

Positionspapier

Kraftwerksstrategie der Bundesregierung

Zehn Handlungsempfehlungen für
einen volkswirtschaftlich effizienten
Kapazitätsmechanismus.

Executive Summary

Mit der „**Kraftwerksstrategie**“ verfolgt die Bundesregierung das Ziel, die Versorgungssicherheit im deutschen Stromsystem langfristig abzusichern. Geplant sind kurzfristige Ausschreibungen für insgesamt **12 Gigawatt (GW) neuer Kapazitäten ab diesem Jahr** sowie weitere Runden in den Jahren 2027 und 2029, die den Weg zu einem **Kapazitätsmarkt ab 2032** ebnen sollen.

Aus Sicht von Enpal greift dieser Ansatz jedoch zu kurz, sofern er sich primär auf den Neubau zentraler Großkraftwerke konzentriert. Um volkswirtschaftliche Ineffizienzen zu vermeiden, muss das massive, bereits vorhandene Potenzial dezentraler Flexibilitäten stärker in den Mittelpunkt rücken.

Denn: Deutschland verfügt bereits heute über ein **erhebliches Flexibilitätspotenzial**, das von der Bundesregierung nur unzureichend berücksichtigt wird: **13,8 GW** installierter Leistung stehen allein **durch dezentrale Klein- und Gewerbespeicher** bereit. Dies übersteigt die installierte Leistung von Großspeichern (2,5 GW) deutlich und ist ein Vielfaches der aktuellen Kapazitätsreserve (circa 1,4 GW).

Die Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus muss deshalb **technologieoffen, diskriminierungsfrei und wettbewerblich erfolgen**. Die von der Bundesregierung geplanten Ausschreibungen dürfen sich nicht auf Großanlagen beschränken, sondern müssen für das breite Spektrum verfügbarer Flexibilitäten geöffnet werden. Nur so kann eine **kosteneffiziente Beschaffung** gewährleistet werden, die **Industrie und Haushalte nicht über Gebühr mit neuen Umlagen belastet**.

Studien belegen den Mehrwert dieses Ansatzes: Durch die intelligente Einbindung dezentraler Flexibilitäten könnten bis zu **7 GW an neuem konventionellen Kraftwerkspark ersetzt werden**. Dies würde Investitionskosten von rund **5 bis 8 Milliarden €** vermeiden und damit Industrie sowie Haushalte **von einer drohenden Gaskraftwerks-Kapazitätsumlage spürbar entlasten**.

Für einen volkswirtschaftlich effizienten Kapazitätsmechanismus sollten zehn zentrale Maßnahmen berücksichtigt werden:

1. Technologieoffenheit und Diskriminierungsfreiheit als Kernsäulen

Ausschreibungen müssen so gestaltet sein, dass **alle geeigneten Technologien diskriminierungsfrei teilnehmen können** – insbesondere dezentrale Flexibilitäten über Aggregatoren und virtuelle Kraftwerke (VPPs). Es ist volkswirtschaftlich nur sinnvoll, diese bereits in großem Maße im Land vorhandenen Kapazitäten zu nutzen und ihnen faire Teilnahmemöglichkeiten zu bieten. **Ein technologieoffener Mechanismus erhöht den Wettbewerb und senkt somit die Gesamtkosten.** Die stärkere Nutzung vorhandener Flexibilität reduziert den Bedarf an neuen konventionellen Kraftwerken deutlich und **begrenzt so die Umlagen zur Finanzierung für Haushalte und Industrie.**

2. Mehrfachnutzung von Flexibilitäten ermöglichen

Kapazitätzahlungen sollten die **Teilnahme an Strom-, Regelenenergie- und weiteren Märkten nicht ausschließen**. Die **parallele Nutzung steigert den Systemwert** teilnehmender Anlagen.

3. Klare Aktivierung des Mechanismus sowie Strafzahlungen ansetzen

Ein eindeutiger Auslöser ist notwendig, um die Lieferung geförderter Anbieter nach dem Merit-Order-Prinzip anzufordern. **Klare Strafzahlungen bei Nichtlieferung** sichern ferner die Zuverlässigkeit der teilnehmenden Anbieter.

4. Möglichkeiten für Aggregatoren über Mindestgrößen und De-Rating-Faktoren schaffen

Realistische Mindestgrößen und **faire De-Rating-Faktoren** sind notwendig, um ein Level-Playing-Field zu schaffen. Die Mindestgröße für die Teilnahme sollte **maximal 1 Megawatt (MW)** entsprechen. **Zunächst sollten technologiespezifische De-Rating-Faktoren für Laststeuerung vermieden** werden.

5. Präqualifikation von Aggregatoren auf Portfolioebene mit schlanken Verfahren

Das Präqualifikationsverfahren für Aggregatoren **sollte nur auf Portfolioebene erfolgen**, nicht auf der Ebene der einzelnen Anlage. **Prozesse, Meldepflichten und Tests müssen sich auf das erforderliche Mindestmaß beschränken**, um die Teilnahme dezentraler Lösungen nicht über bürokratische und technische Hürden zu unterbinden.

6. Kleinteilige Runden und Teilnahme von Aggregatoren mit zu befüllenden Portfolios

Eine Staffellung der Beschaffung von Kapazitäten vier und ein Jahr vor Lieferbeginn für den vollwertigen Kapazitätsmarkt **ermöglicht Planung anhand der realen Notwendigkeiten des Systems**. Aggregatoren von Laststeuerung sollten an Auktionen für den Brückenmechanismus sowie dem vollwertigen Kapazitätsmarkt **mit leeren Portfolios** teilnehmen können und diese sukzessive vor dem Lieferdatum befüllen. Zudem sollten sie **mehrfährige Förderungen erhalten können**.

