



Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten

Bericht

im Auftrag von

50Hertz Transmission GmbH

15.06.2021

Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten

Bericht

im Auftrag von

50Hertz Transmission GmbH

15.06.2021

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	1
1 Einführung	2
1.1 Hintergrund und Zielsetzung	2
1.2 Untersuchungsansatz	2
2 Betrachtete Kapazitätsmechanismen	3
3 Gesamtkosten der sicheren Bedarfsdeckung	7
3.1 Wirkmechanismen	7
3.1.1 Effektivität	7
3.1.2 Wettbewerbswirkungen	9
3.1.3 Finanzierungsrisiko	10
3.1.4 Demand-Side-Response (DSR) und andere Flexibilitätsoptionen	11
3.1.5 Zu- oder Rückbau	13
3.1.6 Preisstabilität	14
3.1.7 Regulierungsrisiko	15
3.1.8 „Mitnahmeeffekte“ bei Kapazitätzahlungen	16
3.1.9 Wechselwirkung mit Ausland	18
3.2 Auswertung früherer Studien und Impact Assessments	20
3.3 Modellhafte Kostenabschätzung für Deutschland	24
4 Aufbringungsmechanismen und Verteilungswirkungen	28
4.1 Interdependenzen zwischen Kapazitätsmodell und Aufbringungsmechanismus	28
4.2 Schematische Bewertung von Aufbringungsmechanismen	30
4.2.1 Großhandelsstrompreise	31
4.2.2 Steuermittel	32
4.2.3 Netztarife	34
4.2.4 Arbeitsbasierte Umlage	35
4.2.5 Umlage auf Leistungsspitze	36

4.2.6	Dynamische Umlage	37
4.2.7	Pauschale Umlage.....	38
4.2.8	Ausgleichsenergiepreissystem.....	39
4.2.9	Handel von Versorgungssicherheitszertifikaten.....	40
4.3	Eignung der Aufbringungsmechanismen	41
5	Belastung betroffener Endverbrauchergruppen	44
5.1	Rahmenannahmen.....	44
5.2	Anteilige Kostenbelastung der Endverbrauchergruppen	48
5.3	Kostenbelastung je Nutzer und Jahresstromverbrauch	49
5.4	Kostenabschätzung bei Aufbringung über Großhandelsstrompreis	52
6	Zusammenfassung und Empfehlung	55
7	Literaturverzeichnis	57
A	Übersicht Wirkmechanismen	59
B	Übersicht Aufbringungsmechanismen	61
C	Empirische Preisstabilität	65
D	Netztarife	66

Abkürzungsverzeichnis

AEP	Ausgleichsenergiepreis
AM	Aufbringungsmechanismus
DKM	Dezentraler Kapazitätsmarkt
DSR	Demand-Side-Response
EOM 2.0	Strommarkt 2.0
KapM	Kapazitätsmechanismus
KM	Kapazitätsmarkt
DKM	Zentraler Kapazitätsmarkt

1 Einführung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Bereits seit einigen Jahren wird in Deutschland und anderen europäischen Ländern darüber diskutiert, wie die Versorgungssicherheit auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien und bei einem Rückgang der Stromproduktion in konventionellen Kraftwerken gewährleistet werden kann. Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kohleverstromung hat diese Debatte auch in Deutschland neue Relevanz gewonnen.

Dabei zeigt die Erfahrung der vergangenen Jahre, dass es bisher keine einheitliche Best Practice zu Fragen der Gewährleistung von Versorgungssicherheit gibt. Während einzelne Länder wie die Niederlande darauf vertrauen, dass das Preisniveau am Großhandelsmarkt zu einer ausreichenden Vorhaltung von Erzeugungskapazität führt, haben andere Länder unterschiedliche Formen von Kapazitätsmechanismen eingeführt. Deutschland hat mit dem Strommarkt 2.0 grundsätzlich auf eine Stärkung der Preissignale an Großhandelsmärkten und eine wettbewerbliche Gewährleistung von Versorgungssicherheit ohne staatliche Interventionen gesetzt. Gleichzeitig hat sich Deutschland aber dafür entschieden, außerhalb des Marktes eine strategische Reserve, die sogenannte Kapazitätsreserve, vorzuhalten, die u. a. der Absicherung unsicherer und in ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit nicht beschreibbarer Extremereignisse dient.

Vor dem Hintergrund der – trotz bislang fehlender Hinweise auf ein Resource-Adequacy Problem – immer wieder aufkommenden Debatte, ob der in Deutschland gewählte Weg dauerhaft Versorgungssicherheit ermöglicht, werden in der vorliegenden Studie die Einflüsse unterschiedlicher Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise untersucht. Insbesondere sind hierbei folgende Fragen zu beantworten: Ist der Energy-Only-Markt (EOM) der effizienteste Ansatz, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten? Warum haben sich in anderen Ländern andere Mechanismen durchgesetzt als in Deutschland? Dabei werden neben der Kapazitätsreserve sowie dem zentralen und dezentralen Kapazitätsmarkt auch Betriebsbeihilfen in Form der KWK-Förderung sowie Investitionsbeihilfen am Beispiel des Kohleersatzbonus als mögliche Kapazitätsmechanismen untersucht. Abschnitt 2 gibt einen Überblick über die vorhandenen und analysierten Kapazitätsmechanismen.

1.2 Untersuchungsansatz

Die Untersuchung der Wirkung unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise ist nachfolgend in drei Analyseschritte gegliedert.

- Für die Frage, welche Wirkung unterschiedliche Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise haben, ist zunächst relevant, welche Kosten insgesamt für eine sichere Bedarfsdeckung anfallen, die – zumindest im langfristigen Gleichgewicht – dann von Endverbrauchern zu tragen sind (Abschnitt 3).
- Anschließend werden die für die Refinanzierung der sicheren Bedarfsdeckung genutzten Aufbringungsmechanismen diskutiert (Abschnitt 4). Diese bestimmen u. a., welche Kosten überhaupt von Stromverbrauchern zu tragen sind und beeinflussen zumindest teilweise die zu erwartenden Verteilungswirkungen, weil je nach gewähltem Mechanismus Umverteilungen nicht oder im Gegenteil sehr gezielt möglich sind.
- In Abschnitt 5 werden dann die Wirkungen von unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise anhand verschiedener Musterverbraucher und der im vorherigen Analyseschritt diskutierten Aufbringungs- und Verteilungsmechanismen untersucht.

2 Betrachtete Kapazitätsmechanismen

Die vorliegende Studie bewertet den Effekt fünf verschiedener Marktdesigns/Kapazitätsmechanismen (KapM) auf die Endverbraucherpreise. Dabei soll vor allem untersucht werden, ob eine Verbesserung gegenüber dem Status quo erreicht werden könnte. Zunächst werden die betrachteten KapM jeweils am Beispiel eines oder mehrerer Länder vorgestellt, in welchen diese bereits Anwendung finden. Da es sich bei Kapazitätsmechanismen um eine staatliche Förderung der bezuschlagten Anbieter handelt, benötigen sie eine beihilferechtliche Genehmigung von Seiten der Europäischen Kommission.

EOM 2.0

Die im Folgenden vorgestellten KapM sollen dem aktuell in Deutschland angewendeten Modell „EOM + Reserve“ gegenübergestellt werden. Es basiert auf dem optimierten deutschen Energy-Only-Markt (EOM 2.0), einem reinen Strommarkt ohne den Handel von Kapazitäten, und damit auf einer Stärkung der Preissignale an Großhandelsmärkten und auf eine wettbewerbliche Gewährleistung von Versorgungssicherheit ohne staatliche Interventionen. Verschiedene Studien (u. a. Frontier Economics und Consentec, 2014; Peek und Diels, 2016; r2b energy consulting et al., 2019) haben gezeigt, dass bereits der EOM 2.0 alleine in der Lage ist, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Auch der EOM 2.0 ohne Kapazitätsreserve wird mit dem Referenzmodell verglichen, auch wenn es sich nicht im üblichen Sinne um einen Kapazitätsmechanismus handelt.

EOM + Reserve

Zur Absicherung unsicherer und in ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit nicht beschreibbarer Extremereignisse wird der EOM in Deutschland seit dem Winterhalbjahr 2020/2021 außerhalb des Marktes mit einer strategischen Reserve nach §13e des EnWG, der sogenannten Kapazitätsreserve, flankiert. Die hierfür vorgesehenen Reservekraftwerke sind in der Reserve gebunden und nehmen damit nicht am Strommarkt teil. Ihr Einsatz ist ausschließlich in Knappheitssituationen möglich. Sofern die Kapazitätsreserve zum Einsatz kommt und ihr Einsatz notwendig ist, um eine Zwangsabschaltung von Verbrauchern abzuwenden, wird der Ausgleichsenergiepreis während des Einsatzzeitraums auf mindestens 20.000 €/MWh festgelegt. Damit entsteht für Bilanzkreisverantwortliche ein hoher Anreiz, sich in einer solchen Situation nicht systembilanzschädigend zu verhalten.

Der Bedarf an Reserveleistung wird regulatorisch vorgegeben und ermöglicht die Schließung von Lücken zwischen der im EOM bereitgestellten Erzeugungsleistung und einem vorgegebenen Zielwert. In *Deutschland* beläuft sich die Soll-Größe der Reserve aktuell auf 2 GW, wobei diese Leistung nicht benötigt wird, um einen vorgegebenen Versorgungssicherheitsstandard einzuhalten. Sie dient vielmehr darüber hinaus der Absicherung des Marktes auch in Extremsituationen, die in Form sogenannter „reasonable worst cases“ Grundlage der Dimensionierung waren. Die Erbringung der Kapazitätsreserve wird alle zwei Jahre für einen Erbringungszeitraum von jeweils zwei Jahren ausgeschrieben. An der Ausschreibung können nur aus dem Markt ausgeschiedene Bestandsanlagen bzw. schon in der Reserve gebundene Anlagen und Speicher sowie regelbare Lasten unter Einhaltung der in § 9 der Kapazitätsreserveverordnung vorgegebenen Kriterien teilnehmen, eine Rückkehr in den Markt nach Ende des Erbringungszeitraums ist nicht möglich. Davon ausgenommen sind regelbare Lasten, welche nach Ende des Erbringungszeitraums ihre Lasten wieder auf dem Strommarkt anbieten dürfen. Bezuschlagte Erzeugungseinheiten erhalten einen Einheitspreis für die Vorhaltung ihrer Kapazitäten für die Dauer des Bereitstellungszeitraums, bei Nichtverfügbarkeit drohen Pönalen. Die Kosten des Mechanismus werden über die Netztarife auf die Verbraucher umgelegt (Europäische Kommission, 2018a).

Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)

Im Gegensatz dazu setzen Länder wie Großbritannien und Polen auf einen zentralen Kapazitätsmarkt (ZKM), bei dem der Gesamtbedarf an gesicherter Leistung regulatorisch festgelegt und durch eine zentrale Instanz (in den genannten Beispielen die Übertragungsnetzbetreiber) beschafft wird. Die Finanzierung erfolgt in der Regel über eine Umlage auf die Stromversorger. Die kontrahierten Kapazitäten dürfen nicht nur am Strommarkt teilnehmen, sondern sie werden explizit dazu beanreicht. Darüber hinaus werden sie bei einem Zuschlag für ihre bereitgestellten Kapazitäten vergütet, wobei die Wirtschaftlichkeit der Anlagen über die Kombination von Deckungsbeiträgen am „Dispatchmarkt“ und Kapazitätsmarkt (KM) zu gewährleisten ist. Insbesondere Mittel- und Grundlastkraftwerke werden über Kapazitätsmärkte typischerweise nur eine Teilfinanzierung erhalten.

Im Folgenden betrachten wir ausschließlich den *umfassenden ZKM*, in welchem alle prä-qualifizierten Einheiten gleichermaßen an der Ausschreibung teilnehmen können. Theoretisch wäre auch ein *fokussierter ZKM* denkbar, wobei die Anbieter nach zuvor definierten Kriterien in Gruppen unterteilt werden und entsprechend diesen Kriterien an unterschiedlichen Ausschreibungen teilnehmen bzw. von einer Teilnahme gänzlich ausgeschlossen sind.

Im *britischen KM* (Europäische Kommission, 2019) müssen Kapazitätsanbieter prä-qualifiziert sein. Eine Teilnahme an den Ausschreibungen ist sowohl für Erzeuger (inklusive KWK) als auch für Demand-Side-Response (DSR), Speicher und Interkonnektoren möglich. Die Vergabe der Kapazitätiszertifikate ist in zwei Ausschreibungsrunden organisiert. Die erste Runde findet vier Jahre vor Bereitstellung der Kapazitäten (T-4), die zweite mit einem Jahr Vorlauf (T-1) statt. In einer „descending-clock“-Auktion werden, ausgehend von einem Startpreis (75 GBP/kW), in jeder Runde niedrigere Preise vorgegeben, zu welchen die Anbieter ihre Mengen-Gebote (die von Runde zu Runde gleichbleiben oder abnehmen können) abgeben können, bis die Nachfrage nicht mehr gedeckt werden kann. Für Bestandsanlagen gilt außerdem eine Gebotsobergrenze von 25 GBP/kW, sie sind somit Preisnehmer. Damit soll sichergestellt werden, dass abgeschriebene Bestandsanlagen keine übermäßigen Erlöse erzielen können. Gleichzeitig werden Kapazitätsgebote von Neuanlagen und DSR gefördert. Darüber hinaus erhalten modernisierte bzw. neue Anlagen Kontrakte über bis zu 3 bzw. 15 Jahre, die das Investitionsrisiko begrenzen. Für alle anderen Anbieter werden nur 1-Jahres Kontrakte vergeben. Allen erfolgreichen Bietern wird der letzte akzeptierte Preis ausgezahlt („Einheitspreissystem“). Werden die zertifizierten Kapazitäten bei Abruf nicht bereitgestellt, dann wird eine Strafzahlung erhoben.

Der *polnische KM* (Europäische Kommission, 2018b) ist im Grundsatz ähnlich aufgebaut. Im Gegensatz zu Großbritannien ist hier jedoch auch die Teilnahme ausländischer Kapazitäten vorgesehen. Auch hier werden generell 1-Jahresverträge ausgeschrieben, bei modernisierten oder neuen Anlagen sind je nach Investitionsschwelle auch Kontrakte über 5 oder 15 Jahre möglich, ebenso unterscheiden sich die Gebotsgrenzen für unterschiedliche Fristigkeiten. Darüber hinaus werden zusätzlich zum Preis auch Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt: So können Kontrakte bei Einhaltung bestimmter Umweltstandards um 2 Jahre verlängert werden, bei Preisgleichheit zwischen zwei Geboten wird der Anbieter mit dem geringeren CO₂-Ausstoß bevorzugt. Für jedes Lieferjahr finden insgesamt fünf Ausschreibungen statt, eine fünf Jahre im Voraus (T-5) und je Quartal des Jahres vor der Bereitstellung (T-1).

Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)

Im dezentralen Kapazitätsmarkt sind sowohl Nachfrage als auch Beschaffung dezentral organisiert. Stromverbraucher erwerben dabei von den Kapazitätsanbietern sogenannte Kapazitäts-

nachweise oder Kapazitätssertifikate, mit denen sie nachweisen müssen, dass sie für ihre Nachfrage ausreichend Leistung kontrahiert haben. Wie im Strommarkt sind hier bilaterale Verträge wie auch ein Börsenhandel der Nachweise denkbar. Dabei kann zwischen zwei Modellen unterschieden werden: In *dezentralen Kapazitätsmärkten mit zentraler Verpflichtung* ist die Höhe der nachzuweisenden Kapazitäten durch eine zentrale Instanz festgelegt. Ähnlich dem ZKM könnte diese an prä-qualifizierte Anbieter Kapazitätssachweise in entsprechender Höhe ausgeben. Demgegenüber steht der *dezentrale Kapazitätsmarkt ohne zentrale Verpflichtung*, in welchem die Marktteilnehmer selbst ihren Bedarf an gesicherter Leistung bestimmen.

Der *französische KM* (Europäische Kommission, 2018a) verfolgt das Modell eines DKM mit zentraler Verpflichtung, sodass zwar die Beschaffung dezentral abläuft, die Berechnung der Nachfrage aber durch den Energieminister vorgegeben ist. Dabei ergibt sich die Kapazitätsverpflichtung eines Verbrauchers aus dessen individueller Spitzenlast, korrigiert um dessen Thermosensibilität und Lastreduktion durch Verbrauchsminderungen oder die Zertifizierung von Lastreduktionskapazitäten. Zur Bevorratung verpflichtete Akteure können ihre Verpflichtung dabei sowohl durch den Einkauf von Kapazitätssertifikaten als auch durch die Flexibilisierung der eigenen Nachfrage decken, benötigen Kapazitätssertifikate also nur für ihre unflexible Nachfrage. Die Kapazitätsanbieter (Stromerzeuger oder DSR) werden mindestens 3 Jahre vor Lieferdatum durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE zertifiziert und erhalten Kapazitätssachweise, welche sie anschließend auf einem dezentralen Kapazitätsmarkt handeln können. Die Sachweise werden grundsätzlich als 1-Jahres-Kontrakte vergeben. In einem solchen Mechanismus blieben die Risiken für Neuinvestitionen jedoch weiterhin ähnlich hoch wie in einem EOM-Marktdesign. Daher wurde der ursprünglich vorgesehene Mechanismus im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission so angepasst, dass die Risiken für Neuinvestitionen durch ein zusätzliches Instrument reduziert wurden. Dabei bietet der französische Staat Neuanlagen eine siebenjährige Preisgarantie für die von ihnen ausgegebenen Kapazitätssertifikate. Während der normale dezentrale Mechanismus auf privatwirtschaftlichem Zertifikatehandel zwischen Marktakteuren beruht und keine organisierte Refinanzierung benötigt, erfordert diese staatliche Preisgarantie einen eigenen Refinanzierungsmechanismus. Auch im französischen KM fallen Strafzahlungen bei Nichtbereitstellung der in den Kapazitätssachweisen festgelegten Kapazitäten an.

Betriebs- und Investitionsbeihilfen

Neben den zuvor beschriebenen expliziten Kapazitätsmodellen können auch Beihilfen zum Betrieb bzw. der Finanzierung von Kapazitäten wie ein Kapazitätsmechanismus wirken, indem sie die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verbessern und somit ansonsten unrentable Entscheidungen wie Errichtung oder Weiterbetrieb rentabel machen können. Damit schaffen sie einen Anreiz dafür, mehr gesicherte Leistung im Markt zu halten oder zusätzliche Kapazitäten aufzubauen und haben somit eine indirekte Wirkung auf die Versorgungssicherheit. Es handelt sich hierbei jedoch nicht um zielgenaue Kapazitätsmechanismen, sondern eher um Nebenprodukte nicht auf die Versorgungssicherheit ausgerichteter Steuerungsmechanismen.

Dabei zielen Investitionsbeihilfen auf die Investitionskosten für den Neu- oder Umbau von gesicherter Leistung. Dies geschieht beispielsweise beim *Kohleersatzbonus* nach § 7c KWKG durch die Auszahlung eines Bonus für den Umbau von bestehenden kohlebasierten KWK-Anlagen, sofern diese nicht bereits an Ausschreibungen im Rahmen des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes teilgenommen haben. Ohne diesen Bonus wäre angesichts hoher Kosten im Rahmen des für bis 2038 geplanten deutschen Ausstiegs aus der Kohleverstromung für viele dieser Kraftwerke eine Stilllegung oft rentabler als der Weiterbetrieb mit klimafreundlicheren Energieträ-

gern. Wäre eine Anlage dennoch unrentabel, weil sie nicht in der Lage ist, ihre laufenden Betriebskosten zu decken, können auch Betriebsbeihilfen, wie die *KWK-Förderung*, wie Kapazitätsmechanismen wirken. Solche Beihilfen sind in der Regel pauschale, leistungsabhängige Zahlungen zur Minderung der Betriebskosten.

3 Gesamtkosten der sicheren Bedarfsdeckung

Für die Frage, welche Wirkung unterschiedliche Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise haben, ist zunächst relevant, welche Kosten insgesamt für eine sichere Bedarfsdeckung anfallen, denn diese werden zumindest im langfristigen Gleichgewicht vom Kollektiv der Endverbraucher zu tragen sein. Wie auch schon die Diskussion zum Strommarktdesign in den letzten Jahren in Deutschland gezeigt hat, ist eine vollständig objektive Schlussfolgerung zu den Kosten der sicheren Bedarfsdeckung mit unterschiedlichen Marktdesigns kaum möglich. Vielmehr treten hier zwischen den Marktdesigns unterschiedliche und gegenläufige Effekte auf. Deren (subjektive) Gewichtung bestimmt wesentlich die Schlussfolgerungen zum bevorzugten Marktdesign. Wir diskutieren daher zunächst ohne quantitative Aussage eine Reihe unterschiedlicher Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge, welche in verschiedener Ausprägung auf die Gesamtkosten wirken (Abschnitt 3.1). Eine quantitative Kostenabschätzung treffen wir – im vollen Bewusstsein o. g. subjektiver Einflüsse — anhand der Analyse früherer Studien, welche die Gesamtkosten verschiedener Kapazitätsmechanismen modelliert haben (Abschnitt 3.2), sowie eines vereinfachten Rechenbeispiels (Abschnitt 3.3).

3.1 Wirkmechanismen

Bei der Betrachtung der Wirkung auf Endverbraucherpreise darf nicht nur auf die isolierten Kosten z. B. eines Fördermechanismus geschaut werden. Stattdessen sollten übergreifend die Kapital- und Betriebskosten aller Anlagen, die zur sicheren Bedarfsdeckung notwendig sind, berücksichtigt werden. Diese Gesamtkosten für eine sichere Bedarfsdeckung können sich aufgrund unterschiedlicher Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge unterscheiden, die in diesem Abschnitt diskutiert werden. Eine Übersicht dieser Auswertung findet sich in Anhang A.

Ob ein Kapazitätsmechanismus bezüglich eines Wirkmechanismus eher positiv oder eher negativ zu bewerten ist, wird hier schematisch anhand eines Ampelsystems dargestellt (d.h. eine grüne, gelbe oder rote Markierung entspricht einer positiven, neutralen bzw. negativen Bewertung), wobei eine dunkelgrüne Markierung einer besonders positiven Bewertung im Vergleich zu den anderen Kapazitätsmodellen entspricht. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um eine rein qualitative Bewertung der einzelnen Wirkmechanismen handelt. Wie die unterschiedlichen Wirkmechanismen in der Gesamtbewertung der Kapazitätsmodelle gewichtet werden, ist perspektivabhängig. Dementsprechend lässt sich hier auch keine klare Empfehlung für ein bestimmtes Kapazitätsmodell ableiten, die Entscheidung zugunsten des einen oder anderen Kapazitätsmechanismus dürfte eher auf politischer Basis denn aufgrund eindeutiger ökonomischer Überlegenheit getroffen werden.

3.1.1 Effektivität

Bei der Bewertung von Kapazitätsmechanismen ist zunächst interessant, ob alle betrachteten Mechanismen in der Lage sind, eine sichere Bedarfsdeckung zu gewährleisten. Oftmals wird hier überdies zwischen Effektivität bezüglich eines (nahezu) optimalen Versorgungssicherheitsniveaus und politischer Zielgenauigkeit unterschieden. Ein (nahezu) optimales Versorgungssicherheitsniveaus ist dann gewährleistet, wenn Verbraucher (bei entsprechender Zahlungsbereitschaft) zu jedem Zeitpunkt Strom beziehen können. Politische Zielgenauigkeit dagegen strebt das Treffen eines vorgegebenen Kapazitätsziels an.

Bei keinem der betrachteten Marktdesigns bzw. Kapazitätsmechanismen ist zu erwarten, dass es dauerhaft zu Versorgungssicherheitsdefiziten kommt. Dennoch können relevante Unterschiede auftreten. Insbesondere gilt für den reinen EOM ohne Reserve wie für eine auf Betriebs- und Investitionsbeihilfen basierende indirekte Kapazitätsförderung, dass sie nicht zielgenau ein

bestimmtes Kapazitätsniveau ansteuern können. Die vorgehaltene Kapazität ist vielmehr ein Marktergebnis, das sich als Reaktion auf Preissignale ergibt.

Dabei gibt es keine Evidenz dafür, dass ein Marktdesign wie der EOM (dessen grundsätzliche Wirkungen auch durch Betriebs- und Investitionsbeihilfen nicht unterlaufen werden) zu einem dauerhaften VS-Defizit führen wird. Aufgrund der Wirkungsweise der Marktmechanismen können allerdings in einem solchen Design einzelne Knappheitssituationen nicht ausgeschlossen werden. Teilweise wird auch die Erwartung geäußert, dass eine perfekte Voraussicht von Marktakteuren unrealistisch sei, das Auftreten von Knappheitssituationen notwendig sein könnte, um z. B. Aktivitäten zur Erschließung von Lastflexibilitäten anzureizen. Derartige kurzfristig zur Verfügung stehende Flexibilitätsoptionen werden wiederum dazu beitragen, dass Knappheiten nicht dauerhaft bestehen bleiben werden. Allerdings ist auch anzuerkennen, dass ein EOM keine Absicherung von sehr seltenen und in ihrer Wahrscheinlichkeit nicht quantifizierbaren Extremsituationen ermöglicht, da nicht zu erwarten ist, dass Marktteilnehmer hierfür systematisch Reserven vorhalten.

Demgegenüber zielen dezentrale wie zentrale Kapazitätsmechanismen auf eine regulatorische Steuerung der Kapazitätsvorhaltung ab. Sofern solche Mechanismen grundsätzlich funktional ausgestaltet sind, sollten sie in der Lage sein, Versorgungssicherheit dann zu gewährleisten, wenn die der Dimensionierung zugrunde liegenden Lastprognosen korrekt sind. In der Praxis dürften solche regulatorischen Prognosen aufgrund von Wissensdefiziten, aber auch der Überlagerung mit politischen Einflüssen nur eine beschränkte Genauigkeit erreichen. Nach allgemeiner Erwartung würde dem mit einer über besonders risikoaverse Annahmen gesteuerten, allerdings wohl im Regelfall nicht zielgenauen Überdimensionierung entgegengewirkt werden. Bei der Beurteilung der Effektivität sollte jedenfalls berücksichtigt werden, dass regulierte Kapazitätsmechanismen punktuelle Knappheiten und die Notwendigkeit von Zwangsabschaltungen nicht ausschließen. Vielmehr werden diese bei der Dimensionierung realer Mechanismen durch Versorgungssicherheitsstandards, die auf Kosten-Nutzen-Analysen basieren, bewusst akzeptiert. Gleichzeitig werden extreme, nicht quantifizierbare Extremsituationen typischerweise auch bei einer regulatorischen Steuerung von Kapazitäten über Kapazitätsmärkte nicht berücksichtigt.

