

KOMBINIERTER KAPAZITÄTSMARKT – EINE ANALYSE DER VOR- UND NACHTEILE

Kurzstudie für die EnBW AG und die RWE AG

14. NOVEMBER 2024

Autoren:
Dr. David Bothe
Dr. Matthias Janssen
Christoph Nodop
Dr. Jens Perner
Dr. Christoph Riechmann

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
1. BMWK plant Einführung eines Kombinierten Kapazitätsmarktes (KKM)	9
1.1. Auftrag: Analyse der Vor- und Nachteile des KKM	9
1.2. Funktionsweise von Energie- und Kapazitätsmärkten	9
1.3. Funktionsweise des KKM	11
1.4. Motivation für den KKM	13
2. Die vom BMWK erhofften Vorteile des dezentralen Segments des KKM sind in der Praxis nicht zu erwarten	15
2.1. Keine Indikation, dass der KKM durch das dezentrale Segment Flexibilitätsoptionen signifikant besser einbindet	15
2.2. Unwahrscheinlich, dass Nutzung dezentralen Wissens im KKM zu effizienterer Bedarfsermittlung und geringeren Gesamtkosten führt	26
2.3. Propagierter Vorteil von geringerer Umlage im KKM ist allenfalls ein polit-kosmetischer Effekt; die Kosten tragen Endverbraucher:innen dann über ihre Stromrechnungen	32
3. Der KKM ist äußerst komplex und mit erheblichen praktischen Nachteilen verbunden	34
3.1. Der KKM stellt die verpflichteten Lieferanten bzw. BKV vor große Herausforderungen	34
3.2. Das dezentrale Segment des KKM kann kaum verlässliche Preissignale erzeugen	36
3.3. Die beihilferechtliche Notifizierung des KKM dürfte aufgrund einer Reihe von offenen Detailfragen und fehlender Blaupause langwierig sein	40
4. Fazit und Vorschlag für zeitnahe zentrale umfassende Auktionen	43

Executive Summary

Die Bundesregierung hat angekündigt, einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus einzuführen, um einen verlässlichen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten und Flexibilitäten zu schaffen und eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Am 2. August 2024 hat sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in einem Optionenpapier für einen sogenannten Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM) ausgesprochen.

Damit möchte das BMWK die Vorteile eines zentralen und eines dezentralen Kapazitätsmarktes vereinen. Konkret erhofft sich das BMWK durch den KKM:

- **Investitionssicherheit** für kapitalintensive Investitionen durch zentrale Ausschreibungen (KKM-Z) mit langen Vorlauf- und Vertragslaufzeiten;
- **Technologieoffenheit** durch eine optimale Einbindung flexibler Nachfrager, Speicher und Innovationen im Rahmen eines dezentralen Segments (KKM-D);
- **Optimaler Umgang mit Unsicherheiten** bei der Dimensionierung der Kapazität durch Nutzung dezentralen Wissens der Akteure vor Ort und damit geringere Gesamtkosten;
- **Geringere Umlage** zur Finanzierung der Kosten der zentralen Ausschreibungen gegenüber einem rein zentralen Kapazitätsmarkt.

In diesem Kurzpapier untersuchen wir im Auftrag der EnBW AG und der RWE AG, inwieweit davon auszugehen ist, dass sich die vom BMWK erhofften Vorteile des KKM in der Praxis einstellen. Zudem beleuchten wir mögliche Herausforderungen des KKM.

Ergebnis 1: Erhoffte Vorteile des KKM in der Praxis nicht zu erwarten

Unsere Analyse zu den vermeintlichen Vorteilen des KKM kommt zu folgenden Schlüssen:

- **Keine Indikation, dass der KKM durch das dezentrale Segment flexible Nachfrager und Speicher signifikant besser einbinden kann:** Die gehegte Hoffnung auf eine bessere Einbindung von dezentralen Flexibilitäten wird sich in der Praxis nicht einstellen. Das BMWK setzt dabei darauf, dass die "Selbsterfüllung" auf der Nachfrageseite, d.h. die Reduzierung der Nachfrage in Knappheitszeiten, besser geeignet ist, dezentrale Flexibilitäten einzubinden als zentrale Modelle. Das Gegenteil ist zutreffend: Die Erfahrungen aus Frankreich, dem einzigen Land Europas mit einem dezentralen Kapazitätsmarkt, zeigen, dass die Möglichkeit der Selbsterfüllung gerade nicht effektiv war. Und dies trotz der deutlich besseren Verfügbarkeit von Smart Metern als in Deutschland. Erst die Einführung der zentralen Elemente hat dort zu einer Erhöhung des Anteils von dezentralen Flexibilitäten geführt. **Die Hoffnung, die dezentrale Einbindung sei vergleichbar effektiv wie stärker reglementierte Produkte, entbehrt damit einer empirischen Grundlage.**

Letztlich werden sich aus den kurzfristigen und erratischen Preissignalen des dezentralen Segments des KKM (KKM-D) keine planbaren Erlösströme für Flexibilitäten einstellen – auch nicht für die Selbsterfüllung. Investive Maßnahmen in Flexibilität aus dem KKM-D heraus erscheinen unwahrscheinlich. Für die Schaffung von dezentralen Flexibilitäten

sind allerdings in vielen Fällen investive Maßnahmen zur Erschließung der Flexibilität erforderlich.

- **Dimensionierung durch dezentrales Segment nicht effizienter, Gesamtkosten nicht geringer:** Die von den Befürworter:innen des KKM gehegte Hoffnung auf eine effizientere Dimensionierung der Kapazität durch Nutzung dezentralen Wissens der Akteure vor Ort hält einem Realitätscheck nicht stand:
 - Auch im dezentralen Segment sind die Entscheidungen der zum Kapazitätskauf verpflichteten **Akteure maßgeblich von einer Vielzahl von zentral festzulegenden Parametern beeinflusst**, wie z.B.
 - dem Umfang an Kapazität (im Verhältnis zur Maximallast des Bilanzkreises), der von dezentralen Akteuren vorzuhalten ist
 - der Frist, zu welcher die Kapazitätsvorhaltung nachzuweisen ist
 - der Definition der abrechnungsrelevanten Knappheitsstunden und
 - der Höhe der Pönale bei Verletzung der Zertifikatsverpflichtung.

Durch die Festlegung dieser Parameter bestimmt die verantwortliche zentrale Institution (Gesetzgeber, Regulierer, Systembetreiber), in welchem Ausmaß die dezentrale Kapazitätsverpflichtung einen Zusatzanreiz zur Vorhaltung von Kapazität gegenüber dem Energiemarkt samt ohnehin vorhandenem Ausgleichsenergiemechanismus entfaltet. Die **Entscheidungshoheit** über die **Kapazitätsdimensionierung** liegt somit auch bei einem rein **dezentralen Kapazitätsmarkt** zumindest mittelbar **in staatlicher Hand**.

 - Allerdings ist die Prüfung der tatsächlichen Verfügbarkeit der Kapazitäten in kritischen Situationen und der Zugriff (z.B. im Fall drohender Nichterfüllung) indirekter als in einem rein zentralen Kapazitätsmarkt. Damit besteht durch mögliche Parametrierungsfehler ein erhebliches Risiko von kostenintensiver „**Überkapazität**“ oder versorgungssicherheitsgefährdender „**Unterkapazität**“. Das zeigt auch das Beispiel Frankreich.
- **Propagierter Vorteil von geringerer Umlage ist allenfalls polit-kosmetischer Effekt:** Im Rahmen des KKM müssen nur die Kosten der zentralen Ausschreibung für Neuanlagen über eine Umlage finanziert werden, und damit nur ein Teil der für die Vorhaltung der insgesamt erforderlichen Kapazität anfallenden Kosten. Die **Umlage fällt daher nominell im KKM in der Tat geringer** aus als in einem rein zentralen Kapazitätsmarkt. Allerdings sind die **Gesamtkosten des Systems deswegen nicht geringer**, ebenso wenig wie die Belastung für Stromverbraucher:innen. Der verbleibende Teil der Kosten wird nur anders an Verbraucher:innen weitergegeben: nicht über eine Umlage, sondern über die **Stromrechnungen** der Energieversorger, die zum Kapazitätskauf verpflichtet sind. Eine solche weniger offensichtliche Kostenallokation für Kapazitätsvorhaltung mag polit-strategisch attraktiv sein, eine valide ökonomische Argumentation unterliegt hier jedoch nicht.

Ergebnis 2: Integration von Nachfrageflexibilität kann auch über Kombination von Anreizen im Energiemarkt und zentralen Kapazitätsmechanismen erreicht werden

In Europa gibt es bereits jahrelange Erfahrung mit Kapazitätsmechanismen, zum einen mit zentralen Mechanismen, insbesondere in Großbritannien und Belgien, zum anderen mit einem dezentralen Mechanismus in Frankreich, der später um zentrale Mechanismen ergänzt wurde. Diese Erfahrungen zeigen:

- Bereits der Energy-Only Markt ist in der Lage, bestimmte (jedoch nicht alle) Potenziale zur Einbindung von Nachfrageflexibilität zu heben. Dies erfordert, dass Energiepreise ihre Lenkungswirkungen entfalten und Knappheiten im Energiemarkt (die regelmäßig mit Kapazitätsknappheit zusammenhängen) signalisieren können.
- Dezentrale Kapazitätsmechanismen können in der Lage sein weitere (jedoch bei weitem nicht alle) wirtschaftlich sinnvollen Nachfrageflexibilitäten zu mobilisieren.
- Die französische Erfahrung zeigt, dass zentrale Mechanismen geeignet sind, ein weiteres Potential an Nachfrageflexibilität zu erschließen, das nicht mit dezentralen Mechanismen erschlossen werden konnte. Dieses **durch zentrale Mechanismen erschlossene Potential ist deutlich größer als das Potential, das über den Energiemarkt und dezentrale Flexibilität erschlossen werden konnte.**¹

Ergebnis 3: Hohe Komplexität des KKM birgt substantielle Risiken

Während sich die wesentlichen erhofften Vorteile des KKM in der Praxis also nicht einstellen dürften, birgt die Kombination von zentralem und dezentralem Segment substantielle Risiken:

- **Hoher administrativer Zusatzaufwand durch den KKM:** Aus der Verpflichtung gehen für Bilanzkreisverantwortliche (BKV) Mengen- und Preisrisiken hervor. Um das Mengen- und Preisrisiko durch den Handel mit Kapazitätszertifikaten zu managen, bedarf es einer Reihe von Kompetenzen und **Ressourcen, die über das bisherige Bilanzkreismanagement hinausgehen.** Die Einführung des KKM wird somit mit **erheblichen administrativen Mehraufwendungen** auf der Nachfrageseite einhergehen. Zudem bleibt die offene Frage des Mehrwerts des KKM. Im Bilanzkreismodell müssen BKV innerhalb ihres Bilanzkreises ohnehin viertelstündlich eine ausgeglichene Energiebilanz nachweisen, um die Zahlung von kostspieliger Ausgleichsenergie zu vermeiden. Hieraus entstehen bereits Anreize, z.B. für die Einbindung dezentraler Flexibilität zur Reduktion der Energiebeschaffungs- bzw. Ausgleichsenergiekosten in Situationen mit Systemknappheit und entsprechend hohen (Ausgleichs-)Energiepreisen.

¹ Siehe RTE (2021): Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

- **Dezentrales Segment des KKM kann kaum verlässliche Preissignale erzeugen:** Die jährliche Entscheidung über die Höhe der in zentralen Ausschreibungen (KKM-Z) langfristig beschafften festgelegten Neubaubedarfsmenge hat erhebliche Rückwirkungen auf die erzielbaren Preise im Energiemarkt und den Zertifikatspreisen im KKM-D. Hierdurch könnten **Zertifikatspreise im KKM-D zwischen zwei Extremen** oszillieren: Wurde im vorgelagerten KKM-Z ein **hoher** Kapazitätswert angesetzt, könnte der Zertifikatspreis im KKM-D bei überschüssiger Kapazität nahe Null liegen. Wurde im KKM-Z ein **geringer** Kapazitätswert angesetzt, könnten im KKM-D Preisspitzen bis zu den hohen Kosten von den noch kurzfristig realisierbaren Backstop-Technologien (z.B. temporäre Produktionsunterbrechung) bzw. der Höhe der Pönale steigen. Die (angebotsseitigen) Lenkungswirkungen solcher Preisschwankungen wären absehbar begrenzt.
- **Zusätzliche Systemkosten durch mögliches Auseinanderfallen von Systemknappheit und Hochlastzeitfenstern:** Während in einem System ohne dezentrale Kapazitätsverpflichtungen allein die Knappheitspreise am Spotmarkt, insbesondere während der tatsächlichen Höchstlast, über eine Nachfragesteuerung wie z.B. eine Lastreduktion entscheiden, erhöht das zusätzliche Preissignal aus dem KKM die Komplexität der Lenkungsentscheidung. Fallen die tatsächlichen Höchstlastzeitpunkte und die für die KKM-D-Verpflichtung relevanten Hochlastzeitfenster auseinander, so erfolgt eine ineffiziente Optimierung unter Berücksichtigung der Preissignale aus dem KKM gegen die Nachweisverpflichtung im KKM. Dies kann zu einer signifikanten Erhöhung der Systemkosten führen.
- **Vertrauen in die Preisbildung im KKM-D durch dominante staatliche Rolle wahrscheinlich gering:** Sowohl die Nachfrager als auch die Anbieter stehen im KKM-D einer dominanten staatlichen Institution gegenüber, die im Laufe der Zeit einen wachsenden Anteil der Gesamtzertifikate im KKM-D anbieten wird. So werden sowohl in den zentralen Auktionen beschaffte Kapazitäten als auch generell nicht teilnahmeberechtigte Kapazitäten wie z.B. geförderte Erneuerbare, H2- und H2-ready-Kraftwerke aus dem Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWStG) oder KWK-Anlagen im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) durch eine staatlichen Stelle im KKM-D vermarktet. Das Vertrauen der Marktteilnehmer, dass sich die staatliche Stelle marktrational verhält und frei von teilweise erratischen politischen Einflüssen bleibt, dürfte gering sein, was eine effiziente Preisbildung zusätzlich erschweren dürfte. **Es handelt sich um eine marktmächtige Stellung, ohne dass ein entsprechender Marktmissbrauchsschutz z.B. durch Kartellbehörden greifen würde.**
- **Beihilferechtliche Notifizierung des KKM langwierig und mit offenem Ausgang:** Neben der Planung und Implementierung des Systems muss zudem eine beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission vorliegen. Erfahrungen aus den Genehmigungsprozessen bereits existierender europäischer Kapazitätsmärkte zeigen, dass die Verhandlungen langwierig sein können. Es ist davon auszugehen, dass die beihilferechtliche Prüfung eines KKM mit zentralem und dezentralem Segment

deutlich komplexer und zeitintensiver sein könnte als bisherige Verfahren – auch aufgrund fehlender internationaler „Blaupausen“ und der vielen offenen Detailfragen zum KKM.

Vorschlag: Zeitnahe zentrale Kapazitätsauktionen

Vor diesem Hintergrund erscheint ein Vorgehen sinnvoll, bei dem

- weiterhin auf **Lenkungssignale aus dem Energiemarkt** gesetzt wird. Der Energiemarkt muss weiter befähigt sein, Knappheiten in Strompreisen zu signalisieren.
- **zentrale Ausschreibungen** genutzt werden, um den Zubau und Erhalt von Kapazität anzureizen. Diese sind geeignet sowohl **Erzeugungskapazität** wie auch **Nachfrageflexibilität** und Speicher anzuregen. Dies erfordert ein geeignetes und differenziertes Design von Kapazitätsprodukten. Zudem sollten in einer langfristigen Auktion mit Vorlaufzeiten von vier bis sechs Jahren nur ein Teil des prognostizierten Kapazitätsbedarfs ausgeschrieben werden, um Raum für dezentrale Flexibilitäten in kurzfristigeren Auktionen zu lassen.
- erwogen wird, die Umlage zur **Finanzierung der zentralen Ausschreibungen zu dynamisieren und am Beitrag der Verbraucher zur (Residual-)Spitzenlast zu orientieren**, sofern Aussichten bestehen, mit dezentralen Mechanismen weitere Flexibilitäten zu mobilisieren.

