Versorgungssicherheit: kosteneffizient und klimafreundlich?

Risiken eines zentralen Kapazitätsmarktes und Alternativen

Mit dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz (StromVKG) werden in Deutschland Subventionen für das Vorhalten gesicherter Leistung vergeben und damit ein erster Schritt hin zu einem zentralen Kapazitätsmarkt gemacht. Erfahrungen aus anderen Ländern wie Großbritannien oder Polen zeigen jedoch, dass ein solches Modell Risiken birgt: Durch fossile Überkapazitäten können hohe Kosten, ein fossiler Lock-In und zusätzliche CO_2-Emissionen entstehen. Die Bundesregierung sollte deshalb bei weiteren Ausschreibungen bisherige Fehler korrigieren und Alternativen zum zentralen Kapazitätsmarkt priorisieren.

Das StromVKG: Einstieg in einen zentralen Kapazitätsmarkt?

Das im Juli 2026 in Kraft getretenen StromVKG soll laut Bundesregierung der Einstieg in einen zentralen Kapazitätsmarkt sein.[1] Das Gesetz schafft die Grundlage für Zahlungen für das Vorhalten von gesicherter Leistung ab 2031. Für die ersten Langzeitkapazitäten werden 2026 insgesamt neun Gigawatt (GW) ausgeschrieben. Darüber hinaus sind weitere Ausschreibungen im Jahr 2027 und 2029 vorgesehen. Ab 2032 ist ein umfassender Kapazitätsmarkt geplant, für den die Bundesregierung 2027 die gesetzlichen Grundlagen schaffen will.

Die Bundesregierung begründet diesen Schritt mit einem steigenden Bedarf an steuerbarer Leistung durch den wachsenden Anteil fluktuierender Wind- und Solarenergie sowie den Ausstieg aus der Kohleverstromung 2030/38. Diese Herausforderung ist real und muss jetzt angegangen werden. Ein zentraler Kapazitätsmarkt ist jedoch weder die kosteneffizienteste noch die klimafreundlichste Möglichkeit, Versorgungssicherheit in einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem zu gewährleisten. Die Gründe dafür sind vielfältig.

Grundsätzliche Prognoseprobleme

Ein zentraler Kapazitätsmechanismus ist auf langfristige Prognosen über den künftigen Bedarf an gesicherter Leistung angewiesen, weil diese Jahre im Voraus ausgeschrieben werden müssen. Diese tendieren angesichts unsicherer Entwicklungen bei der Stromnachfrage, dem künftigen Anteil erneuerbarer Energien, dem Hochlauf von Speichern sowie angebots- und nachfrageseitiger Flexibilität zur Fehleranfälligkeit. Das StromVKG, dessen Ausschreibevolumina im ersten Segment für den Zeitraum 2031 bis 2045 auf Basis des Versorgungssicherheitsmonitorings 2025 der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestimmt

wurden, liefert hier ein besonders drastisches Beispiel. Der massive Hochlauf von Großbatteriespeichern, der aktuell alle Prognosen übertrifft[2], wurde hier nicht einmal modelliert.[3] Aber auch grundsätzlich stellt sich die Frage, wie belastbar Prognosen über derartig lange Zeiträume angesichts rasanter technologischer Entwicklungen überhaupt sein können. Ein starres System wie der zentrale Kapazitätsmarkt kann darauf nicht adäquat reagieren. Vor diesem Hintergrund sind besonders die langen Verpflichtungszeiträume im deutschen StromVKG von bis zu 15 Jahren in verschiedenen Ausschreibungsrunden problematisch.