Dies ist allenfalls beim Mechanismus eines EOM mit Reserve etwas anders zu bewerten, weil die außerhalb des Marktes bestehende Reserve nicht nur eine Absicherung des EOM darstellt, sondern in der Vergangenheit z. B. in Deutschland für sogenannte „reasonable worst cases“ dimensioniert wurde, damit als einziger der hier betrachteten Mechanismen eine gezielte Absicherung von Extremsituationen unabhängig von deren Eintrittswahrscheinlichkeit ermöglicht wird.

	Effektivität
EOM 2.0	<ul style="list-style-type: none"> Keine Evidenz für VS-Defizit Anreize für individuelle Leistungsvorsorge Einzelne Knappheitssituationen können dennoch auftreten Keine Absicherung von (in Wahrscheinlichkeit) nicht quantifizierbaren Extremsituationen
EOM + Reserve	<ul style="list-style-type: none"> VS grundsätzlich gewährleistet Zusätzliche Sicherheit durch Aufbau der Reserve → einzelne Knappheitssituationen können vermieden werden Bestimmte Extremsituationen werden abgefangen (abh. von Dimensionierungsregeln)

	Effektivität
Zentraler KM ■	<ul style="list-style-type: none"> • VS grundsätzlich gewährleistet, wenn Lastprognosen korrekt sind • Tendenz zu Überkapazitäten durch risikoaverse frühzeitige Bedarfsfestlegung • Übliche Dimensionierungsregeln verlangen keine vollständige Vermeidung von Knappheitssituationen • Berücksichtigung von Extremsituationen schwierig
Dezentraler KM ■	<ul style="list-style-type: none"> • VS-Niveau abhängig von Methode der Bedarfsfestlegung • Tendenz zu Überkapazitäten bei risikoaverser frühzeitiger Bedarfsfestlegung • Berücksichtigung von Extremsituationen schwierig
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen ■	<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung / Ausweitung von Kapazitäten → keine Reduktion des VS-Niveaus • Einzelne Knappheitssituationen können dennoch auftreten • Keine Absicherung von (in Wahrscheinlichkeit) nicht quantifizierbaren Extremsituationen

Tabelle 1: Wirkmechanismus Effektivität

3.1.2 Wettbewerbswirkungen

Ein ideal ausgestalteter KapM muss ausreichend Wettbewerb sowohl im Kapazitätssegment als auch auf dem Strommarkt sicherstellen (siehe Tabelle 2), um so eine möglichst effiziente Bereitstellung der Leistung zu gewährleisten. In allen betrachteten KapM ist der Wettbewerb auf den Stromgroßhandelsmärkten grundsätzlich unbeeinflusst. Dies gilt auch für den EOM + Reserve, solange die Reservekapazitäten nur zu sehr hohen Preisen abgerufen werden.

Im Kapazitätssegment dagegen ist der Wettbewerb in einigen Modellen durch Markteintrittsbarrieren eingeschränkt (siehe auch 3.1.5). Insbesondere KapM mit zentraler Bedarfsfestlegung laufen Gefahr, über die notwendige regulatorische Präqualifikation möglicherweise effiziente bzw. innovative Technologien auszuschließen und dadurch die Gesamtkosten nach oben zu treiben. Dies gilt vor allem für Technologien mit unsicherer Verfügbarkeit, wie Speicher und DSM, welche durch die Notwendigkeit einer – typischerweise an Eigenschaften bekannter Technologien orientierten – regulatorischen Festlegung von Präqualifikationskriterien gegenüber solchen Technologien (insbesondere Erzeugungsanlagen) potenziell benachteiligt werden (siehe 3.1.4). Präqualifikationskriterien bergen dabei auch das Risiko, als Markteintrittsbarriere zu wirken. Neben dem ZKM schneiden auch Betriebs- und Investitionsbeihilfen in dieser Hinsicht schlecht ab, da ihre Förderung sich per Definition auf einzelne Technologien beschränkt und damit eher zu einer Verzerrung des Wettbewerbs beiträgt. Gleiches trifft auch auf die Kapazitätsreserve zu, die überdies ein endgültiges Ausscheiden der Reserveeinheiten aus dem Strommarkt impliziert. Dagegen sind die Markteintrittsbarrieren im DKM mit zentraler Verpflichtung (wie im Beispiel Frankreichs) etwas geringer als im ZKM. Zwar stellt der Zertifizierungsprozess eine Hürde dar, dennoch steht der KM im Grundsatz allen Technologien offen (im DKM ohne zentrale Verpflichtung gilt dies umso mehr). Überdies können Nachfrager mit flexiblen Lasten diese für die Reduktion ihrer Spitzenlast einsetzen, wodurch sich der Erwerb von Kapazitätsnachweisen auf die unflexible Last beschränkt.

Eine weitere Einschränkung des Wettbewerbs erfahren solche KapM, die durch die Ausgestaltung ihres Ausschreibungsverfahrens Anreize für strategisches Verhalten setzen. Die Auktionstheorie bringt hier Vorteile für unterschiedliche Ausschreibungsarten vor, in der Regel werden Auktionen mit Auszahlungen gemäß des Gebotspreises („pay-as-bid“) jedoch als weniger anfällig

lig für strategisches Verhalten angesehen als Ausschreibungen mit Vergütung zum Einheitspreis¹. Demgegenüber führt ein Einheitspreissystem, wie es aktuell im französischen ZKM sowie in der Kapazitätsreserve Anwendung findet, in der Regel zu kompetitiveren Preisen, da die dominante Strategie hier in Geboten zu den tatsächlichen Grenzkosten liegt. Außerdem kann ein Einheitspreissystem die Markteintrittsbarrieren verringern, da für eine erfolgreiche Teilnahme an der Kapazitätsausschreibung keine tiefgreifende Kenntnis des Marktes und der Wettbewerber notwendig ist.

Neben strategischem Gebotsverhalten sind auch strategische Kraftwerksstilllegungen denkbar. Die Besserstellung von neuen und modernisierten Anlagen durch höhere Gebotsgrenzen und langfristige Lieferverträge führt im ZKM dazu, dass es für Bestandsanlagen unter Umständen rentabel sein kann, früher als volkswirtschaftlich sinnvoll stillgelegt zu werden.






	Wettbewerbswirkungen
EOM 2.0 	<ul style="list-style-type: none"> • Technologieoffen, dadurch einfachere Einbindung von Flexibilitäten
EOM + Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> • EOM technologieoffen, dadurch einfachere Einbindung von Flexibilitäten • Reserve aber mit möglicherweise wettbewerbseinschränkenden Präqualifikationskriterien
Zentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Barriere für neue Technologien, dadurch Hemmung der Innovationsstätigkeit • Bei Bestandsanlagen Anreiz zu strategischer Stilllegung
Dezentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Barriere für neue Technologien, dadurch Hemmung der Innovationsstätigkeit, aber geringer als bei zentralem KM • Bei großen Anlagen Anreiz für strategische Gebote • Grundsätzlich jedoch Wettbewerb vorhanden
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen 	<ul style="list-style-type: none"> • Beschränkung auf spezifische Technologie • Geringe Flexibilität

Tabelle 2: Wirkmechanismus Wettbewerb

3.1.3 Finanzierungsrisiko

Ein von Befürwortern von Kapazitätsmechanismen häufig stark betontes, auf institutionenökonomischen Überlegungen beruhendes Argument liegt in den niedrigeren Finanzierungskosten von staatlich abgesicherten Investitionen. Insbesondere der staatlich administrierte ZKM mit der Möglichkeit von langfristigen Verträgen für Neuinvestitionen könnte dazu beitragen, die Finanzierungskosten für Investitionen in neue Kraftwerksleistung zu senken und somit auch das von Verbrauchern aufzubringende Refinanzierungsvolumen zu begrenzen. Ähnliches gilt für die Förderung durch Betriebs- oder Investitionsbeihilfen, welche die Finanzierungsunsicherheiten der geförderten Kapazitäten gezielt reduziert.

¹ Eine typische Gebotsstrategie von Bietern mit mehreren Erzeugungseinheiten bei Ausschreibungen nach Einheitspreissystem ist beispielsweise, kleinere Erzeugungseinheiten zu hohen Preisen anzubieten, um so die einheitliche Fördersumme in die Höhe zu treiben und gleichzeitig größere Einheiten zu geringen Preisen anzubieten, um die Förderung für diese abzusichern.

Der stark wettbewerblich getriebene EOM 2.0 hingegen birgt große Unsicherheiten, da die Refinanzierung abhängig von den im Markt auftretenden und nur bedingt prognostizierbaren Preisspitzen ist. Dementsprechend ist für Investitionen im EOM 2.0 mit Risikoaufschlägen zu rechnen. Der DKM ordnet sich diesbezüglich zwischen den beiden o. g. Extrempunkten ein. Die Verpflichtung zur Absicherung der eigenen Spitzenlast durch Kapazitätszertifikate erhöht zwar die Nachfrage nach Kapazität, die typischerweise nur kurzfristigen Verträge können aber keine langfristige Investitionssicherheit bieten und die Investoren z. B. nicht vor Risiken aus dem Markteintritt von Wettbewerbern schützen. Im französischen DKM wurden deshalb zusätzliche Garantiepreise für Zertifikate aus neuen Kapazitäten eingeführt, wobei die Garantieperiode immer noch signifikant kürzer ist als bei ZKM. Im Ergebnis dürften die Finanzierungskosten damit zwar höher als im ZKM, aber niedriger als im EOM sein. Ein recht ausgeglichenes Bild zeichnet sich auch beim EOM + Reserve ab. Einerseits sind die marktlichen Finanzierungsrisiken gemäß dem EOM 2.0 im Vergleich zu den anderen KapM hoch, andererseits bietet das Reservesegment den dort kontrahierten Kapazitäten eine zuverlässige Vergütung für die Dauer des Erbringungszeitraums. Es ist außerdem denkbar, dass das Überführen von Bestandsanlagen in die Kapazitätsreserve den Markteintritt neuer Kapazitäten erleichtert (siehe 3.1.5).






	Finanzierungsrisiken
EOM 2.0 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Risikoprämien
EOM + Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Risikoprämien für EOM • Unsicherheit bei Reserve gering
Zentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Gering, da langfristige Verträge für Neueintritt / Modernisierung
Dezentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Tendenziell höher als bei zentralem KM, da kurzfristigere Verträge • FR: Für neue Kapazitäten sollen Mehrjahresverträge eingeführt werden (CfD)
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen 	<ul style="list-style-type: none"> • Unsicherheit wird durch Förderung reduziert

Tabelle 3: Wirkmechanismus Finanzierungsrisiken

3.1.4 Demand-Side-Response (DSR) und andere Flexibilitätsoptionen

Neben steuerbaren Erzeugungskapazitäten können auch (unkonventionelle) Flexibilitäten wie Speicher, dargebotsabhängige erneuerbare Energien, Notstromaggregate sowie Lastverschiebung und Lastverzicht (nachfolgend zusammenfassend als Demand-Side-Response, DSR, bezeichnet) Beiträge zur Sicherstellung einer bedarfsgerechten Versorgung leisten. Unterschiedliche Untersuchungen (r2b energy consulting et al., 2014; BET, 2015) zeigen erhebliche und kostengünstige Potenziale für derartige Flexibilitäten auf. Insbesondere können diese häufig in vergleichsweise kurzen Zeiträumen erschlossen werden und haben deutlich niedrigere Investitions- und Erschließungskosten als z. B. thermische Kraftwerke.

Allerdings ist die Teilnahme für derartige Flexibilitäten an Kapazitätsmärkten mit einer strukturierten Kapazitätsbeschaffung häufig nicht einfach möglich, da die Beiträge zur Versorgungssicherheit weniger eindeutig zu bestimmen und nicht für lange Zeiträume garantiert sind (siehe Tabelle 2). Deshalb ist, wie unter 3.1.2 bereits diskutiert, die Einbindung von Flexibilitäten in Mechanismen ohne Präqualifikation wie dem EOM (mit oder ohne Reserve) am einfachsten möglich. Während Kapazitätsmechanismen mit einer strukturierten Kapazitätsbeschaffung zu einer Glättung der Marktpreise führen, wird die Aktivierung von Flexibilitäten in KapM ohne Präqualifikation durch Preisspitzen auf dem Strommarkt bearbeitet und es müssen keine langfristigen Verfügbarkeitszusagen erteilt werden.

Insbesondere zentrale Kapazitätsmärkte sind hingegen auf eine Präqualifikation der Teilnehmer und die Zusage garantierter Verfügbarkeiten (auch im Bereich von Speichern und DSM) angewiesen. Sie bevorzugen über ihre Präqualifikationsmechanismen daher häufig eher Kraftwerke und erschweren damit die Teilnahme nachfrageseitiger Flexibilitäten. Selbst dort, wo spezielle Segmente für sonstige Flexibilitäten ausgeschrieben werden, sind die Bedingungen häufig auf einzelne Technologien zugeschnitten und decken nicht die Breite des Marktes ab bzw. beinhalten nicht die Erschließung neuer, von den Präqualifikationskriterien nicht erfasster Optionen. Darüber hinaus führt die Segmentierung der Kapazitätsangebote in konventionelle Erzeugungslösungen auf der einen und „neuen“ Technologien auf der anderen Seite dazu, dass die Zusammensetzung des Kapazitätsmarktes regulatorisch gesteuert ist und entsprechenden Annahmen unterliegt. Auch innerhalb des Segments „neuer“ Technologien werden eher diejenigen bevorzugt, welche dem Konzept der „gesicherten Leistung“ als Ausdruck der Versorgungssicherheit näherkommen, also beispielsweise Lastverschiebemöglichkeiten durch redundante Auslegung von Produktionsprozessen mit geringen Aktivierungskosten, dafür aber hohen Erschließungskosten. Über die strukturierte Beschaffung von gesicherter Erzeugungskapazität mit häufig hohen Fixkosten, aber vergleichsweise niedrigen variablen Kosten, wird darüber hinaus auch die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen im Fahrplanenergiemarkt und damit die Möglichkeit der Rentabilität von Flexibilitäterschließung außerhalb des Kapazitätsmarktes verringert. Die Gesamtwirkung des ZKM fällt damit für verschiedene Akteure sehr unterschiedlich aus und wird daher in Summe als neutral bewertet. Einerseits ist der Markteintritt von Flexibilitäten durch die Präqualifikation häufig erschwert, andererseits bietet dieser Mechanismus aufgrund der hohen Finanzierungssicherheit ein großes Potenzial für diejenigen Flexibilitäten, die es schaffen, sich zu präqualifizieren.

Sehr eindeutig fällt hingegen die Bewertung gezielter Betriebs- bzw. Investitionsbeihilfen, welche auf die Förderung sehr spezifischer Erzeugungstechnologien (wie KWK) abzielen und die Integration von DSR naturgemäß ausschließen. Besser gelingt die Erschließung von Flexibilitätsoptionen typischerweise in einem dezentralen Markt, wo sie auch zur Absenkung der individuellen Spitzenlast und damit zur Verringerung des Bedarfs an Kapazitätszertifikaten der Betreiber eingesetzt werden können. Wenn eine Präqualifikation für den Zertifikatehandel nicht möglich ist, entstehen allerdings zumindest hohe Transaktionskosten, die eine effiziente Nutzung der Flexibilitäten erschweren könnten.

Andererseits hängt die Art der DSR-Technologien, die in das jeweilige Kapazitätsmodell eingeschlossen werden können, auch von der Finanzierungssicherheit eines Mechanismus ab (siehe 3.1.3). Technologien mit hohen Erschließungskosten, wie sie zum Beispiel beim Einbau von Speichern oder bei Erschließung von Lastverschiebungspotenzialen, die häufig Speicher für Zwischen- oder Endprodukte bzw. eine redundante Auslegung von Produktionsstätten erfordern, anfallen, lassen sich aufgrund der vergleichsweise guten Refinanzierbarkeit am einfachsten in

ZKM integrieren. Auch die Kapazitätsreserve bietet ausreichend Finanzierungssicherheit für solche Technologien, wohingegen der EOM 2.0 bzw. das Marktsegment des EOM + Reserve und der DKM durch das Ausnutzen von Preisspitzen eher Technologien wie Notstromaggregate mit niedrigen Erschließungskosten, dafür aber vergleichsweise hohen Aktivierungskosten begünstigen (Tabelle 4).

	Demand Side Response (DSR)
EOM 2.0 ■	<ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme möglich für Technologien mit niedrigen Erschließungs- und hohen Aktivierungskosten • Bedarf ergibt sich aus Preis
EOM + Reserve ■	<ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme möglich • In EOM-Segment Technologien mit niedrigen Erschließungs- und hohen Aktivierungskosten, in Reserve umgekehrt
Zentraler KM ■	<ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme abhängig von Ausgestaltung • Finanzierung einfacher als in anderen Modellen → Technologien mit hohen Erschließungs- und niedrigen Aktivierungskosten • Bedarf muss separat festgestellt werden
Dezentraler KM ■	<ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme abhängig von Ausgestaltung • Technologien mit niedrigen Erschließungs- und hohen Aktivierungskosten • Bedarf ergibt sich aus Preis
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen ■	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Teilnahme

Tabelle 4: Wirkmechanismus Demand-Side-Response (DSR)

3.1.5 Zu- oder Rückbau

Für das Erreichen eines annähernd optimalen Versorgungssicherheitsniveaus ist unter Umständen die Beanreizung von Kraftwerkszu- bzw. -rückbauten notwendig, welche darüber hinaus gegebenenfalls zu einem effizienteren Kraftwerkspark mit niedrigeren Erzeugungskosten und geringeren Treibhausgasemissionen führen kann. Dabei gilt einerseits, dass KapM mit exogener Vorgabe eines bestimmten Kapazitätsvolumens, also der ZKM und der DKM mit zentraler Leistungsvorgabe, einen positiven Effekt auf Kraftwerksneubauten haben, da die Summe der benötigten Leistungsvorhaltung hier in der Tendenz größer ist als bei marktlicher Bedarfsermittlung und zudem, wie im vorigen Abschnitt ausgeführt, steuerbare Erzeugungsanlagen bessergestellt werden als z. B. im EOM.

Andererseits hängt die Frage, ob ein KapM in der Lage ist, Anreize für die Modernisierung des Kraftwerksparks zu schaffen, mit dem jeweiligen Finanzierungsrisiko zusammen, die Bewertung des Wirkmechanismus Zu- oder Rückbau ähnelt daher der Diskussion in 3.1.3 (siehe Tabelle 5). Die relative Finanzierungssicherheit des ZKM sowie der Betriebs- und Investitionsbeihilfen begünstigt eine Modernisierung des Kraftwerksparks, entweder durch finanzielle Anreize zum Bau neuer Erzeugungseinheiten oder (im Falle der Investitionsbeihilfen in Form des Kohleersatzbonus) zum Umbau von Bestandsanlagen. DKM sind auch in dieser Hinsicht etwas weniger positiv zu bewerten, bedingt durch die geringere Finanzierungssicherheit im Vergleich z. B. zum ZKM. Von den expliziten Kapazitätsmechanismen bietet einzig der EOM + Reserve (in der deutschen

Ausgestaltung) trotz geringer finanzieller Unsicherheiten im Reservesegment keinerlei spezifischen Anreiz für den Zubau von Kapazitäten, da nur aus dem Markt ausgeschiedene Bestandsanlagen bzw. schon in der Reserve gebundene Anlagen sowie regelbare Lasten am Reservesegment teilnehmen können. Die Möglichkeit des Wechsels in die Reserve kann allerdings den Rückbau ineffizienter Technologien und den Abbau von Überkapazitäten beschleunigen. Darüber hinaus könnte argumentiert werden, dass eventuelle „Lücken“, welche in die Reserve übertretende Kapazitäten im Markt hinterlassen, bessere Eintrittschancen für Neuanlagen bieten. Aller Wahrscheinlichkeit nach werden jedoch nur diejenigen Kapazitäten in die Reserve eintreten, deren Teilnahme am Strommarkt ohnehin nicht mehr wirtschaftlich wäre.

Bei der Anreizsetzung zur Modernisierung des Kraftwerksparks werden je nach Ausgestaltung manche Technologien bessergestellt als andere. Während Betriebsbeihilfen im Sinne einer KWK-Förderung ausschließlich den Bau von KWK-Anlagen und Investitionsbeihilfen im Sinne des Kohleausstiegsbonus nur den Umbau bestehender Kohlekraftwerke beanreizen, ist eine solche Priorisierung bestimmter Technologien auch im ZKM möglich, beispielsweise durch spezifische Präqualifikationskriterien oder separate Ausschreibungsrunden.






	Zu- und Rückbau
EOM 2.0 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Neuinvestitionen
EOM + Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Neuinvestitionen
Zentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> Finanzierungssicherheit und Orientierung an Kapazitätswolumen reizen Zubau an Je nach Ausgestaltung können bestimmte Technologien stärker angereizt werden
Dezentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> (Relative) Finanzierungssicherheit und Orientierung an Kapazitätswolumen reizen Zubau an
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zum Neu- oder Umbau von Erzeugungsanlagen

Tabelle 5: Wirkmechanismus Zu- und Rückbau

3.1.6 Preisstabilität

Ein Argument, welches häufig im Zusammenhang mit zentralen oder dezentralen Kapazitätsmärkten hervorgebracht wird, ist eine Förderung der Preisstabilität durch Einführung dieser Mechanismen, wobei hiermit insbesondere ein geringeres Auftreten von Preisspitzen gemeint ist. Hier ist zunächst zu diskutieren, inwiefern Preisstabilität unabhängig vom durchschnittlichen Preisniveau einen Wert an sich darstellt. In der Realität lassen sich im Strommarkt auftretende Preisspitzen zwar durch alle vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen verringern (insbesondere bei hoher Investitionssicherheit bzw. einer Bevorzugung von Kapazitäten mit hohen Fixkosten

und vergleichsweise niedrigen variablen Kosten, wie beispielsweise im ZKM), eine gewisse Volatilität wird insbesondere durch die Zunahme an Erneuerbaren am Strommix jedoch auch in Zukunft erhalten bleiben. Zudem werden effizient dimensionierte Kapazitätsmechanismen Preisspitzen am Dispatchmarkt nicht völlig ausschließen können, ein Vermeiden von Preisspitzen wäre damit allenfalls durch eine ineffiziente Überdimensionierung von Kapazitätsmechanismen zu erreichen.

Auch für das Kapazitätssegment lässt sich ein solcher Effekt in den bestehenden KM nicht nachweisen, wie die Betrachtung der Entwicklung empirischer Kapazitätspreise am Beispiel des britischen, polnischen und französischen Kapazitätsmarkts (siehe Anhang B) zeigt. Dementsprechend ist bezüglich der Preisstabilität kein Mechanismus besonders positiv oder negativ zu bewerten.

3.1.7 Regulierungsrisiko

Je stärker ein Kapazitätsmechanismus reguliert ist, desto höher ist außerdem das Risiko von Regulierungsfehlern (siehe Tabelle 6) und einer daraus resultierenden ineffizienten Ausgestaltung des Mechanismus. Dagegen sind Mechanismen mit einer geringen Regulierungstiefe deutlich weniger anfällig, da sie eine mehr oder weniger freie Optimierung des Marktes zulassen. Dementsprechend sind diese Risiken im EOM 2.0 zumindest sehr gering. Dagegen weisen sowohl das Reservesegment des Modells „EOM + Reserve“ als auch der ZKM eine starke Regulierungstiefe auf, denn die Bedarfsfestlegung sowie die Festlegung und Umsetzung von Sanktionen bei Nichtbereitstellung der versprochenen Kapazitäten liegen beim Regulierer. Insbesondere im ZKM, welcher darüber hinaus mit Unsicherheiten und Informationsasymmetrien behaftet ist, führt dies häufig zu Überkapazitäten in Form eines Sicherheitsaufschlags auf den festgestellten Kapazitätsbedarf (entweder als bewusster Aufschlag oder z. B. durch eine unrealistische Kombination von Worst-Case-Annahmen), welche die Kosten des KapM in die Höhe treiben.² Auch im DKM legt der Regulierer Pönalen fest, die Kapazitätsmenge gibt er entweder vor (DKM mit zentraler Bedarfsfestlegung) oder beeinflusst diese nur indirekt durch Festlegung des „trigger price“ (DKM ohne zentrale Bedarfsfestlegung), im zweiten Fall wird der Bedarf also wettbewerblich ermittelt. Die Regulierungstiefe und dementsprechend das Risiko von Regulierungsfehlern ist damit im Schnitt etwas geringer als im ZKM. Betriebs- und Investitionsbeihilfen sind hier ähnlich einzuordnen wie der ZKM: Der Bedarf ist regulatorisch vorgegeben, überdies werden nur bestimmte Technologien gefördert, welche sehr spezifische Kriterien erfüllen müssen. Durch die Unabhängigkeit von anderen Mechanismen ist ein Gegensteuern bei Fehlparametrierung nur durch erneute staatliche Eingriffe, nicht aber durch einen marktbasierten Ausgleich möglich.

Daneben bieten viele der betrachteten Marktdesigns den Akteuren erhebliche Anreize dafür, die Regulierungsentscheidungen zu ihren Gunsten zu beeinflussen, was die Gesamtkosten des KapM in die Höhe treibt. Insbesondere bei Kapazitätsmärkten (also ZKM und DKM) sowie Beihilfen haben die Regulierungsentscheidungen einen erheblichen Einfluss auf Kosten und Erlöse der Marktakteure, da die beiden Marktsegmente (Kapazitäts- und Strommarkt) hier stark miteinander verknüpft sind. Die Gefahr politischer Einflussnahme ist entsprechend groß, wobei auch hier der DKM dank seiner geringeren Regulierungstiefe etwas besser abschneidet.

Im Gegensatz dazu hängt der EOM 2.0 weniger von regulatorischen Vorgaben als vielmehr von den Kräften des Marktes ab und unterliegt damit keinem erwähnenswerten Regulierungsrisiko.

² Hier ist auch die Anreizsituation für die bedarfsfestlegende Stelle, z. B. Regulierungsbehörde, zu beachten. Erweist sich der Kapazitätsmarkt ex-post als unterdimensioniert, dürfte sie mit harscher Kritik zu rechnen haben, während eine Überdimensionierung viel schwieriger nachzuweisen und weniger kritikanfällig ist.

Ein bewusster Aufbau von Überkapazitäten, wie er in KapM mit zentraler Bedarfsfestlegung typischerweise zu beobachten ist, ist hier nicht zu erwarten. Zwar könnten z. B. im Rahmen der Beschaffung von Regelreserve Redundanzen beanreizt werden. Dieser Einfluss von Regelreserve würde aber durch die Einführung eines ZKM nicht eliminiert und dürfte sich darüber hinaus – auch aufgrund der Möglichkeit, Regelreserve aus diversen unkonventionellen Flexibilitätsoptionen zu beschaffen – auf die Gesamtdimensionierung des Erzeugungssystems weniger stark auswirken. Der EOM + Reserve ordnet sich dementsprechend zwischen EOM 2.0 und ZKM ein. Für das Reservesegment bestehen auch hier Regulierungsrisiken und die Gefahr politischer Einflussnahme. Die Auswirkungen auf das Gesamtsystem sind jedoch begrenzt, da die Reserve im Verhältnis zum Gesamtmarkt nur einen kleinen Teil der Erzeugungskapazitäten umfasst und Reservesegment und Strommarkt bezüglich ihrer Erlöse und Kosten voneinander losgelöst sind.