Abkürzungsverzeichnis

AOE	Appels d’offres d’effacement
AOFD	Appels de flexibilités décarbonées
AOLT	Appels d’offres long terme
BKV	Bilanzkreisverantwortliche
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CfD	Contract(s) for Differences (auch: Differenzvertrag)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
DKM	Dezentraler Kapazitätsmarkt
DSR	Demand Side Response
EOM	Energy-Only-Markt
KKM	Kombinierter Kapazitätsmarkt
KKM-D	Dezentrales Element des KKM
KKM-Z	Zentrales Element des KKM
KMS	Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWS	Kraftwerkstrategie
KWVG	Kraftwerkssicherheitsgesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ZKM	Zentraler Kapazitätsmarkt

1. BMWK plant Einführung eines Kombinierten Kapazitätsmarktes (KKM)

Die Bundesregierung hat angekündigt, im deutschen Strommarkt einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus einzuführen. Dadurch soll ein verlässlicher Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten und Flexibilitäten geschaffen werden. Damit soll eine sichere Stromversorgung trotz steigender Anteile variabler, dargebotsabhängiger Stromerzeugung aus Wind und Sonne gewährleistet werden. Am 2. August 2024 hat sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in einem Optionenpapier für einen sogenannten Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM) ausgesprochen.² Damit erteilt das BMWK dem alternativ diskutierten (rein) Zentralen Kapazitätsmarkt (ZKM) eine Absage.

1.1. Auftrag: Analyse der Vor- und Nachteile des KKM

In diesem Kurzpapier untersuchen wir im Auftrag der EnBW AG und der RWE AG, inwieweit davon auszugehen ist, dass sich die von den Befürworter:innen des KKM erhofften Vorteile einstellen werden. Zudem beleuchten wir mögliche Herausforderungen des KKM.

1.2. Funktionsweise von Energie- und Kapazitätsmärkten

Die Kapazitätsabsicherung im deutschen Strommarkt basiert bislang auf den Entscheidungen der energiewirtschaftlichen Akteure im Energiemarkt (auch: *Energy-Only-Markt*, EOM), gestützt durch verschiedene (strategische) Reserven, also ausgewählte Kraftwerke, die nicht unmittelbar am Energiemarkt teilnehmen, aber bei Knappheit abgerufen werden können. Die Lenkungsrolle lag dabei insbesondere auf dem EOM. Die Lenkungswirkung wird im EOM insbesondere dadurch erreicht, dass Stromlieferverträge eine unbedingte Lieferpflicht vorsehen. Kommen Lieferanten ihrer Lieferpflicht nicht nach, werden sie im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems pönalisiert. Lieferanten stehen also schon heute in der Verantwortung, physische Kapazität zur Beschaffung des kommerziell verkauften Stroms vorzuhalten.

Die Lenkungswirkung des EOM ist aber – insbesondere unter den aktuellen Rahmenbedingungen in Deutschland - nicht perfekt. Vor allem steht die mittel- und langfristige Lenkungswirkung in Frage:

- **Fristigkeit** – Der mit der Lieferpflicht verbundene Kapazitätsanreiz ist auf die Frist der gezeichneten Stromlieferverträge beschränkt. Diese haben in der Regel eine Laufzeit von weniger als einem Jahr bis zu wenigen Jahren. Ihre Wirkung erstreckt sich nicht über die typische Lebensdauer von neu zu errichtenden Kraftwerken.

² BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 74f., [Link](#)

- **Keine ex-ante Prüfung** – Die Abrechnung und Prüfung der Energie- bzw. Kapazitätsverfügbarkeit erfolgt nur ex-post, also ggf. erst wenn „das Kind schon in den Brunnen gefallen ist“ und nicht ex-ante. Es besteht ein Risiko, dass Lieferanten zu „sorglos“ mit der Lieferpflicht umgehen und sich im Zweifel auf das Ausgleichensystem verlassen. Über dieses System würde ein Energiedefizit dem betreffenden Lieferanten zwar in Rechnung gestellt, aber ggf. nicht zu den gesamten volkswirtschaftlichen Kosten.
- **Staatlich mandatierte Kraftwerksstilllegung** – Der mandatierte Kernenergie- und Kohleausstieg entzieht dem Markt kurzfristig und auf nicht durch den Markt getriebene Weise erhebliche Kapazitäten. Die immanenten „Heilungskräfte“ des EOM könnten ggf. nicht ausreichend schnell wirken, um entsprechend kurzfristig einen erheblichen Kapazitätszubau anzuregen.
- **Verlust an Vertrauen in den Markt** – Politische Interventionen im Strommarkt, insbesondere im Zusammenhang mit der Energiekrise, werfen berechtigte Zweifel auf, ob die Politik bereit ist, die Lenkungswirkung des EOM voll zur Geltung kommen zu lassen. Diese Wirkung basiert auf dem Zulassen von hohen Preisspitzen in Situationen eines knappen Angebots als Signal für Investitionen in neue steuerbare Erzeugungs- oder Flexibilitätskapazität bzw. als „Belohnung“ der im Markt vorgehaltenen Kapazitäten. Sofern Bedenken daran bestehen, kann der EOM seine Lenkungswirkung hinsichtlich Kapazitätsabsicherung nicht mehr voll erfüllen und die Nutzung von expliziten Kapazitätsmechanismen wird unausweichlich.
- **Anhaltende Diskussionen über Kapazitätsmärkte und Neubau-Tender** – Seit dem Koalitionsvertrag der Ampelregierung wird über Kapazitätsmärkte und Ausschreibungen für Neu-Anlagen diskutiert. Diese politische Diskussion zementiert den gegenwärtigen Investitions-Attentismus.

Nicht alle Mechanismen sind in gleicher Weise geeignet die vorgenannten und weitere Herausforderungen gleichermaßen zu adressieren. So unterscheiden sich die vom BMWK diskutierten Mechanismen z.B. hinsichtlich:

- der Fristigkeit der Kapazitätsabsicherung;
- der Frage, wie intensiv und zuverlässig die zu erwartende Verfügbarkeit von benötigten Kapazitäten (ex-ante) geprüft wird;
- der Wechselwirkungen zwischen EOM und Kapazitätsmarkt; und damit letztlich auch
- dem Vertrauen der Marktakteure in die Effektivität des Marktdesigns insgesamt.

Bei der Beurteilung der Optionen für Kapazitätsmechanismen fokussieren wir nachfolgend insbesondere auf einen engeren bzw. detaillierteren Satz von Beurteilungskriterien, wie sie

vom BMWK verwendet wurden (Investitionssicherheit, Integration von Flexibilität, Nutzung dezentraler Marktinformationen und Kosten für Verbraucher:innen).

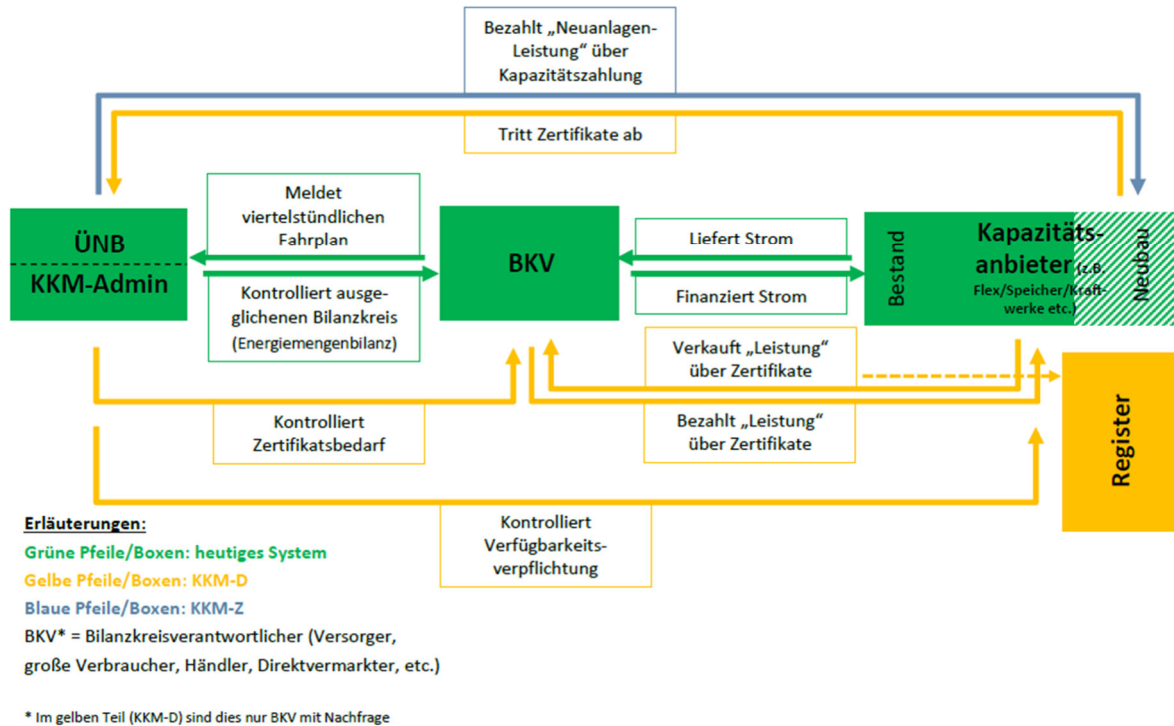
1.3. Funktionsweise des KKM

Das KKM-Konzept wird in einem Kurzpapier von Consentec, r2b und dem Öko-Institut beschrieben.³ Der KKM besteht aus zwei Komponenten (siehe Abbildung 1):

- **Zentrales Segment (KKM-Z):** In zeitlich vorgelagerten, zentral organisierten Ausschreibungen werden die für eine sichere Stromversorgung erforderlichen neuen, zusätzlichen Kapazitäten ausgeschrieben. Erfolgreiche Kapazitätsanbieter, wie z.B. Kraftwerksbetreiber, erhalten im Rahmen langfristiger Verträge von z.B. 15 Jahren Laufzeit feste Kapazitätzahlungen, zusätzlich zu Erlösen der Anbieter aus dem Stromverkauf im Energiemarkt. Im Gegenzug müssen die bezuschlagten Kapazitäten in bestimmten Auslegungszeiträumen verfügbar sein. Die Zahlungen an die Kapazitätsanbieter werden durch eine Umlage auf Stromverbraucher:innen finanziert. Die im KKM-Z von einer staatlichen Institution erworbenen langfristigen Kapazitätsrechte werden in den KKM-D eingebracht und dort weiter von dieser vermarktet. Die derart erzielten Erlöse des Weiterverkaufs der Kapazitätsrechte senken nach Vorstellung der Autor:innen die Höhe der Umlage. Zudem werden ebenfalls zur Refinanzierung sowie zur Vermeidung einer Überförderung der geförderten Kapazitäten Renten aus besonders hohen Strompreisen am Strommarkt über eine verpflichtende *Reliability Option* abgeschöpft (der geförderte Betreiber muss die Differenz zwischen dem Strompreis und einem Strike-Preis in der Option an die Gegenpartei im Optionsvertrag zahlen).
- **Dezentrales Segment (KKM-D):** Dieses Segment basiert auf der Verpflichtung der Lieferanten bzw. deren Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), sich für Spitzenlastsituationen mit Kapazitätssertifikaten in der Höhe ihres Beitrags zur Systemspitzenlast einzudecken. Diese Verpflichtung kann durch Zertifikatszukauf von Kapazitätsanbietern, durch eigene Stromproduktion oder durch Reduktion des Stromverbrauchs während der Systemspitzenlast bzw. der Systemspitzenresiduallast („Selbsterfüllung“) erbracht werden. Das Angebot an jeweils ein Jahr gültigen Kapazitätssertifikaten stellen die im KKM-Z von einer zentralen Institution langfristig erworbenen Kapazitäten (die im KKM-D jedes Jahr als Zertifikate zum Kauf angeboten werden), sowie Bestandsanlagen und Neuanlagen bzw. Flexibilitäten, die nicht im Rahmen des KKM-Z kontrahiert sind.

³ Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

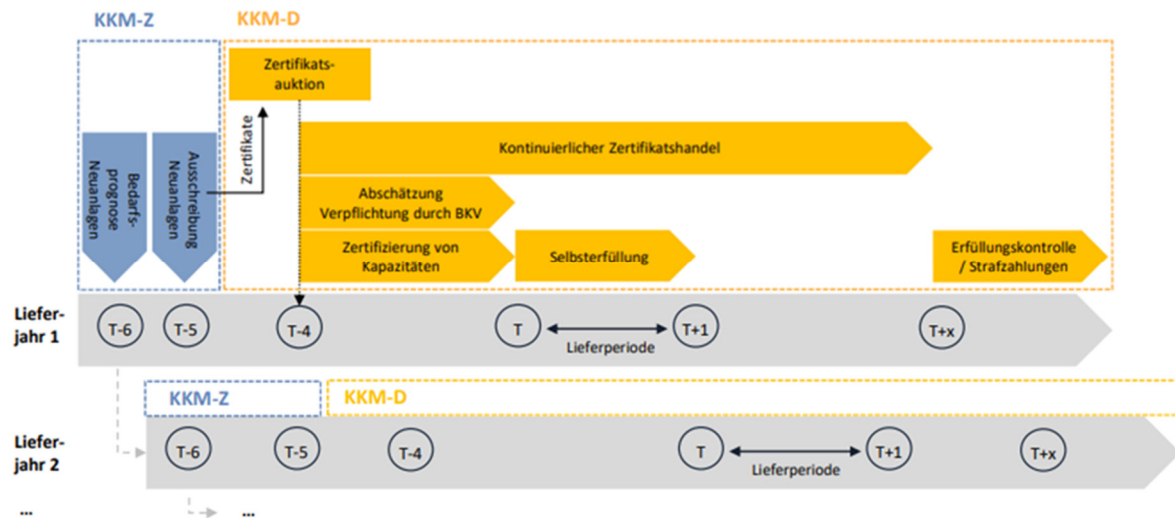
Abbildung 1 Funktionsweise des KKM



Quelle: Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, S. 8, [Link](#)

Die zentralen und dezentralen Segmente des KKM sollten nach Vorstellung der Autor:innen einer festgelegten zeitlichen Abfolge folgen, wie in Abbildung 2 gezeigt. Diese zeitliche Abfolge bedingt auch spezifische Wechselwirkungen zwischen den Segmenten. Im aktuell vorgesehenen KKM erfolgt zunächst die Bedarfsprognose und die Ausschreibung der Neuanlagen, d.h. das zentrale Segment (KKM-Z) ist dem dezentralen Segment (KKM-D) zeitlich vorgelagert. Bereits ein Jahr nach Start des KKM für das Lieferjahr 1 erfolgt der Start des KKM für das Lieferjahr 2, gefolgt von Beschaffungsrunden für weitere Lieferjahre. Das heißt die Durchläufe des KKM finden parallel statt.

Abbildung 2 Zeitliche Abfolge des KKM



Quelle: Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, S. 10, [Link](#)

1.4. Motivation für den KKM

Die **Grundidee** des KKM besteht in dem Versuch, die Vorteile eines ZKM und eines dezentralen Kapazitätsmarkts (DKM) miteinander zu kombinieren. Im Optionenpapier hat das BMWK konkrete Ausführungen zu den erhofften Chancen des KKM beschrieben. Demnach soll der KKM durch...

1. ... zentral ausgeschriebene Kapazitätsverträge mit längeren Laufzeiten im KKM-Z einen klaren Investitionsrahmen insbesondere für neue steuerbare Kapazitäten bieten (**Investitionssicherheit**);
2. ... die Integration des dezentralen Wissens im KKM-D zu einem optimalen Technologiemarkt führen, in dem innovative Lösungen, insbesondere Flexibilitätsoptionen wie Lastflexibilität oder Speicher, ausreichend berücksichtigt werden (**Fokus optimale Integration von Flexibilität**);
3. ... die im Vergleich zum ZKM geringeren zentral ausgeschriebenen Mengen weniger anfällig für Überdimensionierungen sein und so zu niedrigeren Systemkosten führen (**effiziente Bedarfsbestimmung**);
4. ... den im Vergleich zum ZKM geringeren zentral zu finanzierenden Bedarf die zur Refinanzierung notwendige Umlage senken. Diese soll zudem durch die Vermarktung der Zertifikate aus dem KKM-Z im KKM-D weiter gesenkt werden (**niedrigere Kosten und Refinanzierungsbedarf**).

