

2024

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2024

Versorgungssicherheit im Stromsektor: Analyse unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen und ihrer Interaktionen mit nachfrageseitigen Flexibilitätpotenzialen

Karsten Neuhoff, Martin Kittel, Franziska Klauke, Mats Kröger, Alexander Roth, Wolf-Peter Schill, Leon Stolle

IMPRESSUM

DIW Berlin, 2024

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-93-4

ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 202

Karsten Neuhoff**
Martin Kittel*
Franziska Klaucke**
Mats Kröger**
Alexander Roth*
Wolf-Peter Schill*
Leon Stolle**

Versorgungssicherheit im Stromsektor: Analyse unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen und ihrer Interaktionen mit nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzialen

Ergebnisse aus dem gemeinsamen DIW-Brückenprojekt „SichER“ der Abteilungen Klimapolitik und Energie, Verkehr, Umwelt.

Berlin, 29. Oktober 2024

* DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt

** DIW Berlin, Abteilung Klimapolitik

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	4
1 Hintergrund und Zielstellung	6
2 Kapazitätsmechanismen in Deutschland: aktueller Stand und diskutierte Optionen	10
2.1 Derzeitiger Stand in Deutschland	10
2.2 Kraftwerksstrategie und Kraftwerkssicherheitsgesetz	12
2.3 Aktueller Vorschlag der Bundesregierung für einen umfassenden Kapazitätsmechanismus.....	13
3 Übersicht unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen zur Absicherung der Versorgungssicherheit	16
3.1 Zentraler Kapazitätsmarkt	16
3.2 Dezentraler Kapazitätsmarkt	19
3.3 Versorgungssicherheitsreserve.....	22
3.4 Verpflichtende Absicherung auf Terminmärkten	24
4 Wie gut können Kapazitätsmechanismen andere Flexibilitätspotentiale als regulbare Kraftwerke erschließen?	27
4.1 Restriktive Anforderungen von Kapazitätsmärkten können Flexibilitätsoptionen ausschließen.....	27
4.2 Kapazitätsmarkt schwächt Erlösmöglichkeiten und damit Flexibilitätsoptionen im Markt.....	29
4.3 Mit Umlage der Kosten des Kapazitätsmechanismus Anreize für Flexibilität auf der Nachfrageseite stärken.....	31
5 Zwischenfazit: nur zwei Optionen leisten verlässlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit	33
6 Hintergrund zur Modellierung	36
6.1 Das Stromsektormodell „DIETER“	36
6.2 Berücksichtigte nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen	38
6.3 Szenarien, Technologien und Daten	40
6.4 Diskussion: Auswirkungen von Modelleinschränkungen	42
7 Modellergebnisse zeigen den Effekt von Kapazitätsmechanismen auf nachfrageseitige Flexibilität	44
7.1 Kapazitätsmarkt reduziert Preisanreize für Flexibilität	44
7.2 Reserve führt zu stärkerem Ausbau der Flexibilität	46

7.3	Unterschiedliche Auswirkungen auf den Kraftwerkspark	47
7.4	Kurzfristig vergleichbare Kosten der Energieversorgung	49
7.5	Reserve wird sehr selten abgerufen	50
8	Fazit: Versorgungssicherheitsreserve ist eine geeignete und schnell umsetzbare Alternative zu einem Kapazitätsmarkt	52
	Literatur	55
	Anhang: Versorgungssicherheitsreserve stärkt Investitionsrahmen im Strommarkt	61

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Optionen für die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen: Vergleich von wesentlichen Eigenschaften sowie Stärken und Schwächen	35
Tabelle 2: Prognose des zukünftigen Bedarfs an elektrischer Energie für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme.....	40
Tabelle 3: Kosten und Effizienzparameter	42

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Übersicht über verschiedene Arten von Kapazitätsmechanismen	16
Abbildung 2: Prognostizierte flexible Last in MW _{el} der einzelnen Industrieprozesse für das Jahr 2030 pro verfügbarer Abrufdauer in Stunden (h)	39
Abbildung 3: Preis-Dauer-Kurven im Großhandelsmarkt für Strom für Kapazitätsmarkt und Versorgungssicherheitsreserve in unterschiedlichen Wetterjahren (2009 -2014)	45
Abbildung 4: Vergleich der Investitionen in Speichergrößen beim Kapazitätsmarkt und bei der Versorgungssicherheitsreserve für flexible Nachfrage in elektrische Energie und für Prozesswärme sowie Fernwärmespeicher in thermische Energie.....	47
Abbildung 5: Vergleich der installierten gesicherten Leistung nach Energieträgern für den Kapazitätsmarkt und die Versorgungssicherheitsreserve.....	48
Abbildung 6: Vergleich des durchschnittlichen Großhandels-Strompreises und der jeweils sich pro Politikoption ergebenden Umlage für Kapazitätsmarkt und Versorgungssicherheitsreserve in unterschiedlichen Wetterjahren (2009 -2014)	49
Abbildung 7: Einsatzstunden der Versorgungssicherheitsreserve in unterschiedlichen Wetterjahren	50
Abbildung 8: Deckungsbeiträge für Gasturbinen.....	61

Kurzfassung

Die Energiewende in Deutschland schreitet voran. Erneuerbare Energien decken bereits mehr als die Hälfte der deutschen Stromnachfrage. Allerdings nehmen mit steigenden Anteilen der fluktuierenden Wind- und Solarenergie auch die Schwankungen in der Stromerzeugung zu. Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite im Strommarkt gewinnt daher an Bedeutung. Sie lässt sich insbesondere über verschiedene Arten von Speichern sowie durch neue, flexible Verbraucher im Rahmen der Sektorenkopplung realisieren.

Verschiedene Politikoptionen für Versorgungssicherheit im Stromsystem. In Deutschland wird spätestens seit der Energiekrise 2022 wieder vermehrt diskutiert, ob zusätzliche Politikinstrumente notwendig sind, um die Versorgungssicherheit im Stromsystem zu gewährleisten, während die Energiewende voranschreitet. In diesem Zusammenhang werden verschiedene Formen von Kapazitätsmechanismen diskutiert, darunter insbesondere zentrale und dezentrale Kapazitätsmärkte sowie eine verpflichtende Absicherung auf Terminmärkten. Eine weitere Möglichkeit ist eine weiterentwickelte Versorgungssicherheitsreserve.

Herausforderungen bei allen derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen. Die aktuell diskutierten zentralen oder dezentralen Kapazitätsmechanismen stehen vor Herausforderungen und teilweise ungelösten Fragen. Zentrale Kapazitätsmärkte können zwar Investitionssicherheit für Kraftwerksleistung schaffen, bergen aber das Risiko von längerfristigen Marktverzerrungen und Kostensteigerungen durch einen überdimensionierten Kraftwerkspark. Bei den dezentralen Mechanismen ist teils fraglich, wie eine längerfristige Absicherung effektiv kontrolliert werden kann und ob sie somit tatsächlich längerfristige Investitionssicherheit schaffen können.

Das Stromsystem benötigt Flexibilität. Das zukünftige Stromsystem wird wesentlich auf den fluktuierenden Energiequellen Sonne und Wind basieren und benötigt daher flexible Anbieter und Nachfrager. Ohne ausreichend Flexibilität würde die Energiewende unnötig schwierig und teuer. Mit dem Ausbau der Wind- und Solarenergie wird künftig in vielen Stunden kostengünstige Energie zur Verfügung stehen, die mithilfe von Speichern und diversen weiteren Flexibilitätsoptionen den Energiebedarf in anderen Stunden decken kann, in denen das Angebot erneuerbarer Energien geringer ist.

Kapazitätsmechanismen sollten Anreize für flexible Nachfrage geben. Ein wichtiges Kriterium für die Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus ist daher, ob er genug Anreize für dezentrale Nachfrageflexibilität gibt. Insbesondere bei einem Kapazitätsmarkt besteht jedoch das Risiko, dass die nötigen Erlöse für flexible Nachfrage im Strommarkt nicht erzielt werden können, was den Ausbau von Flexibilität hemmt. Bei der Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus sollte daher sichergestellt werden, dass das Portfolio diverser Flexibilitätsoptionen gleichberechtigt berücksichtigt wird und Investitionshemmnisse für Flexibilität vermieden werden.

Vorteile einer Versorgungssicherheitsreserve. Eine qualitative Analyse zeigt, dass eine Weiterentwicklung der Kapazitätsreserve zu einer Versorgungssicherheitsreserve mit moderat hohem Auslösepreis in vielerlei Hinsicht vorteilhaft gegenüber den anderen diskutierten Mechanismen sein kann und insbesondere bessere Anreize zur Ausschöpfung von Flexibilitätspotenzialen schafft. Das wird in quantitativen Modellrechnungen mit einem quelloffenen Stromsektormodell des DIW Berlin verdeutlicht. Demnach würde ein zentraler Kapazitätsmarkt im Jahr 2030 weniger als halb so viel nachfrageseitige Flexibilität erschließen wie eine Versorgungssicherheitsreserve. Dieser Aspekt wurde in der energiepolitischen Debatte bisher zu wenig beachtet und sollte bei einer Entscheidung über die Ausgestaltung künftiger Kapazitätsmechanismen berücksichtigt werden. Es spricht vieles dafür, dass eine Weiterentwicklung der existierenden Kapazitätsreserve zu einer Versorgungssicherheitsreserve besser zum Erreichen der energiepolitischen Ziele geeignet ist als die bisher hauptsächlich diskutierten Kapazitätsmechanismen. Dies gilt insbesondere für die notwendige Erschließung flexibler Nachfrage.

1 Hintergrund und Zielstellung

Energiewende mit fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Energiewende hin zu erneuerbaren Energien schreitet in Deutschland voran.¹ Im Jahr 2023 wurden bereits fast 52% der deutschen Stromnachfrage von erneuerbaren Energien gedeckt (Umweltbundesamt 2024), und im ersten Halbjahr dieses Jahres stieg die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter an (AGEE-Stat 2024). Steigende Anteile von Wind- und Solarenergie führen jedoch zu einer immer stärker fluktuierenden Stromerzeugung (López Prol und Schill 2021). So nimmt die Anzahl der Stunden zu, in denen die mögliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt. Gleichzeitig gibt es auf absehbare Zeit noch viele Stunden, in denen Windkraft und Solarenergie allein die Nachfrage nicht decken können.

Wachsende Rolle von Flexibilitätsoptionen. Um mit der Variabilität von Wind- und Solarenergie umzugehen und die wachsenden Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage auszugleichen, wird Flexibilität im Stromsystem immer wichtiger (Kondziella und Bruckner 2016). Flexibilitätspotenziale können sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite erschlossen werden, als auch mit verschiedenen Arten von Energiespeichern sowie durch großräumigen Stromaustausch. Beispiele sind u.a. flexible Kraftwerke, Lastverschiebung in Industrie und Haushalten, Strom- und Wärmespeichertechnologien sowie der europäische Stromhandel (Lund et al. 2015; Schill 2020; Roth und Schill 2023).

Vorteile nachfrageseitiger Flexibilität. Die Nachfrageflexibilität ist dabei von besonderer Relevanz, denn sie ermöglicht die Verlagerung des Energieverbrauchs aus Zeiten mit geringer erneuerbarer Stromerzeugung in Zeiten mit hoher Erzeugung. Dies reduziert nicht nur die Stromkosten der Verbraucher*innen, sondern auch das Gesamtsystem profitiert durch den geringeren Bedarf an teurer Spitzenleistung, die in Zeiten niedriger Einspeisung erneuerbarer Energien beispielsweise noch durch fossile Kraftwerke gedeckt werden müsste. Weitere Vorteile der Nachfrageflexibilität sind u.a. eine verbesserte Integration der erneuerbaren Energien mit einer entsprechenden Minderung der CO₂-Emissionen (Golmohamadi 2022) sowie eine Reduzierung des Ausbaubedarfs der Netzinfrastruktur (Kim und Shcherbakova 2011). Gegenüber vielen Speichertechnologien ist Nachfrageflexibilität zudem oft energetisch effizienter und wirtschaftlich

¹ Der Ampel-Monitor Energiewende des DIW Berlin vergleicht regelmäßig den aktuellen Stand der Energiewende mit den Zielen der Bundesregierung für ausgewählte Indikatoren aus den Bereichen der erneuerbaren Energien und der Sektorenkopplung: <https://www.diw.de/ampel-monitor>. Vgl. auch Schill et al. (2024).

kostengünstiger, da meist keine zusätzliche Umwandlung von Strom in ein Zwischenprodukt erfolgt, sondern eine zeitliche Verlagerung der Stromnutzung stattfindet (Finn et al. 2011).

Kapazitätsmechanismen und missing money. Unabhängig von den oben genannten Flexibilitätsoptionen werden in liberalisierten Strommärkten² seit Langem sogenannte Kapazitätsmechanismen diskutiert. So wird in der Energieökonomie seit Jahrzehnten darüber diskutiert, ob und in welcher Form Kapazitätsmechanismen schon in konventionellen Strommärkten mit steuerbarer Stromerzeugung erforderlich sind. Die Bereitstellung ausreichender Kapazität in reinen „Energy-Only-Märkten“ (EOM) erscheint deshalb fraglich, da große Teile der Stromnachfrage nicht hinreichend stark auf Preissignale in Echtzeit reagieren und eine effiziente Preisbildung im Fall einer Knappheitssituation nicht möglich ist (Cramton et al. 2013). Maximalpreise im Strommarkt müssen daher regulatorisch gesetzt werden. Dabei erscheint es – nicht erst seit den Erfahrungen der Energiekrise 2022 – wenig plausibel, dass Regulierer sehr hohe Preise für längere Zeit dulden würden. Zu niedrig gesetzte Preisobergrenzen im Strommarkt können jedoch ein sogenanntes „missing money“ Problem insbesondere für Spitzenlastkraftwerke verursachen (Kasten 1). Dies kann dazu führen, dass im Strommarkt eine zu geringe gesicherte Leistung vorgehalten wird und die Versorgungssicherheit auf ein unerwünscht niedriges Niveau sinkt. Abhilfe gegen dieses Problem sollen Kapazitätsmechanismen schaffen. Mit ihnen sollen Betreiber von Kraftwerken, Speichern oder Nachfrageflexibilität für vorgehaltene Kapazitäten entlohnt werden, was letztlich der Versorgungssicherheit dienen soll.

Kapazitätsmechanismen und Transformation. Zuletzt wurden Kapazitätsmechanismen vor allem im Kontext der Energiewende diskutiert, also im Zusammenhang mit einer beschleunigten Transformation des Stromsystems hin zu fluktuierenden erneuerbaren Energien. In Deutschland, wie auch in vielen anderen Ländern, werden die erneuerbaren Energien schnell und unterstützt durch verschiedene politische Fördermaßnahmen ausgebaut, um die Treibhausgasemissionen des Stromsektors zu senken und damit die Klimaziele zu erreichen. In diesem Zusammenhang ist auch der politisch beabsichtigte, beschleunigte Kohleausstieg relevant. Gleichzeitig kommt es durch die Sektorenkopplung, also neue Stromverbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen und Elektrolyseure, zu disruptiven Veränderungen im Strommarkt auf der Nachfrageseite. Diese Transformation kann zusätzliche Unsicherheiten über künftige Erlöse

² In Deutschland wurde der Strommarkt mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 liberalisiert. Vorher gab es Gebietsmonopole mit integrierten Versorgern. Diese hatten aufgrund einer kostenbasierten Regulierung einen Anreiz hohe Kraftwerksleistungen vorzuhalten. Dieser Anreiz entfiel nach der Liberalisierung.

Kasten 1: „Missing Money“ und „Missing Markets“

In liberalisierten Strommärkten, in denen Nachfrage und Angebot den Preis im Großhandelsmarkt bestimmen, wird oft ein „Missing Money“ (eng. für „fehlendes Geld“) postuliert (Cramton et al. 2013). Wenn zusätzliche Kraftwerke zur Abdeckung der Spitzenlast benötigt werden, dann kommen diese möglicherweise nur in wenigen Stunden und vielleicht auch nur in wenigen Jahren zum Einsatz. In diesen Stunden müssten die Marktpreise sehr stark steigen („Knappheitspreise“) um sowohl die variablen Kosten als auch die Investitionskosten dieser Kraftwerke zu decken. Für Investoren stellt sich daher die Frage, ob die Regulierungsbehörden, um Kunden vor hohen Stromkosten zu schützen, solche Preisspitzen möglicherweise unterbinden, wodurch jedoch die Rentabilität des Kraftwerks gefährdet würde. Diese inhärente Unsicherheit erhöht Investitionsrisiken für Kraftwerksbetreiber und reduziert die Bereitschaft von privaten Investoren, in einem aus Sicht der Versorgungssicherheit ausreichendem Maß in diese Technologien zu investieren. Das Problem des „missing money“ kann auch dadurch auftreten, dass Systemdienstleistungen wie die Schwarzstartfähigkeit oder bestimmte Flexibilitätseigenschaften von Stromerzeugern oder -nachfragern nicht korrekt bepreist werden. Daneben wurde zuletzt auch das Problem der „missing markets“ verstärkt diskutiert. Es entsteht, wenn Märkte zur Absicherung gegenüber künftigen Marktrisiken unvollständig sind oder gar ganz fehlen (Newbery 2016).

am Strommarkt induzieren. Es stellt sich daher die Frage, ob und wie die Versorgungssicherheit insbesondere im Zeitraum der Transformation durch zusätzliche Politikinstrumente abgesichert werden muss und kann. Zugleich bietet ein zukünftiges Stromsystem mit einem Portfolio von verschiedenen Flexibilitätsoptionen auch eine Perspektive auf höhere Nachfrageelastizität, also eine stärkere Reaktion der Nachfrage auf Preisveränderungen. Damit könnten sich – längerfristig – auch wieder stabilere Strompreise mit weniger extremen Preisspitzen entwickeln. Vor diesem Hintergrund wird also eine Lösung gesucht, die insbesondere der bevorstehenden Transformationsphase gerecht wird. In diesem Zusammenhang wird in Deutschland derzeit ein breites Spektrum unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen diskutiert (Kapitel 2 & Kapitel 1).

Interaktion zwischen Kapazitätsmechanismen und Flexibilitätsoptionen. Das Zusammenspiel von Kapazitätsmechanismen und Flexibilität, insbesondere auf der Nachfrageseite, wurde bisher nur wenig beachtet. Die meisten Flexibilitäten können nur effektiv erschlossen

werden, wenn der Nutzen, den sie für das Gesamtsystem stiften, sich in ihren Markterlösen angemessen widerspiegelt. Hier kommt es jedoch zu einem Ziel- und Interessenkonflikt. Traditionell fördern Kapazitätsmechanismen primär Kraftwerke. Deren Förderung zur Absicherung der Versorgungssicherheit kann Investitionen in andere Flexibilitäten, insbesondere flexible Nachfrage, behindern (Kapitel 1).

Fragestellung dieser Studie. Deswegen stellen sich die folgenden Fragen: Wie interagieren verschiedene Kapazitätsmechanismen mit Flexibilitätsoptionen im Strommarkt? Wie können die Versorgungssicherheit im Strommarkt garantiert und gleichzeitig Flexibilitätspotentiale auf der Nachfrageseite erschlossen werden? Wie kann insbesondere verhindert werden, dass nachfrageseitige Flexibilitäten benachteiligt werden und es zu einer ineffizient hohen Vorhaltung und Auslastung von Gaskraftwerken kommt? Diese Fragen sind sowohl von energie- als auch von klima- und industriepolitischer Relevanz. Die gemeinsame Betrachtung von Versorgungssicherheit und Flexibilität kam in der bisherigen Debatte bis jetzt noch zu kurz.

Struktur dieser Studie. Zur Beantwortung dieser Fragen wird zunächst der aktuelle Stand der Versorgungssicherheitsdebatte in Deutschland dargestellt. Anschließend werden unterschiedliche Typen von Kapazitätsmechanismen beschrieben und in Hinblick auf wesentliche Designparameter und Herausforderungen diskutiert. Darauf aufbauend wird qualitativ analysiert, ob und wie diese Kapazitätsmechanismen Flexibilitätspotenziale erschließen können. Um die daraus resultierenden Aussagen quantitativ zu illustrieren, wird mit einem quelloffenen Stromsektormodell die Wirkung von zwei zentralen Mechanismen auf den Zubau von nachfrageseitigen Flexibilitätstechnologien untersucht.

2 Kapazitätsmechanismen in Deutschland: aktueller Stand und diskutierte Optionen

2.1 Derzeitiger Stand in Deutschland

Energy-Only-Markt. Derzeit ist der deutsche Strommarkt im Wesentlichen ein reiner Energiemarkt. Das bedeutet, dass primär Strommengen (Megawattstunden, MWh) gehandelt werden, es aber keine definierte Nachfrage und keine strukturierten Zahlungen für Erzeugungsleistung oder andere steuerbare Kapazität (MW) gibt. Ein solcher Markt wird oft als „Energy-Only-Markt“ (EOM) bezeichnet. De facto gibt es aber kaum Energy-Only-Märkte in Reinform, da unter anderem Terminmärkte implizit bereits ein gewisses Kapazitätselement enthalten. Auch der Regelleistungsmarkt kann in Teilen als Kapazitätsmechanismus betrachtet werden.

