

Kapazitätsmechanismen – Internationale Erfahrungen

Autoren:

Stephan Schmitt
Matthias Wissner

Bad Honnef, April 2016

Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef
Deutschland
Tel.: +49 2224 9225-0
Fax: +49 2224 9225-63
E-Mail: info@wik.org
www.wik.org

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor Abteilungsleiter Post und Logistik	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
Zusammenfassung	III
Summary	IV
1 Einleitung	1
2 Versorgungssicherheit und Strommarktdesign	3
2.1 Energy-Only-Markt	4
2.2 Kapazitätsmechanismen	7
3 Ländervergleiche	10
3.1 Irland	10
3.2 Großbritannien	14
3.3 USA (PJM)	21
3.4 Schweden und Finnland	28
4 Schlussfolgerungen	35
Literaturverzeichnis	37
Anhang A	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Energiemarktdesigns in Europa	1
Abbildung 2-1:	Energiepolitisches Zieldreieck	3
Abbildung 2-2:	Merit-Order-Effekt	6
Abbildung 2-3:	Überblick über Kapazitätsmechanismen	9
Abbildung 3-1:	Entwicklung der Stromerzeugung in Großbritannien	14
Abbildung 3-2:	Ablauf einer Kapazitätsauktion in Großbritannien	15
Abbildung 3-3:	Typologie der Kapazitätseinheiten in Großbritannien	16
Abbildung 3-4:	Handlungsmöglichkeiten und zeitlicher Ablauf im RPM	23
Abbildung 3-5:	Schematische Darstellung der VRR Nachfragekurve	25
Abbildung 3-6:	Monatliche Stromerzeugung in Schweden	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Gesamtausschüttung an Spitzenlastkraftwerke	11
Tabelle 3-2:	Annualisierte Fixkosten für die Jahre 2016 und 2015	11
Tabelle 3-3:	Reservekraftwerk in Schweden für die Winterperiode 2015-2016	31
Tabelle 3-4:	Demand Response Einheiten in Schweden für die Winterperiode 2015-2016	31
Tabelle 3-5:	Historische Nutzung der strategischen Reserve in Schweden	32
Tabelle 3-6:	Angebotene Kraftwerke im finnischen System für die Periode 2015-2017	34
Tabelle 0-1:	Annahmen zur Bestimmung des CONE in PJM (Gaskraftwerk)	41
Tabelle 0-2:	Annahmen zur Bestimmung des CONE in PJM (Gas- und Dampfkraftwerk)	42

Zusammenfassung

Durch den steigenden Anteil der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien mit fluktuierender Einspeisung stellt sich in vielen Ländern bzw. Strommärkten noch stärker als zuvor die Frage, ob Energy-Only-Märkte (d.h. Märkte, in denen nur die gelieferte elektrische Arbeit vergütet wird) in der Lage sind, die richtigen Preissignale für die Investition in (Spitzenlast)kraftwerke zu generieren, oder ob dafür nicht ergänzende oder substituierende Kapazitätsmechanismen benötigt werden.

In diesem Diskussionsbeitrag werden daher verschiedene Ansätze solcher Kapazitätsmechanismen in unterschiedlichen Ländern insbesondere in Hinblick auf deren Funktionsweise beschrieben. Im Einzelnen sind dies: Kapazitätzahlungen (Irland), Kapazitätsauktionen (Großbritannien und USA, PJM (PJM ist ein Zusammenschluss mehrerer Netzbetreiber und Marktgebiete im Nordosten der USA, der ursprünglich die drei namensgebenden Bundesstaaten Pennsylvania, New Jersey und Maryland umfasste) sowie eine Kapazitätsreserve (Finnland bzw. Schweden). Welche der Optionen eingeführt wird, hängt sehr von den jeweiligen Gegebenheiten eines Landes bzw. Marktes ab. So waren für die untersuchten skandinavischen Länder fehlende Kapazitäten in den Wintermonaten ausschlaggebend. Auf dem US-amerikanischen Markt in der PJM-Region plädierten einstmals die Stromversorger für ein entsprechendes Marktdesign, da sie als verpflichtete Partei Sorge dafür zu tragen hatten, dass ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Spitzenlast vorhanden sein müssen. Dagegen war in Großbritannien der hohe Zuwachs an Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und der alternde Kraftwerkspark ein maßgeblicher Grund. In Irland schließlich wurde beim Zusammenschluss des irischen und des nordirischen Marktes erkannt, dass die Versorgungssicherheit langfristig, auch wegen eines Mangels an Interkonnektoren, durch den bestehenden Energy-Only-Markt nicht in gewünschtem Maße gewährleistet werden konnte.

Die Heterogenität der Ansätze und die ausführlichen Diskussionen und Konsultationen in den einzelnen Ländern vor Einführung eines Kapazitätsmechanismus zeigen, dass in diesem Bereich keine einfachen Lösungen zu finden sind. Vielmehr hängen die Art und der Umfang eines Kapazitätsmechanismus von einer Vielzahl an Parametern ab, die sich landesspezifisch stark unterscheiden können (Erzeugungsstruktur, Netzausbau, Haftungsfragen, Finanzierung etc.).

Speziell für Europa bedeutet dies, dass die nationalen Marktdesigns z.T. stark differieren. Vor dem Hintergrund des Ziels eines einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes wäre es wichtig, die Märkte bzw. Marktdesigns soweit als möglich einander anzugleichen, bzw. dafür zu sorgen, dass durch verschiedene Designs keine Wettbewerbsbeschränkungen entstehen.

Summary

Against the backdrop of a rising share of renewable energies with intermittent feed-in, in many countries and electricity markets reinforces the question of whether energy-only markets (i.e. markets that only remunerate the electricity delivered) are able to provide the right price signals for investment in (peak load) power plants or if complementary or substituting capacity mechanisms are needed.

Therefore different approaches of such capacity mechanisms in various countries are described in this discussion paper, particularly in regard to their functionality. In detail, these are: capacity payments (Ireland), capacity auctions (UK and USA, PJM (PJM is a merger of several network operators and market areas in the north eastern United States, which originally consisted of the three eponymous states Pennsylvania, New Jersey and Maryland) and a capacity reserve (Finland and Sweden). Which of the named options is actually implemented is highly dependent on the respective circumstances of the country or market. For the investigated Scandinavian countries for example, the lack of capacity in winter months was decisive. On the US market in the PJM region the electricity suppliers pleaded for an appropriate market design, as they - as the committed party – had to provide sufficient generation capacity to meet peak demand. By contrast, in the United Kingdom a high increase in the feed-in from renewable energy and the aging power plant fleet was a decisive reason. In Ireland it became apparent that in the course of the merger of the Irish and Northern Irish market, security of supply in the long term, also due to the lack of interconnectors, could not be guaranteed in the desired extend by the existing energy-only market.

The heterogeneity of approaches and the detailed discussions and consultations in the various countries before the introduction of a capacity mechanism show that no simple solutions may be found in this area. Rather, the nature and scope of a capacity mechanism depend on a variety of parameters, which may differ greatly from country to country (production structure, network expansion, liability issues, financing, etc.).

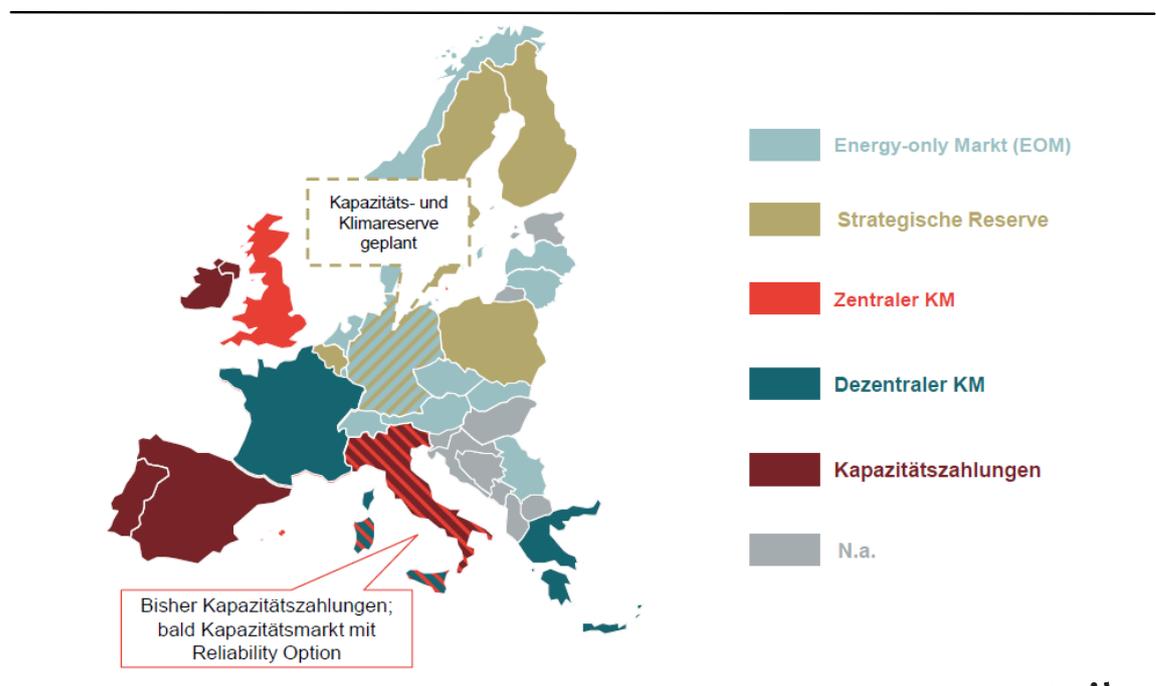
Especially for Europe, this means that the national market designs differ widely in some parts. Against the background of the goal of a single European internal energy market it is important that markets and market designs converge as far as to ensure that there are no competitive-hurdles through different market designs.

1 Einleitung

In Deutschland gibt es seit einiger Zeit eine Debatte um die geeignete Sicherstellung der Versorgungssicherheit mit Strom und das dazu passende Strommarktdesign. Die zunehmende Einspeisung der Erneuerbaren Energien verstärkt das Problem sinkender Preise am Großhandelsmarkt und führt somit zur Situation, dass Spitzenlastkraftwerke kaum noch Preise erzielen, die zur langfristigen Deckung ihrer Fixkosten ausreichen. Um dies zu gewährleisten hat die Bundesregierung einen Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung des Strommarktes vorgelegt, das sogenannte „Strommarktgesetz“. Im Kern verfolgt dieses Gesetz das Ziel, die bestehenden Mechanismen des Strommarktes zu stärken und gleichzeitig aber auch weiterzuentwickeln („Strommarkt 2.0“). Flankiert werden sollen diese Maßnahmen durch die Einrichtung einer Kapazitätsreserve und einer temporären Sicherheitsbereitschaft durch Braunkohlekraftwerke, die als Absicherung dienen sollen.

Während Deutschland aktuell noch in der Phase der Verabschiedung des Gesetzes steht, sind in vielen anderen Ländern verschiedene Regelungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit am Strommarkt bereits in Kraft. Abbildung 1-1 liefert einen Überblick über die verschiedenen Energiemarktdesigns in Europa.

Abbildung 1-1: Energiemarktdesigns in Europa



Quelle: Frontier Economics basierend auf ACER (2015)

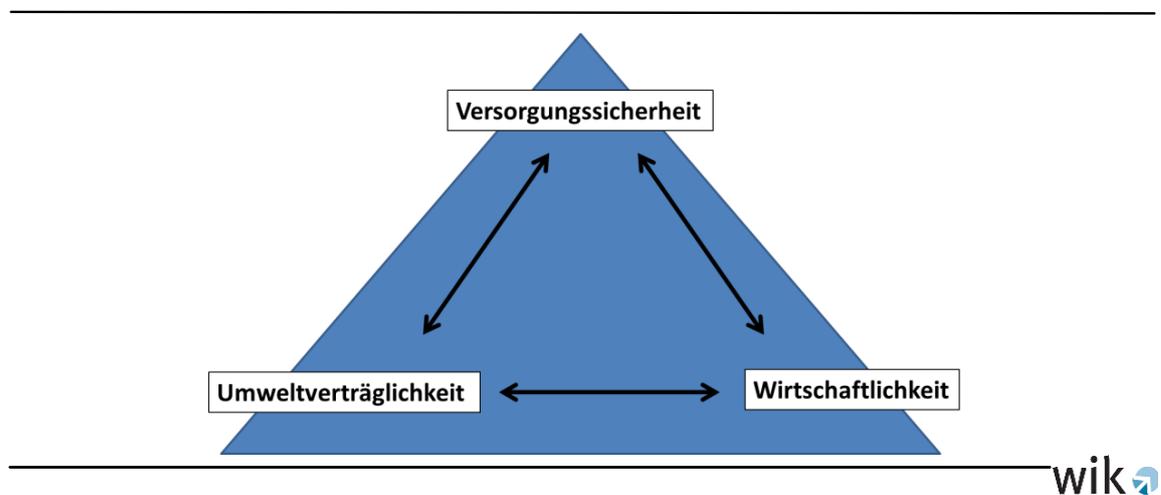
Dieser Diskussionsbeitrag stellt in Kapitel 2 die grundsätzliche Problematik, die in vielen Fällen zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus geführt hat, sowie verschiedene Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen zunächst theoretisch dar. Kapitel 3

geht auf die Regelungen in vier verschiedenen Ländern bzw. Märkten ein. Dies sind: Irland als Beispiel für eine Kapazitätzahlung, Großbritannien und die USA (PJM) als Beispiele für Kapazitätsauktionen und Finnland bzw. Schweden als Beispiele für Kapazitätsreserven. In Kapitel 4 werden die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst.

2 Versorgungssicherheit und Strommarktdesign

Eine sichere Stromversorgung in einem Land setzt voraus, dass zu jeder Zeit ausreichende Erzeugungsressourcen zur Verfügung stehen müssen.¹ Seit der Liberalisierung des Energiemarktes steht der Energiemarkt dafür als Ganzes in der Verantwortung. Von ihm müssen die „richtigen“ Anreize ausgehen, um *Versorgungssicherheit* zu gewährleisten. An dieser Stelle ist es wichtig zu erwähnen, dass Versorgungssicherheit keinesfalls das alleinige Ziel einer ausgewogenen Energiepolitik darstellen sollte; Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit sind dabei keinesfalls außer Acht zu lassen (siehe Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1: Energiepolitisches Zieldreieck



Quelle: Eigene Darstellung

Im Folgenden werden zunächst die grundsätzlichen Ansätze des Energy-Only-Marktes und verschiedene Kapazitätsmechanismen im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit dargestellt.

¹ Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass neben ausreichenden Erzeugungskapazitäten auch ausreichende Netzkapazitäten vorhanden sein müssen, damit der Strom von den Erzeugern zu den Verbrauchern geleitet werden kann.

2.1 Energy-Only-Markt

Die Börsengroßhandelsmärkte für Elektrizität (Intraday, Day-Ahead oder Forward Märkte) zeichnen sich in der Regel dadurch aus, dass an ihnen arbeitspreisbasierte Produkte gehandelt werden (d.h. in € / MWh) und keine leistungspreisbasierten (in € / MW).² Das bedeutet, dass auf den Großhandelsmärkten keine Vergütung für die Bereitstellung von Kapazität bezahlt wird; die Bezahlung erfolgt ausschließlich auf Basis der tatsächlich gelieferten Strommenge. Auf den Regelenenergiemärkten gilt dies jedoch üblicherweise nicht, da hier entweder beide Preiskomponenten oder ausschließlich die Leistungspreiskomponente ohne Arbeitspreis gezahlt wird.

