

#23

TRANSPARENT

Ein Newsletter von TransnetBW für die Politik
Ausgabe 03/2024

EFFIZIENZ BEGINNT LOKAL



KAPAZITÄTSMECHANISMEN FÜR DEUTSCHLAND

EDITORIAL

Unser Anspruch:
Rasche Kraftwerks-
ausschreibungen und
sorgfältiges Strom-
marktkonzept für 2030

STIMMFREQUENZ

**Ein zentraler
Kapazitätsmarkt mit
lokaler Komponente
für Deutschland**

AKTUELLES

**Von anderen lernen:
Kapazitätsmärkte
in Belgien und Frank-
reich**

LANGE LEITUNG

**Die Kraftwerks-
strategie braucht den
Neubau-Vorschuss**

INHALT

EDITORIAL	GRUSSWORT	03
DREHSCHIEBE STROM	Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmarkt SICHERE STROMVERSORGUNG IN DEN 2030ERN: INVESTITIONEN DRINGEND NOTWENDIG!	04
STIMMFREQUENZ	Interview mit Experten DEN STROMMARKT VON MORGEN ZIELGENAU GESTALTEN	09
HÖCHSTSPANNEND	Kapazitätsmärkte in Zeiten des Wandels WELCHE MODELLE FÜR EINE SICHERE STROMVERSORGUNG?	12
AKTUELLES	Kapazitätsmärkte in Belgien und Frankreich WELCHES SYSTEM GEWINNT?	14
	Mit dem Neubau-Vorschuss zur richtigen Regionalisierung in der Kraftwerksstrategie WIE INTELLIGENTE REGIONALISIE- RUNG DEN HAUSHALT ENTLASTET	16
LANGE LEITUNG	Grenzüberschreitende Teilnahme an europäischen Kapazitätsmärkten SPIELREGELN WERDEN UMGESETZT	18
ZAHLEN, DATEN, FAKTEN	Gut zu wissen ZAHLEN AUS DER WELT VON TRANSNET BW	20

„Es ist außerordentlich wichtig, dass diese 10 GW rechtzeitig kommen, vor allem im Süden, wo ein Mangel an Erzeugungskapazität besteht. Hier ist also Eile geboten.“

Dr. Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung



Liebe Leserinnen und Leser,

geht bei der Umsetzung der Energiewende Sorgfalt vor Schnelligkeit? Oder ist Tempo das Entscheidende? Für die Entwicklung eines neuen Designs für den Strommarkt ist das nicht leicht zu sagen. Sowohl die EU als auch Deutschland planen eine grundlegende Umgestaltung der Strommärkte, weg vom Energy-only hin zu Kapazitätsmechanismen. Also letztlich eine Vergütung nicht (nur) für die produzierte Kilowattstunde, sondern für die vorgehaltene Leistung. Eine solch tiefgreifende Reform ist notwendig, um die notwendigen Anreize für ein stabiles Energiesystem zu setzen, das auf Erneuerbaren Energien basiert.

Eine solche Reform ist freilich komplex. Und da sie langfristige Investitionssicherheit bringen soll, können wir uns ein „Trial and Error“ nicht erlauben. Dieser große Wurf will sorgfältig geplant sein.

Dennoch brauchen wir diese Anreize schnell, denn wir blicken mit Sorge auf die Jahre um 2030, wenn das Alte, sprich Atom- und Kohle-

strom, bereits weg sein soll, das Neue, insbesondere erneuerbare Erzeugung und Netzinfrastruktur, aber noch nicht in ausreichendem Maße da ist. Die Genehmigung und der Bau eines wasserstofffähigen Gaskraftwerks dauern mindestens fünf-sechs Jahre. Daher müssen, auch wenn der große Rahmen noch nicht steht, bereits jetzt vorgezogene Anreize bereitgestellt werden.

Dieses Ziel verfolgt die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung: Durch sie sollen zunächst etwa 10 GW an Kraftwerksleistung ausgeschrieben werden, die dann um 2030 betriebsbereit sein sollen. Es ist außerordentlich wichtig, dass diese 10 GW rechtzeitig kommen, vor allem im Süden, wo ein Mangel an Erzeugungskapazität besteht. Hier ist also Eile geboten. Und dennoch muss die Ausschreibung so gestaltet sein, dass die Kraftwerke in einen künftigen Kapazitätsmarkt – den übergeordneten Rahmen, überführt werden können. Hier kommt unser Vorschlag eines Neubau-Vorschusses, das heißt einer vorab ga-

rantierten Vergütung für absehbare Redispatch-Einsätze, ins Spiel: Er kann schnell umgesetzt werden, schafft aber keine vollendeten Tatsachen, die mit späteren Kapazitätsmechanismen kollidieren.

Letztlich muss die Antwort auf die eingangs gestellte Frage also lauten: Wir brauchen beides: schnell wirksame Maßnahmen in Form von Ausschreibungen und ein sorgfältig erarbeitetes Großkonzept, das einen zukunftsfähigen Strommarkt schafft und langfristig trägt. Zu beneiden ist die Bundesregierung nicht um diese Aufgabe, aber sie ist gerade für den Süden Deutschlands entscheidend, um dort dringend benötigte Kraftwerkskapazitäten anzureizen.

Mit freundlichen Grüßen
Ihr Dr. Werner Götz

Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmarkt

SICHERE STROM- VERSORGUNG IN DEN 2030ERN: INVESTITIONEN DRINGEND NOTWENDIG!

Ein Rahmen für Investitionen in gesicherte Leistung war nie so dringlich wie jetzt. Auf nationaler Ebene sind Kraftwerksstrategie und die Einführung eines Kapazitätsmarktes angekündigt, auf europäischer Ebene soll die Einführung von Kapazitätsmechanismen erleichtert werden.

Deutschlands Energieversorgung steht vor einer großen Transformation. Durch den Hochlauf der Elektrifizierung anderer Sektoren steigt der Strombedarf enorm. Liegt der für 2030 geschätzte Bruttostrombedarf noch bei 517 Terrawattstunden (TWh), steigt dieser je nach Szenario des Netzentwicklungsplans (NEP) 2037/2045 auf 1.079 bis 1.303 TWh im Jahr 2045. Und das erfordert Investitionen in entsprechende Kapazitäten. Ein Teil davon ist bereits auf einem guten Weg: Gerade bei Solarenergie ist in den letzten Jahren ein enormer Zubau erfolgt. Seit 2018 sind hier 42 Gigawatt (GW) installierte Leistung hinzugekommen, das entspricht fast einer Verdoppelung der bestehenden Kapazitäten. Doch neben den er-

neuerbaren Energien braucht es auch gesicherte Leistung, die dann Strom liefert, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht.¹

Und hier kündigt sich ein rasanter Rückbau in Deutschland an. Denn aufgrund steigender CO₂-Preise und ambitionierterer Klimaziele zeichnet sich ein marktgetriebener Kohleausstieg vor 2030 ab. Und dieser Wandel trifft Deutschland stärker als andere Länder in der Europäischen Union. Denn der hiesige Energiemix basiert stärker auf Kohleenergie als der europäische Gesamtdurchschnitt. Mit rund 15 GW verfügt Deutschland über 35 Prozent der europäischen installierten Leistung bei Braunkohle. Bei Steinkohle sind es mit 17,5 GW etwa 32 Prozent. Deutschland ist zwar Spitzenreiter bei

Wind- und Photovoltaik(PV)-Kapazitäten, aber ebenso gibt es kein Land in Europa, in dem noch annähernd so viele Kohlekraftwerke am Netz sind wie bei uns. Und diese Leistung wird bald vom Netz gehen. Der Ausstieg aus Kernenergie und Kohle ist längst beschlossen und die Umsetzung spürbar. Nun gilt es, bei der Schaffung der Rahmenbedingungen für neue gesicherte Leistung an netzdienlicher Stelle besser heute als morgen vom Reden zum Handeln zu kommen.

Es wird zu wenig in neue wasserstofffähige Kraftwerke investiert. Die Investitionen rechnen sich nicht oder sind zu risikobehaftet. Die Kraftwerksstrategie war als schnelles Absicherungsinstrument für den Kohleausstieg gedacht, um ohne allzu große

¹ [Energycharts](#)



Änderungen des Marktdesigns neue Kapazitäten zu schaffen. Sie lässt aber weiter auf sich warten. Gleichzeitig hat die Bundesregierung Arbeiten an einem Kapazitätsmechanismus angekündigt. Dieser soll ab 2028 implementiert sein und die Zeit über 2030 hinaus im Blick haben. Auch hier ist Eile gefragt.

Bestandsaufnahme: Warum braucht Deutschland schnell die Kraftwerksstrategie und daran anschließend einen Kapazitätsmarkt?

