

# TECHNOLOGIENEUTRALE KAPAZITÄTSMCHANISMEN FÜR EINE VERSORGUNGSSICHERE ENERGIEZUKUNFT



## Förderhinweis

 **Bundesministerium**  
Land- und Forstwirtschaft,  
Klima- und Umweltschutz,  
Regionen und Wasserwirtschaft



Dieses Projekt wurde im Rahmen der dritten Ausschreibung “Energie.Frei.Raum” des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Klima- und Umweltschutz, Regionen und Wasserwirtschaft (BMLUK) durchgeführt. Die Abwicklung erfolgt im Auftrag des BMLUK durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

## Projektpartner:innen

**AIT Austrian Institute of Technology GmbH**  
Stefan Strömer, Philipp Ortmann, Sarah Fanta, Diana Krainer, Andreas Fischer

**Energieinstitut an der JKU**  
Katrin Burgstaller, Rudolf Kapeller, Sebastian Goers

**EPEX SPOT**  
Arnold Weiß, Philippe Vassilopoulos

## Mehr Informationen

[en.ergie.at/projekte/tekave](https://en.ergie.at/projekte/tekave)

## Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung (DE).....	4
2	Abstract (EN).....	5
3	Einleitung.....	6
4	„Missing Money“ und Problemfelder im Energy-Only Markt.....	7
4.1	Historische und theoretische Betrachtung.....	7
4.2	Qualitative Argumente.....	11
5	Optionen zur Behebung des Missing Money Problems.....	14
5.1	Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen.....	15
5.1.1	Funktionsweise.....	15
5.1.2	Potenzielle Auswirkungen auf den Markt.....	16
5.2	Modellbasierte Analyse.....	17
5.2.1	Ansatz.....	17
5.2.2	Kernaussagen.....	17
5.2.3	Diskussion.....	18
5.3	Europa: Status Quo & Lessons Learned.....	19
5.3.1	Status Quo.....	19
5.3.2	Regionale Komponente.....	20
5.3.3	Aktuell begünstigte Technologien.....	20
5.3.4	Diskussion: Lessons Learned.....	20
5.3.5	Harmonisierung.....	23
5.4	Alternativen für Investitionsanreize.....	24
5.4.1	Contracts for Differences.....	24
5.4.2	Peak-shaving Produkte.....	24
5.4.3	Power Purchase Agreements.....	24
6	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	25
6.1	Voraussetzungen und Beschränkungen.....	26
6.1.1	Vorabprüfung d. Anforderungen f. d. Einführung e. Kapazitätsmechanismus.....	26
6.1.2	Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus.....	28
6.1.3	Anwendung eines Kapazitätsmechanismus.....	30
6.1.4	Kurzübersicht.....	31
6.2	Preisobergrenzen im Kontext von Kapazitätsmechanismen.....	31
7	Glossar.....	33

## 1 Kurzfassung (DE)

Das Projekt „Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft“ (TeKaVe) untersucht die Anreize für Investitionen in versorgungsrelevante Kapazitäten aktuellen im Energy-Only-Markt (EOM) und welchen zukünftigen Beitrag Kapazitätsmechanismen zur Versorgungssicherheit leisten können. Die durchgeführte Marktmodellierung untersucht weiterführend für Österreich, welcher Kapazitätsmechanismus die effektivste Ergänzung zu den bestehenden Instrumenten darstellt und wie dessen Ausgestaltung erfolgen kann, um Versorgungssicherheit und nationale Klima- und Energieziele zu vereinen. Begleitet wurden diese Untersuchungen von einer Analyse der Voraussetzungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus im europäischen Recht und welche Anforderung ein solcher Mechanismus erfüllen muss.

Die qualitative Analyse zeigt, dass derzeit nicht alle Voraussetzungen im österreichischen EOM erfüllt sind, um ausreichend Investitionen in versorgungs- und systemrelevante Kapazitäten zu garantieren. Insbesondere unzureichende Planungssicherheit und ungewisse Knappheitspreise hemmen die Investitionsbereitschaft, wodurch Erzeugungsanlagen potenziell bereits heute vor dem Problem stehen, ausreichend Deckungsbeiträge rein über den EOM zu erwirtschaften. Kapazitätsmechanismen stellen in weiterer Folge eine Möglichkeit dar, diese Finanzierungslücke („Missing-Money-Problem“) zu schließen.

Die durchgeführte Marktmodellierung zeigt, dass ein Kapazitätsmarkt die ausgewogenste Option ist, um die auftretende Versorgungslücke zu schließen. Neben Technologieinklusivität zeigt dieser eine gute ökonomische Effizienz, weist die geringste Marktverzerrung auf und eröffnet neue Anreize und Potentiale für nachfrageseitige Flexibilitäten. Während eine reine Strategische Reserve am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich scheitert, erweist sich eine Ausschreibung für neue Flexibilitäten („Flexibilitätstender“) als die treffsicherste Option mit den niedrigsten Gesamtkosten, verursacht jedoch erhebliche negative Marktverzerrungen.

Während bei der genauen Ausgestaltung eines österreichischen Kapazitätsmarkts nationale Rahmenbedingungen und Zielsetzungen maßgebend sein müssen, ist die Orientierung an europäischen Kriterien klar zu empfehlen, um eine weitgehende Harmonisierung zu erreichen. Die durchgeführte rechtliche Analyse zeigt hierbei auf, dass die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen nach europäischem Recht strengen Voraussetzungen unterliegen und eine umfassende sowie fundierte Ausarbeitung erfordern. Insbesondere der Festlegung von Preisobergrenzen und Strafen im Falle der Nichterfüllung kommt eine zentrale Bedeutung zu. Ein europäischer Referenzrahmen für Preisobergrenzen könnte hierbei helfen, Überkompensation in Auktionen zu vermeiden und Marktverzerrungen zu verringern. Nationale Anpassungen sollten weiterhin möglich sein, müssten jedoch an einheitliche Kriterien für Transparenz, Methodenkonsistenz und Effizienz gebunden werden.

Um die Betrachtung ganzheitlich abzurunden, wurden neben einem Kapazitätsmechanismus auch alternative Instrumente zur Schaffung von Investitionsanreizen diskutiert – darunter Contracts for Differences (CfDs), Peak-Shaving-Produkte und Power-Purchase-Agreements (PPAs). Diese Instrumente betreffen jedoch vor allem erneuerbare Erzeugungstechnologien und Demand-Side Response, während flexible Erzeugungsanlagen in der Regel nicht von ihnen profitieren. Da jedoch Anreize für versorgungsrelevante, flexible Kapazitäten fehlen, sind diese Instrumente nicht geeignet, ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem zu adressieren. Sie können jedoch in Kombination effizient genutzt werden, um nationale Klima- und Energieziele zu erreichen.



## 2 Abstract (EN)

This project investigates the incentives for investments supply- and system-relevant capacities in the current Energy-Only-Market (EOM) and examines the potential future contribution of capacity mechanisms to security of supply. The conducted market modeling further analyzes, for Austria, which type of capacity mechanism would most effectively complement existing instruments, and how it could be designed to combine security of supply with national climate and energy goals. These investigations were accompanied by an analysis of the legal prerequisites for introducing a capacity mechanism under European law, and the requirements such a mechanism must fulfill.

The qualitative analysis shows that, at present, not all conditions in the Austrian EOM are met to guarantee sufficient investment in supply- and system-relevant capacities. In particular, insufficient planning certainty and uncertain scarcity prices hinder investment willingness, meaning that generation plants may already face difficulties today in achieving sufficient contribution margins solely through the EOM. Capacity mechanisms therefore represent a potential means to close this financing gap—the so-called “missing money problem”.

The conducted market modeling indicates that a capacity market is the most balanced option to close the emerging supply gap. In addition to being technology-inclusive, it demonstrates good economic efficiency, causes the least market distortion, and creates new incentives and potential for demand-side flexibility. While a pure strategic reserve fails due to the limited number of eligible participants in Austria, a tender for new flexibilities emerges as the most targeted option with the lowest total costs—however, causing significant negative market distortions.

When designing an Austrian capacity market, national conditions and objectives must play a decisive role; however, aligning with European criteria is strongly recommended to achieve a high degree of harmonization. The accompanying legal analysis highlights that the introduction and design of capacity mechanisms under European law are subject to strict conditions and require comprehensive, well-founded preparation. In particular, the definition of price caps and penalties in cases of non-delivery is of central importance. A European reference framework for price caps could help avoid overcompensation in auctions and reduce market distortions. National adaptations should remain possible but must adhere to uniform criteria for transparency, methodological consistency, and efficiency.

To provide a holistic perspective, the study also discusses alternative instruments for creating investment incentives—such as Contracts for Difference (CfDs), peak-shaving products, and Power Purchase Agreements (PPAs). However, these instruments primarily address renewable generation technologies and demand-side response, while flexible generation plants generally do not benefit from them. Since incentives for supply-relevant, flexible capacities are lacking, these instruments are not suitable for addressing potential security of supply issues. Nevertheless, they can be used efficiently in combination to achieve national climate and energy goals.

### 3 Einleitung

In einem funktionierenden Energy-Only-Markt (EOM) 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, welche die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen und die Investitionsbereitschaft in neue Anlagen negativ beeinflussen können und somit potenziell die Versorgungssicherheit gefährden. Weiters wurde durch wirksame Fördermechanismen der Anteil von erneuerbaren Energieträgern (EE) im System stark erhöht, was zu stärkeren Schwankungen in der Erzeugung und einem steigenden Bedarf an Flexibilität führte. Zusätzlich hat die Ukraine Krise im Jahr 2022 einen bisher nie dagewesenen Preisanstieg ausgelöst. Diese zusätzliche Preisvolatilität, ungewisse geopolitische Situationen und kurzfristige Markteingriffe schaffen langfristig keine Planungssicherheit. Die Vermutung liegt nahe, dass neben weiterem EE-Ausbau, um die ambitionierten Dekarbonisierungsziele zu erreichen, der EOM in Zukunft nicht ausreichend Anreize bieten wird, um benötigte Investitionen zu erhalten.

In vielen europäischen Ländern sind bereits heute eine Reihe verschiedener Kapazitätsmechanismen (KMs), wie zentrale Kapazitätsmärkte oder strategische Reserven – aufgrund von Bedenken im Hinblick auf die Versorgungssicherheit (siehe nationale Zuverlässigkeitsstandards) – im Einsatz. Kapazitätsmechanismen werden in den europäischen Richtlinien als zentrales Element für den Weg in eine versorgungssichere Zukunft gesehen. Ein zukunftsfähiges Marktdesign, welches die langfristige Versorgungssicherheit gewährleistet und nationale Zielsetzungen nicht gefährdet, muss eine Teilnahme aller Marktteilnehmer, wie steuerbare Erzeugung, Speicher, nachfrageseitige Flexibilität und erneuerbare Erzeugung ermöglichen, und Marktverzerrungen so weit wie möglich verhindern. Damit dies jedoch gewährleistet werden kann, ist es erforderlich, bereits heute über die mögliche Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sowie deren Umsetzung zu diskutieren. Auf diese Weise kann im Falle eines festgestellten Bedenkens hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen rasch reagiert und gleichzeitig die Dauer von Genehmigungsverfahren möglichst kurzgehalten werden.

Dieser Stakeholder:innen Bericht fasst die zentralen Erkenntnisse des Projekts bezüglich der identifizierten Problemfelder im österreichischen Energy-Only-Markt (EOM) zusammen, gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile einzelner Kapazitätsmechanismen und zieht Lehren aus bisher bestehenden Mechanismen für die Ausgestaltung eines potenziellen österreichischen Kapazitätsmechanismus. Basierend auf den Ergebnissen einer innovativen Modellierung für den österreichischen Strommarkt wird eine Empfehlung zur Art eines österreichischen Kapazitätsmechanismus abgegeben. Abschließend erfolgt ein Überblick über die regulatorischen Rahmenbedingungen, die ein solcher Mechanismus berücksichtigen muss, welche Schritte für dessen Einführung eingeleitet werden müssen, sowie eine Diskussion zur Ausgestaltung von Preisobergrenzen im Kontext von Kapazitätsmechanismen.

## 4 „Missing Money“ und Problemfelder im Energy-Only Markt

Dieser Teil setzt sich mit der Fragestellung auseinander, ob der EOM genügend Anreize für Investitionen in system- und versorgungsrelevante Kapazitäten bietet, um langfristig die Stromversorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem zu gewährleisten. Die Fragestellung wurde auf quantitative und qualitative Weise untersucht, wobei in einem ersten Schritt das Auftreten eines Missing-Money-Problems im österreichischen EOM untersucht wurde, welches sich dahingehend äußert, dass die erwirtschaftbaren Deckungsbeiträge der Marktteilnehmer nicht ausreichen, um ihre Fixkosten zu decken. In einem zweiten Schritt wurden für den österreichischen Kontext qualitativ jene Voraussetzungen untersucht, die in einem EOM gegeben sein müssen, um die notwendigen Investitionen zu beanreizen.