7. Kosteneffiziente Ausgestaltung des Auktionsformats

Kosteneffiziente Ausschreibungen könnten auf **Pay-as-Clear-Auktionen** im Stil einer Rückwärtsauktion basieren. Der Prozess ist transparent, einfach und schafft für Teilnehmer über das Pay-as-Clear-Format Anreize, **zum niedrigsten realisierbaren Zuschlagspreis auszusteigen**. Dies wiederum **ermöglicht eine kosteneffiziente Beschaffung und niedrigere Umlagen für Industrie und Haushalte**.

8. Bietungsbürgschaften mit Augenmaß

Bietungsbürgschaften für Auktionen **müssen verhältnismäßig sein**. Diese dürfen keine Teilnahme von Start-ups und KMUs mittels übermäßiger Kapitalanforderungen verhindern. Zwischen **den Anforderungen der Präqualifikation und der Höhe der Bürgschaften muss eine Balance** geschaffen werden.

9. Auswahl einfacher und transparenter Methode für das Baselining

Anbieter von Laststeuerung sollten über **verschiedene Methoden zum Baselining** ihrer Anlagen verfügen. Diese Methoden sollten auf **allgemein zugänglichen Daten basieren**, die von einem **intelligenten Messsystem (iMS) in fünfzehnminütiger Auflösung** erfasst werden.

10. Handelbarkeit der Förderung ermöglichen

Ein Sekundärmarkt schafft **zusätzliche Flexibilitäten**, erhöht die **Versorgungssicherheit** und **reduziert die Auktionskosten** – im Einklang mit den beihilferechtlichen Vorgaben der EU.

Die Kraftwerksstrategie bietet die Chance, Versorgungssicherheit, volkswirtschaftliche Effizienz und Klimaziele miteinander zu verbinden. **Ein technologieoffener Kapazitätsmechanismus**, der eine Teilnahme dezentraler Flexibilitäten ermöglicht und systematisch nutzt, stellt das deutsche Stromsystem **kostengünstiger, schneller und widerstandsfähiger sicher**.

Hintergrund und Maßnahmen im Detail

A. Aktuelle Lage und die Versorgungssicherheit in Deutschland	6
B. Funktionsweise von Kapazitätsmechanismen	7
C. Mehrwert dezentraler Lösungen im Kapazitätsmechanismus	8
D. Handlungsempfehlungen für einen effizienten Kapazitätsmechanismus	9
1. Technologieoffenheit und Diskriminierungsfreiheit als Kernsäulen	9
2. Ermöglichung der Mehrfachnutzung von dezentralen Lösungen	9
3. Klare Aktivierung des Mechanismus und Strafzahlungen	9
4. Diskriminierungsfreie Mindestgrößen und De-Rating Faktoren	10
5. Präqualifikation auf Portfolioebene mit schlankem Verfahren	10
6. Gestaffelte Runden und Teilnahme mit zu befüllenden Portfolios	10
7. Kosteneffiziente Ausgestaltung des Auktionsformats	11
8. Bietungsbürgschaften mit Augenmaß	12
9. Einfache und transparente Methode für das Baselining	12
10. Handelbarkeit der Förderungen	13

A. Aktuelle Lage und die Versorgungssicherheit in Deutschland



Deutschland kann große Erfolge in der Energiewende verzeichnen, und hat im Jahr 2024 knapp 60% des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt. Allerdings kann es bei einer hohen Abhängigkeit von Erneuerbaren zu sogenannten **Dunkelflauten** kommen, während derer weder Windturbinen noch Photovoltaik Strom erzeugen. Im Jahr 2024 war dies beispielsweise zwischen dem 11. und 13. Dezember der Fall. Preise im Großhandel stiegen auf mehr als 300 € pro Megawattstunde (MWh) und erreichten an der Spitze 900 € pro MWh. Die Dunkelflaute konnte über bestehende Erzeugung, Importe aus Nachbarländern und ohne Einsatz der Kapazitätsreserve überbrückt werden.

22 bis 35 GW

benötigte Leistung

Die **Kapazitätsreserve** ist die bisherige Lösung für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Sie bildet ein Portfolio an Erzeugungsanlagen, für die ein Vermarktungsverbot im Großhandel gilt. Die Leistung wird nur bezogen, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um die Nachfrage zu decken. Die aktuell vorhandenen Kapazitätsreserven werden aber langfristig nicht ausreichen, da der **Anteil variabler erneuerbarer Energien** stark zunimmt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) rechnet bis 2035 mit zwischen 22 und 35 GW an benötigter Leistung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zu beachten ist, dass die BNetzA sich nicht auf die Technologie festlegt, welche die nötige Leistung bereitstellen soll. In Anbetracht der benötigten Kapazität wird deshalb die **Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmechanismus** notwendig. Die Bundesregierung plant daher, ergänzend zur vorhandenen Kapazitätsreserve, im Rahmen einer Kraftwerksstrategie diverse Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit auf den Weg zu bringen. So soll gewährleistet werden, dass in Deutschland genügend Kapazität zur Verfügung steht und es in erster Linie nicht zu einer Notsituation kommt, die die Aktivierung der Kapazitätsreserve erforderlich machen würde.