Bremsen von klimafreundlichen Flexibilitäten und fossiler Lock-In

Wenn zentrale Kapazitätsmärkte fossile Kraftwerke über langfristige Zahlungen subventionieren und diese zusätzlich am regulären Strommarkt teilnehmen, verzerrt dies den Markt und kann zu einem fossilen Lock-in sowie hohen CO_2-Emissionen führen. Für Speicher, Lastmanagement und andere Flexibilitäten sinkt tendenziell die Wirtschaftlichkeit, was den dringend nötigen Ausbau ausbremsen kann. Dabei hat ihr Einsatz in einem zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden System nicht nur klimapolitisch viele Vorteile.[4] Sie reduzieren die Einsatzstunden von teuren, gasbasierten Kraftwerken und somit auch den Bedarf an fossilem Erdgas oder perspektivisch grünem Wasserstoff. Dadurch senken sie die Kosten im Betrieb und am Strommarkt, verringern Importabhängigkeit und machen das System resilienter gegen Preisschocks.[5]

Eine aktuelle Analyse von Beyond Fossil Fuels zeigt jedoch, dass seit 2014 in europäischen Kapazitätsmärkten Verträge mit einem geschätzten Gesamtwert von 110,7 Mrd. Euro vergeben wurden. Rund 64,7 Mrd. Euro bzw. 58 Prozent entfielen dabei auf fossile Anlagen.[6] Das Risiko eines fossilen Lock-ins wird noch größer, wenn auf wirkungsvolle Vorgaben zur Dekarbonisierung der fossilen Kraftwerke bei der Subventionsvergabe verzichtet wird. So enthält das deutsche StromVKG nur unzureichende Anforderungen an die H_2-Readiness von Gaskraftwerken und schreibt keine verbindliche rechtzeitige Umstellung auf klimafreundliche Brennstoffe wie grünen Wasserstoff vor.

Anfälligkeiten für politische Einflussnahme und Lobbyismus

Kapazitätsbedarfe, die Ausgestaltung der Ausschreibungen und die Teilnahmebedingungen eines zentralen Kapazitätsmechanismus werden nicht rein markttechnisch festgelegt, sondern sind Gegenstand politischer Aushandlung. Theoretisch müssen Ausschreibungen laut EU-Recht technologieoffen und diskriminierungsfrei erfolgen. In der Praxis nehmen politische und wirtschaftliche Akteure aber erheblichen Einfluss. In Deutschland untersteht die zuständige BNetzA dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), was das Risiko politischer Einflussnahme erhöht. Beim StromVKG wurden die ersten Langzeitkapazitäten faktisch auf neue Gaskraftwerke und große Energieunternehmen zugeschnitten. Insbesondere Batteriespeicher wurden auf konkrete Vorschläge von RWE und EnBW zu Ausschreibungsanforderungen hin massiv benachteiligt.[7]

Auch über die Festlegung von sogenannten Derating-Faktoren, die den Beitrag unterschiedlicher Technologien zur Versorgungssicherheit vergleichbar zu machen sollen, können Technologien benachteiligt werden. In Polen führte eine Änderung hier beispielsweise zuletzt dazu, dass neue Gaskraftwerke Kapazitätsverträge über 17 Jahre erhielten, während Speicher im Gegensatz zu vorherigen Ausschreibungen nicht zum Zuge kamen.[8]

Überkapazitäten erhöhen Strompreis

Prognoseprobleme, Lobbyeinflüsse und der politische Druck, Versorgungssicherheit für alle Anwendungen zu jeder Zeit zu gewährleisten, erhöhen das Risiko von Überkapazitäten. Da die Kosten der Subventionen aus EU-rechtlichen Gründen über eine Umlage finanziert werden, verteuern sie den Strompreis. Wie hoch die Umlage im Fall des StromVKG letztlich ausfällt, wurde von der Bundesregierung bislang nicht beantwortet. Allein für die erste Tranche in Höhe von neun GW können theoretisch Förderkosten bis zu 33 Mrd. Euro entstehen (9.000 MW × 244.000 Euro/MW/Jahr Höchstgebot × 15 Jahre = 32,94 Mrd. Euro). Nach Berechnungen des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft könnten sich die Kosten eines umfassenden Kapazitätsmarktes innerhalb von 20 Jahren sogar auf 340 bis 435 Milliarden Euro summieren, wenn die Umlage zwei Cent/kWh beträgt.[9]