	Regulierungsrisiko
EOM 2.0 	<ul style="list-style-type: none"> • Vernachlässigbar
EOM + Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> • Stark reguliert (Bedarfsfestlegung, Sanktionen) • Kaum Anreize für Einflussnahme, zudem nur für Reservesegment relevant
Zentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Stark reguliert (Bedarfsfestlegung, Sanktionen) • Unsicherheiten, Informationsasymmetrie und erhebliche Anreize für Einflussnahme
Dezentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Regulierung (Festlegung von Pönale und trigger price) • Erhebliche Anreize für Einflussnahme
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen 	<ul style="list-style-type: none"> • Stark reguliert • Erhebliche Anreize für politische Einflussnahme

Tabelle 6: Wirkmechanismus Regulierungsrisiko

3.1.8 „Mitnahmeeffekte“ bei Kapazitätzahlungen

In allen betrachteten Kapazitätsmechanismen sind die erzielbaren Kapazitätzahlungen nicht ausschließlich auf Kapazitäten beschränkt, die ansonsten nicht am Markt verfügbar wären. Kapazitätsmechanismen bieten Kapazitätsanbietern mit geringen Grenzkosten oder geschickter Platzierung strategischer Gebote die Möglichkeit, eine inframarginale Rente zu erzielen. Inframarginale Renten treten aber auch am Dispatchmarkt auf. Durch die tendenziell höheren Preise sind sie in einem EOM-basierten Marktdesign höher als bei Vorliegen eines Kapazitätsmarktes (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2)³. Deshalb können sich auch dort „Mitnahmeeffekte“ für die-

³ Die Merit Order des EOM 2.0 (Abbildung 1) zeigt, dass die Vorhaltung weiterer Kraftwerkskapazitäten nur dann rentabel ist, wenn diese sich über sehr hohe Preisspitzen refinanzieren können. Ein Kapazitätsmarkt bzw. Betriebs- oder Investitionsbeihilfen (Abbildung 2) wirken dagegen wie eine Versicherung gegen hohe Preisspitzen: Sie erleichtern durch Kapazitätzahlungen die Refinanzierung einer höheren Gesamtkraftwerksleistung. Gleichzeitig geht die Aufbringung der Kapazitätzahlungen zulasten aller Verbraucher, während die Preisspitzen im EOM nur solche Verbraucher betreffen, welche zum Knappheitszeitpunkt Strom beziehen.

jenigen Kapazitäten ergeben, die hohe Preise oder Preisspitzen nicht zur Refinanzierung benötigen. Beim Vergleich ist allerdings zu berücksichtigen, dass in einem EOM-Marktdesign auch die mit einer Kapazitätsbereitstellung verbundene Risikoexposition deutlich höher ist, hohe Renditen für profitable Entscheidungen deshalb auch einen Unternehmerlohn und wichtigen Anreizmechanismus darstellen.

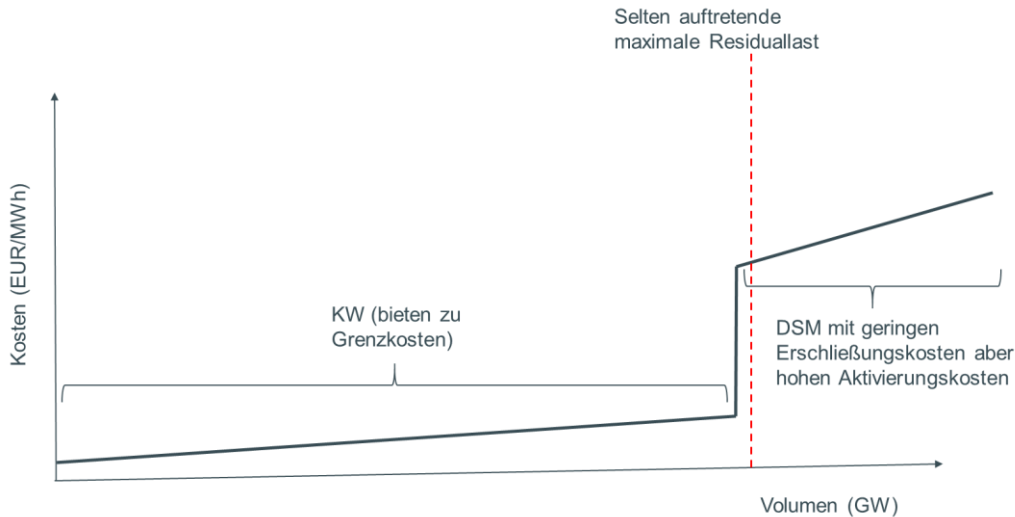


Abbildung 1: Merit Order im EOM 2.0. Quelle: 50Hertz Transmission GmbH.

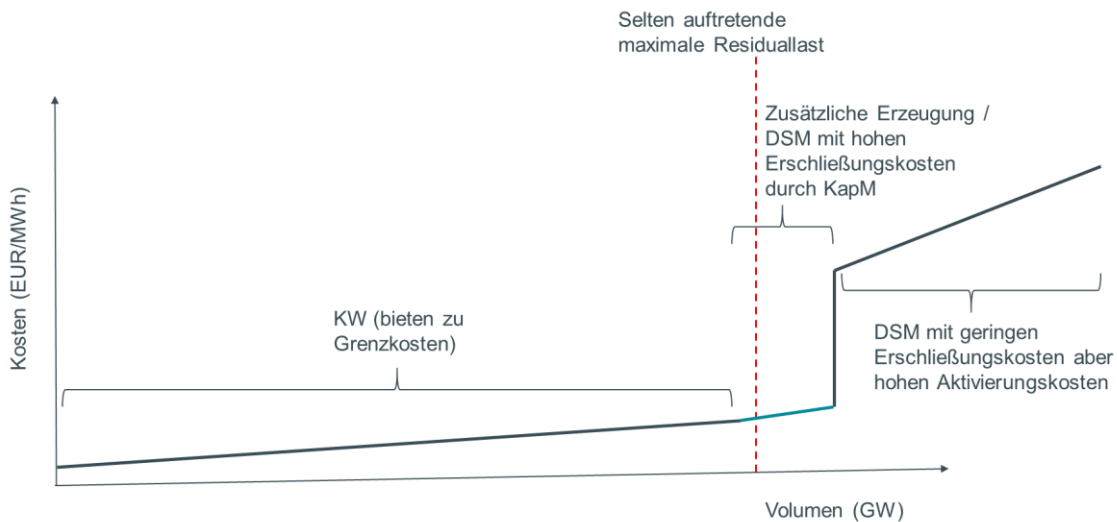


Abbildung 2: Merit Order mit Kapazitätsmarkt bzw. Betriebs- und Investitionsbeihilfen. Quelle: 50Hertz Transmission GmbH.

Die Kostenwirkung solcher Mitnahmeeffekte auf die Endverbraucher hängt stark davon ab, wie viele Akteure auf den jeweiligen Marktsegmenten eine inframarginale Rente erzielen können und welche Mechanismen greifen, um Mitnahmeeffekte zu begrenzen. Dabei ist der zu erwartende Umfang von Mitnahmeeffekten bei umfassenden Kapazitätsmechanismen wie DKM und ZKM, bei denen grundsätzlich alle im Markt operierenden Anlagen eine Chance auf Kapazitätszahlungen haben, höher als bei einer Reserve, die gezielt Anlagen adressiert, die ansonsten nicht am Markt operieren bzw. stillgelegt würden. Allerdings können insbesondere in ZKM (wie z. B. in UK angewandt) gezielte Maßnahmen zur Begrenzung von Mitnahmeeffekten wie z. B. Gebots-

obergrenzen und Preisregeln für Bestandsanlagen ergriffen werden. In DKM ist dies kaum umsetzbar, da der Preis für die dezentral gehandelten Kapazitätiszertifikate nicht von der sie ausstellenden Anlage abhängt.

Gezielte Investitions- und Betriebsbeihilfen sind nicht frei von Mitnahmeeffekten, in dieser Hinsicht jedoch etwas positiver als umfassende Kapazitätsmechanismen einzustufen, weil diese Beihilfen nicht an alle Anlagen im Markt ausgezahlt werden und z. B. durch Ausschreibungsmechanismen zur Feststellung der Höhe der Beihilfe Überförderungen adressiert werden können.






	Mitnahmeeffekte bei Kapazitätzahlungen
EOM 2.0 	<ul style="list-style-type: none"> • „Mitnahmeeffekte“ anders einzuordnen als bei KM • Ausnutzen von Preisspitzen am Dispatchmarkt • Effekt auf Verbraucherpreise abhängig vom individuellen Verhalten der Verbraucher zum Höchstlastzeitpunkt
EOM + Reserve 	<ul style="list-style-type: none"> • Für Anlagen außerhalb der Reserve analog zum EOM • Inframarginale Renten im Reservesegment denkbar • Mitnahmeeffekte allerdings begrenzt, da Reserve im Verhältnis zum Gesamtmarkt klein und gezielt auf ansonsten nicht im Markt befindliche Anlagen ausgerichtet
Zentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Inframarginale Renten im Kapazitätsmarkt • Kapazitätzahlungen auch an Anlagen, die auch ohne eine solche Zahlung im Markt verblieben • Aber Begrenzung der Mitnahmeeffekte durch spezielle Gebots- und Preisregeln denkbar
Dezentraler KM 	<ul style="list-style-type: none"> • Inframarginale Renten im Kapazitätsmarkt • Kapazitätzahlungen auch an Anlagen, die auch ohne eine solche Zahlung im Markt verblieben • Keine einfache Möglichkeit der Begrenzung
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen 	<ul style="list-style-type: none"> • Überförderung nicht ausgeschlossen • Zahlungen aber nur an wenige Anbieter, daher begrenzte Mitnahmeeffekte • Abmilderung zudem z. B. durch wettbewerbliche Bestimmungen von Förderhöhen denkbar

Tabelle 7: Wirkmechanismus „Mitnahmeeffekte“ bei Kapazitätzahlungen

3.1.9 Wechselwirkung mit Ausland

Insbesondere im integrierten europäischen Stromhandel darf eine Abwägung der Kapazitätsmodelle nicht losgelöst von Wechselwirkungen mit dem Ausland erfolgen. Als hauptsächliche Einflussfaktoren gelten hier Angebots- und Nachfrageverschiebungen als Reaktion auf Kapazitätsentwicklungen im Ausland sowie die Frage, ob ausländische Kapazitäten direkt am Kapazitätsmechanismus teilnehmen können.

Letzteres ist für den EOM 2.0 am eindeutigsten zu beantworten, der bereits in den europäischen Strommarkt integriert und damit für einen grenzüberschreitenden Austausch von Kapazitäten offen ist. Dagegen stellen die Kapazitätsreserve sowie Betriebs- und Investitionsbeihilfen nationale Förderinstrumente dar, die eine Teilnahme grenzüberschreitender Kapazitäten nicht zulassen. Im Falle von Kapazitätsmärkten lässt sich diesbezüglich keine pauschale Aussage treffen, da unterschiedliche Arten der Ausgestaltung denkbar sind. Während beispielsweise im polnischen ZKM die Teilnahme ausländischer Kapazitäten ausdrücklich gestattet ist, sieht der britische ZKM ausschließlich die Teilnahme von Interkonnektoren vor. Auch im DKM ist die Möglichkeit zur direkten Teilnahme grenzüberschreitender Kapazitäten abhängig vom Kapazitätsmarktdesign.

Aufgrund der Vorgaben der Strombinnenmarktverordnung ist zu erwarten, dass Kapazitätsmärkte auf dem Gebiet der Europäischen Union in Zukunft für ausländische Teilnahme im Prinzip geöffnet werden müssen, Details der Ausgestaltung und der resultierenden Wirkungen sind jedoch noch offen.

Dabei führt eine wettbewerbliche Einbindung ausländischer Kapazitäten tendenziell zu weniger Verzerrungen in den Reaktionen von Angebot und Nachfrage, beispielsweise im EOM 2.0. Insbesondere durch die enge Verknüpfung der europäischen Strommärkte und die großen Ähnlichkeiten in Design und Marktregeln sind auch die Wechselwirkungen mit dem Ausland ähnlichen eines nationalen Wettbewerbs. Gleiches gilt für den EOM + Reserve: Aufgrund der Trennung von Markt und Reservesegment hat die Reserveleistung keine Rückwirkungen auf ausländische Märkte, die wiederum den nationalen Markt beeinflussen könnten. Im Gegensatz dazu würde sich im Zuge der Einführung eines ZKM oder DKM die im Inland verfügbare Leistung erhöhen, was die Strompreise am Großhandelsmarkt drücken würde. Die Reaktionen aus dem Ausland sind hier nur schwer vorhersehbar: einerseits könnte dadurch ein Anreiz zum Aufbau ausländischer Kapazitätsmärkte entstehen, andererseits wäre jedoch auch ein Trittbrettfahrerverhalten ausländischer Konsumenten bzw. der Abbau ausländischer Kapazitäten denkbar. Beides hätte Rückwirkungen auf die inländischen Großhandelspreise, welche jedoch stark von den jeweiligen Reaktionen abhängen. Ein Land wie Deutschland ohne umfassenden Kapazitätsmechanismus wird zumindest teilweise von den Kapazitätsmechanismen in Nachbarländern profitieren und dadurch die Kosten der sicheren Bedarfsdeckung verringern können. Die Wechselwirkungen im Falle von Investitionsbeihilfen könnten im Grundsatz denen eines Kapazitätsmarktes ähneln, jedoch ist aufgrund der deutlich kleineren Dimensionierung unklar, ob solche Wechselwirkungen tatsächlich spürbar wären.

Die obige Diskussion macht deutlich, dass Wechselwirkungen mit dem Ausland sehr komplex und vielschichtig sind. Eine normative Bewertung einzelner KapM ist in dieser Hinsicht nicht ohne weiteres möglich und wird daher in der Übersicht in Tabelle 8 nicht abgebildet.

	Wechselwirkungen mit Ausland
EOM 2.0	<ul style="list-style-type: none"> • Verringerter Finanzierungsbedarf durch xb-Teilnahme • Automatische Reaktion auf Kapazitätsentwicklung im Ausland
EOM + Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • Keine xb-Teilnahme möglich
Zentraler KM	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von Regeln zur xb-Teilnahme
Dezentraler KM	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von Regeln zur xb-Teilnahme
Betriebs-/ Investitionsbeihilfen	<ul style="list-style-type: none"> • Keine xb-Teilnahme möglich

Tabelle 8: Wirkmechanismus Wechselwirkungen mit Ausland

3.2 Auswertung früherer Studien und Impact Assessments

Um zusätzliche empirische bzw. modellbasierte Erkenntnisse zu den Kosten der Gewährleistung von Versorgungssicherheit berücksichtigen zu können, werden nachfolgend Erfahrungen und Studien zu den Gesamtkosten des für eine sichere Bedarfsdeckung notwendigen Erzeugungs-/Flexibilitätsparcs aus Deutschland, Frankreich und Großbritannien miteinander verglichen. Das deutsche und französische System sind hierbei mit einem Nettostromverbrauch von 526 TWh bzw. 446 TWh von ähnlicher Größe, Großbritannien weist mit einem Nettostromverbrauch von 302 TWh ein etwas kleineres System auf. Wir gehen davon aus, dass, wie in Abschnitt 3.1 dargestellt, in allen betrachteten Systemen im Zuge des Kapazitätsmechanismus die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Im Folgenden nehmen wir daher einen reinen Vergleich der in Studien ermittelten Kosteneffekte durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus vor, Nutzen durch vermiedene Abschaltungen sind nicht Teil der Betrachtung.

Die Studie von *Frontier Economics und Consentec* (2014) betrachtet einen Zeithorizont von 25 Jahren⁴. Sie vergleicht u. a. die Gesamtsystemkosten⁵ einer deutschen Kapazitätsreserve sowie eines in Deutschland eingeführten umfassenden, zentralen Kapazitätsmechanismus im Vergleich zu den Systemkosten des EOM 2.0. Dabei unterscheidet die Studie zusätzlich zwischen einem Referenzwert und einem erhöhten Wert für die Leistungsvorhaltung⁶. Die Abbildung der daraus abgeleiteten annuitätischen Systemmehrkosten⁷ (Abbildung 3) zeigt, dass gemäß der Studie die Kapazitätsreserve im Grundsatz geringere Mehrkosten gegenüber dem EOM aufweist als der ZKM. Dies wird wesentlich von der Annahme getrieben, dass Kapazitätsmechanismen im Verhältnis zum EOM zu einem weniger effizienten Kapazitätsmix bzw. zu Überkapazitäten führen. Da bei der Kapazitätsreserve die Wirkung des Kapazitätsmechanismus deutlich begrenzter ist als beim ZKM, führt sie entsprechend zu geringeren Mehrkosten. Auch der Vergleich mit einer erhöhten Leistungsvorhaltung (als Folge von Überdimensionierung) wirkt sich beim ZKM stärker aus als bei der Reserve, weil hiervon der gesamte Markt betroffen ist. So führt eine Vergrößerung der Reserve um 1-3 GW (das entspricht hier 25-60 %) zu einem Mehrkostenanstieg von gut 50 %, die Mehrkosten des ZKM werden durch eine Erhöhung der Leistungsvorhaltung um 14-19 GW (19-32 %) beinahe verfünffacht.

⁴ Zieljahr 2039.

⁵ Dabei setzen sich die betrachteten Gesamtsystemkosten aus den Erzeugungskosten Deutschlands und angrenzender europäischer Länder, den Kosten für Investitionen in Deutschland und Österreich sowie Kosten des Stromaustauschs innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums (ohne Island, im Südosten begrenzt durch Ungarn, Kroatien und Bosnien-Herzegowina) zusammen.

⁶ Hierbei beläuft sich der Referenzwert auf 3 (5) GW für die Reserve und 74 (60) GW für den Kapazitätsmarkt in 2015 (2035). Die höhere Leistungsvorhaltung liegt bei 4 (8) GW für die Reserve und 88 (79) GW für den Kapazitätsmarkt in 2015 (2035).

⁷ Für die Diskontierung der annuitätischen Systemkosten unterstellen wir einen Kalkulationszinssatz von 5 %.

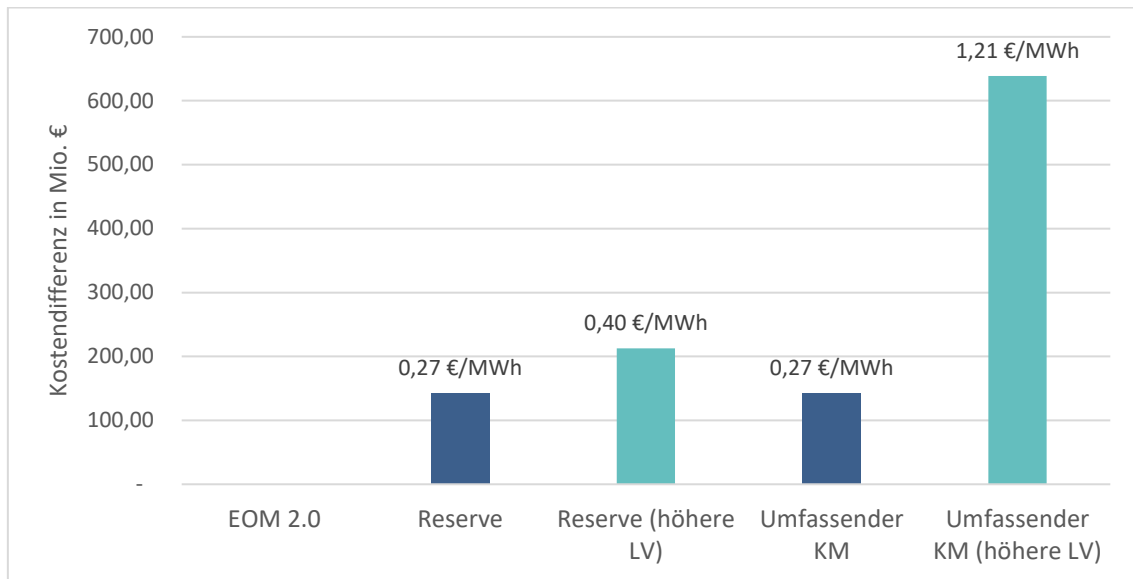


Abbildung 3: Annuitätische Systemkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum EOM 2.0 in Deutschland (Zieljahr: 2039); Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Frontier Economics und Consentec (2014)

Für das Impact Assessment von *r2b energy consulting* et al. (2014) wird der klassische Energy-Only-Markt als Referenz herangezogen, daneben werden die Kapazitätsreserve, der zentrale Kapazitätsmarkt (mit und ohne Einbeziehung von Demand-Side-Management) und der dezentrale Kapazitätsmarkt (mit einer Pönale von 20.000 € bzw. 10.000 € im Falle von übermäßigem Strombezug oder einer Unterdeckung des Angebots⁸) für Deutschland betrachtet (siehe Abbildung 4). Die Zusatzkosten der Reserve sind nahezu identisch mit denen der Frontier-Studie, der ZKM ist aufgrund seiner vergleichsweise großen Dimensionierung auch hier deutlich teurer, insbeson-

⁸ Die Pönale kann sowohl auf der Nachfrageseite anfallen (wenn Verbraucher über die von ihnen erworbenen Nachweise hinaus Strom erwerben), als auch auf der Angebotsseite (wenn Anbieter zugesicherte Mengen nicht bereitstellen können).

dere wenn verbrauchsseitige Flexibilitäten (DSM) nicht in den Kapazitätsmarkt einbezogen werden. Dagegen liegen die Kosten des DKM nur leicht oberhalb der Kosten der Reserve und sind abhängig von der Höhe der erhobenen Pönale.

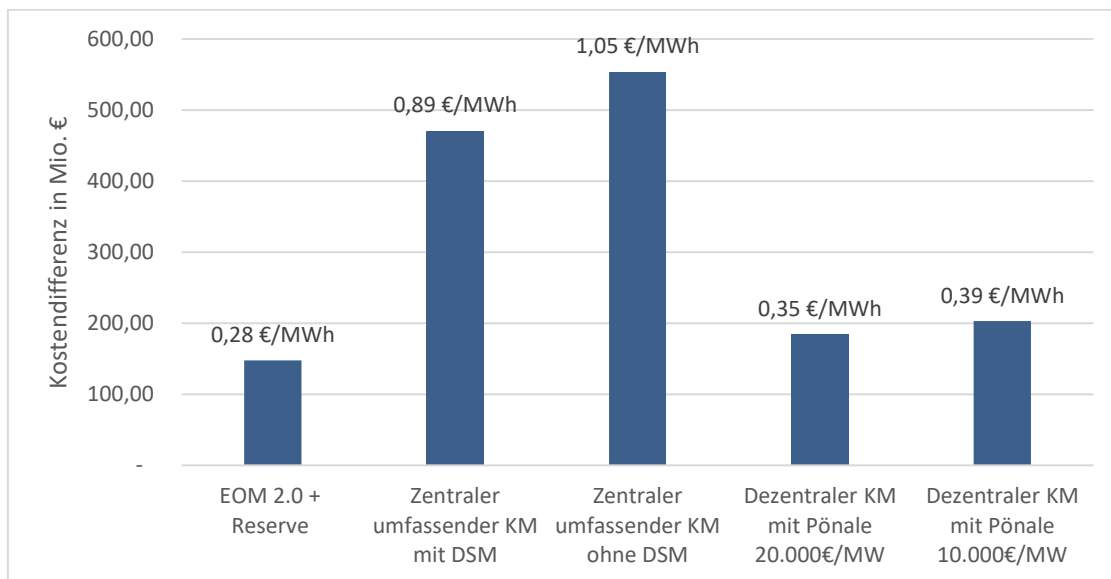


Abbildung 4: Annuitätische Systemkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum EOM 2.0 in Deutschland (Zieljahr: 2030); Quelle: eigene Darstellung auf Basis von *r2b energy consulting et al. (2014)*

RTE (2018) vergleicht für Frankreich die Kosten eines EOM mit Preisdeckelung bei 3.000 €/MWh ("EOM 3k") mit den Kosten eines EOM mit Preisdeckelung bei 20.000 €/MWh ("EOM 20k") und einem Kapazitätsmarkt, dessen Energiepreise in der Ausgestaltung "EM 3k + CM 60k" (bzw. "EM 20k + CM 60k") bei 3.000 €/MWh (bzw. 20.000 €/MWh) und dessen Kapazitätspreise bei 60.000 €/MW/a gedeckelt sind. Die Preisobergrenze reflektiert dabei die sozioökonomischen Kosten eines Energieüberschusses bei Marktgleichgewicht. Es zeigt sich, dass je nach Preisobergrenze die Kosten des Kapazitätsmarktes sogar unterhalb der Kosten eines EOM mit der

gleichen Preisobergrenze liegen kann. Auch hier ist also die Ausgestaltung des Mechanismus für die Kostenreihung entscheidend (siehe Abbildung 5).