Die Preisfindung an den Großhandelsmärkten erfolgt anhand von Angebot und Nachfrage, wobei die Grenzkosten der Erzeugungsanlagen der relevante Entscheidungsparameter sind. Solange ausreichend Kapazitäten im Markt vorhanden sind, entsprechen die Grenzkosten den variablen Kosten zur Erzeugung einer zusätzlichen Stromeinheit (zuzüglich möglicher Opportunitätskosten, sofern eine alternative Verwendungsmöglichkeit vorhanden ist). Durch die Aufreihung der Kraftwerke gemäß ihrer Grenzkosten lässt sich deren Einsatzreihenfolge bestimmen, die sogenannte Merit-Order, welche im Allgemeinen mit der Angebotskurve auf dem Großmarkt gleichzusetzen ist. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis das Angebot ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Der Börsenpreis resultiert somit aus den Grenzkosten des teuersten Kraftwerkes, das gerade noch einen Zuschlag erhält (Grenzkraftwerk). Bei diesem Kraftwerk können dementsprechend die Grenzkosten, d.h. die variablen Kosten, gedeckt werden, nicht aber hingegen die Fixkosten. Bei allen anderen Kraftwerken, die auch einen Zuschlag erhalten haben und folglich über niedrigere Grenzkosten verfügen, kann hingegen die Differenz zwischen Börsenpreis und den jeweiligen Grenzkosten dazu verwendet werden, Fixkostenbestandteile zu refinanzieren.

Die zentrale Frage ist, ob die Erlöse aus dem Großhandelsmarkt ausreichen, um die Fixkosten zu decken und damit Investitionen in zukünftige Erzeugungsanlagen anzureizen, um letztendlich Versorgungssicherheit zu gewährleisten. An dieser Stelle ist es prinzipiell wichtig, zwischen den verschiedenen Kraftwerkstypen zu differenzieren. Grund- und Mittellastkraftwerke mit entsprechend niedrigen Grenzkosten erzielen typischerweise aufs Jahr hochgerechnet in vielen Stunden positive Deckungsbeiträge. Bei Spitzenlastkraftwerken, die – wie der Name schon sagt – zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden und die über höhere Grenzkosten verfügen, ergibt sich ein positiver Deckungsbeitrag oftmals nur in wenigen Stunden des Jahres.³ Somit stellt sich insbe-

² Neben dem direkten Börsenhandel wird ein Großteil des Stromhandels über außerbörslichen Handel (OTC-Handel) und damit über bilaterale Verträge abgewickelt (Bundesnetzagentur, 2014). Aufgrund möglicher Arbitragegeschäfte ist der Börsenhandel dennoch maßgeblich für die Gesamtpreisbildung auf dem Großhandelsmarkt (Haucap, 2013).

³ An dieser Stelle sei kurz darauf hingewiesen, dass Grund- und Mittellastkraftwerke (z.B. Braunkohle- oder Atomkraftwerke) im Vergleich zu Spitzenlastkraftwerken (wie z.B. Gaskraftwerken) typischerweise höhere Fixkosten mit sich bringen. Demzufolge sind sie auch darauf angewiesen, auf eine entsprechend höhere Anzahl an Betriebsstunden zu kommen.

sondere bei diesen Kraftwerken die Frage, ob die auf den Börsen erzielbaren Preise ausreichen, um die Kraftwerke kostendeckend zu betreiben. Falls das Preisniveau auf den Börsengroßhandelsmärkten dauerhaft zu niedrig ist und zudem die freie Preisbildung eingeschränkt ist (bspw. aufgrund von politisch vorgegebenen Preisobergrenzen), erscheint dies auf lange Sicht zumindest fraglich. In der Literatur wird diese Problematik auch als *Missing Money Problem* bezeichnet.⁴

Der *Energy-Only-Markt* – ein Markt auf dem keine spezifische Vergütung für die reine Bereitstellung von Erzeugungskapazität gewährt wird sondern „nur“ für die tatsächlich gelieferte Energie – ist unmittelbar mit der Missing Money Problematik verknüpft. Anreize für Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten gehen hier ausschließlich von den rein arbeitspreisbasierten Strompreisen der Börsen aus, sieht man von den Regenergiemärkten einmal ab. Wie zuvor angedeutet, ist die Höhe der Preise von großer Bedeutung für das langfristige Funktionieren des Marktes. Möglicherweise stellt in diesem Kontext der massive, politisch induzierte Ausbau der Erneuerbaren Energien einen verzerrenden Eingriff in den Markt dar. Kommen bezuschusste Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien auf den Markt, die ohne spezifische finanzielle Zuwendungen wie z.B. eine fixe Einspeisevergütung nicht zu refinanzieren wären und somit einen Markteingriff darstellen, konkurrieren diese mit den bisherigen Erzeugungsanlagen. Da Strom aus Erneuerbaren Energien wie aus Wind- und Solarkraftanlagen praktisch zu Grenzkosten von Null angeboten werden kann, verschiebt sich die alte Merit-Order nach rechts. Dies hat zur Folge, dass das bisherige preissetzende Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten praktisch aus dem Markt gedrängt wird und nicht mehr preissetzend ist. An dessen Stelle fungiert nun ein Kraftwerk mit niedrigeren Grenzkosten als Grenzkraftwerk. Dies impliziert, dass der Börsenpreis sinkt (*Merit-Order-Effekt*), was negative finanzielle Konsequenzen für die restlichen Kraftwerke mit sich bringt, da deren Deckungsbeiträge sinken (vgl. die schematische Darstellung in Abbildung 2-2).⁵ Gleichzeitig ist es insbesondere für Spitzenlastkraftwerke essentiell, dass es Preisspitzen gibt, die deutlich über ihren jeweiligen Grenzkosten liegen. Denn nur in diesem Fall können die notwendigen Erlöse generiert werden, die es erlauben, die Gesamtkosten zu decken. Dies entspricht der Theorie der *Spitzenlastbepreisung* (*Peak Load Pricing*). Gemäß dieser gibt es unterschiedliche Nachfragekurven für Spitzen- und Nebenlastzeiten. Ökonomisch gesprochen erhöht sich dadurch im erstgenannten Fall die Produzentenrente um die Knappheitsrente, sodass den Produzenten zusätzliche Mittel zur Refinanzierung ihrer Fixkosten zur Verfügung stehen.⁶

Neben der Höhe des Preises ist aber auch die freie Preisbildung von großer Bedeutung für einen funktionierenden Strommarkt. Eine politisch festgelegte Preisobergrenze, welche einen direkten Markteingriff darstellt, kann dem möglicherweise entgegenstehen.

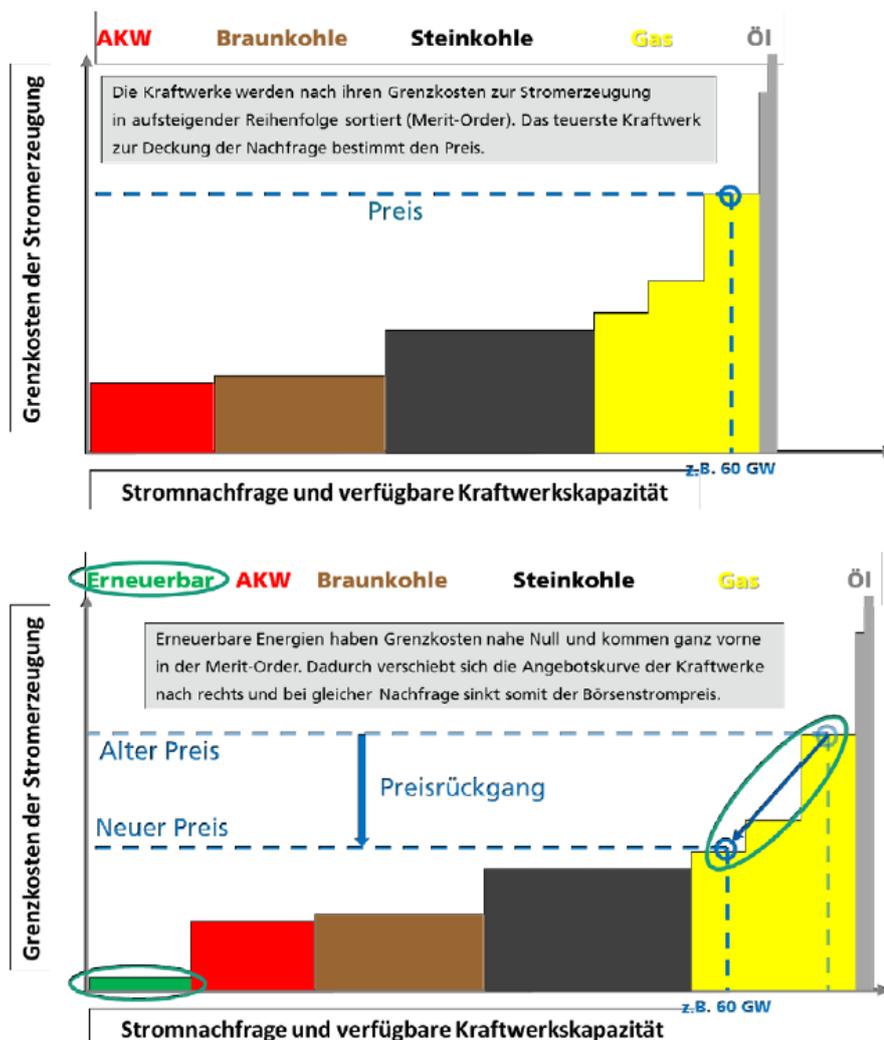
⁴ Die dahinter stehende ökonomische Fragestellung lautet, ob von den Großhandelsmärkten die richtigen Preissignale ausgehen. In erster Linie sind damit mögliche Preisspitzen zu Spitzenlastzeiten – auch *Knappheitspreise* genannt – gemeint. Einen tiefergehenden Einblick in diese Thematik gewähren z.B. Cramton und Stoff (2006), Joskow and Tirole (2007) und Joskow (2008).

⁵ Vgl. Haucap (2013).

⁶ Für tiefergehende Details zum Peak Load Pricing siehe z.B. Crew, Fernando und Kleindorfer (1995).

So können Preisobergrenzen dazu führen, dass vom Markt vorgegebene Knappheitssignale sich nicht adäquat in den Börsenpreisen widerspiegeln. Folglich könnten die Anreize, in Erzeugungskapazitäten zu investieren, abnehmen, was bspw. zur Folge haben könnte, dass nicht mehr ausreichend Spitzenlastkapazitäten zur Verfügung stehen. Von daher ist bei Politikeingriffen in die Großhandelsmärkte immer mit zu bedenken, dass diese möglicherweise zu Marktverzerrungen führen können, die die freie Preisgestaltung behindern und im schlimmsten Fall die langfristige Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes beeinträchtigen können.

Abbildung 2-2: Merit-Order-Effekt



2.2 Kapazitätsmechanismen

Ausgangspunkt für das Konzept von Kapazitätsmechanismen ist das Missing Money Problem und damit die gerade beschriebene Problematik, dass Investitionen in den Kraftwerkspark und in Spitzenlastkraftwerken im Speziellen ausbleiben könnten. Im Kern zielen entsprechende Kapazitätsmechanismen darauf ab, die Bereitstellung von Kapazität in irgendeiner Art und Weise finanziell zu vergüten. Prinzipiell stehen dazu verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, die sich aber in der konkreten Ausgestaltung deutlich voneinander unterscheiden können. Beim grundsätzlichen Design eines Kapazitätsvergütungssystems sind insbesondere folgende Unterscheidungen bzw. Differenzierungen von Bedeutung:⁷

- *Preisbasiertes versus mengenbasiertes System:* Bei einem preisbasierten System wird der Kapazitätspreis administrativ bestimmt und somit fixiert; die Kapazitätsmenge ergibt sich dann aus dem Markt. Bei mengenbasierten Systemen wird hingegen die Zielgröße für die Kapazität (d.h. die Menge) fixiert, anhand derer sich der Preis bilden kann.
- *Umfassender versus selektiver Kapazitätsmechanismus:* Bei der Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus ist zu klären, ob generell der gesamte Erzeugungspark mit in den Mechanismus einbezogen wird oder ob nur ein Teil der Kapazität vergütet werden soll (wie z.B. Neubauten oder bestimmte Altanlagen).
- *Zentraler versus dezentraler Markt:* In einem zentralen Markt wird die Beschaffung der Kapazität zentral organisiert, wohingegen in einem dezentralen Markt die Beschaffung der Kapazität gemäß bilateraler Verträge erfolgt.
- *Technologiebezogenheit versus Technologieneutralität:* Es ist die Frage zu klären, ob nur bestimmte Technologien beim Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden sollen oder ob die Vergütung vollkommen unabhängig von der Technologie erfolgt. Hierbei ist es möglich, einerseits zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien (wie z.B. Kohle-, Gas-, Atom- oder Wasserkraftwerken) und andererseits auch zwischen Erzeugungs- und Nachfragesenkungstechnologien (wie z.B. Demand Response oder Energieeffizienztechnologien) zu unterscheiden.

Auf Basis dieser Differenzierungen von Kapazitätsmechanismen stehen verschiedene Arten von Vergütungssystemen zur Verfügung, die eine adäquate Bereitstellung von Kapazität gewährleisten sollen. Die grundsätzlichen Funktionsweisen der fünf in Theorie und Praxis am weitesten verbreiteten Kapazitätsmechanismen werden im Folgenden kurz dargestellt:⁸

- *Kapazitätzahlung:* Die Stromerzeuger erhalten für die von ihnen zur Verfügung gestellte Kapazität eine fixe Zahlung, um Investitionen in Erzeugungskapazität

⁷ Vgl. Höschle (2014).

⁸ Vgl. hier und im Folgenden CREG (2012).

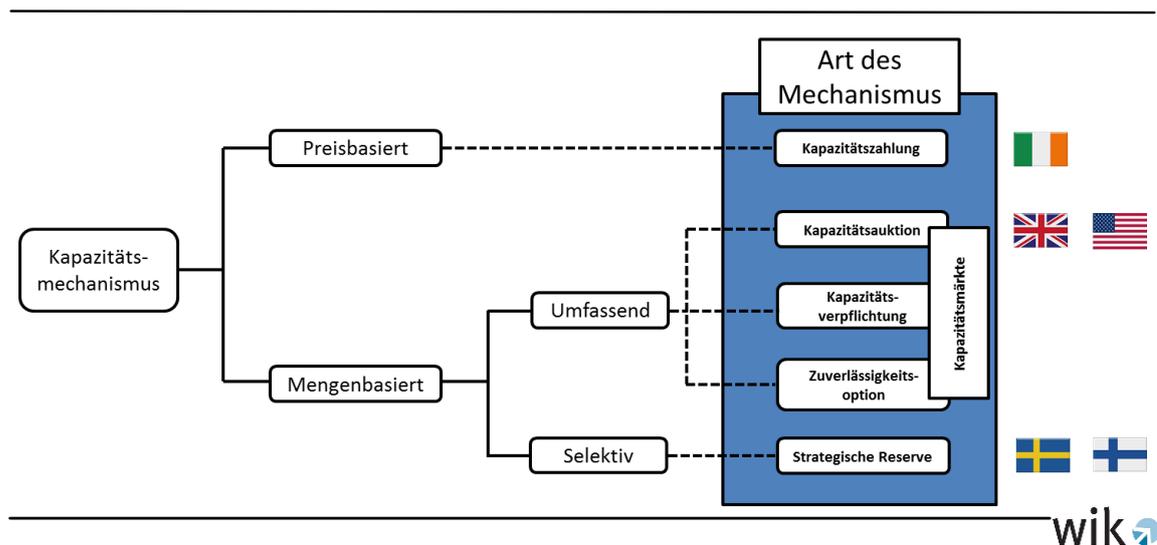
ten anzureizen. Dabei ist es möglich zu differenzieren, welche Kraftwerke in den Genuss der Zahlungen kommen können und in welcher Höhe. Die Höhe der Zahlung wird typischerweise a priori von der Politik festgelegt. Das bedeutet, dass der Kapazitätspreis vorgegeben wird und der Markt über das Volumen an bereitgestellter Kapazität entscheidet.

