

# **Betrachtung internationaler Elektrizitätsmärkte und Anreizmodelle für den Kraftwerkszubau**

**Diplomarbeit**

**von**

**Michael Schwaiger**

Betreuer

Dipl.-Ing. Wilhelm Süßenbacher

Begutachter

Univ. Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Stigler

Eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Der Technischen Universität Graz

Graz, Jänner 2011

## Danksagung

Hiermit möchte ich mich bei Herrn *Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinz Stigler* für seine aufbauenden und interessanten Gespräche bedanken. Durch seine Art Wissen zu vermitteln gelang es ihm stets mir den entscheidenden Denkanstoß zu geben.

Ein ganz besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn *Dipl.-Ing. Wilhelm Süßenbacher*, der mir stets freundlich und sehr kompetent zur Seite gestanden ist. Seine Unterstützung und seine motivierende Art haben viel zum Gelingen der vorliegenden Arbeit beigetragen.

Auf diesem Weg möchte ich mich auch bei meinen Eltern für die Unterstützung und den Rückhalt während meines Studiums bedanken. Sie haben mich während meiner gesamten Studienzeit nicht nur finanziell unterstützt, sondern hatten auch immer ein offenes Ohr für meine Sorgen und Probleme. Ferner danke ich auch meinem Bruder Christian, welcher mir bei verschiedensten Angelegenheiten tatkräftig beistand.

Es ist mir ein großes Anliegen, mich auch bei meiner Freundin Sandra, für die moralische Unterstützung zu bedanken. Sie hat mir immer viel Geduld und Verständnis, für meine teils schlechten Launen während des Studiums, entgegengebracht. Damit hat sie einen großen Beitrag zur Vollendung meines Studiums geleistet.

Gemeinsam ist vieles einfacher als alleine. Daher möchte ich meinen Freunden danken, die mit mir durchs Studium gegangen sind.

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen oder Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, Jänner 2011

.....  
(Unterschrift)

## Kurzfassung

Die vorliegende Diplomarbeit beschäftigt sich mit internationalen Anreizsystemen für den Kraftwerkszubau. Es besteht die Möglichkeit, dass reine Energiemärkte nicht die nötigen finanziellen Anreize bieten, um eine längerfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Aus diesem Grund haben bereits einige Länder einen zusätzlichen Kapazitätsmechanismus eingeführt. Dieser soll den Betreibern von Erzeugungsanlagen helfen den fehlenden Deckungsbeitrag zu erwirtschaften.

Im Zuge dieser Arbeit wird ein Überblick über die einzelnen Mechanismen und deren Funktionalität in realen Märkten gegeben.

Der zweite Teil dieser Arbeit stellt eine Gegenüberstellung des Börsenmodells der European Energy Exchange und dem Poolmarkt von PJM dar. Beim Poolmarkt von PJM handelt es sich um einen zentralen Pool, der von einem ISO gesteuert wird. Dem gegenüber steht das dezentrale Börsenmodell der EEX, in dem der Kraftwerkseinsatz individuell geplant wird. Es werden die einzelnen Teilmärkte der beiden Modelle beschrieben und miteinander verglichen. Durch den Vergleich können Aussagen in Bezug auf die wirtschaftliche Funktionalität der Systeme getätigt werden.

## Abstract

This thesis deals with the comparison of international incentive systems for new generation units. The possibility exists, that pure energy markets are not able to put the necessary incentives for investments in order to maintain a long-term security of supply.

To counteract these problems, in some countries an additional capacity mechanism was introduced. This should help the generating units to earn their missing marginal return.

In this work, a theoretical approach of each capacity mechanism is given, followed by applications of them in reality.

The second part of this study is a comparison of the energy-only market of the European Energy Exchange and the PJM Power Pool.

PJM operates a centralized pool, which is controlled by an ISO. This is in contrast with the decentralized model of the EEX in which generating units operate individually. A comparison of these two electricity markets is done by the evaluation of the different sub-markets. Therefore a statement to the economic functionality of these systems can be made

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1. EINFÜHRUNG</b>	<b>1</b>
1.1. INVESTITIONSBEURTEILUNG	1
1.1.1. Barwertmethode	1
1.1.2. Realloptionenmethode	2
1.2. PROBLEM DER VERSORGUNGSSICHERHEIT	2
1.2.1. Wahrscheinlichkeit von Ausfällen	3
1.2.2. Jahresdauerlinie	3
1.2.3. Regelenergie gegenüber Reservekapazität	4
1.2.4. Versorgungssicherheit als öffentliches Gut	5
1.3. GRÜNDE FÜR MANGELNDE INVESTITIONEN	5
1.3.1. Preiscaps	6
1.3.2. Unvollkommene Information	6
1.3.3. Regulatorische Unsicherheiten	6
1.3.4. Missing Money Problem	7
1.3.5. Reservekapazität	9
1.4. POOLMODELL VS. BÖRSENMODELL	10
1.4.1. Börsenmodell	10
1.4.2. Poolmodell	10
1.4.3. Vor- und Nachteile an den beiden Modellen	11
<b>2. REINER ENERGIEMARKT (ENERGY-ONLY MARKET)</b>	<b>12</b>
2.1. FUNKTION DES REINEN ENERGIEMARKTES	12
2.2. REINE ENERGIEMÄRKTE IM REALEN MARKTUMFELD	13
2.2.1. Hohe Preise und VoLL	13
2.2.2. Einbußen bei Einnahmen und Versorgungssicherheit	13
2.2.3. Scarcity Pricing Mechanismus	14
2.2.4. Preisschwankungen	14
2.3. DER ENERGIEMARKT AM BEISPIEL DER EUROPEAN ENERGY EXCHANGE (EEX)	14
2.3.1. Allgemeines zum Marktgebiet	14
2.3.2. Unterschiedliche Märkte an der EEX	15
2.3.2.1. Spotmarkt (EPEX Spot)	15
2.3.2.2. Terminmarkt	16
2.3.3. Preisfindungsmechanismus in den Auktionen	17
2.3.4. Angebotsgrenzen	19
2.3.5. Ausgleichsenergiemarkt	19
2.3.5.1. Markt der Primärregelleistung	19
2.3.5.2. Ausschreibungsverfahren	20
2.3.5.3. Verrechnung der Primärregelleistung	21
2.3.5.4. Sekundärregelleistung	21
2.3.5.5. Minutenreserveleistung	21
2.4. VOR- UND NACHTEILE DES REINEN ENERGIEMARKTES	22
<b>3. KAPAZITÄTSMECHANISMEN</b>	<b>24</b>
3.1. ADMINISTRATIVE KAPAZITÄTZAHLUNGEN	24
3.1.1. Funktion der administrativen Kapazitätzahlungen	24
3.1.2. Verschiedene Möglichkeiten der Kapazitätzahlungen	25
3.1.2.1. Fixe Verfügbarkeitszahlungen	25
3.1.2.2. Kapazitätzahlungen mit fallender Nachfragekurve	26
3.1.2.3. Einsatzabhängige Kapazitätzahlungen	26
3.1.2.4. Kapazitätzahlungen die auf dem VoLL basieren	26
3.1.3. Der Kapazitätsmechanismus in Spanien	26
3.1.3.1. Struktur und Aufbau des Marktes	26

