (Bestand & Neu) mehr als 70% fossile, thermische Kapazitäten

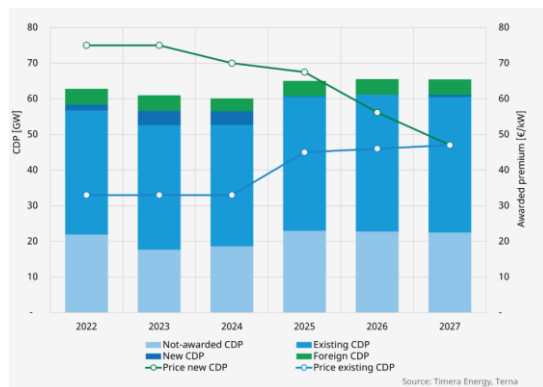
Fossiler Bestand überwiegt

EMPFEHLUNG

Auch bei Auktionen für **kurze Vertragslaufzeiten** (1-Jahr) müssen die **Dekarbonisierungsziele** im Vordergrund stehen. Die Vergabe von **mehreren Einjahresverträgen** führt zu den gleichen **fossilen Lock-in Effekten** wie bei Langzeitverträgen.

Lessons Learned - Flexibilitätsbedarf

AUKTIONSERGEBNISSE ITALIEN



Bezuschlagte neue, bestehende und ausländische Kapazität im italienischen Kapazitätsmarkt für die Lieferjahre 2022-2027

SITUATION

KMs beanreizen zurzeit zu wenig nicht-fossile Flexibilitäten (und nicht an den richtigen Stellen)


LÖSUNGSANSÄTZE


Gemeinsame Betrachtung von Versorgungssicherheit + Flexibilitätsbedarf

EMPFEHLUNG

Die **Ausgestaltung** muss **Technologie-Inklusivität** gewährleisten, um eine aktive Teilnahme von Flexibilitäten zu ermöglichen und zukünftige Flexibilitätsbedarfe zu decken (vgl. FNA).

Irland: Regionale Komponenten



IDEE


UMSETZUNG

Einführung einer regionalen Komponente, um Kapazitäten an netzdienlichen Stellen zu erhalten.

Irland vergibt Volumen on-top der Nachfragekurve, um regionale Anforderungen zu erfüllen

- Vergütung nach pay-as-bid
- Beeinflusst den Clearing-Preis nicht
- 1-Jahresverträge, um nicht gerechtfertigte Überschussgewinne zu verhindern

 ERFÜLLUNG DER REGIONALEN ANFORDERUNGEN						
Y-4 2028-2029	Y-1 2024-2025	Y-4 2027-2028	Y-3 2026-2027	Y-1 2023-2024	Y-4 2025-2026	Y-3 2025-2026
x Nordirland	x Alle	x Nordirland/Irland	✓	x Alle	x Irland/Dublin	x Alle

EMPFEHLUNG

Die Ausgestaltung einer **regionalen Komponente** erweist sich als **komplex**, und benötigt große **Vorsicht**, um die Ausübung von Marktmacht und Überschussgewinne zu verhindern. Diese Einschränkungen machen einen **praktischen Nutzen fraglich**.

Harmonisierung



AKTUELL

- Clean Industrial Deal State Aid Framework (**CISAF**) definiert Kriterien für eine schnelle Genehmigung von KMs (SR oder zentraler KM).



AUSWIRKUNG

- Es kann weiterhin jeder beliebige Kapazitätsmechanismus eingeführt werden
- Auch Erfüllung einzelner Kriterien führt zu einer schnelleren Genehmigung



VORTEILE

- + Schnellere Genehmigung durch die europäische Kommission
- + Regulatorische Sicherheit für die kommenden Jahre
- + Erleichterung grenzüberschreitender Teilnahme
- + Anpassungsfähigkeit auf nationale Rahmenbedingungen wird nicht eingeschränkt



**Präqualifikation, Auktionszeitpunkte,
Vorlauf- und Lieferzeiträume**

EMPFEHLUNG

Eine weitgehende **Harmonisierung** ist **erstrebenswert**, weshalb sich die Ausgestaltung eines KMs an den **Kriterien im CISAF** orientieren sollte.



