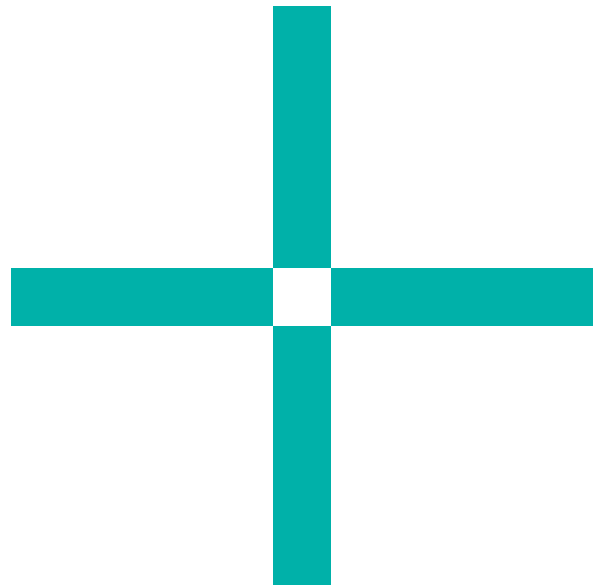


BVES STELLUNGNAHME ZUM

ENTWURF EINES GESETZES ZUR SICHERUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM ZUR BEREITSTELLUNG NEUER KAPAZITÄTEN (STROMVKG)

MAI 2026



INHALT

1. Executive Summary	3
2. Allgemeine Anmerkungen.....	4
3. Anmerkungen zum Vorliegenden Entwurf	7
3.1 Anmerkungen zu Abschnitt 1 - Allgemeine Bestimmungen	7
3.1.1 § 2 Nr. 35 – Speicherdefinition	7
3.2 Anmerkungen zu Abschnitt 3 – Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen	7
3.2.1 § 12 i.v.m. § 4 - Langfriskapazitäten	7
3.2.2 § 15 i.v.m. Anlage 2 - Resilienzanforderungen	9
3.2.3 § 16 – Erbringung von Momentanreserve	10
3.2.4 § 17 - Anforderungen an die Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff	11
3.2.5 § 18 – Grenzüberschreitende Teilnahme	11
3.3 Anmerkungen zu Abschnitt 4 - Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert	11
3.3.1 §§ 23-24 ff - Reduzierte Leistung (Derating)	11
3.4 Anmerkungen zu Abschnitt 7 - Zuschlag	13
3.4.1 § 50 – Zuschlagsverfahren (Südbonus)	13
3.4.2 §§58-62 – Übertragbarkeit der Kapazitätsverpflichtung	13
3.5 Anmerkungen zu Abschnitt 10 – Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen	14
3.5.1 § 81 - Preisspitzenausgleich	14

1. EXECUTIVE SUMMARY

Der BVES und seine Mitglieder setzen sich grundsätzlich für eine sichere Versorgung und stabiles System ein. Der vorliegende Entwurf verfehlt jedoch in wesentlichen Punkten den Anspruch einer technologieoffenen, kosteneffizienten und systemdienlichen Beschaffung gesicherter Leistung. Speicher werden zwar formal in den Anwendungsbereich einbezogen, in der konkreten Ausgestaltung aber durch mehrere kumulative Anforderungen strukturell schlechter gestellt.

Aus Sicht des BVES muss nicht eine bestimmte Technologie, sondern der tatsächliche Beitrag zur Versorgungssicherheit maßgeblich sein. Speicher können einen erheblichen Beitrag zur gesicherten Leistung leisten. Vorliegende Analysen zeigen, dass die meisten kritischen Versorgungssituationen nicht über Tage, sondern über wenige Stunden auftreten. Ein Ausschreibungsdesign, das Speicher unterhalb sehr langer Erbringungszeiträume faktisch ausschließt, verschenkt daher kosteneffiziente Beiträge zur Versorgungssicherheit.

Hinzu kommt: Speicher können Versorgungssicherheit nicht nur bereitstellen, sondern dies in vielen Fällen mit geringerem Förderbedarf, bei gleichbleibender Versorgungssicherheit. Das bedeutet nicht, auf Gaskraftwerke zu verzichten. Es bedeutet aber, sie dem Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen auszusetzen und dort, wo Speicher, Anlagenkombinationen oder andere Technologien effizientere Lösungen bieten, diese auch realistisch zuzulassen.

Speicher leisten zudem mehr als reine Kapazitätsabsicherung. Sie können Strompreise glätten, Preisspitzen reduzieren, erneuerbare Energien integrieren, den EEG-Förderbedarf senken, Systemdienstleistungen erbringen und Netze entlasten. Der Entwurf berücksichtigt dieses Potenzial bislang nicht ausreichend.

Der BVES empfiehlt daher, den Entwurf an zentralen Stellen nachzubessern:

- 1. Speicherdefinition technologieoffen fassen**
- 2. Langzeitkriterium flexibilisieren**
- 3. Reduktionsfaktoren sachgerecht und transparent bestimmen**
- 4. Resilienzanforderungen praxistauglich ausgestalten**
- 5. Momentanreserveanforderungen marktlich ausrichten**
- 6. Südbonus technologieoffen gestalten**
- 7. Sekundärmarkt zulassen**
- 8. Preisspitzenausgleich speichergerecht ausgestalten**

2. ALLGEMEINE ANMERKUNGEN

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) für die Möglichkeit Stellung zu nehmen. Der BVES begrüßt grundsätzlich, dass sich der Gesetzgeber um ein stabiles und sicheres System bemüht. Da der Entwurf in zentralen Teilen stark auf konventionelle Erzeugung ausgerichtet ist und die systemische Rolle von Stromspeichern sowie Anlagenkombinationen aus erneuerbarer Erzeugung und Speichern nicht ausreichend berücksichtigt, verfehlt er dieses Ziel jedoch. Versorgungssicherheit kann nicht durch eine Vorfestlegung auf einzelne Technologien gesichert werden. Maßgeblich muss sein, welche Kapazität den erforderlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit zuverlässig, kosteneffizient und systemdienlich erbringen kann.

