

Marktdesign für einen sicheren, wirtschaftlichen und dekarbonisierten Strommarkt

Studie



Eine Studie im Auftrag von ZUKUNFT GAS



Veröffentlichungsdatum: 06.12.2022

Inhaltliche Fertigstellung: 19.08.2022

Inhaltsverzeichnis

Seite

1	Kernergebnisse	4
2	Executive Summary	8
3	Ausgangssituation und Zielstellung	12
4	Analyse zur Entwicklung der Versorgungssicherheit	16
4.1	Methodik & Annahmen der Leistungsbilanzierung	16
4.2	Ergebnis der Leistungsbilanzierung	19
4.3	Zwischenfazit	21
5	Case Studies zu Kapazitätsmechanismen in Europa	22
5.1	Überblick zu Mechanismen verschiedener europäischer Länder	22
5.2	Vergleich der ausgewählten Kapazitätsmechanismen	24
5.3	Auktionsergebnisse	25
5.4	Zwischenfazit	27
6	Methodik der Bewertung der Marktdesignszenarien	28
6.1	Vorgehen bei der Bewertung	28
6.2	Ziele der Marktdesigns	28
6.3	Anforderungstableau für Marktdesignszenarien	29
6.4	Definition der Kriterien	31
6.5	Zwischenfazit	32
7	Optionsraum und Auswahl der zu betrachtenden Marktdesignszenarien	33
8	Ergebnis der Bewertung	37
8.1	Gewichtung der Kriterien	37
8.2	Kriterienbefüllung der Marktdesignszenarien	38
8.3	Gesamtbewertung der Marktdesignszenarien	43
8.4	Eigenschaften eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland	46
8.5	Zwischenfazit	49
9	Ausgestaltung und Roadmap zur Umsetzung	50
9.1	Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes	50
9.2	Roadmap zur Umsetzung	53
9.3	Kostenabschätzung	55
9.4	Zwischenfazit	57
10	Anhang: Bewertung der Kapazitätsmechanismen im Detail	59
11	Abkürzungsverzeichnis	62
12	Literaturverzeichnis	63

IMPRESSUM

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Autoren enervis

Dr. Tim Höfer

Julius Ecke

Christoph Pfister

Miltiadis Zervas

Eine Studie im Auftrag der:

**ZUKUNFT
GAS**

Stand: August 2022

enervis hat diese Unterlage sorgfältig zusammengestellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der in den Unterlagen dargestellten Informationen übernommen. Die aufbereiteten Informationen stellen keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden. Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

1 Kernergebnisse

Durch den Ausstieg aus der Nutzung von Kernenergie und Kohle bis 2030 verbleibt selbst unter optimistischen Annahmen ein Leistungsdefizit von 15 GW. Wenn fossil gefeuerte Kraftwerke nicht in Reserven gehalten werden sollen, steigt das Defizit auf 37 GW.

- Das Ziel in Deutschland Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, ist nur durch große Anstrengungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien und Energiespeicher sowie durch Flexibilisierung der Energienachfrage möglich.
- Um nach dem beschlossenen Kernenergieausstieg und dem anvisierten Kohleausstieg bis 2030 Versorgungssicherheit garantieren zu können, muss daneben auch der Ausbau gesicherter Leistung gewährleistet werden.
- Aufgrund der steigenden elektrischen Spitzenlast bei sinkender gesicherter Leistung wird für das Jahr 2031 ein Leistungsdefizit von rd. 37 GW ermittelt.
- Auch durch Minderungsmaßnahmen wie der Beibehaltung von Braunkohle- und Ölkraftwerken in Reservemechanismen, die Umnutzung von Steinkohlekraftwerken sowie Stromimporte aus dem Ausland kann diese Lücke nicht geschlossen werden. Es verbleibt eine Leistungslücke von mindestens 15 GW, die bis 2031 durch zusätzlichen Kraftwerkszubau geschlossen werden muss.
- Das Leistungsdefizit wurde mittels einer deterministischen Leistungsbilanzierung abgeschätzt. Der Vergleich mit ähnlichen Studien zeigt, dass der ermittelte Zubaubedarf vergleichbar ist.

Das Ziel der Studie ist, eine Empfehlung für ein Marktdesign zu entwickeln, das den Zubau eines breiten Technologieportfolios im Strommarkt fördert.

- Um den Ausbau der gesicherten Leistung anzureizen, soll die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ noch Ende 2022 starten und Vorschläge für ein neues Strommarktdesign erarbeiten.
- Vor dem Hintergrund des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und der damit einhergehenden verringerten Verfügbarkeit von Erdgas, muss das neue Strommarktdesign neben Klimaschutz und Versorgungssicherheit auch die Energiesouveränität im Sinne einer im europäischen Kontext diversifizierte Energieversorgung in den Blick nehmen. Das neue Strommarktdesign sollte daher ein breites Portfolio an unterschiedlichen Technologien anreizen.
- Das Ziel dieser Studie ist, den von der Bundesregierung angeregten Stakeholderprozess durch die Bewertung verschiedener Marktdesignszenarien zu unterstützen und anhand eines transparenten Prozesses eine Empfehlung für ein neues Strommarktdesign für Deutschland vorzulegen.
- Der Fokus der Studie liegt auf Anreizmechanismen für gesicherte Stromerzeugungsleistung. Ein Strommarktdesign zur integrierten Förderung von Stromerzeugung und gesicherter Leistung wird nicht betrachtet.

In Europa haben UK und Belgien einen

- Orientierung bieten dabei die zahlreichen Kapazitätsmechanismen in Europa. Die UK haben 2014 als erster Staat Europas einen umfassenden

umfassenden Kapazitätsmarkt und Frankreich eine dezentrale Leistungsverpflichtung eingeführt. Deutschland vertraut bisher auf eine strategische Reserve ergänzt um eine Vielzahl von selektiven Maßnahmen zur Förderung gesicherter Leistung.

Kapazitätsmarkt eingeführt, bei dem die gesamte gesicherte Leistung in einem Ausschreibungssegment beschafft wird.

- Das letzte Land, das solch einen Mechanismus eingeführt hat, ist Belgien im Jahr 2021. Die größten Unterschiede zu den UK liegen darin, dass nicht die gesamte benötigte gesicherte Leistung ausgeschrieben wird und dass Preisobergrenzen für Bestandsanlagen bei der Ausschreibung sowie sogenannte Zuverlässigkeitsoptionen zur Abschöpfung von Strommarkterlösen eingeführt werden.
- Frankreich führte 2016 die dezentrale Leistungsverpflichtung ein, bei der Kapazitätsanbieter und -nachfrager im Strommarkt Zertifikate handeln.
- Die historischen Zuschlagspreise für Kapazitäten in UK, Belgien und Frankreich bewegen sich mit 10.000-32.000 €/MW auf einem moderaten Niveau. Bezuschlagt wurde ein breites Technologieportfolio aus Demand-Side-Management, Batteriespeichern, Gaskraftwerken, erneuerbaren Energien (UK) und Kernkraftwerken (Frankreich).
- Aufgrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen werden Kapazitätsmechanismen in immer mehr Länder Europas eingeführt oder es wird die Einführung diskutiert. Umfassende Kapazitätsmärkte wie solche in UK oder Belgien setzen sich dabei vermehrt durch.
- Deutschland, Schweden und Finnland garantieren die Versorgungssicherheit dagegen mittels strategischer Reserven. In Deutschland wird diese zunehmend ergänzt um eine Vielzahl von selektiven Maßnahmen zur Förderung gesicherter Leistung.

Zur Bewertung der Marktdesignszenarien werden gesellschaftliche Ziele definiert, ein Anforderungstableau erstellt und Kriterien formuliert. Dies mündet in eine kriteriengestützte qualitative Bewertung.

- Zur Identifikation des empfohlenen Marktdesigns für Deutschland werden verschiedene Marktdesignszenarien bewertet und miteinander verglichen. Dies erfolgt in Form einer kriteriengestützten qualitativen Bewertung.
- Dazu werden im ersten Schritt gesellschaftliche Ziele definiert, an denen sich die Marktdesignszenarien orientieren sollen.
- Abgeleitet von den Zielen wird ein Anforderungstableau erstellt, das Vorgaben an die Marktdesignszenarien macht. Dieses Tableau reduziert damit den Lösungsraum an Alternativen.
- Als drittes werden Kriterien festgelegt, die dazu dienen, die Trade-offs zwischen den verbleibenden Alternativen aufzulösen.
- Diese Kriterien dienen somit als Grundgerüst zur Bewertung der Marktdesignszenarien als letztem Schritt.

Die untersuchten Marktdesignszenarien sind die strategische Reserve, der umfassende und der selektive Kapazitätsmarkt sowie die dezentrale

- Mittels des Anforderungstableaus werden insgesamt vier Marktdesignszenarien identifiziert, die im Anschluss bewertet werden: die strategische Reserve, der umfassende und der selektive Kapazitätsmarkt sowie die dezentrale Leistungsverpflichtung.
- Die größten Unterschiede dieser Mechanismen liegen in der Möglichkeit zur Teilnahme der beizuschlagenden Leistungen am Strommarkt, der Aufteilung der Technologien in unterschiedliche Ausschreibungssegmente und der Einbeziehung der Kapazitätsnachfrager in den Mechanismus.

Leistungsverpflichtung.

- Eine wichtige Anforderung an die zu bewertenden Marktdesignszenarien ist dabei, dass ein zentral vorgegebenes Niveau an Versorgungssicherheit erfüllt werden muss. Diese Vorgabe schließt Kapazitätsmechanismen aus, bei denen z.B. die Kapazitätsnachfrager die benötigte gesicherte Leistung festlegen.

Hohe Anforderungen an die zulässigen CO₂-Emissionen kontrahierter Kapazitäten tragen dazu bei, die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erfüllen.

- Den vorgeschlagenen Kapazitätsmärkten werden strenge Anforderung in Bezug auf ihren Beitrag zum Klimaschutz gesetzt.
- Rechtlich verbindliche europäische CO₂-Emissionsgrenzwerte verhindern die Zulassung von CO₂-intensiven Technologien (insbesondere Kohle- und Ölkraftwerke) zu Kapazitätsmärkten.
- Darüber hinaus wird in dieser Studie angenommen, dass noch strengere CO₂-Emissionsvorgaben angelehnt an die EU-Taxonomie für kontrahierte Kapazitäten gelten sollen. Für Gaskraftwerke wird gefordert, dass diese „H₂-ready“ sein müssen und bis Ende 2035 auf erneuerbare oder kohlenstoffarme Brennstoffe umstellen müssen, wenn dieser zur Verfügung steht.

Der umfassende Kapazitätsmarkt wird insgesamt am besten bewertet.

- Die Bewertung der Marktdesignszenarien anhand von neun Kriterien zeigt klare Vorteile für den umfassenden Kapazitätsmarkt auf.
- Das zweitbeste Marktdesign ist der selektive Kapazitätsmarkt.
- Auf Platz drei und vier folgen die dezentrale Leistungsverpflichtung und die strategische Reserve, die im Vergleich zu den beiden anderen Mechanismen große Nachteile aufweisen.

Die Vorteile des umfassenden Kapazitätsmarktes liegen in der effektiven und effizienten Kapazitätsbeschaffung.

- Die Vorteile des umfassenden Kapazitätsmarktes liegen insbesondere in der hohen Effektivität und Effizienz, die durch die Ausschreibung der kompletten gesicherten Leistung in einem einzigen Segment und der generellen Technologieoffenheit begründet sind.
- Nachteile bestehen dagegen aufgrund der schlechteren Steuerbarkeit der Kapazitäten. Dies betrifft insbesondere den netzoptimierten Zubau von Kapazitäten und die Begrenzung des Risikos von übermäßigen Produzentenrenten, aber auch die eingeschränkte Möglichkeit zur Zugangsbeschränkung einzelner Technologien.

Um die Nachteile des umfassenden Kapazitätsmarktes auszugleichen, sollten „CO₂-Faktoren“ und „Netzfaktoren“ sowie Preisobergrenzen für bestehende Kapazitäten und Zuverlässigkeitsoptionen eingeführt werden.

- Um die Nachteile des umfassenden Kapazitätsmarktes auszugleichen, werden zusätzliche Elemente empfohlen, die das Auktionsergebnis in eine politisch gewünschte Richtung steuern können. Zu diesen Elementen zählen die Einführung von „CO₂-Faktoren“ und „Netzfaktoren“.
- CO₂-Faktoren beeinflussen den Wettbewerb, indem Kapazitäten mit CO₂-intensiven Brennstoffen verteuert werden und somit einen Malus gegenüber klimaneutraleren Kapazitäten erhalten.
- Netzfaktoren tragen dazu bei, dass der Zubau von Kapazitäten die Strom- und Gasnetzinfrastruktur berücksichtigt. Kapazitäten an nicht netzdienlichen Standorten werden somit im Wettbewerb benachteiligt.
- Zusätzlich wird empfohlen, bei der Ausschreibung Preisobergrenzen für Bestandsanlagen und Zuverlässigkeitsoptionen zur Abschöpfung von Strommarkterlösen einzuführen.

Die Grundprinzipien des zukünftigen Kapazitätsmarktes sind die Ausschreibung einer möglichst umfassenden Leistung innerhalb eines Ausschreibungs-segments sowie eine generelle Technologie-offenheit.

- Das zukünftige Strommarktdesign für Deutschland sollte auf den Grundprinzipien des umfassenden Kapazitätsmarktes aufbauen und anhand der oben genannten Elemente erweitert werden.
- Zu den Grundprinzipien zählt, dass die kontrahierten Kapazitäten am Strommarkt teilnehmen dürfen und, dass eine möglichst umfassende Kapazitätsmenge technologieoffen und über ein einziges Ausschreibungssegment beschafft wird. Dies ermöglicht einen höchstmöglichen Wettbewerb zwischen den Technologien um das Gut der Versorgungssicherheit. In diesem Mechanismus entscheidet somit der Markt über das effiziente Technologieportfolio.
- Um aber ein hohes Maß an Steuerbarkeit des Wettbewerbs gemäß den gesellschaftlichen Zielen zu Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Kosteneffizienz zu gewährleisten, wird empfohlen CO₂-Faktoren und Netzfaktoren sowie Preisobergrenzen und Zuverlässigkeitsoptionen einzuführen. Dies gibt dem Markt klare Rahmenbedingungen vor.

Der vorgeschlagene Kapazitätsmarkt ist dem derzeitigen Förderregime mit einer Vielzahl von Ausschreibungen aufgrund der höheren Effektivität und Kosteneffizienz überlegen.

- Im „Osterpaket“ zum EEG 2023 wurden zusätzlich zu den vorhandenen Ausschreibungen für Biomasse-, Biomethan und KWK-Anlagen noch Ausschreibungen für H₂-Kraftwerke und H₂-Speicher eingeführt, um den Zubau von gesicherter Leistung anzureizen.
- Die Durchführung einer Vielzahl von Ausschreibungen für verschiedene Technologien, ist am ehesten mit dem selektiven Kapazitätsmarkt zu vergleichen. Gegenüber einem solchen Mechanismus weist die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes Vorteile bei der Effektivität und Kosteneffizienz auf.
- Im Gegensatz zum vorgeschlagenen Kapazitätsmarkt entscheidet nicht der Markt innerhalb gesetzter Leitplanken über das effiziente Technologieportfolio, sondern eine zentrale Instanz. Diese entscheidet damit, welche Technologien gefördert werden und legt die maximale Menge und den maximalen Preis pro Technologie fest.

Neue gesicherte Leistung könnte Ende 2030 verfügbar sein.

- Bei zügiger Durchführung des Stakeholderprozesses, der Gesetzgebung, der Genehmigung durch die EU und der Ausgestaltung des Mechanismus sollte eine erste Kapazitätsauktion 2026 möglich sein.
- Ende 2030 stünde somit neue gesicherte Leistung zur Verfügung.

Die Verbraucherbelastung aus der Einführung des Mechanismus liegt in einer Spanne von -300 bis + 600 Mio. € pro Jahr.

- Eine Abschätzung der Verbraucherbelastung aus der Einführung des Mechanismus basierend auf Literaturwerten ergibt, dass, je nach Ausschreibungsvolumen, Kostendifferenzen von jährlich -300 Mio. € bis +600 Mio. € verglichen mit einer Fortführung des derzeitigen Mechanismus, bei dem der Strommarkt durch Reserven flankiert wird, auftreten. Die Wirkung des vorgeschlagenen Kapazitätsmarktes auf die gesamtwirtschaftlichen Strombeschaffungskosten ist somit insgesamt als gering einzuordnen.
- Die Ursache für die moderaten Kostenunterschiede liegt darin, dass, unabhängig vom Marktdesign, dieselben Technologien in ähnlicher Größenordnung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Strommarkt zugebaut werden müssen.

2 Executive Summary

The phase-out of nuclear and coal by 2030 leaves a capacity deficit of 15 GW, even under optimistic assumptions. If fossil-fired power plants are not to be kept in reserve, the deficit increases to 37 GW.

- The objective of achieving climate neutrality in Germany by 2045 is possible only through major efforts to expand renewable energy sources and energy storage and by making energy demand more flexible.
- After the phase-out of nuclear energy by the end of 2022 and the planned phase-out of coal by the end of 2030, security of supply must be ensured by expanding firm capacity.
- We calculate a capacity deficit of around 37 GW for 2031 due to the increasing electric peak load and decreasing firm capacity.
- The gap cannot be closed even by mitigation measures such as keeping lignite and oil-fired power plants in reserve mechanisms, by converting hard-coal-fired power plants or by importing electricity from other countries. A capacity gap of at least 15 GW remains, which must be closed by 2031 through additional power plant additions.
- The power deficit was estimated using deterministic power balancing. The comparison with similar studies shows that the calculated capacity additions are similar.

The objective of the study is to develop a recommendation for a market design that promotes the addition of a broad technology portfolio.

- To stimulate the expansion of firm capacity, the "Climate-neutral electricity system" platform is to be launched before the end of 2022 to develop proposals for a new electricity market design.
- Against the backdrop of Russia's war on Ukraine and the resulting reduced availability of natural gas, the new electricity market design must focus not only on climate protection and security of supply but also on energy sovereignty in the sense of a diversified energy supply in the European context. The new electricity market design should therefore incentivize a broad portfolio of different technologies.
- The aim of this study is to support the stakeholder process initiated by the German government by evaluating different market design scenarios and to provide a recommendation for a new electricity market design for Germany based on a transparent evaluation process.
- The study focuses on incentive mechanisms for firm electricity generation capacity. An electricity market design for the integrated promotion of electricity generation and secured capacity is not considered.

In Europe, the UK and Belgium have introduced a comprehensive capacity market and France a decentralized capacity obligation. Germany has so far relied on a strategic reserve supplemented by

- The numerous capacity mechanisms in Europe provide orientation in finding an appropriate mechanism. In 2014, the UK was the first country in Europe to introduce a comprehensive capacity market, in which the entire firm capacity is procured in one tender segment.
- The last country to introduce such a mechanism was Belgium in 2021. The main differences with the UK are that not all of the required firm capacity is tendered and that price caps are introduced for existing plants in the tendering process, as well as so-called reliability options to leverage electricity market revenues.
- France introduced the decentralized capacity obligation in 2016, in which electricity capacity suppliers and consumers trade certificates.

a variety of selective measures to promote firm capacity.

- Historical capacity surcharge prices in the UK, Belgium, and France are at moderate levels of € 10,000 - 32,000 per MW. A broad technology portfolio of demand-side management, battery storage, gas-fired power plants, renewables (UK), and nuclear power plants (France) has been awarded.
- Due to developments in the energy industry, capacity mechanisms have been introduced or are being discussed in an increasing number of countries in Europe. Comprehensive capacity markets such as those in the UK or Belgium are becoming increasingly prevalent.
- Germany, Sweden and Finland, on the other hand, guarantee security of supply by means of strategic reserves. In Germany, this is being supplemented by a variety of selective measures to promote firm capacity.

To evaluate the market design scenarios, we define societal goals, create a table of requirements, and define criteria. Based on these steps, we conduct a criteria-based qualitative evaluation.

- To identify the recommended market design for Germany, various market design scenarios are evaluated and compared with each other. This is done in the form of a criteria-based qualitative assessment.
- In the first step, societal goals are defined to which the market design scenarios should be aligned.
- A tableau of requirements is derived from the goals, which specifies the requirements for the market design scenarios. This tableau reduces the solution space of alternatives.
- Thirdly, criteria are defined that resolve the trade-offs between the remaining alternatives.
- These criteria thus serve as a basic framework for evaluating the market design scenarios as a final step.

The market design scenarios studied are the strategic reserve, the comprehensive and the selective capacity market, and the decentralized capacity obligation.

- Four market design scenarios are identified by means of the requirements table, which are subsequently evaluated: the strategic reserve, the comprehensive and the selective capacity market, and the decentralized capacity obligation.
- The main differences between the mechanisms are the possibility of participating in the electricity market, the division of technologies into different tender segments, and the inclusion of consumers in the mechanism.
- An important requirement for the assessed market design scenarios is that a centrally specified level of security of supply must be met. This requirement excludes capacity mechanisms in which, for example, the consumers determine the required firm capacity.

High requirements for permissible CO₂ emissions of contracted capacities help to meet the climate protection targets of the German government.

- The proposed capacity markets are subject to strict requirements regarding their contribution to climate protection.
- Legally binding European CO₂ emission limits prevent CO₂-intensive technologies (especially coal and oil-fired power plants) from being admitted to capacity markets.
- In addition, this study assumes that even stricter CO₂ emission targets based on the EU taxonomy should be applied to contracted capacities. The requirement for gas-fired power plants is that they must be "H₂-

The comprehensive capacity market is rated best overall.

ready" and switch to renewable or low-carbon fuels by the end of 2035, if this is available.

- The evaluation of the market design scenarios based on nine criteria shows clear advantages for the comprehensive capacity market.
- The second-best market design is the selective capacity market.
- It is followed in third and fourth place by the decentralized capacity obligation and the strategic reserve, which have major disadvantages compared with the other two mechanisms.

The advantages of the comprehensive capacity market are the effective and efficient capacity procurement.

- The advantages of the comprehensive capacity market lie in particular in its high effectiveness and efficiency, which are justified by the tendering of the complete firm capacity in a single segment and the general openness for all technologies.
- On the other hand, there are disadvantages due to the poorer ability to control the capacities. This applies in particular to the grid-optimized expansion of capacities and the limited possibility to reduce the risk of excessive producer rents. Furthermore, there is a limited ability to restrict the access of individual technologies.

To compensate for the disadvantages of the comprehensive capacity market, a "CO₂ factor" and a "grid factor" should be introduced, as well as price caps for existing capacities and reliability options.

- To compensate for the disadvantages of the comprehensive capacity market, additional elements are recommended that can steer the auction result in a politically desired direction. These elements include the introduction of a "CO₂ factor" and a "network factor."
- A CO₂ factor influences competition by making capacities with CO₂-intensive fuels more expensive, thus giving them a penalty compared to more climate-neutral capacities.
- The grid factor helps to ensure that the addition of capacity takes into account the electricity and gas grid infrastructure. Capacities at locations that are not grid-friendly are thus penalized in the competition.
- In addition, it is recommended that price caps for existing plants and reliability options are introduced in the tendering process to leverage electricity market revenues.

The future capacity market should tender a high amount of capacity within one tender segment and should be open to wide variety of technologies.

- The future electricity market design for Germany should build on the basic principles of the comprehensive capacity market and be expanded using the above-mentioned elements.
- The basic principles include that contracted capacities are allowed to participate in the electricity market, that a high capacity volume is procured, that technology openness is secured and that the capacity is procured via a single bidding segment. This allows the highest possible competition between technologies. In this mechanism, the market decides on the efficient technology portfolio.
- To ensure that the competition can be controlled in accordance with the societal goals (security of supply, climate protection, and cost efficiency), it is recommended that a CO₂ factor and a network factor are introduced. Furthermore, price caps and reliability options should be implemented. This provides the market with clear framework conditions.

The proposed capacity market is superior to the current subsidy regime, which involves a large number of tenders, because of its greater effectiveness and cost efficiency.

New firm capacity could be available by the end of 2030.

The consumer cost of introducing the mechanism ranges from -€ 300 million to +€ 600 million per year.

- In the Easter package for the EEG 2023, tenders for H₂ power plants and H₂ storage were introduced to stimulate the addition of secured capacity. These tenders were added to the existing tenders for biomass, biomethane and CHP plants.
- The implementation of a multitude of tenders for different technologies is comparable to the selective capacity market. Compared to such a selective mechanism, the introduction of a comprehensive capacity market has advantages in terms of effectiveness and cost efficiency.
- In such a selective mechanism, it is not the market that decides on the efficient technology portfolio, but a central authority. This authority determines which technologies are to be subsidized and defines the maximum quantity and maximum price.
- A first capacity auction should be possible in 2026 provided that the stakeholder process, the legislation, the approval by the EU and the design of the mechanism are implemented swiftly.
- New firm capacity would thus be available at the end of 2030.
- An estimation of the consumer costs resulting from the introduction of a mechanism must take into account the costs of capacity payments as well as the savings resulting from a reduced electricity price. An estimation based on literature values shows that, depending on the tender volume, cost differences of -€ 300 million to +€ 600 million per year occur annually for the overall economic procurement of electricity compared to a continuation of the current market design, where the electricity market is backed up by reserves. Thus, the overall effect of the proposed capacity market on the macroeconomic electricity procurement costs can be considered low.
- The cause of the moderate cost differences is that, regardless of market design, the same technologies must be stimulated at similar scales to ensure security of supply in the electricity market.

