

Studie Kapazitätsmarkt Österreich

Projektbericht

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Ort: Karlsruhe
Datum: 14.04.2025

Status: Endbericht

Leistungserbringer

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Projektleitung:
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Gutachtens

Dr. Christoph Luderer, christoph.luderer@isi.fraunhofer.de
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Leistungsempfänger

Wien Energie GmbH
Thomas-Klestil-Platz 14, 1030 Wien, Österreich

VERBUND Energy4Business GmbH
Am Hof 6a, 1010 Wien, Österreich

Leistungszeitraum

Projektlaufzeit:	01.08.2024 - 31.01.2025
Geplanter Projektstart:	01.08.2024
Gesamtlaufzeit:	6 Monate

Auftraggeber

Wien Energie GmbH
Thomas-Klestil-Platz 14, 1030 Wien, Österreich

VERBUND Energy4Business GmbH
Am Hof 6a, 1010 Wien, Österreich

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	5
2	Einführung	7
2.1	Hintergrund	7
2.2	Aufbau der Studie	9
3	Generelle Überlegungen zur Investitionssicherheit für die Leistungsbereitstellung in Österreich	10
3.1	Wie finanzieren sich Kraftwerke im aktuellen Strommarkt?	10
3.2	Kann das notwendige Preisniveau theoretisch erreicht werden?	11
3.3	Wie wirken sich aktuelle Entwicklungen aus?	13
3.4	Fazit.....	15
4	Grundlegende Kapazitätsmechanismen	17
4.1	Grundlagen	17
4.2	Verschiedene Arten von Kapazitätsmechanismen.....	19
4.2.1	Gezielte Mechanismen	19
4.2.2	Marktweite Mechanismen	20
5	Bestehende Kapazitätsmechanismen in Europa	23
5.1	Ausgestaltung	24
5.2	Auktionsergebnisse	29
5.3	Netzreserven in Deutschland und Österreich	32
5.3.1	Deutschland	32
5.3.2	Österreich	33
6	Bewertung ausgewählter Kapazitätsmechanismen	35
6.1	Strategische Reserve	35
6.2	Zentraler Kapazitätsmarkt.....	38
6.2.1	Reliability-Optionen als Abschöpfungsmechanismus	42
6.3	Dezentraler Kapazitätsmarkt.....	48
6.4	Kombinierter Kapazitätsmarkt.....	52
7	Vorgeschlagener Kapazitätsmarkt für Österreich	57
7.1	Begründung für den Kombinierten Kapazitätsmarkt.....	57
7.2	Ausgestaltungsmerkmale.....	57
7.2.1	Schematische Darstellung	60
7.2.2	Zeitlicher Ablauf.....	61
7.2.3	Dimensionierung des dezentralen Segments (KKM-D)	62
7.2.4	Teilnehmer	65
7.2.5	Produkte.....	65

7.2.6	Abschöpfung.....	66
7.2.7	Pönale	68
7.2.8	Gebotsverfahren im zentralen Segment (KKM-Z)	70
7.2.9	Sekundärhandel	70
7.2.10	Umgang mit der Netzreserve.....	71
7.2.11	Berücksichtigung bestehender Förderregime.....	72
7.3	Zahlenbeispiele	72
7.4	Abschätzung finanzieller Auswirkungen für Endkunden	78
7.5	Beispielhafte kostensenkende Wirkungen	82
8	Schlussfolgerungen	85
A.1	Anhang	87
A.1.1	Exkurs: Weitsicht im Dezentralen Kapazitätsmarkt	87
	Abkürzungsverzeichnis.....	96
	Abbildungsverzeichnis	97
	Tabellenverzeichnis	99
	Literaturverzeichnis	100

1 Zusammenfassung

Auch wenn der Energy-Only-Markt prinzipiell in der Lage ist, ausreichende Erlöse zur Deckung der fixen und variablen Kosten der Kapazitätsanbieter zu ermöglichen und über entsprechende Preissignale auch Anreize für Neuinvestitionen geben kann, ist das Vertrauen in den Markt, diese Anreize zu schaffen, in den letzten Jahren durch staatliche Eingriffe wie die Gewinnabschöpfungen während der Energiekrise gesunken. Aufgrund fehlender Anreize und damit fehlender Kapazitäten haben sich mehrere europäische Staaten für die Einführung eines Kapazitätsmarkts entschieden. Als Konsequenz dieser Entwicklungen entsteht die Notwendigkeit die Verfügbarkeit der notwendigen Leistung im Stromsystem im aktuellen Umfeld über weitere Mechanismen zu besichern. Zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Österreich wird ein Kombierter Kapazitätsmarkt vorgeschlagen, welcher einen dezentralen Kapazitätsmarkt für Bestandsanlagen und zentral organisierte Ausschreibungen für Neuanlagen umfasst. Das hier vorgeschlagene Konzept zielt darauf ab, Zukunftssicherheit, Leistungsfähigkeit und Flexibilität zu gewährleisten. Folgende Kernaussagen fassen das Konzept zusammen:

- Der Kombierte Kapazitätsmarkt senkt das Risiko von Versorgungsengpässen und extremen Preisspitzen.
- Das dezentrale Segment des kombinierten Marktes trägt dazu bei, Bestandsanlagen abzusichern, stärkt die Rolle des Lastmanagements und liefert wertvolle Informationen über die Knappheit im Markt.
- Darüber hinaus kann das zentrale Segment für Neuanlagen bei Bedarf die nötige Investitionssicherheit schaffen.
- Ein flexibler Einstieg in die verschiedenen Marktsegmente wird durch eine jährliche Analyse der Ressourcenadäquanz ermöglicht.
- Die Rolle der Bilanzgruppenverantwortlichen und ihrer Kunden in der Absicherung des Systems wird in Zeiten der Energiewende zunehmend bedeutender. Entsprechend erhalten sie im dezentralen Segment des kombinierten Marktes mehr Verantwortung und die Möglichkeit, die Energiewende aktiv mitzugestalten.

- Obwohl die Kombination der Märkte zu einer höheren Komplexität führt, werden die Kosten gleichzeitig durch die gegenseitige Kontrolle der beiden Marktsegmente begrenzt. Der Kombinierte Markt kann damit volkswirtschaftlich effizienter sein als die jeweiligen Einzelmärkte.
- In der Summe aller Effekte ist von einer kostensenkenden Wirkung für das Stromsystem auszugehen.
- Eine frühzeitige Festlegung und Detaillierung des Konzeptes ist von großer Wichtigkeit, um im Bedarfsfall einen schnellen Einstieg in den Kapazitätsmarkt und ein hohes Maß an Vertrauen in die Ausgestaltung zu ermöglichen.

2 Einführung

2.1 Hintergrund

Für die Energiewirtschaft ist der Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik und Windkraft das zentrale Element für die schrittweise Ersetzung fossiler Brennstoffe, um die Treibhausgasemissionen zu senken und gleichzeitig die globale Abhängigkeit des Energiesystems zu reduzieren. Die Europäische Union hat sich das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 gesetzt. Österreich möchte dieses Ziel bereits bis zum Jahr 2040 erreichen [1]. In Österreich ist in den vergangenen Jahren der Anteil von Photovoltaik und Windkraft an der Stromerzeugung stetig gestiegen. Neben den genannten Vorteilen ergeben sich durch die wachsenden Anteile fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung auch Herausforderungen, jederzeit für einen Ausgleich zwischen Energieangebot und -nachfrage und somit Versorgungssicherheit zu sorgen.

Das aktuell bestehende Marktdesign des Energy-Only-Marktes (EOM) in Österreich basiert auf diesem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage durch die Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) und dem Wettbewerb mehrerer Technologien über variable Kosten auf der Angebotsseite. In diesem System führt ein einheitlicher Preis, gesetzt durch das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten am Markt (Merit-Order-Prinzip), dazu, dass Mehreinnahmen für Kapazitäten generiert werden. In Engpassituationen mit Angebotsknappheit entstehen hohe Preise, die es auch den Spitzenlastkraftwerken ermöglichen, sich zu refinanzieren. In einem perfekten Markt würden solche Preise bereits in den Terminmärkten sichtbar sein, was eine frühzeitige Signalwirkung für die Marktteilnehmer darstellt und zur Planung von Kapazitäten beiträgt.

Im Energy-Only-Markt sind somit verschiedene Faktoren entscheidend für die Versorgungssicherheit. Dieser Markt bewegt sich in einem äußerst dynamischen Umfeld, das bestimmte Voraussetzungen erfordert. Dazu gehören liquide Märkte auf allen Zeitskalen, sowie eine ausreichende Flexibilisierung vieler Marktteilnehmer, insbesondere im Lastbereich. Zudem müssen hohe Preise beziehungsweise Preisspitzen möglich sein,

um die notwendigen Anreize für Demand Response und die Investition in Versorgungssicherheit zu schaffen.

Die Energiewende hat hier in vielerlei Hinsicht Einfluss. Der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass die Preise in vielen Stunden sinken. Gleichzeitig steigt der Strombedarf, was eine erhöhte Leistung und mehr Flexibilität erfordert. So wird in Österreich im Jahr 2040 ein Strombedarf (ohne Speicher) von 132 TWh erwartet, was nahezu einer Verdopplung der Nachfrage im Vergleich zum Jahr 2020 entspricht [2]. Beim Thema Lastflexibilität spielen Technologien wie Batterien, E-Mobilität und Elektrolyse eine wichtige Rolle. Die Digitalisierung kann ebenfalls zur Erhöhung der Flexibilität beitragen, steigert gleichzeitig aber auch den Strombedarf.

Das Technologieportfolio wird durch die Energiewende komplexer. Insbesondere ist zu erwarten, dass einige Technologien trotz ihrer hohen Notwendigkeit in bestimmten Engpasssituationen insgesamt nur sehr geringe Einsatzzeiten aufweisen werden. Diese Diskrepanz zwischen der erforderlichen Investition einerseits und der zeitlich stark begrenzten tatsächlichen Nutzung andererseits stellt eine Herausforderung dar, die im zukünftigen Energiemarkt berücksichtigt werden muss. Insbesondere Spitzenlastkraftwerke geraten durch den Ausbau erneuerbarer Energien und damit verbundenen sinkenden Strompreisen zunehmend unter finanziellen Druck. Darüber hinaus gibt es weitere Hemmnisse, die den Energy-Only-Markt beeinflussen könnten. Dazu zählen unvorhersehbare staatliche Eingriffe in den Markt sowie Unsicherheiten bezüglich der politischen Akzeptanz hoher Preise. Die daraus folgende fehlende Planbarkeit von Erlösen führt zu geringen Anreizen in neue Kraftwerke oder die Modernisierung bestehender Kraftwerke zu investieren. Die ausbleibenden Investitionen können langfristig die Versorgungssicherheit durch die fehlenden flexiblen Kapazitäten gefährden. Temporäre und vorzeitige endgültige Stilllegungen von Bestandsanlagen aufgrund eines unrentablen Kraftwerksbetriebs können bereits kurz- und mittelfristig zu fehlenden flexiblen Kapazitäten führen. Kapazitätsmechanismen sind ein Instrument, Erträge der Kapazitätsanbieter abzusichern und langfristige Investitionssicherheit zu bieten und somit

durch den Erhalt und Zubau von benötigten, flexiblen Kapazitäten die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2.2 Aufbau der Studie

Im Rahmen dieser wissenschaftlichen Studie sollen die Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsmechanismen untersucht und Empfehlungen für die Ausgestaltung in Österreich abgeleitet werden. Dazu werden zunächst im folgenden Kapitel 3 generelle Überlegungen zur Investitionssicherheit für die Leistungsbereitstellung in Österreich angestellt. Nach einer kurzen Einführung in die Grundlagen und die verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen in Kapitel 4, wird in Kapitel 5 ein Überblick über die Ausgestaltung bereits bestehender Kapazitätsmechanismen innerhalb der Europäischen Union gegeben. Darin wird auch die Netzreserve in Österreich vorgestellt, welche aktuell als Unterstützungsmaßnahme für das österreichische Stromsystem aktiv ist. In Kapitel 6 werden ausgewählte Kapazitätsmechanismen anhand verschiedenster Kriterien bewertet. Zudem wird auf die Marktrückwirkungen einer Gewinnabschöpfung als möglicher Bestandteil eines Kapazitätsmechanismus eingegangen und die Planungssicherheit in einem dezentralen Kapazitätsmarkt thematisiert. In Kapitel 7 wird ein Vorschlag für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus für Österreich unterbreitet, basierend auf den vorangegangenen Bewertungen. Die Schlussfolgerungen der Studie folgen schließlich in Kapitel 8.

3 Generelle Überlegungen zur Investitionssicherheit für die Leistungsbereitstellung in Österreich

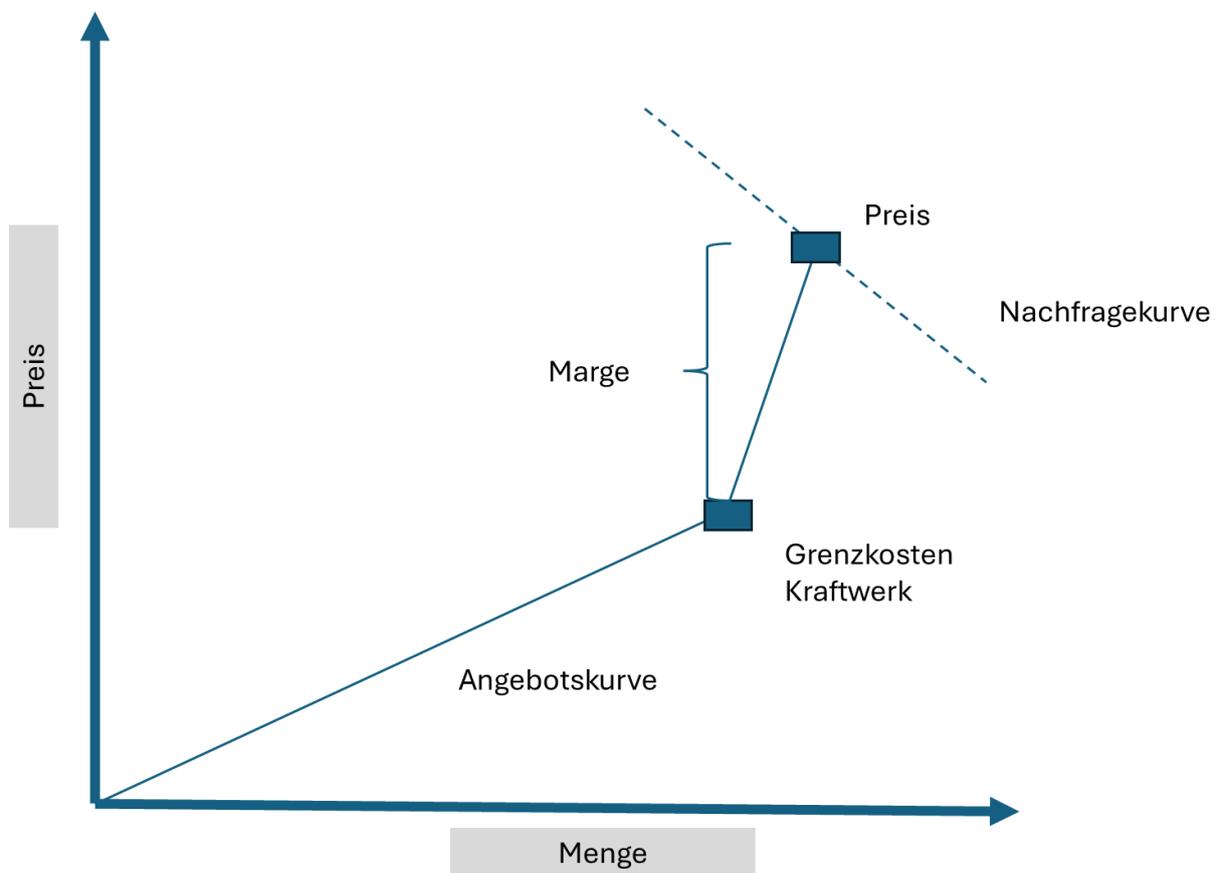
Das Stromsystem in Österreich zeichnet sich durch eine sehr hohe Stabilität aus. Das heißt im Alltag gehen Stromnutzer davon aus, dass Strom immer verfügbar ist. Dies setzt voraus, dass in jeder Sekunde genauso viel Strom produziert werden kann, wie aus dem Netz entnommen wird. Die steigende Stromnachfrage bzw. die endlichen Lebensdauern von Kraftwerken erfordert jedoch immer wieder den Bau von neuen Erzeugungsanlagen. Stromerzeugungsanlagen haben jedoch meist lange Planungs- und Bauzeiten von mehreren Jahren und benötigen erhebliche Mengen Kapital. Zentral für diese Betriebssicherheit des Stromsystems ist deshalb, dass im Strommarkt rechtzeitig genügend hohe finanzielle Anreize entstehen, um den gegebenenfalls notwendigen Zubau von Kraftwerksleistung zu gewährleisten. Der starke Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren hat den Strommarkt deutlich verändert. Für die Versorgungssicherheit sind deshalb Kraftwerkskapazitäten von zentraler Bedeutung, die dann verfügbar sind, wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, in der sogenannten „Dunkelflaute“, gering ausfällt. In den folgenden Abschnitten soll anhand der jeweiligen Leitfrage untersucht werden, ob die notwendige Investitionssicherheit im aktuellen Marktdesign gewährleistet ist.

3.1 Wie finanzieren sich Kraftwerke im aktuellen Strommarkt?

Der Strommarkt in Österreich ist im Wesentlichen ein Energy-Only-Markt. Dies bedeutet, dass auf stündlicher bzw. viertelstündlicher Ebene immer eine Markträumungspreis auf dem Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage gebildet wird. Dies geschieht an der Strombörse und im bilateralen Handel. In dieser Logik setzt die teuerste zur Deckung der Nachfrage noch benötigte Kapazität für den für alle Märkte (Day-ahead-Markt, Intraday-Markt und bilateraler Handel) das zentrale Preissignal. Bei hinreichender Transparenz im Markt stellt sich dieser einheitliche Preis in allen Handelsplätzen ein. Liegt der Preis beispielsweise in einer Stunde höher als die variablen Erzeugungskosten eines Kraftwerkes, erwirtschaftet dieses Kraftwerk einen positiven

Deckungsbeitrag zu Deckung der fixen Betriebskosten und der Kosten des eingesetzten Kapitals. Einige Kraftwerke kommen dabei aufgrund ihrer hohen Betriebskosten nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz. Diese Spitzenlastkraftwerke benötigen also in wenigen Stunden Preise, die sehr deutlich oberhalb ihrer variablen Betriebskosten liegen. Eine schematische Darstellung dieses Mechanismus findet sich in der folgenden Abbildung 1.

Abbildung 1 Preise und Deckungsbeiträge für Kraftwerke



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2 Kann das notwendige Preisniveau theoretisch erreicht werden?

Anhand der vorangegangenen Darstellung stellt sich die Frage, wie Preise deutlich oberhalb der Grenzkosten dieser Kraftwerke in einem wettbewerbsorientierten Markt entstehen können. Im realen Marktgeschehen gibt es dabei zwei Mechanismen, die hohe Marktpreise generieren können (Abbildung 2).

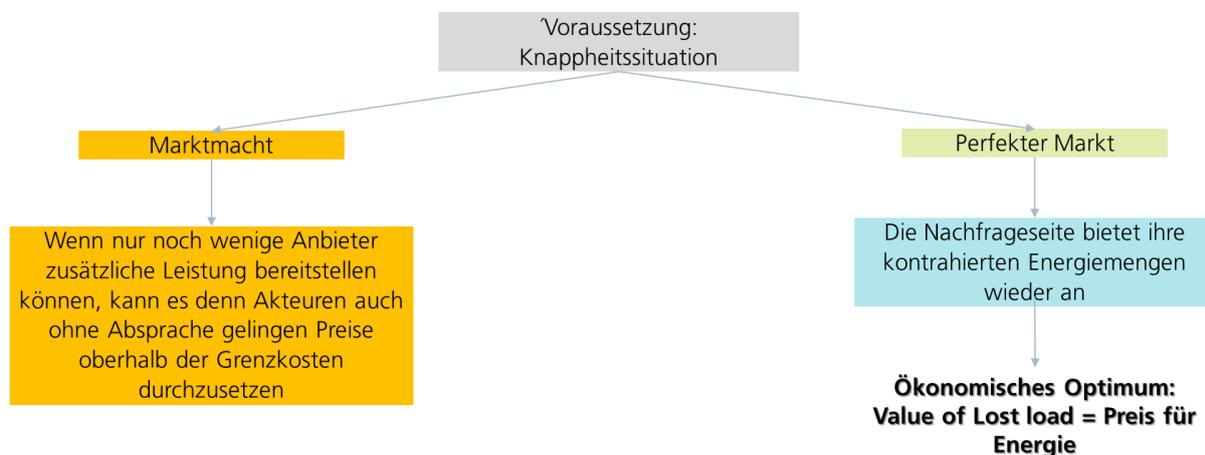
Angebotsknappheit

Wenn die Anzahl der noch verfügbaren Kapazitäten sehr klein ist, kann es den Anbietern gelingen höhere Preise durchzusetzen, da der Konkurrenzdruck geringer ausfällt.

Lastflexibilität

Insbesondere größere Stromkunden aus der Industrie beschaffen ihren Strom über Terminmärkte im Voraus. Auf diese Weise können Energiekosten besser kalkuliert werden und unterliegen nicht den deutlichen Schwankungen des stündlichen Handels. Wenn es sich jedoch abzeichnet, dass hohe Preise entstehen, können die Industriekunden ihre bereits eingekauften Strommengen wieder in den Markt bringen, die mindestens den Kosten der Einschränkung des Strombezugs, beispielweise durch die Unterbrechung des Betriebes, entsprechen. Diese Kosten können gegebenenfalls recht hoch ausfallen.

Abbildung 2 Mechanismen für hohe Preise im Energiemarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht bildet sich in einer extremen Knappheitssituation das theoretische Optimum, wenn die Kosten der Reduktion des Strombezuges („Value of lost load“, VOLL) dem Preis für Energie entsprechen. Eine aktuelle Studie [3] beziffert für die Niederlande die Kosten einer einstündigen, angekündigten Unterbrechung für verschiedene Branchen in der Höhe von ca. 20.000 Euro/MWh und 100.000 Euro/MWh. Die Werte von VOLL können aber länderspezifisch sehr unterschiedlich sein. Zur Einordnung der Größenordnung sei hier der Großhandelspreis des Jahres 2024 im

Day-Ahead-Markt von ca. 78 Euro/MWh (base load) genannt. Die Kapitalkosten neuer Kraftwerke liegen in der Größenordnung der hier genannten Werte für VOLL. Somit zeigt sich, dass ein einfacher theoretischer Nachweis, dass auch eine sehr gut ausgestalteter Energy-Only-Markt für die Versorgungssicherheit unzureichend ist, nicht möglich ist.

Die generelle Funktionsfähigkeit gilt jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen:

- Der Strommarkt muss auf allen Zeitskalen hinreichend liquide sein. Dies bedeutet insbesondere, dass auch hinreichend große Anteile der Stromnachfrage aktiv und flexibel am Strommarkt teilnehmen.
- Alle Marktteilnehmer müssen hinreichendes Vertrauen haben, dass hohe Preise zur Refinanzierung ihrer Investitionen, wie beispielsweise Kraftwerke oder Hard- und Softwarekosten für das Lastmanagement von der Politik toleriert werden.

3.3 Wie wirken sich aktuelle Entwicklungen aus?

Drei zentrale Entwicklungen wirken auf die dargestellte Ausgangslage ein: Die Energiewende, Veränderungen im Strommarktdesign und politische Eingriffe in die Erlöse der Energiewirtschaft.

Energiewende

Die Energiewende wirkt sich in mehreren Dimensionen auf das Energiesystem aus. Der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien senkt die Preise in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich. Gleichzeitig wird ein deutlicher Anstieg der Stromnachfrage erwartet, da zunehmend fossile Energieträger durch Stromnutzung abgelöst werden. Als Beispiel seien hier Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und gegebenenfalls Elektrolyseure sowie die Elektrifizierung industrieller Prozesse genannt. Durch diese Entwicklung steigt der potenziell flexible Anteil der Stromnachfrage erheblich. Allerdings ist trotzdem ein Anstieg der maximalen Residuallast (Last abzüglich Einspeisung aus erneuerbaren Energien) bei geringerer Einspeisung erneuerbarer Energien zu erwarten. In diese Entwicklung hinein wirkt zusätzlich die Digitalisierung, die

zum einen eine Flexibilisierung des Stromsystems ermöglicht, aber auch die Stromnachfrage weiter erhöht. Insgesamt stellen diese Entwicklungen den aktuellen Strommarkt vor erhebliche Herausforderungen. Allerdings muss es auch nicht zwingend zum Marktversagen kommen, wenn die Flexibilisierung des Stromsystems entschlossen vorangetrieben wird.

Politische Eingriffe

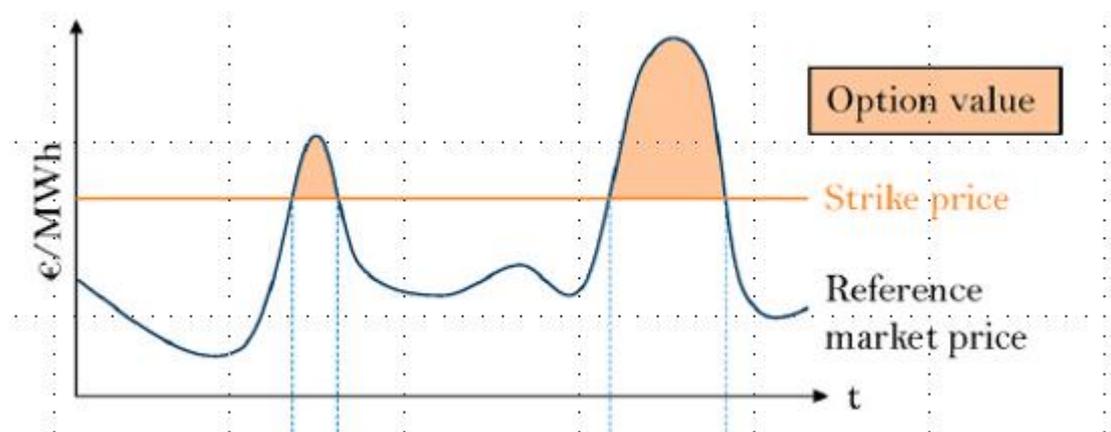
Im Stromsystem ist es in der Vergangenheit zu erheblichen politischen Eingriffen gekommen. Zu diesen gehören auf technologischer Ebene zum Beispiel der Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleausstieg. Zusätzlich gibt es im für Österreich relevanten Marktgebiet eine Vielzahl von technologischen Förderungen oder Sonderregelungen, beispielsweise bei den Netzentgelten (z. B. § 19 StromNEV), die einer Flexibilisierung des Energiesystems entgegenwirken. Im Zuge der durch die russische Invasion der Ukraine ausgelösten Energiepreiskrise kam es in vielen Ländern, aber insbesondere auch in Österreich, zu erheblichen Gewinnabschöpfungen bei den Energieversorgern und weiteren Eingriffen in den freien Markt durch die Politik. Es lässt sich vermuten, dass diese das Vertrauen der Marktteilnehmer in die politische Toleranz hoher Preise verringert haben.

Veränderungen im Marktdesign Europa

Die zunehmende Einführung und Diskussion von Kapazitätsmechanismen in Europa wirkt sich über zwei Mechanismen auf die Investitionsbereitschaft im Stromsystem aus. Zum einen kann die Erwartung oder Hoffnung auf einen Kapazitätsmechanismus selbst dazu führen, dass die Investitionsbereitschaft in der Erwartung eine in Zukunft eingeführten Kapazitätsvergütung abnimmt. Die Akteure erwarten also ggf. eine bessere Finanzierung im Kapazitätsmechanismus und warten ab „Attentismus“. Zum anderen wirken die eingeführten oder geplanten Kapazitätsmechanismen ggf. preisdämpfend. Hintergrund ist die Tatsache, dass für die eingeführten zentralen Kapazitätsmechanismen in Europa ein Abschöpfungsmechanismus etabliert ist. Dies ist auch für den geplanten Kapazitätsmechanismus in Deutschland der Fall. Ziel ist dabei zu verhindern,

dass durch die Kombination aus Kapazitätszahlungen und sehr hohen Preisen übermäßige Gewinne für die Kraftwerksbetreiber entstehen. Eine gängige Praxis ist dabei die Einführung eines Strike-Preises. Dieser ist im Folgenden skizziert (Abbildung 3). Steigt der Marktpreis in einer definierten Zeitskala, zum Beispiel eine Stunde über diesen Wert, werden die Erlöse oberhalb dieses Preises abgeschöpft. Dadurch wird für die betroffenen Kapazitäten der Anreiz, Preise oberhalb des Strike-Preises zu bieten, ökonomisch deutlich gedämpft. Wenn also die Anzahl der Kapazitäten in Europa, die einer solchen Regelung unterliegen, deutlich steigt, dann sinkt die Wahrscheinlichkeit für Preise oberhalb des Strike Preises vermutlich ab. Die dämpfende Wirkung hängt dabei von der Ausgestaltung ab (siehe hierzu auch Abschnitt 6.2.1).

Abbildung 3 Veranschaulichung des Strike-Preises



Quelle: Ref. [4].

3.4 Fazit

Der Energy-Only-Markt ist strukturell in der Lage, die Refinanzierung von Stromerzeugungskapazitäten zu ermöglichen. Viele Stromerzeugungsanlagen benötigen jedoch lange Planungs- und Bauzeiten und werden über Jahrzehnte betrieben. Deshalb erfordert die Investition in diese Anlagen ein hinreichendes Vertrauen in die generierbaren Erlösströme. Aufgrund der zunehmenden Einführung von Kapazitätsmechanismen in Europa und der Vielzahl von staatlichen Eingriffen in den Strommarkt, insbesondere die Gewinnabschöpfung, müssen Investitionen in Kraftwerke aktuell jedoch als sehr risikant eingestuft werden. Wir empfehlen deshalb die Einführung eines Kapazitätsmecha-

nismus, um die Versorgungssicherheit in Österreich zusätzlich zum bestehenden Energiemarkt abzusichern. In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen Optionen aufgezeigt und untersucht und ein Vorschlag für die Ausgestaltung entwickelt.