3.1.3.2.	Einführung der Kapazitätzahlungen .....	28
3.1.3.3.	Berechtigung zum Erhalt der Zahlungen .....	28
3.1.3.4.	Berechnung der Kapazitätzahlungen .....	28
3.1.3.5.	Verrechnung an die Endkunden .....	30
3.1.3.6.	Ergebnisse des spanischen Modells .....	30
3.1.4.	<i>Vor- und Nachteile der administrativen Kapazitätzahlungen</i> .....	30
3.2.	STRATEGISCHE RESERVE .....	33
3.2.1.	<i>Funktion der strategischen Reserve</i> .....	33
3.2.2.	<i>Vor- und Nachteile der strategischen Reserve</i> .....	34
3.3.	OPERATIVE RESERVE .....	36
3.3.1.	<i>Funktion der operativen Reserve</i> .....	36
3.3.2.	<i>Operativer Reserve am Beispiel des PJM Marktes</i> .....	37
3.3.2.1.	Bereitstellung von operativer Reserve .....	37
3.3.2.2.	Operative Reserve am Day Ahead Markt (Day Ahead Operating Reserve) .....	38
3.3.2.3.	Operative Reserve am Real Time Energy Markt (Balancing Operating Reserve) ..	38
3.3.2.4.	Angebotsgrenze .....	39
3.3.2.5.	Parametrische Begrenzung der Einsatzplanung .....	41
3.3.2.6.	Zusammenfassung .....	41
3.3.3.	<i>Vor- und Nachteile der operativen Reserve</i> .....	42
3.4.	KAPAZITÄTSVERPFLICHTUNGEN .....	43
3.4.1.	<i>Funktion der Kapazitätsverpflichtungen</i> .....	43
3.4.2.	<i>Kapazitätsverpflichtungen am Beispiel des Reliability Pricing Model im PJM Markt</i> ...	43
3.4.2.1.	Entstehung des Marktes .....	44
3.4.2.2.	Cost of New Entry (CONE) .....	45
3.4.2.3.	Versorgungssicherheit und Kapazitätsanforderungen .....	46
3.4.2.4.	Local Delivery Areas .....	47
3.4.2.5.	Beschaffung der Kapazitäten .....	47
3.4.2.6.	Arten von Ressourcen .....	48
3.4.2.6.1.	Erzeugung mittels Kraftwerken .....	48
3.4.2.6.2.	Load Management .....	48
3.4.2.6.3.	Energieeffizienz .....	49
3.4.2.6.4.	Qualified Transmission Upgrade .....	49
3.4.2.7.	Die Auktionen .....	49
3.4.2.7.1.	Base Residual Auction (BRA) .....	51
3.4.2.7.2.	Inkrementelle Auktionen .....	54
3.4.2.7.3.	Kaufgebote .....	55
3.4.2.7.4.	Verkaufsggebote .....	55
3.4.2.7.5.	Locational Price Adder .....	55
3.4.2.7.6.	Preiscaps .....	55
3.4.2.7.7.	Kapazitätsverpflichtungen der LSE .....	57
3.4.2.8.	New Entry Pricing .....	58
3.4.2.9.	Capacity Transfer Rights (CTR) .....	58
3.4.2.10.	Zonenpreise .....	59
3.4.2.11.	Strafzahlungen .....	60
3.4.2.12.	Ergebnisse des RPM Modells .....	62
3.4.3.	<i>Vor- und Nachteile der Kapazitätsverpflichtungen</i> .....	63
3.5.	RELIABILITY CONTRACTS .....	65
3.5.1.	<i>Funktion der Reliability Contracts</i> .....	65
3.5.2.	<i>Erwerb der Option</i> .....	65
3.5.3.	<i>Strafzahlungen</i> .....	65
3.5.4.	<i>Reliability Contracts am Beispiel der Reliability Charge in Kolumbien</i> .....	66
3.5.4.1.	Funktion des Kapazitätsmodells .....	66
3.5.4.2.	Firm Energy Obligation .....	66
3.5.4.3.	Auktion .....	67
3.5.4.4.	Teilnahmebedingung zur Auktion .....	68

3.5.4.5.	Zusätzliche Funktionen innerhalb des Marktes .....	68
3.5.4.6.	Ergebnisse der Reliability Charge.....	69
3.5.5.	<i>Vor- und Nachteile der Reliability Contracts</i> .....	69
3.6.	CAPACITY SUBSCRIPTIONS .....	71
3.6.1.	<i>Funktion der Capacity Subscriptions</i> .....	71
3.6.2.	<i>Ermittlung der erforderlichen Capacity Subscriptions</i> .....	71
3.6.3.	<i>Vor- und Nachteile der Capacity Subscriptions</i> .....	72
3.7.	ZUSAMMENFASSUNG DER KAPAZITÄTSMECHANISMEN .....	74
<b>4.</b>	<b>DER PJM-MARKT</b> .....	<b>75</b>
4.1.	ENERGIEMARKT .....	76
4.1.1.	<i>Locational Marginal Pricing</i> .....	76
4.1.1.1.	Dispatch Rate.....	77
4.1.1.2.	Penalty Factor .....	77
4.1.1.3.	Bedingungen der Kraftwerke zur Setzung des Knotenpreises.....	78
4.1.1.4.	Berechnung der Real Time Energy Preise .....	78
4.1.2.	<i>DayAhead Energy Market</i> .....	80
4.1.3.	<i>Real-Time Energy Market</i> .....	80
4.1.4.	<i>Teilnahmebedingungen der Erzeugungsunternehmen</i> .....	81
4.1.4.1.	Kostenbasierende Angebote.....	81
4.1.4.2.	Preisbasierende Angebote .....	82
4.2.	KAPAZITÄTSMARKT .....	82
4.2.1.	<i>RPM Modell</i> .....	82
4.2.2.	<i>Bepreisung der operativen Reserve</i> .....	82
4.3.	ANCILLARY SERVICES .....	83
4.3.1.	<i>Market-Based Regulation</i> .....	83
4.3.2.	<i>Synchrone Reserve</i> .....	84
4.3.2.1.	Bereitstellung der synchronen Reserve.....	84
4.3.2.2.	Beschaffung der synchronen Reserve .....	85
4.3.2.3.	Handelsablauf .....	85
4.3.2.4.	Strafzahlungen .....	86
4.3.3.	<i>Day Ahead Scheduling Reserve Market</i> .....	86
4.3.3.1.	Beschaffung der Reserve .....	86
4.3.3.2.	Ablauf der Day Ahead Auktion .....	87
4.3.3.3.	Zusammenhang der Produkte des Reservemarktes.....	87
4.3.4.	<i>Schwarzstart Service</i> .....	88
4.3.4.1.	Bedingungen für den Schwarzstart .....	88
4.3.4.2.	Erlöse der Kraftwerke .....	88
4.3.4.3.	Strafzahlungen .....	89
4.4.	FINANCIAL TRANSMISSION RIGHTS .....	89
4.4.1.	<i>Definition der Financial Transmission Rights</i> .....	89
4.4.2.	<i>Formen der Übertragungsrechte</i> .....	91
4.4.2.1.	FTR-Obligation.....	91
4.4.2.2.	FTR-Option.....	91
4.4.3.	<i>Auction Revenue Rights</i> .....	92
4.4.3.1.	Ermittlung der ARR.....	92
4.4.4.	<i>Verfügbarkeitstest</i> .....	93
4.4.5.	<i>Zeitlicher Ablauf der Zuteilung</i> .....	93
4.4.6.	<i>Zusammenfassung</i> .....	93
4.5.	NODAL FINANCIAL CONTRACTS .....	94
4.5.1.	<i>Funktion der Kontrakte</i> .....	94
<b>5.</b>	<b>VERGLEICH TEILMÄRKTE EEX UND PJM</b> .....	<b>96</b>
5.1.	MARKTGEBIET DER EEX.....	96
5.1.1.	<i>Energiemarkt</i> .....	96
5.1.2.	<i>Regelenergiemarkt</i> .....	97

5.2.	MARKTGEBIET VON PJM .....	98
5.2.1.	<i>Energiemarkt</i> .....	98
5.2.2.	<i>Regelenergiemarkt</i> .....	98
5.2.3.	<i>Kapazitätsmechanismen</i> .....	100
5.2.4.	<i>Finanzielle Mechanismen</i> .....	100
5.3.	GEGENÜBERSTELLUNG DER TEILMÄRKTE .....	102
<b>6.</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNG .....</b>	<b>103</b>
<b>7.</b>	<b>VERZEICHNISSE .....</b>	<b>105</b>
7.1.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	105
7.2.	TABELLENVERZEICHNIS.....	106
7.3.	LITERATURVERZEICHNIS.....	107



# 1. Einführung

## 1.1. Investitionsbeurteilung

Unter einer Investition versteht man im wirtschaftlichen Sinn die Verwendung von finanziellen Mitteln, mit der Hoffnung auf zukünftige Erlöse. Wie diese finanziellen Mittel optimal für die Zuverlässigkeit des Elektrizitätssystems verwendet werden können, soll im Zuge dieser Arbeit gezeigt werden.

In der Betriebswirtschaftslehre ist die Investition als ein Vorgang definiert, der *jetzt* Kosten verursacht, mit der Erwartung einen Vorteil zu erzielen, bzw. einen Umsatz zu erwirtschaften. Klassische Investoren sind Unternehmen die in den Ausbau des Unternehmens investieren. Die sogenannten Investitionsentscheidungen können durch drei Merkmale charakterisiert werden:

Eine Investition ist meist ganz irreversibel und nur in wenigen Fällen zum Teil reversibel. Das heißt, dass die für die Investition eingesetzten Kosten nur zum Teil, oder gar nicht zurückgewonnen werden können.

Es ist unsicher ob durch die Investition künftig Einnahmen daraus resultieren.

Der Zeitraum in dem die Investition statt findet, ist ebenfalls entscheidend. Eine Verschiebung der Investition, um mehr Sicherheit durch erhöhte Information zu erlangen, ist möglich. Eine hundertprozentige Sicherheit wird es jedoch nie geben.

Nur unter Beachtung dieser drei Aspekte gelangt man zu einer optimalen Investitionsentscheidung (Dixit & Pindyck, 1994, S. 3).

### 1.1.1. Barwertmethode

Als Berechnungsverfahren für Investitionen wird häufig der Barwert herangezogen. Der Barwert gibt das Kapital zum jetzigen Zeitpunkt an. Fand die Investition in der Vergangenheit statt, so wird die Zahlung aufgezinnt, findet sie in der Zukunft statt, so wird sie abgezinst.

Dabei ist der zu verwendende Zinssatz von großer Bedeutung. Solange der erwartete Barwert im Jahr X, größer als Null ist, ist die Investition positiv zu bewerten.

Bei dieser Barwertmethode treten jedoch zwei Annahmen in Erscheinung, die in der Realität nur in Ausnahmefällen zutreffen.