- *Kapazitätsauktion*: Die benötigte Gesamtkapazität wird durch den Übertragungsnetzbetreiber oder Regulator einige Jahre im Voraus bestimmt. Die Deckung des ermittelten Kapazitätsbedarfs erfolgt mittels Forward-Auktionen.
- *Kapazitätsverpflichtung*: Alle Stromversorgungsunternehmen werden dazu verpflichtet, ein bestimmtes Niveau an Kapazität vorzuhalten. Sie können ihren Verpflichtungen nachkommen, indem sie dazu eigene zertifizierte Erzeugungskapazitäten heranziehen oder sich durch bilaterale Abkommen Kapazitäten von Stromerzeugungsunternehmen sichern. Die zugrundeliegenden Preise sind unter den Beteiligten selbst auszuhandeln. Wenn die Versorger ihren Verpflichtungen nicht nachkommen können, müssen sie eine Strafzahlung leisten.
- *Zuverlässigkeitsoption*: Ausgangspunkt ist eine Forward-Auktion, die allerdings nicht ausschließlich auf die physikalische Bereitstellung von Kapazität gerichtet ist, sondern vielmehr auch als finanzielles Instrument (call option) dienen soll. So wird dem Inhaber der Option die Möglichkeit offeriert, den Kaufpreis zu deckeln: Übersteigt der Kaufpreis auf dem Spotmarkt einen bestimmten Preis (Ausübungspreis), muss der entsprechende Stromerzeuger verfügbar sein, sofern dies der Systemoperator – in der Regel der Übertragungsnetzbetreiber – verlangt. Ist dies nicht der Fall, muss er die Differenz zwischen beiden Preisen zahlen. Somit stellt der Ausübungspreis einen Preisdeckel für den Energiemarktpreis zu Spitzenlastzeiten dar.
- *Strategische Reserve*: Eine bestimmte Menge an gesicherter Stromerzeugungsleistung, die als wesentlich zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in außergewöhnlichen Umständen erachtet wird, wird in „Reserve“ genommen. Diese kann nur dann in Anspruch genommen werden, wenn sich am Strommarkt nicht genügend Kraftwerkskapazität zur Bedienung des erwarteten Stromverbrauchs findet. Die Anbieter von Reservekapazität können somit keine Erlöse über den klassischen Strommarkt erzielen und bekommen stattdessen eine spezifische Vergütung, die in der Regel im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung ermittelt wird.

Die Kapazitätzahlung stellt im Gegensatz zu den anderen vier Ansätzen den einzigen preisbasierten Mechanismus dar. Gegenwärtig kommt er u.a. in Irland, Portugal und Spanien zum Einsatz, wobei das irische System in Abschnitt 3.1 im Detail betrachtet wird. Die Kapazitätsauktion, die Kapazitätsverpflichtung sowie die Zuverlässigkeitsoption sind gemäß der Kategorisierung in CREG (2012) als Kapazitätsmärkte zu klassifizieren, die jeweils neben den bestehenden Großhandelsmärkten als eigenständiger Markt installiert werden können. Ihnen gemein ist, dass sie in der Regel einen umfassenden

Kapazitätsmechanismus darstellen, der je nach Ausgestaltung zumindest einen Großteil des Marktes umfasst. Während die Kapazitätsauktion eher einem zentralen Marktansatz entspricht, wie die in den Abschnitten 3.2 und 3.3 dargestellten Beispiele Großbritannien und USA (PJM)⁹ zeigen, ist der dezentrale Ansatz typisch bei Kapazitätsverpflichtungssystemen (wie bspw. in Frankreich). Die Zuverlässigkeitsoption stellt bis dato eher ein theoretisches Konstrukt dar, das unseres Wissens nach bis dato nur in Kolumbien eingesetzt wurde. In Italien wird aktuell die Einführung geplant. Die strategische Reserve, die einen selektiven Kapazitätsmechanismus darstellt, kommt derzeit u.a. in Belgien, Finnland, Polen und Schweden zum Einsatz. Dieses System wird für die beiden skandinavischen Länder in Abschnitt 3.4 näher beleuchtet. Prinzipiell können alle fünf aufgeführten Kapazitätsmechanismen sowohl dazu herangezogen werden, spezifisch Technologien zu bevorzugen, wie sie auch technologieneutral ausgestaltet sein können. Abbildung 2-3 gibt einen Überblick über die Kapazitätsmechanismen und die in dieser Studie näher untersuchten Länder.

Abbildung 2-3: Überblick über Kapazitätsmechanismen



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Höschle (2014).

Die Diskussion Energy-Only-Markt versus Kapazitätsmechanismen soll in diesem Artikel explizit nicht geführt werden. Eine Vielzahl an Studien hat sich mit dieser Thematik auseinandergesetzt, auf die an dieser Stelle verwiesen sei.¹⁰ Der Fokus dieser Arbeit liegt vielmehr auf der Beschreibung der in verschiedenen Ländern angewandten Kapazitätsvergütungsmechanismen.

⁹ PJM ist ein Zusammenschluss mehrerer Netzbetreiber und Marktgebiete im Nordosten der USA, der ursprünglich die drei namensgebenden Bundesstaaten Pennsylvania, New Jersey und Maryland umfasste (vgl. Abschnitt 3.3).

¹⁰ Siehe z.B. WWF Deutschland (2012), Haucap (2013), Frontier Economics und Consentec (2014) und Frontier Economics und Formaet (2014) für die Diskussion in Deutschland bzw. beispielhaft Cramton und Stoft (2005), Cramton and Ockenfels (2012) und Mastropietro, Rodillaa und Batlle (2015) für die allgemeine Diskussion.

3 Ländervergleiche

Vor dem Hintergrund der Diskussion über eine mögliche Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa werden im Folgenden die wesentlichen Merkmale von existierenden oder geplanten Kapazitätsmechanismen in einzelnen Ländern herausgearbeitet. Dazu werden zunächst die Rahmenbedingungen beschrieben, innerhalb derer sich ein Kapazitätsmechanismus bewegt bzw. die zu dem Entschluss geführt haben, einen solchen einzuführen. Hierbei sind insbesondere auch die länderspezifischen Gegebenheiten und Besonderheiten von Bedeutung, auf die dezidiert eingegangen wird.

Zum anderen wird die Funktionsweise des jeweiligen Mechanismus zur Vergabe von Kapazitäten dargestellt. Dabei wird insbesondere die Frage beantwortet, warum vor dem Hintergrund der jeweiligen spezifischen Rahmenbedingungen ein bestimmter Mechanismus ausgewählt wurde.

3.1 Irland

In Irland wurden 2007 Kapazitätzahlungen („capacity payments“) eingeführt. Die Hintergründe und die Funktionsweise werden im Folgenden dargestellt.

3.1.1 Rahmenbedingungen

Im Zuge des Zusammenschlusses des irischen und des nordirischen Strommarktes im Jahr 2007 wurde auch die Frage der Versorgungssicherheit thematisiert.¹¹ Ziel war es, eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei spielte die Sorge eine Rolle, dass ein Erzeuger durch Verkauf von Strom am Großmarkt keinen ausreichenden Beitrag zur Deckung seiner Fixkosten erzielen könne und langfristig den Markt verlassen werde. Dies gilt insbesondere für solche Unternehmen, die Spitzenlast bereitstellen. Um eine ausreichende Versorgung zu gewährleisten, müssen sich zu solchen Zeiten hohe Preise am Markt einstellen.

Um solche hohen Preise zu vermeiden, wurde die Alternative einer expliziten Kapazitätzahlung diskutiert und schließlich auch eingeführt. Somit müssen Anbieter von Spitzenlast nicht mehr oberhalb ihrer kurzfristigen Grenzposten anbieten, da ein entsprechender Kapazitätsmechanismus existiert.

3.1.2 Vergabemechanismus

Die zur Ausschüttung zur Verfügung stehende Summe („capacity payment sum“) wird jedes Jahr durch die Regulierungsbehörde(n) neu berechnet. Sie ergibt sich aus dem Produkt der benötigten Gesamtkapazität und einem Preis, der den annualisierten Fix-

¹¹ Vgl. im Folgenden niaer und CER (2005a).

kosten des „besten“ neu eintretenden Spitzenlastkraftwerks entspricht. Die Entwicklung der letzten Jahre ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Gesamtausschüttung an Spitzenlastkraftwerke

Jahr	Annualisierte Fixkosten des besten neuen Spitzenlastkraftwerks (in €/kW/Jahr)	Benötigte Gesamtkapazität (in MW)	Gesamtausschüttung an Spitzenlastkraftwerke (in Mio. €)
2007	64,73	6.960	450,5
2008	79,77	7.211	575,2
2009	87,12	7.356	640,9
2010	80,74	6.826	551,1
2011	78,73	6.922	545,0
2012	76,34	6.918	528,1
2013	78,18	6.778	529,9
2014	80,27	7.049	565,8
2015	81,6	7.046	575,9
2016	72,82	7.070	514,8

Quelle: SEM Committee (2015)

Die Finanzierung der auszuschüttenden Summe erfolgt durch eine Umlage auf die Versorger. Dabei soll die in einem Monat erhobene Summe der in einem Monat ausbezahlten Summe entsprechen.¹²

Festlegung der annualisierten Fixkosten

Zur Bestimmung der annualisierten Fixkosten werden die Vollkosten eines neu eintretenden Spitzenlastkraftwerks ausschließlich der inframarginalen Rente und der Einnahmen aus Systemdienstleistungen berechnet. Tabelle 3-2 zeigt die entsprechenden Werte für die Jahre 2015 und 2016.

Tabelle 3-2: Annualisierte Fixkosten für die Jahre 2016 und 2015

	2015	2016
Annualisierte Fixkosten (gesamt)(€/kW/a)	91.88	83.74
Systemdienstleistungen (€/kW/yr)	4.53	4.64
Inframarginale Rente (€/kW/a)	5.75	6.28
Annualisierte Fixkosten des besten neuen Spitzenlastkraftwerks (€/kW/a)	81.6	72.82

Quelle: SEM Committee (2015)

¹² SEMO (2013).

In die Berechnung der Fixkosten fließen insbesondere die Investitionskosten, das anfängliche Working Capital (Umlaufvermögen abzgl. kurzfristiger Verbindlichkeiten) sowie die Kosten der Flächennutzung ein. Von diesen Kosten werden die Einnahmen aus Systemdienstleistungen und die inframarginale Rente abgezogen.¹³

Zu den Systemleistungen zählen insbesondere Regelenergie- und Blindleistungsbereitstellung. Die inframarginale Rente besteht in der Differenz der kurzfristigen Kosten einer Einheit und der Grenzkosten der preisbestimmenden Einheit. Dadurch können die langfristigen Kosten gedeckt werden.

Als Ausgangsbasis der Berechnungen wählen die Regulierungsbehörden jeweils ein Referenzkraftwerk aus, das derzeit u.a. folgende Bedingungen erfüllen muss:

- Die Kraftwerkstechnologie muss noch am Markt verfügbar sein
- Die Größe der Erzeugungseinheiten müssen zwischen 30 und 200 MW liegen
- Die Technologie muss in weniger als 20 Minuten auf Volllast hochfahren
- Die Technologie muss in der Lage sein, flüssigen Kraftstoff zu verwenden
- Die Technologie muss alle Umweltauflagen erfüllen

Festlegung der Gesamtkapazität

Den zweiten Faktor zur Bestimmung der auszuschießenden Gesamtsumme stellt die für das jeweilige Jahr benötigte Gesamtkapazität dar. Dazu wird zunächst die erwartete Unterbrechung aufgrund von Erzeugungsdefiziten (Loss-Of-Load-Expectation (LOLE)) berechnet.¹⁴

Zu diesem Zweck werden im ersten Schritt die geplanten Unterbrechungen und die (mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit eintretenden) erzwungenen Unterbrechungen kalkuliert. Im zweiten Schritt wird die erwartete Nachfrage diesen Unterbrechungen gegenübergestellt und für jede Handelsperiode die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung (Loss-Of-Load-Probability (LOLP)) berechnet. Die Summe der LOLP-Werte ergibt dann den LOLE-Wert für ein Jahr.

Dieser LOLE-Wert wird mit einem festgelegten Niveau für Versorgungsunterbrechungen (derzeit 8 Stunden pro Jahr) verglichen. Falls der LOLE-Wert über diesem Niveau liegt, würde das einen Mangel an Kapazität bedeuten. Anhand dieser Differenz kann dann die fehlende bzw. überschüssige Kapazität berechnet und die benötigte Gesamtkapazität bestimmt werden.

¹³ SEM Committee (2015).

¹⁴ Vgl. im Folgenden: AIP (2006).

Ausschüttung

Die Ausschüttung der zur Verfügung stehenden Summe erfolgt monatlich, d.h. die Summe wird in zwölf Zahlungen aufgeteilt. Zuteilungsberechtigt sind grundsätzlich alle Erzeugungsanlagen, also sowohl konventionelle als auch Erneuerbare Erzeugungseinheiten, ebenso Pumpspeicherkraftwerke aber auch Nachfrageeinheiten. Konventionelle Erzeugungsanlagen erhalten dabei den weitaus größten Teil.¹⁵ Die Höhe der Auszahlung misst sich dabei nach der durchschnittlichen Verfügbarkeit der Anlage und ihrem tatsächlichen Beitrag zu Versorgungssicherheit.¹⁶

Um einen Ausgleich zwischen der Generierung eines sicheren Zahlungsstroms auf der einen Seite und eine Abbildung der Knappheit von Kapazität auf der anderen Seite zu gewährleisten, wird die monatliche Summe in drei Teilsummen aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt dabei wie folgt:

- 30% als fixe Summe ("Fixed Capacity Payments Proportion (FCPP)")
- 40% als variable Summe ("Variable Capacity Payment Proportion (VCPP)")
- 30% als Ex-post Summe („Ex-Post Capacity Payment Proportion (ECP)")

Die fixe Summe wird zu Beginn des Jahre festgelegt und basiert auf der prognostizierten Nachfrage. Die Ex-Post Summe wird nach dem Ablauf des jeweiligen Monats festgesetzt. Sie berechnet sich gemäß der Ex-Post-Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung (LOLP) in den einzelnen Handelsperioden des Monats. Die variable Summe schließlich bildet die Differenz der beiden vorgenannten Summen zu der kompletten Ausschüttung (100% - 30% -30%). Sie wird zu Beginn jedes Monats festgelegt und basiert auf der prognostizierten Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung (LOLP).

Während die fixe und variable Summe für stabile Einnahmen sorgen, spiegelt die Ex-post Summe die Preisvolatilitäten wider.¹⁷

¹⁵ SEM Committee (2008).

¹⁶ Das bedeutet, dass z.B. Pumpspeichieranlagen öfter zu solchen Zeiten gebraucht (und eingesetzt) werden, in denen sie in höherem Maße zur Versorgungssicherheit beitragen.

¹⁷ Hannon (2010).

3.2 Großbritannien

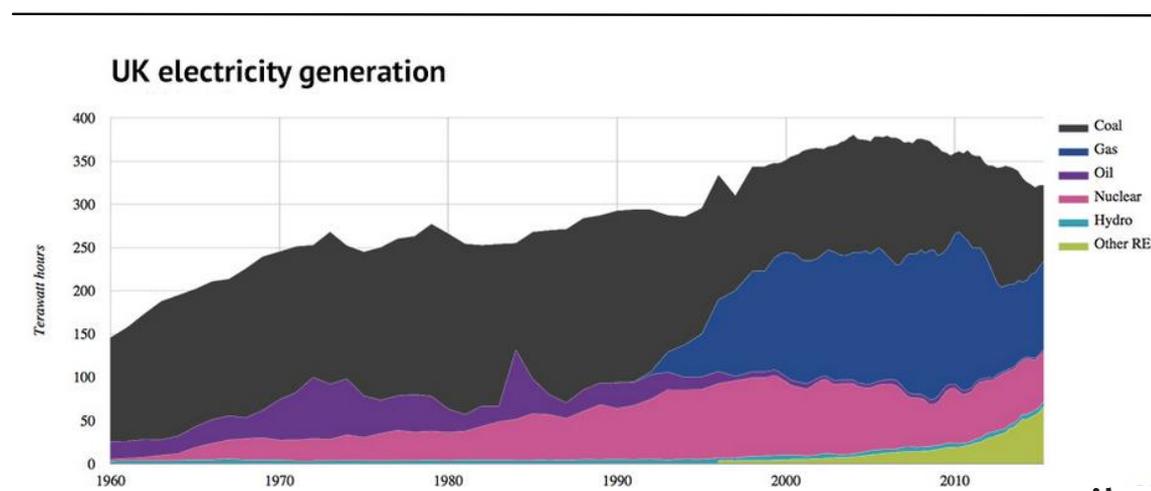
In Großbritannien endete im Dezember 2014 die erste Kapazitätsmarktauktion. Die Hintergründe und der Vergabemechanismus werden im Folgenden näher beleuchtet.