Deutschland setzt bislang auf einen Energy-Only-Market. Hier erzielen Stromerzeuger ihre Einnahmen ausschließlich durch den Verkauf von Elektrizität auf dem Markt. Dies bedeutet, dass die Erzeugungskapazi-

täten durch den zu erzielenden Preis am Strommarkt und nicht durch direkte Kapazitätsvergütung gesteuert werden. Der Marktpreis bestimmt sich nach der Merit-Order-Liste. Anlagen, die günstig Strom produzieren, kommen als Erstes zum Zuge. Das sind in der Regel die Anlagen für erneuerbare Energien, da keine Brennstoffkosten anfallen. Gaskraftwerke werden seltener eingesetzt. Sie haben aufgrund des teuren Brennstoffs hohe Grenzkosten und kommen markgetrieben vor allem dann zum Zuge, wenn der Stromverbrauch witterungsbedingt nicht durch Erneuerbare abgedeckt werden kann.

Neben dem Energy-Only-Market hat Deutschland verschiedene Reserven eingeführt. Die Kapazitäts-

reserve wird dann genutzt, wenn die Nachfrage nach Strom nicht mehr marktlich gedeckt werden kann. Die Netzreserve kommt dagegen bei Engpässen oder zur Spannungshaltung zum Zuge, also etwa dann, wenn zwar Strom im Markt verfügbar wäre, er aber aufgrund von Netzengpässen nicht zu Verbrauchenden transportiert werden kann. Netzreserve und Kapazitätsreserve basieren auf Bestandskraftwerken. Insbesondere bei der Netzreserve sind diese meist sehr alt und damit störungsanfällig. Zudem wird es für die Betreiber zunehmend schwer, ausreichend Personal für den Betrieb zu gewinnen und auszubilden. Die Anlagen der Netz- und Kapazitätsreserve haben ein Durchschnittsalter von 33 Jahren. Das älteste Kraftwerk,

	Netzreserve	Kapazitätsreserve	Besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm)	Sicherheitsbereitschaft & Versorgungsreserve (ausgelaufen im März 2024)
Beschreibung	Vorhaltung von zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken im Inland und bei Bedarf zusätzlichen Reserven im Ausland	Vorhaltung von Anlagen außerhalb des Marktes zur Absicherung des Strommarktes (strategische Reserve)	Neubau von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm)	2,7 GW stillzulegende Braunkohlekraftwerke wurden vorübergehend betriebsbereit gehalten (Sicherheitsbereitschaft); von 2022 bis März 2024 überführt in befristete Versorgungsreserve
Grundlage	§ 13d EnWG i. V. m NetzResV	§ 13e EnWG i. V. m KapResV	§ 11 Abs. 3 EnWG (ausgelaufen)	§ 13g EnWG/ § 50d EnWG
Ziel/Einsatzzweck	Insb. Redispatch zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und zur Spannungshaltung sowie Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus	Ausgleich von Leistungsbilanzdefiziten; Einsatz für Netzreserve möglich	Herstellung n-1-Status bei tatsächlichem Ausfall von Betriebsmitteln	Vorübergehende Sicherheitsbereitschaft
Umfang	8,7 GW (insb. Kohle- und Gaskraftwerke), ca. 2,7 GW in TransnetBW-Regelzone (Stand: Juni 2024)	2. Erbringungszeitraum (10/2022 – 9/2024): 1,1 GW 3. Erbringungszeitraum (10/2024 – 9/2026): 1,2 GW	1,2 GW (Inbetriebnahmen bnBm sukzessive ab 2023)	Max. 2,7 GW Braunkohlekraftwerke (Stilllegung schrittweise zwischen 2016 und 2024)
Durchschnittliches Alter	33 Jahre	33 Jahre	1 Jahr	Kraftwerke endgültig stillgelegt im März 2024

Walheim Block 1, liegt in Baden-Württemberg und wurde vor rund 60 Jahren in Betrieb genommen.² Die übliche technische Lebensdauer eines Kohlekraftwerks beläuft sich auf 35 Jahre.³

ENTSO-E-Bericht zeigt Handlungsbedarf im Kontext Versorgungssicherheit auf

Den Handlungsbedarf zeigt auch das jüngst von ACER bestätigte European Resource Adequacy Assessment (ERAA-2023-Bericht) von ENTSO-E: Die Studie untersucht die europäische Versorgungssicherheit, also wo und in welchen Situationen in den nächsten drei bis zehn Jahren die Stromnachfrage durch Marktkraftwerke nicht gedeckt werden kann (so genannte Lastunterdeckung). Simuliert wird auch das Investorenverhalten. Wenn es sich rentiert, neue Kraftwerke zu bauen, wird dies berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen für Deutschland eine steigende Häufigkeit an marktlicher Lastunterdeckung, wodurch die deutsche Versorgungssicherheit

in allen Szenarien ab 2028 nicht mehr eingehalten werden kann. Mit rund 23 Stunden Lastunterdeckung im Jahr 2033 belegt Deutschland im europäischen Vergleich einen der letzten Plätze im Kontext Versorgungssicherheit. Der ERAA-Bericht unterstreicht damit, dass der Bedarf für einen weiteren Kraftwerkszubau gegeben ist und dieser allein marktlich nicht erfolgt.⁴

Im Gegensatz dazu sieht das Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur (BNetzA) keine akuten Risiken für die Versorgungssicherheit und ist zuversichtlich, dass der notwendige Zubau von 17 bis 21 GW bis 2030/2031 gelingt.

Zur Einordnung: Heute beträgt die installierte Leistung von Kraftwerken im Strommarkt etwa 69 GW. Davon fallen 36 GW auf Gaskraftwerke sowie rund 33 GW auf Stein- und Braunkohlekraftwerke. Insgesamt sollte laut den Langfristanalysen der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine gesicherte Leistung von rund 80 GW im Jahr 2030 im System verfügbar sein. Wenn man bedenkt, dass die

Kohlekraftwerke sukzessive aus dem Markt gehen und der Neubau eines wasserstofffähigen Gaskraftwerks mit Planungs- und Genehmigungsphase schnell mehr als sechs Jahre in Anspruch nimmt, zeigt dies den politischen Handlungsbedarf.

Die Kraftwerksstrategie: Es ist nicht egal, wo die Kraftwerke entstehen

Die Kraftwerksstrategie plant Ausschreibungen für H₂-ready-Kraftwerke im Umfang von 10 GW. Das reicht nicht aus, um den gesamten Neubau-Bedarf zu decken. Besonders im Süden und Westen Deutschlands besteht ein hoher Bedarf an Kraftwerken, die neben einem Beitrag zur Versorgungssicherheit das Netz stabil halten und Engpässe vermeiden.

Eine Studie von enervis für TransnetBW zeigt, dass ein „Neubau-Vorschuss“ in Kombination mit der Kraftwerksstrategie effiziente Anreize für den Bau neuer Kraftwerke an den benötigten Standorten schafft. Durch vorab garantierte jährliche Vergütungen für die Netzdienstlichkeit

² [Kraftwerksliste, Bundesnetzagentur](#)
³ [Lebenszyklusanalyse ausgewählter Stromerzeugungstechniken](#), Universität Stuttgart
⁴ [ENTSO-E – ERAA 2023](#) (entsoe.eu)

der Kraftwerke wird die Planbarkeit vereinfacht, was bessere Investitionsbedingungen an systemdienlichen Orten schafft und somit zum Zubau an den richtigen Stellen führt. Der Clou: Gleichzeitig wird der Bundeshaushalt um mehr als 1 Mrd. € entlastet.

Und nicht nur bei der Kraftwerksstrategie ist entscheidend, wo die Kraftwerke entstehen. Das gilt auch für den Kapazitätsmechanismus, der jetzt entwickelt werden muss, um die Stromversorgung nach 2030 abzusichern.

Was ist ein Kapazitätsmarkt?

Ein Kapazitätsmarkt ist ein Markt, bei dem die Vorhaltung von gesicherter Kapazität vergütet wird – unabhängig davon ob diese tatsächlich abgerufen wird. Er ist technologieneutral unter Beachtung von maximalen CO₂-Limits pro kWh. Das heißt, sowohl Erzeuger, Speicher und Lasten können teilnehmen. Ziel ist, zur Refinanzierung der Investitionskosten (CAPEX) beizutragen und damit einen zusätzlichen Anreiz dafür zu schaffen, dass neue Kapazitäten entstehen oder Bestandskraftwerke, die den Kriterien entsprechen, erhalten bleiben. Investoren und Kraftwerksbetreiber haben damit zwei mögliche Erlösströme: einerseits über den Stromverkauf auf dem Energy-Only-Market andererseits über die Bereitstellung von Kapazitäten auf dem Kapazitätsmarkt nach erfolgreicher Teilnahme an marktlich organisierten Ausschreibungen. Um Wettbewerbsverzerrungen im EU-Binnenmarkt zu vermeiden oder zumindest zu minimieren, ist eine grenzüberschreitende Öffnung vom europäischen Gesetzgeber zwingend vorgeschrieben.