4 Grundlegende Kapazitätsmechanismen

4.1 Grundlagen

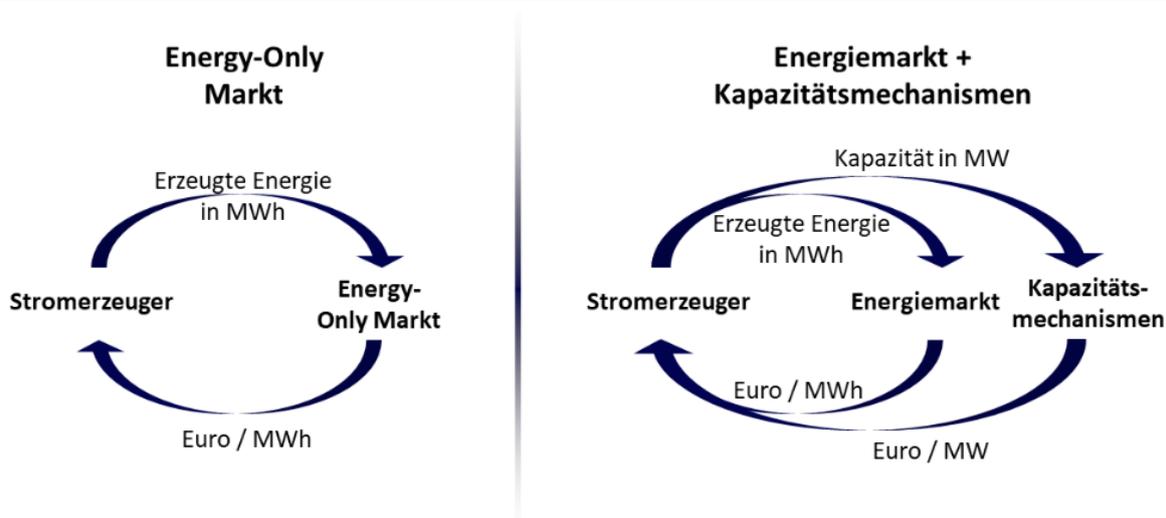
Kapazitätsmechanismen sind Unterstützungsprogramme, die Stromerzeugungskapazitäten unabhängig von der tatsächlich eingespeisten Strommenge vergüten. Ihr Zweck besteht darin, genügend steuerbare Kapazitäten sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Lastseite sicher zu stellen. Es soll somit sichergestellt werden, dass die Stromerzeugungsleistung jederzeit ausreicht um die Nachfrage decken zu können [5]. Dies ist in der aktuellen Phase der Energiewende mit wachsenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung besonders relevant.

Die Funktionsweise dieser Mechanismen beruht auf einer zusätzlichen Vergütung (in Euro/MW) für Stromerzeuger und Kapazitätsanbieter für die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten und Lastflexibilitäten, die zusätzlich zu den Einnahmen aus dem Stromverkauf (in Euro/MWh) auf dem Strommarkt erfolgt. Das Prinzip ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt. Bezuschlagte Kapazitätsanbieter sind als Gegenleistung für die Vergütung verpflichtet, bestehende Kapazitäten aufrechtzuerhalten oder in neue Kapazitäten zu investieren.

Die Regulierung der Kapazitätsmechanismen erfolgt durch die Verordnung über den EU-Binnenmarkt [6], welche zuletzt im Sommer 2024 geändert wurde [7], und wird nach den EU-Beihilfavorschriften bewertet, insbesondere gemäß den Leitlinien für staatliche Beihilfen für Energie und Umweltschutz (KUEBLL) in der aktuellen Fassung aus dem Jahr 2022 [8]. Die Verordnung über den EU-Binnenmarkt legt fest, dass Kapazitätsmechanismen nur eingeführt oder beibehalten werden können, wenn ein Problem der Ressourcenadäquanz festgestellt wurde. Diese Mechanismen gelten seit der letzten Änderung nicht mehr nur als vorübergehende Maßnahme [7] und müssen für eine grenzüberschreitende Teilnahme offen sein [9]. Diese Regelungen werden durch das Clean Energy for All Europeans-Paket [10] ergänzt und schaffen einen europäischen Rechts-

rahmen für Kapazitätsmechanismen [5]. Die rechtlichen Bedingungen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus werden im Detail in der juristischen Begleitstudie von Becker Büttner Held (BBH) dargestellt.

Abbildung 4 Schematische Darstellung eines Kapazitätsmechanismus



Quelle: Wien Energie, Ref. [11].

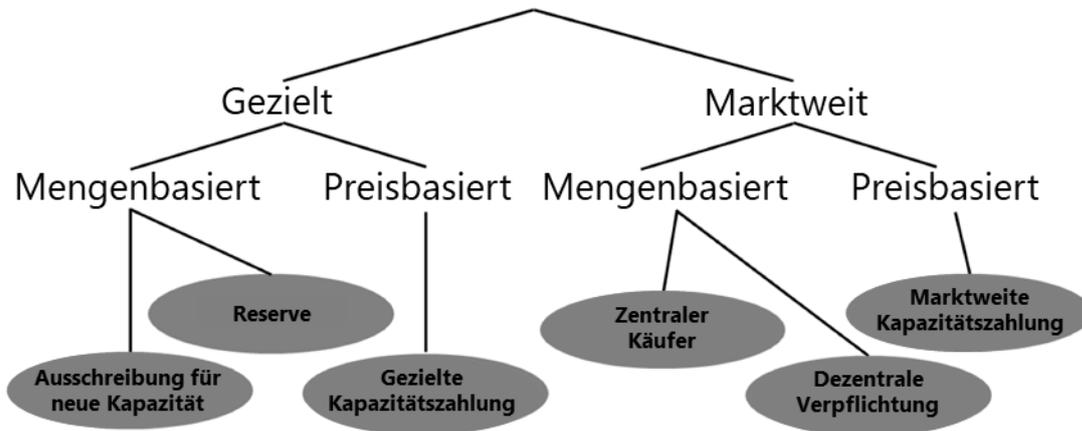
Abbildung 5 zeigt eine Übersicht verschiedener Arten von Kapazitätsmechanismen und deren Kategorisierung. Es lässt sich dabei in zwei Haupttypen von Kapazitätsmechanismen unterteilen: gezielte Mechanismen und marktweite Mechanismen.

Gezielte Mechanismen zielen auf bestimmte Ressourcen oder Technologien ab, während marktweite Mechanismen alle Ressourcen am Markt umfassen. Letztere werden daher auch als Kapazitätsmärkte bezeichnet. Innerhalb dieser Mechanismen gibt es zwei Ansätze: Sie können entweder auf dem Preis basieren, wobei der Preis vorgegeben ist und die Menge durch den Markt bestimmt wird, oder auf der Menge der bereitgestellten Kapazität, bei der die Menge vorgegeben ist und der Preis durch den Markt bestimmt wird [12].

Zusätzlich existieren Interruptibility- und Demand-Response-Programme (beispielsweise abschaltbare Lasten), sowie Netzreserven. Laut der Elektrizitätsverordnung fallen diese Mechanismen nicht unter die Definition von Kapazitätsmechanismen. Allerdings unterliegen sie gemäß den Beihilfeleitlinien ähnlichen Kriterien wie Kapazitätsmechanismen, wenn es um die Bewertung ihrer Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt geht [9].

Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen vorgestellt.

Abbildung 5 Grundlegende Kapazitätsmechanismen



Quelle: Europäische Kommission, nach Ref. [12].

4.2 Verschiedene Arten von Kapazitätsmechanismen

4.2.1 Gezielte Mechanismen

Die Funktionsweise gezielter Mechanismen besteht darin, dass die benötigte und die vom Markt erwartete Kapazität zentral ermittelt wird. Der Kapazitätsmechanismus unterstützt lediglich zusätzliche Kapazitäten, die über das hinausgehen, was der Markt ohnehin bereitstellen würde.

Es gibt verschiedene Typen gezielter Mechanismen:

- 1) **Ausschreibung für neue Kapazität (mengenbasiert):** Hierbei wird eine Finanzierung für den Bau eines Kraftwerks bereitgestellt, das die benötigte zusätzliche Kapazität bereitstellt. Nach der Inbetriebnahme läuft die Kapazität normal im Markt, teilweise mit Stromabnahmeverträgen.
- 2) **Strategische Reserve (mengenbasiert):** In diesem Fall wird zusätzliche Kapazität vertraglich gesichert und außerhalb des Marktes in Reserve gehalten. Die Nutzung erfolgt nur unter bestimmten Bedingungen, wie zum Beispiel bei ausbleibender Markträumung aufgrund von Kapazitätsengpässen [13].

- 3) **Gezielte Kapazitätzahlung (preisbasiert):** Bei diesem Typ wird der Preis der Kapazität zentral festgelegt und an eine Teilmenge der im Markt operierenden Kapazitäten gezahlt. Diese Teilmenge ist durch bestimmte Technologien oder andere spezifische Kriterien beschränkt.

4.2.2 Marktweite Mechanismen

Bei einem marktweiten Mechanismus erhalten alle Kapazitäten, die an dem Markt teilnehmen und bezuschlagt werden, eine Vergütung. Dies kann sowohl bestehende als auch neue Kapazitätsanbieter einschließen. In einem marktweiten Mechanismus bzw. einem Kapazitätsmarkt wird "Kapazität" damit als separates Produkt von "Elektrizität" etabliert.

Die verschiedenen Typen marktweiter Mechanismen sind:

- 1) **Zentraler Käufer (mengenbasiert, „Zentraler Kapazitätsmarkt“):** Die Gesamtmenge der benötigten Kapazität wird zentral festgelegt. Diese Kapazität wird durch einen zentralen Ausschreibungsprozess beschafft, bei dem potenzielle Kapazitätsanbieter konkurrieren. Die Preisbildung erfolgt über den Markt.
- 2) **Dezentrale Verpflichtung (mengenbasiert, „Dezentraler Kapazitätsmarkt“):** Hierbei besteht eine Verpflichtung für Stromlieferanten oder Einzelhändler, die gesamte Kapazität zu sichern, die sie benötigen, um die Nachfrage ihrer Verbraucher zu decken.
- 3) **Marktweite Kapazitätzahlung (preisbasiert):** Der Preis für Kapazität wird zentral festgelegt und an alle Kapazitätsanbieter gezahlt. Diese Preisfestlegung basiert auf zentralen Schätzungen des erforderlichen Kapazitätzahlungsniveaus, um genügend Gesamtkapazität zu sichern.

Zusätzlich sind innerhalb der verschiedenen Modelle je nach detailliertem Design weitere Variationen möglich. Darunter fällt zum Beispiel der in den Kapiteln 6.4 und 7 vorgestellte Kombinierte Kapazitätsmarkt mit Elementen sowohl des zentralen als auch

des dezentralen Kapazitätsmarktes. Diese beiden unterschiedlichen Ausrichtungen stehen im Zentrum bei der Frage nach der Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes und werden daher im Folgenden näher erläutert und in Kapitel 6 bewertet.

4.2.2.1 Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)

Eine zentrale Stelle, wie beispielsweise der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), legt den Bedarf an Kapazitäten fest und schreibt diesen Bedarf vollständig durch Auktionen aus. Im Rahmen der Prüfung müssen die Anbieter sicherstellen, dass sie gewisse technische Anforderungen einhalten, was als Präqualifizierung bezeichnet wird. Zudem wird die Verlässlichkeit des Beitrags zur Deckung der residualen Spitzenlast durch einen sogenannten De-Rating-Prozess überprüft. Erfolgreiche Bieter erhalten eine Kapazitätzahlung in Euro pro MW und Jahr für die Verpflichtung, ihre Kapazität technisch verfügbar zu halten. Die zentrale Stelle legt die Vertragslaufzeiten, die Ausschreibungsregeln sowie die Kontroll- und Sanktionsmechanismen fest. Der Umfang an vorgehaltener Leistung und der Technologiemark an steuerbaren Kapazitäten wird durch regulatorische Entscheidungen bestimmt, die auf einer vorab durchgeführten zentralen Prognose basieren [14].

4.2.2.2 Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)

Die Verantwortung für Versorgungssicherheit im dezentralen Kapazitätsmarkt liegt dezentral, analog zum heutigen Bilanzkreisprinzip. Stromlieferanten sind verpflichtet, ihre Stromlieferungen durch Kapazitäten abzusichern. Die mengenseitige Absicherung der Stromlieferung wird um die Leistungserbringung erweitert. Diese Absicherung ist möglich durch die Reduktion des Bedarfs in Spitzenlastzeiten, beispielsweise durch ein Anreizmodell für die Lastflexibilität der Kunden, sowie durch die Deckung des noch verbleibenden Bedarfs über den Kauf von Zertifikaten für steuerbare Kapazitäten.

Die Versorgungssicherheit wird über eine zentrale Stelle, wie zum Beispiel den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), abgesichert. Dies erfolgt durch die Prüfung der Einhaltung gewisser technischer Anforderungen, die als Präqualifizierung bezeichnet wird, sowie durch die Überprüfung der Verlässlichkeit des Beitrags zur Deckung der Last in

den definierten Engpasssituationen durch einen De-Rating-Prozess. Es können Strafzahlungen verhängt werden, wenn die Lieferanten zu wenig Zertifikate beim ÜNB einreichen, analog zum Ausgleichsenergiepreis im heutigen Bilanzkreis. Der Umfang an Leistung und der Technologiemix der steuerbaren Kapazitäten ergibt sich dezentral durch die individuellen Entscheidungen der jeweiligen Lieferanten und Marktteilnehmer [14].

5 Bestehende Kapazitätsmechanismen in Europa

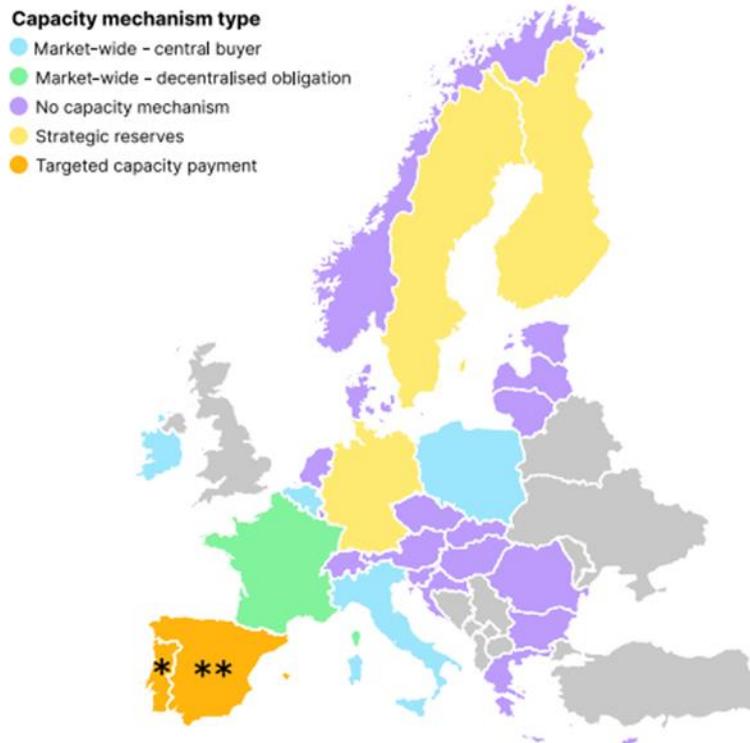
Abbildung 6 zeigt eine Übersicht über bestehende Kapazitätsmechanismen in den einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU). Die Grafik entstammt dem Bericht der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zur Sicherheit der Elektrizitätsversorgung innerhalb EU [9]. Er zeigt den Stand aus dem Jahr 2022, welcher immer noch aktuell ist.

Acht EU-Mitgliedstaaten verfügen demnach über aktive Kapazitätsmechanismen, wobei fünf dieser Mechanismen marktweit sind. Vier dieser fünf marktweiten Mechanismen, in den Ländern Irland, Belgien, Italien und Polen, sind als Zentrale Kapazitätsmärkte ausgestaltet. Ein Mechanismus, in Frankreich, ist mit dezentralen Verpflichtungen ausgestattet und somit als Dezentraler Kapazitätsmarkt ausgestaltet. Zudem sind in drei Ländern (Deutschland, Schweden, Finnland) strategische Reserven eingerichtet worden, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Darüber hinaus ist auch im Vereinigten Königreich ein zentraler Kapazitätsmarkt aktiv, der jedoch in Abbildung 6 nicht dargestellt ist, da das Land nicht mehr Mitglied der EU ist.

Spanien und Portugal haben aktuell keine aktiven Kapazitätsmechanismen, verfügen jedoch über weiterhin gültige langfristige Altverträge, die gezielte Kapazitätzahlungen vorsehen. In Spanien wird derzeit ein neuer Kapazitätsmarkt auf den Weg gebracht, der ebenfalls einen zentralen Käufer vorsieht [15, 16].

Es ist wichtig zu beachten, dass die Netzreserven in Österreich und Deutschland sowie Interruptibility- und Demand-Response-Programme in Portugal und Spanien offiziell nicht als Kapazitätsmechanismen anerkannt sind und deshalb in Abbildung 6 nicht aufgeführt werden.

Abbildung 6 Bestehende Kapazitätsmechanismen in der EU



Quelle: ACER, Ref. [9].

5.1 Ausgestaltung

In Tabelle 1 sind die qualitativen Unterschiede der Kapazitätsmechanismen in ausgewählten Ländern, gegliedert nach spezifischen Merkmalen, dargestellt. In diesem Vergleich ist Deutschland gesondert zu betrachten, da es mit seiner strategischen Reserve anders als die anderen aufgeführten Länder keinen marktweiten Mechanismus eingeführt hat. Entsprechend unterscheidet sich die Ausgestaltung je nach Merkmal teilweise grundlegend, etwa in Bezug auf die Größe oder das Auktionsdesign.

In vielen Ländern ist die Notwendigkeit zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus aus dem schrittweisen Rückgang konventioneller Kapazitäten, dem Anstieg der Systemlast, unzureichenden neuen Investitionen und der beschleunigten Durchdringung erneuerbarer Energien entstanden. In Italien wurde der zentrale Kapazitätsmarkt als Reaktion auf die Notwendigkeit der Dekarbonisierung und die Abschaltung konventioneller thermischer Kapazitäten, insbesondere während heißer Sommermonate, eingeführt. In Frankreich zielt der dezentrale Kapazitätsmarkt darauf ab, den Anstieg der

Spitzenlast im Winter auszugleichen und fehlende Investitionen zu fördern, da der Stromverbrauch in Kälteperioden stark ansteigt und subventionierte erneuerbare Energien die Rentabilität konventioneller Erzeugungseinheiten verringert haben. In Deutschland wurde im Februar 2018 eine strategische Kapazitätsreserve als Reaktion auf den Ausbau erneuerbarer Energien und den schrittweisen Ausstieg aus der Atomkraft eingeführt, um die laufende Umstrukturierung des Stromsystems zu unterstützen. In Belgien löst der 2021 genehmigte zentrale Kapazitätsmarkt eine strategische Reserve ab [17]. Motiviert ist die Einführung durch den Atomkraftausstieg und die Abschaltung thermischer Kraftwerke in Nachbarländern, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Polen sah sich mit der Stilllegung ineffizienter Kraftwerke und dem Marktversagen konfrontiert, was zur Genehmigung eines zentralen Kapazitätsmarktes im Februar 2018 durch die Europäische Kommission führte [18].

An den Auktionen der einzelnen Kapazitätsmechanismen können neben Stromerzeugern auch flexible Lasten (Demand Side Management, DSM) und Speicher teilnehmen. In der EU-Elektrizitätsverordnung ist festgelegt, dass marktweite Kapazitätsmechanismen seit Dezember 2022 die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten ermöglichen müssen [9]. Für nationale strategische Reserven, wie in Deutschland, ist dies nicht verpflichtend. Aktuell haben nur Polen und Belgien die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten in seinem Kapazitätsmechanismus gemäß der Elektrizitätsverordnung umgesetzt. Italien erlaubt derzeit eine direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten durch einen vereinfachten Ansatz, bei dem ausländische Kapazitäten begrenzte Verpflichtungen haben und einen separaten Auktionsräumungspreis erzielen (siehe Abschnitt 5.2). Dies wird mit Bedenken hinsichtlich der technischen Gleichwertigkeit ausländischer Einheiten, d. h. der Fähigkeit ausländischer Kapazitäten, denselben Beitrag wie inländische Kapazitäten zu erbringen, begründet. Die italienischen Behörden haben ihre Absicht bekundet, eine vollwertige direkte ausländische Teilnahme zuzulassen, es gibt jedoch noch keinen konkreten Zeitplan [9].

Die Umsetzung einer vollwertigen ausländischen Teilnahme ist auch in den anderen Mitgliedstaaten mit marktweiten Kapazitätsmechanismen aktuell noch im Gange. In

Frankreich gibt es zwar Regeln für die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten, diese wurden jedoch nicht umgesetzt. Derzeit ist nur die Teilnahme von Interkonnektoren möglich. Die französischen Behörden planen, die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten mit der ersten Lieferperiode des neuen Kapazitätsmechanismus einzuführen, die für den Winter 2026/2027 geplant ist¹ [9].

Der Auktionsprozess für zentrale Kapazitätsmärkte umfasst in der Regel Hauptauktionen, gefolgt von zusätzlichen (Anpassungs-)Auktionen. Anpassungsauktionen dienen dazu, die in der Hauptauktion vergebenen Mengen entsprechend den sich ändernden Marktbedingungen kurz vor Beginn des Lieferzeitraums anzupassen. In Italien und Belgien wird die Hauptauktion ihres zentralen Kapazitätsmarktes in T-4 durchgeführt, also vier Jahre im Voraus, ergänzt durch Anpassungsauktionen zu späteren Zeitpunkten. In Italien finden typischerweise Anpassungsauktionen in den Jahren T-3, T-2 und T-1 zur Vergabe von einjährigen Verträgen statt. In Belgien gilt ein ähnlicher Zeitrahmen, wobei hier nur eine Anpassungsauktion in T-1 vorgesehen ist. Polen verfolgt einen nochmals leicht abgewandelten Ansatz wie Belgien und Italien. Die Hauptauktion wird am Ende des Jahres T-5 durchgeführt, während vier zusätzliche Auktionen (jeweils für ein Quartal des Lieferjahres T) von Januar bis März des Jahres T-1 stattfinden. In Deutschland finden die Reservekapazitätsauktionen alle zwei Jahre statt. Frankreich nutzt ein Auktionsdesign mit sechs Auktionen im Jahr T-1, diese Auktionen finden also im Vorjahr der Lieferperiode statt [19]. Zusätzlich ist ab vier Jahren im Voraus (T-4) bilateraler Zertifikatshandel möglich.

Für die deutsche Kapazitätsreserve liegt das Gebotslimit bei 100.000 Euro/MW/a, während Italien in seinem Zentralen Kapazitätsmarkt unterschiedliche Limits für bestehende und neue Kapazitäten hat, die bis zu 95.000 Euro/MW/a betragen können. In Frankreich gibt es variable Limits zwischen 20.000 und 60.000 Euro/MW/a, die für jede Lieferperiode neu definiert werden. Belgien hat ein Limit von 80.000 bis

¹ Der derzeitige französische Kapazitätsmechanismus ist bis 2026 genehmigt. In Frankreich wird derzeit über einen neuen Kapazitätsmechanismus diskutiert, der ab 2026 gelten soll [9].

105.000 Euro/MW/a, und Polen sieht für bestehende Kapazitäten 45.000 Euro/MW/a vor, während neue Kapazitäten bis zu 105.000 Euro/MW/a erreichen können.

Die Vertragslaufzeit beträgt in Deutschland zwei Jahre, da die Reserve immer für zwei aufeinanderfolgende Jahre gebildet wird. Frankreich unterscheidet zwischen bestehenden Kapazitäten mit einer Laufzeit von einem Jahr und neuen Kapazitäten mit sieben Jahren. Laufzeiten von drei Jahren gelten für bestehende Kapazitäten in Italien und 15 Jahre für neue Kapazitäten. In Belgien sind die Laufzeiten von 1 bis 15 Jahren abhängig von den Investitionskosten, während Polen eine Laufzeit von ein bis fünf Jahren für bestehende und fünf oder 15 Jahren für neue Kapazitäten vorsieht.

Die Größe der strategischen Kapazitätsreserve in Deutschland beträgt bis zu 2 GW². In Frankreich wird die Größe des Dezentralen Kapazitätsmarktes entsprechend den Lastprognosen für die 100 bis 150 Spitzenlaststunden berechnet. Italien, Belgien und Polen orientieren sich an einem Zielwert von drei für die erwartete Anzahl an Stunden pro Jahr mit Lastunterdeckung (Loss of Load Expectation, LOLE), was bedeutet, dass eine gegebenenfalls nicht ausreichend verfügbare Kapazität für diese Anzahl an Stunden im Jahr toleriert wird.

In der deutschen Reserve sind Strafen bis zu 20 % der Gesamtvergütung vorgesehen, um die Einhaltung der Verfügbarkeit der Reservekraftwerke sicherzustellen. In Frankreich erfolgt eine Ausgleichsabrechnung bei Differenzen zwischen tatsächlichen und zertifizierten Kapazitäten. Italien sieht Strafen für vorübergehende und endgültige Nichterfüllung vor, während Belgien monatliche Strafen auf bis zu 20 % der jährlichen Vergütung begrenzt. Für eine Lieferperiode können die Strafzahlungen in Belgien die jährliche Vergütung nicht überschreiten [21]. In Polen gibt es stündliche, monatliche und jährliche Begrenzungen mit einem Bonus für Übererfüllung, um zusätzliche Anreize zu schaffen.

²Für den zweiten Erbringungszeitraum der Kapazitätsreserve (1. Oktober 2022 bis 30. September 2024) wurden bei einer Ausschreibungsmenge von 2 GW lediglich 1,086 GW Leistung angeboten und bezuschlagt [20].

Tabelle 1 Ausgestaltungsmerkmale in ausgewählten Kapazitätsmechanismen innerhalb der Europäischen Union

	Deutschland	Frankreich	Italien	Belgien	Polen
Typ	Strategische Reserve	Dezentrale Verpflichtung	Zentraler Käufer	Zentraler Käufer	Zentraler Käufer
Einführungsgrund	EE-Ausbau, Atomkraftausstieg	Anstieg Spitzenlast im Winter, EE-Ausbau, fehlende Investitionen („missing money“)	Abschaltung konventioneller thermischer Kapazitäten, Anstieg Systemlast, Dekarbonisierung, fehlende Investitionen („missing money“)	Atomkraftausstieg, Abschaltung thermischer Kraftwerke in Nachbarländern, Marktversagen („missing money“, hohe Volatilität), strategische Reserve nicht erfolgreich	Stilllegung alter ineffizienter Kraftwerke, Marktversagen („missing money“, hohe Volatilität), fehlende Investitionen
Teilnahmeberechtigung	Stromerzeuger, Speicher, DSM	Zertifizierte Stromerzeuger, zertifizierte DSM, ausländische Interkonnectoren	Stromerzeuger, DSM, Speicher, ausländische Kapazitäten	Stromerzeuger, DSM, Speicher, ausländische Kapazitäten	Stromerzeuger, DSM, Speicher, ausländische Kapazitäten
Auktionsdesign	Alle 2 Jahre (2 Jahre Lieferzeitraum)	T-1, sechsmal jährlich	Hauptauktion: T-4 Anpassungen: T-3, T-2, T-1	Hauptauktion: T-4 Zusätzliche Auktion: T-1	Hauptauktion: T-4 Zusätzliche Auktionen: T-1
Auktionsabwicklung	Pay-as-clear	Pay-as-bid	Pay-as-clear	Pay-as-bid (nach 2 Lieferperioden Umstellung auf Pay-as-clear geplant)	Pay-as-clear
Gebots-/Preislimits (€/MW/a)	100.000	20.000 – 60.000 (ändert sich jährlich)	Bestehende Kapazitäten: 25.000 – 45.000 Neue Kapazitäten: 75.000 – 95.000	80.000 – 105.000 Minimale Bietergröße: 1 MW	Bestehende Kapazitäten: 45.000 Neue Kapazitäten: 97.500– 105.000 Minimale Bietergröße: 2 MW
Vertragslaufzeiten (Jahre)	2	Bestehende Kapazitäten: 1 Neue Kapazitäten: 7	Bestehende Kapazitäten: 3 Neue Kapazitäten: 15	1, 3, 8, 15 (CAPEX-abhängig)	Bestehende Kapazitäten: 1 – 5 Neue Kapazitäten: 5 oder 15

	Deutschland	Frankreich	Italien	Belgien	Polen
Größe	2 GW	berechnet, gemäß den Lastprognosen für die 100–150 Spitzenlaststunden pro Jahr	Entsprechend Ziel-LOLE von 3 h/a	Entsprechend Ziel-LOLE von 3 h/a, Reservierung von 2–3 GW für T-1-Auktionen	Entsprechend Ziel-LOLE von 3 h/a
Strafen	Ja, bis zu 20 % der Gesamtvergütung	Ausgleichsabrechnung bei Differenz zwischen tatsächlichen Kapazitäten und zertifizierten Kapazitäten	Ja (für vorübergehende und endgültige Nichterfüllung)	Ja (monatlich begrenzt auf 20 % der jährlichen Einnahmen)	Ja (stündliche, monatliche und jährliche Begrenzungen), Bonus für Übererfüllung

Quelle: Basierend auf Ref. [19], ergänzt um Informationen aus Ref. [9, 21–23].

5.2 Auktionsergebnisse

Eine Übersicht vergangener Auktionsergebnisse für ausgewählte Länder ist in Tabelle 2 dargestellt. Der Fokus liegt hier auf den im Kapazitätsmechanismus kontrahiert Mengen und den erzielten Vergütungen für Kapazität, nicht auf den bezuschlagten Technologien.

Frankreich hat einen Dezentralen Kapazitätsmarkt implementiert, während Italien, Belgien und Polen auf einen Zentralen Kapazitätsmarkt setzen. Dies führt zu unterschiedlichen Strukturen und Ergebnissen in den Auktionen sowie in der gebotenen Kapazität. Für den Dezentralen Kapazitätsmarkt in Frankreich ist zu beachten, dass in Tabelle 2 die Ergebnisse der öffentlichen Auktionen seit Oktober 2023 berücksichtigt sind. Dies stellt allerdings nur den öffentlichen Teil des Handels dar, Zertifikate werden auch bilateral zwischen Kapazitätsanbietern und Stromlieferanten beziehungsweise Bilanzkreisverantwortlichen gehandelt.

