


Stellungnahme

Referentenentwurf StromVKG

Stellungnahme des bne zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten

Berlin, 05. Mai 2026: Der im Referentenentwurf detailliert vorgegebene Kapazitätsmechanismus ist ein tiefer Eingriff in den Markt. Alternativen wie die Absicherungspflicht und zusätzliche Marktverbesserungen sind nicht betrachtet worden, dabei würden diese zu deutlich geringeren Systemkosten führen und die Versorgungssicherheit genauso gut oder besser gewährleisten. Zudem kann die Notwendigkeit der Einführung von Kapazitätsförderungen vom Ministerium nicht ausreichend belastbar nachgewiesen werden, womit der vorgeschlagene Mechanismus beihilferechtlich auf wackeligen Füßen steht. Darüber hinaus wurde der Kapazitätsmechanismus so ausgestaltet, dass bei den ersten großen Ausschreibungen zu Erdgaskraftwerken alternative Technologien faktisch ausgeschlossen sind, womit die beihilferechtlich vorgegebene und wirtschaftlich sinnvolle Technologieoffenheit nicht gegeben ist. Unter dem Strich ist der Vorschlag des BMWK nicht geeignet, die Versorgungssicherheit kosteneffizient und im Einklang mit der marktwirtschaftlichen Ordnung des Strommarktes bereit zu stellen.

Der Referentenentwurf des StromVKG sieht die Implementierung eines zentralen Kapazitätsmechanismus vor. Der bne lehnt einen zentralen Kapazitätsfördermechanismus ab, da er zu erheblichen Verzerrungen auf den Strommärkten führen wird. In der Folge entsteht zusätzlicher Förderbedarf für Erneuerbare, für Speicher und für Flexibilitäten und es werden so weitere vermeidbare Kosten für die Stromkunden verursacht. Dies wird zu höheren Kosten für die Dekarbonisierung führen, da auch die Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr unattraktiver wird und notwendige Investitionen verzögert oder verhindert werden.




Der bne plädiert dafür, die Versorgungssicherheit mit konkreten Verbesserungen des Strommarktes zu erreichen. Dazu gehört, neben der Einführung einer geeigneten Hedging Verpflichtung (Absicherungspflicht), die Beseitigung von zentralen Hemmnissen für die Nutzung von Flexibilitäten. Diese Hemmnisse liegen in einer zu langsamen und zu teuren Digitalisierung, den Netzentgeltstrukturen, dem zu langsamen Netzausbau, den Industrienetzentgelten nach §19 Abs. 2 und den Einschränkungen zur marktlichen Nutzung von Speichern, um nur die wichtigsten Handlungsfelder zu benennen. Ohnehin ist es beihilferechtlich geboten, zunächst Marktunvollkommenheiten zu beseitigen, bevor Kapazitätsmechanismen eingeführt werden. Es sollten deshalb zuerst die notwendigen Reformen durchgeführt werden, bevor die Einführung von anderen Kapazitätsfördermechanismen in Betracht gezogen wird. Denn erst wenn erfolgreich die genannten Reformen durchgeführt wurden, kann eingeschätzt werden, ob weitere Maßnahmen überhaupt erforderlich sind.

Die vorgelegten Regelungen müssen erst noch durch die EU-Kommission beihilferechtlich genehmigt werden, sind nach Auffassung des bne aber nicht genehmigungsfähig, da der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA oder alternativ der European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der entso-e keine ausreichend belastbare Basis für eine Nachweis des konkreten Bedarfs in einer zentralen Kapazitätsbeschaffung bieten. Ein solcher Nachweis ist nach Beihilferecht jedoch zentrale Voraussetzung für die Implementierung eines Kapazitätsfördermechanismus. Damit ist in Konsequenz eine Ausschreibung der Kraftwerke nach dem vorliegenden Gesetz selbst bei Vorliegen einer Genehmigung durch die EU-Kommission rechtlich angreifbar, wodurch neue Risiken für die Investoren entstehen.

Im Gesetzentwurf werden weder die Höchstwerte der Gebote genannt, noch liegt eine konkrete Abschätzung der nach EU-Recht vorgeschriebenen Umlage noch deren konkrete Ausgestaltung vor. Der Entwurf des BMWV lässt damit eine für eine Bewertung des Ansatzes zentrale Komponente offen und verschleiert die tatsächlichen Auswirkungen auf die Wirtschaft und die Verbraucher.

