

**Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung
einer Strategischen Reserve**

Gutachten im Auftrag des

BDEW

Reinhardtstraße 32, 10117 Berlin

21. September 2012

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Kurzfassung	ii
1 Strategische Reserve — eine sinnvolle Absicherung des Energy-Only Marktes	1
1.1 Hintergrund und Konzept der Strategischen Reserve	1
1.2 Ziel des Gutachtens	2
2 Vorschläge zur Ausgestaltung der Strategischen Reserve	6
2.1 Sinnhaftigkeit und Tragfähigkeit einer Brückenlösung	6
2.2 Produktdefinition	9
2.3 Methodik zur Dimensionierung und Preisfindung	15
2.4 Regionale Dimensionierung	21
2.4.1 Europäische Aspekte	21
2.4.2 Ablösung Kaltreserve durch Regionalkomponente Süddeutschland	22
2.5 Organisatorische Aspekte	26
2.5.1 Einsatzkonzept	26
2.5.2 Abwicklung	29
3 Zusammenfassung	31
Literatur	35

Kurzfassung

Derzeit wird eine intensive und in Teilen kontroverse energiepolitische Debatte darüber geführt, ob das heutige Strommarktdesign grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es ggf. ergänzt werden müsste. Dies geschieht vor dem Hintergrund wachsender Einspeisungen aus fluktuierenden Energiequellen. Der Ausgang dieser Debatte ist noch offen und zum Teil von noch zutreffenden politischen Grundsatzentscheidungen abhängig.

Nach vorherrschender Meinung existiert in Deutschland wenigstens aktuell kein generelles Kapazitätsproblem. Allerdings ist es derzeit aus netztechnischer Sicht erforderlich, eine bestimmte Menge sicherer Redispatchleistung in Süddeutschland verfügbar zu haben, was schließlich zur temporären Einrichtung einer sog. „Kaltreserve“ geführt hat, bei der die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die vergangene Winterperiode 2011/12 rund 2 GW Reservekraftwerke kontrahiert haben.

Allerdings befinden sich Erzeugungsanlagen unter dem doppelten Anpassungsdruck rasch anwachsender Mengen volatiler Einspeisungen aus Erneuerbaren und des Zusammenwachsens nationaler Erzeugungsmärkte zu einem EU-Binnenmarkt. Unter anderem in Folge dieser Umbruchphase kann es kurzfristig zu Marktaustritten kommen, die ihrerseits zur Folge haben können, dass sich die Versorgungssicherheit in Extremsituationen nicht im nationalen Rahmen gewährleisten lässt, so dass auch unter diesem Gesichtspunkt zukünftig Kapazitätsbedarf entstehen könnte.

In der aktuellen Situation, in der einerseits Unklarheit über die Notwendigkeit für dauerhafte Kapazitätsmechanismen herrscht und andererseits vorübergehender Bedarf zur Deckung eines regionalen Kapazitätsbedarf besteht, kann die Strategische Reserve eine geeignete Brückenlösung darstellen. Sie schafft Zeit, um die Diskussion bzgl. langfristiger Kapazitätsmechanismen mit der notwendigen Sorgfalt und Tiefe unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse und Wechselwirkungen zu führen, und erlaubt gleichzeitig, den kurzfristigen Bedarf durch einen marktbasierteren anstelle des zur Zeit angewendeten administrativen und intransparenten Ansatzes zu decken. In diesem Gutachten stellen wir einen konkreten Vorschlag für eine praktikable und marktbasierende Ausgestaltung einer Strategischen Reserve in Deutschland vor. Die Strategische Reserve zielt dabei insbesondere darauf ab, wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Bestandskraftwerken so lange zu verhindern, wie dies den gesamtwirtschaftlich effizientesten Weg zur Deckung des Kapazitätsbedarfs darstellt.

Der in diesem Gutachten ausgearbeitete Vorschlag umfasst im Kern folgende Aspekte:

- **Ausgeschriebenes Produkt:** Mit der Strategischen Reserve werden Kapazitäten für einen Zeitraum von jeweils zwei Jahren kontrahiert. Die Anbieter verpflichten sich, die Kapazitäten in diesem Zeitraum fortwährend betriebs- bzw. anfahrbereit zu halten, um im Falle einer am Day-Ahead Spotmarkt auftretenden Knappheit eingesetzt werden zu können. Eine Vermarktung dieser Kapazitäten am Strommarkt darf nur durch den Kapazitätshalter und nur im Falle einer dortigen Knappheit erfolgen. Zusätzlich wird den ÜNB die Möglichkeit gegeben, die Strategische Reserve für den Zweck des Redispatches einzusetzen.
- **Beschaffungsmethodik:** Die Beschaffung der Strategischen Reserve erfolgt in Form einer sog. „Descending Clock Auction“. Dabei handelt es sich um ein dynamisches, d. h. über mehrere Runden verlaufendes Auktionsverfahren, das sowohl den potentiellen Anbietern als auch dem Kapazitätshalter wichtige zusätzliche Informationen über die gesamte Angebotssituation zugänglich macht. Erst hierdurch ist für die Anbieter die Ermittlung fairer Preise für das angebotene Gut möglich. Für den Kapazitätshalter stellt die so gewonnene Information eine entscheidende Größe für die Dimensionierung der benötigten Strategischen Reserve dar, die i. W. davon abhängt, wie viele Kraftwerke zukünftig ohne Strategische Reserve stillgelegt würden. Hierzu schlagen wir einige Ergänzungen der Methodik der „Descending Clock Auction“ vor. Das Verfahren erlaubt auch die Einbeziehung von regionalen Kernanteilen, was notwendige Voraussetzung für die Ablösung der Kaltreserve durch eine Regionalkomponente der Strategischen Reserve ist. Wir schlagen vor, Beschaffungsauktionen grundsätzlich im zweijährigen Turnus durchzuführen. Im Bedarfsfall können zusätzliche Auktionen auch kurzzyklischer, d. h. jährlich, durchgeführt werden.
- **Kapazitätshalter und Finanzierung:** Als Kapazitätshalter schlagen wir aus Praktikabilitätsgründen die deutschen ÜNB vor. Zum Einen kommt diesen ohnehin eine entscheidende Rolle bei der Dimensionierung der Strategischen Reserve zu. Zum Anderen wird aufgrund der bereits bei den ÜNB vorgehaltenen Prozesse und Kommunikationswege die Einführung einer Strategischen Reserve erheblich vereinfacht. Wir halten es jedoch für erforderlich, dass die ÜNB diese Rolle unter enger Aufsicht des BMWi und der BNetzA ausfüllen. Die Rolle der ÜNB als Kapazitätshalter legt nahe,

die Strategischen Reserve über netzbezogene Komponenten des Strompreises zu finanzieren.

Das vorgeschlagene Design lässt sich im europäischen Rahmen erweitern. Eine sofortige Einbeziehung im Ausland gelegener Kraftwerke ist wegen der gemeinsamen Preiszone im Falle Österreichs möglich.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Strategische Reserve als Brückenlösung, die in der Hauptsache auf die Verschiebung der Stilllegungen von Bestandskraftwerken abzielt, für einen Zeitraum von rund zehn Jahren, also etwa bis Anfang der 2020er Jahre, tragen kann. Somit kann die Strategische Reserve einen Zeitraum abdecken, der für Klärung der oben aufgeworfenen grundsätzlichen Fragen zum Marktdesign erforderlich aber auch ausreichend ist.

1 Strategische Reserve

– eine sinnvolle Absicherung des Energy-Only Marktes

1.1 Hintergrund und Konzept der Strategischen Reserve

Derzeit wird eine intensive und in Teilen kontroverse energiepolitische Debatte darüber geführt, ob das heutige Strommarktdesign – ein sogenannter Energy-Only Markt, der lediglich gelieferte Energie vergütet – grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es ggf. ergänzt werden müsste. Dabei herrscht weitgehende Einigkeit, dass auch bei starkem Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin konventionelle hydrothermische Kraftwerkskapazitäten in größerem Umfang vonnöten sein werden, um Versorgungssicherheit in ausreichendem Maße gewährleisten zu können. Weiterhin besteht weitgehende Einigkeit, dass das aktuelle Strompreisniveau Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten kaum beanregt.

Die Kontroverse entsteht, da ausgehend von der vorgenannten Beobachtung ein Teil der Diskutanten ein Versagen des Energy-Only Marktes konstatiert und die Einführung von Kapazitätsmechanismen fordert. Damit sind Marktdesigns gemeint, in denen die Anbieter konventioneller Kraftwerke Zahlungen bereits für die Leistungsvorhaltung – also unabhängig von der Energieeinspeisung – erhalten. Andere Diskussionsteilnehmer verstehen die aktuelle Marktsituation als Signal für zurzeit (noch) bestehende Überkapazitäten und sehen im Energy-Only Markt ein – unter bestimmten Umständen – grundsätzlich auch langfristig funktionsfähiges Markt-Design. Vertritt man eine solche Meinung, so wäre die Einführung von Kapazitätsmechanismen abzulehnen, da diese dann dauerhaft notwendig wären und die Funktionsweise des Energy-Only Marktes nachhaltig und irreversibel schädigen würde. Der Ausgang dieser Debatte ist noch offen und – wie grundsätzliche Betrachtungen etwa in [1] zeigen – zum Teil abhängig von politischen Grundsatzentscheidungen, bspw. der Frage, ob Versorgungssicherheit auch zukünftig aus einer nationalen Sichtweise definiert wird oder ob eine gemeinsame europäische Verantwortung für die Versorgungssicherheit angestrebt wird.

Die Einrichtung einer sog. „Kaltreserve“, bei der die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die vergangene Winterperiode 2011/12 Reservekraftwerke kontrahiert haben, und die aktuelle politische Diskussion über die Verstetigung und Kodifizierung dieser Kaltreserve zeigen darüber hinaus aber, dass wenigstens kurzfristig eine Notwendigkeit zur Sicherung von Erzeugungskapazität durch explizit

darauf ausgerichtete Maßnahmen besteht. Im Vergleich zu der zuvor umrissenen Diskussion, die Fragen der Versorgungssicherheit, d. h. einer ausgeglichenen Leistungsbilanz, adressiert, war Auslöser der Einrichtung der Kaltreserve eine antizipierte Gefährdung der Systemsicherheit, da es insbesondere aufgrund der kurzfristigen, dauerhaften Abschaltung von acht Kernkraftwerken in 2011 vorübergehend zu regionalen, netztechnischen Problemen kommen kann. Ein Bedarf zur Vorhaltung einer Kaltreserve wurde auch für den kommenden Winter bereits identifiziert. Dabei wird für die Kontrahierung der entsprechenden Erzeugungskapazitäten zurzeit ein administrativer Ansatz verfolgt, bei dem die ÜNB die Kapazitäten auf Basis individueller Vereinbarungen unter Vertrag nehmen. Damit erfolgt die Beschaffung der notwendigen Reservekraftwerke derzeit nicht marktbasierend und insbesondere wenig transparent.

In der momentanen Situation, in der einerseits offenkundig kurzfristig Bedarf zur Absicherung von Erzeugungskapazität besteht und andererseits noch Unklarheit über die Notwendigkeit zur Etablierung langfristiger Kapazitätsmechanismen herrscht, könnte das Konzept der sog. „Strategischen Reserve“ eine geeignete Brückenlösung darstellen (vgl. Exkurs auf Folgeseiten zur Darstellung der grundlegenden Funktionsweise der strategischen Reserve und Vorteilen gegenüber anderen Kapazitätsmechanismen). Wie etwa in [1] und [2] ausgeführt, würde es die strategische Reserve – als kurzfristig einführbares Instrument zur Kapazitätssicherung – ermöglichen, den derzeitigen administrativen Ansatz zur Beschaffung der Kaltreserve durch einen transparenten und marktbasierenden Ansatz zu ersetzen. Gleichzeitig erfolgt mit der Einführung einer strategischen Reserve keine Vorfestlegung in der Frage nach der Notwendigkeit für dauerhafte Kapazitätsmechanismen, da sie sowohl durch entsprechende langfristige Mechanismen abgelöst werden kann als auch die Möglichkeit zur Rückkehr in ein System ausschließlich basierend auf einem Energy-Only Markt offen lässt.

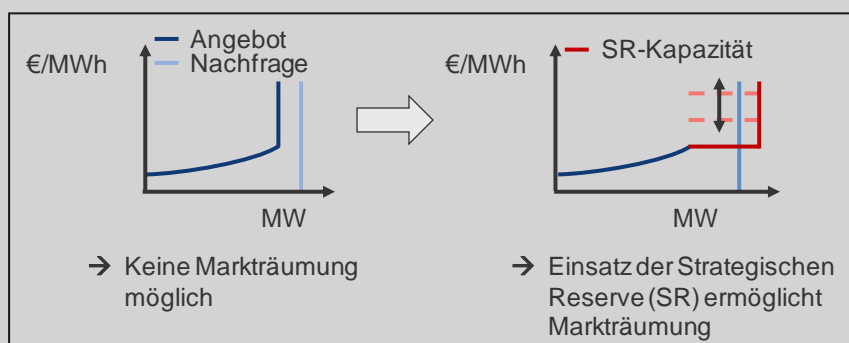
1.2 Ziel des Gutachtens

Ziel dieses Gutachtens ist es nun, basierend auf dem in [1] vorgestellten Grundkonzept eine praktikable Ausgestaltung einer Strategischen Reserve zu beschreiben. Dabei soll die Ausgestaltung die Funktion der Strategischen Reserve als Brückenlösung sicherstellen, d. h. sowohl zeitnah umsetzbar sein, einen ausreichenden Zeithorizont abdecken können und kurzfristig wieder abgeschafft werden können, wenn der Kapazitätsbedarf verschwindet oder langfristige Mechanismen eingeführt werden.