Annex 1

Marktmodell**Modellierung verschiedener KMs für Österreich**

Marktmodell

Modellierung verschiedener KMs für Österreich



Welcher Kapazitätsmechanismus löst ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem effizient und welche Auswirkungen bzw. Interaktionen können dabei beobachtet werden?



Implementierung eines innovativen österreichischen Strommarktmodells mit Day-Ahead Spotmarkt, Regelreserve, Marktprämie und EKB-S, sowie diversen volumenbasierten KMs.



- Eine reine **Strategische Reserve** scheitert am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich und zeigt negative Auswirkungen auf den Day-Ahead Markt.
- Eine technologieoffene **Ausschreibung für neue Kapazität** wird von RES dominiert; die Einschränkung auf einen **"Flexibilitätstender"** zeigt vielversprechende Resultate.
- Ein Kapazitäts**markt** stellt eine **effiziente und ausgewogene** Lösung dar.

Marktmodell

Modellierung verschiedener KMs für Österreich



Implementierung eines innovativen Strommarktmodells für Österreich im Jahr 2040



Rahmenbedingungen: Stündliche Nachfrage (TYNDP 2024) unter Berücksichtigung von Importen/Exporten sowie must-run Erzeugung, mit einer Jahressumme von rd. 125 TWh.



Investments: Bestandskapazitäten (TYNDP 2024, NT+ 2030) sowie endogene Ausbauentscheidungen, mit einer resultierenden inst. Leistung von rd. 70-80 GW über alle Szenarien.



Technologien: Erneuerbare (Wind, PV, Laufwasserkraft), Speicher (Reservoir, Pumpspeicher, Batterien), thermische Kraftwerke (CH₄/H₂ OCGT & CCGT, Biomasse) sowie Elektrolyseure.



Marktdesign: Vorhaltung von Regelreserve (450 MW), aktiver EKB-S (95% ab 100 €/MWh), eine modellendogene Marktprämie, sowie diverse Kapazitätsmechanismen.

Modellierte Kapazitätsmechanismen

STRATEGISCHE RESERVE

(SR)

- Das Volumen der Strategische Reserve ist **modellendogen**; die **Aktivierung** erfolgt falls das obere **Preislimit** erreicht wird und keine vollständige Markträumung möglich ist.
- Bestehende thermische Kraftwerke können sich für eine Teilnahme entscheiden, werden dadurch jedoch von anderen Märkten ausgeschlossen.

AUSSCHREIBUNG F. NEUE KAPAZITÄT

(Tender)