3 Ausgangssituation und Zielstellung

In Deutschland soll bis 2045 Klimaneutralität erreicht werden. Der Ausbau von EE steht dabei im Vordergrund.

Vor dem Hintergrund des Klimawandels hat die Bundesregierung im Jahr 2021 ein neues Klimaschutzgesetz verabschiedet. In diesem wird festgelegt, dass die Treibhausgasemissionen¹ (THG-Emissionen) bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 reduziert werden sollen und bis 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden soll. Zusätzlich werden für jeden Sektor Ziele für die Reduktion der THG-Emissionen gesetzt. Dieses Gesetz bildet damit die Grundlage für die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung. Im selben Jahr wurde im Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP festgehalten, dass der Kohleausstieg bis „idealerweise“ 2030 vollzogen werden soll und dass der Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) ein zentrales Projekt der Regierungsarbeit ist. In Bezug auf den Koalitionsvertrag wurden daher im sogenannten „Osterpaket“ zum EEG 2023 ambitionierte Ausbauziele für EE für die Jahre 2030 - 2045 festgelegt. Der Koalitionsvertrag und das EEG 2023 geben somit den Zielpfad der Transformation der Stromerzeugung vor, in dessen Zentrum der Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Kernenergie- und Kohleausstieg stehen.

Der Angriffskrieg Russlands veranlasst die EU, weitere Maßnahmen zur Beschleunigung der Energiewende vorzunehmen.

Wurde die Energiewende bisher vor allem vor dem Hintergrund des Klimaschutzes betrieben, so ist durch die Invasion der Ukraine durch Russland das Thema der Energiesouveränität in das Bewusstsein von Politik und Gesellschaft zurückgekehrt. Bei den Importen von Öl, Kohle und Gas bestand und besteht eine hohe Abhängigkeit von Russland und anderen Ländern. So importierte Deutschland im Jahr 2020 ca. 34 % des Rohöls, 45 % der Steinkohle und 53 % des Erdgases aus Russland (BP, 2021). Um diese Importabhängigkeit zu reduzieren, hat die Europäische Kommission in 2022 den REPowerEU-Plan vorgelegt. Dieser sieht neben Energieeinsparungen, dem Ausbau erneuerbarer Energien und einer diversifizierten Energieversorgung auch die verstärkte Nutzung von grünem Wasserstoff vor, um insbesondere die Importe von Erdgas aus Russland zu reduzieren.

Kapazitätsmechanismen fördern ein breites Portfolio an Technologien und tragen somit zur Resilienz gegenüber energiepolitischen Veränderungen bei.

Die energiepolitischen Veränderungen seit dem Angriffskrieg Russlands stellen die Pläne Deutschlands, Erdgaskraftwerke als „Brückentechnologie“ auf dem Weg zu einer klimaneutralen Stromerzeugung zu verwenden, unter Druck. Die voraussichtlich kurz- bis mittelfristige Knappheit von Erdgas, die mit hohen Preisen einhergeht, rückt andere (klimaneutrale) Technologien und Energieträger in den Vordergrund. Der zukünftige Strommarkt muss damit nicht nur den Klimaschutz und die Versorgungssicherheit, sondern auch die Energiesouveränität im Sinne einer diversifizierten Energieversorgung im europäischen Kontext im Blick behalten. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen, die ein breites Portfolio an unterschiedlichen Technologien fördert, trägt in diesem Sinne zur Resilienz gegenüber energiepolitischen Verwerfungen bei.

¹ Stellvertretend für den Begriff „Treibhausgasemissionen“ (bzw. THG-Emissionen) wird in dieser Studie CO₂-Emissionen verwendet

Die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ soll im Jahr 2022 konkrete Vorschläge für das neue Strommarktdesign erarbeiten.

Um die Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund dieser Weiterentwicklung des Energiesystems sicherzustellen, haben die Regierungsparteien in ihrem Koalitionsvertrag angekündigt, ein neues Strommarktdesign zu erarbeiten sowie wettbewerbliche und technologieoffene Kapazitätsmechanismen zu prüfen, die den Zubau gesicherter Leistung anreizen. In diesem Kapazitätsmechanismus sollen insbesondere gesicherte EE, Energiespeicher, Lastmanagement und H₂-ready Gaskraftwerke zur Versorgungssicherheit beitragen. Die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ soll bis Mitte 2023 konkrete Vorschläge für das neue Strommarktdesign erarbeiten und dabei Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbeziehen.

Um auch nach 2030 Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss der Ausbau gesicherter Leistung angereizt werden.

Vor dem Hintergrund dieser energiepolitischen Entwicklungen und klimapolitischen Ziele der EU und Deutschlands zielt diese Studie darauf ab, ein Design für einen sicheren, wirtschaftlichen und dekarbonisierten Strommarkt zu entwickeln. Im Zentrum dieses Strommarktdesign steht die Sicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Diese wird durch die zunehmende Elektrifizierung aller Sektoren und damit durch eine steigende Stromnachfrage und Spitzenlast herausgefordert. Diese steigende Stromnachfrage wird zukünftig zu zunehmenden Anteilen durch volatile EE gedeckt. Verstärkend kommt hinzu, dass durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 und des anvisierten Kohleausstiegs bis 2030 gesicherte Leistung stillgelegt wird. Vor dem Hintergrund der russischen Invasion hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) mit dem Ersatzkraftwerkbereithaltungsgesetz zwar Kohle- und Ölkraftwerke aus der Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft wieder zurück in den Strommarkt geholt. Allerdings ist diese Maßnahme bis 2024 begrenzt und löst selbst bei einer Verlängerung in Verbindung mit ambitionierten Energieeffizienzmaßnahmen und höherer Lastflexibilität das Problem, dass zusätzliche gesicherte Leistung zugebaut werden muss, nicht.

Der EOM setzt ohne zusätzliche Förderinstrumente ungenügend Anreize zum Ausbau gesicherter Leistung.

Daher stellt sich die Frage, wie der Zubau der benötigten gesicherten Leistung angereizt werden kann. Das bisherige Konzept aus „Energy-Only-Market“ (EOM) in Kombination mit unterschiedlichen Reservemechanismen funktioniert nur, da historisch genügend bestehende Kapazität in Deutschland zur Verfügung stand. Investitionen in gesicherte Leistung wurden in den letzten Jahren nur vereinzelt und fast ausschließlich aufgrund zusätzlicher Förderinstrumente außerhalb des Strommarktes (z.B. KWK-Förderung oder Kohleersatzbonus) getätigt. Die Struktur dieser Förderinstrumente stellt einen Kapazitätsmechanismus dar, da im Endeffekt eine Förderung über die Leistung erfolgt. Der Unterschied zu dem in dieser Studie vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismus ist, dass einzelne Technologien nebeneinander gefördert werden anstatt einen technologieoffenen Wettbewerb um die Förderung von gesicherter Leistung zuzulassen.

Durch die Ausschreibung von 4,4 GW H₂-Kraftwerken sowie H₂-basierter Stromspeicherung fördert die Bundesregierung zusätzlich gesicherte Leistung.

Im „Osterpaket“ zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes² hat die Bundesregierung zusätzlich zu Ausschreibung für Biomasseanlagen (2,4 GW von 2023 bis 2028), Biomethananlagen (3,6 GW von 2023 bis 2028) und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (600 MW von 2023 bis 2025) Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff (4,4 GW von 2023 bis 2026) sowie Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (4,4 GW von 2023 bis 2028) eingeführt, um gesicherte Leistung anzureizen. Damit erweitert die Bundesregierung die bestehenden Förderregime, durch die einzelne Technologien separat gefördert werden anstatt Technologien miteinander in den Wettbewerb um ein gemeinsames Gut (z.B. gesicherte Leistung) zu stellen.

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus setzt Anreize zur Investition in gesicherte Leistung und trägt somit zur Versorgungssicherheit bei.

Die Einführung eines auf Basis eines systematischen Ansatzes entwickelten Kapazitätsmechanismus, bei dem die kontrahierten Kapazitäten Zahlungen für die Bereitstellung von gesicherter Leistung erhalten, kann dem Problem der fehlenden Investitionsanreize entgegenwirken. Ein technologieoffener Wettbewerb der Kapazitäten führt darüber hinaus zu einem effizienteren Technologieportfolio als eine separate Förderung einzelner Technologien. Zudem kann ein systematisch entwickelter Kapazitätsmechanismus Steuerungselemente beinhalten, die eine Dekarbonisierung der gesicherten Leistung anreizen, anstatt Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen in der Reserve vorzuhalten.

Es sollten zeitnah Entscheidungen über das zukünftige Marktdesign getroffen werden.

Die Zeit für den Beschluss zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus wird immer drängender. Durch den Kernenergie- und Kohleausstieg entsteht kurz- bis mittelfristig ein zusätzlicher Bedarf an gesicherter Leistung. Neue Kapazitäten, die diese Kraftwerke ersetzen sollen, benötigen allerdings mehrere Jahre für Planung, Genehmigung und Errichtung. Zudem kann auch der politische Prozess inklusive Stakeholderprozess, Gesetzgebung und Genehmigung durch die EU einige Jahre in Anspruch nehmen.

Das Ziel der Studie ist die Entwicklung eines geeigneten Kapazitätsmechanismus für Deutschland.

Das Ziel der Studie ist, in einem transparenten Prozess verschiedene Marktdesignszenarien zu bewerten und basierend auf dieser Bewertung einen Vorschlag für einen zukünftigen Kapazitätsmechanismus in Deutschland zu machen. Die Studie soll damit als Entscheidungsunterstützung während des Stakeholderprozesses zum „klimaneutralen Stromsystem“ fungieren. Neben der inhaltlichen Ausarbeitung des zukünftigen Kapazitätsmechanismus wird eine Roadmap zur zeitlichen Umsetzung inklusive Ausweisung der relevanten Schritte vorgestellt.

² Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor

Zwischenfazit

- Laut Zielen der Bundesregierung soll in Deutschland bis 2045 Klimaneutralität erreicht werden.
- Um diese Ziele zu erreichen, müssen insbesondere EE ausgebaut werden, was zu einer zunehmenden Volatilität der Stromerzeugung führt. Bei gleichzeitigem Kernenergie- und Kohleausstieg sowie steigender Stromnachfrage muss der Ausbau gesicherter Leistung angereizt werden, um die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können.
- Den Anreiz für den Ausbau der gesicherten Leistung soll ein neues Strommarktdesign geben, für das im Zuge der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ bis Mitte 2023 Vorschläge erarbeitet werden sollen.
- Aufgrund langer Planungs- und Genehmigungszeiten auf Betreiberseite sowie langer politischer Vorlaufzeiten bis zur Implementierung des Marktdesigns sollten zeitnah Entscheidungen über das neue Strommarktdesign getroffen werden.
- Das Ziel der Studie ist, den Stakeholderprozess durch eine transparente Bewertung unterschiedlicher Marktdesignszenarien zu unterstützen und dadurch ein Marktdesign für Deutschland empfehlen zu können.

4 Analyse zur Entwicklung der Versorgungssicherheit

4.1 Methodik & Annahmen der Leistungsbilanzierung

Zur Unterstützung des energie-wirtschaftlichen Diskurses über die Notwendigkeit möglicher Anreize zum Kapazitäts-zubau wird in dieser Studie eine deterministische Kapazitäts-bilanzierung für Deutschland erstellt.

Zur Unterstützung eines sachorientierten energiewirtschaftlichen Diskurses über die Notwendigkeit möglicher Anreize zum Kapazitätszubau – insbesondere vor dem Hintergrund von Versorgungssicherheitsaspekten – wird im Rahmen dieser Studie eine deterministische Kapazitätsbilanzierung für Deutschland erstellt. Die deterministische Kapazitätsbilanzierung ist eine in der energiewirtschaftlichen Literatur weit verbreitete Methodik zur Beurteilung der Versorgungssicherheit³. Hierbei wird eine Abschätzung der Leistungsnachfrage im Zeitverlauf vorgenommen und dies mit einer Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten abgeglichen. Dabei kann auch angenommen werden, dass ein europäischer Ausgleich bei der Spitzenlastdeckung in einem gewissen Umfang möglich ist. Der deterministische Ansatz liefert naturgemäß keine Ergebnisse zur Wahrscheinlichkeit, zur Dauer, zum Umfang und zu möglichen Kosten einer Versorgungsunterbrechung und stellt somit keinen Ersatz für komplexere probabilistische Verfahren und Modellierungen zur Versorgungssicherheit dar. Dennoch erlaubt die Methodik eine vereinfachte Beurteilung der Entwicklung der gesicherten Kapazitäten im Stromsystem und damit zur Situation der Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse werden im Anschluss einer Literatureinordnung unterzogen, um sie mit Studien, die andere Methoden verwenden, zu vergleichen. Vorteile bestehen insbesondere in Hinsicht auf Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Zudem ist ein deterministischer Ansatz geeignet, um einen Eindruck der zeitlichen Kapazitätsentwicklung zu geben und um den Einfluss bestimmter einzelner Parameter explizit aufzuzeigen.

Zugrunde liegende Annahmen der Leistungsbilanzierung sind der EE-Ausbau laut Referentenentwurf des EEG 2023 sowie der Kohleausstieg bis 2030.

Analysen zur Versorgungssicherheit stützen sich auf eine Vielzahl von Annahmen und Parametern. Abbildung 1 stellt die Annahmen und Quellen für die Ableitung der zu erwartenden Kapazitätslücke dar.

	ANNAHMEN ZUR ABLEITUNG DER ZU ERWARTENDEN KAPAZITÄTSLÜCKE		
	ERLÄUTERUNG	2030	2050
Entwicklung Spitzenlast	Anstieg Spitzenlast um +29 % bis 2030 bzw. +36 % bis 2050 (enervis 2022)	Peak Load: 98 GW	Peak Load: 104 GW
Sicherheitsmarge	5 % der Spitzenlast (BDI 2021)		
EE-Ausbauziele	EEG Ausbauziele nach EEG 2023 (Osterpaket); Bestandssicherung nach 2045; Offshore gemäß Koalitionsvertrag; Biomasse 2050 (enervis 2022)	PV: 215 GW Onshore: 115 GW Offshore 30 GW Biomasse: 8,4 GW	PV: 400 GW Onshore: 160 GW Offshore 70 GW Biomasse: 9,7 GW
Kernenergieausstieg	Kernenergieausstieg bis Ende 2022		
Kohleausstieg	Kohleausstieg bis Ende 2030		
Batteriespeicher	Großhandelsbatteriespeicher mit Hochlauf ab 2030 (enervis 2022)	1 GW	16 GW
DSM / Lastflexibilitäten	DSM und Lastflexibilität (FFE 2021) inkl. Netzersatzanlagen (BMW; 2019)	7 GW	17 GW
Interkonnektoren	10 % zum Zeitpunkt der Spitzenlast (vgl. BMU (2021): 11 % in 2030; ewi (2021): 10,5 % in 2030)		

Abbildung 1: Zentrale Annahmen für die Ableitung der zu erwartenden Kapazitätslücke

³ Auf die Methodik der deterministischen Kapazitätsbilanzierung wurde insbesondere in den Leistungsbilanzberichten der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig zurückgegriffen. Vgl. hierzu auch (50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW, 2020).

Kapazitätskredite messen die Verfügbarkeit zu Spitzenlastzeitpunkten.

Zusätzlich sind für die deterministische Leistungsbilanzierung statische Verfügbarkeiten für die unterschiedlichen Technologien zum Spitzenlastzeitpunkt anzunehmen. Der im Sinne der Versorgungssicherheit relevante Verfügbarkeitswert wird auch als Kapazitätskredit (oder de-rating Faktor) bezeichnet. Tabelle 1 stellt die im Rahmen der vorliegenden Berechnungen gewählten Kapazitätskredite basierend auf Literaturquellen dar (elia group, 2021; nationalgrid ESO, 2022; 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW, 2020). Die niedrigen Kapazitätskredite erneuerbarer Energien spiegeln wider, dass diese nur eingeschränkt zur Versorgungssicherheit beitragen können. Für die Photovoltaik ergibt sich basierend auf Angaben der ÜNB ein Kapazitätskredit von 0 %, da kritische Stunden aus Versorgungssicherheitsperspektive in den Abendstunden von Wintertagen liegen, in denen die Photovoltaik erwartungsgemäß keine Beiträge liefern kann (50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW, 2020).

Tabelle 1: Annahmen zu den Kapazitätskrediten (de-rating Faktoren) der einzelnen Technologien

Technologie	Kapazitätskredit	Technologie	Kapazitätskredit
Kernenergie	96 %	Pumpspeicher	80 %
Erdgas	91 %	Batteriespeicher	36 %
Steinkohle	90 %	DSM	36 %
Braunkohle	90 %	Lauf- & Speicherwasser	30 %
Öl	89 %	Wind Offshore	12 %
Bioenergie	87 %	Wind Onshore	7 %
Geothermie	85 %	PV	0 %

Durch die zukünftig verstärkte Sektorenkopplung und fortschreitende Elektrifizierung, wird mittel- bis langfristig mit zunehmendem Strombedarf und mit höheren Spitzenlasten zu rechnen sein.

Das Niveau der Versorgungssicherheit wird neben angebotsseitigen Gegebenheiten auch von der maximal abzudeckenden Nachfragespitze (Spitzenlast) bestimmt. Die zukünftige Entwicklung der Spitzenlast ist dabei von unterschiedlichen Faktoren geprägt. Ein zentraler Einflussfaktor stellt eine mögliche Veränderung der Stromnachfrage dar, die mit Rückwirkungen auf die Spitzenlast einhergehen kann. Durch eine zukünftig verstärkte Sektorenkopplung und fortschreitende Elektrifizierung, wird mittel- bis langfristig mit zunehmendem Strombedarf und tendenziell auch mit höheren Spitzenlasten zu rechnen sein. Die Annahmen zur zeitlichen Entwicklung der Spitzenlast stützen sich auf aktuelle enervis Strommarktmodellierungen. Für die deterministische Kapazitätsbilanzierung wird für das Stützjahr 2030 von einer Spitzenlast von rd. 98 GW (bei einer jährlichen Nachfrage von 669 TWh) ausgegangen. Abbildung 2 zeigt zur Einordnung die Ergebnisse einer Metaanalyse zur Entwicklung der Spitzenlast und Stromnachfrage in unterschiedlichen aktuellen energiewirtschaftlichen Studien (Agora, 2021; BMWi, 2021; BDI, 2021; dena, 2021). Die von enervis modellierte Spitzenlast- und Nachfrageentwicklung liegt auf vergleichbarem Niveau mit anderen aktuellen energiewirtschaftlichen Analysen. Die Prognose zur Spitzenlast basiert auf aktuellen Annahmen von enervis zu der zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung.

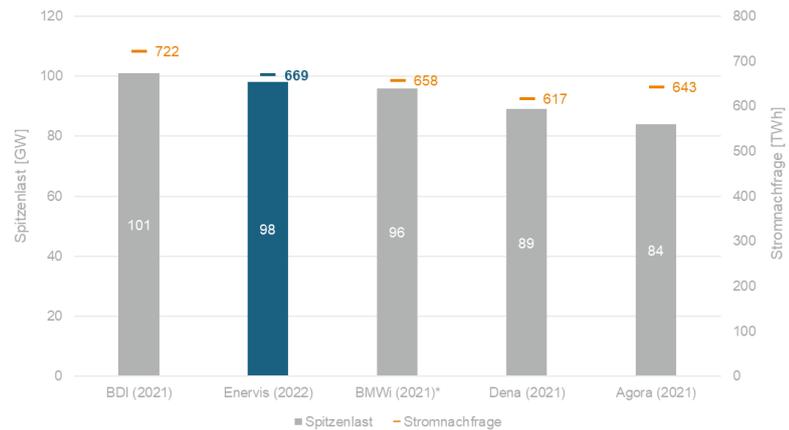


Abbildung 2: Spitzenlast und Stromnachfrage in 2030 in aktuellen energiewirtschaftlichen Studien mit Fokussierung auf Versorgungssicherheit (* Update der Stromnachfrage basierend auf (BMWi, 2021)).

Die Inbetriebnahme von angekündigten gasbasierten Kraftwerken kann den Kohleausstieg und die steigende Stromnachfrage nicht kompensieren. Ein zunehmendes Leistungsdefizit entsteht.

Abbildung 3 stellt die Entwicklung der gesicherten Leistung unter Berücksichtigung der Kapazitätskredite der Spitzenlastentwicklung im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050 gegenüber. Betrachtet man die statische Entwicklung wird deutlich erkennbar, dass ohne weitere Maßnahmen für einen Ausbau gesicherter Kapazitäten ein wachsendes Leistungsdefizit entsteht. Maßgeblich getrieben durch die fortschreitenden Stilllegungen von Kohlekraftwerken sowie der dargestellten Nachfrageentwicklung steigt dieses Defizit bis zum Jahr 2035 kontinuierlich an. Die Inbetriebnahme von bereits angekündigten gasbasierten Kraftwerken können den Kohleausstieg nicht vollständig kompensieren. In den folgenden Jahren stagniert die Entwicklung auf etwa gleichbleibendem Niveau, u.a. gestützt vom überproportionalen EE-Ausbau (Wind onshore, Bioenergie) und Großbatteriespeichern.

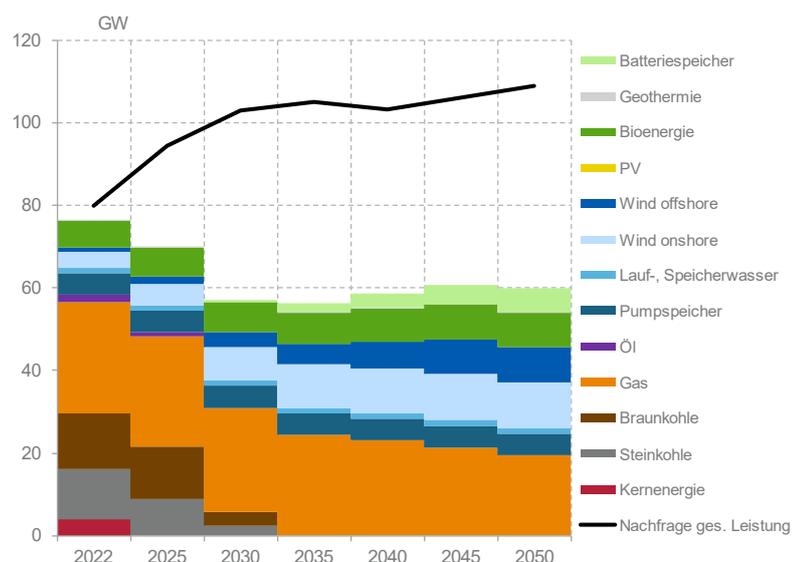


Abbildung 3: Entwicklung der gesicherten Leistung im Vergleich zur Spitzenlast im zeitlichen Verlauf für ausgewählte Stützjahre bis 2050 (Kapazitäten jeweils zum 31.12. eines Jahres)

4.2 Ergebnis der Leistungsbilanzierung

Bei einem vollständigen Kohleausstieg bis 2030 ergibt sich ein Leistungsdefizit im Jahr 2031 von 37 GW. Die Leistungsnachfrage kann somit nicht durch die verfügbare gesicherte Leistung gedeckt werden.

Im Folgenden wird die sich ergebende kapazitive Deckungslücke anhand einer Differenzbetrachtung näher analysiert. Um dabei den vollständigen Kohleausstieg bis Ende 2030 mit einzubeziehen, dient als Bezugsjahr 2031. Den Ausgangspunkt der Bilanzierung bildet die Summe der (netto) installierten steuerbaren Leistung zum heutigen Zeitpunkt (79 GW). Die steuerbare Leistung im Jahr 2031 wird bestimmt, indem die Kapazitäten aus geplanten Stilllegungen (36 GW) und Neubauten (5 GW) miteinander verrechnet werden. Gesondert ausgewiesen sind hierbei die geplanten Stilllegungen der Steinkohlekraftwerke (14 GW). Die resultierende Kapazität im Jahr 2031 wird um Nicht-Verfügbarkeiten bereinigt (6 GW), die sich aus der installierten Kapazität und deren Kapazitätskrediten ergeben. Zuzüglich des Beitrags erneuerbarer Energien (14 GW) ergibt sich somit eine verfügbare gesicherte Leistung von 54 GW im Jahr 2031. Hinzu kommen Verfügbarkeiten von Übertragungskapazitäten (Net Transfer Capacities „NTC“), die zum Zeitpunkt der Spitzenlast 10 % der Nachfrage bereitstellen können (BMU, 2021; ewi, 2021). Zur Bestimmung der zu versorgenden Nachfrage wird eine Sicherheitsmarge von pauschal 5 % auf die Spitzenlast berücksichtigt (BDI, 2021). Zudem werden die um Nicht-Verfügbarkeiten bereinigte Lastflexibilität von rd. 3 GW auf Nachfrageseite angerechnet (FfE, 2021). Der Kapazitätsnachfrage von 101 GW stehen somit 64 GW gesicherte Leistung gegenüber. Dies ergibt ein Leistungsdefizit von 37 GW. Bei dieser Bilanzierung wurden keine Kohlekraftwerke mehr zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit berücksichtigt. Der Kohleausstieg ist gemäß der getroffenen Annahme – mit Ausnahme der Kraftwerke in der Netzreserve – komplett vollbracht. Abbildung 4 zeigt das Ergebnis der deterministischen Leistungsbilanzierung. Sich positiv auf die Leistungsbilanz auswirkende Elemente sind in grün, sich negativ auswirkende Elemente in rot dargestellt.



