

Mitteilung

der Bundesregierung

an die Europäische Kommission

Betreff: SA.45852 – Deutschland – Kapazitätsreserve

hier: Stellungnahme zum Eröffnungsbeschluss der Europäischen Kommission vom 7. April 2017

Im Rahmen des o.g. Verfahrens teilt die Bundesregierung folgendes mit:

Die vorliegende Stellungnahme gliedert sich in zwei Teile: Der erste Teil legt die gemeinsamen Ziele der Europäischen Kommission und Deutschlands hinsichtlich des Strombinnenmarkts dar und erläutert, wie sich die Kapazitätsreserve in dieses gemeinsame Zielsystem konsistent einfügt. Der zweite Teil adressiert die konkreten Fragen der Europäischen Kommission.

Zusammenfassung

Europas Stromsektor befindet sich in einer beispiellosen Transformationsphase. Deutschland teilt die Überzeugung der Europäischen Kommission, dass ein konsequent wettbewerbliches System mit grenzüberschreitendem Handel und freier Preisbildung der richtige Ansatz ist.

Mit dem Strommarktgesetz hat Deutschland sich für einen konsequent marktlichen Weg entschieden. Der Strommarkt 2.0 kann die Versorgung mit Strom kostengünstig leisten, ist mit dem Binnenmarkt kompatibel und ermöglicht gleichzeitig die für den Umbau des Energiesystems unverzichtbaren Innovationen.

Mit dieser Transformation betreten wir in vielerlei Hinsicht Neuland. Sie verlangt sowohl der Regulierung als auch den Akteuren am Strommarkt eine Menge ab. Gleichzeitig sind wir überzeugt, dass der Markt der am besten geeignete Rahmen ist, diese Herausforderungen effizient und verlässlich zu meistern: Der Strommarkt 2.0 ist strukturell in der Lage, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die notwendigen und effizienten Investitionen

anzureizen. Dieses unterstützen wir mit einer Vielzahl von Maßnahmen aus dem Strommarktgesetz.

Mit der Art dieser Aufgabe sind Ungewissheiten für alle Akteure verbunden. Denn bisher gibt es keine Erfahrungswerte mit vergleichbaren Transformationsprozessen. Die Ungewissheiten sind dadurch charakterisiert, dass es mitunter unvorhersehbar ist, welche konkreten Entwicklungen, weitere Herausforderungen oder Störungen in der Zukunft eintreten können oder/und wie wahrscheinlich ihr Eintritt ist. Im Gegensatz dazu können Akteure mit typischen quantifizierbaren Risiken gut umgehen. Solchen unsicheren, aber abschätzbaren Zukunftsentwicklungen können sie marktlich begegnen, z.B. durch Absicherungsgeschäfte gegen Preis- oder Mengenschwankungen.

Der Strommarkt wird mit einer Kapazitätsreserve flankiert. Sie sichert Extremsituationen in der Stromversorgung ab, die im Kontext der Ungewissheiten in der Transformationsphase entstehen können. So kann der Markt die notwendigen und wichtigen Anpassungs- und Lernprozesse durchlaufen, während zugleich die Systemsicherheit gewährleistet und die Verbraucher zuverlässig mit Strom versorgt werden.

Eine mathematisch exakte Herleitung der Reservegröße ist nicht möglich. Die Ungewissheiten der Transformationsphase sind objektiv nicht vorhersehbar und können damit auch nicht in mathematische Herleitungen erfasst werden. Der Umfang von Absicherungsmaßnahmen gegen diese Ungewissheiten kann daher aus wissenschaftlicher Sicht nicht mit solchen Methoden bestimmt werden.

Die Ausgestaltung der Kapazitätsreserve lässt dem Binnenmarkt den Vortritt. Sie wird strikt außerhalb des Marktes vorgehalten und eingesetzt und dient lediglich als Sicherheitsnetz. Dies schützt sowohl die freie Preisbildung als auch die Investitionsentscheidungen von Marktteilnehmern.

Die Kapazitätsreserve ist eine kleine, aber effiziente Maßnahme. Sie stellt sicher, dass der Markt den erforderlichen Transformationsprozess im Grundsatz aus eigener Kraft bewältigen kann. Während für einen Kapazitätsmarkt weitreichende regulatorische Vorgaben und Festlegungen für das gesamte System mit Wirkung in die Zukunft notwendig sind, gewährleistet der Strommarkt 2.0 mit einer kleinen Kapazitätsreserve, dass die Innovationspotenziale und Stärken des Marktes wirksam werden können.

Teil 1

A. Strombinnenmarkt und Versorgungssicherheit

I. Ziele des Strombinnenmarkts und des Strommarkts 2.0

Europas Stromsektor befindet sich in einer beispiellosen Transformationsphase. Die Liberalisierung der Märkte und die angestrebte Senkung der Treibhausgasemissionen haben die Art und Weise, wie elektrischer Strom erzeugt, gehandelt und verbraucht wird, grundlegend verändert. Erneuerbare Energien tragen immer mehr zur Stromerzeugung bei und machen damit weitere Anpassungsprozesse erforderlich. Deutschland teilt die Überzeugung der Europäischen Kommission, dass ein konsequent wettbewerbliches System mit grenzüberschreitendem Handel der richtige Ansatz für den Stromsektor ist. Wettbewerb zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen sorgt für ein kosteneffizientes und zugleich sicheres System. Durch großräumige Ausgleichseffekte, insbesondere bei den Höchstlasten und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kann im europäischen Binnenmarkt Versorgungssicherheit kostengünstig erreicht werden.

Eine freie Preisbildung ist zentral für einen funktionierenden Strommarkt. Die Marktpreise spiegeln sowohl Überkapazitäten als auch Knappheiten wider. Sie haben zwei Funktionen:

- Allokationsfunktion: Die Preise sorgen dafür, dass jeweils die günstigsten Anlagen eingesetzt werden, um die Stromnachfrage zu decken („effizienter Dispatch“).
- Anreizfunktion: Die Preise setzen Investitionssignale, welche dafür sorgen, dass Marktteilnehmer in geeignete Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen investieren („effiziente Investitionen“).

II. Preissignale und Zahlungsbereitschaften

Die Marktpreise sollen insbesondere Knappheiten vollständig und korrekt abbilden. Preise, die den wahren Wert des Stroms widerspiegeln, können Signale für neue Investitionen in die für eine sichere Stromversorgung erforderlichen, verlässlichen und flexiblen Kapazitäten aussenden. Dafür muss es zulässig sein, dass der Preis in einzelnen Stunden deutlich ansteigt und letztlich von den individuellen Zahlungsbereitschaften der Stromverbraucher bestimmt wird („peak load pricing“) statt von den Kosten des Grenzkraftwerks. Für alle Marktteilnehmer sollten Anreize und Gelegenheiten bestehen, das Gleichgewicht des Systems zu stützen, indem sie sicherstellen, dass ihre gemessene Stromerzeugung bzw. ihr gemessener

Stromverbrauch der Strommenge entspricht, zu deren Kauf oder Verkauf sie sich verpflichtet haben.

Um diese Ziele zu erreichen, darf es keine Preisbegrenzungen geben. Preisbegrenzungen hindern den Markt am Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Sie verhindern den Bezug von Strom von denjenigen Marktteilnehmern, die bereit sind, Strom zu einem Preis oberhalb der Preisobergrenze zu kaufen. In ihrem Eröffnungsbeschluss geht die Europäische Kommission jedoch offensichtlich davon aus, dass in Deutschland Preisobergrenzen im vor- und untertägigen Stromhandel gelten. Dies trifft nicht zu.

In der Diskussion um Preisbegrenzungen ist es essentiell, zwischen gesetzgeberischer bzw. regulatorischer Preisbegrenzung einerseits und technischen Gebotslimits der Börsen andererseits zu unterscheiden:

- Regulatorische Preisbegrenzungen sollen Gebote dauerhaft beschränken. Sie werden hoheitlich erlassen, oft aus Sorge vor Marktmachtmissbrauch und zu hohen Endkundenpreisen.
- Technische Gebotslimits werden dagegen vom jeweiligen Handelsplatz selbst eingeführt, damit der Börsenalgorithmus funktioniert. Der Handelsplatz passt sie dynamisch, entsprechend der Präferenzen der Marktteilnehmer an: Offenbaren die Marktteilnehmer höhere Zahlungsbereitschaften, in dem das technische Gebotslimit erreicht wird, erhöht der Handelsplatz das Limit.

In Deutschland existieren lediglich technische Gebotslimits, jedoch keine regulatorischen Preisbegrenzungen. So liegt das technische Gebotslimit im börslichen Intraday-Handel bei 9.999 Euro/MWh und gilt innerhalb des gesamten preisgekoppelten Gebiets. Deutschland weist mit Blick auf Rn. 170 des Eröffnungsbeschlusses der Europäischen Kommission darauf hin, dass grenzüberschreitende Börsengeschäfte zu Preisen über dem börslichen Preislimit daher nicht realisierbar sind.

Im außerbörslichen Handel („OTC“) existiert in Deutschland keine Preisbegrenzung, so dass auch zu Preisen über 9.999 Euro/MWh Geschäfte geschlossen werden können. Je mehr die Marktteilnehmer einen Bedarf für Geschäfte über dem technischen Gebotslimit der Börsen sehen, desto mehr Handelsvolumen verlagert sich in den OTC-Bereich. Aus diesem Grund ist auch zu erwarten, dass die Börsen ihre rein technisch motivierten Gebotslimits anpassen, sobald ein signifikantes Handelsvolumen im OTC-Bereich mit Preisen oberhalb des börslichen Gebotslimits auftritt. Ebenfalls ohne Preisbegrenzung erfolgt die Abrechnung von eingesetzter Regelleistung. Hierzu im Detail unter III.

