

## Stellungnahme

# zum Referentenentwurf des BMWi über die „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve“

Berlin, 17. Mai 2018

## Zusammenfassung

Der BDEW nimmt gerne die Gelegenheit zur Stellungnahme zum aktuellen Referentenentwurf für eine „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve“ wahr. Allerdings möchten wir an dieser Stelle erneut darauf hinweisen, dass die dazu vorgegebene überaus kurze Reaktionsfrist die Abgabe einer qualifizierten und umfassenden Stellungnahme sehr erschwert.

Aufgrund des nun vorliegenden Bescheides der Europäischen Kommission zur beihilferechtlichen Genehmigung (Bescheid vom 7. Februar 2018) kann das Gesetzgebungsverfahren zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve in Deutschland jetzt in die abschließende Phase treten. Vorausgegangen war die Diskussion von zwei Vorgänger-Entwürfen der Verordnung im Oktober 2015 und im November 2016. Beide Entwürfe wurden vom BDEW sehr umfangreich kommentiert.

Ungeachtet aller Detailkritik in der ersten und zweiten Stellungnahme des BDEW zur Kapazitätsreserve als solcher und zu den vorgelegten Verordnungsentwürfen, die wir an dieser Stelle nicht sämtlich wiederholen wollen, steht der BDEW dem vorliegenden Entwurf grundsätzlich positiv gegenüber. Er hat durch einige redaktionelle Überarbeitungen und inhaltliche Klarstellungen weiter an Lesbarkeit und Verständlichkeit gewonnen. Die energiewirtschaftliche Anschaulichkeit und Nachvollziehbarkeit hat sich dadurch verbessert.

Aus energiewirtschaftlicher und rechtlicher Sicht enthält der vorliegende Entwurf jedoch – zusammenfassend – noch immer folgende zu korrigierende Regelungen:

- Die nach wie vor drastischen Vertragsstrafen erscheinen in Teilen unverhältnismäßig.
- Die Übertragung umfänglicher Konkretisierungsbefugnisse auf die Bundesnetzagentur (BNetzA) geht für den Zweck der Verordnung, Kapazitäten als Sicherheitsreserve für die Gewährleistung der Stromversorgung gewinnen zu wollen, immer noch sehr weit und greift tief in bestehende marktwirtschaftliche Prozesse in den Energiemärkten ein.
- Virtuelle Kraftwerke sind vom Bieterverfahren ausgeschlossen, weil sie – aus Sicht der Behörden – nicht das Einsatzkriterium der vollautomatischen Aktivierung und des Abrufs erfüllen sowie das Vermarktungs- und Rückkehrverbot nicht zuverlässig einhalten können. Die Zusammenlegung der Betreiber regelbarer Lasten ist hingegen erlaubt. Diese Differenzierung ist nicht nachvollziehbar.
- Wie bereits in den vorangegangenen Entwürfen sind Speicher zwar an vielen Stellen des Verordnungsentwurfs als mögliche Akteure genannt. Von einer Teilnahme am Bieterwettbewerb bleiben sie aber auf Grund der zu erfüllenden Anforderungen (insbesondere hinsichtlich der geforderten Dauer der Funktionstests und Probeabrufe) in aller Regel ausgeschlossen.
- Die Stellung von „regelbaren Lasten“ hat sich durch neu aufgenommene Regelungen zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren verbessert, die aber in sich nicht stringent genug geregelt wurden.

- Es sollte eine Dokumentations- und Nachweispflicht für die ÜNB eingeführt werden, über die sich auch Marktteilnehmer aus dem Erzeugungsbereich in geeigneter Weise über die Zulässigkeit des Einsatzes von Kraftwerken in den verschiedenen Reservekategorien gegenüber einem möglichen Nicht-Regelenergieeinsatz informieren können.

## Vorbemerkungen

Die Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes können nach Einschätzung des Verordnungsgebers unvorhersehbare Extremsituationen, in denen zusätzliche Reserve-Kapazitäten benötigt werden, nicht mit vollständiger Sicherheit ausschließen. Dieser Ansicht ist auch der BDEW. Der bereits heute eingetretene Abbau von sogenannten konventionellen Kraftwerksüberkapazitäten im deutschen wie im europäischen Strommarkt führt unter den aktuellen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht zu einem adäquaten Ausgleich über den Markt - durch Neubau. Um die Versorgungssicherheit auch in solchen Situationen zu gewährleisten, soll gemäß der mit dem Strommarktgesetz vom 26. Juli 2016 vorgegebenen Eckpunkte eine Kapazitätsreserve eingeführt werden. Dazu hat das BMWi am 3. Mai 2018 einen erneut überarbeiteten Referentenentwurf für eine „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung - KapResV)“ vorgelegt.