Studien zeigen, dass Langzeit-Batteriespeicher im Zusammenspiel mit anderen Technologien einen vergleichbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können wie neue Gaskraftwerke. Studien kommen zu dem Ergebnis, dass auch Batteriespeicher mögliche Versorgungsengpässe auch über längere Zeiträume abdecken können und dass das deutsche Stromsystem keine ausschließliche Beschaffung von 10 GW neuen Gaskraftwerken benötigt. Speicher mit Speicherdauern von 10 Stunden und mehr können im modellierten Szenario einen Teil der geplanten Gaskapazität ersetzen, ohne das Versorgungssicherheitsniveau zu senken.

Dabei sollte die kosteneffizienteste Variante zur Beschaffung gesicherter Leistung immer Vorrang haben. Auch deshalb muss das Ausschreibungsdesign technologieoffen ausgestaltet werden. So weisen Speicher einen deutlich geringeren Förderbedarf als neue Gaskraftwerke auf. Im betrachteten Szenario können durch den Ersatz von 2 GW Gaskraftwerken durch äquivalente Batteriespeicher jährliche Einsparungen von bis zu 166 Mio. Euro bei gleicher Versorgungssicherheit erzielt werden.¹

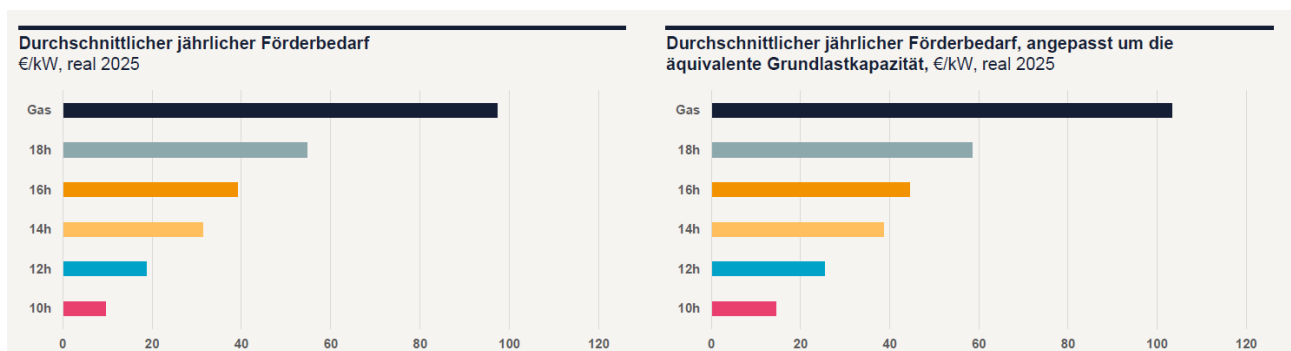


Abbildung 1: Vergleich Förderbedarf Gaskraftwerke und Batteriespeicher (Darstellung: LCP-Delta/Field, 2026)²

Das bedeutet nicht, dass auf Gaskraftwerke verzichtet werden muss. Es bedeutet aber, dass Gaskraftwerke dem Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen ausgesetzt werden sollten. Ein intelligenter Mix aus Gaskraftwerken, Stromspeichern, Anlagenkombinationen, flexiblen Lasten und weiteren steuerbaren Kapazitäten kann Versorgungssicherheit kostengünstiger bereitstellen als eine einseitige Fokussierung auf neue thermische Kraftwerkskapazitäten.

¹ [LCP Delta, Field 2026: Die Rolle von Langzeit Batteriespeichern für die Versorgungssicherheit in Deutschland](#)

² [LCP Delta, Field 2026: Die Rolle von Langzeit Batteriespeichern für die Versorgungssicherheit in Deutschland](#)

Speicher leisten mehr als reine Kapazitätsabsicherung

Stromspeicher stellen nicht nur gesicherte Leistung bereit. Sie können zusätzlich Strompreise glätten, Preisspitzen reduzieren, erneuerbare Energien besser integrieren, den EEG-Förderbedarf senken, Systemdienstleistungen erbringen und Netze entlasten. Speicher bieten damit zusätzliche Vorteile auf System-, Markt- und Netzebene bieten.

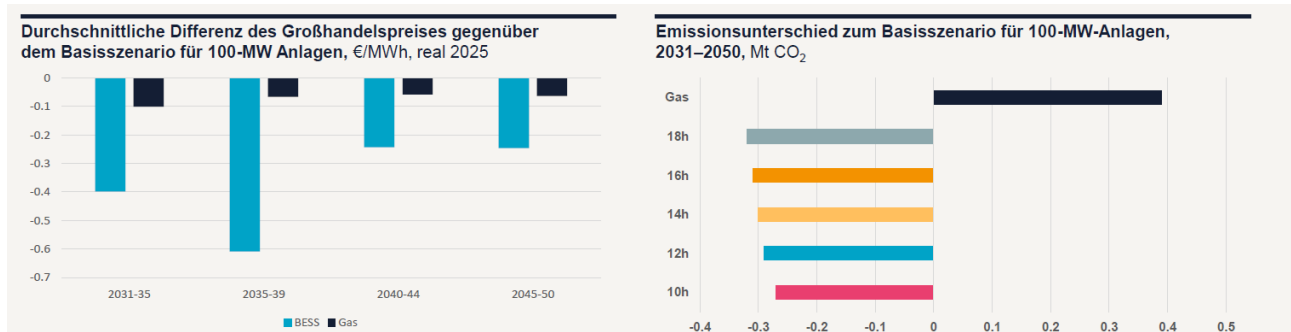


Abbildung 2: Zusätzliche positive Effekte von Speicher (Darstellung: Field/LCP-Delta 2026)³

Auch andere Studien verweisen darauf, dass schon heute durch Speicher thermische Kraftwerksleistung eingespart werden kann. Am Beispiel der Dunkelflaute vom 3. Dezember 2025 lässt sich zeigen, dass Speicher durch Laden in lastschwächeren Stunden und Entladen in Spitzenstunden die erforderliche Backup-Leistung reduzieren können.