„Energy-Only-Markt 2.0“ mit Kapazitätsreserve. Die aktuelle Form des deutschen Strommarkts wird vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auch als „EOM 2.0“ bezeichnet. Diese Bezeichnung wurde im sogenannten Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Jahres 2015 eingeführt (BMW 2015) und findet sich auch in aktuellen Ministeriumsdokumenten (z.B. BMWK 2024). Im EOM 2.0 wird der Strommarkt durch eine sogenannte Kapazitätsreserve abgesichert (vgl. Neuhoff et al. 2013). Diese Reserve trat auf Basis der im Jahr 2019 erlassenen Kapazitätsreserveverordnung³ im Jahr 2020 erstmals in Kraft. In der Kapazitätsreserve werden außerhalb des sonstigen Strommarkts Kraftwerke vorgehalten, die nur in definierten Ausnahmesituationen zum Einsatz kommen. Ihr Volumen wird von der Bundesnetzagentur für Erbringungszeiträume von jeweils zwei Jahren bestimmt. Bisher betrug die angestrebte Reserveleistung dabei immer 2 Gigawatt (GW).⁴ Diese Leistung wird dann von den Übertragungsnetzbetreibern per Auktion beschafft.⁵ Bisher wurden die angestrebten 2 GW jedoch noch nie erreicht. In den ersten beiden Erbringungszeiträumen 1.10.2020-30.09.2022 bzw. 1.10.2022-30.09.2024 wurden jeweils nur knapp 1,1 GW erfolgreich bezuschlagt; im aktuellen, dritten Erbringungszeitraum 1.10.2024-30.09.2026 sind es 1,2 GW. Dabei handelt es sich überwiegend um Gaskraftwerke, von denen einige bereits in den frühen 1970er Jahren

³ Kapazitätsreserveverordnung – KapResV: <https://www.gesetze-im-internet.de/kapresv/>

⁴ Weitere Informationen hierzu auf der Homepage der Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>

⁵ Informationen zu den Aktionen gibt es auf der Homepage Netztransparenz: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Kapazit%C3%A4tsreserve>

erbaut wurden.⁶ Die Kosten der Vorhaltung und des Einsatzes dieser Kraftwerke werden auf alle Stromkund*innen umgelegt. Bisher wurde diese Reserve noch niemals aktiviert.

Netzreserve. Neben dieser Kapazitätsreserve gibt es noch die sogenannte Netzreserve. In der Netzreserve werden Kraftwerke aufgenommen, die sich im Strommarkt nicht mehr finanzieren können, deren Erzeugungsleistung aber weiterhin zur Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz notwendig ist.⁷ Diese sogenannten Redispatch-Maßnahmen dienen der Stabilisierung des Netzes und sind erforderlich, wenn innerdeutsche Netzengpässe auftreten, die im Großhandelsmarkt strukturell nicht berücksichtigt werden. Die Kraftwerke der Netzreserve dürfen ausschließlich für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden. Das Volumen der hierfür vorzuhaltenden Kapazität stieg von 3,6 GW im Winter 2014/15 auf 10,2 GW für den Winter 2025/26 und sank zuletzt wieder leicht auf 9,2 GW für den Winter 2026/27.

Sicherheitsbereitschaft. Neben Kapazitätsreserve und Netzreserve wurde in Deutschland im Jahr 2016 mit der sogenannten Sicherheitsbereitschaft noch eine weitere Reserve eingeführt.⁸ Dabei handelt es sich im Wesentlichen um ein begleitendes Instrument des Kohleausstiegs. Zwischen 2016 und 2019 gingen in mehreren Stufen insgesamt acht Braunkohlekraftwerksblöcke aus dem regulären Betrieb in die Sicherheitsbereitschaft über. Dabei verpflichteten sich die Kraftwerksbetreiber, die Blöcke über einen Zeitraum von jeweils vier Jahren betriebsbereit zu halten. Dafür bekamen sie im Gegenzug eine Zahlung, die über die Netzentgelte auf alle Stromverbraucher*innen umgelegt wurde. Während des Höhepunkts der Strompreiskrise im Jahr 2022 (vgl. Kittel et al. 2022) wurden fünf dieser Braunkohleblöcke tatsächlich noch einmal reaktiviert, als durch den Ausfall einer großen Anzahl französischer Kernkraftwerke Stromknappheit drohte (Bundesregierung 2023). Mit der endgültigen Stilllegung dieser Kraftwerksblöcke Ende März 2024 endete jedoch auch die Sicherheitsbereitschaft.

Unterscheidung Kapazitätsreserve und Netzreserve abhängig von Strompreiszonen. Letztlich ist die Unterscheidung zwischen der Kapazitätsreserve einerseits und der Netzreserve

⁶ Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur, Stand 15.04.2024 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/Kraftwerkliste.xlsx

⁷ Weitere Informationen hierzu bietet die Homepage der Bundesnetzagentur: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/start.html>

⁸ Weitere Informationen zur Sicherheitsbereitschaft bietet die Homepage der Bundesnetzagentur: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_07_Kraftwerksth/73_Sicherhberets/BK8_Braunkohlestilleg.html

andererseits eine Frage der Definition der Strompreisregion. Bislang gibt es in Deutschland eine einheitliche Strompreiszone. Für den Fall, dass die Erzeugungskapazität innerhalb einer definierten Strompreiszone einschließlich der Importkapazitäten nicht ausreicht, um die Nachfrage innerhalb dieser Zone zu decken, wird die Kapazitätsreserve vorgehalten. Gleiches galt grundsätzlich für die Sicherheitsbereitschaft. Für den Fall, dass die Übertragungskapazitäten des Stromnetzes innerhalb einer Strompreiszone nicht ausreichen, um mit der vorhandenen Erzeugungskapazität die Nachfrage in der Strompreiszone zu decken, wird die Netzreserve vorgehalten. Falls die Strompreisregionen kleiner wären, würden die Kraftwerke der Netzreserve nicht mehr zum Engpassmanagement benötigt und könnten somit entweder in den Markt oder in die Kapazitätsreserve überführt werden.

Neuer Zuschnitt der Preisregionen würde Reform erfordern. Schon länger wird diskutiert, ob es zu einer Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone in Deutschland oder gar zu einem Wechsel zu lokalen Märkten oder Knotenpreisen kommen sollte. In diesem Fall würden ein Teil oder gar alle der Kraftwerke der bestehenden Netzreserve in die Kapazitätsreserve überführt. Ohne eine Reform der bestehenden Kapazitätsreserve würden diese nur bei extrem hohen Preisen von mehr als 3000 Euro/MWh im Day-Ahead-Markt beziehungsweise noch höheren Preisen im Intraday-Markt zum Einsatz kommen, die entstehen, wenn das Angebot im Strommarkt die Nachfrage in der jeweiligen Region nicht decken kann. Eine Weiterentwicklung der Kapazitätsreserve zu einer Versorgungssicherheitsreserve mit einem moderat hohen Auslösepreis könnte vermeiden, dass es zeitweise zu extrem hohen Strommarktpreisen kommt.

2.2 Kraftwerksstrategie und Kraftwerkssicherheitsgesetz

Kraftwerksstrategie. Bereits für das erste Halbjahr 2023 hatte das BMWK angekündigt, eine sogenannte Kraftwerksstrategie für regelbare, emissionsfreie Kraftwerke zu entwickeln.⁹ Nach mehreren Diskussions- und Überarbeitungsschritten hat sich die Bundesregierung im Juli 2024 auf eine Kraftwerksstrategie geeinigt.¹⁰

Kraftwerkssicherheitsgesetz und drei „Säulen“. Die Kraftwerksstrategie soll nun in Form eines Kraftwerkssicherheitsgesetzes umgesetzt werden, das sich derzeit im

⁹ Pressemitteilung des BMWK vom 1. Februar 2023: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230201-sichere-versorgung-mit-strom-bis-ende-des-jahrzehnts-gewahrleistet.html>

¹⁰ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240705-klimaneutrale-stromerzeugung-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>

Konsultationsverfahren befindet.¹¹ Dieses Gesetz regelt die ersten beiden von drei geplanten „Säulen“ für neue Kraftwerke.¹² Dabei sollen zunächst insgesamt 13 GW steuerbare Erzeugungslleistung ausgeschrieben werden. Ab dem Jahr 2028 soll ein umfassender Kapazitätsmechanismus hinzukommen.

Erste Säule. In der ersten Säule sollen „zeitnah“ neue wasserstofffähige („H₂-ready“) Gaskraftwerke in Höhe von fünf Gigawatt ausgeschrieben werden, ergänzt durch zwei Gigawatt an Modernisierungen, um bestehende Gaskraftwerke „H₂-ready“ zu machen. Diese müssen spätestens ab dem 8. Jahr ihrer Inbetriebnahme oder Modernisierung ihre Brennstoffversorgung auf blauen oder grünen Wasserstoff umstellen. Zudem sollen 0,5 Gigawatt Kapazität für reine Wasserstoffkraftwerke ausgeschrieben werden („Wasserstoffsprinter“), sowie 0,5 Gigawatt an Wasserstoff-Langfristspeichern. Die Förderung dieser Kraftwerke stellt eine Beihilfe dar, die bei der EU-Kommission notifiziert werden muss. Die Bundesregierung plant, diese erste Säule als Dekarbonisierungsmaßnahme im Sinne der Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien anzumelden.

Zweite Säule. Die zweite Säule besteht aus weiteren fünf Gigawatt an Gaskraftwerken, die vor allem einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sollen. Die Förderung dieser Kraftwerke soll bei der EU-Kommission, anders als bei der ersten Säule, beihilferechtlich als Maßnahme zur Versorgungssicherheit notifiziert werden.

Dritte Säule. Ein umfassender und technologieoffener Kapazitätsmechanismus stellt die dritte Säule da. Er soll ab dem Jahr 2028 operativ sein. Die Leistung der in den ersten beiden Säulen ausgeschrieben Kraftwerke soll dabei berücksichtigt werden. Doppelförderungen sollen ausgeschlossen werden.

2.3 Aktueller Vorschlag der Bundesregierung für einen umfassenden Kapazitätsmechanismus

Optionenpapier. Die Frage, welche Form der Kapazitätsmechanismus (dritte Säule) haben soll, hat die Bundesregierung unter anderem im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem mit einer großen Zahl von Stakeholdern diskutiert. Im Juli 2024 hat das BMWK ein

¹¹ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>

¹² <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kraftwerkssicherheitsgesetz-wasserstofffaehige-gaskraftwerke.pdf>

Optionenpapier zur zukünftigen Ausgestaltung des Strommarktes vorgelegt, das unter anderem vier Typen von Kapazitätsmechanismen enthält (BMWK 2024). Dabei sollen sowohl steuerbare Kraftwerke als auch Technologien zur Flexibilisierung der Nachfrage berücksichtigt werden. Das Optionenpapier wurde zur Konsultation gestellt und umfangreich von diversen Stakeholdern kommentiert (dena 2024).

Erste Option: verpflichtendes Spitzenpreishedging. Die erste der vier Optionen ist ein Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenhedging (KMS), in dem Stromversorger dazu verpflichtet sind, ihren Stromabsatz auf Terminmärkten gegen Preisspitzen abzusichern. Dies würde den gegenwärtigen Terminhandel erweitern, in dem aktuell vor allem Produkte gehandelt werden, die einen festen Preis für die Lieferung einer konstanten Strommenge über einen längeren Zeitraum garantieren. Die Verpflichtung zu einem erweiterten „Hedging“ soll die Nachfrage nach Spitzenpreis-Produkten anreizen. Diese könnten beispielsweise von steuerbaren Kapazitäten erbracht werden, was diesen wiederum zusätzliche Erlöse und entsprechende Investitionsanreize verschaffen könnte.

Zweite Option: dezentraler Kapazitätsmarkt. Die zweite vorgeschlagene Option ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM). Bei diesem Konzept werden die Stromversorger in die Verantwortung genommen, ihre Stromlieferungen mit steuerbaren Kapazitäten abzusichern. Dies kann entweder durch die Senkung der Spitzenlast bei den von ihnen belieferten Kund*innen oder durch den Erwerb von Kapazitätszertifikaten geschehen. Die Kapazitätszertifikate werden, nach einer Zertifizierung durch eine zentrale Stelle, beispielsweise von Kraftwerken, Speichern oder flexiblen Lasten bereitgestellt und sind handelbar. Für die Betreiber der flexiblen Kapazität ergeben sich zusätzliche Erlösmöglichkeiten und damit Investitionsanreize aus dem Verkauf der Zertifikate am Markt.

Dritte Option: Zentraler Kapazitätsmarkt. Als dritte Option wird ein zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM) vorgeschlagen. Hier würde eine zentrale Stelle, z.B. die Übertragungsnetzbetreiber oder die Bundesnetzagentur, vorab den notwendigen Kapazitätsbedarf festlegen und in Auktionen beschaffen. Die in den Auktionen bezuschlagten Kapazitäten erhielten langfristig einen regelmäßigen Zahlungsstrom, was eine besonders hohe Investitionssicherheit für diese Kapazitäten mit sich brächte.

Vierte Option: kombinierter Kapazitätsmarkt. Die vierte und derzeit von der Bundesregierung präferierte Option kombiniert Elemente aus dem zentralen und dem dezentralen Kapazitätsmarkt in einem sogenannten kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM). Dieser basiert in Teilen auf einem Vorschlag der Monopolkommission (2023). Dabei werden steuerbare Kapazitäten mit langfristigem Investitionshorizont zentral ausgeschrieben. Daneben wird ein dezentrales Kapazitätsmarktsegment geschaffen, in dem Stromversorger ihre Spitzenlast mit Zertifikaten abdecken müssen. Beabsichtigt ist, dass die Zertifikate in diesem Segment eher von bestehenden Anlagen, Speichern oder nachfrageseitigen Flexibilitäten mit kürzerem Investitionshorizont kommen.

Ergänzung durch Reserve. Zusätzlich zu den vier skizzierten Varianten von Kapazitätsmechanismen wird im Optionenpapier eine Reserve aus Bestandsanlagen als sinnvoll angesehen. Diese könnte, ähnlich wie die heutige Kapazitätsreserve (vgl. Abschnitt 2.1), gesicherte Leistung für unvorhersehbare Situationen vorhalten. Als Beispiel dafür wird die „Dreifachkrise“ aus dem Jahr 2022 genannt, in der gleichzeitig russische Gaslieferungen wegfielen, französische Atomkraftwerke ausfielen, und der Betrieb von Wasserkraftwerken sowie die Kühlung von Kondensationskraftwerken durch europaweite Dürren eingeschränkt war. Solche Extremfälle könnten durch eine Reserve abgesichert werden. Eine Strategie für die Weiterentwicklung der Reserve als eigenständiger Kapazitätsmechanismus wird im Optionenpapier nicht entwickelt. Er ist jedoch zentraler Bestandteil der hier vorgelegten Analyse.

3 Übersicht unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen zur Absicherung der Versorgungssicherheit

In der Europäischen Union und weiteren Ländern gibt es bereits praktische Erfahrungen mit verschiedenen Arten von Kapazitätsmechanismen. Dazu gehören die aktuell auch in Deutschland diskutierten zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkte sowie Kapazitätsreserven, die auch strategische Reserven oder Versorgungssicherheitsreserven genannt werden. Daneben werden verschiedene Möglichkeiten einer verpflichtenden Absicherung von Marktteilnehmern auf Terminmärkten diskutiert (Abbildung 1). Kapazitätsmärkte sind meist zentral organisiert. Nur in Frankreich gibt es einen dezentralen Kapazitätsmechanismus (ACER 2023a).

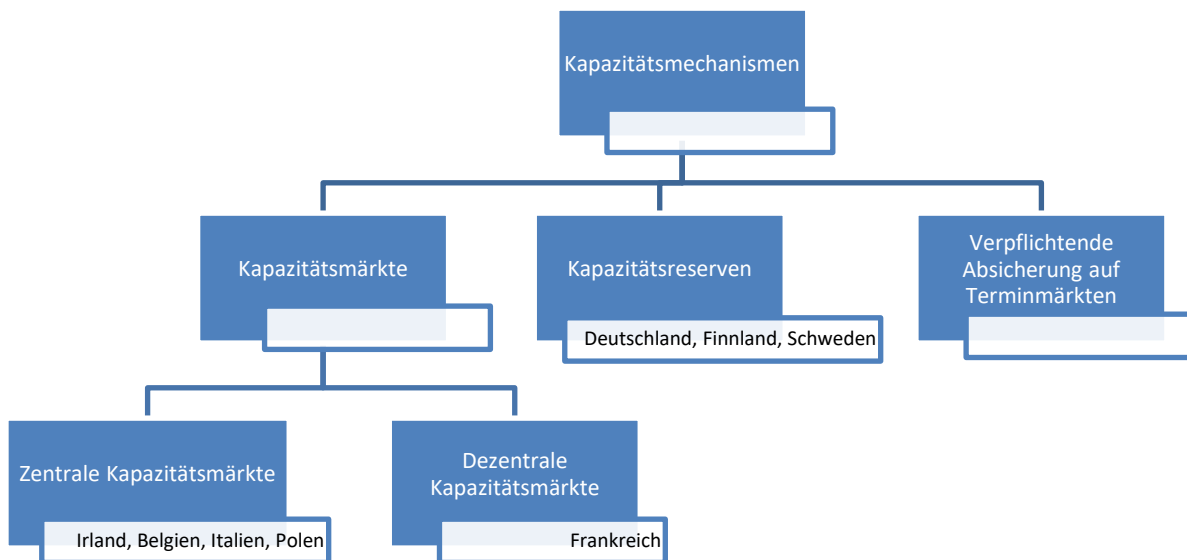


Abbildung 1: Übersicht über verschiedene Arten von Kapazitätsmechanismen

3.1 Zentraler Kapazitätsmarkt

3.1.1 Wesentliche Merkmale und Designparameter

Kapazität wird zentral definiert und nachgefragt. Im zentralen Kapazitätsmarkt ermittelt ein zentraler Akteur, meist die Regulierungsbehörde, den Bedarf an vorzuhaltender, steuerbarer Kapazität im Stromsystem. Das so ermittelte Volumen wird anschließend in Auktionen ausgeschrieben, an denen sowohl existierende als auch neu zu errichtende Kapazitäten teilnehmen können. Die Akteure, die gesicherte Leistung zum niedrigsten Preis anbieten, erhalten einen

Zuschlag in Form von Kapazitätzahlungen. Diese Marktteilnehmer vermarkten ihre Stromerzeugung weiterhin am Großhandelsmarkt, aber erhalten zusätzlich die Zahlungen aus dem Kapazitätsmarkt. Die Kosten für die Kapazitätzahlungen werden in der Regel auf die Stromkund*innen umgelegt.

Langfristige Investitionssicherheit. Die steuerbare Kapazität wird im Allgemeinen mit einer Vorlaufzeit von mehreren Jahren ausgeschrieben. Dadurch können auch Kraftwerke teilnehmen, die erst noch gebaut werden müssen, nachdem sie einen Zuschlag im Kapazitätsmarkt erhalten. Ein langfristiger Vertrag für die Kapazitätzahlungen schafft dabei hohe Investitionssicherheit. Durch eine langfristige Ausschreibung in Kombination mit geeigneten, sogenannten Präqualifikationsanforderungen und Strafzahlungen (sogenannten Pönalen) kann ein zentraler Kapazitätsmechanismus somit sicherstellen, dass ausreichende Erzeugungskapazitäten für kritische Situationen im System bereitgestellt werden.

Anreiz für den Einsatz der Kapazität in kritischen Stunden. Die Gegenleistung für die Kapazitätzahlungen ist der Beitrag zur Versorgungssicherheit. Das reine Vorhalten einer Kapazität genügt hierfür jedoch nicht. Es muss auch sichergestellt werden, dass in den Spitzenlaststunden auch tatsächlich Strom erzeugt oder Nachfrage reduziert und in solchen Stunden keine Marktmacht ausgeübt wird (Cramton et al. 2013). Hierzu können Kraftwerke mit Strafzahlungen belegt werden, wenn sie in Stunden mit kritischer Versorgungssicherheit nicht produzieren (Mastropietro et al. 2016). Diese Strafzahlungen müssen hoch genug gesetzt werden, damit etwa Gaskraftwerke auch ausreichende Gaslieferverträge oder Reserven vorhalten. Alternativ zu Strafzahlungen können Akteure, die von Kapazitätzahlungen profitieren, verpflichtet werden, sogenannte Call-Optionen zu unterzeichnen (Cramton et al. 2013; Bhagwat und Meeus 2019). Sie sind damit im Fall hoher Strompreise zu einer Rückzahlung in Höhe des Spotmarktpreises abzüglich des Auslösepreises der Option verpflichtet. Wenn diese Rückzahlungen an die Stromkund*innen weitergegeben werden, können sie mit diesen auch „Reliability Option“ oder „Versorgungssicherheitsvertrag“ genannten Instrumenten vor Preisspitzen oberhalb des Ausübungspreises geschützt werden (Elberg et al. 2012).

