

zum

Referentenentwurf zur Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV)

19. Oktober 2015

Zusammenfassung

Der Referentenentwurf der Kapazitätsreserveverordnung setzt die in §13d des Energiewirtschaftsgesetzes (in der Fassung des Gesetzentwurfes zum Strommarktgesetz) enthaltene Verordnungsermächtigung zum Kapazitätssegment der Kapazitäts- und Klimareserve um und enthält Regelungen zum Teilnehmerkreis, zur Beschaffung und zum Einsatz der Kapazitätsreserve sowie zur Kostentragung. Angesichts der derzeit bestehenden Überkapazitäten hält VIK die Einführung einer Kapazitätsreserve zum jetzigen Zeitpunkt nicht für erforderlich. Da sie offenbar dennoch eingeführt werden soll, sollte darauf geachtet werden, dass sie nicht überdimensioniert wird und Beschaffung und Einsatz nach wettbewerblichen Kriterien erfolgen und kosteneffizient ausgestaltet werden. Daher sollte der Teilnehmerkreis im Rahmen des technisch Erforderlichen möglichst weit gezogen werden.

Grundsätzliches – die wichtigsten Punkte

Aus Sicht des VIK ist eine Kapazitätsreserve zum jetzigen Zeitpunkt nicht erforderlich. Derzeit bestehen ausreichend Überkapazitäten, um die Versorgung zu sichern. Darüber hinaus sichern eine Vielzahl von Unternehmen schon heute Versorgungssicherheit mit eigenen Erzeugungsanlagen oder mit langfristig vertraglich gesicherten Erzeugungskapazitäten ab. Eine zusätzliche Reserve würde daher lediglich zu zusätzlichen Kostenbelastungen führen, ohne einen positiven Zusatznutzen für die Versorgungssicherheit mit sich zu bringen.

Die im Referentenentwurf der KapResV vorgesehene wettbewerbliche Ausgestaltung der Beschaffung ist grundsätzlich zu begrüßen. Die Teilnahmebedingungen sollten jedoch offener ausgestaltet werden, um auch kleineren Anlagen ebenso die Teilnahme zu ermöglichen wie solchen Anlagen, die mittelbar in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen (d.h. in geschlossenen Verteilnetzen oder Kundenanlagen angeschlossen sind). Dies würde wettbewerbsverstärkend und damit kostendämpfend wirken.

Bei einem möglichen Einsatz von Kapazitätsreserveanlagen sollte darauf geachtet werden, dass immer nur ein notwendiges Volumen an Reserve aktiviert bzw. abgerufen wird, so dass ein kostenträchtiges „Zuviel“ an Reserveeinsatz vermieden und der erforderliche Redispatch von im Strommarkt befindlichen Anlagen möglichst eingeschränkt wird.

Im Hinblick auf die Kostenerstattung ist zu begrüßen, dass die Vergütung für die Vorhaltung wettbewerblich ermittelt wird. Die Kostenerstattung im Fall eines Abrufs sollte einer behördlichen Kontrolle unterliegen.

Kommentierung im Einzelnen

- *Vorlaufzeit (§7 Abs. 1)*

Der in §7 Abs. 1 vorgegebenen Zeitrahmen zwischen Ausschreibung und Beginn des Erbringungszeitraums erscheint mit zwei bzw. ab 2018 mit 3,5 Jahren sehr lang. Kraftwerke, die aufgrund unternehmerischer Entscheidungen kurzfristiger (etwa mit Vorlaufzeiten von einigen Monaten bis zu einem Jahr) Kapazitätsreserve anbieten möchten, müssten das Kraftwerk noch deutlich länger betreiben, um nach der Ausschreibung an der Kapazitätsreserve teilnehmen zu können.