Für Frankreich und Italien sind keine Daten zur gebotenen Kapazität für die einzelnen Lieferperioden verfügbar. In Belgien wurden für die erste Lieferperiode 2025 bis 2026 in der T-4-Auktion etwa 6.800 MW geboten, während für die folgenden Jahre 1.200 MW und 1.600 MW geboten wurden. Der Rückgang der gebotenen Menge ist auf die Vergabe langfristiger Verträge in der ersten Auktion zurückzuführen. Polen

weist für die Jahre 2021 bis 2023 eine gebotene Kapazität von 26.000 MW bzw. 13.000 MW auf.

In Frankreich wurden für die Lieferperioden 2024 bis 2026 bereits mehrere Auktionen durchgeführt, die eine ausgewählte Kapazität zwischen 380 und 4.800 MW in 2024 sowie zwischen 3.800 und 6.600 MW in 2025 umfassen. In Italien sind für 2024 etwa 34.000 MW Bestandsanlagen, 3.700 MW Neuanlagen und 3.600 MW ausländische Kapazitäten bezuschlagt. Für 2025 sind es etwa 37.600 MW (bestehend), 230 MW (neu) und 4.400 MW (aus dem Ausland). In Belgien sind für die Lieferperiode 2025 bis 2026 in der T-4-Auktion ungefähr 4.500 MW ausgewählt, während für die Lieferperiode 2026 bis 2027 0 MW bezuschlagt wurden. Dies liegt daran, dass die Nachfragekurve vollständig durch die Verlängerung zweier Atomreaktoren, sowie bereits im Vorjahr kontrahiert Kapazitäten gedeckt ist [9]. In Polen sind die ausgewählten Kapazitäten für die Jahre 2021 bis 2028 dargestellt. Die Werte zeigen eine Abnahme von 22.400 MW in 2021 auf 7.000 MW in 2028. Auch hier ist dieser Rückgang auf die Vergabe von mehrjährigen Verträgen in den früheren Auktionen zurückzuführen.

In Frankreich variieren die Preise für die Lieferperiode 2024 zwischen 2.800 und 35.400 Euro/MW/a, was auf erhebliche Preisschwankungen hinweist. Diese Volatilität kann auf Unsicherheiten im Markt und unterschiedliche Angebots- und Nachfragesituationen zurückzuführen sein. In der Lieferperiode 2025 erreichen die Preise bis zu 25.500 Euro/MW/a. In Italien erzielten Kapazitätsanbieter von Bestandsanlagen zwischen 33.000 Euro/MW/a (2024) und 45.000 Euro/MW/a (2025). Anbieter von Neuanlagen erzielten mit bis zu 70.000 Euro/MW/a eine deutlich höhere Vergütung, wohingegen ausländische Kapazitäten für 2025 nur mit max. 4.500 Euro/MW/a bezuschlagt wurden. Belgien meldet einen Preis von 31.700 Euro/MW/a für die gebotene Kapazität in der Lieferperiode 2025 bis 2026, mit einem Höchstgebot von 50.000 Euro/MW/a. Auch in Polen schwanken die Preise deutlich von etwa 56.000 Euro/MW/a für die Lieferperiode 2021 bis zu 93.000 Euro/MW/a für die Lieferperiode 2026.

Insgesamt zeigt sich, dass die Preisgestaltung und die Kapazitätsangebote in den verschiedenen Ländern stark variieren. In allen Märkten gibt es stärkere Preisschwankungen von Jahr zu Jahr, wobei in Frankreich hohe Preisschwankungen auch zwischen zwei Auktionen einer Lieferperiode auftreten. So liegen auch die mittleren Preise für Bestandsanlagen in Frankreich durch einzelne Auktionen mit sehr geringen Preisen etwas unter denen in den Zentralen Kapazitätsmärkten der anderen Länder. Die Verträge für Neubauprojekte in den Kapazitätsmärkten weisen im Vergleich zu Bestandsanlagen deutlich höhere, teilweise doppelt so hohe, Vergütungen auf. Der Marktanteil der neuen Kapazitäten schwankt sehr stark von Jahr zu Jahr und ist maßgeblich von der Gesamtmenge bezuschlagter Kapazitäten abhängig. So lag der Anteil neuer Kapazitäten in Italien, bei einer Gesamtkapazitätsmenge von über 40 GW, zwischen 0,5 % und 9 %, während er in Belgien, bei einer Gesamtkapazitätsmenge von nur wenigen GW, zwischen 0 % und 37 % lag. Insbesondere auf Jahre mit hohem Anteil neuer Kapazitäten folgen naturgemäß Jahre mit weniger Neubauverträgen.

Tabelle 2 Auktionsergebnisse ausgewählter Kapazitätsmechanismen

	Frankreich [24]	Italien [25, 26]	Belgien [27]	Polen [28, 29]
Typ	Dezentrale Verpflichtung	Zentraler Käufer	Zentraler Käufer	Zentraler Käufer
Gebotene Kapazität	Keine Information	Keine Information	Y-4 2025-2026: ~6800 MW Y-4 2026-2027: ~1200 MW Y-4 2027-2028: ~1600 MW	2021: ~26000 MW 2022: ~13000 MW 2023: ~13000 MW
Ausgewählte Kapazität	2024: 3 Auktionen, zwischen 380 und 4.800 MW 2025: 6 Auktionen, zwischen 3.800 und 6.600 MW 2026: 2 Auktionen, zwischen 2.900 und 4.400 MW	2024: ~34000 MW (bestehend), 3.700 MW (neu), ~3.600 MW (Ausland) 2025: ~ 37.600 MW (bestehend), 230 MW (neu), 4.400 MW (Ausland)	Y-4 2025-2026: ~4.500 MW Y-4 2026-2027: 0 MW Y-4 2027-2028: ~1.600 MW	2021: ~22.400 MW 2022: ~10.600 MW 2023: ~10.600 MW 2028: ~7.000 MW
Preis	2024: 3 Auktionen, zwischen 2,8 und 35,4 €/kW/a	2024: ~33 €/kW/a (bestehend), 33-70 €/kW/a (neu), 17-	Y-4 2025-2026: 31,7 €/kW/a (mittel), 50,0 €/kW/a (höchstes Gebot)	2021: ~56 €/kW/a 2022: ~46 €/kW/a 2023: ~47 €/kW/a 2024: ~60 €/kW/a

	Frankreich [24]	Italien [25, 26]	Belgien [27]	Polen [28, 29]
	2025: 6 Auktionen, zwischen 9,4 und 25,5 €/kW/a 2026: 2 Auktionen, zwischen 6,1 und 15,5 €/kW/a	33 €/kW/a (Ausland) 2025: 45 €/kW/a (bestehend), 67,5 €/kW/a (neu), 3,4-4,5 €/kW/a (Ausland)	Y-4 2026-2027: nicht angegeben Y-4 2027-2028: 36,4 €/kW/a (mittel), 69,9 €/kW/a (höchstes Gebot)	2025: ~40 €/kW/a 2026: ~93 €/kW/a 2027: ~94 €/kW/a 2028: ~57 €/kW/a

Quelle: Siehe Referenzen im Spaltentitel.

5.3 Netzreserven in Deutschland und Österreich

Auch wenn Netzreserven laut der EU-Elektrizitätsverordnung nicht unter die Definition von Kapazitätsmechanismen fallen, sind deren Zweck und Ausgestaltung in Deutschland und Österreich hier erwähnt. Netzreserven sind Maßnahmen, die dazu dienen, Netzengpässe zu bewältigen. Sie vergüten Ressourcen, die die notwendigen Reserven bereitstellen, um lokale Engpassprobleme zu mindern. Wenn die vorhandene Kapazität im System nicht ausreicht oder nicht an dem Ort verfügbar ist, an dem sie benötigt wird, kommt der Redispatch zum Einsatz. In der Netzreserve werden Ressourcen außerhalb des regulären Marktes gehalten, sodass keine Vergütung aus dem Großhandelsstrommarkt oder den Regelenergiemärkten erfolgt [9].

5.3.1 Deutschland

Im Winter kommt es in Deutschland zu einer starken Belastung großer Übertragungsleitungen, da im Norden besonders viel Strom durch Windräder eingespeist wird, während die Energienachfrage in den industriellen Zentren im Süden besonders hoch ist, insbesondere bei kaltem Wetter und früh einsetzender Dunkelheit. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, wird ein Redispatch durchgeführt, bei dem Anlagen im Norden zurückgefahren und im Süden hochgefahren werden [30].

Die Netzreserve wird jedes Jahr, insbesondere für das Winterhalbjahr, gebildet. Sie setzt sich aus Kraftwerken zusammen, die derzeit nicht betriebsbereit sind oder deren Betreiber bereits zur Stilllegung angemeldet haben. Diese Kraftwerke können bei Bedarf kurzfristig einspringen. Der Einsatz der Netzreserve wird durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und die Netzreserveverordnung (NetzResV) geregelt [30].

Die großen deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ermitteln jährlich den zukünftigen Bedarf an Netzreserven, der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) überprüft und bestätigt wird. Für die Netzreserve im Winter 2024/25 wird ein Bedarf von etwa 6,9 GW festgestellt [31].

Der Einsatz der Anlagen der Netzreserve erfolgt gemäß § 7 Absatz 2 der NetzResV [32], wobei die Betreiber von Übertragungsnetzen die Anlagen auf Grundlage der verfügbaren Prognosen und unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen einsetzen. Auslöser für den Einsatz können offene Bilanzen in Versorgungsprognosen, Abweichungen der Netzfrequenz oder Störfälle, wie Netz- und Anlagenausfälle, sein.

In Deutschland gibt es eine enge Verknüpfung der Netzreserve mit der strategischen Kapazitätsreserve. Seit Juli 2022 wird die Netzreserve auch zur Unterstützung des Systems bei Versorgungsengpässen eingesetzt. Ebenso wird die Kapazitätsreserve zur Minderung von Netzengpässen genutzt [9].

5.3.2 Österreich

Die Genehmigung der Netzreserve in Österreich durch die EU-Kommission erfolgte im Juni 2021 nach den EU-Beihilfevorschriften und ist als vorübergehende Maßnahme aktuell bis Ende 2025 in Kraft. Ein Aktionsplan zur Reduzierung der identifizierten strukturellen Engpassprobleme wurde festgelegt, der umfangreiche Investitionen in die Netzinfrastuktur vorsieht. Die Erfüllung dieses Aktionsplans soll die Netzreserve überflüssig machen [33].

Die Größe der Netzreserve wird vom Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) festgelegt und wettbewerblich ausgeschrieben. Für den Winter 2024/25 beträgt die Netzreserve 470 MW, während sie für den Sommer 2025 bei 2231,5 MW liegen wird [34]. Die Netzreserve besteht aus Kraftwerken, deren Betreiber ihre Schließungsabsicht gemeldet haben. Diese erhalten eine Vergütung für die Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit für das Netz, und etwaige Abrufe der Reserve werden gesondert abgegolten [35]. Die Kosten der Reserve werden über Netzentgelte an die Netznutzer weitergegeben.

Der Einsatz erfolgt ähnlich wie in Deutschland durch den ÜNB (Austrian Power Grid) nach deren Ermessen. Im entsprechenden Gesetz (§ 23b EIWOG 2010 [36]) sind keine expliziten Abrufkriterien beschrieben. Lediglich die Rahmenbedingungen für die Beschaffung, Auswahl und Vertragsgestaltung der Netzreserve sind festgeschrieben. Die Auslösebedingungen werden in der Regel durch technische Regelwerke, interne Protokolle des Übertragungsnetzbetreibers (APG) und regulatorische Vorgaben bestimmt.

6 Bewertung ausgewählter Kapazitätsmechanismen

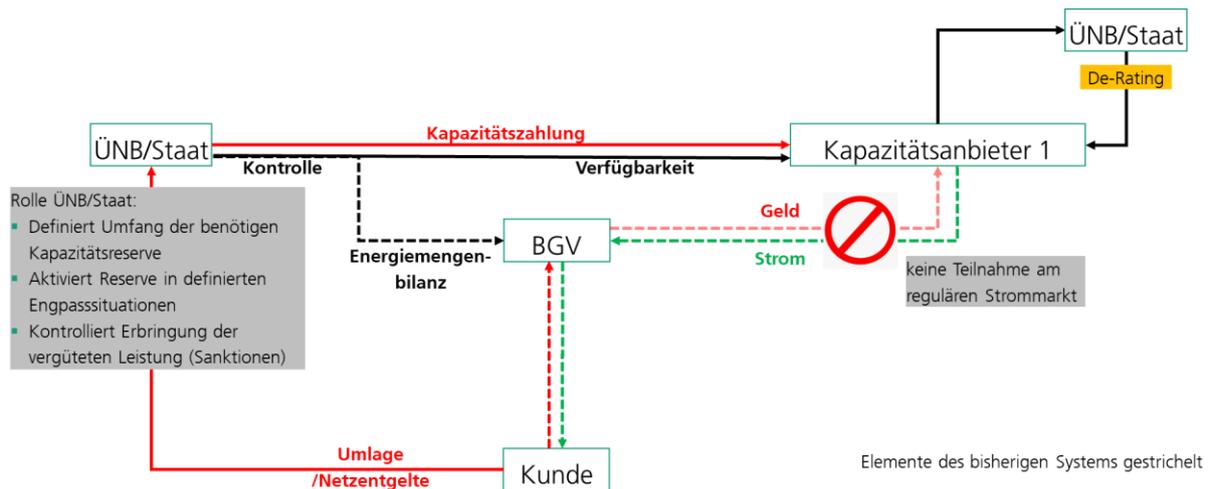
In diesem Kapitel werden vier ausgewählte, als besonders relevant eingeschätzte, Kapazitätsmechanismen detaillierter betrachtet und bewertet. Namentlich die Strategische Reserve, sowie als marktumfassende Mechanismen der Zentrale Kapazitätsmarkt, der Dezentrale Kapazitätsmarkt und der Kombinierte Kapazitätsmarkt mit zentralen und dezentralen Elementen. Die Bewertung ausgewählter Kapazitätsmechanismen in diesem Kapitel erfolgt jeweils im Vergleich zu einem Energy-Only-Markt anhand der Kriterien Effizienz, Effektivität, Transparenz, Komplexität und Marktwirkung. Effizienz bezeichnet hierbei, wie technologie- und innovationsoffen Leistung im jeweiligen System zur Verfügung gestellt wird. Die Effektivität wird unterteilt in die drei Aspekte Vermeidung von Redispatch, kurzfristige Versorgungssicherheit und Investitionssicherheit für den Kraftwerksneubau. Transparenz bezieht sich auf die öffentlich verfügbaren Informationen bezüglich der Preisbildung und des Marktergebnisses. Die Komplexität bewertet den Aufwand der jeweiligen Systemorganisation und die Marktwirkung gibt die preisdämpfende Rückwirkung des jeweiligen Mechanismus auf den Energy-Only-Markt an.

6.1 Strategische Reserve

Die Ausgestaltung der Strategischen Reserve ist in Abbildung 7 skizziert. Gestrichelte Pfeile stellen sehr stark vereinfacht bereits bestehende Elemente des Stromsystems dar. Eine zentrale Stelle, beispielsweise der Staat, definiert den Erzeugungseingpass, der durch die Reserve adressiert werden soll und ermittelt den benötigten Umfang an Reservekapazität. Diese Kapazitätsmenge wird ausgeschrieben und bezuschlagte Kapazitätsanbieter erhalten eine Kapazitätzahlung in Euro/kW/a für die Vorhaltung ihrer kontrahierten Kapazität. Auch bei der Strategischen Reserve kann ein sogenanntes De-Rating vorgenommen werden, wobei sich De-Rating auf die Reduzierung der nominalen Kapazität einer Anlage bezieht, um realistischere Betriebsbedingungen zu reflektieren. Bezuschlagte Kapazitäten dürfen nicht mehr am regulären Strommarkt teilnehmen. Bei Aktivierung durch beispielsweise den ÜNB in der Engpasssituation ist eine

zusätzliche Vergütung über die Kapazitätzahlung hinaus möglich. Die Erbringung der vergüteten Leistung wird kontrolliert, bei Nicht-Erfüllung drohen Sanktionen. Die Finanzierung der Strategischen Reserve kann über eine Umlage oder die Netzentgelte erfolgen.

Abbildung 7 Strategische Reserve (Schematische Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung.

Vorteile:

- **Versorgungssicherheit:** Die kurzfristige Absicherung der Versorgungssicherheit ist möglich.
- **Geringe Komplexität:** Das System ist weniger komplex, da beispielsweise, anders als bei marktweiten Mechanismen, bei der Ausgestaltung nicht auf Chancengleichheit zwischen verschiedenen Technologien geachtet werden muss.
- **Geringer Kontrollaufwand:** Nur die bezuschlagten Anbieter müssen überprüft werden.

Nachteile:

- **Neuinvestitionen nicht adressiert:** Der Fokus liegt auf der kurzfristigen Absicherung und nicht auf Neubauten.
- **Nicht technologieoffen:** Es erfolgt eine Festlegung auf bestimmte Technologien.
- **Keine Innovation:** Neuartige Lösungen werden nicht berücksichtigt.

- Überdimensionierung möglich: Es besteht das Risiko, dass mehr Kapazitäten beschafft werden als notwendig, was zu höheren Kosten und ineffizienter Nutzung von Kapazität führt.

Abbildung 8 Bewertung der Strategische Reserve

Kriterien		hoch					hoch							
		Energy Only Markt					Strategische Reserve							
		Kommentar												
Effizienz	Innovations-/ Technologieoffenheit	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	auf einzelne Technologien beschränkt
Effektivität	Vermeidung & Absicherung Redispatch	■					■	■	■	■	■	■	■	kann gezielt für Absicherung des Redispatch ausgelegt werden
	kurzfristige Versorgungssicherheit	■					■	■	■	■	■	■	■	gezielte Rückhaltung von Kapazität für Engpässe
	Kraftwerksneubau (Investitionssicherheit)	■												Fokus auf kurzfristiger Absicherung und nicht auf Neubauten
Transparenz	Preisbildung und Marktergebnis	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Informationen über die Reserve nicht immer vollständig veröffentlicht (zB. Kriterien der Aktivierung)
Komplexität	Systemorganisation	■					■							Regeln und Anforderungen klar definiert
Marktwirkung	Preisdämpfende Rückwirkung EOM						■							Reserve außerhalb des Marktes, Wissen über bestehende Reserve kann jedoch Einfluss haben
		niedrig					niedrig							

Quelle: Eigene Darstellung.

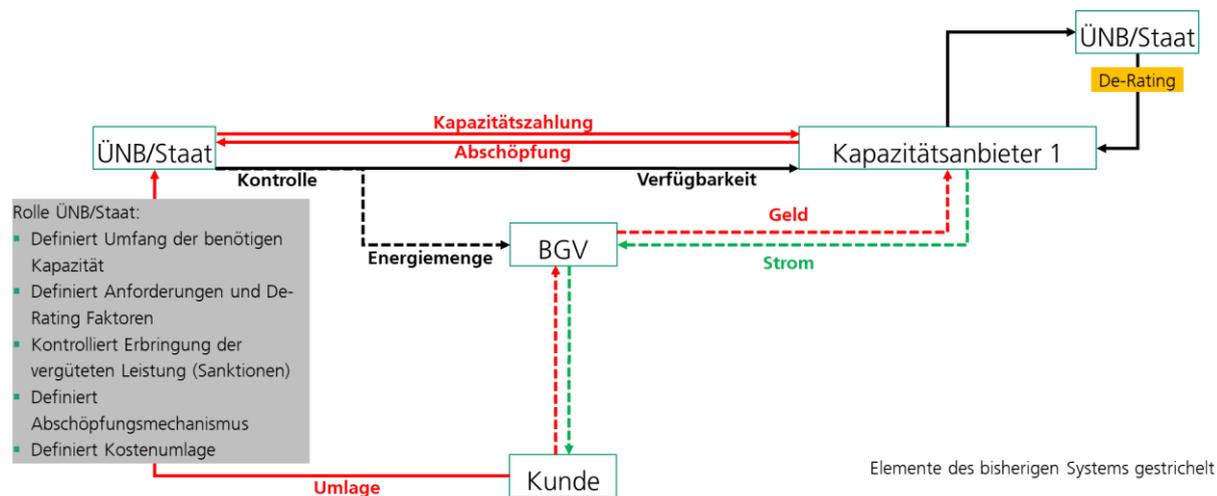
Abbildung 8 gibt einen Überblick über die Bewertung der Strategischen Reserve im Vergleich zum Energy-Only-Markt. Naturgemäß schneidet die Reserve in Sachen Technologieoffenheit schlecht ab, da sie als gezielter Mechanismus auf einzelne, bestimmte Technologien ausgelegt ist. Dafür ist die Strategische Reserve sehr gut geeignet für die Absicherung gegen beziehungsweise die Vermeidung von Redispatch, da, je nach Auslegung, gezielt dafür Kapazitäten rückgehalten werden können. Ebenso gezielt kann die Reserve für die kurzfristige Absicherung der Versorgungssicherheit ausgelegt werden. Da der Fokus auf der kurzfristigen Absicherung liegt, kann dieser Kapazitätsmechanismus keine langfristige Investitionssicherheit für Kraftwerksneubauten bereitstellen. Die Transparenz wird hier im Vergleich zum Energy-Only-Markt niedrig bewertet, da Informationen über die Reserve, wie zum Beispiel die genauen Kriterien für eine Aktivierung, nicht vollständig öffentlich einsehbar sind. Der Aufwand für die Organisation der Reserve und damit die Komplexität dieses Kapazitätsmechanismus ist als gering einzuschätzen. Abschließend ist auch die preisdämpfende Rückwirkung auf den

Energy-Only-Markt niedrig, da die Reserve außerhalb des regulären Strommarktes gehalten wird und so keinen direkten Einfluss nimmt. Jedoch kann allein das Wissen um die Reserve indirekt Auswirkungen auf den Markt haben, beispielsweise durch ein verändertes Bieterverhalten in Engpasssituationen.

6.2 Zentraler Kapazitätsmarkt

Eine vereinfachte schematische Darstellung eines Zentralen Kapazitätsmarktes ist in Abbildung 9 gezeigt. Dieser marktweite Mechanismus wird maßgeblich durch einen zentralen, staatlichen Akteur gestaltet, der als einziger Nachfrager und Käufer der Kapazitäten auftritt. Dementsprechend kommen dieser zentralen Stelle einige wichtige Aufgaben zu. Zunächst ist die Engpasssituation zu bestimmen, auf die der Kapazitätsmarkt ausgelegt sein soll. Dann ist die zur Abdeckung dieser Engpasssituation benötigte Kapazitätsmenge zu ermitteln. Entsprechend der definierten Engpasssituation werden De-Rating-Faktoren für die verschiedenen Technologien der Kapazitätsanbieter vergeben. Diese Faktoren geben das Verhältnis der in diesen Engpasssituationen zu erwartenden verfügbaren Leistung der Kapazitätseinheit und dem Nennwert ihrer Kapazität an. In einer oder mehreren zentralen Auktionen wird die zentral bestimmte Menge an Kapazität ausgeschrieben und bezuschlagte Kapazitätsanbieter im Gegenzug ihrer Vergütung zur Verfügbarkeit in den definierten Engpasssituationen verpflichtet. Die Erfüllung dieser Verpflichtung wird durch die zentrale Stelle kontrolliert, bei Nicht-Erfüllung drohen Strafen. Bestehende zentrale Kapazitätsmechanismen beinhalten einen Abschöpfungsmechanismus, um Übergewinne der Kapazitätsanbieter zu verhindern. Eine in den letzten Jahren immer häufiger verwendete Methode sind sogenannte Reliability-Optionen [4] (siehe Abschnitt 6.2.1). Der zentrale Kapazitätsmechanismus kann über eine Umlage finanziert werden oder die Kosten werden über den Staatshaushalt finanziert.

Abbildung 9 Zentraler Kapazitätsmarkt (Schematische Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung.

Vorteile³:

- Hohe Investitionssicherheit: Der Zentrale Kapazitätsmarkt (ZKM) bietet eine hohe Sicherheit für Investitionen, indem er eine zentrale Bestimmung und Beschaffung von Kapazitäten ermöglicht, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Langfristige Vergütungsverträge für Kapazitätsanbieter mit besonders kapitalintensiven Neuanlagen sind möglich.
- Vertrauen in Versorgungssicherheit: Durch die zentrale Planung wird Vertrauen und Sicherheit hinsichtlich einer langfristigen und zuverlässigen Versorgung geschaffen.
- Wettbewerb zwischen Anbietern: Auktionen fördern den Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien und Anbietern, was zur Kosteneffizienz beiträgt.
- Flexible Kapazitätzahlungen: Es sind unterschiedliche Laufzeiten für Kapazitätzahlungen möglich, beispielsweise kann zwischen Neubauten und Bestandskapazitäten unterschieden werden. Längere Laufzeiten führen zu stabilen und planbaren Einnahmequellen, senken die Kapitalkosten und adressieren das Problem der Fristeninkongruenz bei kapitalintensiven Investitionen.

³ Die Auflistung der Vor- und Nachteile basiert auf Ref. [14].

- Reduzierter Kontrollaufwand: Nur die bezuschlagten Anbieter von steuerbaren Kapazitäten müssen überprüft werden. Eine Kontrolle der Bilanzgruppenverantwortlichen, wie sie im Dezentralen Kapazitätsmarkt (DKM) erforderlich ist, entfällt.

Nachteile:

- Herausforderungen bei Lastflexibilität: Die Einbindung von Lastflexibilität gestaltet sich schwierig, da neue Technologien und kleinere Flexibilitäten hohe regulatorische Hürden wie eine erfolgreiche Präqualifikation für die Teilnahme an den Auktionen überwinden müssen.
- Weniger innovationsoffen: Der Zentrale Kapazitätsmarkt (ZKM) ist weniger offen für neue Geschäftsmodelle oder Technologien, da diese wegen ihres innovativen Charakters in vielen Fällen nicht einfach in die zentralen, standardisierten Spezifikationen und Prozesse integriert werden können (beispielsweise bei der Präqualifikation oder dem De-Rating).
- Fehleranfälligkeit bei Parametrierung: Die zentrale Prognose des Bedarfs an steuerbarer Leistung erfordert Annahmen und Modellierungen. Dies birgt eine hohe Fehleranfälligkeit.
- Überdimensionierung möglich: Es besteht das Risiko, dass mehr Kapazitäten beschafft werden als tatsächlich notwendig, insbesondere durch eine risikoaverse zentrale Stelle. Dies kann zu höheren Gesamtkosten und ineffizienten Marktbedingungen führen.
- Schwierige Anpassungsfähigkeit: Der ZKM hat Schwierigkeiten, auf Unsicherheiten im Stromsystem flexibel zu reagieren. Der Bedarf an steuerbarer Leistung wird zentral prognostiziert, was die Anpassungsfähigkeit einschränkt.
- Zentraler Refinanzierungsbedarf: Die Kapazitätszahlung wird über Auktionen festgelegt, und die Kosten müssen durch staatliche Umlagen oder den Staatshaushalt gedeckt werden.

Abbildung 10 Bewertung des Zentralen Kapazitätsmarktes

Kriterien		hoch					hoch					
		Energy Only Markt					Zentraler Kapazitätsmarkt					
Effizienz	Innovations-/ Technologieoffenheit	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	ggf. neue/innovative Lösungen nicht berücksichtigt
	Vermeidung & Absicherung Redispatch	■					■	■	■	■	■	durch Festlegung regionale Kriterien adressierbar
Effektivität	kurzfristige Versorgungssicherheit	■					■	■	■	■	■	zentrale Stelle sorgt gezielt für Systemstabilität
	Kraftwerksneubau (Investitionssicherheit)	■					■	■	■	■	■	klare Anreize für Investitionen durch festgelegte Kapazitätsziele gegeben (auch langfristig)
Transparenz	Preisbildung und Marktergebnis	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	zentrale öffentliche Auktionen
Komplexität	Systemorganisation	■					■	■	■	■	■	Prozesse standardisiert, aber zentrale Entscheidungen erforderlich
Marktwirkung	Preisdämpfende Rückwirkung EOM						■	■	■	■	■	Hohe Preise werden durch Abschöpfung und mögliche Überdimensionierung unwahrscheinlicher
		niedrig					niedrig					

Quelle: Eigene Darstellung.

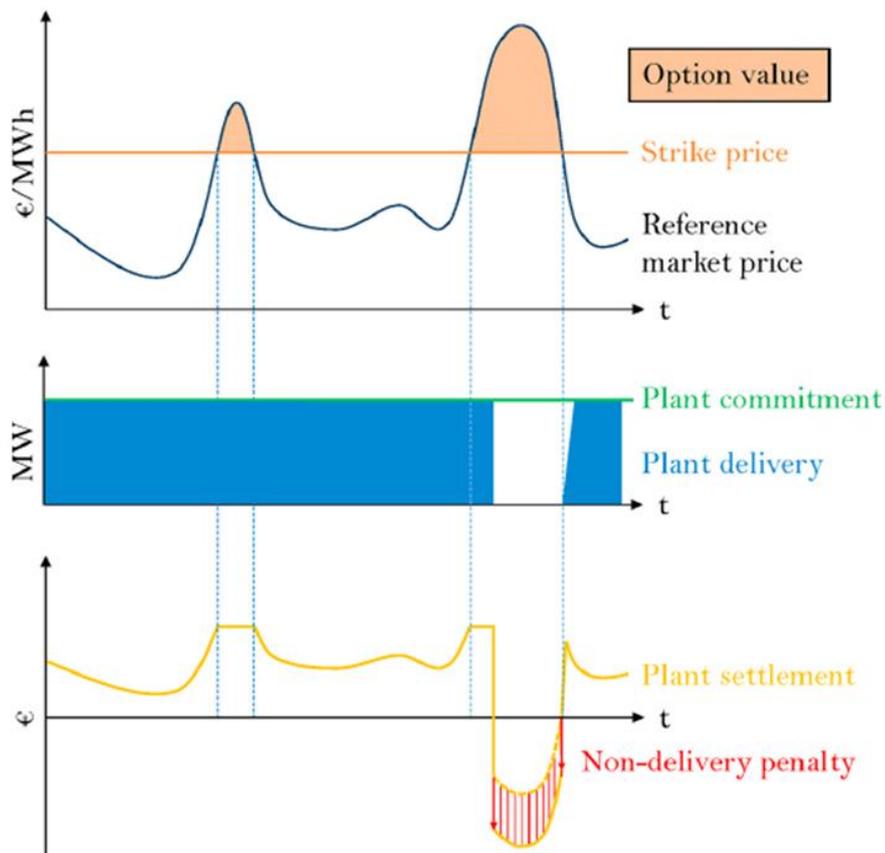
Abbildung 10 zeigt die vorgenommene Bewertung des Zentralen Kapazitätsmarktes im Vergleich zum Energy-Only-Markt. In Sachen Innovations- und Technologieoffenheit schneidet der ZKM nicht gut ab, da die Gefahr besteht, dass die namensgebende zentrale Stelle den Markt auf bekannte Technologien und bestehende Lösungen ausrichtet und so innovative Lösungen und Geschäftsmodelle unberücksichtigt bleiben. Die Vermeidung von Redispatch steht in der Regel nicht im Fokus eines Zentralen Kapazitätsmarktes, sie kann aber durch die Festlegung regionaler Kriterien, zum Beispiel über ein Bonus-Malus-System je nach Region bei der Ausschreibung neuer Kapazitäten adressiert werden [37]. Die zentrale Ausrichtung dieses Kapazitätsmechanismus bringt vor allem bei den Punkten Versorgungssicherheit und insbesondere bei der Investitionssicherheit für Kraftwerksneubauten Vorteile mit sich. So können besonders kapitalintensive Technologien mit langen Amortisationszeiträumen gezielt in zentralen Auktionen ausgeschrieben und mit langen Vergütungsverträgen ausgestattet werden. Die Transparenz des ZKM ist hier ebenfalls hoch bewertet, da die Ergebnisse der zentralen Auktionen in der Regel veröffentlicht werden. Die Komplexität eines Zentralen Kapazitätsmarktes ist begrenzt, so müssen beispielsweise Stromlieferanten, anders als im Dezentralen Kapazitätsmarkt, nicht reguliert und überprüft werden. Dennoch kommen der

zentralen Stelle einige Pflichten und wichtige Entscheidungen zu, die durchdacht und aufeinander abgestimmt sein müssen. Der Abschöpfungsmechanismus im ZKM kann allerdings preisdämpfende Rückwirkungen auf den Energy-Only-Markt haben, wie im folgenden Abschnitt diskutiert wird. Insbesondere dann, wenn die vergütete Kapazitätsmenge durch eine risikoaverse zentrale Stelle nicht knapp bemessen ist und somit eine große Kapazitätsmenge im Energy-Only-Markt unter den Abschöpfungsmechanismus fällt.