Abbildung 4: Differenzbetrachtung zur Bestimmung der kapazitiven Deckungslücke 2031

Unter Berücksichtigung verschiedener Minderungsmaßnahmen kann das Leistungsdefizit auf minimal 15 GW reduziert werden.

Das identifizierte Leistungsdefizit kann durch unterschiedliche Maßnahmen verkleinert werden. Beispielsweise könnten Kraftwerke in der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft (2 GW) weiterhin bereitgehalten werden. Eine Einbindung der bestehenden Netzreservekraftwerke und der besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) in den Markt könnte die Deckungslücke um weitere 8 GW mindern⁴. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass sowohl die Netzreserve als auch die besonderen netztechnischen Betriebsmittel in anderer, zweckfremder Funktion vorgesehen sind⁵. Dies gilt ebenfalls für einen potenziellen Weiterbetrieb der Ersatzkraftwerke (2 GW) über den befristeten Zeitraum bis März 2024 hinaus⁶. Schließt man weitere Steinkohlestandorte in die Betrachtung mit ein, ergibt sich zusätzlich ein Minderungspotential von 10 GW. Dieses zusätzliche Potential könnte in Form einer Standortkonversion oder durch Fuel-Switch Lösungen auf Erdgas oder Biomasse erschlossen werden. Die Bundesregierung hat hierzu in ihrem Koalitionsvertrag die Entwicklung einer Biomassestrategie angekündigt. Dabei sei allerdings angemerkt, dass beispielsweise aus Wärmeversorgungsgründen oftmals keine Notwendigkeit dahingehend besteht, existierende Steinkohlekapazitäten im Verhältnis 1:1 zu ersetzen. Mit dieser Maßnahme ließe sich das Leistungsdefizit auf 15 GW reduzieren. In diesem Fall würden allerdings Kohlekraftwerke zu einem großen Teil für die Sicherung der Versorgungssicherheit gebraucht. Ein vollständiger Kohleausstieg wäre somit nicht erreicht. Ob der Zubau von 15 GW gesicherter Leistung bis 2031 ohne weitere Förderung und allein über den EOM angereizt werden kann, ist äußerst fraglich. Abbildung 5 zeigt die minimale Deckungslücke im Jahr 2031 unter Berücksichtigung der genannten Minderungsmaßnahmen.

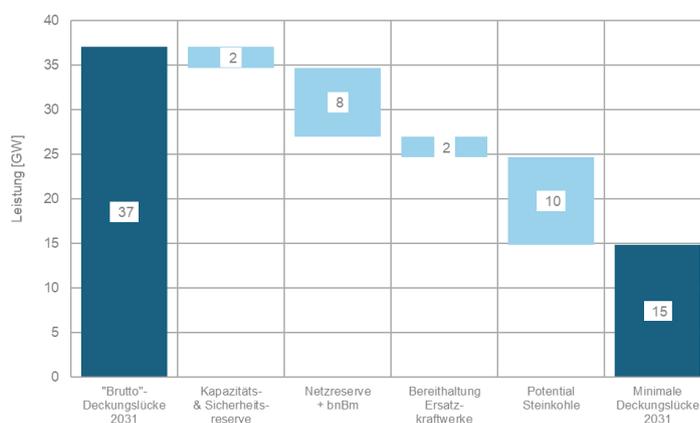


Abbildung 5: Verbleibende minimale Deckungslücke 2031 unter Berücksichtigung möglicher Minderungsmaßnahmen

⁴ Die aktuelle Netzreserve setzt sich aus rd. 4,3 GW Steinkohleanlagen, 1,6 GW an Mineralölanlagen und 1,4 GW an Erdgasanlagen zusammen.

⁵ Die Netzreserve wird primär gebildet, um Kraftwerkskapazitäten für Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zurückzuhalten. Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel sind für Notsituationen vorgesehen, in denen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes abgesichert werden muss.

⁶ Vgl. Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz 2022. Ersatzkraftwerkskapazitäten sind aktuell nur für den Einsatz in Gasmangellagen angedacht. Zur Abschätzung des gesamtkapazitiven Effekts der Maßnahme wurden die Kraftwerksanlagen <100 MW Nennleistung, für die in den Jahren 2022 und 2023 ein Verbot der Kohleverfeuerung gemäß KVVG wirksam wird, herangezogen.

Vergleichbare Studien identifizieren ein Leistungsdefizit von 23 - 43 GW bis 2030.

Das deterministisch bestimmte Leistungsdefizit ist naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet und ersetzt keine probabilistische Berechnung der Versorgungssicherheit. Die ermittelte Größenordnung ist jedoch vergleichbar mit anderen aktuellen energiewirtschaftlichen Studien, die einen Zusatzbedarf an gesicherter Leistung von 23 GW (ewi, 2021) bzw. 43 GW (BDI, 2021) an Gaskraftwerken ausweisen. Auch eine kürzlich erschienene Studie zur Bewertung der Versorgungssicherheit kommt zu der Erkenntnis, dass trotz weiterhin vorhandener Kohlekraftwerkskapazitäten von 17 GW zusätzliche KWK-Kapazitäten in Höhe von 15 GW bis 2030 nötig sind (BMW, 2021).

4.3 Zwischenfazit

Zwischenfazit

- Zur Unterstützung der Diskussion über die Notwendigkeit möglicher zusätzlicher Anreize zum Ausbau gesicherter Leistung wird in dieser Studie eine deterministische Leistungsbilanzierung erstellt.
- Die wichtigsten Annahmen zur Erstellung der Leistungsbilanzierung sind der Kohleausstieg bis 2030, der geplante EE-Zubau gemäß EEG 2023 und eine zunehmende Spitzenlast aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung der Sektoren.
- Bis 2031 entsteht unter Berücksichtigung dieser Annahmen ein Leistungsdefizit von 37 GW. Dies ermöglicht einen vollständigen Kohleausstieg am Strommarkt, ohne diese Anlagen weiter in Reserve zu halten. Der zentrale Treiber dieses Leistungsdefizits ist die Zunahme der Spitzenlast um rund 22 GW, die Stilllegung von ca. 28 GW Kohlekraftwerke sowie der Ausstieg aus 4 GW Kernenergie.
- Berücksichtigt man verschiedene Minderungsmaßnahmen, so kann das Leistungsdefizit auf 15 GW reduziert werden. Allerdings wären dann Kohlekraftwerke zur Kapazitätssicherung nötig.
- Im Ergebnis zeigt die Analyse einen Bedarf an zusätzlicher Kapazität zwischen 15 und 37 GW.
- Ein Literaturvergleich ergibt, dass ähnliche Studien ein Leistungsdefizit von 23 - 46 GW bis 2030 identifizieren.

5 Case Studies zu Kapazitätsmechanismen in Europa

In vielen europäischen Ländern gibt es bereits Kapazitätsmechanismen. Dazu gehören zum Beispiel Belgien, Frankreich und UK. In weiteren Ländern wird die Einführung eines solchen Mechanismus diskutiert (z.B. Spanien, Griechenland).

Belgien und UK haben einen umfassenden Kapazitätsmarkt, Frankreich hat eine dezentrale Leistungsverpflichtung eingeführt.

Die Studie analysiert drei Mechanismen (BE, FR, UK) zum Vergleich und zur Ableitung von Designelementen.

UK hat seit 2014 einen umfassenden

5.1 Überblick zu Mechanismen verschiedener europäischer Länder

In Europa wurden in den letzten Jahren unterschiedliche Kapazitätsmechanismen in den Strommärkten eingeführt. In vielen anderen Ländern wird die Einführung eines Kapazitätsmechanismus diskutiert. In dieser Studie wird dabei zwischen drei verschiedenen Mechanismen unterschieden: strategische Reserve, dezentrale Leistungsverpflichtung und umfassender Kapazitätsmarkt. In Europa setzen sich insbesondere umfassende Kapazitätsmärkte durch. Abbildung 6 gibt einen Überblick über den aktuellen Stand.

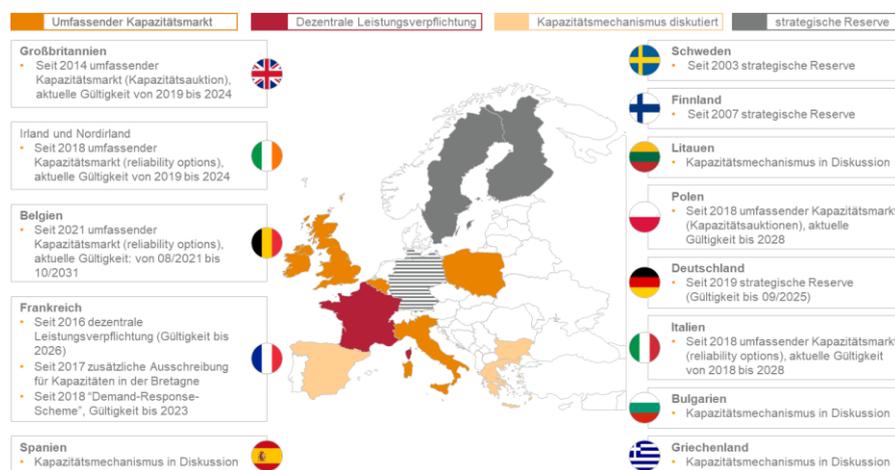


Abbildung 6: Kapazitätsmechanismen in Europa (European Commission, 2021; ACER, 2021)

UK, Irland, Polen, Italien und Belgien verfügen über umfassende Kapazitätsmärkte. Frankreich weist als einziges Land Europas eine dezentrale Leistungsverpflichtung aus. Bei diesem handeln Kapazitätsanbieter und Kapazitätsnachfrager mit Zertifikaten, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. In Deutschland, Finnland und Schweden gibt es strategische Reserven, die auf einen gezielten Einsatz von einzelnen Kraftwerken abzielen. Kraftwerke außerhalb dieser Reserve befinden sich dabei in einem Energy-Only-Markt. Zudem gibt es zahlreiche Länder, in denen die Einführung eines Kapazitätsmechanismus derzeit diskutiert wird (Bulgarien, Spanien, Griechenland).

Für die Zwecke dieser Studie werden die Kapazitätsmechanismen der drei Ländern Belgien, Frankreich und UK untersucht und miteinander verglichen. Mit der Auswahl der Länder werden unterschiedliche Mechanismen beleuchtet, aus deren Vergleich sich eventuell Rückschlüsse für das Design eines deutschen Kapazitätsmarkts ableiten lassen.

Der Kapazitätsmechanismus in UK besteht seit 2014. Die Einführung erfolgte auf Grund der Einschätzung, dass es ab 2017/2018 ohne weitere Anreize zur

Kapazitätsmarkt, bei dem Kapazitätsvergütungen über jährliche Auktionen vergeben werden.

Leistungsbereitstellung zu Kapazitätsengpässen kommen könnte. Der Übertragungsnetzbetreiber (“ÜNB”) ist dafür verantwortlich, die benötigte Leistung für die kommenden Jahre zu ermitteln. Auch das Monitoring von kritischen Zeitpunkten (Systemüberlastung), bei denen die Kapazitäten zur Verfügung stehen müssen, sowie die Durchführung der Kapazitätsauktionen liegen in der Verantwortung der ÜNBs. Die Kapazitätsanbieter nehmen an Auktionen teil und erhalten Kapazitätsvergütungen über einen vorher festgelegten Zeitraum. Somit profitieren sie von Erlössicherheit, während sie zu kritischen Zeitpunkten Leistung bereitstellen müssen. Kann diese Verpflichtung zur Bereitstellung nicht erfüllt werden, fallen Strafzahlungen an (European Commission, 2019; BEIS, 2019).

In Belgiens 2021 eingeführtem umfassendem Kapazitätsmarkt wurden Preisobergrenzen für Bestandsanlagen festgelegt und die Erlöse am Strommarkt durch Zuverlässigkeitsoptionen begrenzt.

Der belgische Kapazitätsmarkt besteht in seiner aktuellen Form seit 2021. Die Einführung erfolgte auf Grund des damals geplanten Kernenergieausstieges zwischen 2022 und 2025⁷ sowie der Stilllegung von konventionellen Kraftwerken in den Nachbarländern. Der ÜNB ist dafür verantwortlich, die benötigte Leistung für die kommenden Jahre zu ermitteln und das Monitoring der kritischen Zeitpunkte und Auktionen durchzuführen. Ein Unterschied zum Kapazitätsmarkt in UK ist, dass Preisobergrenzen für Bestandsanlagen eingeführt wurden, um übermäßige Produzentenrenten zu vermeiden. Zusätzlich wurden Zuverlässigkeitsoptionen („reliability options“) eingeführt, um die Erlöse am Strommarkt für kontrahierte Kapazitäten zu begrenzen. Solange der Day-Ahead-Strompreis unter dem definierten Referenzwert liegt, erhält der Kapazitätsanbieter die Differenz zu diesem Wert als Vergütung. Liegt er darüber, muss der Kapazitätsanbieter die Differenz zum Referenzwert zurückzahlen (European Commission, 2021). Wichtig dabei ist, dass die Rückzahlungsverpflichtung auch dann gilt, wenn der Kapazitätsanbieter keinen Strom zum Zeitpunkt einer Knappheit produziert. Damit wird ein Anreiz geschaffen, in Zeiten der Knappheit zur Verfügung zu stehen. Ein Grund für die Einführung dieser Zuverlässigkeitsoptionen ist, dass Überkompensationen vermieden werden sollen, die bei Knappheiten am Strommarkt entstehen. In diesen Situationen erhält der Kapazitätsanbieter sowohl Kapazitätszahlungen als auch hohe Erlöse am Strommarkt. Übermäßige Produzentenrenten werden damit vermieden.

Der Kapazitätsmechanismus in Frankreich verpflichtet Nachfrager von Kapazitäten zum Erwerb von Zertifikaten, welche über Auktionen an Kapazitätsanbieter vergeben und

Anders als in Belgien und UK, funktioniert der französische Kapazitätsmechanismus über dezentral handelbare Leistungsverpflichtungen. Kapazitätsanbieter erhalten Zertifikate vom ÜNB für ihre Leistung. Kapazitätsnachfrager (z.B. Energieversorger und große Industrieunternehmen) sind verpflichtet sich – je nach Beitrag zur Spitzenlast – mit diesen Zertifikaten für ihre nicht flexible Nachfrage einzudecken. Der Zertifikathandel zwischen Kapazitätsanbieter und -nachfrager erfolgt über Auktionen und über den OTC-Handel. (European Commission, 2016). Die Zertifikate haben eine Gültigkeit von einem Jahr. Kapazitätsnachfrager müssen ihre unflexible Nachfrage somit nur für ein Jahr absichern. Dies gibt Kapazitätsnachfragern die Möglichkeit, ihre Nachfrage zu flexibilisieren, falls

⁷ Der Kernenergieausstieg wurde zuletzt auf Grund des Krieges in der Ukraine und der potentiellen Gasmangellage um zehn Jahre verschoben.

dezentral
gehandelt werden.

die Kosten für die Zertifikate höher sind als die Kosten für Flexibilisierungsmaßnahmen. Nachdem die EU-Kommission 2015 eine Untersuchung des Mechanismus eingeleitet hatte, wurde dieser dahingehend abgeändert, dass neue Kapazitäten Zertifikate mit einer Laufzeit von sieben Jahren erhalten, wenn sie nachweislich wettbewerbsfähiger sind als bestehende Kapazitäten. Die längere Vertragslaufzeit soll ausreichend Investitionssicherheit für neue Projekte bieten und den Eintritt neuer Marktteilnehmer erleichtern.

5.2 Vergleich der ausgewählten Kapazitätsmechanismen

Die Mechanismen unterscheiden sich insbesondere in der Preisbildungsregel und der Gebotsabgabe. Weitere Unterschiede sind bei der Vertragsdauer und den CO₂-Grenzwerten sichtbar.

Die Kapazitätsmechanismen in UK, Belgien und Frankreich unterscheiden sich in vielen Merkmalen. Tabelle 2 stellt die Eigenschaften dieser Kapazitätsmechanismen vergleichend dar.

Merkmal	Belgien	UK	Frankreich
Auktionstyp	Umfassend & zentral	Umfassend & zentral	Dezentrale Leistungsverpflichtung
Beschaffungshäufigkeit	Zwei Auktionen pro Lieferperiode (Y-1 und Y-4)	Zwei Auktionen pro Lieferperiode (Y-1 und Y-4)	Mehrere Auktionen pro Jahr: 1x Y-4, 4x Y-3 und Y-2, 6xY-1
Preisbildungsregel	Pay-as-bid	Uniform pricing	Uniform pricing
Gebotsabgabe	Sealed bid		Descending clock auction
Erlösabschöpfung	Preisobergrenzen & Zuverlässigkeitsoptionen	-	-
Technologien	technologieoffen	technologieoffen	technologieoffen
Vertragsdauer	1 a 3 a (106 €/kW), 8 a (239 €/kW), 15 a (360 €/kW)	1 a, 3 a (125 GBP/kW), 15 a (250 GBP/kW)	1 a, 7 a
CO ₂ -Restriktionen	550 g CO ₂ /kWh (IBN < 2019), 350 g CO ₂ /kW _{el inst.} (IBN>2019)	550 g CO ₂ /kWh (IBN < 2019), 350 g CO ₂ /kW _{el inst.} (IBN>2019)	200 g CO ₂ /kWh für neue Kapazitäten

Tabelle 2: Eigenschaften der Kapazitätsmechanismen (BE, FR, UK) (European Commission, 2019; BEIS, 2019; elia group, 2021)

CO₂-Emissionsgrenzwerte schließen Kohlekraftwerke aus. In Belgien werden zusätzliche Nachweise zur Umrüstung und zukünftigen Einhaltung von Emissionsreduktionszielen gefordert.

In allen Mechanismen werden Vorgaben zur CO₂-Intensität der teilnehmenden Technologien gemacht. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Bereitstellung der Flexibilität der Dekarbonisierung des Stromsystems nicht entgegenwirkt und CO₂-arme Technologien gefördert werden. Dabei liegen die Grenzwerte zum Beispiel im Falle von Belgien und Frankreich bei Kraftwerken mit Startzeit vor 2019 bei 550 g CO₂/kWh, bei neueren Anlagen (>2019) bei 350 g CO₂/kW_{el} installierter Leistung. Damit wird faktisch Kohlekraft ausgeschlossen. Der Grenzwert liegt in Frankreich deutlich niedriger bei 200 g CO₂/kWh. Hier wird der Großteil der Kapazität ohnehin durch Kernkraftwerke bereitgestellt. In Belgien gibt es außerdem noch eine weitere Regelung für die Qualifikation von Anlagen. Neue Anlagen (15 Jahre Vertragsdauer) mit fossilem Brennstoff – dies betrifft primär Gaskraftwerke – müssen bis 2026 die technische Machbarkeit einer Umrüstung zur CO₂-Minderung (z.B. Wasserstofffähigkeit) und bis 2028 einen Emissionsreduktionsplan zur Einhaltung der politischen gesetzten Ziele für 2050 vorlegen.

5.3 Auktionsergebnisse

Die Zuschlagspreise bewegen sich historisch zwischen 10.000 - 32.000 €/MW. Für ein modernes Gaskraftwerk von 400 MW entspricht der höchste Zuschlagspreis ca. 430 €/kW_{inst} bei einem Zeitraum von 15 Jahren. Dies würde in etwa die Hälfte der CAPEX decken.

Während in UK schon seit 2014 Kapazitätsauktionen durchgeführt und in Frankreich schon 2016 das System des Zertifikathandels eingeführt wurden, liegen für Belgien nur Ergebnisse der Auktion im Jahr 2021 vor. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen, werden in Abbildung 7 für UK und Belgien die historischen, durchschnittlichen Zuschlagspreise in den Y-4-Auktionen (vier Jahre vor Beginn der Lieferperiode) dargestellt. Die Zuschlagspreise werden über die jeweilige Vertragsdauer (z.B. 1 Jahr für Bestandsanlagen und 15 Jahre bei Neuanlagen) als Förderung wirksam. Die historischen durchschnittlichen Zuschlagspreise bewegen sich länderübergreifend zwischen 10.000 - 31.600 €/MW. In der ersten Y-4 Auktion in Belgien lag der durchschnittliche Zuschlagspreis bei 31.600 €/MW (de-rated). Zur Einordnung: bei einem neuen 400 MW Gaskraftwerk mit 15-Jahres-Vertrag würde es sich hierbei um ein Gesamtfördervolumen von ca. 190 Mio. € handeln. Dies entspricht bei einem Leistungskredit von 91 % einer Förderung von ca. 430 €/kW_{el,inst.} Bei CAPEX von ca. 850 €/kW würden somit etwa die Hälfte der fixen Kapitalkosten gedeckt (Fichtner, 2020). Für die französischen Auktionen sind, auf Grund der Datengrundlage, durchschnittliche Zuschlagspreise für die jeweiligen Auktionsjahre angegeben. Die Zuschlagspreise variieren von Jahr zu Jahr und haben sich – auch getrieben durch den Einfluss von Covid19 auf die Wartung von Kernkraftwerken – im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr stark erhöht. In UK bewegen sich die Zuschlagspreise im Bereich 10.000 - 25.000 €/MW mit starken Schwankungen.

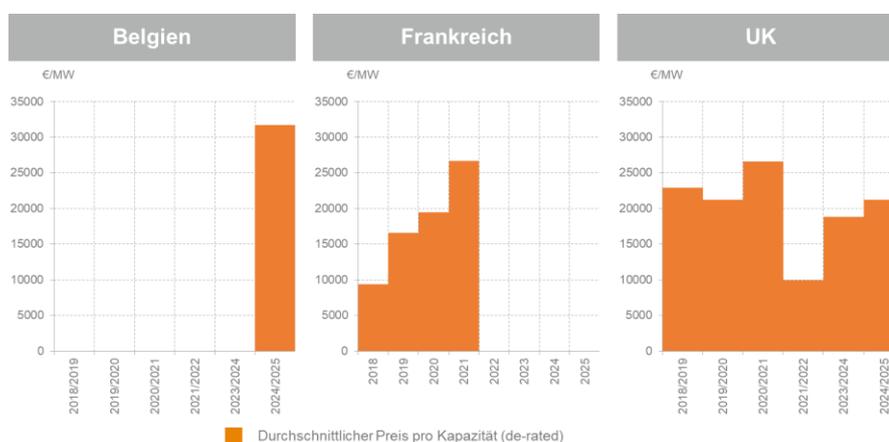


Abbildung 7: Auktionsergebnisse in Belgien, Frankreich und UK

In Belgien und UK wurden größtenteils Gaskraftwerke bezuschlagt. Auch Batterien und DSM gewinnen an Bedeutung. In Frankreich macht

Aus den aktuellen Auktionsergebnissen lassen sich neben den Zuschlagspreisen auch Aussagen über die Technologie- und Altersklassen ableiten. Abbildung 8 stellt die bezuschlagten Leistungen nach Technologie- und Altersklasse („Bestand“, „Neu und Retrofit“) dar. In Belgien wurden größtenteils Gaskraftwerke (83 % der Gesamtkapazität) und neue GuD-Kraftwerke bezuschlagt. Zusätzlich wurde auch Demand-Side-Management bezuschlagt (6,5 % der Gesamtkapazität). In Frankreich macht Kernkraft ca. die Hälfte der bezuschlagten Leistung aus. Demgegenüber wurden in UK,

Kernkraft den Großteil der zertifizierten Kapazität aus.

Kapazitätsmechanismen können auf moderatem Kostenniveau Anreize für neue, flexible Technologien schaffen. Je nach Design der jeweiligen Elemente lässt sich so eine Diversifizierung des Technologiemix realisieren.

ähnlich zum Kapazitätsmarkt in Belgien, primär Gastechnologien bezuschlagt (ca. 70 % der Gesamtkapazität). Außerdem nehmen in UK neue DSM- und Batteriespeicherprojekte (2,1 % bzw. 2,4 %), sowie Interkonnektoren (ca. 14 %) eine zunehmend wichtige Rolle ein, nachdem anfänglich Kritik bzgl. unzureichenden Anreizen, insbesondere für DSM und Batterien, geäußert wurde.