Die Bundesregierung hat kürzlich mit der **EU-Kommission** eine **Grundsatzvereinbarung zu den Eckpunkten der Kraftwerksstrategie** erreicht. Es sollen ab diesem Jahr insgesamt 12 GW neuer steuerbarer Kapazitäten ausgeschrieben werden, die bis 2031 in Betrieb gehen sollen. Diese Ausschreibungen sind für Verträge mit einer Laufzeit von fünfzehn Jahren vorgesehen und sind in zwei Segmente unterteilt: Das erste Segment umfasst 10 GW und zielt auf neue steuerbare Kraftwerke mit langem Erbringungszeitraum. In diesem Segment ist auch eine regionale Steuerung vorgesehen. Weitere 2 GW sollen technologieoffen ohne Langzeitkriterium ausgeschrieben werden. Im technologieoffenen Segment ist nachfrageseitige Flexibilität, beziehungsweise Laststeuerung, explizit nicht teilnahmeberechtigt. Beide Ausschreibungen im Jahr 2026 wenden sich nur an neue und inländische Kapazitäten. Um in Summe den vollständigen Kapazitätsbedarf für 2031 zu decken, sollen 2027 und 2029 weitere vollständig technologieoffene Ausschreibungen folgen. Die Volumen dieser Runden sollen auf der Basis des jeweils aktuellen Versorgungssicherheitsmonitorings der BNetzA vor den Ausschreibungen festgelegt werden. Der Großteil soll im Jahr 2027 ausgeschrieben werden, eine kleinere Restmenge zwei Jahre darauf. Diese Ausschreibungen wenden sich sowohl an neue als auch bestehende Anlagen und bieten zudem ausländischen Anlagen Teilnahmemöglichkeiten. Die Förderdauer der Ausschreibungen in den Jahren 2027 und 2029 soll zwischen einem und maximal fünfzehn Jahren liegen. Die im Rahmen dieser Ausschreibungen beschafften Kapazitäten sollen eine Brücke hin zu einem technologieoffenen Kapazitätsmarkt bilden, der die Versorgungssicherheit ab 2032 gewährleisten soll. Das Rahmenwerk hierfür soll bis 2027 vorliegen.

Der **Brückenmechanismus und der anschließende Kapazitätsmarkt sind im Kontext dieses Papiers beide als Kapazitätsmechanismen** zu verstehen. **Die finale beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission steht noch aus** – die Kommission wird in ihrer Prüfung insbesondere auf Technologieoffenheit, diskriminierungsfreien Wettbewerb, Kosteneffizienz und die Angemessenheit der für die Versorgungssicherheit zu beschaffenden Leistungsmengen fokussieren.

B. Funktionsweise von Kapazitätsmechanismen



Kapazitätsmechanismen können einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit eines Stromsystems leisten. Diese sollen das sogenannte **Missing-Money-Problem** verhindern. In einem Energy-Only-Markt wie Deutschland kann unter Umständen eine ausreichende Bereitstellung gesicherter Kapazität gefährdet werden. Investoren sind häufig nicht bereit, Anlagen für die Spitzenlast oder Engpasssituationen zu finanzieren, da sie in nur wenigen Stunden ihre Fixkosten und Zinsen erwirtschaften müssen. Ein Kapazitätsmechanismus hilft, diese Anlagen zu finanzieren, da eine sichere Einkommensquelle geboten wird. In diesem Rahmen können auch Kapazitäten und deren Leistung freigeschaltet werden, die diese nicht regulär dem System liefern würden, wie beispielsweise Laststeuerung.

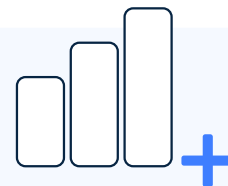
Das Missing-Money-Problem soll gelöst werden.

Anhand von Modellrechnungen wird die Leistung, die die Versorgungssicherheit des Systems gewährleisten kann, ermittelt. Die Kapazitäten werden dann häufig im Rahmen einer Auktion von diversen Anbietern erworben. Dabei können auch Anlagen oder ein Portfolio eines Aggregators für die Bereitstellung einer gewissen Erzeugungsleistung für das Stromnetz berücksichtigt werden.

Ein **Aggregator** vernetzt und sammelt **dezentrale Lösungen** und stellt sie kollektiv dem Mechanismus zur Verfügung. Diese Aggregation ist erforderlich, um die Mindestanforderungen für die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus zu erfüllen.

Um die **Verfügbarkeit** einer angebotenen Technologie oder Anlage in einer Notsituation zu ermitteln, wird zunächst ein **De-Rating-Faktor** verwendet. Je höher der De-Rating-Faktor angesetzt wird, desto eher wird angenommen, dass die Technologie oder das Portfolio tatsächlich verfügbar sein wird. Der Faktor wird mit der Nennleistung der Anlage oder des Portfolios eines Aggregators multipliziert, um die tatsächliche förderfähige Leistung zu ermitteln. Um eine Teilnahme zu ermöglichen, durchlaufen Anlagen oder Portfolios zudem ein **Präqualifikationsverfahren**. Nach **erfolgreicher Teilnahme an der Auktion** erhält die Anlage oder das Portfolio eine **feste Vergütung pro MW gebotener Leistung**. In einer Notsituation ist die Kapazitätseinheit verpflichtet, dem System die bezuschlagte Leistung zu liefern. Die Kosten für die Vergütung werden typischerweise über **Umlagen auf den Stromverbrauch** von Letztverbrauchern finanziert.

C. Mehrwert dezentraler Lösungen im Kapazitätsmechanismus



Die Einbindung dezentraler Lösungen in Kapazitätsmechanismen bietet vielseitige Vorteile. Diese Flexibilität sind bereits in großem Umfang verfügbar. Klein- und Gewerbespeicher haben eine **installierte Kapazität von 13,8 GW**, die stark über dem Volumen von Großspeichern mit 2,5 GW liegt. Zur Einordnung der Dimensionen: Die Kapazitätsreserve beträgt aktuell gerade einmal 1,4 GW. Dezentrale Lösungen sind bereits erschlossen, für einen Kapazitätsmechanismus verfügbar und könnten umgehend Leistung für die Systemsicherheit liefern. Die Verteilung der dezentralen Anlagen über das gesamte deutsche Netz kann auch gezielt die Versorgungssicherheit in unterschiedlichen Netzgebieten unterstützen.