Hohe Strompreise sind ein Hemmnis für die Elektrifizierung aller Sektoren, die wiederum den Schlüssel zur vollständigen Dekarbonisierung darstellt. Bei der Entscheidung für klimafreundliche Lösungen wie die Wärmepumpe oder das E-Auto sind günstige Strompreise entscheidend. Einkommensschwache Haushalte sind von hohen Energiepreisen bereits stark belastet. Zudem zeigt sich bereits heute mit Blick auf die Industriestrompreisdebatte, wie wichtig günstige Strompreise für die Wirtschaft sind. Erhöht man also über eine Umlage den Strompreis, kann politischer Druck entstehen, diesen über eine andere Maßnahme wie den Industriestrompreis wieder zu senken, was den Bundeshaushalt belastet.

Neue Gaskraftwerke liefern zudem eine besonders teure Form der Versorgungssicherheit. Während die Stromgestehungskosten für Solaranlagen mit Batterien laut einer ISE-Studie zwischen 6,0 und 22,5 Cent/kWh liegen, kommen Gaskraftwerke je nach Anlagentyp auf 10,9 bis 32,6 Cent/kWh. Werden die Kosten der klimapolitisch notwendigen Umrüstung der Kraftwerke auf grünen Wasserstoff einberechnet, liegen die Kosten für Gaskraftwerke noch einmal deutlich höher.[10]

Kosteneffiziente und klimafreundliche Alternativen

Aufgrund der genannten Risiken sollten Alternativen zum zentralen Kapazitätsmarkt die beschriebenen Fehler beim StromVKG behoben und Alternative Instrumente priorisiert werden. Denkbar sind generell marktexterne Subventionen (sogenannte Reserven) sowie marktbasierte Verpflichtungen (sogenannte Absicherungspflichten).[11]

Reserven haben den Vorteil, dass sie weniger marktverzerrend wirken, da Kraftwerke nicht am regulären Strommarkt teilnehmen. Sie verursachen aber ebenfalls nicht unerhebliche Kosten für Verbraucher*innen. In der Praxis liefern sie derzeit keine Investitionsanreize für neue Kapazitäten, da sie meist auf alten fossilen Kraftwerken basieren.

Marktbasierte Verpflichtungen hingegen verringern das Risiko fossiler Lock-ins und Überkapazitäten, da sie keine einzelnen Technologien direkt fördern und Beschaffungsentscheidungen stärker am tatsächlichen Absicherungsbedarf ausgerichtet werden. Klimafreundliche Flexibilitäten wie Speicher oder Lastmanagement können so leichter zum Zuge kommen als fossile Kraftwerke. Gerade angesichts der schnellen Entwicklung von Batteriespeichern und anderen Flexibilitätsoptionen sinkt damit das Risiko eines langfristigen fossilen Lock-ins und teurer Überkapazitäten. Allerdings ist die Ausgestaltung regulatorisch komplexer und es bestehen bislang wenige Erfahrungen damit.

Forderungen

Klimafreundliche Flexibilitäten fördern: Die Bundesregierung muss endlich eine Flexibilitätsagenda erarbeiten und zeitnah umsetzen. Dazu gehören dynamische Strom- und Netzentgelte, Smart Meter, flexible Nachfrage, Speicher sowie Wärmepumpen und E-Mobilität. Gleichzeitig müssen Netze, europäische Stromverbindungen und flexible Erzeugung naturverträglich ausgebaut werden, damit erneuerbarer Strom effizient genutzt und Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleistet wird.[12]

Fehler beim StromVKG korrigieren: Weitere Ausschreibungen 2027 und 2029 müssen technologieoffen erfolgen und dürfen nicht erneut auf Gaskraftwerke zugeschnitten werden. Das betrifft insbesondere die faire Festlegung von Derating-Faktoren durch die BNetzA, damit Batteriespeicher nicht künstlich abgewertet werden. Vor den Ausschreibungen muss transparent nachgewiesen werden, dass tatsächlich ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf besteht und dieser nicht durch Investitionsanreize durch den bestehenden Strommarkt in Flexibilitäten wie Batteriespeicher gedeckt werden kann. Die langen Verpflichtungszeiträume von bis zu 15 Jahren sind vor dem Hintergrund kritisch zu prüfen.