Grundlegende Funktionsweise und Vorteile einer Strategischen Reserve

Das Konzept der Strategischen Reserve beabsichtigt die Ausstattung von Erzeugungskapazitäten (und ggf. auch nachfrageseitigen Ressourcen) mit expliziten Kapazitätszahlungen, die vom Kapazitätshalter, d. h. der ausschreibenden Stelle, lediglich in Knappheitssituationen (Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage an Strommarkt) eingesetzt werden. Vor dem Hintergrund der akuten netztechnischen Probleme in Deutschland, die ggf. auch durch die Strategische Reserve zu adressieren sind, sind auch weitere Einsatzfälle denkbar, wie im weiteren Verlauf dieses Gutachtens noch diskutiert wird. Diese sind aber nicht Teil des grundlegenden Konzepts der Strategischen Reserve.

Das zugrundeliegende Konzept zeigt die nachfolgende Abbildung. Eine Knappheitssituation liegt dann vor, wenn eine Markträumung ohne Rationierung der Nachfrage nicht möglich ist (links). In diesem Fall wird über die Strategische Reserve kontrahierte Leistung im Rahmen eines weiteren Versuchs zur Markträumung (zweite Spotmarktauktion) in den Markt geboten, um so eine Markträumung herbeizuführen (rechts). Wie im Bild angedeutet (gestrichelte rote Linien), gibt es hinsichtlich des Gebotspreises, mit dem diese Kapazität in den Markt geboten wird, verschiedene Ansätze, die in diesem Gutachten noch näher diskutiert werden.



Im Gegensatz zu anderen Kapazitätsmechanismen, wie umfassenden Kapazitätsmechanismen (auch Versorgungssicherheitsverträge) oder selektiven Kapazitätsmechanismen, die bspw. nur Kraftwerksneubauten beanreizen sollen, ist es als Teil der Strategischen Reserve kontrahierter Erzeugungskapazität nicht erlaubt, außerhalb der eindeutig und vorab definierten Einsatzfälle am Energy-Only Markt (oder auch an anderen Märkten wie bspw. den Reservemärkten) teilzunehmen. Damit sind die Auswirkungen der Strategischen Reserve auf den Energy-Only Markt vergleichsweise gering, da sich an der Ausschreibung der Strategischen Reserve in erster Linie nur Kapazitäten beteiligen werden, die ohne entsprechende Kapazitätszahlung vollständig vom Strommarkt verschwinden bzw. in diesen überhaupt nicht eintreten würden. Ihre Erlöse am Energy-Only Markt wären nicht hoch genug, um ausreichende Erlöse zur Fixkostendeckung zu erwirtschaften. Solche Kapazitäten als Strategische Reserve zu kontrahieren ist in Marktsituationen mit ausgeglichener Leistungsbilanz vollständig rückwirkungsfrei. Rückwirkungen entstehen nur in (seltenen) Knappheitssituationen, in denen aber ohne Einsatz der Strategischen Reserve ohnehin kein reguläres Marktergebnis erzielt werden würde. Insbesondere erlaubt die Strategische Reserve grundsätzlich das Entstehen von Knappheitspreisen am Energy-Only Markt, wenn der Ausübungspreis im Falle eines Abrufes der Strategischen Reserve entsprechend gewählt wird. Damit schafft dieser Mechanismus Anreize zur Aktivierung von Nachfrageelastizität und ggf. für Investitionen in Neuanlagen im Energy-Only Markt selbst. Im Gegensatz dazu würden

(fortgesetzt: Grundlegende Funktionsweise und Vorteile einer Strategischen Reserve)

insbesondere selektive Kapazitätsmechanismen zu einer Verzerrung des Energy-Only Marktes führen, da durch die selektive Förderung bestimmter Kapazitätssegmente (bspw. Neubaukraftwerke) die wirtschaftliche Situation nicht von einem solchen Mechanismus erfasster Kapazitäten verschlechtert wird. Dies ist ineffizient und somit gesamtwirtschaftlich nicht wünschenswert.

Ein weiterer Vorteil der Strategischen Reserve ist die Tatsache, dass diese vergleichsweise kurzfristig einzuführen wäre und insbesondere kurzfristig Wirkung entfalten könnte. Zwar zielt die Strategische Reserve nicht explizit nur auf Bestandskraftwerke ab, aber aufgrund ihrer Wirkungsweise ist davon auszugehen, dass sich i. W. aus wirtschaftlichen Gründen von Stilllegung bedrohte Kraftwerke beteiligen werden. Diese stehen – im Vergleich zu Neubaukraftwerken, die zur Zielgruppe anderer Mechanismen gehören – ohne weiteren Vorlauf zur Verfügung. Darüber hinaus ließe sich die Strategische Reserve weitgehend rückwirkungsfrei abschaffen, wenn der Grund für die Einführung entfällt, etwa wenn der regionale Kapazitätsbedarf aufgrund netzseitiger Maßnahmen verschwindet oder die Voraussetzungen für einen dauerhaft funktionierenden Energy-Only-Markt geschaffen wurden. Für umfassende oder selektive Kapazitätsmechanismen ist hingegen von einem selbstverstärkenden Effekt, dem sog. „slippery-slope“ Effekt, auszugehen: Die Angebotsausweitung infolge des Kapazitätsmechanismus führt am Strommarkt zu einem niedrigeren Preisniveau und einer damit verbundenen niedrigeren Auslastung / Erlösen der Kraftwerke. Daher ist zum einen zu erwarten, dass die durch den Kapazitätsmechanismus angereizten Kraftwerke langfristig nicht ohne Zahlungen aus einem solchen Mechanismus auskommen und sich zum anderen (im Falle selektiver Mechanismen) die wirtschaftliche Situation der bislang nicht geförderten Bestandskraftwerke verschlechtert, so dass auf lange Sicht zunehmend mehr der benötigten Kapazitäten auf einen Kapazitätsmechanismus angewiesen sein werden.

Somit ist ebenfalls davon auszugehen, dass die Strategische Reserve im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen mit den geringsten Kosten verbunden ist, da sie einerseits – im Vergleich zu umfassenden Kapazitätsmechanismen – nur einen bestimmten Teil des gesamten Kapazitätsbedarfs adressiert, nämlich den der in Knappheitssituationen am Energy-Only-Markt vorliegt, und andererseits – im Vergleich zu selektiven Kapazitätsmechanismen – die Situation von anderen Bestandskraftwerken nicht verschlechtert und somit verhindert, dass zunehmend mehr Kraftwerke Kapazitätszahlungen benötigen.

Zwar ist auch die Strategische Reserve mit Parametrierungsrisiken verbunden (insb. die Frage nach dem Umfang der zu kontrahierenden Kapazität, vgl. weitere Diskussion in diesem Gutachten), insgesamt sind diese Risiken aber als klein im Vergleich zu denen anderer Mechanismen zu bewerten. Dies gilt insbesondere, wenn man bedenkt, dass die Einführung anderer Mechanismen vermutlich irreversibel und dauerhaft ist, während die Strategische Reserve, wie bereits ausgeführt, weitgehend rückwirkungsfrei wieder abgeschafft werden kann. Internationale Beispiele belegen, dass bislang kein System eines dauerhaften Kapazitätsmechanismus implementiert wurde, das ohne eine nahezu fortwährende Anpassung der Parametrierung des Systems auskommt. Gleichzeitig ist aber ebenfalls festzuhalten, dass die Strategische Reserve vorwiegend als Brückenlösung konzipiert ist und deshalb die Diskussion über ein langfristiges nachhaltiges Marktdesign nicht ersetzen kann. Sie schafft aber das notwendige Zeitfenster, um diese Diskussion mit der notwendigen Sorgfalt und Tiefe unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse und Wechselwirkungen zu führen.

Wir verfolgen bei der Ableitung des Ausgestaltungsvorschlags einen weitestmöglich markt-basierten Ansatz, der es auch ermöglichen soll, die heute einem administrativen Ansatz folgende Beschaffung der Kaltreserve abzulösen.

Dabei sind zahlreiche Detailfragen zu klären. Zunächst stellt sich die Frage, inwiefern die gewünschte Funktion der Strategischen Reserve als Brückenlösung vor dem Hintergrund der aktuellen und mittelfristig zu erwartenden Kapazitätssituation in Deutschland sinnvoll und tragfähig ist (Abschnitt 2.1). Weiterhin ist das mittels der Strategischen Reserve zu beschaffende Produkt hinsichtlich technischer Eigenschaften der kontrahierten Kapazitäten, Vertragslaufzeiten, etc. zu definieren (Abschnitt 2.2). Eine besondere Herausforderung stellen die quantitative Dimensionierung der Strategischen Reserve sowie die Preisfindung in einem engen Markt (wenige Anbieter, geringes Marktvolumen) und für ein Produkt, dessen fairer Preis für Anbieter und Nachfrager, d. h. den späteren Kapazitätshalter, ex-ante schwer abzuschätzen ist, so dass wir diesen Fragen gesondert nachgehen (Abschnitt 2.3). Insbesondere auch zu diskutieren sind Aspekte der regionalen Dimensionierung (Abschnitt 2.4). Dies betrifft sowohl die Frage, ob die Strategische Reserve (ggf. zu einem späteren Zeitpunkt) in einen international koordinierten Ansatz zur Kapazitätssicherung eingebunden werden kann, als auch die Frage, ob die möglicherweise unterschiedlichen Kapazitätsanforderungen in Deutschland – regionaler Bedarf zur Gewährleistung der Netzsicherheit, nationaler Bedarf zur Gewährleistung des Leistungsgleichgewichts – gleichzeitig mit der Strategischen Reserve adressiert werden können. Schließlich umfasst die Beschreibung eines praktikablen Ausgestaltungsvorschlags auch die Klärung organisatorischer Aspekte (Abschnitt 2.5), etwa nach der Wahl eines geeigneten Kapazitätshalters oder der Frage nach der Finanzierung eines solchen Mechanismus.

2 Vorschläge zur Ausgestaltung der Strategischen Reserve

2.1 Sinnhaftigkeit und Tragfähigkeit einer Brückenlösung

Die Strategische Reserve wird, wie zuvor beschrieben, insbesondere als für die aktuelle Situation geeignete Brückenlösung vorgeschlagen. Bevor konkrete Ausgestaltungsvorschläge für eine solche Strategische Reserve formuliert werden, ist zunächst zu klären, inwiefern die Strategische Reserve als Brückenlösung überhaupt die richtige Antwort auf die derzeitige Situation in Deutschland und den damit verbundene aktuellen und ggf. zukünftigen Kapazitätsbedarf ist und inwiefern diese für einen ausreichend langen Zeitraum tragfähig ist.

Aktuell und nach vorherrschender Meinung existiert in Deutschland kein generelles Kapazitätsproblem, d. h. es kann zurzeit davon ausgegangen werden, dass die in Deutschland verfügbare gesicherte Leistung aus Sicht der Leistungsbilanz noch ausreichend ist. Allerdings ist es derzeit aus netztechnischer Sicht erforderlich, eine bestimmte Menge sicherer Redispatchleistung in Süddeutschland verfügbar zu haben. Aufgrund der kurzfristigen, dauerhaften Stilllegung von acht Kernkraftwerken in 2011 (davon fünf südlich der Rhein-Main-Linie) und weiteren insbesondere immissionsschutzrechtlich bedingten Kraftwerksstilllegungen wurde für die Winterperiode 2011/12 befürchtet, dass die in einzelnen Fällen benötigte Redispatchleistung in Süddeutschland nicht ausreichen könnte, so dass die BNetzA die deutschen ÜNB mit der Kontrahierung von Reservekraftwerken beauftragt hat („Kaltreserve“). Die Stilllegung weiterer Bestandskraftwerke würde diese Probleme weiter verschärfen und eine Ausweitung der Kaltreserve erforderlich machen.

Die mit der Kaltreserve adressierten Netzprobleme sollten und könnten mittelfristig durch Netzausbaumaßnahmen gelöst werden. Diese Maßnahmen umfassen dabei nicht nur die Verstärkung oder den Zubau von Übertragungsleitungen, deren zeitliche Umsetzung erheblichen Unsicherheiten unterworfen ist, sondern auch anlagenseitige Maßnahmen, bspw. durch die Installation von Kompensationsanlagen. Der derzeit vorliegende, regional auf Süddeutschland beschränkte Kapazitätsbedarf ist somit nur vorübergehender Natur und auf wenige Jahre beschränkt.