III. Zusammenspiel zwischen Stromhandel und Ausgleichsenergiesystem

Ein Kernelement eines funktionierenden Strombinnenmarkts ist, dass er durch ein richtig gestaltetes Anreizsystem Handelsergebnisse erzielt, die grundsätzlich für einen systemweiten Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch sorgen (Allokationsfunktion) und die erforderlichen Investitionssignale senden (Anreizfunktion). Die Regelleistung soll kalkulierbare Abweichungen nach Handelsschluss ausgleichen, wie z.B. kurzfristige Kraftwerksausfälle oder Prognosefehler der Last und der erneuerbaren Energien.

Die individuellen Zahlungsbereitschaften von Stromverbrauchern transparent und den Stromverbrauch flexibel zu machen, ist ein wichtiges Element eines gut funktionierenden Strombinnenmarkts. Das bedeutet insbesondere, dass sich Zahlungsbereitschaften in den Handelsergebnissen am Strommarkt widerspiegeln sollten. Verbraucher können ihre Zahlungsbereitschaft direkt durch Teilnahme am Stromhandel oder indirekt durch einen Vertrag mit einem Bilanzkreisverantwortlichen offenbaren.

Für die effiziente Erfüllung dieser beiden Funktionen sorgt das System von Bilanzkreisen und Ausgleichsenergie: Alle einzelnen Stromverbraucher sind in Bilanzkreisen buchhalterisch zusammengefasst. Sie zahlen den mit ihrem Bilanzkreisverantwortlichen¹ – in diesem Fall ihr Stromlieferant – vereinbarten Strompreis. Hierüber können sie ihre individuelle Zahlungsbereitschaft offenbaren und vermeiden, dass sie mit einem Preis oberhalb dieser Zahlungsbereitschaft belastet werden. Die Stromlieferanten beschaffen den Strom für die Verbraucher in ihrem Bilanzkreis über den Stromhandel.

Nach Handelsschluss sind die Übertragungsnetzbetreiber in der Verantwortung. Sie müssen das Netz sicher und stabil betreiben. Insbesondere müssen sie physische Ungleichgewichte von Stromeinspeisung und -entnahme ausgleichen, damit die Netzfrequenz stabil bleibt. Hierzu dient die Regelleistung als ein dem Stromhandel nachgelagertes Instrument im Verfügungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber. Sie ist darauf ausgerichtet, kalkulierbare Abweichungen nach Handelsschluss, z.B. aufgrund kurzfristiger Kraftwerksausfälle oder Prognosefehler der Last und der erneuerbaren Energien, zu beheben.

Die Kapazitätsreserve ist der Regelleistung nachgelagert. Sie dient als ultima ratio dazu, die Netzfrequenz stabil zu halten, wenn in Sondersituationen kein Ausgleich von

¹ Industrielle Verbraucher führen z.T. ihren Bilanzkreis selbst, indem sie Strom kaufen oder – wenn dies ihrer Präferenz entspricht – auf Strombezug verzichten.

Angebot und Nachfrage im Stromhandel erfolgt ist und deswegen ein physisches Defizit im Stromnetz entsteht. Details sind in Abschnitt B.II.1. erläutert.

Der Abruf von Regelleistung und Kapazitätsreserve wird finanziell im sog. „Ausgleichsenergiesystem“ abgerechnet. Für jede Stromeinheit, die sich das Stromsystem in Echtzeit im Ungleichgewicht befindet, muss der Übertragungsnetzbetreiber Energie einsetzen, um das Gleichgewicht herzustellen. Der Bilanzkreisverantwortliche zahlt hierfür den „Ausgleichsenergiepreis“ an den Übertragungsnetzbetreiber, wenn er zum Ungleichgewicht des Stromsystems beigetragen hat. Zum Bilanzkreissystem am Beispiel einer Unterdeckung:

1. Der Bilanzkreisverantwortliche muss den Strom beschaffen, der in seinem Bilanzkreis verbraucht wird. Dies tut er entweder durch eigene Erzeugung oder durch den Kauf von Strom im Stromhandel. Kommt er dieser Pflicht nicht ausreichend nach, ist sein Bilanzkreis unterdeckt. Ist auch das Stromsystem insgesamt unterdeckt, muss der Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung einsetzen. Reicht die zur Verfügung stehende Menge an Regelleistung nicht aus, um das Gleichgewicht herzustellen, wird als ultima ratio die Kapazitätsreserve eingesetzt.
2. Vor Echtzeit kann jeder Bilanzkreisverantwortliche seinen Bilanzkreis selbst ausgleichen. Neben dem Kauf von Strom – was in Knappheitssituationen sehr teuer ist – kann er hierzu Vereinbarungen mit Verbrauchern treffen, dass diese auf Anforderung ihren Strombezug reduzieren. Rationale Verbraucher werden dann dazu bereit sein, eine solche Vereinbarung zu treffen, wenn ihnen der Bilanzkreisverantwortliche mindestens einen Betrag in Höhe ihrer individuellen Zahlungsbereitschaft für Strombezug zahlt.
3. Setzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung und – als ultima ratio – Kapazitätsreserve ein, um die systemweite Unterdeckung zu beheben, stellen sie den „Ausgleichsenergiepreis“ denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung, deren unterdeckte Bilanzkreise den Einsatz verursacht haben.
4. Der Ausgleichsenergiepreis ist stets so hoch, dass es für die Bilanzkreisverantwortlichen vorteilhaft ist, ihren Bilanzkreis durch eigene Aktivität im Stromhandel auszugleichen statt sich auf den Ausgleich durch den Übertragungsnetzbetreiber zu verlassen. Mit anderen Worten: Die

Ausgleichsenergiekosten sollen als Anreiz dafür wirken, dass der Bilanzkreisverantwortliche seinen Bilanzkreis selbst ausgleicht.²

5. Der Wettbewerb im Strombinnenmarkt bleibt von diesem Abrechnungssystem unberührt. Vielmehr setzt der Ausgleichsenergiepreis die richtigen Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen, sich selbst um den systematischen Ausgleich ihres Bilanzkreises zu bemühen und hierzu die passenden Geschäfte (Terminkontrakte, Kurzfristgeschäfte, Vereinbarungen mit Stromverbrauchern) zu schließen.³ Dies stärkt die Signale für die Vorhaltung von und die Investition in Kapazitäten und ist damit ein Kernelement des Strommarktes 2.0.

Das System aus Bilanzkreisverantwortung und Ausgleichsenergieabrechnung ist die Antwort darauf, dass Abschaltungen im Fall physischer Stromknappheit nicht zielgerichtet dort erfolgen können, wo die Zahlungsbereitschaft für Strom am geringsten ist. Im Einzelnen:

1. Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme beeinflussen die Frequenz des Stromnetzes. Kommt es z.B. im Handel dazu, dass Angebot und Nachfrage sich nicht decken, wirkt sich dies physisch im Netz aus. Das Netz kann dann ohne Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr zuverlässig mit der notwendigen Frequenz betrieben werden.
2. Als Maßnahme steht den Übertragungsnetzbetreibern die Regelleistung zur Verfügung. Reicht diese nicht aus, um die systemweite Unterdeckung zu beheben,

² Solche Strafzahlungen für ein Ungleichgewicht zum Zeitpunkt der Lieferung können dann als stillschweigende Preisobergrenze wirken, wenn sie zu niedrig sind und Marktakteure deshalb lieber die Geldbuße anstatt hoher Marktpreise zahlen. Das deutsche Ausgleichsenergiesystem knüpft daher dynamisch an den Strompreis für die jeweilige Viertelstunde: Unterdeckte Bilanzkreise zahlen nie weniger für Ausgleichsenergie als sie im Strommarkt für die Lieferung von Strom hätten zahlen müssen. Bei besonders hohen Unterdeckungen des Gesamtsystems kommt ein Aufschlag von 50% hinzu. Details zur Ausgleichsenergieabrechnung finden sich hier: Beschluss der Bundesnetzagentur, BK6-12-024, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2012/2012_0001bis0999/2012_001bis099/BK6-12-024/BK6-12-024_Beschluss.html?nn=411978 sowie <https://www.regelleistung.net/ext/download/methodologyRebap>.

³ Dass korrekte Anreize für Bilanzkreisverantwortliche unverzichtbar für das Funktionieren des Gesamtsystems sind, sieht auch Artikel 39 des Netzkodex über den Notzustand und den Wiederaufbauzustand des Netzes: Für den Fall, dass die Übertragungsnetzbetreiber Marktaktivitäten aussetzen müssen, müssen sie Bestimmungen für die Abrechnung des Bilanzausgleichs festlegen. Diese Bestimmungen müssen so gestaltet sein, dass „eine Verzerrung von Anreizen sowie kontraproduktive Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, Anbieter von Regelleistung und ÜNB“ vermieden werden („*avoid distortions of incentives or counterproductive incentives to balance responsible parties, balance service providers and TSOs*“) und „Anreize für Bilanzkreisverantwortliche enthalten [sind], ihren Bilanzkreis auszugleichen oder bei der Wiederherstellung des Systemgleichgewichts zu unterstützen“ („*incentivise balance responsible parties to strive to be balanced or help the system to restore its balance*“).

müssten die Netzbetreiber Teilbereiche des Verteilnetzes ausschalten. Nur auf diese Weise könnten sie den Ausfall großräumiger Netzbereiche verhindern.