- *Einbezug von neu zu errichtenden Kraftwerken (§7 Abs.2)*

Die Verordnung sieht vor, dass im Rahmen des Kapazitätssegments der Kapazitätsreserve auch neu zu errichtende Anlagen berücksichtigt werden sollen. Dies stellt sich angesichts der bestehenden Überkapazitäten als problematisch dar (vgl. auch die oben stehenden grundsätzlichen Anmerkungen). Die Regelung steht darüber hinaus auch im Widerspruch zur erklärten Absicht, dass Investitionen in neue Kapazitäten nicht über die Kapazitätsreserve, sondern über den weiterentwickelten Strommarkt selbst angereizt werden sollen (vgl. Verordnungsbegründung). Werden Investitionen in neu zu errichtende Kraftwerke im Rahmen der Kapazitätsreserve angereizt, kann dies zu einer Verzerrung der Investitionssignale des Strommarktes führen: Sollten dort die Investitionssignale als nicht ausreichend erachtet werden, würden Investoren in die Kapazitätsreserve ausweichen, etwa weil dort die Vergütung als höher angesehen wird. Das wiederum würde verhindern, dass die gewollte Lösung (Investitionsanreize über den Strommarkt) gerade nicht zustande käme und im Zeitablauf eine Ausweitung des Umfangs der Reserve zur Folge hätte. Damit würde letztlich der Einstieg in einen umfangreichen Kapazitätsmechanismus geschaffen. Aus diesem Grund sollten neu, d.h. ausschließlich für Reservezwecke zu errichtende Kraftwerke nicht in der Ausschreibung der Kapazitätsreserve berücksichtigt werden.

- *Teilnahmevoraussetzungen (§ 8 Abs. 1)*

§8 legt die technischen Voraussetzungen für die Teilnahme an der Kapazitätsreserve fest. Hier werden u.a. ein Anschluss an die Spannungsebene von 110 kV oder höher sowie der Anschluss an ein Netz der allgemeinen Versorgung gefordert. Beides scheint nicht erforderlich und führt dazu, dass der Kreis der teilnehmenden Anlagen verkleinert wird, was eine Verringerung der Wettbewerbsintensität und damit tendenziell höhere Kosten zur Folge hat. Auch Kraftwerke unterhalb der 110-kV-Ebene können einen Beitrag zur Sicherstellung der Erzeugungskapazität leisten, wie dies am Beispiel der Regelenergie-

märkte deutlich wird. Gleiches gilt für Kraftwerke, die in geschlossenen Verteilernetzen oder Kundenanlagen angeschlossen sind, sofern sie mittelbar ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Daher sollten diese einschränkende Vorgaben in §8 Abs. 1 Nr. 1 gestrichen werden. Zumindest sollte im Rahmen einer kurzfristigen Evaluierung eine entsprechende Lockerung dieser restriktiven Vorgaben geprüft werden.

- *Festlegung der Anforderungen zur Teilnahme durch die ÜNB (§8 Abs. 2)*

§8 Abs. 2 sieht vor, dass die ÜNB zusätzliche Anforderungen zur Teilnahme festlegen. Die hierbei vorgesehene „Abstimmung“ mit der BNetzA sollte dahingehend verschärft werden, dass die BNetzA diese Anforderungen, ggf. auf Vorschlag der ÜNB, nach erfolgter Marktkonsultation festlegt. Da diese Anforderungen erheblichen Einfluss auf den Umfang des Kreises der Teilnehmer haben und damit die Wettbewerbsintensität und die resultierenden Kosten stark beeinflussen, scheint es sinnvoll, diese zusätzlichen Teilnahmekriterien behördlich bestimmen zu lassen.

- *Sicherheitsleistung (§9)*

Die Hinterlegung von Sicherheiten (Erst- und Zweitsicherheiten) in der vorgeschlagenen Höhe von 15 % des nach §11 bestimmten Höchstwerts (12.000 Euro pro MW und Jahr) für die Erstsicherheit und nochmals mindestens 12,5 % der im gesamten Erbringungszeitraum erzielbaren Vergütung für die Zweitsicherheit, schließt sicherlich viele potenzielle Anbieter aus. Diese sehr hohen Sicherheitsleistungen binden u.a. in Industrieunternehmen viel Kapital, was dem eigentlichen Kerngeschäft entzogen würde.

- *Gebotsgröße (§13 Abs. 5)*

Die Mindestgebotsgröße wird auf 100 MW festgelegt und darf nur aus einer Anlage erbracht werden. Damit sind lediglich Kraftwerksblöcke mit mindestens 100 MW teilnahmeberechtigt. Dies schränkt den Teilnehmerkreis von vornherein ein. Auch kleinere Kraftwerksblöcke können den erforderlichen Kapazitätsbeitrag leisten. Die Teilnahme kleinerer Einheiten kann verhindern, dass im Rahmen der Ausschreibung das ausgeschriebene Kapazitätswolumen deutlich überschritten wird, wenn etwa das letzte bezuschlagte und nicht teilbare Angebot deutlich über die Grenze des ausgeschriebenen Gesamtvolumens hinausgeht. Im Rahmen der Regelenergiemärkte hat sich zudem gezeigt, dass Kraftwerksblöcke und Gebote deutlich unterhalb der Grenze von 100 MW in der operativen Abwicklung durchaus ohne Probleme handhabbar sind, auch in Fällen, in denen die Regelenergie weitgehend ausgeschöpft wird und die daher auf einen kritischen Systemzustand hindeuten. Insofern ist die in der Begründung zum Ausdruck kommende Sorge, dass die ÜNB in kritischen Situationen mit dem Abruf kleinerer Einheiten überfordert sein könnten, nicht nachvollziehbar.