In einer parallel zu diesem Gutachten entstehenden Ausarbeitung weist ECOFYS [3] auf die zeitgleich auftretende starke Ausweitung der erneuerbaren Energien und das Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarktes hin. Hieraus resultiert ein starker Anpassungsdruck auf

den vorhandenen Kraftwerkspark. In Folge dieser Marktsituation kann es zu dauerhaften Marktaustritten kommen, die ihrerseits die Sicherstellung der Versorgungssicherheit auf nationaler Basis gefährden könnten.

Mögliche generelle Kapazitätsprobleme, d. h. eine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch eine unausgeglichene Leistungsbilanz, müssen langfristig im Zuge grundsätzlicher Überlegungen zum Marktdesign gelöst werden. Hierbei ist insbesondere die Frage zu klären, inwiefern das heutige Marktdesign des Energy-Only Markts auch langfristig tragfähig sein kann, in dem es Preis hervorbringt, die ausreichende Investitionen in Erzeugungskapazitäten auslösen, oder ob es durch explizite Kapazitätsmechanismen dauerhaft ergänzt bzw. ersetzt werden muss. Die Klärung dieser und weiterer damit verbundenden Fragen erfordert eine fundierte Diskussion, politische, ggf. internationale Koordination und Entscheidungsfindung. Es entsteht somit ein nennenswerter Zeitbedarf.

Allerdings ist nicht auszuschließen, dass zwischenzeitlich – insb. durch die vorzeitige, wirtschaftlich begründete Stilllegung von Bestandskraftwerken – auch tatsächlich generelle Kapazitätsprobleme entstehen, so dass (evtl. nur vorübergehend) die Versorgungssicherheit gefährdet sein könnte. Eine marktbasierende Lösung, die insbesondere eine vorzeitige Stilllegung von Bestandskraftwerken verhindert, schafft Raum und Zeit, um nach langfristigen sinnvollen und effizienten Lösungen zu suchen und vermeidet – etwa durch die übereilte Einführung eines dauerhaften Kapazitätsmechanismus – einen irreversiblen tiefen Regulierungseingriff mit heute nicht absehbaren Konsequenzen.

Soll die Strategische Reserve, die gerade darauf abzielt, wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Bestandskraftwerken aufzufangen, als Brücke dienen, um Zeit für die Klärung grundlegender Fragen zum Marktdesign zu schaffen, dann gelingt dies nur, wenn der Kapazitätsbedarf in ausreichender Weise und auf absehbare Zeit durch Bestandskraftwerke abgedeckt werden kann. Nennenswerte unausweichliche Kraftwerksstilllegungen, die auch durch eine Strategische Reserve nicht aufzufangen sind, könnten dies grundsätzlich verhindern.

Solche Kraftwerksstilllegungen sind in der jüngeren Vergangenheit aus immissionsschutzrechtlichen Gründen mehrfach erfolgt und waren hauptsächlich mit Stilllegungszusagen der Kraftwerksbetreiber im Rahmen der 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (13. BImSchV) verbunden. Betreiber von Kraftwerken, welche die erhöhten Auflagen der 13. BImSchV nicht erfüllen konnten oder aus wirtschaftlichen Gründen keine Maßnahmen ergreifen wollten, um diese zu erfüllen, hatten die Möglichkeit, eine

Genehmigung zum vorübergehenden Weiterbetrieb der Anlagen zu erhalten, wenn sie gleichzeitig eine Stilllegung der Anlagen bis spätestens zum 31.12.2012 zugesagt haben (sog. „limited lifetime Regelung“). Somit sind bis spätestens Ende 2012 alle sich hieraus zwangsläufig ergebenden Kraftwerksstilllegungen vollzogen und sollten daher bereits in den veröffentlichten Überlegungen der ÜNB zur notwendigen Dimensionierung einer Kaltreserve für den Winter 2012/13 berücksichtigt sein. Hierdurch entsteht keine weitere zeitliche Einschränkung bzgl. der Strategischen Reserve.

Weitere unvermeidliche Stilllegungen können dadurch begründet sein, dass Kraftwerksbetreiber im Rahmen der Genehmigungsverfahren für im Bau befindliche neue Kraftwerke Zusagen über die Stilllegung von Bestandskraftwerken am gleichen Standort gemacht haben, um sicherzustellen, dass nicht durch den zusätzlichen Betrieb des neuen Kraftwerks die Immissionen an diesem Standort (in nicht genehmigungsfähiger Weise) steigen. Insbesondere ist die Stilllegung des Bestandskraftwerks an die Inbetriebnahme des Neubaukraftwerks geknüpft. Eine Überführung der bei Inbetriebnahme des Neubaukraftwerks stillzulegenden Bestandskraftwerke in die Strategische Reserve erscheint dabei aber wenigstens vorübergehend denkbar, da aufgrund der Einsatzweise der Strategischen Reserve absehbar ist, dass nur eine geringe bis sehr geringe Zahl von Einsätzen hieraus resultiert. Insofern kämen die Gründe, die die ursprüngliche Stilllegungszusage notwendig gemacht haben, hier nicht mehr zum Tragen. Allerdings erfordert dieses Vorgehen eine Anpassung der Genehmigung für das in Bau befindliche Kraftwerk.

Darüber hinaus könnte es mittelfristig zu Kraftwerksstilllegungen als Konsequenz der noch ausstehenden Umsetzung der europäischen Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU (IED) in nationales Recht kommen, aus der insbesondere die Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes resultiert. Dies wird zu einer Verschärfung der Anforderungen nach 13. BImSchV führen und somit für eine nennenswerte Anzahl von Anlagen technische Maßnahmen erforderlich machen, um entsprechende Anforderungen erfüllen zu können. Resultierende Stilllegungen sind dann aber Ergebnis wirtschaftlicher Erwägungen und somit nicht den unausweichlichen Stilllegungen hinzuzurechnen, die die Tragfähigkeit einer Strategischen Reserve schwächen könnten. Insbesondere ist davon auszugehen, dass ähnlich den Regelungen der 13. BImSchV Übergangsregelungen vorgesehen werden, die im Sinne einer „limited lifetime“ Regelung den Weiterbetrieb der Anlage für einen Zeitraum bis Anfang der 2020er Jahre ermöglichen.

Insgesamt ist also davon auszugehen, dass die Strategische Reserve als Brückenlösung, die in der Hauptsache auf die Verschiebung der Stilllegungen von Bestandskraftwerken abzielt, für einen Zeitraum von rund zehn Jahren, also etwa bis Anfang der 2020er Jahre, tragen kann. Somit kann die Strategische Reserve einen Zeitraum abdecken, der zur Klärung der oben aufgeworfenen grundsätzlichen Fragen zum Marktdesign und den Vorlaufzeiten bis mögliche Änderungen greifen erforderlich aber auch ausreichend ist und nachdem aufgrund des bis dahin vollständig vollzogenen deutschen Kernenergieausstiegs ohnehin größere Umwälzungen im deutschen Erzeugungspark zu erwarten sind.

2.2 Produktdefinition

Ein entscheidender Schritt bei der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve ist die Definition des durch diesen Mechanismus beschafften Produkts. Eine eindeutige und umfassende Produktdefinition ist Voraussetzung für eine marktbasierende Beschaffung. Nur wenn sich alle Anbieter mit ihren Angeboten auf das gleiche Produkt beziehen, ist eine faire und vergleichbare Bepreisung des Produkts möglich. Dies erfordert insbesondere auch, dass die gewählte Produktdefinition keinen Bedarf für etwaige nachträgliche Verhandlungen über den genauen Gegenstand des zwischen Anbieter und Kapazitätshalter abzuschließenden Vertrags gibt. Ähnlich wie etwa heute bereits bei der Beschaffung von Regelreserve gängige Praxis wären solche Vertragsabschlüsse dann auf Basis eines einheitlichen Rahmenvertrags durchzuführen.

Darüber hinaus ist die Produktdefinition so auszugestalten, dass das ausgeschriebene Produkt einerseits ausreichend attraktiv für mögliche Anbieter ist, als auch andererseits die technischen Anforderungen erfüllt, die sich aus der mit dem Mechanismus adressierten Aufgabe ergeben, d. h. die Herstellung eines Leistungsgleichgewichts und ggf. der Bereitstellung ausreichender Redispatchleistung in Süddeutschland. Zugleich soll die Definition des Produktes dessen effiziente Beschaffung und eine effiziente Erfüllung der gestellten Aufgaben ermöglichen. Dies beinhaltet ggf. auch die gleichzeitige Definition von Preisobergrenzen für das in der Strategischen Reserve zu beschaffende Produkt. Aufgrund der zu erwartenden sehr geringen Einsatzzeiten der Strategischen Reserve stellen die Vollkosten eines neuen Gastur-

binenkraftwerks¹ einen Effizienzmaßstab für in die Strategische Reserve aufzunehmende Bestandskraftwerke dar. Würden Bestandskraftwerke, bspw. zur Finanzierung von Retrofitmaßnahmen, Zahlungen aus der Strategischen Reserve benötigen, die oberhalb der Vollkosten eines Gasturbinenkraftwerks liegen, so wäre stattdessen der Neubau eines solchen Gasturbinenkraftwerks insgesamt als effizienter anzusehen.

Betrachtet man die i. W. mit der Strategischen Reserve adressierte Zielgruppe stilllegungsgefährdeter Bestandskraftwerke, so ist deren technische Verfügbarkeit kurzfristig gewährleistet, und ebenso sind solche Kapazitäten kurzfristig aktivierbar. Somit entsteht – anders als etwa bei einem Mechanismus, der in erster Linie Neubaukraftwerke adressieren würde – kein Bedarf für lange Vorlaufzeiten zwischen Beschaffung des Produkts und Beginn der eigentlichen Erfüllung, d. h. der Bereitstellung des Produkts. Allerdings besteht seitens der Betreiber solcher Kraftwerke vermutlich ein Interesse an eher kurzen Erfüllungszeiträumen / Vertragslaufzeiten, da längere Laufzeiten grundsätzlich das technische Risiko erhöhen und somit das Produkt für Anbieter unattraktiver bzw. teurer machen.

Aus technischer Sicht sollte das ausgeschriebene Produkt eine sichere Verfügbarkeit der in der Strategischen Reserve vorgehaltenen Kapazitäten gewährleisten. Dies gilt insbesondere für die Wintermonate, in denen aufgrund der allgemeinen Lastsituation die Wahrscheinlichkeit eines Leistungsungleichgewichts am höchsten ist. Die notwendige Vorlaufzeit für den Abruf (Aktivierungszeit) richtet sich i. W. nach den Marktbedingungen (Zeitraum zwischen Durchführung einer zweiten Day-Ahead Spotmarktauktion und erster möglicher Lieferstunde) bzw. den netztechnischen Anforderungen (Zeitraum zwischen Identifizierung einer notwendigen Redispatchmaßnahme und dessen physischer Umsetzung).

Basierend auf diesen Überlegungen zu technischen Anforderungen einerseits und den angebotsseitigen Aspekten andererseits schlagen wir eine Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung / Auktion und Beginn des Erfüllungszeitraums von drei bis sechs Monaten² vor. Dies ermög-

¹ Gasturbinenkraftwerke stellen als Spitzenlastkraftwerke die (Groß-)Kraftwerkstechnologie dar, die bei geringer Auslastung die spezifisch niedrigsten Kosten je MW bzw. je MWh aufweist.

² Nicht zuletzt mit Blick auf das in Abschnitt 2.3 vorgeschlagene Design der Beschaffungsauktion, das ggf. über mehrere Runden verläuft, ist die Vorlaufzeit nicht exakt vorab zu definieren. Die hier vorgeschlagene Bandbreite von drei bis sechs Monaten stellt insofern einen Richtwert dar.

licht Anbietern einerseits ggf. auch die Reaktivierung konservierter Kraftwerke und gibt andererseits insbesondere den ÜNB ausreichend Zeit zur Ermittlung des aus netztechnischer Sicht erforderlichen regionalen Kapazitätsbedarfs.

Bezüglich der Vertragslaufzeit schlagen wir einen Zeitraum von zwei Jahren vor, wobei die Ausschreibung der Strategischen Reserve aber ggf. auch in kürzeren Zyklen, d. h. im jährlichen Turnus, stattfinden kann. Dies stellt einen praktikablen Kompromiss zwischen erforderlicher Planungssicherheit für Anbieter und Kapazitätshalter, der Vermeidung zu langfristiger und damit attraktivitätsmindernder Bindungen für die Anbieter sowie der Möglichkeit einer flexiblen Bedarfsanpassung durch die ggf. jährlichen Ausschreibungen dar.