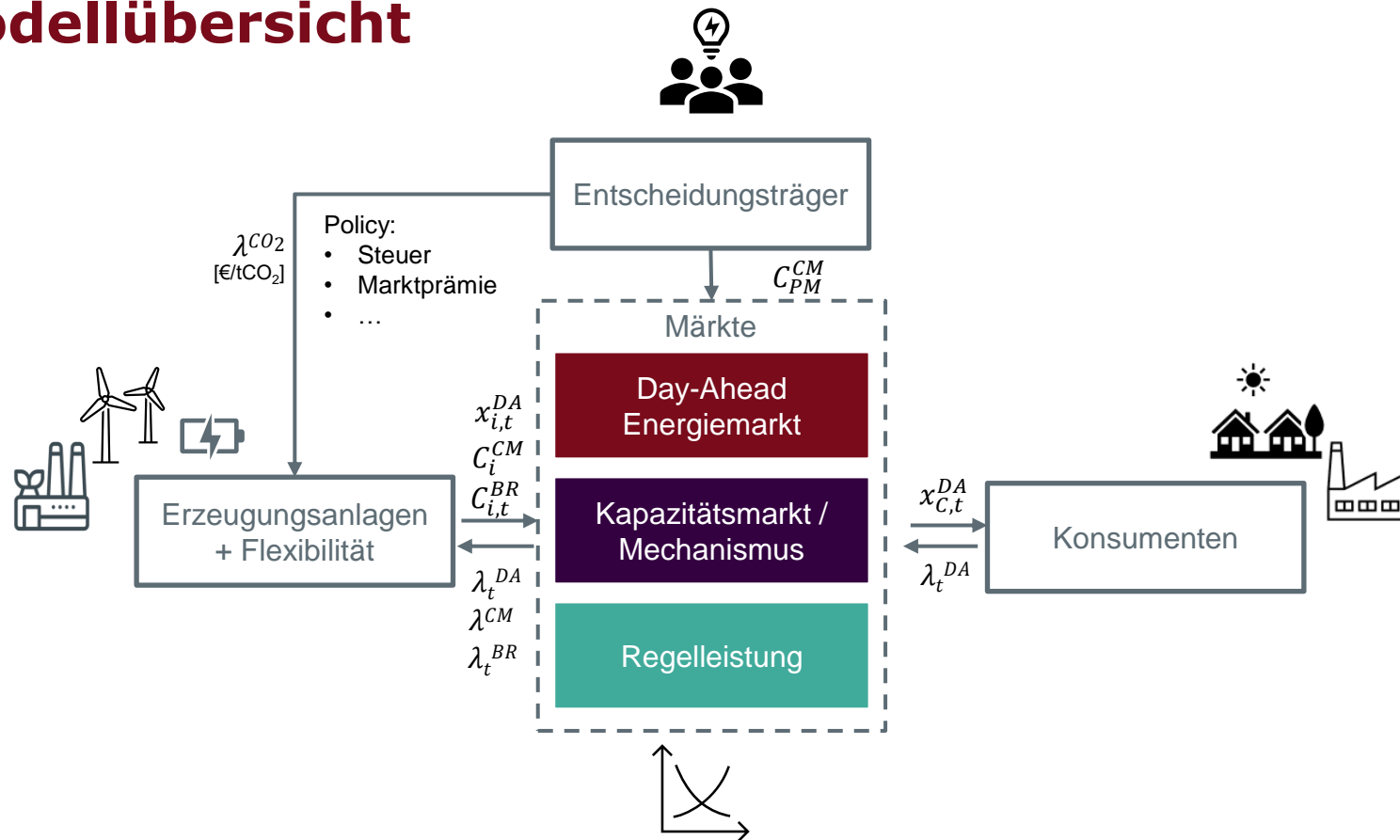
- Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt.
- Teilnahmeberechtigt sind **neu errichtete Speicher und Erzeugungstechnologien** die das Emissionslimit von 550 gCO₂/kWh nicht überschreiten.

ZENTRALER KAPAZITÄTSMARKT

(zKM)

- Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt.
- Teilnahmeberechtigt sind **bestehende und neue Kapazitäten**, die das Emissionslimit von 550 gCO₂/kWh nicht überschreiten (inklusive Demand Response).
- **Reliability Options** sind aktiv (Strike Preis = Grenzkosten eines H₂-OCGT).

Modellübersicht



Szenarien

Szenarien		Preislimits (€/MWh)		Marktmechanismen			
Bezeichnung	Beschreibung	min.	max.	KM	EKB-S	Marktprämie	Regelreserve
EOM optimistisch	Keine politischen Eingriffe erwartet	-500	4000		✓	✓	✓
EOM pessimistisch	Signifikante politische Eingriffe	-500	500*		✓	✓	✓
SR	Strategische Reserve	-500	500*	✓	✓	✓	✓
Tender	Ausschreibung für neue Kapazität	-500	500*	✓	✓	✓	✓
zKM	Zentraler Kapazitätsmarkt	-500	500*	✓	✓	✓	✓
SR+Tender	Strat. Reserve & Aus. f.n. Kapazität	-500	500*	✓	✓	✓	✓

* Preislimits stellen keine expliziten, geänderten Preisobergrenzen dar sondern spiegeln die Erwartungshaltung von Marktteilnehmer:innen wieder, Preise über der gegebenen Schwelle nicht (oder nicht ausreichend) zu erhalten – zum Beispiel durch Abschöpfungen oder gezielte Steuern.

