

BERICHT

D2.1 VORHANDENE ANSÄTZE ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER VERSORGUNGS- SICHERHEIT IN EUROPA

Länderübergreifende Analyse von Designs,
Lessons Learned und anderen Einflussfaktoren.

Sarah Fanta, Philipp Ortmann, Stefan Strömer, Diana Krainer, Andreas Fischer (AIT)

Arnold Weiß, Philippe Vassilopoulos (EPEX SPOT)

August 2025

ABSTRACT

This report provides a comprehensive analysis of existing and planned approaches to ensuring security of supply in European electricity markets. It begins with the observation that the energy-only market, EOM, in its current form, is increasingly reaching structural limits. The analysis shows that key prerequisites for the efficient functioning of the EOM, such as perfect competition, high market liquidity, transparent price signals, and long-term planning certainty, are only partially fulfilled in Austria. Regulatory uncertainties, long lead times for power plant investments, and low public acceptance of very high scarcity prices are restricting market actors from making necessary investments. This results in the missing-money problem, which calls the long-term provision of firm capacity into question.

Using a quantitative, historically based analysis of the years 2019-2024, the study examines whether different power plant technologies can cover their fixed costs under real market conditions. The results show that flexible gas-fired power plants (CCGT, GT) and other key technologies often could not be operated profitably in recent periods. A comparison of theoretically optimal plant dispatch with actual observed dispatch patterns further highlights the structural disadvantages of existing assets in the EOM as well as substantial volatility in revenue streams. This confirms the importance of additional market-based or regulatory mechanisms to ensure an adequate fleet of power plants.

Against this background, the report conducts a cross-country analysis of different capacity mechanisms (CMs) in Europe. It distinguishes between targeted mechanisms (including strategic reserves, technology-specific capacity payments, or tenders for new capacity) and market-wide mechanisms (including central and decentralized capacity markets). For each type of mechanism, various factors and metrics are illustrated and critically assessed using concrete examples from Germany, France, Italy, Ireland, Poland, Belgium, Sweden, and other countries. The analysis shows that each mechanism type has specific strengths and weaknesses: strategic reserves are well suited to cushioning short-term shortages but hardly provide any investment incentives; tenders for new capacity create targeted additional capacity but are not technology-neutral; market-wide capacity markets offer greater investment certainty but carry the risk of costly over-procurement.

Finally, the report identifies the key pillars of a successful and future-oriented capacity mechanism. In view of the growing share of renewable energies, the increasing weather dependence of the system, potential geopolitical disruptions, and the expected decommissioning of existing plants, the analysis concludes that early action is required. Only a robustly designed capacity mechanism can ensure long-term security of supply in Europe while supporting energy and climate policy objectives.

KURZFASSUNG

Dieser Bericht bietet eine umfassende Analyse bestehender und geplanter Ansätze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in europäischen Strommärkten. Ausgangspunkt ist die Feststellung, dass der Energy-Only-Markt (EOM) in seiner aktuellen Ausgestaltung zunehmend an strukturelle Grenzen stößt. Die Untersuchung zeigt, dass zentrale Voraussetzungen für das effiziente Funktionieren des EOM – wie vollkommener Wettbewerb, eine hohe Marktliquidität, transparente Preissignale sowie langfristige Planungssicherheit – in Österreich nur bedingt erfüllt sind. Insbesondere regulatorische Unsicherheiten, lange Vorlaufzeiten bei Kraftwerksinvestitionen sowie eine geringe gesellschaftliche Akzeptanz sehr hoher Knappeitspreise führen dazu, dass Marktakteure notwendige Investitionen nur eingeschränkt tätigen. Daraus resultiert das Missing-Money-Problem, welches die langfristige Bereitstellung gesicherter Kapazitäten infrage stellt.

Im Rahmen einer quantitativen, historisch-basierten Analyse der Jahre 2019-2024 wird untersucht, ob unterschiedliche Kraftwerkstechnologien unter realen Marktbedingungen ihre Fixkosten decken können. Die Ergebnisse zeigen, dass flexible Gaskraftwerke (GuD, GT) sowie weitere zentrale Technologien in der jüngeren Vergangenheit oftmals nicht kostendeckend betrieben werden können. Der Vergleich von theoretisch optimalem Kraftwerkseinsatz und real beobachteten Einsatzmustern verdeutlicht zudem strukturelle Nachteile bestehender Anlagen im EOM sowie erhebliche Volatilität in den Erlösströmen. Dies bestätigt die Bedeutung zusätzlicher marktlicher oder regulatorischer Mechanismen zur Sicherstellung eines adäquaten Kraftwerksparks.

Vor diesem Hintergrund untersucht der Bericht anhand einer länderübergreifenden Cross-Country-Analyse die unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen (KM) in Europa. Dabei wird zwischen gezielten Mechanismen (u. a. strategische Reserve, technologiebezogene Kapazitätszahlungen oder Ausschreibungen für neue Kapazitäten) und marktweiten Mechanismen (u. a. zentrale und dezentrale Kapazitätsmärkte) unterschieden. Für alle Mechanismustypen werden diverse Faktoren und Metriken anhand konkreter Beispiele aus Deutschland, Frankreich, Italien, Irland, Polen, Belgien, Schweden und weiteren Ländern dargestellt und kritisch bewertet. Die Analyse zeigt, dass jeder Mechanismustypus spezifische Stärken und Schwächen aufweist: Strategische Reserven sind besonders geeignet, kurzfristige Engpässe abzufedern, bieten jedoch kaum Investitionsanreize; Ausschreibungen für neue Kapazitäten erzeugen gezielte Ergänzungskapazitäten, sind jedoch nicht technologienneutral; marktweite Kapazitätsmärkte schaffen höhere Investitionssicherheit, bergen jedoch das Risiko kostspieliger Überbeschaffung.

Abschließend werden die wesentlichen Säulen eines erfolgreichen und zukunftsorientierten Kapazitätsmechanismus identifiziert. Angesichts des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien, der zunehmenden Wetterabhängigkeit des Systems, möglicher geopolitischer Störungen und der erwarteten Stilllegung von Bestandsanlagen kommt die Analyse zu dem Schluss, dass frühzeitiges Handeln erforderlich ist. Nur ein robust ausgestalteter Kapazitätsmechanismus kann langfristig die Versorgungssicherheit in Europa gewährleisten und gleichzeitig die energie- und klimapolitischen Ziele unterstützen.

INHALT

Abstract.....	2
Kurzfassung.....	3
Abkürzungsverzeichnis.....	6
1 Einleitung	8
2 Problemfelder im Energy-only-Markt (EOM) und Missing Money	11
2.1 Missing Money: Qualitative Analyse	11
2.1.1 Vollkommene Märkte	12
2.1.2 Ausreichend Planungssicherheit	13
2.1.3 Ausreichend Knappheitspreise	13
2.2 Erfüllung der Voraussetzungen (derzeit, historisch, zukünftig).....	15
2.2.1 Vollkommene Märkte	15
2.2.2 Ausreichend Planungssicherheit	17
2.2.3 Ausreichend Knappheitspreise	18
2.3 Missing Money: Quantitativ-historische Analyse.....	20
2.3.1 Kernfragestellung und methodischer Ansatz.....	20
2.3.2 Annahmen und Eingangsgrößen	21
2.3.3 Resultate	24
2.3.4 Schlussfolgerung, Einordnung und Limitation	30
3 Arten von Kapazitätsmechanismen	31
3.1 Gezielte Mechanismen.....	32
3.2 Marktweite Mechanismen	33
3.3 Kapazitätsmechanismen in Europa	33
4 Gezielte Kapazitätsmechanismen	36
4.1 Ausschreibung für neue Kapazität	36
4.1.1 Beispiele	36
4.1.2 Analyse	38
4.2 Strategische Reserve	39
4.2.1 Beispiele	39
4.2.2 Analyse	42
4.3 Unterbrechbarkeitsregelungen.....	44
4.3.1 Beispiele	44
4.3.2 Analyse	44

4.4	Gezielte Kapazitätszahlungen.....	45
4.4.1	Beispiele	45
4.4.2	Analyse	46
5	Marktweite Kapazitätsmechanismen.....	47
5.1	Zentraler Käufer	47
5.1.1	Beispiele	47
5.1.2	Analyse	55
5.2	Dezentraler Käufer.....	56
5.2.1	Beispiele	57
5.2.2	Analyse	58
5.3	Analyse.....	59
6	Weitere Methoden zur Steigerung von Investitionsanreizen.....	61
6.1	Leistbarkeitsoptionen	61
6.2	Kapazitätsabonnements.....	62
6.3	Contracts for Differences	63
6.4	Zielgerichtete Unterstützungsprogramme.....	64
6.5	Peak- shaving Produkte	65
6.6	Langzeit power purchase agreements	66
7	Schlussfolgerungen	68
7.1	Anreize	69
7.2	Effizienz.....	70
7.3	Klima- und Technologieneutralität	71
7.4	Lösung für das Missing-Money-Problem	71
7.5	Ausgestaltung.....	72
	Referenzen	74
	Annex.....	80

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

bspw *beispielsweise*

CCGT *Combined cycle power plant, Combined Cycle Gas Turbine*

CFD *contract for differences).*

CMP *Capacity Market Platform*

CMU *capacity market unit*

CONE *cost of new entry*

DR *Demand Response*

DSM *Demand Side Management*

DSR *Demand Side Response*

EE *erneuerbaren Energieträger*

EK *Europäischen Kommission*

EOM *Energy-Only-Markt*

EU *Europäische Union*

KM *Kapazitätsmechanismus*

kW *Kilowatt*

LOLE *Loss of Load Expectancy*

MW *Megawatt*

OCGT *Open Cycle Gas Turbines*

OTC *over-the-counter*

PPA *power purchase agreement*

PURM *Polska Ustawa o Rozwoju Rynków Mocy*

UK *United Kingdom*

ÜNB *Übertragungsnetzbetreiber*

VNB *Verteilnetzbetreiber*

1 EINLEITUNG

In den vergangenen Jahren war der Strommarkt starken Schwankungen und Markteingriffen unterworfen, die mitunter starke Auswirkungen für die Versorgungssicherheit haben können. Zusätzlich haben hohe Anteile aus erneuerbaren Energieträgern (EE) ausgelöst von den Fördermechanismen zu stark schwankender Erzeugung und steigendem Bedarf an Flexibilität sowie zusätzlichen Erzeugungstechnologien und Speicherkapazitäten geführt. Zusätzlich hat die Ukrainekrise seit Mitte 2021 einen bisher nie dagewesenen Preisanstieg ausgelöst. Jedoch schaffen zusätzliche Preisvolatilität, ungewisse geopolitische Situation und kurzfristige Markteingriffe langfristig keine Planungssicherheit und daher nicht ausreichend Investitionsanreize. Die Vermutung liegt nahe, dass neben weiterem EE-Ausbau, um die ambitionierten Dekarbonisierungsziele zu erreichen, der Energy-Only-Markt (EOM) nicht ausreichend Anreize in Zukunft geben wird, um neue Investitionen zu tätigen. In vielen Europäischen Ländern sind bereits heute eine Reihe verschiedener Kapazitätsmechanismen (KM), wie bspw. zentrale oder dezentrale Kapazitätsmärkte bzw. strategische Reserven, in Kraft. Zudem wurden andere innovative Optionen vorgeschlagen (zB. Capacity Subscriptions). Zukunftsgemäße Maßnahmen erfordern die Teilnahme aller Anbieter, steuerbare Erzeugung, Speicher, Demand Response und EE. Bei Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen jeglicher Art müssen sie miteinbezogen werden. Aufgrund von langen Vorlaufzeiten besteht Handlungsbedarf bereits heute.

Zuverlässigkeit in kapazitäts- und energiebegrenzten Systemen

Um das am besten geeignete Produkt zu definieren, ist es wichtig zu verstehen, welche Art von Knappheit im System erwartet wird. Im Allgemeinen gibt es zwei verschiedene Arten von Problemen, denen ein System begegnen kann, nämlich Kapazitäts- und Energieengpässe.

In kapazitätsbeschränkten Systemen entstehen Knappheitsprobleme, weil nicht genügend installierte Kapazität (MW) vorhanden ist, um die Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt zu decken (z. B. aufgrund des erzwungenen Ausfalls von thermischen Kraftwerken und/oder minimaler Windleistung). Insgesamt könnte das System zwar an allen Stunden des Tages genug Energie zur Verfügung haben, um die Nachfrage zu decken (mehr als genug thermische Kapazität in den lastschwachen Stunden), es fehlt jedoch an installierter Kapazität, um die Spitzenlast zu decken.

In energiebegrenzten Systemen ist die Situation genau umgekehrt: Es wird rationiert, weil nicht genügend verfügbare Energie vorhanden ist. Das System könnte zwar die Spitzenlast decken, wäre aber nicht in der Lage, die Nachfrage während der restlichen Stunden des Tages oder der Woche zu befriedigen.

Einerseits muss ein kapazitätsbeschränktes System die Fähigkeit der Akteure entlohen, sofortige Leistung bereitzustellen, um die Spitzenlast zu decken. Andererseits sollte ein energiebegrenztes System die Fähigkeit der Akteure belohnen, ihre Ressourcen so zu verwalten, dass sie in Zeiten, in denen Energiemangel herrscht (z. B. in einem trockenen Jahr), verfügbar sind.

Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus

Ein erfolgreicher KM basiert auf mehreren grundlegenden Säulen (siehe Abbildung 1), die sicherstellen, dass die Stromversorgung zuverlässig und nachhaltig bleibt:

1. Anreize

- **Investitionsanreize für Betreiber.** Ein wirksamer KM muss sicherstellen, dass Energieerzeuger ausreichende Anreize erhalten, um in neue Kapazitäten zu investieren. Dies ist besonders wichtig, um die Versorgungssicherheit auch in Zeiten hoher Nachfrage oder bei Ausfall bestehender Kapazitäten zu gewährleisten. Die Mechanismen sollten so gestaltet sein, dass sie langfristige Investitionen in moderne und effiziente Kraftwerke fördern, um die Stabilität des Stromnetzes zu sichern.
- **Anreize zur Verbrauchsreduktion für Verbraucher.** Neben den Erzeugern sollten auch die Verbraucher motiviert werden, ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Netzbelastung zu reduzieren. Dies kann durch dynamische Preisgestaltungen oder spezielle Programme zur Laststeuerung geschehen. Durch solche Anreize kann die Netzstabilität unterstützt und die Notwendigkeit zusätzlicher Erzeugungskapazitäten verringert werden.
- **Anreize zur Verfügbarkeit in Knappheitssituationen.** Als Gegenleistung zur Bereitstellung einer Investitionsförderung wird von teilnehmenden Kapazitätsanbietern gefordert, dass diese ihre geförderte Kapazität in Perioden von Systemstress auch tatsächlich am Markt anbieten. Dies passiert normalerweise entweder über eine Verpflichtung oder über finanzielle Anreize.

2. Effizienz

- **Kontrolle der Systemkosten.** Ein wichtiger Aspekt eines effektiven KMs ist die Kontrolle der Systemkosten. Diese dürfen nicht außer Kontrolle geraten, da dies zu hohen wirtschaftlichen Belastungen führen kann. Ein Beispiel dafür ist die Situation in der Ukraine, wo es trotz der Vermeidung eines Blackouts zu extrem hohen Preisen kam. Ein KM sollte daher so gestaltet sein, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet wird, ohne die Kosten für die Endverbraucher erheblich zu steigern.
- **Vermeidung von Marktverzerrungen.** Bestehende Energiemarkte sollten durch den KM nicht verzerrt werden. Ein KM sollte im Idealfall nahtlos in die bestehenden Makrostrukturen integriert werden können, um sicherzustellen, dass Wettbewerbsbedingungen erhalten bleiben und die Effizienz des gesamten marktes nicht beeinträchtigt wird.
- **Klima- und Technologieneutralität.** Ein KM muss klima- und technologieneutral gestaltet sein. Das bedeutet, dass er einerseits keine spezifischen Technologien bevorzugen oder benachteiligen sollte, andererseits sollen emissionsarme oder -freie Technologien bevorzugt am Mechanismus teilnehmen.

3. Lösung für das „Missing Money“¹ Problem

Ein KM muss eine Lösung für das Missing-Money-Problem bieten, indem er zusätzliche Einnahmequellen schafft oder Anreize bietet, die sicherstellen, dass Erzeuger trotz volatiler Marktbedingungen ausreichend entlohnt werden.

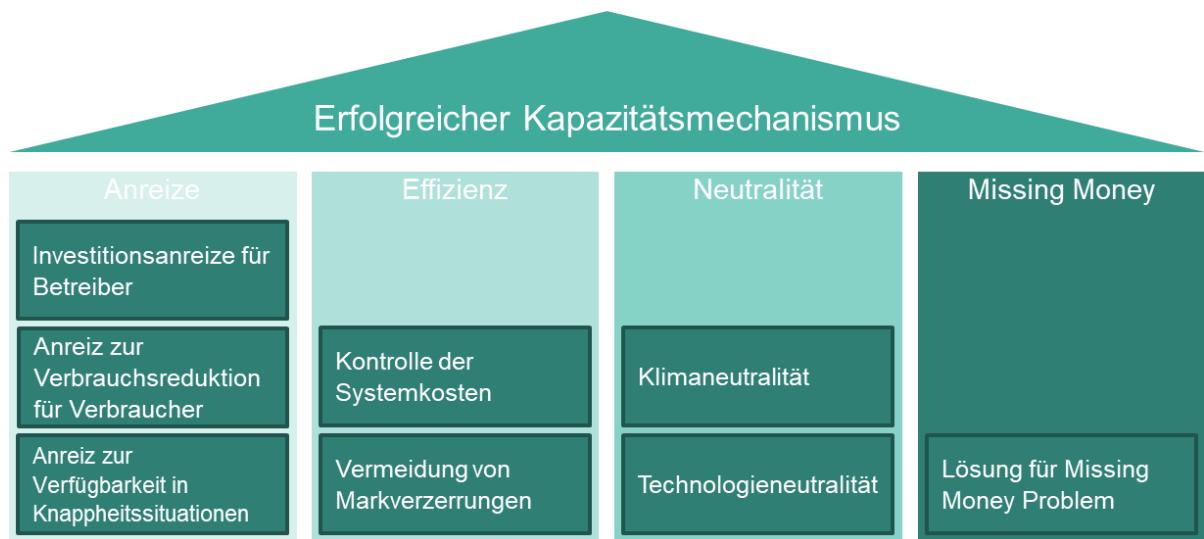


Abbildung 1 Säulen zur Ausgestaltung eines KMs

Das Ziel dieses Berichts ist es, die Aspekte eines erfolgreichen KMs anhand der bereits bestehenden KMs in Europa sowie anderer innovativer Vorschläge (Affordability Options, Capacity Subscriptions...) mithilfe einer qualitativen Cross-Country-Analyse zu untersuchen (Kapitel 3 bis 6). Im ersten Schritt werden der derzeitige EOM und seine möglichen Problemfelder analysiert und dargestellt - auch im Hinblick auf die österreichische Situation (Kapitel 0). Die Ausprägung und die dafür notwendigen Umstände, die zu einem potenziellen Missing-Money-Problem für versorgungsrelevante Kapazitäten führt, werden analysiert.

¹ Das Missing-Money-Problem bezieht sich auf die Unfähigkeit von Erzeugern, ausreichende Einnahmen aus dem Strommarkt zu erzielen, um die Investitionskosten für neue Kraftwerke zu decken.

2 PROBLEMELDER IM ENERGY-ONLY-MARKT (EOM) UND MISSING MONEY

2.1 Missing Money: Qualitative Analyse

Können im Rahmen des EOM genügend Investitionsanreize entstehen, sodass langfristig genügend versorgungsrelevante Kapazität bereitgestellt wird?

Die ökonomische Theorie geht davon aus, dass liberalisierte Märkte zu einer effizienten Allokation von Ressourcen führen, wenn eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt sind [1]. Der zweite Hauptsatz der Wohlfahrtsökonomik besagt, dass unter der Voraussetzung von vollkommenem Wettbewerb und unter Abwesenheit von Externalitäten, das Marktergebnis als pareto-optimal gilt [2]. Insofern kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass auch in Strommärkten die freie Preisbildung zu einer effizienten Allokation von Kapazitäten führt und somit genügend Anreize für versorgungsrelevante Kapazität bestehen. Nach [3] gilt diese Aussage auch angesichts hoher Anteile intermittierender erneuerbarer Erzeugungskapazitäten.

In den allermeisten Märkten ergeben sich die Erlöse durch die ‚Erzeugung‘ und Verkauf von Produkten, nicht durch das Bereithalten von Produktionskapazität. Auch bei sinkender Auslastung können (theoretisch) die Preise in einzelnen Stunden so weit steigen (Knappheitspreise), bis Kapazitäten rentabel sind. Folgende Voraussetzungen, siehe Abbildung 2, müssen (in einem ähnlichen Ausmaß wie in anderen Sektoren) erfüllt sein, damit der EOM genügend Investitionsanreize bietet, um Versorgungssicherheit herzustellen. Genauso wie in anderen kompetitiven, liberalisierten Märkten, kann auch in Strommärkten ein Wettbewerbsgleichgewicht entstehen, das die Deckung der Nachfrage zu günstigeren Kosten erlaubt als im Fall von vertikal integrierten staatlichen Monopolen [4].

Damit sich ein solches Gleichgewicht aber tatsächlich einstellt, müssen eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt sein. Die folgenden (als zentral identifizierten) Voraussetzungen werden im Nachgang näher erläutert und deren Erfüllungsgrad bewertet.

- Vollständiger Wettbewerb
- Planungssicherheit
- Ausreichend Knappheitspreise



Abbildung 2 Voraussetzungen für ausreichend Investitionsanreize im EOM

2.1.1 Vollkommene Märkte

Damit Märkte zu einer pareto-effizienten Ressourcenallokation führen, keine Knappheiten oder anhaltende Überschüsse entstehen und genügend Anreize für versorgungsrelevante Investitionen bestehen, müssen eine Reihe von Voraussetzungen im Sinne eines ‚vollkommenen Marktes‘ erfüllt sein.

2.1.1.1 Große Anzahl an Marktteilnehmern, Abwesenheit von Marktmacht

Damit Märkte effizient funktionieren, ist eine große (quasi unlimitierte) Anzahl an Marktakteuren notwendig. Diese theoretische Vorstellung ist in der Realität in den seltensten Fällen erfüllt. Selbst wenn diese Voraussetzung in der Realität nicht vollständig erfüllt ist, kann ausreichend Konkurrenz auf Angebotsseite auch durch andere Faktoren hinreichend erfüllt sein. Dazu müssen Märkte ‚bestreitbar‘ sein, d.h. der Markteintritt muss ‚vollkommen frei‘ bzw. der Marktaustritt muss ‚kostenlos‘ sein [5]. Vor allem beim Marktaustritt müssen die versunkenen Kosten hinreichend gering sein. Unter nicht ausreichender Konkurrenz kann es zu Monopolbildungen kommen, die die Kapazitäten künstlich verknappen, und damit nicht ausreichend Kapazität zur Verfügung gestellt wird. Somit sind zwar ausreichend hohe Preise für Investitionsanreize geschaffen, die Situation ist jedoch höchst wahrscheinlich nicht pareto-optimal.

2.1.1.2 Symmetrische Information

Die Marktteilnehmer müssen das Marktgeschehen sehr gut überblicken. Das bedeutet, Informationen über den Markt (die Eigenschaften des Gutes) sind ‚kostenlos‘ verfügbar, Verträge sind vollständig und ihre Erfüllung kann ‚kostenlos‘ durchgesetzt werden.

2.1.1.3 Marktteilnehmer als Mengenanpasser

Eine klassische Voraussetzung für die Existenz eines nahezu vollkommenen Marktes ist, dass Marktteilnehmer als Preisnehmer und Mengenanpasser reagieren. Das bedeutet, dass sowohl einzelne Anbieter als auch Nachfrager zum gegebenen Gleichgewichtspreis eine beliebige Menge des Guts beziehen können während auf individueller Ebene keiner der Akteure direkt Einfluss auf den Preis haben. Es gibt Märkte (z.B. für Rohstoffe oder Währungen) die sich mit dieser Annahme sehr treffend beschreiben lassen. [1]

2.1.1.4 Kurze Reaktionszeit

Marktteilnehmer müssen in der Lage sein, auf Marktänderungen „schnell“ reagieren zu können. Zu lange Anpassungszeiten führen zu Situationen von anhaltendem oder wechselndem Überschuss/Knappheit. Beispiele dafür sind das ‚Cobweb Theorem‘ [6] oder der ‚Schweinezyklus‘ [7]. Im schlechtesten Fall führt ein zu starker zeitlicher Versatz zu einem Versorgungsgengpass, da hohe Preise zwar ein starkes Signal für die Ausweitung des Angebots geben, das Angebot sich in der Menge jedoch nur mit hoher Latenzzeit verändern kann.

2.1.1.5 Niedrige Transaktionskosten

Die Existenz von Transaktionskosten kann das Zustandekommen eines effizienten Marktergebnisses verunmöglichen. Nur wenn Austausch zwischen Marktteilnehmern kostengünstig möglich ist und Verträge kostengünstig zustande kommen können, führen Märkte zu einer effizienten Ressourcenallokation.

2.1.1.6 Abwesenheit von Externalitäten

Sobald Externalitäten im Spiel sind, führen Märkte nicht mehr zu einer pareto-effizienten Allokation von Gütern und machen staatliche Eingriffe notwendig [1]. Sobald Dritte (in positiver/negativer Weise) vom Marktgeschehen betroffen sind, kann über den Marktmechanismus keine pareto-effiziente Allokation mehr hergestellt werden.

2.1.2 Ausreichend Planungssicherheit

Damit im EOM Investitionsanreize entstehen, braucht es für Marktakteure Planungssicherheit. Bei Investitionen in den Kraftwerkspark handelt es sich um hohe Summen mit langen Amortisationszeiten. Diese Investitionen werden nur dann getätigt, wenn ausreichend Sicherheit über die zukünftig zu erwartenden Erlösströme bzw. Kosten gegeben ist.

2.1.2.1 Existenz liquider langfristiger Märkte

Die Liquidität von Forward-Märkten ist eine wichtige Voraussetzung, um Planbarkeit sowohl für die Erlöse als auch Kosten sicherzustellen. Darüber hinaus müssen die Vorlaufzeiten für Kraftwerksbau mit dem zur Verfügung stehenden Planungshorizont konsistent sein.

2.1.2.2 Absehbarkeit von regulatorischen Eingriffen

Regulatorische Eingriffe und politische Interventionen in den Markt nehmen starken Einfluss auf die Planungssicherheit. Marktteilnehmer antizipieren Änderungen des regulatorischen Umfelds, was wiederum starken Einfluss auf die Investitionstätigkeit bzw. das Verhalten am Markt hat. Insofern braucht der Markt stabile und vorhersehbare Rahmenbedingungen.

2.1.3 Ausreichend Knappheitspreise

Im EOM müssen die Preise für bestimmte Perioden über die Grenzkosten hinaussteigen, um die Fixkosten für Betreiber zu decken. Dies setzt einerseits die Abwesenheit von Preisobergrenzen als auch eine hohe Zahlungsbereitschaft seitens Nachfrage voraus.

2.1.3.1 Keine expliziten Preisobergrenzen

Preise müssen Knappheiten anzeigen können, sodass sowohl das Angebot als auch die Nachfrage auf Preisspitzen reagieren können. Dazu dürfen keine expliziten Preisobergrenzen vorhanden sein. Um Marktmisbrauch zu verhindern kann eine sinnvolle Preisobergrenze die VOLL darstellen. Mit den VOLL wird eine Unterbrechung der Stromversorgung, typischerweise in €/MWh, bewertet und stellt daher eine plausible obere Schranke für die Stromversorgung dar.

2.1.3.2 Keine impliziten Preisobergrenzen

Damit in einem EOM ausreichend Investitionsanreize für versorgungsrelevante Kapazität zur Verfügung gestellt werden, muss der Markt in der Lage sein, Knappheiten durch hohe Preise anzeigen zu können. Daher dürfen keine impliziten Preisobergrenzen vorhanden sein. Anders formuliert, muss die gesellschaftliche/politische Akzeptanz von Preisspitzen gegeben sein.

Die folgenden Umstände können eine Konsequenz einer nicht vorhandenen Akzeptanz für hohe Preise sein:

- Ahndung von Knappheitspreisen durch die Regulierungsbehörde aufgrund von Verwechslung mit Marktmisbrauch
- Veröffentlichung (Entanonymisierung) von abgegebenen Geboten von Marktteilnehmern. Gesellschaftliche/politische Akzeptanz von Preisspitzen muss gegeben sein

2.1.3.3 Ausreichend Zahlungsbereitschaft

Hohe Knappheitspreise müssen durch Zahlungsbereitschaft der Konsumenten gedeckt sein. Direkt oder indirekt (nach Glättung durch einen Lieferanten) müssen Preisspitzen von den Strombezieher:innen bezahlt werden. Das Zustandekommen von Preisspitzen setzt insofern eine dementsprechende Zahlungsbereitschaft und Bewusstsein über das Entstehen von Preisspitzen voraus.

2.2 Erfüllung der Voraussetzungen (derzeit, historisch, zukünftig)

Kernfragen in diesem Abschnitt

- In welchem Ausmaß sind diese Voraussetzungen historisch und zukünftig erfüllt?