3. Abschaltungen erfolgen in solchen Situationen allein aufgrund technischer Gegebenheiten im Netz. Die Netzbetreiber können nicht zielgerichtet den einzelnen Stromverbraucher abschalten, der bzw. dessen Stromlieferant (= Bilanzkreisverantwortlicher) den Systemstress verursacht hat, oder dessen Zahlungsbereitschaft am geringsten ist. Eine verursachungsgerechte Zuordnung von Netzabschaltungen ist gegenwärtig technisch nicht möglich. Insbesondere sind in den von einer Abschaltung betroffenen Netzbereichen Stromverbraucher mit unterschiedlicher Zahlungsbereitschaft und aus unterschiedlichen Bilanzkreisen angeschlossen.
4. Die Netzbetreiber nutzen daher alle zur Verfügung stehenden Mittel, um physisch ein Gleichgewicht zwischen Stromeinspeisung und -auspeisung herzustellen. Dies erfolgt zunächst über die Regelleistung und subsidiär über die Reserveleistung der Kapazitätsreserve.
5. Die verursachungsgerechte Zuordnung eines entstandenen Leistungsungleichgewichtes erfolgt erst nachträglich über die Bilanzkreisabrechnung. Hier wird ermittelt, welcher Bilanzkreisverantwortliche in welchem Umfang zu dem Ungleichgewicht beigetragen hat. So werden Bilanzkreisverantwortliche, die nicht ausreichend Strom zur Versorgung ihrer Kunden vorgehalten haben, hierfür im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung finanziell zur Verantwortung gezogen.

Zusammengefasst: Den Stromlieferanten (= Bilanzkreisverantwortlichen) obliegt im Strommarkt 2.0 eine sehr zentrale Aufgabe. Sie müssen ihren Bilanzkreis ausgleichen, so dass dem Stromverbrauch ihrer Kunden bilanziell entsprechende Einspeisung gegenübersteht. Hierzu stehen ihnen die oben beschriebenen Optionen zur Verfügung, unter denen sie frei wählen können. Kommen sie dieser Pflicht nicht ausreichend nach, gleichen die Übertragungsnetzbetreiber Entnahme und Einspeisung aus. Die finanzielle Verantwortung verbleibt jedoch auch in diesem Fall bei den Stromlieferanten (= Bilanzkreisverantwortlichen) und wird nicht sozialisiert.

B. Zweck und Ausgestaltung der Kapazitätsreserve

I. Zweck der Kapazitätsreserve

Deutschland vertraut wie die Europäische Kommission auf die Stärken des Marktes: Innovation, Flexibilität, Effizienz. Gleichzeitig erkennt es an, dass der Strommarkt kontinuierlich weiterentwickelt werden muss, um sein volles Potential zu entfalten und den Anforderungen der Energiewende an eine umweltverträgliche, sichere und kosteneffiziente Energieversorgung gerecht zu werden. Es gilt Hemmnisse und Unvollkommenheiten des Marktes nach und nach zu beseitigen. Dies ist nicht von heute auf morgen umsetzbar, sondern erfordert einen anhaltenden Prozess, in dem regelmäßig evaluiert und bei Bedarf regulatorisch nachjustiert wird.

Das Strommarktgesetz vom Sommer 2016 stellt einen wichtigen Schritt im Rahmen dieses Prozesses dar. Mit diesem Gesetz werden die Mechanismen des Strommarktes gestärkt und die Weichen auf eine flexible und effiziente Stromversorgung gestellt. Dies findet seinen Ausdruck insbesondere im Bekenntnis zur freien Preisbildung und im Verzicht auf jegliche regulatorische Preisbegrenzung. Weiteres zentrales Element ist die Stärkung des Bilanzkreissystems, so dass alle Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz haben, ihren Bilanzkreis über entsprechende Handelsgeschäfte auszugleichen.

Die Energiewende geht aber deutlich über die Reformen des Strommarktgesetzes hinaus. Die Dekarbonisierung des Stromsektors ist nicht weniger als ein fundamentaler Umbau des Gesamtsystems. Insbesondere der zunehmende Anteil von erneuerbaren Energien und die damit einhergehende fluktuierende Stromeinspeisung sowie der zunehmende Bedarf für eine Flexibilisierung der Nachfrage konfrontiert das Stromversorgungssystem und die Teilnehmer des Strommarktes mit tiefgreifenden Veränderungen. So werden in Deutschland allein in den Jahren 2017 bis 2022 etwa 13 GW an konventionellen Kraftwerken allein aufgrund gesetzlicher Vorgaben stillgelegt. Das sind mehr als 10% der installierten Kraftwerksleistung bei konventionellen Kraftwerken.

Mit dieser Transformation betreten wir in vielerlei Hinsicht Neuland. Sie verlangt der regulatorischen Ausgestaltung und den Akteuren am Strommarkt eine Menge ab. Es liegt in der Natur einer tiefgreifenden Umgestaltung des komplexen Systems der Stromversorgung, dass mit fortschreitender Umsetzung regulatorische Nachjustierungen nötig werden können, die zu Beginn der Transformation nicht vorhersehbar waren. Zugleich ist es für eine erfolgreiche Umgestaltung des Stromversorgungssystems nicht alleine ausreichend, dass die Politik die richtigen regulatorischen Vorgaben macht. Auch die Marktteilnehmer müssen die veränderten

Regeln im Rahmen von Lernprozessen internalisieren und ihre Geschäftsmodelle entsprechend anpassen. Diese Lernprozesse im Markt sowie ggf. erforderliche regulatorische Nachjustierungen sind jedoch mit Ungewissheit behaftet. Selbst bei größtmöglicher Sorgfalt bei der regulatorischen Ausgestaltung kann deswegen nicht zu jedem Zeitpunkt eines sich im Umbruch befindlichen Systems garantiert werden, dass das Zusammenspiel von Regelwerk und Verhalten der Marktteilnehmer im ersten Anlauf zu einem effizienten Gesamtergebnis führt.

Während der Transformationsphase bestehen zahlreiche Unsicherheiten. Diese umfassen quantifizierbare Risiken, die marktlich abgesichert werden können („hedging“). Bestandteil sind aber insbesondere auch Ungewissheiten, d.h. unvorhersehbare Situationen, deren Wahrscheinlichkeit nicht quantifiziert werden kann. Anders als bei quantifizierbaren Risiken können sich Marktteilnehmer gegen Ungewissheiten nicht effizient absichern. Auch der Regulierer sieht sich nicht-quantifizierbaren Ungewissheiten ausgesetzt, für deren regulatorische Absicherung keine exakt bestimmbaren Vorkehrungen getroffen werden können.

Die Unterscheidung zwischen Risiken und Ungewissheiten ist zentral für das Konzept der Kapazitätsreserve. Denn die Kapazitätsreserve ist ein Schutzinstrument gegen die Ungewissheiten während der Transformationsphase. Mit der Reserve kann selbst bei Eintritt von nicht kalkulierbaren oder unbekanntem Ereignissen, die den Ausgleich von Angebot und Nachfrage verhindern würden, die Stromversorgung in Deutschland weiterhin gewährleistet werden. Der Markt, einschließlich des Marktes für Absicherungsgeschäfte gegen Risiken, bleibt hiervor unbeeinflusst.

Wie ein Sicherheitsnetz für die Transformation sorgt die Kapazitätsreserve also dafür, dass während der Lernphase des Marktes und des Betretens regulatorischen Neulands die Stromversorgung stets gewährleistet bleibt, auch wenn es zu unvorhersehbaren Situationen kommt.

II. Leitlinien der Ausgestaltung

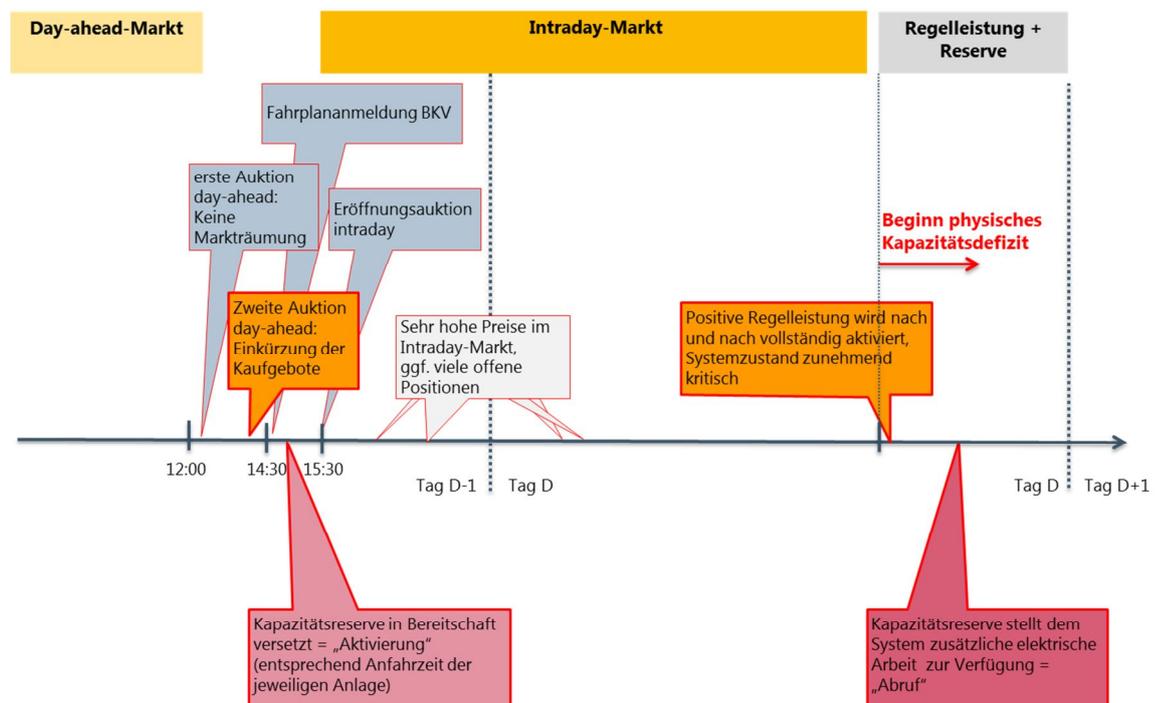
Vorfahrt für den Strombinnenmarkt ist ein zentrales Ziel bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve. Vorfahrt bedeutet, dass der Strombinnenmarkt möglichst unbeeinträchtigt funktionieren soll, damit sich seine Stärken bei der Aktivierung von Innovations-, Flexibilitäts- und Effizienzpotenzialen voll entfalten können. Diese Zielsetzung spiegelt sich insbesondere in den Regelungen zum Einsatz der Reserve, aber auch im strikten Vermarktungs- und Rückkehrverbot wider. Leitend für die Ausgestaltung ist es, jegliche Rückwirkungen auf den Strommarkt zu verhindern. Dies umfasst sowohl Rückwirkungen auf den Einsatz der Kapazitäten und den Stromhandel als auch auf Investitionsentscheidungen.