- Eine Investition kann reversibel sein, wenn sich durch äußere Einwirkungen die Marktbedingungen ändern
- Bei einer Investition gibt es eine „Jetzt oder Nie“- Entscheidung. Wenn man zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht investiert, hat man auch danach nicht mehr die Möglichkeit dazu.

In der Realität sind jedoch die Flexibilität und die Irreversibilität von enormer Wichtigkeit. Die Investitionsentscheidung wird stark durch die Möglichkeit, den Investitionszeitpunkt zu verschieben, beeinflusst. In der Optionstheorie der Finanzmärkte wird diese Möglichkeit als Option bezeichnet (Dixit & Pindyck, 1994, S. 4f).

### 1.1.2. Realloptionenmethode

Bei einer Option ist der Käufer berechtigt, eine bestimmte Menge eines bestimmten Gutes zu einem Preis zu erwerben, der im Vorhinein festgesetzt worden ist. Bei der amerikanischen Option erhält der Käufer die Möglichkeit, das Gut *bis* zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erwerben, bei der europäischen Option kann er das Gut an einem bestimmten Zeitpunkt erwerben. Der Verkäufer muss also auf die Abnahme des Gutes jederzeit, bzw. zu einem bestimmten Zeitpunkt vorbereitet sein.

Investiert ein Unternehmen in ein Projekt, so wird die Option zu investieren ausgeübt. Durch das Ausüben, wird jedoch die Chance vergeben, zusätzliche Informationen durch Warten zu erlangen. Diese Informationen hätten womöglich die Investition entscheidend beeinflusst. Eine Rückgewinnung des eingesetzten Kapitals ist jedoch aufgrund der Irreversibilität nicht mehr möglich und man spricht von einer Realloption.

Diese Realloption erhält somit einen gewissen Wert, den Wert der Opportunitätskosten<sup>1</sup>.

Man erkennt, dass die zuvor beschriebene Barwertmethode im Falle von längerfristigen Investitionen, um einen Faktor erweitert werden muss, nämlich den Wert der Option (Steiner & Uhler, 2001, S. 216).

## 1.2. Problem der Versorgungssicherheit

Prinzipiell müssen bei der Frage nach der Investition in neue Kapazitäten zwei Punkte geklärt werden. Der erste Punkt beschreibt die Quantität, bzw. die Höhe der erforderlichen Kapazität, um ein gewisses Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wo hingegen sich der zweite Punkt mit der Qualität der bereitgestellten Kapazität beschäftigt. Dies erfordert Planung und Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien. Die zentrale Problemstellung dieser beiden Fragen ist die Maximierung der Versorgungssicherheit und die Optimierung des wirtschaftlichen Aspekts.

Im Bereich des Energiesektors werden zwei Begriffe für die Zuverlässigkeit eines Energiesystems herangezogen.

**System Adequacy:** Dies beschreibt die Fähigkeit des Systems, die erforderliche Menge an Energie jederzeit bereitstellen zu können. Zusätzlich darf die vorgeschriebene Spannungshöhe nicht verändert, bzw. einzelne Komponenten nicht überlastet werden.

**System Security:** Darunter versteht man ein Maß für die Sicherheit eines Systems, in Bezug auf Kurzschlüsse, etc. Dieser Punkt liegt jedoch außerhalb des Blickwinkels dieser Arbeit und wird daher nicht weiter behandelt.

Da eine hundertprozentige Versorgungssicherheit technisch nicht realisierbar ist, muss ein Mittelweg zwischen optimaler Versorgungssicherheit und den finanziellen Kosten, diese Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen, gefunden werden. (DeVries, 2004, S. 12)

---

<sup>1</sup> Opportunitätskosten sind entgangene Erlöse, die dadurch entstehen, dass vorhandene Möglichkeiten zur Nutzung von Ressourcen nicht wahrgenommen werden.

### 1.2.1. Wahrscheinlichkeit von Ausfällen

Alle Erzeugungseinheiten und Übertragungssysteme haben eine Wahrscheinlichkeit größer Null, dass sie zu Spitzenlastzeiten nicht verfügbar sind. Daher kann die Möglichkeit niemals zu 100 Prozent ausgeschlossen werden, dass es zu einer unzureichenden Energieversorgung kommen kann. Die optimale Höhe der Versorgungssicherheit wird also nicht durch eine Maximierung der Versorgungssicherheit bestimmt<sup>2</sup>, sondern durch die Minimierung der sozialen Kosten<sup>3</sup>.

Die Loss of Load Expectation (LOLE) gibt die Ausfallwahrscheinlichkeit von Erzeugungseinheiten an. LOLE steht für die voraussichtlichen Tage an denen die Versorgung zu Spitzenlastzeiten innerhalb eines Jahres nicht ausreicht. Sie wird meist in Tage/10Jahre oder in Stunden/Jahr angegeben. Diese LOLE-Analysen werden regelmäßig für mehrere Jahre im Voraus erstellt. Die 1 aus 10 Bedingung stellt momentan einen internationalen Standard dar. Dies bedeutet, dass theoretisch innerhalb von 10 Jahren, einen Tag lang die Stromversorgung unzureichend sein darf (Hogan, 2005a, S. 11).

### 1.2.2. Jahresdauerlinie

Einen weiteren wichtigen Punkt für die Stromerzeugung beschreibt die in Abbildung 1 dargestellte Jahresdauerlinie. Diese Linie stellt die benötigte Leistung aufgeteilt auf die Stunden eines Jahres dar.

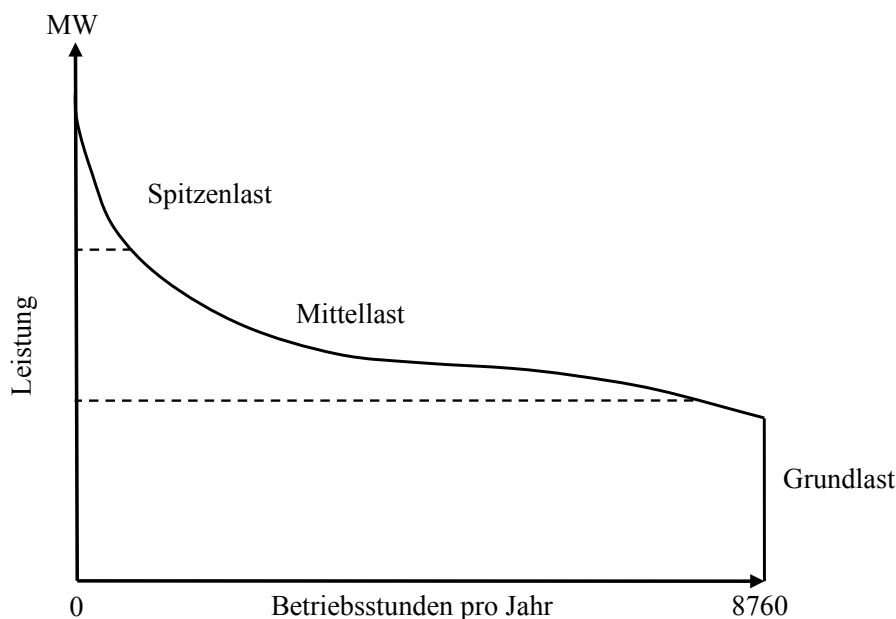


Abbildung 1: Beispiel einer Jahresdauerlinie

Die benötigte Leistung wird in Grundlast, Mittellast und Spitzenlast unterteilt. Daraus resultiert auch eine Vielzahl an unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien, um den jeweiligen Lasttypen gerecht zu werden. Entlang der Abszisse werden die Stunden und entlang der Ordinate wird die benötigte Leistung aufgetragen. Man erkennt, dass nur für eine geringe Stundenanzahl im Jahr, eine große Menge an Leistung benötigt wird, die aber ebenfalls vom Kraftwerkspark gedeckt werden muss. Diese Dauerlinien können für die Schätzungen von Einsatzstunden der Kraftwerke herangezogen werden. Zusätzlich zu den Abweichungen

<sup>2</sup> Eine Maximierung der Versorgungssicherheit würde enorme Kosten hervorrufen

<sup>3</sup> Die sozialen Kosten beinhalten auch die Kosten der Energieversorgungsunternehmen

zwischen der tatsächlichen Last und der prognostizierten Last, kommt auch noch die Ausfallswahrscheinlichkeit der einzelnen Kraftwerke hinzu, welche sich besonders in Spitzenlastzeiten sehr stark auswirken kann. Aus diesem Grund wird auch eine gewisse Menge an Reservekapazität vorausgesetzt.<sup>4</sup>

### 1.2.3. Regelenergie gegenüber Reservekapazität

Für ein stabiles Elektrizitätssystem sind zwei Elemente ausschlaggebend:

- **Kurzfristige Versorgungssicherheit:** Bei einem Lastprofil wird die benötigte Leistung über einen gewissen Zeitraum dargestellt. Man spricht von einer Lastkurve, welche in der Regel Spitzen und Tiefen aufweist. Die Lastspitzen müssen von den Erzeugungseinheiten ebenso gedeckt werden können, wie im Falle von Grundlastzeiten, die Erzeugungsleistung reduziert werden muss. Tritt der Fall eines unerwarteten Kraftwerksausfalls bzw. einer unerwarteten Lastschwankungen ein, so werden diese durch die Regelfähigkeit der Kraftwerke ausgeglichen. Man kommt somit zum Begriff der Regelenergie. Diese Art der Energie kann jedoch nicht von allen Kraftwerksarten bereitgestellt werden. Dazu benötigen Erzeugungseinheiten eine gewisse Regelfähigkeit, welche vor allem Grundlastkraftwerke nur sehr eingeschränkt, bzw. gar nicht besitzen. Gerade zum Decken von kurzfristigen Lastschwankungen sind Regelkraftwerke, bzw. Spitzenlasteinheiten erforderlich. Diese Kraftwerksart besitzt jedoch in der Regel hohe variable Kosten, was nur eine Vermarktung zu Spitzenlastzeiten am Energiemarkt zur Folge hat. Als Anreiz für den Kraftwerkseinsatz dient vor allem der hohe Strompreis zu Spitzenlastzeiten. Für die kurzfristige Versorgungssicherheit ist also kein Neubau an Kraftwerken nötig, sondern lediglich ein gemischter Kraftwerkspark, bestehend aus Grund-, Mittel- und Spitzenlasteinheiten. Man bezeichnet die Art der kurzfristig benötigten Reserve auch als operative Reserve. Bei der operativen Reserve handelt es sich um rotierende Reserve oder stillgelegte Kapazität, welche innerhalb einer kurzen Zeit verfügbar gemacht werden kann.
- **Langfristige Versorgungssicherheit:** Es stellt sich nun die Frage ob, zuzüglich der operativen Reserve auch noch eine gewisse Reserve an Kapazität vorhanden sein sollte, welche die Versorgungssicherheit über mehrere Jahre hinweg gewährleistet. Da der benötigte Strombedarf jährlich steigt, ist somit ein Ausbau des Kraftwerksparks unumgänglich. Bei einem Strombedarfsanstieg steigt auch die benötigte Grundlast an, wodurch sich die Nachfrage nach allen Arten von Kraftwerkstypen erhöht. Um die längerfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird ein Ausbau in allen drei Kraftwerkstypen benötigt. Es besteht jedoch in realen Märkten die Möglichkeit, dass die Erlöse nicht ausreichen um eine langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Süßenbacher, Tyma, Bachhiesel, & Stigler, 2010). Da sich einige Länder nicht alleine auf den Energiemarkt verlassen wollten, damit dieser ausreichend Erzeugungskapazitäten bereitstellt, wurden zusätzliche Kapazitätsmechanismen integriert.

Ein weiterer Punkt der erwähnenswert ist, ist die lange Planungs- und Vorlaufzeit von Erzeugungseinheiten. Allein von diesem Sichtpunkt aus, würde ein gewisses Maß an Reserve, eine erhöhte Versorgungssicherheit darstellen (DeVries, 2004, S. 62).

---

<sup>4</sup> Dies betrifft hauptsächlich Systeme mit Einbeziehung von Kapazitäten (Kapazitätsmechanismen). In reinen Energiemärkten wird die erforderliche Leistung von außerhalb hinzugekauft, was zu sehr hohen Preisen führen kann.

### 1.2.4. Versorgungssicherheit als öffentliches Gut

Die Nachfrage im Energiemarkt weist einen besonders unelastischen Verlauf auf, zusätzlich muss stets genau soviel Energie in das Netz eingespeist werden, wie daraus entnommen wird. Aus diesen beiden Tatsachen folgt, dass eine Markträumung an der Strombörse nicht immer gewährleistet werden kann. Es gibt Zeiten in denen es physikalisch nicht möglich ist, den Verbrauch zu decken. In so einem Fall müssen dann spezielle Methoden zur Lastverringern eingesetzt werden. Wirtschaftlich gesehen wäre es das Einfachste, gewisse Verbraucher vom Netz zu trennen. Als erstes würden jene Verbraucher abgeschaltet werden, deren Zahlungsbereitschaft am geringsten ist. In der Praxis ist dies jedoch kaum kurzfristig möglich<sup>5</sup>.

Auf jeden Fall spiegelt die Höhe der vorhandenen Kapazität auch die Versorgungssicherheit der Verbraucher wider. Gibt es eine zusätzliche Reservekapazität, steigt die Versorgungssicherheit weiter an. Somit bringt ein jedes zusätzliches MW an Kapazität einen Gewinn der Versorgungssicherheit für die Verbraucherseite. Die Versorgungssicherheit erlangt somit den Charakter eines öffentlichen Gutes<sup>6</sup>.

Hinzu kommt noch, dass die ganze Energie innerhalb einzelner Marktgebiete über dasselbe Netz transportiert wird. Man kann also physikalisch nicht den Strom beziehen den Erzeuger A ins Netz speist. Das hat auch zur Folge, dass man als Verbraucher nicht von der Zuverlässigkeit vom Erzeuger A abhängig ist, sondern von der Versorgungssicherheit, aller ins Netz speisender Erzeugungsanlagen.

Da es sich nun bei der optimalen Menge an installierter Kapazität um ein sogenanntes öffentliches Gut handelt, wird in liberalisierten Elektrizitätsmärkten beobachtet, dass die Höhe der installierten Kapazität oft unter dem sozialen Minimum ist. Pérez-Arriaga und Meseguer (1997) analysierten Erzeugungsanlagen auf drei unterschiedliche Punkte:

- Energie
- Operative Reserve (kurzfristige Reserve)
- Kapazitive Reserve (langfristige Reserve)

Stillstehende Erzeugungsanlagen, welche für die vorhandene Kapazität keine Zahlungen bekommen, erhöhen die Versorgungssicherheit allein durch deren Verfügbarkeit. Umgekehrt funktioniert es bei Lastesparungen. Wird Kapazität durch verbraucherseitige Lastreduktion frei, kommt es ebenfalls zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Es ist darauf hinzuweisen, dass der Charakter des öffentlichen Gutes der Versorgungssicherheit als Produkt des momentanen Systems entsteht. Sobald die oben beschriebenen Argumente beseitigt sind, könnte dieser Aspekt eliminiert werden (DeVries, 2004, S. 68-69).

## 1.3. Gründe für mangelnde Investitionen

Aufgrund eines stetig zunehmenden Lastanstiegs zuzüglich Stillsetzungen von alten Erzeugungsanlagen, ist es unumgänglich, Investitionen in neue Anlagen zu tätigen. Diese Investitionen treten jedoch teilweise nur mangelhaft oder verzögert auf. Dafür gibt es eine Reihe von Gründen.

<sup>5</sup>Alternativ siehe Kapitel : 3.6. Capacity Subscriptions

<sup>6</sup>Öffentliches Gut bedeutet, dass niemand vom Konsum ausgeschlossen wird.

### 1.3.1. Preiscaps

Ein großes Risiko für Investitionen stellen sogenannte Preiscaps dar. Diese werden zum Schutz der Konsumenten eingeführt und sollen sie vor zu hohen Energiepreisen, im Falle knapper Erzeugung schützen. Jedoch ist die Festlegung der Höhe des Preiscaps sehr schwierig. Theoretisch sollte das Preiscap in der Höhe des Wertes der nichtbeziehbaren Leistung liegen, dem sog. „Value of Lost Load“ (VoLL). Praktisch gesehen variieren diese Werte jedoch sehr stark, da es verschiedene Möglichkeiten gibt diesen zu berechnen. Schätzungen reichen von 15.000 \$/MW (Willis & Garrod, 1997, S. 99) bis um eine Größenordnung kleiner etwa 2.000 \$/MW (Australian Competition and Consumer Commission, 2010).

Wird der Preiscap zu niedrig angesetzt, führt dies zu einer verringerten Investitionsbereitschaft, da die benötigten Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber nur schwer, oder gar nicht erzielt werden können.

Umgekehrt, wenn der Preiscap zu hoch ist, führt dies zu einer Verlagerung der Wohlfahrt von Verbrauchern hin zu den Erzeugungsunternehmen (DeVries, 2004, S. 74).

### 1.3.2. Unvollkommene Information

Auf der Versorgerseite gibt es nur mangelhafte Informationen in Bezug auf die volkswirtschaftlich optimalen Investitionsentscheidungen. Ebenso auf der Erzeugerseite, wo aufgrund des Informationsmangels, das erhöhte Investitionsrisiko dazu führt, dass das Volumen an installierter Kapazität klein gehalten wird. Damit korrekte Investitionsentscheidungen getroffen werden können, müssen die stochastische Verbrauchernachfragekurve<sup>7</sup> und der geplante Ausbau an zusätzlichen Kapazitäten bekannt sein.

Der exakte Verlauf der Nachfragekurve ist jedoch sehr schwer zu bestimmen. Seit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte kann auch nicht mehr auf eine langjährige Tendenz zurückgegriffen werden (Hobbs, 2001, S. 16).