### 4.1 Historische und theoretische Betrachtung

In der quantitativen Analyse wurde untersucht, ob verschiedene Marktteilnehmer:innen am derzeitigen Day-Ahead Markt (in Österreich) ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre Fixkosten (fixe Wartungs- und Instandhaltungskosten, Investitionskosten) zu decken. Eine adäquate Höhe des Deckungsbeitrages ist notwendig, um langfristig Investitionen in versorgungsrelevante Kapazitäten sicherzustellen. Die Analyse wurde für die historischen Jahre 2019-2024 in Österreich durchgeführt – basierend auf einem simulierten Kraftwerkseinsatz<sup>1</sup> wurden die resultierenden Erlöse und Kosten gegenübergestellt. Insgesamt wurden 20.000 Simulationsläufe durchgeführt, in denen die Inputparameter durch eine zufällige Ziehung variiert wurden, um Unsicherheiten in den getroffenen Annahmen zu berücksichtigen.

Abbildung 1 stellt die Ergebnisse dieser 20.000 Simulationsläufe für zwei erneuerbare Technologien – Wind und Photovoltaik (PV) – sowie für zwei fossile, thermische Kraftwerkstypen – eine offene Gasturbine (OCGT) und ein Gas- und Dampfkraftwerk (CCGT) – gegenüber. Die Ergebnisse zeigen, dass die hier dargestellten Technologien über einen Großteil der Simulationsläufe ausreichend Deckungsbeiträge (erkenntlich am positiven Profit) erwirtschaften können. Bei den erneuerbaren Technologien weist Wind jedoch ein potenziell größeres Problem als PV auf, sich rein über Erlöse am EOM finanzieren zu können. Erdgas CCGTs zeigen ein großes Potenzial für hohe Gewinne.

Wird jedoch ausschließlich das Jahr 2024 betrachtet – vor dem Hintergrund, dass die Durchdringung der Erneuerbaren bereits stärker einem zukünftigen Energiesystem entspricht und dieses Jahr zudem frei von krisenbedingten Preisspitzen war – ergibt sich ein verändertes Gesamtbild, wie Abbildung 2 zeigt. Während Wind weiterhin ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften kann, reichen die EOM-Erlöse für PV nicht mehr aus, um die Fixkosten zu decken. Ebenfalls unzureichend sind die generierten Erlöse für die beiden thermischen Technologien – was denn Einfluss von Markt- und Systemlage auf die Ergebnisse besonders der CCGTs unterstreicht. Für die hervorgehobenen Technologien ist ersichtlich, dass ein rein auf den Erlösen am EOM basierender Betrieb in der derzeitigen Markt- und Systemlage nicht ausreicht, um ihre Wirtschaftlichkeit sicherzustellen, eine strukturelle Unterdeckung der Kosten die oft als *Missing-Money-Problem* bezeichnet wird.

---

<sup>1</sup> Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweis, sowie der Annahmen und Limitationen, dieser Analyse ist unter [en.ergie.at](https://en.ergie.at) abrufbar.

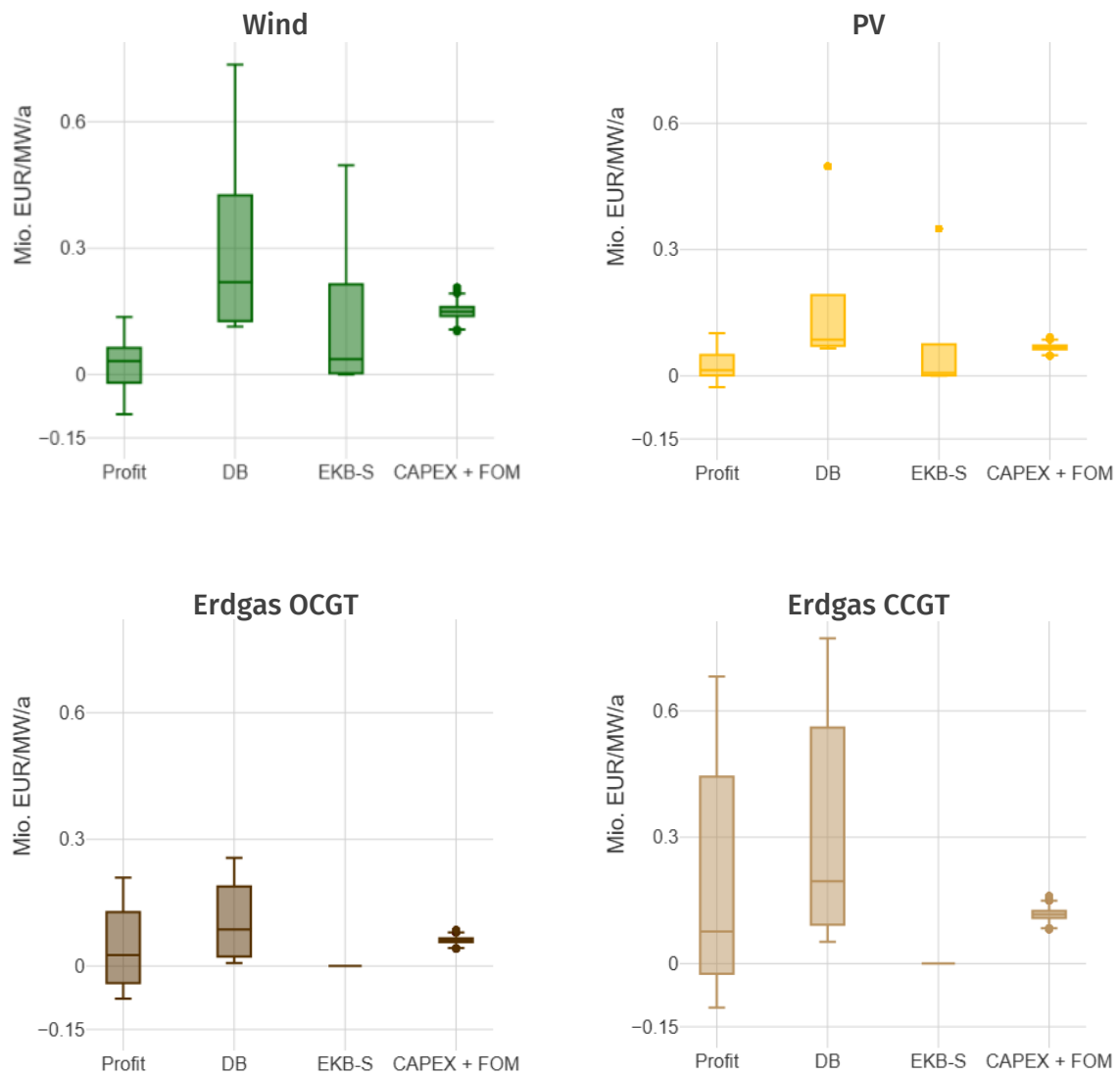


Abbildung 1: Profit, Deckungsbeitrag (DB), Energiekrisenbeitrag-Strom (EKB-S) sowie fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten (FOM), Investitionskosten (CAPEX) für Wind, PV, Erdgas OCGT und Erdgas CCGT über alle Simulationsläufe. DB hier zur Veranschaulichung ohne EKB-S („Einnahmen abzüglich Brennstoff-, Emissions-, sowie variable Betriebs- und Instandhaltungskosten (VOM)“).



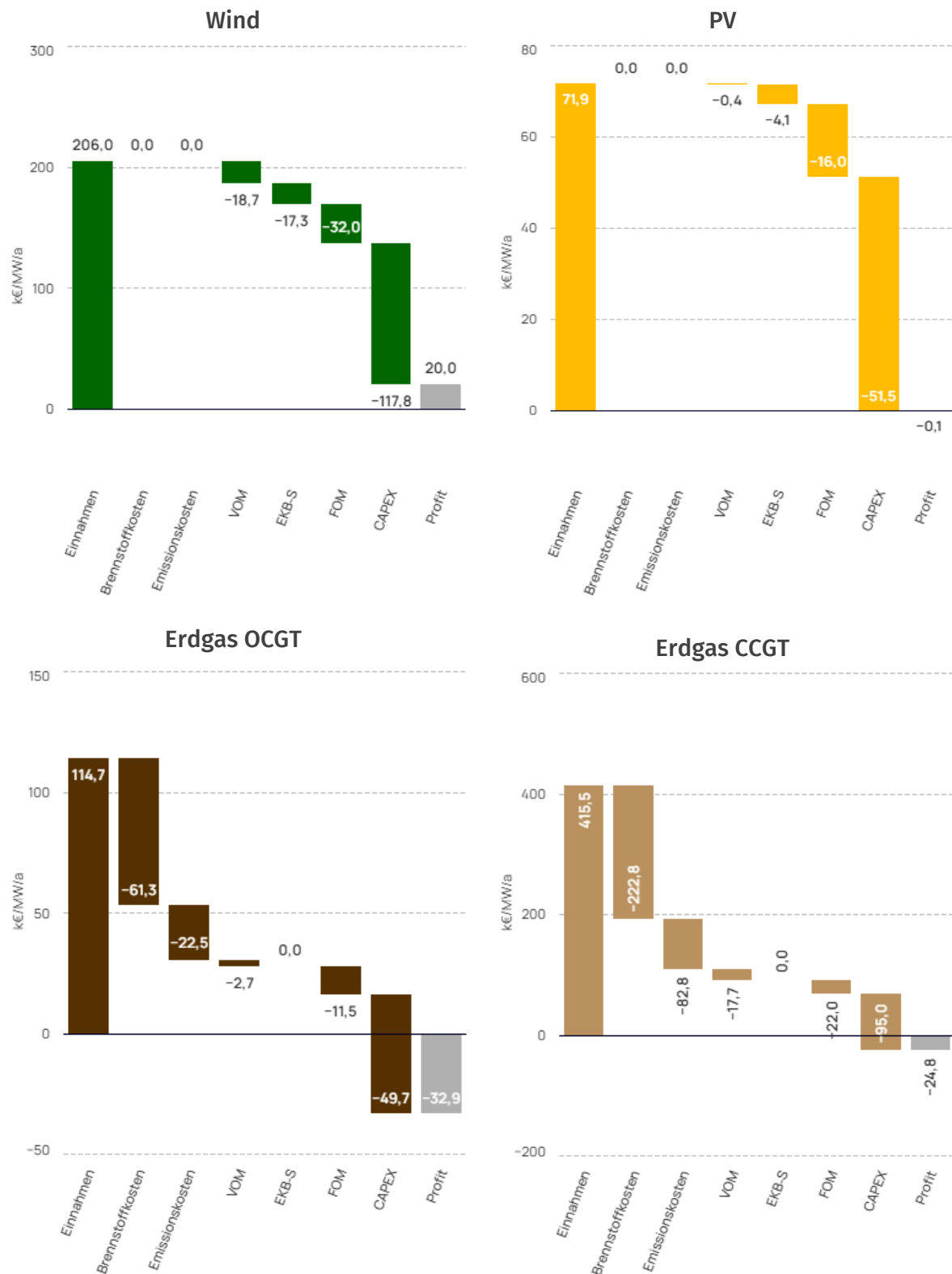


Abbildung 2: Mittlere Einnahmen, Brennstoffkosten, Emissionskosten, variable Betriebs- und Instandhaltungskosten (VOM), Energiekrisenbeitrag-Strom (EKB-S), Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten (FOM), Investitionskosten (CAPEX) und Profit für Wind, PV, Erdgas OCGT und Erdgas CCGT über alle Simulationsläufe im Jahr 2024.

Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen zusätzlich noch die Ergebnisse aller betrachteten Technologien, um den Vergleich zwischen den unterschiedlichen Marktteilnehmer:innen im Detail zu ermöglichen. Hier zeigt sich, dass Wasserstoffkraftwerke auch unter sehr optimistischen Annahmen keine Anreize für Investitionen durch alleinige Teilnahme am EOM erhalten.

*Tabelle 1: Median der historischen und theoretischen Profite, Einnahmen und betriebsabhängigen Kosten in k€/MW/a über alle Simulationsläufe.*

Technologie	Profit	Einnahmen	Brennstoffk.	Emissionsk.	VOM	EKB-S
<b>PV</b>	13.2	86.6	0.0	0.0	0.3	7.5
<b>Laufwasserkraft</b>	264.4	492.5	0.0	0.0	1.2	69.0
<b>Wind</b>	32.0	237.0	0.0	0.0	17.2	36.4
<b>Erdgas</b>	-56.3	223.4	129.1	46.3	11.9	0.0
<b>Erdgas OCGT</b>	25.7	355.2	156.4	74.5	6.5	0.0
<b>Erdgas CCGT</b>	76.2	600.9	296.5	118.9	27.7	0.0
<b>Wasserstoff OCGT</b>	-86.1	4.4	3.7	0.0	0.0	0.0
<b>Wasserstoff CCGT</b>	-170.1	11.0	7.9	0.0	0.1	0.0

*Tabelle 2: Median der Fixkosten (CAPEX, VOM) in k€/MW/a sowie der Volllaststunden in h/a über alle Simulationsläufe.*

Technologie	FOM	CAPEX	Volllaststunden
<b>PV</b>	16.0	51.3	1341
<b>Laufwasserkraft</b>	42.0	115.0	5021
<b>Wind</b>	32.0	117.3	2441
<b>Erdgas</b>	22.0	94.5	2390
<b>Erdgas OCGT</b>	11.5	49.4	1711
<b>Erdgas CCGT</b>	22.0	94.5	5644
<b>Wasserstoff OCGT</b>	17.5	78.7	6
<b>Wasserstoff CCGT</b>	35.0	157.3	25

## Fazit

Auf Grundlage der quantitativen Ergebnisse lässt sich in der aktuellen Markt- und Systemlage ein bestehendes Missing-Money-Problem für einzelne Marktteilnehmer:innen im österreichischen EOM identifizieren. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass keine Förderungen miteinbezogen und ausschließlich die im Day-Ahead-Markt erzielbaren Erlöse betrachtet wurden. Eine Teilnahme an zusätzlichen Märkten kann das Gesamtbild erheblich verändern und die Wirtschaftlichkeit der Marktteilnehmer:innen maßgeblich beeinflussen.