Das BMWK beurteilt den KKM im Vergleich zu anderen diskutierten Handlungsalternativen im Hinblick auf die vorgenannten Ziele besonders positiv (Abbildung 3). Allerdings bestehen nicht zuletzt vor dem Hintergrund der mehrjährigen praktischen Erfahrung mit unterschiedlichen Designs von Kapazitätsmechanismen im europäischen Ausland ernstzunehmende Zweifel an einer derart herausragenden Beurteilung und einer Vorteilhaftigkeit z.B. im Vergleich zu alternativen Ansätzen wie dem ZKM. Dies analysieren wir in den nachfolgenden Kapiteln.

Abbildung 3 Bewertung der Optionen für Kapazitätsmechanismen durch das BMWK im Optionenpapier Strommarktdesign

Kriterien	KMS	DKM	ZKM	KKM
Versorgungssicherheit	+	+	++	++ 1
Investitionssicherheit (ggü. EOM 2.0)	+	+	++	++ 1
Technologieoffenheit	++	++	-	++ 2
Anpassungsfähigkeit/Energiewendekompatibilität an neue Entwicklungen	++	++	-	++ 3
Komplexität/Administrativer Aufwand	-	~	+	~
Regionalisierung	-	~	~	~
Direkte Kosten	+	+	~	+ 3
Anreize Kosteneffizienz	++	++	-	+ 3
Refinanzierung	+	~*	+	+ 4

Bewertung: ++ = Sehr gut; + = Gut; ~ = Neutral; - = Schlecht; * = KMS-Variante mit Mindestpreis

Quelle: BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, Abbildung 14, S. 75., [Link](#). Die roten Markierungen samt Nummerierung wurden von Frontier Economics ergänzt

Hinweis: „KMS“ steht für Kapazitätsmechanismus durch Spitzenpreishedging. Es sei darauf hingewiesen, dass das BMWK am 17. September 2024 im BMWK-Leitausschuss VKU eine aktualisierte Tabelle vorgestellt hat, in welcher die Bewertung des Kriteriums „Komplexität / Administrativer Aufwand“ beim DKM und KKM besser ausfällt als die des ZKM. Diese basiert gemäß BMWK auf einer vertieften Prüfung..

2. Die vom BMWK erhofften Vorteile des dezentralen Segments des KKM sind in der Praxis nicht zu erwarten

Im Folgenden analysieren wir die wesentlichen vom BMWK erhofften Vorteilen des KKM, gestützt durch empirische Erfahrungen aus den zentralen Kapazitätsmärkten in Belgien, UK, und Irland sowie dem dezentralen bzw. hybriden Kapazitätsmarkt in Frankreich.

Zunächst stellen wir eingehend fest, dass wir dem BMWK dahingehend zustimmen, dass die im KKM-Z vorgesehenen zentralen Ausschreibungen von langfristigen Verträgen mit Kapazitätzahlungen in der Lage sind, die für kapitalintensive Investitionen erforderliche Investitionssicherheit zu gewährleisten. Sie tragen wirksam zur Lösung des Problems der Fristeninkongruenz bei, das in Energy-Only-Märkten sowie Kapazitätsmärkten mit dezentralen Kapazitätsverpflichtungen auftreten kann, in denen Energie- bzw. Kapazitätsanbieter von Neuanlagen mit Refinanzierungszeiträumen von bis zu 15 Jahren oder länger Nachfragern mit Planungshorizonten von häufig nur ein bis drei Jahren gegenüberstehen. Insofern helfen die zentralen Langfristauktionen dabei, Investitionen in neue Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen anzureizen, welche zur Schließung der sich im Zuge von Kern- und Kohleausstieg abzeichnenden Kapazitätslücke erforderlich sind.

Nachfolgend untersuchen wir, inwieweit der KKM wie von den Befürworter:innen erwartet ...

- ... besonders gut geeignet ist, flexible Nachfrager, Speicher und Innovationen einzubinden und dadurch Technologieoffenheit zu erreichen (Abschnitt 2.1);
- ... in der Lage ist, dezentrales Wissen der energiewirtschaftlichen Akteure vor Ort zu nutzen, um eine effiziente Dimensionierung der Kapazität zu gewährleisten und zu geringeren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zu finden (Abschnitt 0); und
- ... zu geringeren Kosten für Endverbraucher:innen führt als ein rein zentraler Kapazitätsmarkt (Abschnitt 2.3).

2.1. Keine Indikation, dass der KKM durch das dezentrale Segment Flexibilitätsoptionen signifikant besser einbindet

Es besteht Konsens darüber, dass ein energiewendekompatibler Kapazitätsmechanismus einen effizienten und versorgungssicheren Technologiemarkt aus Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten unterstützen sollte. Er sollte auf einen wettbewerblichen Ansatz setzen und,

insofern kompatibel mit dem Kernziel einer Gewährleistung von Versorgungssicherheit, technologie- und innovationsoffen sein.⁴

Das wesentliche Argument der Befürworter:innen des KKM gegen einen rein zentralen Kapazitätsmarkt ist die Sorge, dass der ZKM flexible Lasten und neue, innovative Lösungen weniger gut erschließen könnten, *„da alle Teilnehmer präqualifiziert sein müssen und es herausfordernd ist, die Vielzahl an flexiblen Lasten und neuer, innovativer Lösungen zu klassifizieren und mit Blick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu präqualifizieren. Dies führt dazu, dass Flexibilität nicht nur nicht berücksichtigt wird, sondern sich ihr Geschäftsumfeld verschlechtert, da durch den ZKM andere steuerbare Kapazitäten in den Markt kommen.“*⁵ Hingegen beziehe der KKM *„optimal flexible Nachfrager, Speicher und Innovationen ein“* und sei damit *„eine sehr technologieneutrale Ausgestaltungsoption“*.⁶

Nachfolgend analysieren wir, inwieweit diese Thesen einer ökonomischen Überprüfung unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen mit Kapazitätsmärkten standhalten.

Es gibt verschiedene Wege zur Einbindung von dezentralen Flexibilitätsoptionen

Grundsätzlich können dezentrale Flexibilitätsoptionen auf verschiedene Weise bearbeitet werden (Abbildung 4), indem Flexibilitätsoptionen...

- ... entweder durch eine tatsächliche flexible Stromverbrauchsreduktion in Knappheitssituationen Kosten für den Strom- bzw. Zertifikatsbezug einsparen („implizite“ Beanreizung), oder
- ... für die nachgewiesene Möglichkeit einer flexiblen Stromverbrauchsreduktion in Knappheitssituationen Kapazitätzahlungen erhalten („explizite“ Teilnahme auf der Angebotsseite des Kapazitäts- oder Systemdienstleistungsmarktes).

KKM-D soll Flexibilitätsoptionen durch „Selbsterfüllung“ besser einbinden können

Nach Auffassung des BMWK und deren Gutachter:innen unterscheiden sich die Kapazitätsmärkte (KKM versus ZKM) diesbezüglich fundamental:

- Demnach können Flexibilitätsoptionen im ZKM nur unzureichend eingebunden werden, da ausschließlich eine explizite Teilnahme möglich sei, die eine für flexiblen Lasten und neue, innovative Lösungen herausfordernde Präqualifizierung erfordere.
- Demgegenüber erhofft man sich von der „Selbsterfüllung“ im Rahmen des KKM-D eine unbürokratische, anpassungsfähige Möglichkeit der Einbindung von Flexibilitätsoptionen. Gemäß BMWK werden hierdurch zusätzliche Flexibilitätsanreize erzeugt. Diese seien *„atmend und anpassungsfähig, können sich auf die Lastunsicherheit und künftige*

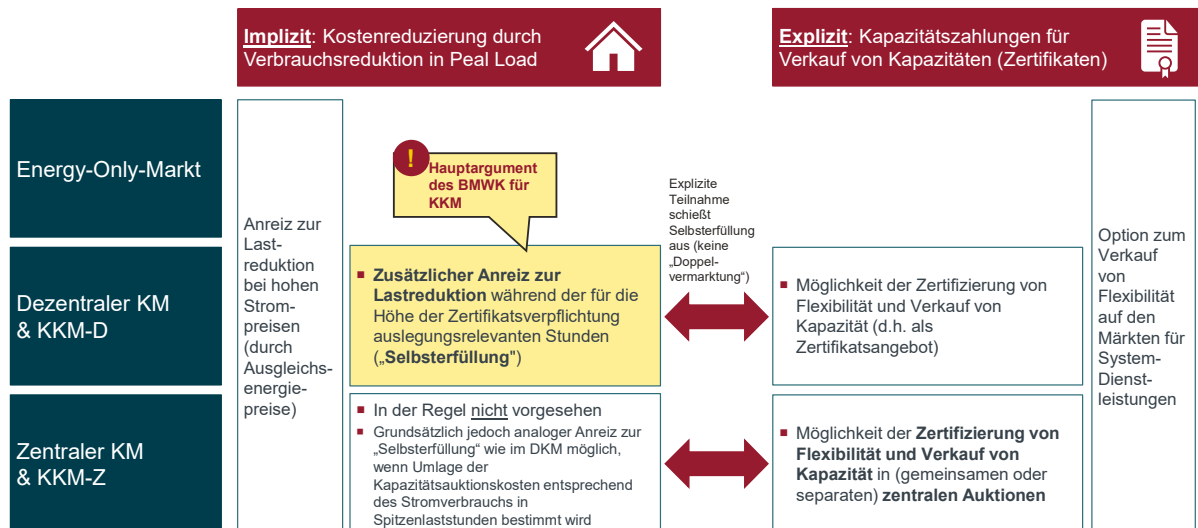
⁴ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 3 und 76, [Link](#).

⁵ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 76, [Link](#).

⁶ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 77, [Link](#).

Entwicklungen sowie auf neue Innovationen optimal einstellen und erschließen hierzu das wichtige dezentrale Wissen.“⁷

Abbildung 4 Flexibilitätsoptionen können auf verschiedene Weise bearbeitet werden



Quelle: Frontier Economics

„Selbsterfüllung“ ist in der praktischen Abwicklung dezentraler Kapazitätsmärkte allerdings komplex und aufwändig

Eine optimale Einbindung von Flexibilitätsoptionen erfordert die rechtzeitige und transparente Übermittlung von Knappheitssignalen an den Endkunden, beispielsweise einen preiselastischen Industriekunden. Nur wenn dieser Knappheitspreise zeitgerecht sieht, können Lastanpassungen angereizt und vorgenommen werden. Im aktuellen Marktdesign erfolgt dies über die Strompreise im Energiemarkt, die nahezu in Echtzeit (Day-ahead und Intraday) einsehbar sind und so eine effektive Steuerungsentscheidung herbeiführen. Durch den KKM sollen die Knappheitssignale verstärkt werden.

Ob diese Lenkungswirkung gelingt, kann u.a. aufgrund von indirekten Vertragsbeziehungen zwischen den BKV und Endkunden bezweifelt werden. Endkunden, die für die Selbsterfüllung Lastanpassungen vornehmen müssen, stehen oft in keinem direkten vertraglichen Verhältnis zu den im KKM-D verpflichteten BKV. Vielmehr muss eine Vertragsbeziehung indirekt, über dritte Lieferanten hergestellt werden (falls diese nicht mit dem BKV zusammenfallen). Dass die Preissignale aus dem Kapazitätsmarkt rechtzeitig beim Endkunden ankommen, ist

⁷ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 77, [Link](#).

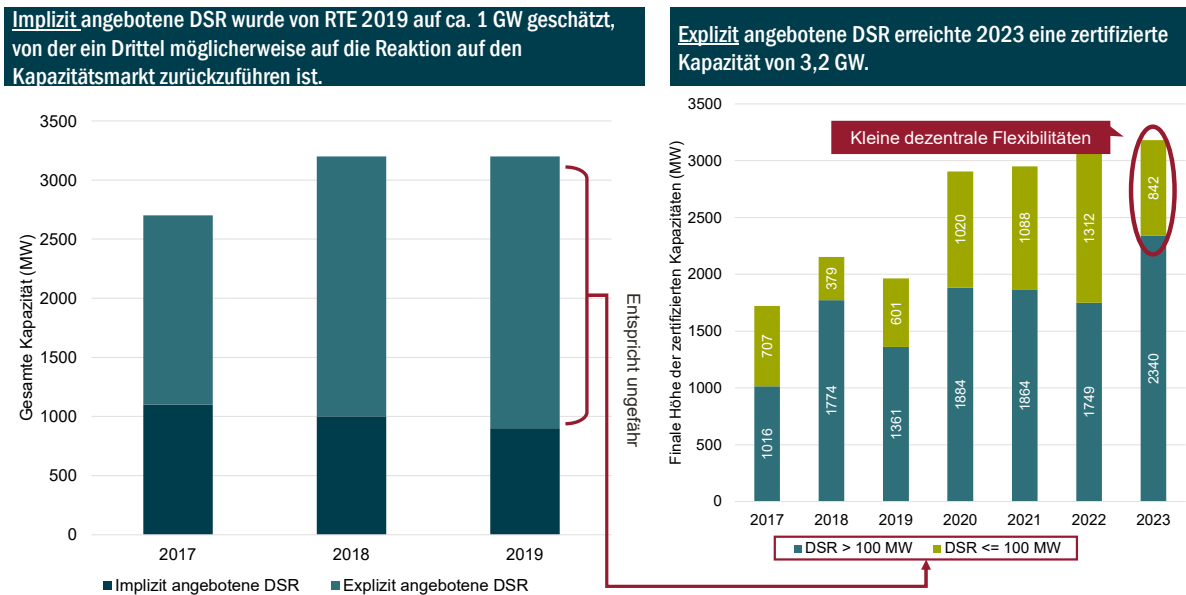
zumindest aufwändig.⁸ Das Beispiel Frankreich bestätigt, dass Selbsterfüllung in der Praxis selbst in ursprünglich dezentralen Kapazitätsmärkten eine untergeordnete Rolle spielt

Frankreich hat als einziges Land in Europa einen dezentralen Kapazitätsmarkt eingeführt, der im Jahr 2017 den Betrieb aufgenommen hat. Die Motivation war ähnlich wie die des BMWK heute, dezentrales Wissen der Verbraucher:innen und Lieferanten vor Ort zu nutzen und dezentrale Flexibilitätsoptionen optimal einbinden. Diese Hoffnung hat sich allerdings nicht erfüllt: Die Beanreizung dezentraler Flexibilität durch Selbsterfüllung hat gegenüber der expliziten Vergütung durch den Verkauf von Zertifikaten von Anfang an nur eine nachgelagerte Rolle gespielt. Im Zeitraum 2017-2019 war die explizit angebotene Demand Side Response (DSR) im Durchschnitt doppelt so hoch wie die Selbsterfüllung (Abbildung 5 – linke Grafik). Der Selbsterfüllungsanteil, der auf die Einführung des Kapazitätsmarktes zurückzuführen ist, wurde vom Systembetreiber RTE zudem nur auf rund ein Drittel dessen geschätzt, also etwa 300 MW.⁹ Die anderen zwei Drittel wurden demnach durch die Selbsterfüllungsoption am Energiemarkt – durch die Vermeidung von Strompreisspitzen – beanreizt. Zudem wurden vor allem größere DSR mit einer Kapazität >100 MW genutzt. Die explizite Bereitstellung von DSR stammte beispielsweise im Jahr 2023 nur zu rund einem Viertel aus kleinen dezentralen Flexibilitätsoptionen (Abbildung 5 – rechte Grafik).

⁸ Auch die Gutachter:innen des BMWK scheinen sich bezüglich der Effektivität der Selbsterfüllung nicht ganz sicher zu sein, denn es wird erwogen, auch Lastflexibilitäten als Kapazitätsprodukte zu zertifizieren und somit explizit von Kapazitätszahlungen profitieren zu lassen statt über die Selbsterfüllung. Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, S. 7, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#). Das Problem nur indirekter Vertragsbeziehungen zwischen BKV und Endkunden ließe sich ggf. dadurch heilen, dass im Markt für die Aggregation von Lastflexibilität (nur) Lieferanten aktiv werden, die zugleich BKV sind. Dies schränkt aber mitunter ein, welche Akteure in den Markt der Aggregation von Lastflexibilität eintreten können. Dies könnte zu Lasten der Wettbewerbsintensität und Innovation gehen.

⁹ Siehe RTE (2021): Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

Abbildung 5 Selbsterfüllung und explizite Vermarktung von DSR in Frankreich



Quelle: Frontier Economics auf Basis von RTE (2021): *Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français*, [Link](#) (linke Grafik) und Daten von RTE (rechte Grafik)

Hinweis: Die Daten zur Aufteilung der DSR nach expliziten und impliziten Einsatz stammen aus einer Schätzung von RTE, die nur für die angegebenen Jahre verfügbar ist.