3.1.2 Herausforderungen und Diskussionspunkte

Risiko der Überdimensionierung. Ein oft genannter Kritikpunkt an zentralen Kapazitätsmärkten ist, dass Regulierungsbehörden aufgrund einer Präferenz für Risikovermeidung den Kapazitätsmarkt zu groß dimensionieren. Gründe hierfür sind u.a. die Unterschätzung des

Beitrags möglicher Importe oder die Hinterlegung eines zu hohen Sicherheitsabschlags für einzelne Kraftwerkskapazitäten. Auch politökonomische Aspekte können dazu führen, dass Kapazitätsmärkte tendenziell überdimensioniert werden und somit zu hohe Kosten verursachen: die politisch für einen Kapazitätsmarkt Verantwortlichen werden im Zweifelsfall lieber etwas mehr Kapazität bestellen als im Optimum erforderlich, um sich gegen ein mögliches Versagen des Instruments abzusichern. Überdimensionierte Kapazitätsmärkte gehen mit überhöhten Kosten einher, die letztlich von Stromverbraucher*innen getragen werden müssen.

Verzerrungen durch die regulatorische Definition von Kapazität. Eine weitere Herausforderung bei Kapazitätsmärkten liegt in der Definition des Produktes der steuerbaren Kapazität. Durch die Produktdefinition sind die Mechanismen nicht mehr technologisch neutral, sondern die regulatorische Ausgestaltung beeinflusst die relative Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher Technologien. Durch zu strenge und in der Praxis häufig auf konventionelle Kraftwerke zugeschnittene Qualifikationsanforderungen können insbesondere kleinteilige und dezentrale Flexibilitätsoptionen vom Kapazitätsmarkt ausgeschlossen werden. Für Speicher stellt sich die Frage, ob und wie stark ein „De-Rating“ ihrer Leistung vorgenommen werden soll, um ihrer durch die Energiespeicherkapazität begrenzten Einsatzdauern Rechnung zu tragen (Fraunholz et al. 2021). Werden andere Flexibilitäten als regelbare Kraftwerke durch die Produktdefinition des Kapazitätsmarktes strukturell benachteiligt, hat dies nicht nur den direkten Effekt, dass diese Technologien im Kapazitätsmarkt nicht zum Zug kommen, sondern auch noch den indirekten Effekt, dass sie sich im Betrieb verstärkter Konkurrenz durch die geförderten Kraftwerke ausgesetzt sehen. Was dies für nachfrageseitige Flexibilitäten bedeutet, wird in Kapitel 1 vertieft diskutiert.

Begrenzte Anpassungsfähigkeit. Zentrale Kapazitätsmärkte sind darauf ausgelegt, langfristige Investitionssicherheit für steuerbare Kapazitäten, in der Regel Kraftwerke, zu bieten. Dies kommt jedoch um den Preis, dass sie nur begrenzt anpassungsfähig an neue technologische und marktliche Entwicklungen sind.

Absicherung für Stromkunden als Herausforderung. Wie oben genannt können entweder über Strafzahlungen oder über „Reliability Options“ Anreize geschaffen werden, dass die über den Kapazitätsmarkt geförderten Anlagen während Knappheitsstunden auch tatsächlich in Betrieb sind. Im Fall von Strafzahlungen bei Nichtbetrieb ergibt sich jedoch die Frage der Festsetzung der Höhe dieser Strafzahlung. Ist diese zu niedrig gewählt, wirkt sie möglicherweise nicht,

z. B. in Zeiten hoher Brennstoffpreise. Eine zu hohe Strafzahlung dagegen kann zu übermäßigen finanziellen Risiken beim Ausfall einer Anlage führen, die im Extremfall zu einem Konkurs statt zur Lieferung einer versprochenen Leistung führen kann. Auch würde mit diesem Vorgehen eine Absicherung der Stromerzeuger gegen geringe Strompreise erfolgen, ohne dass diese im Gegenzug die Stromkund*innen finanziell gegen hohe Strompreise absichern würden. Bei einer alternativen Nutzung einer Reliability Option wird die Absicherung des Stromhandels über Terminmärkte komplexer und eingeschränkt, da Stromerzeuger sich nicht zusätzlich zu einer Reliability Option auch noch in einem Terminprodukt zu Rückzahlungen der Spoterlöse verpflichten werden. Sie müssten also komplementär zu den Reliability Options weitere Optionsverträge nutzen. Wenn sie diese Komplexität nicht eingehen möchten oder können, besteht das Risiko, dass Stromkund*innen nur oberhalb des oft sehr hohen anvisierten Auslösepreises abgesichert sind (z.B. in Höhe der variablen Erzeugungskosten von Wasserstoffkraftwerken), und nicht aber für Strompreisanstiege bis zu diesem Niveau.

3.2 Dezentraler Kapazitätsmarkt

3.2.1 Wesentliche Merkmale und Designparameter

Stromversorger verantwortlich für Versorgungssicherheit. Im Gegensatz zum zentral organisierten Kapazitätsmarkt wird beim dezentralen Kapazitätsmarkt die Verantwortung für die Versorgungssicherheit an die Marktakteure übergeben: Die Stromversorger müssen ex-post nachweisen, dass für die Belieferung ihre Kund*innen nicht nur ausreichend Energie, sondern auch jederzeit genügend steuerbare Leistung bereitstand. Dies kann teilweise durch eigene Erbringung erfolgen (z.B. Reduktion von Spitzenlasten bei den belieferten Kund*innen) sowie über einen separaten Kapazitätsmarkt, auf dem Kapazitätszertifikate gehandelt werden. Kraftwerksbetreiber und andere Anbieter von steuerbarer Leistung können hierzu ihre Kapazität zunächst zertifizieren lassen und dann an Stromversorger verkaufen.

Technologie- und Innovationsoffenheit. Ein dezentraler Kapazitätsmarkt soll die Versorgungssicherheit auf eine besonders technologie- und innovationsoffene Art und Weise gewährleisten, da den Versorgern grundsätzlich mehr Möglichkeiten zur Verfügung stehen als in einem zentralen Kapazitätsmarkt. Dazu gehören Möglichkeiten der Lastflexibilisierung bei den jeweiligen Kund*innen durch Speicher- und andere Flexibilitäten, deren Präqualifizierung in einem zentralen Kapazitätsmarkt eine Herausforderung wäre.

3.2.2 Herausforderungen und Diskussionspunkte

Regulatorische Definition Kapazität. Ein dezentraler Kapazitätsmarkt benötigt ebenfalls eine klare regulatorische Definition des Produkts der steuerbaren Kapazität und unterliegt in dieser Hinsicht ähnlichen Herausforderungen wie ein zentraler Kapazitätsmarkt. Dazu gehören auch gewisse Präqualifikationsanforderungen und De-Rating-Faktoren.

Kontrollaufwand für zentralen Akteur. Auch der dezentrale Kapazitätsmarkt benötigt einen zentralen Akteur, der die Einhaltung der Anforderungen bei der Vergabe von Kapazitätscertifikaten laufend überprüfen und sicherstellen muss. Gleiches gilt für die Einhaltung der Anforderungen zur Kapazitätsvorhaltung. Zudem müssen Strafzahlungen bei Nichterfüllung festgesetzt und ggf. eingetrieben werden. Diese Aufgaben könnte beispielsweise eine Regulierungsbehörde übernehmen. Im Gegensatz zu einem zentralen Kapazitätsmarkt muss die Regulierungsbehörde allerdings nicht zentral entscheiden, in welchem Umfang gesicherte Leistung für die kommenden Jahre vorzuhalten ist.

Zeithorizont. Versorgungsunternehmen müssen am Ende jedes Jahres nachweisen, dass sie ausreichend Kapazitätscertifikate zur Abdeckung der Spitzennachfrage des vergangenen Jahres erworben haben. Somit ist der dezentrale Kapazitätsmechanismus rückblickend statt vorausschauend. Zudem erscheint es plausibel, dass Kapazitätscertifikate nur für relativ kurze Laufzeiten liquide gehandelt werden. Für mehrere Jahre im Voraus kann wohl kein Versorgungsunternehmen den Strombedarf seines Kundenstammes sicher vorhersagen, da Stromkund*innen im wettbewerblichen Stromsystem grundsätzlich die Anbieter wechseln können. Dadurch erhöht sich die Unsicherheit der dezentralen Prognose gegenüber einer zentralen Prognose und es entsteht keine entsprechende Planbarkeit für Investor*innen in steuerbare Lasten und Flexibilität.

Politisches Risiko. Der dezentrale Kapazitätsmarkt birgt für Marktteilnehmer auch ein politisches Risiko: Es bestehen vielfältige Möglichkeiten für Regulierungsbehörden die Regeln anzupassen und diese Anpassung zu rechtfertigen. Beispiele hierfür sind eine Erhöhung des Angebots im Kapazitätsmarkt durch Anpassung der De-Rating-Faktoren, also eine Erhöhung des nominalen Kapazitätsbeitrags eines Kraftwerkstyps oder eine Reduzierung der Nachfrage nach Zertifikaten. Letzteres könnte beispielsweise durch eine veränderte Definition der Referenzperiode geschehen, in der die Stromnachfrage gemessen wird, um zu bestimmen, wie viele Kapazitätscertifikate nachgewiesen werden müssen. Die Regulierungsbehörde könnte dadurch die Knappheit und damit die Preisfindung kurzfristig ändern. Es ist also fraglich, ob ein dezentraler

Kapazitätsmarkt ausreichend glaubwürdige Anreize für Investitionen in langlebige Erzeugungs- oder Speicheranlagen geben kann. Dies könnte in der Erwartung zu Risikoprämien und entsprechenden erhöhten Kosten bei den Marktakteuren führen oder im Extremfall sogar zu einer unerwünscht niedrigen Investitionstätigkeit. Wohl auch deshalb gibt es in der Praxis nur wenige dezentrale Kapazitätsmärkte, mit Frankreich als nennenswerter Ausnahme. Dort ist allerdings das Unternehmen Électricité de France (EDF) marktdominierend und durch den staatlichen Eigentümer gegen regulatorische Unsicherheiten abgesichert. In diesem Zusammenhang ist es interessant, dass die Europäische Kommission die Umsetzung des dezentralen Kapazitätsmarkts in Frankreich nur in Kombination mit öffentlichen Ausschreibungen mit mehrjährigen Produkten für neue Kapazitäten genehmigt hat.¹³ Frankreich konnte offenbar nicht nachweisen, dass sein dezentraler Kapazitätsmechanismus derartige Investitionen unterstützen würde.

Eingeschränkte Absicherung der Nachfrageseite gegen hohe Preise. Die Erfahrung der jüngsten Energiekrise in Frankreich zeigt, dass nicht nur Stromerzeuger, sondern auch Stromkund*innen unter volatilen Strompreisen leiden. Im dezentralen Kapazitätsmarkt müssten Stromkund*innen oder ihre Versorger sich mit Terminprodukten sowohl für Energie als auch für Kapazitätsmarktzertifikate absichern, um solche Stromkostenschwankungen abzufedern. Der parallele Handel von Kapazitätszertifikaten und Terminprodukten im Strommarkt steigert die Komplexität und führt damit tendenziell zu einer Reduktion der Absicherung mit Terminprodukten. Als Ergebnis kann er also tendenziell Schwankungen bei Stromkosten gegenüber dem aktuellen Energiemarkt steigern, statt dazu beizutragen, sie abzufedern.

Regionalisierung als Herausforderung. Eine weitere Herausforderung des dezentralen Kapazitätsmechanismus ist die Regionalisierung. Wenn Kapazitätszertifikate landes- oder gar europaweit gehandelt werden, würde dies implizit die Existenz eines engpassfreien Stromnetzes („Kupferplatte“) voraussetzen. Die Berücksichtigung von Netzengpässen im dezentralen Kapazitätsmarkt würde dagegen erfordern, dass für kleine Regionen jeweils getrennte Kapazitätsanforderungen definiert und Kapazitätsmärkte etabliert werden. Je kleiner diese Regionen sind, desto höher ist das Risiko einer geringen Liquidität und von Marktmacht. Die Einrichtung eines Transfermechanismus für Kapazitätszertifikate zwischen Regionen und Ländern erscheint

¹³ Homepage der Europäischen Kommission: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_16_3620/IP_16_3620_EN.pdf

möglich, dürfte aber in der konkreten Ausgestaltung komplex und politisch kontrovers sein, sowie großen regulatorischen Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Anpassungen unterliegen.

3.3 Versorgungssicherheitsreserve

3.3.1 Wesentliche Merkmale und Designparameter

Zentral beschaffte und verwaltete Reserve. In Öl- und Gasmärkten ist es schon lange üblich, die Versorgungssicherheit durch staatlich verwaltete oder angeordnete Reservevorräte abzusichern. Dieses Konzept wurde auch auf Strommärkte übertragen und wird dort mit den Begriffen strategische Reserve, Kapazitätsreserve oder Versorgungssicherheitsreserve bezeichnet (vgl. auch Kapitel 2.1). In einer solchen Reserve wird Leistung aus steuerbaren Kraftwerken vorgehalten, die nur in vorab definierten Extremsituationen Strom produziert, zum Beispiel wenn der Strompreis eine vorher festgelegte Schwelle, den Auslösepreis, überschreitet. Ein zentraler Regulierer bestimmt die erforderliche Größe der Reserve und die technischen Präqualifikationsmerkmale und beschafft die Kapazitäten in Auktionen. Die Kosten und Erlöse der Reserve werden auf alle Stromkund*innen umgelegt.

Reserve außerhalb des Strommarkts. Im Gegensatz zu zentralen oder dezentralen Kapazitätsmärkten nehmen die steuerbaren Kapazitäten, die sich in der Versorgungssicherheitsreserve befinden, nicht am normalen Großhandelsmarkt für Strom teil. Somit wirken sie sich in Zeiten, in denen der Großhandelspreis unterhalb des Auslösepreises liegt, auch nicht direkt auf die Preisbildung im Strommarkt aus.

Schnelle Umsetzung und geringer administrativer Aufwand. Prinzipiell hat die Versorgungssicherheitsreserve gegenüber Kapazitätsmärkten den Vorteil, dass sie schnell umgesetzt werden kann. Zudem geht sie mit einem im Vergleich zum zentralen und dezentralen Kapazitätsmarkt geringen administrativen Aufwand einher. Insbesondere kann auf bereits existierende Reservekapazitäten und eingeübte Prozesse zu deren Beschaffung und Management aufgebaut werden (vgl. Kapitel 2.1).

Stärkung von Kurzfrist- und Terminmärkten. Eine Versorgungssicherheitsreserve kann Kurzfristmärkte stärken, indem sie ein ausreichendes Angebot schafft, sodass es jederzeit zu einem Marktgleichgewicht und einer funktionierenden Preisbildung kommt. Dies ist auch eine wichtige Grundlage für funktionierende Terminmärkte und kann die Absicherung mit diversen

Terminprodukten dadurch fördern, dass etwa das Risiko vermieden wird, dass ein Handelspartner ausfällt, oder dass hohe Sicherheitsleistungen erbracht werden müssen. Indem eine Versorgungssicherheitsreserve extreme Preisspitzen vermeidet, werden auch die in solchen Situationen eskalierenden sogenannten Margin Calls vermieden: Teilnehmer im Terminmarkt müssen für mögliche Vertragsausfälle Geld bei den Handelshäusern hinterlegen. Dafür musste in der Energiekrise die KfW Liquiditätshilfen bereitstellen, veranschlagt mit einem Gesamtvolumen von 100 Mrd. Euro (BMWK 2022). Eine Versorgungssicherheitsreserve vermeidet das Risiko von extrem hohen Preisen und dem damit einhergehenden staatlichen Absicherungsbedarf. So stärkt sie den Energiemarkt und vermeidet das Risiko, dass der Staat bei Liquiditätshilfen oder ähnlichem auf hohen Kosten sitzen bleibt.

3.3.2 Herausforderungen und Diskussionspunkte

Gesamtwirtschaftliche und soziale Dimension des Auslösepreises. Ein wichtiger Designparameter bei der Umsetzung der Versorgungssicherheitsreserve ist die Festlegung des Auslösepreises. Der Auslösepreis muss niedrig genug sein, um soziale und wirtschaftliche Verwerfungen zu vermeiden. Für die Sicherheitsbereitschaft in Deutschland war beispielsweise vorgesehen, dass sie nur zum Einsatz kommt, wenn im Strommarkt das Angebot die Nachfrage nicht deckt, also bei Preisen zwischen 3000 und 20.000 Euro/MWh. Als die Kraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft im Winter 2022 für die Versorgungssicherheit benötigt wurden, hätte dieser Auslösepreis die Strompreise und damit letztlich die Kosten für die Verbraucher*innen auf ein entsprechend hohes Preisniveau ansteigen lassen. Um das zu verhindern, wurden kurzfristig die Regeln angepasst – alle Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft konnten im Strommarkt ihre Erzeugung zu Grenzkosten verkaufen (BNetzA 2022). Damit erscheint jedoch das Konzept einer Reserve nicht mehr glaubwürdig, die nur zum Einsatz kommt, wenn das Angebot die Nachfrage im Markt nicht deckt.

Auslösepreis muss Investitionen im Strommarkt ermöglichen. Zugleich muss der Auslösepreis hoch genug sein, damit Marktteilnehmer im Strommarkt alle Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen nutzen und dabei auch noch ausreichende Erlöse erwirtschaften können, um Investitionskosten und jährliche Fixkosten zu refinanzieren. Das ist für den Bestand, aber insbesondere für neue Investitionen im Markt notwendig.

Auslösepreis muss sowohl niedrig als auch hoch genug sein. Wenn es gelingt beide Bedingungen gleichzeitig zu erfüllen, dann wird das Investitionsumfeld gestärkt, und Investoren

können im Energiemarkt darauf vertrauen, dass keine regulatorischen Änderungen in Krisensituationen drohen und sie ihre Investitionen durch hohe Preise (bis zum Auslösepreis) refinanzieren können.

Regulatorische Glaubwürdigkeit. Für die Balance zwischen regulatorischer Glaubwürdigkeit und ausreichenden Anreizen für Investitionen im Markt scheint ein Auslösepreis in der Größenordnung von rund 500 Euro/MWh aus heutiger Sicht plausibel. Zudem könnte erwogen werden, dass der Auslösepreis reduziert wird, wenn die Reserve für längere Zeit am Stück, beispielsweise für eine Woche, ausgelöst wird. Ähnliche Regeln sind bei den Preisobergrenzen in vielen Strommärkten üblich. Entscheidend für die Investitionstätigkeiten im regulären Strommarkt ist, dass die Regeln zum Einsatz der Reserve glaubwürdig sind und alle Marktteilnehmer davon ausgehen, dass diese auch wirklich durchgehalten werden. Die EU bietet hier den Vorteil, dass alle entsprechenden Regelungen nicht nur von Mitgliedsstaaten allein umgesetzt werden können, sondern auch der europäischen Zustimmung bedürfen. Dafür haben sich alle Mitgliedsstaaten ausgesprochen, um Verzerrungen und Einschränkungen des europäischen Strommarktes zu vermeiden. Im Kontext einer Versorgungssicherheitsreserve wird so das Risiko eingeschränkt, dass einzelne Länder – also auch die Bundesregierung bzw. Bundesnetzagentur – die Regelungen kurzfristig anpassen. Das stärkt die Glaubwürdigkeit der gesamten Versorgungssicherheitsreserve für Investor*innen.

Europäische Koordination wünschenswert. Bei der Beschaffung und Aktivierung einer Kapazitätsreserve wäre eine europäische Koordination wünschenswert, so dass Nachbarländer einander mit ihren jeweiligen Versorgungssicherheitsreserven unterstützen können (Neuhoff et al. 2016). Dies gilt grundsätzlich jedoch auch für andere Kapazitätsmechanismen.

3.4 Verpflichtende Absicherung auf Terminmärkten

3.4.1 Wesentliche Merkmale und Designparameter

Risikomanagement der Marktteilnehmer wünschenswert. Die Stärkung des Risikomanagements bei allen Stromkund*innen und ihren Versorgern ist – ganz unabhängig von der Diskussion um Kapazitätsmechanismen – grundsätzlich wünschenswert. Dies kann einen Beitrag dazu leisten, die Volatilität sowohl der Stromkosten für Kund*innen als auch der Erlöse für Erzeuger und Flexibilitätsanbieter zu reduzieren.