In Hinblick auf die nach den europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) erforderlichen umfassenden öffentlichen Konsultation wird im Entwurf des Gesetzes auf die Konsultation zur Kraftwerksstrategie der Vorgängerregierung verwiesen. Da der damalige Gesetzentwurf jedoch in wesentlichen Punkten von dem jetzt vorgelegten Entwurf abweicht, ist der Verweis auf diese Konsultation irreführend. Diese verfehlte Begründung des Verzichts auf eine umfassende Konsultation macht ein auf dieser Basis erlassenes Gesetz zusätzlich rechtlich angreifbar und sollte im Übrigen auch nicht dem demokratischen Selbstverständnis des Ministeriums entsprechen.

Im Übrigen ist es überaus fragwürdig, ausgerechnet in einer Zeit, in der die geopolitischen Risiken der Gasversorgung offenkundig sind, bis zum Jahr 2045 weiter auf Erdgas als zentrale Ressource für die Versorgungssicherheit zu setzen. Dies erzeugt ein überflüssiges Klumpenrisiko und bei jeder Gaskrise wird ein hoher Gaspreis auf den Strommarkt durchschlagen. Die immensen Kostenrisiken der Gasversorgung werden auch durch die Ausschreibung von Kraftwerkskapazitäten nicht beseitigt, sondern ausgeweitet.



Der bne plädiert deshalb dafür, die zentrale Beschaffung von im Markt handelnden Kapazitäten mittels Ausschreibungen nicht weiter zu verfolgen, sondern stattdessen die bestehenden Hemmnisse im Markt konsequent zu beseitigen und zur Stärkung des Preissignals eine Pflicht zur Absicherung zukünftiger Lieferungen einzuführen. Sofern eine besonders große Risikoaversion seitens des Gesetzgebers vorherrscht, wäre eine strategische Reserve in geringem Umfang, also eine Kraftwerksreserve, die nicht am Markt teilnimmt und nur für außergewöhnlich seltene Risiken bereitsteht, eine sinnvolle Ergänzung.

Neben dieser grundsätzlichen Ablehnung des vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismus hat der bne aber auch Kritik an der konkreten Umsetzung dieses Marktes, die im Folgendem dargelegt wird.


Technologieoffenheit

Die in der Strombinnenmarktverordnung für Kapazitätsfördermechanismen geforderte Technologieoffenheit wird mit den vorgeschlagenen Regelungen in mehreren Stufen ausgehebelt. Zunächst wird ein 10-Stunden-Kriterium für die Erbringung eingeführt, das für Kapazitätsfördermechanismen höchst ungewöhnlich ist, üblicherweise werden die Technologien lediglich über Deratingfaktoren differenziert. In einer weiteren Stufe werden dann Präqualifikationskriterien definiert, die sehr offensichtlich zum Ziel haben, sicherzustellen, dass bei den ersten Langzeitausschreibungen keine Speicher zugelassen werden. In Folge wird das Prinzip der Technologieoffenheit maximal ausgehebelt. Damit werden aber nicht nur wirtschaftliche Grundzusammenhänge negiert, sondern auch eine beihilferechtliche Voraussetzung für die Bewilligung von Kapazitätsbeihilfen ignoriert.

Besonders zwei Kriterien haben die Aufgabe, Speicher in der Präqualifikation von den Ausschreibungen auszuschließen:

§12 (5) führt eine Regelung ein, der zu Folge die 10 Stunden-Verfügbarkeit nach einer Stunde Pause erneut vollständig zu erfüllen ist und das offenbar wiederholt und ohne Begrenzung. Ein Speicher müsste quasi unendlich groß sein oder in einer Stunde wieder befüllt werden können, was wiederum von Seiten der Netzanschlüsse ausgeschlossen sein dürfte. Auch eine Möglichkeit, nur mit einem Teil der Speicherkapazität in die Ausschreibung zu bieten, wird ausgehebelt, da die Höhe der installierten Leistung für die Bemessung des Kriteriums zu Grunde gelegt wird. Mit §15 (1) wird eine Anforderung zur Resilienz eingeführt, der zu Folge muss das Endprodukt sowie mindestens 50 Prozent der in Anlage 2 aufgeführten wesentlichen Bauteile im Europäischen Wirtschaftsraum gefertigt werden. Für Batteriespeicher müssten folglich die Zellen aus europäischer Produktion stammen. Stationäre Batteriegroßspeicher aus europäischer Produktion werden derzeit aber nicht angeboten. Die Willkürlichkeit dieser Regelung ist augenfällig auch vor dem Hintergrund, dass eine vergleichbare Regelung im europäischen NZIA nicht existiert. Dieser Paragraph hat offenbar auch die Funktion, für den Fall vorzubeugen, dass Langzeitspeicher aus dem außereuropäischen Ausland die Hürde des §12 (5) nehmen könnten.