6.2.1 Reliability-Optionen als Abschöpfungsmechanismus

Reliability-Optionen wurden in den letzten Jahren häufig als Abschöpfungsmechanismus in zentrale Kapazitätsmärkte integriert, so zum Beispiel in Irland, Italien und geplant in Belgien. Der Optionswert ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Marktpreis und einem definierten Strike-Preis (Abbildung 11). Übersteigt der Marktpreis für Elektrizität diesen Strike-Preis, ist also der Optionswert positiv, muss diese Differenz von den Kapazitätsanbietern im Umfang ihrer „de-rated“-Kapazität an die zentrale Stelle gezahlt werden. Die Zahlung ist unabhängig davon, ob der Kapazitätsanbieter gerade liefert und damit die hohen Marktpreise erlöst oder nicht. Das soll Anreize für die Kapazitätsanbieter zur aktiven Teilnahme am Energiemarkt in kritischen Engpassituationen setzen.

Der Strike-Preis kann als die Grenze zwischen dem normalen Betrieb des Systems über den Energiemarkt und einem Knappheitsereignis, das den Kapazitätsmechanismus aktivieren sollte, angesehen werden [4]. Er stellt eine Obergrenze für Erlöse dar, die im Kapazitätsmarkt bezuschlagte, und damit unter den Abschöpfungsmechanismus fallende, Kapazitätsanbieter im Energy-Only-Markt erzielen können. Gleichzeitig kann die Reliability-Option im Kapazitätsmechanismus auch als eine Absicherung der Erlöse aufgefasst werden. Nämlich genau dann, wenn Kapazitätsanbieter die Abschöpfung in ihrem Bieterverhalten berücksichtigen und so Erlöse aus unsicheren Preisspitzen im Energy-Only-Markt in sichere Zahlungsströme aus dem Kapazitätsmechanismus umgewandelt werden.

Abbildung 11 Reliability-Optionen

Quelle: Ref. [4]. Abbildung 11 zeigt die beispielhafte Abrechnung einer Reliability-Option grafisch. Im oberen Schaubild ergibt sich der Optionswert aus dem Integral des Marktpreises oberhalb des Strike-Preises (orange Flächen), ausgelöst durch zwei Knappheitssituationen. Das mittlere Schaubild zeigt das Einsatzverhalten des Beispiel-Kraftwerks. Die grüne Linie entspricht dem „de-rated“-Kapazitätswert des Kraftwerks. Während der zweiten Knappheitssituation liefert das Kraftwerk teilweise nicht, was neben den dennoch anfallenden Rückzahlungen entsprechend des Optionswertes Pönale zur Folge hat. Diese sind im unteren Schaubild dargestellt, welches die Erlöse und Abgaben des Beispiel-Kraftwerks zeigt.

Für Reliability-Optionen als Abschöpfungsmechanismus in Kapazitätsmärkten gibt es eine Reihe an Ausgestaltungsmerkmalen. In Tabelle 3 werden Reliability-Optionen in bestehenden Kapazitätsmärkten in Europa anhand vier zentraler Ausgestaltungsmerkmale miteinander verglichen.

Ein entscheidender Aspekt im Design dieses Abschöpfungsmechanismus ist die Festlegung des Strike-Preises. Um sicherzustellen, dass die Reliability-Optionen den Energiemarkt unter normalen Bedingungen (wenn keine Knappheitssituation vorliegt) nicht beeinträchtigen, sollte der Ausübungspreis einer Indexierungsformel unterliegen, die den Strike-Preis an verschiedene Variablen knüpft. Meist wird der Strike-Preis anhand einer Referenztechnologie, üblicherweise eines thermischen Kraftwerks, festgelegt.

Hauptvariablen der Indexierung sind dadurch Brennstoffkosten und die Kosten für CO₂-Zertifikate. Es muss dabei sichergestellt werden, dass diese Variablen nicht von den Kapazitätsanbietern beeinflusst werden können, da diese ansonsten versuchen könnten, den Ausübungspreis künstlich zu erhöhen und dadurch die Aktivierung der Kaufoption im Markt zu verhindern.

In Irland und Italien wird der Strike-Preis an die variablen Kosten einer Referenztechnologie gekoppelt. In Italien ist dies die Technologie mit den höchsten variablen Kosten, was in der Vergangenheit reine Gasturbinen-Kraftwerke waren [38]. In Irland gibt es zusätzlich einen Mindestwert für den Strike-Preis, der die Aktivierungskosten einer Referenz-Demand-Response-Einheit (Demand Response Unit, DRU) widerspiegelt. Die Hinzufügung eines solchen Mindestwertes soll die Technologieneutralität des Kapazitätsmarktes gewährleisten und den möglichen Beitrag von Nachfragerressourcen im Stromsystem maximieren [4]. In Belgien wird stattdessen eine andere Methodik verwendet, die auf historischen Preisen des Day-Ahead-Marktes basiert [4]. Der Strike-Preis wird für jede Lieferperiode neu kalibriert und liegt mindestens über den Grenzkosten der Erzeuger. Der durchschnittliche Day-Ahead-Preis des Liefermonats wird in die endgültige ex-post Berechnung des Strike-Preises in Belgien einbezogen [39].

Eine wichtige Entscheidung ist, in welchem Markt der Strike-Preis angewendet wird. In Belgien gilt der Day-Ahead-Markt für alle Technologien. In Italien und Irland kommt der Strike-Preis sowohl im Day-Ahead-, als auch im Intraday- und Ausgleichsmarkt zur Anwendung, abhängig davon, in welchem Markt die jeweilige Kapazität bereitgestellt wurde. Für Kapazitäten, die in keinem der Märkte geräumt werden, gilt der Preis des Ausgleichsmarktes (Irland) beziehungsweise ein administrativ gesetzter Preis (Italien) [4].

In der Regel sehen Reliability-Optionen eine Pönale vor für Kapazitätsanbieter, die in Knappheitssituationen, also genau dann, wenn der Marktpreis den Strike-Preis überschreitet, die zugesagte Leistung nicht (vollständig) bereitstellen können (wie in Abbil-

dung 11 dargestellt). Die Pönale sollen die Kapazitätsanbieter anreizen, bei Knappheitsereignissen verfügbar zu sein. Ohne Pönale hätte der Inhaber der Reliability-Option denselben wirtschaftlichen Anreiz, unter Knappheitsbedingungen zu produzieren, wie ein Kapazitätsanbieter, der keine Reliability-Option unterzeichnet hat, da die finanziellen Nachteile einer Nicht-Lieferung im Vergleich zur Lieferung in beiden Fällen gleich groß sind [4].

So sehen auch alle drei in Tabelle 3 aufgeführten Kapazitätsmechanismen Strafzahlungen für Nicht-Erfüllung vor, wobei es nur in Belgien eine explizite Pönale gibt. In Irland und in Italien werden stattdessen die Preise im Ausgleichsmarkt administrativ hoch angesetzt (in Irland z. B. auf 25 % des Value of Lost Load), um Anreize für eine Lieferung in kritischen Engpassituationen zu setzen [4].

Des Weiteren gibt es die Möglichkeit, anstatt einer fixen verpflichtend zu liefernden Kapazitätsmenge eine lastfolgende Verpflichtung zu definieren. Das Argument für die Einführung einer lastfolgenden Verpflichtung liegt darin, dass Knappheitssituationen, wie sie durch Marktpreise oberhalb des Strike-Preises identifiziert werden, zu einem Zeitpunkt auftreten können, an dem die Last niedriger ist als die Spitzenlast, für die der Kapazitätsmarkt dimensioniert wurde. Wenn in dieser Situation alle Kapazitätsanbieter verpflichtet wären, ihre gesamte Kapazitätsverpflichtung zu erfüllen, wären einige von ihnen möglicherweise nicht in der Lage, im Markt berücksichtigt zu werden, und könnten ungerechtfertigt bestraft werden. Um dies zu vermeiden, kann die Kapazitätsverpflichtung durch einen Skalierungsfaktor reduziert werden. Dieser Faktor wird berechnet, indem die tatsächliche Last durch die in der Kapazitätsmarkt-Auktion berücksichtigte Nachfrage geteilt wird [4]. Irland und Italien setzen eine solche lastfolgende Verpflichtung ein, während in Belgien darauf verzichtet wird (Tabelle 3).

Tabelle 3 Ausgestaltungsmerkmale der Reliability-Optionen in bestehenden zentralen Kapazitätsmärkten

	Irland	Italien	Belgien
Strike-Preis (Basis)	Variable Kosten einer Referenztechnologie	Variable Kosten einer Referenztechnologie z. B. Gasturbine, im Juni 2017 = 125 €/MWh [38, 40]	Historische Marktpreise, ex-post Aktualisierung 2025: 410 €/MWh [41] 2028: 431 €/MWh [41]
Referenzmarkt	mehrere	mehrere	Day-Ahead
Strafen	Administrative Knappheitsbewertung (basierend auf Value of Lost Load)	Administrative Optionsabrechnung	Explizite Pönale
Kapazitätsverpflichtung	Lastfolgend	Lastfolgend	Fixe Verpflichtung

Quelle: Basierend auf Ref. [4], ergänzt um Informationen aus Ref. [38–41].

In Abbildung 12 ist ein Zahlenbeispiel dargestellt, das für im Kapazitätsmarkt bezuschlagte Kapazitätsanbieter Erlösmöglichkeiten oberhalb des Strike-Preises aufzeigen soll. Diese Erlösmöglichkeiten stellen wiederum den Anreiz dar, trotz Abschöpfung oberhalb des Strike-Preises zu bieten. Die Annahmen des Zahlenbeispiels sind der Grafik zu entnehmen. Betrachtet werden Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) mit einem sehr hohen De-Rating Faktor von 94 % und ein Fließwasser-Kraftwerk mit einem De-Rating Faktor von 48 %⁴.

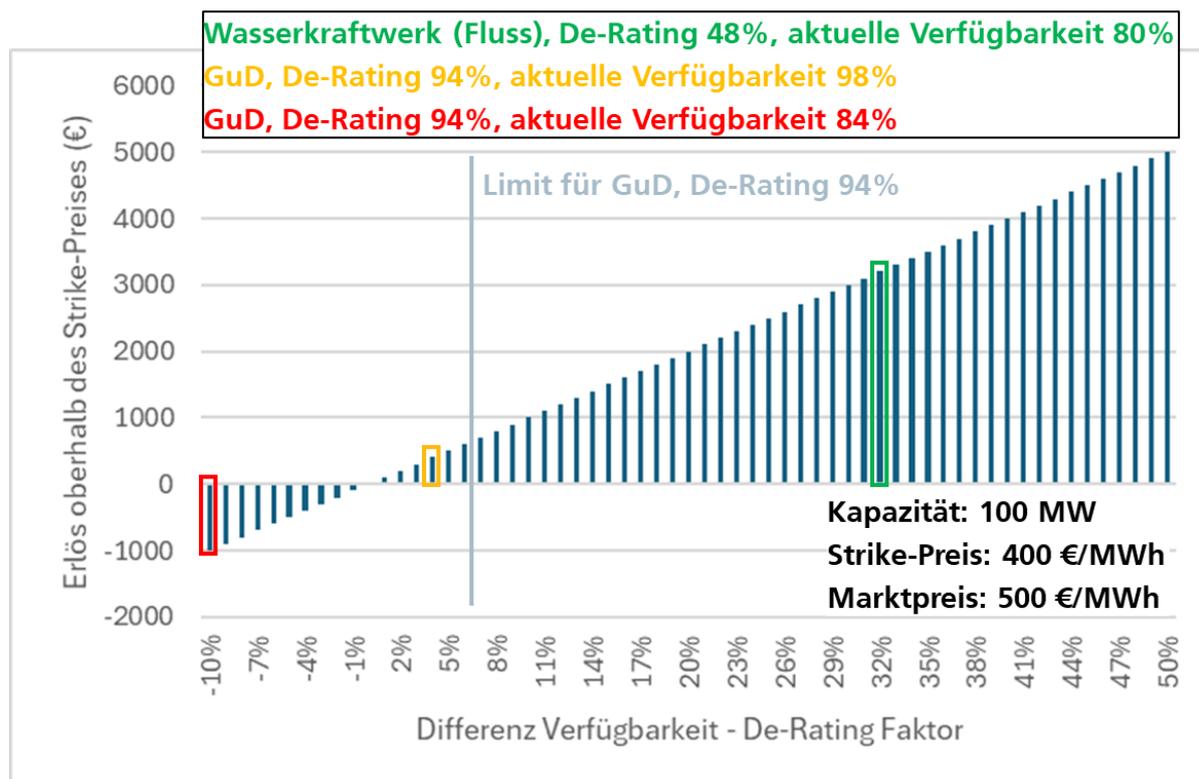
Der De-Rating-Faktor wird ungefähr der Verfügbarkeit des jeweiligen Kraftwerks in der kritischen Situation, auf die der Kapazitätsmarkt ausgelegt ist, entsprechen. Die in Abbildung 12 angegebene aktuelle Verfügbarkeit der Kraftwerke bezieht sich auf die aktuelle (kritische) Engpasssituation mit hohen Marktpreisen, die jedoch nicht zwingend mit der Engpasssituation übereinstimmen muss, auf die der Kapazitätsmarkt und das De-Rating ausgerichtet sind.

Wenn die aktuelle Verfügbarkeit den De-Rating-Faktor übersteigt, entsteht ein Anreiz, über dem Strike-Preis zu bieten. Je größer der Unterschied zwischen Verfügbarkeit und

⁴ Die De-Rating Faktoren aus diesem Zahlenbeispiel wurden aus dem belgischen Kapazitätsmarkt übernommen [39].

De-Rating-Faktor ist, desto höher ist dieser Anreiz. Umgekehrt können Verluste sowie zusätzliche Pönale entstehen, wenn die Verfügbarkeit unter dem De-Rating-Faktor liegt. Das Zahlenbeispiel zeigt, für Kapazitäten mit einem sehr hohen De-Rating-Faktor sind nur geringe Erlöse oberhalb des Strike-Preises möglich.

Abbildung 12 Zahlenbeispiel: Mögliche Erlöse oberhalb des Strike-Preises



Quelle: Eigene Darstellung.

Je mehr de-rated Kapazität unter einen zentralen Strike-Preis fällt, desto eher wirkt dieser als Preisdeckel im Energy-Only-Markt. Insbesondere bei einem hohen Anteil an Kapazitäten mit sehr hohem De-Rating-Faktor, welche nur geringe Anreize haben, oberhalb des Strike-Preises zu bieten (wie beispielsweise die GuD-Kraftwerke in Abbildung 12). Aus dieser Sicht gilt es somit, die Menge der bezuschlagten Kapazität knapp zu bemessen, was allerdings dem Ziel möglichst hoher Versorgungssicherheit entgegenwirkt. Hier ist bei zentral ausgerichteten Kapazitätsmärkten zu erwarten, dass der Versorgungssicherheit oberste Priorität eingeräumt und daher eine gewisse Überdimensionierung in Kauf genommen wird.

Neben der Bemessung des Kapazitätsmarktes, also der Menge der bezuschlagten Kapazität, und dem De-Rating, gibt es noch weitere Faktoren, die dem Strike-Preis als Preisdeckel entgegenwirken. So kann eine lastfolgende Kapazitätszahlung die abzuschöpfende Kapazität weiter reduzieren. Gleichzeitig kann der Strike-Preis beispielsweise nur im Day-Ahead-Markt anfallen, wie in Belgien geplant, wodurch die Preise im Intraday-Markt nicht vom Strike-Preis betroffen wären. Außerdem ist der Strike-Preis dynamisch und teilweise, wie beispielsweise in Belgien, erst ex-post genau bekannt. Obwohl der Strike-Preis nicht als absoluter Preisdeckel im Energy-Only-Markt wirkt, hat er eine preisdämpfende Rückwirkung, die die freie Preisbildung und damit die Signalwirkung durch Preise im Energy-Only-Markt schwächt.

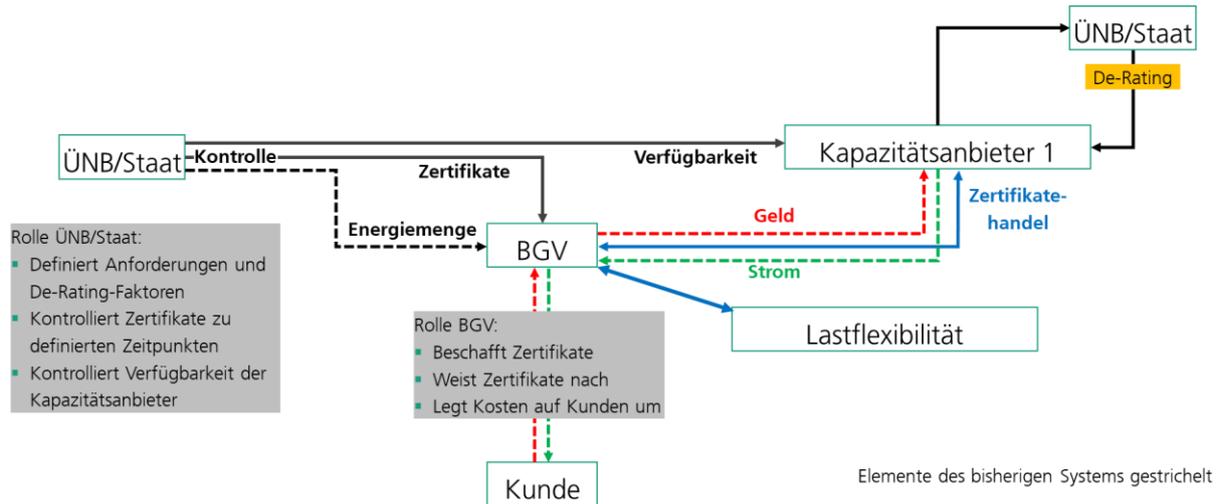
6.3 Dezentraler Kapazitätsmarkt

Eine vereinfachte schematische Darstellung eines Dezentralen Kapazitätsmarktes ist in Abbildung 13 gezeigt. Dieser marktweite Mechanismus basiert auf der dezentralen Verpflichtung der Stromlieferanten, Zertifikate entsprechend der Gesamtlast ihrer Kunden in Engpasssituationen zu beschaffen und vorzuweisen. In Österreich käme diese dezentrale Verpflichtung den österreichischen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) zu. Zertifikate können die BGV im bilateralen Handel mit zertifizierten Kapazitätsanbietern oder in einzelnen zentral organisierten Auktionen erwerben. Neben dem Zertifikaterwerb besteht für die BGV auch die Möglichkeit, Lastflexibilitäten auf der Kundenseite gezielt einzusetzen, um die Last und damit den Zertifikatebedarf in den definierten Engpasssituationen zu reduzieren. Dieses Vorgehen wird als Selbsterfüllung des BGV bezeichnet.

Eine zentrale Stelle definiert die Engpasssituation, auf die der Dezentrale Kapazitätsmarkt ausgelegt werden soll. Entsprechend dieser definierten Engpasssituation werden De-Rating-Faktoren für die verschiedenen Technologien der Kapazitätsanbieter vergeben. Basierend auf diesen De-Rating-Faktoren können sich Kapazitätsanbieter zertifizieren lassen und die Zertifikate auf dem Markt anbieten. Die zentrale Stelle, beispielsweise der ÜNB, kontrolliert sowohl die Erfüllung des Zertifikatebedarfs des BGV als

auch die Verfügbarkeit der zertifizierten Kapazitätsanbieter. Bei Nicht-Erfüllung der jeweiligen Verpflichtung drohen Sanktionen. Die Kosten für die Zertifikate und damit die zusätzliche Vergütung der Kapazitätsanbieter wird in der Regel vom BGV an seine Kunden weitergegeben.

Abbildung 13 Dezentraler Kapazitätsmarkt (Schematische Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung.

Vorteile⁵:

- **Erhöhung der Flexibilitätsoptionen:** Der DKM erschließt verschiedene Flexibilitätsoptionen, die sowohl für die Energiewende als auch zur Kostensenkung im Kapazitätsmarkt von großer Bedeutung sind.
- **Ökonomische Eigenanreize:** Die BGV haben ein starkes Interesse daran, dezentrale Flexibilitätsoptionen wie E-Mobilität und Wärmepumpen zu nutzen. Diese Maßnahmen tragen dazu bei, den Beitrag zur residualen Spitzenlast zu senken und den Bedarf an Zertifikaten zu reduzieren.
- **Innovationsoffenheit:** Die Förderung neuer Technologien und Geschäftsmodelle, wie beispielsweise die Aggregation von Lastflexibilität, wird unterstützt. Dabei sind keine hohen regulatorischen Hürden erforderlich, was die Innovationsfähigkeit stärkt.

⁵ Die Auflistung der Vor- und Nachteile basiert auf Ref. [14].

- **Atmender Mechanismus:** Der Kapazitätsbedarf kann flexibel an die Marktentwicklung angepasst werden. Dies ermöglicht eine schnelle Reaktion auf Veränderungen, insbesondere bei der Residuallast.
- **Nutzung dezentralen Wissens:** Durch lokales Wissen kann eine optimale Bedarfsabschätzung erfolgen, was besonders wichtig ist angesichts Lastunsicherheiten in der Zukunft und um neue technologische Möglichkeiten zu berücksichtigen.
- **Geringere Parametrierungsanfälligkeit:** Es besteht eine geringere Gefahr von Überdimensionierung und der Bevorzugung bekannter Technologien.
- **Kein Abschöpfungsmechanismus:** Durch die Vermeidung staatlicher Finanzierung ist kein Abschöpfungsmechanismus nötig. Dadurch bedingte Auswirkungen auf den Energiemarkt entfallen somit.

Nachteile:

- **Kurze Laufzeiten der Zertifikate:** Die Zertifikate weisen Laufzeiten von in der Regel einem Jahr, in Ausnahmefällen bis zu drei Jahren auf, was zu einer eingeschränkten Planungssicherheit für Investoren in steuerbare Kapazitäten, wie beispielsweise neue Kraftwerke, führt.
- **Fristenkongruenz:** Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) können nur in dem Umfang planen, wie es mit dem Stromvertrieb an Endkunden übereinstimmt. Dies führt zu Schwierigkeiten bei der langfristigen Planung und Investitionen in neue Technologien.
- **Höhere Refinanzierungskosten:** Unsicherheiten bei der Refinanzierung führen zu höheren Risikoaufschlägen für Fremdkapital. Neubauten werden dadurch tendenziell teurer im Vergleich zu zentralen Kapazitätsmärkten.
- **Verwaltungs- und Kontrollaufwand:** Es entsteht ein zusätzlicher Verwaltungsaufwand durch regelmäßige Kontrollen, wie beispielsweise die jährliche Abgabe von Zertifikaten. Dies erfordert Ressourcen und kann sich als ineffizient für die Marktteilnehmer erweisen.

- Austarieren der Pönale: Eine zentrale Stelle muss die Pönale sorgfältig gestalten, da es die Gefahr von Überdimensionierung (zu viele Kapazitäten) oder Unterdimensionierung (unzureichende Versorgungssicherheit) gibt. Diese Herausforderungen sind ähnlich wie im bereits bestehenden Bilanzkreissystem.

Abbildung 14 Bewertung des Dezentralen Kapazitätsmarktes

Kriterien		hoch					hoch					
		Energy Only Markt					Dezentraler Kapazitätsmarkt					Kommentar
Effizienz	Innovations-/ Technologieoffenheit	[5 orange bars]					[5 orange bars]					
	Vermeidung & Absicherung Redispatch	[1 orange bar]					[1 orange bar]					regionale Steuerung nur sehr eingeschränkt möglich
Effektivität	kurzfristige Versorgungssicherheit	[1 orange bar]					[3 orange bars]					erhöht im Vergleich zum EOM, allerdings nicht zentral steuerbar
	Kraftwerksneubau (Investitionssicherheit)	[1 orange bar]					[1 orange bar]					Investitionen hängen von Marktteilnehmern ab; nicht immer ausreichend Anreize, insbesondere für langfristige Investitionen
Transparenz	Preisbildung und Marktergebnis	[5 orange bars]					[5 orange bars]					nur teilweise öffentliche Auktionen, teilweise bilateraler Handel
Komplexität	Systemorganisation	[1 orange bar]					[5 orange bars]					viele Akteure und unterschiedliche Technologien beteiligt
Marktwirkung	Preisdämpfende Rückwirkung EOM	[5 light green bars]					[1 orange bar]					Hohe Preise werden durch die Vorhaltung von Kapazitäten etwas unwahrscheinlicher
		niedrig					niedrig					

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 14 zeigt die vorgenommene Bewertung des Dezentralen Kapazitätsmarktes im Vergleich zum Energy-Only-Markt. Der dezentrale Ansatz ermöglicht die Einbindung lokaler Gegebenheiten und kann so zu innovativen Lösungen vor Ort führen. Dieser Mechanismus ist daher in Sachen Innovations- und Technologieoffenheit hoch bewertet. Dagegen ist der Dezentrale Kapazitätsmarkt nicht auf die Vermeidung von Redispatch ausgelegt, eine regionale Steuerung ist nur eingeschränkt möglich. Die Versorgungssicherheit wird durch den DKM, insbesondere für die auslegungsrelevante Engpasssituation, im Vergleich zum reinen Energy-Only-Markt erhöht. In Sachen Investitionssicherheit für Kraftwerksneubau stellt der Dezentrale Kapazitätsmarkt zwar durch die zusätzliche Vergütung für Kapazität eine Verbesserung gegenüber dem Energy-

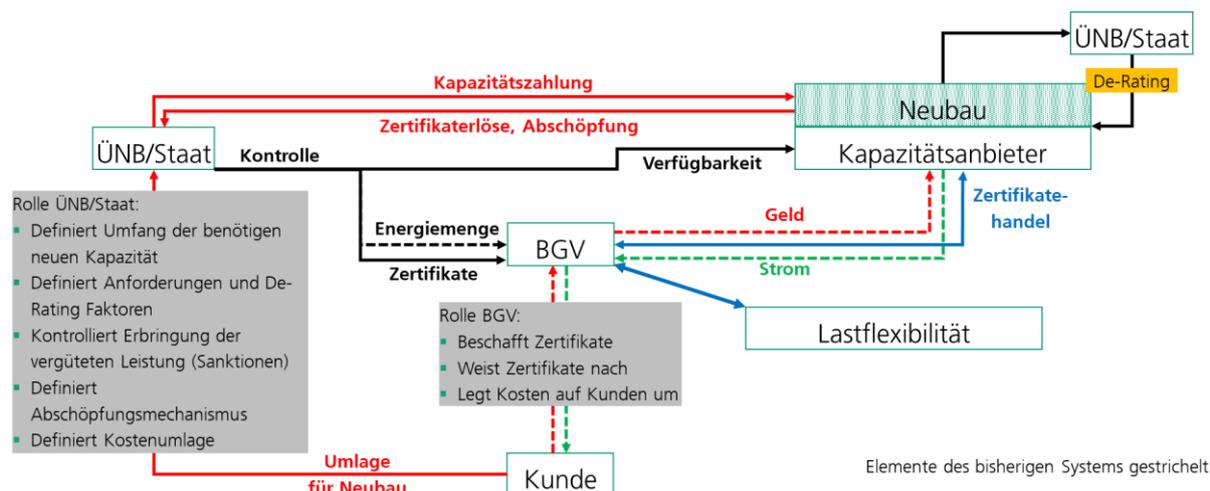
Only-Markt da, dennoch bleibt die Investitionssicherheit durch kurze Vertragslaufzeiten gering. Zudem können auch volatile Preise, wie am Beispiel Frankreich im vorherigen Kapitel gezeigt, zu Unsicherheiten bezüglich der Investition in neue Kapazitäten und Bestandsanlagen beitragen. Die Preisbildung im DKM erfolgt nur teilweise transparent, da sie neben einzelnen öffentlichen Auktionen auch auf bilateralem Zertifikatehandel basiert. Der Dezentrale Kapazitätsmarkt ist durch die vielen Akteure und vielfältigen Kontroll- und Regelungspflichten der zentralen Stelle komplex und Bedarf insbesondere in der Einführungsphase ein gewisses Maß an Systemorganisation. Die preisdämpfende Rückwirkung auf den Energy-Only-Markt fällt erwartungsgemäß eher gering aus, da kein Abschöpfungsmechanismus notwendig und die Gefahr einer Überdimensionierung gering ist. Dennoch könnten Preisspitzen durch die verpflichtete Verfügbarkeit von Kapazitäten in Engpasssituationen geringer ausfallen.