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen: Zwar ist eine abschließende empirische Bewertung und Übertragung auf Deutschland auf Grund von nationalen Unterschieden sowie unterschiedlicher Datenqualität und -erfassung schwierig. Es lässt sich jedoch festhalten, dass die Kosten im Vergleich zu Gaskraftwerken nicht übermäßig erscheinen und somit insgesamt eine Kosteneffizienz unterstellt werden kann. Ferner sind bestehende Mechanismen durchaus erfolgreich in der Bezuschlagung⁸ für Neuanlagen. Dies gilt sowohl für Gaskraftwerke als auch für DSM und Batterien. Spezifische Designfeatures (z.B. Kapazitätskredite, Präqualifikationsanforderungen, Auktionsdesign) können somit zu einer Diversifizierung des Technologiemix über den Kapazitätsmechanismus beitragen.

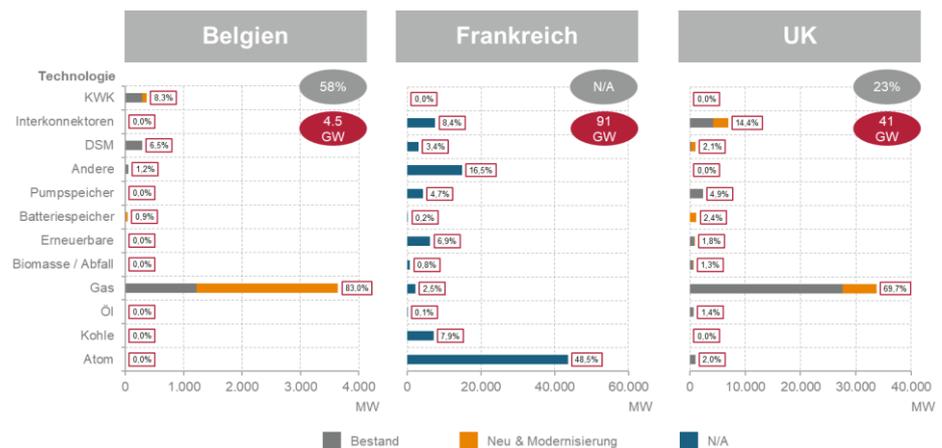


Abbildung 8: Bezuschlagte Leistung nach Technologie- und Altersklasse aus den letzten Auktionsergebnissen in Belgien, Frankreich und UK

⁸ Die tatsächliche Inbetriebnahme lässt sich noch nicht abschließend bewerten.

5.4 Zwischenfazit

Zwischenfazit

- Die meisten Länder Europas haben entweder schon Kapazitätsmechanismen eingeführt oder diskutieren die Einführung. Erkennbar setzten sich dabei umfassende Kapazitätsmärkte durch.
- Bei den umfassenden Kapazitätsmärkten in Belgien und UK erhalten bezuschlagte Kapazitäten unterschiedliche Vertragsdauern je nach Altersklasse bzw. in Abhängigkeit vom Investitionsvolumen für Retrofitmaßnahmen. Je moderner die Anlage, desto länger die Laufzeit (bis zu 15 Jahre).
- CO₂-Emissionslimits schließen Kohle- und Braunkohlekraft aus. In Belgien werden zusätzliche Nachweise zur Umrüstung und zukünftigen Einhaltung von Emissionsreduktionszielen gefordert.
- Die Zuschlagspreise bewegen sich historisch zwischen 10.000 - 32.000 €/MW. Für ein modernes Gaskraftwerk von 400 MW entspricht dies ca. 430 €/kW_{inst} bei einem Zeitraum von 15 Jahren. Dies würde in etwa die Hälfte der CAPEX decken.
- In Belgien und UK wurden zuletzt größtenteils Gaskraftwerke bezuschlagt. Auch Batterien und DSM gewinnen an Bedeutung.
- Schlussfolgerungen: Die bestehenden Mechanismen sind nicht eins zu eins übertragbar auf Deutschland, aber in Bezug auf Belgien und UK sind auch keine dominanten Gegenargumente erkennbar.

6 Methodik der Bewertung der Marktdesignszenarien

Die Bewertung der Marktdesignszenarien erfolgt in vier Schritten: (1) Ziele definieren, (2) Anforderungstableau erstellen, (3) Kriterien festlegen und (4) Durchführung der Bewertung.

6.1 Vorgehen bei der Bewertung

Das Ziel der Bewertung der Marktdesignszenarien ist, die Vor- und Nachteile der verschiedenen Mechanismen herauszuarbeiten und basierend darauf, das zu empfehlende Marktdesignszenario für Deutschland zu bestimmen. Dazu werden vier Schritte durchgeführt: (1) Definition von gesellschaftlichen Zielen, (2) Erstellung eines Anforderungstableaus, (3) Festlegung von Kriterien und (4) Bewertung der Marktdesignszenarien anhand der Kriterien.

Die Ziele stellen die übergeordneten Ansprüche der Gesellschaft an Marktdesignszenarien dar. Alle Marktdesignszenarien müssen zu der Erreichung der definierten Ziele beitragen. Von diesen Zielen abgeleitet werden das Anforderungstableau und die Kriterien. Das Anforderungstableau enthält Prämissen an Marktdesignszenarien, die diese erfüllen müssen. Es schränkt damit den Lösungsraum an Alternativen ein. Kriterien werden definiert, um die Marktdesignszenarien zu bewerten. Dies geschieht, indem untersucht wird, wie gut die einzelnen Alternativen die Kriterien erfüllen und indem die Kriterien gewichtet werden. Die Kriterien lösen damit den Zielkonflikt zwischen den Marktdesignszenarien auf. Abbildung 9 bildet die den Bewertungsprozess ab

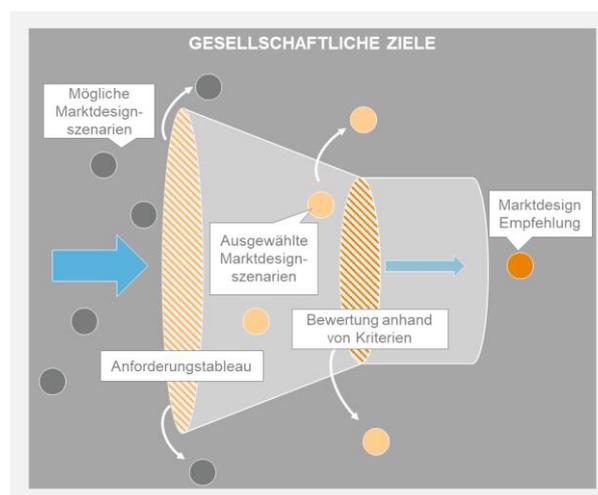


Abbildung 9: Bewertungslogik zur Auswahl des empfohlenen Marktdesigns

6.2 Ziele der Marktdesigns

Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Kosteneffizienz sind die Ziele für Marktdesignszenarien.

Für das zukünftige Marktdesign werden drei Ziele formuliert, zu denen ein Beitrag geleistet werden soll. Zusätzlich gilt für alle betrachteten Marktdesignszenarien, dass sie die geltenden regulatorischen Vorgaben der EU und Deutschlands einhalten müssen. Die zentrale Motivation, um Kapazitätsmechanismen einzuführen, ist die Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit der Stromversorgung durch Schaffung von Anreizen zum Zubau gesicherter Leistung. Dieser Aspekt sowie der Aspekt „Beitrag zur Energiesouveränität leisten“ werden unter dem Ziel „Versorgungssicherheit

sicherstellen“ subsummiert. Vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der EU muss das zukünftige Marktdesign auch zu einer „umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung“ beitragen. Das Ziel „kosteneffiziente Energieversorgung sicherstellen“ stellt sicher, dass einerseits die volkswirtschaftlichen Kosten minimiert werden und andererseits eine faire Kostenverteilung zwischen Konsumenten und Produzenten ermöglicht wird. Abbildung 10 zeigt die definierten Ziele.

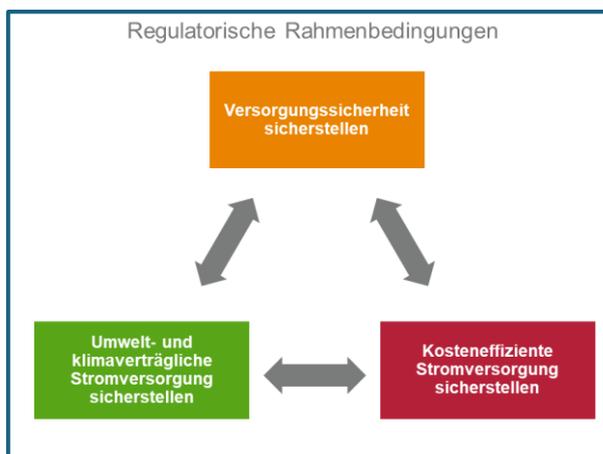


Abbildung 10: Gesellschaftliche Ziele für Marktdesignszenarien

6.3 Anforderungstableau für Marktdesignszenarien

Das Anforderungstableau ist von den Zielen abgeleitet und enthält Vorgaben, die die Marktdesignszenarien einhalten müssen. Es grenzt damit den Lösungsraum ein.

Das Anforderungstableau enthält Vorgaben an Marktdesignszenarien, die diese einhalten müssen. Dementsprechend schränkt das Angebotstableau den Lösungsraum an möglichen Marktdesignszenarien ein. Abgeleitet von den definierten Zielen ist das Angebotstableau untergliedert in die vier Gruppen: Versorgungssicherheit, Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit und Recht. Die rechtlichen Anforderungen ergeben sich aus den EU-Verordnungen zum Elektrizitätsbinnenmarkt⁹ und zur EU-Taxonomie¹⁰. Während die erste Verordnung rechtlich bindend ist und somit beachtet werden muss, sind Anforderungen aus der EU-Taxonomie zwar nicht rechtlich bindend, werden in dieser Studie aber als Anforderung gesetzt. Die Einhaltung der Taxonomie ermöglicht dann außerdem eine günstigere Finanzierung der im Mechanismus angereizten Kapazitäten, was die Kosteneffizienz des Mechanismus unterstützt.

⁹ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

¹⁰ Delegierte Verordnung (EU) der Kommission vom 09.03.2022 zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2139 in Bezug auf Wirtschaftstätigkeiten in bestimmten Energiesektoren und der Delegierten Verordnung (EU) 2021/2178 in Bezug auf besondere Offenlegungspflichten für diese Wirtschaftstätigkeiten.

Versorgungssicherheit	Klimaschutz	Wirtschaftlichkeit
Gesicherte Leistung auf einem politisch / gesellschaftlich bestimmten Niveau vorhalten können	Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 leisten (Klimaschutzgesetz 2021)	Kostenbelastung der Verbraucher durch den Mechanismus steuern können
Zügige Implementierung des Kapazitätsmechanismus ermöglichen	Kohleausstieg bis 2030 ermöglichen (Koalitionsvertrag)	Regionalen Zubau der Kapazitäten unter Kostengesichtspunkten steuern können
Zubau von gesicherter Leistung ermöglichen bzw. fördern (neue Kraftwerke)	Anreize für Nachfrageflexibilität setzen	Kosten zur Bereitstellung integrierter Systemdienstleistungen minimieren
Flexible Anpassung der gesicherten Leistung (Nachfrageänderung) ermöglichen	Beitrag von EE zur Bereitstellung gesicherter Leistung fördern	Wettbewerb innerhalb des Mechanismus fördern
Koordination der Leistungsvorhaltung mit europäischen Nachbarländern vorsehen	Beitrag von Stromspeichern zur Bereitstellung gesicherter Leistung fördern	Marktmacht innerhalb des Mechanismus begrenzen können
Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Schwarzstartfähigkeit) ermöglichen	Neue Kapazitäten mit fossilen Brennstoffen stellen „zero-emission-readiness“ sicher	
Flexible Auslegung & Fahrweise steuerbarer Erzeugungskapazitäten ermöglichen	Alle teilnehmenden Technologien müssen dekarbonisierungskompatibel sein (eine THG-neutrale Option haben)	
„Energiesouveränität“ berücksichtigen: Rolle von Erdgas steuern können		
Zubau der Kapazitäten basierend auf Netzinfrastruktur steuern können		
Rechtlich		
EU 2019/943: Elektrizitätsbinnenmarkt	EU 2021/2139: EU Taxonomie	
Abschaffung des Mechanismus ermöglichen	Die Anlage ist für den Einsatz erneuerbarer und/oder CO ₂ -armer gasförmiger Brennstoffe ausgelegt	
Transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerliches Verfahren durchführen	Die Umstellung auf 100 % erneuerbarer und/oder kohlenstoffarmer gasförmiger Brennstoffe erfolgt bis zum 31.12.2035	
Technologieoffenheit garantieren	Die Umstellung führt zu min 55 % THG-Reduktion über die Lebensdauer der neu installierten Erzeugungskapazität	
Sanktionen bei Nicht-Verfügbarkeit einführen	Der Kohleausstieg im betreffenden Land ist beschlossen	
Übertragbarkeit der Kapazitätsverpflichtungen ermöglichen	Die zu ersetzende Anlage kann nicht kosteneffizient durch EE ersetzt werden	
Grenzüberschreitende Beteiligungsmöglichkeit schaffen		
Gleiche Behandlung ausländischer Kapazitäten im Wettbewerb garantieren		
Verpflichtung zur Nichtverfügbarkeitszahlung vorsehen		
CO ₂ -Emissionsgrenzwerte einhalten		

Tabelle 3: Anforderungstableau

Die gesetzten CO₂-Grenzwerte schließen Kohlekraftwerke von Kapazitätsmechanismen aus und stellen Anforderungen zur Dekarbonisierung von Gaskraftwerken.

Sowohl die Verordnung zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt als auch die EU-Taxonomie (hier Grenzwerte für Gaskraftwerke gezeigt) definieren CO₂-Grenzwerte für Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen. Gemäß dem Anforderungstableau müssen Technologien, die am Kapazitätsmechanismus teilnehmen wollen, beide Vorgaben erfüllen. Aus den CO₂-Emissionsgrenzwerten lässt sich ableiten, dass Kohlekraftwerke von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen ausgeschlossen sind. Für neue H₂-ready Gaskraftwerke mit Baugenehmigung ab Anfang 2023 ist die EU Taxonomie maßgeblich. Für bestehende Gaskraftwerke ist die EU Verordnung zum Elektrizitätsbinnenmarkt entscheidend. Tabelle 4 stellt die unterschiedlichen Anforderungen gegenüber.

CO ₂ -Emissionsgrenzwerte	
EU 2019/943: Elektrizitätsbinnenmarkt	EU 2021/2139: EU Taxonomie
Altanlagen: Inbetriebnahme vor 04.07.2019 Gültig ab 01.07.2025 < 550 g CO ₂ /kWh und < 350 kg CO ₂ /kW im Jahresdurchschnitt	Neuanlagen: Baugenehmigung bis 31.12.2030 Gültig ab 01.01.2023 < 270 g CO ₂ /kWh oder < 550 kg CO ₂ /kW/a über 20 Jahre gemittelt
Neuanlagen: Inbetriebnahme ab 04.07.2019 Gültig ab 04.07.2019 < 550 g CO ₂ /kWh	Neuanlagen: Baugenehmigung ab 01.01.2031 < 100 g CO ₂ /kWh

Tabelle 4: CO₂-Grenzwerte für Gaskraftwerke

Die Anforderung der „zero-

Neben der Einhaltung der CO₂-Emissionsgrenzwerte wird die Anforderung einer „zero-emission-readiness“ für neu zu bauende, fossil gefeuerte

emission-readiness“ beschreibt, dass insbesondere Gaskraftwerke auf 100 % erneuerbare oder kohlenstoffarme Brennstoffe umstellen können müssen, sobald diese Brennstoffe zur Verfügung stehen.

Hersteller planen, dass Gasturbinen bis 2030 mit 100 % Wasserstoff am Markt verfügbar sind.

Insgesamt neun Kriterien werden zur Bewertung der Marktdesignszenarien verwendet.

Kraftwerke gestellt. Dies bedeutet insbesondere, dass neue Gaskraftwerke die Fähigkeit nachweisen müssen, zu einem späteren Zeitpunkt auf 100 % Wasserstoff umzustellen zu können („H₂-readiness“). Der Zeitpunkt der spätesten Umstellung ergibt sich dabei aus der EU-Taxonomie, die fordert, dass Gaskraftwerke bis Ende 2035 vollständig auf erneuerbare oder kohlenstoffarme Brennstoffe umstellen müssen. Voraussetzung für die Umstellung ist naturgemäß, dass ausreichend klimaneutraler Wasserstoff an den Standorten der Gaskraftwerke zur Verfügung steht. Eine „Opt-out“-Regelung im Fall, dass kein klimaneutraler Wasserstoff (bzw. klimaneutrales Gas) zur Verfügung steht, sollte vorgesehen werden. Andere CO₂-neutrale Energieträger, wie Biomasse und Altholz, können potenziell auch wichtige Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten. Perspektivisch eventuell auch in Form von Negativemissionen unter Berücksichtigung von CCS.

Der Nachweis der „H₂-readiness“ und der spätere Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff (bzw. Biomethan) betrifft viele technische Komponenten eines Gaskraftwerks (z.B. Rohrleitungen, Dichtungen, Ventile, Kühlsystem oder Abgasanlage). Die Entwicklung einer Turbine, die mit 100 % Wasserstoff betrieben werden kann, gilt allerdings als eine der größten Herausforderungen (EU Turbines, 2021). Solche Turbinen sind zurzeit noch nicht verfügbar, große Turbinenhersteller planen allerdings bis 2030 solche Turbinen zu produzieren (Powermag, 2020) (Euractiv, 2022). Dies würde es Gaskraftwerken, die nach 2031 gebaut bzw. nachgerüstet werden, ermöglichen, die geltenden Regelungen der EU-Taxonomie einzuhalten, sofern erneuerbarer Wasserstoff am Standort zur Verfügung steht.

6.4 Definition der Kriterien

Die durch das Anforderungstableau identifizierten, relevanten Marktdesignszenarien erfüllen alle definierten Vorgaben. Mit Hilfe der Kriterien können nun die Trade-offs zwischen den Alternativen dargestellt und aufgelöst werden. Um die Marktdesignszenarien zu bewerten, werden die Kriterien gewichtet, und es wird ermittelt wie gut die Marktdesignszenarien die Kriterien erfüllen. Tabelle 5 listet die Kriterien inklusive Beschreibung auf.

Kriterium	Beschreibung
Effektivität	Bewertet, wie zielgenau ein vorgegebenes (!) Niveau an Versorgungssicherheit erreicht wird.
Effizienter Kapazitätszubau und -einsatz	Bewertet die energiewirtschaftlichen Kosten aus Kapazitätszubau und -einsatz für die Bereitstellung von Strom und Leistung bei einem vorgegebenen Niveau (!) an Versorgungssicherheit (ohne Bewertung von Risiken)
Effiziente Risikoallokation	Risiken für Marktakteure bedingen Risikoprämien, die vom Verbraucher zu bezahlen sind und die Kosteneffizienz senken. Die effiziente Risikoallokation bewertet, ob die Risiken dort wo sie alloziert sind effiziente Anreize auslösen oder nicht.
Dekarbonisierungs-kompatibilität	Bewertet wie gut die Marktdesignszenarien durch Einbindung von Nachfrageflexibilität, Einbindung von EE und Speichern, sowie durch Anreize zur Dekarbonisierung fossiler Kraftwerke die Transformation des Technologieportfolios hin zur Klimaneutralität unterstützt und somit zur Energiesouveränität beiträgt.
Europäische Koordination	Bewertet wie gut die Erbringung der gesicherten Leistung auf europäischer Ebene koordiniert werden kann (angebots- oder nachfrageseitig).
Netzoptimierte Steuerbarkeit	Bewertet, ob die Marktdesignszenarien Möglichkeiten zur netzdienlichen Steuerung des Zubaus von Kapazitäten ermöglichen (Gas-/und Stromnetz).
Flexibilität	Bewertet wie flexibel die Marktdesignszenarien auf Veränderungen reagieren können (z.B. Nachfrageänderung, technologische Veränderungen). Dies kann auch eine Abschaffung des Mechanismus beinhalten.
Verteilungseffekte	Bewertet wie hoch das Risiko für übermäßige Produzentenrenten auf Kosten der Konsumenten ist
Komplexität	Bewertet die Transaktionskosten aller am Kapazitätsmechanismus Beteiligten (die regulatorische Fehleranfälligkeit wird nicht berücksichtigt)

Tabelle 5: Kriterien zur Bewertung der Marktdesignszenarien

6.5 Zwischenfazit

Zwischenfazit

- Um das empfohlene Marktdesign für Deutschland zu identifizieren, werden vier Schritte durchgeführt: (1) Ziele definieren, (2) Anforderungstableau erstellen, (3) Kriterien festlegen und (4) Durchführung der Bewertung.
- Im ersten Schritt werden die gesellschaftlichen Ziele an die Marktdesignszenarien definiert. Diese umfassen die Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie einer umwelt- und klimaverträglichen als auch kosteneffizienten Energieversorgung.
- Daraus abgeleitet wird ein Anforderungstableau, das den Lösungsraum möglicher Marktdesignszenarien anhand von Vorgaben reduziert. Das Anforderungstableau gliedert sich in versorgungssicherheitsrelevante, wirtschaftliche, Klimaschutztechnische und rechtliche Aspekte. Die jeweiligen Vorgaben sind für alle Marktdesignszenarien bindend.
- Besonders wichtige Anforderungen sind die „H₂-readiness“ von Gaskraftwerken sowie die komplette Umstellung auf erneuerbare oder kohlenstoffarme Brennstoffe bis Ende 2035, sofern diese zur Verfügung stehen.
- Im dritten Schritt werden Kriterien festgelegt, die die Trade-offs zwischen den verbleibenden Alternativen auflösen. Diese Kriterien dienen als Grundgerüst zur Bewertung der Marktdesignszenarien. Die Kriterien umfassen die Effektivität und Effizienz der Kapazitätsfestlegung und -beschaffung, den Beitrag zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung, die Ähnlichkeit zu anderen europäischen Mechanismen, die Steuerungsmöglichkeit des technologischen und geographischen Kapazitätszubaues sowie die Erlösverteilung, die Flexibilität gegenüber zukünftigen Anpassungen und die Komplexität des Mechanismus.
- Im vierten und letzten Schritt werden die Marktdesignszenarien anhand der Kriterien bewertet.

7 Optionsraum und Auswahl der zu betrachtenden Marktdesignszenarien

Die Marktdesignszenarien können anhand von zwei Merkmalen unterschieden werden: Marktsegmentierung („Wie breit stehen Option miteinander im Wettbewerb“) und Pönalesteuerung („Existieren Kapazitätszahlung oder optimiert sich der Markt gegen Pönalen im Fall von Stromknappheit?“).

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind unterschiedliche Marktdesignszenarien vorstellbar. Diese lassen sich anhand von zwei Merkmalen einordnen: „Marktsegmentierung“ und „Pönalesteuerung“. Ersteres beschreibt, wie breit die Optionen zur Bereitstellung von gesicherter Leistung miteinander in Wettbewerb gestellt werden. Letzteres drückt aus, wie die Nachfrage nach gesicherter Leistung induziert wird. Sprich, ob explizite Kapazitätszahlungen existieren oder ob Pönalen im Falle von Stromknappheit bestehen, gegen die der Markt sich optimiert.

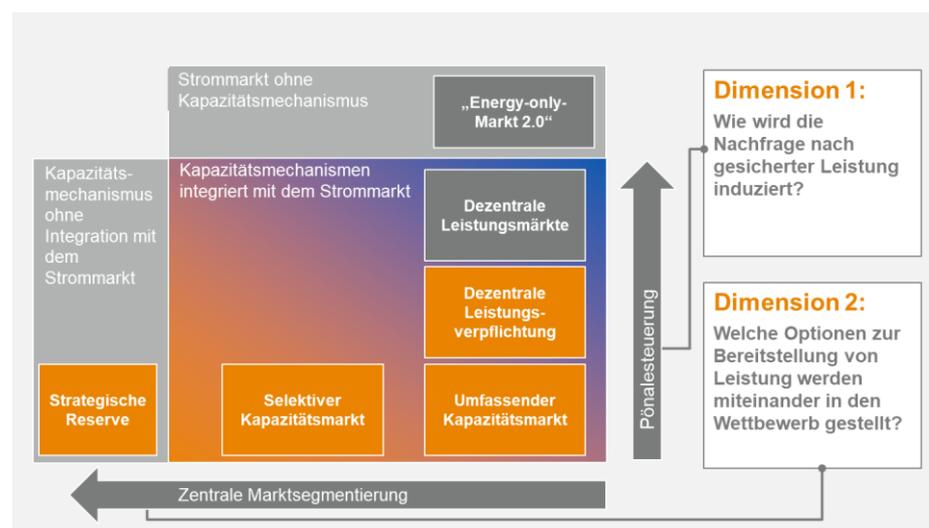


Abbildung 11: Übersicht der Marktdesignszenarien

Im EOM 2.0 wird der Zubau von Kapazität durch Preisspitzen am Strommarkt induziert. Bei der strategischen Reserve durch Kapazitätszahlungen.