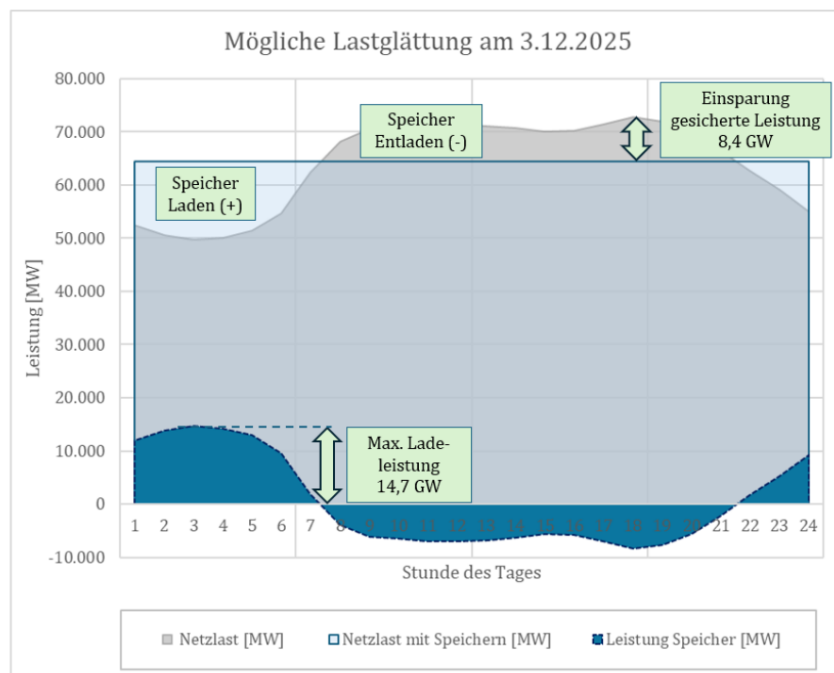


Abbildung 3: Mögliche Lastglättung durch Stromspeicher am Beispiel der Dunkelflaute am 3.12.2025 (Darstellung: RBID GmbH 2026)⁴

³ [LCP Delta, Field 2026: Die Rolle von Langzeit Batteriespeichern für die Versorgungssicherheit in Deutschland](#)

⁴ RBID GmbH 2026: Systemkostenvergleich von neuen Erdgaskraftwerken mit neuen Solar- und Windenergieanlagen an Land

DAS LANGZEITKRITERIUM DARF SPEICHER NICHT FAKTISCH AUSSCHLIEßEN

Der Entwurf setzt für die ersten Langfristkapazitäten sehr enge Kriterien. Gerade das Zusammenspiel aus 10-Stunden-Erbringungszeitraum, einstündiger Wiedererbringung, Reduktionsfaktoren, Resilienzanforderungen und Momentanreservepflicht führt dazu, dass Speicher zwar formal zugelassen aber systematisch schlechter gestellt werden. Das steht im Widerspruch zum Anspruch einer technologieoffenen und kosteneffizienten Beschaffung.

Dabei zeigen die vorliegenden Analysen, dass viele Knappheitssituationen kürzer sind als das im Entwurf angelegte Langzeitkriterium. Wie in einer Studie dargestellt, dauern 82 bis 87 Prozent der Versorgungsengpässe höchstens zehn Stunden und 44 bis 57 Prozent dauern sogar weniger als vier Stunden. Mehr als 95 Prozent der Ereignisse liegen bei einer Dauer von bis zu 16 Stunden. Das Ausschreibungsdesign sollte diesem Umständen Rechnung tragen.⁵

ANLAGENKOMBINATIONEN STÄRKER BERÜCKSICHTIGEN

Der Entwurf berücksichtigt Anlagenkombinationen aus erneuerbarer Erzeugung und Speichern nicht ausreichend. Gerade Speicher-EE-Kombinationen können einen planbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Eine isolierte Bewertung erneuerbarer Erzeugung verkennt, dass Speicher hier schon (fast) immer mitgedacht werden.

MARKTVERZERRUNGEN VERMEIDEN UND BESTANDSANLAGEN SCHÜTZEN

Ein Kapazitätsmechanismus greift immer in den Markt ein. Umso wichtiger ist, dass er bestehende marktlich finanzierte Flexibilitäten nicht verdrängt oder entwertet. Wenn geförderte Anlagen zusätzliche Erlöse erzielen können, die nicht sachgerecht abgeschöpft werden, oder wenn bestimmte Technologien durch Förderdesign und technische Anforderungen systematisch bevorzugt werden, entstehen Marktverzerrungen zulasten von Speichern und anderen Flexibilitäten.

Der Einfluss des StromVKG auf bestehende und geplante Speicherprojekte sollte daher geprüft werden. Ein Mechanismus zur Versorgungssicherheit darf nicht dazu führen, dass marktlich betriebene Speicher schlechter gestellt werden als staatlich abgesicherte Erzeugung.

DATENGRUNDLAGE: VERSORGUNGSSICHERHEITSBERICHT

Der Kapazitätsmechanismus sollte auf einer möglichst aktuellen Datengrundlage beruhen. Der Stromspeichermarkt entwickelt sich derzeit deutlich dynamischer als in vielen älteren Modellierungen angenommen. Wenn der Versorgungssicherheitsbedarf auf Annahmen beruht, die den tatsächlichen und erwartbaren Speicherzubau nur unzureichend abbilden, besteht die Gefahr einer Überbeschaffung konventioneller Kapazitäten.

Der BVES empfiehlt daher, die Ausschreibungsvolumina und zentralen Parameter vor den jeweiligen Gebotsterminen anhand aktueller Marktdaten und aktueller Speicherzubauzahlen zu überprüfen.

