

Stellungnahme

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

Berlin, 11. November 2016

Zusammenfassung

Gerne nimmt der BDEW die Gelegenheit zur Stellungnahme bezüglich des Referentenentwurfs über die „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve“ wahr. Dennoch möchten wir an dieser Stelle erneut darauf hinweisen, dass die dazu vorgegebene überaus kurze Reaktionsfrist die Abgabe einer qualifizierten und umfassenden Stellungnahme sehr erschwert.

Der vorliegende Verordnungsentwurf hat sich hinsichtlich der Lesbarkeit und Übersichtlichkeit gegenüber seinem Vorläuferdokument vom Herbst letzten Jahres deutlich verbessert und ist energiewirtschaftlich grundsätzlich sinnvoll ausgestaltet. Da allerdings die Gespräche mit der EU-Kommission über die beihilferechtliche Einordnung einer Kapazitätsreserve sowie (nach Auskunft des BMWi) die Ressortabstimmung innerhalb der Bundesregierung noch nicht abgeschlossen sind, stellt der vorliegende Entwurf nur einen Zwischenstand dar.

Der BDEW hat bereits im Herbst letzten Jahres im Rahmen der Stellungnahme vom 19. Oktober 2015 seine grundsätzliche Position zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve dargelegt. Insoweit die damals gegebenen Hinweise und Anregungen vom Verordnungs- bzw. Gesetzgeber nicht aufgegriffen wurden und in den aktuell vorliegenden Referentenentwurf eingeflossen sind, soll hiermit nochmals darauf verwiesen werden.

Aus energiewirtschaftlicher und rechtlicher Sicht enthält der vorliegende Entwurf zusammenfassend noch folgende zu klärende Aspekte:

- Angesichts des Ziels, marktorientierte Beschaffungsstrukturen bei der Bildung der Kapazitätsreserve zu stärken, enthält der vorgelegte Referentenentwurf teilweise unnötig hohe Anforderungen. So schießen die technischen Anforderungen teilweise noch immer über das Ziel hinaus.
- Die Belange von Verteilernetzbetreibern, an deren Netz die jeweiligen Kapazitätsreserveanlagen angeschlossen sind, werden nicht hinreichend berücksichtigt: Der betreffende Verteilernetzbetreiber muss in den Informations- und Abstimmungsprozess bzw. in den Prozess der Steuerung der an sein Netz angeschlossenen Flexibilitäten – und als solche sind Kapazitätsreserven zu qualifizieren – unmittelbar eingebunden sein. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der bereits in 110-kV-Netzen vorhandenen und weiter zunehmenden dezentralen Erzeugung. Die Betriebsweise der Flexibilitäten beeinflusst im jeweiligen Anschlussnetz insbesondere die Lastflüsse und die Einhaltung der übrigen Systemparameter, so dass deren Kenntnis für den Betrieb des Netzes essentiell ist.
- Die verursacherbezogene Kostenverteilung stärkt den Anreiz zur Bilanzkreistreue als zentrales Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch, sollte jedoch mit einer Übergangsregelung verbunden sein.
- Die nach wie vor drastischen Vertragsstrafen erscheinen in Teilen unverhältnismäßig.

- Die Übertragung umfänglicher Konkretisierungsbefugnisse auf die Bundesnetzagentur (BNetzA) geht für den Zweck der Verordnung, nur Kapazitäten als Sicherheitsreserve für die Gewährleistung der Stromversorgung gewinnen zu wollen, immer noch zu weit und greift sehr tief in bestehende marktwirtschaftliche Prozesse in den Energiemärkten ein.
- 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

Deutschland hat sich für die Energiewende ehrgeizige Ziele gesetzt und wird seine Energieversorgung auf Grundlage des Energiekonzeptes der Bundesregierung von 2010 und der Energiewendebeschlüsse des Deutschen Bundestages von 2011 grundlegend umbauen. Kernelement dieses Umbaus ist u. a. der Zubau von Erzeugungskapazitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien, wobei in Zukunft flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren und den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage herstellen werden.

Die Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes können nach Einschätzung des Verordnungsgebers unvorhersehbare Extremsituationen, in denen zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, nicht mit vollständiger Sicherheit ausschließen. Um die Versorgungssicherheit auch in solchen Situationen gewährleisten zu können, soll gemäß der mit dem Strommarktgesetz vom 26. Juli 2016 vorgegebenen Eckpunkte eine Kapazitätsreserve eingeführt werden. Dazu hat das BMWi am 1. November 2016 einen überarbeiteten Referentenentwurf für eine „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung - KapResV)“ vorgelegt.