In einem Strommarkt ohne Kapazitätsmechanismus („EOM 2.0“) agieren alle Technologien auf einem Markt. Der Ausbau der gesicherten Leistung wird durch Preisspitzen am Strommarkt induziert. Im Falle von Stromknappheit werden sehr hohe Pönalezahlungen fällig. Im anderen Extremfall – Einführung eines Kapazitätsmechanismus ohne Integration in den Strommarkt – wird die Nachfrage nach gesicherter Leistung ausschließlich durch Kapazitätszahlungen induziert. Der Markt für gesicherte Leistung wird damit in zwei komplett voneinander getrennte Segmente aufgeteilt. Die restlichen Marktdesignszenarien integrieren den Kapazitätsmechanismus und den Strommarkt, so dass kontrahierte Kapazitäten sowohl Erlöse am Strommarkt als auch durch Kapazitätszahlungen generieren können. Die Unterschiede liegen darin, dass der selektive Kapazitätsmarkt die Kapazitäten in mehrere Segmente unterteilt, während die restlichen Mechanismen einen gemeinsamen Markt für alle Kapazitäten vorsehen.

In der strategischen Reserve werden kontrahierte Kapazitäten nicht am Strommarkt eingesetzt.

In der strategischen Reserve werden die Reserve und der EOM voneinander getrennt. Das bedeutet, dass die kontrahierten Kapazitäten nicht am regulären Strommarkt teilnehmen und somit keine Strommarkterlöse erwirtschaften, sondern ausschließlich Kapazitätszahlungen erhalten. Die Festlegung und Beschaffung der strategischen Reserve erfolgen durch eine zentrale Instanz in Form einer wettbewerblichen Ausschreibung. Dieser Mechanismus wird derzeit in Deutschland, Finnland und Schweden

angewandt. In Deutschland werden bisher ausschließlich Bestandsanlagen mit kurzen Vertragslaufzeiten kontrahiert, der Mechanismus könnte aber auch für neue Kapazitäten mit längeren Vertragslaufzeiten geöffnet werden. Für die bezuschlagten Kapazitäten gilt grundsätzlich die „no-way-back“-Regel, die es den Kapazitäten verbietet, in den Strommarkt zurückzukehren. Auslöser für den Einsatz der strategischen Reserve ist eine nicht erfolgreiche Markträumung am day-ahead Spotmarkt. Hierbei wird die verfügbare Reserve in diejenigen Stunden, in denen keine Markträumung möglich ist, als zusätzliches Angebot in den day-ahead Markt eingebracht. Dabei wird die strategische Reserve mit einem Gebotspreis in Höhe des technischen Preislimits der Börse angeboten.

Im umfassenden Kapazitätsmarkt wird die komplette gesicherte Leistung in einem einzigen Segment ausgeschrieben bzw. alle Anbieter können in einem Segment teilnehmen.

Der umfassende Kapazitätsmarkt unterscheidet sich von der strategischen Reserve insbesondere dadurch, dass die kontrahierten Kapazitäten weiterhin am Strommarkt teilnehmen dürfen. Der Mechanismus ist als zentrales Instrument ausgestaltet, bei dem eine zentrale Instanz die nötige Kapazitätsmenge definiert und mittels einer wettbewerblichen Ausschreibung beschafft. In seiner Reinform wird die komplette benötigte gesicherte Leistung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ausgeschrieben. Ein zentrales Merkmal des Mechanismus ist, dass die Kapazität in einem einzigen Ausschreibungssegment beschafft wird. Das bedeutet, dass alle zugelassenen Technologien in einem Segment miteinander im Wettbewerb stehen. Grundsätzlich ist der umfassende Kapazitätsmarkt technologieoffen gestaltet, so dass konventionelle und erneuerbare Energien, Demand-Side-Management und Speicher sowie bestehende, modernisierte und neue Kapazitäten zugelassen werden. In der EU werden fossil gefeuerte Kraftwerke mit hohen CO₂-Emissionen (z.B. Kohlekraftwerke) allerdings von Kapazitätsmechanismen ausgeschlossen¹¹. Die Differenzierung der Technologien erfolgt dann gegebenenfalls auf nachgelagerter Ebene durch de-rating Faktoren, unterschiedliche Vertragslängen für bestehende und neue Kapazitäten oder Preisobergrenzen für bestehende Kapazitäten. Der umfassende Kapazitätsmarkt wird derzeit z.B. in UK, Italien und Polen angewendet. Der belgische Kapazitätsmarkt ist in seinen Grundzügen ebenfalls auf diesem Mechanismus aufgebaut. Allerdings wurden einige Abwandlungen vorgenommen (vgl. z.B. Preisobergrenzen für Bestandsanlagen und Ausschreibungsmenge), die diesen Mechanismus dem selektiven Kapazitätsmarkt ähneln lassen.

Im selektiven Kapazitätsmarkt wird die benötigte gesicherte Leistung in mehreren Ausschreibungssegmenten beschafft.

Der selektive Kapazitätsmarkt ist in seiner Grundstruktur dem umfassenden Kapazitätsmarkt sehr ähnlich. Auch hier dürfen die kontrahierten Kapazitäten weiterhin am Strommarkt teilnehmen und die Festlegung und Beschaffung der Kapazität erfolgen ebenfalls durch eine zentrale Instanz mittels wettbewerblicher Ausschreibungen. Die ausgeschriebene Kapazitätsmenge kann unterhalb der benötigten gesicherten Leistung liegen. Der zentrale Unterschied zum umfassenden Kapazitätsmarkt ist, dass mehrere Ausschreibungssegmenten eingeführt werden. Das bedeutet, dass die zugelassenen Technologien anhand zuvor definierter Kriterien einem von

¹¹ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

mehreren Segmenten zugeordnet werden. Vorstellbar ist z.B., dass ein Segment für bestehende Kapazitäten und eins für modernisierte bzw. neue Kapazitäten eingeführt wird. Andere Aufteilungen mit mehreren Segmenten sind ebenfalls möglich. Im Gegensatz zum umfassenden Kapazitätsmarkt stehen damit nicht alle Technologien miteinander im Wettbewerb, sondern nur solche innerhalb desselben Ausschreibungssegments. In seiner Reinform wird dieser Mechanismus in Europa nicht angewendet. Der belgische Kapazitätsmarkt enthält allerdings Grundzüge des Mechanismus.

Bei der dezentralen Leistungsverpflichtung wird die gesicherte Leistung auf der Basis eines Handels mit Zertifikaten zwischen Kapazitätsnachfrager und -anbietern beschafft.

Die dezentrale Leistungsverpflichtung unterscheidet sich grundlegend von den vorherigen Mechanismen. Zwar dürfen die kontrahierten Kapazitäten auch hier Strommarkterlöse erwirtschaften, und die benötigte Kapazität wird durch eine zentrale Instanz festgelegt, allerdings wird die Kapazität nicht durch eine wettbewerbliche Ausschreibung beschafft. Stattdessen erhalten die Kapazitätsanbieter Zertifikate für ihre vorgehaltene, gesicherte Leistung. Kapazitätsnachfrager (z.B. Energieversorger und große Industrieunternehmen) sind verpflichtet, sich entsprechend ihres Anteils an der Spitzenlast, mit diesen Zertifikaten einzudecken. Somit entsteht ein Zertifikatehandel zwischen Kapazitätsanbieter und -nachfrager über einen Markt oder Over-the-counter (OTC). Die Kapazitätzertifikate haben jeweils eine Gültigkeit von einem Jahr. Der Mechanismus ist als umfassend zu betrachten, da die komplette benötigte gesicherte Leistung über Zertifikate abgedeckt ist und alle Kapazitäten auf einem gemeinsamen Markt agieren. Die dezentrale Leistungsverpflichtung wird innerhalb der EU derzeit nur in Frankreich angewendet. Um einen Anreiz zum Zubau von Kapazitäten zu setzen, werden in Frankreich zusätzlich Ausschreibungen für neue Anlagen durchgeführt, bei denen die bezuschlagten Kapazitäten eine Preisgarantie über sieben Jahre erhalten.

In dezentrale Leistungsmärkten legen Kapazitätsnachfrager die benötigte gesicherte Leistung selbst fest.

Dezentrale Leistungsmärkte sind ähnlich ausgestaltet wie die dezentrale Leistungsverpflichtung. Auch hier wird gesicherte Leistung mittels Zertifikate zwischen Kapazitätsanbieter und -nachfrager gehandelt. Der Vorschlag wird ebenfalls als ein umfassender Kapazitätsmechanismus ausgestaltet, bei dem alle Kapazitäten auf einem gemeinsamen Markt agieren. Der Unterschied zum vorherigen Mechanismus ist, dass die Festlegung der Kapazität nicht durch eine zentrale Instanz erfolgt, sondern durch die Kapazitätsnachfrager, die einen Beitrag zur Spitzenlastnachfrage liefern. Daneben kann die zentrale Instanz eine Reserve kontrahieren, die die Prognosefehler der Marktakteure auffängt. Dieses Marktdesign wird in dieser Studie nicht detailliert bewertet, da die in dieser Studie gesetzten Anforderung eines zentral festlegbaren Versorgungssicherheitsniveau aus dem Anforderungstableau nicht erfüllt ist.

Die Hauptunterschiede zwischen den Marktdesignszenarien sind die Teilnahme der Kapazitäten am Strommarkt, die Anzahl der Ausschreibungssegmente und die Einbeziehung der Kapazitätsnachfrager in die Beschaffung der Kapazität.

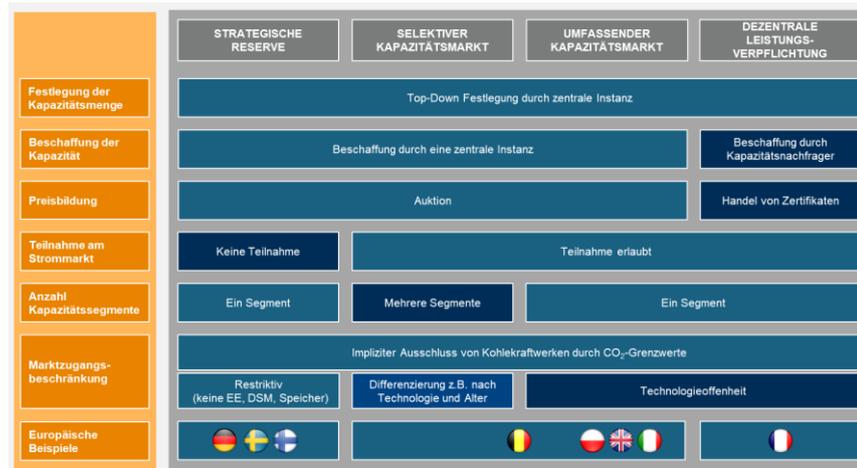


Abbildung 12: Vergleich der Marktdesignszenarien

Zwischenfazit

- In dieser Studie werden vier Marktdesignszenarien vertieft untersucht: die strategische Reserve, der umfassende und der selektive Kapazitätsmarkt sowie die dezentrale Leistungsverpflichtung.
- Dieser Umfang deckt sich auch mit den in Europa eingesetzten Kapazitätsmechanismen (siehe Kapitel 5.1).
- Die relevantesten Unterschiede der Mechanismen liegen in der Möglichkeit zur Teilnahme am Strommarkt (in der strategischen Reserve nicht gegeben), der Aufteilung der Technologien in unterschiedliche Ausschreibungssegmente (mehrere Ausschreibungssegmente im selektiven Kapazitätsmarkt vs. ein Segment im umfassenden Kapazitätsmarkt) und der Einbeziehung der Kapazitätsnachfrager in den Mechanismus (dezentrale Leistungsverpflichtung).
- Damit werden alle Marktdesigns detailliert bewertet, die die gesetzte Anforderung, ein zentral festlegbares Versorgungssicherheitsniveau zu erreichen, erfüllen.

8 Ergebnis der Bewertung

Drei Phasen zur Bewertung der Marktdesignszenarien.

Die Bewertung der Marktdesignszenarien anhand der Kriterien untergliedert sich in drei Phasen: der Gewichtung der Kriterien (vgl. Kapitel 8.1), der Evaluierung wie gut die Marktdesignszenarien die Kriterien erfüllen (vgl. Kapitel 8.2) und der Kombination der Kriteriengewichtung und -erfüllung, um die Gesamtbewertung zu erhalten (vgl. Kapitel 8.3). Aus der Bewertung werden im Anschluss Schlussfolgerungen für das zukünftige Marktdesign gezogen (vgl. Kapitel 8.4).

Vier der neun Kriterien werden als besonders relevant betrachtet. Diese beziehen sich direkt auf die vorher definierten Ziele.

8.1 Gewichtung der Kriterien

Die Gewichtung der Kriterien drückt aus, welche Kriterien besonders relevant für die Bewertung von Marktdesignszenarien sind. Zur Unterscheidung der Priorität der Kriterien werden zwei Gruppen gebildet. Eine Kriteriengruppe mit hoher und eine mit mittlerer Priorität. Die vier wichtigsten Kriterien orientieren sich an den definierten Zielen für Marktdesignszenarien: der Sicherstellung der Versorgungssicherheit, einer kosteneffizienten Stromversorgung und einer umwelt- und klimaverträglichen Stromversorgung. Die fünf restlichen Kriterien haben demgegenüber eine etwas geringere Priorität. Verteilungseffekte zwischen Produzenten und Konsumenten sind dabei ein viel diskutiertes Kriterium. Dieses Kriterium bezieht sich auf die Beschränkung des Risikos für übermäßige Produzentenrenten von Kapazitätsanbietern und soll dazu beitragen, die Kostenbelastung der Konsumenten zu verringern. In der politischen Diskussion wird dieser Effekt als relativ wichtig eingeschätzt. Allerdings verringert ein effizienter Kapazitätszubau auf lange Sicht ebenfalls die Kosten für Konsumenten. Diese Wirkung auf die Belastung der Konsumenten wird höher eingeschätzt. Abbildung 13 zeigt das Ergebnis der Einteilung.



Abbildung 13: Gewichtung der Kriterien

8.2 Kriterienerfüllung der Marktdesignszenarien

Die Kriterien-
erfüllung der
Marktdesign-
szenarien wird
qualitativ gewertet.

Im nächsten Teil der Bewertung von Marktdesignszenarien wird festgelegt, wie gut die Alternativen die einzelnen Kriterien erfüllen. Dies erfolgt anhand einer qualitativen Einschätzung basierend auf den archetypischen Eigenschaften der vier Marktdesignszenarien. Hierbei wird für jedes Kriterium eine Rangfolge der Alternativen gebildet. Die Bewertung in den Kriterien erfolgt anhand einer Skala zwischen 1 und 5 Punkten (umgekehrte Schulnoten).

Effektivität: Die strategische Reserve wird als relativ ineffektiv betrachtet, da der Zubau der gesicherten Leistung in zwei getrennten Märkten erfolgt. Der umfassende Kapazitätsmarkt schneidet am besten ab, da die komplette gesicherte Leistung in einem Segment ausgeschrieben wird.



Abbildung 14: Bewertung Effektivität

Bei der Effektivität der Bereitstellung von Versorgungssicherheit auf einem politisch bestimmten Niveau schneidet die strategische Reserve am schlechtesten ab, da bei der Festlegung der Kapazität in der Reserve der Ausbau gesicherter Leistung im EOM abgeschätzt werden muss. Im selektiven Kapazitätsmarkt ist die Herausforderung, dass für jedes Ausschreibungssegment die benötigte gesicherte Leistung festgelegt werden muss, was die Festlegung erschwert. Dies ist ein Vorteil des umfassenden Kapazitätsmarkts und der dezentralen Leistungsverpflichtung, bei denen nur eine zu beschaffende Kapazitätsmenge bestimmt werden muss. Wenn im selektiven Kapazitätsmechanismus nicht die gesamte Menge ausgeschrieben wird, kann es zu Verdrängungseffekten zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten kommen. Dies kann zur Folge haben, dass nicht-bezuschlagte Kapazitäten aus dem Markt ausscheiden, da sie nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Kapazitäten müssten dann zusätzlich beschafft werden. Im Vergleich zum umfassenden Kapazitätsmarkt wird die dezentrale Leistungsverpflichtung etwas schlechter bewertet, da die kurzen Vertragslaufzeiten die effektive Kapazitätsplanung und den Kapazitätszubau erschweren.

Effizienz: Die strategische Reserve weist einen ineffizienten Kapazitätszubau und -einsatz auf, da das Technologieportfolio beschränkt ist und kein Einsatz am Strommarkt möglich ist. Der umfassende Kapazitätsmarkt und die dezentrale



Abbildung 15: Bewertung der Effizienz von Kapazitätszubau und -einsatz

Auch bei der Bewertung der Effizienz von Kapazitätszubau und -einsatz schneidet die strategische Reserve am schlechtesten ab. Dies resultiert einerseits daraus, dass im Gegensatz zu den anderen drei Marktdesignszenarien das zugelassene Technologieportfolio in der Reserve stark beschränkt ist und dass die in der Reserve kontrahierten Kapazitäten nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen. Im selektiven Kapazitätsmarkt kann eine Selektion der Technologien in den Ausschreibungssegmenten stattfinden, was einen effizienten Zubau einschränkt. Dies kann zu höheren

Leistungsverpflichtung sind am besten bewertet.

Risikoallokation: Bei der strategischen Reserve und der dezentralen Leistungsverpflichtung sind die Kapazitäten einem ineffizienten Refinanzierungsrisiko ausgesetzt. Sichere Kapazitätzahlungen über eine lange Zeit reduzieren das Risiko im umfassenden und im selektiven Kapazitätsmarkt.

Dekarbonisierungs-kompatibilität: Der selektive Kapazitätsmarkt ermöglicht eine Steuerung des Technologie-zubaus hin zu CO₂-armen und klimaneutralen Kapazitäten und wird daher am besten bewertet. In der strategischen Reserve ist eine Steuerung nur in der Reserve möglich.

Beschaffungskosten führen, da nicht die Anbieter mit den global geringsten Kosten den Zuschlag bekommen, sondern die Anbieter mit den geringsten Kosten je Segment. Die dezentrale Leistungsverpflichtung wird am besten eingestuft, da der Handel mit Zertifikaten nicht-kapitalintensive Kapazitäten (z.B. atypischer bzw. nachfrageseitiger Flexibilität) fördert, was den benötigten Kapazitätzubau verringert.



Abbildung 16: Bewertung der Effizienz der Risikoallokation

Wenn Marktakteuren Risiken übertragen werden, führt dies zu Risikoprämien, die das System verteuern und am Ende vom Verbraucher bezahlt werden. Dennoch sind Risiken nicht per se negativ zu bewerten, nämlich dann nicht, wenn hieraus produktive Anreize resultieren. Die effiziente Risikoallokation bewertet daher, ob dem Kapazitätsanbieter Risiken übertragen werden und inwiefern hieraus produktive Anreize resultieren. Im Ergebnis sollen also Risiko und Anreiz in einem angemessenen Verhältnis stehen. Die strategische Reserve setzt Kapazitäten im EOM einem hohen Refinanzierungsrisiko aus und verteuert damit Investitionen in diesem Marktsegment. Dies, während zugleich in den Reservemechanismen Kapazitäten aufgebaut werden. Die Refinanzierungsrisiken im Strommarkt sind, unter der Rahmenannahme, dass das Niveau an gesicherter Leistung durch eine zentrale Instanz festgelegt wird, ineffizient hoch. Bei der dezentralen Leistungsverpflichtung kann es aufgrund der kurzen Gültigkeit der Zertifikate zu hohen Risikoaufschlägen kommen, was im Sinne eines zentral festgelegten Versorgungssicherheitsniveaus ebenfalls ineffizient ist. Im umfassenden und selektiven Kapazitätsmarkt wird das Refinanzierungsrisiko dagegen durch längere Vertragslaufzeiten effektiv gesenkt.



Abbildung 17: Bewertung der Dekarbonisierungs-kompatibilität

Zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU und Deutschlands ist es wichtig, ein Marktdesign zu entwickeln, das klimaneutrale Kapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit miteinbezieht. Dies beinhaltet die Flexibilisierung der Nachfrage sowie die Einbindung von erneuerbaren Energien und Speichern. Zusätzlich müssen Anreize zur Dekarbonisierung fossil gefeuerter Kapazitäten gesetzt werden. Unter dem Eindruck des Angriffs auf die Ukraine kommt auch der Reduktion der Abhängigkeit von russischen Gasimporten eine besondere Bedeutung zu. Das Ziel der Dekarbonisierung der gesamten Stromerzeugung wird durch die gesetzten CO₂-Emissionsgrenzwerte für die Zulassung zum Kapazitätsmarkt sowie durch die Vorgaben zur Senkung der CO₂-Emissionen während der Vertragslaufzeit gestärkt. Dies bedingt u.a., dass Kohlekraftwerke von Kapazitäts-

märkten ausgeschlossen sind und Gaskraftwerke spätestens Mitte der 2030er Jahre dekarbonisiert sind. Positiv auf die Bewertung der Dekarbonisierungscompatibilität wirken längere Vertragslaufzeiten und die Kontrahierung eines möglichst hohen Anteils der benötigten gesicherten Leistung, da sie dazu führen, dass Dekarbonisierungsvorgaben und -förderung für fossil gefeuerte Kapazitäten besser anreizbar sind. Der umfassende Kapazitätsmarkt steuert in seiner archetypischen Ausgestaltung die Zusammensetzung der bezuschlagten Leistungen zwischen klimaneutraler und CO₂-intensiver Kapazitäten nicht. Die dezentrale Leistungsverpflichtung erschwert aufgrund der kurzen Laufzeiten der Zertifikate Anreize zur Dekarbonisierung. Positiv zu bewerten ist allerdings, dass der Handel mit Zertifikaten die Flexibilisierung der Nachfrage anreizt. Die strategische Reserve wird am schlechtesten angesehen, da DSM und steuerbare erneuerbare Energien von der Reserve ausgeschlossen sind. Zusätzlich ist eine direkte Steuerung der Dekarbonisierung fossil gefeuerter Kapazitäten nur in der Reserve möglich und nicht im EOM. Eine etwas bessere Steuerung des Technologieportfolios und damit der Reglementierung von CO₂-intensiven Kapazitäten ermöglicht der selektive Kapazitätsmarkt durch die Aufteilung in zwei Ausschreibungssegmente. Keines der vorgeschlagenen Marktdesignszenarien ermöglicht allerdings eine Beeinflussung des Ausbaus steuerbarer EE und Batteriespeicher. Um die Defizite des umfassenden Kapazitätsmarktes hinsichtlich der begrenzten Steuerbarkeit der Technologien bezüglich der CO₂-Intensität auszugleichen zu können, wird in Kapitel 8.4 vorgeschlagen, CO₂-Faktoren einzuführen, die klimaneutrale Technologien im Wettbewerb anreizen.

Europäische Koordination: Der Trend bei Kapazitätsmechanismen in Europa geht in Richtung selektiver bzw. umfassender Kapazitätsmärkte und spricht deswegen für diese beiden Mechanismen.



Abbildung 18: Bewertung europäische Koordination

Eine effiziente Koordination der Leistungsverpflichtung in Europa wird insbesondere dann ermöglicht, wenn die eingeführten Kapazitätsmechanismen in der EU möglichst ähnlich sind. Je ähnlicher die Mechanismen sind, desto besser ist eine Koordination der Leistungsvorhaltung zwischen den einzelnen Strommärkten möglich. Dies ermöglicht in Summe eine bessere Nutzung von Ausgleichseffekten zwischen den Ländern und somit eine Reduktion der Gesamtvorhaltung von gesicherter Leistung. Darüber hinaus werden perspektivisch verschiedene Stufen der Integration der Mechanismen denkbar, mindestens also eine sinnvolle Beteiligung des Leistungsangebots aus einem Land, in ein anderes hinein. In Europa geht der Trend zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Richtung zentraler Kapazitätsmärkte. Die dezentrale Leistungsverpflichtung wird dagegen zurzeit nur in Frankreich angewendet. Die strategische Reserve in keinem Nachbarland Deutschlands.

Netzoptimierte Steuerbarkeit: Der selektive Kapazitätsmarkt ermöglicht die beste geographische Steuerung des Zubaus. Die dezentrale Leistungsverpflichtung setzt aufgrund der geringen Gültigkeit der Zertifikate die geringsten Steuerungsanreize.



Abbildung 19: Bewertung netzoptimierte Steuerbarkeit

Eine netzdienliche Allokation des Kapazitätszubaues trägt dazu bei, die Gesamtkosten der Energieversorgung zu senken. Dies betrifft insbesondere das Stromnetz, ggfs. auch die Gas- und H₂-Infrastruktur. Obwohl kein Marktdesignszenario in seiner Reinform eine regionale Steuerung vorsieht, ist diese in allen möglich. Der selektive Kapazitätsmarkt kann durch die Aufteilung in mehrere Ausschreibungssegmente (z.B. bestehende und neue Kapazitäten) den regionalen Zubau etwas besser steuern als die anderen Marktdesignszenarien. Die dezentrale Leistungsverpflichtung wird am schlechtesten bewertet, da kurze Laufzeiten der Zertifikate geringere Anreize für den regionalen Zubau liefern. In der strategischen Reserve ist die Steuerung der Kapazitäten im EOM nicht möglich. Im umfassenden Kapazitätsmarkt erschwert das gemeinsame Verauktionieren von bestehenden und neuen Kapazitäten den gezielten Zubau. In Kapitel 8.4 wird ein Vorschlag erarbeitet, wie die netzdienliche Allokation von Kapazitäten auch im umfassenden Kapazitätsmarkt erreicht werden kann.