Warum nicht von anderen lernen? Der belgische Kapazitätsmarkt als Vorbild

Eine Studie von Consentec und Ecologic im Auftrag der deutschen ÜNB (2024) betont die Notwendigkeit der

Einführung eines zentralen Kapazitätsmarkts mit lokaler Komponente. Die Studie übernimmt Anleihen aus dem belgischen Kapazitätsmarkt, der zeigt, wie ein zentralisiertes System effektiv zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit beitragen kann. Der belgische Kapazitätsmarkt wurde gemäß der Europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung,

VO [EU] 2019/943, der Europäischen Kommission umgesetzt und stellt damit eine gute Ausgangsbasis für eine schnelle genehmigungsfähige Ausarbeitung eines zentralen Kapazitätsmarktes in Deutschland dar. Eine Besonderheit des in dieser Studie beschriebenen Kapazitätsmarktes ist die Einführung einer lokalen Komponente. Aus Sicht der 4 ÜNB ist sie eine

RÜCKBAU VON MARKTKRAFTWERKEN DURCH KOHLEAUSSTIEG



-32,6 GW

ZUBAU VON MARKTKRAFTWERKEN, DIE ÜBER KRAFTWERKSSTRATEGIE GEFÖRDERT WERDEN



+10 GW

Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 15.4.2024;
Ankündigung Kraftwerksstrategie BMWK, 02.2024:

wesentliche Voraussetzung für ein effizientes Zusammenspiel des Übertragungsnetzes mit flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, denn sie ermöglicht es, Synergien – insbesondere bei der Erbringung von Systemdienstleistungen – zu heben.

Dezentraler Kapazitätsmarkt als Alternative? Erfahrungen aus Frankreich

Im Gegensatz dazu stand Frankreich lange Zeit für einen dezentral organisierten Kapazitätsmarkt. Doch hier gibt es eine Reform weg vom dezentralen Modell, um die Effizienz und die Steuerungsmöglichkeiten zu erhöhen. Diese Umstrukturierung zeigt, dass selbst bestehende Systeme immer wieder angepasst werden müssen, um den wachsenden Anforderungen einer sich wandelnden Energielandschaft gerecht zu werden.

Reformen auf europäischer Ebene schaffen Fundament für nachhaltige Einführung von Kapazitätsmechanismen

Die EU hat letztes Jahr Reformen des Strommarktes vorgeschlagen, um stabile Energiepreise und eine geringere Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu schaffen. Diese Maßnahmen bieten langfristige Stabilität für Verbraucher und Investoren. Kapazitätsmechanismen, die bisher befristet waren, werden zum festen Bestandteil des Strommarktes. Der vorläufige Charakter wurde nun bewusst im Rahmen der aktuellen Strommarktreform gestrichen und es ist vorgesehen, dass die EU-Kommission Vorschläge zur Vereinfachung des Verfahrens zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen machen wird. Die Reform gilt als Reaktion auf die hohen und schwankenden Energiepreise des Jahres 2022 und wurde am 14. März 2023 vorgelegt. Das Reformpaket umfasst unter anderem die Verordnung und Richtlinie zur Gestaltung der Elektrizitätsmärkte sowie die Verordnung zum Schutz vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt (REMIT). Die neuen Vorschriften werden bald in allen Mitgliedstaaten gelten.⁵

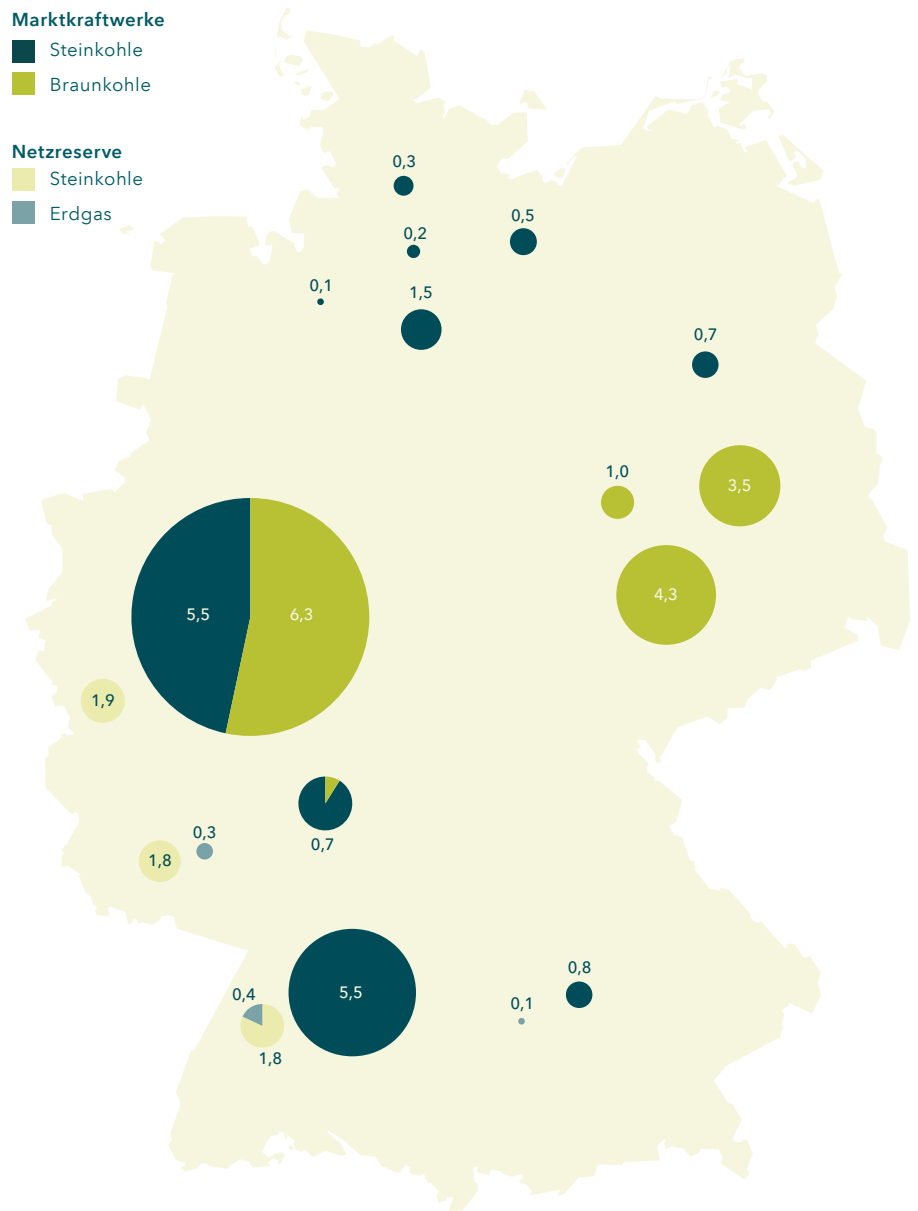
Ausblick

Die bevorstehenden Herausforderungen im Energiesektor, insbesondere der erwartete Kohleausstieg und der steigende Stromverbrauch durch die fortschreitende Elektrifizierung, erfordern eine schnelle Einigung zwischen

EU-Kommission und Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie. Parallel sollte an den Rahmenbedingungen für einen Kapazitätsmarkt als Anschluss- und Ergänzungslösung gearbeitet werden, um auch zukünftig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

GEOGRAFISCHE ZUORDNUNG DER AKTIVEN STEINKOHL- UND BRAUNKOHLKRAFTWERKE IM MARKT UND DER NETZ-RESERVE-KRAFTWERKE

[in GW, Zahlen je Bundesland]



⁵ Rat der Europäischen Union, Pressemitteilung

Quelle: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 15.4.2024

Interview mit Experten

DEN STROMMARKT VON MORGEN ZIELGENAU GESTALTEN

Sandra Torras Ortiz und Jochen Bammert setzen sich bei TransnetBW mit den Herausforderungen des Strommarktes auseinander und entwickeln Konzepte für dessen Weiterentwicklung. Kapazitätsmechanismen sind dabei entscheidend, um auch künftig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Von vielen Seiten wird derzeit eine grundlegende Reform des Strommarktes gefordert. Was stimmt nicht mit dem jetzigen System?