Inhaltlich enthält der aktuelle Entwurf gegenüber dem im Herbst 2016 vorgelegten Referentenentwurf einige zentrale Verbesserungen:

- Mit den vorgeschlagenen Präzisierungen insbesondere für die abschaltbaren Lasten wird die Bildung der Kapazitätsreserve auf eine breitere Basis gestellt. Für die Einbeziehung virtueller Kraftwerke steht das allerdings noch aus.
- Die Rolle der Verteilernetzbetreiber wird mit Blick auf die Entwicklung einer größeren Dezentralität der Stromerzeugung in der Zukunft deutlich ausgeweitet.
- Auch der aktuelle Verordnungsentwurf sieht in einer Kapazitätsreserve ausschließlich einen Puffer zur Gewährleistung zusätzlicher Versorgungssicherheit. Es soll nicht ihre Aufgabe sein, Investitionen in neue Kapazitäten anzureizen. Dies soll auch weiterhin aus dem Strommarkt heraus erfolgen.

Grundsätzlich bewertet der BDEW den Referentenentwurf positiv. Die Ausgestaltung der Kapazitätsreserve gemäß Verordnungsentwurf ist energiewirtschaftlich nachvollziehbar und sinnvoll. Begrüßenswert sind aus Sicht des BDEW insbesondere:

- der Abrechnungspreis mit 20.000 €/MWh
- ein Rückkehrverbot für Anlagen in der Reserve in den Markt
- die wettbewerbliche Beschaffung nach einem Einheitspreisverfahren
- die Verzahnung des Beschaffungsprozesses mit der Netzreserve

Diese Punkte schützen die Marktintegrität bzw. bewahren den Markt vor weiteren Verwerfungen.

Die vorliegende Stellungnahme des BDEW reflektiert die Position der Marktteilnehmer, die eine Reserve für das Stromsystem bereitstellen könnten, und wurde ohne Mitwirken der deutschen Übertragungsnetzbetreiber angefertigt.

## **I Kernpunkte der energiewirtschaftlichen Bewertung**

Der BDEW hat seine grundsätzliche Position zur Einrichtung und zu den Regularien der Bildung einer Kapazitätsreserve bereits im Rahmen der Stellungnahmen vom 19. Oktober 2015 und vom 11. November 2016 sowie anlässlich der Konsultation der von den ÜNB vorgelegten Teilnahmevoraussetzungen und Standardbedingungen für die Ausschreibung von Kapazitätsreserven am 19. Januar 2017 dargelegt. Insoweit die damals gegebenen Hinweise und Anregungen vom Verordnungs- bzw. Gesetzgeber nicht aufgegriffen wurden und in den aktuellen Referentenentwurf nicht eingeflossen sind, soll hiermit nochmals darauf verwiesen werden. Darüber hinaus sind auch Entwicklungen und Entscheidungen auf europäischer Ebene wie das beihilferechtliche Genehmigungsverfahren (Vertragsverletzungsverfahren) zu berücksichtigen:

- Dem Vertragsverletzungsverfahren geschuldet, wurde der ursprünglich vorgesehene Umfang der Kapazitätsreserve reduziert. Mit Blick auf den beabsichtigten vollständigen Ausstieg Deutschlands aus der Nutzung der Kernenergie bis spätestens 2023 sowie auf weitere Aktivitäten zur forcierten Dekarbonisierung der deutschen Energiewirtschaft im Rahmen der Arbeit der Strukturkommission sollte der von der Europäischen Kommission aktuell zugedilligte Umfang der Kapazitätsreserve hinsichtlich seiner Angemessenheit kritisch beobachtet werden.
- Ferner unterstützt der BDEW ein hohes Umsetzungstempo der Verordnung und unterstützt die Terminfestlegung 1. Februar 2019 als ersten Abgabetermin für ein Kapazitätsgebot. Nur so kann sichergestellt werden, dass diese Kapazität noch im Winter 2018/19 einsetzbar ist. Mit Blick auf den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergienutzung ist es wichtig, noch vor dem Winter 2022/23 so viel Erfahrungen wie möglich mit dem neuen Instrument der Kapazitätsreserve zu sammeln.
- An einer wettbewerblichen Beschaffung nach einem Einheitspreisverfahren sollte unbedingt festgehalten werden, denn dieser Punkt schützt die Marktintegrität bzw. bewahrt den Markt vor weiteren Verwerfungen. Grundsätzlich muss das stark aufkeimende Bedürfnis an der zusätzlichen Bildung von verschiedenen Reservekategorien sowie der wachsende Umfang von Redispatch-Maßnahmen im Zusammenhang mit dem bestehenden Sockelbedarf an konventionellen Kraftwerken zur Abdeckung der notwendigen Netz- und Systemdienstleistungen (Must-Run-Kapazitäten) als Achtungszeichen verstanden werden: Die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen sind dringend in Richtung einer Stärkung des Wettbewerbs in allen Strommärkten zu verbessern.