2.2.1 Vollkommene Märkte

Freier Markteintritt

✓ Erfüllt

Strommarkt ist grundsätzlich frei zugänglich, die Barriere für die Errichtung von zusätzlichen Kapazitäten für etablierte Anbieter scheint überwindbar. Ebenso scheinen kaum signifikante Eintrittsbarrieren für neue Anbieter zu bestehen. Vor allem im Bereich der Erneuerbaren (Wind, PV) haben sich in den letzten Jahren eine Vielzahl von Akteuren etabliert.

Marktaustritt muss ‚kostenlos‘ sein

?

Fraglich

Der Bau von Kraftwerken ist mit signifikanten versunkenen Kosten verbunden, ein großer Teil der Kosten ist ‚irreversibel‘. In Kombination mit fehlender Planungssicherheit können Sunk Costs somit hinderlich sein für Investitionen. Zusätzlich gibt es oft politischen Druck, um einer möglichen Stilllegung von Kraftwerken entgegenzuwirken.

Symmetrische Information

✓ Erfüllt

Transparenz über existierende Anbieter, die derzeitige und zukünftige Nachfrage, Wetterlage, etc. sind für Marktteilnehmer sehr gut einsehbar. Darüber hinaus handelt es sich bei Strom um ein sehr homogenes Gut, wodurch Unsicherheiten bezüglich der Qualität de-facto eliminiert sind und nicht Grund für ein potenzielles Marktversagen durch adverse Selektion oder Informationsasymmetrie im Sinne von [8] sein können.

Marktteilnehmer als Mengenanpasser

?

Fraglich

Haushalte besitzen nur unzureichend Flexibilität und Kenntnis über ihren tatsächlichen Verbrauch, können nur in sehr begrenztem Ausmaß über den Verbrauch (zu den relevanten Zeiten) entscheiden. Unelastische Nachfrage begünstigt auch Marktmisbrauch, da durch eine unelastische Nachfrage die Effekte von hohen Preisen und somit der Anreiz zu Marktmisbrauch

deutlich höher ist. [9] Darüber hinaus kann argumentiert werden, dass eine unelastische Nachfrage zu einer ineffizienten Bereithaltung von Kapazitäten führt [10], [11].

Im Hinblick auf die Öffentliches-Gut Problematik könnte zusätzlich der Fall sein, dass für diese (Über-) Kapazitäten keine ausreichende Zahlungsbereitschaft besteht.

Unelastische Nachfrage stellt möglicherweise ein Problem für die langfristig effiziente Versorgung mit ausreichend Kapazität dar, weil dadurch für einzelne Stunden zu wenig Kapazität vorhanden ist und das zu einem Blackout führt oder, anders formuliert, eine unelastische Nachfrage zur Vorhaltung von hohen (Über?) Kapazitäten führt und damit ein relativ teures System produziert.

Kurze Reaktionszeit

 Nicht erfüllt

Für den Bau von (für die Versorgungssicherheit relevanten) Kraftwerkskapazitäten wie Gaskraftwerken oder Pumpspeichern bestehen lange Vorlaufzeiten für umweltrechtliche Genehmigungen, Standortsicherung, Sicherung der Finanzierung, etc. und dies benötigt hohe Investitionsvolumina. Um Anreize für Investitionen auf Basis der erwartbaren Preise zu sichern, braucht es daher Planungssicherheit.

Daher können Marktteilnehmer nur sehr unzureichend auf beobachtbare Preissignale reagieren. Investitionen sind durch lange Amortisationszyklen charakterisiert, daher sind für Investitionsentscheidungen die zukünftig erwartbaren Preise eher relevant als die derzeit am Markt beobachtbaren. [12]

Abwesenheit von (Umwelt-) Externalitäten

 Erfüllt

Bei der Stromerzeugung sind eine Reihe von (Umwelt-) Externalitäten zu nennen, jedoch sind diese entweder bereits internalisiert oder verursachen kein derart großes Marktversagen, das zu einem vollständigen Versagen des EOMs führen würde.

Zunächst scheint die negative Externalität von Treibhausgas-Emissionen höchst relevant. Für diese Externalität existieren jedoch Mechanismen, um die Schäden zu internalisieren (z.B. EU-ETS) und damit ökonomische Effizienz wiederherzustellen.

Weitere Externalitäten betreffen die nicht-Konvexität von Produktionsmöglichkeiten. Bei thermischen Kraftwerken ergeben sich diese aus Start-, Stillstandskosten bzw. den daraus resultierenden Einschränkungen in den Produktionsmöglichkeiten, siehe [13].

2.2.2 Ausreichend Planungssicherheit

Existenz liquider langfristiger Märkte

 Nicht erfüllt

Grundsätzlich bieten Forward Märkte ausreichend Liquidität für die kommenden 1-5 Jahre. Jedoch sind Investitionen im Stromsektor mit einerseits langen Vorlaufzeiten für die Errichtung und andererseits sehr langen Amortisationszyklen (20-30 Jahre) verbunden. Dieser ‚Miss-match‘ zwischen Planbarkeit und notwendiger Amortisationszeit ermöglicht nicht genügend Investitionssicherheit und Risiko-Hedging. Anders formuliert: während der Aufbau von Kapazitäten einen Zeitraum von mehreren Jahren benötigt, entstehen sehr hohe Kosten von potenziellen Blackouts/Versorgungsengpässen in der äußerst kurzen Frist, das heißt die ‚kurze Frist‘ im Strommarkt ist als sehr kurz anzusehen, während die ‚lange Frist‘ sich über Jahrzehnte erstreckt **[11]** woraus sich ein Miss-match von Fristigkeiten ergibt.

Eine potenzielle Lösung für dieses Problem könnte ein expliziter Markt für Spitzenlastkraftwerke sein. Derzeit umfassen typische Produkte auf Forward Märkten ‚Baseload‘ und ‚Peak‘, wobei das Peak-Produkt eine Lieferung im Zeitraum 8:00-20:00 an Wochentagen umfasst und daher nicht mit Spitzenzeiten im Sinne von ein paar hundert Stunden im Jahr übereinstimmt.

Die Arbeiten von **[14]**, **[15]**, **[16]** beziehen sich ebenfalls auf fehlende langfristige Märkte und identifizieren dieses Thema als Hauptursache, warum Versorgungssicherheit langfristig nicht rein marktbasierter gelöst werden kann. Zur Lösung dieses Problems können ‚Reliability Options‘ beitragen. **[17]** subsummiert dieses Problem als eines von vier zentralen Problemen im EOM. Anreize für die Investitionstätigkeit im Stromsektor wurden unter anderem von **[18]** mit einem ökonometrischen Ansatz untersucht und kommen zu dem Ergebnis, dass der Ausbau von Erneuerbaren die Investitionstätigkeit in konventionelle Spitzenlastkraftwerke hemmt.

Absehbarkeit von regulatorischen Eingriffen

 Nicht erfüllt

Geopolitische Verwerfungen (Ukraine Krieg) haben zu Diskussionen rund um die Änderungen des Markt-Designs geführt und teilweise signifikante Markteingriffe bewirkt. Beispiel dafür ist die Abschöpfung von Übergewinnen für EE-Erzeuger in Österreich **[19]** oder der iberische Gaspreisdeckel in Spanien und Portugal. Es gab weitreichende regulatorische Maßnahmen zur Abfederung der Preisspitzen in vielen europäischen Ländern, sowohl im Retail- als auch im Großhandelsbereich **[20]**.

Zudem besteht Unsicherheit über die Erwünschtheit von (vorwiegend fossilen) Kapazitäten für Versorgungssicherheit in Zukunft. Historisch betrachtet gab es in den letzten Jahren viele Änderungen in umweltpolitischer Hinsicht. Auf Basis dieser Erfahrung und unter Berücksichtigung der politischen Ziele (Klimaneutralität EU bis 2050, bzw. Österreich 2040) sind regulatorische Änderungen zu erwarten und in ihrer Auswirkung tendenziell unvorhersehbar.

Darüber hinaus führt die potenzielle Einführung von KMs im eigenen Land möglicherweise zur Zurückhaltung von Investitionen, wenn diese KMs bestehende Anlagen nicht inkludieren.

2.2.3 Ausreichend Knapheitspreise

Keine expliziten Preisobergrenzen

✓ Erfüllt

Diese Voraussetzung kann tendenziell als erfüllt angesehen werden. Auf den Spot-Märkten bestehen zwar explizite Preisobergrenzen von 4.000 €/MWh im Single Day-ahead Coupling (SDAC) sowie 9.999 €/MWh im Single Intraday Coupling (SIDC)) [21], [22]. Gemessen am durchschnittlichen Preisniveau sind diese Obergrenzen jedoch hoch (im Rekordjahr 2022 lag der maximale Day-ahead Preis in der Gebotszone AT bei 919.64 €/MWh). In diesem Zusammenhang werden die Preisobergrenzen eher aus praktischen Gründen eingesetzt, um z.B. die Auswirkungen von miss-trades oder Sicherheitshinterlegungen zu begrenzen und weniger, um ein gesellschaftlich/politisches, akzeptables Preisniveau vorwegzunehmen.

Zusätzlich sind diese Preisobergrenzen dynamisch. In einer ursprünglichen Fassung [23] wurde die Preisobergrenze automatisch um 1.000 €/MWh erhöht, sobald 60% des Wertes in einer Gebotszone in einer Stunde erreicht werden. Dies wurde am 4. April 2022 in Frankreich erreicht, wo der Preis der Day-ahead Auktion das Niveau von 2.700 €/MWh überstieg. Infolgedessen wurde die Preisobergrenze von (damals geltenden) 3.000 €/MWh auf 4.000 €/MWh angehoben. [24]

Am 17.8. kam es erneut zu Preisspitzen in den baltischen Märkten, wobei die Obergrenze von 4.000 €/MWh erreicht wurde. Dies hätte eine Anhebung der Obergrenze auf 5.000 €/MWh fünf Wochen danach zur Folge gehabt. [25]. Auf Ansuchen der TSOs wurde der Automatismus jedoch ausgesetzt, um das Signal steigender Preise im Kontext der Energiekrise zu vermeiden [26]. Daraufhin kam es zur Konsultation des Automatismus sowie einer Anpassung [21]. Demzufolge werden Preise um 500 €/MWh erhöht, wenn der Preis 70% der Obergrenze in zumindest zwei Zeitintervallen an zumindest zwei Tagen überschreitet.

Auch wenn in dieser Hinsicht die Abwesenheit von expliziten Preisobergrenzen als erfüllt angesehen werden kann, beeinträchtigt dieses Vorgehen die ‚Absehbarkeit von regulatorischen Eingriffen‘ wie im vorangegangenen Kapitel diskutiert.

Keine impliziten Preisobergrenzen

✗ Nicht erfüllt

Es muss eine politisch/gesellschaftliche Akzeptanz von hohen Preisen im Energy-Only-Markt gegeben sein. Laut [16] ist das Fehlen von Preisspitzen die ultimative Ursache für das Missing-

Money-Problem. Man kann durchaus argumentieren, warum diese Voraussetzung tendenziell nicht gegeben ist:

- Im Zuge der Energiekrise kamen starke politische Signale, Preisspitzen zu vermeiden und den Knaptheitssignalen des Marktes zuvorzukommen. Beispiele dafür sind wie oben beschrieben die Aussetzung der Anhebung der Obergrenze für die Day-ahead Auktion, obwohl die Kriterien (Preisspitze von 4.000 €/MWh) erfüllt wurden. Darüber hinaus gab es eine Reihe von Aussagen von leitenden Politikern, die die auftretenden Preisspitzen im Zuge der Energiekrise im Jahr 2022 als Schwäche bzw. Versagen des Marktes interpretierten. Etwa dass Strom- und Gaspreise entkoppelt werden müssten [27] oder dass das derzeitige Markt-Design (Merit-Order Prinzip) nicht mehr funktionieren würde [28].
- Es gibt indirekte regulatorische Eingriffe, die entweder preisdämpfend wirken oder implizite Preisobergrenzen bedeuten. Zum Beispiel kann die Einführung von Kapazitätsmechanismen (je nach Ausgestaltung) in Nachbarländern preisdämpfend wirken, da der Stromsektor durch sehr starke Vernetzung und damit hohe Preiskonvergenz gekennzeichnet ist.
- **Nuklear als expliziter Markteingriff**

Ausreichend Zahlungsbereitschaft

?

Fraglich

Ausreichend Zahlungsbereitschaft (für ausreichende Kapazität zur Versorgungssicherheit, nicht für Energie) scheint nicht gesichert erfüllt zu sein.

Es wurde bereits festgehalten, dass die Stromnachfrage in weiten Teilen unflexibel bzw. unelastisch ist. Unelastische Nachfrage kann prinzipiell als Ausdruck hoher Zahlungsbereitschaft gewertet werden, schließlich treten dadurch Preisspitzen öfter auf, wodurch es zu einem höheren Deckungsbeitrag für marginale Kraftwerke kommt. Im Fall von Strom ist das jedoch eher eine Folge von unzureichender Flexibilität, Steuerungsmöglichkeiten oder Kenntnis über den Preis zum jeweiligen Zeitpunkt und weniger Ausdruck einer hohen Zahlungsbereitschaft.

Es könnte eher das Gegenteil der Fall sein, da Versorgungssicherheit den Charakter eines öffentlichen Guts aufweist und somit eine mangelnde Zahlungsbereitschaft vorhanden ist [29]. Als (einzelner) Konsument kann man nicht von Versorgungssicherheit ausgeschlossen werden, da ein Blackout immer flächendeckend erfolgt. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass keine Zahlungsbereitschaft für das Gut ‚Versorgungssicherheit‘ offenbart wird und dadurch auch kein optimales Niveau dafür in einem Marktprozess gefunden werden kann. [15] Das öffentliche-Gut Problem kann als extreme Form der Externalität verstanden werden, so auch in der Arbeit von [17], worin dieses Thema unter ‚Versorgungssicherheits-Externalität‘ diskutiert wird.

2.3 Missing Money: Quantitativ-historische Analyse

2.3.1 Kernfragestellung und methodischer Ansatz

Der folgende Abschnitt fokussiert auf die Frage, ob bestehende Kraftwerkskapazitäten im Setting eines Energy-Only-Markts ausreichend finanziert werden können. Ziel der Analyse ist somit ein ‚quantitativer Nachweis‘ des Missing Money auf historischer Basis für Österreich. Dazu wurden folgende Kraftwerkstechnologien untersucht:

- Gas- und Dampfkraftwerk Wasserstoff (GuD Wasserstoff)
- Gas- und Dampfkraftwerk Erdgas (GuD Erdgas)
- Gas Turbine Erdgas (GT Erdgas)
- Gas Turbine Wasserstoff (GT Wasserstoff)
- Kohle
- Speicherwasserkraft
- Laufwasserkraft
- Solar PV
- Windkraft (an Land)

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurden die gesamten Kosten (variable und fixe Kosten der Erzeugung auf Basis historischer Marktdaten und Kostenannahmen) den Erlösen (Kraftwerkseinsatz und Marktpreise) gegenübergestellt. Um der großen Unsicherheit hinsichtlich der Annahmen gerecht zu werden, wurden für alle Annahmen Szenarien gebildet und deren Höhe variiert.

Kraftwerkseinsatz

Zur Modellierung des stündlichen Kraftwerkseinsatzes wurden zwei verschiedene Ansätze verfolgt. Einerseits ein ‚theoretischer‘ Ansatz, bei dem der Kraftwerkseinsatz auf Basis von wirtschaftlichen Kriterien erfolgt und sich aus dem Verhältnis zwischen dem historischen Strompreis und den unterstellten Grenzkosten ergibt. Zum anderen wurde ein ‚historischer‘ Ansatz gewählt, bei dem die historischen Erzeugungsprofile für Österreich laut entso-e transparency platform [30] herangezogen wurden. Für den theoretischen Kraftwerkseinsatz (ausschließlich thermischen Kraftwerke) wurden die Grenzkosten aus der Summe von Variable Costs O&M (siehe Tabelle 1) sowie Variable Costs Fuel gebildet:

$$\text{Grenzkosten} = \text{Variable O\&M Kosten} + \text{Variable Brennstoffkosten}$$

Die Variable Costs Fuel ergeben sich auf Basis von Effizienz, Commodity Preis, CO2-Intensität und Preis für Co2-Zertifikate:

$$\text{Variable Brennstoffkosten} = \frac{\text{Brennstoff Preis} + \text{CO2 Preis} * \text{CO2 Intensität}}{\text{Effizienz}}$$

Dabei wurde ein optimaler Kraftwerkseinsatz unterstellt, d.h. sobald der Strompreis die Grenzkosten übersteigt, erzeugt das Kraftwerk mit der vollen Kapazität. Wenn der Strompreis unterhalb der Grenzkosten liegt, erfolgt kein Kraftwerkseinsatz. Es wird somit ideale Flexibilität unterstellt und von Rampen sowie minimal stabile Leistungsabgabe abstrahiert. Die Analyse erfolgt auf historischer Basis für die Jahre 2015-2024.

2.3.2 Annahmen und Eingangsgrößen

Preisentwicklung

Zur Entwicklung der Strompreise wurden die stündlichen Werte der EPEX Day-ahead 60-Minuten Auktion für Österreich herangezogen, Zugriff via <https://transparency.entsoe.eu/> [30]. Für die Ermittlung der Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerke wurden die Preise der Rohstoffe näherungsweise bestimmt. Dazu wurden die grafischen Informationen von tradingeconomics.com für Gas, Kohle und Co2 verwertet [31], [32], [33] und die (näherungsweise) tatsächlichen Werte mittels <https://plotdigitizer.com/> extrahiert. Anschließend wurden die Werte auf Tagesbasis interpoliert und in einem weiteren Schritt auf Monatsbasis gemittelt. Die Entwicklung der Brennstoff-, CO2- und Strompreise ist in Abbildung 3 dargestellt.

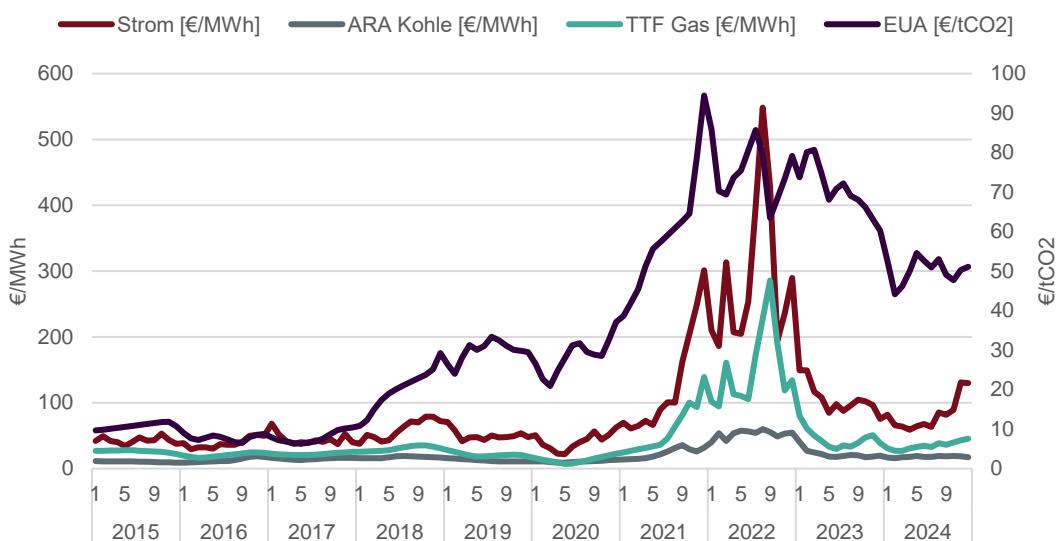


Abbildung 3 Preisentwicklung Commodities und Strom

Abbildung 4 stellt den Zusammenhang zwischen Strompreisen und Grenzkosten auf monatlicher Basis dar. Es zeigt sich, dass der Strommarkt die Grenzkosten der Stromerzeugung auf Basis der Preise für Gas und Kohle sehr deutlich widerspiegelt. Der Strompreis folgt über weite Strecken den Grenzkosten und pendelt zwischen denen eines Gas- und Dampfkraftwerks und eines Kohlekraftwerks. Je nach Marktsituation (Verhältnis der Commodity-Preise) bzw. Stromnachfrage entspricht der Strompreis tendenziell dem Minimum der Grenzkosten eines Gas- bzw. Kohlekraftwerks. Während im Jahr 2015 tendenziell Kohlekraftwerke den Preis setzen, entspricht der Strompreis seit Beginn 2019 tendenziell den Grenzkosten eines Gas- und Dampfkraftwerks.

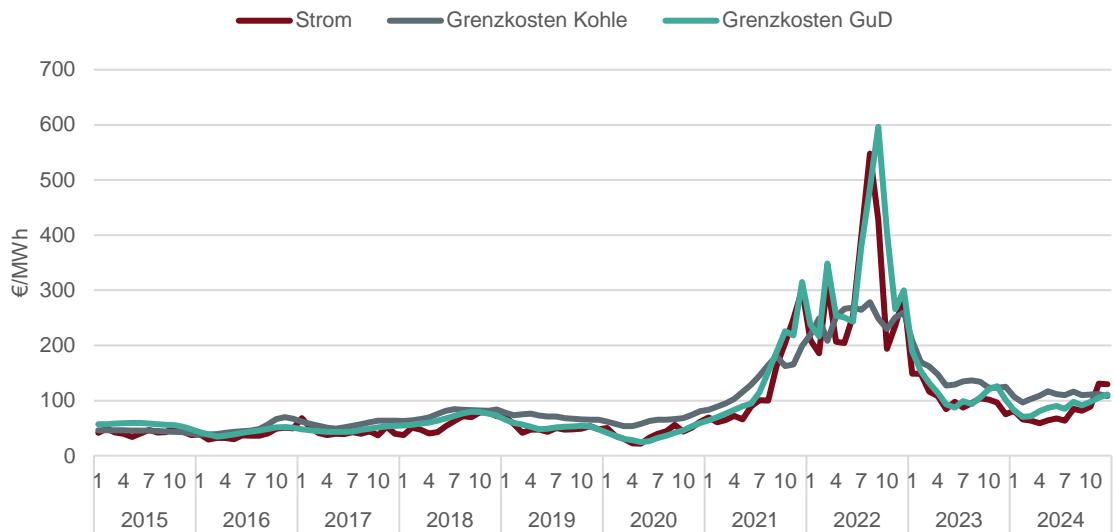


Abbildung 4 Zusammenhang Strompreis und Grenzkosten: monatlich

Investitions- und Betriebskosten, Inflation und technische Annahmen

Des Weiteren wurden generische Annahmen bezüglich der Investitions- und Betriebskosten der jeweiligen Kraftwerkstechnologie auf Basis der Fraunhofer Studie ‚Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien‘ herangezogen [34]. Für die Laufwasserkraft und Hydro Reservoir wurden Annahmen aus [35] herangezogen.

	Quelle	Anmerkung
GuD Wasserstoff	Fraunhofer	
GuD Erdgas	Fraunhofer	
Kohle	Fraunhofer	Werte für ‚Steinkohle‘ herangezogen
GT Wasserstoff	Fraunhofer	
GT Erdgas	Fraunhofer	
Speicherwasserkraft	Schröder et al	WACC von Windkraft übernommen, CAPEX und OPEX +/- 10% für Szenarien hoch/niedrig.
Laufwasserkraft	Schröder et al	WACC von Windkraft übernommen, CAPEX und OPEX +/- 10% für Szenarien hoch/niedrig
Solar PV	Fraunhofer	Werte für ‚PV-Freiflächen ab 1000 kWp‘
Windkraft	Fraunhofer	Werte für ‚Wind Onshore‘

Tabelle 1: Quellenübersicht

Um einen adäquaten Unsicherheitsbereich in die Analyse aufzunehmen, wurden sämtliche Werte aus [34] für ‚hoch‘ und ‚niedrig‘ herangezogen. Für Laufwasserkraft und Speicherkraftwerke wurden die CAPEX Werte aus [35] um +/- 10% variiert und für die Vergleichbarkeit mit den anderen Werten auf

reale Geldwerteinheiten 2024 konvertiert. Darüber hinaus wurden ausgehend von den durchschnittlichen Werten, die Werte für WACC um -1/+3 %, für Fixed O&M um +/- 1 €/kW/a und für Variable O&M um +/- 0.5 variiert. Eine Zusammenfassung der Werte ist in Tabelle 2 und Tabelle 3 dargestellt. Sämtliche Werte entsprechen realen Geldwerteinheiten 2024, der WACC ist in realen Einheiten zu verstehen.

	CAPEX [MEUR/MW]		WACC [%]	
	Szenario „hoch“	Szenario „niedrig“	Szenario „hoch“	Szenario „niedrig“
GuD Wasserstoff	2.40	1.10	9.9%	5.9%
GuD Erdgas	1.30	0.90	9.4%	5.4%
Kohle	2.30	1.70	9.8%	5.8%
GT Wasserstoff	1.20	0.55	9.9%	5.9%
GT Erdgas	0.70	0.45	9.4%	5.4%
Speicherwasserkraft	3.28	2.68	6.9%	2.9%
Laufwasserkraft	4.91	4.02	6.9%	2.9%
Solar PV	0.90	0.70	6.5%	2.5%
Windkraft	1.90	1.30	6.9%	2.9%

Tabelle 2: Annahmen zu Investitions- und Kapitalkosten

	Variable O & M [€/MWh]		Fixe O & M [€/kW/a]	
	Szenario „hoch“	Szenario „niedrig“	Szenario „hoch“	Szenario „niedrig“
GuD Wasserstoff	5.5	4.5	26.0	24.0
GuD Erdgas	5.5	4.5	21.0	19.0
Kohle	5.5	4.5	38.0	36.0
GT Wasserstoff	4.5	3.5	24.0	22.0
GT Erdgas	4.5	3.5	24.0	22.0
Speicherwasserkraft	0.5	0.0	30.8	28.8
Laufwasserkraft	0.5	0.0	90.3	88.3
Solar PV	0.5	0.0	14.3	12.3
Windkraft	7.5	6.5	33.0	31.0

Tabelle 3: Annahmen zu Betriebskosten

Tabelle 4 zeigt die Annahmen zur Effizienz und der Lebensdauer. Auch hier wurden die Werte der ursprünglichen Quellen um +/- 1% (Effizienz) und +/- 2 Jahre (Lebensdauer) variiert.

	Effizienz [LHV]		Lebensdauer [Jahre]	
	Szenario „hoch“	Szenario „niedrig“	Szenario „hoch“	Szenario „niedrig“
GuD Wasserstoff	61%	59%	32	28
GuD Erdgas	61%	59%	32	28
Kohle	40%	38%	32	28
GT Wasserstoff	41%	39%	32	28
GT Erdgas	41%	39%	32	28
Speicherwasserkraft	100%	100%	52	48

Laufwasserkraft	100%	100%	52	48
Solar PV	100%	100%	32	28
Windkraft	100%	100%	27	23

Tabelle 4: Annahmen zu Effizienz und Lebensdauer

Für Kohle, Erdgas und CO₂ wurden die Brennstoffkosten auf Basis der historischen Entwicklung (Abbildung 3) herangezogen. Für Wasserstoff wurden für die Szenarien hoch/mittel die Werte 3/6 €/kg angenommen. Aufgrund der Tatsache, dass nahezu alle Annahmen einer gewissen Unsicherheit unterliegen, wurden für alle Annahmen (mit Ausnahme der historischen Strom-, Brennstoff und CO₂ Kosten) entlang der Szenarien ‚hoch‘ und ‚niedrig‘ in einer plausiblen Bandbreite variiert. Für die Auswertung wurden sämtliche Szenario-Kombinationen herangezogen. Da es sieben Dimensionen (CAPEX, WACC; VOM, FOM, Effizienz, Lebensdauer und H₂-Preise) in zwei Ausprägungen (hoch, niedrig) gibt, ergeben sich für jeden der neun Kraftwerkstypen $2^7 = 128$ Kombinationsmöglichkeiten. Darüber hinaus wurden zehn historische Jahre (2015-2024) betrachtet, woraus sich 1.280 Beobachtungen für jeden Kraftwerkstyp ergeben.

Darüber hinaus wurden Annahmen zur Co₂-Intensität der jeweiligen Energieträger getroffen. Diese sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

	Gas	Coal
Co ₂ -Intensität (kg Co ₂ / GJ)	50.3	88.3

Tabelle 5: Annahmen zur CO₂-Intensität

Die nominalen Geldwerte hinsichtlich der Strom- und Commoditypreise wurden auf reale Werte 2024 angepasst, basierend auf den Inflationsdaten für Österreich laut des Harmonisierten Verbraucherpreisindex (HICP) von Eurostat [36].

Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Index	1.34	1.33	1.30	1.27	1.25	1.24	1.20	1.11	1.03

Tabelle 6: Inflationsanpassung auf Basis des jährlichen HICP für Österreich laut HICP Eurostat

Ansatz zum Kraftwerkseinsatz

2.3.3 Resultate

Auslastung

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen den Kraftwerkseinsatz auf Jahresbasis für den theoretischen/historischen Ansatz. Zunächst ist evident, dass der theoretische Ansatz nicht mit den historischen Daten korrespondiert und zu deutlich abweichenden Ergebnissen führt. Während der ‚theoretische‘ Ansatz zu einer Auslastung von 30-40% für Gas und 40-80% für Kohle führt, ergibt sich im historischen Ansatz ein Einsatz von etwa 20-30%.