1. Einsatz

Die Reserveleistung der Kapazitätsreserve wird nur dann abgerufen, wenn im Strommarkt kein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erzielt wird. Wie oben beschrieben würde sich ein solches handelsseitiges Ungleichgewicht auch physisch im Netz niederschlagen. Sollte die Regelleistung in diesem Fall nicht ausreichen, um das systemweite Ungleichgewicht auszugleichen, müssten die Übertragungsnetzbetreiber Teile des Netzes abschalten. Dies kann durch den Einsatz der Kapazitätsreserve vermieden werden.

Die folgende Grafik illustriert beispielhaft den Verlauf des Einsatzes der Kapazitätsreserve. Ausgangspunkt (links in der Abbildung) ist eine Situation, in der im Day-ahead-Handel keine Markträumung für die Stunde zwischen 17 Uhr und 18 Uhr am Folgetag stattgefunden hat. Rechts in der Abbildung ist dargestellt, was ab 17 Uhr des Folgetags geschieht, sofern auch im Intraday-Handel keine Markträumung für diesen Zeitraum stattgefunden hat. Für die genannte Stunde besteht ein physisches Stromdefizit im System, welches die Übertragungsnetzbetreiber zunächst über Regelleistung und – wenn diese nicht reicht - über die Reserveleistung der Kapazitätsreserve ausgleichen.

Abbildung: Schematische Darstellung des Einsatzes der Kapazitätsreserve



Der Einsatz der Kapazitätsreserve (rot in der Abbildung) erfolgt zweistufig:

Auf der ersten Stufe werden die Kapazitätsreserveanlagen aus dem Stillstand angefahren („Aktivierung“) und so für die Kapazitätsreserve in Betriebsbereitschaft versetzt. Dies geschieht auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber, falls bestimmte Indikatoren vorliegen. Die Indikatoren sind:

- Keine Markträumung in der letzten Auktion des Day-ahead-Handels (Vortag 14:30 Uhr),
- Keine Markträumung in der Eröffnungsauktion des Intraday-Handels (Vortag 15:30 Uhr) oder
- Offene Kaufgebote zum technischen Preislimit im kontinuierlichen Intraday-Handel, die nicht innerhalb einer Stunde vollständig erfüllt werden.

Auf der zweiten Stufe speisen die Kapazitätsreserveanlagen zusätzliche Leistung ins System ein („Abruf“), soweit diese nötig ist, um das Stromsystem ins Gleichgewicht zu bringen. Die zusätzliche Einspeisung findet ebenfalls auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber statt. Diese müssen zunächst die Regelleistung heranziehen und dürfen erst auf die Kapazitätsreserveanlagen zurückgreifen, wenn allein mit der Regelleistung der sichere Netzbetrieb nicht gewährleistet werden kann.

Der Vorteil dieses Systems liegt darin, dass die Verursachung von Systemstress und der Einsatz der Kapazitätsreserve ex post individuell zugeordnet werden und finanziell abgerechnet werden können. Denn die Übertragungsnetzbetreiber können im Nachhinein feststellen, welche Bilanzkreisverantwortliche unterdeckt waren und damit zum Systemstress beigetragen haben. Diese Verursacher zahlen dann über die Ausgleichsenergieabrechnung für den Einsatz der Reserve. Der Ausgleichsenergiepreis liegt stets deutlich über den Strompreisen im Intraday-Handel. Daher besteht für die Bilanzkreisverantwortlichen der Anreiz, ihre Lieferverpflichtungen ausreichend abzusichern (Anreizfunktion von Preisen).

2. Vermarktungs- und Rückkehrverbot

Die Kapazitätsreserve lässt die Preisbildung im Strombinnenmarkt unbeeinträchtigt. Die strikte Trennung zwischen dem Strommarkt und der Reserve wird durch zwei Regelungen sichergestellt:

- Vermarktungsverbot: Die Leistung und Arbeit der Kapazitätsreserveanlagen wird keinesfalls am Markt angeboten, weder vom Anlagenbetreiber noch von den Übertragungsnetzbetreibern. In Stunden mit Knappheit steigen die Preise

daher an und geben den Marktteilnehmern das Signal für Investitionen in Lastflexibilität, Erzeugungstechnologien oder Speicher.

- Rückkehrverbot: Sind Anlagen einmal Teil der Kapazitätsreserve, dürfen sie nie wieder am Strommarkt teilnehmen. Dies schützt die Investitionen von anderen Marktteilnehmern vor nachträglicher Entwertung. Gleichzeitig gibt das Rückkehrverbot einen starken Anreiz, dass diejenigen Anlagen in die Kapazitätsreserve bieten, die anderenfalls stillgelegt hätten und daher die geringsten Opportunitätskosten haben.

C. Bemessung der Kapazitätsreserve bei Ungewissheit

Deutschland baut sein Stromsystem grundlegend um: Von einem System, in dem die Leistung nahezu ausschließlich aus konventionellen Erzeugungsanlagen bereitgestellt wurde, hin zu einem System mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien. Ein solches System benötigt mehr Flexibilität und damit auch neue Marktteilnehmer, die diese Flexibilität anbieten.

Das Konzept der Kapazitätsreserve setzt auf einen strukturell funktionsfähigen Strommarkt auf. Temporäre Hemmnisse und Unvollkommenheiten werden durch ggf. notwendige regulatorische Nachjustierungen und Lernprozesse der Marktteilnehmer beseitigt. Die Kapazitätsreserve dient dazu, diese Lernprozesse im Angesicht von Ungewissheiten abzusichern.

Die Kapazitätsreserve adressiert folglich gerade kein strukturelles Versagen. Ein solches ist aus deutscher Sicht in einem reformierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) auch nicht zu erwarten.

In Kapitel B.I. wurde dargelegt, dass die Kapazitätsreserve den Strommarkt gegen Ungewissheiten während der Transformationsphase absichert. Dabei entziehen sich Ungewissheiten einer Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeit. Das von der Kommission vorgeschlagene Optimalitätskriterium bei der Bestimmung der Größe der Kapazitätsreserve basiert jedoch inhärent auf einer Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeiten in Versorgungssicherheits-Szenarien. Daher ist eine mathematisch exakte Herleitung der Reservegröße unmöglich.

Teil 2

A. Erforderlichkeit

I. Analyse eines „reasonable worst case“

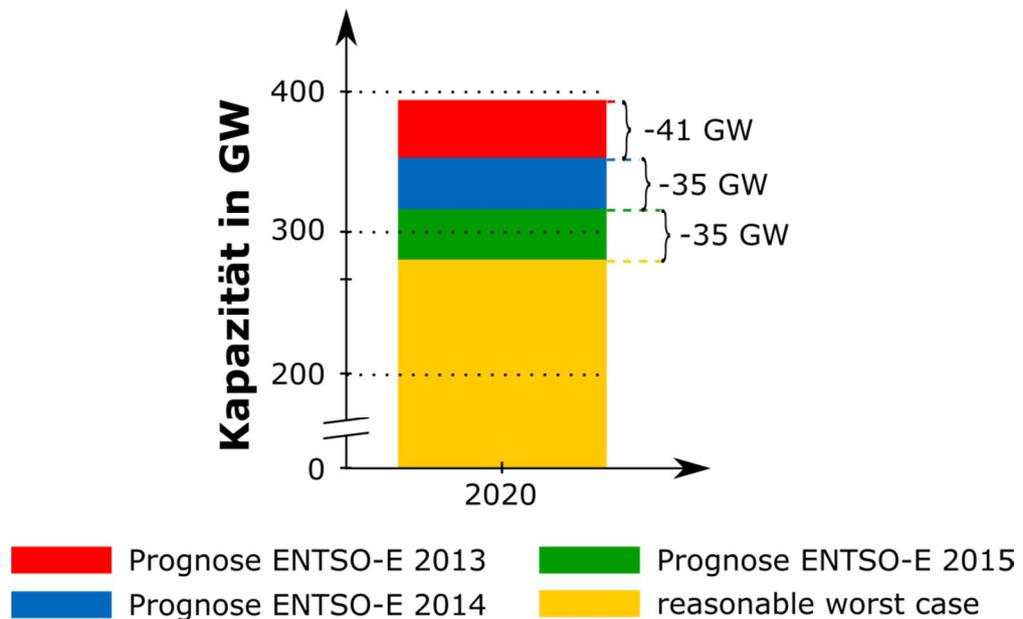
1. Die Kapazitätsreserve soll Ungewissheiten adressieren. Anders als bei Risiken zeichnen sich Ungewissheiten dadurch aus, dass die Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines Ereignisses nicht sinnvoll bestimmt werden kann, möglicherweise nicht einmal das Ereignis selber bekannt ist.