Im Rahmen der Ausschreibung kontrahierte Kapazitäten müssen eine sichere Verfügbarkeit der Anlage garantieren. Dies erfordert, dass die Anbieter / Anlagenbetreiber durch eine angemessene technische Wartung die Anfahrbereitschaft der Anlagen sicherstellen und die Betriebsfähigkeit damit soweit wie möglich garantieren³. Dies umfasst zudem, dass die Brennstoffversorgung der Anlagen stets in ausreichendem Maße sichergestellt ist. In der Realität kann eine technische Nichtverfügbarkeit selbst bei angemessener Wartung aber nicht zu 100 % ausgeschlossen werden. Der Nachweis, ob eine aufgetretene Nichtverfügbarkeit durch schuldhaftes Verhalten des Anlagenbetreibers entstanden ist oder nicht, erscheint in der Praxis nicht eindeutig und praktikabel möglich. Um gleichzeitig aber Missbrauch zu vermeiden, schlagen wir eine moderate Pönalisierung jeder Nichterfüllung vor, die ausreichend Anreize setzt, sich nicht missbräuchlich zu verhalten, und andererseits vermeidet, das Produkt durch zu hohe Pönalen unattraktiv zu machen bzw. preistreibend zu wirken. Eine Strafzahlung von etwa 10 % der Vorhalteprämie pro Aktivierungstag mit Nichterfüllung erscheint uns nach derzeitigem Diskussionsstand hierfür angemessen.

Bezüglich der Aktivierungszeit, d. h. der maximal akzeptablen Vorlaufzeit zwischen Ankündigung eines Abrufs / Einsatzes der Strategischen Reserve und dem tatsächlichen, physischen

³ Das Sicherstellen der Betriebsbereitschaft umfasst auch, dass die Anlagen im Betriebsfall neben der Wirkleistungserzeugung auch zur Bereitstellung weiterer, für den jeweiligen Anlagentyp üblicher Systemdienstleistungen (bspw. Blindleistungsbereitstellung) zur Verfügung stehen. Wie auch bspw. für Anlagen, die an Reservemärkten teilnehmen, üblich, sollte dem Kapazitätshalter zudem ein testweiser Abruf der Anlage unter definierten Regeln möglich sein, um die Gewährleistung der Betriebsbereitschaft zu überprüfen.

Einsatz, halten wir einen Zeitraum von ca. acht bis zehn Stunden für praktikabel. Einerseits ist eine solche Vorlaufzeit technisch von allen grundsätzlich in Betracht kommenden Kraftwerkstechnologien aus einem vorherigen Stillstand umsetzbar. Andererseits entspricht dies der kürzesten Aktivierungszeit, die sich aus der zeitlichen Abfolge des Day-Ahead Spotmarkts ergibt. Dessen Ergebnisse liegen – unter Berücksichtigung einer ggf. durchzuführenen zweiten Spotmarktauktion, bei der die Strategische Reserve wie erläutert Berücksichtigung finden würde – in der Regel bis spätestens 14 Uhr am Vortag der physischen Erfüllung vor. Der früheste Erfüllungszeitraum ist die Stunde 0-1 Uhr und beginnt somit zehn Stunden später. Zwar ist zur Erfüllung der netztechnischen Anforderungen an die Strategische Reserve (notwendiger Redispatch) grundsätzlich eine möglichst kurze Aktivierungszeit wünschenswert, da diese den ÜNB stets die größtmögliche operative Flexibilität bietet. Grundsätzlich orientieren sich bei Redispatchmaßnahmen – auch von im Markt stehenden Anlagen – Aktivierungszeiten etc. am Können und Vermögen der betroffenen Anlagen. Auch bei im Markt stehenden Anlagen, wenn diese als Marktergebnis am Folgetag nicht für einen Einsatz vorgesehen sind und somit für eine Leistungserhöhung im Rahmen des Redispatch in Frage kommen, kann keine grundsätzlich kürzere Aktivierungszeit seitens der ÜNB vorausgesetzt werden. Daher erscheint uns die Annahme, dass eine Aktivierungszeit, wie von uns vorgeschlagen, mit den netztechnischen Anforderungen vereinbar sei, grundsätzlich gerechtfertigt.

Die vorgeschlagene Aktivierungszeit ist zwar wie beschrieben technisch grundsätzlich von allen in Frage kommenden Kraftwerkstechnologien erreichbar. Dies ist jedoch für viele Anlagen mit hohem anlageseitigem Aufwand und daher mit Kosten verbunden, um die ständige Anfahrbereitschaft der Anlagen zu gewährleisten. Gleichzeitig ist die geforderte ständige Verfügbarkeit der Anlagen wegen zwangsläufig notwendiger Maßnahmen (Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen, die in einer vollständigen oder teilweisen, geplanten Nichtverfügbarkeit der Anlage resultieren) ganzjährig nicht zu gewährleisten. Wir schlagen daher vor, den Anlagenbetreibern in der Sommerperiode, in der ein Einsatz der Strategischen Reserve weitgehend ausgeschlossen werden kann bzw. mit gewissem Vorlauf antizipierbar ist, zu ermöglichen, ihre Anlagen für einen Zeitraum von bis zu etwa acht Wochen von der Strategischen Reserve abzumelden. Dies muss in Abstimmung mit dem Kapazitätshalter erfolgen, der die Abmeldungen der verschiedenen Anbieter ggf. koordiniert und prüft, dass die im jeweiligen Zeitraum dann noch tatsächlich vorgehaltene Kapazität der Strategischen Reserve ausreicht. Zugleich kann die Aktivierungszeit der nicht temporär abgemeldeten Anlagen im Sommer auf 48 Stunden verlängert werden. Dies lässt insb. den ÜNB noch immer genügend

Vorlaufzeit, um bei unvorhergesehenen netztechnischen Ereignissen die verfügbaren Kapazitäten der Strategischen Reserve rechtzeitig, ggf. auch vorsorglich, in Anfahrbereitschaft zu versetzen, reduziert aber andererseits den anlagenseitigen Aufwand und damit die Kosten der Vorhaltung erheblich.

Die bisherige Diskussion der Anforderungen an eine geeignete Produktdefinition bezog sich i. W. auf Kraftwerkskapazitäten als Teil der Strategischen Reserve, wobei neben Großkraftwerken ausdrücklich auch dezentrale Erzeugungstechnologien adressiert werden können. Grundsätzlich gibt es darüber hinaus weder aus technischer noch aus konzeptioneller Sicht Gründe, die gegen eine Einbeziehung verbrauchsseitiger Maßnahmen in eine Strategische Reserve sprechen⁴. Bei der Ausgestaltung ist aber darauf zu achten, dass die grundsätzlich wünschenswerte Preiselastizität der Nachfrage im Energy-Only Markt nicht durch falsche Anreize oder eine ungünstige Produktdefinition aus der Strategischen Reserve reduziert wird.

Für Kraftwerkskapazitäten, die als Teil der Strategischen Reserve kontrahiert werden, könnte es zudem vorteilhaft sein, eine sog. „No-Way Back“ Regel vorzusehen. Dies bedeutet, dass dieser Kraftwerkskapazität – einmal Teil der Strategischen Reserve – dauerhaft der Zugang zum Energy-Only Markt, nicht aber die dauerhafte Beteiligung an der Strategischen Reserve, verwehrt wird.

Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass mit der Strategischen Reserve tatsächlich nur solche Kapazitäten angesprochen werden, die ohne diesen Mechanismus dauerhaft aus dem Markt verschwinden würden und schließt Mitnahmeeffekte durch nicht unmittelbar stilllegunggefährdete Kapazitäten aus. Gleichzeitig könnten auf diese Weise Rückwirkungen auf den Energy-Only Markt reduziert werden. Insbesondere würden Investitionsanreize im Energy-Only Markt nicht geschwächt, wenn ggf. Kraftwerke nur vorübergehend in der Strategischen Reserve bleiben, später aber wieder in den Energy-Only Markt zurückkehren und damit – zumindest potenzielle - Konkurrenz für ansonsten neu in den Markt eintretende Kraftwerke darstellen.

⁴ Sowohl aus netztechnischer Sicht wie auch zur Herstellung des Leistungsgleichgewichts ist die Wirkung einer Nachfragereduktion weitgehend der einer Erhöhung der Einspeisung aus einem Kraftwerk gleichzusetzen.

Dem gegenüberzustellen ist, dass bei Einführung einer „No-Way Back“-Regel die Gefahr besteht, dass das mit der Teilnahme an der Strategischen Reserve verbundene Risiko einer notwendigen endgültigen Stilllegung den ohnehin komplexen Preisfindungsprozess für Anbieter erschwert und diese dann anfänglich ggf. nur eingeschränkt in eine Strategische Reserve bieten oder die „No-Way Back“ Regel preistreibend wirkt. Es kommt hinzu, dass im Falle der – wie unter 2.4.1 dargelegt – wünschenswerten Einbeziehung österreichischer Kraftwerke eine Durchsetzung der „No-Way Back“ Regel für diese Kapazitäten ggf. nur schwierig umsetzbar ist.

Vor einer endgültigen Entscheidung über die Einführung einer „No-Way Back“ Regel sollten deshalb Vor- und Nachteile demnach mit Blick auf die möglichen Tradeoffs (Vermeidung Mitnahmeeffekte und Marktrückwirkungen vs. Attraktivität des Produkts) sorgfältig abgewogen werden. Ggf. stellen ein anfänglicher Verzicht auf die „No-Way Back“ Regel – etwa in der ersten Beschaffungsrunde – und eine mögliche spätere Einführung einen gangbaren Kompromiss dar.

Sollte sich nach Durchführung einer basierend auf der vorgeschlagenen Produktdefinition abgehaltenen Beschaffungsauktion zeigen, dass das Produkt nicht in ausreichender Menge oder zu effizienten Kosten (vgl. obige Diskussion zur Preisobergrenze) beschafft werden kann, so schlagen wir vor, zusätzlich ein weiteres Produkt mit längerer Vertragslaufzeit auszusprechen. Dies vergrößert – im Zusammenspiel mit der Ausschreibung des ursprünglich vorgeschlagenen Produkts – den Kreis potenzieller Anbieter. Die gilt einerseits bspw. für Anlagen, bei denen Retrofit-Maßnahmen verbunden mit erheblichen Investitionen notwendig sind, um an der Strategischen Reserve teilzunehmen, und andererseits für explizit neu zu errichtende Spitzenlastkapazitäten. Für solche Anlagen erscheint uns eine Vertragslaufzeit von etwa sieben Jahren angemessen. Die Umsetzung der notwendigen Maßnahmen erfordert zudem eine längere, mehrjährige Vorlaufzeit bei der Beschaffung dieses Produkts. Da bei diesem Produkt nicht primär Altanlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer im Fokus stehen, erscheint es z. B. mit Blick auf möglichst hohe Flexibilität für netzseitig bedingte Redispatchmaßnahmen sinnvoll, höhere technische Anforderungen z. B. bzgl. Aktivierungszeiten und Verfügbarkeit zu stellen. Wir betonen, dass die Ausschreibung eines solchen Produkts mit längeren Vorlauf- und Vertragslaufzeiten ausschließlich als Option vorgesehen werden sollte, für den Fall, dass anderweitig keine ausreichende Bedarfsdeckung zu effizienten Kosten möglich ist. Andernfalls besteht die Gefahr, durch die Ausschreibung mehrerer

Produkte die Liquidität in einem ohnehin engen Markt weiter zu reduzieren und den Preisfindungsprozess nachhaltig zu erschweren.

2.3 Methodik zur Dimensionierung und Preisfindung

Die Dimensionierung der Strategischen Reserve, d. h. die Frage nach dem durch diesen Mechanismus abzudeckenden Kapazitätsbedarf, stellt ein komplexes Problem dar. Wie im linken Teil von Bild 2.1 dargestellt, ist die Strategische Reserve im Umfang so zu dimensionieren (rote Säule), dass sie gerade die Lücke zwischen dem exogen vorgegebenden Gesamtbedarf an gesicherter Leistung (linke hellblaue Säule) und der auch ohne Strategische Reserve im Strommarkt verbleibenden Kapazität (dunkelblaue Säule) deckt. Der Gesamtbedarf ist dabei Ergebnis einer politischen Festlegung und kann ggf. entsprechend der in der Vergangenheit üblichen Praxis⁵ (vgl. etwa Monitoringbericht des BMWi zur Versorgungssicherheitssicherheit [4]) ermittelt werden.