3.2.1 Rahmenbedingungen

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Großbritannien war neben der Implementierung des „Contract for Difference (CFD)“¹⁸ die zweite Säule der Elektrizitätsmarktreform im Jahr 2013. Die Reform wiederum ist ein Beitrag zur Realisierung einer weitreichenden Energiestrategie der britischen Regierung aus dem Jahr 2009 zur Dekarbonisierung der Energiewirtschaft unter gleichzeitiger Beibehaltung der Versorgungssicherheit.¹⁹

Als Begründung für die Einführung eines Kapazitätsmarktes²⁰ wurde die zunehmende Stromerzeugung aus fluktuierenden, weniger flexiblen Energiequellen und damit der Ersatz älterer, fossiler Kraftwerke angeführt (vgl. Abbildung 3-1).

Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromerzeugung in Großbritannien



Quelle: CB (2015)

Der Markt sorgt somit nicht mehr für eine ausreichende Versorgungssicherheit, da aufgrund unzureichender potenzieller Erlöse in zu geringem Umfang in neue Kapazitäten investiert wird ("missing money Problem", siehe Abschnitt 2.2). Einer der wesentlichen

¹⁸ Ein Contract for Difference (CFD) ist ein privatrechtlicher Vertrag zwischen einem CO₂-armen Stromerzeuger und der „Low Carbon Contracts Company (LCCC)“, einem staatlichen Unternehmen. Ein Stromerzeuger im Rahmen eines CFD erhält die Differenz zwischen dem "Ausübungspreis" - einem Preis für Strom, der die Investitionskosten für eine bestimmte CO₂-arme Technologie widerspiegelt - und dem "Referenzpreis" - ein Maß für den durchschnittlichen Marktpreis für Strom. Dies soll den Stromerzeugern mehr Sicherheit und Stabilität im Hinblick auf ihre Erträge durch die reduzierte Abhängigkeit von volatilen Großhandelspreisen gewähren (DECC 2015a).

¹⁹ HM Government (2009).

²⁰ Vgl. im Folgenden: DECC (2014).

Gründe beruht darauf, dass der Strompreis in Zeiten knapper Erzeugung nicht mehr die wahren Kosten von Ausgleichsaktivitäten im Energiesystem widerspiegelt.

3.2.2 Vergabemechanismus

Der Ablauf des Vergabeverfahrens ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Auf die wesentlichen Schritte wird im Folgenden eingegangen.

Abbildung 3-2: Ablauf einer Kapazitätsauktion in Großbritannien



CM: "Capacity Unit": Kapazitätseinheit

EMR: "Electricity Market Reform": Strommarktreform

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von nationalgrid (2014)

Präqualifikation

Um sich an einer Auktion beteiligen zu können müssen die Anlagen zunächst einen Präqualifikationsprozess durchlaufen. Die Möglichkeit zur Präqualifikation beginnt mehrere Wochen vor der eigentlichen Auktion. Einige Anlagen sind explizit nicht zur Teilnahme an einer Kapazitätsauktion berechtigt. Dies sind:²¹

- Anlagen, die Zahlungen aufgrund ihrer CO₂-armen Erzeugung erhalten (z.B. im Rahmen des „Renewables Obligation Scheme“, des „Contracts for Difference“ oder einer Einspeisevergütung für kleinere Anlagen)

²¹ Vgl. nationalgrid (2014a).

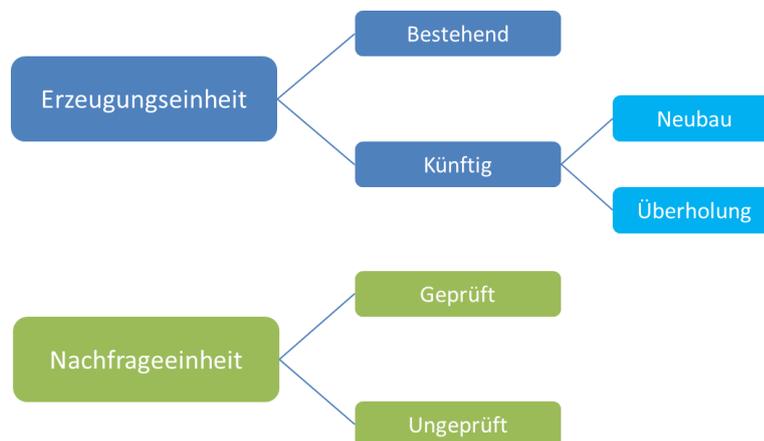
- Langfristig kontrahierte Kapazität zur Bereitstellung von Regelenergie („Short Term Operating Reserve (STOR)“), es sei denn es existiert eine unwiderrufliche Erklärung zur Aufhebung des Vertrages im Falle des Zuschlags bei einer Kapazitätsauktion
- Kapazität außerhalb von Großbritannien (ab 2015 sind auch Interkonnektoren zur Teilnahme berechtigt)

Bestehende lizenzierte Erzeugungsanlagen werden zunächst in das Präqualifikationsverfahren aufgenommen, besitzen allerdings die Möglichkeit, aus dem Verfahren auszusteiern (Opt-Out). Anlagen(betreiber), die an einer Kapazitätsauktion teilnehmen wollen, müssen sich zunächst auf einer Online-Plattform registrieren. Anschließend erfolgt das eigentliche Präqualifikationsverfahren.

Grundsätzlich wird dabei zwischen zwei Arten von „Kapazitätseinheiten“ („Capacity Units“) unterschieden: Erzeugungseinheiten einerseits und Verbrauchseinheiten andererseits. Kapazitäten können sowohl auf Übertragungs- als auch Verteilnetzebene bereitgestellt werden und zwar aus bestehenden oder künftig verfügbaren Einheiten. Im Rahmen der Präqualifikation sind neben organisatorischen Angaben zum Bewerber daher folgende Informationen zur Kapazitätseinheit einzureichen:²²

Zunächst ist der Typ der Kapazitätseinheit anzugeben. Es wird zwischen verschiedenen Typen unterschieden, wie Abbildung 3-3 zeigt.

Abbildung 3-3: Typologie der Kapazitätseinheiten in Großbritannien



Quelle: WIK auf Basis nationalgrid (2014)

Eine geprüfte Nachfrageeinheit hat einen Test zum Nachweis der verfügbaren Kapazität durchlaufen und ist entsprechend zertifiziert. Ungeprüfte Nachfrageeinheiten können

²² Vgl. nationalgrid (2014a).

als solche an der Auktion teilnehmen, müssen den Test aber mindestens einen Monat vor Beginn des Jahres der Kapazitätsbereitstellung durchführen.²³

Weiterhin ist für Erzeugungsanlagen die Erzeugungstechnologie anzugeben. Folgende Kategorien sind festgelegt:²⁴

- Ölbefeuerte Dampfturbinen und Kolbenmotoren (keine Eigenerzeugung)
- Gasturbine mit offenem Kreislauf und gasbefeuerte Kolbenmotoren (keine Eigenerzeugung)
- Kernenergie
- Wasserkraft
- Speicher
- Kombinierte GuD-Anlage
- KWK- und Eigenerzeugungsanlagen
- Kohle / Biomasse

Weiterhin ist die Anschlusskapazität bzw. die mit einem Abstufungsfaktor bewertete Kapazität der Anlage anzugeben. Letzteres dient der sicheren Verfügbarkeit dieser Kapazität. Die Mindestkapazität einer Anlage beträgt 2 MW.

Zeitlicher Rahmen

Das Präqualifikationsverfahren für die vier Jahre später bereitzustellende Kapazität startet ca. vier Monate vor Beginn der Auktion und dauert einen Monat.²⁵ Nach ca. einem weiteren Monat werden die Präqualifikationsergebnisse veröffentlicht.

Drei Wochen vor Beginn der Auktion werden aktualisierte Auktionsparameter bekanntgegeben. Dazu zählen die benötigte Gesamtkapazität („target capacity“) sowie die erwartete Nachfrage bei einem Preis in Höhe der festgelegten Preisobergrenze und bei einem Preis von null. Des Weiteren werden die Preisobergrenze für die erste Runde sowie die „Preisnehmerschwelle“ mitgeteilt. Weiterhin werden die Kapazitätseinheiten bekannt gegeben, die sich erfolgreich präqualifiziert haben.

15-10 Tage vor Auktionsbeginn müssen die präqualifizierten Kapazitätseinheiten bestätigen, dass sie an der Auktion teilnehmen werden.²⁶ Zehn Tage vor Auktionsbeginn wird bekannt gegeben, ob die Kapazitätseinheit als Preisnehmer oder Preissetzer eingestuft wird. Üblicherweise soll die Kapazitätsauktion selbst nicht länger dauern als fünf Arbeitstage.²⁷

²³ Ebenda.

²⁴ Vgl. UK Government (2014).

²⁵ Vgl. im Folgenden nationalgrid (2014b).

²⁶ UK Government (2014).

²⁷ UK Government (2014).

Ablauf der Auktion und Zuschlagskriterien

Die Auktion ist als Rückwärtsauktion („descending clock auction“) mit mehreren Runden angelegt.²⁸ Die Preisspanne einer Runde reicht vom höchsten Preis (Preisobergrenze) bis zum niedrigsten Preis (Preisuntergrenze). In der ersten Runde wird die Obergrenze vom Auktionator vorgegeben. Danach werden die Preisober- und Preisuntergrenze iterativ innerhalb der Auktion bestimmt. Die Preisobergrenze der jeweils nachfolgenden Runde muss dann der Preisuntergrenze der vorangegangenen Runde entsprechen. Der Preis wird somit in jeder Runde weiter reduziert, bis der minimale Preis gefunden ist, zu dem ausreichend Kapazität bereitgestellt wird.

Während der Auktion können Bieter aus der Auktion aussteigen, indem sie (immer für eine bestimmte Kapazität) ein Ausstiegsgebot anbieten. Dazu müssen sie den Ausstiegspreis mitteilen. Dieser darf nicht über der Preisobergrenze der jeweiligen Runde liegen und, im Falle, dass es sich um einen „Preisnehmer“ handelt, nicht unter der sog. „Preisnehmerschwelle“. Preisnehmer in einer Auktion sind definiert als all diejenigen Akteure, die keine Preissetzer sind. Preisnehmer sind zunächst alle bereits bestehenden Kapazitätseinheiten. Diese können allerdings auf Antrag den Status eines Preissetzers erlangen, indem sie darlegen, dass sie einen Preis oberhalb der „Preisnehmerschwelle“ benötigen, um die betreffende Anlage wirtschaftlich betreiben zu können.

Die „Preisnehmerschwelle“ ist ein Preis, der vom Ministerium vorab festgelegt wird. Er dient einerseits dem Zweck, bestehende Unternehmen daran zu hindern, in solchen Jahren zu hohe Preise zu setzen, in denen kein Markteintritt notwendig ist und somit die Ausübung von Marktmacht zu verhindern.²⁹ Auf der anderen Seite existieren allerdings auch alte Anlagen, die hohe Betriebskosten besitzen und daher einen höheren Preis benötigen. Die „Preisnehmerschwelle“ muss daher auf einem Niveau liegen, das beiden Ansprüchen gerecht wird.

Die Auktion endet in der ersten Runde, in der die verbleibende Kapazität am Ende dieser Runde kleiner oder gleich der Kapazität ist, die zum Preis in Höhe der Preisuntergrenze in dieser Runde angeboten wird (sog. „Clearing Round“).³⁰ Anschließend kann durch den Auktionator der (einheitliche) Auktionspreis (Markträumungspreis) wie folgt festgelegt werden:

Zunächst werden die Ausstiegsgebote nach der Höhe ihrer Ausstiegspreise geordnet, wobei der niedrigste Ausstiegspreis die höchste Platzierung einnimmt. Bei mehreren Geboten mit demselben Ausstiegspreis werden Gebote mit der höheren Kapazität höher eingeordnet.³¹

²⁸ Vgl. im Folgenden UK Government (2014).

²⁹ Dies beruht auf der Annahme, dass die meisten bestehenden Anlagen zu niedrigeren Kosten produzieren können als neue Anlagen, die in den Markt eintreten (wollen).

³⁰ UK Government (2014).

³¹ Weitere Ordnungskriterien bei gleichem Ausstiegspreis und gleicher Kapazität sind zunächst die Dauer der Kapazitätsvereinbarung und bei Gleichheit eine Zulosung. Zur Unterscheidung dieser Verfahren siehe UK Government (2014).

Im Falle, dass die Summe der zur Preisuntergrenze der jeweiligen Runde gebotenen Kapazitäten genau der benötigten Gesamtkapazität entspricht, stellt die Preisuntergrenze dieser Runde den Markträumungspreis dar. Ist die zur Preisuntergrenze angebotene Kapazität geringer als die benötigte Gesamtkapazität, so werden die relevanten Ausstiegsgebote sukzessive zu der aggregierten Kapazität der Nicht-Ausstiegsgebote addiert. Falls im Zuge dieses Verfahrens die Addition eines Ausstiegsgebots genau die benötigte Gesamtkapazität ergibt, so ist der Preis dieses Gebots der Markträumungspreis.

Ist dies nicht der Fall, wird der Preis als Markträumungspreis angesetzt, der gerade nicht zum Erreichen der benötigten Gesamtkapazität ausgereicht hat.

Übertragbarkeit

Die Einheiten, die im Rahmen des Auktionsprozesses zum Zuge gekommen sind, erhalten eine bindende Zusage bzw. Vereinbarung über die Berücksichtigung ihrer Kapazität (sog. „capacity agreement“).³² Diese Vereinbarung kann auf drei verschiedene Arten an Dritte weitergegeben werden.³³ Zunächst können im Rahmen des Sekundärhandels die gesamte Verpflichtung oder Teile davon an einen sog. „akzeptierbaren Empfänger“ übertragen werden. Diese Möglichkeit wird ab dem Jahr 2017 nach der T-1 Auktion im Ausführungsjahr möglich sein. „Akzeptierbare Empfänger“ sind dabei:

- Eine präqualifizierte Kapazitätseinheit, die für das Ausführungsjahr keine Kapazitätsvereinbarung besitzt
- Eine präqualifizierte künftige Kapazitätseinheit, die vor dem Ausführungsjahr substantielle Anforderungen erfüllt
- Ein geeigneter Teilnehmer des Sekundärhandels³⁴

Weiterhin können Erzeugungseinheiten als Ganzes durch deren Inhaber an einen neuen Inhaber oder den dispatch controller übertragen werden. Schließlich kann der dispatch controller eine vollständige Erzeugungseinheit an den Eigentümer übertragen.

Abruf der bezuschlagten Kapazitäten

Auslöser für eine Beanspruchung der Kapazitäten ist ein systembelastendes Ereignis („System Stress Event“).³⁵ Dieses ist definiert als ein (halbständiger) Ausgleichszeitraum („settlement period“), in dem sich ein durch den Übertragungsnetzbetreiber („system operator“) ausgelöstes Laststeuerungsereignis ereignet, das mindestens 15 Minuten dauert. Ein Laststeuerungsereignis bedeutet:

- Der Übertragungsnetzbetreiber gibt eine Anweisung an einen oder mehrere Verteilnetzbetreiber zur Lastreduktion und / oder

³² UK Government (2014).