### 1.3.3. Regulatorische Unsicherheiten

Diese Art von Unsicherheiten treten bei Änderungen des öffentlichen Rechts auf. Vor allem durch die Umstrukturierung vieler Elektrizitätsmärkte in Folge der Liberalisierung, ist die rechtliche Unsicherheit entscheidend bei der Investitionsentscheidung. Einige wichtige Faktoren dabei sind:

- **Feinabstimmung der Marktgestaltung:** Gerade in Elektrizitätsmärkten, in denen eine Vielzahl von Ländern betroffen sind, ist es oftmals sehr zeitaufwendig ein geeignetes Marktsystem umzusetzen. Dies bringt über eine größere Zeitspanne eine hohe Unsicherheit mit sich. Es ist unmöglich die Feinabstimmung eines derart komplexen Marktes sofort in die Praxis umzusetzen. Auf der anderen Seite bringt die Verzögerung eben jener Feinabstimmung große Investitionsunsicherheit mit sich.<sup>8</sup>
- **Politische Interventionen:** Wie weiter oben beschrieben, soll der Preis der Energie bei Engpässen dem VoLL entsprechen, um sinnvolle Anreize in neue Investitionen zu setzen. Die meisten Elektrizitätssysteme starteten jedoch mit einem Überschuss an vorhandener Kapazität in die Liberalisierung, sodass es noch längerfristig keine Preise in der Höhe des VoLL geben wird. Erreichen jedoch die alten, vorhandenen

<sup>7</sup> Aufteilung, Dauer und Höhe der Lastspitzen

<sup>8</sup> In Österreich begann die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes 1996 und wird noch immer laufend angepasst.

Kapazitäten das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer, kommt es zu einem rapiden Preisanstieg. Fälschlicherweise wird dadurch ein Versagen der Liberalisierung angenommen und es kommt zu einer Senkung des Preiscaps durch die Regierung. Dies war z.B.: einer der Gründe für die Strompreiskrise in Kalifornien.

- Für Investoren besteht die Unsicherheit des Preiscaps, welcher durch die Regierung erhöht oder gesenkt werden kann.
- Änderungen in verknüpften Märkten: Der Öl- und besonders der Gashandel sind sehr stark mit dem Elektrizitätssektor verknüpft. Da es in den letzten Jahren auch zu einer Öffnung des Gasmarktes in Europa gekommen ist, treten hier ebenfalls Unsicherheiten auf. Problematisch sind hierbei vor allem die Preisschwankungen.
- Änderung der regulatorischen Bedingungen: Besonders in letzter Zeit wurden immer strengere Auflagen an den Umweltschutz gestellt (z.B. Kühlwasser, CO<sub>2</sub> Zertifikate, etc.).
- Ausbau des Übertragungsnetzes: Ein großes Ziel der EU ist die Stärkung und der Ausbau des Übertragungsnetzes und somit der Ausbau dieser Kapazität. Dies stärkt den Wettbewerb, beeinflusst aber auch die Rentabilität von Anlagen durch Preisänderungen in den Marktgebieten (DeVries, 2004, S. 74f).

#### 1.3.4. Missing Money Problem

Die Analyse dieses Problems beginnt mit der Beobachtung des täglichen, bzw. jährlichen Lastverlaufes. Variationen in der Höhe der erzeugenden Kapazität in Koordination mit der sich ständig ändernden Last, erzeugen sehr stark schwankende Strompreise.

Einen Großteil des Jahres herrscht ein niedriger Energiepreis vor, der durch die geringen variablen Kosten der Grund- und Mittellastkraftwerke bestimmt wird. In Spitzenlastzeiten steigt dieser Preis jedoch bis zu den deutlich höheren variablen Produktionskosten von Spitzenlasteinheiten an. Abbildung 2 beschreibt beispielhaft die Erlöse der unterschiedlichen Kraftwerkstypen.

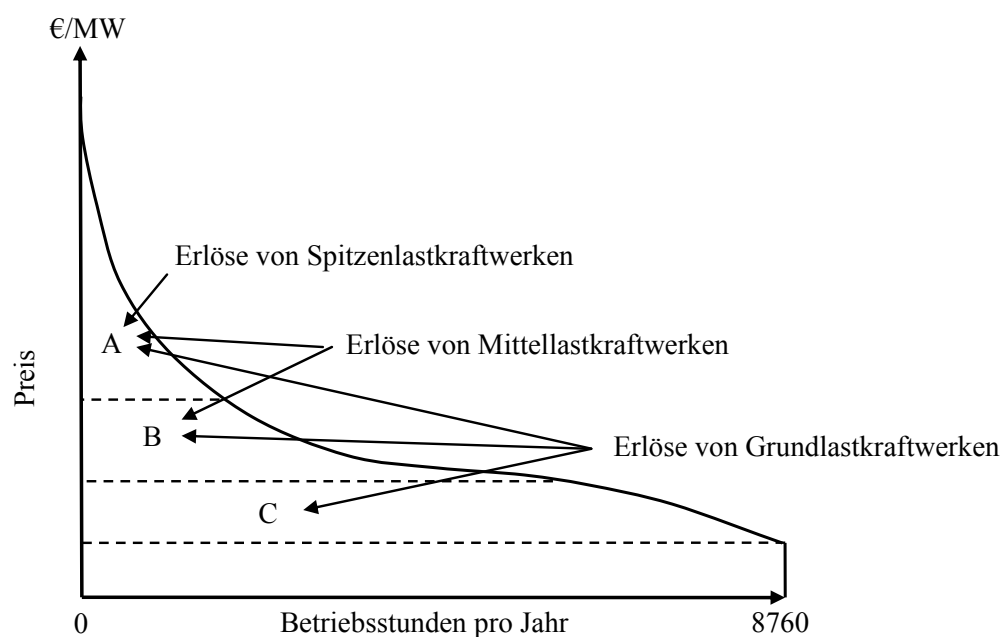


Abbildung 2: Erlöse der unterschiedlichen Kraftwerkstypen

Spitzenlasteinheiten besitzen geringe Fixkosten, jedoch hohe Variable Kosten. Da diese Einheiten in der Regel nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden, müssen in diesen

Stunden die auftretenden Kosten abgedeckt werden (Bereich A). Mittellastkraftwerke weisen aufgrund der geringeren variablen Kosten höhere Volllaststunden auf (A+B). Die höchsten Fixkosten besitzen Grundlastkraftwerke, welche jedoch sehr niedrige variable Kosten aufweisen. Der Bereich A+B+C dient dieser Kraftwerksart zur Erwirtschaftung ihrer Deckungsbeiträge.

Ein wichtiger Punkt ist in dieser Grafik erkennbar: Der Bereich A wird nicht nur für die Spitzenkraftwerke benötigt, sondern auch für die Wirtschaftlichkeit der Mittel- und Grundlastkraftwerke (Hogan, 2005, S. 3).

Kommt es nun durch den Regulator zu einer Limitierung des Preises, durch einen Preis cap, so sind nicht nur die Spitzenlasteinheiten davon betroffen, sondern auch die Mittel- und Grundlasterzeugung. Der Preis cap in Abbildung 3 zeigt in diesem Fall das sogenannte Missing Money Problem auf.

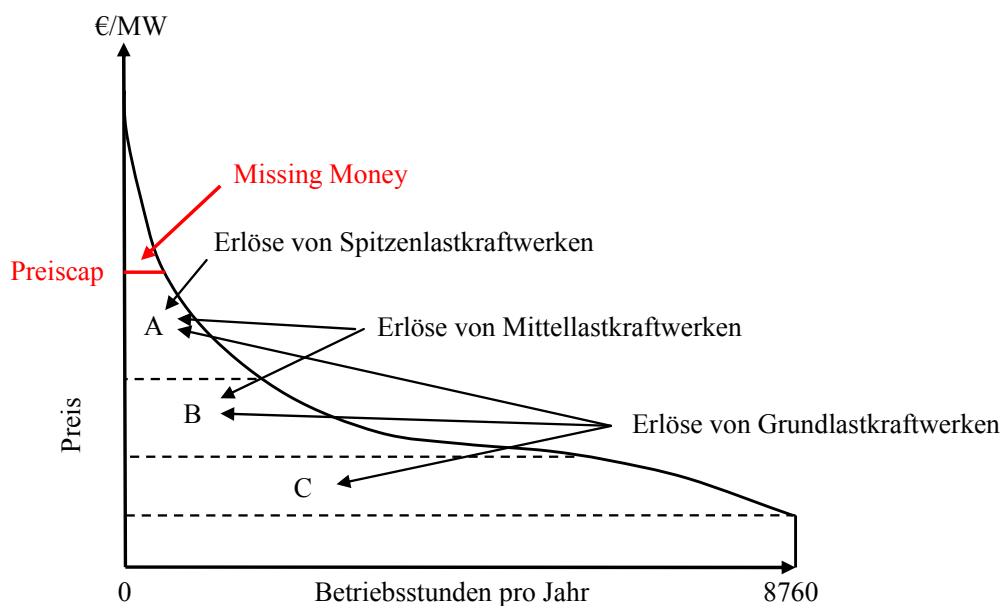


Abbildung 3: Auswirkungen des Preis caps auf die Erlöse der Kraftwerke

Diese Problematik soll am Beispiel eines Spitzenlastkraftwerks im Marktgebiet von PJM angeführt werden:

Laut einer Schätzung von PJM bekamen Spitzenlasteinheiten für deren Einsatz im Zeitraum von 2001-2006 etwa 19-21 \$/kW-Jahr. Um die Kapitalkosten zu erwirtschaften wird jedoch ein Energiepreis von etwa 50-72 \$/kW-Jahr benötigt.