13,8 GW

installierte Kapazität von Klein- und Gewerbespeichern sind bereits vorhanden

Ferner wird das **Potenzial von dezentralen Flexibilität** – und somit auch von Aggregatoren und „virtuellen Kraftwerken“ (VPPs) – **in der Zukunft stark steigen**. Die **Forschungsstelle** für Energiewirtschaft (FfE) und Agora Energiewende rechnen bis 2035 mit einem zeitlich verschiebbaren jährlichen Verbrauch von **100 Terrawattstunden (TWh)**, was 10% des gesamten deutschen Stromverbrauchs entspricht.

Die in den nächsten Jahren hinzukommenden Flexibilität könnten über die bereits vorhandene installierte Kapazität dezentraler Lösungen hinaus einen starken Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Es ist **aus volkswirtschaftlicher Sicht nur logisch, das vollständige Potenzial dieser Anlagen und in den nächsten Jahren hinzukommenden Flexibilität auszuschöpfen**.

Im Vergleich zu dezentralen Flexibilität sind **Gaskraftwerke kurzfristig nicht verfügbar**: Die durchschnittliche Zeit zur Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke beträgt **3 bis 8 Jahre**, was auf Lieferengpässe der Turbinen und aufwendige Genehmigungsverfahren zurückzuführen ist. Zudem entstehen für diese Gaskraftwerke hohe Kosten, die sich durch eine bessere Einbindung dezentraler Lösungen vermeiden ließen.

Dezentrale Lösungen können bis zu **7 GW** notwendiger Gaskraftwerkskapazitäten ersetzen und die erforderlichen **Anlageinvestitionen in Backup-Kapazitäten um circa 5 bis 8 Milliarden € senken**. Haushalte und Industrie profitieren von **deutlich niedrigeren Umlagen**, während die Versorgungssicherheit des Stromsystems schneller gewährleistet werden kann. Auch die **Akzeptanz** einer Umlage seitens der Letztverbraucher würde durch Einbindung dezentraler Flexibilität von Haushalten in die Erlösmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus erhöht. Dezentrale Flexibilität bieten nicht zuletzt ein **Gegengewicht zum fossilen Lock-in geförderter Gaskraftwerke**, die gesetzliche Ziele zur Minderung von Treibhausgasemissionen beeinträchtigen können. In dieser Gesamtkonstellation ist eine starke Abhängigkeit von Gaskraftwerken im Kapazitätsmechanismus besonders kritisch zu betrachten.

5 bis 8 Milliarden

Euro Einsparpotenzial

D. Handlungsempfehlungen für effiziente Kapazitätsmechanismen



Die folgenden zehn Gestaltungsprinzipien und Maßnahmen sollten sowohl im Rahmen der technologieoffenen Ausschreibungen im Brückenmechanismus als auch des langfristig geplanten Kapazitätsmarktes berücksichtigt werden. Ferner bilden diese Handlungsempfehlungen ein Gerüst, das **im Einklang mit den beihilferechtlichen Anforderungen der EU** über den Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie (**CISAF**) steht. Bevor weiter unten konkrete Maßnahmen für die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus und des Auktionsformats diskutiert werden, gilt es zunächst allgemeine Prinzipien hinsichtlich des Designs, der Förderfähigkeit von Anbietern und der Aktivierung des Mechanismus zu beachten.

1. Technologieneutralität und Diskriminierungsfreiheit als Kernsäulen

Technologieoffenheit und eine diskriminierungsfreie Behandlung von dezentralen Lösungen müssen Leitlinien der Ausschreibungen bilden und sind für kosteneffiziente Ausschreibung unerlässlich. Der **verstärkte Wettbewerb** in den Ausschreibungen führt zu **niedrigeren bezuschlagten Preisen** und zur **Durchsetzung der kostengünstigsten Technologie**. Gerade weil in Deutschland bereits ein so großes Maß an Flexibilitäten vorhanden ist, sollte das Potenzial dieser Technologien auch vollständig ausgeschöpft werden. Dezentrale Lösungen und Laststeuerung müssen auch über einen Aggregator oder im Rahmen eines VPP zu wirtschaftlichen und technisch vertretbaren Konditionen an den Ausschreibungen teilnehmen können.

2. Ermöglichung der Mehrfachnutzung von dezentralen Lösungen

Die Förderung dezentraler Lösungen über den Kapazitätsmechanismus darf nicht dazu führen, dass diese von der **Teilnahme am Großhandel, an der Regelleistung oder von anderen Märkten** ausgeschlossen werden. Um das vollständige Potenzial von Flexibilitäten sowie ihre schnellen Reaktionszeiten auszuschöpfen, müssen

sie diese verschiedenen Märkte, dynamisch an die jeweiligen Marktbedingungen angepasst, bedienen können. Auf diese Weise lässt sich der Mehrwert von Flexibilitäten für das Stromsystem maximieren. Um die Erzeugung durch fossile Energiequellen nicht übermäßig im Rahmen des Mechanismus zu subventionieren, könnten **Umsätze über einem festgelegten Großhandelspreis in den Fördertopf des Kapazitätsmechanismus zurückgezahlt** werden. Hiervon sind klimafreundliche Technologien wie Batterien und besonders Laststeuerung auszunehmen, da sie nach Aktivierung des Kapazitätsmechanismus häufig speziell für diese Situation Leistung liefern, während fossile Anlagen ohnehin Strom einspeisen und im Großhandel vermarkten würden. Eine Anrechnung würde auch **Verbraucher entlasten, indem etwaige Umlagen durch Rückzahlungen abgesenkt werden könnten**. So könnte zudem eine Ausrichtung des Kapazitätsmechanismus im Einklang mit den deutschen Klimazielen sichergestellt werden. Der beschriebene Mechanismus (Reliability Options) findet sich bereits im belgischen Kapazitätsmarkt wieder.