³³ Vgl. Im Folgenden: Jenkins, R. (2015).

³⁴ Teilnehmer des Sekundärhandels kann ein Kaufinteressent sowohl für eine existierende Erzeugungseinheit als auch eine geprüfte Nachfrageeinheit sein.

³⁵ Vgl. im Folgenden: UK Government (2014).

- Es findet eine automatische Verbindungsunterbrechung aufgrund eines zu niedrigen Frequenzwertes statt.

Ein Laststeuerungsereignis muss durch den Übertragungsnetzbetreiber angezeigt werden. Die bezuschlagten Kapazitätseinheiten müssen während eines solchen Ereignisses ihre (angepasste) Kapazität bereitstellen.

Pönalen und Sicherheiten

Anbieter von Kapazitäten, die diese bei einer drohenden Systemüberlastung nicht bereitstellen, müssen Strafzahlungen leisten.³⁶ Die Strafzahlungen sollen dabei zwei Zwecke erfüllen.

Zum einen sollten sie den Anbietern Anreize setzen, in Zeiten drohender Systemüberlastung die Kapazität tatsächlich anzubieten. Idealerweise entsprechen die Strafen den Opportunitätskosten, die ein Unternehmen in einem Energy-Only-Markt zu tragen hätte, wenn es zu Zeiten hoher Preise nicht anbietet. Diese Preise wiederum entsprechen dem Wert der Versorgungssicherheit (Value Of Lost Load, VOLL). Zum anderen sollten die Strafzahlungen den Anbietern einen Anreiz setzen, bei der Auktion verlässliche Kapazitäten anzubieten. Somit soll ausgeschlossen werden, dass nur sehr günstige, aber unzuverlässige Kapazitäten in der Auktion angeboten werden.

Es gilt allerdings zu beachten, dass eine zu hohe Strafzahlung dazu führen kann, dass eine gewisse Risikoprämie in die Gebote eingepreist wird. Dies ist zunächst nicht nachteilig, da somit Gebote mit weniger verlässlichen Anlagen teurer würden. Allerdings könnte auch eine pauschale Einpreisung über alle Gebote erfolgen, was zu Verzerrungen führen könnte. Auch könnte eine zu hohe Strafzahlung bewirken, dass Kapitalgeber vorsichtiger werden und die Zahl der zukünftigen Anlagen dadurch sinkt.

Als Ergebnis wurde in Großbritannien eine monatliche Haftungsgrenze von 200% (bezogen auf die monatliche Vergütung) sowie eine jährliche Haftungsgrenze von 100% des Erlöses aus der Vermarktung der jeweiligen Kapazität festgelegt, um somit das Risiko aus einem Ausfall der Kapazität zu beschränken. Die Höhe der Strafe im Falle einer Nicht-Lieferung wurde auf ein Vierundzwanzigstel des jeweiligen markträumenden Auktionspreises (£/kW) festgelegt. Dies bedeutet, dass beim maximal möglichen Markträumungspreis von £ 75/kW die Strafe £ 3.125/MWh beträgt. Der Auktionspreis der ersten Auktion vom 16. bis 18. Dezember 2014 betrug £ 19,40/kW.³⁷ Somit liegt die Pönale in diesem Fall bei £ 808,34/MWh.

³⁶ Vgl. zu diesem Abschnitt DECC (2014).

³⁷ DECC (2015b).

3.3 USA (PJM)

3.3.1 Rahmenbedingungen

PJM ist ein Zusammenschluss mehrerer Netzbetreiber und Marktgebiete im Nordosten der USA, der ursprünglich die drei namensgebenden Bundesstaaten Pennsylvania, New Jersey und Maryland umfasste.³⁸ Mittlerweile reicht das PJM Gebiet weit über die Grenzen der drei Bundesstaaten hinaus. So werden zurzeit mehr als 61 Millionen Kunden in Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und Columbia mit Elektrizität versorgt. PJM Interconnection nimmt die Rolle als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ISO) ein. Daneben ist er aber auch Betreiber der Großhandelsmärkte für Strom wie auch des Kapazitätsmarktes.³⁹

Der aktuelle PJM Kapazitätsmarkt, auch bekannt unter dem Namen „*Reliability Pricing Model*“ (RPM), existiert seit dem 1. Juni 2007 und ersetzt das zuvor verwendete und oftmals kritisierte „Capacity Credits Model“. Auf eine Auflistung der verschiedenen Entwicklungsstufen wird verzichtet, vielmehr liegt der Fokus auf der gegenwärtigen Systematik.⁴⁰ Erwähnenswert an dieser Stelle ist jedoch die Tatsache, dass der PJM Kapazitätsmarkt ursprünglich nicht aus der Missing Money Problematik heraus eingeführt worden ist. Vielmehr geht er zurück auf Kapazitätsverpflichtungen, die den Stromversorgern auferlegt wurden. So mussten Versorger ihren Anteil an der Last plus eine bestimmte Reserve vorab absichern. Der Impuls zur Einführung kam somit nicht von den Erzeugern, sondern stattdessen von der Versorgerseite. Ferner war der PJM Markt auch in seinen frühen Tagen niemals ein reiner Energy-Only-Markt war, da er sich seit jeher durch spezifische Elemente zur Sicherstellung von ausreichender Kapazität auszeichnete.

Grundlage dieses Kapazitätsmarktes ist die Anforderung an die Stromversorgungsunternehmen, dass sie über ausreichend Kapazitäten verfügen, um die Stromnachfrage ihrer Kunden inklusive eines Aufschlages (als Reserve) decken zu können. Die Kapazitätsverpflichtung eines Versorgers richtet sich nach dem Beitrag seiner Kunden an der Spitzenlast. Zur Deckung ihrer Verpflichtung können die Stromversorger eigene Erzeugungskapazitäten oder bilateral zugesicherte vertragliche Kapazitäten anderer Produzenten heranziehen, Demand Response Aktivitäten nutzen oder sich die notwendigen fehlenden Kapazitäten über Auktionen auf dem Kapazitätsmarkt verschaffen.

³⁸ Dieses Unterkapitel basiert – soweit keine zusätzlichen Quellen genannt werden – auf PJM (2015a).

³⁹ Vgl. <http://www.pjm.com> (zuletzt abgerufen am 22.06.2015).

⁴⁰ Einen guten Überblick die Entwicklung liefern bspw. Bowring (2013) und Monitoring Analytics (2011).

Charakteristisch für den PJM Kapazitätsmarkt sind insbesondere drei Elemente:⁴¹

1. Die Beschaffung von Kapazität ist *bis zu drei Jahre im Voraus* mittels einer wettbewerblichen Auktion möglich.
2. Der *ortsabhängige Kapazitätspreis* für gegenwärtig 27 lokale Versorgungsgebiete („Locational Deliverability Area“) ermöglicht Beschränkungen hinsichtlich des Übertragungsnetzes wie auch Unterschiede hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs in verschiedenen Regionen passgenau zu berücksichtigen.
3. Die *fallende variable Ressourcenbedarfskurve*, die als Formel der Energienachfrage die Preise der einzelnen Kapazitätsszahlungen an die Marktteilnehmer festlegt.

Die Teilnehmer des Kapazitätsmarktes offerieren Kapazität im Markt, um entweder das Stromangebot zu erhöhen oder die entsprechende Nachfrage zu reduzieren. Dazu können neue oder erweiterte Erzeugungseinheiten, Demand Response und Energieeffizienz-Anwendungen oder die Erweiterung des Übertragungsnetzes⁴² angeboten werden. Sofern ein Marktteilnehmer Anbieter im Markt wird, ist er vertraglich dazu verpflichtet im PJM System das Angebot um den entsprechenden Betrag zu erhöhen bzw. die Nachfrage zu reduzieren. Kann ein Stromerzeuger seinen im Kapazitätsmarkt eingegangenen Verpflichtungen nicht nachkommen, kann dies Strafzahlungen zur Folge haben.

Für Stromversorger, die Verbraucher in der PJM Region bedienen, ist die Teilnahme am Kapazitätsmarkt grundsätzlich verpflichtend. Ausgenommen hiervon sind die Versorger, die Gebrauch von der „Fixed Resource Requirement“ Alternative machen. Gemäß dieser verpflichtet sich der Versorger, seiner Kapazitätsanforderung eigenständig nachzukommen, was er jährlich gegenüber PJM detailliert nachweisen muss. Stromerzeuger sind nicht generell dazu angehalten, am PJM Kapazitätsmarkt teilzunehmen. Eine Verpflichtung zur Teilnahme gibt es nur für bereits existierende Kraftwerke in der PJM Region. Für Kraftwerke außerhalb der Region, geplante bzw. erweiterte Kraftwerke, existierende und geplante Demand Response Anwendungen, Energieeffizienz-Anwendungen sowie Erweiterungen des Übertragungsnetzes ist die Teilnahme freiwillig. Nimmt ein Stromerzeuger am Kapazitätsmarkt teil, ist er jedoch dazu verpflichtet, seinen produzierten Strom über den Spotmarkt abzusetzen.

⁴¹ Vgl. <http://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx> (zuletzt abgerufen am 22.06.2015). Auf die Details wird in weiterer Folge dezidiert eingegangen.

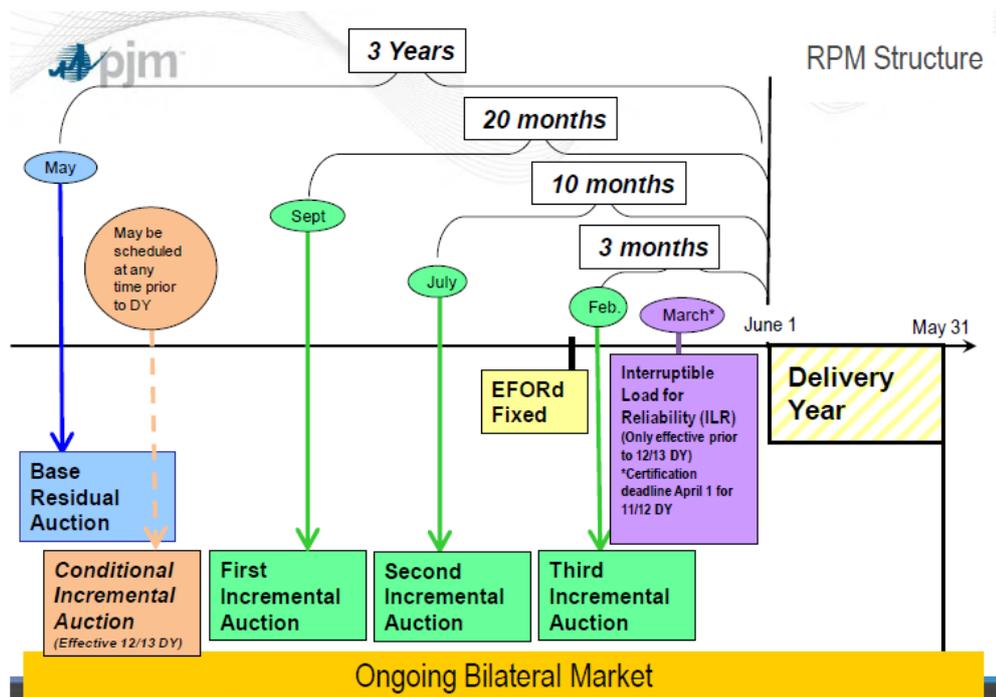
⁴² Ein Ausbau des Übertragungsnetzes, das die Importleistung in einem engpassbehafteten Gebiet erhöht, kann solange auf der Kapazitätsbörse angeboten werden, bis es keinen Preisunterschied mehr zwischen den betreffenden Gebieten gibt. Die entsprechende Zahlung entspricht dem Preisunterschied zwischen den Gebieten multipliziert mit der zusätzlich importierten Leistung, vgl. Süßenbacher, Schwaiger und Stigler (2010).

3.3.2 Vergabemechanismus

Handlungsmöglichkeiten im Reliability Pricing Model (RPM)

Im RPM sind bis zu vier Auktionen vorgesehen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden.⁴³ Während die erste Auktion „*Base Residual Auction*“ (BRA) drei Jahre vor dem Ausführungsjahr stattfindet, folgen maximal drei Zusatzauktionen „*Incremental Auctions*“ (IA) zeitlich gestaffelt nach 20, 10 und 3 Monaten vor Lieferbeginn. Daneben besteht zudem die Möglichkeit einer weiteren Auktion „*Conditional Incremental Auction*“. Diese findet allerdings nur dann statt, wenn es zu Verzögerungen beim Ausbau des Übertragungsnetzes gekommen ist, die zu lokalen Kapazitätsengpässen führen. Flankiert werden die Auktionen durch die Möglichkeit des bilateralen Handels zwischen den Marktteilnehmern. Abbildung 3-4 verdeutlicht dies in einer schematischen Darstellung. Um an den IA teilzunehmen, muss ein Stromerzeuger zuvor auch Kraftwerke im BRA angeboten haben.

Abbildung 3-4: Handlungsmöglichkeiten und zeitlicher Ablauf im RPM



Quelle: PJM (2015b, S. 9)

⁴³ Sofern keine zusätzlichen Quellen genannt werden, beruhen die folgenden Ausführungen auf PJM (2015a).

Base Residual Auction und Nachfragekurve

Ausgangspunkt der BRA ist der für in drei Jahren prognostizierte notwendige Kapazitätsbedarf im Versorgungsgebiet, den PJM als Betreiber des Kapazitätsmarktes mittels einer Lastprognose zu ermitteln hat. Aus diesen Berechnungen werden Kapazitätsanforderungen für die einzelnen Stromversorgungsunternehmen abgeleitet, wobei die Prämisse gilt, dass die Jahresspitzenlast plus einer von PJM zu definierenden Erzeugungsreserve („Installed Reserve Margin“, IRM) durch den Kraftwerkspark gedeckt werden muss. Üblicherweise beträgt diese um die 15%, was bedeutet, dass in diesem Fall 115% der prognostizierten Spitzenlast zu decken sind. Die Kapazität, die ein Kraftwerk an der Kapazitätsbörse anbieten kann, orientiert sich nicht an der installierten Leistung („Installed Capacity“, ICAP), sondern an der in der Realität verfügbaren Leistung („Unforced Capacity“, UCAP). Diese ergibt sich folgendermaßen:

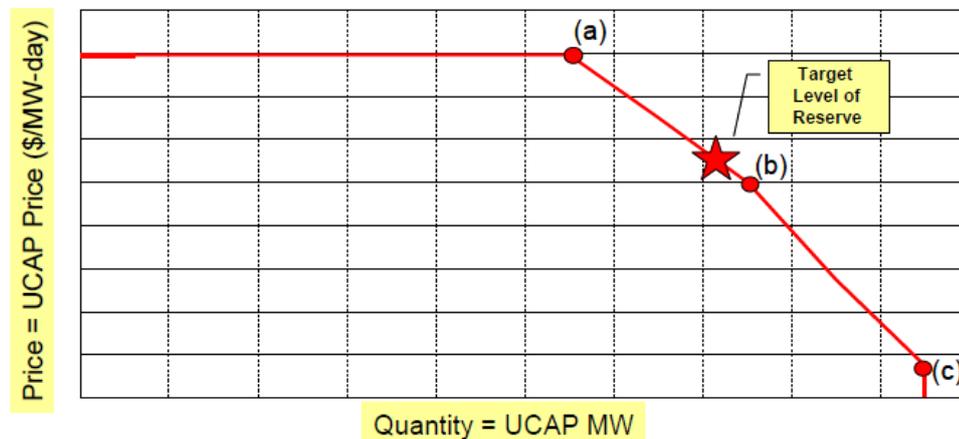
$$UCAP = ICAP * (1 - EFORD)$$

Die Ausfallrate („Equivalent Demand Forced Outage Rate“, EFORD) gibt dabei – aufbauend auf historischen Daten der letzten fünf Jahre – an, wie oft ein Kraftwerk aufgrund von Störungen u.ä. nicht im regulären Betrieb sein konnte.