Nach Auskunft des BMWi enthält der aktuelle Entwurf gegenüber dem im Herbst letzten Jahres vorgelegten und eigentlich bereits als Verordnung verabschiedeten Kabinettsentwurf einige Änderungen. Soweit es sich dabei um klarstellende oder redaktionelle Änderungen handelt, sind diese sehr zu begrüßen. Insgesamt ist der Entwurf energiewirtschaftlich grundsätzlich sinnvoll und nachvollziehbar ausgestaltet. Allerdings sind die Gespräche mit der EU-Kommission über die beihilferechtliche Einordnung einer Kapazitätsreserve noch nicht abgeschlossen und der vorliegende Entwurf innerhalb der Bundesregierung noch nicht abschließend abgestimmt. Insofern stellt der vorliegende Entwurf nur einen Zwischenstand dar, da sich im Zuge der weiteren Abstimmung der Bundesregierung mit der EU-Kommission bzw. des Verordnungsgebers mit den anderen Ressorts noch weitere Änderungen ergeben können.

Auch inhaltlich enthält der vom BMWi aktuell vorgestellte Referentenentwurf gegenüber dem Vorläuferdokument vom Herbst letzten Jahres einige zentrale Verbesserungen:

- Mit der vorgeschlagenen Einbeziehung von Speichern und abschaltbaren Lasten in die Kapazitätsreserve soll die Basis zur Bildung der Kapazitätsreserve deutlich ausgeweitet werden.
- Den Verteilernetzbetreibern weist der Referentenentwurf erstmalig konkrete Mitwirkungspflichten bei der Bildung und bei der späteren Aktivierung / dem späteren Einsatz von Kraftwerken in der Kapazitätsreserve zu.
- Die Kapazitätsreserve soll ausschließlich einen Puffer zur Gewährleistung zusätzlicher Versorgungssicherheit bereitstellen. Es soll aber nicht ihre Aufgabe sein, Investitionen in neue Kapazitäten anzureizen. Dies muss aus dem Strommarkt heraus erfolgen.
- Virtuelle Kraftwerke sind vom Bieterverfahren ausgeschlossen, weil sie nicht das Einsatzkriterium der vollautomatischen Aktivierung und des Abrufs erfüllen sowie das Vermarktungs- und Rückkehrverbot zuverlässig einhalten können.

Die vorliegende Stellungnahme des BDEW wurde unter Enthaltung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber angefertigt.

I Kernpunkte der energiewirtschaftlichen Bewertung

Der BDEW hat seine grundsätzliche Position zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve bereits im Rahmen der Stellungnahme vom 19. Oktober 2015 dargelegt. Insoweit die damals gegebenen Hinweise und Anregungen vom Verordnungs- bzw. Gesetzgeber nicht aufgegriffen wurden und in den aktuell vorliegenden Referentenentwurf eingeflossen sind, soll hiermit nochmals darauf verwiesen werden:

- Begrüßenswert sind aus Sicht des BDEW insbesondere:
 - ein Rückkehrverbot für Anlagen aus der Reserve in den Markt
 - die wettbewerbliche Beschaffung nach einem Einheitspreisverfahren

Diese Punkte schützen die Marktintegrität bzw. bewahren den Markt vor weiteren Verwerfungen. Insbesondere der hohe Abrechnungspreis und das Rückkehrverbot von Anlagen aus der Reserve sind essentiell für die Marktintegrität. Ein zu niedriger Abrechnungspreis könnte die notwendigen Preisspitzen im Markt kappen und so die ohnehin schwierige Kostendeckung von gesicherter Leistung weiter erschweren. Eine Rückkehrmöglichkeit von Kraftwerken aus der Reserve in den Markt würde jedes ohnehin schon riskante Neubauprojekt unmöglich machen. Würde beispielsweise ein Investor in Erwartung von Knappheit eine Spitzenlastanlage bauen wollen, dann würde der mögliche Wiedereintritt von bis zu 2 GW Kapazitätsreserve in den Markt den Geschäftsplan für eine Spitzenlastanlage hinfällig machen.

- Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund hat es im vergangenen Jahr eine intensive Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten gegeben. Das BMWi hatte sich im Weißbuch gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes entschieden und setzt auf eine schrittweise Weiterentwicklung der bisherigen Strommarktordnung sowie auf

die zusätzliche Einführung einer Kapazitätsreserve. Der BDEW ist nach wie vor nicht von der Nachhaltigkeit dieser Entscheidung überzeugt und hält den von BDEW und VKU entwickelten dezentralen Leistungsmarkt für das bessere Konzept. Der rasante Umbau des Erzeugungssystems in Deutschland und auch politische Entscheidungen von Nachbarländern, Kapazitätsmärkte einzuführen, erschweren die Finanzierung von gesicherter Leistung in Deutschland. Ein Level-Playing-Field für Unternehmen in Zentral-Westeuropa ist damit immer weniger gegeben. Dagegen wäre eine deutsch-französische Kooperation beim Thema Versorgungssicherheit ein geeigneter Ausgangspunkt für ein zentral-westeuropäisches / EU-weit einheitliches Marktdesign.