Gaskraftwerke auf grünen Wasserstoff umstellen: Für geförderte Gaskraftwerke muss eine verbindliche Umstellung auf grünen Wasserstoff bis 2035 erfolgen. Finanzielle Förderung für den Umstieg auf grünen Wasserstoff muss deshalb auch für eine Umstellung bis 2035 gewährt werden (nicht erst 2040/43) und für alle Gaskraftwerke verfügbar sein (nicht nur vier GW).

Priorisierung der Absicherungspflicht: Das StromVKG darf nicht die Vorentscheidung für einen dauerhaften und umfassenden zentralen Kapazitätsmarkt ab 2032 sein. Das Modell der Absicherungspflicht reduziert viele Risiken mit Blick auf Kosten, Klimawirkung und fossilen Lock-Ins. Die Bundesregierung sollte deshalb eine Einführung prüfen. Mit dieser würden Lieferanten dafür verantwortlich gemacht, ihre Lieferverpflichtungen gegenüber Kund*innen abzusichern. Sie könnten dafür unterschiedliche Instrumente nutzen: Terminmarktprodukte, bilaterale Verträge, eigene Erzeugung, Speicher oder flexible Nachfrage.[13]

Finanzierung sozial gerecht umsetzen: Zahlungen für die Bereitstellung von Kapazitäten verursachen erhebliche zusätzliche Kosten. Diese dürfen nicht einseitig auf private Haushalte abgewälzt werden, während Unternehmen entlastet werden. Haushalte mit niedrigen Einkommen sollten gezielt unterstützt werden.

www.bund.net

Kontakt

IMPRESSUM: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) | Kaiserin-Augusta-Allee 5 | 10553 Berlin | Tel. +49 30 27586-40 | V. i. S. d. P.: Nicole Anton | Kontakt: Julius Neu, Leiter Klima- und Energiepolitik, Schwerpunkt Gas | E-Mail: julius.neu@bund.net | Stand: 11/2026
www.bund.net

[1] BMWE 02.09.2026: Grünes Licht für sichere Stromversorgung: Europäische Kommission genehmigt Ad-hoc-Kapazitätsmechanismus des StromVKG.
[2] Zfk 21.08.2026: Netzanschlüsse so begehrt wie nie: Batteriespeicher-Boom in Grafiken.
[3] Energiezukunft 10.09.2025: Kritik an Speicher-Lücke im Versorgungssicherheitsbericht.
[4] BUND/Gaswende (2025): Smart statt Gas: Flexibilisierung als Schlüssel für ein zukunftsfestes Energiesystem.
[5] BUND (2026): Stabil statt fossil Wie ein System aus erneuerbaren Energien und Flexibilitäten den Strompreis senkt und Energiepreiskrisen abfedert.
[6] Beyond Fossil Fuels (2026): Energy Market "Wild West". European capacity mechanism 2026 state of play.
[7] Spiegel 15.04.2026: Reiche-Ministerium bat Gaslobby um Argumente für Gaskraftwerke.
[8] Beyond Fossil Fuels (2026): Energy Market "Wild West". European capacity mechanism 2026 state of play.
[9] Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2025): Hochrechnung: Zentraler Kapazitätsmarkt verursacht Umlagekosten von bis zu 435 Milliarden Euro.
[10] Fraunhofer ISE (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.
[11] Für eine Übersicht siehe: DUH (2026): Kapazitätsmechanismen im Stromsystem: Chancen, Risiken und Leitplanken.
[12] DNR (2026): Warum wir eine Flexibilitätsagenda brauchen.
[13] Connect Energy Economics (2025): Ausgestaltung der Absicherungspflicht: Marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit im Strommarkt.