Dr. Jochen Bammert: Ich würde sagen, dass das bisherige System schon funktioniert. Es geht jetzt aber darum, Verbesserungen vorzunehmen, um das System zukunfts- und krisensicherer zu machen.

Dr. Sandra Torras Ortiz: Dazu stehen wir vor großen Veränderungen mit einer massiven Zunahme erneuerbarer Energien und der notwendigen Integration von Flexibilitäten. Deswegen arbeiten wir an der Weiterentwicklung bestehender Produkte, aber auch an möglichen Förderungsmechanismen für Kapazitäten.

Können Sie kurz definieren, was ein Kapazitätsmarkt ist?

Dr. S. Torras Ortiz: Es ist ein Markt, auf dem Erzeugungskapazität beschafft wird. Dort soll nicht die

Lieferung von Strom vergütet werden, sondern die Bereitschaft, Strom insbesondere in Knappheitssituationen zu produzieren. Das angebotene Produkt ist also nicht der Strom selbst, sondern die bereitgestellte Kapazität.

Und warum beschäftigt sich TransnetBW als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Kapazitätsmechanismen?

Dr. J. Bammert: Wir brauchen ausreichend gesicherte Erzeugung im System, um die Versorgungs- und Systemsicherheit aufrechtzuerhalten. Das ist unser Hauptanliegen. Wir sehen außerdem eine hohe Dringlichkeit, dass auf politischer Ebene die Weichen für einen Kapazitätsmarkt jetzt gestellt werden müssen. Als ÜNB sind wir Know-how-Träger für das Gesamtsystem und bringen dies in die Debatte ein.

In Deutschland gibt es mehrere Reserven, die für ihre verfügbare Kapazität vergütet werden. Warum reicht das nicht aus?

Dr. J. Bammert: Die Anlagen, die aktuell Reserven bereitstellen, werden länger am Netz gehalten, als die Betreiber das eigentlich aus unternehmerischen Gründen tun würden. Wir verhindern die Stilllegung mancher Kraftwerke, weil wir sie für die Systemsicherheit noch brauchen. Gleichzeitig sehen wir im aktuellen Marktdesign keine ausreichenden Anreize für Investoren, in neue Kapazitäten anzulegen. Die Kraftwerksstrategie mit dem Ziel von 10 GW Neubau ist ein wichtiger Baustein und eine „No-Regret-Maßnahme“. Aber die ÜNB rechnen mit mindestens 21 GW an benötigten neuen Kapazitäten für Deutschland. Wir wollen von dem Modell der Netzreserve weg und sehen es von daher als sehr wichtig und dringend an, einen stabilen Kapazitätsmarkt zu schaffen.



Dr. Sandra Torras Ortiz arbeitet mit ihrem Team Marktentwicklung am Design und der Weiterentwicklung von Energie- und Ausgleichsmärkten im Einklang mit den gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben eine Studie zu möglichen Kapazitätsmechanismen beauftragt. Was wurde dabei untersucht?

Dr. S. Torras Ortiz: In unseren Szenarien sehen wir die Gefahr, dass mittelfristig gesicherte Leistung insbesondere in Baden-Württemberg fehlt. Consentec und Ecologic haben wir damit beauftragt, verschiedene Kapazitätsmechanismen zu untersuchen. Dabei wurden Elemente aus den vorhandenen Kapazitätsmärkten in und außerhalb Europas analysiert. Daraus soll ein Vorschlag für einen deutschen Kapazitätsmarkt entstehen.

Welche Anforderungen an einen Kapazitätsmarkt seht ihr auf Basis der Studie?

Dr. J. Bammert: Ein solcher Markt muss vor allem EU-rechtskonform und technologieoffen sein. Aus systemischer Sicht muss die Versorgungssicherheit in Deutschland nach-

haltig gestärkt werden. Von großer Bedeutung ist zudem die Einführung einer lokalen Komponente, die dafür sorgt, dass die Anlagen auch dort errichtet werden, wo sie dem System am besten nutzen. Sie hebt Synergien und steigert somit ist der Mechanismus effizienter. Diese Anforderungen erfüllt ein zentraler Kapazitätsmarkt, in dem wir ÜNB als Systemverantwortliche eine zentrale Rolle übernehmen.

Und warum nicht einen dezentralen Kapazitätsmarkt einführen?

Dr. J. Bammert: Damit das System sicher und effizient bleibt, ist es entscheidend, dass neue Kapazitäten an der richtigen Stelle ganzheitlich gesteuert werden. Es wäre kontraproduktiv, wenn Anlagen vor allem im Norden Deutschlands entstehen. Das würde sich negativ auf die Engpass-situation in Deutschland auswirken. Auch um den Bedarf bei anderen Systemdienstleistungen besser zu

decken, ist eine gezielte Verortung der Anlagen sinnvoll.

Dr. S. Torras Ortiz: In einem dezentralen Markt werden die Stromlieferanten dazu verpflichtet, Kapazitäten in Form von Zertifikaten abhängig vom Stromverbrauch ihrer Kunden vorzuhalten. Wir sehen da keine gezielte oder direkte Steuerung der Mengen, der Anreiz für Neubau ist sehr unsicher und das Instrument ist insgesamt komplexer.

Wie würde die Rolle von TransnetBW in einem zentralen Kapazitätsmarkt aussehen?

Dr. J. Bammert: Wir sind bereit, hier Prozessverantwortung zu übernehmen. Dazu stellen wir IT-Systeme bereit, um die notwendigen Prozesse abwickeln zu können. Auch bei der Definition der benötigten Kapazität und bei der Integration der Nachbarländer in den Mechanismus bringen wir unser Know-how ein. Denn alle

„Am drängendsten ist die Umsetzung der Kraftwerksstrategie. Aber wir sollten nicht warten, bis sie steht, um uns mit dem Kapazitätsmarkt zu befassen.“

– Dr. Jochen Bammert

Nachbarländer müssen nach EU-Recht Zugang zum deutschen Kapazitätsmarkt bekommen. In solchen komplexen Prozessen bieten wir unsere Expertise an.

Was könnte man von einem Land wie Belgien lernen, das bereits einen zentralen Kapazitätsmarkt eingeführt hat?

Dr. J. Bammert: Wir können von Belgien viel lernen. Im Austausch mit den belgischen Kolleginnen und Kollegen sehen wir, wie viel Aufwand das ist und wo man aufpassen muss bei den Designfragen eines solchen Marktes. Wie attraktiv soll es für die Marktteilnehmenden sein? An welchen Schrauben muss man drehen,

damit genügend Angebote abgegeben werden, ohne den Mechanismus teurer zu machen? Und so weiter. Wir sammeln gerade sehr viel praktische Erfahrung im direkten Austausch.

Wie dringend ist das Ganze und wie lange wird es dauern, bis wir einen funktionierenden Kapazitätsmarkt in Deutschland haben?

Dr. S. Torras Ortiz: Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass es fünf bis acht Jahre braucht, bis die erste Auktion stattfindet, und weitere vier bis fünf Jahre bis zur ersten Lieferung. Eine frühe Entscheidung für einen zentralen Kapazitätsmarkt wäre auf jeden Fall für das System vorteilhaft.

Dr. J. Bammert: Es ist jetzt die Zeit, eine Entscheidung zu treffen, eben weil es entsprechend lange Umsetzungsfristen gibt.

/ Angèle Dahl
Florian Reuter



Dr. Jochen Bammert leitet das Team „nicht-standardisierte Märkte“. Er gestaltet das Strommarktdesign und setzt es um.

[4-ÜNB-Studie zur Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt](#)

Kapazitätsmärkte in Zeiten des Wandels

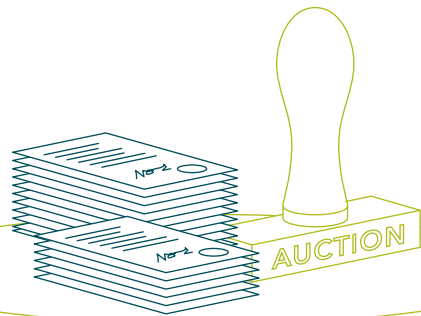
WELCHE MODELLE FÜR EINE SICHERE STROMVERSORGUNG?

Im Zuge der Energiewende und der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien werden verschiedene Modelle von Kapazitätsmärkten als Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit diskutiert. Konzepte wurden intensiv in der *Plattform Klimaneutrales Stromsystem* erörtert. Sie reflektieren die Herausforderungen einer sich wandelnden Energielandschaft, darunter die bedeutendsten: die Effizienz des Stromsystems erhöhen und Investitionsanreize für die notwendigen Kapazitäten schaffen.