Flexibilität: Eine flexible Anpassung der nachgefragten Kapazitätsmenge ist in allen Marktdesignszenarien möglich. Aufgrund kürzerer Vertragslaufzeiten sind die strategische Reserve und die dezentrale Leistungsverpflichtung am vorteilhaftesten.



Abbildung 20: Bewertung Flexibilität

Wenn sich die Nachfrage nach gesicherter Leistung (z.B. durch Effizienzsteigerungen, flexiblerer Nachfrage oder vermehrter Elektrifizierung der Sektoren) oder das zur Verfügung stehende Technologieportfolio durch Innovationen ändert, muss der Kapazitätsmarkt darauf reagieren können. Bei allen Marktdesignszenarien wird die nachgefragte, gesicherte Leistung regelmäßig und in kurzen Abständen beschafft. Dies ermöglicht eine flexible Anpassung der vorgehaltenen Kapazitätsmenge. Zusätzlich schreiben die EU-Regelungen vor, dass eine zeitliche Begrenzung und Regelungen zur automatischen Abschaffung des Kapazitätsmechanismus vorgesehen sein müssen. Eine Erhöhung und Reduktion (inkl. Abschaffung des Mechanismus) sind daher bei allen Marktdesignszenarien gegeben. Unterschiede zwischen den Marktdesignszenarien entstehen durch verschiedene Vertragslaufzeiten. Kürzere Laufzeiten tragen eher dazu bei, dass sich technologische Innovationen durchsetzen können und, dass die Abschaffung des Mechanismus geringere Verzerrungen zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten induziert. Daher werden die strategische Reserve und die dezentrale Leistungsverpflichtung etwas besser bewertet.

Verteilungseffekte:
Der selektive Kapazitätsmarkt schneidet bei den Verteilungseffekten am besten ab, da das Risiko für übermäßige Produzentenrenten durch Einführung mehrerer Segmente reduziert wird.



Abbildung 21: Bewertung Verteilungseffekte

Die Kostenbelastung der Stromverbraucher wird insbesondere dadurch begrenzt, dass der Mechanismen eine hohe Effizienz und eine effiziente Risikoallokation aufweist. Darüber hinaus können Belastungen für Verbraucher aber auch durch übermäßige Produzentenrenten auftreten. Diese entstehen, wenn kostengünstige Kapazitäten höhere Kapazitätszahlungen erhalten als sie eigentlich bräuchten, um gesicherte Leistung anzubieten. Dies geschieht, wenn sie in direktem Wettbewerb mit teureren Kapazitäten stehen und keine Unterscheidung der Kapazitäten vorgenommen wird. Typischerweise geht man bei diesem Phänomen von bestehenden Kapazitäten aus, die mit neuen Kapazitäten in einem Markt konkurrieren. In der dezentralen Leistungsverpflichtung und dem umfassenden Kapazitätsmarkt ist dies der Fall, wobei im letzteren ein hoher Wettbewerb in der Ausschreibung das Risiko für übermäßige Produzentenrenten beschränken kann. Bei der strategischen Reserve sind die zusätzlichen Profite ebenfalls etwas beschränkt, da das Technologieportfolio homogener ist. Der selektive Kapazitätsmarkt kann unterschiedliche Ausschreibungssegmente für neue und bestehende Kapazitäten einführen und so das Risiko für übermäßige Produzentenrenten beschränken.

Komplexität: Die dezentrale Leistungsverpflichtung ist der komplexeste Mechanismus, da sowohl Kapazitätsanbieter als auch Kapazitätsnachfrager beteiligt sind.



Abbildung 22: Bewertung Komplexität

Zur Bewertung der Komplexität der Marktdesignszenarien werden im Folgenden nur die Transaktionskosten aller am Kapazitätsmechanismus Beteiligten bewertet. Eine gewisse regulatorische Komplexität und damit eine grundsätzliche Fehleranfälligkeit des Mechanismus ist in allen Marktdesignszenarien gegeben. Dies wird allerdings nicht bewertet. Die dezentrale Leistungsverpflichtung ist als komplexer einzuschätzen, da sowohl Kapazitätsanbieter als auch Kapazitätsnachfrager am Mechanismus beteiligt sind. Die Kapazitätsnachfrager müssen sich gemäß ihrem Beitrag zur Spitzenlast mit Zertifikaten eindecken. In den anderen Mechanismen sind dagegen nur die Kapazitätsanbieter betroffen. Die strategische Reserve hat einen zusätzlichen Vorteil, da die Fortführung des Mechanismus nur einen kleinen Teil der Kapazitätsanbieter betrifft.

Die strategische Reserve und die dezentrale Leistungsverpflichtung

Aus der Analyse der Kriterienerfüllung werden drei Punkte direkt ersichtlich: Erstens, die strategische Reserve weist, insbesondere bei drei der am wichtigsten betrachteten Kriterien (Effizienz, effiziente Risikoallokation und Dekarbonisierungscompatibilität) Defizite auf und bietet daher für die

schneiden in relevanten Kriterien schlechter ab als der selektive und umfassende Kapazitätsmarkt.

langfristige Lösung der Versorgungssicherheitsfrage keine wesentlichen Vorteile. Die strategische Reserve wird im Vergleich zu den anderen Mechanismen als besonders ineffizient und ineffektiv betrachtet. Zweitens schneidet die dezentrale Leistungsverpflichtung in einer Vielzahl an Kriterien schlecht ab. Sie setzt relativ geringe Anreize zur Dekarbonisierung der kontrahierten Kapazitäten, ermöglicht hohe Erlöspotentiale für Kapazitäten und ist verglichen mit den anderen Mechanismen relativ komplex. Die dritte Erkenntnis ist, dass der umfassende und der selektive Kapazitätsmarkt in den meisten Kriterien ähnlich und besser abschneiden als die anderen beiden Mechanismen und unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen. Die Präferenz für eine der beiden Mechanismen hängt von der Gewichtung der Kriterien ab. Während der umfassende Kapazitätsmarkt Vorteile bei der Effizienz und Effektivität aufweist, hat der selektive Kapazitätsmarkt Vorteile bei der Steuerbarkeit des Kapazitätszubaues (technologisch und geographisch) und der Begrenzung der Erlösmöglichkeiten der Kapazitäten. Abbildung 23 fasst die Erfüllung der Marktdesignszenarien in den Kriterien zusammen.

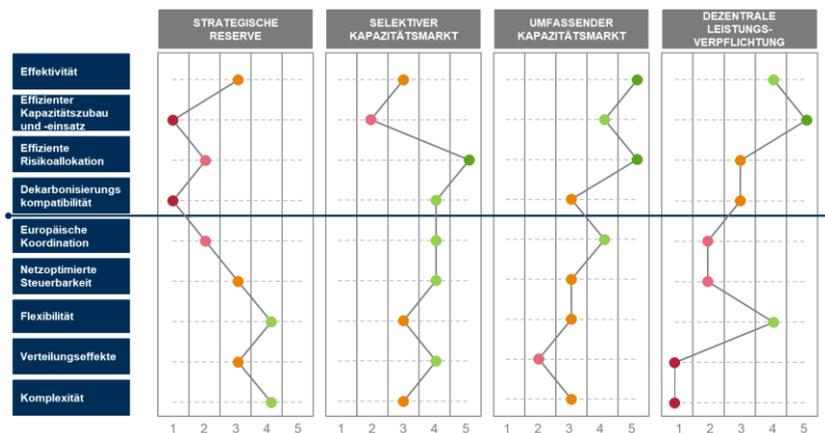


Abbildung 23: Kriterienerfüllung der Marktdesignszenarien

8.3 Gesamtbewertung der Marktdesignszenarien

Der umfassende Kapazitätsmarkt schneidet in der Gesamtbewertung am besten ab, gefolgt vom selektiven Kapazitätsmarkt.

Durch Kombination der Kriterienerfüllung und der Kriteriengewichtung wird eine Gesamtbewertung der Marktdesignszenarien erlangt. Abbildung 24 zeigt die Ergebnisse der Bewertung.

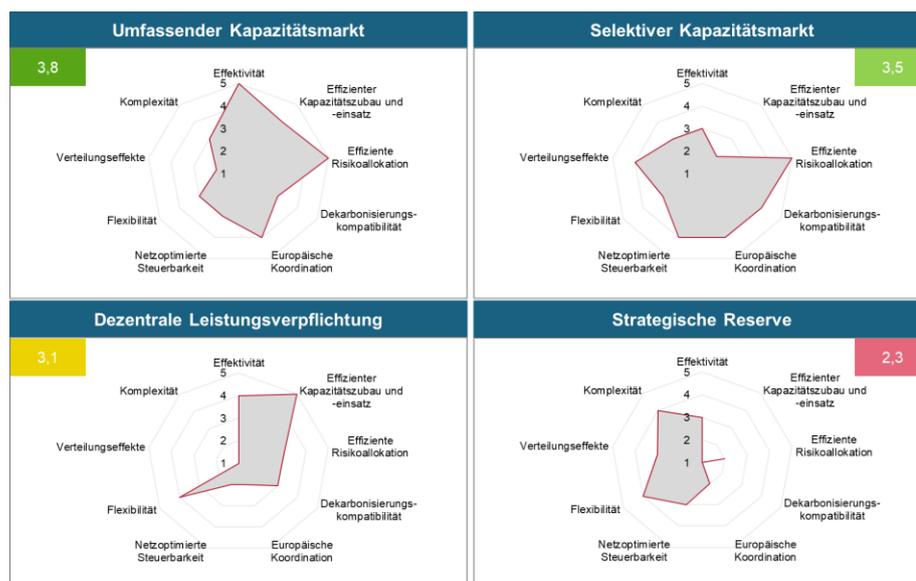


Abbildung 24: Gesamtbewertung der Marktdesignszenarien

Der umfassende und der selektive Kapazitätsmarkt schneiden in der Gesamtbewertung am besten ab, gefolgt von der dezentralen Leistungsverpflichtung. Die strategische Reserve landet dagegen abgeschlagen auf dem letzten Platz. Der selektive und der umfassende Kapazitätsmarkt haben unterschiedliche Vor- und Nachteile, die es abzuwägen gilt und die durch eine spezifische Ausgestaltung des zukünftige Kapazitätsmarkts adressiert werden sollten.

Der umfassende Kapazitätsmarkt hat Vorteile bei Effektivität sowie beim effizienten Kapazitätszubau und -einsatz. Der selektive Kapazitätsmarkt ist vorteilhaft bei der Dekarbonisierungs-kompatibilität, der netzoptimierten Steuerbarkeit und den Verteilungseffekten.

Der umfassende Kapazitätsmarkt hat gegenüber dem selektiven Kapazitätsmarkt Vorteile bei der Effektivität sowie dem effizienten Kapazitätszubau und -einsatz. Die Vorteile des selektiven Kapazitätsmarkts manifestieren sich dagegen in den Kriterien Dekarbonisierungs-kompatibilität, netzoptimierte Steuerbarkeit und Verteilungseffekte. Die unterschiedliche Bewertung in diesen Kriterien resultiert hauptsächlich aus der unterschiedlichen Anzahl an Ausschreibungssegmenten sowie der ausgeschriebenen Kapazitätsmenge. Während im umfassenden Kapazitätsmarkt die komplette benötigte gesicherte Leistung in einem Segment ausgeschrieben wird, kann die beschaffte Kapazität im selektiven Kapazitätsmarkt darunter liegen. Zusätzlich werden mehrere Ausschreibungssegmente gebildet, zu denen die Kapazitäten zugeteilt werden und in denen diese konkurrieren. Nur ein Ausschreibungssegment einzuführen, erleichtert die Festlegung der zu beschaffenden Kapazität. Die komplette gesicherte Leistung zu beschaffen, vermindert die Verdrängungseffekte zwischen kontrahierten und nicht kontrahierten Kapazitäten. Beides hat einen positiven Einfluss auf die Effektivität. Die Einführung mehrerer Ausschreibungssegmente beeinträchtigt dagegen den effizienten Zubau von Kapazitäten, da nicht der Markt, sondern eine zentrale Instanz, den Beitrag verschiedener Technologien zur Versorgungssicherheit abschätzen muss. Andererseits ermöglicht die Aufteilung der Kapazitäten in mehrere Segmente eine höhere Steuerbarkeit. Dies führt dazu, dass sowohl das Technologieportfolio hin zu mehr klimaneutralen Kapazitäten als auch der Standort neuer Kapazitäten

anhand der Strom- und Gasnetzinfrastruktur beeinflusst werden kann. Zusätzlich beschränkt eine Segmentierung von bestehenden und neuen bzw. modernisierten Kapazitäten das Risiko für übermäßige Produzentenrenten.

Der belgische Kapazitätsmarkt ist eine Mischform aus umfassendem und selektivem Kapazitätsmarkt. Alle Kapazitäten konkurrieren auf einem Markt, es werden aber Preisobergrenzen für bestehende Kapazitäten eingeführt.

Der belgische Kapazitätsmarkt ist ein umfassender Kapazitätsmarkt, beinhaltet allerdings auch Aspekte eines selektiven Kapazitätsmarkts. In diesem Mechanismus wird die gesicherte Leistung in einem einzigen Segment beschafft. Alle Kapazitäten konkurrieren demnach in einem gemeinsamen Markt miteinander. Jedoch wurde in Belgien nicht die gesamte Kapazität zur Deckung der Spitzenlast ausgeschrieben. Wie bei der Bewertung der Effektivität des selektiven Kapazitätsmarkts beschrieben, hat dies den Nachteil, dass Verdrängungseffekte zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten auftreten können. Außerdem wurde in Belgien eine Preisobergrenze für Bestandsanlagen eingeführt. Dies reduziert das Risiko für übermäßige Produzentenrenten ähnlich effektiv wie im selektiven Kapazitätsmarkt, garantiert allerdings eine höhere Technologieoffenheit und damit eine etwas höhere Effizienz.

Der umfassende Kapazitätsmarkt ist aufgrund seiner flexiblen Anpassbarkeit und der Möglichkeit, zusätzliche Elemente einzuführen, vorteilhafter.

Die Analyse zeigt, dass sowohl der umfassende als auch der selektive Kapazitätsmarkt grundsätzlich vorteilhaft sind. Ein Vorteil des umfassenden Kapazitätsmarkts liegt aber darin, dass er so angepasst werden kann, dass die Vorteile der Segmentierung der Ausschreibung abgebildet und gleichzeitig die Vorteile einer gemeinsamen Auktionierung aller Kapazitäten in einem Segment beibehalten werden. Die gemeinsame Auktionierung aller Kapazitäten führt zu einem hohen Wettbewerb und damit zu einem effizienten Technologieportfolio, das durch die Marktakteure bestimmt wird. Gleichzeitig kann der Wettbewerb im umfassenden Kapazitätsmarkt durch politische Vorgaben so gesteuert werden, dass die gesellschaftlichen Ziele hinsichtlich des Klimaschutzes und der Kosteneffizienz erreicht werden. Auf die vorgeschlagenen Erweiterungen wird im nachfolgenden Abschnitt eingegangen. Im Gegensatz dazu, kann der selektive Mechanismus weniger leicht angepasst werden, um seine Schwächen abzumildern. Sobald der Markt in mehrere Segmente aufgeteilt wurde, sind die Vorteile einer gemeinsamen Ausschreibung durch nachrangige Parametrisierung nur noch schwer herstellbar. Zusätzlich ermöglicht der umfassende Kapazitätsmarkt eine leichtere Anpassbarkeit bei technologischen Innovationen. Im selektiven Kapazitätsmarkt müssten in diesem Fall die Ausschreibungssegmente neu zugeschnitten bzw. neue Segmente eingeführt werden. Im umfassenden Kapazitätsmarkt können diese ohne größere Änderungen am Auktionsdesign integriert werden.

Der umfassende Kapazitätsmarkt ist auch dem derzeit praktizierten technologie-spezifischen Fördermechanismus überlegen, da ein effizienterer

Die von der Bundesregierung im „Osterpaket“ beschlossenen Ausschreibungen für H₂-Kraftwerke und H₂-Speicher zusätzlich zu der Förderung von Biomasse, Biomethan und KWK-Anlagen ähneln in ihrer Struktur am ehesten dem selektiven Kapazitätsmarkt. Statt allerdings z.B. ein Ausschreibungssegment für bestehende und ein Segment für neue Kapazitäten einzuführen, werden separate Ausschreibungen pro Technologie durchgeführt. Bei dem derzeitigen Fördermechanismus findet demnach kein Wettbewerb zwischen den Technologien statt. Eine effiziente Ausgestaltung

Kapazitätszubau angereizt und Marktmacht verhindert wird.

des Kapazitätsmarktes sollte jedoch berücksichtigen, welche Technologien die Kapazität am effizientesten bereitstellen können. Der Politik liegen jedoch nur begrenzte Informationen darüber vor, welche Technologien am effizientesten sind und wo ihre Kapazitätsgrenzen liegen. Der technologische Wandel verstärkt dieses Problem zudem, da dieser durch politische Entscheidungsträger nur unzureichend und mit großem Aufwand verfolgt werden kann. Ein selektiver Kapazitätsmarkt kann demnach dazu führen, dass Entwicklungs- und Produktionsentscheidungen in Richtung ineffizienterer Technologien verzerrt werden. Ein umfassender Kapazitätsmarkt führt dagegen dazu, dass unabhängig von der Technologie, diejenigen Kapazitäten den Zuschlag erhalten, die die gewünschte Kapazität am kostengünstigsten erbringen können. Der Markt entscheidet darüber, welche Technologien sich durchsetzen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Ausschreibung neben dem Gebotspreis auch zusätzliche Auswahlkriterien berücksichtigt (vgl. Kapitel 8.4). Darüber hinaus ist zu erwarten, dass ein umfassender Kapazitätsmarkt mehr Bieter pro Ausschreibung generiert und somit möglicher Marktmacht entgegenwirkt. Aus diesen Gründen ist ein umfassender Kapazitätsmarkt auch dem derzeit praktizierten technologie-spezifischen Fördermechanismus überlegen.

8.4 Eigenschaften eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland

Mögliche Anpassungen am umfassenden Kapazitätsmarkt sind die Einführung von Auswahlkriterien, Preisobergrenzen und Zuverlässigkeitsoptionen.

Aus der vorangegangenen Analyse ergeben sich notwendige Eigenschaften bzw. Anforderungen an den zukünftigen Kapazitätsmarkt, die in Tabelle 6 aufgezeigt werden. Die möglichen Anpassungen am umfassenden Kapazitätsmarkt betreffen insbesondere die Kriterien „Dekarbonisierungs-kompatibilität“, „netzoptimierte Steuerbarkeit“ und „Verteilungseffekte“.

Kriterium	Erfolgsfaktoren
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> Möglichst umfassende Kapazität ausschreiben Ausschreibung in einem Segment
Effizienter Kapazitätszubau und -einsatz	<ul style="list-style-type: none"> Technologieoffenheit Einsatz der kontrahierten Kapazitäten am Strommarkt
Effiziente Risikoallokation	<ul style="list-style-type: none"> Lange Vertragslaufzeiten für Kapazitäten Gestaffelte Vertragsdauer nach Investitionsintensität
Europäische Koordination	<ul style="list-style-type: none"> Ähnliche Ausgestaltung des Kapazitätsmarkt wie in Nachbarländern
Flexibilität	<ul style="list-style-type: none"> Regelmäßige Durchführung der Kapazitätsausschreibung (z.B. jährliche Ausschreibung 4 Jahre und 1 Jahr vor Lieferbeginn)
Komplexität	<ul style="list-style-type: none"> Nur Einbeziehung von Kapazitätsanbietern (nicht Nachfragern)
Kriterium	Verbesserungspotentiale
Dekarbonisierungs-kompatibilität	<ul style="list-style-type: none"> CO₂-Emissionsgrenzwerte festlegen (EU Elektrizitätsbinnenmarkt & EU Taxonomie) CO₂-Faktor als Auswahlkriterium im Ausschreibungsverfahren einführen Dekarbonisierungspläne vorschreiben („zero-emission-readiness“)
Netzoptimierte Steuerbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> Netzfaktor als Auswahlkriterium im Ausschreibungsverfahren einführen
Verteilungseffekte	<ul style="list-style-type: none"> Preisobergrenzen für bestehende Kapazitäten einführen Zuverlässigkeitsoptionen einführen (Abschöpfung der Strommarkterlöse)

Tabelle 6: Designelemente des zukünftigen Kapazitätsmarkts

Insbesondere die Auswahlkriterien „de-rating Faktoren“, „CO₂-Faktoren“ und „Netzfaktoren“

Im umfassenden Kapazitätsmarkt konkurrieren alle zugelassenen Kapazitäten auf einem einzigen Markt. Vorgeschlagen wird, dass Auswahlkriterien eingeführt werden, die die Gebote beeinflussen bzw. die bestimmte Kapazitäten künstlich verteuern und somit den Wettbewerb zwischen diesen Kapazitäten beeinflussen. Die Einführung solcher Auswahlkriterien

sollten eingeführt werden, um das Technologieportfolio beeinflussen zu können.

De-rating Faktoren messen den Beitrag zur gesicherten Leistung und tragen somit zum Ziel der Versorgungssicherheit bei.

CO₂-Faktoren beeinflussen das Technologieportfolio anhand der erwarteten CO₂-Emissionen und tragen somit zum Klimaschutz bei.

Netzfaktoren beeinflussen den regionalen Zubau

berücksichtigt, dass der Kapazitätsmarkt mehrere Ziele erfüllen muss (vgl. Kapitel 6.2). Entsprechend der Ziele wird somit vorgeschlagen, die Auswahlkriterien „de-rating Faktoren“, „CO₂-Faktoren“ und „Netzfaktoren“ einzuführen, um das resultierende Technologieportfolio steuern zu können.

Ein für Kapazitätsmechanismen gängiges Auswahlkriterium sind sogenannte „de-rating Faktoren“. Diese Faktoren bilden den von einer Technologie zu erwartenden Leistungskredit und damit deren Beitrag zur Versorgungssicherheit ab. Je höher die de-rating Faktoren sind, desto höher ist der Anteil der installierten Leistung, die an der Kapazitätsauktion teilnehmen kann. Geringere de-rating Faktoren führen damit zu einer künstlichen Verteuerung der Kapazitäten. Die Einführung von de-rating Faktoren tragen somit dem Ziel der Versorgungssicherheit Rechnung. Die internationalen Beispiele zeigen die Bedeutsamkeit dieser Faktoren auf das finale Ergebnis der Auktion.

Außerdem wird vorgeschlagen einen CO₂-Faktor einzuführen, um ein Level-Playing-Fiel zwischen teilnahmeberechtigten Kapazitäten zu ermöglichen. Im Anforderungstableau (Kapitel 6.3) wurde festgelegt, dass hohe CO₂-Grenzwerte für die Zulassung zum Kapazitätsmarkt eingeführt werden und dass kontrahierte Kapazitäten Dekarbonisierungsvorgaben angelehnt an der EU-Taxonomie erfüllen müssen. Zusätzlich zu den CO₂-Grenzwerten, die die Zugangsberechtigung zur Ausschreibung vorgeben, können die CO₂-Faktoren den Wettbewerb innerhalb der Ausschreibung zwischen klimaneutralen Technologien und Kapazitäten mit CO₂-Emissionen steuern. Dieser Faktor steuert somit das Technologieportfolio gemessen an den zu erwartenden CO₂-Emissionen während der Vertragslaufzeit. Kapazitäten, bei denen hohe CO₂-Emissionen erwartet werden, werden somit künstlich verteuert.

Dies sei an einem vereinfachten Beispiel verdeutlicht:

- Technologie A weist Restemission von 5 t CO₂ über die nächsten 15 Jahre Vertragslaufzeit auf
- Technologie B dagegen nur 3 t CO₂ über den gleichen Zeitraum
- Bei angesetzten Kosten von 50 €/t CO₂ ergäbe dies einen Aufschlag von 100 €/kW für Technologie A im Vergleich zu Technologie B

In der Praxis bedeutet dies, dass z.B. Batteriespeicher oder Biomassekraftwerke im Wettbewerb gegenüber H₂-ready Gaskraftwerken, die während der Vertragslaufzeit auf Wasserstoff umstellen, bevorzugt werden und diese wiederum gegenüber bestehenden Erdgaskraftwerken bessergestellt werden. Die Einführung dieses Faktors trägt somit dazu bei, dass das Ziel der Sicherstellung einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung erfüllt wird.