Das ist eine direkte Folge der impliziten idealen Flexibilität, die das modellierte Kraftwerk besitzt. In der theoretischen Betrachtung besteht keinerlei Einschränkung bezüglich Anfahrtsrampen. Das Kraftwerk kann somit voll flexibel agieren und den Deckungsbeitrag maximieren. In der Realität ist die Flexibilität

stärker eingeschränkt, zumindest aufgrund technischer Limitationen bzgl. Startrampen (vor allem bei Kohle), aber auch aufgrund von Wärmelieferungsverpflichtungen.

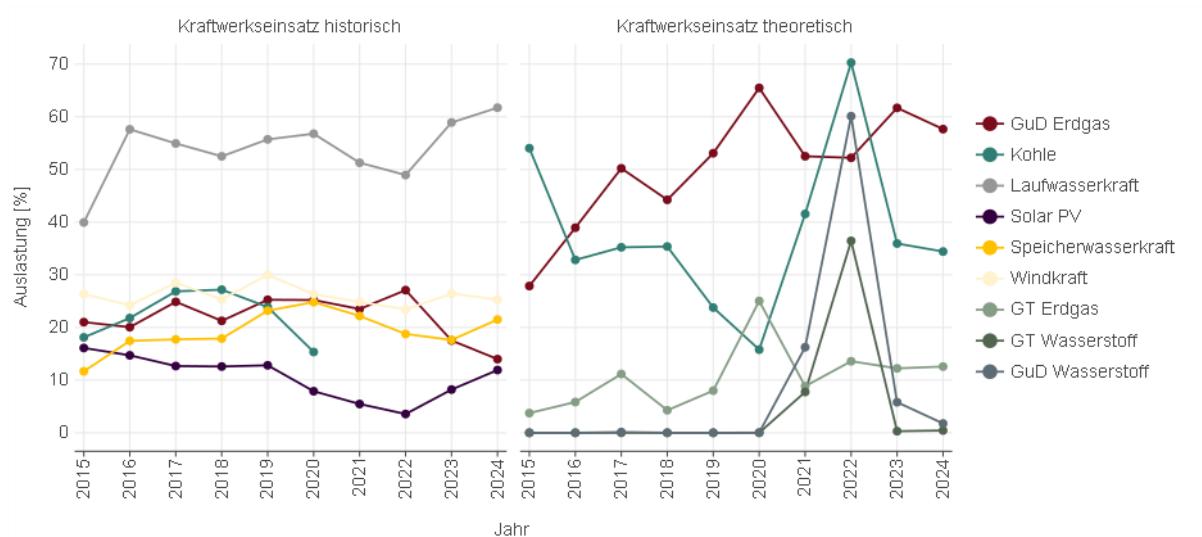


Abbildung 5 Jährliche Kraftwerksauslastung diverser Technologien für historischen/theoretischen Kraftwerkseinsatz.

Abbildung 7 stellt noch einmal den Kraftwerkseinsatz der beiden Ansätze auf stündlicher Ebene gegenüber. Daraus wird der Unterschied klar ersichtlich: Das modellierte Kraftwerk agiert deutlich flexibler (und profitmaximierend) und kann somit einen deutlich höheren Deckungsbeitrag erwirtschaften. Die historischen Profile korrelieren durchaus mit der theoretisch optimalen Version, der Kraftwerkseinsatz fällt jedoch deutlich trüger aus.

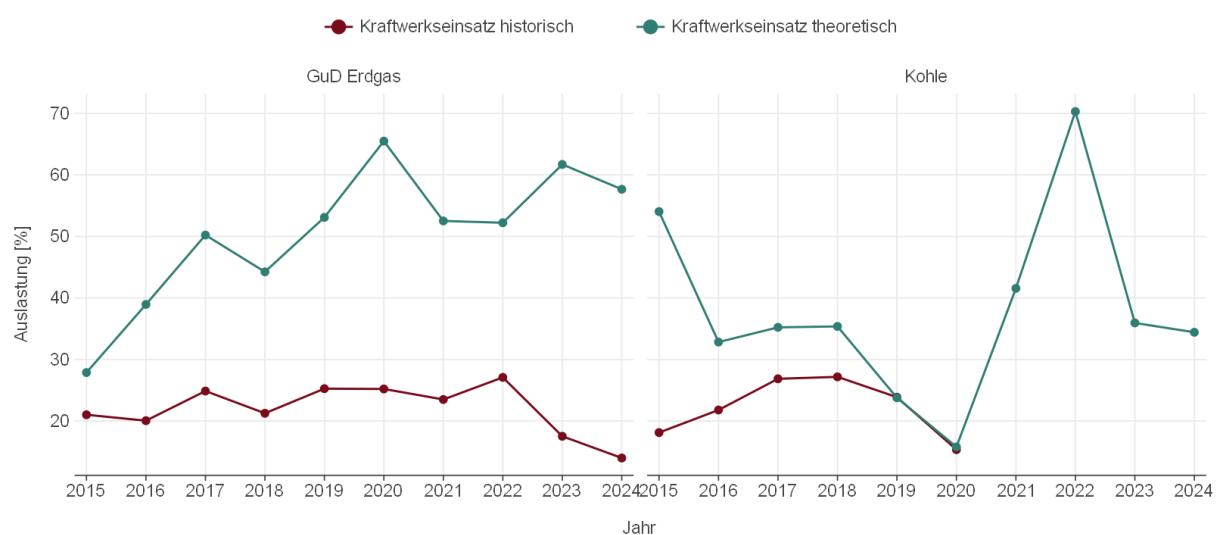


Abbildung 6 Jährliche Kraftwerksauslastung für Kohle/GuD für historischen/theoretischen Kraftwerkseinsatz

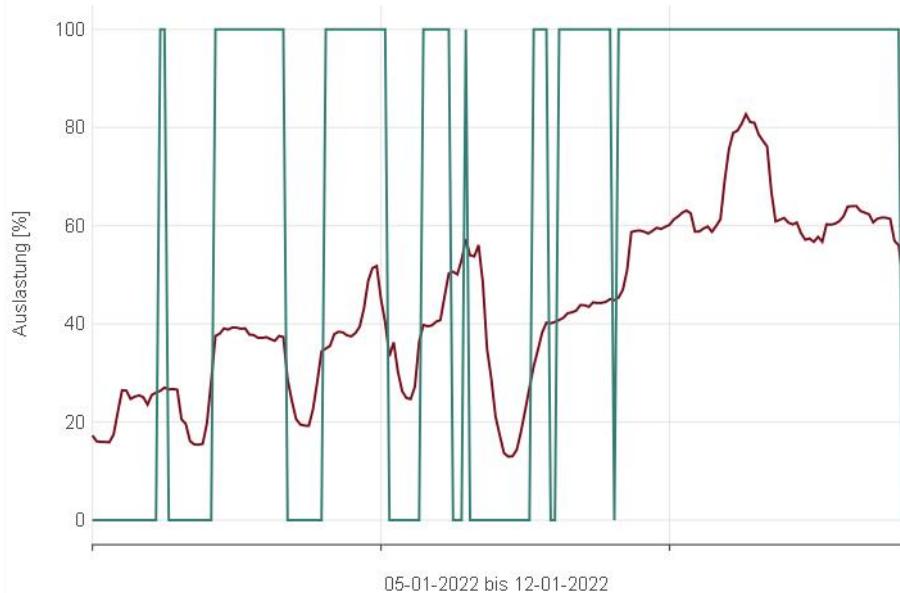


Abbildung 7 Stündliche Kraftwerksauslastung für GuD für historischen/theoretischen Kraftwerkseinsatz

Wirtschaftlichkeit

Abbildung 8 zeigt die über alle Szenario-Kombinationen gemittelten Profite auf jährlicher Basis und stellt die Ergebnisse des theoretischen und historischen Kraftwerkseinsatzes gegenüber. Zunächst zeigt sich, dass die Profite über die Jahre stark schwanken, wobei das für alle Kraftwerkstypen gilt. Des Weiteren zeigt sich, dass nahezu alle Kraftwerkstypen bis 2021 Geld verloren. Mit Beginn der Energiekrise Ende 2021 bis in das Jahr 2024 sind die beobachtbaren Profite von GuD Erdgas sowohl in der theoretischen als auch historischen Betrachtung merklich angestiegen. Erneuerbare Erzeugungstechnologien (Laufwasserkraft, Speicherwasserkraft, Solar PV und Wind) erlebten 2022 einen sprunghaften Anstieg der Profite bzw. eine Umkehr von Verlusten in Gewinne.

Zum einen ist ersichtlich, dass abseits der Jahre der Energiekrise (2021+2022) für keinen Kraftwerkstyp ausreichend Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden konnte, um die laufenden Kosten zu decken. Zum anderen hatten die Jahre der Energiekrise (2021+2022) eine signifikant positive Auswirkung auf die Erlöse aller Kraftwerkstypen.

Abbildung 9 vergleicht direkt die Profite zwischen dem historischen und dem theoretischen Kraftwerkseinsatz für Kohle und GuD Erdgas. Daraus zeigt, sich, dass die theoretische Betrachtung konsequent optimistischere Resultate liefert, als sich aus den historisch beobachtbaren Einsatzzeiten ableiten lassen würde.

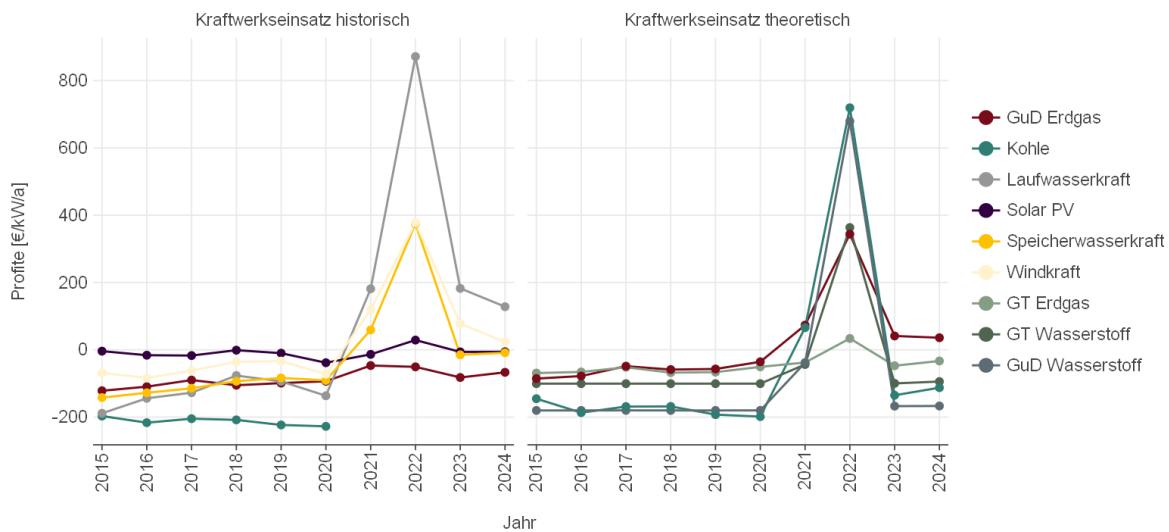


Abbildung 8 Mittlere Profite über alle Szenarien auf Basis historischer Erzeugungsprofile

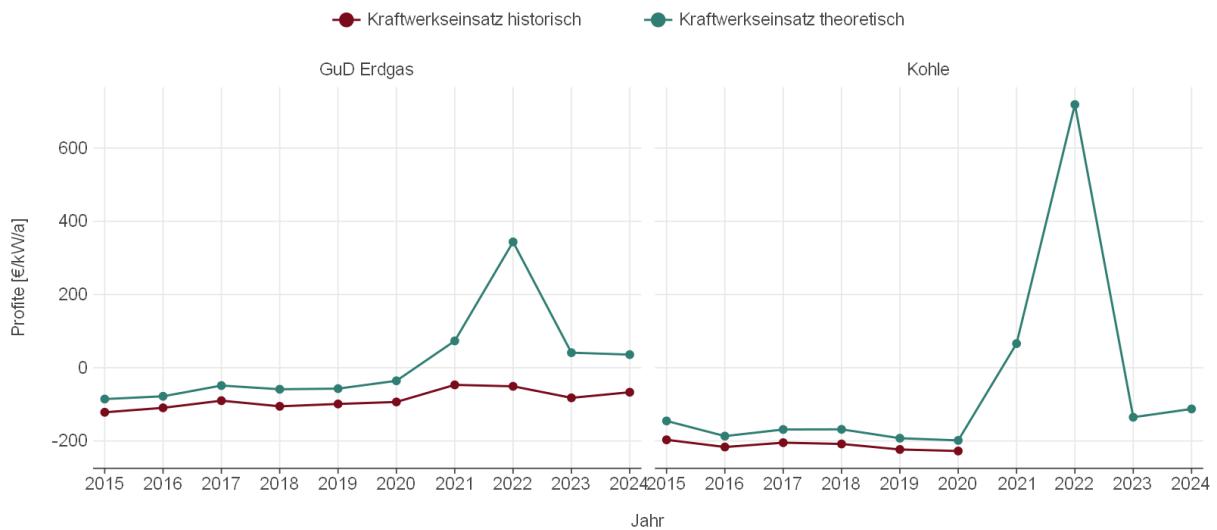


Abbildung 9 Mittlere Profite über alle Szenarien verglichen zwischen historischem und theoretischem Kraftwerkseinsatz

Der Mittelwert der Profite über den gesamten Zeitraum (2015-2024) und alle Szenarien ist in Abbildung 10 dargestellt. Wenig überraschend zeigen sich die allermeisten Kraftwerkstypen im Durchschnitt verlustreich. Für GuD Erdgas ergibt sich in der historischen Betrachtungsweise ein ‚Missing money‘ von etwa 80 €/kW, in der theoretischen Betrachtung ist die Technologie knapp kostendeckend. Wichtig zu beachten ist an dieser Stelle, dass es sich hier um eine Durchschnittsbetrachtung handelt, die zehn historische Jahre und 128 Szenario-Kombinationen umfasst. Die Schwankungsbreite dahinter ist

TeKaVe | Energie.Frei.Raum - 3. Ausschreibung

durchaus groß und die Jahre der Energiekrise 2021-2023 stellen außerordentliche Ereignisse dar, die die Durchschnittsbetrachtung wesentlich verzerren.

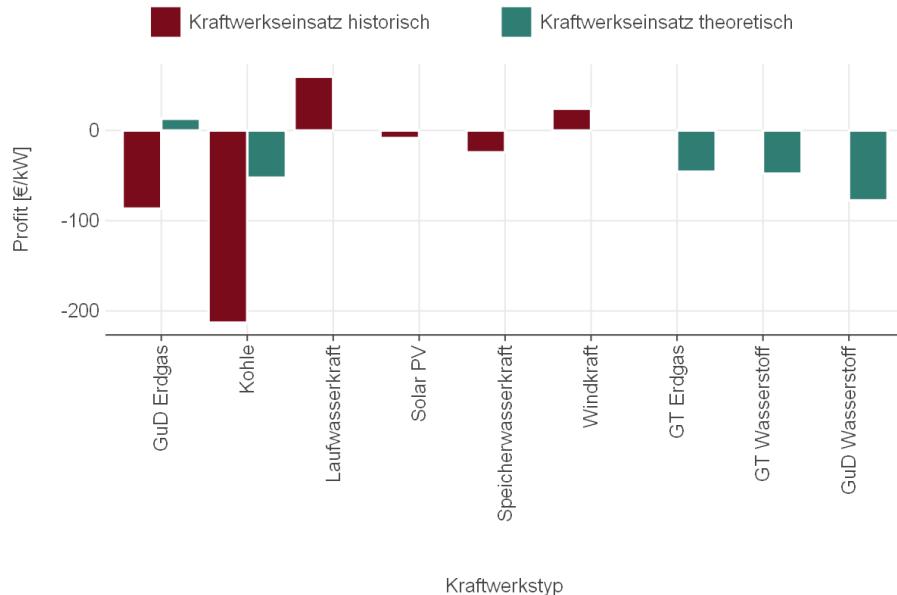


Abbildung 10 Mittlere Profite über alle Jahre und Szenarien in beiden Betrachtungsweisen

Abbildung 11 illustriert die Schwankungsbreite hinter den Durchschnittsergebnissen in Form von Boxplots². Während die Resultate für GuD Erdgas in der historischen Betrachtung zwischen -200 €/kW und 0 €/kW schwanken, schwanken die Profite in der theoretischen Betrachtung in 50% der Fälle zwischen -50 €/kW und +50 €/kW.

Für GuD Wasserstoff stellt sich die Sache noch volatiler und verlustreicher dar. In zumindest 75% der Fälle ergibt sich ein Verlust von mindestens 100 €/kW. Auf Basis der angenommenen Preise für Wasserstoff von 3 €/kg bzw. 6 €/kg ergibt sich ausschließlich in den Jahren 2021 und 2022 eine positive Auslastung. Aufgrund der äußerst hohen Strompreise in diesen Jahren stellt ergibt sich jedoch ein günstiges Verhältnis zwischen Input- und Outputpreisen, wodurch sich hohe Gewinne ergeben.

Relativ robuste Ergebnisse zeigen sich für Solar PV: Hier ist die Schwankungsbreite äußerst gering, defacto -50 bis + 50 €/kW in 90% der Fälle.

Für die Interpretation an dieser Stelle ist jedoch erwähnenswert, dass die Bewertung auf Grundlage von geschätzten Investitionskosten im Jahr 2024 gegen historische Preise zwischen 2015 und 2024 erfolgt. Aufgrund der stark gefallenen Investitionskosten von Solar PV im vergangenen Jahrzehnt kann demnach nicht die Schlussfolgerung gezogen werden, dass bestehende Anlagen dieses Typs genau diese Profitabilität aufweisen.

² Die Boxplot-Whiskers stellen das 95% und 5% Perzentil dar, während die Box das erste und dritte Quartil abbilden.

Äußerst volatil stellt sich auch die Laufwasserkraft dar, da sie nicht nur preislichen Schwankungen, sondern auch Schwankungen im Dargebot unterliegt. In den mittleren 50% der Fälle ergeben sich hier Gewinne bzw. Verluste zwischen -200 und +100 €/kW. Bei der Interpretation ist jedoch Vorsicht geboten, da auch hier historische Preise mit Investitionskosten aus dem Jahr 2024 gegenübergestellt werden.

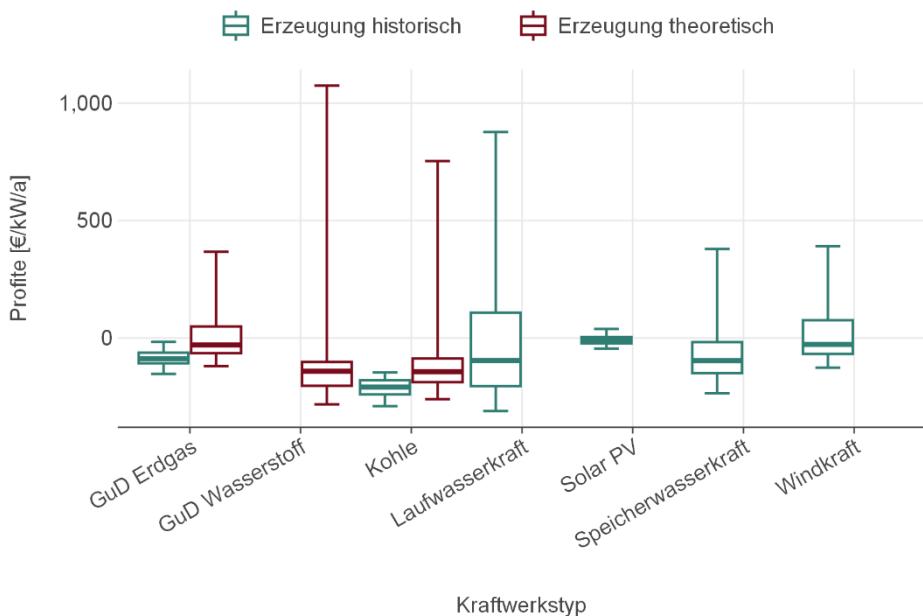


Abbildung 11 Verteilung der Profite über alle Jahre und Szenarien in beiden Betrachtungsweisen

Abbildung 12 stellt noch einmal die volle Schwankungsbreite und Größenordnung von Deckungsbeitrag und Fixkosten für alle Kraftwerkstypen und Kraftwerkseinsatzmodalitäten dar. Augenscheinlich ist dabei, dass der Deckungsbeitrag weitaus größeren Schwankungsbreiten ausgesetzt ist als die Kostenseite. Trotz Variation der Investitions- und Betriebskosten, WACC und Lebensdauer ergeben sich bei weitem nicht so hohe Schwankungsbreiten wie auf der Erlösseite. Dies spiegelt die hohe Volatilität im Strommarkt wider.

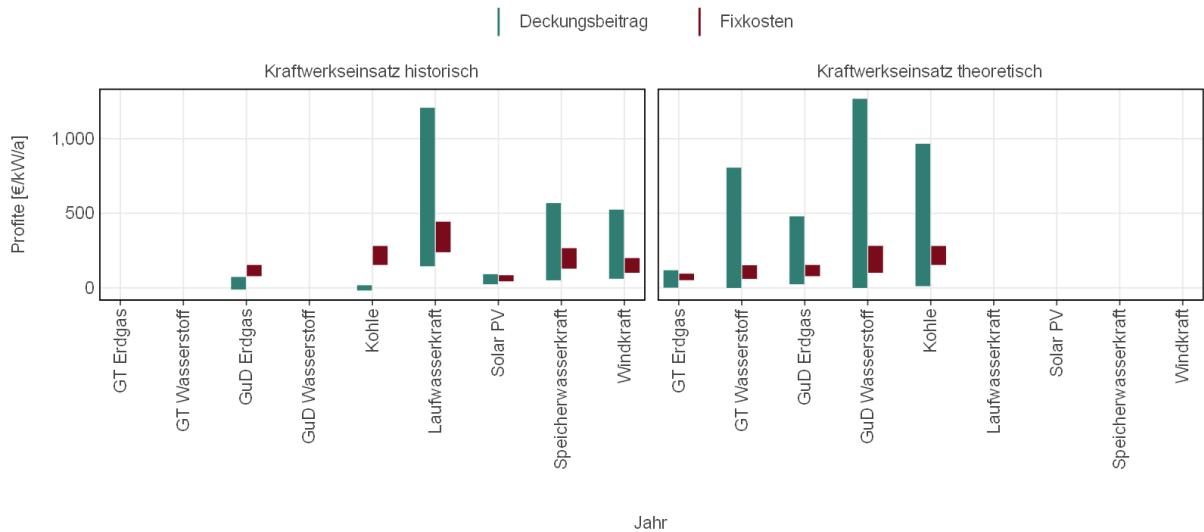


Abbildung 12 Schwankungsbreite der Deckungsbeiträge und Fixkosten über alle Jahre, Szenarien und Betrachtungsweisen

In Bezug auf ‚Missing-Money‘ können daher folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Ein erdgasbasiertes Gas- und Dampfkraftwerk kann auf Basis der letzten 10 Jahre unter idealen Bedingungen annähernd kostendeckend betrieben werden. Die Aussagekraft hängt jedoch stark an der betrachteten Zeitperiode (2015-2024) und den zugrundeliegenden Annahmen über vollständig flexiblen Kraftwerkseinsatz. Auf Basis der historischen Erzeugungsprofile kann diese Aussage nicht gestützt werden
- Ein Kohlekraftwerk ist wirtschaftlich darstellbar, die Fixkosten können rein auf Basis der Markterlöse abgedeckt werden
- Der Betrieb einer Gasturbine ist auf Basis der Markterlöse nicht finanzierbar, es ergeben sich zu wenig Einsatzzeiten um ausreichend Deckungsbeitrag zu erwirtschaften

Mit einem Blick auf den zeitlichen Verlauf der Erlöse (Abbildung 8) relativieren sich daher die zuvor getroffenen Aussagen bezüglich der Rentabilität von Kraftwerkstypen stark. Unter Ausschluss der Jahre 2021+2022 wird auch für das Kohlekraftwerk ein wirtschaftlicher marktbasierter Betrieb unmöglich und das ‚Missing Money‘ für die gasbasierten Technologien deutlich größer.

2.3.4 Schlussfolgerung, Einordnung und Limitation

Zusammenfassend lassen sich folgende Kernaussagen treffen

- Auf Basis der historischen Preisentwicklung ergeben sich keine starken Investitionsanreize in GuD, Kohle oder GT
- Der zentrale GuD Kraftwerkstyp kann im betrachteten Zeitraum ausreichend Deckungsbeitrag zur Deckung der Fixkosten erwirtschaften. Diese Erkenntnis steht und fällt jedoch mit der Inklusion des Jahres 2022 und gilt nur unter einer idealen Kraftwerksflexibilität, die in der Realität tatsächlich nicht gegeben ist

Limitationen

Zunächst muss festgehalten werden, dass sämtliche Aussagen nur auf Basis des hier (relativ eng) gesetzten Analyserahmens gelten und keinen Anspruch auf allgemeine Gültigkeit haben. Vor allem der begrenzte Analysezeitraum (10 Jahre) ist vor dem Hintergrund einer typischen Kraftwerkslebensdauer (25+ Jahre) relativ kurz gewählt und beinhaltet darüber hinaus eine signifikante Volatilität innerhalb des Zeitraums.

Darüber hinaus sind zumindest folgende Limitationen zu bedenken:

- **Keine Delivery Charges:** für die Berechnung der Grenzkosten auf Basis der Brennstoffkosten wurde keine Gebühr für die Lieferung von Gas/Kohle zum Kraftwerk berücksichtigt
- **Gas Preise auf Basis von TTF:** Annahmen zum Gaspreis wurden auf Basis des Preises an der niederländischen Börse genommen. Diese sind nicht 1:1 anwendbar auf den österreichischen Markt, stellen aber eine ausreichende Approximation dar
- **Annahme von günstigen Technologieparametern:** Technologiekosten entsprechen den derzeitigen (2024) Werten. Bei Gegenüberstellung mit historischen Preisen ergibt sich somit eine optimistische Einschätzung
- **Volle Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes:** Alle Kraftwerkstypen können mit voller Flexibilität am Markt agieren, das ist unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen unrealistisch
- **Effizienz bei optimaler Auslastung:** zur Berechnung der Grenzkosten wurde die maximale Effizienz bei voller Auslastung angenommen
- **Nur Spotmärkte berücksichtigt** Verkauf (Strom) nur gegen Day-ahead Preise, Forward Märkte nicht berücksichtigt. Damit ergeben sich mehr Preisspitzen
- **Berücksichtigung Jahr 2022 wurde mit 1/9 Gewicht** spricht für optimistische Betrachtung

Sämtlichen hier genannten Limitationen sprechen tendenziell für eine Überschätzung der Erlöse. Darüber hinaus gibt es aber auch noch Argumente, die für eine Unterschätzung sprechen.

- Keine Erlöse aus Regelenergie berücksichtigt
- Keine Erlöse aus Redispatch³ berücksichtigt
- Keine Erlöse aus Wärmeauskopplung (für KWK)

3 ARTEN VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Im Allgemeinen können Kapazitätsmechanismen in folgende Typen unterteilt werden:

- **Gezielte Mechanismen**
 - Belohnen nur bestimmte Technologien (z.B. strategische Reserve in Deutschland)
- **Marktweite Mechanismen**
 - Belohnen alle Kapazitäten
- **Volumenbasierte Mechanismen**

³ Vergütung Redispatch erfolgt in Österreich kostenbasiert, d.h. hier ist kein zusätzlicher Deckungsbeitrag zu erwarten

- Erforderliche Kapazität wird durch eine Bewertung der Versorgungssicherheit entschieden
- Der Markt bestimmt den Preis
- **Preisbasierte Mechanismen**
 - Der Preis wird von politischen Entscheidungsträgern festgelegt
 - Investoren entscheiden, wie viel sie investieren/bereitstellen wollen
- **Dezentrale Mechanismen**
 - Nachfrage und Beschaffung werden dezentral organisiert
 - Verbraucher erwerben Kapazitätszertifikate von Kapazitätsanbietern
- **Zentrale Mechanismen**
 - Gesamtbedarf an Kapazität wird von einer zentralen Stelle (z.B. Übertragungsnetzbetreiber) reguliert und beschafft

Eine Übersicht der Typen ist in Abbildung 13 dargestellt.



Abbildung 13 Übersicht der unterschiedlichen Arten und Ausprägungen von Kapazitätsmechanismen (basierend auf [37])

3.1 Gezielte Mechanismen

Gezielte Mechanismen belohnen nur bestimmte Technologien. Sie identifizieren die zusätzlich benötigte Kapazität, die über das hinausgeht, was der Markt natürlicherweise bereitstellen würde, und unterstützen nur diese zusätzliche „Top-up“-Kapazität. Es gibt drei Haupttypen:

1. **Ausschreibung für neue Kapazität:** Dies beinhaltet die Finanzierung des Baus eines Kraftwerks zur Bereitstellung der zusätzlichen Kapazität, das dann am Markt betrieben wird, möglicherweise im Rahmen eines Strombezugsvertrags (power purchase agreement- PPA).
2. **Strategische Reserve:** Bei diesem Modell wird zusätzliche Kapazität vertraglich gesichert und als Reserve gehalten, die nur unter bestimmten Bedingungen genutzt wird, wie

Kapazitätsengpässen oder hohen Strompreisen, typischerweise zur Aufrechterhaltung bestehender Kapazitäten.