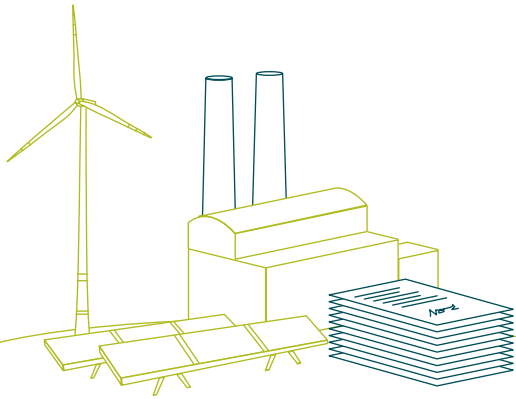
Das Modell des zentralen Kapazitätsmarktes – in Europa der Standard

Ein zentraler Kapazitätsmarkt ist ein Mechanismus, der die Bereitstellung von Stromkapazitäten durch Kraftwerke sicherstellt. Betreiber erhalten eine Vergütung für die Vorhaltung von Stromerzeugungskapazitäten, unabhängig von ihrer tatsächlichen Nutzung. Durch zentrale Ausschreibungen werden Verträge über die Lieferung von Stromkapazitäten abgeschlossen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die zentrale Ausgestaltung ermöglicht eine direkte Kontrolle über die Ausschreibungsmengen und bietet damit das höchste Sicherheitsniveau und die stärksten Anreize für benötigte Investitionen in Neubau von benötigten Kapazitäten.



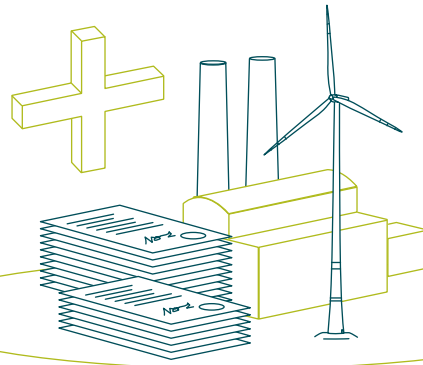
Das Modell des dezentralen Kapazitätsmarktes

Ein dezentraler Kapazitätsmarkt bezieht sich auf ein System, in dem Versorger auf lokaler Ebene verpflichtet sind, eine bestimmte Menge an Kapazität bereitzustellen. Diese Verpflichtungen können durch Auktionen oder Verträge festgelegt werden. Die Flexibilität der Anbieter, ihre Kapazität je nach Bedarf anzupassen, ist dabei entscheidend. Dieses Modell ist offener für potenzielle Innovation und Wettbewerb.



„Modell eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes“ – ein Vorschlag der Monopolkommission

Das Modell der Monopolkommission ist ein hybrider Ansatz, der Elemente eines dezentralen und eines zentralen Kapazitätsmarktes kombiniert. Ziel ist es, die Vorteile des dezentralen Marktes zu nutzen und gleichzeitig die Herausforderungen der Mengensteuerung zu reduzieren. Die Anbieter decken ihren Grundbedarf über einen dezentralen Markt, während der Staat den darüber hinausgehenden Bedarf über zentrale Ausschreibungen beschafft. Dadurch ist dieses Modell aber komplex in der Umsetzung – es müssten gleich zwei Kapazitätsmärkte geschaffen werden und es gibt keine Erfahrungswerte.



„Strommarkt plus“ – ein Vorschlag vom Fachberatungs- und Softwareunternehmen Consentec

Der Vorschlag (ist genau genommen kein Kapazitätsmarkt, sondern) zielt darauf ab, die Finanzierungsbasis für steuerbare Kapazitäten im Strommarkt zu stärken. Eine zentrale Idee ist die Einführung einer erweiterten Hedgingpflicht über Termingeschäfte für Versorger. Dies hätte zur Folge, dass die Versorger ihre Lieferverpflichtungen nicht nur in Bezug auf die Menge, sondern auch in Bezug auf Preisspitzen absichern müssten. Damit würden spezielle Absicherungsprodukte für Preisspitzen angeboten, um die Erlösströme von Spitzenlastanlagen abzusichern. Diese Verträge würden dazu beitragen, die Erlösströme von Kapazitätsanbietern zu stärken und damit Investitionen anzureizen. Eine zusätzliche Option wäre die Einführung eines staatlich garantierten Mindestpreises für diese Absicherungsprodukte. Hier würde der Staat einen Teil des Investitionsrisikos übernehmen, indem er einen Mindestpreis für die Produkte festlegt. Dies könnte Investitionen in Spitzenlastanlagen erleichtern.

Die Bedeutung lokaler Signale

Lokale Signale können in einen Kapazitätsmechanismus integriert werden, indem bestimmte Standorte oder Regionen gezielt gefördert werden. Dies kann beispielsweise durch die Ausweisung von netzdienlichen Ausbauregionen erfolgen, in denen der Bau von steuerbaren Kapazitäten bevorzugt wird. Zudem können monetäre Anreize wie

lokale Vergütungen oder Prämien für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen Investitionen in bestimmten Gebieten anregen. Durch die Integration lokaler Signale soll eine effiziente Standortsteuerung erreicht werden, um die Bedürfnisse des Stromnetzes gezielt zu erfüllen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Kapazitätsmärkte in Belgien und Frankreich

WELCHES SYSTEM GEWINNT?

Vom Ausland können wir viel lernen. Alle Blicke richten sich derzeit auf Belgien, wo ein zentraler Kapazitätsmarkt nach den Regeln der EU konzipiert wird. Auch Frankreich ist ein spannendes Beispiel, denn dort existiert bislang ein dezentraler Kapazitätsmarkt, sozusagen als Gegenmodell zu Belgien. Beide Ansätze bieten wertvolle Einblicke und Erfahrungswerte für die geplanten Reformen am deutschen Strommarktdesign.

Belgien

Der belgische Kapazitätsmarkt (Capacity Remuneration Mechanism, CRM) ist der erste Kapazitätsmarkt, den die EU-Kommission 2021 nach Inkrafttreten der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung beihilferechtlich genehmigt hat. Er könnte damit Blaupause für weitere CRMs in Europa werden. Im Kern handelt es sich um einen Kapazitätsmarkt, auf dem der

Kapazitätsbedarf zentral prognostiziert und ausgeschrieben wird. Kapazitätsanbieter erhalten bei erfolgreicher Teilnahme an einer Auktion eine Vergütung für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität „Leistung in Megawatt“. Daneben erzielen sie zusätzlich Erlöse aus dem Energieverkauf „Strommengen in Megawattstunden“.

Die erste Lieferung soll im Winter 2025/26 mit einer Kapazität

von 4,5 GW erfolgen. Teilnehmen können sowohl Erzeugungsanlagen als auch Speicher und flexible Lasten. Die Verfügbarkeit der verschiedenen Technologien wird durch einen so genannten De-Rating-Faktor berücksichtigt. Dieser Faktor trägt der Tatsache Rechnung, dass nicht alle Erzeuger oder Verbraucher jederzeit ihre Nennleistung zur Verfügung stellen können. So hat zum Beispiel ein Batteriespei-

Landschaft der Kapazitätsanbieter**ERZEUGERSEITE**

cher im Vergleich zu einem Gaskraftwerk eine geringere Verfügbarkeit. Die Standortwahl wird indirekt durch den Ausschluss netzungünstiger Standorte gesteuert.

Frankreich

Der französische Kapazitätsmarkt unterscheidet sich vom belgischen CRM durch seinen dezentralen Ansatz. Er ist der einzige dezentrale Markt in Europa. Hier sind Stromvertriebe und Großverbraucher für die Bereitstellung von Kapazitätsgarantien entsprechend ihrem Anteil an der Höchstlast verantwortlich. Das System fördert die Flexibilität der Marktteilnehmenden und ermöglicht den Aufbau eines Kapazitätsmarktes für den dezentralen Handel mit Zertifikaten.

Welches System punktet?

Um die Effizienz der Systeme zu beurteilen, sind drei Fragen besonders entscheidend: Wie flexibel sind die Marktteilnehmer? Wie transparent ist der Auktionsprozess? Wie anpassungsfähig an dynamische Marktbedingungen ist das Modell? Der dezentrale Ansatz wird als tendenziell effizienter angesehen, es besteht

jedoch erhebliche Unsicherheit darüber, ob er ausreichende Investitionsanreize setzen kann. Darüber hinaus ist das dezentrale Verfahren für die Großabnehmer oder Lieferanten komplexer als die koordinierte Ausschreibung der gesamten Kapazität durch einen zentralen Koordinator. Frankreich hat dies erkannt und geht von einem dezentralen zu einem zentralisierten Ansatz über.

Kapazitätsmärkte sind ein Muss für Europas Versorgungssicherheit ...