- Zur Begründung für den vom BMWi dennoch eingeschlagenen Weg in Richtung einer immer stärkeren Sozialisierung der Leistungsbereitstellung durch den Staat wird im Vorspann der Verordnung erneut auch auf die Erwartung einer insgesamt höheren Effizienz des Stromversorgungssystems verwiesen. Dabei wird die Tatsache übersehen, dass in einem wechselstrombasierten Versorgungssystem grundsätzlich zu keinem Zeitpunkt mehr Strom erzeugt bzw. bereitgestellt als verbraucht werden kann. Der Sachverhalt, dass in Zukunft flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Dargebot aus Wind und Sonne reagieren werden, ist daher kein Indiz für eine gesteigerte Systemeffizienz. In Anbetracht des überaus stark aufkeimenden Bedürfnisses an der zusätzlichen Bildung von verschiedenen Reservekategorien, des wachsenden Bedarfs an Redispatch-Maßnahmen und des dennoch unvermeidlichen Sockels an Must-Run-Kapazitäten darf man an der Effizienzthese berechnete Zweifel haben.
- Man könnte diese Diskussion für akademisch halten, wenn die damit ebenfalls in Verbindung stehende Aussage, den Betrieb der Kapazitätsreserve vom sonstigen wettbewerblichen Marktgeschehen abgrenzen zu können, nicht eine unmittelbar praktische Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit der am Markt agierenden Kraftwerke und Speicher hätte. Auch wenn die Kapazitätsreserve nur in wenigen außergewöhnlichen Situationen tatsächlich zum Einsatz kommen soll, so liegt die Wahrscheinlichkeit für eine Aktivierung der Reservekraftwerke schon deutlich höher. Die Kraftwerke arbeiten mit der Aktivierung aber schon in der Mindestlast (bis 50% der Nennlast) und produzieren Strom, für den andere im Markt befindliche Kraftwerke ihre Produktion reduzieren müssen. Noch höher wird die Wahrscheinlichkeit einer Aktivierung der Reservekraftwerke, sofern sie auch die Funktion der Netzreserve nach § 20 übernehmen. Insgesamt wird sich also erst im Laufe der Zeit zeigen, inwieweit sich der Wunsch der Politik, Erzeugungsanlagen in der Kapazitätsreserve tatsächlich außerhalb des Strommarktes vorhalten und bei Bedarf einsetzen zu können, in der Realität umsetzen lässt.
- 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 Reserve-

kategorien 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.

Es kann mit Bezug auf § 25 Abs. 3 in besonderen Fällen nötig sein, auftretende Bilanzungleichgewichte durch Maßnahmen nach § 13 EnWG auszugleichen. Der Standardfall sollte für die ÜNB aber sein, insbesondere bei Aktivierung über mehrere Stunden vor dem Zeitpunkt des erwarteten Leistungsdefizits ein erwartetes Bilanzungleichgewicht zunächst aus den (Intraday-)Märkten, darüber hinausgehend durch Nutzung von Regelleistung und erst danach durch Einsatz der Kapazitätsreserve zu beheben.

- Vor dem Ziel des Verordnungsentwurfs, Leistungsbilanzdefizite zu vermeiden, gehen einige der pauschalen Anforderungen an die Anbieter für 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 minutengenauer Auflösung (§ 9 (1)), sind angesichts bereits umgesetzter Lösungen bei fluktuierendem Verlauf (z. B. "als-ob-Einspeisung" bei Regelleistung) nicht haltbar.
 - Ferner ist zu berücksichtigen, dass eine Ausweisung von Systemrelevanz (gemäß EnWG § 13b (2)) auch aufgrund eines Leistungsbilanzdefizits zur Untersagung von (vorübergehenden) Stilllegungen führen kann und dann eine besonders weitgehende Überschneidung mit der nicht marktorientierten Beschaffung von Netzreserve besteht. Insofern sollten angesichts der Weiterentwicklung in marktorientierten Beschaffungsstrukturen nicht unnötig hohe Anforderungen bei der Beschaffung von Kapazitätsreserve bestehen.
 - Und schließlich ist die Verrechnung der Kosten über den Ausgleichsenergiepreis noch genauer regelungsbedürftig. Insbesondere sollte dabei beachtet werden, dass das symmetrische Preissystem erhalten bleibt.
- Die Verordnung zielt auf die Rekrutierung von solchen Kraftwerken und Speichern aus dem aktuellen Anlagenbestand für die Kapazitätsreserve ab, die aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen ansonsten vor der Stilllegungsentscheidung stünden, sofern ihnen das von der BNetzA gestattet würde. Mit der Verordnung wird diesen Anlagen nun die Möglichkeit eröffnet, keinen Stilllegungsantrag stellen zu müssen, sondern bei Zuschlag im Zuge des Ausschreibungsverfahrens für einen befristeten Zeitraum von zwei Jahren oder länger in die Kapazitätsreserve aufgenommen zu werden. Nach ihrem Einsatz in der Kapazitätsreserve müssen sie dann allerdings aus dem Markt ausscheiden, was als Sekundärwirkung zu einem Abbau von „Überkapazitäten“ führen wird. Die relativ kurze Vertragslaufzeit in Verbindung mit der Notwendigkeit der anschließenden Stilllegung des betreffenden Kraftwerks bei Erfolglosigkeit einer erneu-