- Aus Sicht der Stromerzeuger und Speicherbetreiber bedarf es daher mit Blick auf § 26 Abs.1 in Verbindung mit § 5 unbedingt einer Weiterentwicklung der Dokumentations- und Nachweispflichten durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), auf Basis derer sich auch Marktteilnehmer aus dem Erzeugungsbereich – zumindest nachträglich – über die Zulässigkeit des Einsatzes von Kraftwerken in den verschiedenen Reservekategorien gegenüber einem möglichen Nicht-Regelenergieeinsatz in geeigneter Weise informieren können. Das könnte beispielsweise durch eine anonymisierte zeitnahe Veröffentlichung der relevanten Daten auf einer allen Marktakteuren zugänglichen Informationsplattform erfolgen.
- Angesichts des Ziels des Verordnungsentwurfs, Leistungsbilanzdefizite zu vermeiden, gehen einige der pauschalen Anforderungen an die Anbieter von Kapazitätsreserve deutlich über die aus dem Ziel ableitbaren Notwendigkeiten hinaus. Dadurch reduziert sich der Kreis möglicher Anbieter; deren Kosten und die Gesamtkosten für die Allgemeinheit erhöhen sich. Zu den unnötig hohen Anforderungen zählen insbesondere:
  - Die Anforderungen an abschaltbare Lasten, wie z.B. konstante und unterbrechungsfreie Leistungsaufnahme in minutengenaue Auflösung (§ 9 (1)), sind angesichts bereits umgesetzter Lösungen bei fluktuierendem Verlauf (z. B. "als-ob-Einspeisung" bei Regelleistung) nicht haltbar.
  - Eine Ausweisung von Systemrelevanz (gemäß EnWG § 13b (2)) kann auch aufgrund eines Leistungsbilanzdefizits zur Untersagung von (vorübergehenden) Stilllegungen führen, dann besteht eine besonders weitgehende Überschneidung mit der nicht marktorientierten Beschaffung von Netzreserve. Insofern sollten angesichts der Weiterentwicklung in marktorientierten Beschaffungsstrukturen nicht unnötig hohe Anforderungen bei der Beschaffung von Kapazitätsreserve bestehen.
  - Die Verrechnung der Kosten über den Ausgleichsenergiepreis ist noch genauer regelungsbedürftig. Insbesondere sollte dabei beachtet werden, dass das symmetrische Preissystem erhalten bleibt.
- Trotz dieser vermeintlichen Besserstellung ergibt sich für die Anbieter „regelbarer Lasten“ in der Gesamtschau der §§ 9 Abs. 1 Nr. 4, 14 Abs. 6 und 15 Abs. 1 u. 2 kein hinreichend klares Bild:
  - Die wechselseitigen Verweise legen nahe, dass sowohl die 5-MW-Grenze des § 14 Abs. 6 als auch die Voraussetzung der konstanten Leistungsaufnahme in Höhe der Gebotsmenge nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 durch bis zu 20 „regelbare Lasten“ gemeinsam erfüllt werden dürfen. Davon spricht auch die Begründung zu § 15 Abs. 1. Völlig im Unklaren bleibt jedoch die technische Handhabung. Offenbar bleiben die Anlage des „Konsortiums“ einzelne Anlagen, die bei Aktivierung, Abruf usw. vom ÜNB einzeln zu adressieren sind. § 15 Abs. 1 Satz 2, auf den die Begründung nicht eingeht, erwähnt lediglich die Vertretung des Konsortiums durch „einen Bevollmächtigten als Konsortialführer“ sowie dessen Behandlung als ein-

zernen Bieter bei der Ausschreibung. Es fehlt somit eine zentrale technische Ansprechstelle für den operativen Einsatz. Eine weitere Regelungslücke besteht dann, wenn die konstante Leistungsaufnahme durch die Anlagen des Konsortiums nur zeitlich seriell gewährleistet ist. Hier ist weder eine Information an den abrufenden ÜNB über die Dauer der Abrufmöglichkeit der einzelnen Anlage noch eine Koordinierung auf Seiten des Bieters vorgesehen.