⁵ [LCP Delta, Field 2026: Die Rolle von Langzeit Batteriespeichern für die Versorgungssicherheit in Deutschland](#)

3. ANMERKUNGEN ZUM VORLIEGENDEN ENTWURF

3.1 ANMERKUNGEN ZU ABSCHNITT 1 - ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

3.1.1 § 2 NR. 35 – SPEICHERDEFINITION

Der BVES empfiehlt, § 2 Nr. 35 technologieoffen zu fassen. Die derzeitige Definition beschränkt „Stromspeicheranlagen“ auf Batteriespeicher, Pumpspeicher und Druckluftspeicher und greift damit zu kurz. Sie bildet weder den Stand der Speichertechnologien noch die im Energiewirtschaftsgesetz angelegte funktionale Definition von Energiespeicheranlagen vollständig ab.

Erfasst werden sollten alle Speichertechnologien, die elektrische Energie speichern oder in eine speicherbare Energieform umwandeln und zu einem späteren Zeitpunkt wieder als elektrische Energie bereitstellen können. Dazu zählen insbesondere auch Redox-Flow-Speicher sowie thermische, chemische oder sonstige Speicher mit Rückverstromungsmöglichkeit.

Maßgeblich für die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus sollte nicht die konkrete Technologiebezeichnung sein, sondern die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitzustellen. Eine zu enge Speicherdefinition schließt innovative Technologien ohne sachlichen Grund aus.

3.2 ANMERKUNGEN ZU ABSCHNITT 3 – VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE TEILNAHME AN AUSSCHREIBUNGEN

3.2.1 § 12 I.V.M. § 4 - LANGFRISTKAPAZITÄTEN

Der in § 12 Abs. 5 StromVKG vorgesehenen 10-Stunden-Erbringungszeitraum ist sehr kritisch zu bewerten. Nach dem Entwurf dürfen an den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten nur Anlagen teilnehmen, die technisch in der Lage sind, mindestens zehn aufeinanderfolgende Stunden Strom in Höhe der installierten Leistung in das Netz einzuspeisen. Für energiebegrenzte Technologien kommt zusätzlich hinzu, dass diese Anforderung jederzeit spätestens nach einer Stunde erneut erfüllt werden können muss. Damit muss eine wiederholte vollständige Erbringung in sehr kurzen Abständen durch Bietende dargestellt werden können. Warum man diesem Kriterium – wie viele andere – nur auf Speicheranlagen anwendet, erschließt sich uns nicht. Aus Sicht des BVES ist diese Ausgestaltung weder hinreichend technologieoffen noch aus Versorgungssicherheitsperspektive zwingend erforderlich.

Technisch sind zehn Stunden Speicherdauer für Batteriespeicher grundsätzlich darstellbar und auch noch längere Speicherdauern möglich. Sie führen jedoch zu deutlich steigenden Investitionskosten.

Entscheidend ist daher nicht, ob Speicher diese Anforderung theoretisch erfüllen können, sondern ob eine derart lange und kurzfristig wiederholbare Erbringung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit tatsächlich notwendig und kosteneffizient ist.

Analysen zur Rolle von Langzeit-Batteriespeichern zeigen, dass Batteriespeicher im Zusammenspiel mit anderen steuerbaren Kapazitäten mögliche Versorgungsengpässe auch über längere Zeiträume abdecken können. Zugleich wird deutlich, dass die meisten kritischen Versorgungssituationen nicht über Tage, sondern über wenige Stunden auftreten. Studien zeigen, dass 82 bis 87 Prozent der Versorgungsengpässe höchstens zehn Stunden dauern und 44 bis 57 Prozent sogar weniger als vier Stunden dauern.⁶ Daraus folgt, dass auch Anlagen mit kürzerer Erbringungsdauer einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Ein neues Gesetz, dessen Zielsetzung die Sicherung der Versorgung ist, sollte deshalb alle Technologien einbinden, die genau dies leisten können.

Ein Kapazitätsmechanismus sollte daher nicht ausschließlich auf maximale Dauerleistung optimiert werden, sondern den tatsächlichen Beitrag einer Anlage zur Versorgungssicherheit sachgerecht abbilden. Dieser Beitrag wird im StromVKG bereits über Reduktionsfaktoren berücksichtigt. Wenn darüber hinaus ein starres 10-Stunden-Kriterium sowie eine zusätzliche Wiedererfüllbarkeit binnen einer Stunde vorgesehen werden, wird dieselbe Eigenschaft energiebegrenzter Technologien mehrfach bewertet. Das führt zu einer strukturellen Benachteiligung von Speichern und läuft dem Ziel eines technologieoffenen, kosteneffizienten Kapazitätsmechanismus entgegen.

Eine Wiedererbringung innerhalb einer Stunde wird zum Teil auch durch Vorgaben zum Gradienten der Wirkleistungsänderung (Rampen) durch Netzbetreiber erschwert. Zum anderen kann aufgrund historischer Daten ein Aufladen von Stromspeichern in Dunkelflauten als Standard nachgewiesen werden. Eine Dunkelflaute zeichnet sich nicht durch absoluten Strommangel über Stunden aus, lässt in bestimmten Stunden ein Aufladen zu. So zeigen vergangene „Dunkelflauten“ der letzten Jahre, dass ein weitaus größeres Zeitfenster als eine Stunde besteht, um den Speicher wiederaufzuladen.

Technisch können Speicher dieses Kriterium trotzdem noch erbringen, wenn ihnen erlaubt würde, auch nur mit einem Teil ihrer installierten Leistung an der Ausschreibung teilzunehmen. Dies wird jedoch durch die Anforderung in Absatz 5, dass die Erbringung „in Höhe der installierten Leistung“ erfolgen muss, ausgeschlossen. Nur einen Teil der Leistung anzubieten ist dabei in fast allen anderen europäischen Kapazitätsmärkten möglich. Anderenfalls sollte zumindest die Erbringung mittels Anlagenpools deutlich vereinfacht werden. Auch ein Pool aus Energiespeichern ist denkbar, der 100 Stunden am Stück oder mehr erbringt. Dies kann nicht schlechter gestellt werden als ein Kraftwerk.