3. Klare Aktivierung des Mechanismus und Strafzahlungen

Um Planbarkeit und ein transparentes System für geförderte Anbieter zu gewährleisten, muss es einen klaren Auslöser oder Mechanismus geben. Anbieter müssen über die nötige **Aktivierung des Mechanismus klar und falls möglich vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit einem Vorlauf von vier Stunden informiert werden**. Der ÜNB bestimmt danach die notwendige Kapazität für die Versorgungssicherheit des Stromsystems und fordert eine Lieferung der Leistung anhand des Merit-Order-Prinzips, beziehungsweise der Marginalkosten der bezuschlagten Anlagen. Ein direkter Zugriff des ÜNB auf die Anlagen oder das Portfolio des Aggregators sollte nicht ermöglicht werden müssen. Diese Schnittstellen lassen sich schwer realisieren und entsprechende Anforderungen könnten dezentralen Lösungen die Teilnahme de facto unterbinden. **Pönalen** sind ausschlaggebend und gewährleisten, dass **nur zuverlässige Anbieter** an Kapazitätsmechanismen

teilnehmen. Diese könnten vor dem Lieferzeitraum bei Kündigung der Teilnahme am Mechanismus, misslungenen Aktivierungstests, Verzögerungen bei der Inbetriebnahme oder mangelnden Messeinrichtungen anfallen. Nach Beginn des Lieferzeitraums sollten bei Nichtlieferung der Kapazitäten Strafzahlungen verhängt werden. Diese könnten beispielsweise auf einem Ausübungspreis, einer Multiplikation des Großhandelspreises oder des bezuschlagten Auktionspreises sowie der Value of Lost Load (VoLL) basieren. Über eine Kündigungsgebühr der Verpflichtungen wird nicht nur die Teilnahme ernsthafter Anbieter, sondern auch ein Handel der geförderten Kapazität über den Sekundärmarkt angeregt (siehe unten).

4. Diskriminierungsfreie Mindestgrößen und De-Rating Faktoren

Die **Mindestgröße** für die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus könnte nach Anwendung des De-Rating-Faktors auf die Nennleistung **maximal 1 MW** entsprechen – orientiert an den Vorbildern Belgien und Großbritannien sowie im Einklang mit den CISAF-Vorgaben. Falls der Mindestwert in Zukunft über den Network Code on Demand Response für Laststeuerung auf 0,1 MW herabgesetzt wird, sollte dies aufgenommen werden.

1 MW

als Mindestgröße

So würde ein Level-Playing-Field geschaffen, in dem aggregierte Portfolios und dezentrale Lösungen sowie Start-ups und KMUs agieren können. Dies stärkt das Angebot und den Wettbewerb im Kapazitätsmechanismus, senkt Kosten und erhöht die Versorgungssicherheit. Hinsichtlich der **De-Rating-Faktoren** gilt es, Gleichstellung zwischen dezentralen Lösungen und Großanlagen anzustreben. Innerhalb der dezentralen Lösungen sollte vorerst eine **übermäßige Differenzierung unterschiedlicher Technologien durch De-Rating-Faktoren vermieden werden**. In **etablierten Kapazitätsmärkten in Polen und Großbritannien ist dies bereits Praxis**: Alle Anlagen hinter einem Netzanschluss, beispielsweise Heimspeicher oder Ladepunkte, werden einheitlich als Laststeuerung betrachtet.

Unterschiedliche De-Rating-Faktoren für Technologien wie Speicher, Ladepunkte und Wärmepumpen sind zunächst nicht praktikabel und erschweren erheblich die Erstellung eines Portfolios für Aggregatoren. Wenn Erfahrungswerte im deutschen Kapazitätsmechanismus mit Laststeuerung gesammelt werden, kann mittel- bis langfristig ein Übergang zu einem System mit technologiespezifischen De-Rating-Faktoren für Laststeuerung in Betracht gezogen werden.

5. Präqualifikation auf Portfolioebene mit schlankem Verfahren

Das Präqualifikationsverfahren ist ein wichtiger Schritt, um die Teilnahme zuverlässiger Anbieter zu gewährleisten. Die Präqualifikation eines Aggregators für den Kapazitätsmechanismus **muss nur auf der Portfolioebene erfolgen**, nicht auf der Ebene der einzelnen Anlage. Die Pflichten zur Übermittlung von Angaben zu den einzelnen Anlagen müssen sich auf das erforderliche Mindestmaß beschränken und der Prozess sollte so einfach wie möglich ausgestaltet werden.

Überflüssige Bürokratie und Meldepflichten diskriminieren die Teilnahme dezentraler Lösungen am Kapazitätsmechanismus und würden systematisch Großanlagen und fossile Erzeugung begünstigen. Eine **Änderung der Zusammensetzung** des aggregierten Portfolios muss auch **ohne erneute Präqualifikation** möglich sein. Wenn einzelne Anlagen aus dem aggregierten Portfolio wegfallen, sollten sie von vergleichbaren neuen Kunden nahtlos ersetzt werden können. Alternativ kann ein vereinfachtes Verfahren geschaffen werden, im Rahmen dessen diese Anlagen einer schnelleren Präqualifikation unterliegen. Die Mindestanforderungen hinsichtlich der Schwellenwerte, Standards und Vorgaben für das Portfolio müssen selbstverständlich weiterhin erfüllt werden. Zu beachten ist, dass eine **Balance zwischen den Anforderungen des Präqualifikationsverfahrens und den Bietungsbürgschaften (siehe unten)** geschaffen werden muss. Das bedeutet, dass eine ausführliche Präqualifikation, beispielsweise hinsichtlich der Prozesse, Meldepflichten oder Aktivierungstests sich in einer geringeren Bietungsbürgschaft widerspiegeln sollte. Dies gilt gleichermaßen in umgekehrter Konstellation.