- Laut Begründung soll § 14 Abs. 6 klarstellen, „dass alle Anlagen eines Konsortiums die Anforderungen nach dieser Verordnung selbst erfüllen müssen, wenn nicht ausdrücklich etwas anderes vorgesehen ist“. Eine zentrale technische Abwicklung durch den Konsortialführer ist nicht vorgesehen.
- Ferner besteht ein Widerspruch zur zutreffenden Begründung des § 14 Abs. 6, die auf die Schwierigkeiten beim Abruf einer Vielzahl kleiner Anlagen hinweist. Im Extremfall könnte die Bereitstellung von 5 MW auf die Bündelung von 20 Anlagen á 250 kW (als Leistungskombination) oder auf 20 Anlagen á 5 MW (als Zeitkombination) hinauslaufen.
- Nach § 25 Abs. 5, der ausdrücklich auch für (die einzelnen) regelbaren Lasten gilt, muss der Betreiber der Kapazitätsreserveanlage „die Anlage in einem separaten Bilanzkreis führen, in dem ausschließlich diese Kapazitätsreserveanlage geführt wird. Die beim Einsatz der Kapazitätsreserveanlagen entstehenden Strommengen sind ausschließlich in dem jeweiligen Bilanzkreis nach Satz 1 zu führen.“ Diese Vorgabe ist verständlich für die Zuordnung von Erzeugungsanlagen, die beim Einsatz Strom erzeugen. Bei regelbaren Lasten ist das aber grundlegend anders, denn diese sind Stromverbraucher. Deshalb entstehen bei deren Einsatz keine Strommengen!
- In der Begründung zu § 15 Abs. 3 steht: „... ist erforderlich, weil die Anlagen eines Konsortiums einem separaten Kapazitätsreserve-Bilanzkreis nach § 25 Absatz 5 zugeordnet werden müssen, um sie hinreichend von den Strommärkten zu trennen.“ Diese Trennung ist aber bei regelbaren Lasten nicht möglich, denn sie beziehen immer Strom von den Strommärkten, nur eben im Falle des einen Abrufs weniger. Deshalb ist die Vorgabe zur „Führung“ in oder Zuordnung der Anlage zu einem separaten Kapazitätsreserve-Bilanzkreis verfehlt, vielmehr geht es um die Bilanzierung der durch einen Abruf entstehenden Strommengen der regelbaren Last.
- Wie schon in den vorangegangenen Entwürfen sind Speicher zwar an vielen Stellen genannt, aber in aller Regel von einer Teilnahme ausgeschlossen, weil ihre Speicherkapazität Funktionstests und Probeabrufe (§§ 29, 30) mit bis zu 12 Stunden Dauer bei voller Reserveleistung nicht zulässt. Der Ausweg wäre, „Scheiben“ mit geringerer Leistung zu vermarkten, was aber aus wirtschaftlichen und organisatorischen Gründen für den Speicherbetreiber nicht attraktiv sein dürfte.  
12 Stunden sind auch in § 27 Abs. 2 als maximaler Zeitrahmen für die Dauer eines Abrufs genannt. Abgesehen von den oben vorgestellten Einwänden sind die Kosten für

bis zu 16 Wiederbefüllungen eines Speichers kaum vorhersehbar, weil kein dementsprechender Vorrat an Wasser bzw. Pumpstrom beschafft und gelagert werden kann. Zudem fällt auf, dass die Begründung zu § 15 Abs. 1 nur „regelbare Lasten“ und Erzeugungsanlagen betrachtet und die vergleichbar verfügbarkeitsmindernde begrenzte Einsatzdauer der Speicher übersieht.

- Bezüglich der Pönalenregelungen ist auf folgendes zu verweisen:
  - Das Recht auf Nachbesserungen gemäß § 31 für Funktionsfahrten muss auf Verlangen des Bieters unverzüglich umsetzbar sein (nicht erst ab einer Frist von bis zu 6 Monaten gemäß Abs. 3), da der Bieter im Risiko steht, seinen Vergütungsanspruch zu verlieren.
  - Insgesamt sind die Regelungen sehr unübersichtlich und möglicherweise nicht vollumfänglich stimmig. Hier sollte nochmals eine Überprüfung vorgenommen werden.
  - Es gibt zwei Arten von Funktionstests, den initialen und den nachbessernden. Im vorliegenden Entwurf resultiert hieraus hinsichtlich der Regelungen keine Unterscheidung.
  - Aus § 35 Abs. 7 folgt, dass unterschiedlich lange Nachbesserungszeiträume auch zu unterschiedlichen wirtschaftlichen Folgen bei den betroffenen Bietern im Falle eine Nachbesserung führen können. Für den Betreiber bleibt es mit der vorgelegten Regelung dem Zufall überlassen, ob das verbleibende Zeitfenster beispielsweise bei einem fehlgeschlagenen Startversuch ausreicht, um „rechtzeitig zum Zeitpunkt des Bilanzungleichgewichts die volle Reserveleistung“ zur Verfügung stellen zu können und ob daraus eine Vertragsstrafe erwächst.