Auch marktübliche Batteriespeicher mit Erbringungsdauern von etwa zwei bis acht Stunden sowie Pumpspeicher mit typischen Erbringungsdauern von vier bis sechs Stunden würden durch die aktuelle Formulierung faktisch von den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten ausgeschlossen oder nur mit unverhältnismäßigem Mehraufwand teilnahmefähig. Damit wird das Potenzial von Speichern zur kosteneffizienten Bereitstellung gesicherter Leistung unnötig begrenzt. Gerade zu Beginn des Kapazitätsmechanismus sollten die Kriterien so ausgestaltet werden, dass ein möglichst breiter Wettbewerb unterschiedlicher Technologien ermöglicht wird.

⁶ [LCP Delta, Field 2026: Die Rolle von Langzeit Batteriespeichern für die Versorgungssicherheit in Deutschland](#)

Der BVES empfiehlt daher, den starren 10-Stunden-Erbringungszeitraum in § 12 Abs. 5 deutlich abzusenken. Sachgerecht wäre mindestens eine Reduktion auf einen Mindestzeitraum von 4h. Ergänzend sollte geprüft werden, ob Speicher mit kürzeren Erbringungsdauern über sachgerechte Reduktionsfaktoren oder differenzierte Produktsegmente teilnehmen können. Für die Versorgungssicherheit ist nicht allein die ununterbrochene Erbringungsdauer maßgeblich, sondern der gesicherte Leistungsbeitrag im Gesamtsystem.

Die zusätzliche Anforderung in § 12 Abs. 5 S. 2 StromVKG, wonach energiebegrenzte Technologien die volle 10-Stunden-Erbringung jederzeit spätestens nach einer Stunde erneut erfüllen müssen, sollte gestrichen oder jedenfalls grundlegend flexibilisiert werden. Es sollte zudem möglich sein, mit einer Anlage auch nicht in Höhe der vollen installierten Leistung zu bieten. Der Ladezustand und die tatsächliche Verfügbarkeit von Speichern sollten über Präqualifikation und Reduktionsfaktoren abgebildet werden. Bei Anlagenpools sollte zudem nicht jede Einzelanlage isoliert die Wiedererfüllbarkeit nachweisen müssen. Maßgeblich sollte vielmehr sein, ob der Anlagenpool insgesamt den zugesagten Beitrag zur Versorgungssicherheit erbringen kann.

3.2.2 § 15 I.V.M. ANLAGE 2 - RESILIENZANFORDERUNGEN

Die in § 15 vorgesehene Resilienz Anforderung ist in der vorliegenden Form zu starr, rechtlich unklar und in ihrer praktischen Wirkung nicht technologieoffen ausgestaltet. Nach § 15 Abs. 1 StromVKG müssen bei Geboten für einen Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren das jeweilige Endprodukt sowie mindestens 50 Prozent der in Anlage 2 aufgeführten wesentlichen Bauteile im Europäischen Wirtschaftsraum gefertigt werden. Wie in Anlage 2 aufgeführt, trifft dies vor allem Speicher und erneuerbare Technologien.

Brennstoffbasierte Erzeugungsanlagen, die ebenfalls in langfristigen Abhängigkeitsstruktur für den Import des Brennstoff außerhalb des europäischen Wirtschaftsraums befinden, gelten nicht die gleichen Voraussetzungen. Das Kriterium ist damit technologiediskriminierend. Zudem kommt: eine importierte Batteriezelle o.ä. kann über viele Zyklen genutzt werden, ein importierter Brennstoff muss hingegen über Jahre fortlaufend beschafft werden. Dieser Unterschied wird im Entwurf nicht sachgerecht abgebildet. Aus Sicht des BVES sollte § 15 StromVKG daher grundlegend nachgeschärft werden.

Damit besteht die erhebliche Gefahr, dass Batteriespeicher faktisch aus 15-jährigen Verpflichtungszeiträumen verdrängt oder jedenfalls deutlich verteuert werden. Dies gilt insbesondere für die bereits 2026 vorgesehenen Ausschreibungen, aber voraussichtlich auch für spätere Ausschreibungsrunden, solange europäische Fertigungskapazitäten noch nicht in ausreichendem Umfang aufgebaut sind.

Damit droht die Resilienz Anforderung ihren Zweck zu verfehlen. Anstatt klimaneutrale Technologien im europäischen Markt zu stärken, kann sie kurzfristig dazu führen, dass gerade klimafreundliche Speichertechnologien von langfristigen Kapazitätsprodukten ausgeschlossen werden. Dies wäre mit Blick auf Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz kontraproduktiv.

Der BVES empfiehlt, § 15 StromVKG und Anlage 2 so anzupassen, dass die Resilienzanforderungen technologieübergreifend, verhältnismäßig und praxistauglich ausgestaltet werden. Die 50-Prozent-Quote ist eindeutig zu definieren. Zudem sollte geprüft werden, ob Resilienzanforderungen bei 15-jährigen Verpflichtungszeiträumen für alle relevanten Erzeugungsanlagen nach vergleichbaren Maßstäben gelten müssen.

3.2.3 § 16 – ERBRINGUNG VON MOMENTANRESERVE

Der BVES teilt ausdrücklich das Ziel, die Systemstabilität im Stromsystem abzusichern und ausreichend Momentanreserve bereitzustellen. Batteriespeicher können hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, insbesondere durch schnelle Reaktionsfähigkeit, netzbildende Eigenschaften und die Bereitstellung systemstützender Leistungen. Die Ausgestaltung in § 16 StromVKG ist in der vorliegenden Form jedoch zu unflexibel, nicht sachgerecht und mit erheblichen Mehrkosten für Speicherprojekte verbunden.