In Frankreich hat erst die Einführung bzw. Ausweitung von zentralen Ausschreibungen die Teilnahme von flexibler Nachfrage ansteigen lassen

Die Summe der durch den dezentralen Mechanismus beanreizten DSR (implizit und explizit) hat in Frankreich nicht zu einem gewünschten Flexibilitätsniveau geführt, weshalb zusätzliche zentrale Maßnahmen ergriffen wurden:

- Zum einen wurde die Attraktivität der technologiespezifischen zentralen Ausschreibungen für DSR (Appels d'offres d'effacement, AOE / de flexibilités décarbonées, AOFD) über die Jahre gesteigert. Durch AOE/AOFD erhalten teilnehmende Anlagen einen einseitigen *Contract for Difference* (CfD) bzw. eine einseitige Marktprämie auf den Zertifikatspreis im DKM (Referenzmarktpreis).¹⁰ Der maximal anzulegende Wert lag während der ersten Ausschreibungen für die Jahre 2017-2019 noch bei 30.000 €/MW/a, wurde bis 2024 sukzessive bis auf 65.000 €/MW/a angehoben.¹¹ Hierdurch konnte die jährlich bezuschlagte Kapazität von 0,7 GW im Jahr 2018 auf fast 3 GW im Jahr 2024 erhöht werden. Der Anteil der durchschnittlichen Vergütung aus dem CfD schwankte im Zeitverlauf stark in Abhängigkeit vom Preisniveau der Zertifikate im DKM. So wurde im Jahr 2023 aufgrund der Einnahmen aus dem DKM von 60.000 €/MW/a keine zusätzliche

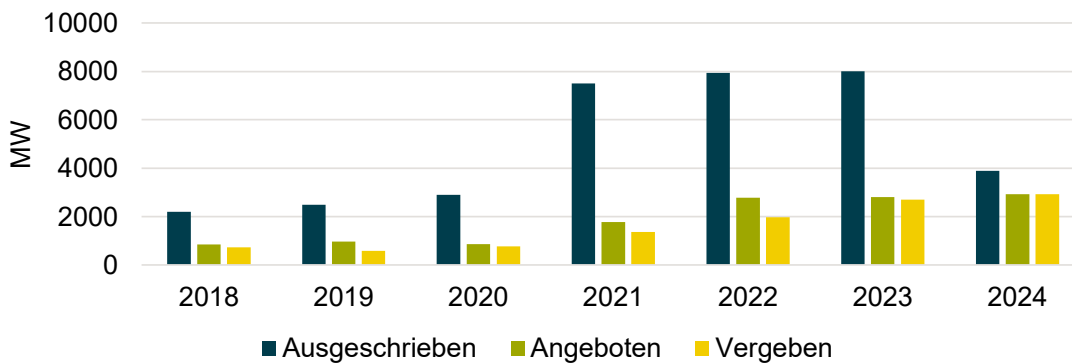
¹⁰ In der Regel haben die CfDs eine Laufzeit von einem Jahr. Für kleine Anlagen <1 MW gibt es die Möglichkeit von mehrjährigen Kontrakten bis zu 10 Jahren (bisher jedoch im begrenzten Umfang)

¹¹ RTE(2024) : Benefit from a support mechanism for carbon-free flexibilities, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

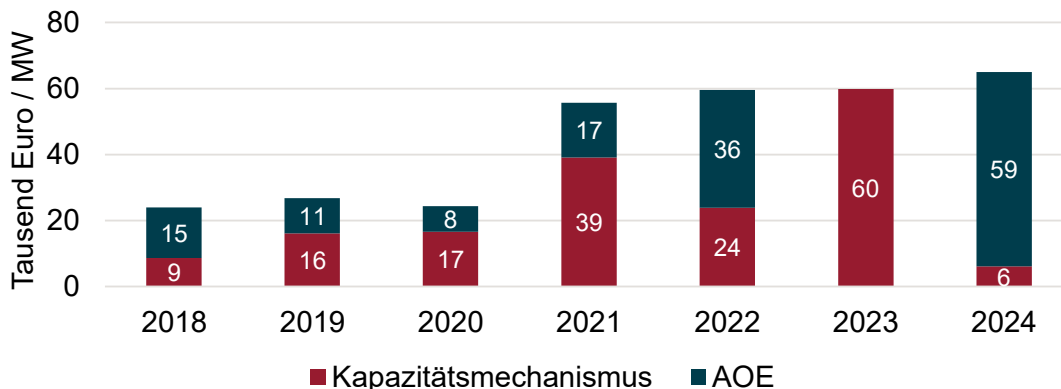
Prämie gezahlt, im Jahr 2024 wurden aufgrund des starken Preisverfalls der Kapazitätzertifikate auf 6.000 €/MW/a 59.000 €/MW/a zusätzlich über CfDs gezahlt.

Abbildung 6 AOE- /AOFD-Kapazitäten und Einnahmenanteile

Die vergebene Kapazität stieg von 0,7 auf fast 3 GW...



... während der Anteil der durchschnittlichen Vergütung aus der AOE im Laufe der Zeit stark schwankte.



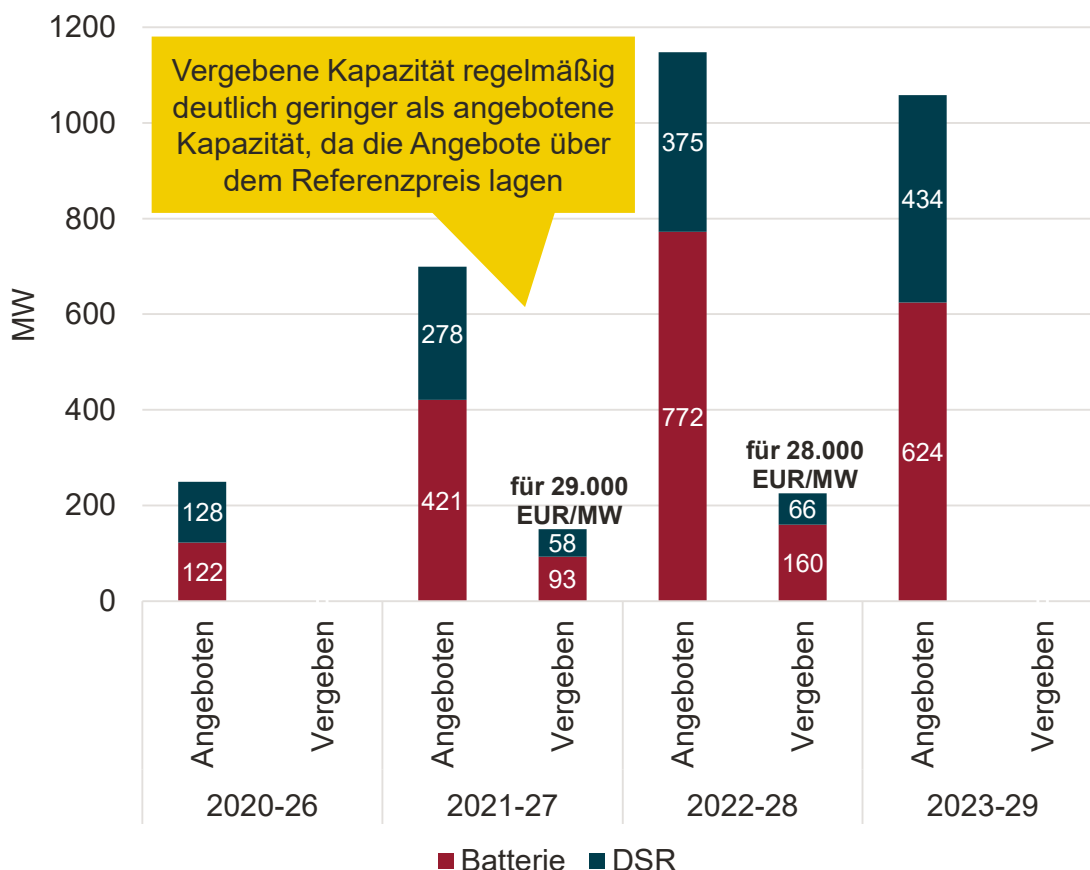
Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von RTE, [Link](#)

Hinweis: Implizite DSR kann seit 2023 teilnehmen

- Zum anderen wurden 2019 **technologieoffene zentrale Ausschreibungen für Neuanlagen (Appels d’offres long terme, AOLT)** eingeführt, um die erforderliche Investitionssicherheit für neue Anlagen zu gewährleisten und das Problem der Fristeninkongruenz im DKM zu beheben. Auch dezentrale Flexibilitätsoptionen können an diesen Ausschreibungen teilnehmen und haben dies in den Ausschreibungen für die Realisierungszeiträume 2021-2027 und 2022-2028 mit bezuschlagten Mengen von 151 MW und 226 MW getan (Abbildung 7). Kontrahierte DSR/Batterie-Mengen sind somit deutlich niedriger als im AOE/AOFD. Im Rahmen der AOLT-Ausschreibungen werden CfDs über 7 Jahre mit dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) RTE vergeben. Der Ausübungspreis wird im Rahmen von Ausschreibungen nach dem Pay-as-clear-Mechanismus bestimmt. Die Bestimmung des kontrahierten Volumens erfolgt über eine

„administrative Nachfragekurve“ nach Ausschluss der Gebote, die über einem vorab unbekanntem Referenzpreis liegen (welcher auf der Grundlage der Kapazitätsmarktpreise festgelegt wird).

Abbildung 7 Dezentrale Flexibilität im AOLT

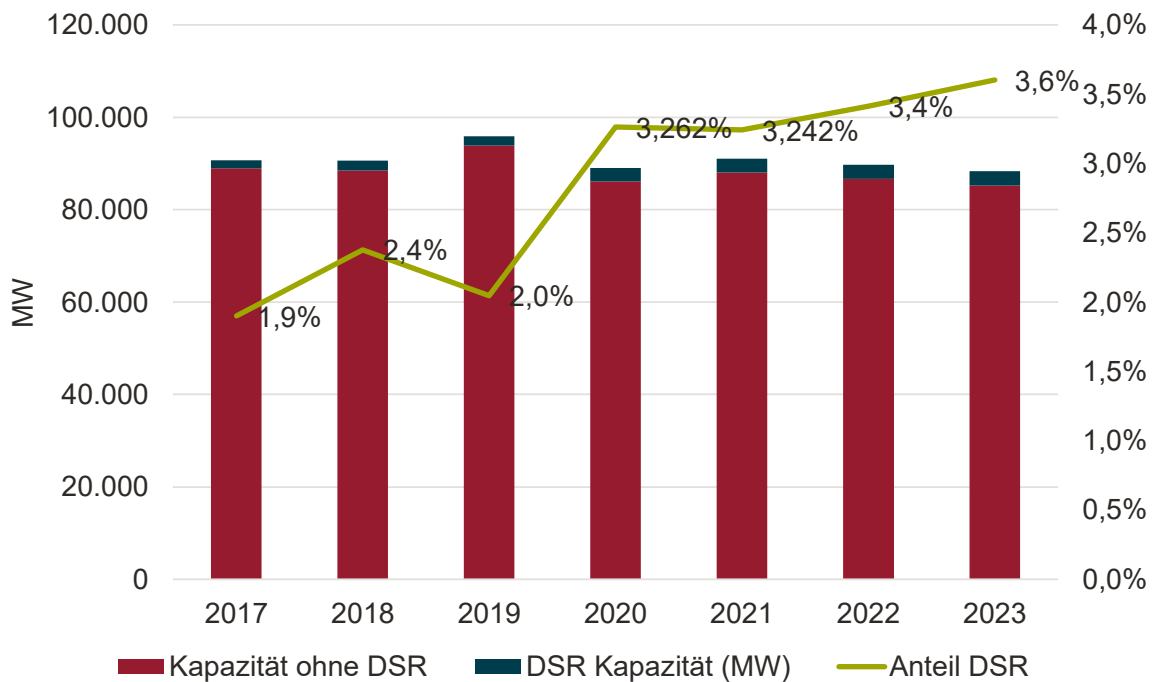


Quelle: Frontier Economics auf Basis von RTE (2020): Appels d’offres long terme portant sur le développement de nouvelles capacités, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

Hinweis: In den Ausschreibungen für die Realisierungszeiträume 2020-2026 und 2023-2029 lagen alle Gebote über der administrierten Nachfragekurve, die den Zusatznutzen für die Gesellschaft widerspiegelt, der mit der Einführung neuer Kapazitäten in das Stromnetz einhergeht, so dass keine Zuschläge für Kapazität oder Flexibilität erteilt wurden.

Die Ergänzung des DKM durch zentrale Ausschreibungselemente hat den Anteil von DSR im französischen Kapazitätsmarkt ansteigen lassen. Lag der Anteil an der gesamten zertifizierten Kapazität (de-rated) im Jahr der ersten Lieferperiode 2017 noch bei unter 2 %, ist dieser u.a. durch die zentralen Ausschreibungen auf über 3,5 % gestiegen (Abbildung 8). Absolut nahmen 2017 1.723 MW am DKM teil, während es 2023 bereits 3.182 MW waren.

Abbildung 8 De-Rated DSR-Kapazität im französischen KM über die Zeit



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von RTE

Hinweis: Die Grafik enthält nicht den Selbsterfüllungsanteil

Soweit kann man zur Erfahrung aus Frankreich also festhalten:

- Der DKM war nicht in der Lage, das gesamte Potenzial an Nachfrageflexibilität zu mobilisieren – trotz der deutlich höheren Verfügbarkeit von Smart Metern als in Deutschland und in der Anzahl weniger, dafür jedoch sehr professioneller BKV. Für die Mobilisierung substanziellen Potenzials bedurfte es zentraler Auktionen, in welchen Nachfrageflexibilitäten als Kapazitätsanbieter teilnehmen konnten; die Anreize über die Selbsterfüllung waren also nicht ausreichend, die Erwartungen an die Schaffung von Nachfrageflexibilität zu erfüllen; Unsicherheiten bezüglich des Nutzens von Flexibilität für die Akteure waren im Rahmen der Selbsterfüllung offenbar in vielen Fällen zu hoch.
- Das über zentrale bzw. explizite Mechanismen mobilisierte Potenzial an Nachfrageflexibilität übersteigt das durch Selbsterfüllung im dezentralen Segment mobilisierte Potenzial. Sofern man also priorisieren wollte oder müsste, liegt es nahe, auf alle Fälle zentrale Mechanismen zur Einbindung von dezentraler Flexibilität zu nutzen.
- Die Selbsterfüllung liefert einen relevanten Beitrag (im Zeitraum 2017-2019 ca. 1 GW (de-rated) pro Jahr), die nach Schätzung von RTE jedoch im Wesentlichen durch die Vermeidung von Strompreisspitzen am Energiemarkt beanreizt wurden (zu ca. 2/3). Dieses dezentrale Potenzial ließe sich nach den Schätzungen von RTE also bereits heben, wenn den Marktakteuren Knappheiten im Energiemarkt signalisiert werden. Dazu bedarf es dann keines separaten dezentralen Kapazitätsmechanismus.

In zentralen Kapazitätsausschreibungen kann dezentrale Flexibilität erfolgreich beanreizt werden, wie die Praxisbeispiele in Belgien, Irland und UK zeigen

Es existieren eine Reihe von Maßnahmen in zentralen Kapazitätsmechanismen, um dezentralen Flexibilitäten den Zugang zu erleichtern, deren Anwendung in Teilen bereits gelebte internationale Praxis ist. Hierzu zählen beispielsweise:

- Die Zulassung von Aggregation, um kleineren Flexibilitätsanbietern, die Teilnahme im Aggregat oder allein zu erleichtern. Die Aggregation ist in Großbritannien, Irland, Belgien, Polen und Italien gelebte Praxis.
- Angepasste Präqualifikations- und Zertifizierungsregeln für DSR, wie beispielsweise die Option zum Eigen-De-Rating, um der Heterogenität der DSR Rechnung zu tragen (beispielsweise Service-Level-Agreements in Belgien);¹²
- Vereinfachte Verfügbarkeitsverpflichtungen, z. B. Ausnahmeregelungen für DSR und Speicher im Falle der Reliability Options in Belgien;
- Der Verzicht auf Gebotsobergrenzen für DSR, wie z.B. in Belgien, Irland oder Polen;
- Reservierung von Anteilen in T-1-Auktionen für DSR, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass längerfristige Verträge (10-15 Jahre) mit langen Vorlaufzeiten für DSR oft nicht in Frage kommen (z. B. in Großbritannien, Irland, Belgien oder Italien);
- Dynamisierung der Umlage zur Finanzierung des Kapazitätsmechanismus auf Grundlage des Verbrauchs in Spitzenzeiten (z. B. in Abhängigkeit von der Residuallast oder dem Strompreis) als Zusatzanreiz für Selbsterfüllung.¹³

Die Erfahrungen mit zentralen Kapazitätsmärkten in Europa belegen eindrücklich, dass dezentrale Flexibilität erfolgreich integriert werden kann. In Großbritannien belief sich der durchschnittliche Anteil von DSR an der gesamten kontrahierten Kapazität (de-rated) im Zeitraum von 2020 bis 2024 auf 2,7 Prozent (1,5 Gigawatt pro Jahr). Der Anteil an Batteriespeichern betrug im Zeitraum 2021-2024 im Durchschnitt 5,8 % der gesamten Kapazität, was einem durchschnittlichen Wert von 3,1 GW pro Jahr entspricht.¹⁴

¹² Service Level Agreements geben den Betreibern von DSR- oder Speichertechnologien die Möglichkeit, ihr De-Rating in Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Dauer selbst einzuschätzen, anstatt vom Regulator einen festen (und im Zweifel zu niedrigen) De-Rating-Faktor zugewiesen zu bekommen. Pönalen verhindern hier eine zu optimistische Selbsteinschätzung.