Die Kurz- und Langfriststrommärkte haben in den vergangenen Jahren nicht die notwendigen ökonomischen Signale geliefert, um mit der Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen ausreichend in neue gesicherte Leistung zu investieren. Mit den jüngsten Änderungen im Rahmen der EU-Strommarktreform hat die EU auf diese Situation reagiert. Galten Kapazitätsmärkte bisher als letztes Mittel, um einer Knappheitssituation vorzubeugen, sind sie nun ein struktureller Bestandteil des Strommarktes. Die EU-Kommission wird nun Vorschläge erarbeiten, wie die Einführung von Kapazitätsmärkten vereinfacht werden kann.

...für Deutschland mit Nachdruck!

In Deutschland wurde bisher auf die Kapazitätsreserve als Maßnahme zur Versorgungssicherheit gesetzt. Sie sollte zusätzliche Erzeugungskapazität außerhalb des regulären Strommarktes bereitstellen. Während beim Kapazitätsmarkt alle gesicherten steuerbaren Kapazitäten und Flexibilitäten zur Lastdeckung angesprochen werden, zielt eine Kapazitätsreserve auf die Deckung einer prognostizierten Lücke zwischen Erzeugung und Nachfrage ab. Die Ampelkoalition hat nun beschlossen, dass in Deutschland zusätzlich zur Kraftwerksstrategie ein Kapazitätsmechanismus eingeführt wird. Die Ausgestaltung ist noch offen. Klar ist aber: Das Ausschreibungsvolumen von 10 GW im Rahmen der Kraftwerksstrategie muss dringend realisiert werden, reicht aber nicht aus, um den Kohleausstieg zu kompensieren. Und nicht zuletzt ist eine lokale Komponente bei der Ausgestaltung beider Mechanismen von entscheidender Bedeutung. Denn wenn die Kraftwerke an der falschen Stelle errichtet werden, tragen sie nicht zu den Anforderungen eines stabilen und sicheren Stromsystems bei.

/ Dr. Michael Heihsel, Peter Scheerer

LASTSEITE

Demand-Side-Management (DSM): Verbraucher können ihre Stromnutzung optimieren, indem sie ihre Lasten verschieben.

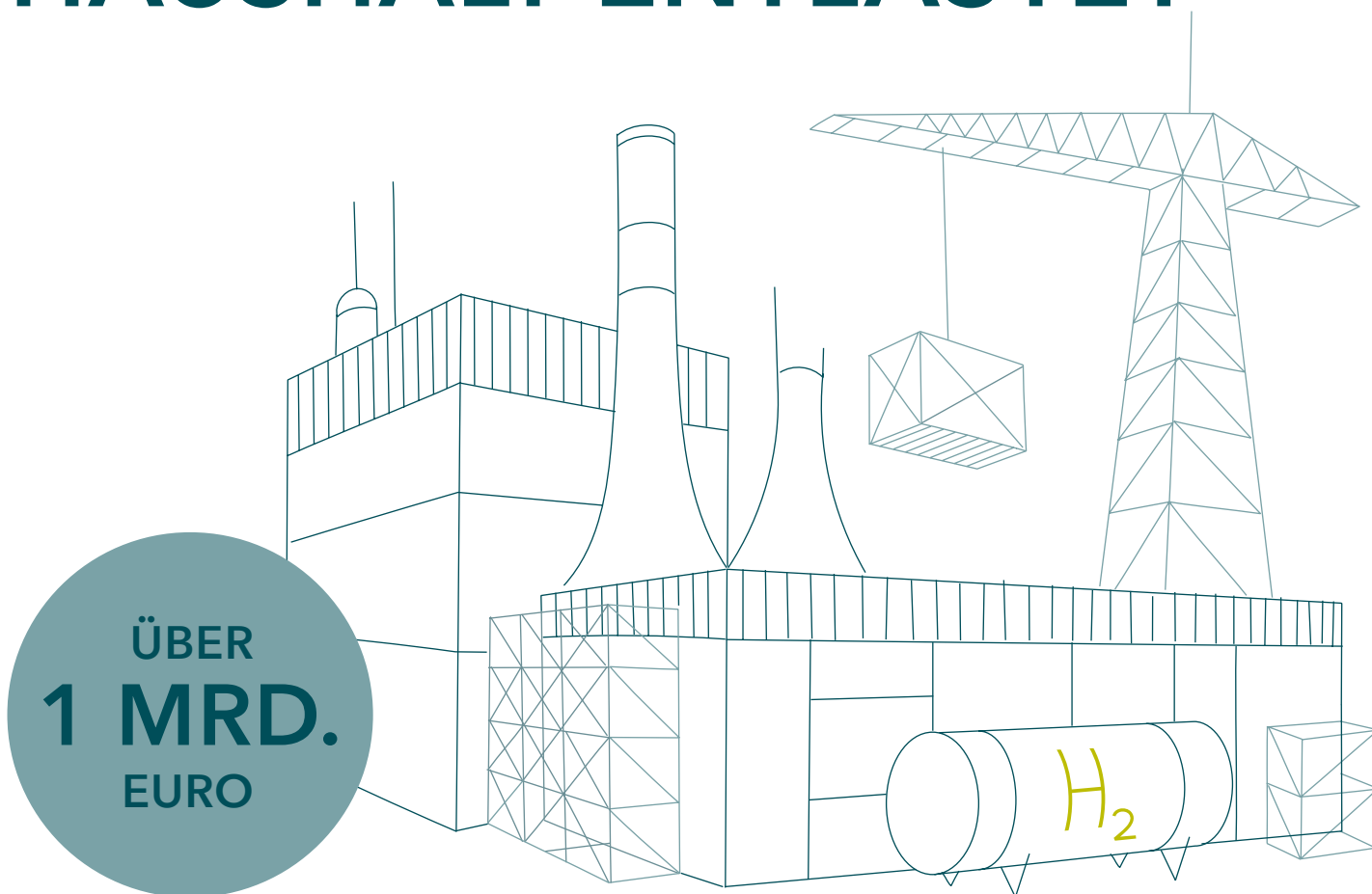
Industrielle Laststeuerung: Große Industrieanlagen können ihre Stromnachfrage flexibel anpassen.

Wärmepumpen: Diese können ihre Leistung anpassen, um die Nachfrage im Stromnetz zu unterstützen.

Elektrofahrzeuge (EVs): Wenn sie intelligent geladen werden, können sie als flexible Lasten dienen.

Mit dem Neubau-Vorschuss zur richtigen Regionalisierung
in der Kraftwerksstrategie

WIE INTELLIGENTE REGIONALISIERUNG DEN HAUSHALT ENTLASTET

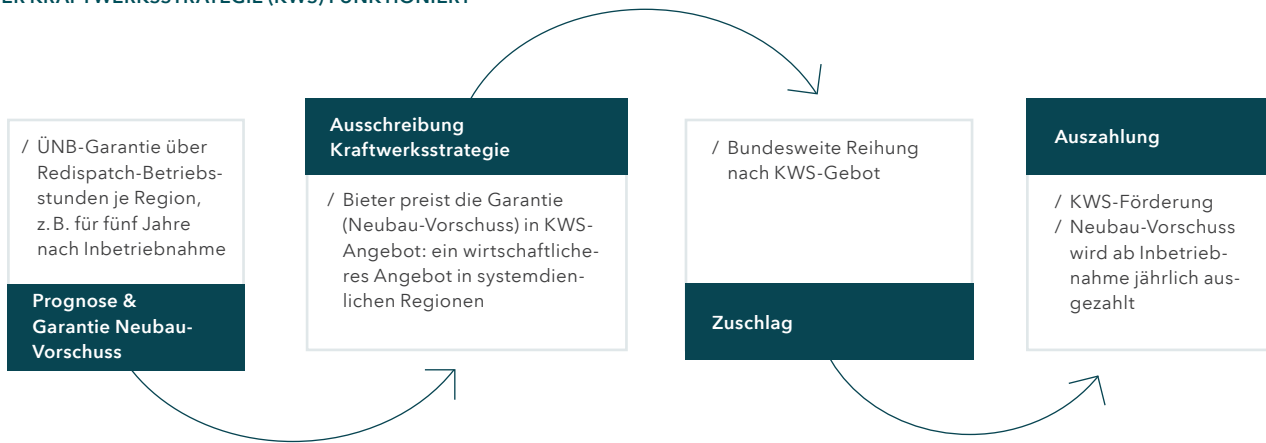


ÜBER
1 MRD.
EURO

ENTLASTUNG

Eine aktuelle Studie mit der enervis energy advisors GmbH zeigt, wie der Neubau-Vorschuss in Kombination mit der Kraftwerksstrategie eine systemdienliche Allokation der dringend benötigten H_2 -ready-Kraftwerke schafft. Großer Vorteil: Das ist effizient und beihilferechtlich umsetzbar. Gleichzeitig wird der Haushalt entlastet und die Kraftwerksstrategie wird um über 1 Mrd. € günstiger.