ten Bewerbung sorgt für eine ständige „Verjüngung“/Erneuerung des Anlagenbestands in der bestehenden Kapazitätsreserve. Zumindest kommt dieser Nebeneffekt der Bildung einer Kapazitätsreserve der Bundesregierung energie- und klimapolitisch sicherlich nicht ungelegen.

- Kritisch anzumerken ist, dass mit der Teilnahme von abschaltbaren Lasten an der Ausschreibung von Kapazitätsreserve ein Level-Playing-Field für alle Teilnehmer nicht mehr gegeben ist. Kraftwerke dürfen nach ihrem Ausscheiden aus der Kapazitätsreserve anschließend nicht in den Markt zurückkehren, für abschaltbare Lasten gilt diese Anforderung nicht.

II ÄNDERUNGSVORSCHLÄGE

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf konkrete Hinweise und Änderungsvorschläge:

Das Ziel, auch Speicher zur Kapazitätsreserve zuzulassen, ist inhaltlich an mehreren Stellen nicht umgesetzt worden. Einige – gegenüber der vorherigen Entwurfsversion der Kapazitätsreserveverordnung unveränderten – Bestimmungen (insbesondere § 2, § 19, § 24, § 25, § 28, § 29, Details siehe unten) widersprechen diesem Ziel.

Zu § 2

Nr. 5: Der Begriff „Speicher“ wird im Sinne der Verordnung nicht genauer spezifiziert. Er wird aber in dieser unpräzisen Fassung an mehreren Stellen der Verordnung verwendet.

Nr. 6: Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber: Der Begriff ist hier weiter gefasst als sonst im Energierecht, wie beispielsweise im EEG, weil nicht auf den Anschluss an das Netz des ÜNB abgestellt wird, sondern auf ein beliebiges Netz in der Regelzone des ÜNB. Um einen divergierenden Sprachgebrauch zu vermeiden, wird vorgeschlagen, anstelle dessen den Begriff „Regelverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber“ zu verwenden (Folgeänderungen im Weiteren nicht im Einzelfall angemerkt).

Zur sachgerechten Unterscheidung zwischen Regelverantwortung und Betrieb des jeweiligen Anschluss(verteil)netzes sollte die folgende Definition aufgenommen werden:

NEU: „Nr. 6a: Anschluss-Netzbetreiber: Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage an das Stromnetz angeschlossen ist.“

Nr. 11: Hiernach ist ein Pumpspeichkraftwerk eine „Erzeugungsanlage“, unterfällt also zwei Anlagenkategorien der Nr. 5.

Die Erzeugungsanlage ist jetzt ausdrücklich blockbezogen definiert. Damit ist nicht völlig klar, ob man Kombianlagen auch als Ganzes anbieten kann, was die Sicherheit des Angebots erhöhen würde („angebotsinterne“ Besicherung).

Die strikte Beschränkung der Angebote auf eine Anlage gemäß §14 Abs. 6 schließt neue

Geschäftsmodelle wie virtuelle Kraftwerke grundsätzlich von einer Teilnahme am Ausschreibungsverfahren aus und schränkt damit die Basis für Angebote ein.

Nr. 14: Kein Speicher kann mit einer Wirkleistungseinspeisung grundsätzlich „dauerhaft betrieben werden“, sondern in Übereinstimmung mit seinem Speichervermögen nur für eine bestimmte Zeit. Besser geeignet wäre daher die folgende Wendung: „zuverlässig und stabil betrieben werden kann“.

Nr. 16: Der Begriff „Regelbare Last“ wird irreführend benutzt, da im Sinne der Verordnung nur quantifizierte Lastbeiträge abgeschaltet werden. Echte regelbare Lasten könnten dagegen Regelleistung erbringen. Der Begriff sollte daher präzisiert werden.

Nr. 18: Hier ist fraglich, ob es sich tatsächlich um Märkte für „regelbare Lasten“ handeln soll oder nicht eher „Zu- und abschaltbare Lasten“ gemeint sind.

Nr. 19. Der Verweis auf „§ 26 Absatz 3“ muss auf „§ 25 Absatz 3“ geändert werden.