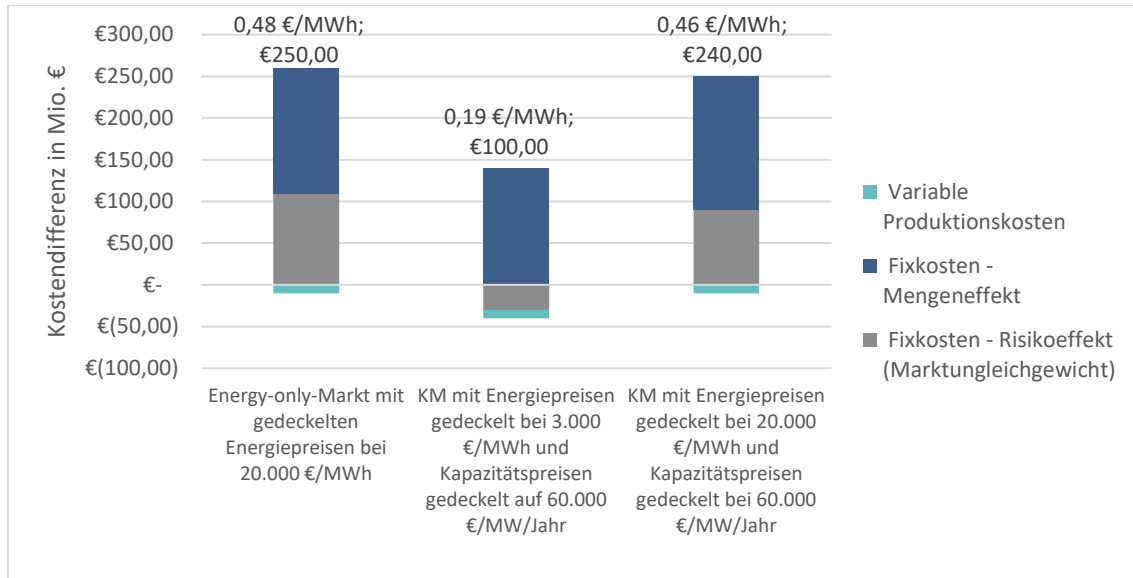


Abbildung 5: Annuitätische Systemkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum EOM mit Energiepreisobergrenze von 3.000 €/MWh in Europa; Quelle: eigene Darstellung auf Basis von RTE (2018)

Schließlich veranschlagt das Impact Assessment von *Ofgem* (2014) Zusatzkosten von 415 Mio. GBP (entspricht 511,93 Mio. €) für den britischen Kapazitätsmarkt gegenüber dem EOM (siehe Abbildung 6). Damit liegen die Zusatzkosten bei einem Nettostromverbrauch von 304 MWh/Jahr (siehe oben) bei 0,79 GBP/MWh (0,97 €/MWh). Sie ähneln daher in der Größenordnung den Erkenntnissen der r2b-Studie. Die unterschiedlichen Schlussfolgerungen aus den Studien (Kapazitätsmarkt in Großbritannien vs. EOM + Reserve in Deutschland) sind dadurch begründet, dass in Großbritannien die Gefahr von Versorgungssicherheitsproblemen bei Beibehaltung des EOM ohne Kapazitätsmarkt gesehen wurde.

Kostenschätzung des Kapazitätsmarktes ggü. EOM (2012 – 2030)	Mio £2012	£ / MWh Nettostromverbrauch
Energy System Cost	264,00	0,50
Carbon Cost	85,00	0,16
Generation Cost	108,00	0,21
Capital Cost	-218,00	- 0,41
System Cost	535,00	1,02
Interconnection cost	-248,00	- 0,47
Institutional costs	41,00	0,08
Administrative costs	112,00	0,21
Summe	415,00	0,79

Abbildung 6: Kostenschätzung des Kapazitätsmarktes ggü. EOM (2012 – 2030) in Großbritannien; Quelle: eigene Darstellung auf Basis von *Ofgem* (2014)

Ein Vergleich der vorhandenen Studien ist durch deren unterschiedlichen Fokus schwierig. Einerseits gehen sie von unterschiedlichen Referenzpunkten und Annahmen aus, andererseits streben sie teilweise unterschiedliche Zielszenarien an. Allen Studien ist jedoch gemein, dass die Gesamtkosten eines Kapazitätsmechanismus (also die Zusatzkosten im Vergleich zum Fall ohne

Kapazitätsmechanismus) für mit DE zumindest grob vergleichbare Systeme bei unter 1 Mrd. €/Jahr liegen. Dies gilt zunächst für alle betrachteten Typen von Kapazitätsmechanismen, im Falle umfassender Kapazitätsmechanismen ist der Effekt einer Überdimensionierung jedoch stärker als im Falle eines fokussierten Kapazitätsmarktes oder einer Kapazitätsreserve.

3.3 Modellhafte Kostenabschätzung für Deutschland

Die Bewertung der Kostenwirkung einzelner Kapazitätsmechanismen ist abhängig von den unterstellten Auswirkungen auf die notwendige Verzinsung sowie den zu treffenden Annahmen zu regulatorischen Ineffizienzen zentraler Kapazitätsfestlegung. Die hieraus abgeleiteten Konsequenzen für Technologiewahl haben ihrerseits wiederum eine Auswirkung auf die Kosten. Zu keinem dieser Punkte liegen ausreichend empirische Erkenntnisse vor, gleichzeitig können sie die Wahl des präferierten Kapazitätsmodells sowie die Kostenunterschiede zwischen verschiedenen Modellen stark beeinflussen.

Um dies zu verdeutlichen, sind im Folgenden drei beispielhafte Rechnungen für ein Stromversorgungssystem, das sich grob am deutschen System orientiert, unter Variation der Annahmen oben genannter Punkte dargestellt. Dabei vergleichen wir jeweils die folgenden Kapazitätsmodelle:

- EOM ohne Reserve
- EOM mit einer Reserve in Höhe von 2 GW
- Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM), bei dem von einer risikoaversen Parametrierung mit einer Überdimensionierung von 5 GW ausgegangen wird
- EOM, bei dem ein Teil der notwendigen Kapazität durch Lastflexibilität in Höhe von 5 GW bzw. 10 GW⁹ ersetzt wird

Darüber hinaus wäre auch die Untersuchung des Einflusses von Lastflexibilität in anderen KapM denkbar. Auf Basis der Diskussion in 3.1.4 nehmen wir diese nicht vor, da wir eine umfangreiche Teilnahme von DSM am ZKM oder der Kapazitätsreserve für schwierig halten. Die dennoch teilnehmenden Lastflexibilitätsoptionen werden sich hauptsächlich auf solche mit hohen Erschließungskosten beschränken, wodurch die Kostenunterschiede zwischen Lastflexibilität und anderen Kapazitäten deutlich geringer ausfallen würden als im Beispiel „EOM + Lastflexibilität“. Der Effekt, der durch Einbindung der Lastflexibilität gegenüber den Beispielen „EOM + Reserve“ und „ZKM“ abzulesen wäre, würde eine größere Genauigkeit suggerieren, als sich diese auf Basis dieser stark annahmengengetriebenen Szenarien abbilden lässt.

In allen Rechnungen gehen wir von einer bereitzustellenden Kapazität aus steuerbarer Erzeugungsleistung (oder Lastflexibilität) von 60 GW aus, welche – außer im Fall der expliziten Nutzung von Lastflexibilität – in Form von Gasturbinen bereitgestellt wird. Für die Kostenrechnung wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren veranschlagt. Für die Investitionskosten von Gasturbinen nehmen wir 400 €/kW an (r2b energy consulting et al., 2019), die Investitions- bzw. Erschließungskosten der Lastflexibilität sind mit 100 €/kW veranschlagt. Weiterhin gehen wir von einem WACC zwischen 6 % und 10 % aus, wobei die Spanne Schätzungen von Branchenexperten zu den Finanzierungskosten reflektiert. Die modellhaften Kosten einer im Kapazitätsmarkt abgesicherten Leistungsvorhaltung werden mit einem niedrigeren WACC berechnet als für die Leistung, die

⁹ Hierbei wird angenommen, dass 5 bzw. 10 GW Leistung einer im Vergleich zur Gasturbine günstigeren Technologie zur Verfügung stehen.

sich am EOM refinanzieren muss, bzw. die Lastflexibilität, für welche jeweils 10 % WACC veranschlagt werden.

In **Beispiel 1** gehen wir zunächst von einem anwendbaren Zinssatz (WACC) in Höhe von 8 % für im Kapazitätsmarkt abgesicherte Leistung aus, die Lastflexibilität im Modell „EOM + Lastflexibilität“ ist auf 10 GW dimensioniert. Die daraus resultierenden annuitätischen Kapitalkosten der gesamten Flexibilitäten sind in Abbildung 7 dargestellt. In diesem Beispiel liegen die Kosten des EOM als teuerstem Modell mit 2,8 Mrd. € etwa 350 Mio. € über denen des kostengünstigsten Modells „EOM + Lastflexibilität“. Die Modelle „EOM + Reserve“ und „ZKM“ liegen mit 2,7 bzw. 2,6 Mrd. € jeweils zwischen den zuvor genannten Modellen.

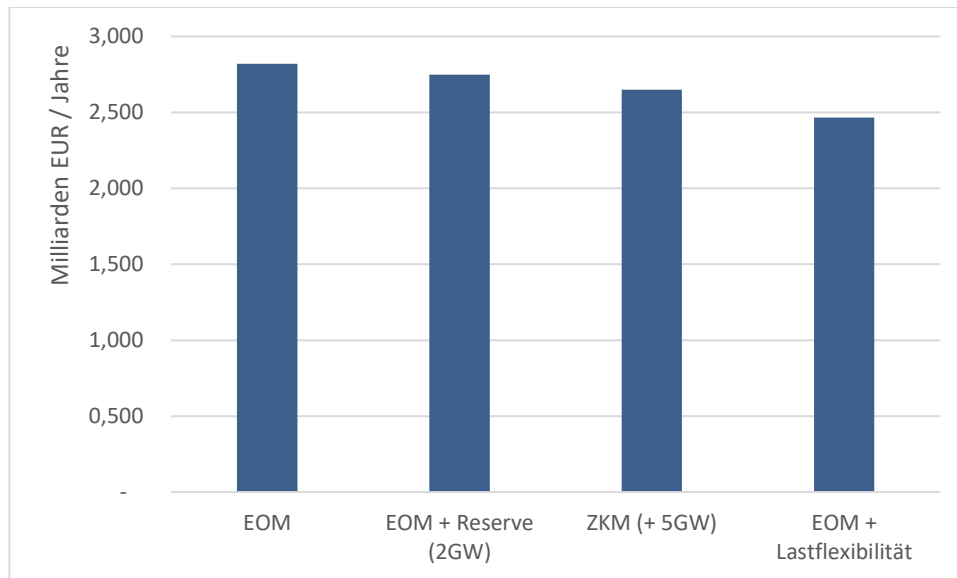


Abbildung 7: Beispiel 1 - WACC KapM = 8 %, Leistung Lastflexibilität = 10 GW

Beispiel 2 unterscheidet sich von Beispiel 1 ausschließlich in der Höhe der angenommenen Lastflexibilität im Modell „EOM + Lastflexibilität“, die nun auf 5 GW (bei entsprechender Anhebung der im EOM vorzuhaltenden Kraftwerksleistung) reduziert ist. Entsprechend bleiben die Kosten aller anderen Kapazitätsmechanismen konstant, wohingegen sich das Modell „EOM + Lastflexibilität“ um knapp 0,2 Mrd. € verteuert und damit etwa die gleichen Kosten wie der ZKM aufweist (siehe Abbildung 8). Dieser Effekt ist durch die Dimensionierung der Lastflexibilität zu erklären, welche im Vergleich zu der Leistung im Markt weniger kostenintensiv ist.

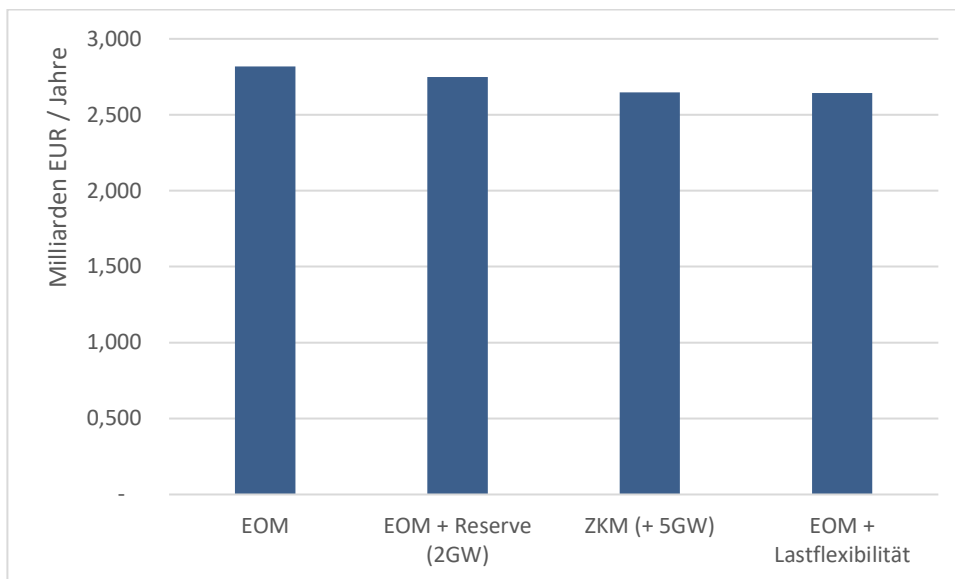


Abbildung 8: Beispiel 2 - WACC KapM = 8%, Leistung Lastflexibilität = 5 GW

In **Beispiel 3** reduziert sich der angenommene Kapazitätsmarktzens auf 6 %, die weiteren Annahmen entsprechen denen in Beispiel 2. Die geringere Risikoprämie führt zu einer Kostenreduktion des ZKM um knapp 0,4 Mrd. € auf etwa 2,2 Mrd. € (siehe Abbildung 9).

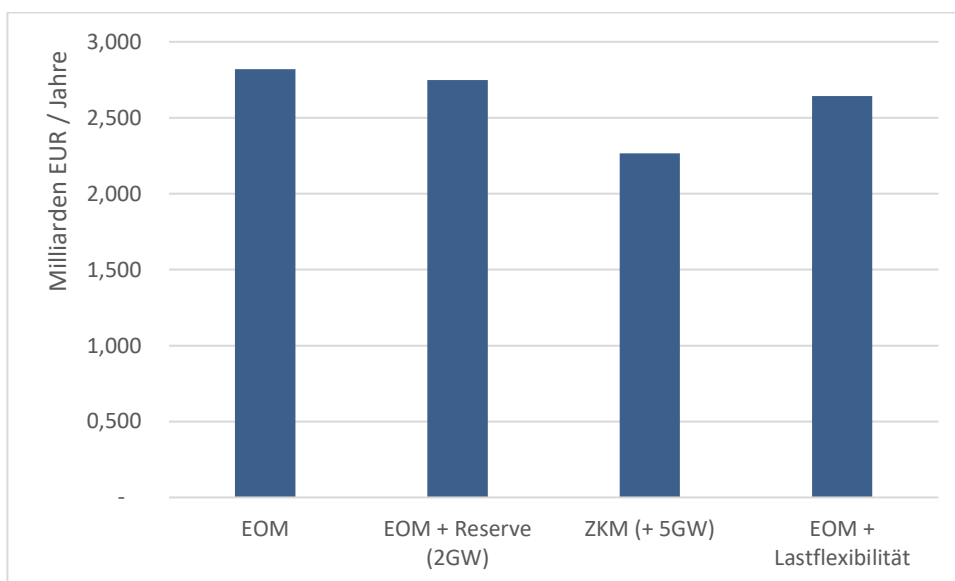


Abbildung 9: Beispiel 3 - WACC KapM = 6 %, Leistung Lastflexibilität = 5 GW

Auch diese stilisierte modellhafte Abschätzung lässt erkennen, dass die zu erwartenden Unterschiede in den Gesamtsystemkosten in unterschiedlichen Marktdesigns begrenzt sind.

Die Unterschiede in der Gesamtkostenwirkung der einzelnen Kapazitätsmodelle liegt in dieser beispielhaften Analyse bei maximal 500 Mio. € pro Jahr für ein System, das größtenteils mit dem deutschen Stromversorgungssystem vergleichbar ist. Sie ist damit sehr begrenzt im Vergleich zu den Auswirkungen anderer energiepolitischer Instrumente. Insbesondere ist erkennbar, dass die bei Einführung eines Kapazitätsmechanismus denkbaren Effekte wie das Risiko einer ineffizienten Systemdimensionierung einerseits und Reduktion von Finanzierungskosten andererseits nicht nur gegenläufig wirken, sondern auch betragsmäßig ähnliche Wirkungen haben können. Insofern kann aus den o. g. Betrachtungen keine eindeutige Schlussfolgerung gezogen

Gesamtkosten der sicheren Bedarfsdeckung

werden, welches Marktdesign die letztendlich von Endverbrauchern zu tragenden Kosten für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit minimiert.

4 Aufbringungsmechanismen und Verteilungswirkungen

Besonders relevant für die Wirkung auf die Endverbraucher-Preise sind neben den Gesamtkosten eines Marktdesigns die für die Refinanzierung der sicheren Bedarfsdeckung genutzten Aufbringungsmechanismen (AM). Diese bestimmen u. a., welche Kosten überhaupt von Stromverbrauchern zu tragen sind und beeinflussen zumindest teilweise die zu erwartenden Verteilungswirkungen, weil je nach gewähltem Mechanismus Umverteilungen nicht oder im Gegenteil sehr gezielt möglich sind.

Dabei treten Aufbringungsmechanismen vielfach nicht exklusiv auf, sondern werden kombiniert, um das insgesamt notwendige Refinanzierungsvolumen zu erreichen. Nachfolgend geben wir einen Überblick über einzelne besonders wichtige Aufbringungsmechanismen und deren Wechselwirkungen mit den verschiedenen Kapazitätsmechanismen (4.1). Anschließend diskutieren wir die Eigenschaften der verschiedenen Aufbringungsmechanismen anhand eines in 4.2 erläuterten Bewertungsschemas.

4.1 Interdependenzen zwischen Kapazitätsmodell und Aufbringungsmechanismus

Nicht alle Aufbringungsmechanismen eignen sich für die Finanzierung aller Arten von Kapazitätsmechanismen, insbesondere wenn die Kosten des Kapazitätsmechanismus und die Erlöse des Aufbringungsmechanismus an unterschiedlicher Stelle anfallen. Im Folgenden diskutieren wir daher zunächst, welche Kombinationen aus Aufbringungs- und Kapazitätsmechanismus möglich und sinnvoll sind (Tabelle 9).

Ein für alle Stromverbraucher relevanter Aufbringungsmechanismus ist der *Großhandelsstrompreis* an Dispatchmärkten. Über Preisspitzen im Strommarkt können bei allen Kapazitätsmechanismen Erlöse erwirtschaftet und als Bestandteil der Aufbringung verwendet werden. Dabei werden sich unterschiedliche Kapazitätsmechanismen sowohl hinsichtlich des Preisniveaus und der Preisvolatilität unterscheiden als auch hinsichtlich des Anteils der Gesamtkosten der sicheren Bedarfsdeckung, der über Großhandelspreise refinanziert wird. So müssen sich nur im EOM 2.0 die Kosten der sicheren Bedarfsdeckung vollständig über den Großhandelspreis refinanzieren. Die in Kapazitätsmechanismen angebotenen Kapazitäten können zwar (abgesehen von den in der deutschen Kapazitätsreserve gebundenen Erzeugungsanlagen) ebenfalls Erlöse auf dem Strommarkt erwirtschaften und diese zur Refinanzierung nutzen. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass die dort erzielbaren Erlöse für die Vorhaltung von Kapazitäten entscheidungsrelevant sind, da zur Refinanzierung fehlende Erlösbeiträge über den Kapazitätsmarkt eingenommen werden können. Allerdings können die Erlöse aus Großhandelsstrompreisen die Anlagenauslegung beeinflussen. So wird auch in zentral gesteuerten Kapazitätsmärkten der Kapazitätspreis in der Regel maximal die Fixkosten von Spitzenlasterzeugungsanlagen decken. Anlagen mit höheren Fixkosten (wie GuD-Kraftwerke) müssten einen Teil ihrer Fixkosten aus der am Großhandelsmarkt erzielbaren inframarginalen Rente refinanzieren.

Gleiches gilt für die Refinanzierung über das *Ausgleichsenergiepreissystem*, welches für die meisten KapM ebenfalls nur eine Teilfinanzierung der Kosten der sicheren Bedarfsdeckung ermöglicht. Dabei geht es beim Ausgleichsenergiepreis allerdings weniger um einen gezielten Finanzierungsmechanismus als um die Pönalisierung von systemgefährdendem Verhalten. Eine solche Idee liegt z. B. der Definition eines Mindestausgleichsenergiepreises bei einem Abruf der Kapazitätsreserve gemäß KapResVO zugrunde. Dadurch von den Bilanzkreisverantwortlichen eingenommene, die tatsächlichen Abrufkosten übersteigenden Ausgleichsenergiezahlungen können zur Gegenfinanzierung von Maßnahmen zur sicheren Bedarfsdeckung genutzt werden.

Auch dieser Aufbringungsmechanismus ist nur im EOM 2.0 für die Refinanzierungskosten entscheidungsrelevant. Die Aufbringung über den AEP lässt in allen Mechanismen nur eine Teilfinanzierung zu, da dessen Erlöse schwer abschätzbar sind und sich nicht zielgenau mit dem für den KapM benötigten Finanzierungsvolumen decken werden.

Ein weiterer Aufbringungsmechanismus wäre eine – teilweise – Aufbringung des notwendigen Finanzierungsvolumens für eine sichere Bedarfsdeckung über *Steuermittel*. Selbstverständlich würde das eine genehmigungspflichtige staatliche Beihilfe darstellen, die EU-Kommission hat aber in der Vergangenheit auch nicht steuerfinanzierte Kapazitätsmechanismen als Beihilfe eingestuft. Eine Steuerfinanzierung wäre insofern besonders, als sie das Volumen der von Stromverbrauchern zu tragenden Kosten verringern würde und stattdessen das (natürlich teilweise identische) Kollektiv der Steuerzahler inkl. aller dort bestehenden Verteilungswirkungen belasten würde. Die Aufbringung über Steuermittel ermöglicht keine selbstständige Refinanzierung der angebotenen Kapazitäten und setzt damit voraus, dass deren Bereitstellung vonseiten des als Nachfrager auftretenden Regulierers vergütet wird. Folglich können Steuermittel nur zur Refinanzierung von KapM mit zentraler Verpflichtung eingesetzt werden.

	EOM 2.0	Reserve ¹⁰	ZKM	DKM ¹¹	Betriebs-/Investitionsbeihilfen
Großhandelsstrompreis	✓	(✗)	(✗)	(✗)	(✗)
Steuermittel	✗	✓	✓	✗	✓
Netztarife	✗	✓	✓	✗	✓
Umlage auf Leistungsspitze	✗	✓	✓	✗	✓
Arbeitsbasierte Umlage	✗	✓	✓	✗	✓
Dynamische Umlage	✗	✓	✓	✗	✓
Pauschale Umlage	✗	✓	✓	✗	✓
Ausgleichsenergiepreissystem	✓	(✗)	(✗)	(✗)	(✗)
Handel von VS-Zertifikaten	✗	✗	✗	✓	✗

¹⁰ Hier wird nur das Reservesegment des EOM + Reserve diskutiert. Die Refinanzierungsmöglichkeiten für das Strommarktsegment werden unter „EOM 2.0“ separat diskutiert.

¹¹ Hier ist der DKM ohne zentrale Verpflichtung gemeint. Die Anwendung von Aufbringungsmechanismen für den DKM mit zentraler Verpflichtung ist analog zu der des ZKM.

Tabelle 9: Interdependenzen zwischen Aufbringungs- und Kapazitätsmechanismen

Denkbar und z. B. bei der Kapazitätsreserve bereits praktiziert ist darüber hinaus eine Einbeziehung von Kosten der sicheren Bedarfsdeckung in die allgemeinen *Netzkosten*, vermutlich vorzugsweise auf der Übertragungsebene aufgrund der dort verorteten Systemverantwortung. Damit wären in gewisser Weise Verteilungswirkungen (z. B. hinsichtlich Kundengruppen und Tarifstrukturen wie Leistungs- und Arbeitspreisen) vorgeprägt, zumindest wenn man davon ausgeht, dass die Struktur der Netzentgelte nicht mit Blick auf die hier diskutierte Refinanzierungsaufgabe vollständig verändert wird. Auch hier ist eine Vergütung über den Regulierer bzw. die Übertragungsnetzbetreiber und damit die Bereitstellung gesicherter Leistung auf Basis eines KapM mit zentraler Bedarfsfestlegung notwendig. Die Refinanzierung der sicheren Bedarfsdeckung in EOM 2.0 und DKM ohne zentrale Verpflichtung kann nicht über die allgemeinen Netzkosten erfolgen.

Schließlich ist eine Finanzierung über eine separate Umlage denkbar, die ähnlich der EEG-Umlage ein bestimmtes Refinanzierungsvolumen abdecken muss und von den Stromverbrauchern erhoben wird, wobei die Freiheitsgrade bei der Gestaltung (Wer muss zahlen? Was sind Bemessungsgrößen?) bei einer separaten Umlage tendenziell höher sind als z. B. bei einer Einbeziehung in die Netzentgelte. Diese Studie untersucht vier mögliche Formen der Ausgestaltung. Zunächst betrachten wir die Aufbringung der Kosten des KapM über eine *arbeitsbasierte Umlage*, welche einen Aufschlag je MWh Strombezug erhebt, wodurch insbesondere Verbraucher mit hohen Vollbenutzungsstunden für die Refinanzierung herangezogen werden. Dagegen wirkt eine *Umlage auf die Leistungsspitze* überproportional auf Verbraucher mit niedrigen Vollbenutzungsstunden. Bessere Anreizwirkungen ließen sich durch eine *dynamische Umlage* erzielen, die sich z. B. an der Residuallast oder den Strompreisen orientiert. Eine vierte Option wäre die Aufbringung über eine netzebenen- und netzanschlussbezogene *pauschale Umlage*, welche ebenso wie die Umlage auf die Leistungsspitze stark zulasten kleiner Verbraucher gehen und daher aus politischer Sicht schwer umsetzbar sein dürfte. Jede dieser Umlagen ist analog zu der Aufbringung über die Netzentgelte nur für KapM mit zentraler Verpflichtung möglich.

Eine Besonderheit dezentraler Kapazitätsmärkte ist darüber hinaus die Erzielung von Einnahmen aus dem *Verkauf von Zertifikaten* für die Bereitstellung gesicherter Leistung. Diese Zertifikate müssen von Vertrieben und/oder Bilanzkreisverantwortlichen erworben werden, wobei flexible Lasten eine Optimierung zwischen Kauf eines Zertifikates und Nutzung der vorhandenen Lastflexibilität durchführen können. Die Erlöse aus dem Handel mit Versorgungssicherheitszertifikaten können wiederum für die Refinanzierung der gesicherten Leistung im DKM aufgewendet werden. Für Kapazitätsmechanismen mit zentraler Kapazitätsbeschaffung (also ZKM, Beihilfen und Kapazitätsreserve) sind sie hingegen nicht relevant, da Angebot und Nachfrage zentral koordiniert und die gesicherte Leistung durch den Regulierer vergütet werden. Auf dem EOM 2.0 ist die gesicherte Leistung Teil des marktlichen Angebots, der Handel von Versorgungssicherheitszertifikaten würde die Schaffung eines Kapazitätsmarktes voraussetzen.

4.2 Schematische Bewertung von Aufbringungsmechanismen

Die Wahl des Aufbringungsmechanismus kann die Wirksamkeit des verwendeten Kapazitätsmechanismus sowie die Entwicklung des Gesamtstromsystems zusätzlich beeinflussen. Darüber hinaus ergeben sich abhängig von den verschiedenen Aufbringungsmechanismen unterschiedliche Möglichkeiten, die Belastung von Endverbrauchergruppen zu steuern. Die betrachteten Aufbringungsmechanismen werden daher anhand der nachfolgend vorgestellten Kriterien bewertet. Eine Übersicht zur Bewertung der verschiedenen Aufbringungsmechanismen befindet sich in Anhang B.