Nach § 16 Abs. 1 müssen Erzeugungsanlagen bei 15-jährigen Geboten Momentanreserve auch ohne Leistungsbetrieb bereitstellen, sofern sie an die Hoch- oder Höchstspannung angeschlossen sind oder mindestens 10 MW installierte Leistung aufweisen. Zusätzlich wird eine Anlaufzeitkonstante von zwölf Sekunden bezogen auf die installierte Leistung verlangt. Für Batteriespeicher sieht § 16 Abs. 3 vor, dass die Momentanreserve aus dem Kurzzeit-Überlastbereich oder einer Überdimensionierung des Stromrichters erbracht werden muss. Anrechenbar ist jedoch nur ein Leistungswert des Stromrichters oberhalb von 130 Prozent der installierten Leistung des Batteriespeichers.

Diese Regelung führt in der Praxis zu einer systematischen Verteuerung von Batteriespeicherprojekten. Die Kombination aus einer pauschalen Anlaufzeitkonstante von zwölf Sekunden und der Anrechenbarkeit erst oberhalb von 130 Prozent Stromrichterleistung kann dazu führen, dass deutlich höhere Überbauungen erforderlich werden, als technisch, wirtschaftlich und netzseitig sinnvoll darstellbar ist. Unter aktuellen Berechnungsmaßstäben reicht eine Überdimensionierung auf 130 Prozent gerade nicht aus, um die geforderte Anlaufzeitkonstante von 12 Sekunden abzubilden. Vielmehr kann daraus ein zusätzlicher Leistungsbedarf entstehen, der nicht mehr über übliche Kurzzeit-Überlastfähigkeit abgedeckt werden kann, sondern eine erhebliche zusätzliche Stromrichterüberbauung erfordert.

Dies ist kein kosteneffizienter Weg zur Beschaffung von Momentanreserve, denn eine Wechselrichterüberbauung verursacht hohe zusätzliche Investitionskosten, ohne dass damit zwingend ein entsprechend höherer Systemnutzen verbunden ist. Hinzu kommt, dass Netzbetreiber heute an vielen Netzanschlusspunkten die zulässige Überbauung begrenzen. Eine gesetzliche Anforderung, die faktisch eine sehr weitgehende Stromrichterüberdimensionierung verlangt, kann deshalb in der Praxis mit Netzanschlussvorgaben kollidieren und Speicherprojekte zusätzlich erschweren.

Der BVES empfiehlt daher, § 16 stärker an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve und an technologiespezifischen Nachweisen auszurichten. Der Gesetzesentwurf verweist selbst darauf, dass durch die Regelung eine räumliche Übereinstimmung mit dem Verfahren zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve hergestellt werden soll. Genau dieser Marktmechanismus sollte gestärkt und nicht durch zusätzliche gesetzliche Pflichten entwertet werden. Momentanreserve sollte vorrangig dort beschafft werden, wo sie systemisch benötigt wird und kosteneffizient erbracht werden kann – und dies ist marktlich.

Die Anforderung einer Anlaufzeitkonstante von zwölf Sekunden sollte deshalb abgesenkt oder zumindest technologieadäquat flexibilisiert werden. Für Batteriespeicher erscheint eine geringere Vorgabe sachgerechter. Für Pumpspeicher ist eine Anforderung von zwölf Sekunden ebenfalls nicht sachgerecht, da diese Anforderung in der Praxis regelmäßig nicht erreichbar ist. Hier sollten technologiespezifisch realistische Werte vorgesehen werden.

Zudem sollte § 16 Abs. 3 StromVKG so angepasst werden, dass nicht erst Stromrichterleistung oberhalb von 130 Prozent anrechenbar ist. Sachgerechter wäre es, sämtliche technisch nachweisbar verfügbare Momentanreserveleistung anzurechnen, jedenfalls ab 100 Prozent der installierten Leistung. Die 130-Prozent-Schwelle kann allenfalls als eine mögliche technische Erfüllungsoption dienen, darf aber nicht als Zugangsvoraussetzung.

3.2.4 § 17 - ANFORDERUNGEN AN DIE BETRIEBSFÄHIGKEIT MIT WASSERSTOFF

Die derzeitige Formulierung, wonach ein Kraftwerk bereits dann als für den Wasserstoffbetrieb vorbereitet gilt, wenn die Fähigkeit zum Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff durch eine Änderung von Anlagenkomponenten oder des Betriebs erreicht werden kann, ist sehr weit gefasst. Damit besteht die Gefahr, dass nahezu jedes Kraftwerk als „H2-ready“ eingestuft werden kann, solange eine spätere technische Umrüstung grundsätzlich denkbar bleibt.

Für einen 15-jährigen Verpflichtungszeitraum sollte die H2-Readiness jedoch materiell belastbar nachgewiesen werden. Andernfalls entfaltet § 17 keine ausreichende Anreizwirkung für den Umstieg und führt zugleich zu einer Ungleichbehandlung gegenüber Speichertechnologien, für die der Entwurf deutlich strengere technische und Lieferkettenbezogene Anforderungen vorsieht.

3.2.5 § 18 – GRENZÜBERSCHREITENDE TEILNAHME

Andere Abschnitte des Gesetzesvorschlags beziehen sich auf deutsche Regelzonen. Dieser Paragraph sollte das im Sinne der Präzisierung der Formulierungen auch tun um keine Anlagen unbeabsichtigt auszuschließen.