Zu § 3 und allgemein zur Zulassung von „regelbaren Lasten“

Es bestehen Zweifel, ob durch Abschaltung einzelner Lasten ohne weiteres eine verlässliche Kapazitätsreserve bereitgestellt werden kann. Bei den anderen Erzeugungsanlagenarten und Speichern haben die ÜNB ständig den Zugriff auf die Einspeisewerte (§ 12 Abs. 4 EnWG). Die ÜNB können Anlagen, die ihre Einspeisung reduzieren, notfalls nach § 13a EnWG anweisen, ihre Einspeisung zu ändern. Bei den Lasten fehlt (bisher) eine umfassende Kontrollmöglichkeit des Gesamtverhaltens.

Die Regelung in **Abs. 3 Nr. 1** zu „regelbaren Lasten“ ist zu vage und praxisuntauglich.

Es ist offen, was mit der Wendung „die elektrische Energie“ gemeint ist, die über Termingeschäfte zu beschaffen ist. Die Begründung stellt auf den Strombedarf der regelbaren Lasten in der Kapazitätsreserve ab.

Angenommen, es sind 10 MW Reservekapazität aus einer Anlage in Form einer „regelbaren Last“ kontrahiert, die 20 MW verbraucht. Fraglich ist dann, ob 10 oder 20 MW Baseload für den Erbringungszeitraum zu beschaffen sind. Im Verordnungstext muss zum Ausdruck kommen, dass hier 20 MW Baseload physisch vorab zu beschaffen sind. Freilich greift dies zu kurz, wenn am selben Ort noch andere Verbrauchseinrichtungen desselben Betreibers vorhanden sind, für die er die benötigten Mengen kurzfristig beschaffen kann.

Umfassend gedacht, müsste das physische Termingeschäft den gesamten Bedarf des Verbrauchers, zu dem die „regelbare“ Last gehört, decken. Denn andernfalls ist nicht auszuschließen, dass andere Verbrauchseinrichtungen desselben Betreibers aktiviert werden, was den Effekt der Lastabschaltung konterkarieren würde. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 5 beschränkt sich der Nachweis der Leistungsaufnahme aber allein auf die „regelbaren Lasten“. Es fehlt daher in der Verordnung ein Verbot dafür, die Vorhaltung einer „regelbaren Last“ zwar anzubieten, seinen Strombezug in anderen Verbrauchseinrichtungen aber zu erhöhen.

In einem zunehmend durch dezentrale Erzeugung und andere Flexibilitäten geprägten Netz benötigt insbesondere auch der Verteilernetzbetreiber für Anlagen, die an seinem Netz ange-

geschlossen sind, Informationen über die vorgesehene Betriebsweise der Anlagen. Das gilt insbesondere auch für Anlagen der Kapazitätsreserve. Nur so kann er den sicheren und zuverlässigen Betrieb seines Netzes und die Einhaltung der Grenzwerte gewährleisten. Insofern sind Informations- bzw. Abstimmungsverpflichtungen an verschiedenen Stellen der Verordnung auf den Anschluss-Netzbetreiber auszudehnen.

So ist Satz 3 wie folgt zu fassen:

„Der Betreiber einer Kapazitätsreserveanlage muss geplante Anfahrvorgänge nach Satz 2 dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber sowie dem Anschluss-Netzbetreiber unverzüglich mitteilen.“

Satz 4 sollte wie folgt ergänzt werden:

„...; soll die Anlage außerhalb eines nach § 41 eingeschränkten Betriebsbereiches betrieben werden, ist der Vorgang mit dem Anschluss-Netzbetreiber abzustimmen.“

Zu § 4

Abs. 4 ist im Sinne einer geeigneten Einbindung des Anschluss-Netzbetreibers wie folgt anzupassen, um auch in Verteilernetzen einen sicheren Netzbetrieb und Planungssicherheit zu gewährleisten:

„...den Übertragungsnetzbetreibern und den Anschluss-Netzbetreibern unverzüglich...“

„...die Übertragungsnetze Netze sicher...“

Zu § 5

Zur Klarstellung sollte es am Ende von **Abs. 1** heißen: „abschaltbarer Lasten im Sinne von § 13 Abs. 6 EnWG.“

Zu § 9

An keiner Stelle ist in Abs. 1 oder an anderer geeigneter Stelle vermerkt, auf welchen Zeitraum der Erfüllung im Einzelfall sich ein Anbieter einzurichten hat. Es gibt lediglich den Verweis auf einen 12-Stunden-Zeitraum im Rahmen des Funktionstests und des Probeabrufs, der aber Speicher und wahrscheinlich auch abschaltbare Lasten von der Teilnahme an der Kapazitätsreserve ausschließt (s. Ausführungen zu §§ 28 und 29).

In **Abs. 1 Nr. 2** ist die Formulierung „aus dem kalten Zustand“ verfehlt, da dies für Speicher nicht zutrifft. Besser wäre hier die Streichung der Worte „und Speicher“.