Bewertungskriterien

Bei idealer Ausgestaltung kann ein Aufbringungsmechanismus das durch den Kapazitätsmechanismus verfolgte Ziel der *Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung* zusätzlich unterstützen. Einerseits kann durch die Belastung von Verbrauchern mit hoher Kapazitätsabnahme zum Zeitpunkt der systemweiten Höchstlast ein Anreiz zur Verringerung des Kapazitätsbedarfs geschaffen werden, andererseits sind Anreize zur Erhöhung der Kraftwerksverfügbarkeit zum Knappheitszeitpunkt denkbar.

Gleichzeitig sollte ein Aufbringungsmechanismus die angestrebte dynamische *Entwicklung* des Stromsystems nicht negativ beeinflussen. Vielmehr sollte er Anreize für eine effiziente Transformation des Stromsystems und das Erreichen der politischen Ziele (insbesondere der Dekarbonisierung) schaffen oder diesen zumindest nicht entgegenstehen. Aufbringungsmechanismen, die Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems setzen, sind bezüglich des Kriteriums Entwicklung z. B. positiv zu bewerten, während solche, die durch eine übermäßige Pönalisierung des Strombezugs gegenüber dem sonstigen Energieverbrauch die Sektorkopplung erschweren, eher negativ bewertet würden.

Weiterhin ist die *Fairness* der Aufbringungsmechanismen hinsichtlich der Refinanzierung gemäß dem Verursacherprinzip zu beurteilen. Fairness ist dabei nicht eindeutig zu definieren, spielt gleichzeitig aber auch als weiches Kriterium für die politische Beurteilung von Marktdesigns erfahrungsgemäß eine erhebliche Rolle. Als fair werden hier solche AM angesehen, in denen Verbraucher mit besonders hohen Versorgungssicherheitsanforderungen durch große Stromabnahmen zum Höchstlastzeitpunkt die finanzielle Hauptlast des Kapazitätsmechanismus tragen.

Eine übermäßige Belastung sozial schwacher Verbraucher ist dabei möglichst zu vermeiden. Für eine *soziale Ausgewogenheit* des AM muss es diesen Verbrauchern mindestens möglich sein, eine starke Belastung durch den KapM zu vermeiden, indem sie ihr Verbrauchsverhalten entsprechend anpassen.

Auch die Möglichkeit einer Entlastung anderer sensibler Gruppen, wie zum Beispiel der Industrie, kann für die Wahl des AM herangezogen werden, wobei eine solche *Steuerung der Verteilungswirkungen* keinen Wert an sich darstellt, sondern vor dem Hintergrund der subjektiven Präferenzen von Entscheidungsträgern zu bewerten ist. So könnte einerseits eine hohe Belastung derart sensibler Gruppen eine Benachteiligung des Industrie- und Wirtschaftsstandortes gegenüber dem Ausland nach sich ziehen und wird deshalb häufig als Nachteil angesehen. Andererseits steht eine gezielte Entlastung einzelner Gruppen in vielen Fällen im Widerspruch zur Fairness eines AM.

Insbesondere bezüglich der Gesamtkosten des KapM ist es von Vorteil, wenn die Ein- und Durchführung des jeweiligen AM eine möglichst geringe *Komplexität* aufweist, beispielsweise weil auf bereits vorhandene Strukturen zurückgegriffen werden kann. Dagegen sind Mechanismen, welche eine umfangreiche Konsultation von Stakeholdern oder die Diskussion komplizierter Designfragen nach sich ziehen als komplex zu bewerten und damit vergleichsweise kostenintensiver.

4.2.1 Großhandelsstrompreise

Die Höhe des Stromgroßhandelspreises ist durch die Höhe der abgerufenen Leistung bedingt. Die sich daraus ergebenden Preisspitzen zu Höchstlastzeitpunkten schaffen auf der Nachfrageseite einen Anreiz zur Verringerung des Kapazitätsbedarfs in den jeweiligen Stunden. Gleichzeitig können die in den Spitzenlastzeiten erwirtschafteten Erlöse für die Refinanzierung der zu diesem Zeitpunkt abgerufenen Kapazitäten aufgewendet werden.

Die Entwicklung des Stromsystems wird durch diesen Aufbringungsmechanismus nicht negativ beeinflusst, vielmehr erleichtert der Anreiz zur Verringerung des Kapazitätsbedarfs zum Höchstlastzeitpunkt die Erschließung von Lastflexibilität. Auch die Anreizwirkung des CO₂-Preises, der sich direkt auf den Großhandelspreis auswirkt, bleibt erhalten.

Hohe Preise fallen in diesem AM nur bei den Verbrauchern an, von denen auch zu Knappheitszeitpunkten (unter der Voraussetzung grundsätzlich zeitvariabler Tarife) Energie bezogen wird. Allerdings werden auch Verbraucher, die ihren Bedarf komplett außerhalb der organisierten Märkte decken, in ihren Strombezugskosten von den Marktpreisen der Großhandelsmärkte beeinflusst, weil das Agieren an diesen Märkten für alle Käufer und Verkäufer eine besonders relevante Opportunität darstellt. Insgesamt dürfte die Fairness dieses AM aber als sehr gut empfunden werden.

Bei einer Aufbringung über den Großhandelsstrompreis werden die Kosten entsprechend ihres Energiebezugs auf alle Verbraucher verteilt. Solche Belastungen über den Arbeitspreisanteil werden typischerweise als sozial gerecht empfunden, da sie abhängig vom tatsächlichen Verbrauch sind. Kleinverbraucher haben in der Regel langfristige Verträge mit ihrem jeweiligen Versorger und sind daher gegenüber Preisschwankungen nur mäßig exponiert. Eine gezielte Entlastung einzelner Verbrauchergruppen, wie der Industrie, ist dagegen nicht möglich.

Die Erwirtschaftung von Erlösen und Aufwendung zur Refinanzierung errichteter Kraftwerksleistung ist dem Strommarkt inhärent und bedarf folglich nicht der Ausgestaltung und Einführung eines neuen Mechanismus.







	Großhandelsstrompreise
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung 	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs • Erlöse aus Preisspitzen zur Refinanzierung abgerufener Kapazitäten aufwendbar
Dynamische Entwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> • Erleichterte Erschließung von Flexibilitäten • Anreizwirkung des CO₂-Preises bleibt erhalten
Fairness 	<ul style="list-style-type: none"> • Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten • Allerdings auch Beeinflussung der Strombezugskosten von Verbrauchern außerhalb der organisierten Märkte
Soziale Ausgewogenheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenverteilung anhand Energiebezug • Kleine Verbraucher durch Langfristverträge gegen Preisschwankungen abgesichert
Steuerung der Verteilungswirkungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht möglich
Komplexität 	<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandener Mechanismus

Tabelle 10: Aufbringung über Großhandelsstrompreis

4.2.2 Steuermittel

Die Aufbringung über Steuermittel ist abhängig von der jeweiligen Bemessungsgrundlage, hat aber in keinem Fall einen unmittelbaren Bezug zur Stromabnahme in Knappheitssituationen oder zur Kraftwerksverfügbarkeit zum Höchstlastzeitpunkt. Sie ist daher nicht in der Lage, gezielte Versorgungssicherheitsanreize zu setzen.

Abhängig von der Art der erhobenen Steuer variiert die Wirkung dieses AM auf die Entwicklung des Stromsystems stark. Beispielsweise hätte die Refinanzierung über eine allgemeine Steuer (z. B. die Körperschaftssteuer) hierauf keinerlei Einfluss. Mit dem Strommarkt verbundene Steuern können dagegen in unterschiedliche Richtungen wirken. So würde einerseits die Aufbringung über eine CO₂-Steuer sehr zielgerichtete Anreize zur Emissionsreduktion setzen. Auf der anderen Seite kann eine solche Steuer jedoch auch kontraproduktiv wirken – z. B. stünde eine Erhöhung der Stromsteuer der angestrebten Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme eher im Weg.

Aufgrund der Entkopplung der Steuer von der Stromabnahme zum Höchstlastzeitpunkt könnte dieser AM als unfair empfunden werden, da gegebenenfalls auch Akteure, die wenig zum Kapazitätsbedarf beitragen, einen hohen Anteil der Kosten übernehmen müssten. Wird der KapM dagegen als allgemeine Krisenvorsorge gesehen, könnte diese Wahrnehmung ggf. aufgelöst werden.

Die soziale Ausgewogenheit hängt von der Art der Steuer ab. Eine gezielte Steuerung der Verteilungswirkungen zugunsten einzelner Verbrauchergruppen ist bei einer Steuerfinanzierung grundsätzlich möglich, aber an die Gesamtheit der Steuerzahler geknüpft (beispielsweise würde eine gewünschte Be- oder Entlastung der Industrie z. B. über die Körperschaftssteuer nicht nur gezielt einzelne Industriezweige wie die Stahlindustrie, sondern auch alle anderen Unternehmen betreffen). Die Zielgenauigkeit einer solchen Steuerung ist folglich beschränkt.

Die Komplexität der Umsetzung ist gering, da auf bereits vorhandene Steuermechanismen zurückgegriffen werden kann. Je nach Art der zur Aufbringung gewählten Steuer bietet dieser Mechanismus eine große Ausgestaltungsfreiheit, beispielsweise bezogen auf die belasteten Verbrauchergruppen und die Art der Erhebung. Durch die Verwendung von Steuermitteln für die Finanzierung von Kapazitätsmechanismen würden letztere allerdings Teil der Haushaltsdebatte, was zusätzliche Stakeholder in die Ausgestaltung mit einbeziehen würde und bei den Empfängern von Kapazitätzahlungen zu Unsicherheit führen könnte. Darüber hinaus unterliegt die Verwendung von Steuermitteln für die Finanzierung des KapM einer Genehmigung durch die State Aid Kontrolle der Europäischen Kommission.

	Steuermittel
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung ■	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von gewählter Steuer • Kein Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs • Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit
Dynamische Entwicklung ■	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von gewählter Steuer zielführend, kontraproduktiv oder neutral
Fairness ■	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten • Ggf. positivere Wahrnehmung falls als allgemeine Krisenvorsorge angesehen
Soziale Ausgewogenheit ■	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von gewählter Steuer
Steuerung der Verteilungswirkungen ■	<ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich möglich, aber an die Gesamtheit der Steuerzahler geknüpft → nicht zielgenau

	Steuermittel
Komplexität ■	<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandener Mechanismus • Hohe Gestaltungsfreiheit • Genehmigung durch EC nötig • KapM würden Teil der Haushaltsdebatte

Tabelle 11: Aufbringung über Steuermittel

4.2.3 Netztarife

Die Netzentgelte setzen sich aus einer strombezugsbasierten Komponente (Arbeitspreis) sowie – je nach Verbrauchertyp – einem pauschalen (Grundpreis) oder einer leistungsbasierten Komponente (Leistungspreis) zusammen. Dabei haben Arbeitspreis und Grundpreis keinerlei Anreizwirkung auf die Reduktion des Kapazitätsbedarfs, vom Leistungspreis geht allenfalls eine zufällige Wirkung aus: Wenn die individuelle und systemweite Spitzenlast zusammenfallen, dann führt ein hoher Strombezug zum Spitzenlastzeitpunkt zu hohen Kosten. Für eine Erhöhung der Kraftwerksverfügbarkeit in Knappheitssituationen geht von keiner der drei Komponenten ein besonderer Anreiz aus, da Erzeugungseinheiten keine Netzentgelte zahlen.

Auch bezüglich der Entwicklung des Stromsystems ist das Netzentgeltsystem nicht in der Lage, gezielte Anreize zu setzen, da hier ausschließlich die Dimensionierung der Stromflüsse, nicht aber deren Zusammensetzung relevant ist.

Durch Standort- und Verbrauchsprofil-abhängige Tarife sowie durch die bereits angesprochene Kostenwälzung über die verschiedenen Netzebenen hinweg werden verschiedene Verbrauchergruppen unterschiedlich stark belastet. Dennoch dürfte dieser AM grundsätzlich als fair betrachtet werden, da besonders Verbraucher mit hohen individuellen Spitzenlasten einen höheren Beitrag leisten. Auch hinsichtlich der sozialen Gerechtigkeit gelten die Netztarife nicht grundsätzlich als unausgewogen.

Netzentgelte werden bewusst mit Blick auf ihre Verteilungswirkungen gestaltet, wie z. B. regulatorische Vorgaben u. a. zur deutschlandweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte oder zu Sondernetzentgelten für Unternehmen der energieintensiven Industrie zeigen. Würden Netzentgelte als Refinanzierungsmechanismus für Kapazitätsmechanismen genutzt, würden diese Verteilungswirkungen auch für den Bereich der Gewährleistung von Versorgungssicherheit zum Tragen kommen. Die Entlastung einzelner Verbrauchergruppen ist dementsprechend möglich, allerdings nur im Rahmen der Netzentgelte als Ganzes, nicht aber beschränkt auf die Kosten des KapM.

Dieser AM weist eine geringe Komplexität auf, da die Netztarife bereits erhoben werden. Am einfachsten wäre die Refinanzierung umsetzbar, wenn die Kosten des Kapazitätsmechanismus direkt bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen, welche diese dann wiederum auf die nachgelagerten Verbraucher umwälzen können.

	Netztarife
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung ■	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs allenfalls zufällig und nur für AP • Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit
Dynamische Entwicklung ■	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Anreize für Transformation

	Netztarife
Fairness	<ul style="list-style-type: none"> • Unterschiedliche Belastung verschiedener Verbrauchergruppen • Dennoch als fair betrachtet, da geknüpft an (individuelle) Spitzenlast
Soziale Ausgewogenheit	<ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich ausgewogen
Steuerung der Verteilungswirkungen	<ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich möglich, aber nur im Rahmen der Netzentgelte als Ganzes → nicht zielgenau
Komplexität	<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandener Mechanismus • Am einfachsten wenn direkt bei ÜNB erhoben

Tabelle 12: Aufbringung über Netztarife

4.2.4 Arbeitsbasierte Umlage

Eine arbeitsbasierte Umlage belastet besonders Verbraucher mit hohem Strombezug, unabhängig davon, ob dieser zu einem systemweiten Knappheitszeitpunkt oder in einer Phase hoher Kraftwerksverfügbarkeiten abgerufen wird. Die Umlage setzt daher keine gezielten Versorgungssicherheitsanreize.

Die Umlage pönalisiert ausschließlich hohe Stromverbräuche, andere Formen des Energiebezugs werden durch diesen AM nicht belastet. Insbesondere im Bereich der Sektorkopplung wäre eine arbeitsbasierte Umlage damit – ähnlich einer Erhöhung der Stromsteuer – eher ein Hemmnis für die Transformation des Energiesystems.

Die Kosten des KapM wären hier nicht den unmittelbaren Verursachern des Kapazitätsabrufs zugeordnet, sondern würden auf die Masse der Stromverbraucher umgelegt, insofern würde dieser Mechanismus vermutlich als wenig fair wahrgenommen. Zumindest in Bezug auf sozial schwache Verbraucher ist er jedoch grundsätzlich ausgeglichen, da übermäßig hohe Abgaben durch eine Reduktion des Verbrauchs vermieden werden können.

Verglichen mit der Verteilungswirkung der Refinanzierung von Kapazitätsmechanismen über Netzentgeltfinanzierung dürfte eine energiebezugsabhängige Umlagefinanzierung (bei identischem Refinanzierungsvolumen) zu höheren Kostentragungsanteilen bei den Endverbrauchern auf höheren Spannungsebenen führen, u. a. wegen der dort im Verhältnis zur Höchstlast höheren Volllaststunden der Abnahme. Analog zur besonderen Ausgleichsregelung im EEG könnten solche Verbrauchergruppen jedoch gezielt entlastet werden.

Bisher wird keine strombezugsbezogene Versorgungssicherheits-Umlage erhoben, wodurch die Einführung eines solchen Mechanismus zumindest komplexer wäre als die Nutzung bereits bestehender AM. Darüber hinaus wären zunächst Fragen des Designs, einschließlich des Umgangs mit Eigenversorgung oder zur Notwendigkeit und Ausgestaltung einer Verschonung bestimmter Verbrauchergruppen analog zur besonderen Ausgleichsregelung im EEG zu klären. Bei der Ausgestaltung gibt es grundsätzlich hohe Freiheitsgrade, Voraussetzung ist jedoch eine Genehmigung durch die State Aid Kontrolle der Europäischen Kommission.

	Arbeitsbasierte Umlage
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung ■	<ul style="list-style-type: none"> Kein gezielter Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit
Dynamische Entwicklung ■	<ul style="list-style-type: none"> Hemmnis für Transformation des Stromsystems, insbesondere der Sektorkopplung
Fairness ■	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten
Soziale Ausgewogenheit ■	<ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich ausgewogen
Steuerung der Verteilungswirkungen ■	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung auf hohen Netzebenen möglich, analog zu besonderer Ausgleichsregelung (EEG)
Komplexität ■	<ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus, Designfragen unklar Hohe Gestaltungsfreiheit Genehmigung durch EC nötig

Tabelle 13: Aufbringung über eine arbeitsbasierte Umlage

4.2.5 Umlage auf Leistungsspitze

Wie auch bei der leistungsbasierten Netzentgeltkomponente geht hier kein spezifischer Anreiz für eine erhöhte Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen oder Speichern zum Höchstlastzeitpunkt aus. Ebenso setzt dieser AM nur dann einen Anreiz zur Verringerung der individuellen Leistungsspitze, wenn diese mit der systemweiten Knappheitssituation zusammenfällt, und ist damit nicht sehr zielgenau. Vielmehr könnte eine Glättung der individuellen Last beanreizt werden, welche die Knappheit zum systemweiten Spitzenlastzeitpunkt gegebenenfalls sogar verschärft¹².

Weiterhin trägt eine Umlage auf die Leistungsspitze nicht zur effizienten Transformation des Stromsystems bei. Sie kann sogar kontraproduktiv wirken, wenn dadurch z. B. Lasterhöhungen im Falle hoher EE-Verfügbarkeit pönalisiert werden.

Eine solche Umlage belastet insbesondere Verbraucher mit niedrigen Vollbenutzungsstunden, die möglicherweise nur wenig zur Verursachung der Knappheitssituation beitragen und ist daher aus Fairnessgesichtspunkten eher negativ zu bewerten. Darüber hinaus wäre sie sozial eher un- ausgewogen, denn, während die Umlage bei großen Verbrauchern auf die individuelle Leistungsspitze erhoben würde, würden kleinere Verbraucher, deren Strombezug über Standardlastprofile abgerechnet wird, vermutlich alle gleich behandelt und hätten damit keine Möglichkeit, die von ihnen zu tragenden Kosten durch ihr Verhalten zu reduzieren.

Besonders sensible (Industrie-)Verbraucher trügen aufgrund ihrer hohen Vollbenutzungsstunden einen vergleichsweise kleinen Anteil der Kosten. Eine gezielte Umverteilung zur weiteren Entlastung solcher Verbraucher ließe sich, obwohl technisch möglich, in diesem AM daher nur schwer begründen.

¹² Hierbei handelt es sich um eine theoretische Überlegung ohne bisherige Evidenz.

Die Einführung dieses – bisher nicht vorhandenen – Mechanismus wäre komplex, insbesondere aufgrund fehlender Vorerfahrung und bisher ungeklärter Fragen u. a. zu Erhebung, Bemessung und Verteilungseffekten. In der Realität ist dieser Aufbringungsmechanismus aus unserer Sicht wenig relevant, da er gegenüber anderen AM kaum Vorteile bringt, seine Umsetzung jedoch mit vielen offenen Fragen einhergeht.

	Leistungsbasierte Umlage	
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung	■	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs allenfalls zufällig Anreiz zu Glättung individueller Lastspitze ggf. kontraproduktiv Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit
Dynamische Entwicklung	■	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Transformation Ggf. kontraproduktiv, wenn Lasterhöhung bei hoher EE-Verfügbarkeit pönalisiert wird
Fairness	■	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten Hohe Belastung von Verbrauchern mit niedrigen Vollbenutzungsstunden
Soziale Ausgewogenheit	■	<ul style="list-style-type: none"> Keine Reduktion durch Anpassung des Verhaltens möglich Alle SLP-Verbraucher werden gleich behandelt
Steuerung der Verteilungswirkungen	■	<ul style="list-style-type: none"> Technisch möglich Kostenanteil sensibler Verbraucher tragen gering, daher schwer begründbar
Komplexität	■	<ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus, Designfragen unklar

Tabelle 14: Aufbringung über eine leistungs-basierte Umlage

4.2.6 Dynamische Umlage

Eine dynamische Umlage, die im Grundsatz auf den individuellen Energiebezug erhoben würde, bei der die Höhe abhängig von einer Systemgröße wie Residuallast oder Strompreis wäre, würde darauf abzielen, die Flexibilität und Gestaltungswirkungen einer Umlagefinanzierung mit den positiven Anreizwirkungen der Aufbringung über den Großhandelsstrompreis zu verbinden. Auch hier würde die Erhöhung der Verbraucherkosten zu Zeiten der systemweiten Höchstlast bzw. einer hohen systemweiten Residuallast nachfrageseitig Anreize zur Verringerung des Kapazitätsbedarfs in den jeweiligen Stunden setzen. Diese Anreize tragen zu einer Flexibilisierung der Nachfrage bei und fördern somit auch die Absicherung und Transformation des Stromsystems.

Bei der Aufbringung über eine dynamische Umlage würde das individuelle Verhalten zum Systemhöchstlastzeitpunkt die Belastung der Verbraucher wesentlich bestimmen. Die Fairness und soziale Ausgewogenheit dieses AM dürfte daher als gut empfunden werden, da hohe Kosten durch die Anpassung des Verhaltens zum Höchstlastzeitpunkt reduziert werden können. Anders als beim Großhandelspreis wäre eine Vermeidung der Belastung durch langfristige Absicherungsgeschäfte aber nicht möglich.

Je nach Ausgestaltung könnten sensible Verbrauchergruppen bei einer dynamischen Umlage gezielt entlastet werden, beispielsweise analog zur besonderen Ausgleichsregelung im EEG. Die

Akzeptanz für solche Entlastungen dürfe in diesem AM besser sein als bei Umlagen wie der Umlage auf die Leistungsspitze, welche ohnehin schon eine Mehrbelastung kleiner Verbraucher nach sich ziehen.

Eine dynamische Umlage könnte eine sinnvolle Alternative zu anderen Umlagemechanismen darstellen, welche zwar in der Lage sind, die Kosten eines umfassenden KapM zu refinanzieren, jedoch mit teilweise erheblichen Nachteilen bezüglich ihrer Anreizwirkungen, Fairness oder sozialer Ausgewogenheit einhergehen. Dennoch wäre die Einführung einer solchen Umlage, die in dieser Form bisher nicht existiert, komplex und würde viele Fragen zur Ausgestaltung und Parametrierung aufwerfen. Insbesondere ist die Planung des Gesamtaufkommens einer solchen Umlage deutlich komplizierter als bei nicht-dynamischen Umlagen. Deshalb dürfte sich ein erhöhter Bedarf für intertemporale Verrechnungen und Rückfallmechanismen wie Liquiditätsreserven ergeben.

	Dynamische Umlage
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung ■	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs in Systemhöchstlastzeitpunkten, aber abhängig von Ausgestaltung der Dynamisierung • „Hebelung“ des Preissignals durch dynamische Umlage kann selbst wiederum als verzerrend empfunden werden • Kein besonderer Anreiz für Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen
Dynamische Entwicklung ■	<ul style="list-style-type: none"> • Anreize zu Absicherung und Transformation des Stromsystems
Fairness ■	<ul style="list-style-type: none"> • Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten • Keine Möglichkeit zur Vermeidung von Belastung durch langfristige Absicherung
Soziale Ausgewogenheit ■	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenverteilung anhand Energiebezug zum Höchstlastzeitpunkt
Steuerung der Verteilungswirkungen ■	<ul style="list-style-type: none"> • gezielte Steuerung z.B. über Verschonungsregelungen von der Umlage möglich, analog zu besonderer Ausgleichsregelung (EEG) • Dabei aber auch Verlust von Anreizwirkungen
Komplexität ■	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines neuen komplexen Mechanismus, Designfragen unklar • Planung des Aufkommens schwieriger als bei anderen Mechanismen

Tabelle 15: Aufbringung über eine dynamische Umlage

4.2.7 Pauschale Umlage

Daneben wäre auch eine pauschale Umlage je Netzanschluss denkbar, welche lediglich zwischen den einzelnen Netzebenen unterscheidet. Eine solche Umlage wäre völlig losgelöst von Energie- und Leistungsbezug und hätte folglich keinerlei Anreizwirkungen auf das Versorgungssicherheitsniveau oder die Entwicklung des Stromsystems (abgesehen von der Frage, ob überhaupt ein Netzanschluss beantragt wird und ggf. auf welcher Spannungsebene).

Auch die Bewertung der Fairness fällt hier eher negativ aus: Die Kosten des KapM werden je Netzanschluss erhoben und können sich je Netzebene unterscheiden. Innerhalb einer Netzebene ist jedoch keine Unterscheidung entsprechend dem Verursacherprinzip möglich. Dies wirkt sich auch negativ auf die soziale Ausgewogenheit aus, denn die Kosten werden gleichmäßig auf alle Verbraucher verteilt, sodass sozial schwache Verbraucher, welche durch ihre hohe

Preiselastizität einen Anreiz hätten, ihr Verbrauchsverhalten entsprechend vorhandener Preissignale anzupassen, um hohe Kosten zu vermeiden, genauso viel zahlen müssen wie stärkere, weniger preiselastische Verbraucher.

Eine endgültige Bewertung der Verteilungseffekte hängt stark von der spezifischen Ausgestaltung der Umlage ab, welche gegebenenfalls auch die Entlastung einzelner Verbrauchergruppen ermöglicht. Eine Steuerung zugunsten der hier tendenziell ohnehin schon gering belasteten Industrie wäre aus politischer Sicht aber schwer begründbar.

Ebenso wie für die Umlage auf die Leistungsspitze wäre hier die Einführung eines vollständig neuen Mechanismus notwendig, für den es bislang keine Vorerfahrungen gibt und der viele Parametrierungs- und Erhebungsfragen aufwirft. Aufgrund der hohen Komplexität und der geringen Vorteile erscheint auch dieser AM in der Realität wenig relevant.