3. **Gezielte Kapazitätszahlung:** Eine zentrale Stelle setzt einen Preis für Kapazität fest und zahlt diesen an eine spezifische Untergruppe der am Markt agierenden Kapazitäten, basierend auf Technologie oder anderen Kriterien.

Sowohl die Modelle der strategischen Reserve als auch der Ausschreibung sind volumenbasiert und bestimmen die unterstützte Kapazitätsmenge im Voraus, im Gegensatz zum preisbasierten Modell der gezielten Kapazitätszahlung, das den Typ, aber nicht die Menge der Kapazität einschränkt, die Zahlungen erhält.

3.2 Marktweite Mechanismen

Bei einem marktweiten Mechanismus erhalten alle Kapazitäten, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendig sind, Zahlungen, wobei sowohl bestehende als auch neue Kapazitätsanbieter abgedeckt werden. Dies schafft effektiv einen eigenständigen Markt für 'Kapazität', getrennt vom 'Strommarkt'. Es gibt drei Grundtypen:

1. **Zentraler Käufer:** Eine zentral festgelegte Gesamtkapazität wird durch ein zentrales Ausschreibungsverfahren beschafft, wobei der Markt den Preis bestimmt.
2. **Dezentrale Verpflichtung:** Stromlieferanten/Händler sind verpflichtet, Verträge mit Kapazitätsanbietern abzuschließen, um die Gesamtkapazität zu sichern, die benötigt wird, um die Nachfrage ihrer Verbraucher zu decken, wobei die Marktkräfte den Preis ohne ein zentrales Ausschreibungsverfahren bestimmen.
3. **Marktweite Kapazitätszahlung:** Ein zentral festgelegter Kapazitätspreis, basierend auf Schätzungen, die erforderlich sind, um eine ausreichende Gesamtkapazität zu gewährleisten, wird an alle Kapazitätsanbieter des Marktes gezahlt.

Die Modelle des zentralen Käufers und der dezentralen Verpflichtung sind volumenbasiert und legen die erforderliche Kapazitätsmenge im Voraus fest, wobei die Preise durch den Markt bestimmt werden. Das Modell der marktweiten Kapazitätszahlung ist preisbasiert und legt den Kapazitätspreis im Voraus fest, wobei die Kapazitätsmenge variabel und auf die Marktreaktion basierend ist.

3.3 Kapazitätsmechanismen in Europa

Es gibt acht EU-Mitgliedsstaaten mit aktiven Kapazitätsmechanismen: Belgien, Finnland, Frankreich, Deutschland, Irland (SEM), Italien, Polen und Schweden. Drei von ihnen (Finnland, Deutschland und Schweden) haben strategische Reserven eingerichtet, während die fünf anderen Mitgliedsstaaten marktweite Kapazitätsmechanismen unterhalten. Spanien und Portugal haben keinen aktiven Kapazitätsmechanismus, aber einige langfristige Altverträge (gezielte Kapazitätszahlungen) gelten

noch. Abbildung 14 und Tabelle 7 zeigen den historischen Status der Kapazitätsmechanismen in Europa [38].

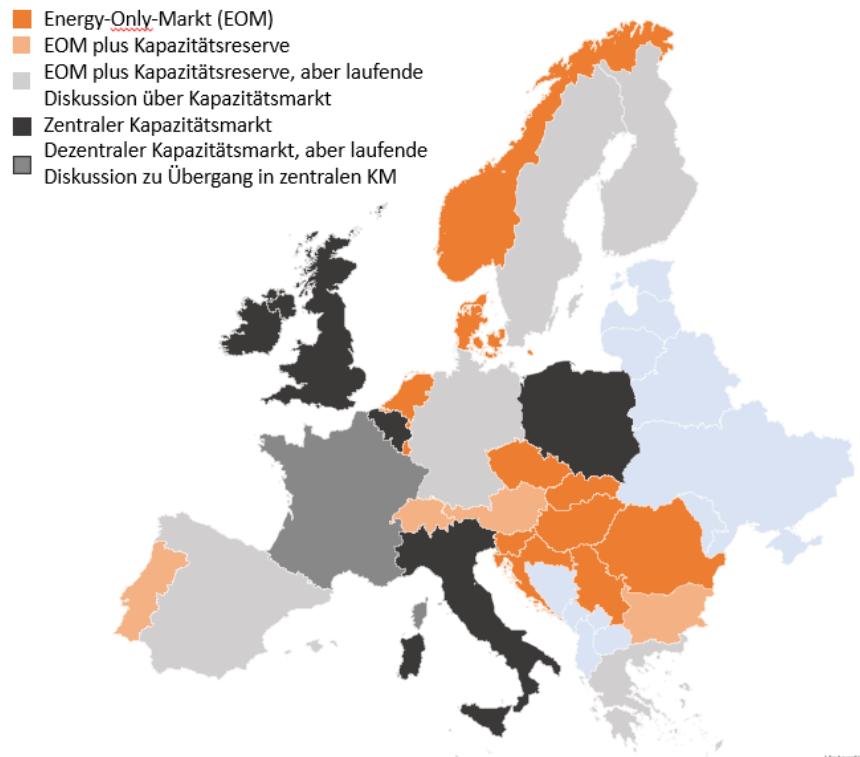


Abbildung 14 Überblick über aktive und in Diskussion befindliche Kapazitätsmechanismen in Europa (basierend auf [29])

Tabelle 7 Überblick über aktive Kapazitätsmechanismen in Europa (Aktualisierung und Erweiterung von [37])

Gezielt	Ausschreibung für neue Kapazität	Strategische Reserve	Gezielte Kapazitätszahlungen
Frankreich		Deutschland	Portugal
Kroatien		Schweden	Spanien
Spanien		Finnland	Polen
	Polen (Unterbrechbarkeitsregelung)		Italien

		Frankreich (Unterbrechbarkeitsregelung)	
		Italien (Unterbrechbarkeitsregelung)	
Markt weit	Zentraler Käufer	Dezentraler Käufer	Kapazitätszahlung
	Irland	Frankreich	Irland
	Italien		
	Polen		
	Belgien		
	Vereinigtes Königreich		

In den folgenden Kapiteln folgt ein Überblick über die verschiedenen Kapazitätsmechanismus-Typen, anhand konkreter Länderbeispiele.

4 GEZIELTE KAPAZITÄTSMECHANISMEN

4.1 Ausschreibung für neue Kapazität

Übersicht. Unterstützt werden neue Investitionsprojekte, um die erforderliche Kapazität bereitzustellen. Kann über einen Markt organisiert sein, oder durch einen Stromabnahmevertrag unterstützt werden. volumenbasiert:

4.1.1 Beispiele

4.1.1.1 Frankreich – AOLT

Ausschreibung. In Frankreich sind Ausschreibungen für neue Kapazitäten darauf ausgelegt, die Energiesicherheit zu gewährleisten und neue Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu fördern. Daher gibt der für Energie zuständige Minister jedes Jahr eine Aufforderung zur Einreichung von Angeboten für neue Kapazitäten heraus, wenn ein Nutzen für das soziale Wohlergehen festgestellt wird. Dieser Prozess findet vier Jahre vor dem Lieferjahr statt und zielt darauf ab, Sichtbarkeit und einen stabilen Preis zu bieten, um neue Investitionen zu erleichtern [39].

Vergütung. Der garantierte Preis, der am Ende jeder Ausschreibung festgelegt wird, dient als Referenzpreis für die vergebenen Verträge. Bieter, die Angebote unter dem garantierten Preis einreichen, werden ausgewählt und erhalten einen Differenzvertrag (CFD- contract for differences). Dieser Vertrag stellt über einen garantierten Preis eine stabile Vergütung für einen Zeitraum von sieben Jahren sicher. Während des Ausschreibungszeitraums erhalten erfolgreiche Bieter die Differenz, wenn der garantierte Preis den marktbestimmten Preis übersteigt. Umgekehrt muss der Bieter die Differenz zahlen, wenn der marktbestimmte Preis höher ist [39].

Teilnahme. Berechtigte Erzeugungskapazitäten müssen bestimmte Kriterien erfüllen: Sie müssen sich in Frankreich befinden, dürfen nicht von bestehenden Unterstützungsmechanismen profitieren und dürfen keinen vorherigen Zertifizierungsanträgen oder Anschlussvereinbarungen unterliegen, bevor die Gewinner benannt werden. Außerdem muss eine neue Betriebsgenehmigung aufgrund einer Erhöhung der installierten Leistung um mindestens 20 % oder einer Änderung der primären Energiequelle vorliegen. Ebenso muss die berechtigte Lastreduzierungs Kapazität in Frankreich angesiedelt sein. Sie darf vor dem 29. Dezember 2028 nicht von der Vergütung für Lastreduzierungen in Marktmechanismen profitiert haben oder muss ihre Vertragsleistung seit der letzten Teilnahme vor diesem Datum um mindestens 20 % erhöht haben. Sie darf nicht mehr als sechs Jahre Vergütung aus Nachfragereaktion oder neuen Kapazitätsausschreibungen erhalten haben und sollte nicht von Unterstützungsmechanismen profitieren. Darüber hinaus dürfen die Bieter nur ein einziges Lastreduzierungs Kapazitätsprojekt vorschlagen [39].

4.1.1.2 Kroatien – Tender für Marktprämien

Ausschreibung. Im April 2024 kündigte der kroatische Energiemarktbetreiber HROTE Pläne an, eine öffentliche Ausschreibung zur Unterstützung der Erzeugung von 607 MW Strom aus erneuerbaren Quellen durch Marktprämien durchzuführen. HROTE gab einen öffentlichen Aufruf zur Einreichung von Angeboten heraus, in dem die Bedingungen für die Teilnahme an dieser Ausschreibung festgelegt wurden. Das Ausschreibungsverfahren war sechzig Tage lang geöffnet [40].

Vergütung. Die Marktprämie ist ein Anreizmechanismus, bei dem HROTE die Erzeuger für die Differenz zwischen dem Vertragspreis und dem Marktpreis für Strom entschädigt. Jedes Projekt kann eine maximale Förderung von 30 Millionen Euro erhalten. Für 2024 beträgt der Gesamtbetrag der staatlichen Anreize im Rahmen des jährlichen Programms von HROTE zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, durch Marktprämien und garantierte Abnahmepreise, 257,2 Millionen Euro für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 200 kW [40].

Teilnahme. Die öffentliche Ausschreibung ist auf neue Projekte beschränkt, insbesondere 150 MW Windkraft, 450 MW Solarenergie und 7,25 MW kleine Wasserkraftwerke. Sie gilt für Stromerzeugungskapazitäten von mehr als 200 kW [40].

4.1.1.3 Spanien – Ausschreibung für den Zugang zur Kapazität bestimmter Knotenpunkte des Stromnetzes

Ausschreibung. Im Juni 2022 hat das spanische Energieministerium den Entwurf einer Ministerialverordnung veröffentlicht, die die Ausschreibung für bestehende Kapazitäten in 17 Knotenpunkten des Stromübertragungsnetzes bis zu einer Gesamtleistung von 5.844 MW regelt. Neue Ausschreibungen sollen alle sechs Monate stattfinden. Ziel der Ausschreibung ist es, die Installation von synchronen Stromerzeugungsmodulen zu fördern, um die Versorgungssicherheit und Systemflexibilität zu gewährleisten sowie die Integration anderer Technologien wie Photovoltaik oder Windkraft zu ermöglichen. Die ausgewählten Knotenpunkte sind Übergangsknotenpunkte, an denen der spanische Stromübertragungsnetzbetreiber REE ein Überangebot an synchroner Kapazität im Vergleich zur verfügbaren asynchronen Kapazität festgestellt hat und die erforderlichen technischen und regulatorischen Bedingungen erfüllen [41].

Teilnahme. Zur Bewertung und Bepunktung der Ausschreibung werden mehrere Kriterien berücksichtigt. Zeitkriterien priorisieren Projekte, die früher mit der Einspeisung von Energie in das Netz beginnen. Technologische Kriterien bewerten die Kapazität des Projekts für Eigenverbrauch, Speicherung und Hybridisierung sowie technische Aspekte, die die Systemstabilität verbessern, wie die Einbindung von synchronen Kompensatoren und die Dämpfung von Schwingungen. Sozioökonomische Kriterien bewerten die positiven Auswirkungen des Projekts auf die Region. Dies wird durch Faktoren wie das Verhältnis der Landeignung, die Schaffung direkter Arbeitsplätze während der Bau- und Betriebsphasen, lokale Investitionen, die Beteiligung lokaler Investoren, die Reinvestition von Gewinnen und den CO2-Fußabdruck des Unternehmens gemessen. Umweltkriterien bewerten die Umweltschäden, die durch die Anlage und die Stromabführungsleitung verursacht werden. Die Stromerzeugungsanlagen, die den Zuschlag erhalten, müssen vor Ablauf der Geltungsdauer des

Zuschlagsbeschlusses bei der ÜNB/VNB die entsprechenden Zugangs- und Anschlussgenehmigungen beantragen [42].

4.1.2 Analyse

Zu den Vorteilen von Ausschreibungen für neue Kapazitäten gehört, dass sie nützlich bei der Lösung spezifischer Probleme sind, wie beispielsweise bei der Unterstützung von erneuerbaren Energien, der Ermöglichung der Stilllegung von Kohlekraftwerken und der Stärkung von Betriebsreserven. Zudem bieten sie die Möglichkeit, nodale Signale zu senden, wie es in Spanien der Fall ist. Ein weiterer Vorteil ist die Schaffung von Sichtbarkeit und einem stabilen Preis, was neue Investitionen erleichtert. Auf der anderen Seite bieten solche Mechanismen oft keine echten Anreize für Kapazitätsanbieter, ihre Kapazität während Knappheitszeiten bereitzustellen. Außerdem sind sie in der Regel nicht technologienutral, was zu Einschränkungen bei der Wahl der eingesetzten Technologien führen kann. Des Weiteren kann es vorkommen, dass Investoren bei Existenz einer Kapazitätsausschreibung eher dazu veranlasst werden, besagte Ausschreibungen abzuwarten. Damit werden spontane Investitionen außerhalb der Ausschreibungen sehr unwahrscheinlich.

Tabelle 8 Vorteile und Herausforderungen bei der Ausschreibung für neue Kapazität

Vorteile	Herausforderungen
Nützlich bei der Lösung spezifischer Probleme, wie z.B. der Unterstützung von erneuerbaren Energien, der Ermöglichung der Stilllegung von Kohlekraftwerken und der Stärkung von Betriebsreserven	Keine echten Anreize für Kapazitätsanbieter, zu Knappheitszeiten Kapazität zur Verfügung zu stellen
Möglichkeit, nodale Signale zu senden (Spanien)	In der Regel nicht technologienutral
Bietet Sichtbarkeit und einen stabilen Preis, um neue Investitionen zu erleichtern	

4.2 Strategische Reserve

Übersicht. Ausgewählte Kapazitäten von Kraftwerken werden in Bereitschaft gehalten, um die Netzstabilität zu gewährleisten und Stromausfälle während Perioden hoher Nachfrage oder unerwarteter Angebotsschwankungen zu verhindern. Diese Reserven sind nicht Teil des regulären Strommarktes und werden nur als letztes Mittel aktiviert, um die Energiesicherheit zu gewährleisten.

4.2.1 Beispiele

4.2.1.1 Deutschland

Ausschreibung. Alle Reserven werden ausschließlich für die Wintersaison beschafft und nur im Falle eines Strommangels aktiviert, d.h. wenn der Spotpreis die Preisobergrenze erreicht. Um die Kapazitätsreserve zu bilden, führen die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber alle zwei Jahre einen gemeinsamen Beschaffungsprozess durch [43].

Vergütung. Die Anlagen in der Reserve erhalten eine jährliche Vergütung, die im Beschaffungsprozess des ÜNB festgelegt wird. Diese Vergütung soll die folgenden Kosten decken [44]:

- Wartung der Anlage
- Anlaufvorgänge gemäß anderen gesetzlichen Vorschriften
- Wartung
- Verbesserungen
- Eigenstromverbrauch der Anlage
- Abschreibungen

Separat vergütet werden [44]:

- Einspeisung, die innerhalb der Kapazitätsreserve oder Netzreserve angefordert wird
- Variable Wartungskosten für Einspeisung innerhalb der Netzreserve
- Sicherstellung der Brennstoffversorgung
- Kosten, die durch zusätzliche Anforderungen des ÜNB entstehen (zur Herstellung der Schwarzstartfähigkeit oder Blindleistungseinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung)

Die Kosten der Kapazitätsreserve werden über die Netzentgelte weitergegeben [44].

Teilnahme. Die Reserve ermöglicht sowohl thermische Produktion als auch Nachfragesteuerung. Standardbedingungen regeln die Bedingungen, unter denen ein Vertrag zwischen einem Übertragungsnetzbetreiber und einem Betreiber einer Kapazitätsreserveanlage nach einer Ausschreibung abgeschlossen wird [43]. Das Ausschreibungsverfahren steht allen Arten von inländischen Kapazitätsanbietern (Erzeugungsanlagen, Speichern und regelbaren Lasten) offen, sofern sie bestimmte technische Anforderungen erfüllen [45]:

- Netzanschluss im Bundesgebiet mit einer Nennspannung ≥ 110 kV
- Anfahrtszeit von maximal 12 Stunden
- Erfüllung der informationstechnischen und organisatorischen Anforderungen für die Erbringung von Minutenreserveleistung
- Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs ab dem Zeitpunkt des Abrufs um mindestens je 30 % der Reserveleistung innerhalb von 15 Minuten
- bei regelbaren Lasten eine konstante und unterbrechungsfreie Leistungsaufnahme mindestens in Höhe der Gebotsmenge
- bei Erzeugungsanlagen und Speichern eine Mindestteillast von maximal 50 % der Gebotsmenge.

Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, sollten nach Möglichkeit auch die Funktion der Netzreserve übernehmen. Befinden sich die Anlagen in netztechnisch geeigneten Regionen, werden sie von den Übertragungsnetzbetreibern auch bei Bedarf für die Systemsicherheit aufgrund von Netzengpässen angefordert [46].

Kraftwerke dürfen nicht mehr aktiv am Strommarkt teilnehmen und können ihre Leistung nur auf Signal der Übertragungsnetzbetreiber erhöhen. Anlagen können jedoch nur einige Jahre in der Reserve verbleiben, bevor sie geschlossen werden müssen, um sicherzustellen, dass die Reserve vom restlichen Markt isoliert bleibt. Dies bedeutet, dass Anlagen nach dem Austritt aus der Kapazitätsreserve stillgelegt werden müssen, obwohl dies nicht für Lasten (Stromverbraucher) in der Kapazitätsreserve gilt [44]. Dies macht die Teilnahme an der Reserve unattraktiv, was die Markteffizienz verringern und den Wettbewerb bei der Kapazitätsbeschaffung verschlechtern könnte. Anlagen können mehrmals am Beschaffungsprozess für die Kapazitätsreserve teilnehmen [44].

4.2.1.2 Schweden

Ausschreibung. In Schweden wurde eine strategische Reserve eingeführt, um zu verhindern, dass alte Anlagen trotz ihrer begrenzten wirtschaftlichen Perspektiven stillgelegt werden [47]. Die Leistungsreserve ist eine strategische Reserve, die beschafft wird, um ein Gleichgewicht zwischen Stromproduktion und -verbrauch sicherzustellen. Diese Reserve ist besonders wichtig in Zeiten, in denen die verfügbaren Regelressourcen auf dem Strommarkt unzureichend sind. Die Leistungsreserve ist jedes Jahr zwischen dem 16. November und dem 15. März verfügbar und wird nur aktiviert, wenn es zu einem Stommangel kommt, d.h. wenn der Spotpreis die Preisobergrenze erreicht [48]. Die Reserve sollte nach dem Winter 2019/20 entfernt werden, wird jedoch um weitere fünf Jahre bis 2025 verlängert. Für den Zeitraum 2017-2025 werden 750 MW vertraglich gebunden [37]. Es gibt nur eine Ausschreibungsrunde, und für die Produktion wird die Auktion etwa sechs Monate vor Beginn der Wintersaison durchgeführt.

Vergütung. Jede Erzeugungseinheit in der Reserve erhält eine feste Vergütung, die dem eigenen Gebot entspricht. Die an der Beschaffungsauktion teilnehmenden Erzeugungseinheiten sind unterschiedlich, und ihre Gebote werden gemäß einer Bewertungsregel eingestuft. Diese Bewertungsregel akzeptiert Gebote aller Arten von Erzeugungseinheiten, vergibt jedoch eine niedrige Punktzahl an Einheiten, die nicht alle technischen Leistungs- und Umweltspezifikationen erfüllen, und bestraft Anlagen, die eine hohe variable Vergütung verlangen. Zusätzlich wird die variable Vergütung

bei Aktivierung gezahlt. Für Produktionskapazitäten basiert diese Vergütung auf den Geboten (pay as bid), während Energie aus der Nachfragereaktion (DR) normalerweise über den Regelenergiemarkt akzeptiert und zum Marktpreis dieses Marktes bezahlt wird. Der Spotpreis wird auf die Preisobergrenze festgelegt, sobald es im Day-Ahead-Markt eine Übernachfrage gibt, was bedeutet, dass der Spotpreis nicht durch die Größe der Reserve beeinflusst wird, zumindest nicht kurzfristig.

Teilnahme. An der strategischen Reserve können sowohl Stromerzeuger, die über Backup-Kraftwerke verfügen, sowie großen Stromverbrauchern und Lieferanten, die ihren Verbrauch reduzieren können, teilnehmen und erlaubt sowohl thermische Produktion als auch demand response [49]. Ein Erfordernis ist, dass mindestens 25 % der Reserve aus Nachfragereduktionskapazitäten bestehen müssen. Zusätzlich steht die Reserve nicht für Generatoren außerhalb Schwedens offen. Alle Reservekapazitäten müssen 95 % der Zeit verfügbar sein, um die vollen Kapazitätsvergütungen zu erhalten. Diese Anforderung gewährleistet Zuverlässigkeit, stellt jedoch energieintensive Industrien vor Herausforderungen, da es schwierig ist, sechs Monate im Voraus solche Kapazitätsverpflichtungen abzugeben. Um diese Herausforderungen zu mildern, hat Svenska kraftnät, der schwedische Stromnetzbetreiber, seine Vorgehensweise angepasst. Die Beschaffung von Nachfragereduktion wurde näher an den Lieferzeitraum verschoben, um den Teilnehmern mehr Flexibilität zu ermöglichen. Darüber hinaus dürfen Teilnehmer, die an der Nachfragereduktion teilnehmen, vorübergehend die Reserve verlassen, wenn sie aktiv am Spotmarkt teilnehmen, allerdings ohne während dieser Zeit Kapazitätsvergütungen zu erhalten. Des Weiteren muss die gesamte Reserve aus erneuerbarer Erzeugungskapazität bestehen. Obwohl dieser Schritt mit den Nachhaltigkeitszielen übereinstimmt, hat er den Wettbewerb bei den Beschaffungsauktionen verringert, da nun alle Kapazitäten von einem einzigen spezifischen Kraftwerk bezogen werden, nachdem konkurrierende Kraftwerke geschlossen wurden.

4.2.1.3 Finnland

Ausschreibung. Finnland hat der Kommission einen finnischen Kapazitätsmechanismus in Höhe von 150 Millionen Euro in Form einer strategischen Reserve gemeldet. Die Maßnahme zielt darauf ab, ein Gleichgewicht zwischen Stromnachfrage und -angebot während Spitzenverbrauchszeiten in Finnland sicherzustellen [50]. Das strategische Reservemodell lief im Juli 2022 aus und wurde durch ein neues Modell ersetzt, das bis 2032 in Kraft sein wird. Die erste Auktion des neuen Modells fand im Sommer 2022 statt und vergab keine Kapazitäten (jedoch blieb die Kapazität, die an der Auktion teilgenommen hatte, im Energiemarkt verfügbar). Im Allgemeinen ist der Ausschreibungsprozess transparent, diskriminierungsfrei und wettbewerbsfähig, wobei die Begünstigten auf der Grundlage von Angeboten um die geringste Höhe der Unterstützung pro MW-Kapazität konkurrieren (unter Berücksichtigung technischer und umweltbezogener Aspekte wie Flexibilität der Einheiten und CO2-Emissionen) [50].

Vergütung. Spitzenlastreserven werden aktiviert, wenn Angebot und Nachfrage im Day-Ahead-Markt nicht ausgeglichen werden. Die Vergütung für die Kapazitätsinhaber besteht aus einer festen jährlichen Zahlung. Im Falle einer Aktivierung erhalten sie nur ihre tatsächlichen (Start- und Betriebskosten) Kosten.

Teilnahme. Stromerzeugungseinheiten, demand response Einheiten (Verbrauchsreduktion) und Speichereinheiten dürfen an dem Programm teilnehmen. Die Begünstigten müssen ihre Verfügbarkeit sicherstellen, wenn das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage Gefahr läuft, Engpässe zu verursachen. Weitere Anforderungen an die Kapazität sind, dass die Teilnehmer während der Winterperiode (1. Dezember bis 28. Februar) innerhalb von 12 Stunden nach Anfrage verfügbar sein müssen, zu anderen Zeiten innerhalb eines Monats, und sie müssen in der Lage sein, mindestens 200 Stunden mit voller Kapazität während der Winterperiode zu arbeiten. Eine weitere Einschränkung für die Teilnehmer ist, dass Kapazitäten, die durch die Maßnahme finanziert werden, für die Dauer der strategischen Reserve nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen.

4.2.2 Analyse

Eine strategische Reserve sollte gemäß der Elektrizitätsverordnung die erste Wahl bei der Einführung eines KM sein. Ihr Design ist im Vergleich zu anderen KMs im Gesetz wesentlich detaillierter. Ein Vorteil des hohen Detaillierungsgrads in der EU-Rechtsvorschrift ist der voraussichtlich vereinfachte und verkürzte Genehmigungsprozess durch die EU-Kommission.

Der Hauptvorteil einer strategischen Reserve besteht darin, dass nur die Festlegung fester Kapazitäten und die Regulierung der Verfügbarkeit der Einheiten innerhalb der Reserve erforderlich sind. Dies ist eine unkomplizierte Aufgabe, wenn die Reserve überwiegend aus thermischen Spitzenlastanlagen mit hohen variablen Kosten besteht.

Darüber hinaus hat eine strategische Reserve nicht dieselben Anforderungen an die grenzüberschreitende Teilnahme, was zu einem weniger komplexen Beschaffungsprozess und geringeren Beschaffungskosten führt.

Gut gestaltete strategische Reserven sollten nur geringe Verzerrungen im EOM verursachen, da sie als letztes Mittel für ÜNB konzipiert sind, um Vorfälle mit erwarteten Stromengpässen auf dem Strommarkt zu bewältigen. Da die teilnehmenden Ressourcen außerhalb des Strommarktes gehalten werden, wird das Risiko von Marktverzerrungen eliminiert.

Im Falle eines zunehmenden Bedarfs an Kapazität könnte eine strategische Reserve an ihre Grenzen stoßen, da dies bedeuten würde, dass ein großer Teil der vertraglich gebundenen Kapazität außerhalb des Marktes gehalten wird, was das Potenzial für Produzenten im Markt erhöht, Marktmacht auszuüben. Darüber hinaus könnten große Anteile an Kapazitäten außerhalb des Marktes die Preisschwankungen erhöhen, was neue Investitionen in flexible Produktion anreizt. Fluktuierende Energiepreise könnten jedoch aus der Sicht der Kunden als inakzeptabel angesehen werden, insbesondere da diese Kunden in der Regel diejenigen sind, die bereits die kostspielige strategische Reserve finanzieren.

Ein weiterer Nachteil ist das reaktive Management von Ressourcenangemessenheitsproblemen und die Unfähigkeit, Anreize für neue Investitionen zu schaffen. Kurze Vorlaufzeiten kombiniert mit kurzen Vertragslaufzeiten begünstigen bestehende Anlagen mit unsicherem Betriebsstatus, bieten jedoch keine Anreize für neue Investitionen. Ein praktisches Problem ist auch die übermäßig restriktiven Vorschriften für Anlagen innerhalb der Reserve, wie strengere Umweltvorschriften im Vergleich zu denen außerhalb der Reserve.

Generell ist die Aufgabe der strategischen Reserve, existierende Kraftwerke am Leben zu erhalten. Konträr dazu, werden Ausschreibungen für neue Kapazitäten (siehe Kapitel 4.1) dazu verwendet, den Ausbau neuer Kraftwerke zu fördern. Daher kann es bei Einführung einer strategischen Reserve notwendig sein, ergänzend dazu einen Anreiz für Neuinvestitionen durch eine Ausschreibung für neue Kapazität zu setzen.