## II ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf konkrete Hinweise und Änderungsvorschläge:

### Zu § 2 Begriffsbestimmungen

**Nr. 5:** Die Begriffe „Speicher“ und „Wirkungsgrad“ werden im Sinne der Verordnung nicht genauer spezifiziert. Sie werden aber in dieser unpräzisen Fassung an mehreren Stellen der Verordnung verwendet. Da insbesondere der „Wirkungsgrad“ als weiteres Auswahlkriterium für Anlagen herangezogen werden soll, ist zu definieren, ob es sich um den Nennwirkungsgrad bei Nennlast oder um den jeweils aktuellen Teillastwirkungsgrad der Anlagen für die angebotenen Kapazitätsscheibe handelt. Zwischen diesen Werten können anlagentypisch große Unterschiede bestehen.

**Nr. 11:** Hier sollten die unterstrichen geschriebenen Sachverhalte ergänzt werden:

Erzeugungsanlage: Einheit zur Erzeugung von elektrischer Energie, die über einen oder mehrere Generatoren und eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptkomponenten verfügt.

Dazu müssten noch in der Begründung zu § 2, Nr. 11 ebenfalls folgende unterstrichenen Sachverhalte ergänzt werden:

Nummer 11 definiert den Begriff der Erzeugungsanlage enger als im Energiewirtschaftsgesetz. Bei Kraftwerken mit mehreren Blöcken ist jeder Block eine Erzeugungsanlage im Sinne des § 2 Nummer 11. Diese abgrenzbare Einheit eines Kraftwerks kann selbstständig elektrische Energie erzeugen und umfasst die einem Generator funktional zugeordneten Hauptkomponenten. Hauptkomponenten sind zum Beispiel Gasturbine, Dampferzeuger, Turbine oder Generator. Einheiten, die zwar über einen Generator und dem Generator zugeordnete Hauptkomponenten verfügen, jedoch nicht selbstständig elektrische Energie erzeugen können, gelten als Bestandteil der Einheit, mit der sie zusammen elektrische Energie erzeugen können. Blöcke, die aus mehreren verfahrenstechnisch zusammenhängenden Hauptkomponenten mit jeweils eigenen Generatoren bestehen und genehmigungsrechtlich einen gemeinsamen Betrieb erlauben, werden als Einheit betrachtet. Beide Besonderheiten treffen auf bestimmte Kraftwerksbauarten zu, zum Beispiel Gas- und Dampfturbinenkraftwerke und Kombikraftwerke mit gefeuertem Abhitze-Kessel. Die Definition der Anlage stellt klar, dass an der Kapazitätsreserve nur Anlagen teilnehmen dürfen, die im Bedarfsfall dauerhaft zusätzliche Wirkleistungseinspeisung zur Verfügung stellen können. Bei der Beschaffung der Kapazitätsreserve müssen sich die Gebote auf solche Einheiten eines Kraftwerks beziehen.

**Nr. 12, 14 und 15:** Die Neueinführung der Begriffe „Gebotsmenge“, „Gebotswert“ und „Kalter Zustand“ sind zu begrüßen.

### **Zu § 3 Verhältnis zu den Strommärkten, Anschlussverwendung**

Die Regelung in **Abs. 5** zu „regelbaren Lasten“ sind zu begrüßen. Dennoch wird nicht klar, auf welcher Basis sich ein Bieter bezüglich der Wahl der Erbringungszeiträume entscheiden soll: Er kennt das Ergebnis der Auktion in der nächsten Ausschreibungsrunde nicht. Darüber hinaus kann der Regulierer den Höchstpreis anpassen. Es ist daher zu überlegen, diese Regelung zu streichen.