Somit ist die verfügbare Leistung UCAP zentraler Parameter in der BRA, wie sich in Abbildung 3-5 zeigt. Zur Ermittlung des Marktpreises bedarf es der Konstruktion einer künstlichen Nachfragekurve („Variable Resource Requirement Function“, VRR), welcher der in der Abbildung dargestellten roten Kurve entspricht. Charakteristisch für deren Verlauf sind die drei Punkte (a), (b) und (c).⁴⁴ Im Folgenden werden die zentralen Komponenten der VRR kurz dargestellt.

⁴⁴ Die drei vorgegebenen Punkte bewirken, dass ein bestimmtes Maß an Elastizität Eingang in die Nachfragekurve findet. Diese verläuft dementsprechend nicht horizontal fallend (Bowring, 2013).

Abbildung 3-5: Schematische Darstellung der VRR Nachfragekurve



wik

Quelle: PJM (2015a, S. 28)

Die drei Punkte ergeben sich gemäß der folgenden Formeln:⁴⁵

$$(a): \text{Preis} = \frac{\text{Max}[\text{CONE}; 1,5 * (\text{CONE} - \text{E\&AS})]}{1 - \text{PoolWideEFORd}} \quad \text{Menge} = \text{RelReq} * \frac{100\% + \text{IRM} - 3\%}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT}$$

$$(b): \text{Preis} = \frac{1,0 * (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}} \quad \text{Menge} = \text{RelReq} * \frac{100\% + \text{IRM} + 1\%}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT}$$

$$(c): \text{Preis} = \frac{0,2 * (\text{CONE} - \text{E\&AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}} \quad \text{Menge} = \text{RelReq} * \frac{100\% + \text{IRM} + 5\%}{100\% + \text{IRM}} - \text{STRPT}$$

Der Preis ist demzufolge direkt abhängig von den Parametern CONE, E&AS und PoolWideEFORd. CONE bezeichnet die jährlichen annuitätischen Kosten des günstigsten zu errichtenden (Gas- bzw. GuD-) Kraftwerks.⁴⁶ E&AS steht für die durchschnittlichen Nettoerlöse aus dem Energie- und Regenergiemarkt, welche jeweils für das entsprechende lokale Versorgungsgebiet zu bestimmen sind. Die Differenz zwischen CONE und Nettoerlösen aus dem Energiemarkt E&AS wird auch als NetCONE bezeichnet. Dieser Term soll vom Prinzip her die Missing Money Problematik adressieren, da er dem nicht durch die Energiemarkterlöse gedeckten Anteil der Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerkes entspricht. PoolWideEFORd erfasst die durchschnittliche Ausfallrate des gesamten Kraftwerkpools im Versorgungsgebiet. Erhöht sich diese, erhöht sich folgerichtig der Preis.

⁴⁵ Die einzelnen Parameter können sich im Zeitverlauf auch ändern. So ist bspw. bereits angekündigt, dass es Änderungen ab dem Lieferjahr 2018/2019 geben wird (PJM 2015a, S. 24f.).

⁴⁶ Vgl. The Brattle Group und Sargent & Lundy (2014) für die konkreten Kraftwerksdetails und Annahmen zur Berechnung von CONE. Im Anhang A sind tabellarisch die Detail zu einem Gaskraftwerk bzw. Gas- und Dampfkraftwerk dargestellt.

Die Mengen leiten sich insbesondere aus den Parametern $RelReq$, IRM und $STRPT$ ab. $RelReq$ soll gewährleisten, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit auf ein Ereignis in 10 Jahren beschränkt bleibt. Es stellt somit ein Zuverlässigkeitskriterium in der PJM Region dar.⁴⁷ IRM entspricht – wie zuvor schon gezeigt – der Reserve an installierter Leistung, wohingegen $STRPT$ die kurzfristig durch die IA zu beschaffende Kapazität bezeichnet.

Punkt (b) auf der Nachfragekurve stellt die eigentliche Zielgröße bei der BRA dar. In diesem Punkt wird die vorgegebene Erzeugungsreserve von den angenommenen 15% realisiert. Dies bedeutet gleichzeitig, dass die Erlöse aus dem Energie-, Regelenergie- und Kapazitätsmarkt genau ausreichen, um die Kosten eines neuen Kraftwerks zu decken. In Punkt (a) wird die anvisierte Erzeugungsreserve nicht erreicht, was zur Folge hat, dass ein höherer Kapazitätspreis notwendig ist, um einen Zubau an installierter Kapazität anzureizen. Dies geschieht indem der 1,5-fache $NetCONE$ als Preis festgesetzt wird (sofern dieser größer ist als $CONE$). Die horizontale Strecke vom Schnittpunkt der Ordinate mit der Nachfragekurve bis zum Punkt (a) stellt einen Preisdeckel dar, der nicht überschritten werden darf. Im Gegensatz dazu ist im Punkt (b) nur der einfache $NetCONE$ möglich. Punkt (c) dagegen stellt den Teil der Nachfragekurve dar, in dem die Kapazitätszielvorgabe überschritten wird, d.h. es ist genügend Kapazität im Markt vorhanden. Demzufolge sinkt hier der Kapazitätspreis auf das 0,2-fache $NetCONE$, um der „Überkapazität“ Rechnung zu tragen. Vom Punkt (c) verläuft die Nachfragekurve horizontal bis zum Schnittpunkt mit der X-Achse.⁴⁸

Auktionsdetails und Preisobergrenzen bei Marktmacht

Das Gebotsminimum der Bieter (d.h. der Versorgungsunternehmen) liegt bei 0,1 MW, wobei das Gebot neben dem maximalen Kaufpreis (in \$/MW pro Tag) auch Informationen zum gewünschten Kapazitätsprodukt und Versorgungsgebiet umfassen muss. Auf Anbieterseite steht den Erzeugern entweder die Möglichkeit offen, ihre gesamte Menge zu einem fixen Preis anzubieten, oder aber sie bieten diese in bis zu 10 Blöcken mit jeweils unterschiedlichem Preis-Menge-Verhältnis an. Verfügt ein Erzeuger über strukturelle Marktmacht⁴⁹ – d.h. er kann den Three-Pivotal-Supplier-Test nicht bestehen – gilt eine Angebotsobergrenze in Höhe der marginalen Kosten der Kapazität.⁵⁰ Diese entsprechen den vermeidbaren Kosten abzüglich der prognostizierten Einnahmen aus dem PJM Markt. Vermeidbare Kosten werden als solche klassifiziert, welche dem Anlagenbetreiber nicht entstehen, sofern er das Kraftwerk für ein Jahr stilllegt.⁵¹ Generell sind die Erzeuger dazu verpflichtet, die entsprechenden Informationen an PJM zu lie-

⁴⁷ $RelReq = P_{Peak} * (1 + IRM) * (1 - PoolWideEFORD - \sum UCAP_{FRR})$. Hierbei entspricht P_{Peak} der prognostizierten Spitzenlast in drei Jahren und $UCAP_{FRR}$ der notwendigen verfügbaren Leistung der Unternehmen die „Fixed Resource Requirement“ wählen (s.o.).

⁴⁸ Vgl. Bowring (2013).

⁴⁹ Ein Stromerzeuger gilt als „pivotal“, sofern es ohne ihn im Markt zur keiner Markträumung kommt. Zeichnet sich die Marktstruktur durch ein, zwei oder eben drei „pivotal“ Anbieter aus, so wird von struktureller Marktmacht gesprochen.

⁵⁰ Vgl. Bowring (2013).

⁵¹ Die Thematik der Angebotsobergrenzen und vermeidbaren Kosten wird hier nicht weiter vertieft. Der interessierte Leser sei auf PJM (2015a, S. 103) zusammen mit PJM (2015c, S. 2736 ff.) verwiesen.

fern, damit die vermeidbaren Kosten individuell bestimmt werden können; geschieht dies nicht, werden die entsprechenden Kosten von PJM festgelegt.

Incremental Auctions

Die bis zu drei Zusatzauktionen IA dienen dazu, möglichen sich abzeichnenden Kapazitätsveränderungen von Erzeugern einerseits und Versorgern andererseits Rechnung zu tragen und in Einklang zu bringen. Diese können bspw. aufgrund von kurzfristig entstehenden Kapazitätsengpässen wegen ungeplanter Kraftwerksstilllegungen oder zeitlicher Verzögerungen bei der Fertigstellung neuer Anlagen entstehen. Gleichzeitig ist es auch möglich, dass sich der Kapazitätsbedarf eines Versorgers verändert hat, weil er z.B. einen neuen Großabnehmer gefunden hat. Wie bereits dargestellt, finden die IA zeitlich gestaffelt, d.h. 20, 10 bzw. 3 Monate vor Lieferbeginn, statt. Die jeweiligen Nachfragekurven basieren auf einer Kombination von Kaufgeboten seitens der Marktteilnehmer und möglichen Kaufgeboten von PJM, womit diese neue, von den Planungen abweichende Entwicklungen berücksichtigen kann. Die Möglichkeit einer zusätzlichen vierten Auktion kommt nur zum Tragen, sofern der Ausbau des Übertragungsnetzes zur Steigerung der Kapazität dem Plan hinterherhinkt und somit vorübergehende zusätzliche Kapazität benötigt wird.

Lokale Märkte und Preise

Charakteristisch für den RPM Kapazitätsmarkt ist die zuvor kurz angesprochene regional differenzierende Preisgestaltung. Grundlage dafür sind aktuell 27 lokale Versorgungsgebiete (Locational Deliverability Area, LDA), wobei als Abgrenzungskriterium die Importfähigkeit des Übertragungsnetzes im entsprechenden Gebiet herangezogen wird. Der lokale markträumende Kapazitätspreis ergibt sich im Wesentlichen aus zwei Komponenten: zum einen aus dem Grenzpreis der Auktion und zum anderen aus dem lokalen Preiszuschlag. Der letztgenannte entsteht nur im Fall eines Engpasses in einer Region und unterscheidet sich in der Regel von Engpassregion zu Engpassregion.⁵² Die LDAs, in denen kein Engpass existiert, werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst. Dort gilt ausschließlich der Grenzpreis der Auktion und der lokale Preiszuschlag ist gleich Null. In einem LDA mit Engpass ist die lokale Preiskomponente größer Null, was zur Folge hat, dass der Kapazitätspreis in einer Engpassregion in jedem Fall größer ist als in einer Region, in der kein Engpass existiert. Räumlich differenzierende Preise dienen somit letztendlich als Informationssignal. Sie sollen dabei helfen, lokale Engpässe zu identifizieren und gleichzeitig Anreize zu deren Beseitigung (sowohl auf Netz- wie auch Erzeugungsebene) zu setzen.

⁵² Daneben gibt es noch zwei weitere Komponenten, die allerdings in der Praxis von weitaus geringerer Bedeutung sind und die aus diesem Grunde hier nicht weiter behandelt werden. Zum einen ist dies der „Make-Whole Payment“ und zum anderen „adders paid to annual resources and extended summer demand resource“. Näheres dazu in PJM (2015a, S. 115 ff.).

3.4 Schweden und Finnland

3.4.1 Hintergründe und Rahmenbedingungen

Schweden (seit dem Jahr 2003)⁵³ und Finnland (seit Ende 2006)⁵⁴ verfügen über mehrjährige Erfahrungen mit dem Kapazitätsmechanismus der strategischen Reserve. Die Entscheidung zur Einführung der strategischen Reserve resultierte insbesondere aus den spezifischen Stromerzeugungsbedingungen in diesen beiden Ländern. So spielt nach wie vor die Wasserkraft eine große Rolle; in Schweden betrug deren Anteil an der Gesamtstromerzeugung bspw. im Jahr 2013 44,1% und in Finnland 16,9%.⁵⁵ Aufgrund der spezifischen winterlichen Witterungsbedingungen (lange Frostperioden einerseits und Schneeschmelze andererseits) können die Pegel in den Stauseen und Flüssen stark schwanken. Dadurch reduziert sich das Stromerzeugungspotenzial aus Wasserkraftwerken in den Wintermonaten mitunter deutlich (bei einem hohen Grad an Volatilität), wobei gleichzeitig der Strombedarf und damit die Stromproduktion in diesen Monaten besonders hoch sind (vgl. Abbildung 3-6).

Die damit einhergehenden Knappheitspreise und Preisschwankungen konnten nach der Liberalisierung des Stromsektors – die u.a. zur Folge hatte, dass bisher als Reservekraftwerke genutzte Ölkraftwerke vom Markt genommen wurden – jedoch nicht in ausreichendem Maße die Bereitstellung neuer Kapazitäten sicherstellen.⁵⁶ Folglich sahen sich die politisch handelnden Personen dazu gezwungen, mit der Einführung der strategischen Reserve in das Marktgeschehen einzugreifen. Dabei nimmt die Reserve eine Rolle als Übergangssystem ein, deren Laufzeit allerdings mittlerweile mehrfach verlängert wurde. So gilt sie in Schweden statt bis zum anfänglich fixierten Enddatum 2008 nun bis zum Jahr 2020.⁵⁷ Finnland verfügt seit Dezember 2006 über eine Spitzenlastreserve, wobei die aktuelle Periode bis zum Jahr 2017 reicht.⁵⁸ Beiden Ländern ist gemein, dass die Reservekapazität mit dem Zeitverlauf stetig abgenommen hat.

⁵³ Gesetzliche Grundlage in Schweden ist die Verordnung (2003:436) zur strategischen Reserve.

⁵⁴ Die aktuelle gesetzliche Grundlage in Finnland ist die Spitzenlastreservekapazitätsverordnung 117/2011.

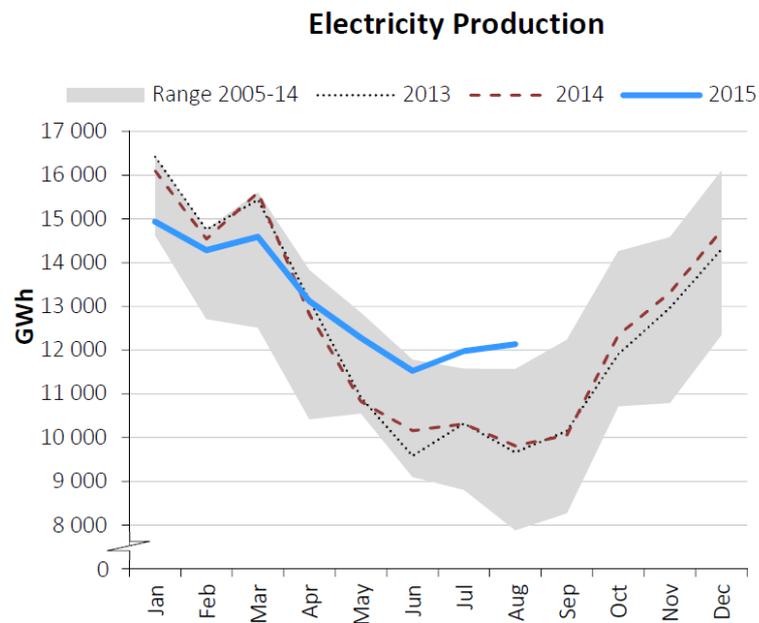
⁵⁵ Vgl. International Energy Agency (2013a, 2013b).

⁵⁶ Vgl. Ceijie (2015).

⁵⁷ Vor dem Hintergrund des geplanten schwedischen Atomausstiegs wird aktuell über eine Ausweitung bis zum Jahr 2025 diskutiert. Siehe: <http://www.icis.com/resources/news/2015/09/09/9922039/sweden-to-confirm-strategic-electricity-reserve-extension-by-january/> (zuletzt abgerufen am 02.12.2015).

⁵⁸ Siehe <https://www.energiavirasto.fi/web/energy-authority/strategic-reserve> (zuletzt abgerufen am 01.12.2015).