## 4.2 Qualitative Argumente

Die quantitative Analyse in Kapitel 4.1 legt nahe, dass der bestehende EOM in Österreich derzeit Schwierigkeiten hat, ausreichend Investitionsanreize zur langfristigen Versorgungssicherheit zu bieten. Das identifizierte Missing-Money-Problem lässt vermuten, dass grundlegende Voraussetzungen des Marktmodells in der Realität möglicherweise nicht voll erfüllt sind. Um diese Annahme weiter zu vertiefen, wurde eine qualitative Analyse durchgeführt, um die potenziellen Ursachen und Schwachstellen aufzuzeigen.

Abbildung 3 zeigt die zentralen Voraussetzungen für einen funktionierenden EOM, gegliedert in die drei übergeordneten Themenbereiche vollkommener Markt, Planungssicherheit und ausreichende Knappheitspreise. Diese Anforderungen wurden anhand von elf Kriterien systematisch bewertet, um Schwachstellen und strukturelle Ursachen für das Missing-Money-Problem qualitativ zu identifizieren. Eine Übersicht über die Kriterien und deren Evaluation ist in Tabelle 3 dargestellt.

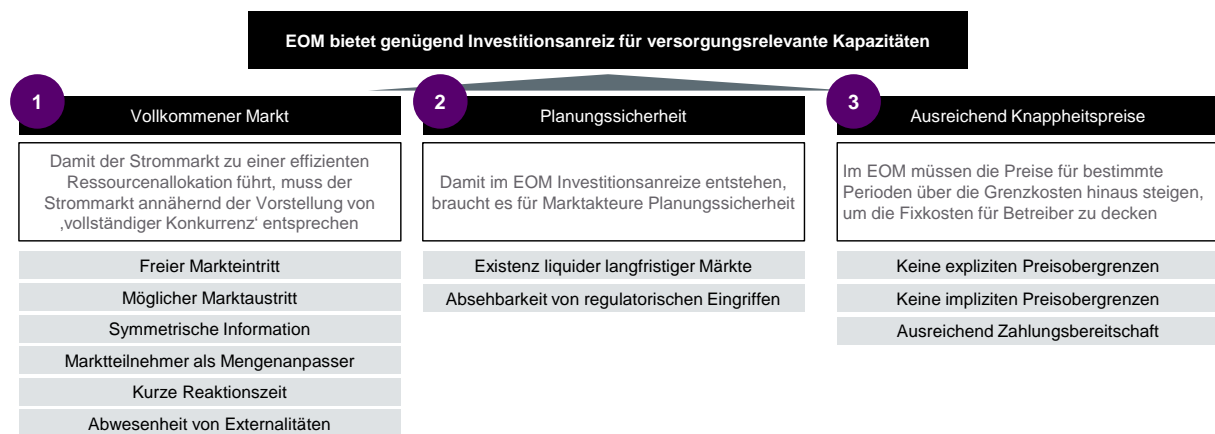


Abbildung 3: Voraussetzungen eines funktionierenden Energy-Only-Markts.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und das Missing-Money-Problem verdienen insbesondere jene Kriterien Beachtung, deren Voraussetzungen im Rahmen der qualitativen Bewertung als nicht erfüllt bewertet wurden. Folgende Aspekte spiegeln die als zentral identifizierten Herausforderungen des EOMs wider, die gezielte Gegenmaßnahmen erforderlich machen könnten:

1. **Fehlende liquide langfristige Märkte:** Investitionen in neue Kraftwerke erfordern eine sehr lange finanzielle Planungssicherheit, oft über 20 bis 30 Jahre. Handelsprodukte an Terminmärkten sind jedoch meist nur für die nächsten ein bis fünf Jahre ausreichend liquide. Diese Lücke zwischen Investitionshorizont und Absicherungsmöglichkeit macht es schwer, Risiken abzusichern und verlässliche Business Cases zu entwickeln. Dadurch sinkt die Bereitschaft von Investoren, neue Kapazitäten zu errichten, insbesondere solche, die nur selten zum Einsatz kommen, aber für die Versorgungssicherheit notwendig wären.

Tabelle 3: Bewertung zentraler Voraussetzungen für einen funktionierenden Energy-Only-Markt. Weitere Informationen können auf [en.ergie.at](http://en.ergie.at) abgerufen werden.

	Kriterium	Voraussetzung	Zusammenfassung Analyse	Bewertung
Vollkommener Markt	Freier Markteintritt	Neue Anbieter können ohne wesentliche Hürden in den Markt eintreten	Strommarkt grundsätzlich offen; viele neue Akteure insb. PV/Wind	Erfüllt
	Möglicher Marktaustritt	Marktaustritt muss mit begrenzten wirtschaftlichen Nachteilen möglich sein	Hohe versunkene Kosten & politischer Druck erschweren Stilllegungen / Marktaustritt	Fraglich
	Symmetrische Information	Relevante Markt- und Systemdaten für alle frei verfügbar	Hohe Transparenz; Strom als homogenes Gut	Erfüllt
	Teilnehmer:innen am Markt als Mengenanpasser	Nachfrage & Angebot agieren als Preisnehmer und reagieren auf Marktsignale	Haushalte reagieren sehr begrenzt auf Preissignale; Nachfrage unelastisch; Missbrauchs- & Ineffizienz Risiko gegeben	Fraglich
	Kurze Reaktionszeit	Möglichkeit der schnellen Reaktion auf marktseitige Preis- / Investitionssignale	Lange Genehmigungs- & Bauzeiten für Kraftwerke verhindern schnelle Investitionsreaktion	Nicht erfüllt
	Abwesenheit von Externalitäten	Keine wesentlichen unbepreisten Kosten	CO <sub>2</sub> via EU-ETS internalisiert; übrige Effekte klein	Erfüllt
Planungssicherheit	Liquide langfristige Märkte	Liquide langfristige Märkte über Amortisationshorizont	Forward-Liquidität nur 1-5 Jahre, deckt sich nicht zu 20-30 Jahre Investitionszeitraum der Anlagen.	Nicht erfüllt
	Absehbarkeit regulatorischer Eingriffe	Regulatorische Eingriffe müssen begrenzt und verlässlich planbar sein	Kurzfristige Eingriffe (z. B. krisenbedingte Preisdeckel & Gewinnabschöpfung); Diskussionen über Marktdesignänderungen	Nicht erfüllt
Ausreichende Knappheitspreise	Keine expliziten Preisobergrenzen	Keine expliziten Preisgrenzen die Knappheitspreise deckeln	Knappheitspreise in der Praxis nicht gedeckelt; existierende Preisdeckel deutlich über Höchstpreisen und automatisierte Anhebung	Erfüllt
	Keine impliziten Preisobergrenzen	Gesellschaftliche und politische Akzeptanz für hohe Preise	Akzeptanz aktuell nicht gegeben; Knappheitspreise führen zu breiten gesellschaftlichen & politischen Debatten sowie Eingriffen	Nicht erfüllt
	Ausreichende Zahlungsbereitschaft	Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für Versorgungssicherheit auch bei hohen (Knappheits-) Preisen	Unelastische Nachfrage ist kein Zeichen hoher Zahlungsbereitschaft (fehlende Flexibilität); Erwartungshaltung der Versorgungssicherheit als öffentliches Gut hindert Zahlungsbereitschaft weiter	Fraglich

2. **Keine Absehbarkeit regulatorischer Eingriffe:** Strommärkte waren in den letzten Jahren von zahlreichen politischen Eingriffen geprägt, insbesondere durch Preisdeckel oder Gewinnabschöpfungen<sup>2</sup>. Zudem werden bei hohen Preisen immer wieder fundamentale Änderungen am Strommarktdesign diskutiert<sup>3</sup>. Diese Eingriffe sind nicht vorhersehbar und erhöhen die Unsicherheit für Investitionen erheblich. Für Investoren ist nicht klar, ob sich rechtliche Rahmenbedingungen und damit die Erlösmöglichkeiten während der Projektlaufzeit ändern. Dies erschwert Finanzierungsentscheidungen erheblich und hemmt damit Investitionen in neue Kapazität.
3. **Fehlende Akzeptanz für Knappheitspreise:** Damit sich neue Kraftwerke mit niedrigen Volllaststunden finanziell lohnen, ist es essenziell, in seltenen Stunden sehr hohe Preise erzielen zu können. Gesellschaftlich, wirtschaftlich und politisch werden solche Preisspitzen jedoch oft kritisiert<sup>4</sup>. In der Vergangenheit galten Knappheitspreise teils sogar als Zeichen für Marktversagen und führten zu Diskussionen über grundlegende Änderungen im Marktdesign<sup>2</sup>. Solche Signale schrecken Investoren ab, die auf hohe Knappheitspreise angewiesen sind, da unklar bleibt, ob die erforderlichen Erträge erzielt werden können. Dadurch wird der zentrale Mechanismus des EOM, Investitionen über hohe Preise anzureizen, geschwächt, und Investitionen erheblich gehemmt.
4. **Lange Reaktionszeit der Marktteilnehmer:** Ein funktionierender EOM setzt voraus, dass sowohl seitens des Angebots als auch der Nachfrage flexibel auf Preissignale reagiert werden kann. Im Strommarkt ist das nur eingeschränkt möglich: Der Bau von Kraftwerken, die für die Versorgungssicherheit relevant sind, etwa Gaskraftwerke oder Pumpspeicher, ist mit langen Vorlaufzeiten verbunden. Genehmigungen, Standortfragen, Finanzierung und technische Planung nehmen mehrere Jahre in Anspruch. Da Entscheidungen auf langfristigen Erwartungen statt auf aktuellen Preisen beruhen, fehlt die unmittelbare Angebotsreaktion. Diese strukturelle Trägheit widerspricht der Annahme eines vollkommenen Marktes und begrenzt die Wirksamkeit von Preissignalen als Investitionsanreiz. Auf Seiten der Nachfrage ist es auch fraglich, inwiefern Konsumenten ihre Last auf stündlicher Basis kontrollieren können und sich der zeitvariablen Preise bewusst sind.

Neben den als nicht erfüllt bewerteten Voraussetzungen zeigen auch mehrere andere Kriterien nur einen fraglichen Erfüllungsgrad, insbesondere dort, wo ökonomische Theorien mit realwirtschaftlichen Faktoren kollidieren. So ist ein Marktaustritt selten ohne hohe versunkene Kosten möglich und politische Einflüsse erschweren die Stilllegung bestehender Kapazitäten. Auch die Annahme, dass Marktteilnehmer flexibel als Mengenanpasser agieren, trifft auf Haushalte kaum zu, welche gerade kurzfristig kaum Reaktionsfähigkeit zeigen. Preisspitzen reflektieren daher eher strukturelle Inflexibilität als bewusste Zahlungsbereitschaft. Versorgungssicherheit wird zudem oft als selbstverständliches öffentliches Gut wahrgenommen, was individuelle Zahlungsbereitschaft weiter abschwächen könnte.

<sup>2</sup> [Rechtsvorschrift für Energiekrisenbeitrag-Strom \(ris.bka.gv.at\)](https://ris.bka.gv.at)

<sup>3</sup> Z. B.: [EU's von der Leyen backs price cap on Russian pipeline gas \(reuters.com\)](https://www.reuters.com)

<sup>4</sup> Z. B.: [Die Strompreise müssen runter \(derstandard.at\)](https://www.derstandard.at), [Der Strompreis ist nicht an allem schuld \(diepresse.com\)](https://www.diepresse.com), [Voest-Chief Eibensteiner fordert Verlängerung der Strompreis-Kompensation bis 2030 \(diepresse.com\)](https://www.diepresse.com)



## Fazit

Die dargestellten qualitativen Argumente verdeutlichen, dass wesentliche Voraussetzungen für das reibungslose Funktionieren eines reinen EOMs aktuell nicht vollständig erfüllt sind. Die Ergebnisse legen nahe, dass die im vorangegangenen Kapitel quantitativ identifizierten Risiken eines „Missing-Money-Problems“, durch strukturelle Marktbedingungen erklärbar sind, und somit wechselseitig gestützt werden.

## 5 Optionen zur Behebung des Missing Money Problems

Ein möglicher Lösungsweg, um das Missing-Money-Problem im Strommarkt zu reduzieren oder vollständig zu beheben, ist die Einführung eines Kapazitätsmechanismus, in dem verfügbare Kapazität in Knappheitssituationen vergütet wird. Da alle derzeit in Europa implementierten Mechanismen volumenbasiert ausgestaltet sind und preisbasierte Mechanismen mit erheblichen Risiken der Über- oder Unterbeschaffung verbunden sind – insbesondere aufgrund der hohen Unsicherheit bei der exakten Festlegung eines administrativen Preises, der nicht durch den Markt bestimmt wird –, konzentriert sich dieser Stakeholder Report ausschließlich auf volumenbasierte Kapazitätsmechanismen.