¹³ Dies wird beispielsweise von Consentec, r2b und Öko-Institut als Option für die Finanzierung der Kosten der KKM-Z-Ausschreibungen erwähnt, siehe Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link, S.19](#).

¹⁴ Hierfür wurden die jährlichen Kapazitäten der Jahre 2020 bis 2024 summiert basierend auf Daten zu den Auktionsergebnissen (T-1, T-3 und T-4) von NESO. Für Batteriespeicher können aufgrund fehlender Informationen keine Aussagen für das Jahr 2020 getroffen werden.

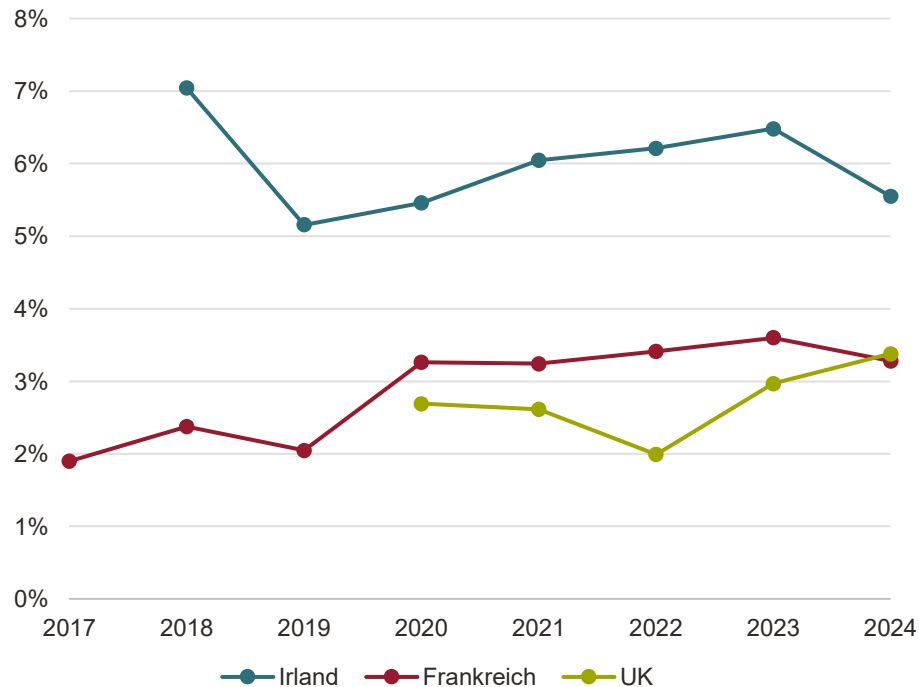
In den beiden bereits stattgefundenen T-4-Auktionen im belgischen Kapazitätsmarkt lag der Anteil von dezentralen Flexibilitäten an den gesamten kontrahierten Kapazitäten bei 7,8 % für das Lieferjahr 2025/2026 und 6,1 % für das Lieferjahr 2027/2028. Der Anteil von DSR lag für 2025/2026 bei 6,4 % bzw. für 2027/2028 bei 3,1 %.¹⁵

Abbildung 9 zeigt die Anteile der DSR-Kapazitäten (de-rated) an den kontrahierten Gesamtkapazitäten. Frankreichs Anteile der DSR-Kapazitäten sind zwischen der ersten Lieferperiode 2017 und 2024, also seit Einführung der zentralen Auktionen, fast kontinuierlich gestiegen. Die Anteile von DSR in UK liegen nahe bei, aber etwas unter denen von Frankreich. Irland weist mit Abstand die höchsten Anteile an DSR-Kapazitäten auf.

Eine Herausforderung bei der expliziten Vergütung von DSR im ZKM bzw. KKM-Z bleibt die Bestimmung der genauen Lastreduktionen gegenüber einer Baseline (der Last in einer Normalsituation). Dieser sog. DSR-Test ist in der Regel Teil der Präqualifikation (in Großbritannien kann der Test aber auch erst kurz vor der Lieferperiode und nach den Auktionen vorgenommen werden). Hier wird die Nachfrage/Erzeugung während des Testzeitraums mit der durchschnittlichen Nachfrage/Erzeugung (Baseline) verglichen. Das Delta zwischen Baseline und Last während der getesteten Situation ist der Flexibilitätsbeitrag, der vergütet wird. Wird die Baseline zu hoch gewählt, kommt es zu überhöhten Kapazitätszahlungen durch „unechte Lastreduktionen“. Diese potenziellen Mitnahmeeffekte gilt es zu vermeiden, u. a. durch Hinzunahme von historischen Lastdaten oder Benchmarking.

¹⁵ Siehe Daten zu Auktionsergebnissen, veröffentlicht von elia, [Link](#).

Abbildung 9 Anteil der DSR-Kapazitäten an kontrahierten Gesamtkapazitäten über die Zeit



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von sem-o (Irland), RTE (Frankreich) und NESO (UK)

Hinweis: Hierfür wurden für Irland und UK jeweils basierend auf den Auktionsergebnissen (T-1 bis T-4) die kontrahierten Kapazitäten pro Jahr berechnet. Für Frankreich wurden die jährlichen Kapazitäten basierend auf Daten des Kapazitätsmarktregisters berechnet.

Für Frankreich umfasst der Datenpunkt für 2023 nur Kapazitäten über 100 MW.

Für Irland bzw. UK stehen die Jahre jeweils für die einjährigen Lieferperioden, die im September bzw. Oktober des entsprechenden Jahres beginnen.

Fazit: Wir kommen zu dem Schluss, dass ein dezentraler Kapazitätsmarkt bzw. der KKM flexible Nachfrager und Speicher nicht zwingend besser einbinden kann

In Frankreich spielt die Selbsterfüllungsoption für Flexibilität im DKM eine kleine Rolle im Vergleich zur expliziten Vermarktung von Zertifikaten. Zudem konnte erst durch zusätzliche zentrale Ausschreibungen der Anteil von DSR im DKM effektiv erhöht werden. Die Option zur Bereitstellung von Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite im KKM birgt zudem das Risiko einer Doppel- oder sogar Dreifachvermarktung, was ein aufwendiges Monitoring erforderlich macht, um dies zu vermeiden. Insgesamt stellt der begrenzte Beitrag der Selbsterfüllungsoption in Frankreich bei gleichzeitig deutlich höherer Komplexität den Zusatznutzen des KKM-D in Frage.

Im ZKM hingegen erlauben verschiedene begleitende Maßnahmen wie Zulassung von Aggregatoren oder gesonderte Regeln bei der Vertragsgestaltung Zugang von Flexibilität zu den Auktionen. Beispiele aus UK oder Irland zeigen, dass im ZKM Flexibilitätsanteile erreicht

werden, die ähnlich oder sogar höher liegen als in Frankreich mit starken dezentralen Elementen.

2.2. Unwahrscheinlich, dass Nutzung dezentralen Wissens im KKM zu effizienterer Bedarfsermittlung und geringeren Gesamtkosten führt

Ein weiteres wesentliches Argument des BMWK für den KKM ist die Hoffnung, dass die Gesamtkosten des Systems niedriger ausfallen könnten, weil die benötigte Gesamtmenge an Kapazitäten und Flexibilitäten im KKM gegenüber dem ZKM effizienter bestimmt wird. Dies gründen die Befürworter:innen auf die folgenden Thesen:

- Durch die Einbindung des dezentralen Wissens über den KKM-D soll das System besonders technologie- und innovationsoffen sein, was zur Anpassungsfähigkeit des Systems beiträgt und so zu einer effizienten Bedarfsbestimmung führen soll;
- Zentrale Ausschreibungen neigen eher zu Überdimensionierung. Durch die Limitierung von zentralen Ausschreibungen auf den Neubaubedarf im KKM-Z soll das Risiko der Überdimensionierung im KKM gegenüber einem ZKM reduziert werden.

Die vorgebrachten Argumente analysieren wir nachfolgend.

Bedarfsermittlung erfolgt sowohl im KKM als auch im ZKM in wesentlich Teilen zentral, z. B. durch die Ermittlung des zu erwartenden Stressereignisses oder die Wahl der De-Rating-Faktoren

Ausgangspunkt für die Einführung eines Kapazitätsmarktes - in welcher Ausgestaltung auch immer - ist zunächst die Feststellung von zu erwartenden Versorgungssicherheitsproblemen auf Basis probabilistischer Modelle, die den Anforderungen der europäischen Versorgungssicherheitsanalysen (ERAA) genügen müssen.¹⁶ Nur wenn Bedenken hinsichtlich der Gewährleistung eines (national selbst gewählten) Zuverlässigkeitsstandards festgestellt werden, liegt ein Marktversagen vor, dass es durch einen Kapazitätsmarkt zu adressieren gilt. Ein Kapazitätsmarkt kann entsprechend auch nur in dem Fall beihilferechtlich genehmigt werden. Die zentralen Versorgungssicherheitsanalysen ermitteln zudem die Art des zu erwartenden Stressereignisses, zum Beispiel ob es sich um Spitzenlastperioden mit einer drohenden Unterdeckung von wenigen Stunden oder eher von Tagen oder gar Wochen handelt, oder ob das Problem saisonal begrenzt ist oder sich das ganze Jahr durch manifestieren kann.

¹⁶ Artikel 24 Abs. 1 i. V. m. Artikel 23 Abs. 5 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung

Auf Basis des zu erwartenden Stressereignisses werden dann De-Rating¹⁷-Faktoren gewählt, die den statistisch zu erwartenden Beitrag einzelner Technologien bzw. Anlagen zur Überwindung des Stressereignisses darstellen. Die Wahl der De-Rating-Faktoren hat somit großen Einfluss auf die Kapazitätsbeschaffung. Dies gilt sowohl für den DKM/KKM-D als auch für den ZKM/KKM-Z. Hinter jedem Kapazitätsmarktmodell stehen zudem zentral durchgeführte Modellierungen, die eine Indikation bzgl. der zu erwartenden Stressereignisse geben.

Im KKM wird die Gesamtmenge durch die Ausschreibungen im KKM-Z bestimmt – dessen Bedarfsermittlung durch die Interaktion mit dem KKM-D deutlich komplexer ist als im ZKM

Im KKM erfolgt neben der Beschaffung im KKM-D eine Teilbeschaffung durch zentrale Ausschreibungen im KKM-Z. Analog zu einem ZKM wird der notwendige Bedarf von der zentralen Stelle (in dem Fall dem KKM-Administrator) durch Simulationen geschätzt. Anders als im ZKM, in dem der Gesamtbedarf geschätzt und ausgeschrieben wird, wird im KKM-Z nur der Bedarf an Neuanlagen innerhalb des Gesamtbedarfs ausgeschrieben.

Ein Argument des BMWK für den KKM ist, dass die Risiken einer Überdimensionierung im KKM geringer sind als im ZKM, da die zentral ausgeschrieben Mengen nur ein begrenztes Segment des Marktes abdecken. Jedoch ignorieren die Ausführungen des BMWK und der Gutachter:innen, dass die Bestimmung des Bedarfs durch die Interaktionen des KKM-Z mit dem KKM-D deutlich komplexer wird, da Investitionsentscheidungen innerhalb des KKM-D in den Simulationsrechnungen zur Bestimmung des Beschaffungsbedarfs für den KKM-Z antizipiert werden müssen. Dies ist deutlich komplexer als im ZKM: Hier ist zumindest das Gesamtangebot an gesicherter Leistung bekannt – nur der Bedarf wird geschätzt. Im KKM hingegen schätzt der Regulator nicht nur den Bedarf, sondern auch das zukünftige Angebot an gesicherter Leistung aus Bestandsanlagen in 5 Jahren. Die Unsicherheiten über den verbleibenden Kapazitätsbedarf sind also im KKM deutlich größer. Ein risikoaverser Regulator würde im KKM auf größere Unsicherheiten mit einem größeren Neubauvolumen reagieren.

Dabei ist es die grundlegende Logik und Eigenschaft der DKM/KKM-D, dass der dezentrale Bedarf nicht ex-ante bekannt ist und erst ex-post durch das Zusammenwirken der Akteure sichtbar wird. Aufgrund komplexer Anreizstrukturen ist es deshalb fraglich, ob es im KKM zu einer effizienteren Gesamtbedarfsermittlung als im ZKM kommt:

¹⁷ **De-Rating-Faktoren** stellen ein Instrument zur Quantifizierung des statistischen Beitrags verschiedener Kapazitäten bzw. Kapazitätstypen zur Versorgungssicherheit im Verhältnis zur installierten Leistung der Kapazität dar. Sie können anlagen- bzw. technologiespezifisch sein und insbesondere in Abhängigkeit vom Kapazitätstyp zeitlich variieren. Dadurch können Unterschiede in der Knappheit, die sich im Sommer und im Winter ergeben können, berücksichtigt werden. Zum Beispiel gibt ein technologiespezifischer De-Rating-Faktor für PV Aufschluss über den Beitrag des gesamten Kollektivs der PV-Anlagen in einer Knappheitssituation.

- Mögliche **Crowding-Out-Effekte**: Die Aussicht auf Kapazitätsverträge mit längeren Laufzeiten mit der zentralen Stelle erhöht die Attraktivität des KKM-Z. Effiziente (kleinere) Investitionen, z. B. in Instandhaltungen, könnten zurückgehalten werden, um die entsprechenden Kapazitäten im KKM-Z anbieten zu können.
- Reaktion von Bestandsanlagen: Durch eine risikoaverse Schätzung des Bedarfs im KKM-Z wird die Refinanzierungsmöglichkeit von Bestandsanlagen über den KKM-D eingeschränkt. Die Folge: im Vergleich zu bestehenden Anlagen teurere Neuanlagen gewährleisten die Versorgungssicherheit in Deutschland.
- Demgegenüber steht ein **mögliches Upside-Potenzial im KKM-D**: Durch die geplante Einführung von Reliability Options zwecks Abschöpfung von hohen Gewinnen im KKM-Z könnte es einen Anreiz geben, möglichst lang im KKM-D zu bleiben (und von hohen Strompreisen im Energiemarkt zu profitieren). Jedoch hängt dies von verschiedenen Faktoren ab, wie den erwarteten Preisniveaus an den Strommärkten, den erwarteten Zertifikatspreisen im KKM-D, der Wahl des Ausübungspreises der Reliability Option und der individuellen Risikopräferenz.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, welches Versorgungssicherheitsniveau in der Praxis als effizient bewertet werden soll. Wie beschrieben, ist zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs im KKM-Z (z.B. in der Periode $t-4$) neben Prognosen zu Lasten, Flexibilitäten und verfügbaren Kapazitäten (ohne Ausschreibungsmengen) die Festlegung eines angestrebten Versorgungssicherheitsniveaus erforderlich (z.B. 99,9%). Dieses Versorgungssicherheitsniveau muss im KKM-Z Prozess zwingend zentral festgelegt werden. Stellt sich dann in der Erfüllungsperiode z.B. aufgrund geringerer als der erwarteten Lastflexibilität im KKM-D faktisch ein geringeres Versorgungssicherheitsniveau ein (z.B. 99,2%), stellt sich Frage, ob dieses Niveau a) als effizienter angesehen würde als das zentral definierte Niveau oder b) ob die Ausschreibungsmengen im ZKM-Z nicht sofort erhöht würde, um das (sozial) definierte Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit würde letzteres erfolgen. In der Praxis würde also das Argument, dass der KKM-D das Versorgungssicherheitsniveau ermitteln kann, mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht greifen. Es ist vielmehr zu erwarten, dass das ex-ante im KKM-Z definierte Versorgungssicherheitsniveau in der Praxis der Ausschreibungen als Leitwert für den Gesamtmarkt fungieren würde, das durch die dezentrale Akteure wäre dann nur ein für die Praxis irrelevantes theoretisches Konstrukt. Damit entfielen aber auch der von BMWK angeführte Vorteil eines dezentral definierten Kapazitätsniveaus.