WIE NEUBAU-VORSCHUSS ALS IMPLIZITER BESTANDTEIL DES GEBOTS IN DER KRAFTWERKSSTRATEGIE (KWS) FUNKTIONIERT



Die Kraftwerksstrategie (KWS) sollte als „Schnellboot“ dringend benötigte Kraftwerkskapazitäten anreizen und damit den Kohleausstieg ermöglichen. Die Diskussion dauert nun mehr als ein Jahr an. Besonders schnell werden die Kapazitäten im Süden und Westen Deutschlands benötigt, wo heute schon Kraftwerke mit Stilllegungsverboten belegt werden. Denn neben ihrer Funktion als Stromlieferanten sind sie wichtiges Werkzeug, um das Stromnetz sicher zu betreiben, und werden zur Behebung von Netzengpässen oder zum Netzwiederaufbau eingesetzt. Deshalb braucht die KWS eine regionale Steuerung.

Wird der Neubau-Vorschuss intelligent mit der Kraftwerksstrategie kombiniert, kann eine optimale Regionalisierung gelingen. Die Anlagen entstehen dort, wo sie den optimalen Beitrag sowohl zur Versorgungssicherheit als auch für den Netzbetrieb leisten.

Kern des Neubau-Vorschusses ist für Marktkraftwerke, planbar zu machen, in welchem Umfang sie für Netzstabilisierungseinsätze benötigt werden, und diesen Erlösstrom abzusichern und finanziell zu garantieren. Denn bisher werden diese Einsätze in der Investitionsrechnung nicht berücksichtigt. Durch die Garantie kön-

nen Investoren bessere Konditionen für ihre Investition am Kapitalmarkt erzielen. Dies führt dazu, dass sie in systemdienlichen Regionen ihre Deckungslücke reduzieren können und wettbewerbsfähigere Gebote in der KWS abgeben.

Die Berücksichtigung des Neubau-Vorschusses im Gebot für die Kraftwerksstrategie senkt den Förderbedarf über die Kraftwerksstrategie und entlastet den Haushalt um über 1 Mrd. €. Hinzu kommt, dass eine ideale Verortung der Kraftwerke die jährlichen Redispatch-Kosten deutlich senkt.

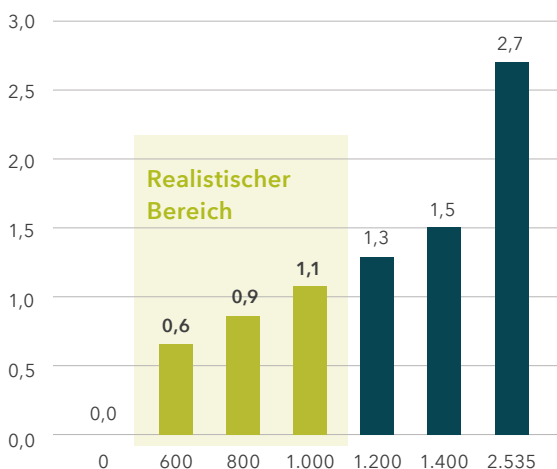
Der Neubau-Vorschuss wird begrenzt. Die garantierte Vergütung der prognostizierten jährlichen Redispatch-Betriebsstunden in einer Region wird in den Ausschreibungsrunden der KWS so lange gewährt, bis der jeweilige Zubaubedarf erreicht ist. Dadurch wird eine regionale Überdeckung vermieden. Die Begrenzung orientiert sich an den von den ÜNB identifizierten regionalen Bedarfen für gesicherte Leistung aus Netz- und Systemsicherheit.

Nach jeder Ausschreibungsrunde der KWS findet eine Evaluation des Zielpfads der Regionalisierung statt.

/ Marina Schmid

GARANTIERTE REDISPATCH-STUNDEN PRO JAHR - FÜR FÜNF JAHRE AB INBETRIEBNAHME

Entlastung Bundeshaushalt [Mrd. €]



Die Abbildung zeigt die Einsparung von Bundesmitteln bei einer Zahlung des Neubau-Vorschusses über fünf Jahre für Gas- und Dampf-Kraftwerke im Umfang von 7 GW an systemdienlichen Standorten (Quelle: enervis, 2024). Realistischer Bereich auf Basis interner TransnetBW-Netzanalyse (2023).

[Neubau-Vorschuss](#)
[Website TransnetBW](#)

Grenzüberschreitende Teilnahme an europäischen Kapazitätsmärkten

SPIELREGELN WERDEN UMGESETZT

Können Europas länderspezifische Kapazitätsmärkte in einer zunehmend vernetzten Energielandschaft effizient funktionieren? Die Europäische Kommission hat auf diese Frage mit einer strategischen Maßnahme reagiert: der Öffnung der Kapazitätsmärkte für ausländische Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen. Dies wird durch die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vorgeschrieben und mit Unterstützung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber umgesetzt.

[Pressemitteilung: Kapazitätsmechanismen – grenzüberschreitende Teilnahme in Belgien](#)

Welche Kapazitätsmechanismen sind offen?

Ab dem Winter 2025/26 können deutsche Anlagen mit Anschluss an das Übertragungsnetz am belgischen Kapazitätsmechanismus teilnehmen. Dieser Prozess ist offen für alle Technologien (Erzeugung, Speicher, Lasten), die zur Versorgungssicherheit beitragen. Der belgische Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ELIA fungiert als „Single Buyer“, der per Auktionsverfahren ausreichend bestehende und neue Kapazitäten im Voraus beschafft, um den von Belgien festgelegten Zuverlässigkeitsstandard (maximale Unterbrechungserwartung in Stunden aufgrund von Erzeugungsdefiziten, so genannte LOLE) zu erfüllen.

Aktuell werden wichtige rechtliche und operative Fragen bezüglich der grenzüberschreitenden Öffnung des polnischen Kapazitätsmarktes für Anlagen aus ganz Deutschland geklärt. Bisher war die Bewerbung um die Teilnahme am polnischen Kapazitätsmarkt nur für Anlagen aus der Regelzone vom ÜNB 50Hertz möglich – erstmals für das Lieferjahr 2027.

Der französische ÜNB RTE hat ebenfalls Initiativen für die grenzüberschreitende Öffnung seines Kapazitätsmechanismus gestartet. Diese Bemühungen werden fortgesetzt, sobald Klarheit über die Neustrukturierung des französischen Kapazitätsmarktes herrscht.

Teilnahme an grenzüberschreitenden Kapazitätsmärkten – neue Aufgaben für die deutschen ÜNB

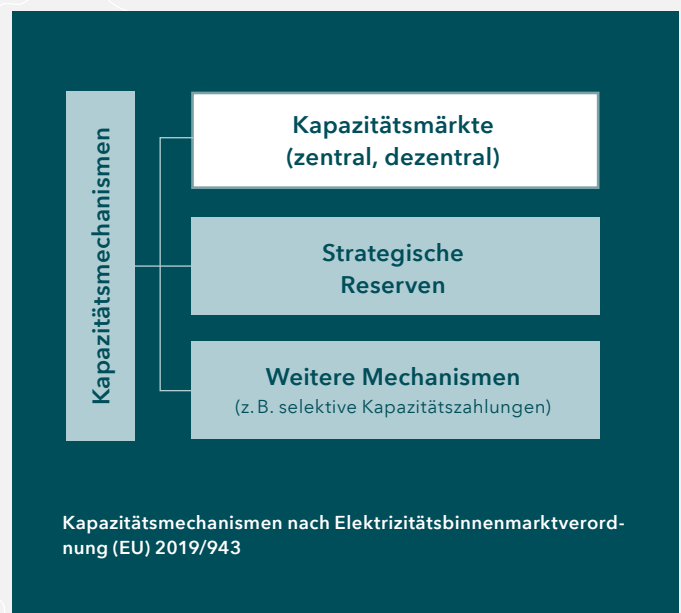
Mit der Teilnahme an grenzüberschreitenden Kapazitätsmärkten ergeben sich für die deutschen ÜNB – als Regelzonenverantwortliche der jeweiligen anbietenden Anlagen – neue Aufgaben: Sie prüfen die Teilnahmeberechtigung, fungieren als Ansprechpartner für die Anlagenbetreiber und kontrollieren die Verfüg-

barkeit der Kapazitäten. Dies erfordert eine enge Koordination und Zusammenarbeit zwischen den nationalen Behörden und den Netzbetreibern.