Bei volumenbasierten Ansätzen wird die benötigte Kapazitätsmenge auf Basis einer Bewertung der Versorgungssicherheit festgelegt. Der Preis (in „Euro pro Kapazität pro Jahr“) ergibt sich anschließend im Rahmen eines wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens durch den Markt. Volumenbasierte Kapazitätsmechanismen lassen sich weiters in die zwei Kategorien – **gezielt** und **marktweit** – unterteilen:

- **Gezielte Mechanismen** beschränken die Teilnahme auf bestimmte Kapazitäten, etwa auf neue oder erneuerbare Erzeugungseinheiten. Sie identifizieren die zusätzlich benötigte Kapazität, die über das hinausgeht, was der Markt natürlicherweise bereitstellen würde.
- **Marktweite Mechanismen** stehen sowohl bestehenden als auch neuen Kapazitäten offen. Sie können in Form eines Beschaffungsmodells **mit einem zentralen Käufer** oder über **dezentrale Verpflichtungen** realisiert werden, bei denen einzelne Marktteilnehmer zur Kapazitätsbeschaffung verpflichtet werden.

Ein gegenteiliger Ansatz zur Bewältigung des Missing-Money-Problems verzichtet auf die Einführung eines Kapazitätsmechanismus und hält stattdessen am bestehenden Energy-Only-Markt fest, wobei Maßnahmen gesetzt werden, um die Investitionsanreize in Kraftwerkskapazitäten zu erhöhen. Diese Maßnahmen sollen:

- **Planungssicherheit für Marktteilnehmer schaffen:** Stabile Rahmenbedingungen und Vorhersehbarkeit von regulatorischen Eingriffen schaffen
- **Vorlaufzeiten für Investitionen reduzieren:** Genehmigungsprozesse beschleunigen und die politischen Rahmenbedingungen derart umgestalten, sodass Investitionsentscheidungen mit möglichst geringer Vorlaufzeit umgesetzt werden können
- **Implizite Preisobergrenzen reduzieren:** politisch/gesellschaftliche Akzeptanz für Preisspitzen schaffen, sodass der Markt Knappheiten signalisieren kann

- **Flexibilität in der Nachfrage schaffen:** Typische Energielieferverträge derart ausgestalten, dass einer flexiblen Stromnachfrage eine stärkere Rolle zukommt und auch die Nachfrage als Mengenanpasser reagieren kann

Da der thematische Schwerpunkt des Projekts auf der Analyse von Kapazitätsmechanismen liegt, wird in den Kapiteln 5.1 und 5.3 auf die Vor- und Nachteile, den aktuellen Implementierungsstand in Europa und Lessons Learned, sowie die Ausgestaltungsoptionen der Kapazitätsmechanismen genauer eingegangen, während die Alternativen zur Behebung des Missing-Money-Problems ohne Kapazitätsmechanismen in Kapitel 5.4 überblicksmäßig dargestellt werden.

## 5.1 Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen

Bevor auf die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen im Detail eingegangen wird, werden die Funktionsweise der vier volumenbasierten Kapazitätsmechanismen (strategische Reserve, Ausschreibung für neue Kapazität und Kapazitätsmarkt mit zentralem Käufer sowie dezentraler Verpflichtung<sup>5</sup>) kurz erklärt, sowie mögliche Auswirkungen auf den Strommarkt beschrieben. Tabelle 4 zeigt wichtige Vor- und Nachteile der vier volumenbasierten Kapazitätsmechanismen.

### 5.1.1 Funktionsweise

**Strategische Reserve:** Ausgewählte Kapazitäten werden in Bereitschaft gehalten, um die Versorgungssicherheit während Perioden hoher Nachfrage oder unerwarteter Angebotsschwankungen zu gewährleisten. Diese Reserven dürfen während ihrer Vorhaltung nicht an den Großhandelsstrommärkten und den Regelreservemärkten teilnehmen und werden nur aktiviert, wenn der Markt nicht geräumt wird, das heißt das Angebot nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Typischerweise befinden sich in einer strategischen Reserve Anlagen, die wirtschaftlich nicht mehr rentabel sind und andernfalls bereits stillgelegt worden wären.

**Ausschreibung für neue Kapazität:** Ziel ist es, die gesamte, verfügbare Kapazität im Strommarkt zu erhöhen. Über entsprechende Ausschreibungen wird die Investition in neue Kapazitäten (Erzeugungsanlagen, Speicher, Demand Response) finanziell gefördert. Diese Form der Kapazitätssicherung kann als komplementärer Mechanismus zur strategischen Reserve verstanden werden: Während strategische Reserven darauf abzielen, bestehende, jedoch wirtschaftlich gefährdete Kraftwerkskapazitäten vor der Stilllegung zu bewahren, konzentrieren sich Ausschreibungen für neue Kapazitäten auf die Marktintegration zusätzlicher Erzeugungseinheiten.

**Kapazitätsmarkt mit zentralem Käufer:** Ein zentraler Käufer vergibt im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens Verträge über ein bestimmtes Volumen an neue und bestehende Kapazität. Ein zentraler Kapazitätsmarkt gewährleistet langfristige Planungssicherheit für neue Investitionen. Es besteht jedoch traditionell die Tendenz zur Entstehung von Überkapazitäten im System durch einen risikoaversen zentralen Käufer.

**Kapazitätsmarkt mit dezentraler Verpflichtung:** Energieversorger oder Händler müssen auf Grundlage ihrer Spitzenlast bzw. ihres Beitrags zur Gesamtnachfrage in Zeiten von Knappheit

---

<sup>5</sup> Kombinierte oder „hybride“ Mischformen zwischen rein zentraler und rein dezentraler Ausgestaltung sind in Diskussion, beispielsweise in der [Studie Kapazitätsmarkt Österreich \(en.ergie.at\)](https://www.energie.at/studie/kapazitaetsmarkt-oesterreich) von Fraunhofer ISI.

Kapazitätssertifikate von Erzeugungseinheiten erwerben. Die Marktpreise ergeben sich aus dem Zusammenspiel aller Marktteilnehmer im Kapazitätsmarkt, jedoch findet kein zentrales Ausschreibungsverfahren statt. Auch bilaterale Verträge zur Kapazitätssicherung sind möglich.

### 5.1.2 Potenzielle Auswirkungen auf den Markt

**„Crowding out“ Effekt:** Öffentlich geförderte Investitionen besitzen das Potenzial, das Entstehen unabhängiger bzw. privater Investitionen zu reduzieren, die andernfalls möglicherweise erfolgt wären. Subventionierte Kapazitäten im Strommarkt führen zu einer Reduzierung der Strompreise und können dadurch die Rentabilität anderer bestehender oder geplanter Kapazitäten verringern. In weiterer Folge werden einige bestehende Anlagen früher stillgelegt, als es sonst der Fall gewesen wäre, oder Investitionen, die andernfalls erfolgt wären, finden nicht statt.

**„Slippery Slope“ Effekt:** Ein möglicher Effekt, der durch die Einführung einer strategischen Reserve auftreten kann. Dabei droht eine wachsende Anzahl von Kraftwerksbetreibern, ihre Kapazitäten stillzulegen, da die wirtschaftliche Rentabilität in der strategischen Reserve größer ist als durch alleinige Teilnahme an den Strommärkten. Dadurch steigt der Bedarf an vertraglich gebundener Reservekapazität. Außerdem wird durch eine wachsende strategische Reserve das Potenzial für Produzenten im Markt erhöht, Marktmacht auszuüben.

*Tabelle 4: Vor- und Nachteile von volumenbasierten Kapazitätsmechanismen. Weitere Informationen und Details können unter [en.ergie.at](http://en.ergie.at) abgerufen werden.*

Mechanismus	Vorteile	Nachteile
<b>Strategische Reserve</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Geringe Marktverzerrungen</li> <li>– Schneller Genehmigungsprozess bei Europäischer Kommission</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Löst das zugrundeliegende Missing-Money-Problem nicht</li> <li>– Kein Anreiz für neue Investitionen</li> <li>– Besser geeignet zur Lösung kurzfristiger Probleme</li> <li>– Slippery slope Effekt möglich</li> </ul>
<b>Ausschreibung für neue Kapazität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Gezielte Anreize für Investitionen gegeben</li> <li>– Nützlich zur Behebung spezifischer Probleme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Verstärkt das Missing-Money-Problem für bestehende Kapazitäten</li> </ul>
<b>Kapazitätsmarkt mit zentralem Käufer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Potenzial zur Lösung des Missing-Money-Problems</li> <li>– Langfristige Planungssicherheit</li> <li>– Beschleunigter Genehmigungsprozess bei Europäischer Kommission möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Risiko, dass lediglich bestehende Kapazitäten vergütet werden, ohne neue Investitionen zu beanreizen</li> <li>– Bedarf wird durch risikoaversen Käufer oft überschätzt</li> </ul>
<b>Kapazitätsmarkt mit dezentraler Verpflichtung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Potenzial zur Lösung des Missing-Money-Problems</li> <li>– Keine Marktverzerrungen</li> <li>– Einbindung von dezentralem Wissen über die Nachfrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hohe Komplexität</li> <li>– Effekt auf „non-expert“ Teilnehmer:innen unklar</li> <li>– Erhöhter Aufwand für Marktteilnehmer</li> </ul>

## 5.2 Modellbasierte Analyse

Im Rahmen einer innovativen Modellierung des österreichischen Strommarkts für das Jahr 2040 wurde untersucht, welcher volumenbasierte Mechanismus – eine Strategische Reserve, eine Ausschreibung für neue Flexibilität, ein Kapazitätsmarkt mit zentralem Käufer oder eine Kombination dieser Mechanismen – ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem effizient und mit möglichst geringen Marktverzerrungen behebt. Der dezentrale Kapazitätsmarkt wurde hierbei nicht berücksichtigt, da bei der optimalen Wahl des Volumens in einem zentralen Kapazitätsmarkt die Ergebnisse beider Märkte konvergieren und eine prinzipielle Vergleichbarkeit beider Märkte stark von ihrer jeweiligen Ausgestaltung abhängt. Um die Analyse der Effizienz zu erleichtern, wurde in dieser Modellierung nur ein Kapazitätsmarkt mit zentralem Käufer abgebildet – dies kann zu einer Unterschätzung der nachfrageseitigen Reaktion auf Spitzenzeiten führen<sup>6</sup>.

### 5.2.1 Ansatz

Die Strategische Reserve wird im Modell so abgebildet, dass ihr Volumen **modellendogen** bestimmt wird, wobei eine **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.

In der Ausschreibung für Flexibilität, „**Flexibilitätstender**“, wird das Volumen modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt. Teilnahmeberechtigt sind Speichertechnologien und flexible Erzeugungsanlagen die das Emissionslimit von 550 gCO<sub>2</sub>/kWh nicht überschreiten – jeweils jedoch nur Neuanlagen.

Der zentrale Kapazitätsmarkt ist im Modell mit Zuverlässigkeitsoptionen implementiert. Dadurch wird eine Rückzahlung der Einnahmen erforderlich, sobald der Referenzpreis (Day-Ahead Preis) über den Strike-Preis (Grenzkosten einer wasserstoffbetriebenen Gasturbine) steigt. Das Volumen wird ebenfalls modellexogen gewählt, sodass es zu keiner Lastunterdeckung kommt. Teilnahmeberechtigt sind in diesem Fall **bestehende und neue Kapazitäten**, die das Emissionslimit von 550 gCO<sub>2</sub>/kWh nicht überschreiten (inklusive Demand Response).

### 5.2.2 Kernaussagen

Aus der Modellierung lassen sich drei wesentliche Erkenntnisse ableiten:

1. Eine reine **Strategische Reserve** scheitert am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich und zeigt negative Auswirkungen auf den Day-Ahead Markt.
2. Ein **Flexibilitätstender** zeigt die niedrigsten Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage, bewirkt jedoch eine erhebliche Marktverzerrung – die finanziellen Resultate von neu errichteten, wie bereits bestehenden, Flexibilitäten verschlechtern sich stark.
3. Ein **Kapazitätsmarkt** ermöglicht eine **kosteneffiziente** Behebung des Versorgungssicherheitsproblems und stellt zugleich die **ausgewogenste** Option dar, da er die geringsten Marktverzerrungen aufweist. Positive Effekte zeigen sich

<sup>6</sup> Für die korrekte Bewertung einer solchen Reaktion wäre allerdings zusätzlich eine fundierte Annahme bezüglich der zukünftigen Elastizität von Konsument:innen nötig.

besonders auch bei finanziellen Ergebnissen von Elektrolyse-Anlagen, mit dem Potenzial zur Verringerung der Wasserstoff Gestehungskosten um mehr als 15%.