Auch im DKM/KKM-D kann es zu einer Überdimensionierung kommen

Es steht die Behauptung im Raum, im ZKM drohe eine Überdimensionierung der Kapazität, im DKM/KKM-D bestünde hingegen kein entsprechendes Risiko.¹⁸ Wir bezweifeln, dass die

¹⁸ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 71 u. 74, [Link](#)

These in dieser Allgemeinheit gilt. Im Gegenteil: je nach Ausgestaltung kann es auch im DKM/KKM-D zu einer Überdimensionierung von Kapazität kommen.

Im konkreten Ausgestaltungsvorschlag des KKM soll es analog zum französischen Kapazitätsmarkt 15 verpflichtungsrelevante Tage geben, die zentral durch die ÜNB mit Hilfe von eigenen Optimierungsalgorithmen ermittelt und am Vortag bekannt gegeben werden. An diesen Tagen müssen BKV ihren individuellen Lastbeitrag mit Zertifikaten gedeckt haben. Jedoch – und so schreiben es auch die Autor:innen des Kurzpapiers zum KKM – können individuelle Spitzenlasten an unterschiedlichen Tagen auftreten, wodurch die Summe der individuellen Spitzenlasten die Spitzenlast des Systems übersteigen kann.

Zudem ist, wie beschrieben, im Rahmen eines dezentralen Kapazitätsmarktes vorab unsicher, in welchem Ausmaß durch Selbsterfüllung Kapazität erschlossen werden kann. Damit ist aber auch der Beitrag der Selbsterfüllung zum Erreichen eines bestimmten Versorgungssicherheitsniveaus mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet, anders als bei einer expliziten Beschaffung von dezentraler Kapazität im Rahmen eines zentralen Auktionsverfahrens. Aus Systemsicht hat damit die durch Selbsterfüllung zur Verfügung stehende Flexibilität einen anderen Wert als explizit beschaffte Kapazität, die Risiken für die Systemsicherheit sind größer. Dies kann u.a. auch Auswirkungen auf die Beschaffungsmengen für Flexibilität haben: Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der über Selbsterfüllung verfügbaren Flexibilitäten besteht die Gefahr, dass die auszuschreibende Instanz im KKM-Z mehr Kapazitäten ausschreibt als dies im Falle einer expliziten Beschaffung von dezentraler Flexibilität der Fall wäre. Es würde also bei der Bestimmung der Ausschreibungsmengen für die „Qualität“ der Flexibilitäten korrigiert. Zwar steht die ausschreibende Instanz der Herausforderung der Bestimmung nicht zentral erfasster dezentraler Flexibilität auch in einem intergrierten Kapazitätsmarkt gegenüber, doch wird dort ein wesentlicher Anteil der Flexibilität über explizite Ausschreibungen beschafft und ist somit bekannt, das Ausmaß der Herausforderung ist also geringer als im KKM.

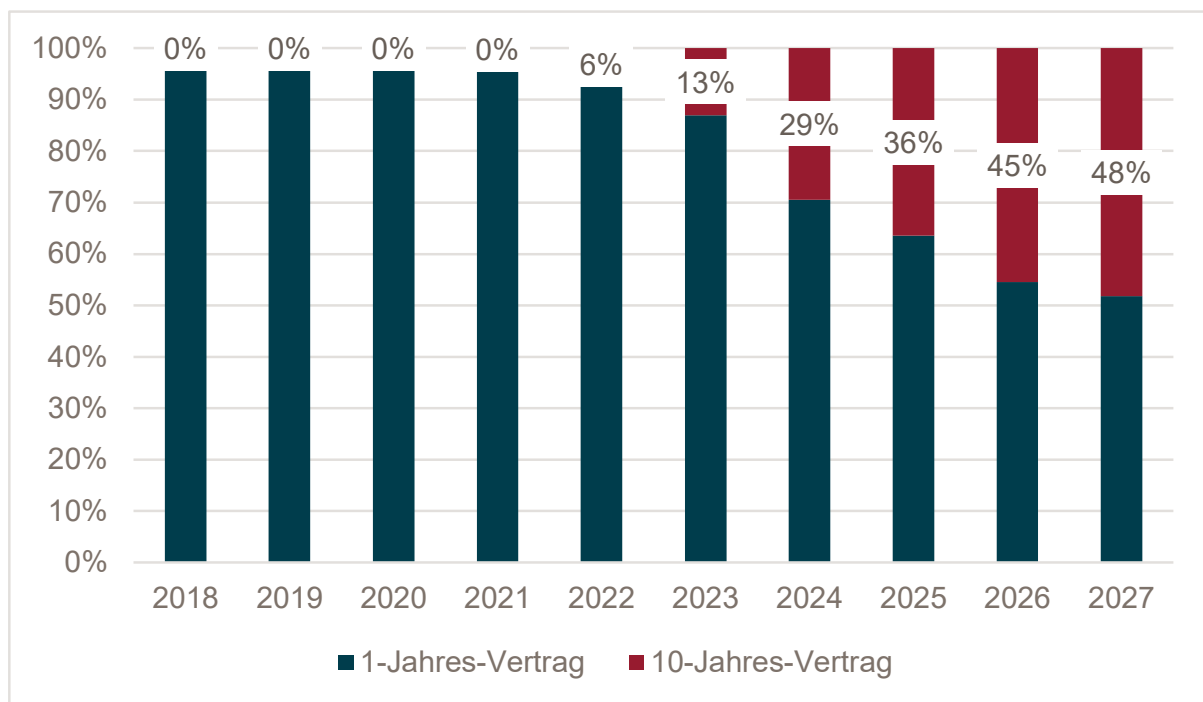
Kapazitätsmengen aus dem KKM-Z werden über die Zeit einen immer größeren Anteil am Gesamtbedarf ausmachen

Des Weiteren muss auch das Argument, dass der KKM-Z nur einen kleinen Teil der Gesamtmengen ausschreibt, kritisch betrachtet werden. Durch die Vergabe von langfristigen Verträgen (beispielsweise für eine Laufzeit von 15 Jahren) steigt im Zeitverlauf (und mit wiederholten Auktionen) der Anteil an Kapazität, die durch den KKM-Z vergeben wird. Dies ist kein inhärentes Merkmal des KKM, sondern trifft auf den ZKM gleichermaßen zu, wie in Abbildung 10 anhand des ZKM in Irland dargestellt wird. Damit dürfte sich der Umfang der Kapazitätsvergabe über den KKM-Z im Zeitverlauf an die Kapazitätsvergabe angleichen, die alternativ im ZKM realisiert würde.

Aufgrund der jährlichen Vergabe von Langfristverträgen steigt der Anteil langfristiger, zentraler Kapazitätsverträge in Irland von zunächst 13 % im Jahr 2023 auf 48 % im Jahr 2027 an. Übertragen auf den KKM-Z heißt das, dass Fehldimensionierungen im KKM-Z, die aufgrund

der komplexen Interdependenzen zwischen KKM-Z und KKM-D wahrscheinlich sind, sehr wohl zu signifikanten Fehldimensionierungen führen können, da der Anteil der im KKM-Z kontrahierten Kapazitäten über die Zeit ansteigt. Zudem führt der Anstieg des Zertifikatsanteils über den KKM-Z dazu, dass der KKM-Administrator einen immer größeren Anteil der Zertifikate im KKM-D vermarktet. Hinzu kommt noch die Vermarktung der nicht-förderfähigen Anlagen (z. B. aus dem EEG, dem KWStG oder dem KWKG), wodurch eine staatliche Stelle als dominanter Anbieter im KKM-D auftreten wird und so in der Lage sein wird, Preise im KKM-D maßgeblich zu beeinflussen. Bedenken hinsichtlich der dominanten Position des KKM-Administrators thematisieren wir im Rahmen der Preisbildung im KKM im Abschnitt 3.2.

Abbildung 10 Anteil von langfristigen Kapazitätsverträgen über die Zeit im Kapazitätsmarkt in Irland



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten zu den Aktionsergebnissen von sem-o, [Link](#)

Hinweis: Die Grafik zeigt den Anteil der kontrahierten Kapazität und Flexibilität, der im jeweiligen Verpflichtungsjahr Kapazitätszahlungen auf Basis eines 1-Jahresvertrages oder eines 10-Jahresvertrages erhält. Eine Anlage mit einem 10-Jahresvertrag, der im Jahr 2023 beginnt, ist auch Teil des Anteils der Anlagen mit 10-Jahresverträgen im Jahr 2024 (mit einer Restlaufzeit von 9 Jahren).

Mögliches Problem der Überdimensionierung im ZKM wird durch eine Variation der Vorlaufzeiten reduziert

Die zeitliche Choreografie des KKM mit vorgezogenen zentralen Auktionen im KKM-Z ähnelt in der Abfolge sehr stark der Variation der Vorlaufzeiten in den Ausschreibungen im ZKM (z.B. T-4 primär für Neubau/Retrofit und T-1 für Bestand), ist aber deutlich komplexer. Durch die

Variation der Vorlaufzeiten kann das Risiko einer Überdimensionierung der Kapazität im ZKM reduziert werden. Indem T-4-Ausschreibungen etwas knapper gehalten werden und ein wesentlicher Teil erst in den T-1-Ausschreibungen, also kurz vor der Lieferperiode, kontrahiert wird, kann auch in einem ZKM auf kurzfristige Entwicklungen (wie z. B. Konjunktur) reagiert werden.

Hohe Umsetzungskosten im KKM erhöhen die Gesamtkosten weiter

Neben den Kosten für die Kapazitäts- und Flexibilitätsbeschaffung, die wie in den vorherigen Abschnitten dargelegt in einem KKM höchstwahrscheinlich nicht niedriger ausfallen werden als in einem ZKM, fallen zudem die Kosten für die Umsetzung im KKM deutlich höher aus als in einem ZKM (Umsetzungskosten bzw. Transaktionskosten): Neben einem aufwendigen zentral zu organisierenden Aufbau des Zertifikatshandelssystems inkl. Handelsregister, Kontrolle der Zertifikatsabgabe, Pönalisierungsprozess bei Nichteinhaltung der Verpflichtungen usw., erhöht insbesondere die Einbindung der BKV und Lieferanten auf der Nachfrageseite die Umsetzungskosten deutlich. Anders als im ZKM, wo einzig die zentrale Stelle die Aufwendungen für die Kapazitätsbeschaffung trägt, müssen im KKM eine Vielzahl von Teilnehmenden Ressourcen in die Einhaltung der Verpflichtungen investieren. Zwar mag ein Teil der anfallenden Kosten, nämlich der für den Aufbau des Systems, nur anfangs anfallen, jedoch sind die Kosten für Monitoring auf Seiten der zentralen Stelle und die Kosten für Compliance auf BKV- bzw. Lieferantenseite permanent. Kostendämpfende Effekte, wie die Möglichkeit der Selbsterfüllung ohne Präqualifikation, die zum einen die Erfüllungskosten, aber auch die Umsetzungskosten reduzieren, sind wie das Beispiel Frankreich mit einem niedrigen Anteil an Selbsterfüllung zeigt (siehe Abbildung 5), eher gering.

Fazit: Unwahrscheinlich, dass Nutzung dezentralen Wissens im KKM zu effizienterer Bedarfsermittlung und geringeren Gesamtkosten führt

Im Ergebnis ist es höchst fraglich, ob im KKM die Bedarfsmengen effizienter getroffen werden und Flexibilität effektiver eingebunden werden kann als in einem ZKM. In Anbetracht der vorangehend dargelegten Aspekte kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Kosten für die Kapazitätsvorhaltung im KKM niedriger ausfallen als in einem ZKM. Unter Berücksichtigung der fragwürdigen Effektivität dezentraler Mechanismen wären die Kosten der Kapazitätsmechanismen nur dann spürbar geringer, wenn die dezentralen Elemente gar keine zusätzliche Kapazität sicherten. Aber dann wären sie ineffektiv (s.o.) und die Gesamtkosten deutlich höher durch die dann einzubeziehenden Kosten für Value of Loss Load (VOLL) durch das Nichtbedienen von Stromnachfrage.

2.3. Propagierter Vorteil von geringerer Umlage im KKM ist allenfalls ein polit-kosmetischer Effekt; die Kosten tragen Endverbraucher:innen dann über ihre Stromrechnungen

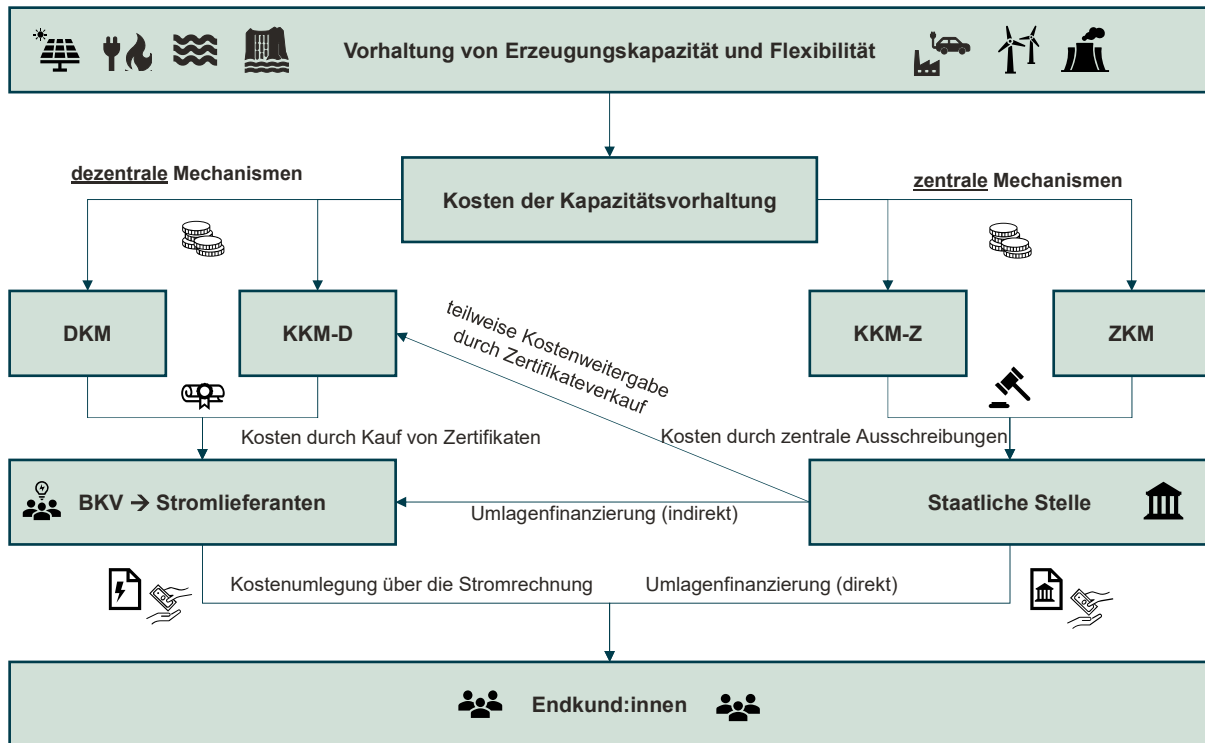
Im Rahmen des KKM müssen nur die Kosten der zentralen Ausschreibung für Neuanlagen im KKM-Z über eine Umlage finanziert werden, und damit nur ein Teil der für die Vorhaltung der insgesamt erforderlichen Kapazität anfallenden Kosten. Die Umlage fällt daher nominell im KKM geringer aus als in einem rein zentralen Kapazitätsmarkt, in dem die gesamte erforderliche Kapazität zentral ausgeschrieben und zentral über eine Umlage¹⁹ finanziert werden muss.