Die Diskriminierung der Speicher ist ein Lehrbuchbeispiel dafür, was passieren kann, wenn der Staat in Detailplanung verfällt und sich dann dahingehend beraten lässt, bestimmte Technologien gegenüber anderen zu bevorzugen. Dies führt letztlich nach Art eines Vertrages zu Lasten



Dritter zu höheren Systemkosten, die von den Stromkunden zu tragen sind. Denn wenn kostengünstigere Technologien von Ausschreibungen ausgeschlossen werden, führt dies zu höheren Zuschlagungen bei den Ausschreibungen. Dies wiederum führt zu höheren Kosten, die per Umlage in höheren Strompreisen münden und von den Stromkunden und insbesondere der Industrie zu tragen sind.

Sowohl der §12 (5) als auch der §15 (1) sollten ersatzlos gestrichen werden.

Deratingfaktoren

Des Weiteren werden Speicher auf Basis einer vereinfachten ERAA-Methodik mit niedrigen Derating-Faktoren versehen. Die Schwächen des ERAA wurden kürzlich von Connect Energy Economics in einer Studie dargestellt (<https://www.connect-ee.com/2026/04/20/studie-erforderlichkeit-und-geeignetheit-von-kapazitaetsmechanismen/>). Und selbst ACER, die nach EU-Recht die Methode bewerten muss, hat erst letzte Woche auf die Schwächen des ERAA hingewiesen (ACER calls for improvements to the 2025 European Resource Adequacy Assessment (ERAA) | www.acer.eur).

Bei einem Vergleich mit vorhandenen Kapazitätsmärkten fällt auf, dass die für Deutschland berechneten Werte für Speicher deutlich unterhalb denen Großbritanniens und Belgiens liegen. So hat das BMWK für Deutschland bei 10 h einen Deratingfaktor von 58% ermittelt. In Belgien liegt dieser bei 77% und in UK bei den letzten T4 Ausschreibungen sogar über 92 Prozent.

Bis Deutschland eine eigene qualitativ angemessene Methodik zur Berechnung von Derating-

Vergleich der Deratingfaktoren (Stand: April 2026)			
Speicher- dauer	Deutschland (StromVKG- Entwurf)	UK (T-4 Auktion 29/30)	Belgien (CRM 2025)
2 Stunden	ca. 26 % (interp.)	21,98 %	38 %
3 Stunden	ca. 30 % (interp.)	32,97 %	50 %
4 Stunden	ca. 34 % (interp.)	43,96 %	57 %
5 Stunden	ca. 38 % (interp.)	55,09 %	k.A.
6 Stunden	ca. 42 % (interp.)	66,08 %	k.A.
7 Stunden	ca. 46 % (interp.)	76,93 %	k.A.
8 Stunden	ca. 50 % (interp.)	87,77 %	73 %
9 Stunden	ca. 54 % (interp.)	92,16 %	k.A.
10 Stunden	58 %	92,16 %	77 %
11 Stunden	62 %	92,16 %	k.A.
12 Stunden	66 %	92,16 %	k.A.