Quantitative Methoden sind daher weitgehend ungeeignet, um das Phänomen Ungewissheit abzubilden. Sie sind insbesondere nicht in der Lage, eine vollständige quantitative Bewertung zu erzielen. Ein „reasonable worst case“ Szenario kann als Illustration einer denkbaren möglichen Zukunftsentwicklung bei Ungewissheit dienen, jedoch ohne die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von naturgemäß ungewissen Entwicklungen zahlenmäßig zu bestimmen. Es ist aber vor allem nicht geeignet, ein Instrument wie die Kapazitätsreserve, die zur Absicherung gegen Ungewissheiten ohne quantifizierbare Eintrittswahrscheinlichkeiten dient, quantitativ zu analysieren und zu evaluieren.

Nichtsdestotrotz haben Deutschland und die Europäischen Kommission vereinbart, hilfsweise einen „reasonable worst case“ mit einer probabilistischen Methode zu analysieren, um damit dem Wunsch der Europäischen Kommission Rechnung zu tragen, die Erforderlichkeit der Kapazitätsreserve mit einer solchen Methode zu dokumentieren. Bestandteil dieser Vereinbarung war, dass keine Schätzung des VoLL in Deutschland vorliegen müsse und folglich auch kein Zuverlässigkeitsstandard festgelegt werden müsse.

2. Im untersuchten „reasonable worst case“-Szenario werden unter anderem Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark getroffen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es eine erhebliche Unsicherheit darüber gibt, welche konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020 vorhanden sein werden.

Abbildung: Unsicherheit in der Szenarienbildung



Erläuterung: Die Balken zeigen die „best-estimate“-Prognose des Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF) aus den Jahren 2013 (rot), 2014 (blau) und 2015 (grün) für die vorhandene Leistung von konventionellen Kraftwerken im für Deutschland relevanten Marktgebiet für das Jahr 2020. Zum Vergleich ist die vorhandene Kapazität im betrachteten „Resonable Worst Case“-Szenario (RWC) dargestellt (orange). Wie groß die vorhandene Kapazität im Jahr 2020 tatsächlich sein wird, ist unsicher.

Die vorstehende Abbildung veranschaulicht diese Unsicherheit. Sie stellt die von ENTSO-E im Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF) veröffentlichten Prognosen aus den Jahren 2013 (rot), 2014 (blau) und 2015 (grün) zur insgesamt verfügbaren Leistung an konventionellen Kraftwerken im für Deutschland relevanten Marktgebiet für das Jahr 2020 dar. Es zeigt sich, dass die Experten von ENTSO-E ihre Prognose immer wieder deutlich nach unten angepasst haben, und zwar zwischen 2013 und 2015 von 394 Gigawatt (GW) auf 318 GW um insgesamt 76 GW.

Die Unsicherheit in den Vorhersagen von ENTSO-E deutet darauf hin, dass der konventionelle Kraftwerkspark im Jahr 2020 noch kleiner sein könnte als im SOAF 2015 prognostiziert. Dies gilt insbesondere, weil in den „best estimate“-Szenarien von ENTSO-E nur bereits angezeigte Stilllegungen berücksichtigt werden; Stilllegungen müssen aber zumindest in Deutschland nicht länger als 12 Monate im Voraus angezeigt werden. Das heißt, dass in den „best estimate“-Prognosen von ENTSO-E der Umfang an Stilllegungen unterschätzt werden kann.

Im „reasonable worst case“-Szenario sind im Vergleich zum SOAF 2015 ca. 35 GW weniger an konventionellen Kapazitäten vorhanden (gelber Balken in der Abbildung). Damit ist der Unterschied zwischen „reasonable worst case“ und dem SOAF 2015

- a. nicht größer als die von ENTSO-E vorgenommene Korrektur der eigenen Prognose von SOAF 2014 zu SOAF 2015 und
 - b. sogar deutlich kleiner als die von ENTSO-E vorgenommene Korrektur der eigenen Prognose von SOAF 2013 zu SOAF 2014.
3. Im einzelnen wird im „reasonable worst case“-Szenario bezüglich des Kraftwerksparks angenommen, dass
- a. in Deutschland 10 GW weniger an konventionellen Kraftwerken (außer Kernkraftwerken),
 - b. in den Nachbarstaaten 20 GW weniger an konventionellen Kraftwerken und
 - c. in Deutschland 5,4 GW weniger an Kernkraftwerken

in Betrieb sind als in der Prognose von ENTSO-E aus dem Jahr 2015 (SOAF Szenario B).

Zu a und b ist festzuhalten, dass sich der Strommarkt derzeit in einer Kontraktionsphase befindet: Überkapazitäten im Kraftwerkspark werden stillgelegt und neue Kraftwerkskapazitäten nur zurückhaltend erschlossen. Mit Blick auf Deutschland wurden seit Abschluss der Arbeiten am SOAF 2015 bei der Bundesnetzagentur mehrere GW an konventionellen Kraftwerken zur Stilllegung angemeldet. Diese Stilllegungen sind im SOAF nicht erfasst. Zudem enthält die SOAF-Prognose für 2020 einige GW an Neubauprojekten, deren Inbetriebnahme bis 2020 nicht sicher ist.

Die angenommene Reduktion des konventionellen Kraftwerksparks um 10 GW entspricht ca. 11% der fossilen Erzeugungsleistung in Deutschland. Um zu erfassen, dass die wirtschaftliche Lage am Strommarkt in den Nachbarstaaten derzeit ähnlich ist wie hier, wird auch in den Nachbarstaaten die konventionelle Erzeugungsleistung jeweils um ca. 11% reduziert (in Summe 20 GW).

Zu c ist festzuhalten, dass laut Atomgesetz im Jahr 2020 noch ca. 8,1 GW an Kernkraftwerken in Deutschland in Betrieb sein dürfen. Im „reasonable worst case“-Szenario wird die Annahme getroffen, dass nur noch 2,7 GW an Kernkraftwerken in Betrieb sind. Eine solche Entwicklung kann aufgrund verschiedener Risiken nicht ausgeschlossen werden. Beispielsweise sind aus der Vergangenheit Fälle bekannt, in denen derselbe Mangel in mehreren bauartverwandten Kernkraftwerken festgestellt wurde und in denen in der Folge mehrere Kraftwerke vom Netz genommen werden mussten.

4. Hintergrund der Annahme zum Bilanzkreisbetrug ist, dass in der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers im Jahr 2013 ein schwerwiegender Fall solchen Bilanzkreisbetrugs stattgefunden hat. Ein ausländischer Bilanzkreisverantwortlicher hat über mehrere Tage hinweg etwa 2,5 GW Strom verkauft, ohne diesen Strom selbst zu beschaffen. Dieses konnte über Kettengeschäfte über mehrere Tage verschleiert werden. Die Fehlmengen haben zu einer erheblichen Unterdeckung der Regelzone für einen längeren Zeitraum geführt, für die die Regelleistung nicht ausreichend dimensioniert war. Im Kern führte dies dazu, dass die Nachfrage, die durch die angemeldeten Fahrpläne hätte gedeckt werden sollen, offen blieb, da die avisierten Mengen tatsächlich nicht produziert worden sind. Im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung sind diese Fehlmengen zwar in Rechnung gestellt worden, diese Forderung konnte aber mangels nachverfolgbarer Identität des Bilanzkreisverantwortlichen nicht realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber selbst haben in der Folge zunächst verbesserte Strukturen zum Schutz vor derartigen Betrugsgeschäften etabliert. Hierzu gehören verbesserte „know your customer-procedures“, die Forderung von erhöhten Sicherheiten in bestimmten Fällen und eine bessere interne Plausibilisierung von Fahrplangeschäften. Gleichzeitig hat die Bundesnetzagentur unter dem Aktenzeichen BK6-14-044 ein Festlegungsverfahren eröffnet, in dem mit den Marktteilnehmern zusammen eine grundsätzliche Lösung erarbeitet werden soll.

Auch wenn das System seine grundsätzliche Funktionsfähigkeit bewiesen hat, ist davon auszugehen, dass auch in Zukunft nicht jede Form von Bilanzkreisbetrug mit Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Dies gilt insbesondere in Zeiten mit Erzeugungsknappheit, wenn ein Betrug aufgrund hoher Strompreise besonders lohnend sein kann.

5. Die Bundesregierung teilt grundsätzlich den Ansatz der Europäischen Kommission, dass ein Kosten-Nutzen-Vergleich prinzipiell ein geeignetes Instrument zur Bewertung der Erforderlichkeit einer Maßnahme ist. Eine Kosten-Nutzen-Perspektive setzt jedoch inhärent voraus, dass eine Quantifizierung der Kosten und des Nutzens überhaupt möglich ist. Hinsichtlich des Nutzens der Kapazitätsreserve ist dies gerade nicht der Fall. Im Einzelnen:

Der Strommarkt 2.0 ist strukturell in der Lage, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die notwendigen und effizienten Investitionen anzureizen. Die Kapazitätsreserve setzt gerade auf einen solchen funktionierenden Strommarkt

auf und sichert lediglich die Ungewissheiten während der Transformationsphase ab.

Ungewissheiten entziehen sich einer Quantifizierung mittels Eintrittswahrscheinlichkeiten und können damit auch nicht in statistisch-mathematischen Herleitungen erfasst werden. Der Umfang von Absicherungsmaßnahmen gegen diese Ungewissheiten kann daher aus wissenschaftlicher Sicht nicht mit solchen Methoden exakt bestimmt werden.

Der Bedarf an Kapazitätsreserve kann dementsprechend nicht exakt durch Vergleich der Kosten der Reserve pro Stromeinheit mit dem durchschnittlichen Value of Lost Load derselben Stromeinheit beurteilt werden. Der durchschnittliche Value of Lost Load ist als Bezugsgröße zur Bewertung von regulatorischen Interventionen im Angesicht von Ungewissheiten während der Transformationsphase insbesondere deswegen ungeeignet, weil

- die Kosten von Unterbrechungen der Stromversorgung bzw. die Zahlungsbereitschaften zur Vermeidung von Unterbrechungen zeitlicher Variation unterliegen; sie sind abhängig vom Zeitpunkt und von der Dauer einer möglichen Versorgungsunterbrechung,
- die Dauer und der Zeitpunkt von möglichen Versorgungsunterbrechungen aufgrund der Ungewissheiten nicht bestimmt werden können und
- ungewiss ist, welche Verteilnetze und somit welche Verbraucher überhaupt von der Versorgungsunterbrechung betroffen sind; wobei der Value of Lost Load in den jeweiligen Verteilnetzen deutlich voneinander abweichen kann.