### 5.2.3 Diskussion

Es zeigt sich, dass die bis 2030 bestehenden, thermischen Kapazitäten – welche teilnahmeberechtigt an einer Strategischen Reserve wären – nicht ausreichen, um ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem zu beheben. Durch den Ausschluss dieser Kapazitäten von anderen Märkten ergeben sich Investitionsanreize in neue thermische Spitzenlastkraftwerke im Energy-Only-Markt, die jedoch den Day-Ahead Preis anheben und sich somit nachteilig auf die Preisbildung für Konsument:innen auswirken. Erwartete politische Eingriffe – dargestellt durch explizite Preisobergrenzen im Modell – limitieren weiterhin die Investitionsbereitschaft der Marktteilnehmer:innen, sodass trotz Investitionen in neue, flexible Kapazitäten das Volumen ohne weitere Maßnahmen oder Förderungen nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Der Flexibilitätstender, in dem eine Teilnahme auf flexible Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien beschränkt ist, erweist sich als die treffsicherste Option mit den niedrigsten Kosten zur Nachfragedeckung für Verbraucher:innen. Die Ausschreibung führt zu einem signifikanten Anstieg von kurzfristiger Flexibilität im System – vor allem bedingt durch massiven Zubau von Batteriespeichern, wodurch der Systembetrieb ganzjährig maßgeblich beeinflusst wird. Dies zeigt sich an der deutlichen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die vor allem auf den Einsatz von Kurzfristspeichern zurückzuführen ist. Der starke Anstieg von Flexibilität im System führt jedoch simultan zu einer signifikanten Reduktion der Profite von Kurzfristspeichern und nachfrageseitiger Flexibilität (Elektrolyseure). Für erdgasbefeuerte Gasturbinen sowie Gas- und Dampfkraftwerke führt die ganzjährige Veränderung des Systembetriebs zu einer Umkehrung von Gewinnen in Verluste – sodass eine Stilllegung im Raum steht. Ein Flexibilitätstender weist daher eine starke marktverzerrende Wirkung auf, die vor allem flexible Anlagen betrifft.

Ein Kapazitätsmarkt erlaubt Technologieinklusivität durch die Teilnahme von bestehenden sowie neuen Kapazitäten und zeigt eine gute Effizienz die Gesamtkosten betreffend. Zusätzlich weist der Kapazitätsmarkt den größten Stabilisierungseffekt auf die Day-Ahead Preise auf, während gleichzeitig die Marktverzerrungen geringer ausfallen als bei einem Flexibilitätstender. Im Kapazitätsmarkt werden vor allem wasserstoffbetriebene Spitzenlastkraftwerke als neue Kapazitäten beanreizt, während der Ausbau von Batteriespeichern nur in geringem Umfang erfolgt. Ursache hierfür sind die im Kapazitätsmarkt angewandten De-Rating-Faktoren (38%, 2h), wie der Vergleich mit dem Flexibilitätstender (kein De-Rating, entspricht einem De-Rating Faktor von 100%) zeigt. Dies macht den maßgeblichen Einfluss dieser Parameter auf die Auktionsergebnisse deutlich.

### Fazit

Für einen österreichischen Kapazitätsmechanismus ist, basierend auf diesen Erkenntnissen, ein Kapazitätsmarkt zu empfehlen, da gleichzeitig eine gute Systemeffizienz, eine geringe Marktverzerrung sowie positive Effekte auf Flexibilitäten beobachtbar sind. Die Versorgungssicherheit kann durch einen Kapazitätsmarkt langfristig gewährleistet, während eine laufende Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen möglich bleibt – zum Beispiel ein Aussetzen von Ausschreibungen, wenn europäische (ERAA) oder nationale (NRAA) Bewertungen keine Lücke in Versorgungssicherheit mehr aufzeigen.



Weitere qualitative Argumente, die für eine Einführung eines Kapazitätsmarkts sprechen und in Kapitel 5.3 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. genauer beleuchtet werden, sind:

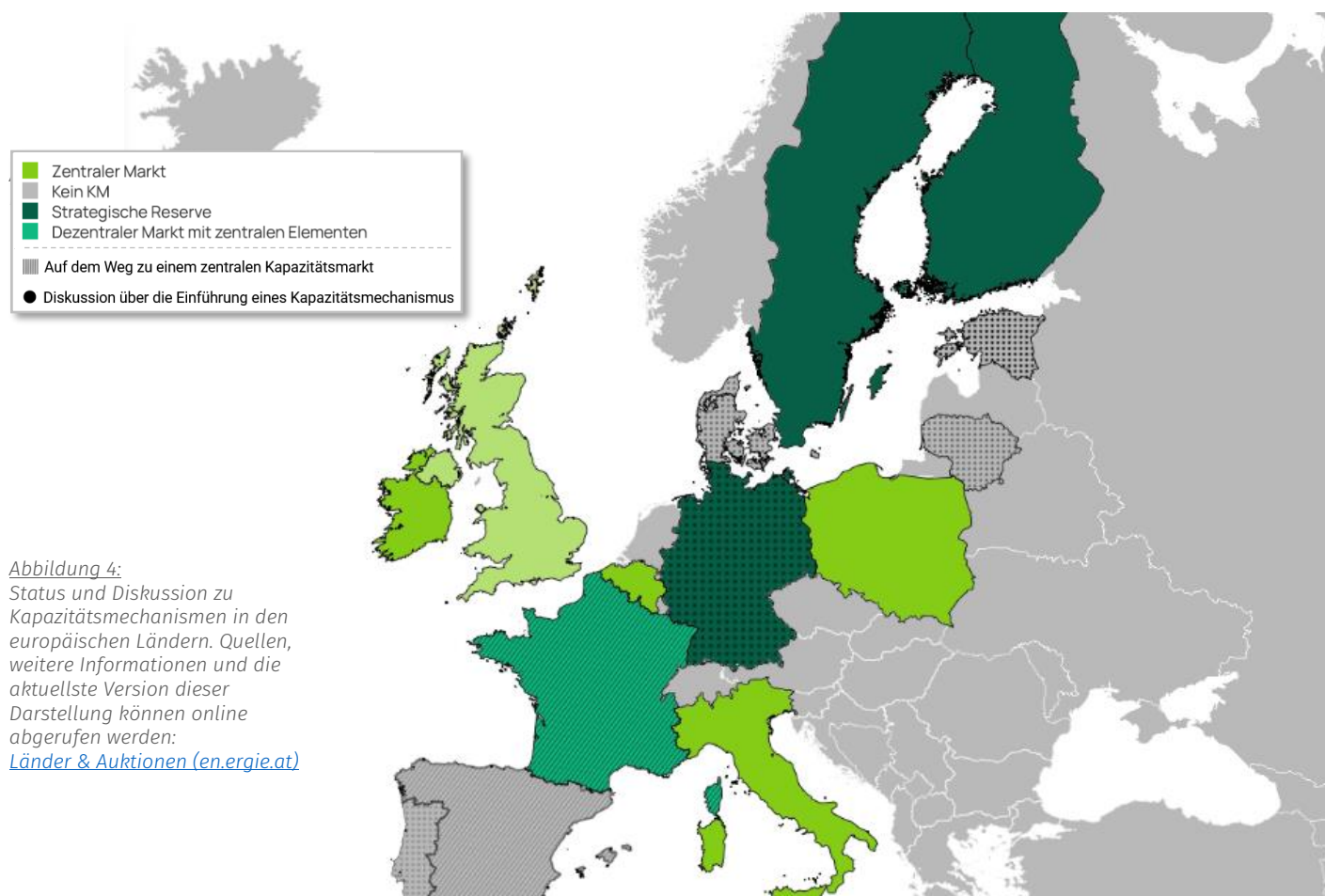
- Die Rahmenbedingungen für die Einführung eines Kapazitätsmarktes sind klar in den EU-Verordnungen vorgegeben und in Zukunft wird ein beschleunigtes Verfahren zur Genehmigung durch die europäische Kommission möglich sein.
- Es sind bereits reichlich Erfahrungen mit bisherigen Kapazitätsmärkten vorhanden, aus denen sich Lehren für die genaue Ausgestaltung eines österreichischen Kapazitätsmarkts ableiten lassen.

Bei der genauen Ausgestaltung eines österreichischen Kapazitätsmarktes muss jedoch mit großer Vorsicht vorgegangen werden, um nationale Klima- und Energieziele nicht zu gefährden sowie Technologieinklusivität zu gewährleisten. In Kapitel 5.3 werden die bisherigen Erfahrungen europäischer Kapazitätsmärkte genauer betrachtet und basierend auf den Erkenntnissen Empfehlungen für die Ausgestaltung in Österreich abgeleitet.

## 5.3 Europa: Status Quo & Lessons Learned

### 5.3.1 Status Quo

Derzeit verfügen neun europäische Länder über aktive Kapazitätsmechanismen. Sechs dieser Länder - Belgien, Italien, Irland, das Vereinigte Königreich, Polen und Frankreich - setzen auf marktweite Mechanismen. In Finnland, Deutschland und Schweden hingegen ist eine strategische Reserve implementiert. In mehreren EU-Mitgliedstaaten finden derzeit Diskussionen über die Einführung, beziehungsweise die künftige Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen statt. Eine Übersicht über die aktuell bestehenden Kapazitätsmechanismen sowie über jene Mitgliedstaaten, in denen gegenwärtig über deren Einführung oder Reform diskutiert wird, bietet Abbildung 4.



**Abbildung 4:**  
Status und Diskussion zu  
Kapazitätsmechanismen in den  
europäischen Ländern. Quellen,  
weitere Informationen und die  
aktuellste Version dieser  
Darstellung können online  
abgerufen werden:  
[Länder & Auktionen \(en.ergie.at\)](https://en.ergie.at/Laender-Auktionen)

### 5.3.2 Regionale Komponente

Im Rahmen der länderübergreifenden Analyse wurde die Ausgestaltung und Auswirkung einer regionalen Komponente im irischen Kapazitätsmarkt genauer untersucht. Das Ziel der regionalen Komponente besteht darin, Synergien zu nutzen, um Kapazitäten an netzdienlichen Standorten zu sichern und dadurch beispielsweise den Redispatch-Bedarf zu verringern. Die Ausgestaltung dieser regionalen Komponente erweist sich als komplex, Marktmacht und Überschussgewinne sind zu verhindern. Die Ergebnisse der letzten sieben Auktionen zeigen, dass alle regionalen Anforderungen nur in einer einzigen Auktion vollständig erfüllt werden konnten. In den verbleibenden Auktionen konnten die regionalen Anforderungen nur teilweise oder gar nicht erfüllt werden. Während eine regionale Komponente prinzipiell attraktiv erscheint, ist durch das notwendige Design für die Vermeidung von Marktmacht und Überschussgewinnen und die somit implizierte Komplexität der praktische Erfolg noch fraglich.

### 5.3.3 Aktuell begünstigte Technologien

Die Auktionsergebnisse in den einzelnen Ländern<sup>7</sup> zeigen, dass im Rahmen von marktweiten Kapazitätsmechanismen vor allem bereits existierende, traditionelle Kapazitäten vergütet werden. Konkret sind Gaskraftwerke ab 2022 die hauptsächlich Begünstigten dieser Kapazitätsmechanismen, gefolgt von Kernkraft- und Wasserkraftkapazitäten<sup>8</sup>. Des Weiteren ist am Beispiel von Italien<sup>9</sup> ersichtlich, dass auch ein Kapazitätsmechanismus nicht ausreichend sein kann, um die benötigte Flexibilität im System zu beanreizen, um bestimmte Energie- und Klimaziele in einem kurzen Zeithorizont zu erreichen. So hat Italien einen zusätzlichen Fördermechanismus zur Beschaffung von Speicherkapazität (MACSE) eingeführt.

### 5.3.4 Diskussion: Lessons Learned

Diese zentralen Aspekte werden auch im Bericht der Europäischen Kommission zur *Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus*<sup>10</sup> behandelt. Der Bericht untersucht unter anderem die Umsetzung der EU-Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen und leitet daraus fünf zentrale Lessons Learned ab. Auf Basis dieser wurde durch die Europäische Kommission eine Checkliste für die beiden am weitesten verbreiteten Mechanismen - die Strategische Reserve und den Kapazitätsmechanismus mit zentralem Käufer - erarbeitet. Dennoch kann weiterhin jeder Kapazitätsmechanismus von Mitgliedsstaaten eingeführt werden, solange die Ausgestaltung im Einklang mit den Vorgaben der Elektrizitätsverordnung<sup>11</sup> (Artikel 20 bis 27) sowie der CEEAG<sup>12</sup> (Abschnitt 4.8) ist. In Punkten, in welchen die Ausgestaltung des vom Mitgliedstaat vorgesehenen Kapazitätsmechanismus mit der offiziellen Checkliste übereinstimmt, entfällt die weiterführende Diskussion über das Design des Mechanismus mit der Europäischen Kommission. Erforderlich ist in diesem Fall lediglich eine Entscheidung der Kommission über die beihilferechtliche Genehmigung.

Diese werden im Folgenden kurz skizziert und darauf aufbauend mögliche Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen diskutiert.

<sup>7</sup> Weitere Informationen können unter [Länder & Auktionen \(en.ergie.at\)](https://en.ergie.at/Laender-Auktionen) abgerufen werden.

<sup>8</sup> [Security of EU electricity supply - 2024 Monitoring Report \(acer.europe.eu\)](https://acer.europe.eu/Security-of-EU-electricity-supply-2024-Monitoring-Report)

<sup>9</sup> Weitere Informationen können unter [Länderübersicht/Italien \(en.ergie.at\)](https://en.ergie.at/Laenderuebersicht/Italien) abgerufen werden.