6. Gestaffelte Runden und Teilnahme mit zu befüllenden Portfolios

Die **Beschaffung der nötigen Leistung** sollte **über unterschiedliche Förderrunden und Laufzeiten gestaffelt** werden. Dadurch wird sichergestellt, dass die beschaffte Menge den tatsächlichen Bedürfnissen des Systems entspricht. Über eine Staffelung der beschafften Leistung im Kapazitätsmarkt **vier Jahre vor Lieferdatum (T-4) und ein Jahr vor Lieferdatum (T-1)** sind ferner Anpassungen an neue Rahmenbedingungen besser und näher an den realen Notwendigkeiten des Systems darstellbar. Dezentrale Lösungen und Laststeuerung können aufgrund der schnellen Inbetriebnahme die Versorgungssicherheit des Systems besonders kurzfristig in T-1 Auktionen gewährleisten. Wenn die Kapazitäten in einer Tranche beschafft werden, kann die Marktmacht großer Stromerzeuger noch weiter konsolidiert werden. Eine ausschließlich langfristige Planung beruht auch auf unsicheren Lastprognosen und kann zu einem Lock-in fossiler Energieträger führen. In etablierten Kapazitätsmechanismen ist die Förderung von Bestandsanlagen und Laststeuerung in der Regel auf ein Jahr beschränkt. Anschließend muss der Anbieter erneut erfolgreich an einer Auktion teilnehmen. Im Sinne der Technologieoffenheit und Diskriminierungsfreiheit sollte Laststeuerung von Förderungen über einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren in T-4 Auktionen profitieren können. Zudem würde dies auch stärkere Anreize für die Bereitstellung von Laststeuerung schaffen.

Ferner sollte ein Aggregator an Auktionen auch mit einem leeren oder nur teils gefüllten Portfolio teilnehmen können. Diese Portfolios würden dann sukzessive vor dem Lieferdatum befüllt werden. Auf diese Weise wird ein **Level-Playing-Field mit konventionellen Anlagen** sichergestellt, die nicht bereits vor Lieferdatum ihre vollständige Kapazität zur Verfügung stellen können, da sie sich etwa **noch im Bau befinden oder nachgerüstet werden**. Sollte das gebotene Portfolio bis zum Lieferdatum nicht vollständig gefüllt werden können, sollten **Strafzahlungen im Verhältnis zur fehlenden Leistung** anfallen. Aggregatoren von Laststeuerung sollten auch die Möglichkeit erhalten, vor dem Lieferdatum **nachträglich zusätzliche Anlagen** in ein während einer Auktion bezuschlagtes Portfolio **aufzunehmen**. Diese Anlagen würden nicht die geförderte Leistung und Zahlungen über den Kapazitätsmechanismus erhöhen, sondern eine zusätzliche Sicherheit für die Lieferung der gebotenen Leistung darstellen.

7. Kosteneffiziente Ausgestaltung des Auktionsformats

Die Ausgestaltung der Auktionen hat Auswirkungen auf die Gesamtkosten des Kapazitätsmechanismus, die Möglichkeiten zur Teilnahme von Anbietern an einer Auktion sowie ihr Gebotsverhalten. Eine **Preisobergrenze für neue Anlagen** in der Auktion könnte auf dem 1,5- bis 2-fachen der Nettokosten neuer Marktteilnehmer oder dem Net Cost of New Entry (Net CONE) basieren.

Mehr Effizienz durch eine Preisobergrenze für Bestandsanlagen.

Der **Net CONE** erfasst die durchschnittlichen Kosten für die Bereitstellung von Kapazität einer Referenzanlage nach Abzug von Einkünften aus dem Großhandel und der Regelenergie. Typischerweise werden Gaskraftwerke als Basis dieser Kostenrechnung verwendet. Langfristig könnte dies auch auf Batterien oder eine andere Speichertechnologie umgestellt werden. Die Festlegung der Preisobergrenze mittels Net CONE findet **bereits in zahlreichen Kapazitätsmärkten** Anwendung und ist in **CISAF** vorgesehen. Für **Bestandsanlagen**, die über den Kapazitätsmechanismus gefördert werden, sollte eine Preisobergrenze gelten, sodass sie zu Preisnehmern werden. Diese Preisobergrenze könnte dem 0,5-fachen des Net CONE entsprechen. Im Gegensatz zu neuen Erzeugungsanlagen haben Bestandsanlagen geringere Anforderungen für eine rentable Bereitstellung von Kapazitäten im Rahmen des Mechanismus. Eine Preisobergrenze für Bestandsanlagen gewährleistet auch, dass es keine Anreize zur Vorenthaltung von Leistung gegenüber dem Mechanismus gibt, um den markträumenden Preis künstlich zu erhöhen. Diese Obergrenze für Gebote würde daher eine Entlastung der Verbraucher und des Auktionsbudgets ermöglichen, da mehr Leistung zu einem geringeren Preis beschafft werden kann. Zu beachten ist, dass Laststeuerung nicht als Bestandsanlage gelten sollte, da es sich hierbei um Leistung handelt, die häufig nur über den Kapazitätsmechanismus zusätzlich freigeschaltet wird. Zudem ändert sich die Zusammensetzung der aggregierten Portfolios im Rahmen der unterschiedlichen Förderrunden kontinuierlich.