Eine Spitzenlasteinheit mit 171 MW und einer durchschnittlichen jährlichen Einsatzdauer von sechs Stunden<sup>9</sup> erhält 60 \$/kW-Jahr, hier wird jedoch das Preis cap in der Höhe des geschätzten VoLL zur Berechnung herangezogen. Im Marktgebiet von PJM existiert ein Preis cap von 1000 \$. Nimmt man die 1000 \$ zur Berechnung her, so verdient das Spitzenlastkraftwerk nur 6 \$/kW-Jahr.

Innerhalb von zehn Jahren steigt der Energiepreis durchschnittlich 24 h lang auf den Wert des VoLL, bzw. 2,4h pro Jahr, an.

$$\frac{\left(2,4 * \frac{10000\$}{MW} * 171MW\right)}{\text{Jahr}} \quad [1.1]$$

<sup>9</sup> Die Zeitangabe basiert auf der LOLE



Zusammengezählt ergibt das 45 \$/kW-Jahr, somit fehlen 26 \$/kW-Jahr zur Deckung der Vollkosten (Carner & Kimball, 2007, S. 42).

Es gibt eine Vielzahl von Gründen wie dieses Missing Money Problem entstehen kann. Explizite Preisgrenzen sind nicht die gewünschten Beschränkungen der auftretenden Preise. Kommt es Anstelle eines Preiscaps, zu einem Angebotscap der jeweiligen Erzeugungseinheit, würde es zugleich auch eine Minderung der Marktmacht darstellen.

Zusammenfassend kann man sagen, dass es sich beim Missing Money Problem um das Kernproblem der Versorgungssicherheit (Resource Adequacy) handelt, bzw. dieses durch das Missing Money Problem verursacht wird. Es führt in erster Linie zu einer Senkung der Preise, was zu einer Verringerung der Investitionen und der Versorgungssicherheit führt (Crampton and Stoff, 2006, S. 63).

### 1.3.5. Reservekapazität

Bei den vier obengenannten Punkten die zur Verhinderung von Investitionen führen können, handelt es sich um rein finanzielle Aspekte. Es gibt jedoch noch einen anderen Grund weswegen es zur Verminderung von Investitionen kommen kann. In Abbildung 4 wird die vorhandene Erzeugungskapazität der UCTE in verschiedene Bereiche unterteilt.

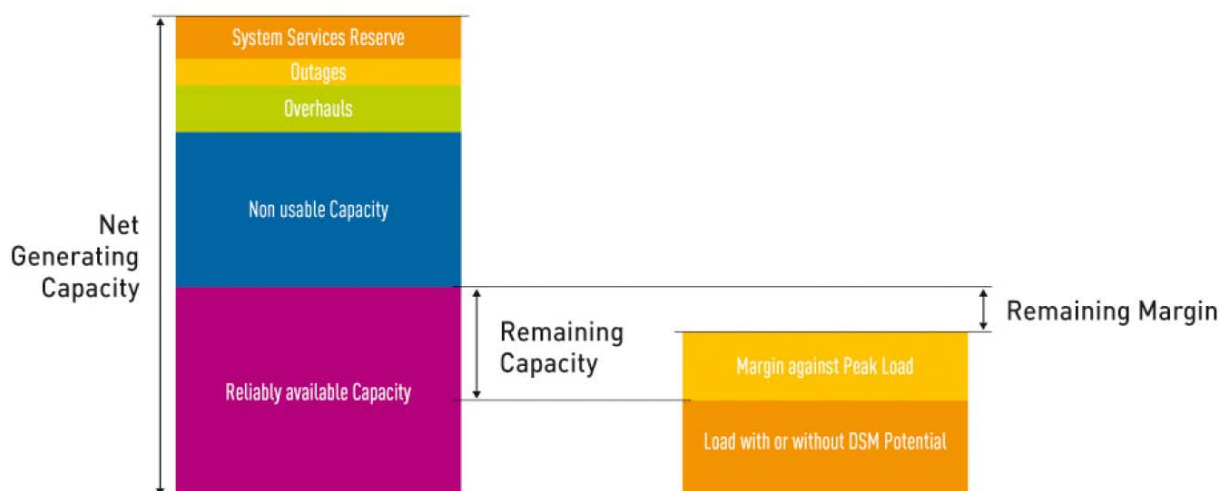


Abbildung 4: Reservekapazität innerhalb der UCTE (ENTSO-E, 2009)

Laut UCTE wird eine Reservekapazität (Adequacy Reserve Margin, ARM) von 5% der Nettoerzeugungskapazität vorausgesetzt. Eine vorgeschriebene Reservemenge kann sich jedoch in Energiemärkten auch investitionshemmend auswirken. Laut Theorie steigen die Energiepreise mit dem Verbrauch, bzw. der sinkenden Systemreserve an. Die Preise steigen so lange an, bis der Verbrauch gleich der installierten Kapazität ist. Ab diesem Punkt entsprechen die Energiepreise theoretisch dem VoLL und setzen starke Anreize in neue Investitionen. Dies bringt den Einsatz aller Erzeugungseinheiten mit sich, auch den teuersten, welche sich am Ende der Merit Order befinden.

Da jedoch eine ARM vorausgesetzt wird, führt dies dazu, dass die Nachfrage nicht bis zur tatsächlich verfügbaren Kapazität ansteigen kann. Somit kann der Energiepreis nicht mehr bis zur Höhe des VoLLs ansteigen und es kommt zu einer Verminderung bei Investitionen. Teurere ältere Kraftwerke kommen nicht zum Einsatz, da sie aufgrund des hohen Angebotspreises stets aus dem Markt fallen. Dies führt zum nächsten Problem, nämlich der Kraftwerksart. Aufgrund dessen, dass die teureren Kraftwerke (Spitzenlasteinheiten) seltener zum Zug kommen, wird die Deckung der Erzeugungs- und Betriebskosten immer schwerer.

Die Folge davon ist, dass die Investitionen sich vermehrt in Grund- und Mittellasteinheiten erstrecken werden, und somit die Resource Adequacy, nicht aufgrund mangelnder Kapazität, sondern aufgrund mangelnder Leistungsregelung gefährdet ist. Dies bedeutet jedoch nicht, eine vorgeschriebene Reservemenge sei nicht sinnvoll. Gäbe es keine Reservemenge würde es sobald die Nachfragemenge, die verfügbare Kapazität erreicht und überschreitet, zu Notabschaltungen und Blackouts kommen (Süßenbacher, 2011, S. 146).

## 1.4. Poolmodell vs. Börsenmodell

In der Elektrizitätswirtschaft wird grob zwischen zwei Marktformen unterschieden. Dies ist einerseits das Börsenmodell welches speziell in Europa verbreitet ist und das Poolmodell, welches in Märkten außerhalb Europas häufig zum Einsatz kommt.

### 1.4.1. Börsenmodell

Fast alle liberalisierten Elektrizitätsmärkte in Europa basieren auf dem Strombörsenkonzept. Dieses Modell charakterisiert sich durch eine dezentrale Marktorganisation. Der Stromhandel erfolgt in separaten Märkten, welche jedoch eng untereinander verknüpft sind. Der Kraftwerkseinsatz erfolgt individuell in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Der Handel an der Börse ist nicht verpflichtend, wodurch ein bilateraler Handel ermöglicht wird. Aufgrund der dezentralen Organisation der Börse, werden Einsatz und Investitionsentscheidungen rein durch den Marktpreis gesteuert. Ein Vorteil gegenüber dem Poolmodell ist, dass zwischen den einzelnen Plattformen, Wettbewerb entstehen kann. Aufgrund dessen entsteht bei fehlerhaftem Design des Marktmodells rascher Druck, dies zu ändern. Es kann jedoch auch zu Koordinationsschwierigkeiten kommen, wenn die Märkte unzureichend synchronisiert sind.

Ein weiteres Problem könnte in Zukunft auch durch den rein finanziellen Handel der Produkte entstehen. Durch das Börsenmodell wird nur der Kauf und Verkauf betrachtet, nicht jedoch das Übertragungssystem. Dies spielte bis jetzt zwar nur eine untergeordnete Rolle, da genügend Übertragungskapazitäten vorhanden sind, kann jedoch in der Zukunft zu einem größeren Problem werden. Das Börsenmodell bietet hierbei jedoch eine flexible Lösungsmethode. Es besteht die Möglichkeit sogenannte Zonenpreise einzuführen, welche auf den Börsenpreis bei Auftreten des Engpasses aufgeschlagen werden. Eine Weiterentwicklung des Zonal Pricing<sup>10</sup>, stellt das Knotenpreisverfahren (Nodal Pricing) dar. Hier wird der Energiepreis in jedem Knoten einzeln bestimmt<sup>11</sup> (Ockenfels, 2008, S. 10).