6.4 Kombiniertes Kapazitätsmarkt

Wie der Name schon verlauten lässt, handelt es sich beim Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM) um eine Kombination aus einem dezentralen (KKM-D) und einem zentralen Segment (KKM-Z). Eine vereinfachte schematische Darstellung ist in Abbildung 15 gezeigt. Auch hier werden die Bilanzgruppenverantwortlichen, wie im DKM, verpflichtet, neben einer ausgeglichenen Energiemengenbilanz auch für eine Deckung der Last ihrer Kunden mit Kapazitätscertifikaten zu sorgen. Kraftwerksbetreiber können ihre zertifizierten Kapazitäten auf dem Markt für eine Leistungsvergütung anbieten. Ergänzt wird dieses dezentrale Segment um eine zentrale Ausschreibung für Neuanlagen. Die Ausschreibungsmenge wird durch einen zentralen Akteur, zum Beispiel einen Übertragungsnetzbetreiber, festgelegt. So sind in diesem zentralen Segment, analog zum ZKM, langfristige Verträge möglich, die die Investitionen insbesondere in kapitalintensive Neuanlagen garantieren sollen. Die bezuschlagten Kapazitätsanbieter erhalten somit eine feste, mehrjährige Vergütung im Rahmen ihres Neubauvertrages, treten aber gleichzeitig die Zertifikate für die zu errichtende Anlage während der Laufzeit des Vertrages an die zentrale Stelle ab. Die zentrale Stelle vermarktet dann diese Zertifikate im

dezentralen Segment. Die Erlöse dienen der Finanzierung der Kapazitätzahlungen für die Neuanlagen. Für das zentrale Segment kann sich die Notwendigkeit eines Abschöpfungsmechanismus ergeben, in Analogie zum Zentralen Kapazitätsmarkt, der dann aber nur die Neuanlagen und damit einen kleinen Teil des Marktes betrifft. Differenzkosten zwischen der Kapazitätzahlung auf der einen Seite und den Zertifikaterlösen der zentralen Stelle sowie der Abschöpfung und möglichen Pönalen auf der anderen Seite könnten wieder über eine Umlage oder direkt aus dem Staatshaushalt finanziert werden. Im Falle einer Umlage ist diese erwartungsgemäß kleiner als in einem Zentralen Kapazitätsmarkt, da nur die Differenzkosten der Vergütung für Neuanlagen aus dem zentralen Segment umgelegt werden müssen.

Abbildung 15 Kombierter Kapazitätsmarkt (Schematische Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Ref. [37].

Vorteile⁶:

- Kombination von ZKM und DKM: Der Kombierte Kapazitätsmarkt (KKM) vereint idealerweise die Vorteile des zentralen und dezentralen Kapazitätsmarktes.
- Stabiler Erlösstrom: Längerfristige Kapazitätsverträge bieten einen stabilen und planbaren Erlösstrom für neue steuerbare Kapazitäten mit längeren Refinanzierungshorizonten.

⁶ Die Auflistung der Vor- und Nachteile basiert auf Ref. [14].

- Technologie- und Innovationsoffenheit: Der KKM nutzt die Offenheit des DKM für neue Technologien und innovative Lösungen und bietet einen hohen Anreiz zur Lastflexibilität und Einbindung von Speichern.
- Technologieneutralität: Der KKM fördert einen optimalen Technologiemarkt, indem er technologieneutral agiert.
- Anpassungsfähigkeit: Der KKM erschließt dezentrales Wissen, um auf zukünftige Entwicklungen der Energiewende zu reagieren und optimiert den Umgang mit Lastunsicherheiten.
- Geringeres Risiko der Überdimensionierung: Zentrale Ausschreibungen adressieren nur ein kleines Segment der Gesamt-Kapazität, wodurch die Risiken der Überdimensionierung reduziert werden.
- Flexibilität bei Refinanzierung: Kapazitätsanbieter mit langem Refinanzierungshorizont haben die Wahl, ob sie in zentralen Ausschreibungen (KKM-Z) bieten oder ihre Erlöse über den KKM-D absichern möchten. Der KKM-Z bedeutet langfristige Verträge, gegebenenfalls mit der Abschöpfung hoher Gewinne, während der KKM-D kurzfristige Laufzeiten ohne Abschöpfung ermöglicht.
- Geringe Umlage: Die Refinanzierung staatlicher Kosten erfolgt nur für die zentrale Komponente und somit nur für Neuanlagen, wodurch die Umlage deutlich unter den Kosten eines reinen ZKM bleibt. Erlöse der ausgeschriebenen Kapazitäten im dezentralen Segment reduzieren zusätzlich die umzulegenden Kosten.

Nachteile:

- Herausforderungen bei Vorgaben: Ähnlich wie im Dezentralen Kapazitätsmarkt (DKM) benötigt auch der Kombinierte Kapazitätsmarkt (KKM) Vorgaben und Kontrollen für die Nachfrageseite, was zusätzliche Komplexität mit sich bringt.
- Abgrenzung zwischen Segmenten: Es besteht die Notwendigkeit, die Wechselwirkungen zwischen dem zentralen und dem dezentralen Segment zu parametrieren, was zusätzliche Komplexität verursacht.

- Erhöhter Umsetzungsaufwand: Die Einführung des KKM erfordert anfänglich einen höheren Parametrierungs- und Umsetzungsaufwand. Dieser könnte sich jedoch im Zeitverlauf reduzieren, nachdem der KKM etabliert ist.

Abbildung 16 Bewertung des Kombinierten Kapazitätsmarktes

Kriterien		hoch					hoch					
		Energy Only Markt					Kombinierter Kapazitätsmarkt					
Effizienz	Innovations-/ Technologieoffenheit	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	innovative Lösungen vor Ort möglich, aber bei zentral ausgeschriebenen Neuanlagen ggf. nicht berücksichtigt
	Vermeidung & Absicherung Redispatch	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	durch Festlegung regionale Kriterien adressierbar
Effektivität	kurzfristige Versorgungssicherheit	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	zentrale Ausschreibungen adressieren nur Neubau, BGV bleiben zentraler Akteur
	Kraftwerksneubau (Investitionssicherheit)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	klare Anreize für Investitionen durch zentral ausgeschriebene Neuanlagen (auch langfristig)
Transparenz	Preisbildung und Marktergebnis	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	zentrale öffentliche Auktionen für Neuanlagen, dezentral aber auch intransparenter bilateraler Handel
Komplexität	Systemorganisation	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	nochmal komplexer aufzusetzen als ein einzelner Kapazitätsmarkt
Marktwirkung	Preisdämpfende Rückwirkung EOM	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Abschöpfung (strike price) für zentralen Teil nötig, umfasst aber nur kleines Marktsegment
		niedrig					niedrig					

Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 16 ist die vorgenommene Bewertung des Kombinierten Kapazitätsmarktes im Vergleich zum Energy-Only-Markt dargestellt. Entsprechend seiner Auslegung als Kombination aus einem zentralen und einem dezentralen Segment liegt der Kombinierte Kapazitätsmarkt in der Bewertung der einzelnen Kriterien oft zwischen denen des zentralen und des dezentralen Kapazitätsmarktes (vergleiche mit Abbildung 10 und Abbildung 14). So fällt die Bewertung für das Kriterium Effizienz – Innovations- bzw. Technologieoffenheit etwas höher aus als für den Zentralen Kapazitätsmarkt, aber niedriger als im Dezentralen Kapazitätsmarkt, da lokale, innovative Lösungen im dezentralen Segment möglich sind, bei den zentral ausgeschriebenen Neuanlagen aber womöglich vor allem bekannte Technologien bezuschlagt werden. Die Vermeidung von Redispatch ist prinzipiell durch regionale Kriterien im Kombinierten Kapazitätsmarkt adressierbar, allerdings sind die Möglichkeiten hier begrenzt und der Mechanis-

mus wird dadurch nochmal deutlich komplexer. Die Absicherung der Versorgungssicherheit erfolgt ähnlich wie im DKM im Wesentlichen über die dezentrale Verpflichtung der BGV, im KKM kann aber dieses Thema bei Bedarf durch Ausschreibung neuer Kapazitäten gezielt adressiert werden. In Sachen Investitionssicherheit für Kraftwerksneubau steht der KKM dem ZKM durch das zentrale Segment in nichts nach und erhält entsprechend die gleiche, hohe Bewertung. Beim Bewertungskriterium Transparenz liegt der KKM wieder zwischen dem DKM und dem ZKM, da er sowohl öffentliche, zentral organisierte Auktionen, aber auch bilateralen Zertifikatehandel mit nicht öffentlich einsehbarer Preisbildung enthält. Die Komplexität der Systemorganisation fällt im Kombinierten Kapazitätsmarkt am höchsten aus im Vergleich der verschiedenen Kapazitätsmechanismen, da nicht nur zwei einzelne Segmente, sondern insbesondere auch deren Zusammenspiel aufgesetzt und organisiert werden muss. Da das zentrale Segment des KKM voraussichtlich auch einen Abschöpfungsmechanismus bedarf, ist eine preisdämpfende Rückwirkung auf den Energy-Only-Markt zu erwarten. Diese wird aber geringer ausfallen als beim Zentralen Kapazitätsmarkt, da nur ein Teil des Marktes, die Neuanlagen, davon betroffen sind und gegebenenfalls ihre Bieterstrategie im Energy-Only-Markt anpassen.

7 **Vorgeschlagener Kapazitätsmarkt für Österreich**

7.1 **Begründung für den Kombinierten Kapazitätsmarkt**

Der kombinierte Kapazitätsmarkt vereint die Vorteile des Dezentralen Kapazitätsmarktes (DKM) und des Zentralen Kapazitätsmarktes (ZKM).

Das dezentrale Marktsegment (KKM-D) zeichnet sich durch Technologie- und Innovationsoffenheit aus. Es bietet hohe Anreize zur Lastflexibilität, während es gleichzeitig eine geringe preisdämpfende Rückwirkung auf den Energy-Only-Markt hat.

Ergänzend dazu ermöglicht das zentrale Marktsegment (KKM-Z) langfristige Verträge für die Kapazitätsvergütung von Neubauten, was hohe Planungs- und Investitionssicherheit für die Kapazitätsanbieter gewährleistet. Damit wird der Hauptkritikpunkt am DKM, der kurzfristige Zeithorizont, ausgemerzt.

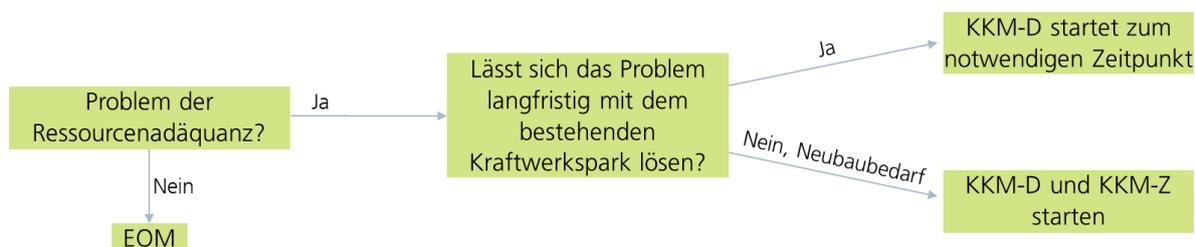
Der kombinierte Kapazitätsmarkt sorgt für eine gegenseitige Absicherung der beiden Segmente. Bei einer Fehleinschätzung des Neubaubedarfs kann der KKM-D Anreize durch Preisanstiege aufgrund von Zertifikateknappheit setzen. Ein Preisanstieg im KKM-D kann potenziell Investitionen anregen, insbesondere bei risikofreudigeren Investoren und Technologien mit kürzeren Refinanzierungszyklen wie z. B. Lastmanagement und Batteriespeicher. Falls jedoch Investitionen ausbleiben, bleibt die Nachjustierung über das zentrale Segment als Möglichkeit bestehen. Diese gegenseitige Kontrolle der beiden Marktsegmente bietet Schutz vor Überdimensionierung und hilft, die Kosten zu begrenzen, auch wenn die Kombination der beiden Segmente die Komplexität des Mechanismus erhöht. Einmal eingerichtet, ermöglicht dieser Mechanismus im Bedarfsfall einen flexiblen Zugang zu den unterschiedlichen Marktsegmenten, entsprechend der jährlichen Analyse der Angemessenheit der Ressourcen.

7.2 **Ausgestaltungsmerkmale**

Die Ausgestaltung des hier vorgeschlagenen Kombinierten Kapazitätsmarktes für Österreich basiert in Teilen auf dem in Ref. [37] von Consentec, r2b energy consulting und

Öko-Institut im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens zur Plattform Klima-neutrales Stromsystem (PKNS) vorgeschlagenen Kapazitätsmarkt für Deutschland.

Abbildung 17 Auslösendes Element des Kombinierten Kapazitätsmarktes



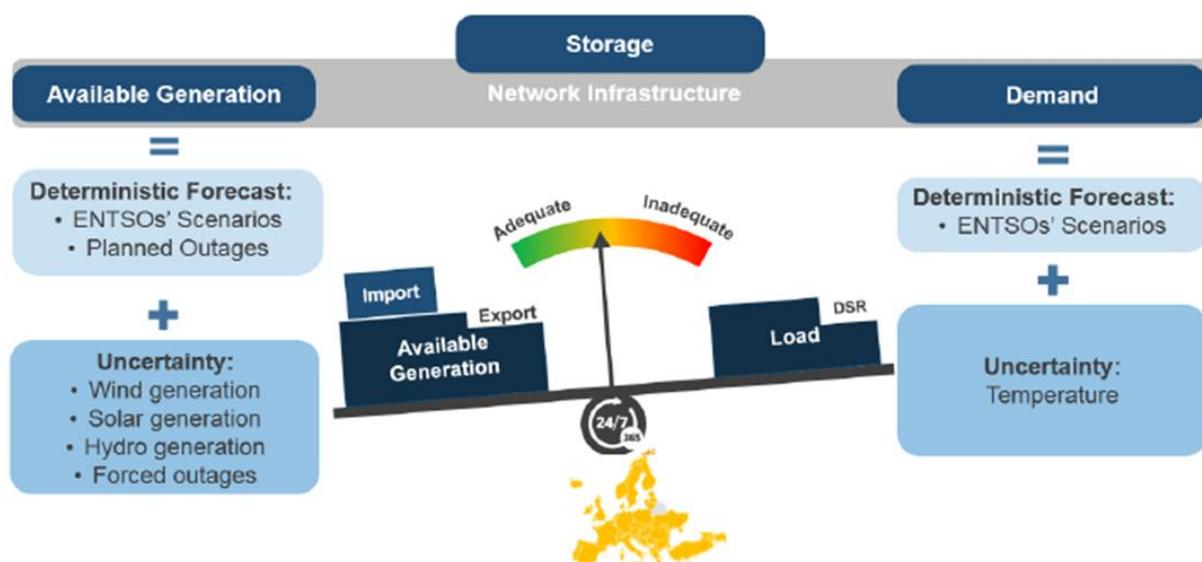
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes allgemein, und des hier vorgeschlagenen Kombinierten Kapazitätsmarktes im Speziellen, erfolgt gemäß der EU-Strommarkt-Verordnung ausschließlich bei „Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen“ zur Gewährleistung eines (national selbst gewählten) Zuverlässigkeitsstandards. Dies führt zu den zentralen Fragestellungen: Gibt es ein Problem der Ressourcenadäquanz? Und falls ja, lässt sich das Problem durch die Vermeidung von Stilllegungen lösen, oder besteht Neubaubedarf? Bei „Angemessenheit der Ressourcen“ bleibt es beim Energy-Only-Markt ohne zusätzliche Kapazitätsvergütung. Wird ein Problem der Ressourcenadäquanz festgestellt, welches sich aber allein durch die Vermeidung von Kraftwerksstilllegungen lösen lässt, startet lediglich das dezentrale Segment des Kombinierten Kapazitätsmarktes. Ist zur Lösung des Problems der Ressourcenadäquanz zusätzlich der Neubau von Kapazitäten erforderlich, startet der kombinierte Kapazitätsmarkt vollumfänglich mit zentralem und dezentralem Segment (Abbildung 17).

Zur Beantwortung der obigen Fragen bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen und des Neubaubedarfs wird regelmäßig eine Prognose der Ressourcenadäquanz basierend auf der Simulation der effizienten Entwicklung des Energieversorgungssystems erstellt. Hierbei wird in der Regel ein probabilistisches Planungsmodell verwendet, das die Rentabilität der Kapazitätsressourcen bewertet, die am Energy-Only-Markt (EOM) teilnehmen. Dieses Marktgleichgewichtsmodell berücksichtigt zur Abbildung des zu-

künftigen Energieangebots und der -nachfrage sowohl Zu- als auch Rückbauentscheidungen und spiegelt das Marktgleichgewicht im Investitionsmodell wider, welches die effiziente Systementwicklung und den Neubaubedarf abbildet. Dabei liefert das Modell Hinweise über die Ressourcen-Kapazitäten, die voraussichtlich innerhalb des Prognosezeitraums (i) stillgelegt, (ii) neu gebaut, (iii) vorübergehend stillgelegt oder reaktiviert beziehungsweise (iv) in ihrer Lebensdauer verlängert werden. Abbildung 18 zeigt eine beispielhafte schematische Darstellung dieses Vorgehens aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA), einer europaweiten Ressourcenadäquanz-Untersuchung, durchgeführt vom Verband der europäischen Stromübertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Analog, aber detaillierter für Österreich, würde diese Prognose der Ressourcenadäquanz voraussichtlich vom österreichischen ÜNB Austrian Power Grid (APG) durchgeführt werden.

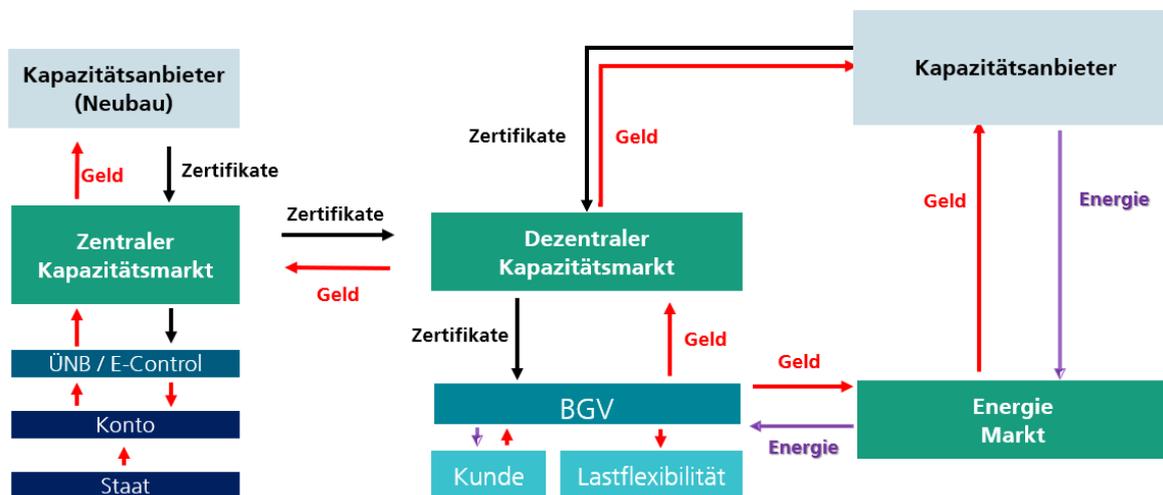
Abbildung 18 Methodischer Ansatz des ERAA



Quelle: ENTSO-E, Ref. [42].

7.2.1 Schematische Darstellung

Abbildung 19 Schematische Darstellung des Kombinierten Kapazitätsmarktes

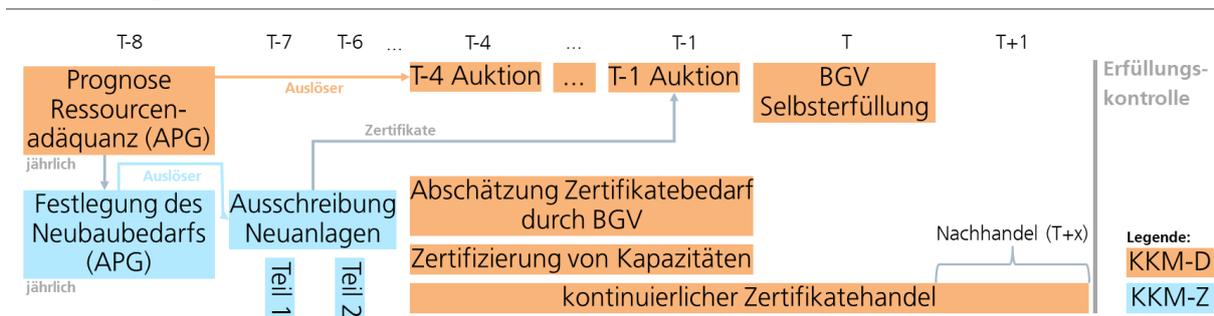


Quelle: Eigene Darstellung.

Die in Abbildung 19 gezeigte schematische Darstellung des vorgeschlagenen Kombinierten Kapazitätsmarkt entspricht im Wesentlichen dem bereits in Kapitel 6.4 vorgestellten Modell. Allerdings wird in dem hier vorgeschlagenen Mechanismus auf eine Umlage für das zentrale Segment verzichtet. Stattdessen wird die Einrichtung eines Verrechnungskontos vorgeschlagen, aus diesem die Kapazitätszahlungen für die Neuanlagen abgehen. Im Gegenzug fließen die Erlöse aus der Vermarktung der Zertifikate der Neuanlagen, sowie eventuelle Abschöpfungen und Strafzahlungen bei Nicht-Erfüllung auf dieses Konto. Durch die erwartbar höheren Vergütungen für das Neubaussegment im KKM-Z im Vergleich zu den Bestandsanlagen im KKM-D wird ein Differenzausgleich zur Deckung des Kontos aus den Mitteln des Österreichischen Staatshaushaltes nötig sein. Zur Veranschaulichung der Zahlungsflüsse enthält Abschnitt 7.3 einige Zahlenbeispiele.

7.2.2 Zeitlicher Ablauf

Abbildung 20 Zeitlicher Ablauf des Kombinierten Kapazitätsmarktes



Quelle: Eigene Darstellung.

Der zeitliche Ablauf des Kombinierten Kapazitätsmarktes in Abbildung 20 startet mit der Prognose der Ressourcenadäquanz in T-8, also acht Jahre vor der Lieferperiode T. Auf Basis dieser Prognose erfolgt die Festlegung des Neubaubedarfs. Die Prognose der Ressourcenadäquanz sowie der gesamte zeitliche Ablauf wiederholt sich dann jährlich für folgende Lieferperioden T+1, T+2, usw., für eine bessere Übersicht ist in Abbildung 20 nur eine Lieferperiode dargestellt.

Nach erstmaliger Feststellung eines Problems der Ressourcenadäquanz startet der Kombinierte Kapazitätsmarkt und bleibt in Kraft. Nach zehn Jahren müsste der Mechanismus voraussichtlich erneut von der EU-Kommission genehmigt werden (siehe juristisches Begleitgutachten). Sollte in einzelnen Jahren kein Bedarf an Neuanlagen festgestellt werden, entfallen die Ausschreibungen und damit das zentrale Segment (KKM-Z) für die entsprechende Lieferperiode. Das dezentrale Segment KKM-D bleibt aber in jeden Fall über den gesamten genehmigten Zeitraum bestehen.

Der Vorschlag sieht eine Aufteilung der Ausschreibung für Neuanlagen auf zwei Termine vor, jeweils eine Ausschreibung in T-7 und T-6. Diese Aufteilung sollte allerdings nur bei entsprechendem Neubaubedarf erfolgen. Es wird eine Mindestausschreibungsmenge von 200 MW pro Ausschreibung vorgeschlagen, damit einzelne Technologien, beispielsweise Gasturbinen, nicht allein durch eine zu geringe Losgröße benachteiligt werden und somit weiterhin Technologieoffenheit gewährleistet werden kann.

Der Zertifikatehandel im dezentralen Segment KKM-D startet mit der T-4-Auktion. Ab dann findet parallel zu den jährlichen Auktionen ein kontinuierlicher bilateraler Zertifikatehandel zwischen zertifizierten Kapazitätsanbietern und Bilanzgruppenverantwortlichen statt, der bis zur Erfüllungskontrolle in T+1 reicht. Somit ist ein Nachhandel vorgesehen, der den Bilanzgruppenverantwortlichen auch noch nach Abschluss der Lieferperiode ermöglicht, die Anzahl der erworbenen Zertifikate an den jeweiligen Bedarf anzupassen. Ab T-4, also vier Jahre im Voraus ist auch die Zertifizierung von Kapazitäten möglich. Die Zertifikate der in den Ausschreibungen des KKM-Z bezuschlagten Neuanlagen werden von der APG in die T-1-Auktion des KKM-D eingebracht, da in dieser letzten zentralen Auktion für die Lieferperiode T die höchste Aktivität der Marktteilnehmer und entsprechend die größte Zertifikatenachfrage erwartet wird. Der Vorschlag sieht vor, dass APG die Zertifikate aus dem KKM-Z unlimitiert anbietet und den Auktionsräumungspreis erhält (pay-as-cleared, siehe hierzu Zahlenbeispiele in Abschnitt 7.3).

7.2.3 Dimensionierung des dezentralen Segments (KKM-D)

Bei der Dimensionierung des dezentralen Segments sind zwei Komponenten zu beachten. Zum einen, die Situation, auf die der Kapazitätsmarkt ausgelegt werden soll. Und zum anderen, der Zeitpunkt der Festlegung des Zertifikatebedarfs. Diese kann prinzipiell vor (ex-ante) oder nach der Lieferperiode (ex-post) erfolgen.

7.2.3.1 Auslegungsrelevante Situation

Für die Auswahl der für den Kapazitätsmarkt auslegungsrelevanten Situation sind mehrere Optionen denkbar. Die erste Option sind bestimmte Wetterereignisse wie die Unterschreitung kritischer Temperaturen oder der kälteste Tag, lässt sich einfach definieren und ist universell anwendbar. Allerdings ist sie wenig systemspezifisch und birgt damit die Gefahr, dass möglicherweise nicht alle relevanten Aspekte der Systemsicherheit berücksichtigt werden.

Die zweite Option, die individuelle Spitzenlast als Maß für den Zertifikatebedarf zu definieren, hat den Vorteil, dass diese für die einzelnen Bilanzgruppenverantwortlichen

gut prognostizierbar ist. Die Auslegung des Zertifikatebedarfs auf individuelle Spitzenlasten führt jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Überdimensionierung, da die individuellen Spitzenlasten nicht alle zum gleichen Zeitpunkt auftreten und somit die Summe der individuellen Spitzenlasten in der Regel die Systemspitzenlast übersteigt.

Die dritte Option, den Zeitpunkt der Systemspitzenlast zu wählen und die individuelle Last zu diesem Zeitpunkt als Zertifikatebedarf zu definieren, ermöglicht dagegen eine gute Dimensionierung, da die Summe der individuellen Verpflichtungen damit der Systemspitzenlast entspricht. Der für die Versorgungssicherheit relevante Zeitpunkt ist jedoch der mit der größten residualen Systemlast. Die residuale Systemlast ergibt sich aus der Systemlast unter Berücksichtigung der gleichzeitigen Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Solar. Mit der Zunahme von Lastflexibilitäten und Speichern im Zuge der Energiewende wird es wahrscheinlicher, dass der Zeitpunkt der Systemspitzenlast nicht unbedingt dem Zeitpunkt der residualen Systemspitzenlast entspricht.

Aus diesen Gründen wird im vorliegenden Vorschlag eine vierte Option gewählt, welche die höchste residuale Systemlast als relevanten Zeitpunkt definiert und den Zertifikatebedarf entsprechend dem individuellen Lastbeitrag zu diesem Zeitpunkt festlegt. Dies schafft einen Anreiz zur Minimierung der eigenen Last zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast, was systemoptimierend wirkt.

7.2.3.2 Zeitpunkt der Festlegung des Zertifikatbedarfs (ex-ante vs. ex-post) und der Zertifizierung

Bei einer Ex-ante-Festlegung des Zertifikatebedarfs wird Planungssicherheit geschaffen, da die Zertifikatnachfrage damit bereits vorab bekannt ist. Im Gegensatz dazu ermöglicht die Ex-post-Festlegung die Vermeidung von Fehleinschätzungen beim Zerti-

fikatebedarf, was zu einer optimalen Anzahl an Zertifikaten entsprechend dem individuellen Beitrag zur residualen Systemspitzenlast führt. Hier wird aus diesem Grund eine Ex-post-Festlegung vorgeschlagen.⁷

Beim Zeitpunkt der Zertifizierung ist eine frühzeitige Zertifizierung von Kapazitätsanbietern vorteilhaft, da sie Planungssicherheit hinsichtlich des Angebots bietet. Andererseits erschwert eine kurzfristige Zertifizierung die Prognose der tatsächlichen Verfügbarkeit von Produktions- und Flexibilitätskapazitäten. Zudem können große Veränderungen in Angebot und Nachfrage zwischen einzelnen Auktionen zu schwankenden Preisen führen. Daher ist es sinnvoll, eine frühzeitige Zertifizierung zu ermöglichen, der vorliegende Vorschlag sieht eine Zertifizierung ab vier Jahren im Voraus vor.

7.2.3.3 Ermittlung des individuellen Zertifikatebedarfs

Es stellt sich noch die Frage, wie der Zertifikatebedarf genau ermittelt werden soll. Hier wird ein Vorgehen ähnlich dem in Frankreich vorgeschlagen [43]. Die höchste residuale Systemlast eines Jahres ist ex-ante unbekannt, jedoch ist das Zeitfenster, beispielsweise von November bis März, bekannt. Der ÜNB (und/oder Regulator) erstellt eine Prognose, um die Tage mit der erwarteten höchsten nationalen Systemresiduallast abzuschätzen. So werden im Zeitraum November bis März 15 Tage ausgewählt. Die Ankündigung erfolgt jeweils am Vortag, wobei als relevanter Zeitraum 7 bis 15 Uhr und von 18 bis 20 Uhr vorgeschlagen wird, entsprechend dem französischen Modell [43]. Die genaue Festlegung des relevanten Zeitraums bleibt der APG unter Kontrolle der E-Control vorbehalten.