	Pauschale Umlage
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung 	<ul style="list-style-type: none"> Kein Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit
Dynamische Entwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Transformation
Fairness 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten
Soziale Ausgewogenheit 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Reduktion durch Anpassung des Verhaltens möglich Alle Verbraucher einer Netzebene werden gleich behandelt
Steuerung der Verteilungswirkungen 	<ul style="list-style-type: none"> Technisch möglich Kostenanteil sensibler Verbraucher tragen gering, daher schwer begründbar
Komplexität 	<ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus, Designfragen unklar

Tabelle 16: Aufbringung über eine pauschale Umlage

4.2.8 Ausgleichsenergiepreissystem

Die Aufbringung von Refinanzierungsbeiträgen über das Ausgleichsenergiepreissystem ergibt sich einerseits aus Erlösen für sich systemstabilisierend verhaltende Bilanzkreise. Andererseits könnten Überschüsse des Ausgleichsenergiepreissystems, die die Kosten des Regelenergieeinsatzes übersteigen, zur Refinanzierung von Kapazitätsmechanismen genutzt werden. Solche Überschüsse resultieren z. B. aus dem in der KapResVO vorgesehenen Mindestausgleichsenergiepreis bei einem Abruf der Kapazitätsreserve. Bei einem symmetrischen Ausgleichsenergiepreis (AEP), also einem AEP der sowohl systemgefährdendes Verhalten pönalisiert als auch systemstabilisierendes Verhalten vergütet, wären die Anreizwirkungen ähnlich wie bei einer Aufbringung über den Stromgroßhandelspreis. Neben einer Verringerung des Kapazitätsbedarfs würde in diesem Fall auch die Bilanzkreistreue bzw. der systemdienliche Einsatz von Flexibilität durch den AM befördert.

Die Anreize zur Reduktion der individuellen Spitzenlast wirken sich darüber hinaus positiv auf die Flexibilisierung der Nachfrage sowie die Absicherung und Transformation des Stromsystems aus.

Statt eines gezielten Finanzierungsmechanismus handelt es sich beim Ausgleichsenergiepreis primär um die Pönalisierung von systemgefährdendem Verhalten. Die Kosten des KapM werden denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen zugeordnet, die den Einsatz der Kapazitäten verursacht haben, hohe Preise fallen also nur dort an, wo zu Knappheitszeitpunkten Energie bezogen und nicht durch entsprechende Lieferverträge abgesichert wird. Die Fairness des Mechanismus ist folglich positiv zu bewerten. Der AM weist darüber hinaus eine hohe soziale Ausgewogenheit auf, da die Kosten direkt bei verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen erhoben werden und kleine Verbraucher in der Regel durch langfristige Strombezugsverträge gegen Preisschwankungen abgesichert sind bzw. Verbraucher mit SLP-Bezug keinem Ausgleichsenergiepreisrisiken z. B. durch von ihnen verursachte Lastspitzen ausgesetzt sind.

Eine Steuerung der Verteilungswirkungen zur Entlastung sensibler Verbrauchergruppen ist hingegen nicht möglich.

Bei dem AEP handelt es sich um einen bereits bestehenden Mechanismus, sodass die Verwendung zur Teilaufbringung der KapM-Kosten recht einfach wäre. Eine vollständige Refinanzierung des KapM ist über den AEP jedoch nicht möglich, da dessen Erlöse schwer abschätzbar sind und sich nicht zielgenau mit dem für den KapM benötigten Finanzierungsvolumen decken werden.

	Ausgleichsenergiepreissystem
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Anreiz zu Bilanzkreistreue und systemdienlichem Einsatz von Flexibilität
Dynamische Entwicklung	<ul style="list-style-type: none"> Erleichterte Erschließung von Flexibilitäten Anreiz zu Absicherung und Transformation des Stromsystems
Fairness	<ul style="list-style-type: none"> Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten
Soziale Ausgewogenheit	<ul style="list-style-type: none"> Kostenverteilung anhand Energiebezug Kleine Verbraucher durch Langfristverträge gegen Preisschwankungen abgesichert
Steuerung der Verteilungswirkungen	<ul style="list-style-type: none"> Nicht möglich
Komplexität	<ul style="list-style-type: none"> Vorhandener Mechanismus

Tabelle 17: Aufbringung über Ausgleichsenergiepreissystem

4.2.9 Handel von Versorgungssicherheitszertifikaten

Der Handel mit Versorgungssicherheitszertifikaten ist insofern ein besonderer Aufbringungsmechanismus, als er untrennbar mit dem dezentralen Kapazitätsmechanismus verbunden ist. Dessen Bewertung berücksichtigt daher auch die Eigenschaften des DKM. Im Falle eines Handels mit Versorgungssicherheitszertifikaten sind Verbraucher verpflichtet, ihren Kapazitätsbedarf durch

den Erwerb von Kapazitätsnachweisen abzusichern. Dadurch entsteht ein Anreiz, die Menge benötigter Nachweise und damit die individuelle Leistungsspitze zu reduzieren. Darüber hinaus profitieren Kraftwerksbetreiber, welche zum Knappheitszeitpunkt Kapazitäten bereitstellen, von durch die Nachfrage getriebenen hohen Erlösen. Der AM wirkt sich somit auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und sicherer Bedarfsdeckung positiv aus.

Durch den oben erwähnten Beitrag zur Flexibilisierung der Nachfrage wirkt sich der AM außerdem positiv auf die Transformation des Stromsystems aus.

Die Bewertung der Kriterien Fairness, soziale Ausgewogenheit und Steuerung der Verteilungswirkungen ähnelt der des Großhandelspreises stark. Hohe Preise fallen nur dort an, wo zu Knappheitszeitpunkten Energie bezogen wird, was dem Verursacherprinzip entspricht und sozial schwache Verbraucher nicht übermäßig belastet. Die Verteilung kann sich zwar stark von der Verteilung bei einer Aufbringung über den Großhandelspreisen unterscheiden, auch hier ist aber eine gezielte Entlastung einzelner Verbrauchergruppen schwierig.

Die Aufbringung der Kosten des deutschen Kapazitätsmechanismus über Versorgungssicherheitszertifikate würde die Einführung eines neuen und komplexen Mechanismus bedeuten. Sie ist lediglich im Falle eines DKM sinnvoll, dort jedoch auch als Kernbestandteil des Mechanismus anzusehen und für seine Wirkungen essenziell.







	Handel von Versorgungssicherheitszertifikaten
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung 	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs • Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit zum Höchstlastzeitpunkt
Dynamische Entwicklung 	<ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage • Anreiz zu Absicherung und Transformation des Stromsystems
Fairness 	<ul style="list-style-type: none"> • Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten
Soziale Ausgewogenheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenverteilung anhand Energiebezug • Kleine Verbraucher durch Langfristverträge gegen Preisschwankungen abgesichert
Steuerung der Verteilungswirkungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht möglich
Komplexität 	<ul style="list-style-type: none"> • Einführung eines neuen Mechanismus • Nur sinnvoll bei DKM

Tabelle 18: Aufbringung über Handel von Versorgungssicherheitszertifikaten

4.3 Eignung der Aufbringungsmechanismen

Die vorangegangene Diskussion hat gezeigt, dass insbesondere für KapM, bei denen die Kosten für Kapazitätzahlungen bei einer zentralen Instanz anfallen (Reserve, ZKM, Beihilfen) unterschiedliche Aufbringungsmechanismen in Frage kommen, dass aber gleichzeitig einige der theoretische in Frage kommenden Aufbringungsmechanismen vermutlich aufgrund inakzeptabler Verteilungswirkungen oder hoher Komplexität keine praktische Relevanz entfalten werden. So würden wir aufgrund ihrer hohen Komplexität, der tendenziell hohen Belastung für kleine Verbraucher und auch ansonsten vernachlässigbarer Vorteile pauschale Umlagen und Umlagen auf

die Leistungsspitze als Aufbringungsmechanismen für derartige KapM nicht empfehlen. Für die Kapazitätsreserve, den ZKM sowie die Investitions- und Betriebsbeihilfen bietet sich stattdessen die Refinanzierung über die Netztarife, Steuermittel, oder eine entweder arbeitsbasierte oder dynamische Umlage an, wobei die Entscheidung für einen dieser Aufbringungsmechanismen anhand im individuellen Fall zu definierender Kriterien zu treffen ist (siehe Tabelle 19). Die Aufbringung im Falle des EOM bzw. des DKM ist – wie eingangs erwähnt – nur über den Großhandels- oder Ausgleichsenergiepreis bzw. über den Handel von Versorgungssicherheitszertifikaten sinnvoll möglich.

	Steuermittel	Netztarife	Arbeitsbasierte Umlage	Dynamische Umlage
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • von gewählter Steuer • Kein Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs • Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs allenfalls zufällig und nur für AP • Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kein gezielter Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs • Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs in Systemhöchstlastzeitpunkten, aber abhängig von Ausgestaltung der Dynamisierung • „Hebelung“ des Preissignals durch dynamische Umlage kann selbst wiederum als verzerrend empfunden werden • Kein besonderer Anreiz für Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen
Dynamische Entwicklung	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von gewählter Steuer zielführend, kontraproduktiv oder neutral 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Keine Anreize für Transformation 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hemmnis für Transformation des Stromsystems, insbesondere der Sektorkopplung 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anreize zu Absicherung und Transformation des Stromsystems
Fairness	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten • Ggf. positivere Wahrnehmung falls als allgemeine Krisenvorsorge angesehen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unterschiedliche Belastung verschiedener Verbrauchergruppen • Dennoch als fair betrachtet, da geknüpft an (individuelle) Spitzenlast 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten • Keine Möglichkeit zur Vermeidung von Belastung durch langfristige Absicherung
Soziale Ausgewogenheit	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abhängig von gewählter Steuer 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich ausgewogen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich ausgewogen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kostenverteilung anhand Energiebezug zum Höchstlastzeitpunkt
Steuerung der Verteilungswirkungen	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich möglich, aber an die Gesamtheit der Steuerzahler geknüpft 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzlich möglich, aber nur im Rahmen der Netzent- 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entlastung auf hohen Netzebenen möglich, analog zu besonderer 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> • gezielte Steuerung z.B. über Verschonungsregelungen von der Umlage möglich, analog zu besonderer

	→ nicht zielgenau	gelte als Ganzes → nicht zielgenau	Ausgleichsregelung (EEG)	Ausgleichsregelung (EEG) • Dabei aber auch Verlust von Anreizwirkungen
Komplexität	<p>• Vorhandener Mechanismus</p> <p>• Hohe Gestaltungsfreiheit</p> <p>• Genehmigung durch EC nötig</p> <p>• KapM würden Teil der Haushaltsdebatte</p>	<p>• Vorhandener Mechanismus</p> <p>• Am einfachsten wenn direkt bei ÜNB erhoben</p>	<p>• Einführung eines neuen Mechanismus, Designfragen unklar</p> <p>• Hohe Gestaltungsfreiheit</p> <p>• Genehmigung durch EC nötig</p>	<p>• Einführung eines neuen komplexen Mechanismus, Designfragen unklar</p> <p>• Planung des Aufkommens schwieriger als bei anderen Mechanismen</p>

Tabelle 19: Gegenüberstellung geeigneter Aufbringungsmechanismen für strukturierte Kapazitätsmechanismen. Quelle: eigene Darstellung.

5 Belastung betroffener Endverbrauchergruppen

Die vorherigen Ausführungen haben klargemacht, dass die Beurteilung der Wirkungen von unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise sowohl von verschiedenen grundsätzlichen Eigenschaften der Kapazitätsmechanismen als auch von konkreten regulatorischen Entscheidungen abhängt, wobei die Möglichkeiten der regulatorischen Einflussnahme unterschiedlich ausgeprägt sind. Erst die Zusammenführung aller Untersuchungsstränge erlaubt daher eine umfassende Beantwortung der Frage, wie sich unterschiedliche Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherpreise auswirken. Dazu untersuchen wir die Kostenwirkungen anhand verschiedener Musterverbraucher und der verschiedenen in Abschnitt 4 diskutierten Aufbringungs- und Verteilungsmechanismen.

5.1 Rahmenannahmen

Für die Analyse der Kostenbelastung betroffener Endverbraucher definieren wir gemäß Abbildung 10 fünf verschiedene Verbrauchergruppen. Diese Verbrauchergruppen werden so parametrisiert, dass die Mengenverhältnisse grob dem deutschen Stromsystem entsprechen, wobei die Herangehensweise natürlich stark typisierend und vereinfachend gewählt ist, um grundsätzliche Effekte herauszuarbeiten. Insbesondere gehen wir davon aus, dass die von uns betrachteten Musterverbraucher den gesamten Stromverbrauch beschreiben und die Kosten des Kapazitätsmechanismus vollständig auf diese umgelegt werden. Die Grundgesamtheit der Verbraucher in unserem Berechnungsmodell ist in Tabelle 21 zusammengefasst.

Definition der Verbrauchergruppen

Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene sind ausschließlich große industrielle Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von (genau) 100 GWh/a angesiedelt. Bei einer Mindestanzahl von 7500 Volllaststunden, also einer jährlichen Höchstleistung von 13 MW, haben solche Verbraucher Anspruch auf maximale Befreiungen nach § 19 II StromNEV (*Großindustrie mit Befreiung*), welche sich auf mindestens 85 % ihres Kostenanteils beläuft. Für die nachfolgende Analyse gehen wir entsprechend von einer durchschnittlichen Netzentgeltermäßigung in Höhe von 75 % aus (BMW, 2021). Verbraucher mit geringeren Volllaststunden – in unserem Beispiel mit einer jährlichen Höchstleistung 23 MW – haben keinen Anspruch auf eine solche Befreiung (*Großindustrie ohne Befreiung*).

In der Gruppe *Kleinindustrie und Gewerbe* sind kleine industrielle Verbraucher und gewerbliche Verbraucher in der Mittel- und Niederspannungsebene zusammengefasst. Wir unterstellen hier jeweils einen jährlichen Strombezug von 30 MWh/a und eine Höchstleistung von 13 kW.

Die betrachteten Haushaltsverbraucher sind vollständig in der Niederspannungsebene angeschlossen. Dabei unterscheiden wir zwischen *Haushalten mit flexiblen Lasten*, wobei 3500 kWh der 7500 kWh Jahresverbrauch steuerbar sind (Höchstleistung 15 kW) und *Haushalten ohne flexible Lasten* mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh und einer Höchstleistung von 7 kW. Beide Arten von Haushaltsverbrauchern haben je 500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Belastung betroffener Endverbrauchergruppen

Große industrielle Verbraucher mit maximalen Befreiungen	<ul style="list-style-type: none"> Jahresverbrauch 100 GWh/a, Höchstleistung 13 MW Anschluss in HS und HöS Befreiung nach § 19 II StromNEV
Große industrielle Verbraucher ohne Anspruch auf Befreiungen	<ul style="list-style-type: none"> Jahresverbrauch 100 GWh/a, Höchstleistung 23 MW Anschluss in HS und HöS
Kleine industrielle Verbraucher und Gewerbe	<ul style="list-style-type: none"> Jahresverbrauch 30 MWh/a, Höchstleistung 13 kW Anschluss in MS & NS
Haushaltsverbraucher mit flexibler Last	<ul style="list-style-type: none"> Jahresverbrauch 7500 kWh/a , davon 3500 kWh steuerbar, Höchstleistung 15 kW Anschluss in NS
Haushaltsverbraucher mit unflexibler Last	<ul style="list-style-type: none"> Jahresverbrauch 3500 kWh/a, Höchstleistung 7 kW Anschluss in NS

Abbildung 10: Übersicht der betrachteten Endverbrauchergruppen.

Grundgesamtheit

Um zu ermitteln, wie sich die verschiedenen Endverbrauchergruppen auf die Netzebenen verteilen und welchen Anteil jede Gruppe am deutschen Gesamtstromverbrauch hat, betrachten wir zunächst die empirische Grundgesamtheit der Zählpunkte im deutschen Netz. Im Jahr 2016 waren gut 51,2 Mio. Netzanschlüsse mit einem Netto-Netzbezug von insgesamt 517 TWh entsprechend der Darstellung in Tabelle 20 auf die sieben Netzebenen verteilt. Ein Vergleich mit dem Monitoringbericht 2020 (BMW, 2021) zeigt, dass diese Zahlen nach wie vor Bestand haben.

	Anzahl Zählpunkte	Netto-Netzbezug Letztverbraucher [TWh]	Summe individueller Höchstleistungen Letztverbraucher [GW]
HöS	0	0	0
HöS/HS	246	82	18
HS	1.437	78	15
HS/MS	4.820	25	9
MS	49.174	29	12
MS/NS	175.754	82	26
NS, davon	51.000.000	221	421
NS: Anteil Gewerbe	6.700.000	74	91
NS: Anteil Haushalte	44.300.000	147	330

Tabelle 20: Zählpunkte, Netzbezug und Summe individueller Höchstleistungen der Letztverbraucher jeder Netzebene. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BMW (2021) und eigenen Recherchen.

Für die Verteilung dieser Grundgesamtheit auf die in Abbildung 10 definierten Endverbrauchergruppen ziehen wir zunächst die Anteile der einzelnen Netzebenen am Netto-Stromverbrauch heran (Tabelle 20). Dabei entfallen 31 % auf die Hoch- und Höchstspannungsebene (Netzebenen 5 bis 7), 26 % auf die Mittelspannung und die dort verknüpften Umspannebenen (Netzebenen 2 bis 4) und die verbleibenden 43 % auf die Niederspannungsebene (Netzebene 1), wobei sich letztere aus Haushalts- und Gewerbeverbrauchern zusammensetzt. Anschließend ermitteln wir die Anteile der Verbrauchergruppen an den Stromverbräuchen der jeweiligen Netzebenen (Ta-

belle 21). Dabei legen wir Annahmen des Monitoringberichts (BMWi, 2021) und des Szenariomahmens des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) 2021-2035 (Bundesnetzagentur, 2020) zugrunde.

Laut Monitoringbericht betrafen die Netzentgeltbefreiungen nach §19 II StromNEV für stromintensive Netznutzung im Jahr 2020 Netznutzer mit einem Netto-Netzbezug von insgesamt 52,4 TWh im Übertragungs- und Regionalnetz, also etwa 33 % des Verbrauchs auf den Netzebenen 5 bis 7. Für die weiteren Analysen unterstellen wir, dass es sich dabei ausschließlich um industrielle Verbraucher handelte. Somit handelt es sich bei den verbleibenden 67 % der Verbraucher auf der Hoch- und Höchstspannungsebene um Großindustrie ohne Anspruch auf Befreiung.

Kleinindustrie und Gewerbe sind in Mittel- und Niederspannung angeschlossen und machen entsprechend Tabelle 21 etwa 7 Mio. der im deutschen Netz angeschlossenen Zählpunkte aus. Vereinfachend gehen wir davon aus, dass hier keine Befreiungen anfallen, Bei einem unterstellten Jahresverbrauch von je 30 MW entfallen damit knapp 40 % des Nettonetzbezugs auf diese Verbrauchergruppe.

Die verbleibenden 44,3 Mio. Zählpunkte – alle angeschlossen in der Niederspannungsebene – beziehen sich auf Haushaltsanschlüsse. Dabei werden manche dieser Haushalte einen Teil ihrer Last flexibilisieren können. Wir unterstellen, dass in den nächsten 15 Jahren die im Szenario B 2035 des NEP prognostizierten Niveaus steuerbarer Verbrauchseinheiten in Form von 5 Mio. Haushaltswärmepumpen und 11,2 Mio. Elektro-PKW erreicht werden. Unter der Annahme, dass diese sich gleichmäßig auf die Verbraucher in Mittel- und Niederspannungsnetz, also Kleinindustrie, Gewerbe und Haushalte verteilen, jedoch nur die Hälfte der E-PKW im Privatbesitz an Heimladepunkten geladen werden¹³, ergibt sich eine Summe von etwa 9,2 Mio. Haushalten mit flexiblen Lasten. Der Rest der Haushalte beläuft sich somit auf gut 35 Mio. Zählpunkte.

	Anzahl Zählpunkte	Anteil an Gesamtverbrauch	Jahresverbrauch (MWh/a)	davon steuerbar	Jahreshöchstlast (MW/a)	Vollbenutzungsstunden
Großindustrie mit Befreiung	551	10%	100.000	0	13	7692
Großindustrie ohne Befreiung	1132	20%	100.000	0	23	4348
Kleinindustrie & Gewerbe	6.929.748	37%	30	0	0,013	2308
HH mit flexiblen Lasten	9.166.159	12%	7,5	3,5	0,015	500
HH ohne flexible Lasten	35.133.841	22%	3,5	0	0,007	500

Tabelle 21: Grundgesamtheit der Endverbrauchergruppen im Rechenbeispiel. Quelle: eigene Darstellung.

Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus

¹³ Die andere Hälfte der Haushalte mit E-PKW wird diese an öffentlichen oder halböffentlichen Ladepunkten laden. Im Falle öffentlicher Ladepunkte, beispielsweise an Tankstellen oder Parkplätzen, ist die Last in Form von E-PKW nicht steuerbar, vielmehr wird hier der Ladevorgang zum Zeitpunkt der Ankunft am Ladepunkt gestartet. Bei halböffentlichen Ladepunkten, etwa am Arbeitsplatz oder in Mehrfamilienhäusern, ist unter Umständen zwar ein gewisses Maß an Steuerung möglich, die Last des E-PKWs ist hier jedoch nicht dem Zählpunkt des einzelnen Haushaltes zugeordnet.

Weiterhin sind für die Untersuchung der Belastung betroffener Endverbrauchergruppen Annahmen bezüglich der zu refinanzierenden Kosten des Kapazitätsmechanismus zu treffen. Wir unterstellen hier die Situation aus Beispiel 2 in Abschnitt 3.3. Dort gehen wir von einer bereitzustellenden Kapazität aus steuerbarer Erzeugungsleistung von 60 GW mit Investitionskosten von 400 €/kW für Erzeugungsleistung und 100 €/kW für die Lastflexibilität (Nutzungsdauer: 20 Jahre). Der WACC wird (analog zu 3.3) für die Leistung im Markt sowie für Lastflexibilitäten mit 10 %, für die Leistung im Kapazitätsmarkt mit 8 % veranschlagt. Der Kapazitätsmarkt ist auf 65 GW dimensioniert, die Kapazitätsreserve hält 2 GW in Form von Lastflexibilität bereit und der Anteil der Lastflexibilität im Beispiel des EOM + Lastflexibilität ist auf 5 GW dimensioniert. Damit ergeben sich je nach betrachtetem Kapazitätsmechanismus annuitätische Gesamtkosten zwischen 2,6 und 2,8 Mrd. €¹⁴.

Parametrierung der Aufbringungsmechanismen

In Abschnitt 4 wurden acht Arten von Aufbringungsmechanismen vorgestellt. In einigen davon hängt die Kostenverteilung stark von individuellen Entscheidungen zum Höchstlastzeitpunkt¹⁵ bzw. der Grundgesamtheit der zahlungspflichtigen Marktteilnehmer¹⁶ ab und lässt sich daher nicht im Einzelnen berechnen. Ein Direktvergleich ist daher nur zwischen den Verteilungswirkungen der Netztarife sowie arbeitsbasierten, leistungsbasierten und pauschalen Umlagen möglich.

Die zugrunde gelegten Netztarife basieren auf Durchschnittswerten der für 2016 geltenden Preisblätter von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie etwa 20 Verteilnetzbetreibern, welche ca. 50 % der Endverbraucher abdecken. Anhand der verbrauchsgruppenscharfen Netztarifentwicklung laut Monitoringbericht (BMW, 2021) leiten wir daraus für das Jahr 2020 durchschnittliche Tarife für Verbraucher auf den verschiedenen Netzebenen ab (siehe Anhang 0), wobei wir unterstellen, dass steuerbare Lasten gemäß § 14a EnWG eine Reduktion des Arbeitspreises um 3,5 ct/kWh erhalten.

Für die Höhe der separaten Umlagen werden die Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus gleichmäßig entsprechend des Strombezugs, der individuellen Höchstleistung oder eines netzebenenspezifischen Faktors umgelegt. Somit zahlen alle Verbraucher (im Falle ohne Befreiungen für stromintensive Verbraucher) bei einer arbeitsbasierten Umlage 14 ct/MWh Verbrauch bei einer Umlage auf die Leistungsspitze 16 ct je kW Höchstlast. Für die netzebenen- und anschlussbezogene pauschale Umlage unterstellen wir, dass die Kostentragung zu jeweils 25 % auf den Netzebenen 5 und 6, zu jeweils 15 % auf den Netzebenen 3 und 4 und zu jeweils 10 % auf den Netzebenen 1 und 2 lastet. Je Anschluss in der Netzebene 5 fielen damit Kosten von etwa 2.500 € jährlich an, in der Netzebene 2 wären es nur 46 € je Anschluss und Jahr. Diese Parametrierung ist jedoch arbiträr, bei der tatsächlichen Ausgestaltung gibt es hohe Freiheitsgrade.

¹⁴ Hier werden ausschließlich die Kosten des Kapazitätssegments, losgelöst von etwaigen Interdependenzen mit dem EOM, dargestellt.

¹⁵ Für Großhandelspreise und Ausgleichsenergiepreise lässt sich unter Annahme der Anzahl zu belastender Stunden (bspw. die 500 Stunden mit der höchsten Last innerhalb eines Jahres) eine grobe Abschätzung treffen, wie hoch die Kostenlast je verbrauchter Energie in diesen Stunden ausfielen. Eine Abschätzung der Kostenverteilung beim Handel mit Versorgungssicherheitszertifikaten ist im Einzelnen nicht möglich.

¹⁶ Im Falle einer Aufbringung über Steuermittel ist die Kostenverteilung abhängig von der Annahme zur gewählten Grundgesamtheit der Steuerzahler sowie der Steuererhebungsmethodik.

Im Falle der Befreiung stromintensiver Verbraucher zahlen diese bei einer leistungsbasierten oder pauschalen Umlage nur noch 25 % der anhand des Umlageschlüssels von ihnen zu tragenden Kosten, bei einer arbeitsbasierten Umlage unterstellen wir vereinfachend, dass stromintensive Verbraucher vollständig von der Kostentragung an der Refinanzierung des Kapazitätsmechanismus befreit werden. Dies reflektiert die Erwartung, dass ein weitgehender politischer Konsens besteht, stromintensive Verbraucher von Belastungen durch Entgelte, Abgaben und Umlagen möglichst freizustellen (wie auch bei Netzentgelten und EEG praktiziert).

5.2 Anteilige Kostenbelastung der Endverbrauchergruppen

Wir betrachten zunächst, wie sich die Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus in Abhängigkeit vom Aufbringungsmechanismus auf die Verbrauchergruppen verteilen, also welche Gruppe den größten Anteil der finanziellen Last schultert.

In Abbildung 11 ist diese Kostenverteilung für den Fall eines *zentralen Kapazitätsmarktes* dargestellt. Für diese Abbildung wird unterstellt, dass keine Entlastung stromintensiver Verbraucher vorgenommen wird. Die unterschiedlich großen Anteile der Kostentragung zwischen Großindustrie mit und ohne Anspruch auf Befreiung nach § 19 II StromNEV rührt daher ausschließlich von der Anzahl der Nutzer innerhalb der jeweiligen Untergruppe her. Gleiches gilt für die Haushaltsverbraucher: da wir davon ausgehen, dass die Flexibilisierung von Lasten im ZKM eine eher untergeordnete Rolle spielt, haben Haushalte mit der Möglichkeit zur Laststeuerung hier keinerlei Vorteile gegenüber denen mit ausschließlich inflexiblen Lasten.