3.3 ANMERKUNGEN ZU ABSCHNITT 4 - AGGREGATION, REDUZIERTER LEISTUNG, REFERENZWERT

3.3.1 §§ 23-24 FF - REDUZIERTER LEISTUNG (DERATING)

Der Ansatz des Gesetzes, dass Reduktionsfaktoren den Beitrag einer Anlage zur Versorgungssicherheit abbilden sollen ist grundsätzlich gut. Nach § 22 wird die reduzierte Leistung durch Multiplikation der gebotenen nominalen Leistung mit dem maßgeblichen Reduktionsfaktor berechnet. Für Langfristkapazitäten wird das De-Rating gesetzlich in Anlage 4 festgelegt. Aus Sicht des BVES besteht hier jedoch Nachbesserungsbedarf. Modellierungen anhand historischer Daten weisen einen wesentlich höheren Beitrag von Stromspeichern zur Versorgungssicherheit aus, als dieser gegenwärtig in den

Faktoren in Anlage 4 abgebildet wird. Grundsätzlich sollte der De-Rating-Faktor spätestens ab 8 Stunden dem eines Kraftwerkes ähneln. Unklar bleibt deshalb, warum hier sehr grobe Unterschiede zwischen Speichern und anderen Anlagen geschaffen werden.

Für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten die Faktoren nicht aus einer transparent veröffentlichten Modellierung, sondern unmittelbar aus Anlage 4. Für Speichieranlagen ist das hier vorgesehene „De-Rating“ über Reduktionsfaktoren, besonders im Kontext der Verpflichtungen nach § 12 hoch kritisch zu sehen.

Die dort festgelegten Werte führen zu einer deutlichen Schlechterstellung von Speichern gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen. Während Gas- und Dampfkraftwerke sowie sonstige Gaskraftwerke mit einem hohen Reduktionsfaktor angesetzt werden, erhalten Batterien und sonstige Speicher erst ab einer Höchsterbringungsdauer von zehn Stunden überhaupt einen Faktor – und einen deutlich niedrigeren gegenüber GuD-Anlagen. Da hier bereits das sehr scharfe Kriterium von Wiederaufladbarkeit innerhalb einer Stunde anfällt, ist nicht nachvollziehbar, warum hier wiederum eine Schlechterstellung vollzogen wird.

Die Bewertung erscheint aus Sicht des BVES übermäßig konservativ und nicht hinreichend begründet. Sie unterschätzt den tatsächlichen Beitrag moderner Speichertechnologien zur Versorgungssicherheit und verschlechtert unmittelbar deren Wettbewerbsposition in der Ausschreibung. Denn ein niedriger Reduktionsfaktor bedeutet nicht nur eine geringere vergütungsfähige Leistung, sondern erhöht zugleich den erforderlichen Anlagenzubau je vergütetem Megawatt. Damit werden Speicher wirtschaftlich doppelt belastet: Sie müssen mehr technische Leistung und Energiekapazität errichten, erhalten aber eine deutlich geringere anrechenbare Leistung.

Nicht sachgerecht ist zudem, dass die Reduktionsfaktoren bei zwölf Stunden enden. Für Speichertechnologien mit 13, 15, 24 oder deutlich mehr Stunden Höchsterbringungsdauer sieht der Entwurf keinen eigenen Reduktionsfaktor vor. Damit werden gerade Langzeitspeicher, die das Langzeitkriterium deutlich übererfüllen und für längere Knappheitssituationen besonders relevant sein können, nicht angemessen bewertet. Viele Pumpspeicher, die heute im Markt sind, könnten diese Kriterien bereits erfüllen.

Der BVES empfiehlt daher, Anlage 4 um zusätzliche Reduktionsfaktoren für längere Speicherzeiträume zu ergänzen, mindestens für 15 Stunden sowie perspektivisch für 24 Stunden und darüber hinaus. Alternativ sollte die Bundesnetzagentur ermächtigt werden, für Speicher mit nachgewiesener höherer Höchsterbringungsdauer sachgerechte Reduktionsfaktoren festzulegen.

Auch Anlagenkombinationen sollten stärker berücksichtigt werden. Gerade die Kombination aus erneuerbarer Erzeugung und Speicher kann einen planbaren, steuerbaren und systemdienlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Im europäischen Vergleich ist zudem auffällig, dass etablierte Kapazitätsmärkte Reduktionsfaktoren regelmäßig methodisch modellieren, veröffentlichen und aktualisieren. In Großbritannien und in Belgien werden Reduktionsfaktoren über Studien hergeleitet und nicht gesetzlich festgelegt. Die Praxis hat dort gezeigt, dass Stromspeicher einen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern sollen und können. Entsprechend bewerten insbesondere Belgien und Großbritannien höhere De-Rating Faktoren für

Stromspeicher. Bereits ab 7,5 Stunden leisten sie mit Kraftwerken vergleichbare Beiträge zur Versorgungssicherheit.

Aus Sicht des BVES sollten die Reduktionsfaktoren für Speicher auch für die Langzeitausschreibungen deshalb nicht gesetzlich festgeschrieben werden. Sie sollten transparent, stakeholdergestützt und auf Grundlage statistischer Modellierung bestimmt werden. Zentrale Annahmen, insbesondere zu Dunkelflauten, Wiederauflademöglichkeiten, technischen Nichtverfügbarkeiten, Wirkungsgraden und Verfügbarkeit in Stresstunden, sollten veröffentlicht werden. Nur so kann nachvollzogen werden, ob die Faktoren den tatsächlichen Beitrag von Speichern zur Versorgungssicherheit sachgerecht abbilden.

3.4 ANMERKUNGEN ZU ABSCHNITT 7 - ZUSCHLAG

3.4.1 § 50 – ZUSCHLAGSVERFAHREN (SÜDBONUS)

In § 50 Abs. 5 wird ein regionaler Zuschlag für den netztechnischen Süden vorgesehen. Der Entwurf knüpft den regionalen Zuschlag jedoch ausdrücklich nur an „Kraftwerke“ und damit an Anlagen mit Brennstoffen an. Gebote zur Bereitstellung von Kapazität durch andere Erzeugungsanlagen, insbesondere Stromspeicher, werden hiervon nicht erfasst.