<sup>10</sup> [Bewertung der Möglichkeiten zur Straffung und Vereinfachung des Verfahrens für die Anwendung eines Kapazitätsmechanismus \(eur-lex.europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/Bewertung-der-Moeglichkeiten-zur-Straffung-und-Vereinfachung-des-Verfahrens-fuer-die-Anwendung-eines-Kapazitaetsmechanismus)

<sup>11</sup> [Verordnung - 2019/943 - DE - EUR-Lex \(eur-lex.europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/Verordnung-2019/943-DE-EUR-Lex)

<sup>12</sup> [EUR-Lex - 52022XC0218\(03\) - DE - EUR-Lex \(eur-lex.europa.eu\)](https://eur-lex.europa.eu/EUR-Lex-52022XC021803-DE-EUR-Lex)

Kapazitätsmechanismen sollen so ausgestaltet werden, dass auch **Demand-Side Response** und **Speicher** teilnehmen können. Für die erfolgreiche Einbindung dieser Technologien braucht es unter anderem ein Relaxieren der Verfügbarkeitsanforderungen, weniger restriktive De-Rating Faktoren, kürzere Lieferperioden, sowie geringere Mindestgebotsgrößen und -anforderungen an die teilnahmeberechtigte Kapazität.

Wie eine erfolgreiche Integration von Flexibilitäten wie Speichern und DSR in Kapazitätsmechanismen realisiert werden kann, wird auch in einer Kurzanalyse von Frontier Economics diskutiert<sup>13</sup>. Dabei wird vor allem die Wirksamkeit von zentralen Ausschreibungen für diese Technologien und implizite Anreize wie dynamische und verbrauchsorientierte Umlagen zur Reduzierung des Eigenverbrauchs, hervorgehoben. Gleichzeitig zeigt die dortige länder-übergreifende Analyse, dass auch in einem dezentralem Kapazitätsmarkt (Frankreich) – anders als theoretisch angenommen – der Anteil dieser Flexibilitäten erst durch zentrale Elemente gesteigert werden konnte<sup>13</sup>. Die Vertragsdauer muss ein Gleichgewicht zwischen der Senkung der Kapitalkosten und der Angemessenheit der Risikoübernahme durch die Kunden herstellen.

Bei marktweiten Kapazitätsmechanismen geht der Hauptteil der **Vergütung** an bereits **bestehende, konventionelle Kapazitäten** und nur ein kleiner Teil an Erneuerbare, Speicher und Demand-Side Response. Speziell marktweite Kapazitätsmechanismen müssen daher so ausgestaltet werden, dass sie den Eintritt neuer Kapazitäten (z. B. durch Langzeitverträge) unterstützen sowie Lock-in Effekte in fossile Technologien vermeiden.

Neben Langzeitverträgen, die zu fossilen Lock-in Effekten führen können, hat auch die Vergabe von mehreren 1-Jahresverträgen (siehe Auktionsergebnisse Belgien<sup>14</sup>) langfristig potenziell denselben Effekt. Die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarkts muss daher mit Hinblick auf die österreichischen Klima- und Energieziele geschehen. Um diese Ziele zu erreichen, wird von der Europäischen Kommission in der Elektrizitätsverordnung 2024/1747<sup>15</sup> hervorgehoben, dass die Emissionslimits nur obere Schranken darstellen und EU-Mitgliedsstaaten strengere CO<sub>2</sub>-Grenzwerte anwenden können, um die Dekarbonisierungsziele und damit Klimaneutralität zu erreichen<sup>15,16</sup>. Diese nationalen Grenzwerte können daher auch so festgelegt werden, dass die Teilnahme an Kapazitätsmechanismen ausschließlich auf nicht-fossile Technologien beschränkt wird. Eine wirkliche Technologieneutralität, die die Teilnahme aller Technologien ermöglicht, ist somit kein notwendiges Ausgestaltungsmerkmal eines Kapazitätsmechanismus – der Technologieinklusivität steht in diesem Kontext im Vordergrund. Dabei erfolgt die Ausgestaltung nicht rein neutral, sondern mit spezifischen Regelungen, um bestehende Markteintrittsbarrieren zu reduzieren, sowie gegebene Energie- und Klimaziele zu erreichen.

<sup>13</sup> [Einbindung von dezentraler Flexibilität in einen integrierten Kapazitätsmarkt \(J. Perner et al.; frontier-economics.com\)](#)

<sup>14</sup> Überblick über Auktionsergebnisse europäischer Kapazitätsmärkte unter: [Länder & Auktionen \(en.ergie.at\)](#)

<sup>15</sup> [Verordnung - EU - 2024/1747 - EN - EUR-Lex \(eur-lex.europa.eu\)](#)

<sup>16</sup> [Draft: Framework for State Aid measures to support the Clean Industrial Deal \(Clean Industrial Deal State Aid Framework; competition-policy.ec.europa.eu\)](#)

Die **grenzüberschreitende Teilnahme** durch ausländische Kapazitäten ist in einigen aktiven, marktweiten Mechanismen noch nicht (Frankreich, Irland) oder nur vereinfacht (Italien) umgesetzt. Studien zufolge liegt dies daran, dass der derzeitige Rahmen für die grenzüberschreitende Teilnahme - einschließlich der von ACER entwickelten Methodiken - **komplex und schwer umsetzbar** ist. Bei der Einführung eines marktweiten Mechanismus muss bedacht werden, dass laut Elektrizitätsverordnung die Teilnahme ausländischer Kapazitäten nach der ACER-Methode auf jeden Fall umgesetzt werden muss.

Kapazitätsmechanismen können Nachbarländer ohne solche Systeme erheblich beeinflussen. Um negative Effekte zu begrenzen, ist die grenzüberschreitende Teilnahme ausländischer Anbieter wichtig. Mechanismen senken durch Kapazitätzahlungen oft die Strompreise im Inland, während Nachbarländer höhere Preise verzeichnen. Diese profitieren kurzfristig von günstigen Importen und können sich bei Engpässen auf stabile Exporte verlassen. Langfristig droht jedoch eine Abwanderung von Erzeugern in Länder mit aktiven Kapazitätsmechanismen – eine Gefährdung der Versorgungssicherheit ist die Folge – da stabile Einnahmen und geringere Risiken die Attraktivität dieser Länder für Investoren steigert.

Die **Strafen für Nichtverfügbarkeit** weisen eine hohe Heterogenität zwischen den Mitgliedstaaten auf. Sie müssen jedoch so ausgestaltet sein, dass ausreichende Anreize geschaffen werden, um Verfügbarkeit in Knappheitsperioden sicherzustellen. In einigen bestehenden Mechanismen ist dies nicht gegeben, da sowohl die Strafen für Nichtverfügbarkeit als auch jene für Verzögerungen beim Bau neuer Kapazitäten häufig deutlich unter dem Value of Lost Load (VOLL) liegen<sup>17</sup>.

Zusätzlich zu Strafzahlungen bei Nichtverfügbarkeit schaffen auch Zuverlässigkeitsoptionen Anreize für Verfügbarkeit in Knappheitssituationen: Dabei verpflichten sich Kapazitätsanbieter, Erlöse oberhalb eines festgelegten Strike Price zurückzuführen, wodurch die Systemkosten begrenzt werden. In der Praxis werden oft beide Instrumente - Zuverlässigkeitsoptionen und Strafzahlungen - kombiniert, um die Versorgungssicherheit effektiv abzusichern.

<sup>17</sup> In Österreich zeigen sich z. B. sektorabhängige Werte von 1800-13000 €/MWh, vgl. [Die Bewertung der unterbrechungsfreien Stromversorgung in Österreich \(en.ergie.at\)](#).

Parallel zu einem Kapazitätsmechanismus sind auch Supportmechanismen für nicht fossile Flexibilität zulässig. Da sich die Zielsetzungen von **Flexibilitätsmaßnahmen** mit jenen von **Kapazitätsmechanismen** überschneiden können, sollte das **Zusammenspiel** beider Instrumente **berücksichtigt** werden, um zuverlässige und flexible, dekarbonisierte Kapazität für das künftige Energiesystem möglichst kosteneffizient bereitzustellen.

Die europäische Kommission betont die Wichtigkeit der Berücksichtigung dieses Zusammenspiels in Form einer gemeinsamen Ausschreibung, in der Teilnehmer:innen ihren Beitrag zu Versorgungssicherheit und Flexibilitätsbedarf angeben, inklusive eines Gesamtpreises für die Erbringung dieser Leistungen. Der Clearing Algorithmus der Auktion sollte dann die Gesamtkosten für die Erfüllung beider Anforderungen minimieren<sup>18</sup>, mit dem Ziel der effizienten Nutzung von Synergien und Reduktion der Systemkosten. Inwieweit sich die erwarteten, positiven Effekte einstellen, ist jedoch fraglich – eine Anwendung dieses System in der Praxis ist ausständig, mögliche unerwartete Wechselwirkungen oder Marktverzerrungen noch unbekannt.

### 5.3.5 Harmonisierung

Eine Orientierung an den Ausgestaltungs-kriterien der Europäischen Kommission kann auch für eine etwaige zukünftige Harmonisierung der Kapazitätsmechanismen auf europäischer Ebene vorteilhaft sein, wie sie derzeit in einigen Studien<sup>19,20</sup> diskutiert wird. Während die Möglichkeit zur nationalen Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen wichtig ist, um auf länderspezifische Bedürfnisse und unterschiedlicher Ausgangslagen einzugehen, ist eine Harmonisierung von Vorteil, um Versorgungssicherheit und Markteffizienz – vor allem in Bezug auf die grenzüberschreitende Teilnahme ausländischer Kapazitäten – zu steigern. Speziell Prozesse wie Anforderungen für eine Präqualifizierung, Auktionszeitpunkte, Vorlauf- und Lieferzeiten können auf europäischer Ebene harmonisiert werden. Diese Art der Harmonisierung steht nicht im Widerspruch zur nötigen Flexibilität und Anpassungsfähigkeit des Mechanismus, die erforderlich sind, um auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren zu können<sup>19</sup>.

### Empfehlung

Wird in Österreich ein Versorgungssicherheitsproblem identifiziert und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus beschlossen, sollte sich die Ausgestaltung an der Checkliste der Europäischen Kommission orientieren, um eine zügige beihilferechtliche Genehmigung und damit eine rasche Umsetzung zu gewährleisten.

Annex 1, Kriterium 21

<sup>18</sup> [Draft: Framework for State Aid measures to support the Clean Industrial Deal \(Clean Industrial Deal State Aid Framework; competition-policy.ec.europa.eu\)](#)

<sup>19</sup> [The role of Capacity Mechanisms to enable a secure and competitive energy transition \(ENTSO-E\)](#)

<sup>20</sup> [An easy fix to streamline capacity markets \(E. Menegatti und L. Meeus\)](#)



## 5.4 Alternativen für Investitionsanreize

Das Missing-Money-Problem kann theoretisch auch durch Beibehaltung des EOM und zusätzlich eingeführten Instrumenten ohne die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus behoben werden. Die hier betrachteten<sup>21</sup> Alternativen für Anreize in neue Kapazitäten sind:

1. Contracts for differences (CfDs)
2. Peak-shaving Produkte
3. Power purchase agreements (PPAs)

### 5.4.1 Contracts for Differences

CfDs sind eine finanzielle Vereinbarung zwischen einem Produzenten erneuerbarer Energien und einer Regierung oder einem Versorgungsunternehmen. Sie garantieren den Produzenten einen festen Preis (Strike Price) für ihre Stromproduktion, wobei die Zahlungen basierend auf der Differenz zwischen diesem Strike Price und dem Marktpreis (Referenzpreis) angepasst werden. Liegt der Referenzpreis über dem Strike Price muss der Produzent die Differenz zurückzahlen, während er im umgekehrten Fall die Differenz erhält. CfDs schützen Verbraucher vor Preisspitzen und schaffen durch stabile Preise über einen langen Zeitraum Investitionsanreize. Allerdings fördern sie auf europäischer Ebene primär Technologien mit geringer Flexibilität (Erneuerbare) und leisten daher nur begrenzt Beiträge zur Versorgungssicherheit. Zudem hemmen sie die Liquidität an Terminmärkten, da alle Risiken durch den Mechanismus automatisch abgesichert sind.

### 5.4.2 Peak-shaving Produkte

Ein Produkt, durch das der Stromverbrauch während Spitzenlastzeiten reduziert werden soll. Die Aktivierung dieser Produkte ist auf regionale oder unionweite Strompreiskrisen beschränkt und sollte laut einer von ACER beauftragten Expertengruppe auch weiterhin darauf begrenzt bleiben, da die Nachteile eines Einsatzes unter normalen Marktbedingungen die potenziellen Vorteile überwiegen<sup>22,23</sup>. Dieses Instrument kann zur Systemstabilität und Steigerung der Versorgungssicherheit beitragen, indem es Investitionen in nachfrageseitige Flexibilität unterstützt.

### 5.4.3 Power Purchase Agreements

Bilaterale Verträge zwischen Stromerzeugern und Käufern (Verbraucher oder Händler), bei denen der Erzeuger zustimmt, eine bestimmte Menge Strom zu einem vorher festgelegten Preis über einen längeren Zeitraum zu verkaufen, der oft zwischen 10 und 20 Jahren liegt. PPAs können genutzt werden, um Risiken im Zusammenhang mit Marktpreisschwankungen – sowohl aus Erzeuger- als auch aus Verbrauchersicht – zu reduzieren. Allerdings erfordern PPAs aufgrund ihrer Komplexität und langfristigen Verpflichtung eine sorgfältige Verhandlung und die Parteien können finanziellen Risiken bei schwankenden Marktbedingungen oder variabler erneuerbarer Energieproduktion ausgesetzt werden<sup>24</sup>. PPAs können durch zugesicherte Einnahmen die langfristige Planbarkeit steigern und somit das Investitionsrisiko

<sup>21</sup> Weitere alternative Maßnahmen existieren wie z. B. die Marktprämie, welche durch die inhärente risikostabilisierende Wirkung ähnlich wie CfDs oder PPAs die Planbarkeit unterstützt und somit Investitionen beanreizen kann.