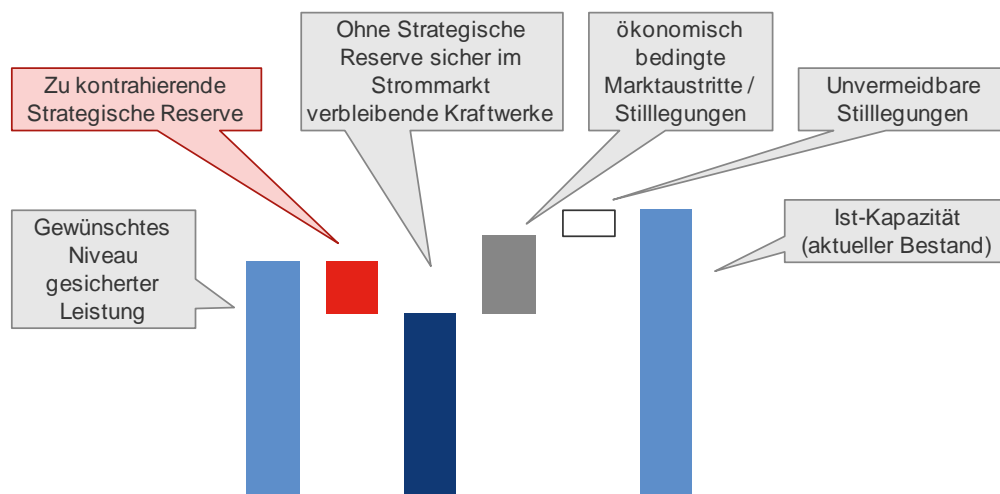


Bild 2.1 Überlegungen zur Dimensionierungsvorschrift für eine Strategische Reserve

Die auch ohne Strategische Reserve sicher im Strommarkt verbleibende Kapazität ergibt sich, wie im rechten Teil von Bild 2.1 dargestellt, ausgehend von der Ist-Kapazität (rechte hellblaue Säule), also dem aktuellen Bestand wie etwa durch die BNetzA in entsprechenden Kraftwerkslisten erfasst, abzüglich der unvermeidbaren Stilllegungen (weiße Säule) und der öko-

⁵ Hierbei wird häufig gefordert, dass der zu erwartende nationale Starklastfall durch im eigenen Land gesichert verfügbare Leistung gedeckt werden kann.

nomisch bedingten Marktaustritte (graue Säule), d. h. der von Stilllegung bedrohten Kraftwerke, die die Zielgruppe der Strategischen Reserve darstellen.

Für die Dimensionierung der zu kontrahierenden Strategischen Reserve ist also eine Kenntnis über den Umfang der stilllegungsbedrohten Kraftwerke von entscheidender Bedeutung. Gerade diese Größe lässt sich aber in der Praxis nicht ohne weiteres bspw. durch Abfragen bei den Kraftwerksbetreibern ermitteln, insbesondere da solche Abfragen keine Bindungswirkung entfalten und somit daraus gewonnene Informationen erheblichen Unsicherheiten unterliegen⁶. Insofern ist ein spezieller Mechanismus notwendig, um entsprechende Informationen möglichst zuverlässig zu gewinnen⁷.

Bezüglich der Preisfindung, d. h. der Ermittlung eines fairen Preises für die Vorhaltung von Kapazität in Strategischer Reserve, stellen sich ebenfalls erhebliche Herausforderungen. So ist davon auszugehen, dass es sich grundsätzlich um einen engen Markt handelt, also einen Markt mit vergleichsweise wenigen potentiellen Anbietern und einem insgesamt geringen Marktvolumen. Solche Situationen können prinzipiell Marktmachtprobleme fördern und sind durch ein entsprechendes Ausschreibungsdesign zu adressieren. Darüber hinaus stellt das o. g. Informationsdefizit bzgl. des Umfangs der aus wirtschaftlichen Gründen von Stilllegung bedrohten Kraftwerke auch ein Problem für Anbieter dar, da diese aufgrund der unvollständigen Information den Wert der eigenen Kapazitäten nur schwer einschätzen können.

Die ökonomische Theorie empfiehlt für derartige Ausgangssituationen grundsätzlich die Durchführung von Auktionsverfahren zur Preisfindung. Erfahrungen aus anderen Auktionen

⁶ Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass Anlagenbetreiber ggf. Interesse daran haben könnten, ihre wirtschaftliche Lage verfälscht darzustellen, um Handlungen der Politik oder der Wettbewerber zu beeinflussen.

⁷ Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Umfang der zu erwartenden ökonomisch bedingten Kraftwerksstilllegungen ex-ante nicht exakt, d. h. nur mit Unsicherheiten ermittelt werden kann. Insofern ist generell eine eher vorsichtige Dimensionierung der Strategischen Reserve zu empfehlen, d. h. es ist tendenziell eher eine leichte Überdimensionierung denn eine Unterdimensionierung anzustreben. Eine Unterdimensionierung hätte die Folge, dass der Mechanismus nachhaltig seine Wirksamkeit verlieren kann, wenn eigentlich zur Deckung des Gesamtbedarfs gesicherter Leistung benötigte Kapazität in Folge der Unterdimensionierung endgültig und unwiderruflich stillgelegt wird. Eine spätere Ausweitung der Höhe der ausgeschriebenen Strategischen Reserve, nachdem die Unterdimensionierung erkannt wurde, könnte dann ggf. nicht mehr den gewünschten Effekt erzielen.

vergleichbarer, aber auch anderer Güter (vgl. [5,6]) zeigen, dass durch die geeignete Wahl eines Auktionsverfahrens die vorgenannten Probleme adressiert werden können. Spezielle Auktionsverfahren ermöglichen zusätzlichen Informationsgewinn sowohl für die ausschreibende Stelle wie auch die Anbieter, verringern das Risiko der Ausübung von Marktmacht erheblich und helfen somit bei der Ermittlung eines fairen Preises für das ausgeschriebene Gut.

Die sog. „Descending Clock Auction“ (DCA) stellt ein solches für die vorliegende Situation besonders geeignetes Auktionsdesign dar. Das Grundprinzip dieser Auktionsform zeigt Bild 2.2 (Grundprinzip links dargestellt). Bei der DCA handelt es sich, anders als bspw. bei der vom Day-Ahead Sportmarkt bekannten statischen Auktion, um eine dynamische Auktion, d. h. eine ggf. über mehrere Runden verlaufende Auktion. Der Auktionator bzw. die ausschreibende Stelle ruft dabei in jeder Runde einen Preis auf und die Anbieter benennen die von ihnen zu diesem Preis angebotene Menge. Dabei handelt es sich um verbindliche Angebote, die im Falle eines Zuschlags zu bedienen sind. In jeder weiteren Runde ruft der Auktionator erneut einen Preis auf, der jeweils niedriger als in der Vorrunde ist. Die Anbieter benennen dann wiederum ihr zu diesem Preis angepasstes Angebot. Dabei nimmt die gesamte Angebotsmenge aufgrund des sinkenden Preises von Runde zu Runde ab⁸. Zwischen den einzelnen Gebotsrunden gibt der Auktionator die insgesamt zum zuletzt aufgerufenen Preis gebotene Menge in aggregierter Form den Anbietern bekannt. Auf diese Weise gewinnen die Anbieter zusätzliche Informationen über die Angebotssituation im Gesamtmarkt für das ausgeschriebene Produkt. Der tatsächlich mittels der Auktion zu deckende Bedarf muss in dieser Auktionsform den potenziellen Anbietern nicht vorab mitgeteilt werden, sondern kann vom Auktionator zu einem beliebigen Zeitpunkt durch den Zuschlag der abgegebenen Mengengebote festgelegt werden. Insbesondere behalten die in einer früheren Runde von den Anbietern abgegebenen Gebote auch für die jeweils nachfolgende Runde ihre Bindungswirkung, d. h. der Auktionator kann auch nach einer Runde noch auf das höhere Angebotsvolumen der Vorrunde – zum in der Vorrunde aufgerufenen Preis – zurückgreifen.

⁸ Expliziter Bestandteil dieser Auktionsform ist, dass Anbieter von Runde zu Runde ihr Angebot nicht erhöhen dürfen, d. h. insbesondere auch, dass Anbieter nicht erst im Verlauf der Auktion, also nach der ersten Runde, in die Auktion mit einem Gebot einsteigen können.

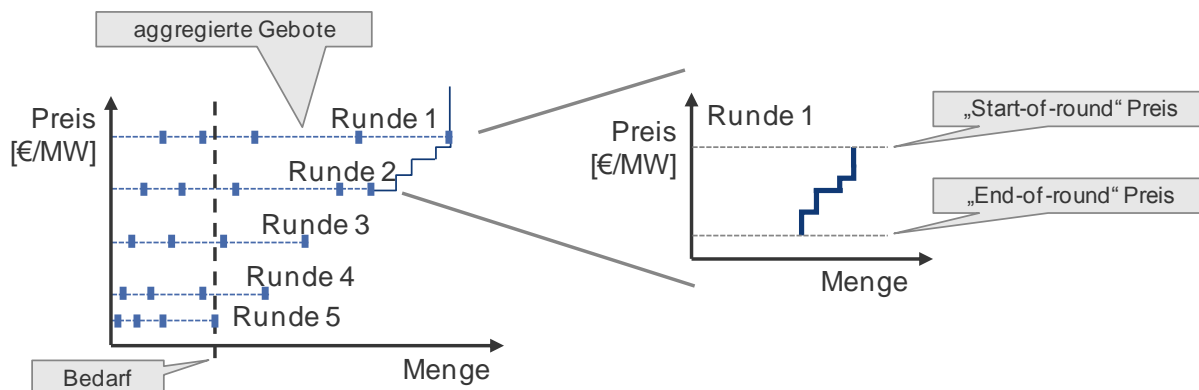


Bild 2.2 Grundprinzip der „Descending Clock Auction“ (links) und Erweiterung (rechts)

Eine vorteilhafte Erweiterung dieses Grundprinzips stellt die ebenfalls in Bild 2.2 (rechts) dargestellte Einführung von „Start-of-round“ und „End-of-round“ Preisen anstelle eines einzigen je Runde vom Auktionator aufgerufenen Preises dar. Dabei benennt der Auktionator je Runde einen höheren „Start-of-round“ und einen niedrigeren „End-of-round“ Preis und die Anbieter geben eine Gebotskurve von Mengen innerhalb dieses Preisintervalls an. Dies führt insgesamt zu einer Verkürzung des Auktionsprozesses, da der Auktionator in jeder Runde umfangreichere Informationen erhält. Die in den einzelnen Auktionsrunden, insbesondere bei Umsetzung der vorgestellten Erweiterung, gewonnenen Informationen sind für die Dimensionierung der Strategischen Reserve von entscheidender Bedeutung, da sich hieraus Rückschlüsse über den Umfang der aus wirtschaftlichen Gründen von Stilllegung bedrohten Kraftwerken ziehen lassen. Das Vorgehen der DCA erlaubt es, das zunächst nicht bekannte wirtschaftliche Kalkül der Anbieter, bis zu welchem unteren Preis diese bereit sind, Kraftwerkskapazität in die Strategische Reserve zu bieten, offenzulegen. Damit gewinnt der Auktionator ein von Runde zu Runde vollständigeres Bild über die tatsächliche, aber grundsätzlich nicht direkt ermittelbare Angebotskurve für eine Strategische Reserve (vgl. stilisierte Darstellung in Bild 2.3). Es ist davon auszugehen, dass sich innerhalb dieser Angebotskurve ein in weiten Teilen deutlicher Separierungseffekt zwischen Kraftwerken einstellt, die grundsätzlich auch ohne Strategische Reserve am Markt wirtschaftlich betrieben werden können (in der Angebotskurve rechts), und solchen, die am Markt nicht wirtschaftlich betrieben können. Letztere werden durch die Strategische Reserve eine Kapazitätszahlung wenigstens in Höhe ihrer fixen Betriebskosten zzgl. ggf. anfallender Kosten für Revisionsmaßnahmen, etc. zur Erhaltung der Betriebsbereitschaft erzielen müssen. Kraftwerke, die grundsätzlich auch ohne Strategische Reserve am Markt wirtschaftlich betrieben werden können, werden deutlich höhere Kapazitätszahlungen aus der Strategische Reserve erwarten, damit diese für sie attrak-

tiv ist, da sie zusätzlich zu ihren fixen Betriebskosten auch Opportunitätskosten für die über die Fixkosten hinausgehenden Erlöse am Energy-Only Markt einpreisen, die ihnen entgehen, wenn sie Teil der Strategischen Reserve sind⁹. Dieser Separierungseffekt wird verstärkt durch die vorgeschlagene Preisobergrenze in Höhe von etwa den Vollkosten eines Gasturbinenkraftwerks und würde weiter befördert durch die Einführung der zuvor diskutierten „No-Way-Back“ Regel, da Anbieter dann nicht nur die Opportunitätskosten für den Zeitraum der Laufzeit der Strategischen Reserve, sondern auch für sämtliche darüber hinausreichende Betriebsjahre einpreisen müssen, da sie nach Ablauf der Strategischen Reserve nicht an den Energy-Only Markt zurückkehren können.

Die Erkenntnisse über den Zusammenhang zwischen Preis und angebotener Menge, die die Anbieter dem Auktionator in den einzelnen Runden der DCA offenlegen, geben der ausschreibenden Stelle die Möglichkeit, diesen Separierungseffekt zu erkennen und damit die für die Dimensionierung der Strategischen Reserve relevanten Informationen zu sammeln (vgl. unterer Teil von Bild 2.3).

⁹ Tatsächlich ist davon auszugehen, dass durch die Vorgabe einer Preisobergrenze, dass es in der ersten Runde der DCA aufgerufenen, höchsten Preises, viele auch im Markt wirtschaftlich betreibbare Kraftwerke erst gar nicht an der Auktion teilnehmen, da dieser Preis für sie nicht attraktiv ist.