### 1.4.2. Poolmodell

Das Gegenstück zum Börsenmodell ist der Pool, welcher in vielen Ländern außerhalb Europas vertreten ist. Ein Vorreiter bei der Einführung eines Poolmodells war Nordamerika. Speziell der Markt in Pennsylvania, New Jersey und Maryland (PJM-Markt) wurde im Laufe der Zeit von vielen Ländern kopiert.

Der Pool ist zentral organisiert, was einen wesentlichen Unterschied zur Strombörse darstellt. Der gesamte Stromhandel muss über den Pool erfolgen<sup>12</sup>. Im Anschluss werden alle

<sup>10</sup> Wird im Nordpool verwendet.

<sup>11</sup> Siehe Kapitel 4.1.1

<sup>12</sup> Die Theorie des Poolmodells beschreibt den Handel am Pool als zwingend. Mittlerweile wurde in den meisten Märkten das Modell jedoch soweit aufgelockert, dass auch bilateraler Handel möglich ist. Dieser muss jedoch dem Pool bekannt gegeben werden.

Einsatzentscheidungen vom ISO (Independent System Operator) getroffen. Dazu müssen die Angebote der einzelnen Unternehmen jedoch gewisse Gebotsformate mit Anfahrtskosten, Produktionskosten, etc. enthalten. Der große Vorteil am Poolmodell ist, dass die Koordination von Erzeugung und Übertragung um vieles einfacher ist. Vor allem in Koordination mit Zonenpreisen oder dem Knotenpreisverfahren kann die Netznutzung optimiert werden. In den letzten Jahren ist jedoch die Grenze zwischen Börsenmodell und Poolmodell immer mehr verschwommen. Mittlerweile wird nur noch unterschieden ob ein unabhängiger Systembetreiber den Kraftwerkseinsatz regelt, oder ob dies selbständig über den Börsenpreis geschieht (Ockenfels, 2008, S. 11).

### 1.4.3. Vor- und Nachteile an den beiden Modellen

Bei den Poolmodellen handelt es sich um eine Nachahmung der ursprünglichen Organisation eines Elektrizitätsmarktes mit vertikaler Struktur. Der große Vorteil liegt in der guten Koordination des Kraftwerkseinsatzes durch den ISO. Auch die Kosten der Übertragung, sowie der Verteilung können optimiert werden.

Ein Problem stellt jedoch die Optimierung des Energiepreises dar. Durch Seitenzahlungen kann es zu Verzerrungen von Investitionsentscheidungen kommen<sup>13</sup>.

Die Seite der Nachfrager kann sich kaum in den Pool einbringen oder auf etwaige Preise reagieren, was zu einer geringen Nachfrageelastizität und damit auch zu einer geringen Effizienz führt (Ockenfels, 2008, S. 13).

Das dezentrale Börsenmodell besitzt dann einen Vorteil, wenn die Koordination der einzelnen Marktgebiete von geringerer Bedeutung ist. Dies ist dann der Fall, wenn genügend Übertragungskapazitäten zwischen den Gebieten vorhanden sind. Die nötige Koordination geschieht aufgrund der engen Koppelung der einzelnen Märkte von selbst (Ockenfels, 2008, S. 16).

In Folge werden die verschiedenen Arten an Marktmodellen vorgestellt.

---

<sup>13</sup> Diverse Kosten welche durch den Kraftwerkseinsatz entstehen wie z.B.: Anfahrtskosten, werden durch den Erhalt von Seitenzahlungen stets garantiert.

## 2. Reiner Energiemarkt (Energy-Only Market)

In der Literatur findet man häufig die Beschreibung eines idealen reinen Energiemarktes. In der Praxis treten jedoch einige Punkte in Erscheinung, denen oftmals nur geringe Beachtung geschenkt wird (Hogan, 2005). Um die Umsetzung eines idealen reinen Energiemarktes zu ermöglichen, gibt es zwei Punkte die in der Realität in Energiemärkten derzeit noch nicht realisierbar sind:

- Zum Einen handelt es sich dabei um Power Demand Side Management (PDSM). Dieses wird zwar angewandt, da Endkunden zum Teil jedoch einen Fixpreis<sup>14</sup> für die bezogene Energie bezahlen, ist PDSM bis jetzt noch in keinem Markt flächendeckend vorhanden.
- Der zweite Punkt ist die Differenzierung der Endkunden nach ihrem Niveau an Versorgungssicherheit.

In der Realität besitzen reine Energiemärkte sehr wohl einige Funktionen, welche hohe Preisspitzen verhindern<sup>15</sup> oder die Investitionsbereitschaft in neue Kapazitäten künstlich erhöhen (z.B. Förderung erneuerbarer Energien) (The Brattle Group, 2009, S. 19).

### 2.1. Funktion des reinen Energiemarktes

Beim reinen Energiemarkt müssen die Inhaber von Erzeugungsanlagen in der Lage sein, die Kapitalkosten rein durch die Erlöse am Energie- bzw. Ancillaryservicemarkt, decken zu können.

Erzeuger verkaufen eigenständig Energie an der Strombörse, erhalten aber keine Zahlungen für nicht eingesetzte („undispatched“) Anlagen. Bilaterale Lieferverträge sind jedoch erlaubt. Sie sollen eine Absicherung gegen mögliche Preisspitzen darstellen.

Über einen Großteil des Jahres ist mehr Kapazität im System vorhanden als benötigt wird<sup>16</sup>. Während dieser Zeit reicht der Einsatz von Grundlast- und Mittellastkraftwerken um den Energiebedarf zu decken. In diesem Fall wird sich der Energiepreis in der Höhe der Betriebskosten des teuersten im Einsatz befindlichen Kraftwerkes, einpendeln. Kommt es nun zu einem Engpass, so wird dieser Preis bis in die Höhe des VoLL steigen. Ein reiner Energiemarkt ist also durch einen niedrigen Preis während Grund- und Mittellastperioden gekennzeichnet, welcher durch hohe Preisspitzen zu Spitzenlastzeiten unterbrochen wird.

Während eines Großteils des Jahres können Grund- und Mittellastkraftwerke die variablen, sowie einen Teil der Fixkosten, aufgrund deren niedrigen Betriebskosten, erwirtschaften. Bei den teureren Spitzenlastkraftwerken wird nur die Refundierung der variablen Kosten ermöglicht. Im Engpassfall sollen theoretisch durch Preisspitzen auch die teureren Spitzenlastkraftwerke in der Lage sein, zusätzlich zu deren variablen Kosten, auch noch die Fixkosten einzunehmen.

<sup>14</sup> Vor allem Haushalte bezahlen einen Pauschalpreis für Energie der unabhängig von Spitzen- oder Grundlastzeiten immer gleich ist.

<sup>15</sup> Zum Schutz der Verbraucher wird oftmals ein Preis cap eingeführt welches dem VoLL entspricht.

<sup>16</sup> Unter Voraussetzung eines funktionierenden Marktes, der seit längerer Zeit in Betrieb ist.

Diese „Peaks“ müssen eine gewisse Höhe und eine gewisse Häufigkeit besitzen. Aufgrund dessen wird ein Anreiz geschaffen, in neue Anlagen zu investieren. Zusätzlich dazu, können bilaterale Lieferverträge ebenso als Investitionsanreiz dienen<sup>17</sup>.

Durch diese Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch in normalen, sowie in Spitzenlastzeiten, entsteht ein wirtschaftlich optimaler Preis für Kapazität. Das Konzept des reinen Energiemarktes verliert jedoch an Effizienz, wenn man die beiden zuvor erwähnten Punkte in das Modell mit einbezieht. Die momentan implementierten Energiemärkte besitzen kein Werkzeug um die Abnehmer in Bezug auf deren Versorgungssicherheit zu differenzieren, oder ein breitbandiges Demand Side Management (auch Haushalte) zu bewerkstelligen. Dies kann dazu führen, dass der Markt in Spitzenlastzeiten nicht mehr fähig ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.<sup>18</sup>

Damit ein reiner Energiemarkt auch funktioniert, muss der Preis zu Spitzenlastzeiten in der Höhe des VoLL liegen. Nur dann kann gewährleistet werden, dass auch genügend Anreize in neue Investitionen gesetzt sind (The Brattle Group, 2009, S. 20).

## 2.2. Reine Energiemärkte im realen Marktumfeld

Wie zuvor bereits erwähnt, treten in der Realität mehrere Probleme bei der Implementation eines reinen Energiemarktes auf. Es gibt mehrere Märkte in denen dieses Modell vorhanden und in denen die Probleme auch ansatzweise gelöst werden.

### 2.2.1. Hohe Preise und VoLL

Im reinen Energiemarkt sollte der Preis der Energie durch den VoLL bestimmt werden. In der Realität wird dies jedoch nur selten so gehandhabt. Als einziger reiner Energiemarkt verfügt der Great Britain Power Market über keinen Preis cap. Der Nordpool besitzt beispielsweise Preis caps im Day-Ahead Markt. Der Intra-Day und Real-Time Market sind auch ohne Preisbeschränkungen.