An diesen Tagen, im relevanten Zeitraum, können die BGV durch Einsatz kundenseitiger Lastflexibilitäten ihre Last und somit ihren Zertifikatebedarf senken (Selbsterfüllung). An diesen 15 Tagen erfolgt außerdem eine, gegebenenfalls stichprobenartige, Überprüfung der Verfügbarkeit der zertifizierten Kapazitätsanbieter, entweder durch Abruf über den Markt oder als Testabruf. Ex-post wird analysiert, an welchem dieser 15

⁷ Prinzipiell denkbar ist auch ein Mischansatz. Die BGV könnten durch eine Vorgabe dazu verpflichtet werden, einen Teil ihres erwarteten Zertifikatebedarfs bereits vor Ablauf der Lieferperiode (gegebenenfalls in mehreren Stufen) zu beschaffen [14].

Tage die residuale Systemlast am größten war. Der individuelle Lastanteil zu diesem Zeitpunkt bestimmt dann die erforderliche Anzahl an Zertifikaten für den jeweiligen BGV (siehe hierzu auch das Zahlenbeispiel in Abschnitt 7.3).

7.2.4 Teilnehmer

Die Teilnehmer am Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM) setzen sich aus verschiedenen Akteuren zusammen: Die BGV agieren als „Verpflichtete“ im Rahmen der dezentralen Verpflichtung des dezentralen Segments und fungieren als Nachfrager der Zertifikate. Kapazitätsanbieter, wie beispielsweise Kraftwerke und Speicher und gegebenenfalls Lastflexibilitäten, nehmen ebenfalls teil. Anbieter haben die Möglichkeit, ihre Kapazitäten entsprechend dem Versorgungssicherheitsbeitrag (de-rating) ihrer Anlagen zu zertifizieren und anzubieten. Im Rahmen der Selbsterfüllung können die BGV unzertifizierte Lastflexibilitäten zur Senkung ihres Zertifikatebedarfs einsetzen. Während die Teilnahme am Kapazitätsmarkt für alle Kapazitäten freiwillig ist, sind die BGV zur Teilnahme verpflichtet, um Versorgungslücken sicher auszuschließen.

Nach EU-Strommarkt-Verordnung muss ausländischen Akteuren die Teilnahme am KKM ermöglicht werden. Jedoch ist die gleichzeitige Teilnahme an mehreren nationalen Kapazitätsmärkten mit überlappenden Verpflichtungen zu vermeiden. Es wird empfohlen, auf Basis der Kompetenzen und des Wirkungsbereichs den ÜNB als KKM-Administrator und somit als zentralen Akteur heranzuziehen. Die zuständige Regulierungsbehörde, könnte gegebenenfalls eine Kontrollfunktion ausüben.

7.2.5 Produkte

Im Kombinierten Kapazitätsmarkt werden zwei verschiedene Produkte gehandelt beziehungsweise auktioniert: Zertifikate und Neubauverträge.

Im KKM-D wird die Verfügbarkeit von Kapazität auf Basis der Größe „de-rated-Kapazität“ zertifiziert und vergütet. Die Zertifikate haben eine Gültigkeit von einer Verpflichtungsperiode, die in diesem Vorschlag ein Jahr beträgt. Eine zeitliche Stückelung der Zertifikate ist nicht möglich. Für die Mengenstückelung wird vorgeschlagen, dass ein

Zertifikat einem Leistungsbeitrag von 0,1 MW entspricht, analog zum dezentralen Kapazitätsmarkt in Frankreich.

Im Rahmen des KKM-Z erhalten Neuanlagen auf Basis von Ausschreibungen eine wettbewerblich ermittelte, jährliche Kapazitätzahlung für eine festgelegte Dauer, beispielsweise 15 Jahre. Auch hier erfolgt die Vergütung für die „de-rated“-Kapazität. Bezuschlagte Neuanlagen müssen während der Vertragslaufzeit ihre Kapazitätzertifikate an die APG abtreten. Die APG übernimmt die Vermarktung der Kapazitätzertifikate für die jeweilige Erfüllungsperiode in der T-1-Auktion (siehe Zahlenbeispiel in Abschnitt 7.3). Die daraus resultierenden Erlöse dienen der Refinanzierung des KKM-Z.

7.2.6 Abschöpfung

Erwartungsgemäß ist für das dezentrale Segment (KKM-D) kein Abschöpfungsmechanismus erforderlich. Für das zentrale Neubausegment (KKM-Z) kann sich jedoch aufgrund des Einsatzes staatlicher Mittel die Notwendigkeit eines Abschöpfungsmechanismus ergeben. Hier sei nochmal auf die juristische Begleitstudie von BBH verwiesen, welche die rechtlichen Aspekte im Detail analysiert. Die vorgeschlagene Umsetzung des Abschöpfungsmechanismus für den KKM-Z, im Falle der Notwendigkeit, erfolgt über eine Reliability-Option, die die positive Differenz zwischen dem kurzfristigen Strommarktpreis und einer festzulegenden Preisschwelle (Strike-Preis) abschöpft. Nur bezuschlagte Anlagen in der Neubauschreibung (KKM-Z) sind von dieser Abschöpfung betroffen. Die Einnahmen aus der Abschöpfung dienen der Refinanzierung des KKM-Z. Der Vorschlag sieht vor, den Strike-Preis auf stündlicher Basis zu gestalten, wie dies auch in anderen bestehenden Kapazitätsmärkten in der EU der Fall ist. Es ist wichtig, den Strike-Preis nicht zu niedrig anzusetzen, um einen effizienten Dispatch der Anlagen am Strommarkt nicht zu gefährden. Eine dynamische Indexierung des Strike-Preises, beispielsweise basierend auf den variablen Kosten einer Referenztechnologie (ähnlich wie in Italien oder Irland), wird empfohlen. Bei einem statischen Strike-Preis sind Probleme bei Preisschocks, wie sie im Jahr 2022 auftraten, zu erwarten. Es könnte auch sinnvoll sein, einen Mindestwert festzulegen, der den Aktivierungskosten einer

Referenz-DRU (Demand-Response Unit) entspricht, um Nachfragerressourcen nicht übermäßig zu belasten (wie in Irland).

Entsprechend sieht der vorliegende Vorschlag folgende Berechnungen des Strike-Preises vor, wobei jeweils der höhere der beiden berechneten Strike-Preise anzuwenden ist:

- a. Dreifache variable Kosten eines Gasturbinenkraftwerks mit einer Effizienz von 35 %, basierend auf den tagesaktuellen Preisen für Erdgas und CO₂⁸
- b. Minimaler Strommarktpreis des Tages geteilt durch 0,7

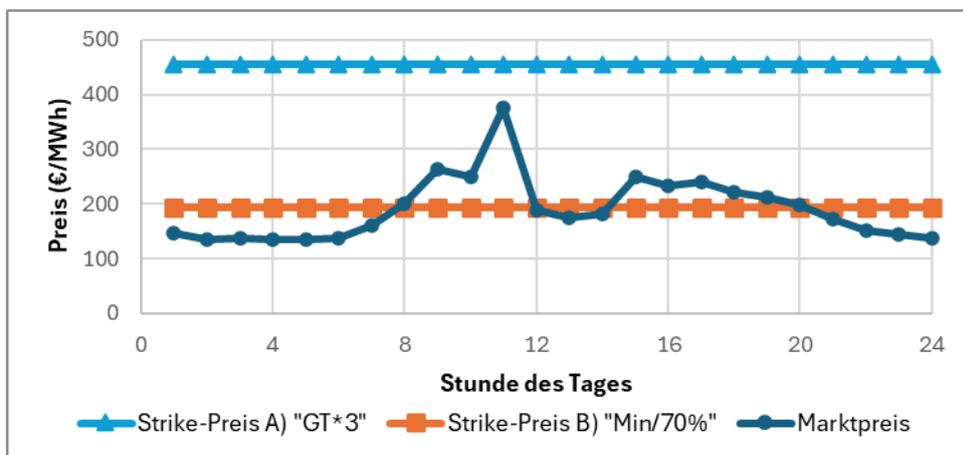
Diese Werte halten bewusst einen gewissen Abstand zu effizienten Speichern mit höheren Wirkungsgraden und zu effizienten Kraftwerken, um die Dämpfung zu begrenzen. Eine exakte wissenschaftliche Herleitung ist hier nicht möglich. Es geht um eine Interessensabwägung zwischen Abschöpfung der Gewinne und einer möglichen begrenzten Preiswirkung auf den Markt.

Während Fall A) den Regelfall ausmachen dürfte, zielt Fall B) darauf ab, im Fall von hohen und im Tagesverlauf recht konstanten Marktpreisen insbesondere Speichertechnologien vor übermäßiger Abschöpfung zu bewahren. In Abbildung 21 sind zwei Beispiele grafisch dargestellt, wobei einmal Formel A) den Strike-Preis setzt (oben) und einmal Formel B) greift (unten). In beiden Beispielfällen kommt es zu keiner Abschöpfung, da der jeweils relevante Strike-Preis durchgängig oberhalb des Marktpreises liegt.

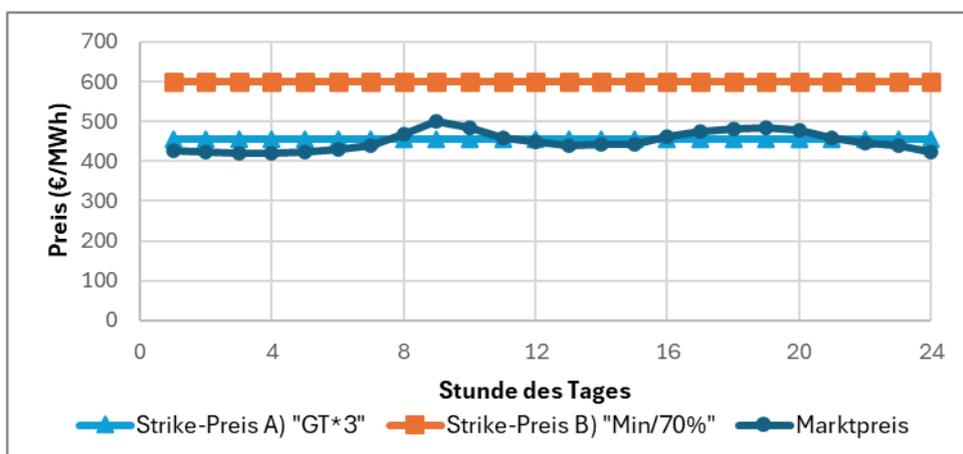
⁸ Perspektivisch ist hier gegebenenfalls der Wasserstoffpreis anstatt des Preises für Erdgas plus CO₂ anzusetzen. Jedoch erst, wenn überwiegend Wasserstoff als Brennstoff in Gaskraftwerken eingesetzt wird.

Abbildung 21 Veranschaulichung der Strike-Preis-Berechnung

Beispiel 1: Formel A) greift



Beispiel 2: Formel B) greift



Quelle: Eigene Darstellung.

7.2.7 Pönale

Die Pönale wird analog zu einem Ausgleichsenergiepreissystem gestaltet und orientiert sich an den Ergebnissen der T-1-Auktion des KKM-D beziehungsweise der jährlichen Vergütung im KKM-Z. So werden die Strafzahlungen für die Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) und die Betreiber der Bestandskapazitäten als Faktor des T-1-Auktionsräumungspreises festgelegt. Für die Betreiber der im KKM-Z bezuschlagten Neuanlagen gilt der vereinbarte jährliche Leistungspreis als Referenz.

Der Vorschlag für die Pönale sieht Folgendes vor: Sowohl für die BGV also auch für Kapazitätsanbieter wird ein Faktor von 2 für fehlende und überschüssige Zertifikate beziehungsweise für fehlende Leistung angewendet. Für die BGV sieht der Vorschlag

somit eine symmetrische Pönale vor, das heißt, ein Übererwerb an Zertifikaten wird genauso pönalisiert wie eine Unterdeckung mit Zertifikaten. Dies soll mögliche Marktverzerrungen verhindern, da ansonsten BGV durch gezielten Übererwerb die Preise für Zertifikate nach oben treiben und die Position anderer BGV schwächen könnten, welche dann Zertifikate zu überbeurteilten Preisen erwerben oder Strafzahlungen für eine Unterdeckung ihres Zertifikatebedarfs in Kauf nehmen müssten. Im Nachhandel können überschüssige Zertifikate verkauft und auch an APG bis zu einem Stichtag zurückgegeben werden. Diese werden dann durch APG gegebenenfalls weitervermarktet.

Während für die BGV nur der Tag der höchsten residualen Systemlast relevant ist, kann die Verfügbarkeit der Kapazitätsanbieter an jedem der 15 vom ÜNB gewählten Tage überprüft werden. Es können somit mehrmals im Jahr Strafzahlungen für die Kapazitätsanbieter ausgelöst werden. Die Anzahl der Kontrollen ist entsprechend bei der Berechnung der Pönale zu berücksichtigen, um übermäßige Bestrafung zu verhindern. Die individuelle Pönale P für einzelne BGV oder Kapazitätsanbieter wird wie folgt berechnet:

$$P = \frac{2}{Q} * \sum_{q=1}^Q F_q * R.$$

Dabei entspricht Q der Anzahl der Kontrollen ($Q=1$ für BGV), F_q dem Fehlbetrag an Zertifikaten bzw. Leistung in MW und R dem jeweils anzuwendenden Referenzbetrag in Euro/MW.

Kommen die im KKM-Z bezuschlagten Betreiber für Neuanlagen ihrer Verpflichtung der fristgerechten Bereitstellung dieser Anlagen nicht nach, werden zunächst ebenfalls Pönale nach obiger Formel fällig. Ist eine Inbetriebnahme der Neuanlagen nicht absehbar, kann es zur Auflösung des Vertrags und zu Strafzahlungen in Höhe von mehreren jährlichen Leistungspreisen des KKM-Z kommen. In Irland wird in diesem Fall der vereinbarte Leistungspreis für ein Jahr, in Polen für drei und in Frankreich für vier Jahre fällig. In Italien wird sogar die Gesamtvergütung für die ursprüngliche Vertragslaufzeit

als Strafzahlung fällig [9]. Letztlich bleibt die genaue Ausgestaltung der Pönale APG oder E-Control vorbehalten.

7.2.8 Gebotsverfahren im zentralen Segment (KKM-Z)

In den zentralen Ausschreibungen des KKM-Z für Neuanlagen stellt sich die Frage, nach welchen Kriterien Gebote unterschiedlicher Höhe und Laufzeit bewertet werden sollen. Der Vorschlag sieht vor, dass die Gebote für eine jährliche Vergütung über die gebotene Laufzeit diskontiert werden und der sich hierdurch über die gesamte Laufzeit ergebende Mittelwert der jährlichen Vergütungen entscheidend für die Vergabe ist. Das Gebot mit dem niedrigsten so bestimmten Mittelwert erhält den Zuschlag. Die Bildung des Mittelwerts dient lediglich der Bewertung, ausbezahlt wird die gebotene jährliche Vergütung. Die Festlegung einer Obergrenze für die gebotene jährliche Vergütung, wie in anderen Kapazitätsmärkten üblich, bleibt APG beziehungsweise E-Control vorbehalten. Als Referenz-Zinssatz für die Bewertung der Gebote wird hier der Euribor 12 Monate mit einem Aufschlag von 3 % vorgeschlagen. Ein Zahlenbeispiel zum Gebotsverfahren des KKM-Z befindet sich in Abschnitt 7.3.

7.2.9 Sekundärhandel

Die Strommarkt-Verordnung sieht die Möglichkeit der Übertragung von Kapazitätsverpflichtungen zwischen den zugelassenen Kapazitätsanbietern vor. Im Rahmen des KKM-D könnte ein expliziter Sekundärhandel durch einen kontinuierlichen Zertifikatehandel obsolet werden. Ein Kapazitätsanbieter hat die Möglichkeit, Kapazitätszertifikate von anderen Anbietern zu erwerben, um im Falle einer voraussichtlichen Nichtverfügbarkeit im relevanten Zeitfenster seiner Verpflichtung nachzukommen.

Auch im KKM-Z ist ein Sekundärhandel für bezuschlagte Kapazitätsanbieter denkbar. Bezuschlagte Anbieter könnten ihre Verpflichtung an einen Dritten übertragen, sofern dieser die gleichen Anforderungen erfüllt.

7.2.10 Umgang mit der Netzreserve

Der Kombinierte Kapazitätsmarkt zielt auf Ressourcenadäquanz ab, während die Netzreserve auf Übertragungsadäquanz ausgelegt ist, insbesondere auf das Hochfahrpotenzial zum Abbau von Netzengpässen. Zudem wird die Netzreserve maßgeblich für die Sommermonate gebildet, mit deutlich größeren Reservekapazitäten im Sommer als im Winterhalbjahr. Dagegen ist der relevante Zeitraum für den vorgeschlagenen Kapazitätsmarkt durch die Auslegung auf die residuale Systemspitzenlast der Winter. Dieser unterschiedliche Fokus könnte eine parallele Existenz rechtfertigen und erschwert gleichzeitig die Integration in einen gemeinsamen Mechanismus.

Vier verschiedene Möglichkeiten zum Umgang mit der Netzreserve im Zusammenspiel mit dem Kapazitätsmarkt sind denkbar:

- 1) Möglichkeit: Die Netzreserve geht im Kombinierten Kapazitätsmarkt auf und die zusätzliche Kapazitätsvergütung soll Stilllegungen im Sommer verhindern. Eine Kontrolle der Verfügbarkeit der bezuschlagten Kapazitätsanbieter im Sommer ist notwendig, beispielsweise an zehn für die Netzreserve besonders relevanten Tagen im Sommerhalbjahr, mit Ankündigung durch APG am Vortag. Es könnte erforderlich sein, zwei verschiedene De-Rating-Faktoren zu verwenden. Zudem müsste ein Abruf zu Redispatch-Zwecken gegebenenfalls zusätzlich vergütet werden.
- 2) Möglichkeit: Die Einführung eines zusätzlichen Redispatch-Zertifikats. Dies würde jedoch den Mechanismus nochmal deutlich komplexer machen. Letztlich würden damit weiterhin zwei verschiedene, weitestgehend voneinander unabhängige Mechanismen parallel existieren. Es besteht das Risiko einer unzulässigen Überförderung.
- 3) Möglichkeit: Der KKM könnte eine regionale Komponente enthalten, um die Vermeidung von Redispatch zu adressieren. Im KKM-Z könnte sichergestellt werden, dass durch Neuanlagen eine bestimmte Kapazitätsmenge in einer Region bereitsteht, beispielsweise durch die Festlegung eines Regionenbonus bei den Ausschreibungen. Allerdings besteht die Netzreserve aktuell aus Bestandsanlagen mit

dem Ziel, deren temporäre Stilllegungen zu vermeiden. Im KKM-D ist es jedoch nur bedingt möglich, eine Quote an Zertifikaten aus einer bestimmten Region vorzuschreiben, da die Selbsterfüllung nicht regionalisierbar ist.

- 4) Möglichkeit: Die Netzreserve bleibt separat bestehen, bis sie durch Netzausbau obsolet wird. Zum Ausschluss einer unzulässigen Überföderung bei einer parallelen Existenz wird angenommen, dass der Einsatz von Reservekapazitäten in den auslegungsrelevanten Knappheitssituationen des KKM nicht vorgesehen ist. Die Anlagen in Reserve erhalten dann keine Zertifikate, und eine Anrechnung im Rahmen der Selbsterfüllung ist nicht möglich. Es ist eine notwendige Kennzeichnung erforderlich, um Reserve-Kraftwerke von der Zertifikatevergabe auszuschließen.

Diese Optionen sollten weiter analysiert und in Abstimmung mit relevanten Stakeholdern diskutiert werden.

7.2.11 Berücksichtigung bestehender Förderregime

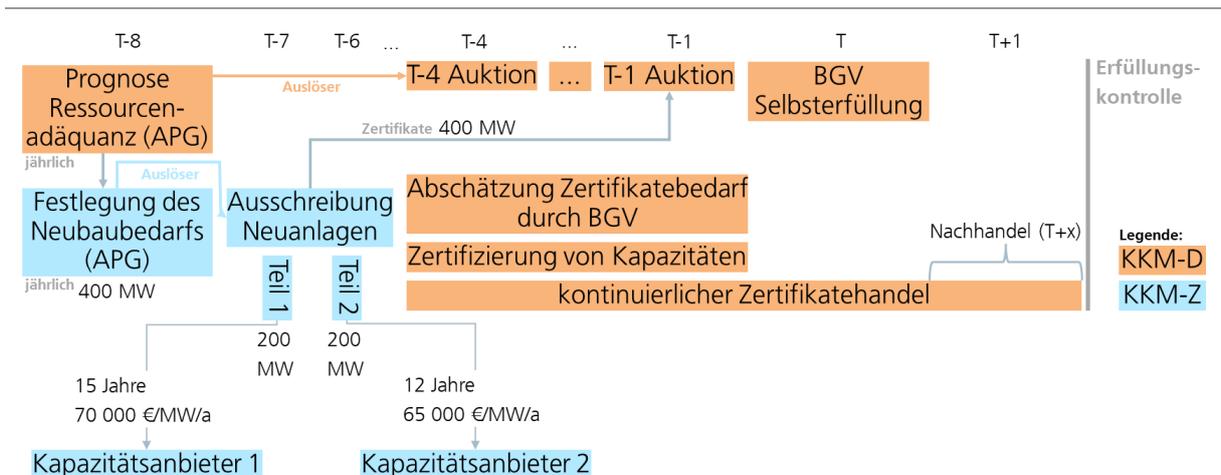
Bei der Berücksichtigung bestehender Förderregime werden Anlagen, die bereits Förderungen erhalten, beispielsweise aus dem Ökostromgesetz, wie folgt in den Kapazitätsmarkt integriert:

- 1) Ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit wird im Zertifikatesystem berücksichtigt (derating).
- 2) APG bringt Zertifikate im Umfang dieses Beitrags in die T-1-Auktion des dezentralen Marktes ein.
- 3) Die Anlagen behalten ihre bisherige Förderung.
- 4) Sie erhalten keine weitere Förderung aus dem Kapazitätsmarkt, um eine unzulässige Überföderung zu vermeiden.

7.3 Zahlenbeispiele

In diesem Abschnitt sollen verschiedene Ausgestaltungsmerkmale und die Funktionsweise des vorgeschlagenen Kombinierten Kapazitätsmarktes anhand von mehreren Zahlenbeispielen veranschaulicht werden.

Abbildung 22 Zahlenbeispiel: Zeitlicher Ablauf



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 22 zeigt nochmal den zeitlichen Ablauf des Mechanismus, versehen mit konkreten Zahlenbeispielen für das zentrale Segment (KKM-Z). In diesem Beispiel wird ein Neubaubedarf von 400 MW (de-rated) in T-8 festgestellt. Diese Menge wird in zwei Ausschreibungen zu je 200 MW in T-7 und T-6 ausgeschrieben. In T-7 wird Kapazitätsanbieter 1 mit einem Vertrag über 15 Jahre und einer jährlichen Vergütung von 70.000 Euro/MW bezuschlagt. In der zweiten Ausschreibung in T-6 wird Kapazitätsanbieter 2⁹ mit einem Vertrag über 12 Jahre und einer jährlichen Vergütung von 65.000 Euro/MW ausgestattet. Die beiden Kapazitätsanbieter treten ihre Zertifikate während ihrer jeweiligen Vertragslaufzeit an die APG ab, welche diese Zertifikate im Umfang von 400 MW in die T-1-Auktion des dezentralen Segments (KKM-D) einbringt¹⁰.

Ein Zahlenbeispiel zum Gebotsverfahren des KKM-Z ist in Abbildung 23 dargestellt. Der Zinssatz Euribor 12 Monate liegt zum Zeitpunkt der Auktion bei 2,56 %. Durch den Aufschlag von 3 % liegt der für die Bewertung der verschiedenen Gebote maßgebliche Zinssatz somit bei 5,56 %. Für die ausgeschriebenen 200 MW wurden drei Gebote abgegeben: Zwei zu 60.000 Euro/MW/a, eines mit einer Laufzeit von zehn Jahren, eines mit einer Laufzeit von 20 Jahren. Das dritte Gebot beträgt 57.000 Euro/MW/a über

⁹ Prinzipiell kann auch ein und derselbe Anbieter in beiden Ausschreibungen bezuschlagt werden.

¹⁰ Der KKM-Administrator (beispielsweise die APG) erhält das Vermarktungsrecht für die Zertifikate der Neubaukapazitäten über die gesamte Vertragslaufzeit und bringt diese somit auch für die kommenden Lieferperioden jeweils in der T-1-Auktion ein.

15 Jahre. Durch die Diskontierung ergibt sich der niedrigste Mittelwert für Gebot 2, ausschlaggebend ist hier die lange gebotene Laufzeit von 20 Jahren.

Abbildung 23 Gebotsverfahren im KKM-Z

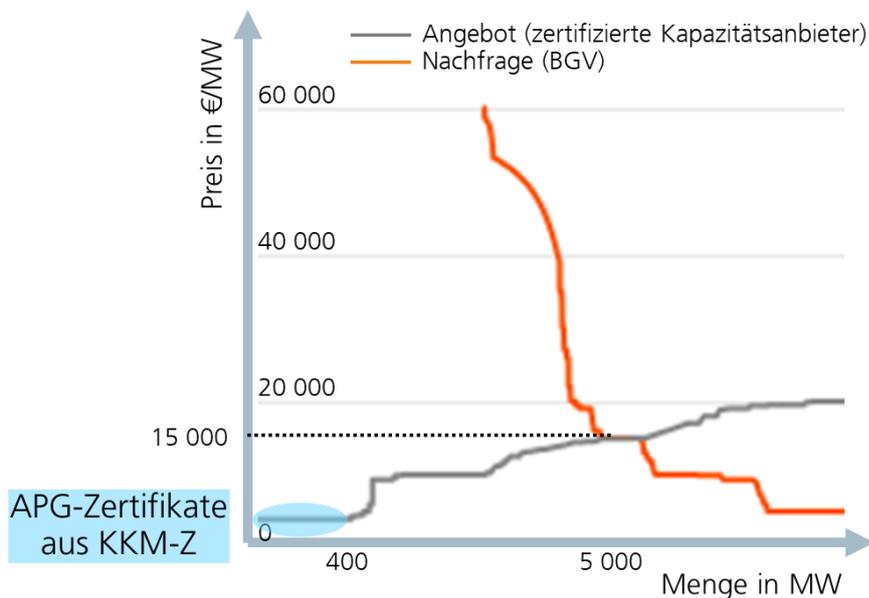
Beispiel:					
Auktionstermin	13.01.2025	Euribor 12 M	2,56%	Zinssatz	5,56%
	Gebot 1	Gebot 2	Gebot 3		
Leistung	200	200	200	MW	
Gebot	60000	60000	57000	€/Jahr	
Laufzeit	10	20	15	Jahre	
Berchnung	47002,9869	36759,2884	39358,7418		
1	60000	60000	57000		
2	56661,6	56661,6	53828,52		
3	53508,9486	53508,9486	50833,5011		
4	50531,7107	50531,7107	48005,1251		
5	47720,1263	47720,1263	45334,12		
6	45064,9785	45064,9785	42811,7295		
7	42557,5631	42557,5631	40429,6849		
8	40189,6603	40189,6603	38180,1772		
9	37953,5076	37953,5076	36055,8322		
10	35841,7744	35841,7744	34049,6857		
11		33847,5381	32155,1612		
12		31964,2611	30366,048		
13		30185,7696	28676,4811		
14		28506,2333	27080,9217		
15		26920,1465	25574,1392		
16		25422,3096			
17		24007,8123			
18		22672,0176			
19		21410,5465			
20		20219,2637			

Quelle: Eigene Darstellung.

Ein Beispielablauf dieser T-1-Auktion ist in Abbildung 24 dargestellt. Die APG bietet Zertifikate aus dem KKM-Z unlimitiert an und erhält den Auktionsräumungspreis nach dem pay-as-cleared Verfahren. In dem gezeigten Beispiel ergibt sich der Schnittpunkt der Angebotskurve durch die zertifizierten Kapazitätsanbieter und der Nachfragekurve durch die Bilanzgruppenverantwortlichen bei 15.000 Euro/MW und einer Menge von 5.000 MW. Diese Menge stellt nur einen Teil des zur Abdeckung der residualen Systemspitzenlast nötigen Zertifikatmenge dar. Die restlichen Zertifikate wurden entweder bereits in den vorangegangenen Auktionsrunden des KKM-D in T-4, T-3 und T-2

vergeben, oder im kontinuierlichen, bilateralen Zertifikatehandel zwischen den Kapazitätsanbietern und den BGV.

Abbildung 24 Beispielablauf der T-1-Auktion im KKM-D



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Ablauf der Kontrollen der BGV und der Kapazitätsanbieter und somit die Feststellung möglicher Strafzahlungen ist beispielhaft in Abbildung 25 dargestellt. Die oberen Zahlenreihen zeigen das Beispiel des BGV 1, dessen Anteil an der Systemlast an den 15 von der APG ausgewählten und am Vortag angekündigten relevanten Tagen im Zeitraum November bis März zwischen 3.000 und 3.500 MW schwankt. Die Ex-post-Auswertung ergibt die höchste residuale Systemlast an Tag 7, somit ist dieser der relevante Zeitpunkt zur Festlegung des Zertifikatebedarfs für die BGV. BGV 1 hatte zum Zeitpunkt der höchsten residualen Systemlast eine Last von 3.400 MW. Sein Anteil an der Residuallast und somit sein Zertifikatebedarf ergibt sich aus dem Quotienten aus Residuallast und Systemlast, multipliziert mit der individuellen Last des BGV 1 zum relevanten Zeitpunkt. Entsprechend dieser Berechnung müssen bei der finalen Erfüllungskontrolle Zertifikate im Umfang von 3.280,7 MW vorgezeigt werden können. Angenommen, BGV 1 kann nur für 3.250 MW Zertifikate vorweisen. Dann ergibt sich ein Fehlbetrag F von 30,7 MW und somit Strafzahlungen in Höhe von

$$P = 2 * F * R = 2 * 30,7 \text{ MW} * 15\,000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} = 921\,000 \text{ €}$$

mit $R = 15.000$ Euro/MW als Räumungspreis der T-1-Auktion in diesem Beispiel (siehe Abbildung 24). Hier sei jedoch erwähnt, dass es eine einjährige Periode für den „After-Year“ – Handel geben soll, in dem aller Marktteilnehmer ihre Bilanzen ausgleichen und auch bis zum 1. September des Folgejahres Zertifikate zurückgeben können. Diese Rückgabezertifikate können dann wiederum von APG vermarktet werden.