Eine statische Festlegung des Value of Lost Load ist zudem ungeeignet, da sich die Gruppe der flexiblen Lasten dynamisch vergrößert. Die Nachfrageflexibilität erhöht sich, denn Marktakteure investieren fortwährend in die Flexibilisierung weiterer Lasten und damit in die Fähigkeit, ihre Zahlungsbereitschaft zu offenbaren, sofern die erwarteten Marktpreise solche Investitionen lohnenswert erscheinen lässt. Ein einmal gebildeter, mittlerer Value of Lost Load wird diesen dynamischen Entwicklungen nicht gerecht – insbesondere während einer Transformationsphase des Energiesystems.

Die Kapazitätsreserve generiert darüber hinaus einen Nutzen, der den durchschnittlichen Value of Lost Load übersteigt, z.B.

- Vertrauen in die erfolgreiche Transformation des Energiesystems und in die Gewährleistung der öffentlichen Daseinsvorsorge, z.B. medizinische Einrichtungen, öffentlicher Verkehr oder Schulen.

- Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen, ihren Bilanzkreis auszugleichen und ihre Lieferverpflichtungen ausreichend abzusichern; diese Anreize wirken auch auf Investitions- und Stilllegungsentscheidungen.

Die Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve können zudem in einer ex ante Bewertung nur mit großer Unschärfe abgeschätzt werden. Die tatsächlichen Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve können auch deutlich unter dem festgelegten Höchstpreis für die Ausschreibung liegen.

Unbeschadet dieser Vorbemerkungen sei darauf hingewiesen sein, dass die Berechnung der Einsatzkosten der Kapazitätsreserve pro Megawattstunde, die die Kommission unter Randnummer 108 vornimmt, um einen Kosten-Nutzen-Vergleich anzustellen, nicht zutreffend ist. Eine nach dem Verständnis Deutschlands korrekte Berechnung unter Verwendung der von der Kommission angewandten Methodik führt zu dem von der Kommission geforderten Nachweis eines positiven Kosten-Nutzen-Verhältnisses. Im Einzelnen:

- a. In den Simulationsrechnungen ohne Kapazitätsreserve ergibt sich eine „Loss of Load Expectation“ (LoLE) von fünf Stunden. In den Rechnungen mit Kapazitätsreserve läuft die Kapazitätsreserve in diesen fünf Stunden. In zwei von diesen fünf Stunden genügt der Einsatz der Reserve zur vollständigen Lastdeckung. In drei Stunden bleibt es weiterhin bei ungedeckter Last. Im Ergebnis ergibt sich ein LoLE-Wert von drei Stunden. Insgesamt erzeugt die Reserve also 10 GWh Strom. Nach der der Europäischen Kommission zugrunde gelegten Methodik käme man damit zu Kosten von 20.000 Euro/MWh und nicht zu der im Eröffnungsbeschluss dargelegten Angabe von 50.000 Euro/MWh. Der korrekte Wert liegt innerhalb der aufgeführten Spannbreite der VoLL-Werte in anderen Mitgliedstaaten.
- b. Dies gilt auch, wenn man zu diesen Kosten noch variable Kosten hinzurechnet. Variable Kosten verschiedener Kraftwerkstechnologien bewegen sich im Rahmen von 20 und 320 Euro/MWh. Sie sind unter anderem abhängig vom konkreten Kraftwerk und dessen Wirkungsgrad sowie von den Preisen der Energierohstoffe (Erdgas, Heizöl leicht, Heizöl schwer, Kohle) und der Emissionszertifikate. Die variablen Kosten lassen sich in erster Näherung auch aus den Börsenstrompreisen ableiten. Sie spielen nur eine untergeordnete Rolle im Rahmen der von der Europäischen Kommission aufgestellten Kosten-Nutzen-Analyse.

6. Zu der unter Randnummer 110 gestellten Frage lässt sich auf Basis des analysierten „reasonable worst case“ Szenarios antworten: Die Kapazitätsreserve wird in Höhe von zwei Gigawatt benötigt, um den LoLE von fünf auf drei Stunden zu senken. Eine geringere Reserveleistung würde zu einem LoLE über drei Stunden führen. Zu den Gesamtkosten unter Berücksichtigung der variablen Kosten wird auf die Ausführungen oben verwiesen.
7. Zu der unter Randnummer 125 gestellten Frage ist folgendes zu antworten: Die Berechnungen wurden einmal ohne den Einsatz und einmal mit dem Einsatz der Kapazitätsreserve durchgeführt. Ergebnis dieser Rechnungen war ein LoLE von fünf Stunden ohne und ein LoLE von drei Stunden mit Reserveeinsatz. Im Übrigen wird auf die Ausführungen verwiesen, die der Europäischen Kommission gemeinsam mit dem „reasonable worst case“ Szenario übermittelt worden sind.

II. Versorgungssicherheits-Monitoring

Die Bundesregierung teilt die Auffassung der Europäischen Kommission, dass ein Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt nur grenzüberschreitend sinnvoll gestaltet werden kann. Eine rein nationale Betrachtung führt zu einer Fehleinschätzung des Versorgungssicherheitsniveaus. Das deutsche Stromnetz ist eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden, der Strom im europäischen Strommarkt wird grenzüberschreitend gehandelt und länderübergreifende Ausgleichseffekte haben erheblichen positiven Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch kann Versorgungssicherheit zu insgesamt geringeren Kosten gewährleistet werden. Autarkie in jedem Mitgliedstaat als energiepolitisches Ziel würde zu unnötig hohen Stromerzeugungskapazitäten führen.

Derzeit entwickelt die Bundesregierung das Monitoring der Versorgungssicherheit weiter, um neuen Anforderungen zu genügen, die mit dem Strommarktgesetz aufgestellt wurden. Zu diesen Anforderungen gehören:

- Beim Monitoring sind auch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie der heutige und künftige Beitrag von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit sowie Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen zu analysieren und zu berücksichtigen.
- Das Monitoring erfolgt auf Basis von Indikatoren, die zur Messung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des

Elektrizitätsbinnenmarktes geeignet sind, sowie Schwellenwerten, bei deren Überschreiten oder Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfolgt.

- Bei der Messung der Versorgungssicherheit sollen wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen vorgenommen werden.

Gegenstand der laufenden Weiterentwicklungen beim Versorgungssicherheits-Monitoring ist also auch die Auswahl geeigneter Indikatoren zur Messung der Versorgungssicherheit sowie zu Schwellenwerten für diese Indikatoren. Ergebnisse hierzu liegen noch nicht vor. Sie sollen im nächsten Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit bis Ende Juli 2018 veröffentlicht werden.

III. Befristung

Die Durchführung der gesetzlichen Regelungen zur Kapazitätsreserve ist durch zwei Vorgaben beschränkt:

1. Nach § 13e Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) überprüft das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie regelmäßig den Umfang der Kapazitätsreserve und passt ihn gegebenenfalls an. Sollte sich aus dieser Überprüfung ergeben, dass keine Kapazitätsreserve mehr erforderlich ist, wird die zu beschaffende Menge auf Null festgelegt. In diesem Falle erfolgt keine Ausschreibung.
2. Gemäß § 118 Absatz 18 EnWG darf nur dann Kapazitätsreserve ausgeschrieben werden, wenn hierfür eine beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission vorliegt.

Deutschland geht davon aus, dass durch diese Vorgaben sichergestellt ist, dass Kapazitätsreserve nur dann und nur soweit vorgehalten wird, wie sie notwendig ist. Es weist mit Blick auf die Rn. 160 des Eröffnungsbeschlusses der Europäischen Kommission darauf hin, dass es in der Natur einer tiefgreifenden Umgestaltung des komplexen Systems der Stromversorgung liegt, dass mit fortschreitender Umsetzung regulatorische Nachjustierungen nötig werden können, die zu Beginn der Transformation nicht vorhersehbar waren. Daher erscheint es jedenfalls zum gegenwärtigen Zeitpunkt ausgeschlossen, seriös die Geltungsdauer der Normen zur Kapazitätsreserve festzulegen.

B. Geeignetheit

I. Erstattung gesicherter Brennstoffversorgung

Die Erstattung der gesicherten Brennstoffversorgung dient dazu, ein level-playing field zwischen allen teilnehmenden Anlagen herzustellen. Anderenfalls hätten Anlagen, die diese Kosten in der Vergangenheit im Rahmen der Netzreserve bereits erstattet bekommen haben, einen Vorteil gegenüber Anlagen von Mitbewerbern. Zudem könnten die Übertragungsnetzbetreiber ihre Anforderungen an den Umfang oder die Qualität der gesicherten Brennstoffversorgung aufgrund neuer Erkenntnisse anpassen. Auch für solche Fälle ist die Erstattung der Kosten für die gesicherte Brennstoffversorgung erforderlich.

II. Berücksichtigung variabler Kosten bei der Bezuschlagung

Hinsichtlich der variablen Kosten und ihrem Verhältnis zu den Vorhaltekosten wird auf die Ausführungen in Teil 2 unter A.1.3. verwiesen. In Anbetracht der geringen erwarteten Einsatzstunden machen die Vorhaltekosten den Großteil der Kosten der Kapazitätsreserve aus. Variable Kosten spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Bezüglich der Erstattung variabler Instandhaltungskosten sei darauf verwiesen, dass die Kosten für bis zu zehn Abrufe bzw. Probeabrufe pro Jahr pauschal mit 5 Euro/MWh abgegolten werden.