Grundsätzlich sollten „regelbare Lasten“ eigentlich genauso wie Kraftwerke behandelt werden, die ihre Flexibilität in der Kapazitätsreserve verkaufen aber nicht mehr am Strommarkt teilnehmen dürfen. Da diese Beschränkung für regelbare Lasten und ihre Lastverringern nicht anwendbar ist, ist aus Sicht der Kraftwerksbetreiber eine Abgrenzung wie in **§ 9 Abs. 3** zu begrüßen.

### **Zu § 4 Anzeige- und Mitteilungspflichten der Betreiber**

**Abs. 4:** Die Klarstellung in **Abs. 5** „auf deren Verlangen“ ist zu begrüßen.

## Zu § 8 Ausschreibungs- und Erbringungszeitraum

**Abs. 1:** Der Gebotstermin 1. Februar 2019 für den ersten Erbringungszeitraum ist für viele Kraftwerke zu spät terminiert. Aufgrund der relativ hohen Flexibilitätsanforderungen müssen an vielen älteren Kraftwerken noch technische Nachbesserungsarbeiten durchgeführt werden. Der Zeitraum zwischen einem eventuellen Zuschlag und der Erbringung der Leistung ist jedoch dafür zu kurz. Deshalb wäre der 1. November 2018 als Gebotstermin wünschenswert. Außerdem wäre eine Frist zur Vergabe von maximal 4 Wochen zu begrüßen.

**Abs. 3:** Die Klarstellung mit Einführung des **Abs. 3** ist zu begrüßen.

## Zu § 9 Teilnahmevoraussetzungen

Die Festlegung von informationstechnischen und organisatorischen Anforderungen gilt nun für alle Kapazitätsanbieter. Das ist insofern eine Verschärfung.

**Abs. 1:** Die Anforderungen zu den Teilnahmevoraussetzungen unter Ziffer 1. bedürfen weiterer Erläuterungen (und gegebenenfalls entsprechender Klarstellungen), soweit sie eine Verbindung mit der Höchstspannungsebene „über nicht mehr als zwei Umspannungen“ verlangt:

- Für die geforderte Verbindung sollte es keinen Unterschied machen, ob „über nicht mehr als zwei Umspannungen“ die 380 kV- oder die 220 kV-Spannungsebene erreicht wird. 380 kV und 220 kV sollten daher gleichberechtigt nebeneinander stehen. Die „Umspannungen“ im Sinne dieser Regelung sollten nicht der Systematik der Netzebenen im Rahmen der Netzentgelte folgen, die schematisch wie folgt aufgebaut ist:
  - 1. Höchstspannung
  - 2. Höchstspannung mit Umspannung auf Hochspannung
  - 3. Hochspannung
  - 4. Hochspannung mit Umspannung auf Mittelspannung
  - 5. Mittelspannung
  - 6. ...
- Wäre diese Systematik zugrunde zu legen, so wäre ein Anschluss mindestens in Hochspannung zwingend notwendig. Ein Anschluss in Mittelspannung sollte hingegen ausreichen.
- Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber bleibt zu bedenken, dass insbesondere die Anforderungen bezüglich der Anfahrzeit (mit bis zu 12 Stunden) und der Leistungserhöhung (um 30 % in 15 min) die möglichen Technologien bei den Ausschreibungen unnötig einschränken.

**Abs. 2:** Die Festlegung zur gesicherten Brennstoffversorgung ist entfallen. Hier ist anzumerken, dass Gaskraftwerke in der Reserve damit hinter den Vorgaben für systemrelevante Gaskraftwerke zurückfallen. Eine Sicherung im Ernstfall ist damit nicht erreicht. Durch die Möglichkeiten zur Nachbesserung, welche für technische Fehler konzipiert ist, wird in der Praxis keine Pönale für die Gaskraftwerke anfallen. Daher ist zu überdenken, ob die Regelungen für

Pönanen ausreichen, das Funktionieren des Kapazitätsreservemodells einschließlich einer ausreichenden Brennstoffbevorratung abzusichern. Anderenfalls kann die Vorgabe zur gesicherten Brennstoffversorgung wieder aufgenommen werden.

### **Zu § 12 Höchstwert**

**Abs. 3:** Die Konditionierung der Anpassung des Höchstwertes ist zu begrüßen.

### **Zu § 13 Fristen, Bindung an Gebote**

**Abs. 3:** Die Verlängerung der Bindefrist auf drei Monate ist eine Verschärfung, die ggf. potenzielle Bieter von einem Gebot abhalten könnte.

### **Zu § 14 Gebote**

**Abs. 6:** Die Reduzierung der Gebotsmenge von 10 auf 5 Megawatt ist unbedingt zu begrüßen, weil dadurch der Kreis der Anbieter ausgeweitet wird.