Abbildung 3-6: Monatliche Stromerzeugung in Schweden



Quelle: International Energy Agency (2015)

Die Erfahrungen der beiden nordischen Länder zeigen, dass sich das System der strategischen Reserve generell relativ einfach aufsetzen und in die bestehende Marktsystematik integrieren lässt. Hinzu kommt, dass von ihm in der Regel nur geringe Verzerrungen auf das Marktgeschehen ausgehen. Gleichzeitig ist dieser Mechanismus aber speziell darauf gerichtet, bestehende Erzeugungsanlagen weiter zu betreiben, um sie in „Notzeiten“ aktivieren zu können. Sie sind somit nicht optimal, um Investitionen in neue Erzeugungseinheiten anzureizen und stellen somit keine langfristige Lösung für das Missing Money Problem dar.⁵⁹

3.4.2 Vergabemechanismus

Aufgabe der strategischen Reserve ist es, Versorgungssicherheit dann sicherzustellen, wenn die marktbasierende Stromerzeugung nicht ausreicht, um den gesamten Strombedarf zu decken. Dazu werden bestimmte Erzeugungseinheiten in „Reserve“ genommen, um in möglichen kritischen Situationen zur Verfügung zu stehen. Eine Aktivierung der Reserve kann prinzipiell entweder über entsprechende Impulse entsprechend der Marktregeln erfolgen oder aber der Übertragungsnetzbetreiber greift direkt auf sie zu, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

⁵⁹ Vgl. CREG (2012).

Wie bereits angedeutet ist die strategische Reserve in Schweden und Finnland insbesondere dazu eingerichtet worden, um in den Wintermonaten Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Ihre Nutzung und Gewährleistung ist demzufolge auf diese Monate beschränkt. Ferner können sowohl Stromerzeuger wie auch lastsenkungsfähige Anlagen (Demand Response) mittels langfristiger Bereitstellungsarrangements Teil der Reserve werden. Dies geschieht typischerweise im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung. Auch wenn die Systeme der strategischen Reserve in Schweden und Finnland sehr ähnlich konzipiert sind, gibt es in der konkreten Ausgestaltung kleinere Unterschiede, sodass die Details zu den beiden Ländern getrennt voneinander beschrieben werden.

Schweden

Die strategische Reserve greift in Schweden für den Zeitraum zwischen dem 16. November eines Jahres und dem 15. März des Folgejahres.⁶⁰ Dem schwedischen Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät obliegt die Verantwortung über die Beschaffung der Reserve. Diese erfolgt im Rahmen einer öffentlichen, wettbewerblichen Ausschreibung und mit dem Ziel einer kosteneffizienten Zuteilung. Dabei darf die Kapazitätsreserve eine bestimmte gesetzliche Obergrenze nicht überschreiten, wobei sich diese mit den Jahren kontinuierlich reduziert. Aktuell gelten für die nächsten Jahre folgende Vorgaben:

- 1750 MW Reservekapazität für 2011-2013
- 1500 MW Reservekapazität für 2013-2015
- 1000 MW Reservekapazität für 2015-2017
- 750 MW Reservekapazität für 2017-2019.

Dementsprechend soll nach aktueller Gesetzlage durch eine stetige Absenkung der Reserve der Weg zu einem reinen Energy-Only-Markt geebnet werden, der ab dem Jahr 2020 ausschließlich für die Bereitstellung ausreichender Stromerzeugungskapazitäten sorgen soll.

Ferner ist gesetzlich vorgegeben, dass mindestens 25% der strategischen Reserve aus Lastsenkungsmaßnahmen bestehen sollen. In der aktuellen Periode 2015-2016 wurde diese Vorgabe übertroffen. So stehen neben 660 MW an gesicherter Kraftwerksleistung, 340 MW aus Demand Response Anwendungen zur Verfügung (vgl. Tabelle 3-3 und Tabelle 3-5).⁶¹ Die Beschaffung der Reserve im Kraftwerksbereich und im Bereich der Lastsenkungsmaßnahmen erfolgt getrennt voneinander. Nach Angaben von Svenska Kraftnät wurde im Beschaffungsprozess zunächst sichergestellt, dass die 25% Schwelle an Demand Response Maßnahmen erreicht wird. Im Anschluss daran wurde

⁶⁰ Vgl. hier und im Folgenden Cejje (2015) sofern keine anderen Quellen angegeben sind.

⁶¹ In der Winterperiode 2014-2015 betrug die Reserve in der Stromproduktion noch 874 MW und im Bereich der Lastreduktion 626 MW. Siehe <http://www.nordpoolspot.com/message-center-container/nordicbaltic/exchange-message-list/2014/q4/no.-462014---swedish-peak-load-capacity-information-for-the-winter-period-2014-2015/> (zuletzt abgerufen am 02.12.2015).

„so viel Kraftwerksreserve beschafft wie möglich“, um an die Vorgabe von 1000 MW heranzukommen. Das dies nicht zu 100% gelang ist der Tatsache geschuldet, dass die angebotenen Kraftwerkskapazitäten nicht kleinteilig genug sind. Die fehlende Kapazität wurde anschließend mit Lastsenkungsmaßnahmen „aufgefüllt“.⁶² Voraussetzung für teilnehmende Erzeugungseinheiten ist, dass die entsprechenden Anlagen in den Wintermonaten in weniger als 16 Stunden startfähig sein müssen. Lastreduktionen müssen in weniger als 15 Minuten realisierbar sein.⁶³ Darüber hinaus müssen die entsprechenden Demand Response Anlagenbetreiber dezidiert angeben, für welche Stunden sie verfügbar sind; Leistungsunterbrechungen sind stets und unmittelbar dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen.

Tabelle 3-3: Reservekraftwerk in Schweden für die Winterperiode 2015-2016

Kraftwerk	Betreiber	Leistung (in MW)	Hauptbrennstoff	Gebotsgebiet*
Karlshamn	E.ON Sverige AB	660	Öl	SE4

*: Schweden ist in vier Gebotsgebiete unterteilt (SE1-SE4), wobei ca. 90% der schwedischen Bevölkerung in den südlichen Gebieten SE3 und SE4 leben.
Quelle: nordpoolspot.

Tabelle 3-4: Demand Response Einheiten in Schweden für die Winterperiode 2015-2016

Demand Response Einheit	Betreiber	Leistung (in MW)	Gebotsgebiet
Industrieller Großverbraucher (Holz- und Papierindustrie)	Holmens Bruk AB	290	SE3
Industrieller Großverbraucher (Holz- und Papierindustrie)	Stora Enso AB	50	SE3 und SE4

Quelle: nordpoolspot

Die Beschaffung der Kapazitäten erfolgt im jährlichen Rhythmus. Dabei kann der Kraftwerksbetreiber seine Kapazität sowohl auf dem „Reservekapazitätsmarkt“ (Regulation Power Market, RPM) als auch auf dem Nord Pool Spotmarkt anbieten.⁶⁴ Der Abruf und Einsatz der RPM-Reserve kann seitens des Übertragungsnetzbetreibers nur dann verlangt werden, wenn eine kritische Reservemarge im System unterschritten wird und zuvor alle kommerziellen Maßnahmen wie auch Lastsenkungsmaßnahmen ausgeschöpft worden sind. In diesem Fall erfolgt die Aktivierung der Reservekraftwerke gemäß der jeweiligen Grenzkosten (Merit Order) und die entsprechende Erzeugungsein-

⁶² Diese Informationen basieren auf der E-Mail eines Vertreters von Svenska Kraftnät vom 22.12.2015.

⁶³ Siehe <http://www.nordpoolspot.com/message-center-container/nordicbaltic/exchange-message-list/2015/q4/no.-392015---swedish-peak-load-capacity-information-for-the-winter-period-2015-2016/> (zuletzt abgerufen am 18.12.2015).

⁶⁴ Für Lastsenkungsmaßnahmen gilt dies analog, sofern die entsprechenden Einheiten die zuvor skizzierten Voraussetzungen erfüllen.

heit erhält die zuvor im Rahmen der Ausschreibung ausgehandelte fixe und variable Kompensationszahlung. Entscheidet sich der Kraftwerksbetreiber für eine Aktivierung auf dem Spot Markt, kann dies nur in Engpasssituationen erfolgen, d.h. wenn das Angebot im Markt nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Dabei entspricht der Preis der aktivierten Reserve dem höchsten kommerziellen Gebot mit einem Aufschlag von 0,1 € / MWh. Sollten die entsprechenden Kapazitäten nicht auf dem Spotmarkt aktiviert werden, stehen sie weiterhin als RPM-Reserve zur Verfügung.

Die Kosten des ganzen Systems betragen im Jahr 2014 umgerechnet rund 13 Millionen € und im Jahr zuvor 14 Millionen €. Die Abrechnung erfolgt zunächst über die Bilanzkreisverantwortlichen, die diese dann an die Endverbraucher weiterreichen.⁶⁵ Tabelle 3-5 liefert einen Überblick über die Häufigkeit, mit der in den letzten Jahren auf die Reservekapazitäten zurückgegriffen wurden. Wie sich zeigt, ist es nicht ungewöhnlich, wenn sie in einem Jahr überhaupt nicht aktiviert worden ist, so bspw. in den letzten beiden Wintern 2013/2014 und 2014/2015 geschehen.

Tabelle 3-5: Historische Nutzung der strategischen Reserve in Schweden

Winter	Häufigkeit der Nutzung der strategischen Reserve
2014/2015	0
2013/2014	0
2012/2013	1
2011/2012	5
2010/2011	0
2009/2010	3
2008/2009	0
2007/2008	0
2006/2007	Reserve aktiviert aufgrund von Netzproblemen
2005/2006	0
2004/2005	Teilweise aktiviert
2003/2004	0

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Cejje (2015)

⁶⁵ Vgl. Beckers, Hoffrichter und von Hirschhausen (2012).

Finnland

Dem finnischen System der strategischen Reserve liegt zugrunde, dass diese Kapazitäten für den vereinbarten Zeitraum nicht am herkömmlichen Strommarkt teilnehmen können. Somit können diese auch keine Erlöse daraus erzielen und werden stattdessen ausschließlich für die Bereitstellung der (Reserve-) Kapazität vergütet.⁶⁶

Die Spitzenlastreserve gilt in Finnland für den Zeitraum vom 1. Dezember bis zum 28. Februar. Während die administrative Abwicklung des Systems Finextra, einer Tochtergesellschaft des finnischen Übertragungsnetzbetreibers Fingrid Oyj, obliegt, ist der finnische Regulator Energiavirasto (Energy Authority) zuständig für die öffentliche Ausschreibung zur Zuteilung der Kapazitäten. Dazu ermittelt die Behörde zunächst die Höhe des Reservebedarfs, die sich an verschiedenen Kriterien wie der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und der Versorgungssicherheit orientiert. In den Jahren 2007 bis 2013 betrug die strategische Reserve 600 MW, wobei sich dieser Betrag mit der Zeit reduzierte. So lag er für die von nun an zweijährige Periode 2013 bis 2015 bei 365 MW und beträgt für die aktuelle Periode (2015-2017) 299 MW.

Für die gegenwärtige Periode wurden insgesamt sechs Gebote von Kraftwerken und ein Gebot für Demand Response Anlagen abgegeben. Als Zielgröße für die strategische Reserve wurden maximal 400 MW angesetzt.⁶⁷ Tabelle 3-6 liefert eine Gebotsübersicht über die beteiligten Kraftwerke. Maßgeblicher Entscheidungsparameter der Energy Authority waren die Kosten pro MW. Danach wurden zwei Kraftwerke als Reservekraftwerke vertraglich gebunden: zum einen das KWK-Gaskraftwerk Naitenlahti 1 mit einer Leistung von 129 MW und zum zweiten das Ölkraftwerk Haapavesi mit 160 MW Kapazität. Zusätzlich wurde auch Gebrauch von der einzig angebotenen Demand Response Anlage gemacht. Diese ist die Suomenoja Wärmepumpe mit einer Leistung von 10 MW.

⁶⁶ Vgl. hier und im Folgendem <https://www.energiavirasto.fi/web/energy-authority/strategic-reserve> (zuletzt abgerufen am 02.12.2015).

⁶⁷ Vgl. Energy Authority (2015).

Tabelle 3-6: Angebotene Kraftwerke im finnischen System für die Periode 2015-2017

Kraftwerk	Maximale Leistung	Hauptbrennstoff	Kosten des Kraftwerks (in Mio €)	Vergleichsnummer (in k € / MW)
AK 2	240	Biomasse (Holz)	29,42	123
Haapavesi	160	Öl	7,38	48
Kristiina 2	234	Kohle und Öl	28,37	122
Kristiina 2 + Tahkoloto	468	Kohle und Öl	34,50	75
Nasitenlahti 1	129	Gas	5,79	45
Tahkoluoto	234	Kohle	28,15	121

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Energy Authority (2015)

Die jährlichen Gesamtkosten für die Reservekapazitäten belaufen sich für die aktuelle Periode auf ca. 7 Millionen € und fallen damit geringer aus als die Kosten der Vorperiode (2013-2015) von ca. 8 Millionen €. Der Übertragungsnetzbetreiber Fingrid ist zuständig für die Erhebung der Kosten und legt diese dann entsprechend auf die Stromendverbraucher um.

4 Schlussfolgerungen

Die Sicherstellung einer ausreichenden Versorgungssicherheit ist neben der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit eine der wesentlichen Aufgaben, die ein modernes Strommarktdesign zu gewährleisten hat. Eine Vielzahl an Ländern hat zu diesem Zweck die vormals rein auf die Energielieferung (MWh) ausgelegten Strommärkte – sog. Energy-Only-Märkte – weiterentwickelt. Dabei wurde das Ziel verfolgt langfristige Anreize zu schaffen, damit Energieunternehmen ausreichend in Erzeugungskapazität investieren.

Drei verschiedene Kapazitätsvergütungsmechanismen wurden in diesem Diskussionsbeitrag dezidiert beleuchtet: Kapazitätzahlungen (Irland), Kapazitätsauktionen (Großbritannien und PJM) sowie eine Kapazitätsreserve (Finnland bzw. Schweden). Welche der Optionen eingeführt wird, hängt sehr von den jeweiligen Gegebenheiten eines Landes bzw. Marktes ab. So waren für die untersuchten skandinavischen Länder fehlende Kapazitäten in den Wintermonaten ausschlaggebend. Auf dem US-amerikanischen Markt in der PJM-Region plädierten einstmals die Stromversorger für ein entsprechendes Marktdesign, da sie als verpflichtete Partei Sorge dafür zu tragen hatten, dass ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Spitzenlast vorhanden sein müssen. Dagegen war in Großbritannien der hohe Zuwachs an Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und der alternde Kraftwerkspark ein maßgeblicher Grund. In Irland schließlich wurde beim Zusammenschluss des irischen und des nordirischen Marktes erkannt, dass die Versorgungssicherheit langfristig, auch wegen eines Mangels an Interkonnektoren, durch den bestehenden Energy-Only-Markt nicht in gewünschtem Maße gewährleistet werden konnte.

Speziell für Europa bedeutet dies, dass die nationalen Marktdesigns z.T. stark differieren. Vor dem Hintergrund des Ziels eines einheitlichen europäischen Energiebinnenmarktes wäre es wichtig, die Märkte bzw. Marktdesigns soweit als möglich einander anzugleichen, bzw. dafür zu sorgen, dass durch verschiedene Designs keine Wettbewerbsbeschränkungen entstehen. Ein einheitlicher Wille dazu wurde jüngst von einigen europäischen Staaten geäußert.⁶⁸

⁶⁸ Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Erklärung vom 8. Juni 2015).