Das BMWK nennt eine gegenüber dem ZKM niedrigere Umlage explizit als Chance des KKM²⁰ und suggeriert so mögliche positive Effekte auf Endverbraucher:innen, die die Umlage letztlich zu refinanzieren haben. Diese Argumentation ist wenig schlüssig, da durch einen geringeren Refinanzierungsteil über die Umlage die Gesamtkosten des Systems nicht geringer ausfallen (s.o.), ebenso wenig wie die Belastung für Stromverbraucher:innen. Der verbleibende Teil der Kosten wird nur anders an Verbraucher:innen weitergegeben, nämlich nicht über eine Umlage, sondern über die Stromrechnungen der zum Kapazitätskauf verpflichteten Energieversorger, die ihre Kosten der (dezentralen) Kapazitätsvorhaltung auch wieder refinanzieren müssen. Gleiches gilt auch für die umlagereduzierenden Einnahmen des KKM-Administrators durch den Verkauf der KKM-Z-Zertifikate im KKM-D. Auch diese landen über die Stromrechnung letztlich bei den Stromverbraucher:innen (wie in Abbildung 11 dargestellt).

¹⁹ Alternativ wäre auch eine Steuerfinanzierung möglich. Da das BMWK und das Gutachterkonsortium aber explizit die Umlagenfinanzierung skizzieren (insbesondere mit Verweis auf eine beihilferechtlich bevorzugte verursachergerechte Wälzung), wird die Steuerfinanzierung im Folgenden nicht weiter betrachtet.

²⁰ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 74f., [Link](#)

Abbildung 11 Kostenwälzung der Kapazitätsvorhaltung im DKM, ZKM und KKM



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Alternativ zur Umlage wäre auch eine Steuerfinanzierung zur Refinanzierung der Kosten der zentralen Ausschreibungen denkbar. Da das BMWK und das Gutachterkonsortium aber explizit die Umlagenfinanzierung skizzieren (insbesondere mit Verweis auf eine beihilferechtlich bevorzugte verursachergerechte Wälzung), ist die Steuerfinanzierung, in der alle Kosten letztlich bei den Steuerzahler:innen landen, nicht abgebildet.

Eine von den Befürworter:innen des KKM angestrebte weniger offensichtliche Kostenallokation für die Kapazitätsvorhaltung über die Stromrechnung statt über eine Umlage mag polit-taktisch attraktiv erscheinen, eine valide ökonomische Argumentation unterliegt hier jedoch nicht. Sollte hingegen die Erwartung oder das Ziel sein, dass sich im KKM-D eine geringere Vergütung für dezentrale Flexibilitäten einstellt, ist kritisch zu hinterfragen, ob ein solcher Mechanismus dann vergleichbar effektiv ist, oder ob man hier nur ein minderwertiges Kapazitätsprodukt (dessen echte Verfügbarkeit nicht ex-ante überprüft wird) zu einem geringeren Preis erwirbt.

3. Der KKM ist äußerst komplex und mit erheblichen praktischen Nachteilen verbunden

Während die wesentlichen erhofften Vorteile des KKM sich in der Praxis nicht einstellen dürften, birgt die Kombination von zentralem und dezentralem Segment zusätzliche substantielle Risiken, wie wir in diesem Kapitel erläutern:

- Der KKM stellt die verpflichteten Lieferanten bzw. BKV aufgrund der hohen Komplexität vor große Herausforderungen (Abschnitt 3.1);
- Das dezentrale Segment des KKM kann kaum verlässliche Preissignale erzeugen (Abschnitt 3.2); und
- Die beihilferechtliche Notifizierung des KKM dürfte schwierig und langwierig sein (Abschnitt 3.3).

3.1. Der KKM stellt die verpflichteten Lieferanten bzw. BKV vor große Herausforderungen

Die Nachfrageseite im KKM besteht aus den **BKV mit physischer Nachfrage**²¹, die verpflichtet werden, ihren Lastbeitrag in den verpflichtungsrelevanten Tagen mit Kapazitätscertifikaten nachzuweisen. Sie fragen auch die Zertifikatsmengen aus dem KKM-Z nach, die über den KKM-Administrator in den KKM-D eingebracht werden.

Der administrative Zusatzaufwand durch den KKM ist hoch

Aus der Verpflichtung gehen für BKV ein Mengen- und ein Preisrisiko hervor:

- **Mengenrisiko:** Sie müssen für die verpflichtungsrelevanten Tage eine ausreichende Menge an Zertifikaten nachweisen, um die Pönale zu vermeiden.
- **Preisrisiko:** Sie müssen die Eindeckung mit Zertifikaten unter Unsicherheit zukünftiger Preisentwicklungen tätigen.

Um das Mengen- und Preisrisiko zu kontrollieren, bedarf es einer Reihe von **Kompetenzen**:

- Ressourcen mit Kompetenzen zum operativen Handel mit Zertifikaten;
- Ein Verständnis von Markt- und Preisbildungsmechanismen im KKM;
- Erstellung von Lastprognosen unter Berücksichtigung etwaiger Veränderungen im Kundenbestand;

²¹ Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, S.13, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

- Positions- und Risikomanagement;
- Funktionierende Kommunikationskanäle und Anreizsysteme zu den Endkunden für einen effizienten Abruf der flexiblen Lasten für die Selbsterfüllung. Insbesondere müssen Preissignale (aus dem Energiegroßhandelsmarkt und Zertifikatemarkt) effektiv an Endkunden weitergegeben werden, damit diese auf Preisspitzen marktrational reagieren können.

Auch wenn BKV viele dieser Kompetenzen aus dem Bilanzkreismanagement bereits haben, Bedarf der Handel mit Kapazitätszertifikaten zusätzliche Kompetenz und Ressourcen, um neben dem Bilanzkreismanagement auch die Verpflichtungen aus dem KKM erfüllen zu können. Die Einführung des KKM wird somit mit erheblichen administrativen Mehraufwendungen auf der Nachfrageseite einhergehen. Dies kann gerade kleinere kommunale Unternehmen, die Bilanzkreise verantworten, vor Herausforderungen stellen. Dabei ist zu bedenken, dass der Markt für Kapazitätszertifikate weniger liquide sein dürfte als der Energiemarkt (mit dem Energieunternehmen vertraut sind) und sich hier extreme Preisentwicklungen einstellen könnten (Preise von 0, wenn der Markt überdeckt ist oder Preise auf dem maximal zulässigen Niveau, wenn dem Markt Kapazität fehlt).

Zudem bleibt die offene Frage des Mehrwerts des KKM. Im Bilanzkreismodell müssen BKV innerhalb ihres Bilanzkreises ohnehin viertelstündlich eine ausgeglichene Energiebilanz nachweisen, um die Zahlung von kostspieliger Ausgleichsenergie zu vermeiden. Hieraus entstehen bereits Anreize, z. B. für die Einbindung dezentraler Flexibilität zur Reduktion der Energiebeschaffungs- bzw. Ausgleichsenergiekosten in Situationen mit Systemknappheit und entsprechend hohen (Ausgleichs-)Energiepreisen. So heißt es im Kurzpapier der Gutachter:innen des BMWK auch, dass *„das Ausgleichsenergiepreissystem [...] erhebliche finanzielle Anreize für BKV [setzt], durch ex-ante Beschaffung für ausreichende Strommengen in ihrem Bilanzkreis zu sorgen, insbesondere in Situationen, in denen im Stromsystem Knappheiten drohen könnten“*.²² Inwiefern eine zusätzliche explizite Eindeckung mit Kapazitätszertifikaten darüber hinaus einen systemischen Mehrwert liefern, wird nicht beantwortet und erschließt sich uns nicht.

Kurzfristiger Zertifikatshandel mit Auswirkungen auf die Preisbildung

Aus der Preissensitivität der Kunden entstehen unterschiedliche Beschaffungsstrategien. Für wenig preissensitive Kunden wie z.B. Haushaltskunden kann aufgrund eines geringeren Mengenrisikos grundsätzlich eine frühzeitige Beschaffung opportun sein. Allerdings besteht auch hier, zum Beispiel aufgrund von Lieferantenwechseln und Konjunkturschwankungen, erhebliche Unsicherheit über die zukünftige Last des Kundenportfolios. Zudem soll der Anteil dieses Segments künftig durch die flächendeckende Einführung von Smart Metern reduziert werden. Für preissensitive Kunden, aktuell insbesondere im Industriekundensegment, wird

²² Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, S.7, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

aller Voraussicht nach eine Eindeckung mit Zertifikaten erst kurz vor oder während der Lieferperiode stattfinden. Erst dann bilden sich verlässliche Preise.

Anders als im Energiemarkt, in welchem bestehende Kraftwerke und Flexibilitäten ihre Produktion bzw. ihren Verbrauch kurzfristig auf Preissignale anpassen können, ist dies im Markt für Kapazitätzertifikate aber aufgrund von langen Bau- und Zertifizierungszeiten von Kapazitäten gerade nicht der Fall.

Anreiz zu risikoaffinerem Verhalten von Lieferanten kann die Systemstabilität gefährden

In einem wettbewerblichen Umfeld müssen Lieferanten die Kosten für das Bewerten und Managen von Risiken gegen die Konkurrenz einpreisen können. Risikoaffinere Lieferanten könnten Unsicherheiten bei der Preisbildung nutzen, um kurzfristig Marktanteile zu gewinnen. Eine wirtschaftliche Schieflage solcher teilweise unseriöser Lieferanten kann, je nach Größe des Unternehmens, zu erheblichen Problemen für die Systemstabilität führen. Ähnliches Verhalten war bereits während der Energiekrise sichtbar, als einige risikoaffine Lieferanten (insbesondere sogenannte Stromdiscounter) ihre erwarteten Lieferungen überwiegend an den Spotmärkten beschafften, um Kosten für ein seriöses Risikomanagement inklusive Beschaffung an Terminmärkten zu reduzieren. Im Zuge der extremen Preisanstiege an den Spotmärkten während der Energiekrise ging eine Reihe von Anbietern insolvent. Die den Extrempreisen exponierten Kunden mussten durch staatliche Eingriffe geschützt werden. Um diese spezifische Problematik zu adressieren, müssten analog zu den derzeitigen Plänen für den Energiemarkt zusätzlich Hedgingverpflichtungen für den Handel mit Kapazitätzertifikaten eingeführt werden.

3.2. Das dezentrale Segment des KKM kann kaum verlässliche Preissignale erzeugen

Das Angebot und die Nachfrage werden unterschiedlich determiniert: Während sich die Nachfrage nach Zertifikaten kurzfristig (sogar ex-post) aus den Verpflichtungen für BKV ergibt und hohen jährlichen Schwankungen unterliegt, wird das Angebot durch die langen Vorlaufzeiten des KKM-Z und durch die Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten langfristig determiniert.

Langfristig festgelegte Neubaubedarfsmengen im KKM-Z führen zu oszillierenden Extrempreisen

Die Höhe der langfristig festgelegten Neubaubedarfsmenge im KKM-Z hat erhebliche Rückwirkungen auf die erzielbaren Preisen im Energiemarkt und den Zertifikatspreisen im KKM-D. Hierdurch könnten Zertifikatspreise im KKM-D zwischen zwei Extremen oszillieren:

- Wurde im vorgelagerten KKM-Z ein **hoher** Kapazitätswert angesetzt, könnte der Zertifikatspreis im KKM-D bei überschüssiger Kapazität nahe Null liegen. Dann ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, allerdings kommen kaum dezentrale Flexibilitätsoptionen zum Zuge. Zudem beschleunigt sich der Prozess der Verlagerung in den KKM-Z, da geringe Preise im Energiemarkt und geringe Zertifikatspreise zu Stilllegungen von Anlagen außerhalb des KKM-Z führen, wodurch mittelfristig Bedarf für eine zusätzliche Finanzierung von (Re-)Investitionen durch den KKM-Z entsteht. Zudem können umlagerreduzierende Einnahmen für den KKM-Administrator aus dem Verkauf der Zertifikate aus dem KKM-Z sehr gering ausfallen. Ein risikoaverser KKM-Administrator mit Fokus auf Versorgungssicherheit wird tendenziell eher einen hohen Kapazitätswert ansetzen und eine gewisse Überdimensionierung in Kauf nehmen (siehe auch Abschnitt 0).
- Wurde im KKM-Z ein **geringer** Kapazitätswert angesetzt, könnten im KKM-D Preisspitzen bis zu den hohen Kosten von den noch kurzfristig realisierbaren Backstop-Technologien (z.B. temporäre Produktionsunterbrechung) bzw. der Höhe der Pönale steigen.

Französische Kapazitätsmarkt zeigt, dass sich Extrempreise auch in einem DKM einstellen

Nicht allein durch die eingebrachte Zertifikatemenge aus dem KKM-Z können Preise im KKM-D oszillieren. Durch das kurzfristig unelastische Kapazitätsangebot, bei gleichzeitig teil-elastischer Nachfrage, können sich auch in einem DKM stark schwankende Preise einstellen.

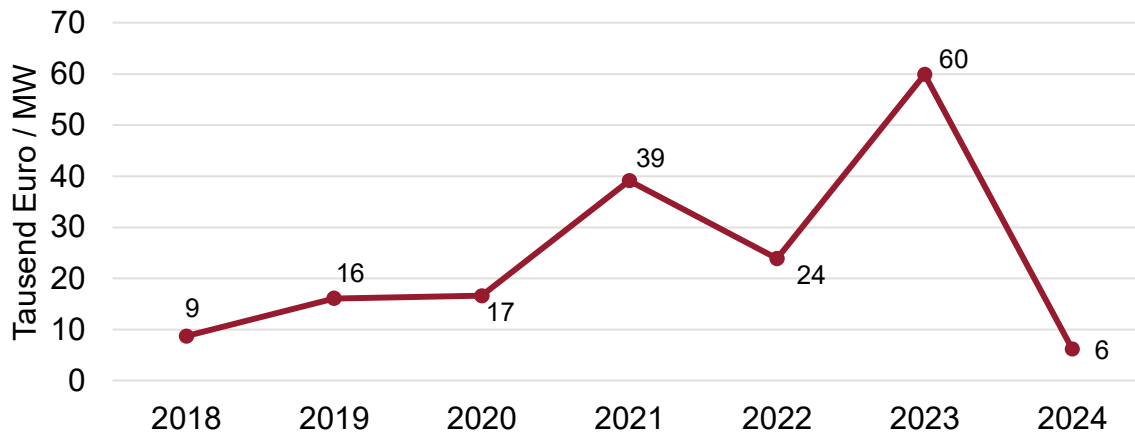
Während Zertifikatsanbieter keine natürliche Preisuntergrenze haben (die Anlage ist bereits erbaut, jeder nicht-negative Preis ist aus Sicht des Betreibers kurzfristig annehmbar, um zumindest einen Teil der Kosten zu decken), müssen Zertifikatenachfrager preisunabhängig beschaffen. Folglich können sich Extrempreise nahe Null und den hohen Kosten der noch kurzfristig realisierbaren Backstop-Technologien (z.B. temporäre Produktionsunterbrechung) bzw. der Höhe der Pönale einstellen - je nachdem, ob der Markt unter- oder übertersorgt ist. Die Erfahrungen in Frankreich zeigen zudem, dass sich viele Kapazitäts- und Flexibilitätsanbieter - anders als gewünscht - nicht frühzeitig, sondern erst kurz vor Beginn der Lieferperiode zertifizieren lassen. Die letztlich verfügbare Gesamtkapazität und -flexibilität ist daher nur sehr schwer vorhersehbar, was die Preisvolatilität weiter erhöht.

In Frankreich sind stark oszillierende Kapazitäts-Preise im DKM an der Tagesordnung. So lag beispielsweise das Auktionsergebnis in der letzten Auktion 2022 für das Lieferjahr 2023 bei fast 60.000 €/MW auf Höhe der Pönale, während die gleiche Auktion ein Jahr später für das Lieferjahr 2024 mit 6.200 €/MW, also fast zehnmal weniger, abgeschlossen wurde.²³ Dies kann auch anhand der von RTE veröffentlichten durchschnittlichen Kapazitätsmarktvergütung

²³ <https://hayaenergy.com/french-capacity-mechanism-cash-cow/>

für ein MW Lastabwurf gesehen werden, die extremen Schwankungen unterlegen hat (Abbildung 12).