Resultate: System- & Marktüberblick

	KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Security of Supply	EENS	GWh/a	10	130	40	0	0	0
	LOLE	h/a	8	110	40	0	0	0
Kapazitätsmarkt	Volumen	GW	-	-	2,8	8	15	2,8 / 5
	Clearing Preis	€/kW/a	-	-	100	74	86	50 / 63
Day-Ahead Markt	Preis (avg.)	€/MWh	69	67	71	59	58	62
	Preis (max.)	€/MWh	4000	500	500	475	360	500
Nachfrage deckung	Gesamtkosten* (VoLL 13.000 €/MWh)	%	100%	120%	109%	93%	101%	97%
	Gesamtkosten* (VoLL 3.000 €/MWh)	%	100%	105%	106%	94%	102%	98%

* Enthält: Energiekosten (Day-Ahead) sowie alle anfallenden Policy-Kosten (KM, Regelreserve, VoLL, Marktprämie) und Policy-Erlöse (Marktprämie, EKB-S, Reliability Options).

Resultate: System- & Marktüberblick

	KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Security of Supply	EENS	GWh/a	10	130	40	0	0	0
	LOLE	h/a	8	110				
Kapazitätsmarkt					2,8	8	15	2,8 / 5
					100	74	86	50 / 63
Day-Ahead Markt	Preis (avg.)	€/MWh	69	67	71	59	58	62
	Preis (max.)	€/MWh	4000	500	500	475	360	500
Nachfrage deckung	Gesamtkosten* (VoLL 13.000 €/MWh)	%	100%	120%	109%	93%	101%	97%
	Gesamtkosten* (VoLL 3.000 €/MWh)	%	100%	105%	106%	94%	102%	98%

Der Tender wirkt sich signifikant senkend auf die Kosten zur Deckung der Nachfrage aus.

Der Kapazitätsmarkt zeigt den größten Stabilisierungseffekt auf Day-Ahead Preise.

* Enthält: Energiekosten (Day-Ahead) sowie alle anfallenden Policy-Kosten (KM, Regelreserve, VoLL, Marktprämie) und Policy-Erlöse (Marktprämie, EKB-S, Reliability Options).

Resultate: Details & Folgen

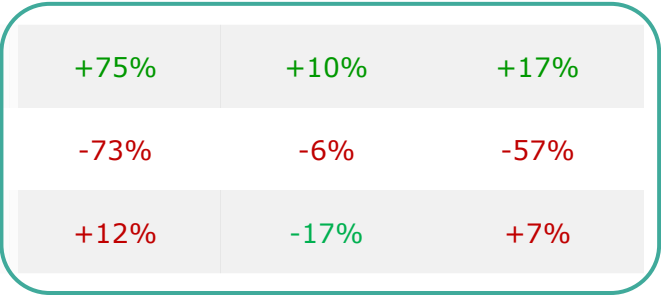
KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
OCGT	MW	3000	560	850	560*	560*	560
CCGT	MW	2800	2800	5200	2800	3250	5700
H2-OCGT	MW	-	-	-	950	3250	-
H2-CCGT	MW	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung von kurzf. Flexibilität	%	0%	0%	0%	+75%	+10%	+17%
Auswirkung a. Profite von Kurzfristspeicher	%	0%	-26%	-18%	-73%	-6%	-57%
Auswirkung a. Kosten von flex. Nachfrage	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf CO₂ Emissionen	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

* Technologie operiert nicht kostendeckend und könnte - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in – stillgelegt werden.