Absicherungspflicht für Versorger. Freiwilliges Risikomanagement führt jedoch nicht notwendigerweise dazu, dass ausreichende Kapazitäten für die Versorgungssicherheit in Ausnahmesituationen vorgehalten werden. Deswegen wird eine Verpflichtung diskutiert, dass Versorger den Bezug des von ihnen gelieferten Stromes bereits für eine gewisse Zeit im Voraus absichern und der Anteil des abgesicherten Stroms graduell ansteigt (Connect Energy Economics 2024; Grimm und Ockenfels 2024). Versorger könnten dafür verstärkt sogenannte Forward- und Future- sowie Optionsprodukte für Strom kaufen. Die Absicherungspflicht müsste dabei die bisher im Risikomanagement übliche und ohnehin von der EU vorgeschriebene Absicherung deutlich übersteigen und weiterentwickelt werden, damit die zusätzliche Nachfrage auch tatsächlich zu Investitionen in steuerbare Leistungen und Flexibilität führt.

3.4.2 Herausforderungen und Diskussionspunkte

Absicherungspflicht bedarf Kontrollen. Eine hohe zusätzliche Absicherung über das Risikomanagement hinaus ist nicht im Eigeninteresse der Stromversorger, da dies einerseits die Preise für die Absicherungsprodukte steigert und andererseits die Knappheit und damit Preise im Spotmarkt reduziert. Somit muss die Absicherungspflicht streng kontrolliert werden. Dies erscheint als große Herausforderung, da sich langfristig der Strombedarf eines Versorgers durch Kundenwechsel stark verändern kann und somit nicht verlässlich abschätzbar ist. Zudem ist eine Vielzahl von bilateralen Verträgen möglich, mit denen ein Versorger seine Absicherung steigern oder reduzieren kann. Deren Gesamtwirkung ist schwer abschätzbar.

Umsetzung der Absicherungspflicht sehr komplex. Es ist nicht ersichtlich, wie die Absicherung in der Praxis umgesetzt werden soll. Hier sei nur auf die Herausforderungen und Kontroversen bei der Abschöpfung der Mitnahmegewinne von Kraftwerken während der Gas- und Strompreiskrise verwiesen. Dabei sollten Erzeuger einen Teil der extrem hohen Erlöse aus dem Stromverkauf – abgeschätzt durch Produktionsvolumen und Spotpreis – abführen. Die jeweils in Terminmärkten oder bilateralen Verträgen vermarkteten Energievolumen sollten dabei nicht angerechnet werden. Die Umsetzung erwies sich als komplex, auch wegen der Vielzahl von möglichen Vertragskonstellationen. Die Kontrolle einer verpflichtenden Absicherung könnte Marktteilnehmer zu noch viel mehr und komplexeren Vertragsstrukturen motivieren, mit denen die jeweiligen regulatorischen Vorgaben erfüllt werden, ohne dass tatsächlich die gewünschte Absicherung und damit eine Investitionsunterstützung erfolgt. Die Kontrolle all dieser Verträge scheint schwer umsetzbar zu sein.

Standardisierung für effektive Kontrolle notwendig. Es müsste also ein standardisiertes Produkt definiert werden, welches alle Akteure nutzen müssten. Alle weiteren Vertragsstrukturen müssten verboten werden, damit sie nicht von Unternehmen genutzt werden, um die Wirkung der verpflichtenden Verträge aufzuheben. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass eine Absicherungspflicht zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit einer Standardisierung aller Verträge und sehr pauschalen Anforderungen an die abzusichernde zukünftige Stromnachfrage einhergehen muss.

Mengenprognosen erforderlich. Zugleich müsste eine Bezugsgröße für den abzusichernden Strombezug eines Unternehmens beziehungsweise die Stromnachfrage eines Energieversorgungsunternehmens definiert werden. Die Prognose dieser Nachfrage ist komplex, und es ist nicht offensichtlich, welche Handhabe eine Regulierungsbehörde bei der Kontrolle solch einer Prognose hat, wenn ein Stromkunde oder ein Energieversorgungsunternehmen eine fallende Nachfrage durch Kundenschwund prognostiziert, um die (teure) Absicherungspflicht zu reduzieren. Damit würde die konkrete Umsetzung einer Absicherungspflicht möglicherweise auf einen ex-post Nachweis der abgesicherten Nachfrage beschränkt und ähnlich eingeschränkte Wirkung entfalten, wie der oben diskutierte dezentrale Kapazitätsmechanismus.

4 Wie gut können Kapazitätsmechanismen andere Flexibilitätspotentiale als regelbare Kraftwerke erschließen?

Qualitative Diskussion von Kapazitätsmechanismen und Flexibilität. Aus den bisherigen Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen und deren ökonomischer Wirkungsweise lassen sich diverse Chancen und Risiken ableiten, die sich für die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen jenseits der regelbaren Kraftwerke ergeben. Der folgende Abschnitt diskutiert, wie effektiv solche Flexibilitätspotenziale im Rahmen der hier betrachteten Kapazitätsmechanismen erschlossen werden können und welche Anforderungen sich daraus jeweils ergeben.

Die Vielzahl dieser Herausforderungen führt dazu, dass die überwältigende Mehrheit (83 %) der durch die Kapazitätsmechanismen unterstützten Kapazität in Europa fossile Kraftwerke, sowie Atom- oder Wasserkraftwerke sind. Nachfrageflexibilität und Batterien spielen im Gegensatz dazu nur eine marginale Rolle: 2023 waren von der geförderten Kapazität in Höhe von 176 GW lediglich 5,6 GW (drei Prozent) Nachfrageflexibilität oder Batteriespeicher. Den höchsten Anteil von Flexibilität und Speichern unter den Kapazitätsmärkten hatte 2023 Irland mit trotzdem nur knapp neun Prozent (ACER 2023a).

4.1 Restriktive Anforderungen von Kapazitätsmärkten können Flexibilitätsoptionen ausschließen

Diskriminierende regulatorische Anforderungen. Bei allen Kapazitätsmechanismen muss der Regulator spezifische Anforderungen definieren, die die Anbieter der Kapazität erfüllen müssen. Es ist schwierig, diese Anforderungen so zu definieren, dass sie den vielen unterschiedlichen Eigenschaften von angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitäten sowie verschiedenen Arten von Energiespeichern gerecht werden. Die nachfolgend aufgeführten Anforderungen werden in der Praxis häufig so spezifiziert, dass sie Hindernisse oder gar Ausschlüsse für Flexibilitätsoptionen bedeuten.

Vorlaufzeiten für Investitionen. Die Anforderungen an den Zeitraum zwischen der Zuteilung und der tatsächlichen Kapazitätslieferung beeinflussen die Größe der teilnehmenden Anlagen. So können Ausschreibungen mit kurzen Vorlaufzeiten Investitionen in große Anlagen ausschließen, weshalb längere Vorlaufzeiten gewählt werden. Für kleine Akteure mit schnell umsetzbaren Technologieoptionen bedeutet dies jedoch einen Nachteil. Nachfrageseitige Flexibilitätsinvestitionen werden zusammen mit Investition in neue Wärmenetze oder der Elektrifizierung eines industriellen Produktionsprozesses erschlossen. Diese Investitionsmaßnahmen müssen

mit vielen Anforderungen und Akteuren koordiniert werden – sie könnten sich somit nur schwerlich dem engen Zeitkorsett unterordnen, das sich aus der Vorlaufzeit eines Kapazitätsmechanismus ergibt.

Vertragslaufzeiten. Investoren großer Kraftwerke bevorzugen meist eine lange Vertragslaufzeit zur Absicherung ihrer Erlösströme. Dies kann jedoch flexible Nachfrager auf der Industrie-seite hemmen, da diese mit der Verpflichtung, ihre Flexibilität langfristig vorhalten müssen, zugleich auch verpflichtet sind, ihre Produktion als Grundlage des Strombezuges für denselben Zeitraum aufrechtzuerhalten (ACER 2023b). Für solche längerfristigen Zeiträume bevorzugen es Unternehmen, eine größere Flexibilität bei ihren künftigen Produktionsaktivitäten zu wahren.

Mindestgröße. Zu hohe Anforderungen an die Mindestgröße von Anlagen können als Ausschlusskriterium für kleinteilige Optionen gelten, was insbesondere auf nachfrageseitige Flexibilitäten zutrifft. Beispielsweise müssen im irischen Kapazitätsmechanismus teilnehmende Anlagen eine Mindestkapazität von 10 MW haben.

Prä-Qualifikation zum Nachweis der Verlässlichkeit. Anforderungen an die Ausfallwahrscheinlichkeiten in Verbindung mit Pönalen, also Vertragsstrafen, können diskriminierend gegen Flexibilität wirken. Kleine Anlagen können, obwohl sie einzeln eine hohe Ausfallwahrscheinlichkeit haben, insgesamt eine zuverlässige Versorgungssicherheit bieten, wenn ihre Ausfallwahrscheinlichkeiten insgesamt unkorreliert sind. Werden Strafzahlungen für Ausfälle jedoch unabhängig von der Anlagengröße bemessen, so wird dieser Vorteil nicht anerkannt und kleine Anlagen benachteiligt. Für Kapazitätsmärkte ergibt sich ebenfalls die Frage, ob das korrelierte Risiko einer Unterbrechung der Brennstoffversorgung – etwa bei Erdgas – berücksichtigt werden sollte um den Kapazitätsbeitrag und somit die Erlöse von Gaskraftwerken entsprechend zu reduzieren.

De-Rating des Kapazitätsbeitrages. Eine wichtige Frage für Flexibilitätstechnologien ist, wie stark ihr Kapazitätsbeitrag diskontiert wird (sogenanntes De-Rating), wenn sie nur für einen begrenzten Zeitraum oder zu bestimmten Zeitpunkten zur Verfügung stehen. So hängt der Kapazitätsbeitrag eines Speichers davon ab, für wie viele Stunden Energie gespeichert werden kann, und welcher Bedarf im Stromsystem erwartet wird. Dieser Bedarf und der technologiespezifische De-Rating-Faktor wird sich somit auch im Zeitverlauf ändern (Fraunholz et al. 2021). Dabei spielt das Vertrauen von Netzbetreibern und Regulierungsbehörden in die Verlässlichkeit

und Einsatzfähigkeit von Flexibilitätsoptionen eine besondere Rolle. Es ist davon auszugehen, dass Regulierungsbehörden und Netzbetreiber Flexibilität nur in dem Umfang beim Kapazitätsmechanismus anrechnen, in dem sie positive Erfahrung mit deren Einsatz gesammelt haben. Da viele dieser Technologien bisher noch kaum am Markt etabliert sind, besteht das Risiko, dass sie in einem zentralen Kapazitätsmarkt benachteiligt würden.

Versorgungssicherheitsreserve ohne Qualifikationsanforderungen an Flexibilitätsoptionen. In Kapazitätsmärkten ist es erforderlich, dass alle teilnehmenden Technologien Qualifikationsanforderungen erfüllen (siehe Kapitel 3.1.2 und 3.2.2), wodurch Flexibilitäten diskriminiert und beschränkt werden. Im Gegensatz dazu sollen Flexibilitätsoptionen gar nicht in die Versorgungssicherheitsreserve aufgenommen werden und somit keinen Qualifikationsanforderungen unterliegen. Stattdessen sollen sie frei im Markt agieren und Erfahrungen sammeln können. Die Erzeugungstechnologien innerhalb der Versorgungssicherheitsreserve funktionieren ausschließlich als Absicherung, die selten und perspektivisch vielleicht gar nicht mehr aktiviert werden.

4.2 Kapazitätsmarkt schwächt Erlösmöglichkeiten und damit Flexibilitätsoptionen im Markt

Indirekte Benachteiligung von Flexibilitätsoptionen. Nachfrageseitige Flexibilität wird in Kapazitätsmärkten nicht nur unzureichend berücksichtigt, sondern wird durch einen indirekten Effekt noch zusätzlich benachteiligt: Ein effektiver Kapazitätsmarkt sorgt für Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten. Dadurch verringert sich die Häufigkeit von Stunden mit hohen Strompreisen. Eine Reduktion der Strompreisunterschiede zwischen Hoch- und Niedrigpreisstunden reduziert jedoch auch die Erlösmöglichkeiten für alle Flexibilitäten und damit deren Wirtschaftlichkeit. Somit können Flexibilitätspotentiale weniger erschlossen werden. In einer dynamischen Perspektive kann dann auch weniger Erfahrung mit ihnen gesammelt werden, und es kommt zu weniger „learning by doing“.

Dieser negative Effekt wird dadurch verstärkt, dass Regulierungsbehörden, Netzbetreiber und letztlich auch die Politik vor allem bei zentralen Kapazitätsmärkten sehr klar und explizit die Verantwortung dafür übernehmen, ausreichende Kapazitäten vorzuhalten, um Versorgungsengpässe zu vermeiden. Da Versorgungsengpässe schnell zum Politikum werden können, werden die genannten Akteure dazu tendieren, eher zu viel als zu wenig Kapazität auszusprechen. Sie nehmen dabei in Kauf, dass die Kosten aus der Umlage der Kapazitätzahlung auf

Stromkund*innen steigen. Zugleich reduzieren sich jedoch tendenziell die Erlöse von Flexibilitätsoptionen umso mehr, je größer der Kapazitätsmarkt ausgestaltet ist, und somit werden Investitionen in diese Flexibilitäten noch weiter zurückgehen.

Kapazitätsmechanismen schwächen Preisabsicherung in Terminmärkten. Überdies können sich durch die Verlagerung von Knappheitssignalen vom Energie- in den Kapazitätsmarkt auch der Bedarf für die Absicherung im Energiemarkt und damit die Handelsaktivitäten und Absicherung in Terminmärkten abschwächen. Das würde zusätzlich die Erschließung von Flexibilitätstechnologien diskriminieren, die durch die Benachteiligung im Kapazitätsmarkt noch stärker als Kraftwerke, die im Kapazitätsmarkt teilnehmen können, auf die Absicherung mit Terminprodukten angewiesen wären.

Diese Abschwächung der Terminmarktabsticherung kann beim zentralen Kapazitätsmarkt zum Beispiel durch deren Ausgestaltung als Reliability Option erfolgen. Bei diesen werden Kapazitätsmarktteilnehmende zu Rückzahlungen in Zeiten von Strompreisen oberhalb eines anzulegenden Wertes verpflichtet, die an Stromkund*innen weitergegeben werden. Das reduziert die Motivation bei Stromkund*innen sich weiter abzusichern. Zugleich wird die Möglichkeit für Stromerzeuger eingeschränkt, Terminprodukte anzubieten, da sie dann bei hohen Preisen sowohl zur Zahlung im Rahmen einer Reliability Option als auch eines Terminproduktes verpflichtet wären. Beim dezentralen Kapazitätsmarkt ergibt sich die Abschwächung, da Marktteilnehmende ermutigt werden Kapazitätsprodukte zu handeln, bei denen Knappheitspreise analog zu den Knappheitspreisen eines Energiemarktes entstehen sollten. Somit müssten im dezentralen Kapazitätsmarkt alle Marktteilnehmer parallel zwei Produkttypen handeln, was eine erhöhte Komplexität, mehr Transaktionskosten, höhere Marktzugangsbarrieren und eine reduzierte Liquidität nach sich ziehen würde.

Versorgungssicherheitsreserve stärkt den Strommarkt und dadurch Investitionen in Flexibilität. Im Gegensatz hierzu sichert ein System mit einer Versorgungssicherheitsreserve eine ausreichende Erzeugungskapazität für alle Eventualitäten und wird somit der politischen Realität gerecht. Diese Kapazitäten kommen jedoch erst nachrangig, bei sehr hohen Preisen von zum Beispiel 500 Euro/MWh zum Einsatz. Bis dahin können sich die Strompreise entsprechend den Variationen von Erzeugungskosten und Knappheit frei entwickeln. Die andernfalls bestehende Unsicherheit über mögliche regulatorische Interventionen wird durch die klare Definition des Auslösepreises stark reduziert. Damit können sich alle Flexibilitäten im Markt beweisen und motiviert durch die Erlös- und Absicherungsoptionen eines funktionierenden

Energiemarktes erschlossen werden. Die Versorgungssicherheitsreserve schafft also ein Lernumfeld für Flexibilitätstechnologien, indem sie den Energiemarkt absichert, statt ihn einzuschränken.

4.3 Mit Umlage der Kosten des Kapazitätsmechanismus Anreize für Flexibilität auf der Nachfrageseite stärken

Umlage der Kapazitätsanforderungen im dezentralen Kapazitätsmarkt. Beim dezentralen Kapazitätsmechanismus wird von der Bundesregierung vorgeschlagen, analog zur Umsetzung in Frankreich (BMWK 2024), den Strombezug in Stunden, in denen Energie im Gesamtsystem knapp ist, als Bemessungsgrundlage für die vorzuhaltenden Kapazitätszertifikate zu nutzen. Dazu werden, zum Beispiel in Frankreich, im Vorlauf Zeitfenster für 15 verpflichtungsrelevante Tage definiert, an denen der Strombezug gemessen wird, verteilt auf die kritischen Monate eines Jahres. Die Kapazitätsanforderungen werden also auf die Nachfrager umgelegt, proportional nach deren Nachfrage während des Bemessungszeitraums. Das schafft Anreize auch auf der Nachfrageseite Flexibilitätspotentiale zu erschließen und einzusetzen, um die Nachfrage in diesen Stunden zu reduzieren.

Kostenumlage im zentralen Kapazitätsmarkt. Im zentralen Kapazitätsmarkt werden die Kosten der Kapazitätszahlungen auf die Verbraucher*innen umgelegt. Theoretisch könnte dies analog zur Umlage der Kapazitätsanforderungen im dezentralen Kapazitätsmarkt durch die Definition von Bemessungszeiträumen geschehen. So könnten ähnliche Anreize für Flexibilität auf der Nachfrageseite geschaffen werden, wenn die Kosten des Kapazitätsmarktes proportional zu der Last in diesen Spitzenstunden auf die Bilanzkreisverantwortlichen verteilt werden.

Fehlanreize durch Umlage über Bemessungszeitraum. Durch die Vorabfestlegung der Stunden die als Bemessungsgrundlage dienen entsteht der Anreiz, in diesen vordefinierten Zeitfenstern den Strombezug beispielsweise durch Nutzung von Speichern zu reduzieren, um weniger Kapazitätszertifikate vorweisen zu müssen. Problematisch wird dies, wenn der Bemessungszeitraum zufälligerweise genau in den Tagen vor einer Periode mit wenig Wind- und Solarproduktion liegt. Flexibilitätsoptionen und Speicher sind dann bereits entladen, und können nicht mehr helfen, die Last in einer tatsächlich systemkritischen Situation abzusichern. Hier zeigt sich, dass der Vorschlag des dezentralen Kapazitätsmechanismus aus einer Zeit mit inflexibler Stromnachfrage und größtenteils wetterunabhängiger Stromerzeugung stammt. Wenn diese Annahmen nicht mehr zutreffen, dann können durch eine entsprechende Kostenverteilung

Fehlanreize für den Einsatz von Flexibilität entstehen, die die Systemsicherheit gefährden können.

Eingeschränkte Absicherung über Terminmärkte. Wenn Anreize für Flexibilität über die Preisbildung im Energiemarkt erfolgen, haben Stromkund*innen ein Interesse, ihre Preisrisiken mit Terminprodukten abzusichern. Dies schafft die Möglichkeit für Investor*innen von Flexibilitätsoptionen, ihre Erlöse mit dem Verkauf von solchen Terminprodukten abzusichern. Diese Möglichkeit ergibt sich nicht bei umfassenden Kapazitätsmärkten, wenn die Anreize für die Erschließung von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen zur Reduktion des Strombezuges in als kritisch erachteten Stunden durch eine regulatorisch definierte Verbindlichkeit (dezentraler Kapazitätsmarkt) oder eine Umlage der Kosten des Kapazitätsmarktes (zentraler Kapazitätsmarkt) geschaffen werden. Die Kostenrisiken, die durch solch eine Vorgabe entstehen, unterliegen großen regulatorischen Risiken. Somit ist die Entwicklung eines liquiden Terminmarktes zu ihrer Absicherung nur schwer vorstellbar.

Terminmärkte für Flexibilität wünschenswert. Ein liquider Terminmarkt für Flexibilität ist für alle Marktteilnehmer wertvoll. Ein mögliches Produkt könnte etwa ein Preis-Spread sein, der den Preisunterschied zwischen den vier Stunden mit den höchsten und geringsten Strompreisen eines Tages absichert. Dieser kann von Investoren in Flexibilität mit einem entsprechenden Speichervolumen unterschrieben werden, dient aber auch als gute Absicherung für diverse Flexibilitätsanforderungen (Neuhoff et al. 2023). Solch ein Terminprodukt schafft Transparenz zur Erschließung der kostengünstigsten Flexibilitätspotentiale, schafft Sichtbarkeit zum zukünftigen Flexibilitätsbedarf, und ermöglicht eine diskriminierungsfreie Absicherung von Flexibilitätsbedarf für alle Akteure. Nicht zuletzt kann solch ein Markt den Rahmen schaffen, in dem Akteure mit großen Flexibilitätspotentialen diese erschließen, auch wenn sie selbst geringe Finanzierungskapazitäten haben. Dies könnte beispielsweise auf Fernwärmebetreiber und Industrieparkbetreiber zutreffen. Sie können größere Investitionen tätigen, wenn sie die Flexibilität Dritten zur Absicherung verkaufen können.