Der dritte einzuführende Faktor ist ein „Netzfaktor“. Dieser steuert den regionalen Zubau von Kapazitäten anhand der Strom- und Gasnetzinfrastruktur¹². Das Ziel des Netzfaktors ist, die Kosten für den Ausbau der Strom-

¹² Die für die Bestimmung der Netzfaktoren notwendigen Überlegungen sind komplex und werden hier nur kurz dargestellt.

von Kapazitäten und leisten damit einen Beitrag, eine kosteneffiziente Stromversorgung sicherzustellen.

und Gasnetzinfrastruktur durch den Zubau gesicherter Leistung an günstigen Standorten zu minimieren. Praktisch würden die Gebote von Anlagen in infrastrukturbezogenen vorteilhaften Lagen vergünstigt bzw. die Gebote an unvorteilhaften Lagen verteuert. Im Ergebnis der Ausschreibung setzen sich dann Anlagen mit besseren Eigenschaften durch. Die Einführung dieses Faktors leistet damit einen Beitrag zur Erfüllung des Ziels der kosteneffizienten Stromversorgung. Das Prinzip des Netzfaktors wurde schon bei der Kohleausstiegsauktion angewendet. Bei dieser ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber die Netzrelevanz der Kraftwerksstandorte. Systemrelevante Kraftwerke erhalten einen Malus bei der Ausschreibung, indem der Netzfaktor zu dem abgegebenen Gebot addiert wird.

Durch die Einführung von Preisobergrenzen für Bestandsanlagen und von Zuverlässigkeitsoptionen können die Erlösmöglichkeiten für Kapazitätsanbieter im umfassenden Kapazitätsmarkt beschränkt werden.

Eine weitere Änderungsmöglichkeit für den umfassenden Kapazitätsmarkt ist, wie im belgischen Kapazitätsmarkt geschehen, die Einführung von Preisobergrenzen für Bestandsanlagen und von Zuverlässigkeitsoptionen. Beide Mechanismen reduzieren die Erlösmöglichkeiten von Kapazitätsanbietern. Ersteres reduziert das Risiko für übermäßige Produzentenrenten in der Auktion. Letzteres beschränkt die Erlöse während der Vertragslaufzeit, indem die Strommarkterlöse in Knappheitssituationen (hohe day-ahead Preise) begrenzt werden. Dabei müssen die Kapazitätsanbieter die Erlöse oberhalb eines bestimmten Ausübungspreises zurückzahlen. Diese Rückzahlungsverpflichtung besteht auch dann, wenn der Kapazitätsanbieter keinen Strom zum Zeitpunkt einer Knappheit produziert. Dies erhöht den Anreiz, in Zeiten der Knappheit zur Verfügung zu stehen.

Auktionstheoretische Analysen bestätigen die Vorteilhaftigkeit des empfohlenen Kapazitätsmechanismus.

Der vorgeschlagene Kapazitätsmarkt ist somit faktisch eine Mischform aus umfassendem und selektivem Kapazitätsmarkt. Eine modelltheoretische Betrachtung einer solchen Mischform zeigt deren Vorteilhaftigkeit (Fabra & Montero, 2022). Die Autoren zeigen, dass ein gemeinsamer Markt mit optimalen Regeln und Kriterien sowohl die effizientesten Technologien auswählt als auch die fiskalischen Kosten niedrig hält. Der Vorteil eines gemeinsamen Marktes liegt demnach darin, dass die effizientesten Technologien ausgewählt werden. Bei einer Segmentierung der Ausschreibung werden die Technologien zwar nicht effizient ausgewählt, das Ausschreibungsergebnis kann aber zu geringeren fiskalischen Kosten führen. Eine Mischform der Mechanismen, bei dem alle Technologien in einem gemeinsamen Markt konkurrieren und Auswahlkriterien die Technologien unterscheiden, stellt somit einen guten Kompromiss zwischen den beiden Varianten dar.

8.5 Zwischenfazit

Zwischenfazit

- Die Bewertung zeigt, dass die strategische Reserve am schlechtesten abschneidet und keine größeren Vorteile gegenüber den anderen Marktdesignszenarien aufweist. Der umfassende und der selektive Kapazitätsmarkt sind am besten bewertet und sollten für die Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus in Deutschland näher betrachtet werden. Die dezentrale Leistungsverpflichtung landet im Mittelfeld.
- Der selektive Kapazitätsmarkt hat, begründet durch die Einführung mehrerer Ausschreibungssegmente, Defizite bei der Effektivität und Effizienz der Kapazitätsbeschaffung. Vorteile ergeben sich durch eine etwas bessere technologische und geographische Steuerbarkeit des Kapazitätssubaus sowie durch die Möglichkeit, das Risiko für übermäßige Produzentenrenten von Kapazitäten zu beschränken. Zudem verringern langfristige Kapazitätsszahlungen die Risiken für die kontrahierten Kapazitäten.
- Der umfassende Kapazitätsmarkt besticht durch eine hohe Effektivität und Effizienz. Dies ergibt sich aufgrund der Beschaffung einer möglichst umfassenden gesicherten Leistung in einem einzigen Segment und der generellen Technologieoffenheit. Nachteile ergeben sich aufgrund der etwas schlechteren Steuerbarkeit der Kapazitäten. So ist die regionale Steuerung sowie die Steuerung fossil gefeuerter Kapazitäten in diesem Mechanismus etwas schwieriger. Zudem steigt das Risiko für übermäßige Produzentenrenten, da bestehende und neue Kapazitäten auf einem Markt agieren.
- Als eine Art Mischform von selektivem und umfassendem Kapazitätsmarkt kann der belgische Kapazitätsmarkt betrachtet werden. Hier werden alle Kapazitäten in einem gemeinsamen Segment beschafft, zusätzlich werden Preisobergrenzen für bestehende Kapazitäten eingeführt.
- Ein Vorteil des umfassenden Kapazitätsmarkts gegenüber dem selektiven Kapazitätsmarkt liegt in der Anpassbarkeit. Während die gemeinsame Auktionierung in einem Segment höchstmöglichen Wettbewerb und ein effizientes Technologieportfolio ermöglicht, erlaubt die Einführung zusätzlicher Elemente eine politische Steuerbarkeit des Wettbewerbs anhand der gesellschaftlichen Ziele.
- Vorgeschlagene zusätzliche Elemente sind „CO₂-Faktoren“ und „Netzfaktoren“ sowie Preisobergrenzen für Bestandsanlagen und Zuverlässigkeitsoptionen.

9 Ausgestaltung und Roadmap zur Umsetzung

Für den zukünftigen Kapazitätsmarkt in Deutschland müssen mehrere Designelemente und deren Ausgestaltungsoptionen festgelegt werden.

9.1 Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes

Für den zukünftigen Kapazitätsmarkt in Deutschland muss eine Vielzahl an Designelementen festgelegt werden. Jedes Designelement enthält mehrere Ausgestaltungsoptionen, die teilweise ausschließend sind. Abbildung 25 gibt einen Überblick über die Designelemente und deren Ausgestaltungsoptionen. Die in blau gekennzeichneten Designelemente wurden im Verlauf der Bewertung der Marktdesignszenarien bereits behandelt und werden empfohlen. Die rot hinterlegten Optionen werden dagegen nicht empfohlen. Die orangen Designelemente werden im Folgenden näher betrachtet. Die grauen Designelemente werden in dieser Studie nicht näher analysiert.

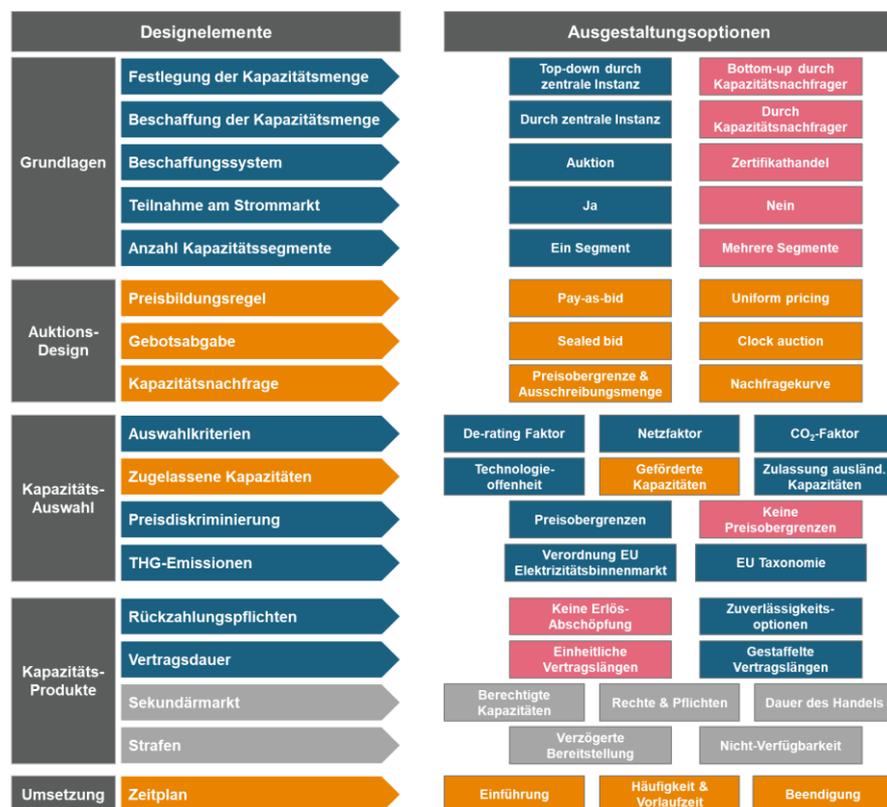


Abbildung 25: Designelemente und Ausgestaltungsoptionen des Kapazitätsmarktes für Deutschland

Sowohl die pay-as-bid als auch die uniform-pricing Preisbildungsregeln haben Vor- und Nachteile, die es abzuwägen gilt. Eine Empfehlung wird daher nicht ausgesprochen.

In der Auktionstheorie werden typischerweise zwei Preisbildungsregeln unterschieden: pay-as-bid und uniform pricing. Im ersten Konzept erhalten die Bieter Kapazitätzahlungen in Höhe ihrer individuellen Gebote. Das bedeutet, dass jeder bezuschlagte Kapazitätsanbieter unterschiedliche Kapazitätzahlungen erhalten kann. Bei der uniform pricing Regel dagegen erhalten alle Kapazitätsanbieter gleichhohe Zahlungen, und zwar in Höhe des höchsten Gebots. Die pay-as-bid Preisbildungsregel wird in Deutschland z.B. für EE-Ausschreibungen, die Kohlestilllegungsauktion oder die KWK-Auktion angewendet. Die uniform-pricing Regel wird u.a. in der day-ahead Markt Auktion verwendet. Beide Preisbildungsregeln haben Vor- und Nachteile, die

sorgfältig abgewogen werden müssen. Als die theoretisch bessere Option gilt das uniform pricing, da es anreizkompatibel ist. Das bedeutet, dass Marktteilnehmer einen Anreiz haben entsprechend ihrer wahren Kosten zu bieten. Dieser Vorteil verringert sich allerdings, wenn Teilnehmer Marktmacht ausüben können und somit die Wahrscheinlichkeit steigt, dass sie preissetzend sind (Haufe, 2018). Darüber hinaus ist uniform pricing anfälliger für Kollusion, was insbesondere bei geringer Teilnehmerzahl eine große Rolle spielt (Haufe, 2018). Die pay-as-bid Preisregel ist hingegen nicht anreizkompatibel und bevorzugt daher Bieter mit einem größeren Portfolio oder besseren Marktkenntnissen (Haufe, 2018). In der Praxis zeigt sich allerdings, dass das pay-as-bid-Verfahren robuster gegenüber unerwünschten, strategischen Anreizen ist. Es wird daher eher in unreifen Märkten angewendet. Wenn ein hohes Wettbewerbsniveau besteht und erwartet wird, dass die Bieter rational bieten, sollte dagegen das uniform-pricing Verfahren verwendet werden.

Sowohl der statische als auch der dynamische Auktionstyp wird in der Praxis eingesetzt. Eine Entscheidung für eine der beiden Varianten hängt u.a. von der Erfahrung der Bieter ab. Eine Empfehlung wird nicht ausgesprochen.

Zusätzlich wird zwischen zwei Auktionstypen unterschieden: statische und dynamische Auktionen. Bei der statischen Auktion geben Teilnehmer einmalig und verdeckt ein Angebot ab. Anschließend wird die Auktion geräumt. Bieter erhalten somit keine Informationen über Gebote anderer Teilnehmer und können daher nicht auf Signale des Marktes reagieren. Dies erhöht das Risiko des „winners curse“ (die größte Überschätzung des Wertes gewinnt die Auktion) (Haufe, 2018). Die dynamische Auktion ist dagegen eine Mehrundenauktion, bei der in jeder Runden die Preise erhöht (ascending) oder verringert (descending) werden. Dies verringert das Risiko des „winners curse“ durch Feedback vom Markt (Haufe, 2018). Allerdings sind solche Auktionstypen komplexer als statische Auktionen und können zu irrationalem Verhalten unerfahrener Bieter führen (Kitzing, Anatolitis, Fitch-Roy, & Klessmann, 2019). In Deutschland werden bei den Ausschreibungen im Stromsektor statische Auktionen verwendet. Im Kapazitätsmarkt in UK dagegen die descending clock auction. Die Vor- und Nachteile der Auktionstypen müssen bei der Ausgestaltung der Kapazitätsausschreibung abgewogen werden. Im Allgemeinen wird darauf hingewiesen, dass weder die Preisbildungsregel noch der Auktionstyp annähernd so wichtig für effiziente Auktionsergebnisse sind wie beispielsweise die Festlegung von Preisobergrenzen und Ausschreibungsmengen (Kitzing, Anatolitis, Fitch-Roy, & Klessmann, 2019).

Nachfragekurven vereinen Preisobergrenzen und Ausschreibungsvolumen durch eine (lineare) Funktion. Eine Verwendung von Nachfragekurven wird empfohlen.

Die benötigte Kapazität kann entweder durch Festlegung einer Preisobergrenze und einer maximalen Ausschreibungsmenge beschafft werden (Abbildung 26) oder durch Definition einer Nachfragekurve (Abbildung 27). Nachfragekurven vereinen Preisobergrenzen und Ausschreibungsmengen in einer (linearen) Funktion. Die Funktion wird normalerweise anhand von drei Punkten gebildet. Bei der Nachfragekurve gibt Punkt A die minimal zu beschaffende Kapazitätsmenge an der Preisobergrenze an. Die Preisobergrenze wird eingeführt, um unangemessen hohe Kapazitätsangebote zu vermeiden und um Unsicherheiten bei der Bestimmung von Punkt B zu berücksichtigen. Punkt B definiert die Zielkapazität und die Zahlungsbereitschaft für diese Kapazität. Punkt C gibt die maximal zu beschaffende

Kapazitätsmenge bei einem Preis von 0 € an. Über dieser Menge hat eine zusätzliche Kapazität keinen Wert mehr. Der Vorteil einer (linearen) Nachfragefunktion ist, dass sie die wahren Präferenzen des Auktionators widerspiegelt. Zwischen Punkt B und C sind die Gebote niedriger als vorher antizipiert. In diesem Fall würde der Auktionator das Risiko einer im Vorhinein zu niedrig bestimmten Zielkapazität reduzieren, indem er mehr Kapazität zu geringeren Preisen auktioniert. Im Fall höherer Gebote als im Vorhinein antizipiert (zwischen Punkt B und C) würde der Auktionator dagegen das Risiko einer ungenauen Abschätzung der Kapazität eingehen und weniger Gebote akzeptieren. Dementsprechend wird vorgeschlagen, eine Nachfragekurve einzuführen (vgl. Abbildung 27).



Abbildung 26: Preisobergrenze und maximale Ausschreibungsmenge

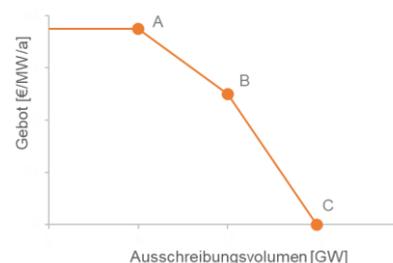


Abbildung 27: Nachfragekurve

UK verwendet eine Nachfragekurve wie in dieser Studie empfohlen. Belgien definiert dagegen nur eine Preisobergrenze für bestehende und neue Kapazitäten und eine maximale Ausschreibungsmenge.

In Belgien wurden eine Preisobergrenze und die maximale Ausschreibungsmenge festgelegt (Abbildung 28). In UK dagegen eine lineare Nachfragekurve (Abbildung 29). In Belgien wird eine relativ geringe Kapazitätsmenge ausgeschrieben. Die Zielkapazität wird anhand des definierten Zuverlässigkeitsstandards („reliability standard“) und dem Lastunterdeckungserwartung (LOLE¹³) gemäß der Methode von ACER und ENTSO-E berechnet. Die Preisobergrenze wurde anhand der Kosten des Marktzutritts einer Referenztechnologie (Net CONE¹⁴) bestimmt. Eine Besonderheit des Mechanismus ist, dass eine Preisobergrenze für Bestandsanlagen eingeführt wurde (rote Linie). In UK wird zur Berechnung des Net CONE eine Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD) als Referenztechnologie verwendet. Die Bandbreite oberhalb und unterhalb der Zielkapazität (Punkt B) ist als Anti-Gaming-Maßnahme gedacht. Es soll damit verhindert werden, dass eine einzelne Einheit durch Zurückhalten von Kapazität das Ergebnis beeinflusst.

¹³ Loss of Load Expectation (LOLE)

¹⁴ Cost Of New Entry (CONE)



Abbildung 28: Preisobergrenze und maximale Ausschreibungsmenge in Belgien

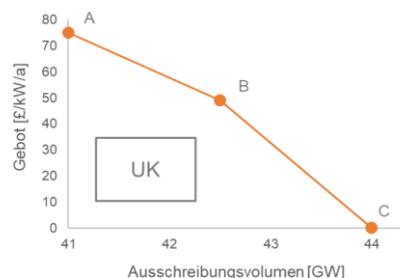


Abbildung 29: Nachfragekurve in UK

Kapazitäten mit anderweitigen Betriebsbeihilfen sollten von der Teilnahme an der Kapazitätsauktion ausgeschlossen werden. Dies betrifft insbesondere EE- und KWK-Anlagen. Bei Verzicht auf die Förderung ist eine Teilnahme aber möglich.

Ein weiteres festzulegendes Designelement ist die Definition der zugelassenen Kapazitäten. Der Kapazitätsmarkt für Deutschland sollte technologieoffen sein und muss ausländische Kapazitäten zur Auktion zulassen. Die Technologieoffenheit wird durch die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten (vgl. Kapitel 6.3) eingeschränkt. Zusätzlich stellt sich die Frage, wie mit Kapazitäten umgegangen werden soll, die bereits eine anderweitige Förderung in Form von Betriebsbeihilfen erhalten. Dies betrifft insbesondere EE- und KWK-Anlagen. Im belgischen Kapazitätsmarkt werden geförderte Kapazitäten von der Teilnahme an der Kapazitätsauktion ausgeschlossen (European Commission, 2021). Dies wird damit begründet, dass eine doppelte Förderung das Risiko einer Überkompensation mit sich bringen und so zu einem unfairen Wettbewerbsvorteil in der Kapazitätsauktion führen würde. Die EU-Kommission bekräftigt diese Vorgehensweise in ihrer Stellungnahme (European Commission, 2021). Wenn EE- und KWK-Anlagen allerdings auf die Betriebsbeihilfen verzichten, können sie an der Kapazitätsauktion teilnehmen. Für den Kapazitätsmarkt in Deutschland ist diese Vorgehensweise ebenfalls anzuwenden.

9.2 Roadmap zur Umsetzung

In Belgien vergingen vom ersten Gesetzesentwurf bis zur Durchführung der Kapazitätsauktion 3 Jahre. Bis zur Lieferung der gesicherten Leistung vergehen noch einmal 4 Jahre.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes bis zur Durchführung der ersten Kapazitätsauktion und dem Lieferbeginn von gesicherter Leistung nimmt viel Zeit in Anspruch. In Belgien hat, nach jahrelanger Diskussion, eine Arbeitsgruppe 2018 einen Gesetzesvorschlag für die Einführung eines Kapazitätsmarktes erarbeitet, der im selben Jahr angenommen wurde. Bis zur Durchführung der ersten Kapazitätsauktion im September 2021 sind seitdem mehr als drei Jahre vergangen. Bis zum Start des Lieferzeitraums 2025/26 verstreichen noch einmal 4 Jahre. Vom ersten Gesetzesvorschlag bis zur Lieferung der gesicherten Leistung dauerte es somit mehr als 7 Jahre. Die zeitaufwendigsten Schritte bis zur Ausführung der Auktion waren – teilweise parallellaufend – das Gesetzgebungsverfahren in Belgien (ca. 1 Jahr), die Prüfung der Angemessenheit der Ressource (2 Jahre), die Genehmigung der EU (ca. 1 ½ Jahre) und die Vorbereitung der Auktion (ca. 6 Monate).

Wenn der Stakeholder-

Basierend auf den Erfahrungen aus Belgien werden im Folgenden die wesentlichen Schritte zur Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland

prozess zur Erarbeitung eines neuen Strommarktdesigns Ende 2022 gestartet wird, könnte die erste Kapazitätsauktion Mitte 2026 durchgeführt werden. Die Lieferung gesicherter Leistung würde somit Mitte 2030 starten.

beschrieben und ein Zeitplan zur Umsetzung dargelegt. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung ist geregelt, dass Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft in der Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ im Jahr 2022 konkrete Vorschläge für ein neues Strommarktdesign erarbeiten sollen. Der Zeitplan zur Durchführung dieses Prozesses wurde durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine verschoben. Realistisch erscheint der Start des Stakeholderprozesses Ende 2022. Daran anschließend startet die Gesetzgebung in Deutschland. Möglichst schon während des Stakeholderprozesses und des Gesetzgebungsverfahrens sollte die Berechnung zur Angemessenheit der Ressource („Resource Adequacy“) sowie die Konsultation der Nachbarländer und der EU-Kommission vorgenommen werden. Die Methode der Berechnung der Angemessenheit der Ressource ist durch die EU vorgegeben. Laut der EU-Verordnung zum Elektrizitätsbinnenmarkt¹⁵ soll ENTSO-E¹⁶ bis Ende 2023 das „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) vollständig umsetzen. Basierend auf diesen Bestimmungen wurde eine für die EU einheitliche Methode erarbeitet, um die Angemessenheit der Ressource zu bestimmen (ACER, 2020; ENTSO-E, 2019). Durch diese Vereinheitlichung der Berechnung, sollte die Bestimmung der Angemessenheit der Ressource sowie die Genehmigung durch die EU schneller vonstattengehen als in Belgien. Nach erfolgreicher Genehmigung folgt die detaillierte Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns inklusive der Konsultation von Stakeholdern. Anschließend folgt die Präqualifikationsphase, an der alle interessierten Kapazitätsanbieter teilnehmen. In dieser müssen die Kapazitätsanbieter verschiedene Informationen (z.B. Standort, installierte Kapazität, Investitionen bei Modernisierung oder Neubau etc.) angeben. Gemäß diesem sehr ambitionierten, aber machbaren Zeitplan könnte die erste Kapazitätsausschreibung in Deutschland Mitte 2026 stattfinden. Der Lieferzeitraum für gesicherte Leistung würde – bei vier Jahren Vorlaufzeit zwischen Kapazitätsauktion und Lieferstart – Mitte 2030 und damit kurz vor dem anvisierten Kohleausstieg starten. Für Anbieter neuer Kapazitäten hieße das, dass sie – je nach Dauer für die Genehmigung und Projektierung des Projekts – Anfang 2026 mit der Planung starten müssten. Abbildung 30 zeigt die Zeitschiene zur Einführung des Kapazitätsmechanismus.

¹⁵ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

¹⁶ European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

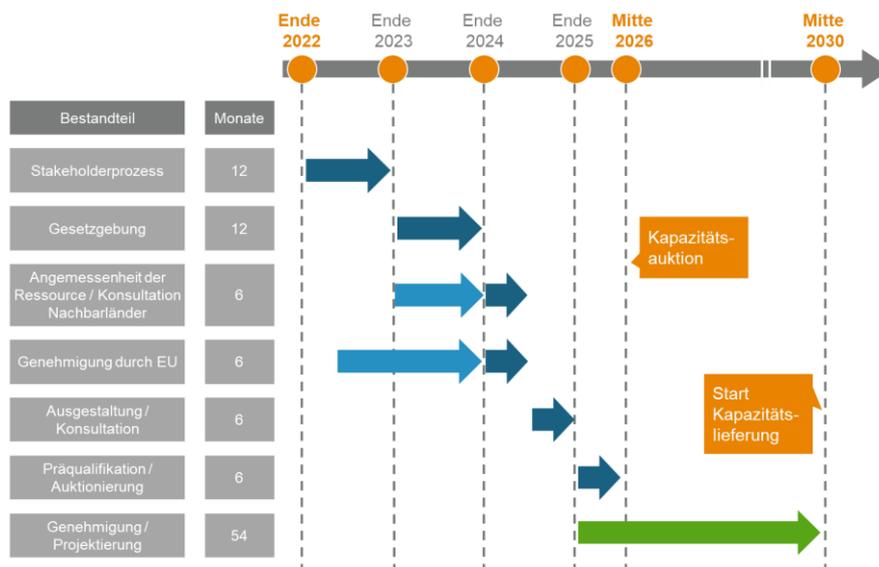


Abbildung 30: Zeitschiene zur Einführung des Kapazitätsmarkt in Deutschland

Bis 2028 wird nur eine Ausschreibung pro Jahr durchgeführt (Y-4). Ab 2029 finden jährlich zwei Auktionen (Y-4 & Y-1) statt. 2035 muss der Kapazitätsmarkt neu von der EU genehmigt werden.