Resultate: Details & Folgen

KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
OCGT	MW	3000	560	850	560*	560*	560
CCGT							5700
H2-OCGT							-
H2-CCGT	MW	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung von kurzf. Flexibilität	%	0%	0%	0%	+75%	+10%	+17%
Auswirkung a. Profite von Kurzfristspeicher	%	0%	-26%	-18%	-73%	-6%	-57%
Auswirkung a. Kosten von flex. Nachfrage	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf CO₂ Emissionen	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

Während Tender zu einer signifikant höheren installierten Leistung von kurzfristigen Flexibilitäten führen, zeigt der Kapazitätsmarkt die geringste Verzerrung des Markts.



* Technologie operiert nicht kostendeckend und könnte - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in – stillgelegt werden.

Resultate: Details & Folgen

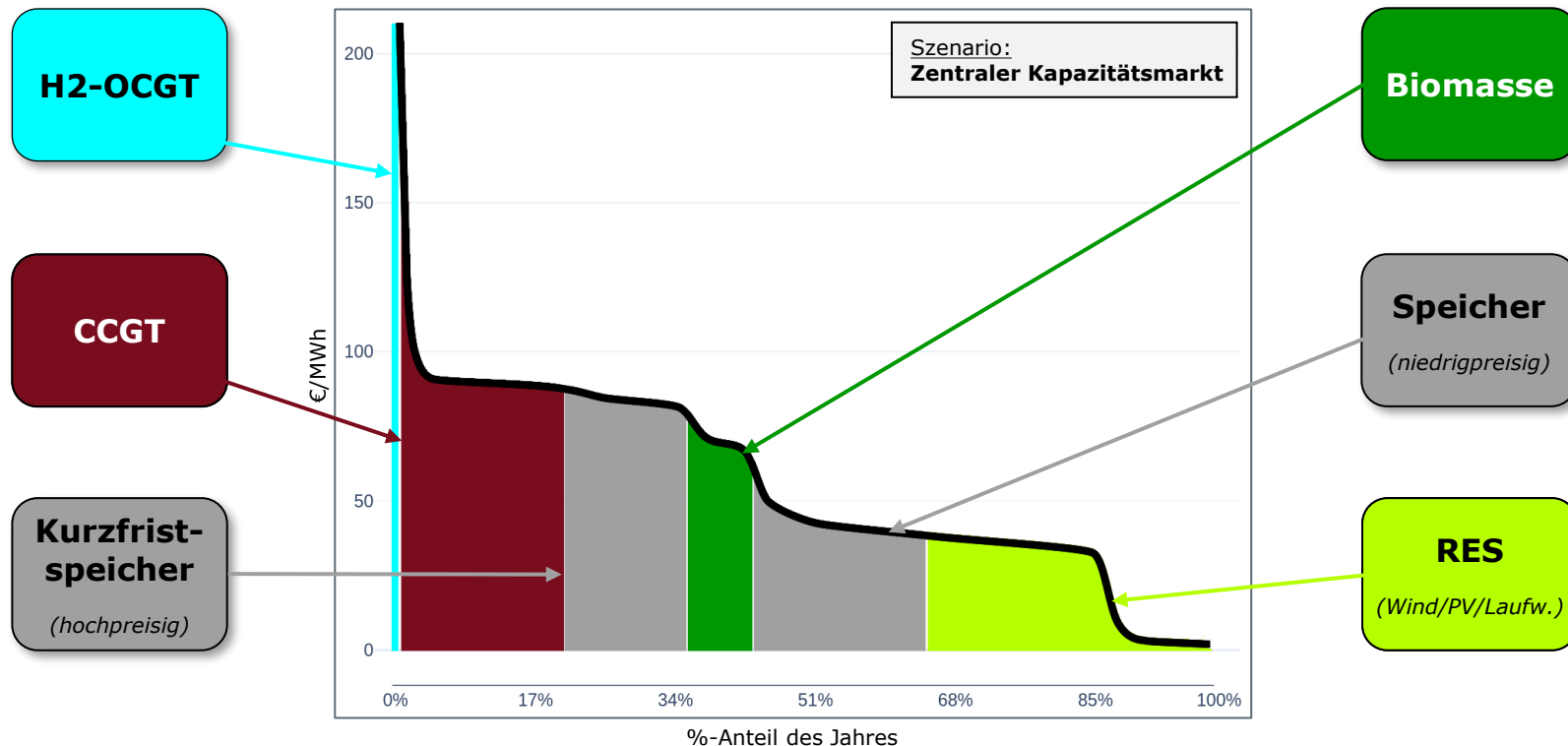
KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
OCGT	MW	3000	560	850	560*	560*	560
CCGT	MW	2800	2800	5200	2800	3250	5700
H2-OCGT	MW	-	-	-	950	3250	-
H2-CCGT	MW	-	-	-	-	-	-
Installierte Kapazität von kurzfristigen Erzeugern							+17%
Auswirkung auf die Kosten von Kurzfristigen Erzeugern							-57%
Auswirkung a. Kosten von flex. Nachfrage	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf CO ₂ Emissionen	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