5 **Zwischenfazit: nur zwei Optionen leisten verlässlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit**

Überblick über Stärken und Schwächen. Grundsätzliche Eigenschaften sowie Stärken und Schwächen der unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen sind nochmals in Tabelle 1 zusammengefasst.¹⁴

Offene Fragen bei dezentralen Optionen. Eine Abwägung aller Aspekte führt zum Schluss, dass sowohl der dezentrale Kapazitätsmarkt als auch die verpflichtende Absicherung auf Terminmärkten offene Fragen aufwerfen und nicht praktikabel umsetzbar erscheinen. Ein wesentliches Argument gegen den dezentralen Kapazitätsmarkt ist, dass er durch den relativ kurzen Vorlaufzeitraum im Zertifikatehandel keine ausreichenden Anreize für langfristige Investitionen setzt. Die verpflichtende Absicherung auf Terminmärkten könnte nur zu einer verlässlichen Versorgungssicherheit führen, falls Absicherungsmechanismen und -produkte stark standardisiert werden, was hohen Eingriffen in den Energiemarkt entsprechen würde. Beide Optionen vereint außerdem, dass sie zwar dezentral geregelt sind, aber mit einem großen Kontroll- und Verwaltungsaufwand für zentrale Stellen einher gehen.

Kombinierter Kapazitätsmarkt komplex und unerprobt. Das von der Bundesregierung momentan favorisierte Modell eines hybriden Kapazitätsmarkts als Kombination aus zentralem und dezentralem Mechanismus wirft weitere Fragen auf. Die Kombination von zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt hat nicht nur das Potenzial, die Vorteile der beiden Konzepte zu vereinen, wie im BMWK-Optionenpapier erhofft wird. Vielmehr könnten auch die jeweiligen Nachteile der beiden Kapazitätsmechanismen in Hinblick auf die mangelnde Investitionssicherheit und das Anreizen nachfrageseitiger Flexibilitäten vereint werden. Darüber hinaus ist ein kombinierter Kapazitätsmarkt bislang international vollkommen unerprobt. Seine praktische Implementierung birgt die Gefahr unerwarteter Interaktionsprobleme zwischen den beiden Marktsegmenten, die aus heutiger Sicht noch gar nicht verstanden sind. Dies lässt es auch unplausibel erscheinen, dass ein gut vorbereiteter kombinierter Kapazitätsmarkt zeitnah in Kraft treten könnte.

¹⁴ Die Kombination aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt wird in der Übersichtstabelle nicht separat aufgelistet. Aufgrund der bisher unklaren Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts ist noch kaum absehbar, wie die Vor- und Nachteile von dezentralem und zentralem Kapazitätsmarkt darin zur Geltung kommen könnten.

Zentraler Kapazitätsmarkt und Versorgungssicherheitsreserve als verbleibende Kandidaten. Somit erscheinen die Optionen eines zentralen Kapazitätsmarktes sowie der Versorgungssicherheitsreserve als plausiblere und relativ kurzfristig umsetzbare Ausgestaltungsmöglichkeiten, um langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings wirken sie sich unterschiedlich auf Investitionen in Nachfrageflexibilität aus, was bereits in Kapitel 1 qualitativ diskutiert wurde. Um diese Argumente auch quantitativ zu untermauern, werden diese in Kapitel 7 mit Ergebnissen eines Stromsektormodells illustriert, die die Auswirkungen beider Mechanismen auf den Strommarkt und insbesondere auf die realisierte Nachfrageflexibilität zeigen.

Tabelle 1: Optionen für die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen: Vergleich von wesentlichen Eigenschaften sowie Stärken und Schwächen

	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Versorgungssicherheitsreserve	Verpflichtende Terminmärkte
Volumen/ Kapazitätsplanung	Wird dezentral von Marktteilnehmern bestimmt	Gesamtkapazität im System wird zentral vom Regulierer festgelegt	Regulierer legt Größe der Reserve fest	Ungeklärt, letztendlich vermutlich nur ex-post überprüfbar
Beschaffung	Bilaterale Verträge	Zentrale Auktionen	Zentrale Auktionen	Bilaterale Verträge
Produkt	(Kapazitäts-)Zertifikate	Steuerbare Kapazität	Reservekapazität	Terminprodukte
Erlöse der geförderten Kapazität	Erlöse für Kapazitätszertifikate zusätzlich zu Strommarkterlösen	Kapazitätzahlungen zusätzlich zu Strommarkterlösen	Zahlung für Vorhaltung und Ab-ruf für Kraftwerke in Reserve	Erlöse aus Terminmarkt (ggf. höher als Strommarkterlöse)
Steuerungsgrößen für Politik/Staat	Pönalen Sicherheitsleistungen Auslösungspreis De-Rating Faktor je Technologie	Volumen, Pönalen Vorlaufzeiten, Vertragslaufzeiten Absicherungen De-Rating Faktor je Technologie	Volumen Auslösepreis	Ungeklärt, letztendlich vermutlich Definition von standardisier-ten Terminprodukten
Erforderliche Vorlaufzeit	Eher hoch	Mittel bis hoch	Gering, bestehendes System	Ungeklärt
Räumliche Differenzierung	Komplex umsetzbar	Möglich	Möglich	Komplex / ungeklärt
Stärken	Atmender Mechanismus, Ver-antwortung bei Versorgern	Hohe Investitionssicherheit für Kraftwerke, sichert Versorgungs-sicherheit	Schafft Investitionsanreize und Lernumfeld für Flexibilität, si-chert Versorgungssicherheit, be-reits etablierter Mechanismus	Erweiterung bestehender Absi-cherungsmechanismen
Schwächen	Verwaltungs- und Kontrollauf-wand, glaubwürdige Pönalen und Sicherheiten, ex-post Be-stimmung des Volumens, unsi-chere Wirkung	Risiko der Überdimensionierung, geringe Technologie- und Innova-tionsoffenheit	Kosten, sollte Auslösepreis der Reserve für lange Perioden Preis-setzen	Effektivität unklar, Verwaltungs- und Kontrollaufwand, glaubwür-dige Pönalen und Sicherheiten
Berücksichtigung nachfra-geseitiger Flexibilität	Beschränkte direkte Berücksich-tigung und Schwächung der In-vestitionsanreize im Strom-markt, ggf. Anreize durch Struk-tur der Kostenweitergabe	Beschränkte direkte Berücksich-tigung und Schwächung der Investi-tionsanreize Anreize im Strom-markt, ggf. Anreize durch Struktur der Kostenweitergabe	Schaffung von Investitionsanrei-zen und Lernumfeld für Flexibili-tät im Strommarkt, stärkt Absi-cherung in Terminmärkten	Risiko, dass Standardisierung ge-gen Flexibilitätsoptionen diskri-miniert

6 Hintergrund zur Modellierung

Dieses Kapitel beschreibt die Grundlagen der Modellierung, deren Ergebnisse in Kapitel 7 erläutert werden. Dabei wird auf das Stromsektormodell eingegangen, die dahinterliegenden Annahmen, die modellierte nachfrageseitige Flexibilität, die Politikszenerarien, sowie auf die Kosten und technischen Parameter. Schließlich werden die Limitierungen der Modellierung und ihr Einfluss auf die Modellergebnisse kritisch diskutiert.

6.1 Das Stromsektormodell „DIETER“

Modellübersicht. Das „Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables“ (DIETER) ist ein quelloffenes Stromsektormodell.¹⁵ Im Modell werden die Stromsektorkosten sowie, je nach Anwendung, weitere Kosten von Flexibilitäts- und Sektorenkopplungstechnologien minimiert. Um Fluktuationen erneuerbarer Energien oder beispielsweise den Einsatz von Speichern realistisch abbilden zu können, werden alle Stunden eines Jahres von Anfang Januar bis Ende Dezember modelliert. Die im Modell ermittelten Größen sind die Stromsektorkosten, die optimalen Kapazitäten verschiedener Technologien sowie deren stündlicher Einsatz. DIETER wird am DIW Berlin seit über zehn Jahren permanent weiterentwickelt und wurde bereits in einer Vielzahl von Studien eingesetzt und ist Grundlage für eine Reihe begutachteter wissenschaftlicher Publikationen (Zerrahn und Schill 2017, Schill und Zerrahn 2018, Stöckl et al. 2018, Schill 2020, Schill und Zerrahn 2020, Gaete-Morales et al. 2021, Roth und Schill 2023, Gaete-Morales et al. 2024, Roth et al. 2024).

Annahmen. Beim verwendeten Modell handelt es sich um ein lineares Kostenminimierungsproblem. Implizit wird angenommen, dass es sich beim Strommarkt um einen vollständig kompetitiven Markt handelt, in dem alle Akteure nur mit ihren Grenzkosten bieten, perfekt über alle anderen Akteure informiert sind und eine perfekte Voraussicht auf das Jahr haben. Somit können die Modellergebnisse als ein ideales Marktergebnis interpretiert werden.

Eingangsdaten. Wesentliche Eingangsdaten des Modells sind Zeitreihen der Nachfrage nach Strom, Wärme und grünem Wasserstoff, Zeitreihen zur Verfügbarkeit fluktuierender erneuerbarer Energien, sowie Kostenannahmen und Randbedingungen für Investitionen in verschiedene Technologien. Auch wenn der Fokus der hier dargestellten Analyse nicht auf konkreten

¹⁵ Das für diese Analyse benutzte Modell, sowie die Inputdaten und Outputdaten finden sich in einem öffentlichen GitLab-Repository: <https://gitlab.com/diw-evu/projects/sicher>

Zahlen, sondern eher auf grundsätzlichen Einsichten in die Markteffekte der beiden unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen liegt, können alle Inputdaten im oben genannten Repository öffentlich eingesehen werden.

Stilisiertes Modell. Zur Vereinfachung des Analyserahmens wird nur der deutsche Stromsektor unter Ausblendung des Stromaustauschs mit den Nachbarländern modelliert. Auch das Stromnetz innerhalb von Deutschland wird nicht modelliert. Implizit wird angenommen, dass es keine strukturellen Engpässe in den deutschen Übertragungs- oder Verteilnetzen gibt.

Szenarien. Es werden zwei Politikszenerien untersucht: ein zentraler Kapazitätsmarkt und eine Versorgungssicherheitsreserve. Für jedes Politikszenerio werden die optimalen Kapazitäten in einem vorher bestimmten Wetterjahr ermittelt. Hierfür wird das Jahr 2010 verwendet, das unter den analysierten Jahren in mancherlei Hinsicht als durchschnittliches Jahr gelten kann. In einem zweiten Schritt werden diese Kapazitäten in verschiedenen Wetterjahren getestet, um die Auswirkungen auf die Preise und den restlichen Stromsektor zu untersuchen.

Endogene und exogene Teile des Kraftwerksparks. Die Kapazitäten der fluktuierenden Wind- und Solarenergie werden in allen Szenarien auf die politischen Ziele für das Jahr 2030 fixiert. Kraftwerkskapazitäten wie Wasserkraft und Bioenergie werden auch exogen fixiert. Für das Wetterjahr 2010 wird der restliche Teil des Kraftwerksparks für jedes der beiden Politikszenerien modellendogen bestimmt. Dazu gehören insbesondere die Kapazitäten von Gaskraftwerken, Batterie- und Wasserstoffspeichern sowie die Investition in diverse Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite. Diese Kapazitäten werden anschließend fixiert für die Modellläufe anderer Wetterjahre (mehr Details in Abschnitt 6.3).

Stilisierte Abbildung der Sektorenkopplung. Um die Analyse in diesem Kontext so schlank wie möglich zu halten, werden Sektorenkopplungstechnologien zum größten Teil nicht explizit modelliert, sondern als Teil der preisunelastischen Stromnachfrage berücksichtigt (z.B. Elektromobilität und dezentrale Wärmepumpen).¹⁶ Dagegen sind Wärmenetze, die mit Großwärmepumpen betrieben werden, im Modell abgebildet und werden im nächsten Abschnitt erläutert.

¹⁶ In anderen DIETER-Analysen sind diese Sektorenkopplungstechnologien explizit und als potenziell flexible Nachfrage modelliert, vgl. Gaete-Morales et al. (2024) sowie Roth et al. (2024).

6.2 Berücksichtigte nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen

Drei Kategorien nachfrageseitiger Flexibilität. Das Modell umfasst drei verschiedene Kategorien von für das Jahr 2030 angenommenen nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen. Dazu gehören verschiedene Arten von Lastmanagementpotenzialen („Demand Response“ Potenziale) in der energieintensiven Industrie, in der Prozesswärme und im Bereich der Fernwärme. Deren Potenziale und Kosten werden auf Basis von Literaturdaten analysiert und abgeschätzt. Da mit dem Stromsektormodell der Einsatz kostenoptimaler flexibler Nachfrage im Jahr 2030 untersucht wird, wurden hierzu die möglichen Lastflexibilitätspotenziale der jeweils betrachteten Bereiche prognostiziert. Dies umfasst die Potenziale zur Laständerung, deren maximale Abrufdauer in Stunden und die damit verbundenen Kosten. In dieser Analyse wird angenommen, dass die verschiedenen Nachfrager nur in Energie- bzw. Produktspeicher investieren müssen, um die nachfrageseitige Flexibilität zu erschließen, während die maßgebliche elektrische Leistung schon existiert.

Energieintensive Industrie. Elektrostahl, Aluminium, Papier, Zement, Chlor-Alkali-Elektrolyse und Luftzerlegung zeichnen sich durch eine besonders hohe Stromintensität aus (Arnold et al. 2018) und wurden daher gesondert anhand der vorhandenen Literatur¹⁷ analysiert. Die Lastflexibilitätspotenziale der restlichen energieintensiven Industrie wurde auf Grundlage der Angaben zum Strombedarf der BAFA im Rahmen der sogenannten Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2021 für die Begrenzung der EEG-Umlage¹⁸ erhoben. Abbildung 2 zeigt die für 2030 resultierenden Potenziale für flexible Lasten in der energieintensiven Industrie. Das Stromsektormodell entscheidet endogen, auf Basis der Speicher- und Abrufkosten, welche Energiemenge maximal verschoben werden kann. Dabei kann z.B. für alle Technologien mit einer Abrufdauer von 3 Stunden eine maximale Speichergröße von $3\text{h} \times 1558\text{ MW} = 4674\text{ MWh}$ zugebaut werden. Technologien mit entsprechenden höheren Abrufdauern können auch mit größeren Speichern ausgestattet werden. Bei den Lastflexibilitätspotenzialen wurde zur Komplexitätsreduktion angenommen, dass stromintensive Teile eines Produktionsprozesses durch die Einlagerung der Produkte in einen physikalischen Speicher zeitlich verschoben werden können

¹⁷ Datengrundlage für die einzeln berücksichtigten energieintensiven Industrien: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2010, Gils 2014, Helin et al. 2017, Klauke et al. 2017, Klauke et al. 2023, Klobasa et al. 2013, Kollmann et al. 2015, Langrock et al. 2015, Paulus und Borggreffe 2011, Steuerer 2017 und VDE-Studie 2012.

¹⁸ Datengrundlage für sonstige energieintensive Industrien: Berechnung der installierten elektrischen Leistung über privilegierte Strommengen für stromintensive Unternehmen nach § 64 Abs. 1 EEG bis 2022 (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2021) unter Berücksichtigung einer Steigerung zukünftigen Strombedarfs um 39 % (Boston Consulting Group 2021). Annahme zur flexibilisierbaren Leistung als 10 % der installierten elektrischen Leistung.

(Lastverschiebung). Die Alternative eines Lastverzichts, also die Verlagerung des Strombezugs mit Produktionsverzicht, wurde nicht berücksichtigt.

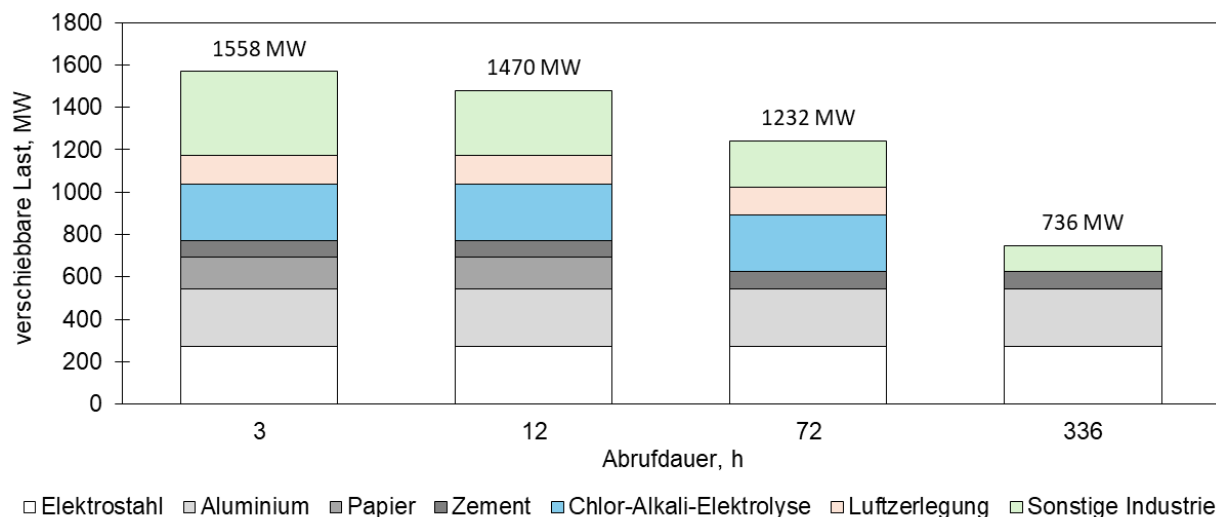


Abbildung 2: Prognostizierte flexible Last in MW_{el} der einzelnen Industrieprozesse für das Jahr 2030 pro verfügbarer Abrufdauer in Stunden (h)

Prozesswärme. Die Prozesswärme hat den größten Anteil am Energieverbrauch der Industrie (Fraunhofer ISI 2024), wobei Erdgas derzeit der mit Abstand dominierende Energieträger ist. Eine Elektrifizierung der Prozesswärme innerhalb der technischen Möglichkeiten ist daher wesentlich zur Erreichung der Klimaziele bis 2030 (Boston Consulting Group 2021). Im Gegensatz zur saisonal temperaturabhängigen Raumwärme ist der Prozesswärmebedarf durch ihre Kopplung an die Industrieproduktion ganzjährig konstant (Gils 2014). Vor diesem Hintergrund hat Lastmanagement im Rahmen der Elektrifizierung von Prozesswärme eine hohe Bedeutung und wurde im Rahmen dieser Analyse mitberücksichtigt. Die Berechnung des zukünftigen elektrischen Energiebedarfs für die Bereitstellung von Prozesswärme erfolgte auf Grundlage von Kemmler et al. (2017). Tabelle 2 zeigt die sich unter den Annahmen ergebene Prognose zum elektrischen Energiebedarf für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme, welche in die Modellberechnungen eingeflossen sind.¹⁹ Analog ist die Leistung, die die Prozesswärme abrufen

¹⁹ Betrachtet wurde Prozesswärme bis zu einem Temperaturniveau bis 400 °C. Dabei wurde angenommen, dass die Bereitstellung der Prozesswärme für ein Temperaturniveau bis 160 °C über eine Hochtemperaturwärmepumpe erfolgt und für den Temperaturbereich 200-400 °C über einen Elektrodenkessel (Fleiter et al. 2023). Ausgeschlossen wurden die Wirtschaftsbereiche Gewinnung von Steinen und Erden, Glas und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, Metallherzeugung, Nicht-Metalle und -gießereien, Metallbearbeitung sowie Maschinenbau. Hintergrund ist, dass in deren Produktionsprozessen die Wärme überwiegend direkt in den Prozessen eingesetzt wird und nicht indirekt, z.B. über Prozessdampf. Gleichzeitig liegen die hier benötigten Temperaturen an der oberen Grenze der hier betrachteten Temperaturniveaus (Fleiter et al. 2023). Die thermische Speicherung erfolgt mit einem Feststoffspeicher mit einem Speicherwirkungsgrad von 90 % (Profaiser et al. 2022)

kann, festgelegt. Jedoch ist die Energiemenge, also die Größe eines Wärmespeichers, eine freie Variable im Modell.