Fazit

Kapazitätsmärkte tragen zur Erhöhung der Sicherheit der Stromversorgung bei. Die grenzüberschreitende Ausgestaltung dieser Märkte erhöht deren Effizienz und soll Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt verhindern oder reduzieren. Sie fördert zudem einen stärker integrierten europäischen Stromversorgungsmarkt. Dieser kann effizient auf die Herausforderungen einer Energielandschaft reagieren, die auf rein erneuerbaren Energien basiert.

/ Peter Scheerer, Sebastian Schleich



ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

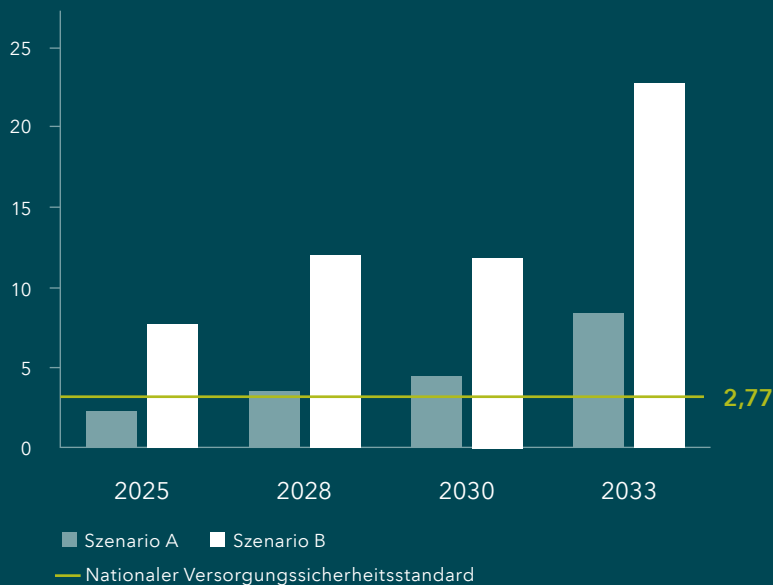
aus der Welt
von TransnetBW

European Resource Adequacy Assessment – ERAA 2023

LASTUNTERDECKUNG PRO JAHR IN DEUTSCHLAND

Loss of Load Expectation (LOLE) – steht für die erwartete Anzahl von Stunden oder Ereignissen pro Jahr, in denen der Strombedarf das Angebot übersteigt. Der ERAA-Bericht 2023 untersucht die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Europa und analysiert, wie oft und wie schwerwiegend mögliche Versorgungslücken auftreten könnten.

LASTUNTERDECKUNG
Stunden/a







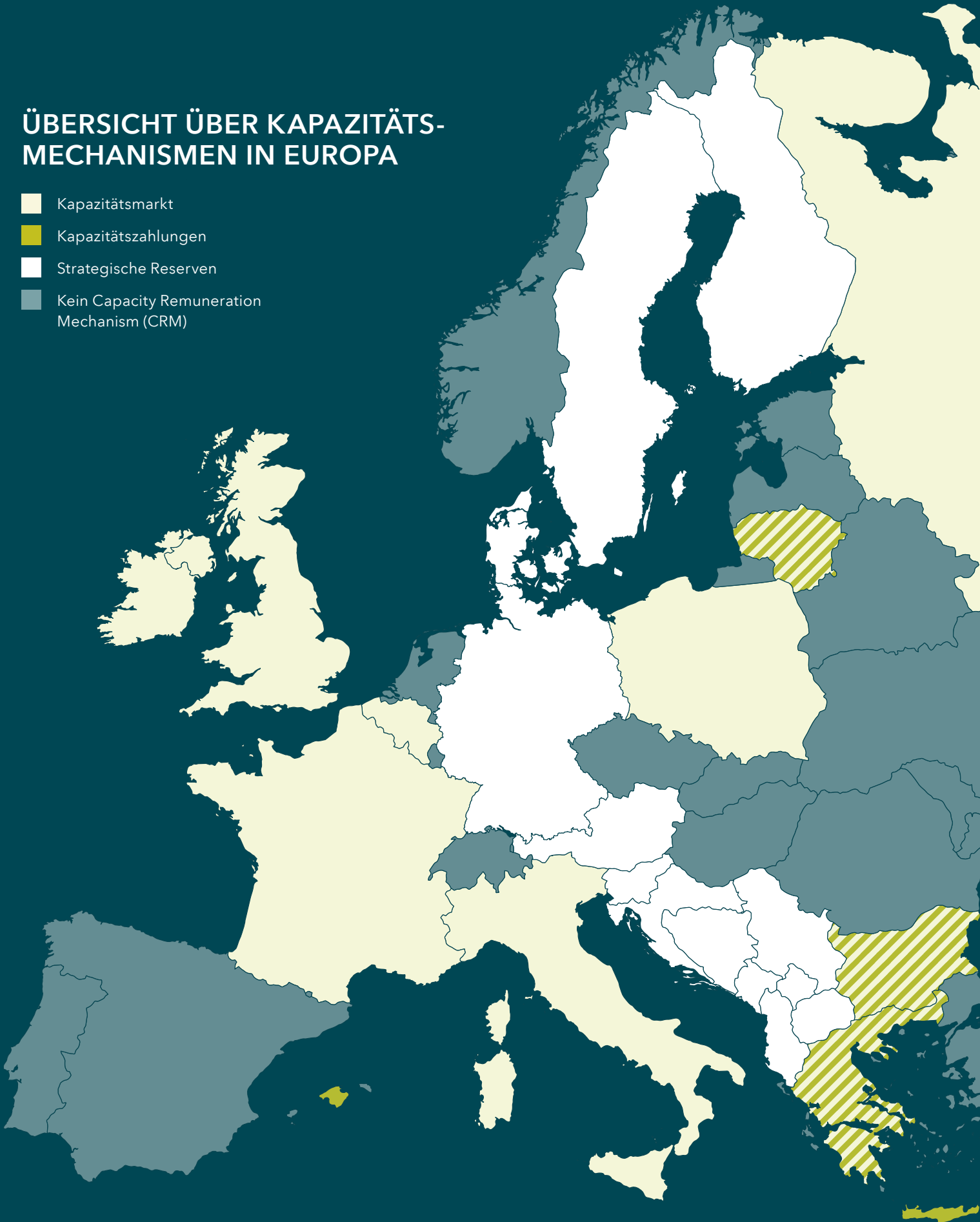
- / Deutschland hat mit die höchste Anzahl an Stunden mit Lastunterdeckungen in Europa.
- / Nationaler Versorgungssicherheitsstandard wird nicht eingehalten.

Quelle: [ENTSO-E – ERAA 2023](https://entsoe.eu) (entsoe.eu)

Die Studie untersucht zwei Szenarien: Szenario A, das optimistische Annahmen über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Verbrauchs trifft, und Szenario B, das konservativere Annahmen berücksichtigt. Diese Szenarien helfen, die Spannweite möglicher zukünftiger Entwicklungen und deren Auswirkungen auf die Stromversorgung zu verstehen.

ÜBERSICHT ÜBER KAPAZITÄTS- MECHANISMEN IN EUROPA

-  Kapazitätsmarkt
-  Kapazitätsszahlungen
-  Strategische Reserven
-  Kein Capacity Remuneration Mechanism (CRM)



Quelle: Compass Lexecon

/ STROM

/ NETZ

/ SICHERHEIT

/ IMPRESSUM

Herausgeber

Dr. Werner Götz, Vorsitzender
der Geschäftsführung der
TransnetBW GmbH, Pariser Platz,
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

Selbstverlag

TransnetBW GmbH, Pariser Platz,
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

Verantwortlicher Redakteur

Stefan Zeltner, Leiter Politik,
Regulierung und Nachhaltigkeit,
Pariser Platz, Osloer Str. 15-17,
70173 Stuttgart

/ KONTAKT

Redaktion

Joshua Boschanski, Angèle Dahl,
Dr. Michael Heihsel, Peter Scheerer,
Sebastian Schleich, Marina Schmid,
Florian Reuter

Kontakt

Telefon +49 711 21858-0,
E-Mail info@transnetbw.de

transnetbw.de
[linkedin.com/company/
transnetbw-gmbh](https://linkedin.com/company/transnetbw-gmbh)

Bildnachweis Cover
iStock – peterschreiber.media

Gestaltung und Illustration

dreisatz – büro für gestaltung,
Bahnhofstr. 33,
71332 Waiblingen

Hinweis

Ausschließlich zum Zweck der besseren Lesbarkeit
wird in diesem Newsletter stellenweise auf die
geschlechtsspezifische Schreibweise verzichtet.
Alle personenbezogenen Bezeichnungen sind somit
geschlechtsneutral zu verstehen.