Tabelle 9 Vorteile und Herausforderungen einer strategischen Reserve

Vorteile	Herausforderungen
Es ist nur notwendig, die gesicherte Kapazität zu definieren und die Verfügbarkeit der Einheiten in der Reserve zu regulieren	Kein echter Anreiz für neue Investitionen (insbesondere für erneuerbare Energien)
Keine Marktverzerrungen	Die Vorschriften für Anlagen in der Reserve tendieren dazu, sehr restriktiv zu sein (keine Marktteilnahme, Umweltauflagen)
Begrenzung extremer Preisspitzen durch einen festen Ausübungspreis (z. B. 3000 €/MWh) oder falls der Day-ahead-Markt nicht ausgeglichen ist	Eher geeignet, kurzfristige Probleme zu lösen, als strukturelle Herausforderungen anzugehen
Schneller und reibungsloser Genehmigungsprozess bei der Europäischen Kommission	Könnte den Wettbewerb im Markt beeinträchtigen, da es vorübergehend verhindert, dass Anlagen stillgelegt werden
	Verpflichtung bestimmter Kraftwerke zur Teilnahme
	Schwache Interaktion mit dem Energiemarkt kann zu ineffizienter Nutzung der verfügbaren Ressourcen führen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine strategische Reserve eine kosteneffiziente Lösung sein kann, wenn der Bedarf an zusätzlicher Kapazität zur Erfüllung des nationalen Zuverlässigkeitssstandards minimal ist und nur eine geringe Anzahl von Betriebsstunden erwartet wird. Dies gilt insbesondere, wenn bereits bestehende Kapazitäten im System vorhanden sind, die andernfalls aus Rentabilitätsgründen stillgelegt würden. Die reaktive Verwaltung von Ressourcenangemessenheitsproblemen und die Unfähigkeit, Anreize für neue Investitionen zu schaffen, könnten jedoch die Bewältigung bedeutender Ressourcenengpassprobleme erschweren.

4.3 Unterbrechbarkeitsregelungen

Überblick. Programme, bei denen Stromverbraucher sich bereit erklären, ihren Verbrauch auf Anfrage von Netzbetreibern während Zeiten der Belastung des Stromnetzes zu reduzieren, im Austausch gegen finanzielle Anreize oder reduzierte Tarife. Diese Regelungen tragen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität bei, indem sie die Spitzenlast steuern und die Notwendigkeit von zeitweise auftretenden Stromausfällen während Phasen hoher Netzbelastung vermeiden.

4.3.1 Beispiele

Ausschreibung. Unterbrechbarkeitsregelungen sind ein wertvolles Instrument zur Sicherstellung der Systemstabilität und beinhalten Programme, die von der Regierung eingeführt wurden, um eine feste Menge an demand response vertraglich zu binden. In Spanien werden zwei unterbrechbare Kapazitätsprodukte versteigert: eines für Verbrauchsreduktionen von 5 MW und ein weiteres für 40 MW. Dies erfolgt über ein computergestütztes Auktionssystem auf Basis eines fallenden Preises. Ausgehend von einem Anfangspreis wird der Betrag in jeder Runde um einen zuvor festgelegten Betrag gesenkt. Der Zuschlag wird dem letzten verbleibenden Anbieter in der Auktion zugewiesen, der nicht zurückgezogen hat und bereit ist, den Dienst zum niedrigsten Preis anzubieten [51].

Vergütung. In den meisten Programmen erhalten die Begünstigten einen Festpreis für jedes MW der bereitgestellten Nachfragereaktion sowie einen Preis für die tatsächlich durchgeföhrten Nachfrage-reduktionen (gelieferte Energie).

Teilnahme. Unterbrechbarkeitsregelungen sind per Definition auf Nachfragereaktionskapazität beschränkt. Einige Regelungen haben zusätzliche Einschränkungen für die Teilnahme, wie Mindestgrößenvorgaben. In allen Programmen müssen große Energieverbraucher zustimmen, bei Bedarf durch den ÜNB automatisch vom Netz getrennt zu werden. Es gibt in der Regel keine vorherige Ankündigung, und die Trennung erfolgt oft sofort. Unterbrechungen können bis zu mehreren Stunden dauern.

In Frankreich wurde die minimale förderfähige Kapazität und die Mindestgebotsgröße 2023 auf bis zu 10 MW gesenkt. Ab 2024 wird das Interruptibilitätsprogramm im Rahmen eines Experiments auf Mittelspannungsstandorte ausgeweitet, mit der Möglichkeit der Aggregation bis zu einer Grenze von 100 MW [52].

4.3.2 Analyse

Die Vorteile und Herausforderungen von Unterbrechbarkeitsregelungen sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10 Vorteile und Herausforderungen von Unterbrechbarkeitsregelungen

Vorteile	Herausforderungen
Nachfrage kann schnell reduziert werden, wenn das Netz überlastet ist	in der Regel ist die Teilnahme beschränkt auf große Energieverbraucher
Flexible Lösung zur Deckung von kurzfristigen Versorgungsengpässen durch automatische Trennung großer Energieverbraucher vom Netz	Trennung vom Netz erfolgt oft ohne Vorankündigung und kann mehrere Stunden dauern
	Umsetzung erfordert eine automatische Trennung, was technische Anpassungen bei den Teilnehmenden notwendig macht

4.4 Gezielte Kapazitätszahlungen

Überblick. Administrative Zahlungen an einen Teil der Kapazität im Markt.

4.4.1 Beispiele

Mechanismen wie gezielte Kapazitätszahlungen oder Ausschreibungen für neue Kapazitäten sind nützlich, um spezifische Probleme zu lösen, wie etwa die Unterstützung erneuerbarer Energien, die Erleichterung der Schließung von Kohlekraftwerken und die Stärkung der Betriebsreserven.

Portugal und Spanien haben Altverträge, aber keine effektiven Mechanismen in Kraft. Portugal und Spanien zahlen weiterhin gezielte Kapazitätszahlungen im Rahmen von Altverträgen aus früheren Mechanismen, die nicht mehr aktiv sind [53]. In Portugal wurde 2017 ein gezielter Kapazitätsmechanismus eingeführt, der jedoch 2018 wieder aufgehoben wurde. Einige Kapazitätszahlungen werden aufgrund von „Altverträgen“ immer noch an bestimmte Wasserkraftwerke ausgezahlt [38].

Spanische CCGTs (Gas und Dampf-Kraftwerke) haben historisch zwei Arten von Kapazitätszahlungen erhalten: (i) eine Verfügbarkeitszahlung (~5 €/kW), die 2018 aufgrund der EU-Beihilfeprüfung ausgesetzt wurde, und (ii) eine Investitionssubvention (~10 €/kW), wobei 70% der CCGTs ab 2020 diese verlieren werden. Darüber hinaus gelten Investitionsanreize nur für vor 2016 installierte Erzeugungskapazitäten [38]. Das weiter Vorgehen für Kapazitätszahlungen wurde von der spanischen Regierung noch nicht entschieden [54].

4.4.2 Analyse

Gezielte Kapazitätszahlungen bieten eine Reihe von Vorteilen, insbesondere wenn es darum geht, spezifische Herausforderungen im Energiemarkt zu bewältigen. Der Mechanismus ist besonders nützlich zur Unterstützung erneuerbarer Energien, zur Erleichterung der Schließung von Kohlekraftwerken und zur Stärkung der Betriebsreserven. Durch die gezielte Förderung bestimmter Kapazitäten kann dazu beigetragen werden, Übergang zu einem nachhaltigeren Energiesystem zu beschleunigen und gleichzeitig sicherzustellen, dass die notwendige Netzstabilität gewährleistet bleibt. Ein zusätzlicher Vorteil ist, dass der Mechanismus in der Regel klimaneutral ist, da er oft auf erneuerbare Technologien abzielt und den Einsatz von fossilen Brennstoffen verringert. Ein weiterer bedeutender Vorteil ist ihre Fähigkeit, Investitionen in neue Kapazitäten zu fördern. Durch gezielte Anreize können Investoren motiviert werden, in neue Anlagen zu investieren, die andernfalls aufgrund wirtschaftlicher Unsicherheiten oder mangelnder Rentabilität möglicherweise nicht realisiert worden wären. Dies ist besonders wichtig, um das „Missing-Money-Problem“ zu lösen, bei dem die bestehenden Marktpreise nicht ausreichen, um die notwendigen Investitionen in neue Kapazitäten zu rechtfertigen.

Ein zentrales Problem ist, dass sie im Normalfall nicht auf dem Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage basieren und daher entweder die Fixkosten überkompensieren oder unterkompensieren. Außerdem sind die anfällig für politischen Einflussnahme, unter anderem da gezielte Kapazitätszahlungen in der Regel nicht technologie-neutral. Sie können bestimmte Technologien bevorzugen, was zu Marktverzerrungen führen kann. Dies kann den Wettbewerb einschränken und die Marktsignale verzerrern, da die Preisbildung nicht mehr vollständig auf den tatsächlichen Kosten und der Nachfrage basiert. Darüber hinaus bieten gezielte Kapazitätsmechanismen oft keine Anreize für die Bereitstellung von Kapazitäten genau zu den Zeiten, in denen sie am dringendsten benötigt werden. Das Fehlen solcher Anreize kann dazu führen, dass Kapazitäten nur dann verfügbar sind, wenn sie nicht gebraucht werden, wodurch die Effektivität der Mechanismen bei der Bewältigung von Engpässen oder Spitzenlasten eingeschränkt wird.

Tabelle 11 Vorteile und Herausforderungen gezielter Kapazitätszahlungen

Vorteile	Herausforderungen
Nützlich bei der Lösung spezifischer Probleme, wie z.B. der Unterstützung von erneuerbaren Energien, der Ermöglichung der Stilllegung von Anlagen und der Stärkung von Betriebsreserven	Anfällig für politische Einflussnahme
In der Regel klimaneutral	Im Allgemeinen nicht technologieneutral
Kann Investitionen in neue Kapazitäten fördern	Kann zu Verzerrungen von Marktsignalen führen
Potenzial, das „Missing Money“ Problem zu lösen	Kein Anreiz, in Zeiten des Bedarfs bereitzustellen

5 MARKTWEITE KAPAZITÄTSMECHANISMEN

5.1 Zentraler Käufer

Überblick. Eine zentrale Behörde, wie ein Netzbetreiber, beschafft und vergütet Kraftwerkskapazitäten, um während Spitzenlastzeiten eine ausreichende Stromversorgung sicherzustellen.

5.1.1 Beispiele

Obwohl sich dieser Bericht auf die EU bezieht, wollen wir darauf hinweisen, dass dies die Hauptart von Kapazitätsmechanismen ist, die in den USA verwendet wird (PJM, NE-ISO usw.).

5.1.1.1 Irland

Ausschreibung. Teilnehmer an einer Kapazitätsauktion reichen Gebote ein, in denen die Menge der Kapazität (MW) und der gewünschte Preis (£/€) spezifiziert sind. Die Auktion ist wettbewerbsorientiert und bevorzugt effiziente und kostengünstige Kapazität [55]. Aufgrund von Übertragungsbeschränkungen gibt es kapazitätsbezogene Zwänge für die gesamte Insel sowie standortbezogene Kapazitätsbeschränkungen und damit verbundene Mindestanforderungen an die MW für bestimmte Standorte. Diese Mindestanforderungen basieren auf Analysen des TSO und werden von den Regulierungsbehörden genehmigt, wodurch eine Nachfragekurve entsteht, die an verschiedene Faktoren angepasst ist [55]. Die Auktion findet auf der speziell entwickelten Capacity Market Platform (CMP) statt. Die Angebotsabgabe beginnt eine Woche vor der Auktion und endet zwei Stunden davor. Es wird ein verdecktes Bietverfahren mit einem einheitlichen Clearing-Preis verwendet, wobei Preisobergrenzen auf 150 % des CONE festgelegt sind und bis zu fünf Preis-Mengen-Paare pro qualifizierter Kapazität zulässig sind. Die Einheiten unterliegen den genehmigten Angebotspreisobergrenzen, die während der Qualifikation für sie festgelegt wurden: für die meisten bestehenden Kapazitäten gilt die vordefinierte Preisobergrenze für bestehende Kapazitäten, neue Kapazitäten und demand response Einheiten können bis zur Auktionspreisobergrenze bieten; außerdem gibt es Einheiten, denen spezifische Obergrenzen vom Regulierer zugewiesen wurden [55]. Nach der Angebotsabgabe verwenden die Systembetreiber eine spezielle Auktionssoftware, um den kostengünstigsten Kapazitätsmix zu finden, der die Nachfrage- und Standortanforderungen erfüllt. Der Auktions-Clearing-Preis ergibt sich, wenn die Angebotskurve auf die Nachfragekurve trifft. Kapazitäten, die aufgrund von Standortanforderungen erfolgreich in der Auktion sind, beeinflussen den Auktions-Clearing-Preis nicht. Erfüllte Angebote erhalten den höheren Wert aus ihrem Angebotspreis und dem Auktions-Clearing-Preis [55]. Auktionen werden vier Jahre (T-4) vor dem Lieferjahr abgehalten, mit zusätzlichen Auktionen nach Bedarf (T-1, T-2).

Vergütung. Erfolgreiche Kapazitätsanbieter in der Auktion erhalten regelmäßige Zahlungen im Laufe des Jahres für jede verkaufte MW-Kapazität. Kapazitätsangebote, die auf oder unter dem Markt-Clearing-Preis liegen, werden zu diesem Preis bezahlt, während Gebote über dem Clearing-Preis nicht bezahlt werden, es sei denn, sie werden zur Sicherung der lokalen Versorgung benötigt [56]. Im Gegenzug müssen diese Anbieter die Verpflichtungen des Kapazitätsmarkts erfüllen, indem sie ihre

Kapazität verfügbar machen, ausreichend Energie durch die Teilnahme am Day-ahead-, Intraday- und Ausgleichsmarkt bereitstellen und Differenzkosten zahlen, wenn die Energiepreise den Strike-Preis⁴ überschreiten [55]. Die Differenzkosten werden gegen den Referenzpreis des Marktes berechnet, in dem der Erzeuger die Energie verkauft hat (d.h. Day-ahead-Markt, Intraday-Markt oder Ausgleichsmarkt). Wenn Anbieter bei hohen Energiepreisen nicht liefern, verdienen sie keine Einnahmen und müssen Kosten zum Ungleichgewichtspreis des Ausgleichsmarkts zahlen, was sie dazu ermutigt, bei Knappheit im System Energie zu liefern.

Teilnahme. Die Teilnahme an Kapazitätsauktionen ist derzeit auf Kapazitätsanbieter auf der Insel Irland beschränkt, einschließlich Erzeugung, Speicher, DR Einheiten und Interconnectorkapazität. Konventionelle Erzeugungseinheiten sind zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt (CRM) verpflichtet, während erneuerbare Ressourcen dies nicht sind. Ein Prozentsatz der Kapazität der kurzfristigen Auktionen (ein Jahr im Voraus) ist für Anbieter von DR reserviert. Für DR gelten Gebotsbeschränkungen, jedoch keine Preisobergrenzen. Außerdem sind Anbieter von DR nicht verpflichtet, Differenzzahlungen aus Zuverlässigkeitsoptionen zu leisten. Im Qualifikations- und Auktionsprozess des Kapazitätsmarkts werden "de-rating MWs" verwendet, um die unvollkommene Zuverlässigkeit von Kapazitätsanbietern widerzuspiegeln. Die ÜNB berechnen De-Rating-Faktoren basierend auf historischer Verfügbarkeit, Größe und Energielimits, wobei weniger zuverlässige Technologiekategorien niedrigere De-Rating-Faktoren erhalten. Kapazitätsanbieter müssen jede Kapazitätsmarkteinheit (CMU) qualifizieren, die sie zur Teilnahme anmelden möchten. Variable Erzeugereinheiten sind nicht verpflichtet, sich zu qualifizieren, können aber freiwillig teilnehmen. Erzeuger unter 10 MW, neue nicht in Betrieb genommene Einheiten und Einheiten, die planen, vor dem Ende des Kapazitätsjahres zu schließen, können sich freiwillig zur Teilnahme entscheiden. Alle Interconnectoren und abrufbaren Einheiten müssen sich für jede Auktion qualifizieren [55]. Erzeugereinheiten unterhalb der De-Minimis-Schwelle und variable Erzeugungseinheiten können zu einer einzigen Kapazitätsmarkteinheit zusammengefasst werden. Erfolgreiche Teilnehmer unterliegen strengen Lieferverpflichtungen, einschließlich der Meldung wichtiger Meilensteine für neue Kapazitäten. Lastversorgende Unternehmen finanzieren den Mechanismus basierend auf ihrem Beitrag zur Systemnachfrage während Stressperioden und werden teilweise durch Zahlungen aus Zuverlässigkeitsoptionen entlastet. Neue Kapazitäten können Zehnjahresverträge sichern, während bestehende Kapazitäten auf Einjahresverträge beschränkt sind.

5.1.1.2 Italien

Ausschreibung. Der italienische Kapazitätsvergütungsmechanismus basiert auf der Versteigerung von Zuverlässigkeitsoptionen, ähnlich dem irischen Markt. Die Zielmenge an Zuverlässigkeitsoptionen wird vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt und entspricht der Zielkapazität des Systems. Die vergebenen Kapazitäten erhalten den Wert der Zuverlässigkeitsoptionen und sind finanziell für deren Abwicklung verantwortlich [56], [57]. Der neue italienische KM ist ein mengenbasiertes, marktwirtschaftliches Schema zur Beschaffung von Zuverlässigkeitsoptionsverträgen durch den Systembetreiber. Die Auktion verwendet ein descending-clock Format über 21 Runden, wobei die

⁴ Bezeichnet Preisniveau (€/MWh), ab dem eine Rückzahlung erforderlich ist.

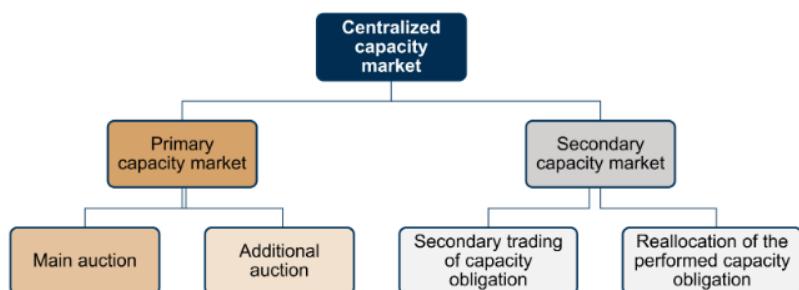
Gesamtkapazität in jeder Runde gleichbleibt, der Preis jedoch gesenkt werden kann. Gewinnergebnisse werden zu einem einheitlichen Clearing-Preis bezahlt. Die Auktionsfrequenz umfasst Hauptauktionen, gefolgt von Sekundärauktionen, wobei Sekundärhandel bis zu einem Monat vor Lieferung innerhalb derselben Gebotszone erlaubt ist. Der Preisdeckel wird durch eine obere Schätzung der Kosten für Neueintritt (Cost of New Entry, CONE) von offenen Gasturbinen (Open Cycle Gas Turbines, OCGT) festgelegt, etwa 90.000 €/MWy. Die Deckel für bestehende Kapazitäten reichen von 25.000 bis 45.000 €/MWy, was den jährlichen festen Betriebskosten von kombinierten Gasturbinen (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) entspricht, während die Deckel für neue Kapazitäten mit der CONE-Schätzung von 75.000 bis 95.000 €/MWy übereinstimmen [56]. Die Auktion berücksichtigt Übertragungsbeschränkungen und führt zu unterschiedlichen Kapazitätspreisen für jede italienische Zone, ähnlich dem Day-ahead-Markt. Kapazitätsanbieter müssen eine Verfügbarkeit über einem bestimmten Verhältnis, wie beispielsweise 80%, für mindestens einen bestimmten Bruchteil eines Monats, wie 75%, aufrechterhalten. Bei Nichterfüllung dieser Anforderung werden die Kapazitätszahlungen vorübergehend ausgesetzt, und bei systematischer Nichtlieferung kann es zur Rückzahlung der Zahlungen und zum Einzug der Kapazitätsrechte kommen. Obwohl es keine spezifischen Testvorschriften gibt, hat jede Technologie einen zugehörigen Verfügbarkeitsfaktor, um die Zuverlässigkeit zu gewährleisten.

Teilnahme. Alle bestehenden und neuen Kapazitäten im italienischen System, einschließlich der Nachfrageflexibilität und Speicher, können am KM teilnehmen. Die Teilnahme ist freiwillig, jedoch müssen Ressourcen, die von anderen Unterstützungsmaßnahmen profitieren, diese aufgeben, um anspruchsberechtigt zu sein. Die Teilnahme von grenzüberschreitender Kapazität hängt von der Umsetzung von grenzüberschreitenden Ausgleichsvereinbarungen ab. Für Anbieter von DR gibt es eine vereinfachte Abrechnung; wie alle anderen Kapazitätsanbieter sind sie jedoch für Nicht-Erfüllungsgebühren haftbar. Der ÜNB kann die Nachfrageflexibilität direkt abschalten, wenn diese während Engpassperioden den Dispatch-Anweisungen nicht folgt. Die Vertragslaufzeiten variieren: In den Anfangsausschreibungen erhalten bestehende Kapazitäten Einjahresverträge, während neue Kapazitäten für 15 Jahre vertraglich gebunden werden. In der vollständigen Implementierungsphase werden bestehende Kapazitäten für 3 Jahre und neue Kapazitäten weiterhin für 15 Jahre vertraglich gebunden. Anpassungsauktionen gelten für einen Einjahreslieferzeitraum.

Vergütung. Im italienischen Mechanismus erhalten Kapazitätsanbieter Auktionsprämien als Zahlungen. Sie müssen auch eine Zuverlässigkeitsoption abwickeln, indem sie die Differenz zwischen einem Referenzpreis, der sich auf die Day-ahead- und Balancing-Preise stützt, und einem Ausübungspreis (strike price) von 125 €/MWh zahlen, der die Grenzkosten einer Spitzenlast-OCGT-Einheit widerspiegelt. Für ausländische Kapazitäten ist der Referenzpreis aufgrund der derzeit fehlenden grenzüberschreitenden Ausgleichsvereinbarungen der Day-ahead-Preis. Die Rückzahlungsverpflichtung für Kapazitätsanbieter erfolgt lastbasiert, was bedeutet, dass sie nur für den Anteil der Kapazität zahlen, der während Engpassperioden benötigt wird. Händler finanzieren den KM, indem sie die Differenz zwischen der Kapazitätsprämie und den Erlösen aus den Zuverlässigkeitsoptionen zahlen, proportional zu ihrem Beitrag zur Spitzenlast.

5.1.1.3 Polen

Um Brownouts und wirtschaftliche Verluste zu vermeiden, führte Polen 2018 einen zentralisierten Kapazitätsmarkt ein, der sich an den Lösungen des Vereinigten Königreichs orientiert, aufgrund der Ähnlichkeiten in ihren Energiemarkten, einschließlich eines großen Anteils an kohlenstoffbasierten Kraftwerken und einer einheitlichen Marktstruktur mit einem einzigen ÜNB. Dieser Kapazitätsmarkt zielt darauf ab, die mittel- und langfristige Energiesicherheit auf wirtschaftlich gerechtfertigte, nichtdiskriminierende und nachhaltige Weise zu gewährleisten. Während der polnische Mechanismus Fragen zur Ressourcenangemessenheit adressiert, wird jedoch kritisiert, dass er nicht genügend Investitionsanreize für neue Kapazitäten bietet und wirtschaftlich ineffiziente, alte Kohlekraftwerke erhält, wodurch die notwendige Dekarbonisierung des Stromsystems verzögert wird. Die Hauptnutznießer waren bestehende Anlagen, und der Markt hat es nicht geschafft, Investitionen in neue Stromerzeugungseinheiten anzuregen. [58].



Ausschreibung. Der polnische Kapazitätsvergütungsmechanismus umfasst eine Hauptauktion (T-5) und eine Zusatzauktion (T-1), die beide über das PURM (Polska Ustawa o Rozwoju Rynków Mocy) abgewickelt werden. Der polnische Minister für Energie veröffentlicht die Auktionsparameter mindestens 18 Wochen vor der Hauptauktion. Diese Auktionen verwenden ein niederländisches Auktionsformat, das in mehreren Runden mit sinkenden Preisen durchgeführt wird⁵ [59]. In jeder Runde bieten Kapazitätsanbieter eine zertifizierte Kapazitätsverpflichtung zu einem Preis an, der dem Ausstiegspreis, dem Startpreis der nächsten Runde oder einem Mindestpreis von 0,2 € Cent/kW/Monat entspricht, falls es sich um die letzte Runde handelt. Die Auktion wird von den Bieter gewonnen, die die niedrigsten Preise anbieten. Die Vertragslaufzeiten richten sich nach dem Anlagentyp und dem Investitionsvolumen: ein Jahr für bestehende und Demand Side Response (DSR) Einheiten, fünf Jahre für renovierte Einheiten und DSR sowie fünfzehn Jahre für neue/ geplanter Einheiten. Vor der Auktion werden Kapazitätsanbieter vorselektiert, die für die Hauptauktion in Frage kommen, wobei sie CMUs bilden, die physische Einheiten, wie Generatoren oder DSR-Einheiten umfassen. Ausländische Kapazitätsanbieter konkurrieren getrennt nach Zonen. Während der Vorauktionen werden gültige

⁵ Teilnehmer können in jeder Runde Ausstiegsangebote abgeben; das Nicht-Abgeben eines Ausstiegsangebots bedeutet die Annahme des Startpreises der nächsten Runde. Die Auktion endet, wenn das verbleibende Volumen der Kapazitätsverpflichtungen der Nachfragekurve nach Berücksichtigung der Ausstiegsangebote entspricht.

Angebote nach Preis, CO2-Emissionsfaktor und Einreichungszeitraum bewertet. Angebote werden akzeptiert, bis die Gesamtkapazität die Nachfrage deckt; unteilbare Angebote, die Überschusskapazität verursachen, werden abgelehnt. In der Hauptzertifizierung werden akzeptierte Vorauktionsangebote durch CMUs ersetzt. Ein Vorauktionsangebot entspricht einer einzelnen CMU. Nach dem Gewinn der Auktion erhalten die Kapazitätsanbieter Kapazitätsverträge. Ausländische CMUs nehmen passiv teil; ihre Vorauktionsangebote werden automatisch als Ausstiegsangebote in der Hauptauktion eingereicht. Die jeweilig geltenden Auktionsparameter werden vom Polnischen ÜNB veröffentlicht [60].

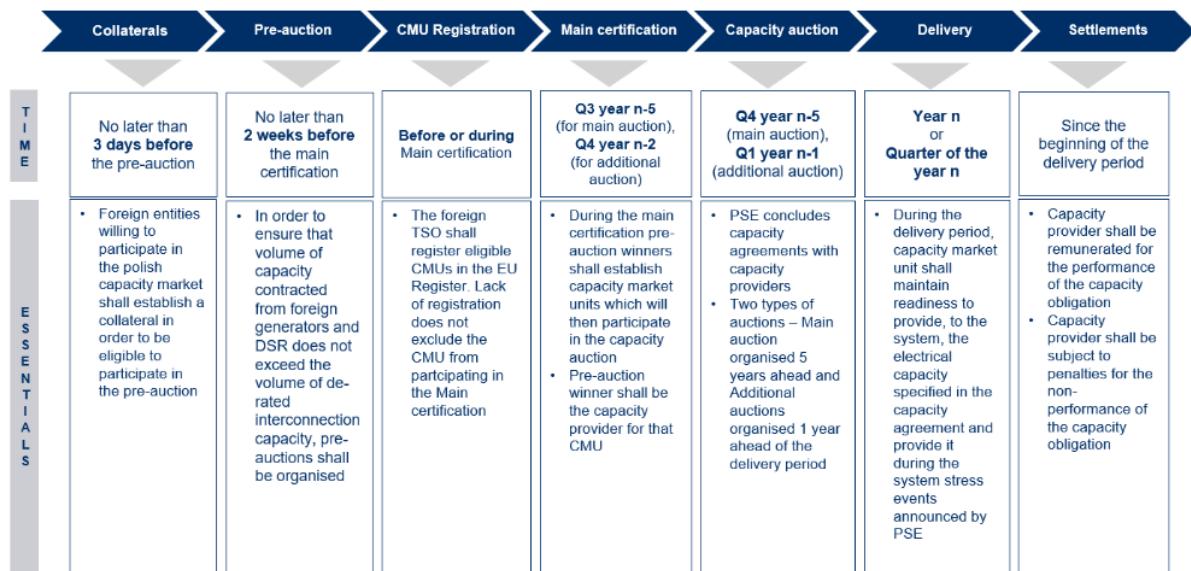


Abbildung 15 Überblick über den polnischen Kapazitätsmarkt [59]

Teilnahme. Teilnehmer am polnischen CRM müssen ein Zertifizierungsverfahren durchlaufen. Die Hauptnutznießer des CRM sind bestehende und renovierte Anlagen, die zusammen über 80 % des Volumens der Kapazitätsverpflichtungen für die Jahre 2021-2025 ausmachen [58]. Nachbarländer können direkt an den Kapazitätsauktionen im Rahmen der "Ziel-Lösung" teilnehmen. Das maximale Volumen der Kapazitätsverpflichtungen für ausländische Einheiten aus jeder Zone für ein bestimmtes Lieferjahr wird vom Energieminister festgelegt [59]. Die teilnehmenden CMUs müssen sich sowohl im EU-Register als auch im Nationalregister (PURM) für den Kapazitätsmarkt registrieren. Ausländische Kapazitätsanbieter müssen ihren ÜNB um die Registrierung bitten. Nach der Hauptzertifizierung dürfen CMUs an zukünftigen Kapazitätsauktionen teilnehmen, einschließlich der Hauptauktion (T-5), zusätzlichen Auktionen (T-1) und dem Sekundärmarkt. Hochenergieeffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können ihre Kapazitätsverträge um zwei Jahre verlängern (grüner Bonus), wenn sie einen individuellen CO2-Emissionsfaktor unter 450 kg CO2/MWh haben und mindestens die Hälfte ihrer erzeugten Wärme an ein Fernwärmennetz verkaufen, bei dem heißes Wasser als Wärmeträger verwendet wird.