Abbildung 12 Durchschnittliche Kapazitätsmarktvergütung für ein MW Lastabwurf im DKM in Frankreich



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten von RTE, [Link](#)

Hinweis: gerundete Werte

Keine effiziente Lenkungswirkung aus den Preissignalen aus dem KKM

Die (angebotsseitigen) Lenkungswirkungen solcher Preisschwankungen wären absehbar begrenzt. Zudem ist davon auszugehen, dass sich analoge Preisentwicklungen auch im Spotmarkt ergeben werden – auch hier wird bei Kapazitätsengpässen mit Knappheitspreisen zu rechnen sein, so dass der Mehrwert eines weiteren Knappheitssignals an einem dezentralen Kapazitätsmarkt unklar bleibt. Es besteht sogar die Gefahr, dass durch die schwankenden und mit hoher Unsicherheit behafteten Preise aus dem KKM die effizienten Preise am Spotmarkt ihre Lenkungswirkung teilweise verlieren.

Während in einem System ohne dezentrale Kapazitätsverpflichtungen allein die Knappheitspreise am Spotmarkt, insbesondere während der tatsächlichen Höchstlast, über eine Nachfragesteuerung, z.B. eine Lastreduktion, entscheiden, erhöht das zusätzliche Preissignal aus dem KKM die Komplexität der Lenkungsentscheidung. Fallen die tatsächlichen Höchstlastzeitpunkte und die für die Verpflichtung relevanten Hochlastzeitfenster auseinander, so erfolgt eine ineffiziente Optimierung unter Berücksichtigung der Preissignale aus dem KKM gegen die Nachweisverpflichtung im KKM. Dies kann zu einer signifikanten Erhöhung der Systemkosten führen, beispielsweise wenn DSR zur Selbsterfüllung genutzt wird, obwohl de facto keine Systemknappheit besteht. Im Extremfall könnten Fertigungsprozesse unterbrochen werden, wodurch Wertschöpfung verloren ginge, obwohl ausreichend Strom verfügbar wäre.

Vertrauen in die Preisbildung im KKM-D durch dominante staatliche Rolle wahrscheinlich gering

Letztlich stehen sowohl die Nachfrager als auch die Anbieter im KKM-D einer dominanten staatlichen Institution gegenüber, die im Laufe der Zeit einen immer größeren Anteil der Gesamtzertifikate im KKM-D anbieten wird. Dies liegt zum einen daran, dass aufgrund von Überdimensionierung infolge risikoaversen Verhaltens der staatlichen Stelle (s.o.) und Crowding-Out-Effekten (Abschnitt 0) immer mehr KKM-Z-Zertifikate im Verhältnis zu KKM-D-Zertifikaten zur Verfügung stehen werden und zum anderen daran, dass auch Zertifikate aus nicht förderfähigen Anlagen (z.B. aus dem EEG, der KWS oder dem KWKG) von der staatlichen Stelle vermarktet werden. Das Vertrauen der Marktteilnehmer, dass sich die staatliche Stelle marktrational verhält und frei von teilweise erratischen politischen Einflüssen bleibt, dürfte gering sein, was eine effiziente Preisbildung zusätzlich erschweren dürfte.

Aus den genannten Gründen ist es sehr fraglich, ob der KKM-D die erhofften zusätzlichen Informationen liefern kann. Naheliegender erscheint es, weiterhin auf bewährte Instrumente wie das Ausgleichsenergiesystem zu setzen. Ähnlich wie im KKM-D erfolgt auch im Ausgleichsenergiesystem eine Prüfung, ob ein BKV genügend Maßnahmen ergriffen hat, um zu liefernde Strommengen zu decken – hier allerdings nicht in Form von Kapazität (bzw. Leistung) wie im KKM-D, sondern in Form von Energie (bzw. Arbeit) und direkt nach Lieferung und nicht erst am Jahresende oder später. Wie von den Gutachter:innen des KKM selbst festgestellt, setzt bereits das heutige System starke finanzielle Anreize für BKV, eine ausreichende Strommenge für ihren Bilanzkreis zu beschaffen²⁴. Insofern ist der (netto) Zusatznutzen des KKM-D nicht unmittelbar offensichtlich.

Investive Maßnahmen in Flexibilität aus dem KKM heraus unwahrscheinlich

Letztlich werden sich aus den kurzfristigen und erratischen Preissignalen des KKM-D keine planbaren Erlösströme für Flexibilitäten einstellen – auch nicht für die Selbsterfüllung. Investive Maßnahmen in Flexibilität aus dem KKM-D heraus erscheinen unwahrscheinlich. Für die Schaffung von dezentralen Flexibilitäten sind allerdings in vielen Fällen direkte und indirekte investive Maßnahmen zur Erschließung der Flexibilität erforderlichen, sei es für die Flexibilisierung von Anlagen und Verbrauchseinrichtungen, sei es für die die Flexibilisierung von Arbeitsverträgen und/oder Lieferverträgen für Vorprodukte und gefertigte Produkte z.B. im Falle des verarbeitenden Gewerbes mit geringen Lagerbeständen (just-in-time Produktion) und die hiermit einhergehenden Transaktionskosten.

In jenen Fällen, in denen keine investiven Maßnahmen erforderlich sind, können sich die Verbraucher:innen an den Stromgroßhandelspreisen zur Anpassung der Lasten orientieren,

²⁴ Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, S.6, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link](#)

die alle Information zu Knappheiten enthalten. Ein dezentraler Kapazitätsmechanismus bringt hier keine Vorteile.

3.3. Die beihilferechtliche Notifizierung des KKM dürfte aufgrund einer Reihe von offenen Detailfragen und fehlender Blaupause langwierig sein

Der anvisierte Zeitplan für die Einführung eines technologieneutralen Kapazitätsmarktes in Deutschland ist höchst ambitioniert. Dieser soll bis 2028 operativ sein.²⁵ Für den anvisierten Kohleausstieg mit der Ambition eines vorzeitigen Ausstiegs 2030 muss dieser Zeitplan zwingend eingehalten werden.

Dauer von Initialisierung der Verhandlungen bis Genehmigung kann mehrere Jahre andauern – Genehmigung auch für einen DKM notwendig

Neben der Planung und Implementierung des Systems muss zudem eine beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission vorliegen. Erfahrungen aus den Genehmigungsprozessen bereits existierender europäischer Kapazitätsmärkte zeigt, dass die Verhandlungen langwierig sein können. Im Fall von **Italien** vergingen beispielsweise zwischen der Entscheidung zur Einführung eines ZKM auf nationaler Ebene und der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission mehr als 3,5 Jahre. Nachdem der italienische ÜNB Terna im September 2013 einen konkreten Vorschlag für einen italienischen ZKM präsentiert hatte, wurde dieser am 30. Juni 2014 vom Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung genehmigt. Es folgte eine lange Phase des Austauschs zwischen Italien und der EU bezüglich der beihilferechtlichen Genehmigung. Die offizielle Notifizierung von Italien an die EU-Kommission erfolgte jedoch erst am 24. August 2017, also drei Jahre nach dem nationalen Beschluss. Rund fünf Monate nach der offiziellen Notifikation wurde die Genehmigung am 7. Februar 2018 erteilt.²⁶ Das Fallbeispiel Italien zeigt, dass der Prozess von der politischen Entscheidung auf nationaler Ebene bis zur finalen beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU komplex ist und schon vor der Notifizierung langwierige Verhandlungen zwischen Mitgliedsstaat und Kommission stattfinden.

Ähnlich langwierig gestaltete sich auch das beihilferechtliche Genehmigungsverfahren für den ZKM in Belgien, der jüngste europäische Kapazitätsmarkt. Anfang 2019 wurde die Einführung des ZKM durch eine Änderung des Elektrizitätsgesetzes und darauf folgende königliche Erlasse beschlossen. Zwischen der vorläufigen Initialisierung des Genehmigungsverfahrens am 03.07.2019 und der beihilferechtlichen Genehmigung des ZKM durch die EU-Kommission am 27.08.2021 lagen über zwei Jahre.²⁷ Die ersten Auktionen des belgischen ZKM fanden

²⁵ BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft, S. 6, [Link](#)

²⁶ EC(2018): State Aid SA.42011 (2017/N) – Italy – Italian Capacity Mechanism, [Link](#)

²⁷ Official Journal of the European Union, 2020/C 346/03, [Link](#), EC(2021): C(2021) 6431 final, [Link](#)

somit erst 2021 statt, und die erste Verpflichtungsperiode liegt in den Jahren 2025/2026²⁸, also rund 6 Jahre nach gesetzlichem Beschluss über die Einführung des ZKM auf nationaler Ebene.

Der bisher einzige dezentrale Kapazitätsmarkt in **Frankreich** zeigt zudem, dass auch **dezentrale Kapazitätsmechanismen beihilferechtliche Genehmigungen benötigen**. Nachdem in Frankreich im April 2015 erste Zertifikate an Kapazitätsanbieter allokiert wurden, leitete die EU-Kommission eine eingehende Untersuchung des Mechanismus ein. Die EU-Kommission kam zu dem Schluss, dass die Einführung des DKM als staatliche Beihilfe zu bewerten ist und eröffnete im November 2015 ein Verfahren gegen Frankreich nach Artikel 108, Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union. In der Folge passte Frankreich den DKM an, indem beispielsweise der Zugang von Kapazitätsanbietern aus angrenzenden Mitgliedstaaten ermöglicht und der Eintritt neuer Marktteilnehmer durch längere Vertragslaufzeiten erleichtert wurde. Daraufhin genehmigte die EU-Kommission den DKM in Frankreich am 08.11.2016 beihilferechtlich.²⁹

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass 1) Beihilfverfahren für Kapazitätsmärkte mit der EU-Kommission sich über Jahre hinziehen können und 2) auch für einen DKM ein Verfahren durchlaufen werden muss. Es ist daher davon auszugehen, dass die beihilferechtliche Prüfung eines KKM mit zentralem und dezentralem Segment deutlich komplexer und zeitintensiver sein wird als bisherige Verfahren – auch aufgrund fehlender „Blaupausen“ und der vielen offenen Detailfragen zum KKM. So ist z. B. davon auszugehen, dass die Ungleichbehandlung von Bestands- und Neuanlagen sowie deren Abgrenzung eine aufwendige Begründung erfordern wird. Dass beide Elemente gemeinsam geprüft und genehmigt werden müssen, davon gehen auch die Gutachter:innen aus.³⁰ Eine zügige beihilferechtliche Genehmigung, die den angestrebten Zeitplan einer Umsetzung bis 2028 nicht gefährdet, erscheint mit dem KKM-Modell unrealistisch.

Umsetzung für die anvisierten Vereinfachungen des Beihilfverfahren noch ausstehend, Effekte auf die Verfahrensdauer zudem noch unklar

Im Rahmen der Reform des Europäischen Strommarktdesigns (EMD), die als Reaktion auf die Energiekrise im Jahr 2022 durchgeführt wurde, gab es Bestrebungen, insbesondere seitens der Mitgliedstaaten, die Implementierung von Kapazitätsmechanismen zu vereinfachen.³¹ So sollen die Voraussetzungen für den Einsatz von Kapazitätsmärkten erleichtert und das Genehmigungsverfahren gestrafft werden. Ein Bericht der Europäischen

²⁸ Siehe Elia (2021): CRM Auction Report. Y-4 Auction for the 2025-2026 Delivery Period, Elia (2022): CRM Auction Report. Following the re-run of the Y-4 auction for the 2025-2026 Delivery Period und abrufbar unter : <https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results>.

²⁹ EC(2016): COMMISSION DECISION of 8.11.2016 ON STATE AID SCHEME SA.39621 2015/C (ex 2015/NN) , [Link](#)

³⁰ siehe Consentec, r2b, Öko-Institut (2024): Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts (Version vom 10. September 2024), Studie für das BMWK, zuletzt abgerufen am 14.10.2024, [Link, S.7.](#)

³¹ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/>

KOMBINIERTER KAPAZITÄTSMARKT – EINE ANALYSE DER VOR- UND NACHTEILE

Kommission mit konkreten Vereinfachungsvorschlägen wird bis Ende 2024 erwartet. Ein konkreter Reformvorschlag soll dann frühestens 2025 von der neuen Kommission vorgelegt werden. Dass dies bereits für ein Beihilfeverfahren für einen deutschen Kapazitätsmarkt gilt, erscheint sehr unwahrscheinlich. Es ist daher davon auszugehen, dass der bisherige langwierige Prozess durchlaufen werden muss.

4. Fazit und Vorschlag für zeitnahe zentrale umfassende Auktionen

In Summe kommt unsere Analyse zu dem Schluss, dass sich die von den Befürworter:innen des KKM erhofften **Chancen nicht einstellen**:

- Die „Selbsterfüllung“ für Flexibilitäten ist in der praktischen Abwicklung dezentraler Kapazitätsmärkte komplex und aufwändig. Der KKM-D wird zudem nur wenig investive Anreize für DSR setzen können. Auch das Beispiel Frankreich zeigt, dass die Selbsterfüllung gegenüber der expliziten Kapazitätszahlung durch Zertifizierung eine nachgelagerte Rolle spielt. Zudem konnte der Anteil von Flexibilitäten in Frankreich erst mithilfe von zusätzlichen zentralen Auktionen signifikant erhöht werden.
- Des Weiteren erscheint es unwahrscheinlich, dass die Nutzung des dezentralen Wissens im KKM zu effizienterer Bedarfsermittlung und geringeren Gesamtkosten führt. Zum einen werden auch in einem KKM wichtige Stellschrauben wie der Gesamtbedarf oder die De-Rating-Faktoren zentral ermittelt/definiert, die Gefahr der Überdimensionierung durch die Definition der 15 Stressereignisse pro Jahr ist ebenso gegeben. Zum anderen ist die Bedarfsermittlung im KKM durch die Interdependenzen der Segmente KKM-D und KKM-Z kompliziert und anfällig für Fehldimensionierungen.
- Zudem ist der propagierte Vorteil einer geringeren Umlage im KKM allenfalls ein politkosmetischer Effekt. Letztlich werden alle Kosten von den Endverbraucher:innen getragen, die im KKM aufgrund der hohen Komplexität nicht niedriger sein werden als in einem ZKM.

Der KKM wird die verpflichtenden Lieferanten bzw. BKV **vor erhebliche Herausforderungen stellen**, die Anforderungen kostenoptimal zu erfüllen. Der administrative Zusatzaufwand durch den KKM ist hoch, auch wird der KKM-D kaum verlässliche Preissignale senden können. Zudem ist eine solche Kombination bisher unseres Wissens in der vorgeschlagenen Form weltweit noch nicht praktisch erprobt. Es besteht daher ein erhebliches Risiko von Ausgestaltungsfehlern und „Kinderkrankheiten“. Die Neuartigkeit dürfte auch die beihilferechtliche Notifizierung in Brüssel erschweren und in die Länge ziehen. Eine Umsetzung des Konzepts bis 2028, wie von der Bundesregierung angestrebt, erscheint entsprechend herausfordernd.

Um eine schnelle und pragmatische Vorgehensweise bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes zu gewährleisten, schlagen wir folgende Schritte vor:

1. **Einführung von umfassenden zentralen Ausschreibungen:** Die Diagnose, dass es zur Lösung des Fristenkongruenz technologieneutrale Ausschreibungen bedarf, ist unstrittig. Es sollten umfassende Ausschreibungen eingeführt werden, in welchen Neu- und Bestandsanlagen miteinander im Wettbewerb stehen.

2. **Instrumentenkasten zur Beanreizung von Flexibilitäten nutzen:** Die internationale Praxis existierender ZKM zeigt, dass Flexibilitäten erfolgreich und in ähnlichen Größenordnungen wie im dezentral geprägten System in Frankreich eingebunden werden können. Auf den Erfahrungen sollte aufgebaut werden und entsprechende Maßnahmen eingeführt werden, um insbesondere die administrativen Hürden der Präqualifikation zu senken. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass Mitnahmeeffekte vermieden werden. Dies erscheint herausfordernd, aber möglich.
3. **Ausgleichsenergiesystem nutzen:** Knappheitssignale werden schon heute effizient über die Strommärkte sichtbar. Insbesondere das Ausgleichsenergiesystem setzt schon heute starke finanzielle Anreize für BKV, eine ausreichende Strommenge für ihren Bilanzkreis vorzuhalten. Sollte die Diagnose sein, dass die Anreize in der aktuellen Form noch nicht ausreichend sind (wofür es derzeit keine Hinweise gibt), dann ist ein Anspitzen des Ausgleichsenergiesystem gegenüber der Einführung eines KKM mit unklaren (netto) Zusatznutzen der deutlich weniger komplex und so schneller umsetzbare Weg.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.