Wichtige Details zur Datenerhebung

- **Großbritannien (UK):** Die Faktoren stammen direkt aus den Seiten 10 und 11 der **T-4 Auction Guidelines February 2026**. Gemäß Ihrer Vorgabe wurde für alle Dauern über 9,5 Stunden (10h, 11h, 12h) der Wert von **92,16 %** angesetzt, der in den Richtlinien als Faktor für "9.5h+" definiert ist.
- **Deutschland:** Die Werte für die Zeilen 2 bis 9 Stunden basieren auf der Datei **ausgefüllte_tabelle_batterien_reduktionsfaktoren.png** und sind wie gewünscht mit „ca.“ und „(interp.)“ markiert.
- **Belgien:** Die Werte spiegeln die aktuellen SLA-Kategorien wider. Lücken (k.A.) entstehen dort, wo für ungerade Stunden keine expliziten Standard-Benchmarks in den gängigen Auktionser-

Faktoren erstellt hat, sollte sich Deutschland an Länder mit Erfahrung in der Ermittlung dieser Faktoren anlehnen.

Lock-In für Erdgas

Im Gesetz sind mit Erdgas betriebene Kraftwerke die Referenz für alle weiteren Technologien, dies ist auch z.B. an der Ausgestaltung der reliability-options und der Messung der Verfügbarkeit erkennbar. Diese Kopplung zentraler Größen an Erdgaskraftwerke benachteiligt andere Technologien zusätzlich, da die Wirtschaftlichkeit von z.B. Nachfrageflexibilität oder von Speichern sich nach anderen Grundsätzen ergibt. Da diese Regelungen für den gesamten Erbringungszeitraum von 15 Jahren festgeschrieben sind, können wirtschaftliche und technologische Entwicklungen bis zum Jahr 2045 (also für ganze 19 Jahre!) nicht mehr berücksichtigt werden und zementieren damit die Nutzung von Erdgas, selbst dann, wenn andere, günstigere Lösungen längst vorhanden sein sollten. Auch die daraus folgende Strompreiserhöhung per Umlage für Industrie und Verbraucher wird für 15 Jahre festgelegt.

Benachteiligung von Anlagenpools und hybriden Konzepten

Der Entwurf erlaubt Anlagenpools für Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten nur dann, wenn alle Anlagen derselben Technologiekategorie angehören. Dadurch werden hybride Konzepte – etwa die Kombination aus Gaskraftwerken, Batteriespeichern, steuerbaren Erneuerbaren oder Lastmanagement – ausgeschlossen, obwohl sie systemisch und ökonomisch besonders effizient sein können. Zudem ist vorgesehen, dass jede einzelne Anlage eines Pools die Anforderungen für Langzeitkapazitäten erfüllen muss. Sachgerechter wäre, wenn überhaupt, dass diese Vorgaben auf Ebene des Gesamtpools gelten. Kleinanlagenpools sind für die Langzeitkapazitäten und die Erzeugungskapazitäten sogar explizit ausgeschlossen. Damit wird ein großes kostengünstiges Potenzial vergeben und die Kosten der Ausschreibungen erhöht. Die Teilnahmebedingungen sind außerdem sehr restriktiv und mit hohem Aufwand verbunden. Sie sollten deshalb so angepasst werden, dass Speicher, steuerbare Erneuerbare und Demand Side Management – auch in Kleinanlagenpools – an Ausschreibungen für Langzeit- und Erzeugungskapazitäten teilnehmen können, ohne faktisch zugunsten großer Gaskraftwerksprojekte diskriminiert zu werden.

Marktmacht

Das Kartellamt hat darauf aufmerksam gemacht, dass es angesichts bestehender Marktmacht im deutschen Strommarkt notwendig ist, in den Kapazitätsmechanismen Regelungen einzuführen, die diese Marktmacht reduzieren und nicht verschärfen. Hierzu sieht der vorliegende Entwurf keinerlei Regelungen vor. Schon jetzt sind Unternehmen, die in den Kreis der Investitionsinteressenten gehören, marktbeherrschend oder stehen kurz davor. Die marktwirtschaftliche Ordnung verlangt, dass bestehende Marktbeherrschung und drohende Oligopolisierung zurückzudrängen ist. Es sollten deshalb Vorgaben eingeführt werden, die eine Beteiligung an den Ausschreibungen derjenigen Unternehmen begrenzt, die bereits derartige Marktmacht besitzen.



Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Mit 85 Mitgliedern aus allen Geschäftsbereichen der neuen Energiewirtschaft ist der bne Ideengeber, Treiber und Vermittler für die besten marktlichen Lösungen, für eine kluge Digitalisierung, mehr Flexibilisierung und den konsequenten Abbau bürokratischer Überregulierung.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.