Pay-as-Clear-Auktionen im Sinne einer Rückwärts-auktion sind ein etablierter Ansatz und wären eine kosteneffiziente Option für den Kapazitätsmechanismus in Deutschland. Die Rückwärtsauktion beginnt bei einem Zuschlagspreis auf dem Niveau der Preisobergrenze. Der Zuschlagspreis über den Kapazitätsmechanismus wird im Rahmen jeder Runde sukzessive reduziert. Wenn die gebotene Leistung zum Zuschlagspreis für den Bieter nicht rentabel ist, scheidet selbiger aus. In diesem Prozess kann eine **Angebotskurve** über die Runden erstellt werden. Eine **Nachfragekurve** wird häufig auf der Grundlage von Modellrechnungen zur benötigten Leistung festgelegt. Generell setzt sich die Nachfragekurve aus unterschiedlichen Bestandteilen zusammen: Der Preisobergrenze für neue Anlagen, der Mindestmenge, die für die Versorgungssicherheit beschafft werden muss, der angestrebten Kapazität (häufig auf Basis des Net CONE) und dem maximal notwendigen Volumen der Leistung. Die Nachfragekurve könnte vor Beginn der Auktion veröffentlicht werden. Diese wird beendet, nachdem die Angebots- und Nachfragekurve sich überschneiden. Alle im Rahmen der Auktion bezuschlagten Anlagen erhalten die gleiche Förderung pro MW, da sie dem System eine identische Leistung liefern. **Der Prozess ist transparent, einfach und schafft für Teilnehmer über das Pay-as-Clear-Format Anreize, zum niedrigsten realisierbaren Zuschlagspreis auszu-steigen.** Dies wiederum ermöglicht eine kosteneffiziente Beschaffung und niedrigere Umlagen für Verbraucher.

Eine **versiegelte Pay-as-Bid-Auktion nach belgischem Vorbild ist hingegen problematisch zu bewerten.** Teilnehmer haben einen Anreiz, ihr Gebot nach dem erwarteten Clearingpreis auszurichten, um ihre Einnahmen über den Kapazitätsmechanismus zu steigern. Die **Gebote werden so künstlich und volkswirtschaftlich ineffizient in die Höhe getrieben**, während die Kosten, die von den Verbrauchern über eine Umlage getragen werden müssen, steigen. Pay-as-Bid-Auktionen führen auch dazu, dass Aggregatoren auf der Grundlage der von ihnen erzielten unterschiedlichen Preise für Kunden konkurrieren. Dadurch werden die Qualität und der Wert der von ihnen angebotenen Dienstleistung in den Hintergrund gedrängt. Etablierte Energieversorger profitieren in einer versiegelten Pay-as-Bid-Auktion besonders von Informationsvorteilen und ihrem größeren Portfolio, wodurch dieses Auktionsdesign die Marktposition jener Unternehmen weiter konsolidiert und den **Wettbewerb im liberalisierten Energiemarkt hemmt.** Nicht zuletzt wird die Komplexität der Auktion in einem Pay-as-Bid-Design stark erhöht, was die Beteiligung neuer Marktteilnehmer und kleiner Unternehmen erschwert.

8. Bietungsbürgschaften mit Augenmaß

Im Rahmen der Teilnahme an Auktionen für Kapazitätsmechanismen ist in vielen Ländern die Bereitstellung von Bietungsbürgschaften für Neubauprojekte und unbewiesene, beziehungsweise neue Laststeuerung erforderlich. Diese Sicherheit soll gewährleisten, dass nur ernsthafte Anbieter an den Auktionen teilnehmen und über den Mechanismus gefördert werden. Um einen diskriminierungsfreien Wettbewerb in den Auktionen und eine Teilnahme dezentraler Lösungen und innovativer Anbieter am Kapazitätsmechanismus zu ermöglichen, müssen **Bietungsbürgschaften auf das nötige Minimum reduziert** werden.

Bietungsbürgschaften schaffen Sicherheit und Verlässlichkeit.

Wenn die Bürgschaft zu hohe Kosten aufweist, kann einem KMU oder Startup auch bei geringer Portfoliogröße über die Kapitalanforderungen Zugriff verwehrt werden. Hier könnte die **Bietungsbürgschaft beispielsweise zwischen 5.000 bis 10.000 € pro MW** liegen. Eine Bürgschaft in dieser Spanne wäre für Start-ups und KMUs noch tragbar und **würde den ÜNB zugleich ausreichende Sicherheiten bieten.** Wie bereits erwähnt, muss die **Höhe der Bietungsbürgschaft in Verbindung mit den Präqualifikationsanforderungen der Anbieter betrachtet werden.**

Es wären auch reduzierte Bietungsbürgschaften für KMUs oder Startups denkbar. So könnten zum Beispiel bei Start-ups die notwendigen Sicherheiten mittels eines Faktors zwischen dem 0.5 bis 0.8-fachen Wert pro MW reduziert werden. Die Rückzahlung der Bietungsbürgschaft muss an klare Konditionen oder Meilensteine gekoppelt und entsprechend vor Beginn des Lieferzeitraums terminiert werden. Auslöser könnte hier etwa die Überschreitung einer gewissen Portfoliogröße bei unbewiesener Laststeuerung oder ein erfolgreicher Aktivierungstest sein. Wenn ein Portfolio bereits einen Aktivierungstest während einer vorherigen Förderrunde absolviert hat, könnte die Notwendigkeit der Bietungsbürgschaft in zukünftigen Auktionen entfallen.