Grundsätzlich ähneln sich die Verteilungswirkungen der strombezugsbasierten Umlage und der Netztarife, wobei die Belastung der Haushaltsverbraucher zugunsten der Industrie bei einer Aufbringung über das Netztarifsysteem etwas höher ist. Besonders stark sind die Haushaltsverbraucher aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Benutzungsstunden von AM betroffen, die sich auf die Jahreshöchstlast konzentrieren. Dagegen der ginge eine pauschale netzebenen- und anschlussbezogene Umlage in der hier verwendeten Ausgestaltung eher zulasten der Industrie.

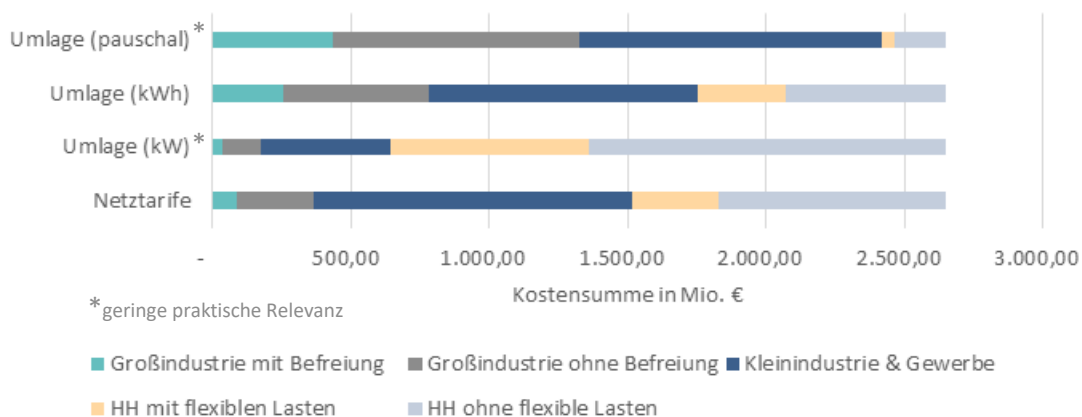


Abbildung 11: Kostensumme je Nutzergruppe (ohne Befreiung stromintensiver Verbraucher) im ZKM (65 GW). Quelle: eigene Darstellung.

Die anteilige Kostentragung der Endverbrauchergruppen im Modell EOM + Reserve wäre identisch zu der im ZKM, unterschiede sich jedoch in ihrer Höhe, da in diesem Fall ausschließlich die

Kosten der Kapazitätsreserve im Rahmen der betrachteten Aufbringungsmechanismen refinanziert werden könnten¹⁷. Die Kapitalkosten der übrigen Anlagen wären über den Stromgroßhandelspreis zu refinanzieren. Folglich beeinflusst die Wahl des Kapazitätsmodells vor allem die Gesamtkosten, sowie die Auswahl sinnvoller AM, die anteilige Kostenteilung je Aufbringungsmechanismus bleibt hingegen weitgehend unverändert.

Im Gegensatz zu Abbildung 11 können stromintensive Verbraucher in

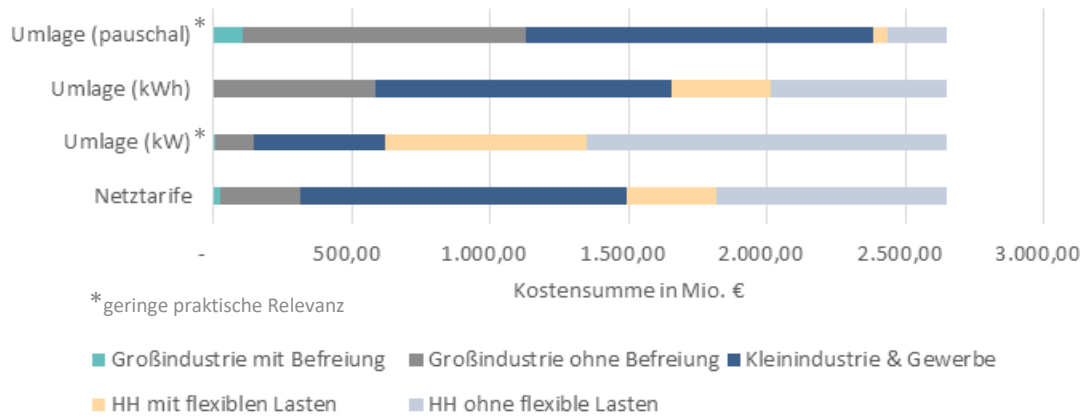


Abbildung 12 eine Befreiung nach § 19 II StromNEV in Anspruch nehmen. Die dadurch fehlenden Erlöse aus dem Aufbringungsmechanismus werden entsprechend der anteiligen Kostentragung auf die anderen Verbrauchergruppen verteilt. Die Zusatzlast der Verbrauchergruppen ohne Befreiung ist insbesondere in solchen AM hoch, in denen stromintensive Verbraucher im Falle ohne Befreiungen einen vergleichsweise großen Teil der Kostenlast tragen würden, also z. B. bei arbeitsbasierten Umlagen.

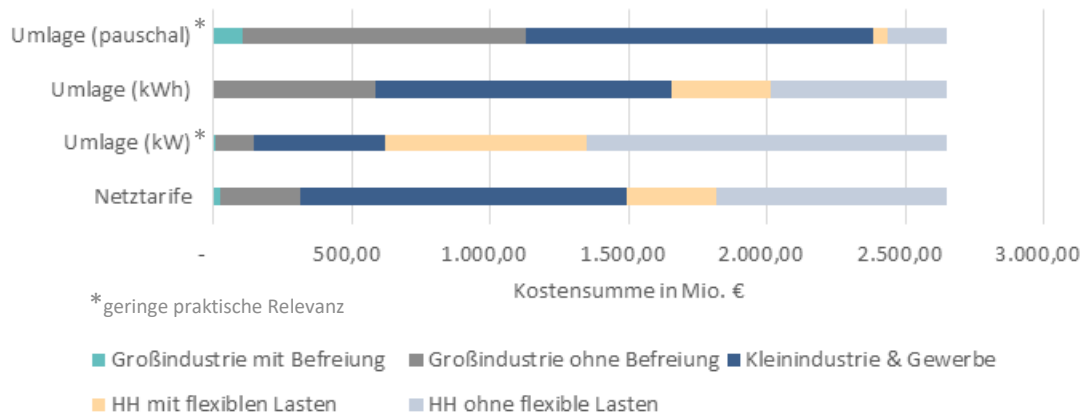


Abbildung 12: Kostensumme je Nutzergruppe (mit Befreiung stromintensiver Verbraucher) im ZKM (65 GW). Quelle: eigene Darstellung.

5.3 Kostenbelastung je Nutzer und Jahresstromverbrauch

Bei der vorangegangenen Betrachtung der anteiligen Kostenbelastung der Endverbrauchergruppen hängt der Kostenanteil, der von einer bestimmten Gruppe zu tragen ist, auch von der Anzahl der Nutzer in dieser Gruppe ab. Zum besseren Vergleich der Kostenbelastung einzelner Nutzer

¹⁷ Eine gemeinsame Darstellung der Auswirkungen des Aufbringungsmechanismus auf Kapazitäts- und Marktsegment ist aufgrund der großen Unsicherheiten, mit denen die Aufbringung über den Strompreis behaftet ist, nicht möglich (siehe 5.4).

durch die verschiedenen Kapazitäts- und Aufbringungsmechanismen betrachten wir daher nun die verbrauchsabhängige Kostenbelastung je Nutzer.

Zunächst blicken wir in Abbildung 13 wieder auf die Refinanzierung eines ZKM ohne Befreiung der stromintensiven (Industrie-)Verbraucher. Unter Berücksichtigung der verwendeten Grundgesamtheit werden Verbraucher mit inflexiblen Lasten je kWh tendenziell stärker belastet als solche mit flexiblen Lasten, was jedoch auch auf die zugrunde gelegten Annahmen bezüglich des Gesamtverbrauchs der unterschiedlichen Haushaltsgruppen zurückzuführen ist. Darüber hinaus werden Verbraucher mit niedrigen Benutzungsstunden immer dann stärker belastet, wenn die individuelle Höchstlast zur Verteilung herangezogen wird. Folglich sticht besonders die enorme Kostenumverteilung von der Industrie hin zu Haushaltsverbrauchern, insbesondere solcher ohne flexible Lasten, im Falle einer Umlage auf die individuelle Höchstleistung ins Auge, weshalb eine solche Umlage in der Realität nur eine geringe Relevanz hat.

Die Verteilung im Falle einer pauschalen (netzebenen- und anschlussbezogenen) Umlage hängt dagegen stark von deren Ausgestaltung ab. Auch für diese Umlage ist, wie in 4.2.6 dargestellt, die praktische Relevanz beschränkt.

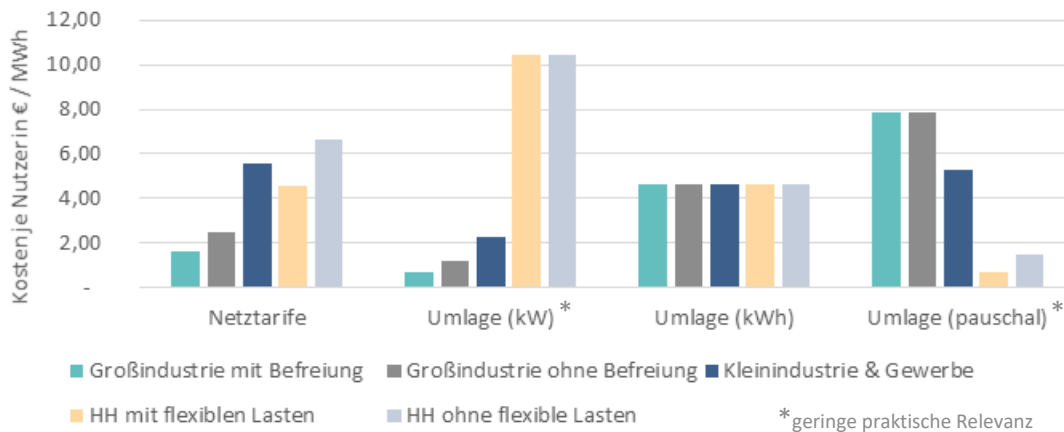


Abbildung 13: Kosten je Nutzer in €/MWh (ohne Befreiung stromintensiver Verbraucher) im ZKM (65 GW). Quelle: eigene Darstellung.

Bei einer strombezugsbasierten Umlage tragen definitionsgemäß alle Nutzer die gleichen Kosten je kWh Stromverbrauch. Damit würden sich aber gerade für Verbraucher mit hohen Volllaststunden wie die energieintensive Industrie absolut besonders hohe Belastungen ergeben. Um dies auszugleichen, wird in Abbildung 14 gegenüber Abbildung 13 eine Befreiung der stromintensiven Verbraucher eingeführt. Eine solche Befreiung belastet insbesondere diejenigen Verbraucher, die bereits zuvor einen Großteil der Umlage getragen haben.

Belastung betroffener Endverbrauchergruppen

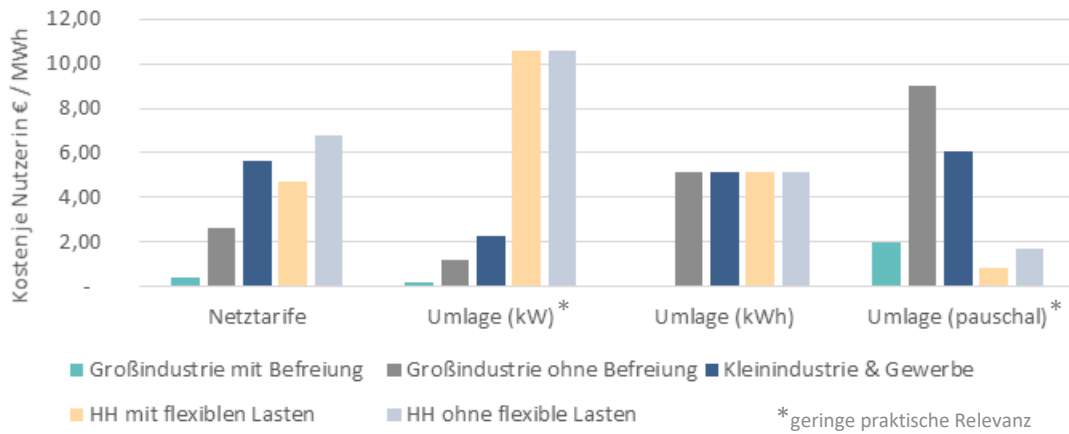


Abbildung 14: Kosten je Nutzer in €/MWh (mit Befreiung stromintensiver Verbraucher) im ZKM (65 GW). Quelle: eigene Darstellung.

Die Darstellungen in Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen beide Situationen im Falle eines EOM + Reserve. Die grundlegenden Ergebnisse sind hier äquivalent zu denen im Falle eines ZKM. Einzig die Höhe der über die hier dargestellten Aufbringungsmechanismen zu erhebenden Refinanzierungssumme ist verglichen zum ZKM niedriger, da die Kosten des Marktes über den Stromgroßhandelspreis refinanziert werden müssen.

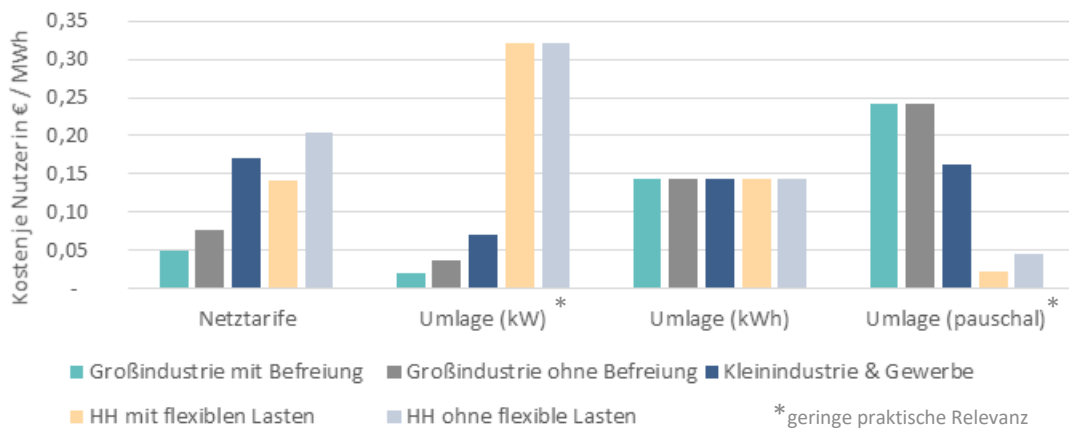


Abbildung 15: Kosten je Nutzer in €/MWh (ohne Befreiung stromintensiver Verbraucher) in der Kapazitätsreserve (2 GW). Quelle: eigene Darstellung.

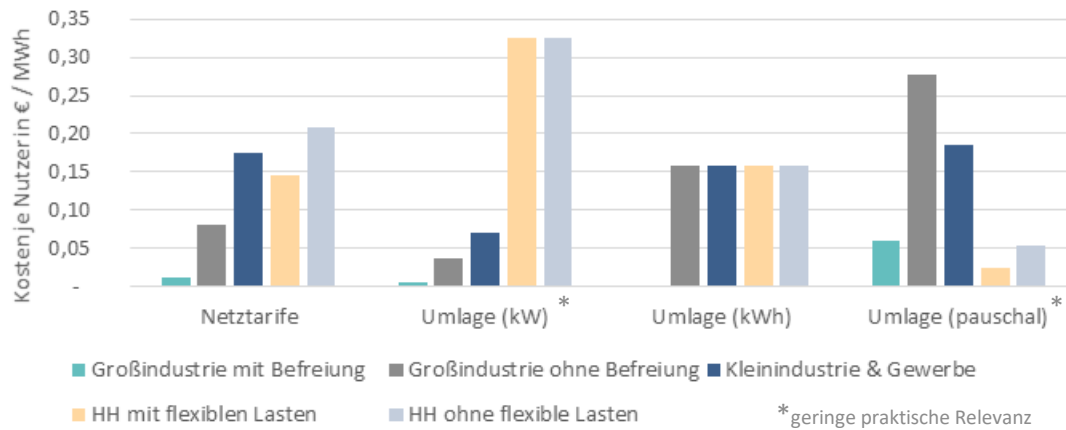


Abbildung 16: Kosten je Nutzer in €/MWh (mit Befreiung stromintensiver Verbraucher) in der Kapazitätsreserve (2 GW). Quelle: eigene Darstellung.

5.4 Kostenabschätzung bei Aufbringung über Großhandelsstrompreis

Die Kostenverteilung bei Aufbringung über das Ausgleichsenergiepreissystem oder einen Aufschlag auf den Großhandelspreis hängt stark vom individuellen Verhalten zum Höchstlastzeitpunkt ab, wodurch ein direkter Vergleich mit anderen Aufbringungsmechanismen nicht möglich ist. Für eine schematische Abschätzung der möglichen Kostenbelastung verfolgen wir daher einen alternativen Ansatz. Dabei untersuchen wir, wie viele Betriebsstunden abhängig von einem maximal akzeptierten Strompreisniveau am Großhandelsmarkt notwendig wären um ein Spitzenlastkraftwerk zu refinanzieren und welcher Anteil der Stromnachfrage auf diese Stunden entfällt.

Für die vereinfachte Betrachtung, welcher Anteil der Stromnachfrage von Preisspitzen betroffen sein könnte, ziehen wir eine Dauerlinie der Last im deutschen Stromsystem¹⁸ heran. Die Analyse ist dabei nur als eine grobe Abschätzung zu verstehen. Einerseits werden dabei Effekte wie die Auswirkung von erneuerbaren Energien auf die Form der durch steuerbare Erzeugungsanlagen zu deckenden Lastdauerlinie und Austausch mit dem Ausland vernachlässigt. Auch kann eine auf historischen Nachfragedaten beruhende Analyse den Effekt einer bei Preisspitzen elastischen Nachfrage nicht nachbilden. Vernachlässigt sind darüber hinaus weitere Erlösströme wie z. B. aus Wärmebereitstellung und dem Angebot von Regelreserve. Die in Abbildung 17 dargestellte Analyse erlaubt jedoch dennoch erste Schlussfolgerungen.

¹⁸ Basierend auf der deutschen Lastzeitreihe im Jahr 2020 (ENTSO-E, 2021).

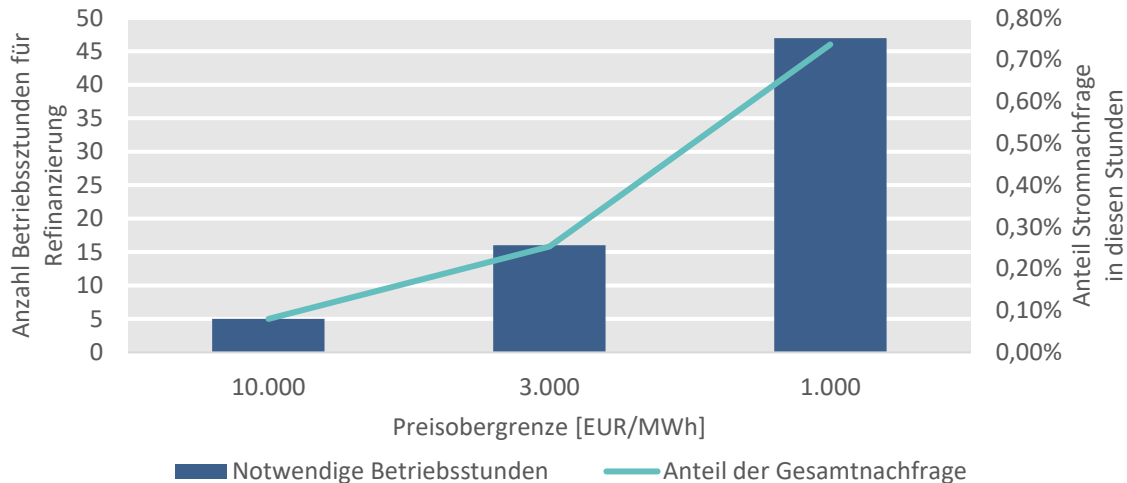


Abbildung 17: Notwendige Betriebsstunden zur Refinanzierung von Spitzenlastkraftwerken und betroffene Stromnachfrage bei unterschiedlichen Preisobergrenzen am Stromgroßhandelsmarkt. Quelle: eigene Darstellung.

Einerseits ist erkennbar, dass die Zahl der Stunden mit zur Refinanzierung notwendigen Preisspitzen auch in einem EOM-Marktdesign begrenzt ist. Bereits relativ wenige Stunden mit Preisspitzen erlauben eine Refinanzierung von Spitzenlastanlagen¹⁹. Dabei ist der Teil der Nachfrage, der gegenüber Preisspitzen exponiert ist, umso höher, je niedriger die akzeptierte Preisobergrenze am Großhandelsmarkt ist. Sehr hohe Preisobergrenzen begünstigen daher besonders stark solche Verbraucher, die diese flexibel vermeiden können.

Die Bezugskosten tendenziell unflexibler Verbraucher werden hingegen stärker von Preisspitzen im Großhandelsstrompreis beeinflusst werden. Zwar werden solche Verbraucher die Volatilität ihrer Bezugskonditionen durch Hedging-Geschäfte wie den Abschluss langfristiger Lieferverträge verringern können, gleichzeitig wird die Preisgestaltung solcher Verträge in einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt wird aber ebenfalls dazu führen, dass unflexible Verbraucher die Kapazitätskosten der für ihre Versorgung benötigten Spitzenlastanlagen (mittelbar) tragen müssen.

Wie oben angedeutet, hängt die Frage, ob Preisspitzen am Großhandelsmarkt für einen Verbraucher relevant sind, von seiner Flexibilität ab. Deswegen ist ein Herunterbrechen der Effekte auf die in 5.1 parametrisierten Musterverbraucher nicht möglich. Hilfsweise kann allenfalls für einen Verbraucher des Typs energieintensive Industrie mit sehr hohen Volllaststunden angenommen werden, dass seine Nachfrage so unflexibel ist, dass er zur „Mitnahme“ von Preisspitzen am Großhandelsmarkt „gezwungen ist. Das würde z. B. bei Auftreten eines Preises von mindestens 10.000 EUR/MWh während 5 Stunden des Jahres für dieses Unternehmen einen Aufschlag auf die Strombezugskosten von ca. 7 EUR/MWh bedeuten. Diese Zahl liegt leicht höher als die in Abschnitt 5.3 abgeschätzten Belastungen bei einer energieverbrauchsbezogenen Umlage der Kosten eines zentralen Kapazitätsmarkts. Dies ist plausibel, weil die hier unterstellte Inflexibilität des Verbrauchers sich bei einer Refinanzierung von Kapazitätsvorhaltungen über Großhandelsstrompreise stärker auswirkt als bei der diesbezüglich insensitiven Umlage über

¹⁹ Anlagen mit höheren Kapitalkosten und niedrigeren einsatzabhängigen Kosten benötigen höhere Betriebsstunden, erzielen aber aufgrund ihrer Position in der Merit Order typischerweise auch während weiter Teile des Jahres inframarginale Renten, die zur Refinanzierung genutzt werden können.

den gesamten Stromverbrauch. Im Vergleich zu einer Befreiung der energieintensiven Industrie von den Kosten einer Kapazitätsumlage führt die Refinanzierung über Großhandelspreise natürlich zu einer deutlich höheren Belastung. Dies reflektiert den – bereits vorher herausgearbeiteten – Effekt der fehlenden Möglichkeit, in diesem Mechanismus Verteilungseffekte der Vorhaltekosten für Kapazität gezielt zu steuern.

6 Zusammenfassung und Empfehlung

Die vorliegende Studie untersucht die Frage, wie sich das in Deutschland zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit genutzte Marktdesign des EOM 2.0 in Verbindung mit einer Kapazitätsreserve mit Blick auf die Endverbraucherpreise im Verhältnis zu anderen denkbaren Marktdesigns verhält. Dazu wurde dieses Marktdesign mit vier weiteren Optionen (Strommarkt 2.0, zentraler Kapazitätsmarkt, dezentraler Kapazitätsmarkt und Investitions- bzw. Betriebsbeihilfen) zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit verglichen. Gleichzeitig wurde untersucht, welche Aufbringungs- und Verteilungsmechanismen für die Kosten zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in den verschiedenen Marktdesigns denkbar sind und wie diese sich mit Blick auf Endverbraucherpreise und Anreizwirkungen unterscheiden.

Für jeden der Kapazitätsmechanismen wurden zunächst Wirkmechanismen diskutiert, welche dessen Gesamtkosten für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit beeinflussen. Dabei fällt auf, dass einzelne KapM zwar bezüglich einzelner Kriterien überlegen sind, dafür aber bezüglich anderer Kriterien eher negativ zu bewerten sind. Eine dominante Empfehlung, welches Marktdesign zu den geringsten Gesamtkosten für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit führt, lässt sich nicht ableiten.

Auch der Vergleich von Modellierungsergebnissen früherer Studien sowie unsere eigene modellhafte Kostenabschätzung zeigen keine klaren Vorzüge eines der Kapazitätsmechanismen auf. Die modellierten Gesamtkosten unterscheiden sich nur leicht in Abhängigkeit vom gewählten Modell. Die tatsächlichen Kostenunterschiede hängen dabei stark von den gewählten Annahmen (insbesondere bezüglich des WACC) ab. Die Wahl eines bevorzugten Marktdesigns hängt daher stark von den Präferenzen politischer Entscheidungsträger und der Einschätzung der Relevanz der Vor- und Nachteile ab (z. B. höhere Finanzierungskosten bei EOM vs. Regulierungsrisiken beim zentralen Kapazitätsmarkt; außerdem ist von zentraler Bedeutung, inwiefern und zu welchen Kosten DSM Potentiale zur Verfügung stehen). Dabei ist auch anzuerkennen, dass diese politischen Präferenzen sich im Zeitverlauf verändern können. Das für das heutige System bestgeeignete Marktdesign ist nicht zwangsläufig auch für 2050 optimal.

Bei dezentral wirkenden Mechanismen wie dem EOM und den dezentralen Kapazitätsmärkten sind die Refinanzierungsmechanismen weitgehend festgelegt. Sie sind deshalb in ihren Verteilungs- und Kostenwirkungen wenig steuerbar, sondern stattdessen stark vom individuellen Verhalten der Stromverbraucher abhängig. Davon können speziell flexible Stromverbraucher, die ihren Verbrauch zum Zeitpunkt besonders hoher Systemlasten reduzieren können, profitieren. Sie verringern die für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendige Leistungsvorhaltung, müssen sich aber dafür auch an deren Finanzierung nicht bzw. nur in geringerem Umfang beteiligen.