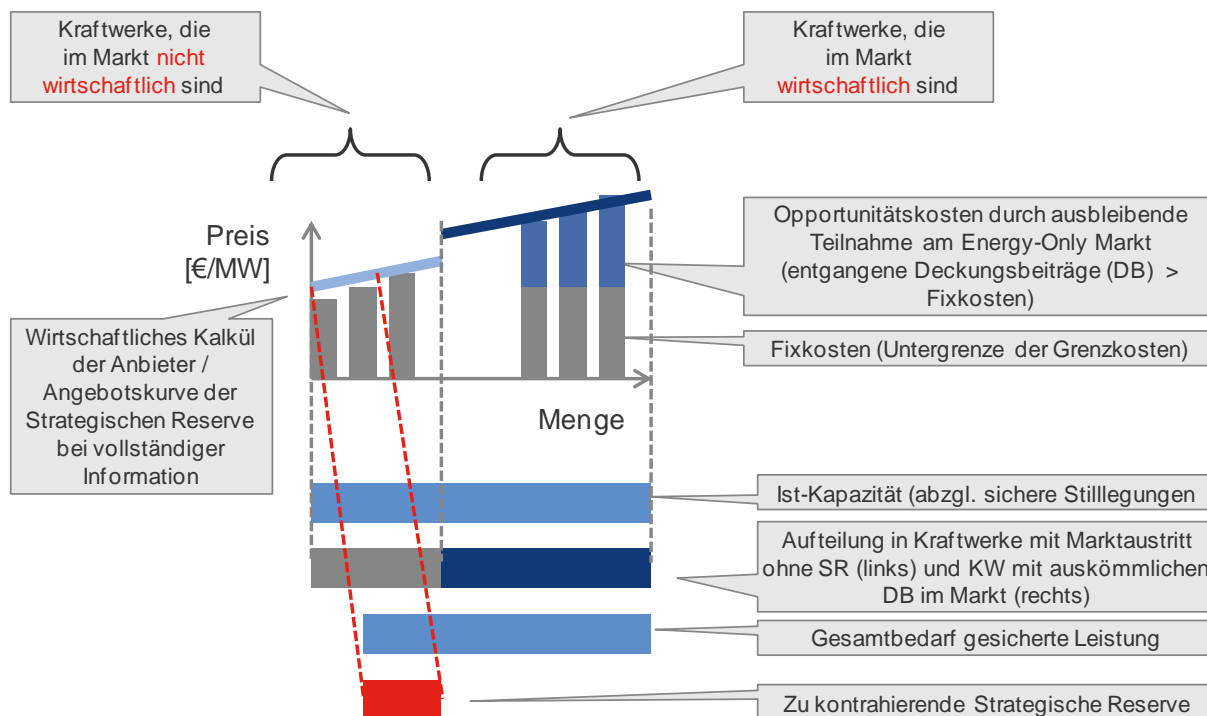


Bild 2.3 Bedarfsermittlung für die Strategische Reserve auf Basis der Angebotskurve für eine Strategischen Reserve und dabei zu erwartender Separierungseffekt (stilisierte Darstellung)

In der Realität ist davon auszugehen, dass der erläuterte Separierungseffekt nicht vollständig eindeutig und trennscharf zu ermitteln ist. Vielmehr wird sich ein Bereich ergeben, in dem nicht eindeutig erkennbar ist, welche Kraftwerke aus der angebotenen Menge ohne Strategische Reserve tatsächlich endgültig stillgelegt werden. Dies ist wesentliches Argument für zuvor bereits vorgeschlagene „vorsichtige“ Dimensionierung (vgl. Fußnote 7).

Für die praktische Umsetzung der Dimensionierung der Strategischen Reserve und die Durchführung der DCA Runden schlagen wir vor, dass die ÜNB in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und der BNetzA die Auktion abhalten (vgl. Diskussion zu möglichen Kapazitätshaltern Abschnitt 2.5.2). Wir gehen davon aus, dass nach Durchführung einer ersten Runde und dessen Auswertung eine grobe Abschätzung des Umfangs der grundsätzlich stilllegungsbedrohten Kraftwerke und damit des Umfangs der für die Strategische Reserve zu kontrahierenden Kraftwerke möglich ist (vgl. Bild 2.3). Ggf. sind in der Folge dann weitere Auktionsrunden durchzuführen bis ein Zuschlag und damit eine endgültige Mengenfestlegung erfolgen kann.

2.4 Regionale Dimensionierung

2.4.1 Europäische Aspekte

Wesentliche Anforderung an das vorgeschlagene Design der Strategischen Reserve war, dass dies eine zeitweise Absicherung des Energy-Only Marktes erlaubt, dessen Funktionsfähigkeit aber nicht grundsätzlich gefährdet. Dies beinhaltet insbesondere auch, dass Rückwirkungen auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt, dessen Kernelement ein europaweit zunehmend integrierter Energy-Only Markt ist, vermieden werden. Im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Strategischen Reserve ist somit ebenfalls zu diskutieren, ob das vorgeschlagene Design grundsätzlich auch Basis für eine international koordinierte und effiziente Zusammenarbeit in Fragen einer europäisch oder wenigstens supranational verantworteten Gewährleistung der Versorgungssicherheit sein kann.

Grundsätzlich erfüllt das vorgeschlagene Design der Strategischen Reserve die Voraussetzung für eine internationale Ausweitung. Durch die Definition von Kernanteilen, ähnlich wie auch innerhalb Deutschlands bei der Beschaffung von Regelreserve gängige Praxis, können nationale Mindestbedarfe an gesicherter Leistung gewährleistet werden. Durch Implementierung eines Ansatzes, der dem auf dem Energy-Only Markt eingesetzten Konzept des Market-Couplings gleicht, kann dann zusätzlich eine systemweit effiziente Deckung des Gesamtbedarfs unter wechselseitiger Nutzung der vorhandenen günstigsten Ressourcen, d. h. Kapazitäten, erreicht werden.

Damit eine solche europäische Strategische Reserve aber tatsächlich umgesetzt werden kann, sind verschiedene Voraussetzungen zu erfüllen. Hierbei ist von besonderer Bedeutung, dass ausländische Kapazitäten nur in bestimmten Situationen zur Bedarfsdeckung im eigenen Land beitragen können. Einen Beitrag zur Bedarfsdeckung können ausländische Kapazitäten nur dann leisten, wenn ausreichende Importkapazität über das Übertragungsnetz verfügbar ist. Ist entsprechende Importkapazität aber tatsächlich verfügbar, so würde das Marktgeschehen am Energy-Only Markt im Einsatzfall der Strategischen Reserve (physische Knappheit, d. h. keine Markträumung) jedoch zu Importen in das von Knappheit betroffene Land führen. Dies gilt jedenfalls so lange bis entweder die verfügbare Importkapazität vollständig ausgenutzt wäre – gerade dann wäre aber im Rahmen der Strategische Reserve im Ausland kontrahierte Kapazität nicht nutzbar – oder bis auch im Ausland Knappheit entsteht. Eine im Ausland kontrahierte Strategische Reserve müsste dann aber so dimensioniert sein, dass sie sowohl die

physische Knappheit im eigenen Land als auch die Knappheit im Nachbarland auflösen kann. Eine Dimensionierung anhand des nationalen Starklastfalls wäre also nicht ausreichend.

Dieses Beispiel macht deutlich, dass bei grundsätzlichem Vorliegen von Engpässen bzgl. der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, was an nahezu allen Grenzen im europäischen Übertragungsnetz der Fall ist, eine europäische strategische Reserve nur dann sinnvoll ist, wenn sie mit einer gemeinsamen Dimensionierung einher geht. Dies wiederum erfordert eine internationale Abstimmung und insbesondere die Klärung zahlreicher Governance-Fragen (Klärung des Rechtsrahmens, Zuordnung von Verantwortlichkeiten, Koordination in technischen Fragen, etc.). Der Prozess der Umsetzung eines europaweiten Market-Coupling zeigt, dass derartige Prozesse einen erheblichen zeitlichen Vorlauf benötigen.

Vor diesem Hintergrund ist festzuhalten, dass das vorgeschlagene Design der Strategischen Reserve zwar grundsätzlich eine internationale Ausweitung erlaubt, aufgrund der dargelegten Probleme kurzfristig aber kaum umsetzbar erscheint.

Eine explizite Ausnahme stellt in diesem Zusammenhang die Situation zwischen Deutschland und Österreich dar, da hier von stets ausreichenden Austauschkapazitäten ausgegangen werden kann. Da hier die Voraussetzungen bzgl. sicher verfügbarer Importkapazitäten vorliegen, wäre bspw. eine Einbeziehung österreichischer Anbieter in die Beschaffung einer deutschen Strategischen Reserve denkbar und zum Start einer Strategischen Reserve grundsätzlich möglich. Dies könnte zudem grundsätzlich als Vorbild für eine weitere Internationalisierung der Strategischen Reserve dienen. Auch darüber hinaus könnte selbst bei weiterhin separater Vorhaltung in den einzelnen Ländern eine Koordinierung der Regularien für die Beschaffung und Dimensionierung der nationalen Strategischen Reserven bereits ein wesentlicher Schritt für eine abgestimmte Gewährleistung der Versorgungssicherheit im europäischen Binnenmarkt sein.

2.4.2 Ablösung Kaltreserve durch Regionalkomponente Süddeutschland

Neben der Frage nach einer möglichen Europäisierung der Strategischen Reserve könnte, über das Instrument der nationalen Strategischen Reserve auch regionale, d. h. subnationale Kapazitätsanforderungen abgedeckt werden. Dies würde es in der konkreten derzeitigen Situation

in Deutschland ermöglichen, die derzeit weitgehend intransparente und insbesondere nicht marktbasierende Kontrahierung der sog. Kaltreserve-Kraftwerke abzulösen, die zur Absicherung eines regionalen Kapazitätsbedarfs in Süddeutschland dienen¹⁰.

Während die Strategische Reserve im eigentlichen Sinne der Absicherung von Fällen physischer Knappheit, d. h. einem Leistungsungleichgewicht dient, so dient die Kaltreserve der Sicherstellung einer ausreichenden Menge von Redispatchleistung in einem bestimmten Teilbereich des Übertragungsnetzes. Diese muss (ggf. zeitweise bis zur Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen) vorhanden sein, um Problemen der Spannungshaltung oder einzelnen Netzüberlastungen entgegenwirken zu können¹¹. Eine detailliertere Diskussion der Einsatzkonzepte erfolgt in Abschnitt 2.5.1.

Deshalb handelt es sich bei der derzeit kontrahierten Kaltreserve um ein im Grundsatz verschiedenes Produkt, das einem anderen Einsatzzweck dient.

Da die technischen Anforderungen an die Kraftwerke, die zur Erbringung der beiden Produkte jeweils geeignet sind, aber weitgehend ähnlich sind, könnte eine Strategische Reserve auch dazu dienen, die bisherige Form der Beschaffung der Kaltreserve durch einen marktbasierenden Ansatz abzulösen, sofern sich die Strategische Reserve um eine geeignete Regionalkomponente ergänzen lässt.

Die Einführung einer deutschen Regionalkomponente entspricht grundsätzlich der bereits im Zusammenhang mit einer Europäisierung der Strategischen Reserve diskutierten multi-zonalen Form mit Kernanteilen, die sich auch mittels einer DCA durchführen lässt. Im Ge-

¹⁰ Grundsätzlich führt eine kleinräumige Sicherstellung ausreichender Kapazitäten zu deutlichen Ineffizienzen (vgl. [1], [3]). Bei der hier vorgeschlagenen Ausgestaltung geht es aber nicht darum, einen lokalen Endverbrauch durch die Vorhaltung lokaler Erzeugungsanlagen zu decken. Vielmehr ist die leitende Größe für die Dimensionierung insb. der Regionalkomponente die Systemstabilität, die technisch zum Teil auf lokale Erbringung von Systemdienstleistungen angewiesen ist.

¹¹ Zu betonen ist, dass die im Februar 2012 aufgetretenen Ungleichgewichte in der Leistungsbilanz, die schließlich zu einem Einsatz der Kaltreserve geführt haben, weder einem auslegungsrelevanten Einsatzfall der Kaltreserve noch der Strategischen Reserve im eigentlichen Sinne entsprechen. Zur Behebung von Ungleichgewichten in der Leistungsbilanz, wie sie im Februar 2012 auftraten, sind weder die Kaltreserve noch die Strategische Reserve eine geeignete Abhilfe. Hierfür sind vielmehr Lösungen im Bereich der Regelenergiemärkte bzw. Ausgleichsenergiepreissystematik zu suchen.

gensatz zu dem in Abschnitt 2.4.1 diskutierten Problem, das bei einer Ausweitung der Strategischen Reserve auf Nachbarländer durch nicht sicher verfügbare Importkapazitäten entsteht, vereinfacht sich die Situation bei mehreren Zonen innerhalb Deutschlands, da hierfür Engpassfreiheit zwischen den Zonen unterstellt werden kann.