<sup>22</sup> [Expert Group on peak-shaving products \(acer.europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ExpertGroupOnPeakShavingProducts)

<sup>23</sup> [ACER report on peak-shaving products 2025 \(acer.europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ACERReportOnPeakShavingProducts2025)

<sup>24</sup> [Power Purchase Agreement \(next-kraftwerke.com\)](https://www.next-kraftwerke.com/PowerPurchaseAgreement).

senken, aber sie beanreizen wiederum vor allem erneuerbare, nicht flexible Stromproduzenten, die nur begrenzt zur Versorgungssicherheit beitragen.

Die hier betrachteten Anreize für Investitionen in neue Technologien betreffen vor allem erneuerbare Erzeugungstechnologien und Demand-Side Response, während flexible Erzeugungsanlagen von diesen Instrumenten in der Regel nicht profitieren. Resultate der Modellierung belegen jedoch, dass auch in einem hochgradig dekarbonisierten, zukünftigen Stromsystem flexible Erzeugungseinheiten notwendig sind, um in Zeiten von Systemstress weiterhin Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sollte daher in einem Stromsystem ein Missing-Money-Problem für flexible Erzeugungsanlagen identifiziert werden, so stellen die soeben diskutierten Alternativen zu einem Kapazitätsmechanismus nicht genügend Anreize bereit, um die Versorgungssicherheit langfristig zu garantieren.

## 6 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die nachfolgenden Ausführungen bieten eine strukturierte und zusammenfassende Darstellung der maßgeblichen europäischen Vorgaben zur Ausgestaltung nationaler Kapazitätsmechanismen. Die wichtigsten rechtlichen Anforderungen, Voraussetzungen und Begrenzungen für die Einführung und Ausgestaltung solcher Mechanismen werden komprimiert wiedergegeben.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus findet sich in dem Kapitel „Angemessenheit der Ressourcen“ der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung 2024 (EBM VO 2024)<sup>25</sup>. Diese Auflistung stellt einen Überblick über die einschlägigen Bestimmungen zur Einführung von Kapazitätsmärkten dar:

- Art. 20 leg cit „Angemessenheit der Ressourcen im Elektrizitätsbinnenmarkt“
  - Darin wird beschrieben, wie die Vorprüfung für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu erfolgen hat. Dies ist in mehreren Schritten durchzuführen.
- Art. 21 leg cit „Allgemeine Grundsätze für Kapazitätsmechanismen“
- Art. 22 leg cit „Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen“
- Art. 23 leg cit „Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene“
- Art. 24 leg cit „Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene“
- Art 25 leg cit „Zuverlässigkeitsstandard“
- Art. 26 leg cit „Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen“
- Art. 27 leg cit „Genehmigungsverfahren“
  - Dies sind jene Vorschläge, auf die ENTSO (Strom) Anwendung findet und auf die in anderen Bestimmungen des Art. 27 leg cit verwiesen wird. Dies betrifft im Wesentlichen die Tätigkeiten der ACER.

Grundlegend ist unter einem Kapazitätsmechanismus Folgendes zu verstehen: Ein Kapazitätsmechanismus stellt eine Maßnahme dar, die jeweils gebotszonenbezogen auf die Sicherstellung der Angemessenheit der Ressourcen abzielt. Hinsichtlich der Art und Weise, wie Kapazitäten im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus vorzuhalten sind, bestehen

<sup>25</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. 2019 L158/54 idF 2024 L1747/1.

grundsätzlich keine weitergehenden Beschränkungen. Jedoch ist ausgeschlossen, dass es sich dabei um Maßnahmen der Systemdienstleistungen oder des Engpassmanagements handelt<sup>26</sup>.

## 6.1 Voraussetzungen und Beschränkungen

Die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen auf Basis des europäischen Rechtsrahmens setzt die Erfüllung verschiedener rechtlicher und prozeduraler Vorgaben voraus. Im Folgenden werden die wichtigsten Voraussetzungen und Beschränkungen, wie sie aus der zuvor abgeschlossenen Analyse hervorgehen, kompakt zusammengefasst. Die Darstellung erfolgt entlang der anzuwendenden Schritte: Zunächst werden die Voraussetzungen der Vorabprüfung einschließlich der Erstellung eines Umsetzungsplans erläutert und anschließend die zentralen Gestaltungsmerkmale von Kapazitätsmechanismen behandelt.

### 6.1.1 Vorabprüfung d. Anforderungen f. d. Einführung e. Kapazitätsmechanismus

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus auf nationaler Ebene ist nach europäischem Recht streng geregelt und an ein mehrstufiges Prüfverfahren geknüpft. Dabei sind insbesondere folgende Schritte einzuhalten:

#### Schritt 1: Beobachtung und Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (Art. 20 Abs. 1 EBM VO 2024)

Zunächst hat der betreffende Mitgliedstaat die Angemessenheit der Ressourcen<sup>27</sup> in seinem Hoheitsgebiet anhand der europäischen Abschätzung nach Art. 23 leg cit (durch ENTSO-E) zu beobachten. Ergänzend kann eine nationale Abschätzung (nach Art. 24 leg cit) erfolgen. Liegen Bedenken hinsichtlich der ausreichenden Ressourcenadäquanz („resource adequacy“) vor, sind die weiteren Schritte zu ergreifen und einzuleiten.

Im Zuge dessen ist hier zu erwähnen, dass der nationale Zuverlässigkeitsstandard („Reliability Standard“) zu definieren ist. Dieser legt das angestrebte Maß an Versorgungssicherheit fest und gem. Art. 25 EBM-VO müssen die Mitgliedstaaten über einen solchen Zuverlässigkeitsstandard verfügen.

#### Schritt 2: Ermittlung der Bedenken (Art. 20 Abs. 2 EBM VO 2024)

Bei festgestellten Bedenken sind sämtliche regulatorischen Verzerrungen sowie Fälle von Marktversagen zu ermitteln, die die Bedenken verursacht oder verschärft haben. Dabei gibt die EBM-VO 2024 keine detaillierte Methodik zur Ermittlung dieser Verzerrungen vor, verlangt jedoch eine umfassende Ursachenanalyse. In Zusammenschau mit den anderen Bestimmungen zu Kapazitätsmechanismen wird deutlich, dass bei der Ermittlung insbesondere jene Aspekte zu untersuchen sind, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese verursacht haben. Der Schritt 3 gibt jedoch weitere Hinweise darauf,

<sup>26</sup> Vgl. die Analyse des Deliverable 4.1 und die Definition nach Art. 2 Z. 22 EBM VO 2024, wobei ein Kapazitätsmechanismus als „eine Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement“ beschrieben wird.

<sup>27</sup> Vgl. dazu die [MITTEILUNG DER KOMMISSION, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 \(2022/C 80/01\) \(eur-lex.europa.eu\)](#) abgerufen am 11.09.2024; in diesen Leitlinien findet sich die Begriffsbestimmungen zu „Angemessenheit der Ressourcen“. Demnach sind dies „erzeugte Kapazitäten, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage in einer Gebotszone zu decken; dabei wird ein konventioneller statistischer Indikator zugrunde gelegt, der von Organisationen verwendet wird, die von der Union als Institutionen mit maßgeblicher Bedeutung für die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarkts anerkannt sind (z. B. das Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) (ENTSO-E))“.

welche Aspekte besonders in Betracht gezogen werden müssen, um die Bedenken der Angemessenheit der Ressourcen zu beseitigen.

### **Schritt 3: Entwicklung und Veröffentlichung eines Umsetzungsplans mit Maßnahmen (Art. 20 Abs. 3 EBM VO 2024)**

Vom Mitgliedstaat ist im Rahmen des beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens<sup>28</sup> ein Umsetzungsplan zu entwickeln und zu veröffentlichen, der alle ermittelten Verzerrungen und Marktversagen adressiert, Maßnahmen zu deren Beseitigung enthält und einen entsprechenden Zeitplan vorsieht. Der Umsetzungsplan muss zwingend die in Art. 3 EBM-VO 2024 genannten Grundsätze sowie eine abschließende Liste maßgeblicher Themen berücksichtigen. Zu diesen Themen zählen:

- die Beseitigung regulatorischer Verzerrungen und
- von Preisobergrenzen<sup>29</sup>,
- die Einführung einer Funktion für Knappheitspreisbildung,
- die Erhöhung der Verbundkapazität und der Kapazität des internen Netzes<sup>30</sup>,
- die Beseitigung regulatorischer Hindernisse für Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz,
- die Sicherstellung der kosteneffizienten und marktbasierten Beschaffung von Regelreserve und Systemdienstleistungen sowie
- die Abschaffung regulierter Preise<sup>31</sup>.

Der Umsetzungsplan ist der Europäischen Kommission zur Stellungnahme vorzulegen. Die Kommission prüft, ob die Maßnahmen ausreichend sind, und kann Änderungen<sup>32</sup> verlangen. Über die Umsetzung und Fortschritte ist jährlich zu berichten. Auch nachdem die Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen ausgeräumt wurden, haben die Mitgliedstaaten sich weiterhin an den Umsetzungsplan zu halten<sup>33</sup>. Bei der beihilferechtlichen Genehmigung des beantragten Kapazitätsmechanismus wird dieser Umsetzungsplan und die Stellungnahme der Europäischen Kommission im Rahmen der Bewertung der Erforderlichkeit berücksichtigt<sup>34</sup>.

---

<sup>28</sup> Hier wird Bezug auf die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 genommen.

<sup>29</sup> Gem. Art. 10 EBM-VO 2024.

<sup>30</sup> Hinblick darauf, zumindest die in Art 4 lit. d Z 1 der sog. Governance-Verordnung (Verordnung (EU) 2018/1999 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. 2018 L328/1 idF. 2023 L 1.

<sup>31</sup> Falls dies von Art. 5 der EBM-RL 2024 vorgeschrieben ist.

<sup>32</sup> Art. 20 Abs. 5 EBM-VO 2024.

<sup>33</sup> Art. 20 Abs. 8 EBM-VO 2024.

<sup>34</sup> Rn 339 lit d der Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022.

### 6.1.2 Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus

Vor der Einführung eines Kapazitätsmechanismus sind dessen unmittelbare Auswirkungen auf benachbarte Mitgliedstaaten mit direkter Netzverbindung durch eine umfassende Studie zu untersuchen. Hierzu ist eine Konsultation der betroffenen Nachbarn und relevanter Interessengruppen durchzuführen.<sup>35</sup>

#### Gestaltungsgrundsätze von Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen müssen gem. Art. 22 EBM-VO 2024 allgemeine Grundsätze erfüllen, unabhängig von dem konkret gewählten Mechanismustyp durch den Mitgliedstaat. Die Bestimmungen enthalten zwar keine Vorgaben zu einem bestimmten Mechanismustyp, differenzieren jedoch im Rahmen der Gestaltungsgrundsätze zwischen strategischen Reserven und anderen Kapazitätsmechanismen. Dementsprechend bestehen ergänzende Grundsätze, die ausschließlich für strategische Reserven gelten, sowie spezifische Anforderungen für Kapazitätsmechanismen, die nicht als strategische Reserven eingestuft werden.

Zusammengefasst hat ein Kapazitätsmechanismus folgende **allgemeine Grundsätze** einzuhalten:

- Keine unnötigen Marktverzerrungen oder Handelsbeschränkungen verursachen,
- Nicht über das zur Behebung der Ressourcenbedenken erforderliche Maß hinausgehen,
- Transparente, diskriminierungsfreie und wettbewerbliche Verfahren zur Auswahl der Kapazitätsanbieter,
- Anreize für Kapazitätsanbieter zur Verfügbarkeit in Zeiten hoher Systemlast,
- Vergütung durch wettbewerbliche Verfahren,
- Vorab technische Voraussetzungen definieren,
- Offenheit für alle (technisch) relevanten Technologien (inkl. Speicher, Laststeuerung usw.),
- Angemessene Sanktionen bei Nichtverfügbarkeit in Zeiten hoher Last.

Strategische Reserven unterliegen spezifischen, zusätzlich zu den allgemeinen Grundsätzen geltenden Anforderungen, die die Einsatzmodalitäten, Abrechnung und Marktintegration regeln. Dies sind zusammengefasst folgende **zusätzliche Grundsätze für strategische Reserven** gem. Art. 22 Abs. 2 EBM-VO 2024:

- Strategische Reserven werden nur dann eingesetzt („dispatcht“), wenn die Netzbetreiber ihre Regelreserveressourcen voraussichtlich vollständig ausschöpfen müssen, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Vorzeitige Aktivierungen sind aus technischen Gründen möglich, jedoch dürfen diese Ausgaben nicht den Großhandelsmärkten oder Bilanzkreisen zugerechnet werden und keine Marktbilanzverschiebungen verursachen.
- Während der Aktivierung der strategischen Reserve werden Bilanzkreisabweichungen so abgerechnet, dass mindestens der Wert der Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit oder die technische Preisobergrenze für den Intraday-Handel (je nach höherem Wert) verwendet wird.

---

<sup>35</sup> Vgl. Art. 21 Abs 2 EBM-VO 2024.