Kapazitätsanbieter 1, welcher in diesem Beispiel den Zuschlag für die erste 200 MW-Ausschreibung an Neuanlagen erhalten hat, hat an den 15 relevanten Tagen mit dieser Neuanlage real verfügbare Leistungen zwischen 150 und 300 MW. Bei insgesamt sechs der 15 Kontrollen liegt die real verfügbare Leistung unterhalb der zertifizierten 200 MW. Es ergeben sich somit Strafzahlungen in Höhe von

$$P = \frac{2}{Q} \sum_{q=1}^Q F_q R = \frac{2}{15} * (20 + 35 + 10 + 25 + 5 + 50) \text{ MW} * 70\,000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} = 1\,353\,333 \text{ €}.$$

Abbildung 25 Zahlenbeispiel: Kontrolle und Pönale

Bilanzgruppenverantwortliche			Systemlast	Residuallast	Last BGV 1	Zertifikatebedarf
	Datum	Uhrzeit	MW	MW	MW	MW
1	05.01.2030	10:00 -15:00	11000	10600	3000	
2	12.01.2030	10:00 -15:00	11400	10900	3100	
3	13.01.2030	15:00-18:00	11000	10750	3200	
4	20.01.2030	15:00-18:00	10800	10500	3300	
5	14.02.2030	10:00 -15:00	10600	10100	3400	
6	18.02.2030	15:00-18:00	11000	10200	3500	
7	20.02.2030	15:00-18:00	11400	11000	3400	3280.7
8	26.01.2030	15:00-18:00	11000	9800	3100	
9	04.12.2030	10:00 -15:00	10800	9800	3200	
10	08.12.2030	10:00 -15:00	10600	10500	3300	
11	12.12.2030	15:00-18:00	10600	10400	3400	
12	15.12.2030	15:00-18:00	10600	10300	3400	
13	18.12.2030	15:00-18:00	10600	10300	3400	
14	21.12.2030	15:00-18:00	10600	10300	3400	
15	24.12.2030	15:00-18:00	10600	10300	3400	

Kapazitätsanbieter			zertifiziert	real verfügbar
	Datum	Uhrzeit	MW	MW
1	05.01.2030	10:00 -15:00	200	250
2	12.01.2030	10:00 -15:00	200	180
3	13.01.2030	15:00-18:00	200	220
4	20.01.2030	15:00-18:00	200	300
5	14.02.2030	10:00 -15:00	200	210
6	18.02.2030	15:00-18:00	200	165
7	20.02.2030	15:00-18:00	200	245
8	26.01.2030	15:00-18:00	200	190
9	04.12.2030	10:00 -15:00	200	275
10	08.12.2030	10:00 -15:00	200	175
11	12.12.2030	15:00-18:00	200	230
12	15.12.2030	15:00-18:00	200	260
13	18.12.2030	15:00-18:00	200	195
14	21.12.2030	15:00-18:00	200	150
15	24.12.2030	15:00-18:00	200	280

Quelle: Eigene Darstellung.

Mit den hier gezeigten Zahlenbeispielen ergeben sich entsprechende Transaktionen auf dem Verrechnungskonto für die Lieferperiode T, wie sie in Abbildung 26 dargestellt sind. Den Vergütungen des KKM-Z für die Neuanlagen auf der Ausgabeseite stehen Erlöse für die entsprechenden Zertifikate aus dem KKM-D und Strafzahlungen auf der

Einnahmeseite gegenüber. Eventuelle Einnahmen durch einen Abschöpfungsmechanismus sind hier nicht berücksichtigt. Im Beispiel ergibt sich für die Lieferperiode T ein Saldo von -18.725.667 Euro. Dieser Betrag wäre somit aus dem Staatshaushalt zu decken.

Abbildung 26 Zahlenbeispiel: Umsätze des Verrechnungskontos

- KKM-Konto Transaktionen für das Lieferjahr T (ohne Abschöpfung)
 - $-70\,000\ \text{€/MW} * 200\ \text{MW} = -14\,000\,000\ \text{€}$ → Kapazitätsanbieter 1
 - $-65\,000\ \text{€/MW} * 200\ \text{MW} = -13\,000\,000\ \text{€}$ → Kapazitätsanbieter 2
 - $+15\,000\ \text{€/MW} * 400\ \text{MW} = +6\,000\,000\ \text{€}$ ← KKM-D Auktion
 - $+30\ \text{MW} * 15\,000\ \text{€/MW} * 2 = +921\,000\ \text{€}$ ← Pönale BGV 1
 - $+35\ \text{MW} * 70\,000\ \text{€/MW} * 2 = +1\,353\,333\ \text{€}$ ← Pönale Kapazität 1
- -18 725 667 €

Quelle: Eigene Darstellung.

7.4 Abschätzung finanzieller Auswirkungen für Endkunden

In diesem Kapitel sollen die finanziellen Auswirkungen des vorgeschlagenen kombinierten Kapazitätsmarktes für Endkunden abgeschätzt werden. Dafür werden zunächst die Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus berechnet. Diese Berechnung erfolgt auf Basis mehrerer Annahmen, welche in Tabelle 4 aufgelistet sind. Als Gesamtmenge der im Kapazitätsmarkt vergüteten Kapazität wird die Systemspitzenlast des Jahres 2022 von etwa 11.000 MW angenommen. Vereinfachend wird zudem angenommen, dass sich insgesamt für alle Zertifikate des KKM-D ein mittlerer Zertifikatspreis in der Höhe des Räumungspreises der T-1-Auktion von 15.000 Euro/MW ergibt. Für die jährliche Vergütung des zentralen Neubausegments (KKM-Z) werden 70.000 Euro/MW angenommen. Die Menge der Ausschreibungen für Neuanlagen wird zwischen 0 und 900 MW variiert. Es ist hier zu beachten, dass die Kosten des KKM-Z nur für eine einmalige Ausschreibung in der entsprechenden Menge angegeben sind. Das heißt, Kosten, die sich aus Altverträgen bereits vorangegangener Ausschreibungen des KKM-Z für vorherige Lieferperioden ergeben, sind hier nicht berücksichtigt. Hier unberücksichtigt bleiben ebenso Erlöse aus einem Abschöpfungsmechanismus und möglicher Pönale, welche die Kosten des KKM-Z senken würden.

Tabelle 4 Annahmen zur Berechnung der Gesamtkosten des KKM

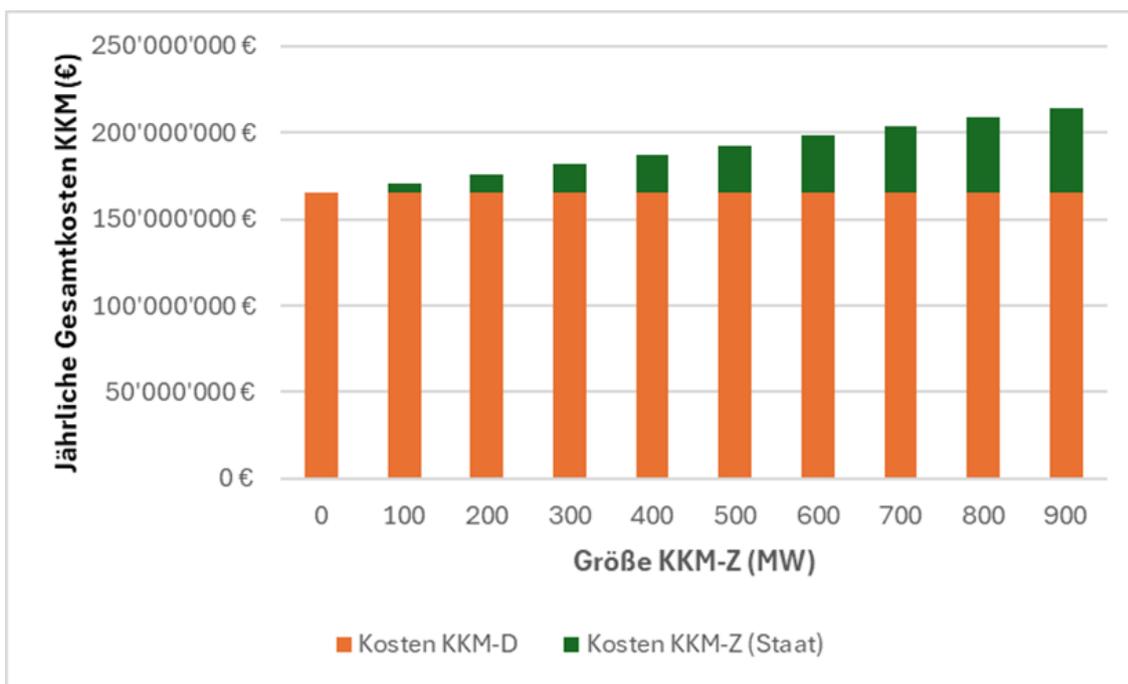
	Einheit	Wert	Quelle
vergütete Kapazität AT (Spitzenlast 2022)	MW	11.000	Ref. [44]
Stromverbrauch AT 2022	MWh	65.807.000	Ref. [45]
Preis KKM-D T-1 Auktion	€/MW	15.000	Annahme
Preis KKM-Z Ausschreibung	€/MW	70.000	Annahme

Quelle: Eigene Darstellung

Mit diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 27 gezeigten jährliche Gesamtkosten des KKM zwischen 165.000.000 Euro (0 MW Neubau) und 214.500.000 Euro (900 MW Neubau). Die Kosten des dezentralen Segments (KKM-D) sind unabhängig von der Größe des Neubausegments (KKM-Z), da die von APG in den KKM-D eingebrachten Zertifikate der Neubauten ebenso wie Bestandsanlagen den Räumungspreis der T-1-Auktion erzielen. Entscheidend für die Kosten des KKM-D sind neben dem Zertifikatspreis die Menge an vergüteter Kapazität.

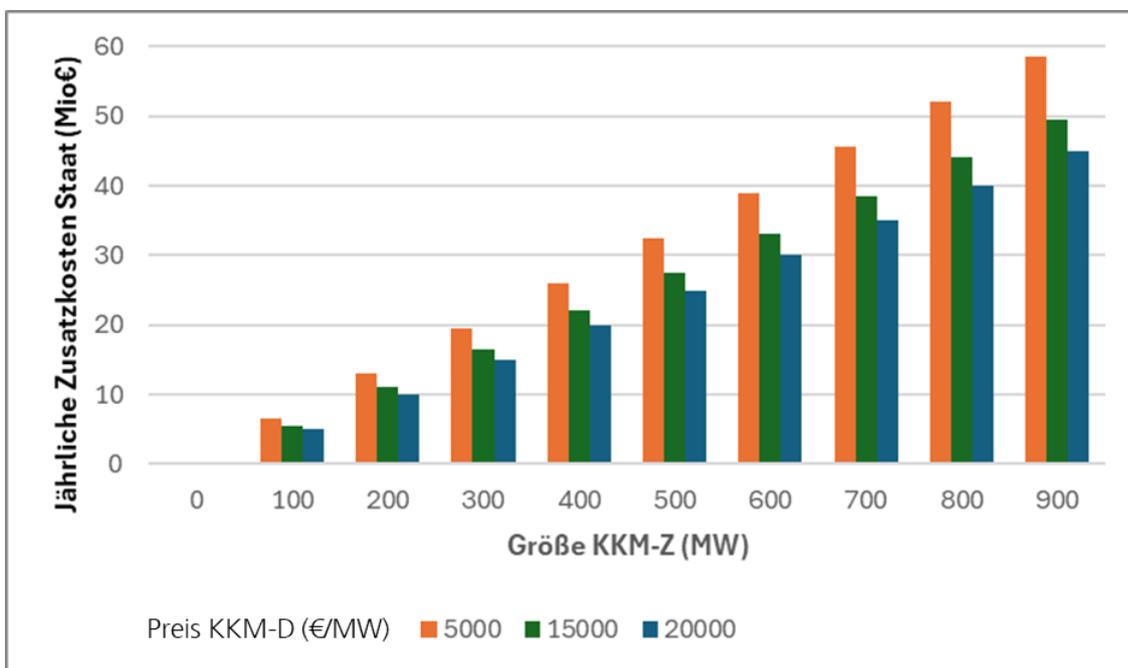
Die Kosten des zentralen Neubausegments (KKM-Z), welche aus dem Staatshaushalt zu tragen sind, sind proportional zur ausgeschriebenen Menge an Neubauten. Die Zertifikaterlöse dieser Neubauten aus dem KKM-D dienen der Refinanzierung des KKM-Z und werden entsprechend von dessen Kosten abgezogen. Höhere Leistungspreise im KKM-D wirken damit kostensenkend auf den KKM-Z (Abbildung 28). Die Gesamtkosten des Kombinierten Kapazitätsmarktes ergibt sich als die Summe aus den Kosten der beiden einzelnen Segmente (KKM-D + KKM-Z). Entsprechend ergibt sich auch hier ein Anstieg der Gesamtkosten mit steigendem Neubaubedarf.

Abbildung 27 Jährliche Gesamtkosten des KKM



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 28 Jährliche Kosten des KKM-Z (ohne Altverträge)

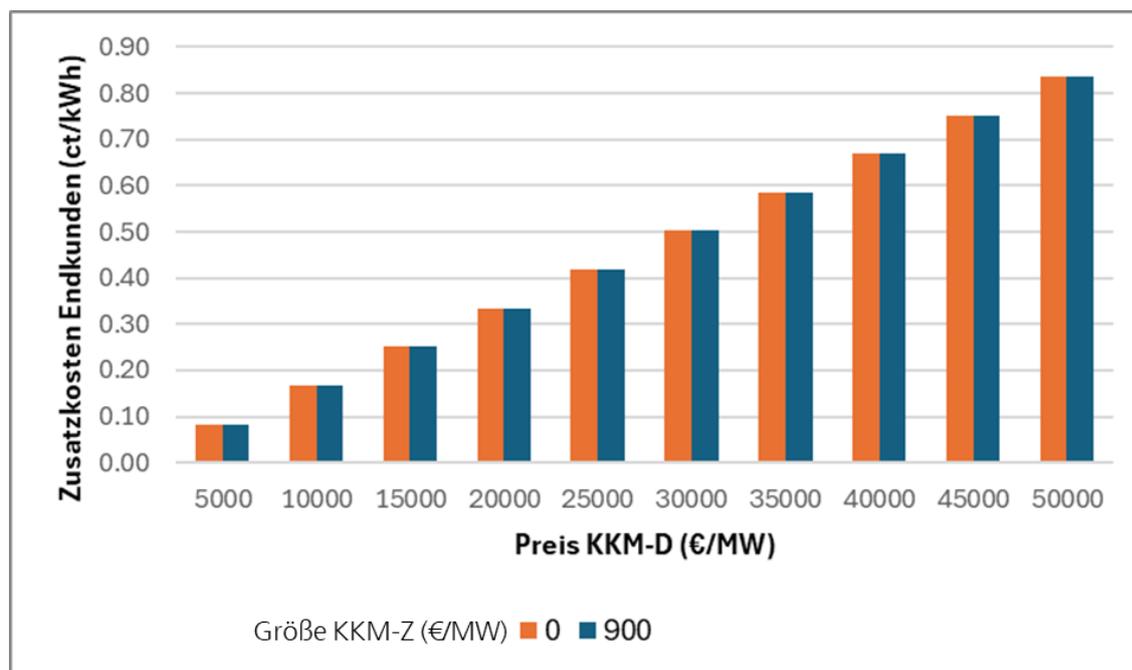


Quelle: Eigene Darstellung.

Es wird davon ausgegangen, dass die BGV die Kosten für die zu erwerbenden Zertifikate vollumfänglich an ihre Kunden weitergeben. Die Differenzkosten des Verrechnungskontos für den KKM-Z werden dagegen durch den Staatshaushalt getragen und somit nur indirekt über Steuern oder Entgelte auf die Endkunden umgelegt. Für die

Abschätzung der Zusatzkosten für Endkunden durch den Kapazitätsmarkt werden somit nur die Kosten des KKM-D auf den Gesamtstromverbrauch Österreichs umgelegt (Tabelle 4).

Die so abgeschätzten Zusatzkosten für Endkunden sind in Abbildung 29 dargestellt. Da nur die Kosten des KKM-D direkt auf die Endkunden umgelegt wird, sind diese Zusatzkosten unabhängig von der Menge der im KKM-Z ausgeschriebenen Neuanlagen. Eine direkte Abhängigkeit ergibt sich zu den angenommenen mittleren Kosten pro Zertifikat im KKM-D. So betragen die Zusatzkosten für Endkunden bei einem geringen Preisniveau von 5.000 Euro/MW etwa 0.08 ct/kWh, während bei höheren Leistungspreisen von 15.000 oder 20.000 Euro/MW Zusatzkosten von 0.25 beziehungsweise 0.33 ct/kWh auf die Endkunden zukommen. Bei sehr hohen Leistungspreisen im KKM-D von 50.000 Euro/MW ergeben sich zusätzliche Kosten von 0.84 ct/kWh. Laut Referenz [46] liegen die Stromkosten für private Endkunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh aktuell (Jänner 2025) zwischen 26 und 48 ct/kWh. Zusatzkosten für Endkunden von 0.25 ct/kWh (Preis KKM-D: 15.000 Euro/MW) entsprechen dabei einer Erhöhung zwischen etwa 0,5 und 1,0 %.

Abbildung 29 Zusatzkosten für Endkunden

Quelle: Eigene Darstellung.

7.5 Beispielhafte kostensenkende Wirkungen

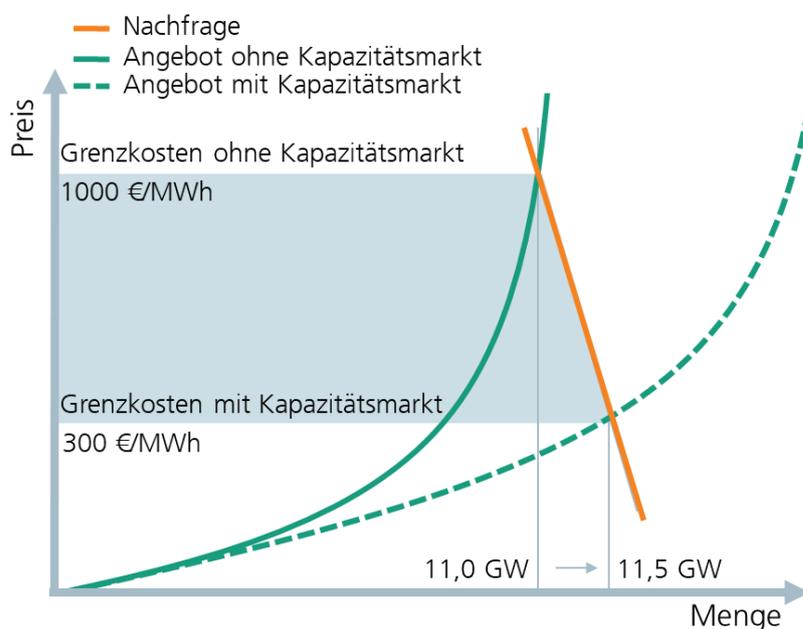
Den im vorherigen Abschnitt aufgeführten Kosten stehen potenziell kostensenkende Wirkungen des Kombinierten Kapazitätsmarkts gegenüber. Diese können in dieser Studie nicht final quantifiziert werden, sollen hier aber anhand von zwei Beispielen illustriert werden.

Das erste Beispiel bezieht sich auf die Vermeidung von extremen Preisspitzen im Energiemarkt durch die Sicherstellung von ausreichend Erzeugungskapazitäten im Kapazitätsmarkt. Abbildung 30 zeigt beispielhaft die Preisbildung im Day-Ahead-Energiemarkt, einmal ohne Kapazitätsmarkt (durchgezogene grüne Angebotslinie) und einmal mit Kapazitätsmarkt (gestrichelte grüne Angebotslinie).

In diesem Beispiel wird die Gesamtlast Österreichs (hier angenommen 11 bzw. 11,5 GW) zum Räumungspreis bewertet. Hierbei handelt es sich um eine sehr vereinfachende Annahme, die das Kostensenkungspotenzial des Kombinierten Kapazitätsmarkts in Österreich in Bezug auf die Vermeidung von Preisspitzen aufzeigen soll. Im Beispielfall ohne Kapazitätsmarkt ergibt sich durch eine Kapazitätsknappheit auf der Angebotsseite ein sehr hoher Preis von 1.000 Euro/MWh bei einer Nachfragemenge

von 11 GW. Hält diese Situation eine Stunde an, hat das Gesamtkosten von 11 Mio. Euro zur Folge. Im Beispielfall mit Kapazitätsmarkt kann durch diesen mehr Kapazität bereitgestellt werden, wodurch sich bei gleicher Nachfragekurve ein Preis von 300 Euro/MWh bei einer Nachfragemenge von 11,5 GW einstellt. Die Gesamtkosten für eine Stunde belaufen sich auf 3,45 Mio. Euro. In diesem Beispiel ergibt sich damit durch die Vermeidung einer extremen, einstündigen Preisspitze eine Kostensenkung durch den Kapazitätsmarkt von 7,55 Mio. Euro.

Abbildung 30 Beispielhafte Vermeidung von extremen Preisspitzen



Quelle: Eigene Darstellung.

Das zweite Beispiel bezieht sich auf die Vermeidung von Kosten einer Unterversorgung. Für die Kosten der Unterversorgung wird hier der Value of Lost Load (VOLL) angesetzt, der jedoch, wie bereits in Kapitel 3.2 erwähnt, sehr länderspezifisch ist und auch zwischen einzelnen Sektoren innerhalb eines Landes stark schwankt [3]. Für Österreich liegen keine Zahlen zum VOLL vor. Für das Kostensenkungspotenzial des Kombinierten Kapazitätsmarkts für Österreich wird eine Bandbreite ermittelt, wobei das untere Ende auf dem vergleichsweise geringen VOLL in Schweden von 7.000 Euro/MWh und das obere Ende auf dem vergleichsweise sehr hohen VOLL in den Niederlanden von 106.000 Euro/MWh basiert [3]. Bei einer angenommenen Unterversorgung von 1 GW,

was ca. 10 % der Gesamtlast in Österreich entspricht, entstehen so Kosten von 7 Mio. Euro bis 106 Mio. Euro pro Stunde, die die Unterversorgung anhält. Eine solch gravierende Unterversorgung erzeugt somit erhebliche Kosten, welche mit dem kombinierten Kapazitätsmarkt durch die effektive Reduktion der Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Unterversorgung vermieden werden können.

8 **Schlussfolgerungen**

Der Energiemarkt bleibt auch in Zukunft das Kernstück für den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb des Stromsystems. Die steigende Verunsicherung über die Erreichbarkeit der nötigen Erlöse für Kapazitätsanbieter zur Deckung ihrer Kosten, ausgelöst durch staatliche Eingriffe zur Vermeidung politisch nicht akzeptabler Preise, wie zuletzt Gewinnabschöpfungen während der Energiekrise, machen jedoch eine Erweiterung des Energiemarktes notwendig, um die Versorgungssicherheit des österreichischen Stromsystems weiter zu erhöhen.

Strategische Reserven können kurzfristig die Versorgungssicherheit absichern, adressieren jedoch nicht die strukturellen Probleme, die die Reserve bedingen und auch nicht die langfristige Entwicklung des Stromsystems. Während der dezentrale Ansatz für einen marktumfassenden Kapazitätsmechanismus ausgesprochen technologieoffen ist und die effektive und niederschwellige Integration von Lastflexibilitäten ermöglichen kann, fehlt ihm eine mehrjährige Weitsicht, die langfristige Planungssicherheit für die Kapazitätsanbieter schaffen kann. Der zentrale Ansatz kann diese Planungssicherheit durch langfristige Verträge ermöglichen, ist aber strukturbedingt schwierig knapp auszulegen und birgt damit das Risiko einer Überdimensionierung und zusätzlicher Kosten. Zudem kann die höhere staatliche Eingriffstiefe mit begrenzter Technologieoffenheit einhergehen.

Im Rahmen des hier vorgeschlagenen Kombinierten Kapazitätsmarktes, der eine Verbindung aus zentralem und dezentralem Markt darstellt, werden die notwendigen Mechanismen zur Sicherstellung der Versorgung aktiviert, sobald die jährliche Versorgungssicherheitsprognose durch APG oder E-Control den Kapazitätsbedarf für Österreich feststellt.

Im dezentralen Marktsegment werden Leistungszertifikate zwischen den Bilanzgruppenverantwortlichen und zertifizierten Kapazitätsanbietern gehandelt. Diese Zertifikate bieten Betreibern von Bestandsanlagen die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse zu generieren und können dazu beitragen, Außerbetriebnahmen von Kraftwerken zu vermeiden.

Die Verantwortung für die Beschaffung dieser Zertifikate entsprechend der Last ihrer Kunden liegt bei den Stromlieferanten (BGV).

Sollte ein Bedarf an Neubauten bestehen, erfolgt im zentralen Marktsegment eine Ausschreibung von Kapazitäten durch APG oder E-Control. Die bezuschlagten Kapazitätsanbieter erhalten langfristige Verträge, die die notwendige Investitionssicherheit gewährleisten. Die aus diesen Neubauten entstehenden Zertifikate werden durch APG im dezentralen Markt vermarktet. Die Mehrkosten für die Neubauzertifikate werden über ein spezielles Konto erfasst und durch den Staat abgedeckt.

In Bezug auf die Kosten wird bei einer gleichmäßigen Umlage des dezentralen Segments (KKM-D) auf die Endkunden mit Steigerungen von weniger als 1 % der aktuellen Haushaltsstrompreise gerechnet. Die jährlichen finanziellen Aufwendungen für den Staat pro Ausschreibung werden voraussichtlich im zweistelligen Millionenbereich liegen, abhängig von der sich in der Bedarfsanalyse ergebenden Menge an Neuanlagen. Diesen Kosten steht der Nutzen einer abgesicherten Versorgungssicherheit gegenüber. Aus Verbrauchersicht sinkt das Risiko von extrem hohen Preisen und Engpässen in der Stromversorgung. Je nach Ausgestaltung kann sich auch die Situation in den Stromnetzen verbessern. In der Summe aller Effekte ist von einer kostensenkenden Wirkung für das Stromsystem auszugehen.

Eine frühzeitige Festlegung und Detaillierung des Konzeptes sind schon jetzt sinnvoll, um im Bedarfsfall einen schnellen Einstieg in den Kapazitätsmarkt zu ermöglichen.

A.1 Anhang

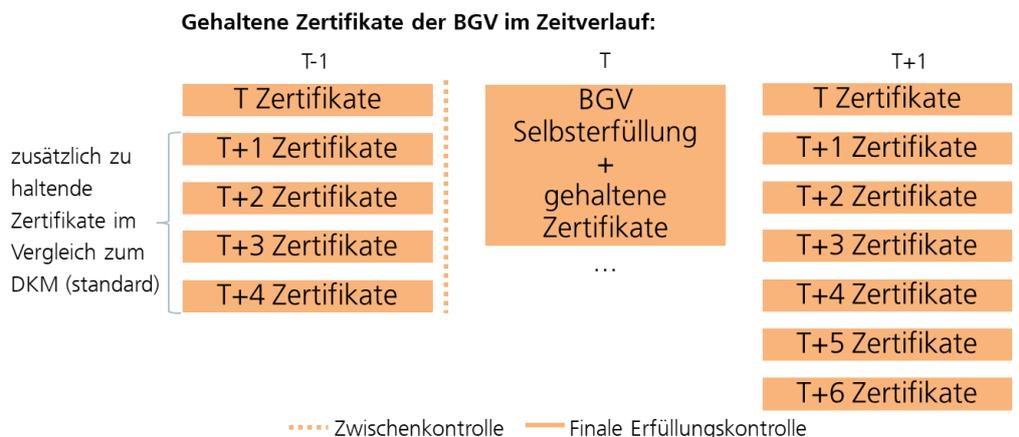
In diesem Projekt wurden neben dem hier vorgeschlagenen Kombinierten Kapazitätsmarkt auch Optionen durchdacht, die einen dezentralen Kapazitätsmarkt mit mehr Weitsicht ausstatten sollten. Diese Optionen wurden verworfen. Aus unserer Sicht demonstrieren sie jedoch den erweiterten Lösungsraum und zeigen die Herausforderungen eines solchen Weges auf. Aus diesem Grund stellen wir im Folgenden diese Projektergebnisse in einem Exkurs da.

A.1.1 Exkurs: Weitsicht im Dezentralen Kapazitätsmarkt

Die Vertragslaufzeit im Dezentralen Kapazitätsmarkt beträgt in der Regel ein Jahr. Der DKM kann damit keine langfristigen Vergütungen garantieren, wodurch gerade für kapitalintensive Neubauten nicht genügend Anreize für Investitionen vorhanden sein könnten. Auch wenn der Zertifikatehandel einige Jahre vor der Lieferperiode T startet (z. B. vier Jahre im Voraus, $T-4$) und somit erste Preissignale setzen kann, werden diese wahrscheinlich erst mit dem Näherrücken der Lieferperiode und der folgenden Erfüllungskontrolle verlässlich.

In diesem Abschnitt wird die Möglichkeit diskutiert, den Zeithorizont im Dezentralen Kapazitätsmarkt zu verlängern und langfristige, verlässliche Preissignale zu senden. Ein längerer Zeithorizont würde die Weitsicht des Marktes erhöhen und stärkere Anreize für Investitionen setzen können.

Abbildung 31 Dezentraler Kapazitätsmarkt+Weitsicht



Quelle: Eigene Darstellung. Lieferperiode T stellt die erste Lieferperiode des Mechanismus dar, somit gibt es für die Lieferperioden T-1, T-2, ... noch keine Zertifikate.