9. Einfache und transparente Methode für das Baselineing

Dezentrale Lösungen unterscheiden sich grundlegend von anderen Technologien in Kapazitätsmechanismen, da es sich bei der gelieferten Leistung auch unter Umständen um eine Reduktion des bezogenen Stroms handeln kann. In vielen etablierten Kapazitätsmechanismen werden alle dezentralen Lösungen und haushaltsnahe Flexibilitäten gleichsam als **Laststeuerung** behandelt, unabhängig davon, ob Strom eingespeist oder der Verbrauch gedrosselt wird.

Transparenz und Einfachheit beim Baselineing.

Die folgenden **Punkte sind nur zu beachten, wenn dezentrale Lösungen im Kapazitätsmechanismus auch als Laststeuerung bewertet werden**. Die Baselineing-Methodik ist zentral, um zu erfassen, welche Leistung von einzelnen dezentralen Lösungen bei der Aktivierung des Kapazitätsmechanismus dem System tatsächlich zur Verfügung gestellt wurde. Anhand dieser Methode wird das Verhalten erfasst, als würde die Anlage nicht am Kapazitätsmechanismus teilnehmen. Dies wird dann als Referenzwert verwendet, um die Leistung zu beziffern, die dem System nach Aktivierung tatsächlich bereitgestellt wurde.

Hierbei kann es sich um eine Reduktion der bezogenen Leistung oder Einspeisung in das Netz handeln. In diesem Kontext ist **folgendes Beispiel anschaulich**: Bei einem **Ladepunkt** wird die Leistung der vergangenen fünf Tage des gleichen Wochentags als Baseline verwendet und beläuft sich auf 11 Kilowatt (kW). Bei Abruf des Mechanismus wird die Leistung auf 0 kW reduziert. Die gelieferte Leistung der Laststeuerung des Ladepunkts ergibt sich aus der Differenz der beiden Werte, in diesem Fall 11 kW. **Ein zusätzliches Beispiel für die Unterschiede bei Speichern** ist aufschlussreich: Die Baseline eines Speichers beläuft sich exemplarisch auf 2 kW Ladeleistung aus dem Netz. Nach Aktivierung des Mechanismus liefert der Speicher dem Netz 4 kW Einspeisung. So hätte diese Anlage dem Kapazitätsmechanismus 6 kW bereitgestellt. Dieser Prozess wird für alle Anlagen im Portfolio wiederholt, um die gesamte gelieferte Leistung des Aggregators zu erfassen. Beim Baselineing sollte der Kapazitätsmechanismus nach einer **einfachen und transparenten Methode** verfahren und Teilnehmern eine Auswahl der Methodik anbieten. Das Format der Daten für das Baselineing muss allgemein zugänglich sein

und darf keine Installation neuer Messgeräte erfordern. Passend wären Daten, die über ein iMS mit einer Zeitauflösung von 15 Minuten erfasst wurden. Angemessene Methoden für das Baselineing wären beispielsweise ein historischer Durchschnitt vergleichbarer Tage oder ein selbst deklariertes Verbrauchsprofil. Beide Ansätze finden bereits Anwendung im belgischen Kapazitätsmarkt. Teilnehmer haben in Belgien auch die Option, sich für eine der zwei Methoden zu entscheiden. Alternativ könnte auch eine Baseline anhand des Verhaltens umgehend vor Aktivierung des Kapazitätsmechanismus etabliert werden. Zudem sind Anpassungen der Baseline auf Basis besonderer Zustände an betroffenen Tagen denkbar, beispielsweise anhand von Wetterdaten. Die Kombination der Auswahl einer Methodik für das Baselineing und Anpassungen anhand der jeweiligen Zustände gewährleisten, dass ein passender Ansatz für unterschiedliche Anlagen oder ein Portfolio gewählt werden kann.

10. Handelbarkeit der Förderungen

Von den Teilnehmern im Rahmen der Ausschreibung **erworbene Kapazitätzahlungen sollten auf einem Sekundärmarkt handelbar** sein. Auf diese Weise lassen sich dynamische Anpassungen der geförderten Leistungen und Technologien an neue Rahmenbedingungen besser darstellen. Falls zum Beispiel eine Technologie nicht mehr wettbewerbsfähig ist, kann der bezuschlagte Teilnehmer die Förderung an Dritte abtreten. Außerdem ermöglicht die Handelbarkeit eine temporäre Abtretung der Kapazitätzahlungen bei mittelfristigen Ausfällen und Verzögerungen bei der Inbetriebnahme oder dem Netzanschluss von Anlagen. Durch Etablierung eines Sekundärmarktes müssen die Ausschreibungen und Auktionen nicht wiederholt werden, falls Anbieter aus diversen anderen Gründen ausscheiden sollten. Dies stellt einen zusätzlichen Mechanismus zur Erhöhung der Versorgungssicherheit dar. Möglichkeiten zum Handel im Sekundärmarkt reduzieren auch den Risikoaufschlag in Geboten und fördern den Wettbewerb im Kapazitätsmechanismus, da es für Anbieter Ausstiegsmöglichkeiten gibt. Dies verringert die Kosten für die Letztverbraucher, die den Markt finanzieren. Selbstverständlich müssen der erwerbende Anbieter und seine Anlagen alle notwendigen Anforderungen und Voraussetzungen für den Kapazitätsmechanismus erfüllen. Für den Handel über den Sekundärmarkt sollte ein **Online-Marktplatz** geschaffen werden. Bei Verkauf oder Abtretung der Förderung können zuständige Institutionen sowie die ÜNB unmittelbar über die Änderung des Anbieters für die bezuschlagte Leistung informiert werden.

Kontakt

Justin Krome

Regulatory Analyst flexa GmbH
justin.krome@flexa.energy

Constantin Scheller

Senior Manager Regulatory Affairs Enpal B.V.
politik@enpal.de

Über Enpal

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf [LinkedIn](#).