Konkret würde die Vorgabe eines regionalen Kernanteils wie folgt in die Durchführung der DCA integriert. Es wird angenommen, dass es einen gesamten Kapazitätsbedarf K_G (vorgegeben durch das aus Sicht der Versorgungssicherheit gewünschte Niveau gesicherter Leistung) sowie einen regionalen Bedarf K_S (vorgegeben durch die regional benötigte Mindestredispatchleistung) gibt. Das gesamte Angebot teilt sich dann in zwei Zonen¹² auf, nämlich eines in der Zone S mit regionalem Bedarf und eines im restlichen deutschen Marktgebiet, der Zone N . Das Ergebnis der Auktion muss nun zwei Randbedingungen erfüllen: Zum einen muss die in der Zone mit regionalem Bedarf zugeschlagene Kapazitätsmenge A_S größer gleich mit dem hierfür definierten Kernanteil sein (also $A_S \geq K_S$) und die insgesamt zugeschlagene Menge in beiden Zonen muss gerade dem Gesamtbedarf entsprechen (als $A_S + A_N = K_G$). Bei der Auktion ruft der Auktionator in jeder Runde nun jeweils einen separaten Preis P_S und P_N (bzw. jeweils zwei Preise, d. h. einen „Start-of-Round“ und einen „End-of-Round“ Preis) für beide Zonen auf, und die Anbieter geben entsprechend dem Konzept der DCA Mengen separat für beide Zonen bekannt¹³. Zunächst sind die vom Auktionator je Runde aufgerufenen Preise für beide Zonen gleich. Nach jeder Runde überprüft der Auktionator, ob

- sowohl die Nebenbedingung bzgl. des Kernanteils als auch die Nebenbedingung bzgl. des Gesamtbedarfs mit den abgegebenen Mengengebieten erfüllt werden können, d. h. dass diese Nebenbedingungen nicht bindend (i.S.v. einschränkend) sind. Dann senkt der Auktionator in der nächsten Runde die Preise für beide Zonen gleichmäßig.

¹² Grundsätzlich ist auch eine Aufteilung in mehrere Zonen möglich. Zur Vereinfachung der Darstellung beschränken wir uns hier auf den Fall von zwei Zonen, der – wie im weiteren noch erläutert – für die spezielle Situation in Deutschland auch als ausreichend wie auch zur Vermeidung einer zu starken Zersplitterung des Marktes als notwendige Obergrenze angesehen werden kann.

¹³ Dabei muss die in einer Zone angebotene Menge tatsächlich physisch in der jeweiligen Zone an das Übertragungsnetz (ggf. mittelbar über die entsprechenden Verteilernetze) angeschlossen sein.

- die Nebenbedingung bzgl. des Gesamtbedarfs erreicht wird, die Nebenbedingung bzgl. des Kernanteils aber überfüllt wird, d. h. die in Zone S angebotene Menge größer als der Kernanteil K_S ist. Dann schlägt der Auktionator alle zum Preis $P_N=P_S$ abgegebenen Gebote $A_S + A_N = K_G$ zu.
- die Nebenbedingung bzgl. des Kernanteils bindend wird, die Nebenbedingung bzgl. des Gesamtbedarfs aber noch überfüllt wird. Dann ist das den Bedarf K_S deckende Angebot A_S zum aktuellen Preis P_S zuzuschlagen. Der zur Deckung des Gesamtbedarfs fehlende Anteil $K_G - A_S$ ist dann noch kleiner als das zum derzeitigen Preis P_N in Zone N abgegebene Angebot, so dass in der folgenden Runde der Preis P_N weiter gesenkt werden kann, bis schließlich $A_N = K_G - A_S$ erreicht wird.

Die genaue konkrete Definition der aus netztechnischen Gründen erforderlichen Zonen sollte in der Praxis durch die ÜNB erfolgen. Dabei zeichnet sich ab, dass die Aufteilung Deutschlands in zwei Zonen – eine netztechnisch begründete süddeutsche Zone¹⁴ und eine daraus resultierende norddeutsche „Restzone“ – technisch ausreichend ist. Eine weitere Zersplitterung erscheint mit dem Ziel einer marktbasiernten Beschaffung der benötigten Kapazitäten kaum vereinbar, da eine weitere Zersplitterung durch Schaffung weiterer Zonen das Angebotspotential je Zone zunehmend verkleinert und somit insbesondere das Potential zur Ausübung von Marktmacht steigert. Bei Verbesserung der netztechnischen Situation kann die zunächst eingeführte Regionalkomponente bei erneuten Beschaffungsrunden wieder wegfallen, was vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Vertragslaufzeit von zwei Jahren weitgehend ohne die Schaffung von Überkapazitäten möglich ist.

Für die Dimensionierung der zu beschaffenden Strategischen Reserve ist dann neben dem gewünschten Niveau insgesamt verfügbarer gesicherter Leistung noch Kenntnis über die im Bereich der Zone Süddeutschland benötigte Kraftwerksleistung erforderlich. In den vorherigen Abschnitten wurde argumentiert, dass aufgrund von Unsicherheiten, die hinsichtlich der Abschätzung des Umfangs der von Stilllegung bedrohten Kraftwerke bestehen, grundsätzlich eine eher vorsichtige Dimensionierung zu wählen ist, d. h. tendenziell eher eine leichte Über- als Unterdimensionierung. Bzgl. der Regionalkomponente ist aufgrund der Angebotsverknapp-

¹⁴ Denkbar wäre hierfür eine Zone, die die Regelzone von TransNet BW, den südlichen Teil der TenneT-Regelzone (ehem. Netzgebiet von Bayernwerk) und die südliche Amprion-Regelzone umfasst.

pung durch die Zonenaufteilung eine erhebliche Überdimensionierung aber in jedem Fall zu vermeiden, da ein marktbasierter Ansatz zur Beschaffung nur dann seinen Vorteil gegenüber administrativen Ansätzen entfalten kann, wenn Wettbewerb entsteht. Eine zwingende Kontrahierung aller Anbieter aufgrund eines zu hoch angesetzten Bedarfs würde eine solche Wettbewerbssituation verhindern¹⁵.

2.5 Organisatorische Aspekte

2.5.1 Einsatzkonzept

Bei der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve ist neben zuvor diskutierten Fragen der Dimensionierung und des Beschaffungsprozesses auch zu klären, nach welchen Regeln die Strategische Reserve im tatsächlichen Bedarfsfall eingesetzt wird. Hierbei sind zwei Einsatzfälle zu unterscheiden, die in den Unterabschnitten erläutert werden¹⁶.

Physisches Leistungsbilanzproblem

Auslöser für den Einsatz der Strategischen Reserve im Falle eines physischen Leistungsbilanzproblems ist eine nicht erfolgreiche Markträumung am Day-Ahead Spotmarkt, d. h. wenn kein Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve im Market Coupling erreicht wird, es sei denn, es käme zu einer Rationierung der (preisunelastisch / unlimitiert gebotenen) Nachfrage.

¹⁵ Auch bei zurückhaltender Dimensionierung des regionalen Kapazitätsbedarfs, d. h. auch ohne eine Überdimensionierung, könnte allerdings das in der süddeutschen Zone verfügbare Angebot gerade zur Bedarfsdeckung anreichen. Daher ist zu erwägen, die in Abschnitt 2.4.1 diskutierte Öffnung der deutschen Ausschreibung Strategischer Reserve für österreichische Anbieter von Anfang an vorzusehen. Wird die Einführung einer „No-Way Back“ Regel erwogen, so müsste in Kauf genommen werden, dass diese für österreichische Anbieter aufgrund des unterschiedlichen Rechtsrahmens vermutlich nicht anwendbar ist.

¹⁶ Über die im Folgenden beschriebenen Einsatzfälle „physisches Leistungsbilanzproblem“ und „Redispatch“ hinaus, können Kapazitäten der Strategischen Reserve im Falle einer Durchführung von Maßnahmen nach EnWG § 13.2 unabhängig vom auslösenden Grund einer solchen Maßnahmen nach Können und Vermögen ebenfalls aktiviert werden. Die nachfolgend erläuterten Einsatzfälle stellen aber insbesondere die für die Dimensionierung der Strategischen Reserve relevanten Einsatzfälle dar.

Der Einsatz der Strategischen Reserve erfolgt dann im Rahmen einer zweiten Runde der Day-Ahead Markt Auktion¹⁷. Hierbei wird die verfügbare Strategische Reserve für diejenigen Stunden, in denen keine Markträumung möglich war als zusätzliches Angebot in die Day-Ahead Markt Auktion eingebracht. Dabei wird die Strategische Reserve mit einem Gebotspreis in Höhe des technischen Preislimits der Börse (derzeit 3.000 €/MWh) angeboten.

Den Ausübungspreis, d. h. den Gebotspreis der Strategischen Reserve im Day-Ahead Markt, in Höhe des technischen Limits der Börse zu wählen, ist zwingend erforderlich, um, wie gewünscht, eine marktverzerrende Wirkung der Strategische Reserve auf den Energy-Only Markt zu vermeiden. Nur auf diese Weise erhalten die im Energy-Only Markt verbleibenden Bestandskraftwerke ein korrektes Knappheitssignal. Das Entstehen von Knappheitspreisen zu Zeitpunkten tatsächlicher physischer Knappheit ist fundamentaler Bestandteil des Konzepts eines funktionierenden Energy-Only Markts. Zudem stimuliert das Auftreten (seltener) Preisspitzen die Offenbarung der wahren Preiselastizität der Nachfrage. Gleichzeitig entsteht bei zunehmender Wahrscheinlichkeit des Auftretens solcher Knappheitssituationen ein korrekter Anreiz für Investitionen in den Energy-Only Markt, was wiederum langfristig der Notwendigkeit, zumindest aber der Einsatzhäufigkeit einer Strategischen Reserve entgegenwirkt.

Anbieter von Strategischer Reserve, die auf diese Weise zum Einsatz kommen, sind für die entstandenen Kosten des Einsatzes angemessen zu vergüten. Hierbei ist denkbar, auf einen Vergütungsansatz von Redispatcheinsätzen zurückzugreifen, sofern dieser an den tatsächlichen Einsatzkosten orientiert ist¹⁸. Entstehende Überschüsse, d. h. die Differenz zwischen Erlösen aus der Vermarktung Day-Ahead Markt und den Einsatzkosten, sind vom Kapazitätshalter zur Senkung der Kapazitätzahlungen aus der Strategischen Reserve einzusetzen.

¹⁷ Die Durchführung einer zweiten Auktion ist im Regelwerk der Börsen bereits vorgesehen und räumt den Marktteilnehmern insbesondere auch die Möglichkeit ein, die in der ersten Auktion abgegebenen Gebote noch einmal zu überprüfen, um so zu vermeiden, dass lediglich „nachlässiges“ Gebotsverhalten Ursache für die nicht erfolgreiche Markträumung war.

¹⁸ Bspw. wären Vergütungsansätze denkbar, bei denen auf Basis kraftwerkstypspezifischer Kostenparameter sowie technischer Größen und unter Nutzung angemessener Pauschalierungen die variablen Erzeugungs- und Anfahrkosten formelbasiert ermittelt werden. Eine Referenzierung auf Brennstoffpreisindizes zur Abbildung der zeitlich schwankenden Primärenergiepreise würde die Transparenz eines solchen Vergütungsmodells erhöhen und aufwändige Einzelfallnachweise erübrigen.

Je nach notwendiger Einsatzdauer der Strategischen Reserve, die ggf. nur eine einzelne Stunde umfasst, können die technischen Restriktionen der hierfür eingesetzten Kraftwerke (bspw. An-/Abfahrrampen, Mindestbetriebszeiten) zur Erzeugung von Überschussmengen führen. Solche Überschussmengen sollten – um Marktverzerrungen zu vermeiden – nicht über den Energy-Only Markt vermarktet werden, sondern können mittels Redispatch abgewickelt werden. Bei einem richtig parametrisierten Redispatch ist so sichergestellt, dass es gerade zu keiner Marktverzerrung kommt, da dieser dem Markt nachgelagert und für alle betroffenen Anlagenbetreiber kostenneutral ist.

Netzproblem in Süddeutschland / Redispatch

Ein anderer Auslöser für den Einsatz von Kapazitäten, die Teil der Strategischen Reserve sind, ist der Aufruf von Redispatchmaßnahmen. Der Einsatz der Strategischen Reserve erfolgt hierfür nach dem gleichen Prinzip und den gleichen Kriterien wie ein gewöhnlicher Redispatch. D. h. Kapazitäten in Strategischer Reserve werden nach Können und Vermögen zum Redispatch herangezogen, wobei die in der Produktdefinition der Strategischen Reserve garantierten technischen Mindestanforderungen selbstverständlich stets durch den Anlagenbetreiber zu erfüllen sind.

Beim Einsatz von Kapazitäten zum Zweck des Redispatch ist nicht zwischen Kraftwerken, die Teil der Strategischen Reserve sind und anderen Kraftwerken zu unterscheiden, vielmehr stehen die Kapazitäten der Strategischen Reserve für Redispatchmaßnahmen in gleicher Weise zur Verfügung wie im Markt befindliche Kraftwerke. Beim Redispatch handelt es sich um ein anerkanntes und regelmäßig genutztes Mittel, so dass Marktverzerrungen durch den Einsatz von Redispatch weitgehend ausgeschlossen werden können.