Hingegen hängt die Tragung der Kosten eines Kapazitätsmechanismus mit zentraler Kapazitätsbeschaffung/-förderung durch verschiedene Gruppen von Endverbrauchern nicht unbedingt von deren Verbrauchsverhalten in Spitzenlastsituationen ab, sondern kann über die Wahl des Aufbringungsmechanismus gezielt gesteuert werden. Mögliche Kriterien sind dabei z. B. Fairness und soziale Ausgewogenheit, aber auch gezielte Anreize zur Steuerung des Verbrauchsverhaltens. Von den untersuchten Mechanismen haben sich – neben einer Steuerfinanzierung, die den Vorteil hat, Strompreise nicht zu belasten, aber dafür mit hohen politischen Hürden verbunden ist – insbesondere eine Aufteilung über die Netzentgelte und eine arbeitsbezogene Umlage als praktikabel und bzgl. der meisten Kriterien akzeptabel erwiesen. Eine arbeitsbezogene Umlage bringt dabei zwar zusätzlichen Einrichtungs- und Verwaltungsaufwand mit sich, hat aber den

Vorteil, dass die Verteilungswirkungen (z. B. bzgl. Entlastungen für besonders sensible Verbraucher) besser gesteuert werden können. Beide Mechanismen setzen aber keine gezielten Anreize für ein besonders systemdienliches Verhalten im Sinne der Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Als Alternative könnte daher eine – wiederum aufwändigere, aber ggf. besser vermittelbare – dynamische Umlage, die sich z. B. an der Residuallast oder den Strompreisen orientiert, erwogen werden.

Die abschließende quantitative Abschätzung der Kostenbelastung für betroffene Endverbrauchergruppen anhand eines stilisierten Modellsystems bestätigt die vorherigen Überlegungen und zeigt die möglichen Unterschiede in der Belastung von unterschiedlichen Endverbrauchergruppen sowie den Wert von Flexibilität bei Marktdesigns mit dezentraler Gewährleistung von Versorgungssicherheit auf.





















7 Literaturverzeichnis

- BET (2015), *Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien*. https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie_climate_change_19-2015_UBA.pdf.
- BMWi (2021), *Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*.
- Bundesnetzagentur (2020), *Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035*.
- CRE (2020), *Report 2019 - Functioning of the wholesale electricity and natural gas markets*.
- ENTSO-E (2021), Day-ahead Total Load Forecast [6.1.B]. *ENTSO-E Transparency Platform*. <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>. Zugegriffen: 8. März 2021.
- Europäische Kommission (2018a), *Beschluss der Kommission vom 8.11.2018 über die Beihilferegelung SA.39621 2015/C (ex 2015/NN)*.
- Europäische Kommission (2018b), *Commission decision not to raise objections on SA-46100 - 2017N*.
- Europäische Kommission (2019), *Commission decision of 24.10.2019 on the aid scheme SA.35980 - 2019/C United Kingdom – Electricity Market Reform: Capacity Mechanism*.
- Frontier Economics und Consentec (2014), *Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Zugegriffen: 4. Juli 2018.
- Kapazitätsreserveverordnung (2019), *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve* <https://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/BJNR005800019.html>.
- Ofgem (2014), *Electricity Market Reform - Capacity Market*. <https://www.gov.uk/government/consultations/proposals-for-implementation-of-electricity-market-reform>. Zugegriffen: 1. Februar 2021.
- Peek, M. und Diels, R. (2016), Ein Strommarktdesign zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele. *CLIMATE CHANGE*, Nr. 05/2016.
- r2b energy consulting, Consentec, Connect Energy Economics und Fraunhofer ISI (2014), *Endbericht Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact Analyse Kapazitätsmechanismen*. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.html>. Zugegriffen: 1. Februar 2021.
- r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP Energy (2019), *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.


RTE (2018), *Analyse d'impact de mécanisme de capacité - Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité*. https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/MecaCapa_Analyse_impact_v5.pdf. Zugegriffen: 1. Februar 2021.

A Übersicht Wirkmechanismen

	EOM 2.0	EOM 2.0 + Reserve	Zentraler KM	Dezentraler KM	Betriebs-/Investitionsbeihilfen
Effektivität	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Keine Evidenz für VS-Defizit Anreize für individuelle Leistungsvorsorge Einzelne Knappheitssituationen können dennoch auftreten Keine Absicherung von (in Wahrscheinlichkeit) nicht quantifizierbaren Extremsituationen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> VS grundsätzlich gewährleistet Zusätzliche Sicherheit durch Aufbau der Reserve → einzelne Knappheitssituationen können vermieden werden Bestimmte Extremsituationen werden abgefangen (abh. von Dimensionierungsregeln) 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> VS grundsätzlich gewährleistet, wenn Lastprognosen korrekt sind Tendenz zu Überkapazitäten durch risikoaverse frühzeitige Bedarfsfestlegung Übliche Dimensionierungsregeln verlangen keine vollständige Vermeidung von Knappheitssituationen Berücksichtigung von Extremsituationen schwierig 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> VS-Niveau abhängig von Methode der Bedarfsfestlegung Tendenz zu Überkapazitäten bei risikoaverser frühzeitige Bedarfsfestlegung Berücksichtigung von Extremsituationen schwierig 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Beibehaltung / Ausweitung von Kapazitäten → keine Reduktion des VS-Niveaus Einzelne Knappheitssituationen können dennoch auftreten Keine Absicherung von (in Wahrscheinlichkeit) nicht quantifizierbaren Extremsituationen
Wettbewerbswirkungen	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Technologieoffen, dadurch einfachere Einbindung von Flexibilitäten 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> EOM technologieoffen, dadurch einfachere Einbindung von Flexibilitäten Reserve aber mit möglicherweise wettbewerbseinschränkenden Präqualifikationskriterien 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Barriere für neue Technologien, dadurch Hemmung der Innovationstätigkeit Bei Bestandsanlagen Anreiz zu strategischer Stilllegung 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Barriere für neue Technologien, dadurch Hemmung der Innovationstätigkeit, aber geringer als bei zentralem KM Bei großen Anlagen Anreiz für strategische Gebote Grundsätzlich jedoch Wettbewerb vorhanden 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Beschränkung auf spezifische Technologie Geringe Flexibilität
Finanzierungsrisiken	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Hohe Risikoprämien 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Hohe Risikoprämien für EOM Unsicherheit bei Reserve gering 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Gering, da langfristige Verträge für Neueintritt / Modernisierung 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Tendenziell höher als bei zentralem KM, da kurzfristigere Verträge FR: Für neue Kapazitäten sollen Mehrjahresverträge eingeführt werden (CfD) 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Unsicherheit wird durch Förderung reduziert

DSR und andere Flexibilitätsoptionen	 <ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme möglich für Technologien mit niedrigen Erschließungs- und hohen Aktivierungskosten • Bedarf ergibt sich aus Preis 	 <ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme möglich • In EOM-Segment • Technologien mit niedrigen Erschließungs- und hohen Aktivierungskosten, in Reserve umgekehrt 	 <ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme abhängig von Ausgestaltung • Finanzierung einfacher als in anderen Modellen → Technologien mit hohen Erschließungs- und niedrigen Aktivierungskosten • Bedarf muss separat festgestellt werden 	 <ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme abhängig von Ausgestaltung • Technologien mit niedrigen Erschließungs- und hohen Aktivierungskosten • Bedarf ergibt sich aus Preis 	 <ul style="list-style-type: none"> • Keine Teilnahme
Zu- und Rückbau	 <ul style="list-style-type: none"> • Keine Anreize für Neuinvestitionen 	 <ul style="list-style-type: none"> • Keine Anreize für Neuinvestitionen 	 <ul style="list-style-type: none"> • Finanzierungssicherheit und Orientierung an Kapazitätswolumen reizen Zubau an • Je nach Ausgestaltung können bestimmte Technologien stärker angereizt werden 	 <ul style="list-style-type: none"> • (Relative) Finanzierungssicherheit und Orientierung an Kapazitätswolumen reizen Zubau an • 	 <ul style="list-style-type: none"> • Anreiz zum Bau neuer KWK-Anlagen
Preisstabilität	Kapazitätsmärkte können Preisspitzen zwar verringern, aber nicht vollständig verhindern				
Regulierungsrisiko	 <ul style="list-style-type: none"> • Vernachlässigbar 	 <ul style="list-style-type: none"> • Stark reguliert (Bedarfsfestlegung, Sanktionen), aber kaum Anreize für Einflussnahme • Zudem nur für Reservesegment relevant 	 <ul style="list-style-type: none"> • Stark reguliert (Bedarfsfestlegung, Sanktionen) • Unsicherheiten, Informationsasymmetrie und erhebliche Anreize für Einflussnahme 	 <ul style="list-style-type: none"> • Geringe Regulierung (Festlegung von Pönale und trigger price) • Erhebliche Anreize für Einflussnahme 	 <ul style="list-style-type: none"> • Erhebliche Anreize für politische Einflussnahme
„Mitnahmeeffekte“ bei Kapazitätzahlungen	 <ul style="list-style-type: none"> • „Mitnahmeeffekte“ anders einzuordnen als bei KM • Ausnutzen von Preisspitzen am Dispatchmarkt • Effekt auf Verbraucherpreise abhängig vom indivi- 	 <ul style="list-style-type: none"> • Für Anlagen außerhalb der Reserve analog zum EOM • Inframarginale Renten im Reservesegment denkbar • Mitnahmeeffekte allerdings begrenzt, da Reserve im Verhältnis zum Gesamtmarkt klein und gezielt auf 	 <ul style="list-style-type: none"> • Inframarginale Renten im Kapazitätsmarkt • Kapazitätzahlungen auch an Anlagen, die auch ohne eine solche Zahlung im Markt verblieben 	 <ul style="list-style-type: none"> • Inframarginale Renten im Kapazitätsmarkt • Kapazitätzahlungen auch an Anlagen, die auch ohne eine solche Zahlung im Markt verblieben • Keine einfache Möglichkeit der Begrenzung 	 <ul style="list-style-type: none"> • Überförderung nicht ausgeschlossen • Zahlungen aber nur an wenige Anbieter, daher begrenzte Mitnahmeeffekte • Abmilderung zudem z. B. durch wettbewerbliche

Anhang B - Übersicht Aufbringungsmechanismen

	duellen Verhalten der Verbraucher zum Höchstlastzeitpunkt	ansonsten nicht im Markt befindliche Anlagen ausgerichtet	<ul style="list-style-type: none"> Aber Begrenzung der Mitnahmeeffekte durch spezielle Gebots- und Preisregeln denkbar 		Bestimmungen von Förderhöhen denkbar
Wechselwirkungen mit Ausland	<ul style="list-style-type: none"> Verringerter Finanzierungsbedarf durch xb-Teilnahme Automatische Reaktion auf Kapazitätsentwicklung im Ausland 	<ul style="list-style-type: none"> Keine xb-Teilnahme möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Regeln zur xb-Teilnahme 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Regeln zur xb-Teilnahme 	<ul style="list-style-type: none"> Keine xb-Teilnahme möglich
Effizienz / Wohlfahrt	 Urteil abhängig von Gewichtung der Bewertungskriterien				

B Übersicht Aufbringungsmechanismen

	Großhandelsstrompreis	Steuermittel	Netztarife	Arbeitsbasierte Umlage	Dynamische Umlage	Umlage auf Leistungsspitze	Pauschale Umlage	Ausgleichsenergiepreissystem	Handel von VS-Zertifikaten
Versorgungssicherheit/Bedarfsdeckung	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Erlöse aus Preisspitzen zur Refinanzierung abgerufener Kapazitäten aufwendbar 	<ul style="list-style-type: none"> von gewählter Steuer Kein Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs allenfalls zufällig und nur für AP Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Kein gezielter Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs in Systemhöchstlastzeitpunkten, aber abhängig von Ausgestaltung der Dynamisierung „Hebelung“ des Preissignals durch dynamische Umlage kann selbst wie- 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs allenfalls zufällig Anreiz zu Glättung individueller Lastspitze ggf. kontraproduktiv Kein Anreiz für höhere 	<ul style="list-style-type: none"> Kein Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Kein Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Anreiz zu Bilanzkreistreue und systemdienlichem Einsatz von Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Reduktion des Kapazitätsbedarfs Anreiz für höhere KW-Verfügbarkeit zum Höchstlastzeitpunkt

					derum als verzerrend empfunden werden	KW-Verfügbarkeit				
Dynamische Entwicklung	<ul style="list-style-type: none"> Erleichterte Erschließung von Flexibilitäten Anreizwirkung des CO2-Preises bleibt erhalten 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von gewählter Steuerzielführend, kontraproduktiv oder neutral 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Transformation 	<ul style="list-style-type: none"> Hemmnis für Transformation des Stromsystems, insbesondere der Sektorkopplung 	<ul style="list-style-type: none"> Kein besonderer Anreiz für Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Anreize zu Absicherung und Transformation des Stromsystems 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Transformation Ggf. kontraproduktiv, wenn Lasterhöhung bei hoher EE-Verfügbarkeit pönalisiert wird 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize für Transformation 	<ul style="list-style-type: none"> Erleichterte Erschließung von Flexibilitäten Anreiz zu Absicherung und Transformation des Stromsystems 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage Anreiz zu Absicherung und Transformation des Stromsystems
Fairness	<ul style="list-style-type: none"> Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten Allerdings auch Beeinflussung der Strombezugs-kosten von Verbrauchern außerhalb der 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten Ggf. positivere Wahrnehmung falls als allgemeine 	<ul style="list-style-type: none"> Unterschiedliche Belastung verschiedener Verbrauchergruppen Dennoch als fair betrachtet, da geknüpft an 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten 	<ul style="list-style-type: none"> Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten Keine Möglichkeit zur Vermeidung von Belastung durch langfristige Absicherung 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten Hohe Belastung von Verbrauchern mit niedrigen 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten 	<ul style="list-style-type: none"> Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten 	<ul style="list-style-type: none"> Geknüpft an Energiebezug zu Knappheitszeitpunkten 	

Anhang B - Übersicht Aufbringungsmechanismen

	organisierten Märkte	Krisenvorsorge angesehen	(individuelle) Spitzenlast			Vollbenutzungsstunden			
Soziale Ausgewogenheit	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Kostenverteilung anhand Energiebezug Kleine Verbraucher durch Langfristverträge gegen Preisschwankungen abgesichert 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Abhängig von gewählter Steuer 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich ausgegogen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich ausgegogen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Kostenverteilung anhand Energiebezug zum Höchstlastzeitpunkt 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Keine Reduktion durch Anpassung des Verhaltens möglich Alle SLP-Verbraucher werden gleich behandelt 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Keine Reduktion durch Anpassung des Verhaltens möglich Alle Verbraucher einer Netzebene werden gleich behandelt 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Kostenverteilung anhand Energiebezug Kleine Verbraucher durch Langfristverträge gegen Preisschwankungen abgesichert 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Kostenverteilung anhand Energiebezug Kleine Verbraucher durch Langfristverträge gegen Preisschwankungen abgesichert
Steuerung der Verteilungswirkungen	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Nicht möglich 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich möglich, aber an die Gesamtheit der Steuerzahler geknüpft → nicht zielgenau 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich möglich, aber nur im Rahmen der Netzentgelte als Ganzes → nicht zielgenau 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Entlastung auf hohen Netzebenen möglich, analog zu besonderer Ausgleichsregelung (EEG) 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> gezielte Steuerung z.B. über Verschonungsregelungen von der Umlage möglich, analog zu besonderer Ausgleichsregelung (EEG) Dabei aber auch Verlust von Anreizwirkungen 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Technisch möglich Kostenanteil sensibler Verbraucher tragen gering, daher schwer begründbar 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Technisch möglich Kostenanteil sensibler Verbraucher tragen gering, daher schwer begründbar 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Nicht möglich 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Nicht möglich
Komplexität	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Vorhandener Mechanismus 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Vorhandener Mechanismus 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Vorhandener Mechanismus Am einfachsten 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus, Designfragen unklar 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen komplexen Mechanismus, Designfragen unklar 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus, 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus, 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Vorhandener Mechanismus 	<p>■</p> <ul style="list-style-type: none"> Einführung eines neuen Mechanismus Nur sinnvoll bei DKM

		<ul style="list-style-type: none">• Hohe Gestaltungsfreiheit• Genehmigung durch EC nötig• KapM würden Teil der Haushaltsdebatte	wenn direkt bei ÜNB erhoben	<ul style="list-style-type: none">• Hohe Gestaltungsfreiheit• Genehmigung durch EC nötig	<ul style="list-style-type: none">• Planung des Aufkommens schwieriger als bei anderen Mechanismen	Designfragen unklar	Designfragen unklar		
--	--	---	-----------------------------	---	--	---------------------	---------------------	--	--

C Empirische Preisstabilität

Wie in 3.1.6 diskutiert, wird vielerorts die Hoffnung vertreten, dass KapM in der Lage sind, die Preisstabilität zu fördern. Im Folgenden werden daher die Ergebnisse der letzten Kapazitätsauktionen in Großbritannien, Polen und Frankreich gegenübergestellt.

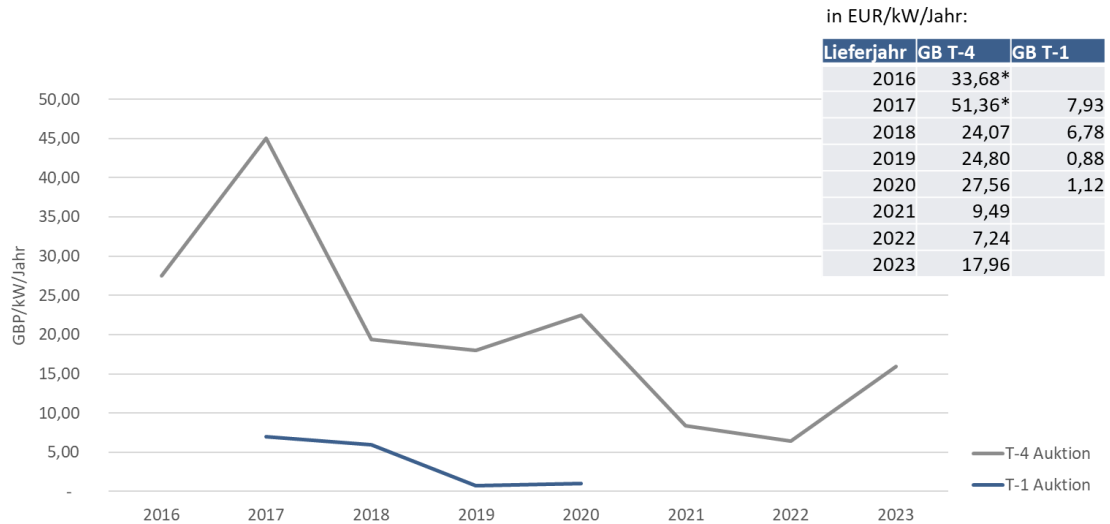


Abbildung 18: Empirische Preisentwicklung auf dem britischen Kapazitätsmarkt für die Ausschreibungsrunden T-1 und T-4. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Daten der National Grid Plattform²⁰

Sowohl für den britischen (Abbildung 18) als auch für den polnischen (Abbildung 19) ZKM weisen die Kapazitätspreise zu jedem Zeitpunkt eine hohe Volatilität auf, insbesondere bei langer Voraussicht, wie der Vergleich der T-4 Ausschreibungsrunde mit der T-1 Ausschreibungsrunde im britischen ZKM zeigt.

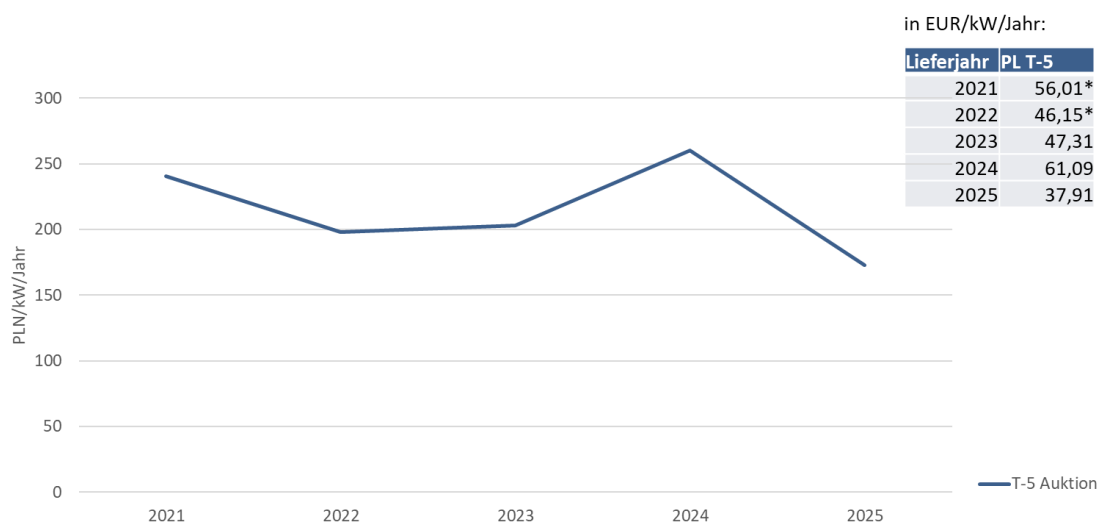


Abbildung 19: Empirische Preisentwicklung auf dem polnischen Kapazitätsmarkt für die Ausschreibungsrunden T-5. Quelle: eigene Darstellung auf Basis der PSE-Plattform²¹

²⁰ <https://www.emrdeliverybody.com/CM/Auction-Results-1.aspx>

²¹ <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/informacje-o-systemie>

Der französische DKM weist ebenfalls extreme Preisvolatilitäten auf, in Abbildung 20 dargestellt für die 1-Jahres-Kontrakte. Die ersten Auktionen für Mehrjahresverträge (zulässig für Neuanlagen) fanden 2019 statt. Eine Beurteilung der Preisstabilität ist hier nicht möglich, da ein Clearing nur für die Zeiträume 2021-2027 und 2022-2028 möglich war²² (jeweils zu 29 €/kW/Jahr).

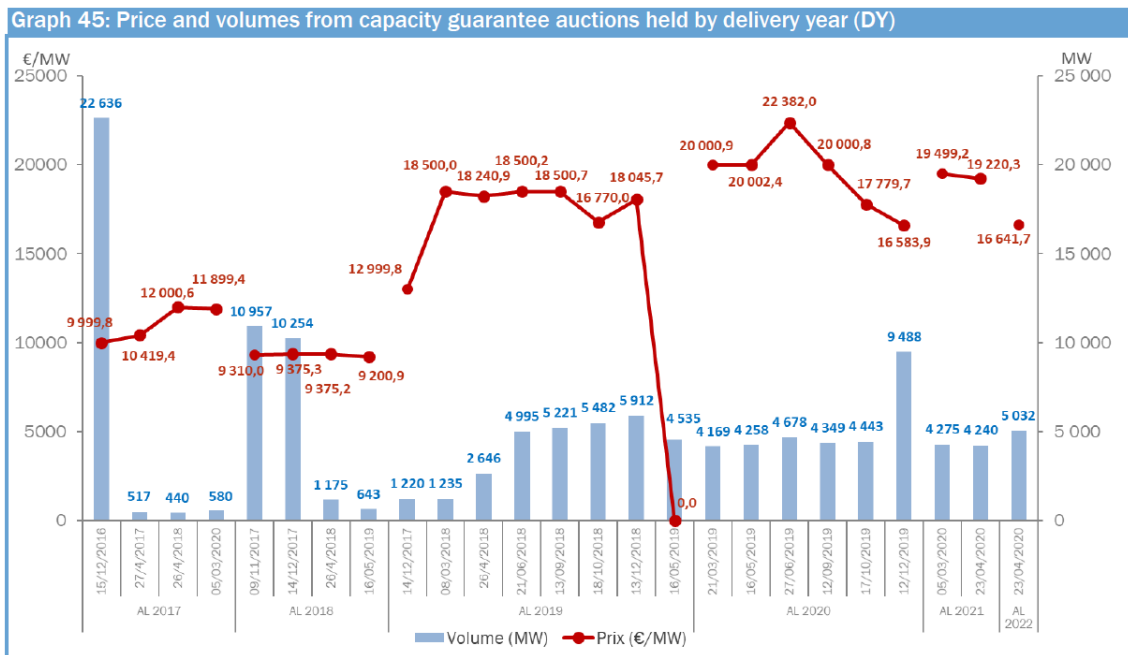


Abbildung 20: Empirische Preisentwicklung auf dem französischen Kapazitätsmarkt für die Ausschreibung einjähriger Kontrakte. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von CRE (2020)

D Netztarife

Die in Tabelle 22 angegebenen Netztarife basieren auf Durchschnittswerten der für 2016 geltenden Preisblätter von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie etwa 20 Verteilnetzbetreibern, welche ca. 50 % der Endverbraucher abdecken, skaliert anhand der verbrauchsgruppenscharfen Netztarifentwicklung laut Monitoringbericht (BMW, 2021). Für die einzelnen Verbrauchertypen ergeben sich die Tarife als gewichteter Durchschnitt der Tarife auf den entsprechenden Netzebenen (Tabelle 23).

	durchschnittlicher LP in €/kW	durchschnittlicher AP in ct/kWh	durchschnittlicher GP in €/a
HöS	91,50	0,34	
HöS/HS	108,53	0,23	
HS	113,39	0,45	
HS/MS	20,00	3,64	

²² Für die anderen beiden Lieferperioden wurden keine Angebote bezuschlagt, da für den Zeitraum nicht ausreichend Zeit zwischen Bekanntgabe und Lieferperiode lag (es wurde daher eine Reduktionsrate angewendet) und die Gebote für den Lieferzeitraum 2023-2029 aufgrund der mit höheren Unsicherheiten einhergehenden geringeren Attraktivität im Schnitt zu teuer waren.

MS	23,74	4,29	
MS/NS	23,80	4,84	
NS: Anteil Gewerbe		6,44	50,03
NS: Anteil Haushalte		6,44 ²³	50,03

Tabelle 22: Unterstellte Netzentgelte je Netzebene für das Jahr 2020. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Tarifblättern der ÜNB und VNB sowie BMWi (2021).

	durchschnittlicher LP in €/kW	durchschnittlicher AP in ct/kWh	durchschnittlicher GP in €/a
Großindustrie mit Befreiung	112,68	0,41	
Großindustrie ohne Befreiung	112,68	0,41	
Kleinindustrie & Gewerbe	23,71	4,70	
HH mit flexiblen Lasten		6,44	5,03
HH ohne flexible Lasten		6,44	5,03

Tabelle 23: Unterstellte Netzentgelte je Endverbrauchertyp für das Jahr 2020. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Tarifblättern der ÜNB und VNB sowie BMWi (2021).

²³ Für steuerbare Lasten abzüglich 3.5 ct/kWh.