### **Zu § 15 Regeln für die Zusammenlegung**

Die Regelung zur Zusammenlegung von „regelbaren Lasten“ ist zu begrüßen. Allerdings wäre in Anlehnung an die bereits ab dem 12.07.2019 vorgesehene regelzonenübergreifende Besicherung für Regelenergie eine Klarstellung bezüglich der Möglichkeit der Einführung eines regelzonenübergreifenden Poolings sachgerecht und wünschenswert. Die Kapazitätsreserve ist als ein deutschlandweites Instrument angelegt, was sich nicht auf Regelzonen bezieht. Alternativ wäre, analog zur Regelenergie, auch die Einführung einer Mindestgebotsgröße von 1 MW überlegenswert.

### **Zu § 16 Beizufügende Nachweise und Erklärungen**

**Abs. 3:** Es ist nicht klar, warum eine Anlage besser oder schlechter geeignet sein soll, wenn sie an einer anderen Spannungsebene angeschlossen ist. Diese Vorgabe sollte daher gestrichen werden.

### **Zu § 17 Prüfung und Ausschluss von Geboten und Bietern**

**Abs. 4:** Die Klarstellung des Begriffs „Dritte“ ist zu begrüßen.

## Zu § 18 Zuschlag

**Abs. 1:** Der Verweis auf Satz 2 kann nicht richtig sein: Ist Satz 1 gemeint?

**Abs. 5:** Der Begriff „Wirkungsgrad“ ist zu präzisieren (vergl. Ausführungen zu § 2): Welcher Wirkungsgrad soll genau genutzt werden...der bei Volllast, bei Mindestlast oder ein Durchschnittswert?

## Zu § 19 Nichtübertragbarkeit des Zuschlags; Rechte und Pflichten aus dem Kapazitätsreservevertrag

Bei „regelbaren Lasten“ sollte ein Wechsel der Lasten möglich sein: Dies kann bei Industrieunternehmen im Falle von Havarien, wie z.B. durch einen Brand o.ä. erforderlich werden, um der eingegangenen Verpflichtung auch unter diesen Umständen nachzukommen. Alternativ wäre eine Besicherung wünschenswert, die im Vertragszeitraum durch einen Aggregator erfolgen kann.

## Zu § 20 Vergütung (Abs. 3 bis 7 in Verbindung mit) § 25 Grundsätze

Die umfangreichen Klarstellungen sind zu begrüßen.

**Abs. 3:** Erfreulich ist, dass die Anzahl der Testfahrten/Probeabrufe auf max. 2/a beschränkt wurde.

Der vorliegende Regelungsentwurf beinhaltet jedoch für den Bieter hinsichtlich der Brennstoffkosten ein hohes Risiko. So hätte beispielsweise eine Gasturbine bei der theoretisch möglichen Abrufanzahl Brennstoffkosten von knapp 50.000 EUR/MW und a. Für Anlagen mit geringen variablen Kosten ist sie hingegen sehr vorteilhaft. Der Regelungsentwurf würde auch dazu führen, dass in **§ 35 Abs. 9** eigentlich eine ratierliche Lösung notwendig wird und der Höchstpreis möglicherweise nach oben angepasst werden müsste – insbesondere, wenn ggf. in späteren Jahren ein Risiko für ein Leistungsbilanzdefizit besteht.

Darüber hinaus ist auszuschließen, dass der ÜNB die Anlagen nicht aus einem anderen Grund als in **§ 26 Abs. 1** geschrieben aktiviert. Anderenfalls wären die variablen Kosten zu erstatten (Falls dennoch gewünscht, könnte das in **§ 20 Abs. 4 bis 7** integriert werden).

Gemäß **Abs. 4 Ziffer 4** des Entwurfs erhält der Anbieter zusätzlich zum Zuschlagswert gegen Nachweis die Kosten für Ausgleichsenergie erstattet, die im Rahmen der Bewirtschaftung des separaten Bilanzkreises entstehen. Im wirtschaftlichen Ergebnis gleichwertig, jedoch mit wesentlich geringerem Aufwand verbunden, wäre eine Zuordnung der Erzeugungseinheit zum Bilanzkreis des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers. Es ist daher zu überlegen, die Kapazitätsreserveanlage nicht dem (separaten) Bilanzkreis des Betreibers gemäß **Abs. 5** des Entwurfs, sondern einem Bilanzkreis des zuständigen Netzbetreibers zuzuordnen.