Tabelle 2: Prognose des zukünftigen Bedarfs an elektrischer Energie für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme

Temperaturbereich Prozesswärme	Thermischer Energiebedarf für Prozesswärme ²⁰	Elektrischer Energiebedarf über Hochtemperatur-Wärmepumpe	Elektrischer Energiebedarf über Elektrodenkessel
< 100 °C	67 TWh _{th} /a	18,1 TWh _{el} /a	
100-160 °C	70,2 TWh _{th} /a	19 TWh _{el} /a	
160-400 °C	33,1 TWh _{th} /a		33,4 TWh _{el} /a
Summe		70,5 TWh _{el} /a	

Fernwärme. Um die Flexibilitätspotenziale aus der Sektorenkopplung von Fernwärme und Strommarkt zu berücksichtigen, wurde ein vereinfachter Fernwärmemarkt im Modell abgebildet. Dabei wird angenommen, dass gut 95 TWh Wärme durchschnittlich pro Jahr durch diesen Fernwärmemarkt gedeckt müssen, was gut 30 Prozent des Wärmebedarfs in Mehrfamilienhäusern und kommerziellen Gebäuden entspricht. Es wird angenommen, dass dieser Fernwärmebedarf vollständig über Großerdwärmepumpen gedeckt wird.²¹ Die Möglichkeit zur Lastverschiebung wird dabei durch einen integrierten Heißwasserspeicher modelliert, dessen Größe durch das Modell endogen bestimmt wird, während die Wärme- und Stromleistung exogen ist. Die Flexibilität dezentraler Wärmepumpen wird nicht berücksichtigt, obwohl diese – in einem begrenzten Umfang – ebenfalls zur Flexibilität des Stromsystems beitragen können (Roth et al. 2024).

6.3 Szenarien, Technologien und Daten

Szenarien. Für die Analyse werden zwei Politiksznarien definiert, in denen sich die angenommenen Kapazitätsmechanismen unterscheiden:

1. Im Szenario eines zentralen **Kapazitätsmarktes** ergänzt ein selbiger den Strommarkt, indem im Modell eine Mindestgröße an gesicherter Leistung vorgeschrieben ist. Dabei

und die dabei installierte maximale Speicherleistung beträgt 30 % der installierten elektrischen Leistung für Prozesswärme. Die maximale Speicherdauer der Wärme beträgt 72 h. Die installierte Überkapazität der Prozesswärme wird aufgrund der geringen Investitionskosten über Elektrodenkessel mit einem thermischen Wirkungsgrad von 99 % (Fleiter et al. 2023) realisiert. Die Speicherverluste in Prozent der Kapazität pro Tag betragen 3 %/d (Arnold et al. 2019).

²⁰ Datengrundlage für den thermischen Energiebedarf für Prozesswärme basierend auf Kemmler et al. (2017)

²¹ Die Wärmespeicherung erfolgt über einen Flüssigspeicher mit einem Speicherwirkungsgrad von 90 % und Speicherverlusten in Prozent der Kapazität pro Tag von 2 %/d (Arnold et al. 2019).

muss das Modell mindestens 105 GW an Leistung bereitstellen, die durch Gas- (Gasturbinen- und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke), Öl-, Bioenergie-, Reservoir-, und Wasserstoffkraftwerke gedeckt werden kann. Diese Vorgabe wurde so gesetzt, dass in allen Wetterjahren die residuale Last (normale Stromnachfrage und Stromnachfrage für Wärme abzüglich der Erzeugung durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien) durch die Leistung aus dem Kapazitätsmarkt gedeckt werden kann, zuzüglich eines Sicherheitsaufschlags von 5 GW. Dem Modell stehen jedoch nur Gas- und Wasserstoffkraftwerke als freie Variablen zur Verfügung, da die Kapazitäten der anderen Technologien vorgegeben sind.

2. Im Szenario einer **Versorgungssicherheitsreserve** wird der Strommarkt um eine sich außerhalb des Strommarkts befindende Flotte an Reservekraftwerken ergänzt, die nur bei einem Strompreis von 500 Euro pro Megawattstunde eingesetzt werden. Im Modell wird die Größe der Reserve, d.h. ihre Gesamtkapazität, so bestimmt, dass sie in allen Wetterjahren die Nachfrage decken kann.

Nachfrageflexibilität annahmegemäß weder in Kapazitätsmarkt noch in Reserve. In beiden Szenarien wird angenommen, dass Nachfrageflexibilität keine Zahlungen aus den Kapazitätsmechanismen erhält, sondern ausschließlich aus den Erlösen beziehungsweise Einsparungen im Energiemarkt finanziert wird. Dabei wird ein zweistufiges Verfahren angewendet. In der ersten Stufe werden diese Szenarien für das – mittlere - Wetterjahr 2010 berechnet, um die kostenoptimalen Kraftwerkskapazitäten und Flexibilitätspotentiale zu erhalten. Im zweiten Schritt werden beide Szenarien und die vorher gesetzten Kraftwerkskapazitäten in verschiedenen Wetterjahren getestet und der Einfluss auf die Preise untersucht.

Exogene Teile des Kraftwerksparks. Dem Strommarktmodell stehen mehrere Erzeugungs- und Speichertechnologien zur Verfügung, um möglichst kostengünstig die Stromnachfrage zu bedienen. Zentral für die Stromversorgung sind die erneuerbaren Energien, deren Kapazitäten auf die von der Bundesregierung für das Jahr 2030 anvisierten Werte fixiert sind und nicht durch das Modell optimiert werden: Photovoltaik (215 GW), Windkraft an Land (115 GW), und Windkraft auf See (30 GW). Darüber hinaus stehen dem Modell an steuerbarer Leistung Ölkraftwerke (2,8 GW) und Bioenergiekraftwerke (11 GW) zur Verfügung, deren Kapazität ebenfalls exogen festgelegt wird. Dasselbe gilt für Laufwasserkraftwerke (3,9 GW), sowie für Speicherwasserkraftwerke (0,8 GW Leistung und 237 GWh Energie) und Pumpspeicherkraftwerke (8,5 GWAusspeicherleistung und 863 GWh Energie). Für die Modellrechnungen wird angenommen, dass der

Kohleausstieg im Jahr 2030 vollzogen sein wird. Somit stehen dem System zur Wahrung der Versorgungssicherheit keine Kohlekraftwerke mehr zur Verfügung.

Endogene Teile des Kraftwerksparks. Das Modell kann frei über die Höhe der installierten Leistung von Gaskraftwerken (Gasturbinen- und Gas- und -Dampf-Kombikraftwerke), sowie Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher mit angeschlossenen Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken entscheiden. Hinzu kommen Investitionen in die oben genannten nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen.

Techno-ökonomische Inputdaten. Die Gesamtnachfrage nach Strom liegt annahmegemäß bei 715 TWh für alle Jahre. Dazu kommt die benötigte Strommenge für die Deckung der Fernwärme, welche über alle Szenarien und Jahre durchschnittlich bei gut 21 TWh liegt. Die Zeitreihen für Nachfrage und die Verfügbarkeit kommen vom ERAA 2021 der ENTSO-E. Die Zeitreihen für Wärmenachfrage und Effizienz der Wärmepumpen kommen von Ruhnau und Muessel (2022). Tabelle 3 zeigt die angenommenen Kosten und technische Parameter verschiedener Erzeugungs- und Speichertechnologien, über die das Modell endogen entscheiden kann.

Tabelle 3: Kosten- und Effizienzparameter

Erzeugung					
Technologie	Effizienz	Kosten			
		Variabel [€]		Investition [€/MW]	Fix [€/MW]
		Brennstoff	CO ₂ Preis		
Gasturbine (OCGT)	0.4	26.028	130	400000	15000
Gas- und Dampfturbine (CCGT)	0.542	26.028	130	800000	20000

Speicher								
Technologie	Effizienz			Kosten				
	Ein-speichern	Aus-speichern	Stand	Variabel [€/MWh]		Investition [€/MWh]		
				Einsp.	Aussp.	Einsp.	Aussp.	Energie
Batterie	0.97	0.97	1	0.3	0.3	50000	10	300000
Wasserstoff	0.73	0.6	1	1.2	1.2	305000	850000	200

6.4 Diskussion: Auswirkungen von Modelleinschränkungen

Alle Modellanalysen basieren auf Vereinfachungen. Wie jede modellbasierte Analyse, so ist auch diese eine nur eine vereinfachte Repräsentierung der Realität. Die Ergebnisse und die genauen Zahlen, die gezeigt werden, sind vor allem illustrativer Natur und dafür gedacht, die

Wirkungsmechanismen zu zeigen. Im Folgenden wird kurz diskutiert, in welche Richtung einige der wesentlichen Modelleinschränkungen qualitativ wirken dürften.

Deterministisches Modell. Die Analyse wurde mit einem deterministischen Modell mit perfekter Voraussicht gerechnet. Dies kann dazu führen, dass die Nutzung nachfrageseitige Flexibilitätstechnologien tendenziell im Vergleich zu einer Situation mit Unsicherheiten beispielsweise bezüglich künftiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder der Marktpreisentwicklung überschätzt wird.

Keine Netzengpässe. Eine weitere Einschränkung des Modells ist die Nichtabbildung eines Stromnetzes. Implizit wird angenommen an, dass genug Netzkapazität vorhanden ist und es keine Engpässe in den Übertragungs- und Verteilnetzen gibt. Da dies in der Realität in Deutschland auf absehbare Zeit nicht der Fall sein dürfte, kann die vorliegende Analyse keine Aussagen zu den Interaktionen von Kapazitätsmechanismen oder nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen mit den Stromnetzen oder zu optimalen Standorten für Kraftwerke oder andere steuerbare Kapazitäten liefern.

Nichtberücksichtigung anderer wichtiger Flexibilitätsoptionen. Im Modell gibt es keinen Stromhandel mit Nachbarländern und keine Flexibilität bei anderen Technologien der Sektorenkopplung wie Elektrofahrzeugen oder dezentralen Wärmepumpen. Somit dürften die Flexibilitätspotentiale im Modell geringer sein als in Wirklichkeit, was wiederum einen erhöhten Bedarf an gesicherter Leistung nach sich ziehen kann. Somit können die Ergebnisse dieser Untersuchung als ein „worst case“ für die hier untersuchten Wetterjahre betrachtet werden. Eine umfassendere Untersuchung könnte weitere Flexibilitätsoptionen und auch noch weitere Wetterjahre einschließen, um zu noch robusteren Ergebnissen zu gelangen.

Perspektive 2030. Zugleich wird durch die Perspektive auf das Jahr 2030 vernachlässigt, dass die Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien bis Mitte der 2040er Jahre noch deutlich steigen dürfte. Entsprechend dürfte der Nutzen insbesondere von nachfrageseitiger Flexibilität im Zeitverlauf noch weiter zunehmen und hier tendenziell unterschätzt sein. Investitionsoptionen in Flexibilitätspotentiale dürften nach 2030 noch deutlich größere energiewirtschaftliche Vorteile haben.

7 Modellergebnisse zeigen den Effekt von Kapazitätsmechanismen auf nachfrageseitige Flexibilität

Quantitative Illustration der Flexibilitätseffekte. Die beiden Optionen, die im Kapitel 5 als am vielversprechendsten bewertet wurden, unterschieden sich deutlich in Hinblick auf die Wirkung im Energiemarkt und die Erschließung von nachfrageseitiger Flexibilität. Qualitativ wurde dies bereits in Kapitel 1 diskutiert. Im Folgenden wird dies nun quantitativ illustriert. Dafür wurde das am DIW Berlin seit über zehn Jahren aktiv entwickelte quelloffene Stromsektormodell DIETER genutzt, welches für gegebene Nachfrage- und Wetterdaten ein kostenminimales Kraftwerkportfolio sowie dessen Einsatz in allen aufeinanderfolgenden Stunden des Jahres bestimmt. Dabei besteht die Option, in nachfrageseitige Flexibilitäten zu investieren. Zwei unterschiedliche Politikszenerarien werden analysiert: (1) ein umfassender Kapazitätsmarkt mit einer Größe von 105 Gigawatt, in dem vor allem gesicherte Kraftwerksleistung zum Zug kommt, sowie (2) eine Versorgungssicherheitsreserve, die bei einem Preis von 500 Euro pro Megawattstunde aktiviert wird.

Insights, not numbers. Primäres Ziel der Modellierung ist nicht, politikrelevante Zahlen zur Dimensionierung der Kapazitätsmechanismen, zur Zusammensetzung des Kraftwerksparks oder zu den Gesamtkosten zu generieren. Vielmehr ist das Ziel, ein Verständnis für unterschiedlichen Auswirkungen der Kapazitätsmechanismen auf die Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen zu schaffen. Hierfür ist das Stromsektormodell in mancher Hinsicht absichtlich vereinfacht gehalten. Insbesondere bildet es ausschließlich den deutschen Stromsektor ab und verzichtet auf Interaktionen mit Nachbarländern.²² Die methodischen Details zur Modellierung und wesentliche Annahmen zu Inputparametern finden sich im Kapitel 6 und in einem frei zugänglichen Repository.²³

7.1 Kapazitätsmarkt reduziert Preisanreize für Flexibilität

Vergleich von Preis-Dauer-Kurven. Ein wesentlicher Unterschied zwischen einem zentralen Kapazitätsmarkt und einer Versorgungssicherheitsreserve ist die Tatsache, dass letztere nur im Falle hoher Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom aktiviert wird, während die Kraftwerke des Kapazitätsmarkt kontinuierlich im Strommarkt agieren. Abbildung 3 verdeutlicht dies. Sie

²² Bei anderen Analysen mit dem Modell DIETER wird oft der europäische Stromverbund modelliert. Beispielsweise wurde kürzlich der Effekt des europäischen Stromaustauschs auf dem Speicherbedarf untersucht (Roth und Schill 2023).

²³ Der Modellcode und alle Inputdaten sind frei zugänglich auf GitLab verfügbar: <https://gitlab.com/diw-evu/projects/sicher>

stellt die Preis-Dauer-Kurven für beide Szenarien dar. Eine Preis-Dauer-Kurve ordnet alle stündlichen Preise eines Jahres, beginnend links mit dem höchsten bis hin zum niedrigsten Preis rechts. Unterschiede ergeben sich vor allem in den wenigen Stunden mit den höchsten Preisen (linkes Panel Abbildung 3). Während der allermeisten anderen Stunden des Jahres unterscheiden sich die Ergebnisse für den zentralen Kapazitätsmarkt und die Versorgungssicherheitsreserve dagegen kaum (rechtes Panel, Abbildung 3). Hier sind die Unterschiede zwischen den Wetterjahren deutlich größer als die zwischen den beiden Politikszenarios.

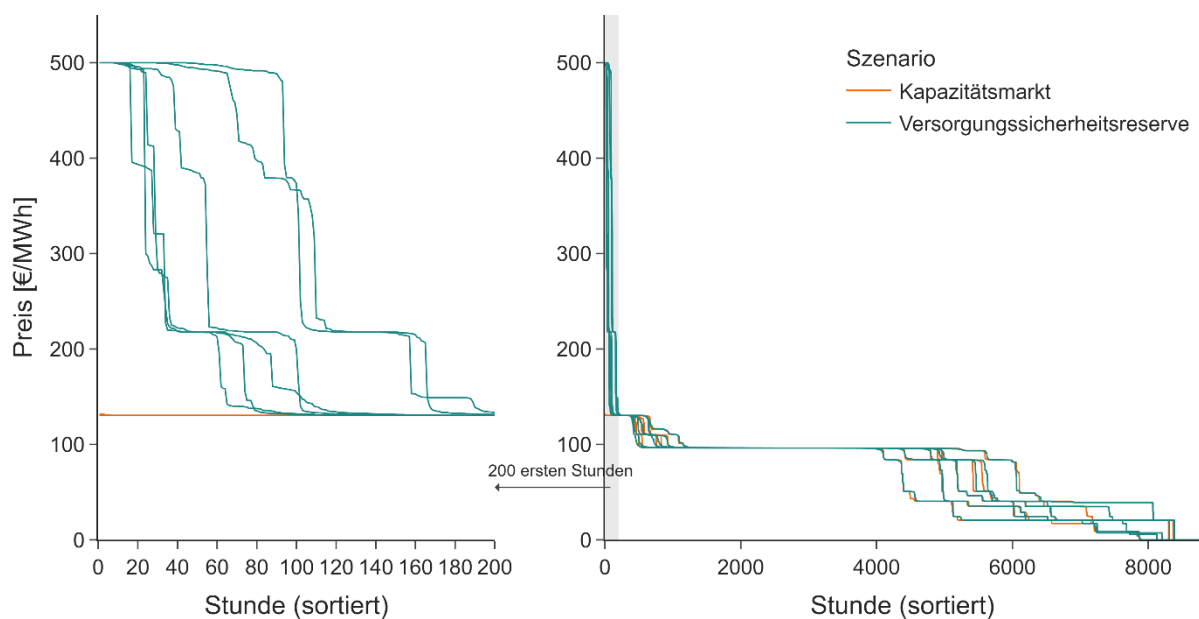


Abbildung 3: Preis-Dauer-Kurven im Großhandelsmarkt für Strom für Kapazitätsmarkt und Versorgungssicherheitsreserve in unterschiedlichen Wetterjahren (2009 -2014)

Spitzenpreise im Kapazitätsmarkt viel flacher. Für rund 3-7 Tage (72 bis 168 Stunden) im Jahr unterscheiden sich die Preise stark zwischen einem Kapazitätsmarkt und einer Versorgungssicherheitsreserve (linkes Panel, Abbildung 3). In diesen Stunden ist bei einem zentralen Kapazitätsmarkt jederzeit ausreichend Erzeugungskapazität durch Gaskraftwerke im Markt, so dass immer deren Grenzkosten den Strompreis bestimmen. Der resultierende Maximalpreis des Kapazitätsmarkts liegt bei gut 130 Euro pro Megawattstunde, was den marginalen Produktionskosten einer Gasturbine im Modell entspricht (variable Kosten + Brennstoffpreis + CO₂-Preis). Was im Szenario des Kapazitätsmarktes auf den ersten Blick gut aussieht – „flache“ Preise – senkt jedoch die Attraktivität von Investitionen in Flexibilitätsoptionen. Darüber hinaus sind Stromkund*innen im Kapazitätsmarkt den zusätzlichen Kosten für die Kapazitätzahlungen ausgesetzt, die in der gezeigten Preis-Dauer-Kurve nicht enthalten sind.

Versorgungssicherheitsreserve ermöglicht höhere Preisvariationen innerhalb des Jahres. In einer Variante mit einer Versorgungssicherheitsreserve hingegen steigen die Preise in manchen Stunden schrittweise bis auf bis zu 500 Euro pro Megawatt. Die Erlöse aus diesen Preisen oberhalb der Grenzkosten von Gaskraftwerken ermöglichen Investitionen in weitere Flexibilitätsoptionen im Strommarkt (mehr Details im folgenden Kapitel 7.2). Diese Erlöse variieren zwischen den Jahren nur geringfügig. Dadurch ließen sich entsprechende Investitionen mit lediglich moderaten Absicherungen durch Terminmärkte realisieren. Der Strompreis überschreitet 500 Euro pro Megawatt niemals, da in diesem Fall die Kraftwerke der Versorgungssicherheitsreserve zum Einsatz kommen, die den Preis effektiv bei 500 Euro kappen.

7.2 Reserve führt zu stärkerem Ausbau der Flexibilität

Kapazitätsmarkt führt nur zu geringen Investitionen in Flexibilitätsoptionen. Die Modellierung verdeutlicht, wie stark ein umfassender Kapazitätsmarkt die Erschließung von nachfrage- und speicherseitigen Flexibilitätspotenzialen im Strommarkt einschränken kann (Abbildung 4). Grund hierfür ist, dass der Kapazitätsmarkt so viel Kraftwerksleistung zur Verfügung stellt, dass die Großhandelspreise lediglich bis zu den variablen Kosten der teuersten Kraftwerke im Kapazitätsmarkt steigen (siehe vorheriger Abschnitt). Dies reduziert die Erlöse für Flexibilität und führt deswegen nur zur Erschließung von geringen Flexibilitätspotenzialen. Nachfrage-seitige Flexibilität wird im zentralen Kapazitätsmarkt also nicht nur dadurch benachteiligt, dass sie nicht im Kapazitätsmarkt selbst erfasst ist, sondern auch indirekt dadurch, dass die Preise im Strommarkt faktisch gedeckelt sind.