Die Kosten für Schwarzstartfähigkeit sind Sowieso-Kosten. Sie fallen nur für Kraftwerke an, die im Rahmen des Schwarzstartkonzepts des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers benötigt werden. Die Kosten entstehen also aufgrund des Schwarzstartkonzepts und sind nicht der Kapazitätsreserve zuzurechnen.

Kosten für die Fähigkeit zur Blindleistungeinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung sind für eine Kapazitätsreserve aus Bestandsanlagen nicht zu erwarten. Bestehende Kraftwerke erbringen Blindleistung nur mit Wirkleistungseinspeisung; hierfür erfolgt keine Kostenerstattung.

III. Teilnahme von regelbaren Lasten

Zentrales Ziel bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve ist es, dass der Strombinnenmarkt weiterhin unbeeinträchtigt funktionieren soll. Dann ist er am besten in der Lage, Innovations-, Flexibilitäts- und Effizienzpotenziale zu aktivieren. Diesem zentralen Ziel müssen auch die Teilnahmevoraussetzungen an der Kapazitätsreserve dienen. So ist ein striktes Vermarktungs- und Rückkehrverbot vorgesehen, welches die

freie Preisbildung schützt und die Investitionsentscheidungen der Marktteilnehmer unberührt lässt.

Um den Strombinnenmarkt und die Preisbildung unbeeinträchtigt zu lassen, muss die Kapazitätsreserve solche Kapazitäten kontrahieren, die dem Markt sowieso – d.h. auch ohne Einführung einer Kapazitätsreserve – nicht zur Verfügung gestanden hätten. Auf diese Weise entsteht eine vollständige Trennung von Strombinnenmarkt und Reserve und die Kapazitätsreserve stellt echte zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung.

Diese Zielstellung und das Einsatzkonzept der Kapazitätsreserve führen dazu, dass regelbare Lasten nicht an der Reserve teilnehmen sollten. Denn regelbare Lasten, die für die Kapazitätsreserve Reserveleistung bereitstellen würden, müssten im Terminmarkt ihren Strombedarf decken und trotz hoher Strompreise und ausbleibender Markträumung im Day-ahead- und Intraday-Handel weiter Strom beziehen. Sie dürften gerade nicht auf das Marktpreissignal im Stromhandel reagieren, weil sie ihr Lastreduktionspotential für die Kapazitätsreserve bereithalten müssten. Das bedeutet, dass sie erst als letzte Option auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber auf ihren Strombezug verzichten würden.

Dies widerspricht dem gemeinsamen Grundgedanken der Europäischen Kommission und Deutschlands, nämlich einen gut funktionierenden, flexiblen Strombinnenmarkt einzurichten. Flexible Lasten sind ein zentrales Element dieses Strombinnenmarkts und aktuell nur im begrenzten Umfang verfügbar. Ihre Teilnahme an der Kapazitätsreserve hat daher entscheidende Nachteile:

- Lasten in der Kapazitätsreserve müssen weiter Strom beziehen und tragen somit zu dem Systemstress bei, den sie später als Teil der Kapazitätsreserve auflösen sollen.
- Im Stromhandel sowie für die Regelleistung stünden weniger Lasten zur Verfügung, die bei entsprechend hohen Preisen ihren Strombezug reduzieren. Anders gesagt: Jede in der Kapazitätsreserve gebundene Last würde unmittelbar die dem Strommarkt zur Verfügung stehende Menge an flexibler Last reduzieren. Dies würde massiv das Marktergebnis auf dem Strommarkt verzerren und in Knappheitssituationen künstlich den Strompreis erhöhen. Je größer die Knappheit, desto stärker ist dieser Effekt. Die Merit-Order ist an ihrem rechten Ende sehr steil und Nachfrageveränderungen in diesem Bereich besitzen eine sehr niedrige Preiselastizität – d.h. geringfügige Zuwächse der Stromnachfrage können zu starken Preisanstiegen führen.
- Durch die Beeinflussung der Preisbildung würde das Prinzip der strikten Trennung von Markt und Reserve verletzt.

Dennoch haben Deutschland und die Europäischen Kommission vereinbart, die Teilnahme an der Kapazitätsreserve technologieneutral auszugestalten, um damit dem Wunsch der Europäischen Kommission Rechnung zu tragen, dass Lasten sich grundsätzlich an der Ausschreibung beteiligen können sollen. Vereinbart war in diesem Rahmen, dass alle Technologien die gleichen technischen Anforderungen erfüllen müssen, insbesondere eine Anfahrzeit von max. 12 Stunden, Minutenreservequalität der Reserveleistung sowie der Anschluss an die 110kV-Netzebene oder höher. Zu weiteren technischen Anforderungen im Detail:

1. Jederzeitige Verfügbarkeit

Nur wenn regelbare Lasten in der Kapazitätsreserve konstant Strom beziehen, ist sichergestellt, dass die Anlagen den Übertragungsnetzbetreibern sicher zur Verfügung stehen. Denn die Kapazitätsreserveanlagen müssen im Ernstfall zusätzliche Wirkleistungseinspeisung zur Verfügung stellen können – entweder direkt durch Einspeisung oder indirekt durch Verzicht auf Strombezug – um, wie oben beschrieben, systemweite Ungleichgewichte auszugleichen. Die dauerhafte Verfügbarkeit ist daher das Kernelement der Kapazitätsreserve. Würden regelbare Lasten erst bei bereits absehbarem Systemstress – und damit in Erwartung eines Abrufs für die Kapazitätsreserve – Strom beziehen, könnten sie den Systemstress gerade noch verstärken.

Die Anforderung ist zudem identisch mit den Anforderungen an Erzeugungsanlagen, die jederzeit auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber einspeisen können müssen. Allen Technologien stehen bis zu drei Monate pro Vertragsjahr zu, in denen sie wegen Wartungs- oder Reparaturarbeiten nicht verfügbar sein müssen.

2. Vorabbeschaffung des Stroms

Durch die Kontrahierung einer Last für die Reserve für eine bestimmte Vertragslaufzeit wird eine konstante Stromnachfrage geschaffen, die letztlich von im Markt aktiven Erzeugungsanlagen bedient werden muss. Denn mit der Aufnahme der Last in die Kapazitätsreserve darf diese Last nicht mehr aufgrund von Preisspitzen auf den Strombezug verzichten. Stattdessen muss sie jederzeit Strom beziehen, damit im Bedarfsfall deren Verbrauchsleistung dem System zusätzlich zur Verfügung steht. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Lasten das Problem der Knappheit nicht noch zusätzlich verschärfen, indem sie kurz- oder mittelfristig zusätzliche Nachfrage generieren.

Damit die inflexible Last stets sicher versorgt werden kann und damit der Markt nicht durch die regelbaren Lasten in der Kapazitätsreserve künstlich verknappt wird, muss es also im Markt ausreichend zusätzliche Erzeugungsanlagen geben, die Strom bereitstellen. Hierfür muss der zusätzliche Bedarf in Form von Preissignalen mit ausreichend langer Vorlaufzeit für die Marktakteure sichtbar sein. Dies kann durch lediglich im Vormonat geschlossene Lieferverträge nicht hinreichend sichergestellt werden. Die jeweilige Vorlaufzeit bis zum Lieferzeitpunkt ist hier zu kurz. Denn das Signal in den Markt, das von dieser konstanten Nachfrage ausgeht, kann innerhalb Monatsfrist sehr wahrscheinlich nicht in entsprechende Kapazitäten umgesetzt werden. Als zusätzliche Erzeugungsanlagen kommen beispielsweise Kraftwerke in Frage, die ohne die Kontrahierung der regelbaren Lasten wegen Unwirtschaftlichkeit (z.B. aufgrund von Überkapazitäten) stillgelegt würden. Kraftwerksstilllegungen orientieren sich am längerfristigen Terminmarkt. Diese Erzeugungsanlagen müssen daher den zusätzlichen Bedarf in Form von Preissignalen längerfristig sehen.

Gerade wenn sich der Markt weiter auf den Gleichgewichtszustand zubewegt und das Stromangebot für bestimmte Zeiträume knapper wird, würden lediglich im Vormonat geschlossene Verträge im Wesentlichen wirken wie erst im Day-ahead- oder Intraday-Handel geschlossene Verträge, denn mit einer Vorlaufzeit von einem Monat lassen sich zusätzliche Kapazitäten nicht mit ausreichender Sicherheit erschließen. Das bedeutet, ohne die Strombeschaffung für die 2 Jahre würden die Lasten in der Kapazitätsreserve in Konkurrenz mit allen Marktakteuren um das knappe Gut Strom stehen und könnten damit Systemstress gerade erst hervorrufen.

Diese Anforderung ist im Übrigen auch kongruent zur Anforderung an Erzeugungsanlagen: Erzeugungsanlagen müssen mit dem Übergang in die Kapazitätsreserve auf jede Teilnahme und insbesondere Nachoptimierung am Strommarkt verzichten. Die gleiche Anforderung gilt auch für regelbare Lasten, indem sie zu Beginn des Erbringungszeitraums den gesamten Strom beschaffen und dann während ihrer Zeit in der Reserve nicht mehr am Strommarkt tätig sind.