Um langfristige Preissignale im DKM zu erreichen, könnten die Bilanzgruppenverantwortlichen dazu verpflichtet werden, nicht nur Zertifikate für eine Lieferperiode T zu beschaffen, sondern zusätzlich auch Zertifikate für die vier¹¹ folgenden Lieferperioden T+1, ..., T+4 (Abbildung 31). Da eine freiwillige vorzeitige Beschaffung der Zertifikate ohne Kontrolle voraussichtlich keine verlässlichen Preissignale für die späteren Lieferperioden erzeugen würde, wird bereits ab fünf Jahre im Voraus (also in T-5 für T-Zertifikate bzw. in T-1 für T+4 Zertifikate) und dann jährlich der Zertifikatebestand der BGV in einer Zwischenkontrolle überprüft. Diese Zwischenkontrolle bezieht sich auf einen geschätzten Zertifikatebedarf des BGV, welcher beispielsweise vom jeweiligen Anteil des BGV an der Systemspitzenlast des jeweiligen Vorjahres abgeleitet werden könnte. Innerhalb der Lieferperiode T kann der BGV dann seinen tatsächlichen Zertifikatebedarf durch Selbsterfüllung reduzieren. Nach einem Nachhandelszeitraum von einem Jahr wird in T+1 mit der finalen Erfüllungskontrolle der Bestand an T-Zertifikaten überprüft. In so einem Mechanismus werden die Kapazitäten bereits fünf Jahre im Voraus nachgefragt und entsprechend vergütet, was die Planungssicherheit für Kapazitätsanbieter deutlich erhöht. Dies ist in der Bewertung dieses Mechanismus in Abbildung 32 durch

¹¹ Dies ist eine variable Größe, prinzipiell wäre eine noch weiter im Voraus verpflichtende Beschaffung von Zertifikaten möglich. Diese würde jedoch die Belastung für die BGV (noch) weiter erhöhen.

ein viel geringeres Mengen- und Preisrisiko für die Kapazitätsanbieter, sowie ein deutlich langfristigeres Preissignal dargestellt. Allerdings entsteht eine sehr hohe finanzielle Belastung für die BGV. Zusätzlich entstehen ein großes Mengenrisiko bezüglich des Zertifikatebedarfs in der mittel- bis langfristigen Zukunft, da die Vertragslaufzeiten des BGV mit seinen Kunden in der Regel nur ein bis drei Jahre betragen.

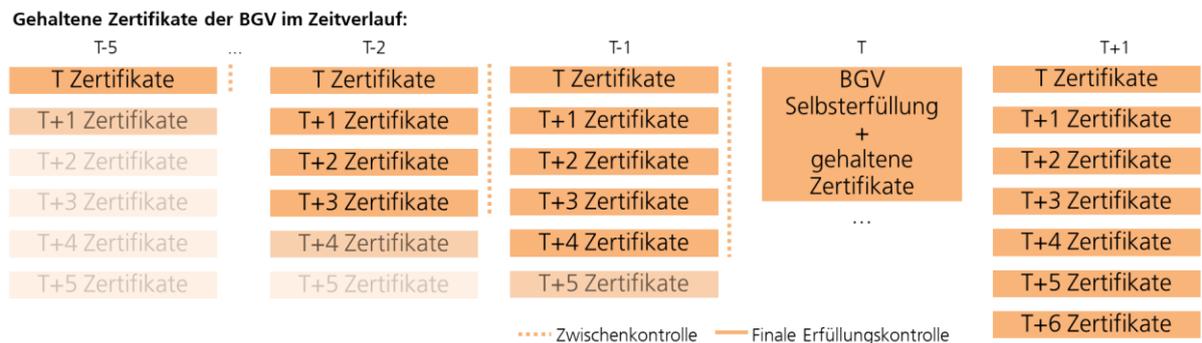
Abbildung 32 Dezentraler Kapazitätsmarkt+Weitsicht - Bewertung

Option	Bilanzgruppenverantwortlicher			Kapazitätsanbieter		
	Initiale cash flow Belastung	Mengenrisiko (Schätzung vs. realer Zertifikatebedarf)	Preisrisiko (Belastung durch kurzfristige Preisänderung)	Mengenrisiko (Schwankung vergüteter Kapazität)	Preisrisiko (Schwankung Preis für Kapazität)	Langfristiges Preissignal
DKM (standard)	0	0	0	0	0	0
DKM+Weitsicht	viel höher	viel höher	viel geringer	viel geringer	viel geringer	viel größer
Kommentar	bei kurzer Vorlaufzeit hohe mehrfache Belastung durch verschiedene Lieferjahre	Schätzung mit großem Zeithorizont unscharf	Preise sind langfristig, weniger kurzfristige Schwankungen	Bezuschlagte Kapazität steht Jahre im Voraus fest	Preis für Kapazität steht Jahre im Voraus fest	Längerer Zeithorizont als im herkömmlichen DKM

Quelle: Eigene Darstellung.

Die sehr hohe Cash-Flow-Belastung des BGV durch die gleichzeitige Beschaffung fünf verschiedener Zertifikate, könnte mit einer entsprechenden Vorlaufzeit abgemildert werden. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 33 skizziert. Der Mechanismus startet in T-5 und es können Zertifikate für die Lieferperioden T, T+1, ..., T+5 gehandelt werden, es wird jedoch lediglich der Bestand der T-Zertifikate einer ersten Zwischenkontrolle unterzogen. In T-4 werden dann sowohl T- als auch T+1-Zertifikate kontrolliert usw. Durch diese Vorlaufzeit des Mechanismus müssen nicht fünf Zertifikattypen gleichzeitig vollumfänglich beschafft werden, sondern jedes Jahr kommt ein weiterer Zertifikattyp hinzu, wobei ab Abschluss der ersten Lieferperiode dann auch jährlich ein Zertifikattyp wegfällt und die Anzahl der zu haltenden Zertifikattypen jährlich konstant bleibt.

Abbildung 33 DKM+Weitsicht mit Vorlaufzeit



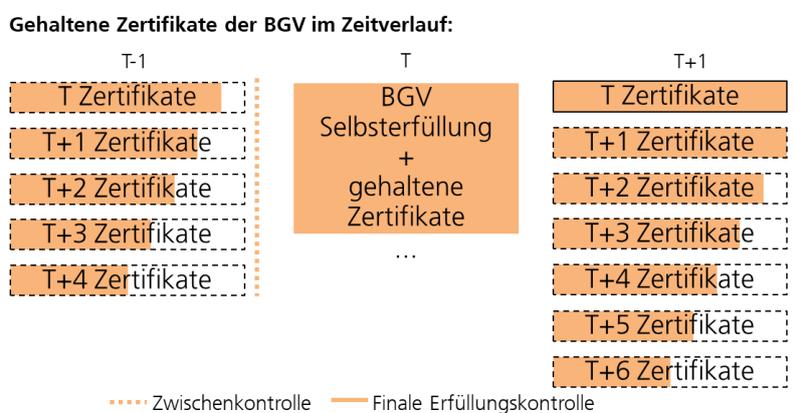
Quelle: Eigene Darstellung.

Im Folgenden werden drei Varianten des DKM+Weitsicht vorgestellt, die nicht nur die initiale finanzielle Belastung der BGV reduzieren soll, sondern auch das Mengenrisiko der BGV, was sich durch die Abschätzung des Zertifikatebedarfs fünf Jahre im Voraus ergibt. Gleichzeitig soll die größere Planungssicherheit der Kapazitätsanbieter erhalten bleiben. Die Kombination der in Abbildung 33 skizzierten Vorlaufzeit des Mechanismus ist dabei mit allen drei Varianten möglich, wird im Folgenden aber nicht explizit dargestellt.

Variante 1 ist die anteilige Verpflichtung. Dabei müssen bei der Zwischenkontrolle fünf Jahre vor der Lieferperiode nur 50 % des jeweils geschätzten Zertifikatebedarfs gedeckt sein. Mit Näherrücken der Lieferperiode steigt der Anteil der zu haltenden Zertifikate um 10 %. So ergibt sich in T-1 der in Abbildung 34 dargestellte Zustand, dass die BGV 50 % der T+4-Zertifikate, 60 % der T+3-Zertifikate, 70 % der T+2-Zertifikate, 80 % der T+1-Zertifikate und 90 % der T-Zertifikate vorweisen müssen. Diese anteilige Verpflichtung senkt das Mengenrisiko der BGV deutlich, da sie die anfangs möglicherweise noch recht grobe Schätzung des Zertifikatebedarfs im Lauf der Zeit anpassen können. In der Bewertung dieser Variante in Abbildung 35 ergibt sich somit ein Mengenrisiko für den BGV, das geringer ist als im Basisfall des DKM+Weitsicht, jedoch im Vergleich zum herkömmlichen DKM dennoch etwas höher liegt. Das Preisrisiko für den BGV ist dagegen geringer, da er durch die Verteilung des Zertifikatekaufs auf mehrere Jahre jeweils nur anteilig von Preisschwankungen betroffen ist. Das Risiko für die Kapazitätsanbieter ist ebenfalls geringer im Vergleich zum herkömmlichen DKM, da bereits Jahre im Voraus

Teile der Kapazität bezuschlagt werden. Allerdings leidet unter dieser Variante das langfristige Preissignal, da sich in T-1 voraussichtlich aufgrund der entschärften Verpflichtung der BGV keine Knappheit für T+4-Zertifikate einstellt, was das Preissignal in der Fünf-Jahres-Voraussicht unverlässlicher macht. Das langfristige Preissignal in dieser Variante ist somit voraussichtlich kaum größer als im herkömmlichen Dezentralen Kapazitätsmarkt.

Abbildung 34 Variante 1: Anteilige Verpflichtung



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 35 Variante 1: Anteilige Verpflichtung - Bewertung

Option	Bilanzgruppenverantwortlicher			Kapazitätsanbieter		
	Initiale cash flow Belastung	Mengenrisiko (Schätzung vs. realer Zertifikatebedarf)	Preisrisiko (Belastung durch kurzfristige Preisänderung)	Mengenrisiko (Schwankung vergüteter Kapazität)	Preisrisiko (Schwankung Preis für Kapazität)	Langfristiges Preissignal
DKM (standard)	0	0	0	0	0	0
Variante 1 Anteilig Verpf.	höher	höher	geringer	geringer	geringer	kaum größer
Kommentar	bei kurzer Vorlaufzeit mehrfache Belastung durch verschiedene Lieferjahre	Schätzung mit großem Zeithorizont unscharf, aber Anpassungen anteilig möglich	Nur anteilig von kurzfristigen Schwankungen betroffen	Teile der bezuschlagte Kapazität stehen Jahre im Voraus fest	Preis für Kapazität steht anteilig Jahre im Voraus fest	Längerer Zeithorizont als im herkömmlichen DKM

Quelle: Eigene Darstellung.

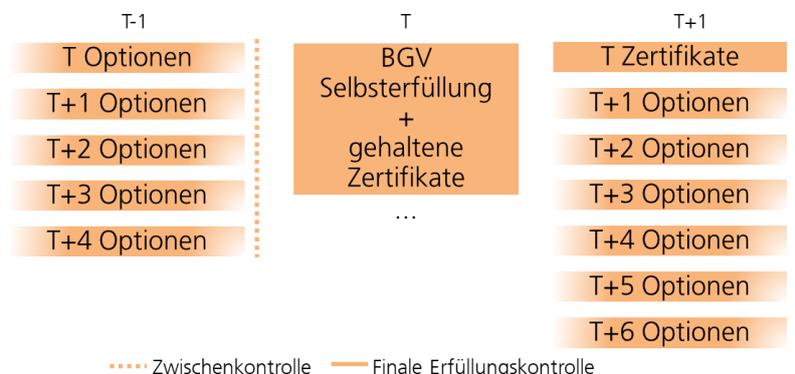
Eine zweite Variante stellen Optionsscheine dar. In dieser Variante werden im Vorabhandel bis T-1 anstatt Zertifikate Optionsscheine erworben (Abbildung 36). Die Ziehung der Option, also die Umwandlung der Optionen in Zertifikate erfolgt zu einem Stichtag, beispielsweise zum Beginn der Lieferperiode T. Bei der jährliche Zwischenkontrolle des Zertifikatebedarfs der BGV genügt somit das Vorweisen von Optionen

auf Zertifikate zur Erfüllung. Während der Lieferperiode T, in der die BGV ihren Zertifikatebedarf durch Selbsterfüllung senken können und im Zertifikatenachhandel in T+1 verläuft diese Variante wieder analog zum Basisfall und den anderen Varianten.

Diese Variante bringt einige Vorteile mit sich, wie die Bewertung in Abbildung 37 zeigt. Im Optionshandel wird im Vergleich zum Zertifikatehandel bis T-1 zunächst nur die Optionsprämie fällig, nicht der volle Preis für das Zertifikat. Diesen muss der BGV erst bezahlen, wenn er seine Optionen zieht und in Zertifikate umwandelt. Dadurch liegt die initiale Cash-Flow-Belastung für die BGV, im Gegensatz zum Basisfall des DKM+Weitsicht und Variante 1, nur geringfügig über der des herkömmlichen DKM. Die Optionen erhalten dem BGV zusätzlich Flexibilität und die Möglichkeit auf Fehleinschätzungen des Zertifikatebedarf zu reagieren. Das Mengenrisiko für den BGV ist damit genauso groß wie im herkömmlichen DKM. Gleichzeitig wirken die Optionen als Absicherung (hedge) gegenüber steigenden Preisen, wodurch das Preisrisiko für den BGV im Vergleich zu anderen Varianten sinkt. Auf Seiten der Kapazitätsanbieter ergibt sich im Gegenzug ein im Vergleich zum herkömmlichen DKM ähnlich hohes Mengenrisiko, da die final bezuschlagte Kapazität erst nach dem Ziehen der Optionen durch den BGV und damit erst kurzfristig gesichert ist. Die Optionsprämien, die die BGV in dieser Variante zusätzlich zum Zertifikatepreis bezahlen müssen, können das Preisrisiko der Kapazitätsanbieter zumindest geringfügig senken. Durch den Optionshandel mit Zwischenkontrollen bereits in T-5, also der frühzeitigen verpflichtenden Deckung des Zertifikatebedarfs über Optionen ein langfristiges Preissignal, was wiederum für Planungssicherheit für die Beteiligten sorgen kann.

Abbildung 36 Variante 2: Optionsscheine

Gehaltene Zertifikate/Optionen der BGV im Zeitverlauf:



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 37 Variante 2: Optionsscheine - Bewertung

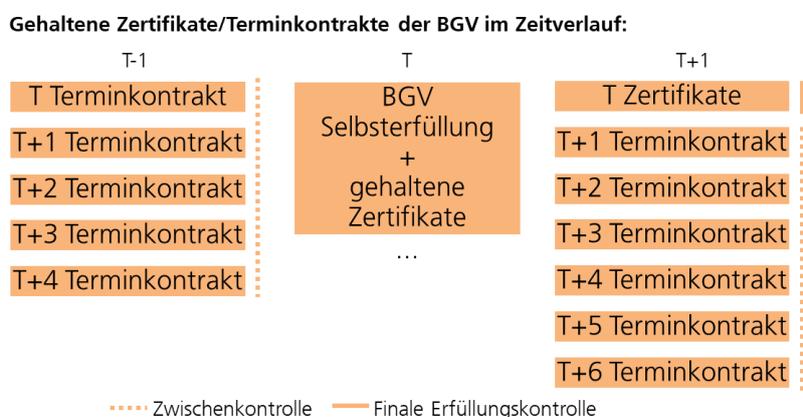
Option	Bilanzgruppenverantwortlicher			Kapazitätsanbieter		
	Initiale cash flow Belastung	Mengenrisiko (Schätzung vs. realer Zertifikatebedarf)	Preisrisiko (Belastung durch kurzfristige Preisänderung)	Mengenrisiko (Schwankung vergüteter Kapazität)	Preisrisiko (Schwankung Preis für Kapazität)	Langfristiges Preissignal
DKM (standard)	0	0	0	0	0	0
Variante 2 Optionen	kaum höher	0	geringer	0	geringer	viel größer
Kommentar	Initialer cash flow auf Optionsprämien beschränkt	Optionen erhalten Flexibilität	Optionen als Hedge gegenüber steigenden Preisen	Bezugschlagte Kapazität erst nach Ziehen der Optionen sicher	Optionsprämien reduzieren Risiko	Langfristiges Preissignal durch Optionshandel

Quelle: Eigene Darstellung.

Eine dritte Variante sind Terminkontrakte, wie in Abbildung 38 dargestellt. Ähnlich zum Optionshandel in Variante 2 besteht hier vor der Lieferperiode T die Möglichkeit, anstatt Zertifikate Terminkontrakte zu handeln. In den Zwischenkontrollen kann der Zertifikatebedarf mit Terminkontrakten gedeckt werden. Anders als bei den Optionsscheinen in Variante 2 besteht in dieser Variante für den BGV nicht die Möglichkeit, die Terminkontrakte gar nicht oder nur teilweise in Zertifikate umzuwandeln. Im Terminkontrakt werden die Konditionen des Zertifikatekaufs, wie beispielsweise Zeitpunkt, Menge und Preis festgehalten, der Zahlungsfluss erfolgt dann zum festgelegten Zeitpunkt. Entsprechend kann mit dieser Variante die initiale Cash-Flow-Belastung der BGV gering gehalten werden, lediglich Gebühren für die Terminkontrakte fallen bereits bei deren Kauf an (Abbildung 39). Allerdings fällt das Mengenrisiko für die BGV in dieser Variante, durch mögliche Fehleinschätzungen des Zertifikatebedarfs bei großem zeitlichem Vorlauf und der verpflichtenden Umwandlung der Terminkontrakte in Zertifikate,

wieder deutlich höher aus als im herkömmlichen DKM. Für die Kapazitätsanbieter ergeben sich in dieser Variante dagegen viele Vorteile. So gibt es, ähnlich wie im Basisfall des DKM+Weitsicht, ein sehr geringes Mengen- und Preisrisiko für die Kapazitätsanbieter, da die bezuschlagte Kapazität und auch deren Preis mehrere Jahre im Voraus feststehen. Durch dieses im Vergleich zum herkömmlichen DKM deutlich langfristiger Preissignal ergibt sich ein hohes Maß an Planungs- und somit auch Investitionssicherheit für die Kapazitätsanbieter.

Abbildung 38 Variante 3: Terminkontrakte



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 39 Variante 3: Terminkontrakte - Bewertung

Option	Bilanzgruppenverantwortlicher			Kapazitätsanbieter		
	Initiale cash flow Belastung	Mengenrisiko (Schätzung vs. realer Zertifikatebedarf)	Preisrisiko (Belastung durch kurzfristige Preisänderung)	Mengenrisiko (Schwankung vergüteter Kapazität)	Preisrisiko (Schwankung Preis für Kapazität)	Langfristiges Preissignal
DKM (standard)	0	0	0	0	0	0
Variante 3 Terminkontrakte	kaum höher	viel höher	viel geringer	viel geringer	viel geringer	viel größer
Kommentar	Initialer cash flow auf Terminkontraktkosten beschränkt	Schätzung mit großem Zeithorizont unscharf	Preise sind langfristig, weniger kurzfristige Schwankungen	Bezuschlagte Kapazität steht Jahre im Voraus fest	Preis für Kapazität steht Jahre im Voraus fest	Längerer Zeithorizont als im herkömmlichen DKM

Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 40 zeigt nochmal eine Bewertungsübersicht der diskutierten Ausgestaltungsvarianten eines Dezentralen Kapazitätsmarktes mit langfristigen Preissignalen (DKM+Weitsicht). Ein langfristiges Preissignal erfordert eine volle Nachfrageleistung, da anteilige Verpflichtungen kein zuverlässiges Signal erzeugen. Ein langfristiges, zuverlässiges Preissignal, das begrenzte Preis- und Mengenrisiken für Kapazitätsanbieter

mit sich bringt, sorgt für Investitionssicherheit. Dies führt jedoch im Dezentralen Kapazitätsmarkt in der Regel zu Preis- und insbesondere Mengenrisiken für die Bilanzgruppenverantwortlichen. Durch den Einsatz verschiedener Finanzprodukte kann das Risiko und die Cash-Flow-Belastung für die BGV reduziert werden. Besonders Variante 2 mit dem Handel von Optionsscheinen könnte einen vielversprechenden Ansatz darstellen.

Abbildung 40 DKM+Weitsicht: Übersicht der verschiedenen Varianten

Option	Bilanzgruppenverantwortlicher			Kapazitätsanbieter		
	Initiale cash flow Belastung	Mengenrisiko (Schätzung vs. realer Zertifikatebedarf)	Preisrisiko (Belastung durch kurzfristige Preisänderung)	Mengenrisiko (Schwankung vergüteter Kapazität)	Preisrisiko (Schwankung Preis für Kapazität)	Planungssicherheit/ langfristiges Preissignal
DKM (standard)	0	0	0	0	0	0
DKM+Weitsicht	viel höher	viel höher	viel geringer	viel geringer	viel geringer	viel größer
Variante 1 Anteilig Verpf.	höher	höher	geringer	geringer	geringer	kaum größer
Variante 2 Optionen	kaum höher	0	geringer	0	geringer	viel größer
Variante 3 Terminkontrakte	kaum höher	viel höher	viel geringer	viel geringer	viel geringer	viel größer

Quelle: Eigene Darstellung.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Definition
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
APG	Austrian Power Grid, ÜNB Österreichs
BBH	Becker Büttner Held, Verfasser juristische Begleitstudie
BGV	Bilanzgruppenverantwortliche
DKM	Dezentraler Kapazitätsmarkt
DRU	Demand Response Unit, flexible Lasten
DSM	Demand Side Management, flexible Lasten
EOM	Energy-Only-Markt
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU	Europäische Union
GuD	Gas- und Dampf-Kraftwerk
KKM	Kombinierter Kapazitätsmarkt
KKM-D	Dezentrales Segment des Kombinierten Kapazitätsmarktes
KKM-Z	Zentrales Segment des Kombinierten Kapazitätsmarktes
KUEBLL	EU-Leitlinien für Klima-, Energie- und Umweltbeihilfen
LOLE	Loss of Load Expectation
NetzResV	Netzreserveverordnung
PKNS	Plattform Klimaneutrales Stromsystem
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VOLL	Value of Lost Load
ZKM	Zentraler Kapazitätsmarkt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Preise und Deckungsbeiträge für Kraftwerke.....	11
Abbildung 2	Mechanismen für hohe Preise im Energiemarkt	12
Abbildung 3	Veranschaulichung des Strike-Preises.....	15
Abbildung 4	Schematische Darstellung eines Kapazitätsmechanismus.....	18
Abbildung 5	Grundlegende Kapazitätsmechanismen.....	19
Abbildung 6	Bestehende Kapazitätsmechanismen in der EU.....	24
Abbildung 7	Strategische Reserve (Schematische Darstellung).....	36
Abbildung 8	Bewertung der Strategische Reserve	37
Abbildung 9	Zentraler Kapazitätsmarkt (Schematische Darstellung).....	39
Abbildung 10	Bewertung des Zentralen Kapazitätsmarktes	41
Abbildung 11	Reliability-Optionen.....	43
Abbildung 12	Zahlenbeispiel: Mögliche Erlöse oberhalb des Strike-Preises.....	47
Abbildung 13	Dezentraler Kapazitätsmarkt (Schematische Darstellung).....	49
Abbildung 14	Bewertung des Dezentralen Kapazitätsmarktes	51
Abbildung 15	Kombinierter Kapazitätsmarkt (Schematische Darstellung).....	53
Abbildung 16	Bewertung des Kombinierten Kapazitätsmarktes	55
Abbildung 17	Auslösendes Element des Kombinierten Kapazitätsmarktes.....	58
Abbildung 18	Methodischer Ansatz des ERAA.....	59
Abbildung 19	Schematische Darstellung des Kombinierten Kapazitätsmarktes.....	60
Abbildung 20	Zeitlicher Ablauf des Kombinierten Kapazitätsmarktes.....	61
Abbildung 21	Veranschaulichung der Strike-Preis-Berechnung	68
Abbildung 22	Zahlenbeispiel: Zeitlicher Ablauf	73
Abbildung 23	Gebotsverfahren im KKM-Z.....	74
Abbildung 24	Beispielablauf der T-1-Auktion im KKM-D	75
Abbildung 25	Zahlenbeispiel: Kontrolle und Pönale.....	77
Abbildung 26	Zahlenbeispiel: Umsätze des Verrechnungskontos.....	78
Abbildung 27	Jährliche Gesamtkosten des KKM	80
Abbildung 28	Jährliche Kosten des KKM-Z (ohne Altverträge).....	80
Abbildung 29	Zusatzkosten für Endkunden	82
Abbildung 30	Beispielhafte Vermeidung von extremen Preisspitzen.....	83
Abbildung 31	Dezentraler Kapazitätsmarkt+Weitsicht.....	88
Abbildung 32	Dezentraler Kapazitätsmarkt+Weitsicht - Bewertung.....	89
Abbildung 33	DKM+Weitsicht mit Vorlaufzeit.....	90

Abbildung 34	Variante 1: Anteilige Verpflichtung	91
Abbildung 35	Variante 1: Anteilige Verpflichtung - Bewertung	91
Abbildung 36	Variante 2: Optionsscheine.....	93
Abbildung 37	Variante 2: Optionsscheine - Bewertung	93
Abbildung 38	Variante 3: Terminkontrakte.....	94
Abbildung 39	Variante 3: Terminkontrakte - Bewertung	94
Abbildung 40	DKM+Weitsicht: Übersicht der verschiedenen Varianten	95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Ausgestaltungsmerkmale in ausgewählten Kapazitätsmechanismen innerhalb der Europäischen Union	28
Tabelle 2	Auktionsergebnisse ausgewählter Kapazitätsmechanismen	31
Tabelle 3	Ausgestaltungsmerkmale der Reliability-Optionen in bestehenden zentralen Kapazitätsmärkten.....	46
Tabelle 4	Annahmen zur Berechnung der Gesamtkosten des KKM.....	79

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024 Die österreichische Klimaschutzstrategie/Politik https://www.oesterreich.gv.at/themen/umwelt_und_klima/klima_und_umweltschutz/1/Seite.1000310.html (abgerufen 26 Feb 2025)
- [2] Oesterreichs Energie 2024 Stromstrategie 2040 (Oesterreichs Energie)
- [3] van Benthem M, Kreulen K, van Til H, Behrens C and Brands D 2022 The value of lost load for electricity in the Netherlands (Ecorys and SEO Economisch Onderzoek)
- [4] Mastropietro P, Rodilla P, Rivier M and Batlle C 2024 Reliability options: Regulatory recommendations for the next generation of capacity remuneration mechanisms Energy Policy 185 113959
- [5] European Commission 2016 State aid: Sector Inquiry report gives guidance on capacity mechanisms – frequently asked questions https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/memo_16_4023 (abgerufen 7 Nov 2024)
- [6] Europäische Union 2019 Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- [7] Europäische Union 2024 Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union
- [8] Europäische Union 2022 Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022
- [9] Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden 2023 Security of EU electricity supply: October 2023 (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
- [10] European Commission 2019 Clean energy for all Europeans package https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (abgerufen 7 Nov 2024)
- [11] Aghaie H and Schnur M 2024 Kapazitätsmechanismen als Enabler der Versorgungssicherheit
- [12] European Commission 2016 Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms (Brüssel: European Commission)
- [13] Bundesministerium der Justiz 2019 Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung - KapResV)
- [14] BMWK 2024 Strommarktdesign der Zukunft (BMWK)
- [15] Pacific Green 2024 What Spain's capacity market means for storage
- [16] Sanchez Molina P 2024 Spain plans first capacity market auctions for summer 2025
- [17] European Commission 2021 State aid: Commission approves Belgian Capacity Mechanism (Brüssel)
- [18] European Commission 2018 State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism (Brüssel)
- [19] Simoglou C K and Biskas P N 2023 Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece Energies 16 982

- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022 Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Netz- und Kapazitätsreserve (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz)
- [21] Elia 2024 Capacity Remuneration Mechanism: Detailed Info Session
- [22] European Commission 2018 State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to ensure security of supply in Belgium, France, Germany, Greece, Italy and Poland - Factsheet (Brüssel)
- [23] European Commission 2018 BESCHLUSS (EU) 2018/860 DER KOMMISSION vom 7. Februar 2018 über die Beihilferegulung SA.45852-2017/C (ex 2017/N) Deutschlands zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve
- [24] EPEX SPOT 2024 Epex Spot Capacity Auction https://www.epexspot.com/en/market-results?market_area=&auction=&trading_date=0&delivery_date=&underlying_year=0&modality=Capacity&sub_modality=&technology=&data_mode=table&period=&production_period= (abgerufen 16 Dec 2024)
- [25] Terna Capacity Market - Results of main auction with delivery period 2024 <https://www.terna.it/en/electric-system/publications/operators-news/detail/capacity-market-results-main-auction-2024> (abgerufen 16 Dec 2024)
- [26] Tedesco E 2024 Italy assigns 42 GW of 2025 power in capacity market auction
- [27] Elia 2024 CRM Auction Results <https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results> (abgerufen 16 Dec 2024)
- [28] Urząd Regulacji Energetyki 2024 Electricity market: President of URE announces the results of the main auction on the capacity market for deliveries in 2028
- [29] Gawlikowska-Fyk A, Rączka J and Macuk R 2019 Capacity market for review: Analysis of the results of three auctions (Forum Energii)
- [30] BMWK 2020 Direkt erklärt: Was sind eigentlich Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft? <https://www.bmwk-energie.wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/09/Meldung/direkt-erklart.html> (abgerufen 19 Dec 2024)
- [31] Bundesnetzagentur 2024 Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2024/2025 sowie den Betrachtungszeitraum April 2026 bis März 2027: Versorgungssicherheit Strom - Bericht (Bundesnetzagentur)
- [32] Bundesministerium der Justiz 2013 Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung): NetzResV
- [33] European Commission 2021 State aid: Commission approves Austrian network reserve for ensuring security of electricity supply (Brüssel)
- [34] Austrian Power Grid 2024 Vergangene Ausschreibungen <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/vergangene-ausschreibungen/> (abgerufen 19 Dec 2024)
- [35] Austrian Power Grid 2024 Netzreserve <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/> (abgerufen 19 Dec 2024)
- [36] Bundesministerium der Justiz 2021 Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010

- [37] Consentec, r2b energy consulting and Öko-Institut e.V. 2024 Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarktes (Kurzpapier im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens zur Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)) (Consentec, r2b energy consulting and Öko-Institut e.V.)
- [38] European Commission 2018 *State Aid SA.42011 (2017/N)* – Italy – Italian Capacity Mechanism
- [39] Elia 2024 Capacity Remuneration Mechanism: General Info Session
- [40] Mastropietro P, Fontini F, Rodilla P and Batlle C 2018 The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions *Energy Policy* 123 659–69
- [41] Elia 2024 Elia Product Sheet Capacity Remuneration Mechanism: Version 31/03/2024 (Elia)
- [42] ENTSO-E 2024 European Resource Adequacy Assessment: 2023 Edition - Executive Report (ENTSO-E)
- [43] RTE 2025 Participate in the capacity mechanism <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-in-the-capacity-mechanism.html> (abgerufen 9 Jan 2025)
- [44] E-Control 2023 Monitoringreport Versorgungssicherheit Strom 2023: Berichtsjahr 2022 (E-Control)
- [45] E-Control Statistikbroschüre 2024
- [46] E-Control 2025 Was kostet eine kWh Strom? <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh> (abgerufen 16 Jan 2025)