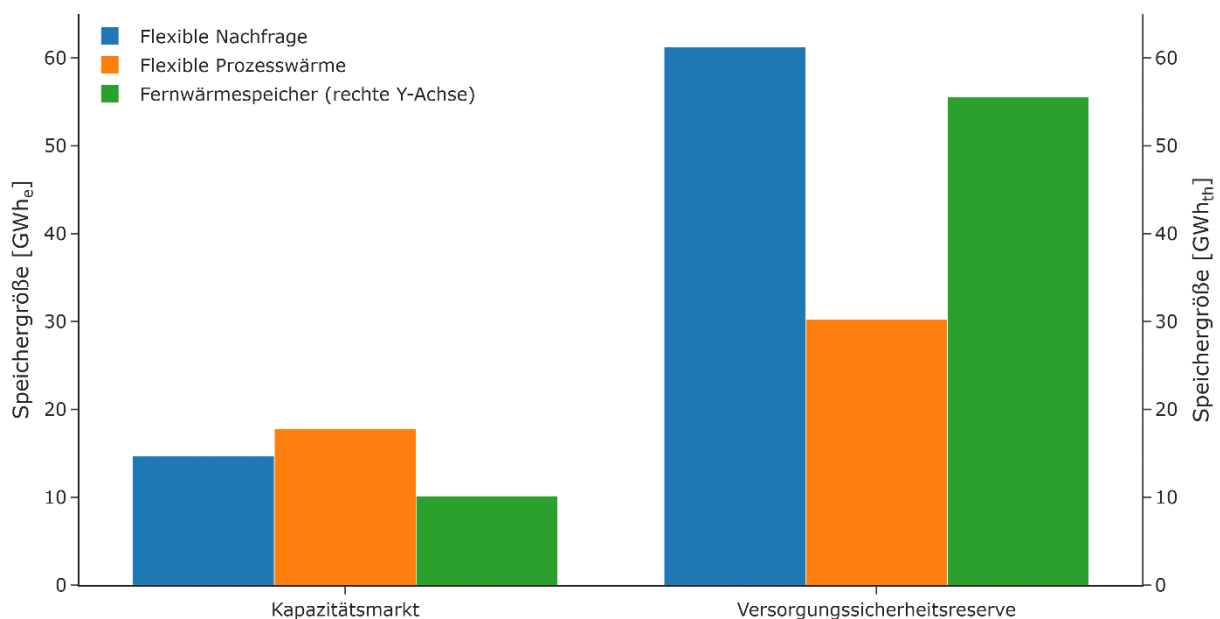


Abbildung 4: Vergleich der Investitionen in Speichergrößen beim Kapazitätsmarkt und bei der Versorgungssicherheitsreserve für flexible Nachfrage in elektrische Energie und für Prozesswärme sowie Fernwärmespeicher in thermische Energie

Versorgungssicherheitsreserve gibt stärkere Anreize für Flexibilität. Der Ausbau der Flexibilität wird hingegen deutlich stärker angereizt, wenn der Strommarkt durch eine Versorgungssicherheitsreserve abgesichert wird. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass bei einer Versorgungssicherheitsreserve fast viermal so viel in Speicherenergie für flexible Nachfrage investiert wird wie bei einem Kapazitätsmarkt. Diese Speicher entsprechen dabei hier der Summe aller im vorherigen Kapitel beschriebenen Speicherenergien der flexiblen Nachfrage. Mit einer größeren Speicherenergie ist es dem Model möglich, mehr Nachfrage zu verschieben. Investitionen in Speicher bedeuten in diesem Modelkontext, dass ein physikalischer Speicher gebaut wird, in dem Produkte gelagert werden, so dass stromintensive Teile eines Produktionsprozesses zeitlich verschoben werden können (vgl. Kapitel 6.2.). Auch bei der flexiblen Prozesswärme verdoppelt sich das Investitionsvolumen in Energiespeicher in etwa. Bei den Fernwärmeenergiespeichern führt die Versorgungssicherheitsreserve sogar zu mehr als fünfmal so hohen Investitionen.

7.3 Unterschiedliche Auswirkungen auf den Kraftwerkspark

Kapazitätsmarkt führt zu hohen Investitionen in Kraftwerke, die im Strommarkt teilnehmen. Die Leistung von Kraftwerken, die direkt im Strommarkt teilnehmen, ist im Falle der Versorgungssicherheitsreserve deutlich kleiner als bei einem umfassenden Kapazitätsmarkt (Abbildung 5). Unterschiede gibt es vor allem bei den Gasturbinen (Open-Cycle Gas Turbines,

OCGT), von denen im Fall des Kapazitätsmarkts deutlich mehr vorgehalten werden. Im Fall einer Versorgungssicherheitsreserve werden dagegen umfangreiche Kraftwerkskapazitäten innerhalb der Reserve vorgehalten, die jedoch nicht am regulären Strommarkt teilnehmen.

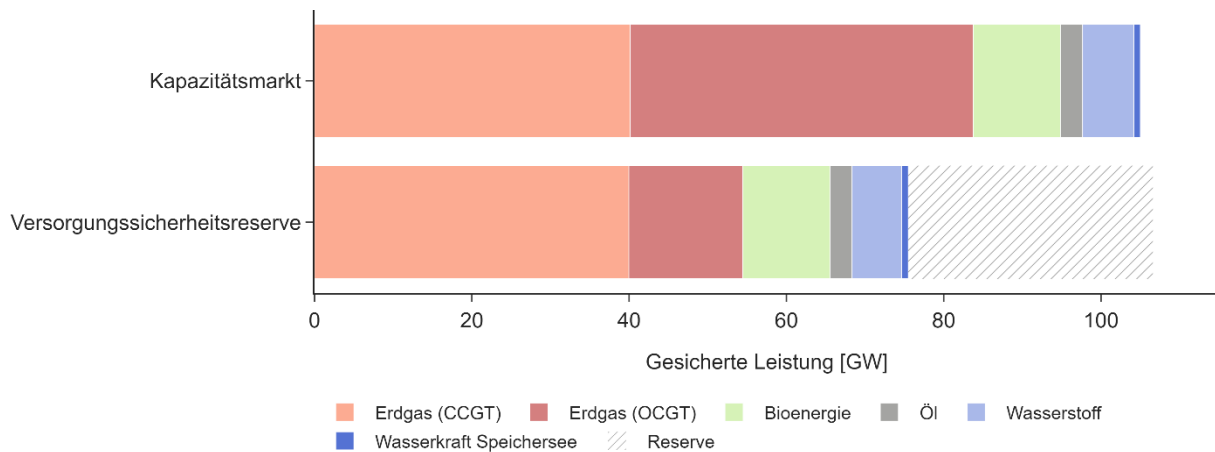


Abbildung 5: Vergleich der installierten gesicherten Leistung nach Energieträgern für den Kapazitätsmarkt und die Versorgungssicherheitsreserve

Insgesamt vergleichbare Gesamtkapazität. Sowohl der Kapazitätsmarkt als auch die Reserve wurden in der Modellierung so dimensioniert, dass die Stromnachfrage in allen modellierten Wetterjahren sichergestellt ist. Je nach Wetterjahr variiert nicht nur die Stromerzeugung von Windkraft- und Solaranlagen, sondern auch die Nachfrage für Strom zur Gebäudeheizung. Dies spiegelt sich auch in der vergleichbaren insgesamt installierten Kraftwerkskapazitäten in den Modellergebnissen beider Szenarien. Für den Vergleich der Szenarien wurde unterstellt, dass sowohl im Kapazitätsmarkt als auch in der Versorgungssicherheitsreserve Neubauten von vergleichsweise kostengünstigen Gasturbinen (OCGT) zum Zuge kommen. In Wirklichkeit könnten jedoch auch Bestandsanlagen aufgenommen werden, wie es heute bereits bei der bestehenden Kapazitätsreserve der Fall ist.

7.4 Kurzfristig vergleichbare Kosten der Energieversorgung

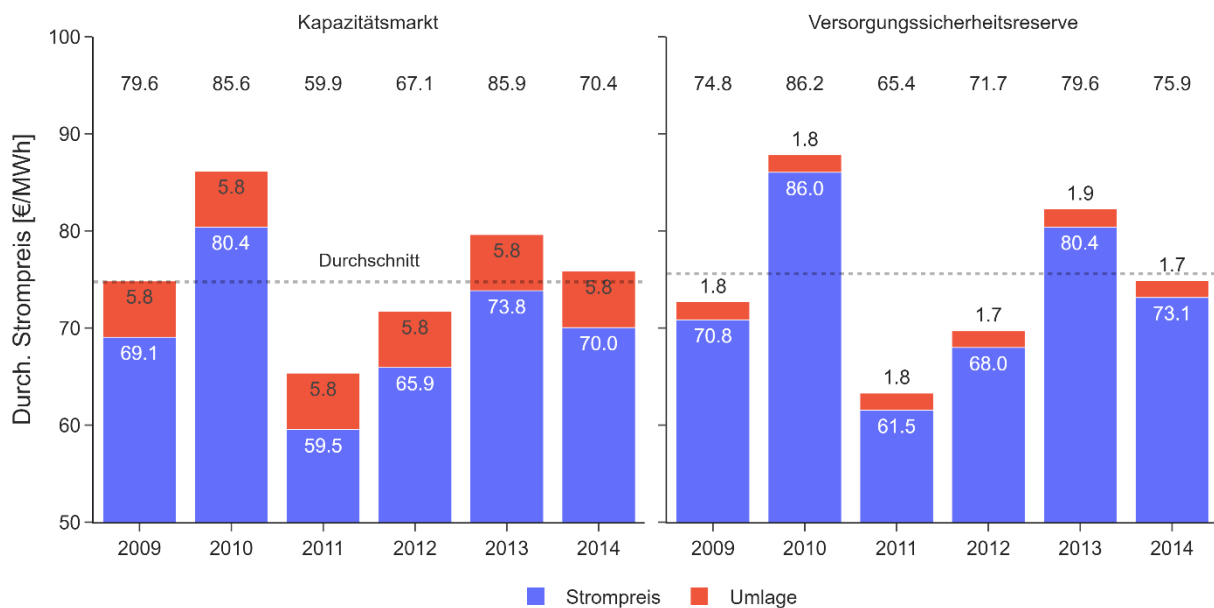


Abbildung 6: Vergleich des durchschnittlichen Großhandels-Strompreises und der jeweils sich pro Politikoption ergebenden Umlage für Kapazitätsmarkt und Versorgungssicherheitsreserve in unterschiedlichen Wetterjahren (2009-2014)

Vergleich durchschnittlicher Strompreise. Abbildung 6 vergleicht die durchschnittlichen Strompreise der verschiedenen Politikoptionen eines Kapazitätsmechanismus. Gemeint sind hier die durchschnittlichen Großhandelspreise sowie die umgelegten Kosten für den Kapazitätsmechanismus pro nachgefragter Megawattstunde Strom. Nicht berücksichtigt sind andere Preisbestandteile für Endkund*innen wie Netzentgelte oder Abgaben. Dabei hängen die absoluten Preisniveaus vor allem von Faktoren wie den angenommenen Brennstoffpreisen ab und sollten – auch in Hinblick auf das vereinfachte Modell-Setting – nicht als politikrelevante Prognose für 2030 interpretiert werden.

Höhere Umlage beim Kapazitätsmarkt. Bei Kapazitätsmarkt und Versorgungssicherheitsreserve entstehen zusätzlich zu den Kosten für die Erzeugung der elektrischen Energie noch die Kosten für die jeweiligen Kapazitätszahlungen. Dabei sind die Kosten eines Kapazitätsmarktes deutlich höher, da im Kapazitätsmarkt alle Kraftwerke eine Zahlung in Höhe der annuisierten Investitionskosten sowie jährlichen Fixkosten des marginalen Kraftwerks erhalten, was im Modell eine offene Gasturbine ist. Bei der Versorgungssicherheitsreserve erhalten nur die Kraftwerke in der Reserve eine Zahlung in dieser Höhe.

Höhere Strommarktpreise im Fall der Versorgungssicherheitsreserve. Im Gegensatz dazu sind die Preise für Energie im Falle der Versorgungssicherheitsreserve höher, da sie Marktpreise bis 500 Euro/MWh zulässt, während der zentrale Kapazitätsmarkt die Marktpreise faktisch auf ein deutlich niedrigeres Niveau deckelt. Diese höheren Preise ermöglichen Investitionen in Kraftwerke, Speicher und Flexibilität im Großhandelsmarkt, da das marginale Kraftwerk oder die marginale Flexibilitätsoption ihre Fixkosten decken kann.

Vergleichbare Gesamtkosten. Die Summe der Stromkosten unterscheidet sich zwischen beiden Marktdesignoptionen im Durchschnitt mehrerer Jahre kaum. Zunächst schneidet der Kapazitätsmarkt mit 75,58 Euro/MWh noch etwas besser ab als die Versorgungssicherheitsreserve mit 76,75 Euro/MWh. Je größer die Flexibilitätspotenziale werden, die im Marktdesign mit der Versorgungssicherheitsreserve in den Jahren nach 2030 erschlossen werden, desto besser dürfte sie im Vergleich zum Kapazitätsmarkt abschneiden. So berücksichtigt die Modellierung bisher nicht die Potenziale der Bereiche Haushalte, Gewerbe, industrielle Querschnittstechnologien, eigenerzeugte Gebäudewärme (z.B. Wärmepumpen) und Elektromobilität. Hier sind zukünftig noch wesentliche nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale insbesondere vor dem Hintergrund der voranschreitenden Elektrifizierung und der Sektorenkopplung erschließbar.

7.5 Reserve wird sehr selten abgerufen

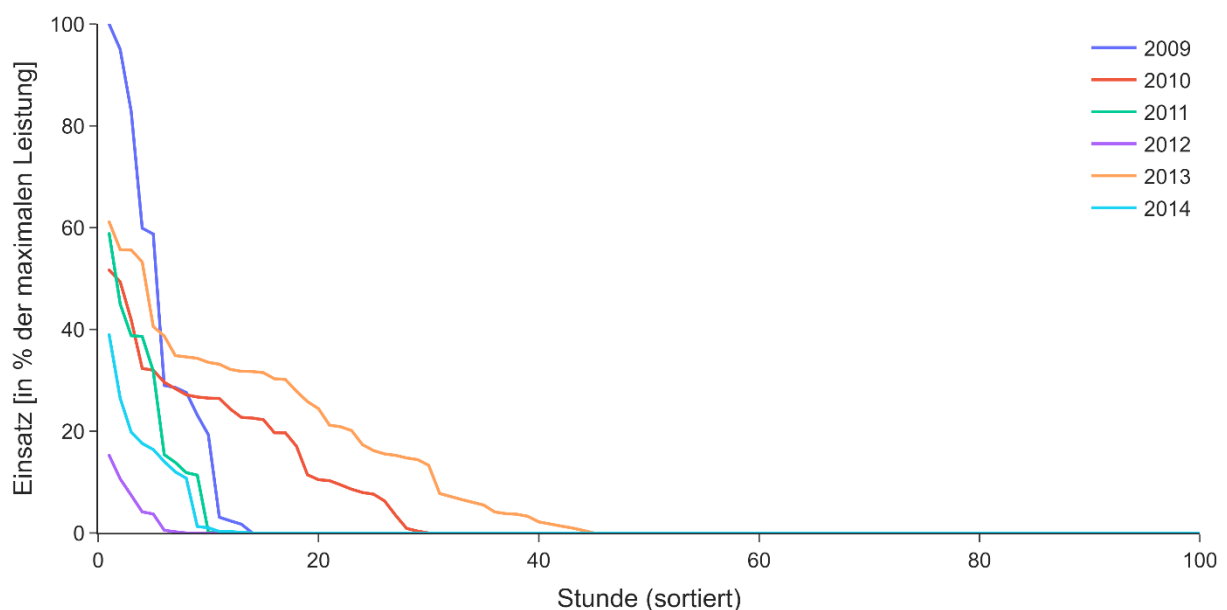


Abbildung 7: Einsatzstunden der Versorgungssicherheitsreserve in unterschiedlichen Wetterjahren

Sehr seltener Einsatz der Reserve. Die modellierte Versorgungssicherheitsreserve kommt nur in sehr wenigen Stunden zum Einsatz. Je nach Wetterjahr sind es 10 bis 50 Stunden. Und selbst innerhalb dieser wenigen Einsatzstunden wird die Reserve nur in wenigen Einzelstunden mehr als zur Hälfte ausgelastet. In den sechs in der Analyse berücksichtigten Wetterjahren setzt die Reserve somit auch nur in maximal 50 Stunden den Strompreis. (Abbildung 7). Das impliziert zugleich, dass die wichtigsten Investitionen nicht in der Versorgungssicherheitsreserve, sondern innerhalb des Strommarktes erfolgen werden. Im Anhang wird illustriert, wie die Versorgungssicherheitsreserve dazu beiträgt, die Erlöse aus dem Strommarkt zu stabilisieren und damit zu einem attraktiveren Investitionsumfeld gegenüber einer Simulation für einen stilisierten Energy-Only-Markt beiträgt.

Dimensionierung jedes des Kapazitätsmechanismus eine Herausforderung. In Anbetracht der extrem seltenen, aber in einzelnen Stunden mit sehr hoher Leistung abgerufenen Reserve erscheint es plausibel, dass die Reserve und der umfassende Kapazitätsmarkt in Wirklichkeit kleiner dimensioniert werden könnte als hier modelliert. Letztendlich führt eine Wettersituation mit kalten Temperaturen und geringer Windkraft- und Solarstromerzeugung, wie es zum Beispiel an einem Dezembertag des Jahres 2009 zu beobachten war, zu einer so hohen verbleibenden Stromnachfrage, dass die Reserve fast doppelt so groß dimensioniert werden muss, als es für alle anderen 2190 Tage im Modell notwendig wäre. Beispielsweise könnte eine gewisse positive Preiselastizität der Stromnachfrage zusätzlich zu den konkret modellierten Investitionen in nachfrageseitige Flexibilitäten, dazu beitragen, den Umfang der Reservekapazität zu verringern. Genauso könnte der hier nicht modellierte europäische Stromverbund helfen, die vorzuhaltende Reserve zu verkleinern (vgl. Roth und Schill 2023). Nicht zuletzt bestehen möglicherweise weitere Potenziale, für die sehr wenigen Spitzeneinsatzstunden zusätzliche Verträge mit großen Nachfragern zur Reduktion ihrer Spitzenlasten auszuhandeln. Derartige Unsicherheiten sind eine große Herausforderung für Regulierungsbehörden bei der Festsetzung der Größe sowohl eines Kapazitätsmarktes als auch einer Versorgungssicherheitsreserve. Dabei bietet die Versorgungssicherheitsreserve den Vorteil, dass eine Anpassung der Auslegungsgröße sich – im Gegensatz zum umfassenden Kapazitätsmarkt – nicht direkt auf Angebot und Nachfrage im Strommarkt und damit nicht auf die Preisbildung auswirken. Der Strommarkt ist also bei der Versorgungssicherheitsreserve gegen die resultierenden regulatorischen Unsicherheiten abgesichert und Rahmenbedingungen für Investitionen im Strommarkt werden so gestärkt.

8 **Fazit: Versorgungssicherheitsreserve ist eine geeignete und schnell umsetzbare Alternative zu einem Kapazitätsmarkt**

Nachfrageflexibilität bei Kapazitätsmechanismen mitdenken. Ein Kapazitätsmechanismus für einen zunehmend auf Wind- und Solarenergie basierenden Strommarkt sollte so gestaltet werden, dass die vollen Anreize für die Erschließung von Nachfrageflexibilität im Strommarkt sichergestellt werden. Der Bundesregierung scheint dieser Aspekt bewusst zu sein, denn sie betont in ihrem Optionenpapier zum Strommarktdesign grundsätzlich die wichtige Rolle flexibler Nachfrage in einem von erneuerbaren Energien geprägten Strommarkt. Mit Sicht auf die europäischen Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen, die in der Vergangenheit nur sehr selten zur Förderung der Nachfrageflexibilität geführt haben, ist jedoch fragwürdig, ob dies mit den aktuell vom BMWK zur Diskussion gestellten Optionen gelingen kann.

Dezentrale Kapazitätsmechanismen werfen Fragen auf. Dezentrale Mechanismen wie die verpflichtende Absicherung auf Terminmärkten oder der dezentrale Kapazitätsmarkt geben zwar in der Theorie Anreize für die Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen. Die praktische Umsetzbarkeit und Funktionalität dieser dezentralen Mechanismen in Hinblick auf die effektive Sicherstellung einer hohen Versorgungssicherheit erscheinen allerdings fraglich. Als kurzfristig gangbarere Alternativen verbleiben der zentrale Kapazitätsmarkt sowie eine Versorgungssicherheitsreserve. Diese wirken jedoch unterschiedlich auf nachfrage- und speicherseitige Flexibilitäten.

Modellrechnungen illustrieren Flexibilitäts-Vorteile der Versorgungssicherheitsreserve gegenüber zentralem Kapazitätsmarkt. Die Modellrechnungen illustrieren: Ein zentraler Kapazitätsmarkt führt im Vergleich zur Versorgungssicherheitsreserve dazu, dass deutlich weniger Nachfrageflexibilität erschlossen wird. Gleichzeitig erscheinen sowohl die Versorgungssicherheitsreserve als auch der Kapazitätsmarkt geeignet, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen.