Abs. 1 Nr. 4: Gemäß der Überarbeitung des VO-Entwurfs sollen Neubauvorhaben ausdrücklich nicht mehr angereizt werden. Damit wird der Bieterkreis, der die Anforderungen nach § 9 (1) 4. Punkt erfüllen kann, auf eine bestimmte Technologie beschränkt. Hier würden weniger hohe Rampen-Anforderungen von z.B. unter 20 Prozent innerhalb von 15 min den Bieterkreis erhöhen und eine größere Technologieoffenheit abbilden.

In **Abs. 1 Nr. 5** fehlt nach „in Höhe der“ ein Leistungsbegriff (vermutlich: „angebotenen Reserveleistung“).

Abs. 1 Satz 2 ist inhaltlich nur auf Satz 1 Nr. 3 anwendbar; die übrigen Nummern sind bereits konkret. Die Vorschrift dürfte daher so zu verstehen sein, dass auch Abänderungen möglich sind. Dagegen steht nur die Begründung. Vorschlag: klare Begrenzung der Konkretisierungsbefugnis auf Satz 1 Nr. 3.

Abs. 2 Nr. 1: In der Begründung zu § 9 Abs. 2 Nr. 1 muss klargestellt werden, dass nicht nur „nicht unterbrechbare“ sondern auch „unterbrechbare“ Gasausspeisekapazitäten eine sichere Brennstoffversorgung darstellen, um den Teilnehmerkreis für eine Kapazitätsreserveauktion möglichst groß zu gestalten. Deshalb sollte in die Begründung zu Abs. 2 Nr. 1 auch explizit die „unterbrechbare Gasausspeisekapazität“ aufgenommen werden. Bislang sind dort nur nicht unterbrechbare Kapazitäten erwähnt. Um auch in diesem Fall die erforderliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss sichergestellt werden, dass der Gasfernleitungsnetzbetreiber ein Kraftwerk der Kapazitätsreserve analog zu systemrelevanten Kraftwerken vorrangig behandelt und weiter mit Gas beliefert.

Zu § 10

Laut § 10 müssen vom Bieter bereits im Vorfeld der Gebotsabgabe enorme finanzielle Aufwendungen für die Hinterlegung von Sicherheitsleistungen erbracht werden. Diese sollen vor Gebotsabgabe 15 % des Höchstwertes nach § 10 (2) (Erstsicherung) betragen. Nach Bezuschlagung sollen diese (Zweitsicherung) 20 % des Gebots mindestens jedoch 10 % der Zahlungen für den gesamten Erbringungszeitraum betragen. Derartige Sicherheitsleistungen sind nicht marktüblich. Sie implizieren eine hohe Kapitalbindung, die sich auch in der Höhe des Gebotspreises widerspiegeln würde.

Für Bestandsanlagen wird daher eine deutlich geringere Erstsicherung von 1 % und eine Zweitsicherung von 10 % der Vergütung eines Jahres für die Vorhaltung der Reserve für angemessen und zweckmäßig gehalten.

Nach **Abs. 3** wäre eine Barsicherheit nur zulässig, wenn die ÜNB sie aktiv vorsehen. Diese Möglichkeit sollte aber immer bestehen.

Eine vergleichbare Regelung wie in § 10 Abs. 3 Satz 4 ist im EEG 2017 nicht vorgesehen (§ 31 EEG 2017) und sollte aus der Kapazitätsreserveverordnung gestrichen oder vom Verordnungsgeber abschließend geregelt werden.

Zu § 11

Falscher Verweis in **Abs. 2 Nr. 9** auf § 40.

Zu § 15

Nr. 5: Die Verordnung kann in der vorliegenden Formulierung keine Netzausbaupflichten statuieren, die im Widerspruch zu den Vorgaben des § 11 Abs. 2 EnWG (Spitzenkappung) stehen. Die Regelungen zum Einspeisevorrang nach § 11 Abs. 1 EEG 2014/2017 sowie § 3 Abs. 1 KWKG 2016 sind ebenfalls zu beachten.

Es ist zu ergänzen: „Anstelle der Bestätigung kann eine eingeschränkte Bestätigung nach § 41 Satz 4 ausgestellt werden.“ (vgl. Hinweise zu § 41).

Zu § 19

Die Bestimmungen der **Absätze 4 und 6 Nr. 1** tragen den Besonderheiten von Speichern nicht Rechnung, benachteiligen sie und schließen sie so möglicherweise von der erfolgreichen Teilnahme aus, denn

- **Abs. 4** schließt eine gesonderte Kostenerstattung für Funktionstests auch für Speicher aus. Soweit man die Kosten der Speicherfüllung den Brennstoffkosten anderer Erzeugungsanlagen gleichstellt, treten jedoch zusätzliche Kosten der Speicher für Netznutzungsentgelte auf. Diese zusätzlichen Kosten der Speicher müssten erstattet werden, um eine spezifische Benachteiligung von Speichern zu vermeiden.
- in **Abs. 6 Nr. 1** müssen die speicherspezifischen Kostenarten – insbesondere Speicherbefüllung und Netznutzungsentgelte – ergänzt werden.
- **Abs. 6 Nr. 3:** Entsprechend der Ergänzung in § 9 Abs. 2 Nr. 1 sollte auch in § 19 Abs. 6 Nr. 3 (Kostenerstattung) klargestellt werden, dass auch abgesicherte „unterbrechbare Gasausspeisekapazitäten“ erfasst sind.