3. Mindestgebotsgröße

Die Mindestgebotsgröße dient dazu, die Kapazitätsreserve für die Übertragungsnetzbetreiber operativ handhabbar und möglichst wenig fehleranfällig zu gestalten. Denn es gibt bisher keine Erfahrungswerte mit der Handhabung der Kapazitätsreserve. Kleine Anlagen aber, die in entsprechend größerer Zahl unter Vertrag genommen werden müssten, machen den Betrieb der Kapazitätsreserve deutlich komplexer und damit auch fehleranfälliger. So müssen die

Übertragungsnetzbetreiber bei der Aktivierung von Kapazitätsreserveanlagen die Auswirkungen auf die Netze prüfen. Zudem müssen sie geeignete Marktkraftwerke auswählen und zur Reduzierung ihrer Wirkleistungseinspeisung auffordern. Im Fall des Abrufs sind ebenfalls die Auswirkungen der Wirkleistungseinspeisung aus den Kapazitätsreserveanlagen und den wieder hochgeregelten Marktkraftwerken auf das Netz zu überprüfen. Je mehr kleinere Anlagen die Kapazitätsreserve bilden, desto mehr dieser Prüfungen haben die Übertragungsnetzbetreiber durchzuführen.

Hinzu kommt, dass die Aktivierung und insbesondere der Abruf einer Vielzahl kleiner Anlagen nur vollautomatisch erfolgen kann. Für eine solche Vollautomatisierung bedarf es entsprechender informationstechnischer Systeme („Abrufserver“). Diese müssen für das spezielle Produkt Kapazitätsreserve eigens entwickelt werden. Weder können sie fertig erworben werden, noch können gängige Systeme aus den Bereichen Regelleistung oder abschaltbare Lasten übertragen werden. Die Erfahrungen im Bereich Regelleistung und abschaltbare Lasten zeigen, dass die Einführung eines Abrufservers einige Jahre in Anspruch nimmt. Daher ist zunächst eine Mindestgebotsmenge von 10 Megawatt sinnvoll. Diese kann für spätere Ausschreibungen nach unten angepasst werden, wenn die Automatisierung der Prozesse entsprechend vorangeschritten ist.

4. Rückkehrverbot

Für alle Teilnehmer müssen die Grundprinzipien der Kapazitätsreserve Anwendung finden. Eines dieser Grundprinzipien ist das Rückkehrverbot (siehe Teil 1, B.II.1.), welches verhindert, dass Investitionsentscheidungen von Marktteilnehmern nachträglich entwertet werden. Dieses umfasst grundsätzlich alle Märkte, einschließlich der Regelleistungsmärkte.

Für regelbare Lasten ist eine begrenzte Ausnahme vorgesehen, die eine Teilnahme am Stromhandel weiterhin ermöglicht. Anderenfalls müsste die regelbare Last ihren Betrieb einstellen, sobald sie nicht mehr in der Kapazitätsreserve teilnimmt. Dies wäre eine unverhältnismäßige Beschwer, weil es die Wertschöpfung aus dem Produktionsprozess ausschließt.

Weitere Ausnahmen, die regelbare Lasten gegenüber anderen Technologien bevorteilen, sind jedoch nicht angezeigt. Es stellt keine unverhältnismäßige Beschwer von Lasten dar, nicht mehr an der AbLaV oder den Regelleistungsmärkten teilnehmen zu können; insbesondere bleibt die Wertschöpfung aus dem Produktionsprozess unbeeinträchtigt.

5. Probeabrufe

Für eine Anlage in der Kapazitätsreserve ist mindestens ein Probeabruf pro Jahr vorgesehen, höchstens jedoch zehn. Die Übertragungsnetzbetreiber entscheiden, wie viele Probeabrufe erforderlich sind, um die Funktionsfähigkeit der Anlagen zu prüfen.

Durch die Möglichkeit mehrerer Probeabrufe wird die Verfügbarkeit der Reserveleistung erhöht, da die Probeabrufe mit Pönalen belegt sind. Allein der Umstand, dass die Möglichkeit der Überprüfung der Verfügbarkeit der Reserveleistung besteht, hat eine disziplinierende Wirkung auf die Anbieter, nur Anlagen in einem voll funktionsfähigen Zustand anzubieten und diesen Zustand dann auch aufrechtzuerhalten. Ohne das Risiko von Probeabrufen und möglichen Pönalen bei Nichtverfügbarkeit würde ein zentraler Anreiz für die Anlagenbetreiber fehlen, ihre Anlage über den gesamten Erbringungszeitraum tatsächlich verfügbar zu halten.

Die AbLAV erlaubt ebenfalls Probeabrufe, spezifiziert aber keine Mindestzahl von Probeabrufen im Erbringungszeitraum. Der Erbringungszeitraum beträgt allerdings bei der AbLAV nur eine Woche.

Ein Verzicht auf eine angemessene Anzahl von Probeabrufen bei der Kapazitätsreserve wäre angesichts des viel längeren Erbringungszeitraums (2 Jahre) nicht sachgerecht.

Deutschland weist schließlich darauf hin, dass Regelleistung und Kapazitätsreserve unterschiedlich sind und die über Jahre entwickelten Teilnahmevoraussetzungen der Regelleistungsmärkte nicht ohne Weiteres auf die Kapazitätsreserve übertragen werden können.

Es ist zudem mit Blick auf die Flexibilität des Stromsystems deutlich sinnvoller, dass alle Lasten, die grundsätzlich geeignet und willens sind, ihren Strombezug zu reduzieren, entweder auf das Marktpreissignal im Stromhandel reagieren oder sich an der Regelleistung-Ausschreibung und der AbLaV-Ausschreibung beteiligen. Die Ausschreibungen für Regelleistung und nach der AbLaV finden kurzfristig und für kurze Verpflichtungsperioden von Stunden und Tagen statt. Dort kontrahierte Lasten können sehr kurzfristig wieder im Day-ahead oder Intraday Handel teilnehmen, wenn dort Flexibilität benötigt wird und die Preise entsprechend steigen. Nicht sinnvoll ist es hingegen, wenn für die Regelleistung oder die AbLaV geeignete Lasten stattdessen an der Kapazitätsreserve teilnehmen. Dort wären sie für zwei Jahre gebunden und unflexibel in der Höhe ihrer Last.

IV. Grenzüberschreitende Beteiligung

Deutschland stimmt mit der Europäischen Kommission überein, dass die Möglichkeit einer grenzüberschreitenden Beteiligung an nationalen Mechanismen stets sorgfältig zu prüfen und, wo möglich, zuzulassen ist. Das unter Rn. 146 des Eröffnungsbeschlusses der Europäischen Kommission vorgeschlagene De-rating-Konzept trägt jedoch für die Kapazitätsreserve nicht:

Für Kapazitätsmechanismen, deren Kapazitäten regulär am Stromhandel teilnehmen, kann die Feststellung ausreichen, wie viel Interkonnektor-Kapazität durchschnittlich zur Verfügung steht. Für Reserven, die erst nach Abschluss aller Handelsgeschäfte zum Einsatz kommen, genügt dies aber nicht. Hier spielen zwei Faktoren eine Rolle:

- Die Wahrscheinlichkeit, dass im Reserve-Mitgliedstaat und einem Nachbar-Mitgliedstaat gleichzeitig Knappheit besteht, d.h. ob eine Chance auf freie Interkonnektor-Kapazität besteht und
- die Vorbelastung des konkreten Interkonnektors, d.h. wie viel Strom in welche Richtung aufgrund des Handelsergebnisses über den Interkonnektor fließt.

Der zweite Faktor hängt vom Ergebnis des Marktkopplungs-Algorithmus ab und kann daher nach heutigem Stand nicht ex ante in einem De-rating-Konzept erfasst werden. Als weitere Schwierigkeit kommt hinzu, dass jedes MW ausländische Reserveleistung mit einem unterschiedlichen Faktor de-rated werden müsste, da sich für jedes MW eine unterschiedliche Vorbelastung des Interkonnektors ergäbe.

Es gibt bisher weder praktische Erfahrungen noch etablierte Methoden für ein De-rating im Rahmen von Reservekonzepten. Bisher liegen auch keine wissenschaftlichen Untersuchungen oder Aufsätze zu dieser Frage vor.

C. Angemessenheit

Hinsichtlich der Befristung der Kapazitätsreserve wird auf die Ausführungen in Teil 1 unter B.III. verwiesen.

D. Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel

Deutschland teilt den Wunsch der Europäischen Kommission, Auswirkungen auf den Wettbewerb und Handel im Strombinnenmarkt zu vermeiden oder jedenfalls auf ein Minimum zu reduzieren. Daher hat Deutschland sowohl im Rahmen des Strommarktgesetzes als auch beim Design der Kapazitätsreserve dieses Ziel in den Mittelpunkt gestellt.

Wie die Europäische Kommission im Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen festgestellt hat, ist es unverzichtbar, dass sich Bilanzkreisverantwortliche bemühen, selbst ausgeglichen zu sein und dass entsprechende Anreize und Gelegenheiten zu solchem Verhalten bestehen.⁴ Es darf keine Situation entstehen, in der sie finanziell indifferent sind, ob sie selber tätig werden oder die Übertragungsnetzbetreiber an ihrer Stelle für den bilanziellen Ausgleich sorgen.

Aus diesem Grund ist es für Bilanzkreisverantwortliche stets teurer, wenn der Übertragungsnetzbetreiber ihren Bilanzkreis ausgleicht, als wenn sie es selbst tun.⁵ Dies stärkt den Wettbewerb und den Handel im Strombinnenmarkt, weil es die Bilanzkreisverantwortlichen kontinuierlich nach marktlichen Lösungen – ob börslich oder bilateral – streben lässt.

Deutschland weist zudem mit Blick auf Rn. 168 des Eröffnungsbeschlusses der Europäischen Kommission darauf hin, dass die Abrechnung zum zweifachen des technischen Gebotslimits im Intraday-Handel eine Untergrenze darstellt. Sollte es sich als erforderlich erweisen, kann der Abrechnungspreis auch höher liegen.

⁴ Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, S. 7; abrufbar unter: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_de.pdf.

⁵ Wäre dies nicht der Fall, handelte es sich um eine implizite Preisbegrenzung. So auch die Europäische Kommission im Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, S. 5 f. und Fn. 16; abrufbar a.a.O.