Gemäß dem oben beschriebenen Zeitplan zur Einführung des Kapazitätsmarktes würde die erste Y-4 Ausschreibung (4 Jahre vor Lieferbeginn) 2026 stattfinden. Die erste Y-1 Ausschreibung (1 Jahr vor Lieferzeitbeginn) für das Jahr 2030 würde 2029 stattfinden. Demnach würde von 2026 bis 2028 nur die eine Y-4 Auktion pro Jahr durchgeführt. Ab 2029 würden zwei Auktionen, eine Y-4 und eine Y-1, durchgeführt. Nach 10 Jahren schreibt die EU-Verordnung zum Elektrizitätsbinnenmarkt¹⁷ eine Überprüfung und erneute Genehmigung durch die EU vor. Abbildung 31 zeigt die zeitliche Ausgestaltung der Kapazitätsauktion in Deutschland.



Abbildung 31: Zeitliche Ausgestaltung der Kapazitätsauktion in Deutschland

9.3 Kostenabschätzung

Die Kostenabschätzung berücksichtigt das erwartete Ausschreibungs-

Zur Abschätzung der Kosten für die Einführung eines Kapazitätsmarktes müssen das Ausschreibungsvolumen ermittelt und die Mehrkosten für die Kapazitätzahlungen sowie die Einsparungen aufgrund geringerer Strompreise und gegebenenfalls geringerer Kosten für die Vorhaltung von Reserven berücksichtigt werden. In dieser Studie wird keine detaillierte

¹⁷ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

volumen sowie Mehrkosten und Einsparpotentiale.

Berechnung der Kosten durchgeführt. Stattdessen wird eine Abschätzung basierend auf Werten aus der Literatur sowie aus Vorgaben für den Kapazitätsmarkt erstellt. Für das Verständnis der Kostenbelastung durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ist es wichtig, dass in Abwesenheit eines Kapazitätsmarktes Knappheitssignale am Strommarkt auftreten würden. Dies voraussichtlich in einer Höhe, die Investitionen in Gasturbinenkraftwerke wirtschaftlich machen würde. Diese Knappheitspreise werden durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes verhindert.

In erster Annäherung ergibt sich ein Ausschreibungsvolumen von 32 - 55 GW, je nach Beitrag von Kohle- und Ölkraftwerken zur Bereitstellung gesicherter Leistung.

Das Volumen für die erste Ausschreibung ergibt sich basierend auf den Werten der Leistungsbilanzierung aus Kapitel 4.2. Dazu werden von der Spitzenlast (inkl. Sicherheitsmarge) die verfügbaren Übertragungskapazitäten zu Nachbarländern (Net Transfer Capacities „NTC“) und alle Kapazitäten subtrahiert, die eine anderweitige Förderung erhalten. Zu letzterem zählen PV, Wind onshore, Wind offshore, Biomasse sowie KWK-Anlagen. Falls diese Anlagen auf die EEG- bzw. KWKG-Förderung verzichten, könnten diese an der Ausschreibung teilnehmen. In diesem Fall müsste das Ausschreibungsvolumen erhöht werden. Nach diesen Vorhaben ergäbe sich ein Ausschreibungsvolumen von 55 GW gesicherter Leistung. Durch Beibehaltung der Kraftwerke in den verschiedenen Reservemechanismen, der Ersatzkraftwerke sowie der Steinkohlekraftwerke (ev. mit Fuel-Switch zu Biomasse oder Gas) könnte die Ausschreibungsmenge auf 32 GW reduziert werden. Es ist allerdings anzumerken, dass in diesem Fall Kohle- und Ölkraftwerke weiterhin betrieben würden, während bei einem Volumen von 55 GW ein kompletter Ausstieg aus Kohle und Öl realisiert werden könnte.

Den Kosten von 75 €/kW/a für Kapazitätszahlungen stehen Strompreissenkungen von 3 - 4 €/MWh sowie ggf. Einsparungen für Reservekraftwerke von 63 €/kW gegenüber.

Die Höhe der Kapazitätszahlungen an die Kapazitätsanbieter orientiert sich an der Preisobergrenze des belgischen Kapazitätsmarktes von 75 €/kW/a (European Commission, 2021). Dieser Wert entspricht in etwa den annualisierten Investitionskosten zuzüglich der jährlichen Fixkosten eines GuD (haulogy, 2021). Kostenreduktionen ergeben sich hauptsächlich durch die Senkung der Strompreise aufgrund der Einbringung zusätzlicher Leistung in den Strommarkt. Der Effekt wird in dieser Studie mit 3 - 4 €/MWh angesetzt (BMW, 2014a; BMW, 2014b). Im Falle einer Ausschreibung von 55 GW entfallen zusätzlich noch Kosten für die Bereithaltung der Reservekapazitäten. Die Kosten hierfür werden anhand der Zuschlagswerte für Kapazitätsreserveanlagen für den Erbringungszeitraum 2022 - 2024 in Höhe von 63 €/kW und einem Kapazitätskredit für Kohlekraftwerke von 90 % berechnet (Netztransparenz, 2021).

Die jährliche Kostenspanne für einen Kapazitätsmarkt in Deutschland ergibt sich zu -300 Mio. € bis +600 Mio. €.

Basierend auf dem angegebenen Ausschreibungsvolumen sowie den Kosten und Ersparnissen ergibt sich eine Kostenspanne von ca. -300 Mio. € bis + 600 Mio. € jährlich. Kosteneinsparungen ergeben sich bei einer stärkeren Senkung der Strompreise sowie einer geringeren ausgeschriebenen Kapazitätsmenge. Diese Abschätzung der Kosten ist naturgemäß mit hohen Unsicherheiten bezüglich des Kapazitätspreises, des Strompreissenkungseffekts und der Kapazitätsreservekosten verbunden. Eine kürzlich erschienene Studie ermittelt allerdings für die Bereitstellung von 60 GW

gesicherter Leistung eine Kostenreduktion von 100 - 500 Mio. € jährlich bei Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts verglichen mit einer Variante bestehend aus EOM und Reserve (50Hertz, 2021).

9.4 Zwischenfazit

Zwischenfazit

- Der Kapazitätsmarkt für Deutschland beschafft eine möglichst umfassende Kapazitätsmenge über eine Ausschreibung, bei der alle teilnehmenden Kapazitäten in einem Segment im Wettbewerb stehen.
- Die Ausschreibung ist dabei technologieoffen, wobei strenge CO₂-Emissionsgrenzwerte gelten, die z.B. Kohlekraftwerke von der Ausschreibung ausschließen und ambitionierte Dekarbonisierungsziele für Gaskraftwerke setzen.
- Um das Ergebnis der Ausschreibung gemäß den gesellschaftlichen Zielen beeinflussen zu können, sollten de-rating Faktoren, CO₂-Faktoren und Netzfaktoren eingeführt werden. CO₂-Faktoren haben dabei das Ziel, klimaneutrale Kapazitäten zu fördern. Netzfaktoren sollen den regionalen Zubau beeinflussen.
- Die kontrahierten Kapazitäten dürfen am Strommarkt teilnehmen. Um die Erlöse von Kapazitätsanbietern zu reglementieren, sollten aber Preisobergrenzen für bestehende Kapazitäten und Zuverlässigkeitsoptionen zur Abschöpfung von Strommarkterlösen eingeführt werden.
- Bei einem zügigen Start des Stakeholderprozesses könnte die erste Kapazitätsauktion 2026 stattfinden, sodass ab 2030 und damit kurz vor dem anvisierten Kohleausstieg zusätzliche gesicherte Leistung zur Verfügung stehen würde.
- Je nach Ausschreibungsvolumen und Strompreissenkungen sind jährliche Einsparungen von 300 Mio. € oder Mehrkosten von 600 Mio. € im Vergleich zur Beibehaltung des EOM inklusive Reserve möglich.
- Anhand der Bewertung der Marktdesignszenarien sowie der Ausführungen zur Ausgestaltung und Roadmap des Kapazitätsmarktes wird ein Design für einen Kapazitätsmarkt in Deutschland vorgeschlagen (blaue Markierung, Abbildung 32).

Der vorgeschlagene Kapazitätsmarkt für Deutschland

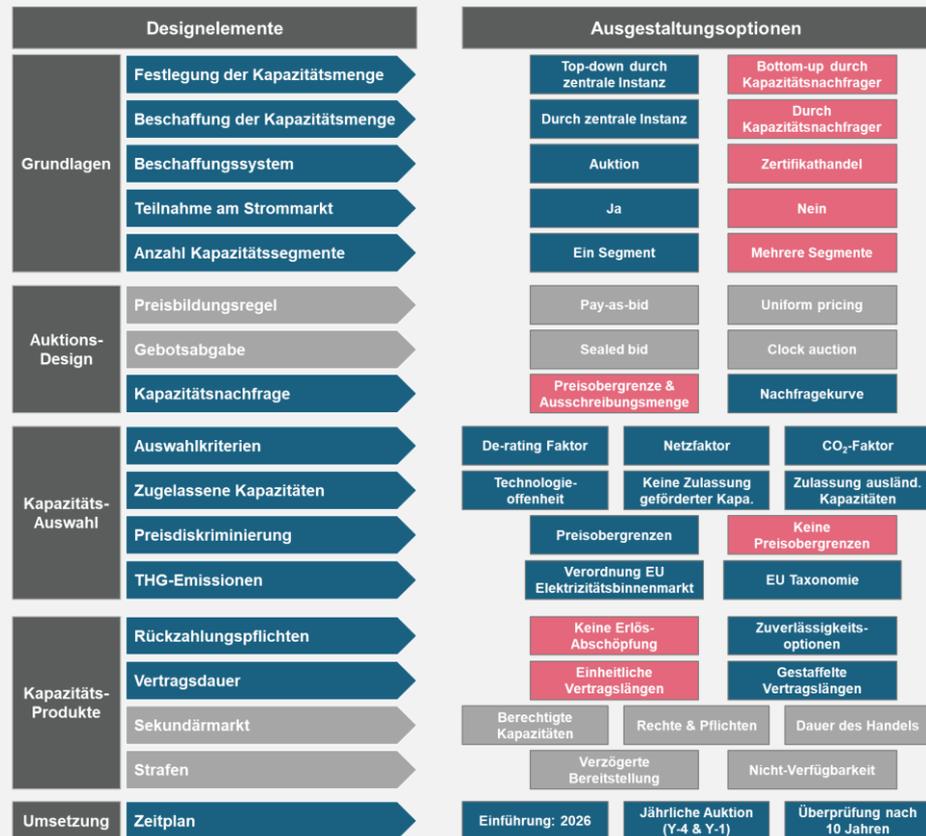


Abbildung 32: Kapazitätsmarkt für Deutschland

10 Anhang: Bewertung der Kapazitätsmechanismen im Detail

In diesem Abschnitt werden für jeden Kapazitätsmechanismus detaillierte Begründungen für die Bewertung der Marktdesignszenarien gegeben. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 - 5 Punkten, wobei höhere Punktzahlen eine bessere Kriterienerfüllung bedeuten.

Effektivität

Effektivität		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Der Zubau gesicherter Leistung erfolgt im EOM und in der Reserve. Bei der Festlegung der Kapazitätsmenge in der Reserve muss der Zubau im EOM abgeschätzt werden. Eine Steuerung der Kapazitäten im EOM ist nicht möglich Keine Verdrängungseffekte zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten 	3
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Für jedes Ausschreibungssegment muss die benötigte gesicherte Leistung festgelegt werden. Verdrängungseffekte zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten, falls nicht die gesamte Menge an gesicherter Leistung ausgeschrieben wird 	3
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Benötigte gesicherte Leistung muss nur für ein einziges Segment festgelegt werden Keine Verdrängungseffekte zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten, da die gesamte Menge an gesicherter Leistung kontrahiert wird 	5
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Benötigte gesicherte Leistung muss nur für ein einziges Segment festgelegt werden Kurze Vertragslaufzeiten erschweren den effektiven Kapazitätszubau 	4

Effizienter Kapazitätszubau und -einsatz

Effizienter Kapazitätszubau und -einsatz		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Ineffizienter Kapazitätszubau durch starke Begrenzung des Technologieportfolios in der Reserve Ineffizienter Kapazitätseinsatz, da Kraftwerke in der Reserve nicht am Strommarkt eingesetzt werden Aber: Anreize für atypische Flexibilität innerhalb des EOM verringert benötigten Kapazitätszubau 	1
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Effizienter Kapazitätszubau wird durch Selektion und Zuteilung der Technologien zu Ausschreibungssegmenten vermindert Effizienter Kapazitätseinsatz, da Kapazitäten am Strommarkt eingesetzt werden Geringere Erschließung atypischer Flexibilitäten aufgrund hoher Anforderungen bei Ausschreibung 	2
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Effizienter Kapazitätszubau aufgrund von Technologieoffenheit und Teilnahme aller zugelassenen Technologien in einem einzigen Ausschreibungssegment Effizienter Kapazitätseinsatz, da Kapazitäten am Strommarkt eingesetzt werden Geringere Erschließung atypischer Flexibilitäten aufgrund hoher Anforderungen bei Ausschreibung 	4
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Effizientes Technologieportfolio bei Kapazitätszubau durch Vergabe von Zertifikaten Effizienter Kapazitätseinsatz, da Kapazitäten am Strommarkt eingesetzt werden Handel mit Zertifikaten fördert nicht-kapitalintensive Kapazitäten (z.B. atypischer Flexibilitäten) 	5

Effiziente Risikoallokation

Effiziente Risikoallokation		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Anlagen im EOM sind einem hohen Refinanzierungsrisiko ausgesetzt Da die Gesamtmenge an gesicherter Leistung durch eine zentrale Instanz definiert wird, haben die Risiken keinen produktiven Anreiz 	2
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Geringes Refinanzierungsrisiko für Kapazitäten durch gesicherte Kapazitätsszahlungen über lange Vertragslaufzeiten 	5
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Geringes Refinanzierungsrisiko für Kapazitäten durch gesicherte Kapazitätsszahlungen über lange Vertragslaufzeiten 	5
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Hohes Refinanzierungsrisiko für Kapazitäten, da Zertifikate nur kurze Gültigkeitsdauern haben Da die Gesamtmenge an gesicherter Leistung durch eine zentrale Instanz definiert wird, haben die Risiken keinen produktiven Anreiz 	3

Dekarbonisierungs-kompatibilität

Dekarbonisierungskompatibilität		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Bisher Ausschluss von DSM, steuerbare EE und Batteriespeicher von der Reserve Anreize zur Dekarbonisierung nur für Kapazitäten in der Reserve möglich 	1
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Bessere Steuerung des Technologieportfolios und damit der Reglementierung von CO₂-intensiven Kapazitäten durch Trennung in zwei Ausschreibungssegmente Durch lange Vertragslaufzeiten und Bezuschlagung einer möglichst umfassenden Kapazitätsmenge lassen sich Anreize zur Dekarbonisierung fossiler Kapazitäten setzen 	4
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Keine Steuerung klimaneutraler und CO₂-intensiver Kapazitäten innerhalb der Ausschreibung und geringerer Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage. Durch lange Vertragslaufzeiten und Bezuschlagung einer möglichst umfassenden Kapazitätsmenge lassen sich Anreize zur Dekarbonisierung fossiler Kapazitäten setzen 	3
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Handel mit Zertifikaten reizt die Flexibilisierung der Nachfrage, den Ausbau steuerbarer EE und von Batteriespeicher an. Es wird zwar die komplette benötigte gesicherte Leistung bezuschlagt, kurze Laufzeiten der Zertifikate erschweren allerdings Anreize zur Dekarbonisierung. 	3

Europäische Koordination

Europäische Koordination		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Die strategische Reserve wird zwar weiterhin in einigen Ländern Europas vorgehalten. Der Trend geht allerdings in Richtung Einführung von Kapazitätsmärkten 	2
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Der Trend in europäischen Ländern zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit geht in Richtung zentrale Kapazitätsmärkte. Bei weiterer Angleichung der Mechanismen ist die Koordination der Leistungsverhaltung effizienter 	4
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Der Trend in europäischen Ländern zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit geht in Richtung zentrale Kapazitätsmärkte. Bei weiterer Angleichung der Mechanismen ist die Koordination der Leistungsverhaltung effizienter 	4
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Außer Frankreich wendet kein europäisches Land diesen Mechanismus an. Dies erschwert die Koordination der Leistungsverhaltung aufgrund grundsätzlich unterschiedlicher Regelungen 	2

Netzoptimierte Steuerbarkeit

Netzoptimierte Steuerbarkeit		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Netzoptimierte Steuerbarkeit von Kraftwerksneubauten nur in der Reserve möglich. Keine Steuerungsmöglichkeit im EOM 	3
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Netzoptimierte Steuerung eigentlich nicht vorgesehen aber möglich Bessere Steuerung durch Aufteilung in mehrere Ausschreibungssegmente (z.B. bestehende und neue Kapazitäten) 	4
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Netzoptimierte Steuerung eigentlich nicht vorgesehen aber möglich Bei Ausschreibung bestehender und neuer Kapazitäten in einem gemeinsamen Segment ist die Steuerung schwerer möglich 	3
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Netzoptimierte Steuerung eigentlich nicht vorgesehen aber möglich Aufgrund kürzerer Vertragsdauer ist der Zubau neuer Kapazitäten etwas schlechter steuerbar 	2

Flexibilität

Flexibilität		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Flexible Anpassung der Kapazität durch regelmäßige Beschaffung in kurzen Abständen Kurze Vertragslaufzeiten führen zu geringeren Verzerrungen zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten 	4
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Flexible Anpassung der Kapazität durch regelmäßige Beschaffung in kurzen Abständen Zeitliche Begrenzung und Regelungen zur automatischen Abschaffung durch EU-Regelungen Längere Vertragslaufzeiten führen zu Verzerrungen zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten, da erstere noch viele Jahre zusätzliche Kapazitätzahlungen bekommen 	3
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Flexible Anpassung der Kapazität durch regelmäßige Beschaffung in kurzen Abständen Zeitliche Begrenzung und Regelungen zur automatischen Abschaffung durch EU-Regelungen Längere Vertragslaufzeiten führen zu Verzerrungen zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten, da erstere noch viele Jahre zusätzliche Kapazitätzahlungen bekommen 	3
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Flexible Anpassung der Kapazität durch regelmäßige Beschaffung in kurzen Abständen Kurze Vertragslaufzeiten führen zu geringeren Verzerrungen zwischen bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Kapazitäten 	4

Verteilungseffekte

Verteilungseffekte		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Risiko übermäßiger Produzentenrenten in Knappheitssituationen im EOM möglich Geringes Risiko für übermäßiger Produzentenrenten in der Reserve aufgrund des recht homogenen Technologieportfolios 	3
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Möglichkeit zur Steuerung des Risikos für übermäßige Produzentenrenten durch Unterscheidung der Ausschreibungssegmente in bestehende und neue Kapazitäten 	4
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Hohes Risiko für übermäßige Produzentenrenten, da bestehende und neue Kapazitäten in einer gemeinsamen Ausschreibung auktioniert werden. Bei hoher Wettbewerbsintensität ist das Risiko etwas geringer. 	2
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Hohes Risiko für übermäßige Produzentenrenten im Zertifikathandel, da bestehende und neue Kapazitäten am gleichen Markt teilnehmen 	1

Komplexität

Komplexität		
Mechanismus	Begründung	Bewertung
Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> Fortführung des Mechanismus bezieht nur wenige Kapazitätsanbieter mit ein 	4
Selektiver Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Der Mechanismus bezieht nur Kapazitätsanbieter ein (Kapazitätsnachfrager können allerdings freiwillig über Demand-Side-Management teilnehmen) 	3
Umfassender Kapazitätsmarkt	<ul style="list-style-type: none"> Der Mechanismus bezieht nur Kapazitätsanbieter ein (Kapazitätsnachfrager können allerdings freiwillig über Demand-Side-Management teilnehmen) 	3
Dezentrale Leistungsverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> Zertifikathandel bezieht sowohl Kapazitätsanbieter als auch Kapazitätsnachfrager mit ein Kapazitätsnachfrager müssen gemäß ihrem Beitrag zur Spitzenlast mit Zertifikaten eindecken 	1

11 Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BMU	Bundesministerium für Umwelt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bnBm	Besondere netztechnische Betriebsmittel
CO ₂	Kohlendioxid
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOM	Energy Only Market
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU	Europäische Union
FDP	Freie Demokratische Partei
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
H ₂	Wasserstoff
IBN	Inbetriebnahme
kWel	Kilowatt elektrisch
kW _{inst}	Kilowatt installierte Leistung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MW	Megawatt
OTC	Over the counter
PV	Photovoltaik
SPD	Sozialdemokratische Partei
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
UK	United Kingdom
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

12 Literaturverzeichnis

- 50Hertz. (2021). *Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten*. Aachen: Consentec.
- 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW. (2020). *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022*.
- ACER. (2020). *DECISION No 23/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 2 October 2020 on the methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard*. Ljubljana.
- ACER. (2021). *ACER Market Monitoring Report 2020 – Electricity Wholesale Market Volume*.
- Agora. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*. Berlin: Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut.
- BDI. (2021). *Klimapfade 2.0*. Berlin: Boston Consulting Group (BCG).
- BEIS. (2019). *Technical amendments to the capacity market - government response to consultation*. London: UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy.
- BMU. (2021). *Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien*. Dessau-Roßlau: Connect Energy Economics GmbH.
- BMWi. (2014a). *Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)*. Berlin: frontier economics und consentec.
- BMWi. (2014b). *Endbericht Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen*. Köln: r2b energy consulting GmbH, Connect Energy Economics GmbH, Consentec GmbH und Fraunhofer ISI.
- BMWi. (2021). *Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten*. Köln: Fraunhofer ISI, TEP Energy, consentec und r2b energy consulting GmbH.
- BMWi. (2021). *Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030 Berechnungsergebnisse aus dem Szenario 1*. Berlin: Fraunhofer ISI, Öko-Institut e.V. und Prognos AG.
- BP. (2021). *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*. London: BP p.l.c.
- dena. (2021). *Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. Berlin: ewi, FIW München, ITG Dresden, Jacobs University Bremen, Stiftung Umweltenergierecht, Wuppertal Institut.
- elia group. (2021). *CRM Auction Report - Y-4 auction for the 2025-2026 Delivery Period*.
- elia group. (2021). *Elia Product Sheet - Capacity Remuneration Mechanism*.
- ENTSO-E. (2019). *Proposal for a Methodology for calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry for generation, or demand response, and the Reliability Standard in accordance with Article 23 of the Regulation (EU) 2019/943*. Brüssel.
- EU Turbines. (2021). *Checklist for the use of hydrogen in existing engine power plants*.
- Euractiv. (2022). *Euractiv*. Abgerufen am 12. 05 2022 von <https://www.euractiv.com/section/energy/news/ge-eyes-100-hydrogen-fuelled-power-plants-by-2030/>

- European Commission. (2021). *Commission decision of 27.8.2021 on THE AID SCHEME SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N) Belgium – Capacity remuneration mechanism.*
- European Commission. (2016). *Commission decision of 8.11.2016 on STATE AID SCHEME SA.39621 2015/C (ex 2015/NN).*
- European Commission. (2019). *Commission decision of 24.10.2019 on the AID SCHEME SA.35980-2019/C - United Kingdom - Electricity Market Reform: Capacity Mechanism.*
- European Commission. (2021). *Commission decision of 27.7.2021 on the AID SCHEME SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N) - Belgium - Capacity remuneration mechanism.*
- European Commission. (2021). *State Aid Cases.*
- ewi. (2021). *Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030.* Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH.
- Fabra, N., & Montero, J.-P. (2022). *Technology Neutral vs. Technology Specific Procurement.* The Economic Journal.
- FfE. (2021). *Regionale Lastmanagementpotenziale - Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland.* München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), Guidehouse Germany GmbH.
- Fichtner. (2020). *Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM).* Stuttgart.
- Haufe, M.-C. (2018). *Auctions for Renewable Energy Support.* Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- haulogy. (2021). *Cost assessment of the Capacity Remuneration Mechanism.* Braine-le-Comte.
- Kitzing, L., Anatolitis, V., Fitch-Roy, O., & Klessmann, C. (06 2019). *Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learned in the AURES Project. IAAE Energy Forum (Vol. 3).*
- nationalgrid ESO. (2022). *Final Auction Report - 2021 Four year ahead Capacity Auction (T-4).*
- Netztransparenz. (2021). *Veröffentlichungen zum Erbringungszeitraum 2022-2024.* Abgerufen am 15. 05 2022 von <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve/Erbringungszeitraum-2022-2024>
- Powermag. (2020). *Powermag.* Abgerufen am 12. 06 2022 von <https://www.powermag.com/siemens-roadmap-to-100-hydrogen-gas-turbines/>
- RTE. (2021). *Auction results by technology.* Paris: Réseau de Transport d'Electricité.
- Tiedemann, S. (2017). *Open Electricity Economics Handbook.* Abgerufen am 17. 05 2022 von <http://www.open-electricity-economics.org/book/text/09.html>

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str.29 - 30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20
kontakt@enervis.de
www.enervis.de