Zu § 24

Nicht erwähnt ist in **Abs. 5** die Behandlung der für die Wirkleistungseinspeisung von Speichern nötigen Strommengen (Speicherfüllung).

NEU: Als § 24a wird folgender Vorschlag eingebracht:

Eine Verpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers zur Abstimmung mit den Anschluss-Netzbetreibern ist insbesondere in den Fällen erforderlich, in denen aufgrund von Einschränkungen aus § 11 Abs. 2 EnWG (Spitzenkappung) sowie den Regelungen zum Einspeisevorrang nach § 11 Abs. 1 EEG 2014/2017 und § 3 Abs. 1 KWKG 2016 eine uneingeschränkte Bestätigung nach § 15 Ziffer 5 durch den Anschluss-Netzbetreiber nicht besteht.

Generell ist für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes des Anschluss-Netzbetreibers eine Information über geplante Maßnahmen erforderlich.

Als § 24 a ist daher die gestrichene Regelung in modifizierter Form wieder aufzunehmen:

„Der jeweilige Anschluss-Netzbetreiber ist durch den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich über Aktivierung, Abruf, Funktionstest und Probeabrufe bei Kapazitätsreserveanlagen zu informieren.

Sofern die Anlage außerhalb eines nach § 41 beschränkten Betriebsbereiches betrieben werden soll, stimmt sich der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber mit dem Anschluss-Netzbetreiber über Aktivierung, Abruf, Funktionstest und Probeabrufe ab.“

Zu § 25

Im letzten Satz von **§ 25 Abs. 1** („Strombörse im Sinne von Satz 1 ist die European Power Exchange Societas Europaea.“) sowie in den Anmerkungen auf den Seiten 67, 70, 72 sollte die namentliche Erwähnung von EPEX Spot SE gestrichen bzw. durch eine neutrale Formulierung wie „eine relevante Strombörse“ ersetzt werden. Anderenfalls würde die Verordnung ein privatwirtschaftliches Unternehmen, das mit anderen privatwirtschaftlichen Unternehmen im Wettbewerb steht, durch eine namentliche Nennung privilegieren.

Zu § 26

Die vermeintliche Klarstellung in §5 Abs. 1, wonach die Reserveleistung der KapResV nicht auf den Umfang für die vorzuhaltende Regelenergie oder abschaltbare Lasten angerechnet werden darf, wird ausgehebelt, wenn nach **§ 26 Abs. 1** bei ihrer Abrufung gemäß § 13 Abs. 1 Nummer 1 und 2 EnWG und für Außenstehende nicht überprüfbar doch anders verfahren werden darf.

Mit Blick auf **Abs. 3** sollte innerhalb Deutschlands ein einheitlicher Prozess für den Datenaustausch geschaffen werden. Dies kann durch eine Branchenlösung oder durch eine Festlegung geschehen. Eine Beschränkung des Prozesses auf die jeweilige Regelzone ist dagegen abzulehnen.

Zu § 27

Abs. 1 Satz 1: In der vorliegenden Formulierung ist nicht berücksichtigt, dass eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung nicht jederzeit, sondern erst nach vorangegangener Aktivierung und nach Ablauf der Anfahrzeit erwartet werden kann. Insofern ist Satz 1 anzupassen, da die Nichteinhaltung der Anforderungen aus § 27 Abs. 1 gem. § 34 Abs. 6 eine Vertragsstrafe nach sich zieht.

Zu § 28

Die 12-Stunden-Mindestanforderung für den Funktionstest in **Abs. 1 Satz 2** schließt so gut wie alle Speicher, aber auch abschaltbare Lasten von der Teilnahme an der Kapazitätsreserve aus. Nach § 16 Abs. 4 Nr. 2 müssten die ÜNB deren Gebote bereits als unzulässig ausschließen. Hier muss für Speicher eine spezifische Regelung gefunden werden.