Für Redispatchmaßnahmen ist grundsätzlich eine angemessene Vergütung der Anlagenbetreiber vorgesehen. Dieser Vergütungsansatz ist auch für solche Kapazitäten anzuwenden, die für Redispatchmaßnahmen herangezogen werden und zugleich Teil der Strategischen Reserve sind.

Grundsätzlich ist denkbar, dass es zu konfligierenden Einsatzfällen zwischen dem Einsatz der Strategischen Reserve bei physischen Leistungsbilanzproblemen und für Redispatch kommt. In der Praxis können solche Fälle aber weitgehend ausgeschlossen werden, wie folgende Überlegungen nahelegen. Aus netztechnischer Sicht sollte die Erzeugung in Süddeutschland i. d. R. möglichst hoch sein. Insofern gibt es kein netztechnisches Interesse an der Verhinde-

rung eines Einsatzes von Kraftwerken, die Teil der Regionalkomponente der Strategischen Reserve sind und für die Behebung eines Leistungsbilanzdefizits eingesetzt werden sollen. Zur Verhinderung eines konfligierenden Einsatzes sollten im Fall, dass der Einsatz der Strategischen Reserve sowohl netztechnisch als auch aus Gründen der Leistungsbilanz erforderlich ist, prioritär Kraftwerke eingesetzt werden, die Teil der Regionalkomponente der Strategischen Reserve sind.

2.5.2 Abwicklung

Für die organisatorische Abwicklung der Strategischen Reserve und die Durchführung der Beschaffungsauktion stellt sich insbesondere die Frage nach einem geeigneten Kapazitätshalter. Grundsätzlich kommen hierfür verschiedene Stellen in Frage.

Zum einen wäre denkbar, dass die BNetzA, das BMWi oder eine noch zu schaffende staatliche Stelle diese Aufgabe übernimmt. Zum anderen könnten die vier ÜNB die Rolle des Kapazitätshalters und Auktionators übernehmen. Allerdings ist bei letzterer Variante in besonderem Maße auf eine Unbundling konforme Ausgestaltung zu achten. Zugleich darf eine solche Aufgabenzuordnung nicht so verstanden werden, als würde den ÜNB neben der Verantwortung für die Systemstabilität auch die Verantwortung für die Versorgungssicherheit übertragen. Dies wäre ordnungspolitisch verfehlt. In einem liberalisierten Markt ist Versorgungssicherheit das Produkt der Einzelentscheidungen von Produzenten und Konsumenten unter bestimmten rechtlichen Rahmenbedingungen. Dennoch erscheint es uns aus Praktikabilitätsgründen am geeignetsten, den ÜNB die Rolle des Kapazitätshalters zuzuordnen. Zum einen steht die Dimensionierung einer süddeutschen Regionalkomponente in engem Zusammenhang mit dem von den ÜNB durchgeführten Redispatch und diese sind in die Dimensionierung dieser Regionalkomponente ohnehin einzubeziehen. Wie in Abschnitt 2.5.1 dargelegt, würden zum anderen im Fall von Leistungsbilanzproblemen ggf. auch Redispatchmaßnahmen notwendig, um mit den technischen Restriktionen der Kraftwerke in der Strategischen Reserve umzugehen. Dies würde wiederum zwangsläufig die ÜNB in den Einsatz der Strategischen Reserve involvieren. Darüber hinaus halten die ÜNB aufgrund ihrer sonstigen Aktivitäten die für den Einsatz der Strategischen Reserve notwendigen Kommunikationswege mit den Kraftwerksbetreibern ohnehin vor und besitzen auch notwendige Prozesse bzgl. des Fahrplanmanagements und des Börsenzugangs. Diese Punkte legen nahe, die ÜNB als Kapazitätshalter einzusetzen, um auf diesem Wege zugleich auch zusätzliche Kosten für den Aufbau einer

(ggf. nur vorübergehend benötigten) Stelle einzusparen¹⁹ und die Einführung der Strategischen Reserve zu vereinfachen. Dabei sollte jeder ÜNB Halter der in seiner Regelzone vorgehaltenen Kapazitäten der Strategischen Reserve sein.

Aufgrund der zuvor geäußerten Bedenken hinsichtlich der Rolle der ÜNB als Kapazitätshalter ist es erforderlich, dass die ÜNB diese Rolle unter enger Aufsicht und unter Berücksichtigung von Vorgaben durch das BMWi und die BNetzA ausfüllen²⁰. Dies betrifft insbesondere die genaue Festlegung der Marktregeln, der Einsatzregeln, die Genehmigung der Dimensionierung und Aspekte der Kostenverrechnung.

Hinsichtlich der Finanzierung der Strategischen Reserve sehen wir es als zweckmäßig an, diese über netzbezogene Komponenten des Strompreises abzuwickeln. Die Rolle der ÜNB als Kapazitätshalter legt ein solches Vorgehen nahe. Dabei sind die Refinanzierung der ÜNB und deren Liquiditätssicherung zu gewährleisten. Negative Rückwirkungen auf den Cash-Flow der ÜNB und deren Betriebsergebnis durch diese zusätzliche Aufgabe sind zu vermeiden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund nicht vollständig vorhersehbarer Kosten und einer ex-ante zunächst unbekanntem Dimensionierung der Strategischen Reserve.

¹⁹ Grundsätzlich ist wünschenswert, dass die vier deutschen ÜNB gemeinsam, d. h. als *ein* Kapazitätshalter auftreten. Für die Durchführung insbesondere der Beschaffungsauktion ist dies – ähnlich wie bei der Beschaffung von Regelreserveleistung gängige Praxis – umsetzbar. Notwendigerweise abzuschließende Verträge zwischen ÜNB und bezuschlagten Anbietern werden jedoch vermutlich einzeln mit dem jeweiligen ÜNB der Anschlussregelzone abzuschließen sein.

²⁰ Dies erfolgt heute bereits in ähnlicher Weise bei der Beschaffung von Regelreserveleistung durch die ÜNB.

3 Zusammenfassung

Derzeit wird eine intensive und in Teilen kontroverse energiepolitische Debatte darüber geführt, ob das heutige Strommarktdesign grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es ggf. ergänzt werden müsste. Dies geschieht vor dem Hintergrund wachsender Einspeisungen aus fluktuierenden Energiequellen. Der Ausgang dieser Debatte ist noch offen und zum Teil von noch zutreffenden politischen Grundsatzentscheidungen abhängig.

Nach vorherrschender Meinung existiert in Deutschland wenigstens aktuell kein generelles Kapazitätsproblem. Allerdings ist es derzeit aus netztechnischer Sicht erforderlich, eine bestimmte Menge sicherer Redispatchleistung in Süddeutschland verfügbar zu haben, was schließlich zur temporären Einrichtung einer sog. „Kaltreserve“ geführt hat, bei der die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die vergangene Winterperiode 2011/12 rund 2 GW Reservekraftwerke kontrahiert haben.

Allerdings befinden sich Erzeugungsanlagen unter dem doppelten Anpassungsdruck rasch anwachsender Mengen volatiler Einspeisungen aus Erneuerbaren und des Zusammenwachsens nationaler Erzeugungsmärkte zu einem EU-Binnenmarkt. Unter anderem in Folge dieser Umbruchphase kann es kurzfristig zu Marktaustritten kommen, die ihrerseits zur Folge haben können, dass sich die Versorgungssicherheit in Extremsituationen nicht im nationalen Rahmen gewährleisten lässt, so dass auch unter diesem Gesichtspunkt zukünftig Kapazitätsbedarf entstehen könnte.

In der aktuellen Situation, in der einerseits Unklarheit über die Notwendigkeit für dauerhafte Kapazitätsmechanismen herrscht und andererseits vorübergehender Bedarf zur Deckung eines regionalen Kapazitätsbedarf besteht, kann die Strategische Reserve eine geeignete Brückenlösung darstellen. Sie schafft Zeit, um die Diskussion bzgl. langfristiger Kapazitätsmechanismen mit der notwendigen Sorgfalt und Tiefe unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse und Wechselwirkungen zu führen, und erlaubt gleichzeitig, den kurzfristigen Bedarf durch einen marktbasierteren anstelle des zur Zeit angewendeten administrativen und intransparenten Ansatzes zu decken. In diesem Gutachten stellen wir einen konkreten Vorschlag für eine praktikable und marktbasiertere Ausgestaltung einer Strategischen Reserve in Deutschland vor. Die Strategische Reserve zielt dabei insbesondere darauf ab, wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Bestandskraftwerken so lange zu verhindern, wie dies den gesamtwirtschaftlich effizientesten Weg zur Deckung des Kapazitätsbedarfs darstellt.

Der in diesem Gutachten ausgearbeitete Vorschlag umfasst im Kern folgende Aspekte:

- **Ausgeschriebenes Produkt:** Mit der Strategischen Reserve werden Kapazitäten für einen Zeitraum von jeweils zwei Jahren kontrahiert. Die Anbieter verpflichten sich, die Kapazitäten in diesem Zeitraum fortwährend betriebs- bzw. anfahrbereit zu halten, um im Falle einer am Day-Ahead Spotmarkt auftretenden Knappheit eingesetzt werden zu können. Eine Vermarktung dieser Kapazitäten am Strommarkt darf nur durch den Kapazitätshalter und nur im Falle einer dortigen Knappheit erfolgen. Zusätzlich wird den ÜNB die Möglichkeit gegeben, die Strategische Reserve für den Zweck des Redispatches einzusetzen.
- **Beschaffungsmethodik:** Die Beschaffung der Strategischen Reserve erfolgt in Form einer sog. „Descending Clock Auction“. Dabei handelt es sich um ein dynamisches, d. h. über mehrere Runden verlaufendes Auktionsverfahren, das sowohl den potentiellen Anbietern als auch dem Kapazitätshalter wichtige zusätzliche Informationen über die gesamte Angebotssituation zugänglich macht. Erst hierdurch ist für die Anbieter die Ermittlung fairer Preise für das angebotene Gut möglich. Für den Kapazitätshalter stellt die so gewonnene Information eine entscheidende Größe für die Dimensionierung der benötigten Strategischen Reserve dar, die i. W. davon abhängt, wie viele Kraftwerke zukünftig ohne Strategische Reserve stillgelegt würden. Hierzu schlagen wir einige Ergänzungen der Methodik der „Descending Clock Auction“ vor. Das Verfahren erlaubt auch die Einbeziehung von regionalen Kernanteilen, was notwendige Voraussetzung für die Ablösung der Kaltreserve durch eine Regionalkomponente der Strategischen Reserve ist. Wir schlagen vor, Beschaffungsauktionen grundsätzlich im zweijährigen Turnus durchzuführen. Im Bedarfsfall können zusätzliche Auktionen auch kurzzyklischer, d. h. jährlich, durchgeführt werden.
- **Kapazitätshalter und Finanzierung:** Als Kapazitätshalter schlagen wir aus Praktikabilitätsgründen die deutschen ÜNB vor. Zum Einen kommt diesen ohnehin eine entscheidende Rolle bei der Dimensionierung der Strategischen Reserve zu. Zum Anderen wird aufgrund der bereits bei den ÜNB vorgehaltenen Prozesse und Kommunikationswege die Einführung einer Strategischen Reserve erheblich vereinfacht. Wir halten es jedoch für erforderlich, dass die ÜNB diese Rolle unter enger Aufsicht des BMWi und der BNetzA ausfüllen. Die Rolle der ÜNB als Kapazitätshalter legt nahe,

die Strategischen Reserve über netzbezogene Komponenten des Strompreises zu finanzieren.

Das vorgeschlagene Design lässt sich im europäischen Rahmen erweitern. Eine sofortige Einbeziehung im Ausland gelegener Kraftwerke ist wegen der gemeinsamen Preiszone im Falle Österreichs möglich.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Strategische Reserve als Brückenlösung, die in der Hauptsache auf die Verschiebung der Stilllegungen von Bestandskraftwerken abzielt, für einen Zeitraum von rund zehn Jahren, also etwa bis Anfang der 2020er Jahre, tragen kann. Somit kann die Strategische Reserve einen Zeitraum abdecken, der für Klärung der oben aufgeworfenen grundsätzlichen Fragen zum Marktdesign erforderlich aber auch ausreichend ist.

Literatur

- [1] Consentec
Versorgungssicherheit effizient gestalten
Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen
in Deutschland
Studie für EnBW AG, Februar 2012, www.consentec.de
- [2] BDEW
Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts
Diskussionspapier, August 2012
- [3] ECOFYS
Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen
(in Vorbereitung)
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach §
51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung
mit Elektrizität.
<http://www.bmwi.de>
- [5] Ausubel, Lawrence; Cramton, Peter
A Troubled Asset Reverse Auction
<http://www.cramton.umd.edu/>
- [6] Cramton, Peter
New England's Forward Capacity Auction
<http://www.cramton.umd.edu/>