Daher sollte die vorgesehene Mindestgebotsgröße deutlich abgesenkt werden und zudem ein Pooling von Anlagen zur Erreichung dieser Gebotsgröße zugelassen werden. Zugleich sollten die bereits zu §8 Abs. 1 angemerkten Anpassungen der Anschlussanforderungen (auch unterhalb 110 kV, keine Beschränkung auf einen direkten Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung) vorgenommen werden.

- *Identifikation der Gebote und Nachweise (§13 Abs. 7, § 14)*

Für die Identifikation der Gebote (§13 Abs. 7) sollte auf die bereits im Markt eingeführten Identifikationen, z.B. die BNetzA-Kraftwerksnummer, die zur Stammdatenanmeldung gemäß Energieinformationsnetz geforderten Daten oder auf die Daten des noch einzuführenden Marktstammdatenregisters (MaStR), zurückgegriffen werden. Hieraus ergeben sich auch für die ÜNB alle notwendigen Informationen zur Person und zur Anlage. In diesem Zusammenhang könnte dann auch sicherlich auf einige der in §14 geforderten Nachweise und Erklärungen verzichtet werden, da die entsprechenden Informationen im MaStR vorliegen.

- *Aktivierung aller Kapazitätsreserveanlagen (§ 25 Abs. 2)*

Der Referentenentwurf sieht vor, dass bei Erfüllung der Kriterien, die eine Kapazitätsknappheit erwarten lassen, grundsätzlich alle Kapazitätsreserveanlagen aktiviert werden. Es ist zu vermuten, dass dies auch für den Aufruf gilt. Die Möglichkeit, dass die ÜNB basierend auf ihren Prognosen nur einen Teil der Anlagen aktivieren, wird demgegenüber als Ausnahme definiert.

Eine Aktivierung aller Anlagen erscheint unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz suboptimal. Mit der Aktivierung und dem Abruf aller verfügbaren Anlagen, anstatt einer Beschränkung auf die tatsächlich benötigten Anlagen, sind höhere Kosten verbunden, die bei einer gezielten Auswahl der zu aktivierenden bzw. abzurufenden Anlagen vermieden werden können. Daher sollte das vorgesehene Regel-Ausnahme-Verhältnis umgedreht werden, indem die Vorgabe, regelmäßig alle Kapazitätsreserveanlagen zu aktivieren, gestrichen wird.

- *Redispatch von in Strommärkten aktiven Anlagen (§25 Abs. 3)*

§25 Abs. 3 sieht vor, dass die erhöhte Einspeisung, die aus der Aktivierung von Kapazitätsreserveanlagen entsteht, durch das Zurückfahren von am Strommarkt aktiven Anlagen erfolgt. Dies ist zum Ausgleich der Systembilanz erforderlich. Die ÜNB müssen bei der Auswahl der zurückzufahrenden Kraftwerke technische Eignung und ökonomische Kriterien berücksichtigen. In diesem Zusammenhang bietet es sich an, klarzustellen, dass Erzeugungsanlagen, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, nicht für entsprechende Anpassungen der Wirkleistung heranzuziehen sind. Dies gilt auch für KWK-Anlagen, die aufgrund der Wärmeproduktion Einschränkungen bei der Anpassung der Leistung unterliegen.

- *Abruf (§26 Abs. 1)*

VIK begrüßt, dass der Abruf der Kapazitätsreserve grundsätzlich nachrangig zur Regelenergie erfolgen soll. Ausnahmsweise soll der Abruf auch möglich sein, wenn die Minutenreserve vollständig sowie die Sekundärreserve zu 60% abgerufen ist. Hier kommt eine starke Verklammerung der Kapazitätsreserve mit der Regelenergie zum Ausdruck. Daher stellt sich die Frage, ob durch eine geeignete Dimensionierung der Regelenergie, insbes. der Minutenreserve, der gesamte Kapazitätsreservebedarf nicht gesenkt werden könnte. Angesichts des etablierten und wettbewerblich organisierten Regelenergie-marktes könnte dadurch insgesamt eine Kostenreduzierung erreicht werden.