Die Reserve bringt weitere Vorteile mit sich. Eine Versorgungssicherheitsreserve könnte schnell umgesetzt werden, da es bereits viel Erfahrung mit Ausschreibung und Betrieb der bisherigen Reserven in Deutschland gibt. Bestehende Kraftwerke, die bereits im Reservebetrieb sind, oder die aus wirtschaftlichen Gründen in den kommenden Jahren stillgelegt werden, könnten in die Versorgungssicherheitsreserve überführt werden. Darüber hinaus erscheint eine

Versorgungssicherheitsreserve deutlich anpassungsfähiger und weniger irreversibel als die Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes. Dies gilt insbesondere, da Entscheidungen zur Größe der Reserve nicht direkt auf die Preisentwicklung und damit die Investitionsrahmenbedingungen für Flexibilität und Erzeugungskapazität im Strommarkt rückwirken. Somit könnte eine Versorgungssicherheitsreserve zu einer deutlichen Stärkung des Investitionsumfelds im Markt beitragen.

Wichtige Aspekte zur Ausgestaltung der Versorgungssicherheitsreserve. Bei der Ausgestaltung der Versorgungssicherheitsreserve muss sichergestellt werden, dass die Reservekraftwerke nicht auch dann eingesetzt werden, wenn die Strompreise längere Zeit über ihren variablen Kosten, aber unter dem Auslösepreis liegen. Es gibt drei Gründe, die die Glaubwürdigkeit des Auslösepreises stärken. Erstens bedürfen die weiteren Investitionen im Energiesystem eines glaubwürdigen Investitionsumfeldes, welches durch eine kurzfristige Anpassung stark geschwächt würde. Zweitens verspricht die Verankerung des Mechanismus in der EU-Strommarktregulierung, dass vor jeder Anpassung die Zustimmung der EU-Kommission eingeholt werden muss. Drittens ist davon auszugehen, dass in Kombination mit einem Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung insbesondere fossile Kraftwerke in die Versorgungssicherheitsreserve aufgenommen werden. Falls diese zu oft und zu früh (das heißt schon bei Preisen unter 500 €/MWh) Strom erzeugen würden, würden dies zu erhöhten Treibhausgasemissionen im Stromsektor führen. Das widerspricht den nationalen und internationalen klimapolitischen Zielen. Somit könnte die Glaubwürdigkeit des vereinbarten Auslösepreises gestärkt werden, indem er auch in nationalen und internationalen klimapolitischen Vereinbarungen verankert wird. So könnte die nationale und internationale Klimapolitik den Investitionsrahmen im Strommarkt stärken. Zugleich würde mit der Versorgungssicherheitsreserve der Übergang zu erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen gestärkt, da die Kraftwerke für den Notfall vorgehalten werden können.

Versorgungssicherheitsreserve als bessere Alternative. Richtig ausgestaltet könnte eine Versorgungssicherheitsreserve die bessere Alternative zu einem Kapazitätsmarkt darstellen. Sie garantiert die Sicherheit der Stromproduktion auch in Stunden geringer Stromerzeugung von erneuerbaren Energien. Gleichzeitig werden Anstiege der Großhandelspreise über 500 €/MWh vermieden, ohne die marktlichen Anreize zum Ausbau der Nachfrageflexibilität zu stark zu begrenzen. So kann ein Marktumfeld entstehen, in dem Variationen im Strompreisniveau möglich sind und zugleich Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Dies schafft auch ein Lernumfeld

für Flexibilität. Gleichzeitig sinken langfristig die durchschnittlichen Strommarktpreise je mehr Flexibilitätpotenziale erschlossen werden.

Weitere Forschung notwendig. In der vorliegenden Studie wurden sowohl qualitativ als auch quantitativ die möglichen Vorteile einer Versorgungssicherheitsreserve gegenüber anderen Kapazitätsmechanismen diskutiert und illustriert. In Anbetracht der noch bestehenden Wissenslücken wären weitergehende Studien wünschenswert. Dazu gehören beispielsweise detailliertere Analysen mit numerischen Modellen zur konkreten Parametrierung der Reserve. Außerdem ist die zu erwartende Interaktion mit der – ebenfalls vor Reformen stehenden - Förderung erneuerbarer Stromerzeugung von Interesse. Dazu gehört auch die Wechselwirkung mit dezentralen Optionen der Sektorenkopplung und Prosumern, die beispielsweise Batterien, Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen eigenverbrauchsorientiert betreiben. Nicht zuletzt wäre weitere Forschung zu einer europäischen Koordination von Ausgestaltung, Beschaffung und Betrieb von Versorgungssicherheitsreserven wünschenswert.

Literatur

- AGEE-Stat (2024). *Schätzung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im 1. Halbjahr 2024*. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), AGEB - Sommertagung, 26.07.2024. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/12/AGEE-Stat_Praesentation_Q2-2024_AGEB.pdf
- ACER (2023a). *Security of EU electricity supply*. Agency for the Cooperation of Energy Regulators https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Security_of_EU_electricity_supply_2023.pdf
- ACER (2023b). *Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report*. Agency for the Cooperation of Energy Regulators https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Barriers_to_demand_response.pdf
- Arnold, K.; Ausfelder, F.; Dannert, C.; Dietrich, R.-U.; Dufter, C.; Dura, H. E. et al. (2018). *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik, Potenziale, Hemmnisse: Bericht des AP V.6 "Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie" im Kopernikus-Projekt "SynErgie - synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung"*. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie eV. https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/Buch_FLEXIBILITAETSOPTIONEN.pdf
- Arnold, K.; Ausfelder, F.; Bartsch, P.; Bayer, T.; Dannert, C.; Dufter, C. et al. (2019). *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen, Technologien, Beispiele : Bericht des AP V.6 "Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie" im Kopernikus-Projekt "SynErgie - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung"*. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie eV. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_Kopernikus_Flexoptionen_Band+II_kompl.pdf
- Bhagwat, C.; Meeus, L. (2019). Reliability options: Can they deliver on their promises? *The Electricity Journal* 32(10), 106667. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106667>
- Boston Consulting Group (BCG) (2021). *KLIMAPFADE 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Hg. v. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. Berlin. <https://web-sets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>
- BMWi (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015. <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:kobv:109-1-7850612>
- BMWK (2022). *Schutzschild der Bundesregierung für vom Krieg betroffene Unternehmen*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, April 2022. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/massnahmenueberblick-schutzschild-der-breg-fuer-vom-krieg-betroffene-unternehmen.pdf?blob=publicationFile&v=4>
- BMWK (2024). *Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, August 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf>

- BNetzA (2022). *Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz*. Bundesnetzagentur. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/EKBG/start.html> (aufgerufen am 10.10.2024)
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2021). *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2021 für Begrenzung der EEG-Umlage 2022*.
- Bundesregierung (2023). *Reserve für Stromproduktion nutzen*. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/versorgungsreserve-2130276> (aufgerufen am 04.10.2024)
- Connect Energy Economics (2024). *Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Stormmarkt*. Endbericht, Juli 2024. https://www.connect-ee.com/wp-content/uploads/2024/07/Connect_Ordnung_der_Transformation_2024.pdf
- Cramton, P.; Ockenfels, A.; Stoft, S. (2013). Capacity Market Fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2(2), 27–46. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.2>
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010). *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. November 2010. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF.
- Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena) (2024). *Stellungnahmen Dritter im Rahmen der Konsultation des BMWK-Papiers „Strommarktdesign der Zukunft“*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240927-stellungnahmen-im-rahmen-der-konsultation-zum-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?blob=publicationFile&v=14>
- Elberg, C.; Growitsch, C.; Höffler, F.; Richter, J. (2012). *Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Endbericht, März 2012. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf
- Finn, P.; Fitzpatrick, C.; Connolly, D.; Leahy, M.; Relihan, L. (2011). Facilitation of renewable electricity using price based appliance control in Ireland’s electricity market. *Energy*, 36(5), 2952–2960. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.02.038>
- Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Hirzel, S.; Neusel, L.; Aydemir, A.; Schwotzer, C. et al. (2023). *CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen*. Hg. v. Umweltbundesamt, TEXTE 61/2023. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/161_2023_texte_prozesswaermepumpen_0.pdf
- Fraunhofer ISI (2024). *Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU*. Study on behalf of Agora Industry. https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IND_329_04_Electrification_Industrial_Heat_WEB.pdf

- Fraunholz, C.; Keles, D.; Fichtner, W. (2021). On the role of electricity storage in capacity remuneration mechanisms. *Energy Policy*, 149, 112014. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112014>
- Gaete-Morales, C.; Kittel, M.; Roth, A.; Schill, W.-P. (2021). DIETERpy: a Python framework for the dispatch and investment evaluation tool with endogenous renewables. *SoftwareX*, 15, 100784. <https://doi.org/10.1016/j.softx.2021.100784>
- Gaete-Morales, C.; Jöhrens, J.; Heining, F.; Schill, W.-P. (2024). Power sector effects of alternative options for de-fossilizing heavy-duty vehicles—Go electric, and charge smartly. *Cell Reports Sustainability* 1(6), 100123. <https://doi.org/10.1016/j.crsus.2024.100123>
- Gils, H. C. (2014). Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy*, 67, S. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.019>
- Golmohamadi, H. (2022). Demand-side management in industrial sector: A review of heavy industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 156, 111963. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111963>
- Grimm, V.; Ockenfels, A. (2024). Wie der Strommarkt noch zu retten ist. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*. Gastbeitrag, 09.10.2024. <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/mehr-wirtschaft/guenstiger-und-sicherer-strom-wie-der-strommarkt-noch-zu-retten-ist-110033889.html?share=Email>
- Helin, K.; Käki, A.; Zakeri, B.; Lahdelma, R.; Syri, S. (2017). Economic potential of industrial demand side management in pulp and paper industry. *Energy*, 141, 1681–1694. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.075>
- Kemmler, A.; Straßburg, S.; Seefeldt, F.; Anders, N.; Rohde, C.; Fleiter, T. et al. (2017). *Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014*. Hg. v. Umweltbundesamtes, CLIMATE CHANGE 01/2017. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/2017-01-09_cc_01-2017_endbericht-datenbasis-energieeffizienz.pdf
- Kim, J.-H.; Shcherbakova, A. (2011). Common failures of demand response. *Energy* 36(2), 873–880. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.027>
- Kittel, M.; Roth, A.; Schill, W.-P. (2022). *Strommarkt erklärt: Preisbildung, Preiskrise und die „Strompreisbremse“: Ein Beitrag zur aktuellen Debatte über Eingriffe in den Strommarkt*. DIW Politikberatung kompakt 184. https://www.diw.de/de/diw_01.c.858018.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2022_0184/strommarkt_erklaert_preisbildung_preiskrise_und_die_strtrag_zur_aktuellen_debatte_ueber_eingriffe_in_den_strommarkt.html
- Klaucke, F.; Karsten, T.; Holtrup, F.; Esche, E.; Morosuk, T.; Tsatsaronis, G.; Repke, J.-U. (2017). Demand Response Potentials for the Chemical Industry. *Chemie Ingenieur Technik*, 89(9), 1133–1141. <https://doi.org/10.1002/cite.201600073>
- Klaucke, F.; Müller, R.; Hofmann, M.; Weigert, J.; Fischer, P.; Vomberg, S. et al. (2023). Chloralkali Process with Subsequent Polyvinyl Chloride Production—Cost Analysis and Economic Evaluation of Demand Response. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 62(19), 7336–7351. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.2c04188>

- Klobasa, M.; Angerer, G.; Lüllmann, A.; Schleich, J.; von Roon, S.; Buber, T.; Gruber, A.; Hünecke, M. (2013). *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland*. Hg. v. Agora Energiewende. Endbericht, August 2013. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/lastmanagement-als-beitrag-zur-deckung-des-spitzenlastbedarfs-in-sueddeutschland-endbericht>
- Kollmann, A.; Schmidthaler, M.; Elbe, C.; Schmutzger, E.; Kraussler, A.; Steinmüller, H. et al. (2015). *LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids*. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien. https://nachhaltigwirtschaften.at/re-sources/e2050_pdf/reports/endbericht_201507b_loadshift_rahmenbedingungen.pdf
- Kondziella, H.; Bruckner, T. (2016). Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 10-22. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.199>
- Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Michels, A.; Weinhard, P. (2015). *Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien*. Hg. v. Umweltbundesamt, CLIMATE CHANGE 19/2015. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potentiale-regelbarer-lasten-in-einem>
- Lund, P. D.; Lindgren, J.; Mikkola, J.; Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 785–807. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
- López Prol, J.; Schill, W.-P. (2021). The Economics of Variable Renewables and Electricity Storage. *Annual Review of Resource Economics* 13(1), 443-467. <https://doi.org/10.1146/annurev-resource-101620-081246>
- Mastropietro, P.; Herrero, I.; Rodilla, P.; Batlle, C. (2016). A model-based analysis on the impact of explicit penalty schemes in capacity mechanisms. *Applied Energy*, 168, 406-417. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.108>
- Mastropietro, P.; Herrero, I.; Rodilla, P.; Batlle, C. (2024). Reliability options: Regulatory recommendations for the next generation of capacity remuneration mechanisms. *Energy Policy*, 185, 113959. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113959>
- Monopolkommission (2023). *Energie 2023: Mit Wettbewerb aus der Energiekrise - 9. Sektorgutachten*. Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/9sg_energie_volltext.pdf
- Neuhoff, K.; Diekmann, J.; Schill, W.-P.; Schwenen, S. (2013). Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. *DIW Wochenbericht*, 48/2013, 5-15. https://www.diw.de/de/diw_01.c.458259.de/publikationen/wochenberichte/2013_48_2/strategische_reserve_zur_absicherung_des_strommarkts.html
- Neuhoff, K.; Diekmann, J.; Kunz, F.; Rüster, S.; Schill, W.-P.; Schwenen, S. (2016). A coordinated strategic reserve to safeguard the European energy transition. *Utilities Policy* 41, 252-263. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.02.002>

- Neuhoff, K., Ballesteros, F.; Kröger, M.; Richstein, J. (2023). Contracting Matters: Hedging Producers and Consumers with a Renewable Energy Pool. *DIW Berlin Discussion Paper* No. 2035. <http://hdl.handle.net/10419/272222>
- Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94, 401-410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>.
- Paulus, M.; Borggrefe, F. (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy*, 88(2), 432–441. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.017>
- Profaiser, A.; Saw, W.; Nathan, G. J.; Ingenhoven, P. (2022). Bottom-Up Estimates of the Cost of Supplying High-Temperature Industrial Process Heat from Intermittent Renewable Electricity and Thermal Energy Storage in Australia. *Processes*, 10(6), 1070. <https://doi.org/10.3390/pr10061070>
- Roth, A.; Schill, W.-P. (2023). Geographical balancing of wind power decreases storage needs in a 100% renewable European power sector. *iScience*, 26(7), 107074. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.107074>
- Roth, A.; Gaete-Morales, C.; Kirchem, D.; Schill, W.-P. (2024). Power sector benefits of flexible heat pumps. <https://arxiv.org/abs/2307.12918>
- Ruhnau, O.; Jarusch, M. (2022). Update and extension of the When2Heat dataset. Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg. <https://hdl.handle.net/10419/249997>
- Schill, W.-P. (2020). Electricity storage and the renewable energy transition. *Joule* 4(10), 2059-2064. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.022>
- Schill, W.-P.; Zerrahn, A. (2018). Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 83, 156-171. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.205>
- Schill, W.-P.; Zerrahn, A. (2020). Flexible electricity use for heating in markets with renewable energy. *Applied Energy*, 266, 114571. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114571>
- Schill, W.-P.; Roth, A.; Guéret, A.; Schmidt, F. (2024): Ampel-Monitor Energiewende: ambitionierte Ziele, aber zu geringe Dynamik. *Wirtschaftsdienst* 104 (6), 427–430. <https://dx.doi.org/10.2478/wd-2024-0110>
- Steurer, M. (2017). *Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung*. Dissertation, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. <http://dx.doi.org/10.18419/opus-9181>
- Stöckl, F.; Schill, W.-P.; Zerrahn, A. (2018). Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. *Scientific reports*, 11(1), 14191. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92511-6>
- Umweltbundesamt (2024). *Indikator: Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch*. <https://www.umweltbundesamt.de/indikator-anteil-erneuerbare-am>

VDE (2012). *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration*. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/etg-vde-studie-lastverschiebungspotenziale>

Zerrahn, A.; Schill, W.-P. (2017). Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1518-1534. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.098>

Anhang: Versorgungssicherheitsreserve stärkt Investitionsrahmen im Strommarkt

Die Diskussion über Kapazitätsmechanismen ist motiviert durch die Befürchtung, dass der Energy-only Markt nur unzureichende Rahmenbedingungen für Investitionen in Versorgungssicherheit schafft. Vor diesem Hintergrund ist von Interesse, wie die Kapazitätsmechanismen sich auf die Investitionsrahmenbedingungen auswirken. Für Investoren sind Rahmenbedingungen besonders attraktiv, wenn Erlöse abzüglich variabler Kosten stabil sind.

Abbildung 8 zeigt, wie sich der Deckungsbeitrag in den verschiedenen Marktdesigns zwischen den Jahren entwickelt, inklusive eines stilisierten Energy-Only-Markts. In allen Marktdesigns wurde das Investitionsvolumen in die verschiedenen Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen in einem Modelllauf für das Jahr 2010 bestimmt. Dies kann so interpretiert werden, dass Investoren unter dem vollen Verständnis der Angebots- und Nachfragesituation in diesem Jahr wettbewerbliche Investitionen durchgeführt haben. Entsprechend zeigt sich auch, dass in diesem Jahr auch eine Gasturbine (OCGT) in allen Strommarktmodellen ihre Fixkosten genau erwirtschaften kann. Dabei wurde volle regulatorische Sicherheit unterstellt. Insbesondere gehen Investoren also davon aus, dass auch extreme Preisschocks im Energy-Only-Markt zu keinem regulatorischen Markteingriff führen. In Kapitel 3 wurden Gründe aufgeführt, die gegen die Plausibilität dieser Annahme sprechen. Insofern ist der Modelllauf eher als eine Art hypothetischer Benchmark für den Vergleich der Strommarktmodelle gedacht.

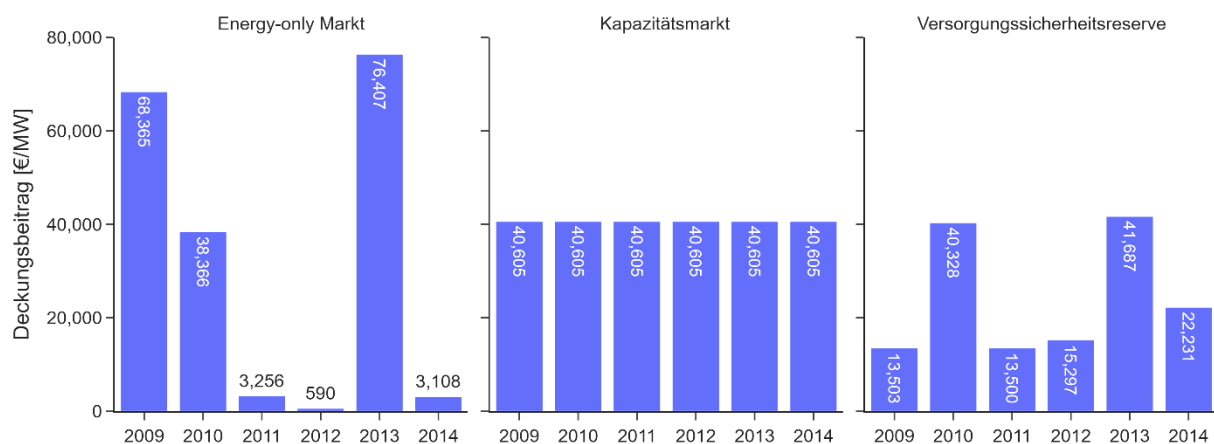


Abbildung 8: Deckungsbeiträge für Gasturbinen

Der Modellvergleich zeigt, dass es im Energy-Only-Markt Jahre gibt, in denen Betreiber von Gasturbinen so gut wie keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können, während andere Jahre sehr hohe Deckungsbeiträge aufweisen. Diese Schwankungen zeigen das Investitionsrisiko auf. Beim Kapazitätsmarkt führen dagegen die langfristig vereinbarten Kapazitätzahlungen zu stabilen Deckungsbeiträge über die Jahre hinweg. Bei der Versorgungssicherheitsreserve schwanken die Deckungsbeiträge nur noch moderat zwischen den Jahren. Das illustriert, wie die Versorgungssicherheitsreserve zu einer Verstetigung der Deckungsbeiträge führt, die im Energiemarkt erwirtschaftet werden können.²⁴ Das führt zur Stärkung des Investitionsumfelds für Erzeugungskapazität und Flexibilität im Strommarkt. Hinzu kommen die in Kapitel 3 und 4 aufgeführten Stärkungen durch regulatorische Sicherheit und Terminmärkte.

²⁴ Die Investitionsentscheidungen basieren auf einem Modellauf für das Wetterjahr 2010 und führen deswegen beim Energy-Only-Markt und bei der Versorgungssicherheitsreserve nicht notwendigerweise zur Kostendeckung im Durchschnitt der anderen Wetterjahre. Dafür wäre eine Simulation mit Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung aller Wetterjahre notwendig.