Während im Kapazitätsmarkt vor allem Wasserstoffkraftwerke entstehen, verändert die erhöhte verfügbare Flexibilität im Tender den ganzjährigen Betrieb signifikant.

* Technologie operiert nicht kostendeckend und könnte - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in - stillgelegt werden.

Resultate: Strompreisdauerlinie

Übersicht der preissetzenden Technologien über die Gesamtheit eines Jahres

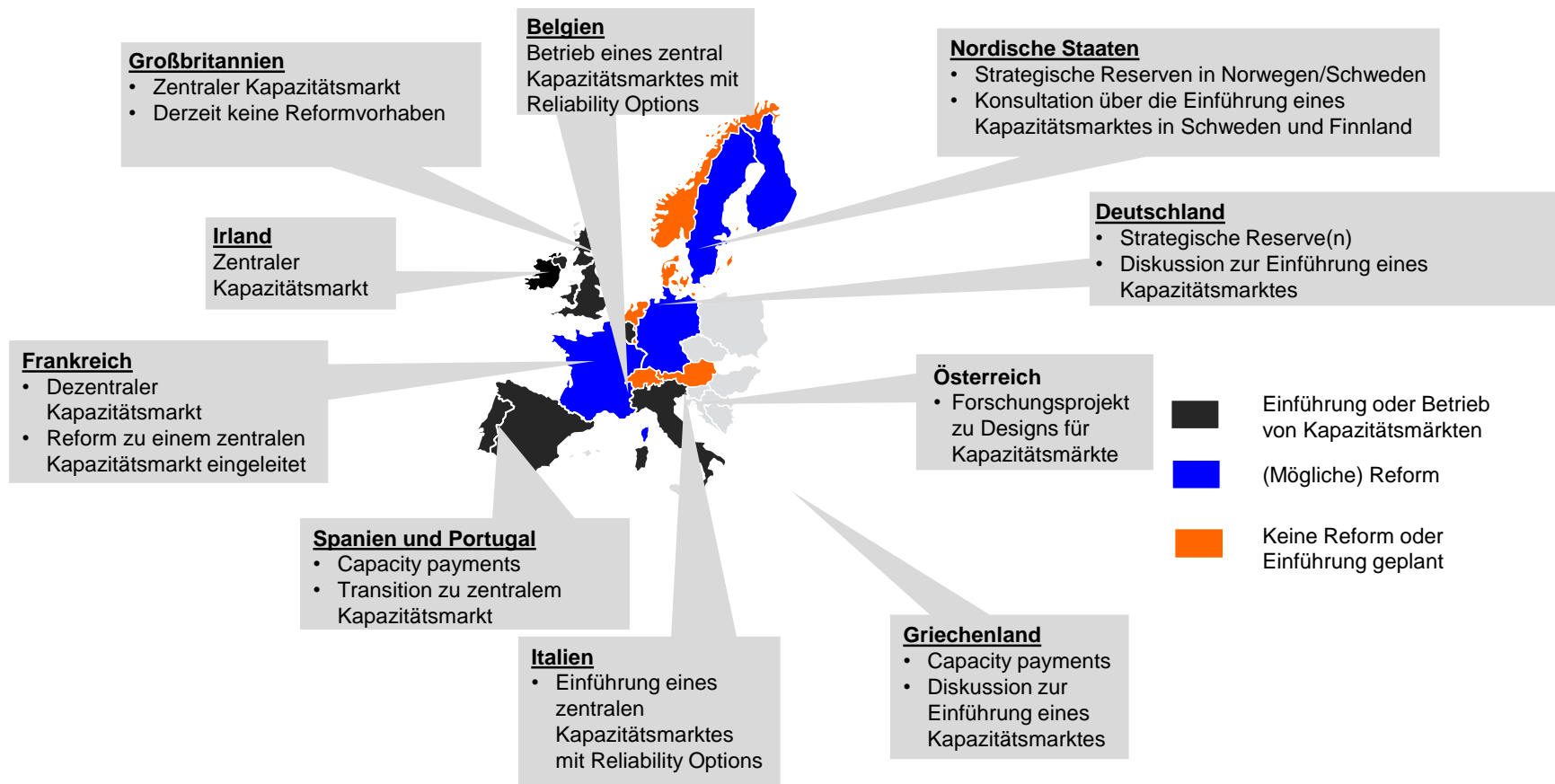


Diskussion**Stimmen aus der Praxis**

Stimmen aus der Praxis – EPEX SPOT SE

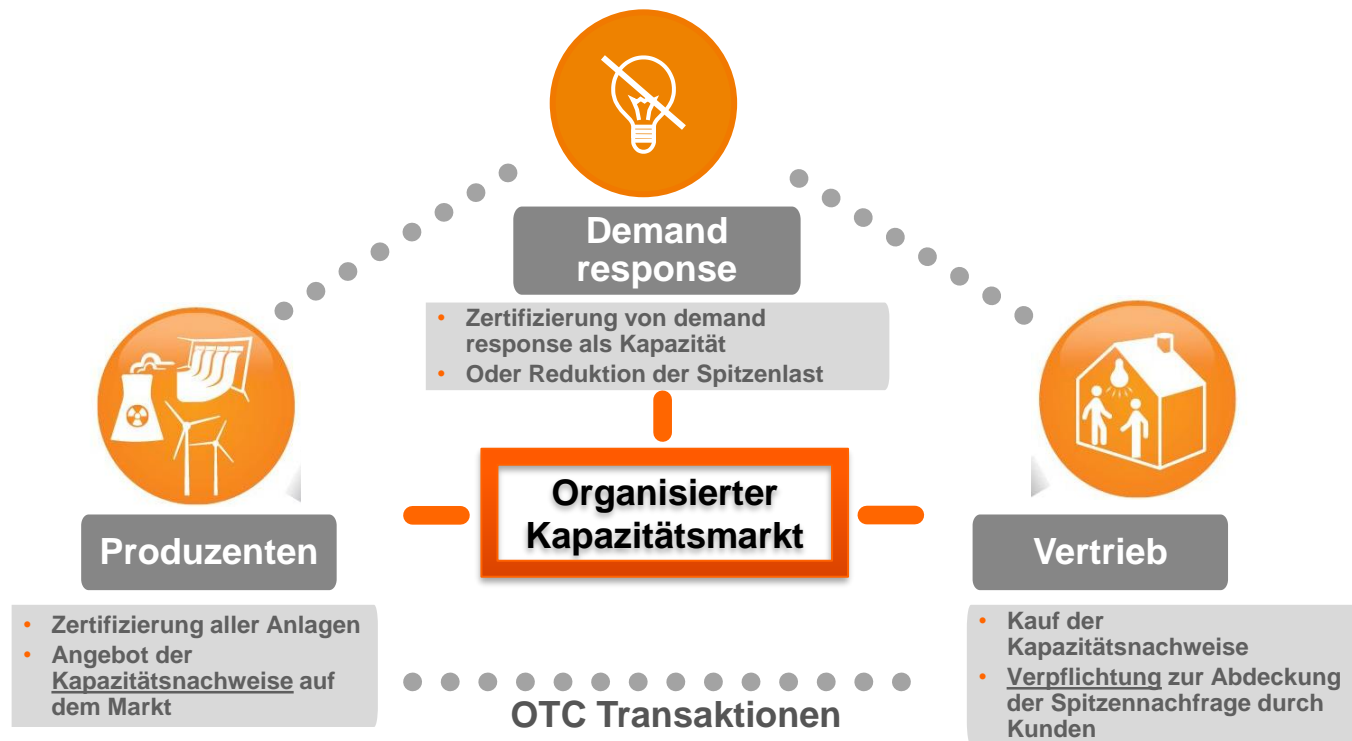
Arnold Weiß
20. August 2025

Status der Entwicklung von Kapazitätsmärkten in der EU



Teilnehmer und Konzept des Kapazitätsmarkts in Frankreich

Zweck: Die Sicherheit der Stromversorgung in Spitzenlastzeiten, vor allem im Winter. Außerdem die Beteiligung der Nachfrageseite, um die Abhängigkeit von Spitzenlaststromerzeugung zu verringern.



Schlussfolgerungen von RTE/CRE (Auswahl):

- Der Mechanismus erwies sich als entscheidend für die **Versorgungssicherheit**.