Vorschlag: „Für Speicher ist der Abruf der vollständigen Reserveleistung auf die Dauer begrenzt, die sich aus dem Füllstand des Speichers unmittelbar vor dem Funktionstest ergibt.“

Zu § 29

Die 12-Stunden-Mindestanforderung für den Probeabruf in **Abs. 1 Satz 1** schließt alle Speicher, aber auch abschaltbare Lasten, von der Teilnahme an der Kapazitätsreserve aus. Hier muss für Speicher eine spezifische Regelung gelten. Vorschlag: „Für Speicher ist der Abruf der vollständigen Reserveleistung auf die Dauer zu begrenzen, die sich aus dem Füllstand des Speichers unmittelbar vor dem Probeabruf ergibt.“

Analog zu § 3 Absatz 1 ist Absatz 3 wie folgt zu ergänzen:

„Der jeweilige Anschluss-Netzbetreiber ist durch den Betreiber der Kapazitätsreserveanlage unverzüglich über die Durchführung der Testfahrt zu informieren.“

Sofern die Anlage außerhalb eines nach § 41 beschränkten Betriebsbereiches betrieben werden soll, informiert der Betreiber der Kapazitätsreserveanlage auch den Anschluss-Netzbetreiber.“

Zu § 32

Abs. 2: Bei der Abrechnung der Kapazitätsreserve für den Fall des Einsatzes sollen nach wie vor die dann unterdeckten Bilanzkreise mit Ausgleichsenergiekosten in Höhe des „Zweifachen des technischen Preislimits im kontinuierlichen untertägigen Stromhandel an der EPEX Spot SE“ belastet werden. Überdeckte Bilanzkreise erhalten jedoch nur den unter Normalbedingungen berechneten Ausgleichsenergiepreis. Hier stellt sich die Frage, welche Folgen dies für Bilanzkreise haben kann, die nicht exakt ihren aktuellen Saldo kennen (z. B. Vertriebsbilanzkreise) und ob das bedeutet, dass Bilanzkreise in eine systematische Überdeckung zu den Zeiten, in denen die Kapazitätsreserve aktiviert ist, gezwungen werden.

Zu § 34

Die Vertragsstrafen nach § 34 sind weiterhin hoch, da gleichzeitig gemäß § 18 eine Übertragbarkeit der Absicherung auf andere Kraftwerke ausgeschlossen wird. Die Marktteilnehmer werden dieses hohe Risiko mit entsprechenden Risikoprämien in ihre Gebote einpreisen. Um die Kosten für die Endkunden möglichst gering zu halten, sollte hier noch einmal geprüft werden, Besicherungen zuzulassen oder die Vertragsstrafen zu reduzieren. Ein Festhalten an den genannten Voraussetzungen wird die Attraktivität des Produktes mindern.

Zu § 35

Abs. 2 Nr. 1: Für den Fall, dass eine für den Betrieb erforderliche Genehmigung vorhanden ist, aber z.B. von einem Dritten angefochten wird, sollte die Vertragsstrafe erst dann anfallen, wenn rechtsverbindlich geklärt ist, dass die angefochtene Genehmigung keinen Bestand hat. Im Stadium davor wäre es ungerecht, wenn die Strafe schon anfiel. Im Rechtsstreit kann der Anlagenbetreiber die Genehmigung verteidigen und somit noch Recht zugesprochen bekommen. In den Verordnungstext sollte daher in § 35 Abs. 2 Nr. 1 ein "endgültig" eingefügt werden.

Zu § 41

§ 41 bezieht sich auf § 15 Nummer 5, nicht aber auf § 15 Nummer 6.

Inhaltlich ist darauf hinzuweisen, dass zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs die betreffenden Verteilernetzbetreiber in alle geplanten Aktivitäten in ihren Netzen rechtzeitig mit einbezogen werden müssen, sofern die Anlagen zur Kapazitätsreserve am 110-kV-Netz angeschlossen sind.

Die Verordnung kann keine Netzausbaupflichten statuieren, die im Widerspruch zu den Vorgaben des EnWG (Spitzenkappung) stehen. Für den Fall, dass nachträglich aufgrund von gesetzlichen Vorrangregelungen nach EEG und KWKG die Zusage nach § 15 Ziffer 5 nicht mehr eingehalten werden kann, ist eine Informationspflicht vorzusehen. Im Übrigen ist eine Ausbaupflicht des Netzbetreibers für Anlagen, die absehbar vom Netz gehen, nicht zu rechtfertigen.

§ 41 ist daher nach Satz 2 wie folgt zu ergänzen:

„Eine Ausbaupflichtung besteht nicht, wenn der Netzbetreiber seine Kapazitätsplanung nach § 11 Abs. 2 EnWG durchführt und dies ordnungsgemäß bekannt gemacht hat. In diesem Fall erteilt der Verteilernetzbetreiber eine eingeschränkte Bestätigung.“

Für den Fall, dass aufgrund des Einspeisevorrangs nach § 11 Abs. 1 EEG 2014/2017 sowie § 3 Abs. 1 KWKG 2016 die nach § 15 Nr. 5 bestätigte Kapazität nicht mehr uneingeschränkt zur Verfügung steht, hat der Verteilernetzbetreiber den Betreiber der Anlage und den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich im Voraus zu informieren.“