Literaturverzeichnis

- AIP [All Island Project] (2006): Methodology for the Determination of the Capacity Requirement for the Capacity Payment Mechanism, Consultation Paper, August 2006, AIP/SEM/111/06.
- Beckers, T., Hoffrichter, A., & von Hirschhausen, C. (2012). Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion. Studie der TU Berlin. Berlin.
- Bowring, J. (2013). Capacity Markets in PJM. *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(2), pp. 47-64.
- Bundesnetzagentur. (2014). Monitoringbericht 2014. Bonn.
- CB [Carbon Brief](2015): Mapped: How the UK generates its electricity, abrufbar unter: <http://www.carbonbrief.org/mapped-how-the-uk-generates-its-electricity>, zuletzt abgerufen am: 18.11.2015.
- Cejie, J. (2015). The strategic reserve - why and how? Ministry of the Environment and Energy Sweden, Stockholm.
- Cramton, P., & Ockenfels, A. (2012). Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36 (2), pp. 113-134.
- Cramton, P., & Stoff, S. (2005). A Capacity Market that Makes Sense. *Electricity Journal*(18), pp. 43-54.
- Cramton, P., & Stoff, P. (2006). The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAIO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board.
- CREG (Regulatory commission for electricity and gas). (2012). Capacity remuneration mechanisms. Brussels.
- Crew, M. A., Fernando, C. S. & Kleindorfer, P. R. (1995). The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey. *Journal of Regulatory Economics*, 8, pp. 215-248.
- DECC [Department of Energy & Climate Change] (2014): Electricity Market Reform – Capacity Market, Impact Assessment, IA No. DECC0151.
- DECC [Department of Energy & Climate Change] (2015a): Electricity Market Reform: Contracts for Difference, abrufbar unter: <https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference>, zuletzt abgerufen am 12.06.2015.
- DECC [Department of Energy & Climate Change] (2015b): The first ever Capacity Market auction official results have been released today, Press release, First published: 2 January 2015.
- Energy Authority [energiavirasto]. (2015). Peak load capacity reserve system. Summary report, 23.04.2015, Helsinki.
- Fraunhofer ISE. (2014). Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. Freiburg.
- Frontier Economics und Consentec. (2014). Folgenabschätzung Kapazitäts-mechanismen (Impact Assessment). Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

- Frontier Economics und Formaet. (2014). Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Hannon, J. (2010): What role does a capacity payment mechanism play in ensuring adequate generation in electricity markets? An Irish perspective.
- Haucap, J. (2013). Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung? Düsseldorf: Ordnungspolitische Perspektiven.
- HM Government (2009): The UK Low Carbon Transition Plan, National strategy for climate and energy, Presented to Parliament pursuant to Sections 12 and 14 of the Climate Change Act 2008, Amended 20th July 2009 from the version laid before Parliament on 15th July 2009.
- Höschle, H. (2014). Capacity Remuneration Mechanisms. Presentation at the Workshop on Fact Sheets KU Leuven (April 30, 2014).
- International Energy Agency. (2013a). Energy Policies of IEA Countries - Sweden. Paris.
- International Energy Agency. (2013b). Energy Policies of IEA Countries - Finland. Paris.
- International Energy Agency. (2015). Monthly Electricity Statistics. Paris.
- Jenkins, R. (2015): Agreement Management – Transfer of Obligations, Operational Co-ordination Workshop, 18th March 2005.
- Joskow, P. (2008). Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. Utilities Policy, 16(3), pp. 159-170.
- Joskow, P., & Tirole, J. (2007). Reliability and Competitive Electricity Markets. Rand Journal of Economics, 38(1), pp. 60-84.
- Mastropietro, P., Rodilla, P., & Battle, C. (2015). National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours. Energy Policy, 82, pp. 38-47.
- Monitoring Analytics. (2011). State of the market Report: Market Monitoring for PJM.
- nationalgrid (2014a): Capacity Market User Support Guide, 10th July 2014.
- nationalgrid (2014b): Capacity Market Auction Guidelines, 25th November 2014.
- niaer [Northern Ireland Authority for Energy Regulation] und CER [Commission for Energy Regulation] (2005a): The Single Electricity Market (SEM), Proposed High Level Design, 31 March 2005, AIP/SEM/06/05.
- PJM. (2015a). PJM Manual 18: PJM Capacity Market.
- PJM. (2015b). PJM Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis.
- PJM. (2015c). PJM open access transmission tariff.
- SEM [Single Electricity Market] Committee (2008): Preliminary Analysis of the Treatment of Different Technology Types under the Capacity Payment Mechanism, Information Note, AIP-SEM-08-177, 17th December 2008.

SEM [Single Electricity Market] Committee (2015): Fixed Cost of a Best New Entrant Peaking Plant, Capacity Requirement & Annual Capacity Payment Sum for the Trading Year 2016, Decision Paper, 03 Sept 2015, AIP/SEM/15/059.

SEMO [Single Electricity Markt Operator](2013): SEM Market Overview, July 2013.

Süßenbacher, W., Schwaiger M., & Stigler, H. (2010). PJM Kapazitätsbörse – Reliability Pricing Model (RPM). 11. Symposium Energieinnovation.

The Brattle Group und Sargent & Lundy. (2014). Cost of New Entry Estimates for Combustion Turbine and Combined Cycle Plants in PJM. Report for PJM.

UK Government (2014): The Capacity Market Rules 2014, erhältlich unter: <https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-rules>, zuletzt abgerufen am: 17.06.2015

WWF Deutschland. (2012). Vergleich der derzeit für Deutschland vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen.

Anhang A

Tabelle 0-1: Annahmen zur Bestimmung des CONE in PJM (Gaskraftwerk)

Table 1
Recommended CT CONE for 2018/19

		CONE Area				
		1 EMAAC	2 SWMAAC	3 RTO	4 WMAAC	5 Dominion
Gross Costs						
Overnight	(\$m)	\$400	\$373	\$348	\$372	\$364
Installed	(\$m)	\$420	\$391	\$364	\$390	\$382
First Year FOM	(\$m/yr)	\$6	\$10	\$7	\$5	\$8
Net Summer ICAP	(MW)	396	393	385	383	391
Unitized Costs						
Overnight	(\$/kW)	\$1,012	\$948	\$903	\$971	\$931
Installed	(\$/kW)	\$1,061	\$994	\$947	\$1,018	\$977
Levelized FOM	(\$/MW-yr)	\$15,000	\$25,600	\$18,800	\$13,700	\$19,600
After-Tax WACC	(%)	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.1%
Levelized Gross CONE						
Level-Real	(\$/MW-yr)	\$127,300	\$126,000	\$117,100	\$121,800	\$119,900
Level-Nominal	(\$/MW-yr)	\$150,000	\$148,400	\$138,000	\$143,500	\$141,200
Prior CONE Estimates						
PJM 2017/18 Parameter*	(\$/MW-yr)	\$161,600	\$150,700	\$148,000	\$155,200	\$132,400
Brattle 2015/16 Estimate*	(\$/MW-yr)	\$145,700	\$134,400	\$134,200	\$141,400	\$120,600
Increase (Decrease) Above Prior CONE Estimates						
PJM 2017/18 Parameter	(\$/MW-yr)	(\$11,600)	(\$2,300)	(\$10,000)	(\$11,700)	\$8,800
Brattle 2015/16 Estimate	(\$/MW-yr)	\$4,300	\$14,000	\$3,800	\$2,000	\$20,600
PJM 2017/18 Parameter	(%)	-8%	-2%	-7%	-8%	6%
Brattle 2015/16 Estimate	(%)	3%	9%	3%	1%	15%

Sources and Notes:

Brattle 2015/16 estimates and PJM 2017/18 parameters escalated to 2018/19 at 3% annually, based on escalation rates for individual cost components.

Quelle: The Brattle Group und Sargent & Lundy (2014)

Tabelle 0-2: Annahmen zur Bestimmung des CONE in PJM (Gas- und Dampfkraftwerk)

Table 2
Recommended CC CONE for 2018/19

		CONE Area				
		1 EMAAC	2 SWMAAC	3 RTO	4 WMAAC	5 Dominion
Gross Costs						
Overnight	(\$m)	\$808	\$707	\$709	\$737	\$708
Installed	(\$m)	\$885	\$775	\$777	\$808	\$776
First Year FOM	(\$m/yr)	\$17	\$30	\$19	\$15	\$19
Net Summer ICAP	(MW)	668	664	651	649	660
Unitized Costs						
Overnight	(\$/kW)	\$1,210	\$1,065	\$1,089	\$1,137	\$1,073
Installed	(\$/kW)	\$1,326	\$1,168	\$1,193	\$1,245	\$1,176
Levelized FOM	(\$/MW-yr)	\$26,000	\$44,800	\$29,500	\$23,300	\$28,300
After-Tax WACC	(%)	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.1%
Levelized Gross CONE						
Level-Real	(\$/MW-yr)	\$173,100	\$167,400	\$159,700	\$162,000	\$154,800
Level-Nominal	(\$/MW-yr)	\$203,900	\$197,200	\$188,100	\$190,900	\$182,400
Prior CONE Estimates						
PJM 2017/18 Parameter*	(\$/MW-yr)	\$199,900	\$176,300	\$192,900	\$191,800	\$170,100
Brattle 2015/16 Estimate*	(\$/MW-yr)	\$183,700	\$161,000	\$177,100	\$176,700	\$157,000
Increase (Decrease) Above Prior CONE Estimates						
PJM 2017/18 Parameter	(\$/MW-yr)	\$4,100	\$20,900	(\$4,700)	(\$900)	\$12,200
Brattle 2015/16 Estimate	(\$/MW-yr)	\$20,300	\$36,200	\$11,100	\$14,200	\$25,400
PJM 2017/18 Parameter	(%)	2%	11%	-3%	0%	7%
Brattle 2015/16 Estimate	(%)	10%	18%	6%	7%	14%

Sources and Notes:

Brattle 2015/16 estimates and PJM 2017/18 parameters escalated to 2018/19 at 3% annually, based on escalation rates for individual cost components.

Quelle: The Brattle Group und Sargent & Lundy (2014)

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückebaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:
Marktmachanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunfts- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010

- Nr. 347: Peter Stamm:
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückebaum unter Mitarbeit von Konrad Zoz:
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011
- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011

- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012
- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 368: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Kostenstandards in der Ex-Post-Preiskontrolle im Postmarkt, Juni 2012
- Nr. 369: Ulrich Stumpf, Stefano Lucidi:
Regulatorische Ansätze zur Vermeidung wettbewerbswidriger Wirkungen von Triple-Play-Produkten, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012
- Nr. 371: Antonia Niederprüm, Sonja Thiele:
Prognosemodelle zur Nachfrage von Briefdienstleistungen, Dezember 2012
- Nr. 372: Thomas Plückerbaum, Matthias Wissner:
Bandbreitenbedarf für Intelligente Stromnetze, 2013
- Nr. 373: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, 2013
- Nr. 374: Thomas Plückerbaum:
VDSL Vectoring, Bonding und Phantoming: Technisches Konzept, marktliche und regulatorische Implikationen, Januar 2013
- Nr. 375: Gernot Müller, Martin Zauner:
Einzelwagenverkehr als Kernelement eisenbahnbezogener Güterverkehrskonzepte?, Dezember 2012
- Nr. 376: Christin-Isabel Gries, Imme Philbeck:
Marktentwicklungen im Bereich Content Delivery Networks, April 2013
- Nr. 377: Alessandro Monti, Ralf Schäfer, Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:
Kundenbindungsansätze im deutschen TK-Markt im Lichte der Regulierung, Februar 2013
- Nr. 378: Tseveen Gantumur:
Empirische Erkenntnisse zur Breitbandförderung in Deutschland, Juni 2013
- Nr. 379: Marcus Stronzik:
Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, September 2013
- Nr. 380: Dragan Ilic, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum, Peter Stamm:
Migrationsoptionen für Breitbandkabelnetze und ihr Investitionsbedarf, August 2013
- Nr. 381: Matthias Wissner:
Regulierungsbedürftigkeit des Fernwärmesektors, Oktober 2013
- Nr. 382: Christian M. Bender, Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Netzzugang im Briefmarkt, Oktober 2013
- Nr. 383: Andrea Liebe, Christine Müller:
Energiegenossenschaften im Zeichen der Energiewende, Januar 2014
- Nr. 384: Christian M. Bender, Marcus Stronzik:
Verfahren zur Ermittlung des sektoralen Produktivitätsfortschritts - Internationale Erfahrungen und Implikationen für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, März 2014
- Nr. 385: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Die Marktentwicklung für Cloud-Dienste - mögliche Anforderungen an die Netzinfrastruktur, April 2014

- Nr. 386: Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Smart Metering Gas, März 2014
- Nr. 387: René Arnold, Sebastian Tenbrock:
Bestimmungsgründe der FTTP-Nachfrage, August 2014
- Nr. 388: Lorenz Nett, Stephan Jay:
Entwicklung dynamischer Marktszenarien und Wettbewerbskonstellationen zwischen Glasfasernetzen, Kupfernetzen und Kabelnetzen in Deutschland, September 2014
- Nr. 389: Stephan Schmitt:
Energieeffizienz und Netzregulierung, November 2014
- Nr. 390: Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Kostensenkungspotenziale für Glasfaseranschlussnetze durch Mitverlegung mit Stromnetzen, September 2014
- Nr. 391: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Stellenwert und Marktperspektiven öffentlicher sowie privater Funknetze im Kontext steigender Nachfrage nach nomadischer und mobiler hochbitratiger Datenübertragung, Oktober 2014
- Nr. 392: Dieter Elixmann, J. Scott Marcus, Thomas Plückerbaum:
IP-Netzzusammenschaltung bei NGN-basierten Sprachdiensten und die Migration zu All-IP: Ein internationaler Vergleich, November 2014
- Nr. 393: Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:
Implikationen der Internationalisierung von Telekommunikationsnetzen und Diensten für die Nummernverwaltung, Dezember 2014
- Nr. 394: Rolf Schwab:
Stand und Perspektiven von LTE in Deutschland, Dezember 2014
- Nr. 395: Christian M. Bender, Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm:
Produktive Effizienz von Postdienstleistern, November 2014
- Nr. 396: Petra Junk, Sonja Thiele:
Methoden für Verbraucherbefragungen zur Ermittlung des Bedarfs nach Post-Universaldienst, Dezember 2014
- Nr. 397: Stephan Schmitt, Matthias Wissner:
Analyse des Preissetzungsverhaltens der Netzbetreiber im Zähl- und Messwesen, März 2015
- Nr. 398: Annette Hillebrand, Martin Zauner:
Qualitätsindikatoren im Brief- und Paketmarkt, Mai 2015
- Nr. 399: Stephan Schmitt, Marcus Stronzik:
Die Rolle des generellen X-Faktors in verschiedenen Regulierungsregimen, Juli 2015
- Nr. 400: Franz Büllingen, Solveig Börsen:
Marktorganisation und Marktrealität von Machine-to-Machine-Kommunikation mit Blick auf Industrie 4.0 und die Vergabe von IPv6-Nummern, August 2015
- Nr. 401: Lorenz Nett, Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:
Ein Benchmark neuer Ansätze für eine innovative Ausgestaltung von Frequenzgebühren und Implikationen für Deutschland, November 2015
- Nr. 402: Christian M. Bender, Alex Kalevi Dieke, Petra Junk:
Zur Marktabgrenzung bei Kurier-, Paket- und Expressdiensten, November 2015
- Nr. 403: J. Scott Marcus, Christin Gries, Christian Wernick, Imme Philbeck:
Entwicklungen im internationalen Mobile Roaming unter besonderer Berücksichtigung struktureller Lösungen, Januar 2016
- Nr. 404: Karl-Heinz Neumann, Stephan Schmitt, Rolf Schwab unter Mitarbeit von Marcus Stronzik:
Die Bedeutung von TAL-Preisen für den Aufbau von NGA, März 2016
- Nr. 405: Caroline Held, Gabriele Kulenkampff, Thomas Plückerbaum:
Entgelte für den Netzzugang zu staatlich geförderter Breitband-Infrastruktur, März 2016
- Nr. 406: Stephan Schmitt, Matthias Wissner:
Kapazitätsmechanismen – Internationale Erfahrungen, April 2016

ISSN 1865-8997