Damit ist der sogenannte „Südbonus“ nicht technologieoffen ausgestaltet. Ein Speicher im netztechnischen Süden kann für Versorgungssicherheit, Systemstabilität und Netzentlastung denselben Beitrag leisten wie ein brennstoffbasiertes Kraftwerk. Aus BVES-Sicht ist eine Unterscheidung hier nicht EU-Rechtskonform.

Der BVES empfiehlt, § 50 Abs. 5 StromVKG technologieoffen zu fassen und den Begriff „Kraftwerke“ durch „Erzeugungsanlagen“ zu ersetzen.

3.4.2 §§58-62 – ÜBERTRAGBARKEIT DER KAPAZITÄTSVERPFLICHTUNG

In §§ 58–62 ist die Übertragbarkeit der Kapazitätsverpflichtung geregelt. Aus BVES Sicht ist diese zu restriktiv. Die Handelbarkeit von Kapazitätsverpflichtungen und damit die Flexibilität des Mechanismus erhöht. Die konkrete Ausgestaltung beschränkt die Übertragung jedoch erheblich. Nach § 58 ist eine Übertragung nur für den gesamten verbleibenden Verpflichtungszeitraum und frühestens ab dem nächsten Verpflichtungsjahr möglich. Zudem muss der Antrag nach § 62 Abs. 3 spätestens zwei Monate vor Beginn eines Verpflichtungsjahres gestellt werden.

Damit entsteht kein liquider Sekundärmarkt, sondern lediglich ein sehr langfristiger und bürokratischer Mechanismus. Für die praktische Absicherung von Verfügbarkeitsrisiken ist dies nicht ausreichend. Kapazitätsverpflichtete müssen in der Lage sein, Verpflichtungen auch kurzfristig abzusichern oder temporär zu übertragen, etwa bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten, Wartungen, Lieferverzögerungen oder veränderten Marktbedingungen.

Aus Sicht des BVES sollte der Sekundärmarkt daher deutlich flexibler ausgestaltet werden und nicht technologiegebunden sein. Neben der Übertragung für die gesamte Restlaufzeit sollten auch unterjährige, monatsweise, tageweise und andere Produkte ermöglicht werden. Für kurzfristige Absicherungsgeschäfte sollte eine Übertragung grundsätzlich bis spätestens eine Stunde vor der Day-Ahead-Auktion für den jeweiligen Liefertag möglich sein. Die Versorgungssicherheit wird dadurch nicht geschwächt, sondern gestärkt, weil verfügbare Kapazitäten effizienter genutzt und Ausfallrisiken marktlich abgesichert werden können.

3.5 ANMERKUNGEN ZU ABSCHNITT 10 – ZAHLUNGSANSPRÜCHE UND ZAHLUNGSVERPFLICHTUNGEN

3.5.1 § 81 - PREISSPITZENAUSGLEICH

§ 81 sorgt dafür, dass Kapazitätsanbieter bei sehr hohen Strompreisen Erlöse oberhalb eines festgelegten Schwellenwerts wieder zurückzahlen müssen. Kritisch ist jedoch, dass die konkrete Ausgestaltung vollständig an der Kostenlogik einer offenen Gasturbine ausgerichtet ist. Wie Speicher im Markt eingesetzt werden, kann damit nicht sachgerecht abgebildet werden.

Nach dem Entwurf entsteht die Zahlungspflicht in jeder Viertelstunde, in der der Spotmarktpreis den Ausübungspreis übersteigt, unabhängig davon, ob die Anlage tatsächlich Strom erzeugt. Die Höhe ergibt sich aus der gebotenen reduzierten Leistung multipliziert mit der Differenz zwischen Spotmarktpreis und Ausübungspreis.

Der Ausübungspreis wird nach Anlage 7 anhand der variablen Kosten einer offenen Gasturbine im Erdgasbetrieb berechnet. Diese Systematik passt für brennstoffbasierte Erzeugung, aber nicht für Stromspeicher. Ihre Einsatzschwelle ergibt sich vielmehr aus den Kosten des Ladestroms, Wirkungsgradverlusten, gegebenenfalls Zykluskosten sowie dem verfügbaren Marktspreid. Ein einheitlich gasbasierter Strike Price kann daher bei Speichern zu Abschöpfungen fiktiver Erlöse führen, die in der konkreten Betriebssituation gar nicht erzielt werden konnten.

Dies gilt insbesondere, wenn Speicher vor oder während Knappheitsphasen nur zu hohen Preisen laden können oder aufgrund des Ladezustands nicht in jeder Hochpreisviertelstunde vollständig einspeisen. Wird dennoch auf Basis der reduzierten Leistung abgeschöpft, unabhängig vom tatsächlichen Betrieb, entsteht ein erhebliches Erlös- und Finanzierungsrisiko. Dies kann die Teilnahme von Speichern an den Ausschreibungen deutlich unattraktiver machen und muss im Gebotswert eingepreist werden. Das Ziel einer kosteneffizienten Beschaffung gesicherter Leistung würde dadurch geschwächt.

Zugleich zeigt der Preisspitzenausgleich, dass eine zusätzliche starre Wiedererbringungspflicht innerhalb einer Stunde nicht erforderlich ist. Der Mechanismus setzt bereits einen starken wirtschaftlichen Anreiz, in Hochpreis- und Knappheitsphasen verfügbar zu sein und sich durch Lade- und Einsatzstrategien entsprechend vorzubereiten. Eine zusätzliche technische Pflicht zur jederzeitigen Wiedererbringung binnen einer Stunde führt daher zu einer Doppelbelastung von Speichern, ohne erkennbaren zusätzlichen Nutzen für die Versorgungssicherheit.

Der BVES empfiehlt daher, den Preisspitzenausgleich für Speicher angepasst auszugestalten. Entweder sollte der Ausübungspreis für Speicher um eine andere auf Speicher angepasste Logik ergänzt werden, oder es sollte zumindest sichergestellt werden, dass Speicher für Erlöse in Anspruch genommen werden, die tatsächlich nicht realisierbar waren.

;-