Vergütung. Das polnische CRM verwendet ein "pay-as-clear" Auktionsformat, das zu vier verschiedenen Abrechnungspreisen führen kann [59]:

- Preis, der an polnische CMUs gezahlt wird: Entspricht dem Clearing-Preis.
- Preis, der an CMUs aus synchronen Profilzonen gezahlt wird: Festgelegt durch das letzte akzeptierte Angebot eines Kapazitätsmarkt-Einheit aus Deutschland, Tschechien oder der Slowakei.
- Preis, der an CMUs aus Litauen gezahlt wird: Festgelegt durch das letzte akzeptierte Angebot einer litauischen CMU.
- Preis, der an CMUs aus Schweden gezahlt wird: Festgelegt durch das letzte akzeptierte Angebot einer schwedischen CMU.

Alle CMUs innerhalb einer einzelnen Zone erhalten den gleichen Auktionsclearingpreis. Die Kosten des Kapazitätsmarktes werden von den Endverbrauchern getragen, einschließlich Haushalten und Industrie.

5.1.1.4 Belgien

Ausschreibung. Der ÜNB, als der „einige Käufer“, schließt Kapazitätsverträge 4, 2 oder 1 Jahr(e) im Voraus ab, um sicherzustellen, dass die Kapazität während kritischer Versorgungsmomente verfügbar ist, und belohnt Kapazitätsanbieter für die Erhöhung ihrer Flexibilität [61]. In der Auktion können CMUs ein zulässiges Volumen zum gewählten Preis und zur gewählten Vertragsdauer anbieten, wobei das Maximum von CREG bestimmt wird. Die Auktion verwendet ein „sealed-bid“-Format; bei den ersten beiden Y-4-Auktionen wird der Preis nach Gebot bezahlt, während die folgenden Auktionen ein „uniform pricing“-Verfahren verwenden. Die Preise sind auf einen Zwischenpreisdeckel für eine Vertragsdauer von 1 Jahr begrenzt (zuletzt: 26 €/kW) [61]. Der Auktionsalgorithmus wählt Angebote aus, um den globalen Wohlstand zu maximieren, wobei gleichzeitig Netzbeschränkungen wie Leistungsflussbegrenzungen, Kurzschlussstrombegrenzungen und Abstandsbegrenzungen berücksichtigt werden. Diese werden durch kombinatorische Einschränkungen für bestimmte Angebotsgruppen im CRM verwaltet. Die Vertragsdauer ist kein Auswahlkriterium, es sei denn, es gibt einen Gleichstand [61]. Die Auktionen finden jährlich statt und beginnen spätestens am 1. Oktober 2021, wobei die Ergebnisse bis zum 31. Oktober veröffentlicht werden. Zusätzlich ermöglicht ein Sekundärmarkt den Kapazitätsanbietern, ihre Positionen anzupassen.

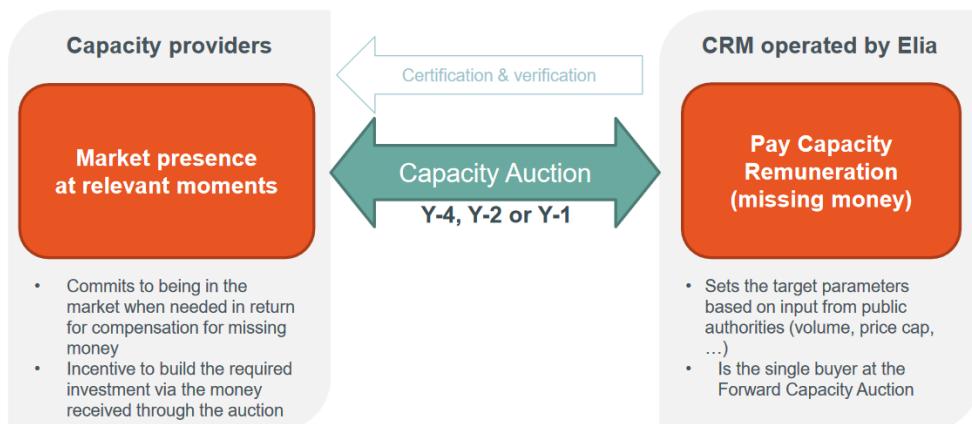


Abbildung 16 Überblick über den Aufbau des zentralen Kapazitätsmarktes in Belgien [61]

Teilnahme. Die Teilnahme an der CRM-Auktion ist marktweit und steht allen über 1 MW angeschlossenen Kapazitäten von TSO und DSO offen, die unter dem festgelegten Emissionslimit liegen. Die Mindestkapazitätsanforderung beträgt 1 MW nach de-rating, und die Auktion wird in naher Zukunft auch für Niederspannungsflexibilität geöffnet. Das Emissionslimit liegt bei 550 g CO2/kWh oder 306 kg CO2/kW/Jahr, wobei für die kommende Y-1-Auktion ein jährlicher Schwellenwert von 350 kg CO2/kW/Jahr erreicht werden darf, falls das Limit von 550 g CO2/kWh überschritten wird. Die Berechtigung zur Teilnahme an der CRM-Auktion ist für Ressourcen, die von anderen Unterstützungsmaßnahmen profitieren, noch nicht klar geregelt. Grenzüberschreitende Kapazitäten aus den Niederlanden, Frankreich, Deutschland und dem Vereinigten Königreich können an der belgischen CRM teilnehmen. Es werden keine speziellen Regelungen für Demand-Response-Ressourcen erwähnt. Bestehende Produktions- und Speichereinheiten ohne laufende variable Subventionen während des Lieferzeitraums, mit Kapazitäten über 1 MW, müssen sich für die CRM vorqualifizieren, sind jedoch nicht verpflichtet, ein Angebot in der Auktion abzugeben. Das Volumen, das ein CMU in der Auktion anbieten kann (Eligible Volume), ist durch einen De-Rating Faktor begrenzt, der den Beitrag der Technologie zur Versorgungssicherheit widerspiegelt. Der Vorqualifizierungsprozess ist für Kapazitätsträger, die bestimmte Kriterien erfüllen, einschließlich der Tatsache, dass es sich um Produktions- oder Speichereinheiten ohne laufende variable Subventionen handelt, mit einer Kapazität über 1 MW (nach Herabstufung) und die während des Vorqualifizierungsprozesses in Betrieb sind, obligatorisch. Andere Projekte oder bestehende Flexibilitäten können sich für die CRM vorqualifizieren, haben jedoch keine Verpflichtung dazu [61]. Alle vertraglich gebundenen CMUs müssen eine Vorlieferungsverpflichtung durchlaufen, bei der Elia ihre Fähigkeit zur Bereitstellung von Kapazität vor Beginn des Lieferzeitraums überprüft. Die in der Kapazitätsauktion freigegebenen Ressourcen werden auf die rechtzeitige Lieferung der Kapazität überwacht und bei Nichterfüllung ihrer Verpflichtungen bestraft, wobei die Strafen Zahlungen, Volumenreduzierungen und Verkürzungen der Vertragsdauer umfassen. Verfügbarkeitsprüfungen werden durch Verfügbarkeitsüberwachungs-Trigger ausgelöst, wie zum Beispiel das Überschreiten eines Schwellenwerts bei den Day-ahead-Preisen. Verträge gelten in der Regel für ein Jahr, aber Neueinsteiger und bestimmte Technologien können längere Verträge (1, 3, 8 oder 15 Jahre) erhalten, wenn sie von einer Regulierungsbehörde festgelegte Mindestinvestitionen vorweisen können. Der Sekundärmarkt ermöglicht es CMUs, Kapazitätsverpflichtungen zu handeln, um den Wettbewerb zu fördern, Risiken zu managen und die Gesamtkosten des CRM zu senken. Jedes vorqualifizierte CMU kann auf dem Sekundärmarkt handeln, wenn das angebotene Volumen nicht zur Versorgungssicherheit beiträgt. Die Teilnehmer müssen außerdem eine Finanzsicherheitsverpflichtung erfüllen, bei der Sicherheiten hinterlegt werden, um potenzielle Vorlieferstrafe zu decken. Diese Sicherheiten decken den Vorlieferzeitraum ab und werden nach Beginn des Lieferzeitraums freigegeben, wenn das CMU den Status „bestehend“ erreicht, um die maximale erwartete vertraglich vereinbarte Kapazität für kommende Lieferzeiträume abzusichern.

Vergütung. Es wird eine universelle Preisobergrenze für alle Kapazitätskategorien gelten, mit einer zusätzlichen separaten Obergrenze speziell für Jahresverträge. Ebenso werden Gebotsobergrenzen global durchgesetzt, unabhängig von der Vertragsdauer, und gelten auch für Kapazitäten, die jährliche Verträge anstreben. Kapazitätsanbieter erhalten Zahlungen basierend auf dem im Auktionsverfahren bestimmten Kapazitätspreis. Im Gegensatz dazu können Anbieter verpflichtet sein, Zahlungen zurückzuerstatten, wenn der Referenzpreis für Energie den Strike-Preis übersteigt, um doppelte Entschädigungen unter den Zuverlässigkeitsoptionen zu verhindern. Der belgische TSO betrachtet den Day-Ahead-Preis als geeigneten Referenzpreis, wobei der Strike-Preis zunächst während der

Auktionskalibrierung festgelegt und monatlich basierend auf dem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis angepasst wird (d.h. der Strike-Preis für September wird durch die Day-Ahead-Preise im September festgelegt). Es laufen derzeit Gespräche über mögliche Ausnahmen von dieser Rückzahlungsverpflichtung für Demand Side Management (DSM) Teilnehmer.

5.1.1.5 Vereinigtes Königreich

Im Vereinigten Königreich wird seit 2014 eine zentralisierte Kapazitätsauktion durchgeführt.

Ausschreibung. Im britischen CRM wird ein descending clock Format für die Auktion verwendet⁶. Die siegreichen Bieter erhalten einen einheitlichen Clearing-Preis. Die Auktion findet zweimal statt: eine vier Jahre im Voraus und eine ein Jahr im Voraus. Die Nachfrage kann zwischen diesen beiden Auktionen variieren, und Kapazitätsverträge können auf Sekundärmärkten gehandelt werden. Ein Preisdeckel wird eingeführt, um Verbraucher vor Marktmachtmissbrauch durch Teilnehmer zu schützen. Bieter werden entweder als Preisgestalter oder als Preiserzeuger klassifiziert. Preiserzeuger, hauptsächlich bestehende Kapazitäten, dürfen nicht über einem festgelegten Schwellenwert bieten, der auf etwa der Hälfte der Kosten für den Neubau geschätzt wird (25 GBP/kW) [56]. Ausnahmen bestehen für bestehende Kapazitäten mit hohen Kosten, die eine Befreiung von dieser Beschränkung rechtfertigen können. Besondere Regelungen für interne Engpässe oder Übertragungsbeschränkungen sind im britischen CRM nicht vorgesehen.

Teilnahme. Im Vereinigten Königreich können bestehende und neue Erzeugungskapazitäten, Interkonnektoren, Speicher und Nachfragereaktionen an der Kapazitätsauktion teilnehmen. Berechtigte Ressourcen müssen mehr als 2 MW leisten und über eine Messfähigkeit von einer halben Stunde verfügen. Die Teilnahme ist freiwillig, jedoch müssen geplante Kapazitäten detaillierte Baupläne und erwartete Investitionsausgaben vorlegen. Ressourcen, die bereits Unterstützung aus anderen Programmen erhalten, können nicht teilnehmen. Ressourcen, die sich nicht bewerben oder nicht berechtigt sind, tragen zur Reduzierung der Zielkapazität bei, die erforderlich ist, um das Ziel der Verlustwahrscheinlichkeit der Last (LOLE) zu erreichen. Importe über Interkonnektoren werden mit einem Derating-Faktor berücksichtigt, der von der Zuverlässigkeit des Interkonnektors und den erwarteten Flüssen während Systemstressperioden abhängt. Demand response kann an Zwischenauktionen vor den Hauptauktionen teilnehmen, um Investitionen in diese Ressourcen zu fördern. Ressourcen, die Kapazitätszahlungen erhalten, müssen während der Systemstressperioden Strom produzieren, was durch „Kapazitätsmarktwarnungen“ angezeigt wird, die mindestens vier Stunden im Voraus ausgegeben werden. Die Lieferanforderung ist lastfolgend, was bedeutet, dass Anbieter einen proportionalen Anteil ihrer Kapazitätsvereinbarung basierend auf der Systemnachfrage liefern müssen. Bei Nichteinhaltung werden monatlich Strafen für die Nichteinhaltung verhängt. Die

⁶ Starting from a high initial price, participants state how much capacity they are willing to supply at that price. The price decreases on a regular schedule until the lowest price is found where demand equals supply.

Verfügbarkeit von Generatoren kann auch außerhalb der Stressperioden getestet werden, um die Zuverlässigkeit der Einheiten zu bewerten. Die Laufzeit der Kapazitätsvereinbarungen variiert: Standardmäßig beträgt sie ein Jahr, jedoch können neue Investitionen Vereinbarungen von bis zu 15 Jahren erhalten, was Bedenken hinsichtlich diskriminierender Behandlung unter den Marktteilnehmern aufgeworfen hat [54].

Vergütung. Kapazitätsanbieter im UK-CRM erhalten monatliche Zahlungen basierend auf ihren Kapazitätsverpflichtungen multipliziert mit dem bei der Kapazitätsauktion festgelegten Preis. Diese Zahlungen sind in Monaten mit höherer Systemnachfrage, wie im Winter, höher. Lieferanten oder Lastversorgungsunternehmen werden basierend auf ihrem Beitrag zur Nachfrage während der Spitzenzeiten belastet, insbesondere an Winterwochentagen zwischen 16 und 19 Uhr, was mit der Spitzenlast des Systems übereinstimmt.

5.1.2 Analyse

Die zentrale Beschaffung schafft bessere Voraussetzungen für zentrale Planer, ihre Ziele zu erreichen. Standardisierte Produkte, die in einem umfassenden Beschaffungsprozess gekauft werden, reduzieren die Transaktionskosten durch erhöhte Liquidität und Preistransparenz, möglicherweise auf Kosten der Eignung der Bedingungen für alle potenziellen Kapazitätsanbieter. Ein zentraler Kapazitätsmarkt erleichtert auch die Verwaltung der Übertragungskapazität über die Grenzen der Gebotszonen hinweg.

Dieser Ansatz ermöglicht es, Skaleneffekte in der Stromerzeugung zu nutzen und die Auswirkungen der vertikalen Integration von Elektrizitätsunternehmen abzumildern, die in einigen Energiesektoren nach wie vor ein Problem darstellen. Dadurch eröffnen sich neue Marktteilnehmer. Darüber hinaus erhöht eine zentrale Auktion die Transparenz und garantiert allen Verbrauchern einen einheitlichen Preis für die System Adequacy.

Tabelle 12 Vorteile und Herausforderungen zentraler Kapazitätsmechanismen

Vorteile	Herausforderungen
Ermöglicht die Begrenzung von „windfall profits“ ⁷	Hauptnutznießer des Systems sind oft bestehende Einheiten (Polen)
Stärkung der Anreize für Kapazitätsanbieter, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ⁷	Nicht ausreichende Anreize für neue Investitionen
Technologienutral (abhängig von Referenz-Ausübungspreis) ⁷	Hauptanreiz zur Bereitstellung ist die Strafe ⁷
Schützt die Nachfrage vor hohen Energiepreisen, ohne die Spotpreise zu verzerrn	i.A. kein Anreiz für Verbraucher, Verbrauch in kritischen Situationen zu senken
Teilweise Selbstfinanzierung ⁷	Tendenziell großes Risiko, den Bedarf zu überschätzen
Vergleichbar geringer Aufwand für Marktteilnehmer	Langfristiger Mechanismus, daher nur bedingt anpassungsfähig
Menge an notwendiger Kapazität wird klar beziffert – Treffsicherheit und Transparenz	
Gut Praxiserprobт	

5.2 Dezentraler Käufer

Überblick. Einzelne Marktteilnehmer, wie Erzeuger und Verbraucher, verwalten ihre eigenen Kapazitätsbedarfe durch bilaterale Verträge und marktisierte Anreize.

Dezentrale Kapazitätsmärkte sind in Ländern mit vertikal integrierten und weniger wettbewerbsintensiven Elektrizitätsmärkten üblich, wie zum Beispiel in Chile, Brasilien und Peru. Weiterentwickelte Elektrizitätsmärkte, die ein dezentrales Kapazitätsmarktsystem nutzen, umfassen den kalifornischen Systembetreiber CAISO, bei dem Stromversorger verpflichtet sind, eine bestimmte Menge an Kapazität in Relation zu ihrem erwarteten Verbrauch zu kontrahieren. In Europa verwendet derzeit nur Frankreich einen dezentralen Kapazitätsmarkt, plant jedoch, auf einen zentralisierten

⁷ In Kombination mit Zuverlässigkeitsoptionen

Kapazitätsmarkt umzusteigen, da dieser ein weniger komplexes Regelwerk bedarf und höhere Garantien für das Erreichen der Ziele mit sich bringt.

5.2.1 Beispiele

5.2.1.1 Frankreich

In Frankreich sind Energieversorger, Großverbraucher und der Netzbetreiber verpflichtet, Kapazitätsnachweise in dem Maße zu erwerben, wie sie zur Spitzenlast des Systems beitragen. Diese Kapazitätsnachweise werden an Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Lastmanagement-Ressourcen ausgegeben – entsprechend ihrer Verfügbarkeit zu Zeiten der Systemspitzenlast.

Ausschreibung: Im französischen dezentralen Kapazitätsmechanismus können Kapazitätsgarantien entweder bilateral im Over-the-Counter-(OTC)-Markt oder über Auktionen gehandelt werden, die von EPEX SPOT organisiert werden. Für jedes Lieferjahr werden fünfzehn Auktionen über vier Jahre hinweg organisiert: eine in DY-4, vier in DY-3, vier in DY-2 und sechs in DY-1. Es gibt eine implizite Preisobergrenze von 40.000 €/MW, die dem oberen Grenzwert für den Ausgleichsenergielpreis für Energieversorger entspricht. Es werden keine spezifischen Angebotsobergrenzen festgelegt, aber von Anbietern mit einem Überschuss an Zertifikaten wird erwartet, dass sie diese dem Markt zur Verfügung stellen, obwohl keine Einzelheiten zur Durchsetzung angegeben sind. Interne Engpässe im französischen Stromnetz werden in der Beschreibung des Kapazitätsmechanismus nicht berücksichtigt.

Teilnahme: Im französischen dezentralen Kapazitätsmechanismus sind bestehende und geplante Erzeugungskapazitäten sowie Lastmanagement teilnahmeberechtigt, sofern sie vom ÜNB zertifiziert sind. Die Fristen für die Zertifizierung variieren: Bestehende Erzeugung muss drei Jahre vor dem Lieferzeitraum zertifiziert sein, geplante Erzeugung bis zu zwei Monate vorher, und auch Lastmanagement bis zu zwei Monate vor Lieferung. Die Teilnahme ist freiwillig, und Zertifikate werden nur für Beiträge über 0,1 MW ausgestellt. Ausländische Kapazitäten sind derzeit nicht zugelassen, aber eine Änderung wird geprüft, die sogenannte Interconnection Tickets für ausländische Ressourcen ermöglichen würde. Diese würden an ausländische Anbieter versteigert, um den Verkauf von Kapazitätszertifikaten auf dem französischen Markt zu erlauben, ohne andere Märkte auszuschließen. Lastmanagement – sowohl implizit (Lastreduktion durch Endverbraucher) als auch explizit (als registrierte Kapazitätsanbieter) – ist nach unterschiedlichen Regelungen zulässig. Verpflichtete Akteure wie Stromversorger, Netzbetreiber und große Stromverbraucher müssen Kapazitätsgarantien in Höhe ihres geschätzten Beitrags zur insgesamt benötigten Kapazität während Spitzenlastzeiten bei extremer Kälte vorhalten. Die Lieferanforderungen betreffen Verbrauchsstunden in Spitzenzeiten, die jeweils bis 10:30 Uhr am Vortag bekannt gegeben werden. Dabei wird zwischen den Spitzenlastzeiträumen PP1 und PP2 unterschieden. Der Systembetreiber kann bis zu drei unangekündigte Stichprobentests pro Lieferperiode bei Kapazitätsanbietern durchführen. Kapazitätszertifikate sind ein Jahr gültig. Von Anbieter mit einem Überschuss an Zertifikaten wird erwartet, diese auf dem Markt anzubieten. Interne Netzengpässe werden in der Beschreibung des Kapazitätsmechanismus nicht berücksichtigt.

Vergütung: Im französischen dezentralen Kapazitätsmechanismus erzielen Kapazitätsanbieter Einnahmen durch den Handel mit ihren Kapazitätszertifikaten, die nach der Zertifizierung durch RTE automatisch vergeben werden. Stromversorgungsunternehmen sind verpflichtet, diese Zertifikate zu

beschaffen. Von den Kapazitätsanbietern sind keine zusätzlichen Zahlungen erforderlich, allerdings enthält die Beschreibung des Kapazitätsmechanismus keine Angaben zu Sanktionen bei Nichterfüllung der Lieferverpflichtung. Stromversorgungsunternehmen tragen die finanzielle Verantwortung für Ungleichgewichte im Besitz von Kapazitätszertifikaten, entsprechend ihrem gemessenen Echtzeitbeitrag zur Systemspitzenlast. Der Besitz dieser Zertifikate wird über ein vom Übertragungsnetzbetreiber aktualisiertes Register überwacht, wobei Ungleichgewichte zu variablen Preisen abgerechnet werden – abhängig von der Knappheitssituation im jeweiligen Zeitraum.

5.2.2 Analyse

Ein Vorteil eines dezentralen Kapazitätsmarkts ist, dass die Entscheidung über die ausgeschriebenen Volumina von einem Betreiber getroffen wird, der näher am Kunden ist, was zu besseren Verbrauchsprognosen führen sollte. Ein weiterer Vorteil des dezentralen Beschaffungsmodells besteht darin, dass es Möglichkeiten für maßgeschneiderte und innovative Lösungen schafft, die bestimmten Betreibern zugutekommen können.

Jedoch gibt es auch Nachteile: Dezentralisierte Beschaffung führt oft zu höherem bürokratischem Aufwand, da mehrere Betreiber beteiligt sind, und erhöhten Transaktionskosten aufgrund der verringerten Liquidität durch die Vielzahl kleinerer Beschaffungen von möglicherweise nicht standardisierten Produkten. Ein weiterer Nachteil des dezentralen Kapazitätsmarkts ist, dass er nicht garantieren kann, dass zentrale Planer ihre Ziele hinsichtlich der Ressourcensicherheit im Hinblick auf den Zuverlässigkeitssstandard erreichen. Zudem ist es nicht möglich, die Übertragungskapazität in einem dezentralen Kapazitätsmarkt zu verwalten.

Tabelle 13 Vorteile und Herausforderungen eines dezentralen Kapazitätsmarktes

Vorteile	Herausforderungen
Technologieneutral	Vergleichsweise hoher Aufwand für Marktteilnehmer
Vom Strommarkt entkoppelt – keine Marktverzerrungen	Hohe Komplexität
Einfach Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen	Grenzüberschreitende Teilnahme nur durch „implizite Teilnahme“ über Interkonnektoren möglich
Einbindung dezentralen Wissens über Entwicklung der Nachfrage	Preisgestaltung von Kapazitätsgarantien kann kompliziert sein
Überförderung kann tendenziell vermieden werden	Nicht klimaneutral
Eher kurzfristig, daher sehr anpassungsfähig	Keine langfristigen Investitionsanreize

5.3 Analyse

Marktweite Mechanismen werden in den EU-Rechtsvorschriften weniger detailliert behandelt als strategische Reserven, wodurch mehr Gestaltungsmöglichkeiten bestehen, um ein geeignetes Design basierend auf nationalen Anforderungen auszuwählen.

In einem marktweiten Kapazitätsmechanismus bestimmen die Kapazitätsanbieter selbst, wann sie produzieren, basierend auf Preissignalen im Strommarkt. Anforderungen und Anreize für die Verfügbarkeit können ebenfalls hinzugefügt werden. Die starke Verknüpfung mit dem Strommarkt ermöglicht eine effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen, vorausgesetzt, dass etwaige Anforderungen oder Anreize im Mechanismus die Gebotsstrategien der Betreiber nicht so beeinflussen, dass die Gebote von den variablen Kosten abweichen.

Ein Hauptvorteil marktweiter Kapazitätsmechanismen liegt darin, dass sie eine proaktive Verwaltung von Kapazitätsbedarfen ermöglichen, die in den kommenden Jahren zu erwarten sind. Dies ist besonders wichtig, wenn der erwartete Bedarf an Kapazität die Versorgung durch bestehende Anlagen übersteigt, die noch nicht am Strommarkt teilnehmen. Zusätzliche Kapazität kann durch Vorwärtsauktionen mit langen Lieferzeiträumen beschafft werden, was Anreize für neue Investitionen schaffen sollte.

Ein weiterer Aspekt ist, dass marktweite Kapazitätsmechanismen so gestaltet werden können, dass sie das Potenzial für Marktmacht von Produzenten begrenzen, während sie gleichzeitig Preisabsicherung für Kunden und Produzenten bieten.

Als Nachteile können der zeitaufwändige Genehmigungsprozess bei der Europäischen Kommission (EK) und die komplexe Gestaltung des Beschaffungsprozesses mit Anforderungen an die grenzüberschreitende Teilnahme aufgeführt werden. Außerdem kann es notwendig sein, dass die Teilnehmer eine Art Vorausqualifikation und Verifizierungsverfahren durchlaufen müssen. Dies bedeutet zusätzlichen Aufwand für den ÜNB sowie für den Anlagenbetreiber, was kleinere Anbieter wie DR-Anbieter möglicherweise von der Teilnahme abhält. Eine weitere Komplexität ergibt sich aus den De-Rating Faktoren, die verwendet werden, um Gebote unterschiedlicher Technologien vergleichbar zu machen. Diese sind komplex fair zu berechnen und können zu Verzerrungen im Markt führen.

Zudem kann ein marktweiter Kapazitätsmechanismus zu einer verringerten Rentabilität (Preisschwankungen) flexibler Ressourcen in einem EOM führen. Dies gilt insbesondere, wenn der zentrale Käufer (bspw. ÜNB) zu viel Kapazität im Vergleich zum idealen Niveau beschafft, was zu einem Überangebot und niedrigen Preisen auf dem Energiemarkt führt. Da die erwarteten Einnahmen aus dem Energiemarkt sinken, steigen die Vergütungsanforderungen und Auktionsergebnisse auf den Kapazitätsmärkten. Ein überdimensionierter Kapazitätsmechanismus kann daher dazu führen, dass das Volumen neuer Investitionen vollständig durch einen ÜNB bestimmt wird, wodurch die grundlegende Funktion des deregulierten EOM untergraben wird [14].

Ein marktweiter Kapazitätsmechanismus ist nicht kosteneffektiv, wenn der Bedarf an zusätzlicher Kapazität zur Erfüllung des nationalen Zuverlässigkeitssstandards minimal und vorübergehend ist und nur eine geringe Anzahl an Betriebsstunden erwartet wird. Besonders dann, wenn der Kapazitätsbedarf mit vorhandener Kapazität gedeckt werden kann, die ansonsten aus Rentabilitätsgründen stillgelegt würde.

Tabelle 14 Vergleich von gezielten und marktweiten Kapazitätsmechanismen (basierend auf [62])

Eigenschaft	Gezielter KM (Strategische Reserve)	Marktweiter KM
Einfluss auf EOM	klein	groß
Verknüpfung mit dem Strommarkt	schwach: Verwendung Ressourcen	ineffiziente verfügbare Ressourcen stark: effiziente Verwendung verfügbarer Ressourcen
Verwaltung des Kapazitätsbedarf	Reaktiv: Kapazitätsauktionen mit kurzen Lieferzeiträumen	Proaktiv: Kapazitätsauktionen mit langen Lieferzeiträumen
Genehmigungsprozess bei der EC	Schnell	Langsam ⁸
Aufwand für den TSO sowie für den Anlagenbetreiber	Klein	Groß
Beschaffungsdesign	Geringer Komplexitätsgrad	Hoher Komplexitätsgrad
Anreize für Neuinvestitionen	Niedrig	Hoch
Konsument:innenschutz	Schwach	Stark
Effekte auf Marktmacht	Hoch: hoher Anteil an Kapazität, der außerhalb des Marktes gehalten wird	Niedrig

⁸ Durch den „streamlining process oft he EC“ [63] sollte ein zentraler KM in zukunft auch schneller genehmigt werden können

6 WEITERE METHODEN ZUR STEIGERUNG VON INVESTITIONSANREIZEN

6.1 Leistbarkeitsoptionen

Überblick. Mechanismus, der finanzielle Vorteile von Erzeugern während Zeiten hoher Preise auf Verbraucher überträgt, die vor Herausforderungen bei der Bezahlbarkeit stehen, typischerweise durch eine regulierte Abgabe oder Gebühr.