- *Kostennachweis (§29 Abs. 2)*

Die Kosten des Einsatzes der Kapazitätsreserveanlagen werden über die Ausgleichsenergiepreise bzw. über die Netzentgelte letztlich an die Letztverbraucher weitergegeben. Die in §29 Abs. 2 vorgesehene Darlegung der entsprechenden Einsatzkosten gegenüber dem ÜNB sollte durch eine Prüfung durch die BNetzA ergänzt werden, um die Angemessenheit der Höhe der Kostenerstattung sicherzustellen.

- *Abrechnung der Kosten über das Ausgleichsenergiepreissystem (§30)*

Es ist vorgesehen, im Falle des Abrufs der Kapazitätsreserve einen Teil der Kosten über das Ausgleichsenergiepreissystem an die Bilanzkreisverantwortlichen weiterzuwälzen, deren Bilanzkreise unterdeckt sind. Dies soll dadurch erfolgen, dass unterdeckten Bilanzkreisen ein Ausgleichsenergiepreis von mindestens dem Doppelten der im Intradaymarkt zulässigen Gebotsobergrenze (d.h. 20.000 €/MWh) in Rechnung gestellt wird. Es wird offenbar erwartet, dass die daraus bei den ÜNB entstehenden Einnahmen nicht nur die Kosten für den Einsatz der Kapazitätsreserveanlagen decken, sondern auch Teile der Vorhaltekosten.

Dieser Ansatz verstärkt den Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche, den eigenen Bilanzkreis auszugleichen, was u.a. auch durch den Einsatz eigener Erzeugungsanlagen erfolgen kann. Damit werden zugleich solchen Unternehmen, die ihren eigenen Bedarf auch durch das Vorhalten eigener Kraftwerke absichern und dadurch eine Unterdeckung ihres Bilanzkreises vermeiden, die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve tendenziell nicht aufgebürdet. Zugleich werden insbesondere kleinere industrielle Bilanzkreise mit nur einer geringen Durchmischung unterschiedlicher Verbrauchsprofile (Portfolioeffekt) dadurch stark belastet. Sie können u.U. trotz ansonsten guter Bilanzkreisprognose produktionsbedingt von der Lastprognose abweichen. In Situationen, in denen die Kapazitätsreserve abgerufen wird, ist ein Bilanzausgleich am Intradaymarkt u.U. nicht möglich (ein Nachfrageüberhang ist ja gerade Auslösekriterium für den Einsatz der Kapazitätsreserve). Sofern kein Gegensteuern durch eigene Erzeugungskapazitäten oder eine Drosselung der Produktion möglich ist, kann das Unternehmen dem hohen Ausgleichsenergiepreis nicht entgehen. Damit würden mit der vorgeschlagenen Neuregelung gegenüber großen Lieferantenbilanzkreisen höhere Kostenrisiken entstehen. Eine eigene Bilanzkreisbewirtschaftung müsste daher unter Risikogesichtspunkten aufgegeben werden und es käme – aus wettbewerblicher Sicht – zu einer nachteiligen Überführung in größere Handelsbilanzkreise.

Die Regelung, unterdeckten Bilanzkreisen das Zweifache des im untertägigen Börsenhandel höchsten zulässigen Gebotspreises in Rechnung zu stellen (§30 Abs. 2), überdeckten Bilanzkreisen aber nur den „normalen“ Ausgleichsenergiepreis, würde asymmetrische Ausgleichsenergiepreise herbeiführen. Diese werden von VIK aus prinzipiellen Marktüberlegungen abgelehnt.

- *Kostenwälzung (§31)*

§31 sieht vor, dass die verbleibenden Kosten in die Netzentgelte der ÜNB eingehen. Angesichts der gemeinsamen Ausschreibung der ÜNB ist dies vermutlich nur derart möglich, dass die gemeinsamen Kosten auf die einzelnen ÜNB aufgeteilt werden und nicht bei denjenigen ÜNB verbleiben, an deren Netz die Kapazitätsreserveanlagen angeschlossen sind. Es sollte in der Verordnung klargestellt werden, dass ein solcher Kostenausgleich erfolgt.

Die Wälzung der Kosten über die Netzentgelte hat zur Folge, dass in solchen Jahren, in denen die Kapazitätsreserveanlagen nicht abgerufen werden, die Vorhaltekosten über alle Netznutzer verteilt werden. Es stellt sich die Frage, ob diese Art der Kostenwälzung sachgerecht ist, da sie auch solche Akteure mit Kosten belastet, die mittels des Vorhaltens eigener Kraftwerke zum Bilanzausgleich gar nicht zur Notwendigkeit einer Kapazitätsreserve beitragen.