Des Weiteren regt der BDEW an, aus **Abs. 4 Ziffer 4** den Satzteil „soweit sie nicht ausdrücklich vom Anlagenbetreiber zu tragen sind“ zu streichen. Fälle von Ausgleichsenergiezahlun-

gen, die „ausdrücklich vom Anlagenbetreiber zu tragen sind“, sind nicht erkennbar. Die Regelung läuft deshalb leer und ist überflüssig. Sollte es solche Fälle geben, so sollten diese anstelle der erwähnten Formulierung ausdrücklich benannt werden.

**Abs. 5** sieht für „regelbare Lasten“ die Erstattung von Opportunitätskosten vor. Die Begründung ist insoweit falsch, als dort von der Erstattung „entgangener Erlöse aufgrund von Produktionsausfällen“ die Rede ist. Die Opportunitätskosten entsprechen betriebswirtschaftlich korrekt nur dem entgangenen Deckungsbeitrag 1, also der Differenz zwischen produktspezifischen Umsätzen und variablen Kosten. Fraglich ist allerdings schon dessen konkrete Berechnung. Wie der Nachweis durch den Anlagenbetreiber und eine Prüfung durch die ÜNB möglich sind, bleibt offen. Nochmals komplexer dürften Konsortialfälle sein. Die Kausalität zwischen der konkreten Leistungsreduzierung einer Anlage und einem bestimmten Produktionsausfall wäre genau zu belegen.

#### **Zu § 21 Teilnahme von Anlagen der Netzreserve**

**Abs. 2:** Die deutliche bilanzielle Trennung von Netz- und Kapazitätsreserve ist zu begrüßen.

#### **Zu § 25 Grundsätze**

**Abs. 3:** Die Präzisierung der Informationspflicht durch die ÜNB ist zu begrüßen.

**Abs. 4:** Die technischen Bedingungen sollten so gemildert werden, dass zumindest Kohlekraftwerke in Süddeutschland in die Kraftwerksreserve überführt werden können. Das erspart zum einen Investitionen und verhindert aus Sicht der KWK-Betreiber, dass der Gaspreis am Spotmarkt volatiler und der Sommer/Winter-Spread größer wird. Auch aus geopolitischer Sicht ist diese Maßnahme sinnvoll.

#### **Zu § 26 Aktivierung**

**Abs. 1:** Der letzte Satz ergibt keinen Sinn.

#### **Zu § 27 Abruf**

**Abs. 2:** Die Präzisierung der Abrufdauer „auf bis zu 12 Stunden“ ist zu begrüßen.

#### **Zu § 29 Funktionstest**

**Abs. 1:** Die Präzisierung der Testdauer „auf bis zu 12 Stunden“ ist zu begrüßen.

### **Zu § 30 Probeabrufe, Testfahrten**

**Abs. 1:** Die deutliche Reduzierung der maximalen Probeabrufe von „zehn“ auf „zwei“ ist **sehr** zu begrüßen.

### **Zu § 35 Zahlungspflichten bei Nichtverfügbarkeit der Anlage**

**Abs. 7:** Die Einfügung von Abs. 7 ist sehr zu begrüßen.

**Abs. 9:** Diese Regelung passt zur rein leistungsbasierten Vergabe nicht, denn für den Fall, dass ein Bieter in einem Abrufzeitraum bereits 2 erfolgreiche Abrufe gemacht hat und danach die Anlage durch einen technischen Schaden länger nicht betriebsbereit ist, entfällt die komplette Vergütung. Die bis dahin entstandenen Kosten würden dem Bieter nicht ersetzt. Daher sollte diese Pönalenregelung die gesamte Abrufzahl für Einsätze im Rahmen des Anwendungsbereiches der KapResV berücksichtigen und nicht allein auf 100% abstellen.

### **Zu § 36 Ausschluss bei höherer Gewalt**

**Abs. 1:** Die Präzisierungen sind sehr zu begrüßen.

**Abs. 3:** Die Präzisierung des Informationsweges ist sehr zu begrüßen.

### **Zu § 42 Mitwirkungspflicht der Verteilernetzbetreiber**

**Abs. 1:** Die Präzisierung der Ablehnungsgründe ist sehr zu begrüßen.

Die Mitwirkungspflicht der VNB ist aber so zu regeln, dass daraus für die Bieter kein genereller Ausschlussgrund für die Teilnahme am Bieterverfahren erwächst. Die Regelung sollte in diesem Sinne umformuliert werden.

### **Ansprechpartner:**

Dr. Jens Biet  
Telefon: +49 30 300199-1312  
jens.biet@bdew.de