- Der **wirtschaftliche Nutzen** überstieg die Kosten der Umsetzung.
- Die dezentrale Architektur hat die Erwartungen nicht vollständig erfüllt und zu **Problemen bei der Nachvollziehbarkeit der Preisbildung** geführt
- Der Mechanismus ist **komplex**, da er (i) den Wunsch nach Präzision und relevanten Anreizen, (ii) die Integration struktureller Bestimmungen auf Wunsch der europäischen Behörden und (iii) die Berücksichtigung spezifischer Besonderheiten miteinander zu verbinden versuchte.
- Der Kapazitätsmechanismus sollte ursprünglich unter anderem dazu dienen, **neue Investitionen in Kapazitäten**, insbesondere fossile thermische Kapazitäten, zu ermöglichen. Die in der nationalen Strategie zur Verringerung der CO₂-Emissionen und im Energieprogramm festgelegten energiepolitischen Leitlinien haben die Inbetriebnahme neuer fossiler thermischer Produktionsanlagen ausgeschlossen.
- Der Kapazitätsmechanismus ermöglichte es, bis zu 3,5 GW an **Kapazitäten**, die für die Einhaltung des Versorgungssicherheitskriteriums im Zeitraum 2017-2019 unerlässlich waren, **in Betrieb zu halten**.
- Der französische Kapazitätsmechanismus hat nicht dazu geführt, dass sich die französischen **Großhandelspreise** auf einem niedrigeren Niveau stabilisiert haben als in Ländern ohne ein vergleichbares System (insbesondere Deutschland).
- Angesichts der zunehmenden **dezentralen Flexibilität** kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Vorteile eines dezentralen Mechanismus in den kommenden Jahren materialisieren werden.

Q & A SESSION



Beantwortung offener Fragen

> Herzlichen Dank für Ihre Teilnahme!

Kontakte:

TARA ESTERL

Tara.Esterl@ait.ac.at

STEFAN STRÖMER

Stefan.Stroemer@ait.ac.at

DIANA KRAINER

Diana.Krainer@ait.ac.at

SARAH FANTA

Sarah.Fanta@ait.ac.at

PHILIPP ORTMANN

Philipp.Ortmann@ait.ac.at

KATRIN BURGSTALLER

burgstaller@energieinstitut-linz.at

MICHAEL SCHNUR

michael.schnur@wienenergie.at

ARNOLD WEISS

a.weiss@epexspot.com