- Die tatsächlichen Erzeugungsmengen nach Einsatz der strategischen Reserve werden den Bilanzkreisverantwortlichen über den regulären Abrechnungsmechanismus zugerechnet.
- Ressourcen in der strategischen Reserve erhalten keine Vergütung über den Stromgroßhandelsmarkt oder die Regelreservemärkte.
- Diese Ressourcen werden während der Vertragslaufzeit exklusiv außerhalb des Marktes vorgehalten.

Diese Grundsätze gewährleisten, dass strategische Reserven nur als gezielte Reservekapazitäten außerhalb des regulären Marktbetriebs bereitgestellt und eingesetzt werden, ohne die Marktpreise oder die Bilanzierung auf dem Großhandelsmarkt zu verzerren.

Wie bereits oben dargestellt, enthält Art. 22 EBM-VO 2024 neben den allgemeinen und den speziellen Grundsätzen für strategische Reserven eine eigene Auflistung **spezifischer Anforderungen an Kapazitätsmechanismen, die nicht als strategische Reserven ausgestaltet sind**. Diese zusätzlichen Anforderungen sind zusammengefasst nach Art. 22 Abs. 3 EBM-VO 2024 folgende:

- Die Gestaltung des Kapazitätsmechanismus muss sicherstellen, dass der für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität gezahlte Preis automatisch gegen null sinkt, sobald davon ausgegangen werden kann, dass der Kapazitätsbedarf durch die bereitgestellte Kapazität gedeckt werden kann.
- Es ist erforderlich, dass den teilnehmenden Ressourcen ausschließlich nach ihrer Verfügbarkeit vergütet wird. Dabei dürfen die Kapazitätzahlungen die Entscheidungen des Kapazitätsanbieters hinsichtlich der tatsächlichen Erzeugung nicht beeinflussen.
- Ferner müssen die Kapazitätsverpflichtungen grundsätzlich übertragbar sein, sodass berechnigte Kapazitätsanbieter ihre Verpflichtungen untereinander übertragen können.

Diese Vorgaben gewährleisten, dass Kapazitätsmechanismen, die keine strategischen Reserven darstellen, marktkonform ausgestaltet sind, Überkompensationen vermeiden und Flexibilität sowie Handelbarkeit der Kapazitätsverpflichtungen ermöglichen.

#### **Anforderungen in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte gemäß Art. 22 Abs. 4 EBM-VO 2024**

Es bestehen außerdem strenge Anforderungen bzgl. CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten für teilnehmende Kapazitäten. Die Regelungen der EBM-VO 2024 enthalten klare Anforderungen zu CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerten für Erzeugungskapazitäten, die an Kapazitätsmechanismen teilnehmen. Dabei werden zwei zeitlich gestaffelte Grenzwerte definiert:

- Ab dem 4. Juli 2019 ist es untersagt, Zahlungen im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus an Erzeugungskapazitäten zu leisten oder Verpflichtungen hierzu einzugehen, sofern diese Kapazitäten ihre kommerzielle Erzeugung an oder nach diesem Datum aufgenommen haben und mehr als 550 g CO<sub>2</sub> pro kWh aus fossilen Brennstoffen emittieren.<sup>36</sup>
- Ab dem 1. Juli 2025 gilt dieses Verbot auch für Kapazitäten, die ihre kommerzielle Erzeugung vor dem 4. Juli 2019 aufgenommen haben, und die neben einem Emissionswert von über 550 g CO<sub>2</sub> pro kWh zusätzlich einen Jahresdurchschnitt von

---

<sup>36</sup> Art. 22 Abs. 4 lit a EBM-VO 2024.

mehr als 350 kg CO<sub>2</sub> pro kW installierter elektrischer Leistung aus fossilen Brennstoffen überschreiten<sup>37</sup>.

Diese Vorgaben schließen bestimmte emissionsintensive Erzeugungsanlagen von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen aus. Die Bestimmungen sind technologieneutral formuliert, beziehen sich jedoch spezifisch auf CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte und betreffen somit primär fossile Technologien. Eine Ausnahmeregelung nach Art. 64 EBM-VO 2024 ermöglicht unter definierten Bedingungen befristete Freistellungen für Kapazitäten, welche die Grenzwerte überschreiten, jedoch nur bis maximal zum 31. Dezember 2028.

### 6.1.3 Anwendung eines Kapazitätsmechanismus

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus erfolgt im Rahmen eines zuvor erstellten Umsetzungsplans, der darauf abzielt, bestehende Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit der Ressourcen durch geeignete Maßnahmen zu beseitigen. Während der Umsetzung dieses Plans kann ein Kapazitätsmechanismus als ergänzendes Instrument zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden. Dabei unterliegt die Einführung strengen regulatorischen Vorgaben und bedarf stets einer beihilferechtlichen Genehmigung, um die Vereinbarkeit mit den Vorgaben des europäischen Binnenmarktes zu gewährleisten.

Im Zuge der Anwendung des Kapazitätsmechanismus sind folgende Aspekte maßgeblich:

- Der Einsatz eines Kapazitätsmechanismus ist befristet und darf eine Dauer von zehn Jahren nicht überschreiten (Art. 21 Abs. 8 EBM-VO 2024).
- Vor einer Anwendung ist zu prüfen, ob die Bedenken mit einem Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve behoben werden können. Wenn dies nicht möglich ist, kann erst ein anderer Kapazitätsmechanismus angewendet werden (Art. 21 Abs. 2 EBM-VO 2024).
- Die Mitgliedstaaten haben die Umsetzung des Umsetzungsplans zu überwachen und regelmäßig Bericht an die Kommission zu erstatten, die daraufhin Stellungnahmen zur Wirksamkeit der Maßnahmen abgibt (Art. 20 Abs. 5 und 8 EBM-VO 2024).
- Potenzielle Auswirkungen des Kapazitätsmechanismus auf benachbarte Mitgliedstaaten sind im Vorfeld zu bewerten, und es ist eine Konsultation der betroffenen Nachbarstaaten und Stakeholder durchzuführen (Art. 21 Abs. 2 EBM-VO 2024).
- Die Einhaltung der technischen Anforderungen sowie der CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte ist sicherzustellen, um die Vereinbarkeit mit den europäischen Klimaschutzzielen zu gewährleisten.

Im Zuge des Beihilfenrechts wird der geplante Kapazitätsmechanismus dahingehend geprüft,

- ob diese geplante Maßnahme erforderlich und geeignet ist, um die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten;
- ob die Maßnahmen einen Anreizeffekt haben, weil ohne die öffentliche Förderung die bestehenden Anlagen nicht in demselben Umfang weiterbetrieben oder in diesem Umfang Investitionen in neue Anlagen getätigt werden würden;
- ob die geplante Beihilfe begrenzte Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel innerhalb der EU hat; sowie

---

<sup>37</sup> Art. 22 Abs. 4 lit b EBM-VO 2024.

- ob die geplante Maßnahme derartige positive Auswirkungen hat, dass sie etwaige Verzerrungen von Wettbewerb und Handel in der EU überwiegt.

Somit ermöglicht der Rechtsrahmen den Mitgliedstaaten, bei weiterhin bestehenden Engpässen während der Umsetzung der Markt- und Regulierungsmaßnahmen ergänzend Kapazitätsmechanismen einzusetzen – ohne eine Verpflichtung hierzu vorzuschreiben.

#### 6.1.4 Kurzübersicht

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die überarbeitete Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2024 (EBM-VO 2024) sowie die Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022 die maßgeblichen Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen vorgeben. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ist ausschließlich unter strengen Voraussetzungen zulässig, insbesondere bei nachgewiesener Ressourcenknappheit sowie bestehenden regulatorischen Verzerrungen oder Marktversagen. Voraussetzung ist die Erstellung eines detaillierten Umsetzungsplans, der gezielt auf die Beseitigung der identifizierten Hemmnisse ausgerichtet ist und sowohl vom betroffenen Mitgliedstaat zu erarbeiten als auch von der Europäischen Kommission zu genehmigen ist. Während der Umsetzung dieses Plans kann – befristet – ein Kapazitätsmechanismus eingesetzt werden. Strenge Vorgaben zu Emissionsgrenzwerten und technischen Anforderungen gewährleisten die Kompatibilität mit den europäischen Klimazielen. Zudem bedarf jeder Kapazitätsmechanismus einer beihilferechtlichen Genehmigung, um dessen Vereinbarkeit mit dem Energiebinnenmarkt sicherzustellen. Der Kapazitätsmechanismus dient somit als unterstützendes Instrument, um temporär Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bis die im Umsetzungsplan vorgesehenen Maßnahmen zur Behebung der Marktverzerrungen oder -versagen wirksam greifen.

## 6.2 Preisobergrenzen im Kontext von Kapazitätsmechanismen

Preisobergrenzen dienen der Vermeidung übermäßiger Kapazitätskosten, sollen aber gleichzeitig sicherstellen, dass Investitionsanreize für Versorgungssicherheit erhalten bleiben.

Preisobergrenzen treten in Kapazitätsmechanismen entweder explizit (z. B. als Höchstpreis bei Auktionen) oder implizit (z. B. über definierte Vergütungslogiken) auf. Ihre Funktion besteht darin, eine ökonomische Balance zwischen Versorgungssicherheit, Systemkosten und politischer Akzeptanz herzustellen. In der Praxis werden Obergrenzen meist einer zentralen ökonomischen Kennzahl verknüpft: Cost of New Entry (CoNE), die jährlich notwendige Vergütung für eine neue, typische Erzeugungseinheit, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Die Value of Lost Load (VoLL), also der ökonomische Wert der vermiedenen Nichtversorgung, wird, zumindest in der Theorie, für die Festlegung von Strafen im Falle von nicht erbrachter Leistung verwendet.

In verschiedenen Ländern wird der VoLL typischerweise im Bereich von 2.000 bis 20.000 €/MWh angesetzt. In Irland liegt dieser z. B. bei 11.000 €/MWh, in Schweden bei etwa 8.000 €/MWh, in Polen und Italien bei ca. 5.000 €/MWh. Diese Werte spiegeln das Niveau wider, bei dem der wirtschaftliche Schaden einer Nichtversorgung höher ist als die Kosten für Absicherung. Mehrere Mitgliedsstaaten nutzen CoNE-basierte Obergrenzen, z. B. im Bereich von 40.000–70.000 €/MW/a, um maximale Zuschlagspreise in Kapazitätsauktionen zu begrenzen. Meist werden diese Parameter mit einem Faktor korrigiert, der sich unter den Mitgliedstaaten stark unterscheiden kann.

Die Verwendung solcher Preisgrenzen ist entscheidend, um

1. Kostenrisiken für das System und letztlich die Verbraucher zu begrenzen,
2. strategisches Verhalten zu vermeiden, und
3. die politischen Rahmenbedingungen für die Akzeptanz von Kapazitätsszahlungen zu stärken.

Zugleich ist darauf zu achten, dass die Preisgrenzen nicht unterhalb des CoNE liegen, andernfalls würden keine Anreize für neue Kapazität entstehen. Ein zu niedrig angesetzter VoLL-Wert kann zu unangemessen niedrigen Strafen bei Nichterfüllung führen und dadurch die ökonomischen Anreize zur Sicherstellung von Kapazität untergraben.

## **Fazit**

Die in diesem Projekt durchgeführten regulatorischen Analysen zeigen, dass die Spannbreite bei VoLL, CoNE und Zuverlässigkeitsstandards (der aus den beiden Parametern hergeleitet wird) innerhalb der EU hoch ist, sowohl methodisch als auch betragsmäßig. Eine einheitliche europäische Preisobergrenze (und Strafen) wäre daher nur bei gleichzeitiger Harmonisierung der Methoden zur Berechnung von Versorgungssicherheitsstandards sinnvoll<sup>38</sup>. Andernfalls drohen systemische Verzerrungen, etwa durch Arbitrage oder Unterdeckung. Es bestünde die Notwendigkeit, nationale Unterschiede im Energiemix, in der Nachfrageelastizität und der Systemstruktur zu berücksichtigen, wenn Preisobergrenzen im Rahmen eines EU-weiten Kapazitätsmechanismus zur Anwendung kommen.

---

<sup>38</sup> Vgl. Art. 23 Abs. 6 und Abs. 7 EBM-VO 2024 für die Verpflichtung von ENTSO-Strom einen Entwurf für die Berechnungsmethoden bis 05.01.2020 vorzulegen, welcher in weiterer Folge im Verfahren nach Art. 27 EBM-VO 2024 zu genehmigen ist.

## 7 Glossar

<b>CAPEX</b>	Jährliche Investitionskosten
<b>CCGT</b>	Gas- und Dampfkraftwerk (Closed-cycle-gas-turbine)
<b>CEEAG</b>	Climate, Energy and Environmental State Aid Guidelines
<b>CISAF</b>	Clean Industrial Deal State Aid Framework
<b>CfD</b>	Contracts for Differences
<b>DSR</b>	Demand-Side Response
<b>EAG</b>	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
<b>EKB-S</b>	Energiekrisenbeitrag-Strom
<b>EOM</b>	Energy-Only-Markt
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>FOM</b>	Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten
<b>KM</b>	Kapazitätsmechanismus
<b>OCGT</b>	Offene Gasturbine (Open-cycle-gas-turbine)
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>VoLL</b>	Value of Lost Load
<b>VOM</b>	Variable Betriebs- und Instandhaltungskosten