Leistbarkeitsoptionen (engl. affordability options) zielen darauf ab, Gewinne von Erzeugern während Zeiten hoher Preise auf Verbraucher zu übertragen, die vor Herausforderungen bei der Bezahlbarkeit stehen, durch einen zuvor vereinbarten Mechanismus. Verbraucher zahlen eine Gebühr, wie zum Beispiel eine regulierte RES-Abgabe, für diese Versicherung, während Erzeuger regelmäßige Zahlungen erhalten, im Austausch dafür, dass sie einen Teil ihrer unsicheren zukünftigen Einnahmen aufgeben [64]. Im Gegensatz zu Verpflichtungen wie Contracts for Difference (CfD) bieten Affordability-Optionen Flexibilität bei der Gestaltung, wie zum Beispiel dem Typ des Optionprodukts, der Abrechnungsfrequenz und dem Niveau des Strike-Preises. Es ist wichtig zu beachten, dass Affordability-Optionen sich von Reliability-Optionen (Zuverlässigkeitsoptionen) unterscheiden, die sich auf die Minderung von Versorgungsgängen konzentrieren und flexible Investitionen zur Unterstützung des Energiesystems während Stressperioden anregen. Reliability-Optionen beinhalten typischerweise stündliche Abrechnungen und höhere Strike-Preise, um die Kapazitätsbeibehaltung und Systemunterstützung während Engpässen zu fördern [64].

Analyse

Tabelle 15 Vorteile und Herausforderungen von Leistbarkeits-Optionen

Vorteile	Herausforderungen
Risikoteilung zwischen Verbrauchern und Lieferanten/Erzeugern	Festlegung der Höhe der Zahlung
Schutz von verletzlichen Verbrauchergruppen	Übergang von bestehenden Regelungen schwierig (Zufriedenheit der Verbraucher)

6.2 Kapazitätsabonnements

Überblick. Ermöglicht es Verbrauchern, eine vordefinierte Menge an Stromkapazität während Perioden hoher Nachfrage oder Engpassereignissen abzusichern.

Kapazitätsabonnements sind Maßnahmen zur Nachfragesteuerung, die Verträge beinhalten, die es Verbrauchern ermöglichen, ihr gewünschtes Maß an Energieverfügbarkeit und -sicherheit, insbesondere während Engpassereignissen, festzulegen. Diese Verträge könnten in Optionsverträge weiterentwickelt werden, bei denen Verbraucher jederzeit eine vordefinierte Menge an Energie zu einem vorab vereinbarten Preis von einem Anbieter erwerben können. Dieser Ansatz würde eine Regulierung erfordern, um die Teilnahme der Verbraucher und ausreichende Kapazität von Produzenten sicherzustellen, ähnlich wie das regulatorische Rahmenwerk bei der Krankenversicherung für die Pflichtversicherung. Dieses Modell bietet Vorteile gegenüber traditionellen Kapazitätsmärkten, indem es den Verbrauchern Autonomie bei der Bestimmung ihrer vertraglich vereinbarten Kapazitätsniveaus gibt [65]. Es handelt sich jedoch um ein sehr theoretisches Konstrukt, welches bisher noch keine Anwendung in der Praxis findet.



Abbildung 17 Schema zur Darstellung der Funktionsweise von Kapazitätsabonnements [65]

Analyse

Tabelle 16 Vorteile und Herausforderungen von Kapazitätsabonnements

Vorteile	Herausforderungen
Ermöglicht es den Verbrauchern, ein gewisses Maß an Auswahl hinsichtlich ihrer	Schwierigkeit für Verbraucher, den benötigten Strombedarf zu bestimmen

Energieversorgungskontinuität und -sicherheit zu haben	
	Keine Anreize für Kapazitätsanbieter, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten
	Keine Anreize für neue Investitionen

6.3 Contracts for Differences

Überblick. Finanzielle Vereinbarung zwischen einem Produzenten erneuerbarer Energien und einer Regierung oder einem Versorgungsunternehmen. Sie garantiert dem Produzenten einen festen Preis (Strike Price) für ihre Stromproduktion, wobei die Zahlungen basierend auf der Differenz zwischen diesem Festpreis und dem Marktpreis (Referenzpreis) angepasst werden. Dies bietet Stabilität und Einnahmesicherheit für Projekte im Bereich erneuerbare Energien.

In den **erneuerbaren Contracts for Difference (CfD)**-Vereinbarungen verkaufen Produzenten erneuerbarer Energien typischerweise ihren Strom auf Day-Ahead-Märkten, wo die Preise ständig basierend auf Angebot und Nachfrage schwanken. Der schwankende Satz eines CfD, bekannt als „Referenzpreis“, ist oft an den Day-ahead-Marktpreis oder eine Ableitung davon gebunden. Der feste Satz, genannt „Strike Price“, wird entscheidend durch wettbewerbliche Ausschreibungen oder Auktionen bestimmt, bei denen Produzenten auf den Mindestpreis bieten, der für die Fortführung ihrer Projekte erforderlich ist [66].

Sobald ein CfD-Vertrag zwischen dem Staat und dem Produzenten erneuerbarer Energien etabliert ist, verkauft der Produzent weiterhin Strom auf jedem Markt. Die CfD-Zahlungen werden separat berechnet, basierend darauf, wie der schwankende Referenzpreis im Vergleich zum festen Strike Price steht. Überschreitet der Strike Price den Referenzpreis, entschädigt der Staat den Produzenten für die Differenz (genannt „Payout“). Umgekehrt, wenn der Referenzpreis den Strike Price übersteigt, erstattet der Produzent dem Staat die Differenz (genannt „Clawback“) [66].

Analyse

Es sollte berücksichtigt werden, dass CfD auf europäischer Ebene als Modell zur Subventionierung erneuerbarer oder fossilienfreien Produktionsmethoden betrachtet werden sollten, die nur begrenzte Flexibilität aufweisen. Die vom Vorschlag der Europäischen Kommission abgedeckten Technologien sind Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft ohne Speicher und Kernkraft. Das vorgeschlagene Design ist nicht geeignet, Anreize für Investitionen in flexible Produktion zu schaffen. Darüber hinaus tragen die Technologien, für die CfDs vorgeschlagen werden, in unterschiedlichem Maße zur Erhöhung der Versorgungssicherheit auf dem Markt bei. Es gibt nur begrenzte Anreize dafür, dass die durch CfDs abgedeckte Kapazität in Zeiten von Systemstress verfügbar ist, da es

wahrscheinlich ist, dass die Marktpreise dann den definierten Referenzpreis überschreiten. Ein weiterer kritischer Punkt ist, dass CfDs der Entwicklung von Liquidität an Terminmärkten entgegenwirken, da alle Risiken durch den Mechanismus automatisch abgesichert sind.

Tabelle 17 Vorteile und Herausforderungen von Contracts for Differences

Vorteile	Herausforderungen
Begrenzung der Markterlöse nach oben	Soll nur für neue Investitionen gelten
Erlöse werden unabhängiger von volatilen Preisen	Fehlende Marktsignale (z.B. Gebote bei negativen Preisen – unter den Grenzkosten)
Anreize für Investitionen durch stabile Preise über einen langen Zeitraum	Keine Liquiditätssteigerung an Terminmärkten
Erhöhung des Verbraucherschutzes	

6.4 Zielgerichtete Unterstützungsprogramme

Überblick. Spezifisches Programm, das entwickelt wurde, um finanzielle oder regulatorische Unterstützung für bestimmte Sektoren oder Technologien innerhalb der Energiebranche zu bieten, wie zum Beispiel Projekte im Bereich erneuerbare Energien oder Initiativen zur Energieeffizienz.

Gemäß der Richtlinie über erneuerbare Energien (Artikel 4) müssen die EU-Länder Unterstützungssysteme für erneuerbare Elektrizität einführen, die offen, transparent, wettbewerbsfähig, nichtdiskriminierend und kosteneffektiv sind [67]. Ausnahmen sind für Kleininstallationen, Demonstrationsprojekte, Randregionen und kleine Inseln erlaubt. Diese Systeme sollen die Integration erneuerbarer Elektrizität in den Markt auf eine Weise fördern, die auf die Marktbedingungen reagiert. Die Länder werden auch ermutigt, Mechanismen zu etablieren, die regionale Vielfalt bei der Bereitstellung erneuerbarer Energien fördern, um eine effiziente Systemintegration zu gewährleisten. Zusätzlich müssen die EU-Länder langfristige Zeitpläne veröffentlichen, die detailliert darlegen, wie die Unterstützung vergeben wird, einschließlich Zeitrahmen, Häufigkeit, erwartete Kapazität, Budget und berechtigte Technologien.

Die Kommission schlägt vor, dass Mitgliedstaaten mit Kapazitätsmechanismen in Erwägung ziehen sollten, die Teilnahme von nicht-fossilen Flexibilitäten wie Nachfrageantwort und Speicherung zu fördern, indem zusätzliche Kriterien oder Merkmale in das Design der Kapazitätsmärkte aufgenommen werden. Darüber hinaus wird vorgeschlagen, dass, falls diese Maßnahmen nicht ausreichen, um einen

identifizierten Bedarf an Flexibilität zu decken, Mitgliedstaaten Unterstützungssysteme für Flexibilität einführen können, die Zahlungen für verfügbare Kapazitäten umfassen.

Analyse

In der Praxis kann der Vorschlag der EU-Kommission als ein gezielter Kapazitätsmechanismus interpretiert werden.

Tabelle 18 Vorteile und Herausforderungen von zielgerichteten Unterstützungsprogrammen

Vorteile	Herausforderungen
Anreize für Investitionen	Spezifisch für erneuerbare Energieanlagen
Auswirkungen auf die Preise in Mittelast- und möglicherweise sogar in Grundlastzeiten	Keine echten Anreize für Kapazitätsanbieter, die in Engpasssituationen Kapazität zur Verfügung zu stellen
	Verzerrung von Marktsignalen

6.5 Peak-shaving Produkte

Überblick. Ein Dienst oder eine Strategie, die den Stromverbrauch während Spitzenlastzeiten reduziert, typischerweise durch Lastmanagement oder DR Techniken.

Die Verordnung (EU) 2024/1747 [68], die die Verordnung (EU) 2019/943 ändert, legt fest, dass es den Mitgliedstaaten möglich sein sollte, Systembetreibern die Beschaffung von Lastspitzenreduktionsprodukten zur Verbesserung der Nachfragesteuerung zu ermöglichen. Ziel ist es, den Stromverbrauch während Spitzenzeiten zu reduzieren, ohne die Treibhausgasemissionen durch hinter dem Zähler befindliche fossile Brennstofferzeugung zu erhöhen. Die Aktivierung dieser Produkte ist auf bestimmte Fälle von regionalen oder unionweiten Strompreiskrisen beschränkt, wobei eine Beschaffung bis zu einer Woche im Voraus zulässig ist. Systembetreiber können Lastspitzenreduktionsprodukte vor oder innerhalb der Zeitrahmen des Day-ahead-Marktes oder automatisch basierend auf vordefinierten Strompreisen aktivieren. Basismethoden, die den erwarteten Verbrauch ohne Lastspitzenreduktionsprodukte widerspiegeln, müssen entwickelt und von den Regulierungsbehörden genehmigt werden. ACER ist verantwortlich für die Bewertung der Auswirkungen auf den Unionsstrommarkt, um sicherzustellen, dass sie den Markt nicht unangemessen verzerren oder Nachfragesteuerungsstrategien in Richtung Lastspitzenreduktionsprodukte umlenken.

Analysis

Wie oben erwähnt, sollte die Aktivierung der Lastspitzenreduktionsprodukte nach der Schließung des Day-ahead-Marktes und vor der Öffnung der Regelenergiemärkte erfolgen. Letzteres könnte das Risiko bergen, dass sich DR aus dem regulären Day-ahead-Markt und dem Intraday-Markt komplett zurückzieht.

Im Allgemeinen könnte das Produkt als ein gezielter Kapazitätsmarkt (für Lastspitzenreduzierung) mit sehr kurzen Vorlaufzeiten und kurzfristigen Verträgen betrachtet werden.

Tabelle 19 Vorteile und Herausforderungen von Peak-Shaving Produkten

Vorteile	Herausforderungen
Kann zur Systemstabilität beitragen	Geeignete Baseline-Definition erforderlich
	Begrenzt auf demand response
	Investitionen in "Spitzenlast"-Technologien werden weniger attraktiv
	Verzerrung von Marktsignalen/-preisen

6.6 Langzeit power purchase agreements

Überblick. Verträge zwischen Stromerzeugern und Käufern (wie Versorgungsunternehmen, Unternehmen oder Regierungen), 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.

Ein Power Purchase Agreement (PPA) ist ein langfristiger Vertrag zwischen einem Stromerzeuger und einem Kunden (entweder einem Verbraucher oder einem Händler), der Bedingungen wie die Menge der Stromlieferung, die Preisgestaltung und Strafen für die Nichteinhaltung festlegt. PPAs können genutzt werden, um Risiken im Zusammenhang mit Marktpreisschwankungen zu reduzieren und werden von großen Verbrauchern verwendet, um Investitionskosten in erneuerbare Energieprojekte zu senken. Sie sind entscheidend für die Finanzierung und den Betrieb von erneuerbaren Energien, insbesondere in Regionen, in denen staatliche Unterstützung begrenzt ist, da sie stabile Strompreise bieten und Nachhaltigkeitsinitiativen für Marken fördern. Allerdings erfordern PPAs aufgrund ihrer Komplexität und langfristigen Verpflichtung eine sorgfältige Verhandlung und können die Parteien

finanziellen Risiken bei schwankenden Marktbedingungen oder variabler erneuerbarer Energieproduktion aussetzen [69].

Die Verordnung (EU) 2024/1747 [68], besagt, dass die Mitgliedstaaten die Nutzung von PPAs fördern sollen, indem sie ungerechtfertigte Hindernisse sowie unverhältnismäßige oder diskriminierende Verfahren oder Gebühren beseitigen, um Preisvorhersehbarkeit zu gewährleisten und die in ihren nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele zu erreichen, während gleichzeitig wettbewerbsfähige und liquide Elektrizitätsmärkte sowie grenzüberschreitender Handel erhalten bleiben.

Analyse

Langfristige PPAs können dazu beitragen, die Auswirkungen plötzlicher und vorübergehender Preisspitzen auf dem Strommarkt zu reduzieren. Daher könnte es wünschenswert sein, den Übergang zu einem langfristigeren Strommarkt zu fördern. Es sollte auch darauf geachtet werden, den PPA-Markt für kleinere Betreiber zu öffnen. PPAs können potenziell Investitionen erleichtern, jedoch besteht keine direkte Verbindung zu einem KM.

Tabelle 20 Vorteile und Herausforderungen von langfristigen PPAs

Vorteile	Herausforderungen
Bilateraler Vertrag, kann auf die spezifische Anwendung zugeschnitten werden	Komplexe Verträge
Langfristige Preisstabilität	Langfristiger Charakter kann nachteilig sein bei unvorhergesehenen Preis-/Produktionsentwicklungen
Möglichkeit zur Finanzierung von Investitionen	
Reduzierung der Risiken im Zusammenhang mit Stromverkauf und -kauf	

7 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Strommarktverordnung schreibt vor, dass Kapazitätsmechanismen nur die Verfügbarkeit von Kapazitäten vergüten sollen (siehe Artikel 22(3)(b) der Strommarktverordnung [70],[68]). Dies definiert im Kapazitätsmarkt beschaffte Produkt als gesuchte verfügbare Kapazität während erwarteter Knappheitszeiten. Erfolgreiche Kapazitätsanbieter verpflichten sich zu einer physischen Verfügbarkeitsverpflichtung, die sicherstellt, dass die angebotene Kapazität bei Bedarf verfügbar ist, im Austausch für eine Kapazitätsvergütung.

In bestehenden Kapazitätsmärkten umfassen Kapazitätsverträge oft nicht nur eine physische Verfügbarkeitsverpflichtung, sondern auch eine finanzielle Verpflichtung für Anbieter (bekannt als Zuverlässigkeitsoptionen/Reliability-Options oder Versorgungssicherheitsverträge). Diese Optionen verpflichten Anbieter, dem zentralen Käufer im Kapazitätsmarkt die positive Differenz zwischen einem vorab festgelegten Ausübungspreis (strike price) und einem Referenzmarktpreis (z. B. dem stündlichen Day-ahead-Marktpreis) zu zahlen. Der strike price wird typischerweise über den erwarteten Day-ahead-Marktpreisen festgelegt, um die Verbraucher vor unerwarteten Preisspitzen zu schützen und die Anreize für die Ausübung von Marktmacht während Knappheitssituationen zu verringern.

Kritik an Kapazitätsmechanismen

Ein Kapazitätsmarkt gibt beispielsweise den Eigentümern von Windkraftanlagen nicht die richtigen Anreize bei der Wahl des Standorts, der Auslegung der Anlagen, der Wartung und der Vorbereitung auf extreme Wetterbedingungen. Ein weiteres Problem ist die Frage, wie man Energiespeicherwerkwerken (einschließlich Wasserkraft) die richtigen Preissignale geben kann, damit sie für kritische Tage optimal speichern, wenn die Preise auf einem niedrigen Niveau gedeckelt sind [71].

Es ist wichtig, dass jede Entscheidung über die Einführung und die Wahl des Kapazitätsmechanismus mit einer Bewertung der Art des Marktversagens einhergeht, das möglicherweise vorliegt (was ein gewisses Maß an Urteilsvermögen erfordern kann, da viele Marktversagen durch Marktformen behoben werden könnten):

- Wird ein Marktversagen (in Bezug auf die Versorgungssicherheit) mit Sicherheit diagnostiziert und ist es dauerhafter Natur, kann die Einführung eines Kapazitätsmechanismus mit breitem Anwendungsbereich, wie Zuverlässigkeitsoptionen oder Kapazitätsverpflichtungen, gerechtfertigt sein.
- Ist das Marktversagen hingegen ungewiss, vorübergehend oder in seinem Umfang begrenzt, könnte eine Überbrückungsmaßnahme in Form eines partiellen Kapazitätsmechanismus ausreichen.
- Im Falle eines schwerwiegenderen, aber dennoch vorübergehenden Ausfalls kann ein umfassenderer Mechanismus erforderlich sein. In diesem Fall sollte der Mechanismus jedoch ebenfalls vorübergehend (Verfallsklausel) oder reversibel sein, um den Eingriff auf ein Minimum zu beschränken.

In den meisten Ausgestaltungen gibt es einen Betreiber, der die Anforderungen definiert und direkt oder indirekt ein festgelegtes Volumen an Kapazität beschafft. Die Nachfrage ist daher vorgegeben, und der Wettbewerb findet über den Preis der Kapazität statt. Dies wirft das Problem auf, dass die Kapazität für

den Zeitraum des KM im Voraus quantifiziert werden müssen. Da der Mechanismus durch unzureichende Investitionen motiviert ist, sind relativ lange Vertragslaufzeiten erforderlich, wodurch der Bedarf an Kapazität mit großer Unsicherheit verbunden ist. Aufgrund dieser hohen Unsicherheit wird der für die Beschaffung zuständige Betreiber wahrscheinlich zu viel in Kapazität investieren. Gründe dafür könnten ein wahrgenommener Druck zur Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Systems sein, der es erforderlich macht, ein Worst-Case-Szenario zu berücksichtigen, kombiniert mit einem Mangel an Anreizen für den Betreiber, die Kosten des KM im Auge zu behalten [62].

Überinvestitionen führen auch zu dem Problem des „missing money“ im Energiemarkt, obwohl das ursprüngliche Ziel des KM darin bestand, dieses Problem zu überwinden [14]. Der Grund dafür ist der Rückgang der durchschnittlichen Preise im Falle von Überinvestitionen, was zu Problemen führt, wie z.B., dass Betreiber Investitionen meiden, wenn diese nicht durch den KM abgedeckt sind. Darüber hinaus steigen die Kosten des KM, da die Einnahmen aus dem Energiemarkt für die Betreiber sinken, was durch erhöhte Ansprüche innerhalb des KM-Rahmens ausgeglichen werden muss. Dies führt zu einer negativen Spirale, in der der Anteil der Einnahmen aus dem KM auf Kosten der sinkenden Anteile aus dem Energiemarkt steigt. Dies wiederum führt zu einer zunehmenden zentralen Kontrolle über die Entwicklung des Systems und des Marktes durch die wachsende Bedeutung des KM und die verstärkte Entkopplung der Investitionen von den Einnahmen des Energiemarktes [72].

Die Motivation für KM ist eine ineffiziente Versorgungssicherheit. Damit der Mechanismus effektiv ist, ist es entscheidend, dass die beschaffte Kapazität in Zeiten von Systemstress verfügbar ist. Um wirksam zu sein, sollte der KM daher so gestaltet sein, dass die Verfügbarkeit in Zeiten von Systemstress belohnt wird. Mögliche Optionen wären Strafgebühren im Falle einer Nichtbereitstellung zu solchen Zeiten.

7.1 Anreize

Investitionsanreize. Es gibt verschiedene Wege, wie KMs Anreize für neue Investitionen bieten können. Ein Weg ist, Einnahmensicherheit zu bieten. Kapazitätszahlungen bieten den Erzeugern eine Vergütung dafür, dass sie bereit sind, Strom zu produzieren, und nicht nur für den tatsächlich erzeugten Strom. Dies schafft einen stabilen Einnahmestrom, reduziert das finanzielle Risiko und macht Investitionen attraktiver. Zusätzlich bieten Zuverlässigkeitsoptionen (reliability options) oder Differenzverträge (CfDs) Preisstabilität, indem sie einen bestimmten Preis für den erzeugten Strom garantieren und Investoren vor Marktschwankungen schützen. Langfristige Verträge sind ein weiterer Anreiz. Kapazitätsmechanismen beinhalten oft langfristige Verträge, die Einnahmen über mehrere Jahre garantieren und Investoren helfen, Finanzierungen für neue Projekte zu sichern. Außerdem können sie das Investitionsrisiko verringern, indem sie vorhersehbare Einnahmeströme bieten. Kapazitätsmechanismen enthalten auch Anreize für neue Technologien. Spezifische Bestimmungen können Investitionen in Energiespeicherung, Nachfragereaktion oder erneuerbare Energiequellen fördern, oft durch höhere Kapazitätszahlungen oder dedizierte Auktionen. Wettbewerb und Effizienz werden gefördert, wodurch sichergestellt wird, dass nur die effizientesten und kostengünstigsten Projekte Kapazitätszahlungen erhalten, was Innovation und Investitionen in fortschrittliche Technologien anregt. Andererseits kann die Einführung eines KM als Markteintritt wahrgenommen werden, der bestehende Anlagen negativ beeinflusst, da diese Ergänzung der Erzeugung die Preise auf dem Spotmarkt drückt.

Anreize zur Verfügbarkeit in Knappheitssituationen. Es gibt zwei grundlegende Modelle zur Anreizung von Kapazitätsressourcen, verfügbar zu sein, wenn sie benötigt werden. Das erste Modell besteht darin, eine Verpflichtung einzuführen, die vertraglich vereinbarte Kapazität während Perioden von Systemstress auf dem Markt anzubieten, kombiniert mit einer Strafgebühr im Falle der Nichtverfügbarkeit. Das zweite Modell besteht darin, finanzielle Anreize durch Zuverlässigkeitsoptionen zu bieten. Diese beiden Modelle können auch kombiniert werden. Die gewählte Strafe muss hoch genug sein, um die ausgewählten Bieter davon abzuhalten, ihre Kraftwerke so zu betreiben, dass sie ihre Verpflichtung nicht erfüllen. Andererseits sollte die Strafe nicht übermäßig hoch sein, falls es zu einer längeren technischen Unverfügbarkeit kommt.

7.2 Effizienz

Kontrolle der Systemkosten. Ein korrekt gestalteter KM mit einem wettbewerblichen Beschaffungsprozess, der die richtige Kapazitätsanforderung am richtigen Ort im Stromsystem berücksichtigt, kann mittelfristig zu reduzierten Systemkosten führen, indem er sicherstellt, dass die Zuverlässigkeitssstandards zu den niedrigsten Kosten erreicht werden. Ohne ausreichende Kapazität in Zeiten von Systemstress gibt es zudem mehr oder weniger schwer zu bewertende Risiken, die mit einem reduzierten gesamtgesellschaftlichen Nutzen verbunden sind, wie beispielsweise eine verzögerte Energiewende und verfehlte Klimaziele, eine Verschlechterung der Ressourcenverfügbarkeit und Stromengpässe, was zu höheren Kosten entsprechend dem Wert des ausgefallenen Stroms, Preisvolatilität und Unvorhersehbarkeit der Verfügbarkeit von Reservekapazitäten führen kann. Dies könnte Investitionen in energieintensive Industrien aufgrund von Investitionsrisiken verzögern und entmutigen oder das Risiko kurzfristiger und kostspieliger Markteintritte durch politische Entscheidungsträger oder Übertragungsnetzbetreiber erhöhen, wodurch Marktunsicherheit entsteht [62]. Auf der anderen Seite gibt es Nachteile von Kapazitätsmechanismen, die zu erhöhten sozialen Kosten führen können. Ein bereits diskutiertes Problem ist, dass der Beschaffer selten über vollständige Informationen zur Zukunft verfügt und dazu neigt, den KM für ein Worst-Case-Szenario zu dimensionieren. Dies könnte zu einer Überdimensionierung der Produktionskapazität und dies wiederum zu Kosten führen, die möglicherweise an die Kunden weitergegeben werden. Ein weiteres wichtiges Risiko besteht darin, dass das Design des KM die Stromproduktion auf Kosten von flexiblen Stromverbrauchern und Speichereinrichtungen mit niedrigen Grenzkosten begünstigen könnte [62].

In fast allen betrachteten Fällen werden die Nettokosten von Kapazitätsmechanismen über Tarife oder Gebühren finanziert. In Zeiten hoher Preise, in denen die Kapazitätsanbieter verpflichtet sind, möglicherweise über den definierten Strike-Preis hinausgehende Einnahmen zurückzuzahlen, wird die Nettokosten des Kapazitätsmechanismus reduziert. Bei längeren Phasen sehr hoher Preise könnte es jedoch bevorzugt werden, diesen Überschuss direkter an die Kunden zurückzugeben. Unabhängig davon, welche Partei die Gebühr zahlt, werden die Nettokosten letztendlich an die Endkunden weitergegeben. Es gibt zwei Hauptoptionen dafür. Die erste Option besteht darin, dass die für die Bilanzierung verantwortlichen Parteien die Gebühr für den Kapazitätsmarkt zahlen, ähnlich wie es derzeit bei der Gebühr für die Leistungsvorsorge gehandhabt wird. Diese Parteien würden die Kosten dann an Stromanbieter und Endkunden weitergeben. Die zweite Option besteht darin, die Gebühr über die Netzbetreiber zu erheben, was der aktuellen Handhabung der Stromsteuer ähnlicher ist.

Weiters lässt sich ein allgemeiner Trend in Richtung nationalen Förderungen bezüglich Kapazitätsmechanismen beobachten. Hier sollte erwähnt werden, dass dieser Trend vor allem für

ärmere Länder ein Problem darstellt, da gerade in diesen Ländern die benötigten finanziellen Ressourcen nicht zur Verfügung gestellt werden können.

Vermeidung von Marktverzerrungen. Je nach Ausgestaltung kann es passieren, dass Kapazitätsmärkte von Knappheit geprägt sein werden, da es unwahrscheinlich ist, dass es eine signifikante Überkapazität im Markt geben wird. Dies bedeutet, dass ein reales Risiko der Ausübung von Marktmacht besteht. Daher kann es angebracht sein, verschiedene Maßnahmen zu ergreifen, um die Ausübung von Marktmacht zu beschränken. Zu den Designentscheidungen, die die Anreize zur Ausübung von Marktmacht beeinflussen können, gehören beispielsweise die Festlegung von marginal pricing oder pay-as-bid, sowie preisabhängige Nachfragekurven. Eine weitere Methode ist die Unterscheidung der Teilnehmenden Kapazitätsbieter zwischen „price takers“ und „price makers“, wie beispielsweise in Polen [73].

7.3 Klima- und Technologieneutralität

Technologieneutralität. Das in einem Kapazitätsmechanismus beschaffte Produkt muss so gestaltet sein, dass es zur Erfüllung des Zuverlässigkeitssstandards beiträgt. Laut der Stromverordnung muss ein marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus so konzipiert sein, dass alle Ressourcenbesitzer unabhängig von der Technologie zu denselben Bedingungen teilnehmen können. Das Design des Produkts ist wichtig, um einen technologieneutralen Beschaffungsprozess zu erreichen, der für alle offen ist. Unabhängig davon, ob die Beschaffung ein oder zwei Produkte umfasst, ist die Bestimmung technologiebezogener De-Rating Faktoren entscheidend, um einen effektiven Wettbewerb sicherzustellen und den Zuverlässigkeitssstandard zu den niedrigsten Kosten zu erfüllen. Eine weitere Frage ist, ob verschiedene Technologien in derselben Auktion beschafft werden sollten. Erfahrungen legen nahe, dass die gleichzeitige Beschaffung den Wettbewerb und die Effizienz der Auktion erhöht. Allerdings haben verschiedene Technologien oft unterschiedliche Verfügbarkeiten. Eine kollektive Beschaffung setzt daher voraus, dass es möglich ist, die gesicherte Kapazität für Technologien mit geringer Verfügbarkeit zu berechnen. Dies ist in der Praxis jedoch schwierig, insbesondere da nicht nur die physische Verfügbarkeit zählt, sondern auch der Zeitpunkt, zu dem eine Anlage verfügbar ist.

Klimaneutralität. In Bezug auf Umweltanforderungen in Kapazitätsmärkten konzentriert sich das EU-Recht auf die Klimawirkung und legt Grenzwerte für CO2-Emissionen pro kWh fest. Ein potenziell niedrigerer Grenzwert ist eine wichtige Designentscheidung in marktweiten Kapazitätsmechanismen, da er beeinflusst, welche Technologien Anreize für neue Investitionen erhalten. Hierbei stellt sich die grundlegende Frage bezüglich der CO2-Emissionsgrenzen, ob gasbefeuerte und andere fossil befeuerte Kraftwerke an dem Kapazitätsmechanismus teilnehmen dürfen.

7.4 Lösung für das Missing-Money-Problem

Prinzipiell können zwei grundsätzliche Ansätze verfolgt werden, um das Missing-Money-Problem zu reduzieren oder zu lösen. Zum einen besteht eine offensichtliche Lösung des Missing-Money-Problems

in der Einführung eines Kapazitätsmechanismus. Zum anderen kann grundsätzlich am Energy-Only Markt festgehalten werden und Maßnahmen gesetzt werden, die Investitionsanreize in Kraftwerkskapazitäten erhöhen. Beispiele dafür wären

- **Planungssicherheit für Marktteilnehmer schaffen:** Stabile Rahmenbedingungen und Vorhersehbarkeit von regulatorischen Eingriffen müssen gegeben sein
- **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 Knaptheiten signalisieren kann
- **Flexibilität in der Nachfrage schaffen:** Typische Energielieferverträge derart ausgestalten, dass einer flexiblen Stromnachfrage eine stärkere Rolle zukommt und auch die Nachfrage als Marktteilnehmer als Mengenanpasser reagieren kann

7.5 Ausgestaltung

Auswirkung auf Nachbarländer/Grenzkapazitäten. Kapazitätsmechanismen können erhebliche Auswirkungen auf Nachbarländer ohne solche Mechanismen haben. Sie können Preisunterschiede schaffen, da Länder mit Kapazitätsmechanismen aufgrund zusätzlicher Kapazitätszahlungen niedrigere Strompreise haben könnten, während sich in Nachbarländer ohne solche Mechanismen höhere Preise etablieren könnten. Dies kann grenzüberschreitende Stromflüsse beeinflussen, was den Markt durch künstliche Preissignale verzerren und in Ländern mit Kapazitätsmechanismen zu einem Überangebot führen kann. Kapazitätsmechanismen sind darauf ausgelegt, die Zuverlässigkeit des Stromnetzes im einführenden Land zu verbessern. Diese verbesserte Versorgungszuverlässigkeit kann jedoch auch positive Auswirkungen auf Nachbarländer haben. In Zeiten hoher Nachfrage oder bei Versorgungssengpässen können sich Nachbarländer auf Importe aus Ländern mit robusten Kapazitätsmechanismen verlassen. Investitionsentscheidungen werden ebenfalls von Kapazitätsmechanismen beeinflusst. Investoren bevorzugen möglicherweise Länder mit Kapazitätsmechanismen aufgrund stabiler Einnahmeströme und reduzierter Risiken, was zu einer Konzentration von Investitionen in diesen Ländern führen und potenziell Länder ohne solche Mechanismen benachteiligen kann. Dies kann die langfristige Versorgungssicherheit in Ländern ohne Kapazitätsmechanismen beeinträchtigen, da ihre Erzeuger Schwierigkeiten haben könnten, mit denjenigen zu konkurrieren, die Kapazitätszahlungen erhalten.

Sekundärmärkte. Sekundärmärkte sind nützlich, um das Risiko für Kapazitätsanbieter im Zusammenhang mit langfristigen Verpflichtungen zu reduzieren. Die Möglichkeit, Kapazitätsverpflichtungen zwischen berechtigten Kapazitätsanbietern zu übertragen, was auch eine Anforderung der Elektrizitätsverordnung darstellt, kann auf diese Weise organisiert werden.

Vertragsdauer und Auktionsvorlaufzeit. Wichtige Gestaltungselemente in Kapazitätsmärkten sind die Vorlaufzeit zwischen der Auktion und dem Lieferzeitraum sowie die Dauer der zugewiesenen Kapazitätsverträge, die beide entscheidend für die Unterstützung neuer Investitionen sind. Typischerweise finden Hauptauktionen 3-5 Jahre vor dem Lieferzeitraum statt, während ergänzende Auktionen näher am Lieferzeitraum durchgeführt werden. Die Wahl der Vorlaufzeit muss ein

Gleichgewicht zwischen der Unsicherheit in Bezug auf die Kapazitätsanforderungen und der Fähigkeit der Betreiber, zu investieren, herstellen. Während Auktionen näher am Lieferzeitraum die Unsicherheit verringern, verbessern längere Vorlaufzeiten den Wettbewerb und ermöglichen neue Investitionen. Unterschiedliche Ressourcenkategorien haben unterschiedliche Präferenzen hinsichtlich der Vorlaufzeiten; neue Produktionsanlagen benötigen längere Vorlaufzeiten, während Nachfrage-Ressourcen aus industriellen Einrichtungen kürzere Verpflichtungen bevorzugen könnten. Langfristige Verträge in Kapazitätsmärkten unterstützen die Finanzierung neuer oder renovierter Anlagen. Diese Verträge reduzieren finanzielle Risiken für Investoren, was zu niedrigeren Kapitalkosten führt, verlagern jedoch das Risiko auf die Kunden. Die Dauer eines Vertrages muss ein Gleichgewicht zwischen der Senkung der Kapitalkosten und der Angemessenheit der Risikoübernahme durch die Kunden herstellen. Eine höhere installierte Kapazität führt in der Regel zu einer Verringerung der Energiepreisvariabilität für die Kunden. Dies gilt insbesondere für die Nachfrageseite, da Verträge mit einer Laufzeit von 5 Jahren sehr schwer zu finden sind. Für Demand Response (DR) ist eine kürzere Vorlaufzeit besser, für große Erzeugungsanlagen ist eine längere Vorlaufzeit vorteilhafter.

REFERENZEN

- [1] N. G. Mankiw, *Principles of economics*. Cengage Learning, 2021.
- [2] A. Feldman and R. Serrano, *Welfare Economics and Social Choice Theory, 2nd Edition*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2006. doi: 10.1007/0-387-29368-X.
- [3] W. W. Hogan, "Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation," *Curr. Sustain. Energy Rep.*, vol. 9, no. 1, pp. 15–26, Mar. 2022, doi: 10.1007/s40518-021-00200-9.
- [4] J. C. Moorhouse, "Competitive markets for electricity generation," *Cato J*, vol. 14, p. 421, 1994.
- [5] W. J. Baumol, J. C. Panzar, and R. D. Willig, "Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure: Reply," *Am. Econ. Rev.*, vol. 73, no. 3, pp. 491–496, 1983.
- [6] M. Ezekiel, "The Cobweb Theorem," *Q. J. Econ.*, vol. 52, no. 2, p. 255, Feb. 1938, doi: 10.2307/1881734.
- [7] Arthur Hanau, "Die Prognose der Schweinepreise," Berlin, 1927. [Online]. Available: http://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/43353/viertel_1928.pdf
- [8] G. A. Akerlof, "The Market for 'Lemons': Quality Uncertainty and the Market Mechanism," *Q. J. Econ.*, vol. 84, no. 3, p. 488, Aug. 1970, doi: 10.2307/1879431.
- [9] Frontier Economics, "Formaet Services (2014) Strommarkt in Deutschland—Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit," *Ber. Für Bundesminist. Für Wirtsch. Energ. BMWi Front. Econ. Lond.*, 2014.
- [10] P. Cramton, A. Ockenfels, and S. Stoft, "Capacity Market Fundamentals," *Econ. Energy Environ. Policy*, vol. 2, no. 2, Apr. 2013, doi: 10.5547/2160-5890.2.2.2.
- [11] P. Cramton and A. Ockenfels, "Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector," *Z. Für Energiewirtschaft*, vol. 36, no. 2, pp. 113–134, Jun. 2012, doi: 10.1007/s12398-012-0084-2.
- [12] L. De Vries and P. Heijnen, "The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms," *Util. Policy*, vol. 16, no. 3, pp. 215–227, Sep. 2008, doi: 10.1016/j.jup.2007.12.002.
- [13] S. Hacopian Dolatabadi, M. A. Latify, H. Karshenas, and A. Sharifi, "On pricing issues in electricity markets in the presence of externalities," *Energy*, vol. 246, p. 123273, May 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123273.
- [14] D. Newbery, "Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors," *Energy Policy*, vol. 94, pp. 401–410, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.028.
- [15] P. Cramton and S. Stoft, "Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency," *Util. Policy*, vol. 16, no. 3, pp. 194–201, Sep. 2008, doi: 10.1016/j.jup.2008.01.007.
- [16] P. L. Joskow, "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity," *SSRN Electron. J.*, 2006, doi: 10.2139/ssrn.902005.

- [17] J. H. Keppler, S. Quemin, and M. Saguan, "Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets," *Energy Policy*, vol. 171, p. 113273, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113273.
- [18] K. Gugler, A. Haxhimusa, M. Liebensteiner, and N. Schindler, "Investment opportunities, uncertainty, and renewables in European electricity markets," *Energy Econ.*, vol. 85, p. 104575, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.eneco.2019.104575.
- [19] Österreichisches Parlament, *Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-fossile Energieträger (EKBFG)*. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012142>
- [20] Eurelectric, "Overview of national power prices - August 2022," Eurelectric, Brussels. [Online]. Available: <https://www.eurelectric.org/publications/overview-of-national-power-prices-august-2022/>
- [21] ACER, "Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation)," Ljubljana, Jan. 2023. [Online]. Available: <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/ACER%20Decision%202001-2023%20on%20HMMCP%20SDAC%20-%20Annex%201-ac8ad8689e50f1338ecbef2cb1239bb2.pdf>
- [22] ACER, "Harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling in accordance with Article 54(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation)," Ljubljana, Jan. 2023. [Online]. Available: <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/ACER%20Decision%202002-2023%20on%20HMMCP%20SIDC%20-%20Annex%201-6ef85fb4e7ab3780d8df0c1d0a68334c.pdf>
- [23] ACER, "Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation)," Ljubljana, Nov. 2017. [Online]. Available: https://www.nemo-committee.eu/assets/files/Annex%20I_ACER%20DA%20MAX-MIN-d4974421d5ed9ae4510c382d32be55e2.pdf
- [24] EPEX Spot, "Harmonised maximum clearing price for SDAC to be set to +4,000 EUR/MWh from 10th May 2022." Accessed: Sep. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/news/harmonised-maximum-clearing-price-sdac-be-set-4000-eurmwh-10th-may-2022>
- [25] Nemo-Committee, "Harmonised maximum clearing price for SDAC to be set to +5,000 EUR/MWh from 20 th September (trading date)," Aug. 2022. Accessed: Sep. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/test.pdf>
- [26] Nemo-Committee, "No changes in harmonised maximum clearing price for SDAC from 20 September: it remains at 4,000 EUR/MWh," Sep. 2022. Accessed: Sep. 20, 2024. [Online]. Available: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/SDAC%20Coms%20note_suspension%20of%20HMMCP_final.pdf

- [27] Bloomberg, "Boris Johnson Hints at UK Energy Market Reform Amid Inflation Surge." [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-25/johnson-hints-at-uk-energy-market-reform-amid-inflation-surge>
- [28] Euractiv, "EU chief announces electricity market overhaul and amid 'skyrocketing' prices." [Online]. Available: <https://www.euractiv.com/section/eet/news/eu-chief-announces-electricity-market-overhaul-amid-skyrocketing-prices/>
- [29] M. Abbott, "Is the Security of Electricity Supply a Public Good?," *Electr. J.*, vol. 14, no. 7, pp. 31–33, Aug. 2001, doi: 10.1016/S1040-6190(01)00224-X.
- [30] ENTSO-E, "ENTSO-E Transparency Platform," ENTSO-E Transparency Platform. Accessed: Aug. 03, 2024. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu>
- [31] Trading Economics, "Trading Economics Gas," EU Natural Gas TTF. Accessed: Aug. 03, 2024. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>
- [32] Trading Economics, "Trading Economics Coal," Trading Economics Coal. Accessed: Aug. 03, 2024. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/coal>
- [33] Trading Economics, "Trading Economics EU-ETS," EU Carbon Permits. Accessed: Aug. 03, 2024. [Online]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>
- [34] C. Kost, P. Müller, J. S. Schweiger, V. Fluri, and J. Thomsen, "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," Fraunhofer ISE, Freiburg, 2024. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- [35] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, and C. von Hirschhausen, "Current and prospective costs of electricity generation until 2050," Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, DIW Data Documentation 68, 2013. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/10419/80348>
- [36] Eurostat, "Harmonised index of consumer prices (HICP)." doi: https://doi.org/10.2908/PRC_HICP_AIND.
- [37] European Commission, "COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Accompanying the document REPORT FROM THE COMMISSION Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms." 2016. Accessed: Apr. 08, 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>
- [38] ACER, "Security of EU electricity supply 2023," 2023.
- [39] "Responding to the call for tenders for new capacities - RTE Services Portal," Portail Services RTE. Accessed: Apr. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-in-the-capacity-mechanism/call-for-tenders-for-new-capacities.html>
- [40] "Croatia to hold tender for market premiums for 607 MW in renewable capacity," SeeNews. Accessed: Jun. 25, 2024. [Online]. Available: <https://seenews.com/news/croatia-to-hold-tender-for-market-premiums-for-607-mw-in-renewable-capacity-854575>
- [41] "Key points | Draft Order on the call for tenders for access capacity at certain nodes of the transmission network in Spain," Vector Renewables. Accessed: Jun. 25, 2024. [Online]. Available:

<https://www.vectorenewables.com/en/blog/key-points-draft-order-on-the-call-for-tenders-for-access-capacity-at-certain-nodes-of-the-transmission-network-in-spain>

- [42] "The first call for tenders for access to the capacity of certain nodes of the electricity grid for renewable generation facilities is fast approaching." Accessed: Jun. 25, 2024. [Online]. Available: <https://www.osborneclarke.com/insights/first-call-tenders-access-capacity-certain-nodes-electricity-grid-renewable-generation>
- [43] "Bundesnetzagentur - Kapazitätsreserve." Accessed: Jul. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>
- [44] next-kraftwerke, "Was sind Netzreserve, Kapazitätsreserve & Sicherheitsbereitschaft?," next-kraftwerke. Accessed: Jul. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzreserve-kapazitätsreserve-sicherheitsbereitschaft>
- [45] European Comission, *STAATLICHE BEIHILFEN — DEUTSCHLAND*. Accessed: Jul. 26, 2024. [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017XC0519\(06\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017XC0519(06))
- [46] netztransparenz.de, "Netztransparenz > Systemdienstleistungen > Betriebsfuehrung > Kapazitätsreserve," netztransparenz.de. Accessed: Jul. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Kapazit%C3%A4tsreserve>
- [47] P. C. Bhagwat, J. C. Richstein, E. J. L. Chappin, and L. J. de Vries, "The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources," *Util. Policy*, vol. 39, pp. 13–28, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.jup.2016.01.006.
- [48] "GreenVolt Nordic." Accessed: Apr. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.greenvolt.se/post/power-reserve-in-sweden-a-deep-dive>
- [49] Svenska Kraftnät, "Power reserve." Accessed: Apr. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.svk.se/en/national-grid/operations-and-electricity-markets/power-reserve/>
- [50] "State aid," European Commission - European Commission. Accessed: Apr. 18, 2024. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/presscorner/detail/es/ip_22_5787
- [51] R. Eléctrica, "Interruptibility Service," Red Eléctrica. Accessed: Apr. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system/interruptibility-service>
- [52] Aurélie, "UFE response to ACER consultation on prioritising the removal of barriers to electricity demand response," Union Française de l'Électricité. Accessed: Apr. 19, 2024. [Online]. Available: <https://ufe-electricite.fr/en/ufe-response-acer-consultation-prioritising-removal-barriers-electricity-demand-response/>
- [53] Montel, "EU capacity mechanism costs to reach EUR 7.4bn – Acer," MONTEL. Accessed: Apr. 18, 2024. [Online]. Available: <https://montelnews.com/news/1525997/eu-capacity-mechanism-costs-to-reach-eur-7-4bn-acer>
- [54] "A tour of European capacity markets - Timera Energy." Accessed: Apr. 18, 2024. [Online]. Available: <https://timera-energy.com/blog/a-tour-of-european-capacity-markets/>, <https://timera-energy.com/blog/a-tour-of-european-capacity-markets/>

- [55] semo, "Capacity Market," SEMO. Accessed: Apr. 11, 2024. [Online]. Available: <http://www.semo.com/markets/capacity-market-overview/>
- [56] A. Papavasiliou, "Overview of EU Capacity Remuneration Mechanisms," 2021.
- [57] Terna, "Capacity market - Terna spa." Accessed: Apr. 11, 2024. [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/capacity-market>
- [58] P. Kaszyński, A. Komorowska, K. Zamasz, G. Kinelski, and J. Kamiński, "Capacity Market and (the Lack of) New Investments: Evidence from Poland," *Energies*, vol. 14, no. 23, Art. no. 23, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14237843.
- [59] Konstancin-Jeziorna, "Guideline on participation in Polish capacity market for foreign capacity providers." 2023. Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/2023_03_07_Guideline_master_v_1_2.pdf
- [60] "Dokumenty powiązane - PSE." Accessed: Jul. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.pse.pl/rynek-mocy-dokumenty-powiazane>
- [61] Elia Group, "CRM general info session." [Online]. Available: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/adequacy/crm/2024/2024_general_infosessions.pdf
- [62] "Svenska kraftnät proposes a future capacity mechanism to ensure resource adequacy in the electricity market." Accessed: Apr. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.svk.se/en/about-us/news/news/svenska-kraftnat-proposes-a-future-capacity-mechanism-to-ensure-resource-adequacy-in-the-electricity-market/>
- [63] "Draft Clean Industrial State Aid Framework (CISAF) - European Commission." Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: https://competition-policy.ec.europa.eu/about/contribution-clean-just-and-competitive-transition/draft-clean-industrial-state-aid-framework-cisaf_en
- [64] T. Schittekatte and C. Batlle, "Assuring a Sustainable Decarbonization: Affordability Options," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 21, no. 4, pp. 72–79, Jul. 2023, doi: 10.1109/MPE.2023.3269540.
- [65] C. Carella, "The potential of capacity subscription contracts," Florence School of Regulation. Accessed: Apr. 18, 2024. [Online]. Available: <https://fsr.eui.eu/the-potential-of-capacity-subscription-contracts/>
- [66] C. Canestrini, "Contracts-for-Difference (CfDs)," Florence School of Regulation. Accessed: May 02, 2024. [Online]. Available: <https://fsr.eui.eu/contracts-for-difference/>
- [67] *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (Text with EEA relevance.).* 2019. Accessed: Jan. 25, 2022. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- [68] *Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market designText with EEA relevance.* 2024. Accessed: Jul. 02, 2024. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj/eng>

- [69] "What is a Power Purchase Agreement (PPA) ➔ Learn more about advantages & disadvantages of PPAs & more." Accessed: Jul. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/ppa-power-purchase-agreement>
- [70] Regulation 2019/943/EU, *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)*. 2019, pp. 54–124.
- [71] P. Holmberg and T. Tangerås, "A survey of capacity mechanisms: lessons for the Swedish electricity market a".
- [72] W. W. Hogan, "Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves," *Econ. Energy Environ. Policy*, vol. Volume 2, no. Number 2, 2013, Accessed: Jul. 22, 2024. [Online]. Available: https://econpapers.repec.org/article/aeneeepjl/2_5f2_5fa04.htm
- [73] European Commission, *State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism*. Accessed: Jul. 26, 2024. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf

ANNEX

Tabelle 21 Ländervergleich nach Attributen (mw – cb: market wide central buyer; ww – db: market wide decentral buyer; sr – strategic reserve)

country	type	target market		product	design	eligibility for participation				auction		contract duration	bid limits and awarded price	capacity requirement and demand curve	secondary market	penalties	financing
		buying side	selling side			voluntariness	participation threshold	aggregation	Demand Response	format	frequency						
BE	mw - cb	TSO	capacity providers	min bid size: 1 MW	reference price: day ahead market	obligation for pre-qualification ; voluntary bid submission	1 MW	yes	Adapted prequalification and certification rules; No upper bid limit; Simplified availability obligation; not eligible for long-term contracts; fixed share of capacity demand reserved for DSR in the year-ahead auction	sealed-bid auction, pay-as-bid	annual	1, 3, 8, 15 year(s)	price and offer caps	demand curve: annual determination by Ministerial Decree, intermediate; Price Cap for one-year contracts, certain volume is reserved for the Y-1 auction	bilateral agreement with capacity providers having contracted CMUs, higher granularity of contract durations (1 hr up to 15 years)	non-delivery penalties: pre-determined fixed price	public service obligation through Elia's tariffs; special levy
FR	mw - db	obliged actors' - buyers of capacity guarantees: electricity suppliers selling electricity to end consumers, network operators (for their losses); large electricity consumers	capacity providers - all power producers; demand-side response operators; interconnectors (in case cross-border participation uses the simplified procedure)	min bid size: 0,1 MW	additional market; there are hours of peak-period consumption determined each year, based on the D-1 forecasts of the conditions of the following day	obligatory	0,1 MW	yes	Adapted prequalification and certification rules	capacity obligations are either traded bilaterally in the OTC market or through auctions organized by EPEX SPOT	annual (T-4), four per year (T-3 and T-2), six per year (T-1)	1- 7 year	there is an implicit price cap of 40,000 €/MW, implied by the fact that this value is an upper limit on the imbalance settlement value of load serving entities	n.a.	yes - details	non-delivery penalties: variable-linked to a reference price for a delivery year and contract price	suppliers

network reserve	mw - cb	TSO	capacity providers	min bid size: 1 MW (AT), 10 MW (DE)	issue addressed: congestion management	in DE, the TSO can transfer any power plant into the network reserve if the plant is planned to be decommissioned or has been awarded in the coal-exit auctions, but is deemed as system relevant	AT: 1MW DE: 10 MW	yes	must be able to provide the contractually secured network reserve capacity for congestion management requests	AT: pay-as-bid	annual	AT: seasonal, annual or bi-annual DE: usually 24 months, but other contracts possible	capacity and energy (including costs and incurred economic disadvantages)	annual call for tender by TSO	n.a.	AT: unavailability outside the agreed revision period: one month's fee; If unavailability was reported to APG: twice the daily fee	network tariffs
DE	sr	TSO	capacity providers	min bid size: 5 MW	Selected capacities kept on standby to ensure grid stability and prevent power outages; reserves are not part of the regular electricity market	voluntary	5 MW	DR only	load control is exempt from decommissioning obligation	pay-as-cleared	every two years	individually agreed (?)	bid limit: 100 000 €/MW/a	TSO defines demand	n.a.	If a functional test shows that a system does not fulfil the requirements: contractual penalty of 20 % of the remuneration agreed for the entire performance period.	network tariffs

IE SEM	mw - cb	TSO	capacity providers	bids may consist of up to five quantity -price blocks with no minimum quantity size	participants have to provide their awarded capacity through participation in the D-1, intraday and balancing market and paying difference charges where the energy price exceeds the strike price; payback obligation in case balancing prices spike above €500/MWh; de-rating factors are applied	participation is voluntary for generators below the de minimis threshold (10 MW, new capacity units not yet commissioned and units that plan to close before the end of the capacity year; successful capacity providers are required to deliver on their Capacity Market Obligations;	10 MW	yes	Adapted prequalification and certification rules No upper bid limit Simplified availability obligation Share of capacity demand reserved for DSR in the year-ahead auction	sealed-bid auction, pay-as-cleared	annual	New capacity can acquire ten-year contracts, whereas existing capacity can only contract up to one year. Ten-year contracts require proof that at least a certain amount of funds will be invested.	units can offer their qualified capacity in one block or divide their offers into up to five price-quantity pairs; units are subject to the approved offer price caps set for them during qualification	demand curve is set by the Regulatory Authorities	no	pre-determined fixed penalties	suppliers
--------	---------	-----	--------------------	---	--	--	-------	-----	---	------------------------------------	--------	---	---	---	----	--------------------------------	-----------

IT	mw - cb	TSO	operators of production units	min bid size: 1 MW	awarded capacity must be offered on the energy and service markets; Strike price is defined by Arera (regulator)	participation is voluntary; demand side response and foreign resources with specific obligation and rights may bid	1 MW	yes	Simplified availability obligation; Share of capacity demand reserved for DSR in the year-ahead auction	descending clock auction, pay-as-cleared	no fixed frequency	existing capacity receives contracts of 1 year, while new capacity is contracted for 15 years	price cap is dictated by an upper estimate of the CONE of OCGT, in the range of 90,000 e/MWy. Existing capacity will be capped at 25,000 - 45,000 e/MWy, (estimate annual fixed operating costs of CCGT units) Caps for new capacity are at the estimate of the CONE, which amounts to 75,000 - 95,000 e/MWy.	Terna conducts adequacy evaluation – based on the results the demand curve will be built	yes - Secondary trading, based on a continuous trading mechanism is allowed up to one month before delivery but only for capacity within the same bidding zone.	variable-linked to the premium for contracting replacement capacity	suppliers
PL	mw - cb	TSO	capacity providers	min bid size: 0,001 MW	general certification is mandatory for existing generation units > 2 MW; direct participation of foreign capacity		2 MW	yes (during main certification)	Adapted prequalification and certification rules; No upper bid limit	dutch auction, pay-as-cleared	T-5 annual, T-1 four per year	existing units and DSR: 1 year refurbishing and DSR: 5 years new/planned units: 15 years	demand curve provides an auction price cap; price taker threshold: ca. 45 EUR/kW	reliability standard is an objective level of security of electricity supply, and will be the basis for establishing a demand curve	yes	variable - equal to highest auction price for a delivery year	network tariffs

FI	sr	TSO	Electricity generation units, demand side response units	min bid size: 1 MW	funded capacity will not participate in electricity markets for the duration of the strategic reserve	yes	1 MW	yes	yes	pay-as-bid	annual		annual payment + costs by activation		no		network tariffs
SE	sr	TSO	capacity providers	min bid size: 5 MW	Spot price is set at the price cap as soon as there is excess demand in the day-ahead market	not open for plant outside Sweden	5 MW	yes	na	pay-as-cleared	annual				no		BRPs

Tabelle 22 Attributsvergleich nach Mechanismen

Mechanism		Incentives			Economic efficiency		neutrality		Influence/interaction		availability of information
		for new investment	for existing units	operation	system costs	missing money	climate	technology	Neighbouring countries/XB capacities	market distortions	
targeted capacity mechanisms	tenders for new capacity	yes	no	is organized as CfD	costs are passed on to end consumers	yes	usually yes	usually no	no participation of foreign units; may lead to price differences between countries	artificial increase of production units with usually low variable costs; might lead to distortion of competition	
	strategic reserve	no	no	participating units are not allowed to participate in the market and have to close after expiring from the scheme	costs are passed on to end consumers	no	no	in theory yes	no interaction	no	
	interruptibility schemes	no	yes	automatically disconnection by the T/DSO when needed	comparably cheap solution	no	more or less - only DR	no	no interaction	artificial reduction of demand	mostly managed through bilateral contracts, where "critical events/hours/etc." are pre-defined, so no completely

											random interruptions
	targeted capacity payments	yes	yes	fixed availability payment and/or investment subsidy	costs are passed on to end consumers	yes	usually yes	no	may lead to price differences between countries	artificial increase of production units with usually low variable costs; might lead to distortion of competition	
marketwide capacity mechanisms	central buyer	in theory yes; in praxis no (PL)	yes	allows to limit windfall profits and strengthens incentives for capacity providers to deliver on security of supply; obligatory to participate	partly self-financing, rest is directly passed on to end customers; in BE, % of payback obligation payment exemption is used to limit cost	yes	yes (Article 22(4)(a)–(b) of the Electricity Regulation)	usually yes	participation of foreign capacities usually possible; may lead to price differences between countries	mitigates market power, hedges demand from high energy prices without distorting spot prices	symmetric

	decentral buyer	yes	yes	obligatory participation on additional market	costs are passed on to end customers	provides additional remuneration to capacities for which the price on the wholesale market is not sufficient to cover their full costs	no	yes	participation for foreign units possible through interconnection tickets; may lead to price differences between countries	no	
other	affordability options	risk sharing between consumer and supplier	risk sharing between consumer and supplier	voluntary option	consumers pay a fee on a voluntary basis	no guarantee for request by consumers	dependent on design	dependent on design	no interaction - solely dependent on electricity supplier	no	dependent on design, but assumed to be symmetric
	capacity subscriptions	no	no	Partial coverage ensured by the state, rest voluntary	customers would buy the electricity they require during scarcity events	no	no	yes - solely dependent on suppliers production mix	no interaction - solely dependent on electricity supplier	no	
	Contracts for differences	yes - risk sharing between consumer and supplier	yes - risk sharing between consumer and supplier		partly self-financing, rest is directly passed on to end customers	yes (?)	yes	no	no participation for foreign providers; may lead to price differences between countries	yes – introduction of a artificial price cap might lead to strategic behaviour	
	targeted support schemes	yes	?		costs are passed on to end customers	yes	yes	no	no participation for foreign providers; may lead to price differences between countries	yes - artificial increase of production units with usually low variable costs; might lead to	

										distortion of competition	
	peak-shaving products	no	yes	voluntary option for demand response		no (usually not main business of participants)	n.a.	no	no participation for foreign providers; no interaction	artificial reduction of demand	
	long-term PPAs	yes	yes	voluntary; can be used to reduce risks associated with market price fluctuations	no negative effects	yes (?)	yes	yes	?	commitment of many resources through long-term contracts could restrict liquidity in the short-term markets	