Eine andere Möglichkeit stellen Märkte in Australien (NEM) und Ontario dar: Hier wird der Preis auf die Höhe des VoLL beschränkt. Dieser Wert wird zwar ständig angepasst, variiert jedoch in den einzelnen Märkten sehr stark, was auf die Schwierigkeit der korrekten Berechnung hindeutet. Bei diesen Märkten wird zusätzlich eine Preisschranke eingeführt, wenn der Engpass länger als eine Woche vorliegt<sup>19</sup>. Trotz dieser Beschränkung der Einnahmen ist es den Betreibern von Spitzenlastkraftwerken somit möglich, innerhalb von einer Woche, die Fixkosten für mehrere Jahre im Voraus zu decken. Diese Einnahmen werden als Ausgleich für jene Jahre herangezogen, in denen kaum Engpässe in der Versorgung auftreten (The Brattle Group, 2009, S. 23). Problematisch ist jedoch, dass die Einnahmen im Voraus nur sehr schwer prognostiziert werden können.

### 2.2.2. Einbußen bei Einnahmen und Versorgungssicherheit

Die Preise bei Engpässen müssen hoch genug sein und oft genug auftreten, um Anreize in neue Kapazitäten setzen zu können. Kommt es zu einem zu tief gesetzten Preis cap, tritt das in Kapitel 1.3.4 erwähnte Missing Money Problem auf. Die Folge davon sind entweder

<sup>17</sup> Erzeugungsanlagen erhalten zusätzliche Anreize durch Abnehmer die eine höhere Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit wünschen, oder die sich gegen Preisspitzen zusätzlich absichern wollen.

<sup>18</sup> Angebot und Nachfrage sind nicht mehr im Gleichgewicht.

<sup>19</sup> Beim australischen NEM liegt der Preis cap z.B. pro halber Stunde bei 350 \$/MW. Ab einer Woche sinkt dieser auf 236 \$/MW

regulatorische Eingriffe in den Markt oder eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit. Es gibt mehrere Möglichkeiten den Markt kostengünstig zu regulieren, jedoch artet dies meist in einer Erhöhung der Marktpreise aus, oder führt zu einer Verringerung der Effizienz.

Diese Einbußen der Einnahmen sind auf drei Punkte zurückzuführen:

- Preiscaps sind unterhalb des VoLL angesetzt
- Regulatorische Eingriffe verringern Engpässe und verfälschen dadurch ein benötigtes Preissignal für Investitionen.
- Der Aspekt des öffentlichen Gutes der Versorgungssicherheit, resultierend in zu geringer Investition und zu geringen Preisen<sup>20</sup> (The Brattle Group, 2009, S. 24).

### 2.2.3. Scarcity Pricing Mechanismus

Unter Scarcity Pricing versteht man einen regulatorischen Mechanismus, durch welchen der Marktpreis bei Engpässen künstlich in die Höhe getrieben wird. Verbraucher sollen nur noch jene Leistung beziehen, die unbedingt benötigt wird. Damit soll ein Blackout verhindert werden. Ab einem Zeitpunkt<sup>21</sup> an dem der Systembetreiber nicht mehr in der Lage ist, seine operative Reserve zu decken, tritt dieser Mechanismus in Kraft (The Brattle Group, 2009, S. 31). Durch diesen kann auch das Missing Money Problem teilweise beseitigt werden. Jedoch stellt dieser zugleich einen Widerspruch an das Konzept des reinen Energiemarktes dar, da sich der Marktpreis bei Engpässen von selbst in den Bereich des VoLL bewegen sollte und nicht künstlich (Crampton and Stoff, 2006, S. 31).

### 2.2.4. Preisschwankungen

Das Konzept des reinen Energiemarktes basiert auf den Preisspitzen bei Engpässen. Diese sollen einen Anreiz für neue Investitionen darstellen. Jedoch stellen diese Preisschwankungen auch zwei Probleme dar:

- Für den Endkunden sind diese hohen Preise oft nicht verständlich, vor allem wenn er nur einen geringen Teil zur Spitzenlast beiträgt.
- Je mehr die Preise Schwanken, desto größer ist auch das Risiko einer Investition und desto später wird investiert (The Brattle Group, 2009, S. 34).

## 2.3. Der Energiemarkt am Beispiel der European Energy Exchange (EEX)

### 2.3.1. Allgemeines zum Marktgebiet

Die EEX wurde im Jahr 2002 durch Fusion der beiden deutschen Strombörsen (Leipzig und Frankfurt) gegründet. Das Marktgebiet erstreckt sich über Österreich, Deutschland, Schweiz und Frankreich. Derzeit sind 191 Unternehmen aus 19 verschiedenen Ländern an der EEX tätig<sup>22</sup> (EEX, 2010, S. 2).

<sup>20</sup> Man hofft auf die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Investitionen anderer, ohne selbst zu investieren.

<sup>21</sup> Der Kaufpreis soll in jenem Fall dem VoLL entsprechen (Hogan, 2005)

<sup>22</sup> Stand vom 31.12.2009

In Tabelle 1 sind die einzelnen Teilmärkte mit den jeweiligen Handelsmöglichkeiten dargestellt.

Spotmarkt	Terminmarkt	OTC-Markt
EPEX Spot <ul style="list-style-type: none"> <li>• Day-Ahead Auktion (D/A, F, CH)</li> <li>• Kontinuierlicher Handel (F)</li> <li>• Intraday (D,F)</li> </ul>	EEX Power Derivatives <ul style="list-style-type: none"> <li>• Phelix-Futures</li> <li>• French-/German-Power-Futures</li> <li>• Phelix-Options</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entsprechende Produkte</li> </ul>

Tabelle 1: Teilmärkte der EEX (EEX, 2010, S. 4)

### 2.3.2. Unterschiedliche Märkte an der EEX

#### 2.3.2.1. Spotmarkt (EPEX Spot)

Der EPEX Spot koordiniert den kurzfristigen Stromhandel in den Ländern Frankreich, Deutschland, Österreich und der Schweiz. Der Hauptsitz der Börse liegt in Paris, eine Zweigstelle befindet sich in Leipzig. Es wird täglich eine Auktion abgehalten, in der sämtliche Stunden des folgenden Tages gehandelt werden<sup>23</sup>. Es gibt zwei Preisindizes, den Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak<sup>24</sup>. Diese Preisindizes werden in täglichen Stundenauktionen für das Marktgebiet Österreich und Deutschland ermittelt. Der Preis dient mittlerweile europaweit als Referenzpreis für den börslichen und außerbörslichen Handel. Die maximal zulässigen Gebotspreise sind  $\pm 3000$  €/MWh.

Es gibt drei unterschiedliche Day-Ahead-Auktionen, welche jeweils für die 24 Stunden des darauffolgenden Tages gültig sind. Tabelle 2 gibt einen Überblick über den Ablauf der Auktion in den jeweiligen Ländern.

	Österreich/Deutschland	Schweiz	Frankreich
Mind. Volumen in MW (einzeln/Blöcke)	0,1/0,1	0,1/0,1	1
Min. Preisänderungen in €	0,1	0,1	0,01
Lieferort	APG, Amprion GmbH, Transpower Stromübertragung GmbH, EnBW Transportnetze, 50 Hertz Transmission GmbH	Swissgrid	Netzbereich von RTE
Auktionszeiten	Täglich um 12.00h	Täglich um 10.30h	Täglich um 11.00h
Handel	Einzelhandel und Blöcke	Einzelhandel und Blöcke	Einzelhandel und Blöcke
Besonderheiten	Max. 300MW/Block; max.45 Blöcke/Konto	Max. 50MW/Block/Std.; max. 30 Blöcke/Konto	Max. 200MW/Block

Tabelle 2: Day-Ahead Auktion am EPEX Spot (EEX, 2010, S. 5)

Zusätzlich zur Day-Ahead-Auktion wird in Frankreich noch ein kontinuierlicher Handel durchgeführt<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Der Stromhandel für Sonntag und Montag findet am Freitag davor statt (Ockenfels, 2008).

<sup>24</sup> Phelix: Physical Electricity Index

<sup>25</sup> Für die Lieferung von Blockgeboten des nächsten Tages, die mehrere Stunden gültig sind. Gehandelt wird ebenfalls sieben Tage die Woche. Die Auktion findet jeweils zwischen 7.30 h und 11.30 h statt.

Bei der zweiten Handelsform am Spotmarkt handelt es sich um den Intraday-Handel. Strom kann hier noch bis knapp vor Lieferung gehandelt werden. In Tabelle 3 wird der Intraday-Handel von Deutschland und Frankreich beschrieben (EEX, 2010, S. 5-10).

	Deutschland	Frankreich
Mindestmenge in MW	0,1	1
Mindestpreis in €	0,01	0,01
Zeit vor Lieferung	Bis 75 min. vorher	Bis 60 min. vorher
Ort	Amprion GmbH, Transpower Stromübertragung GmbH, EnBW Transportnetze, 50 Hertz Transmission GmbH	RTE
Handelszeiten	7 Tage die Woche/24 Std. am Tag	7 Tage die Woche/ 7.30h-11.00h

**Tabelle 3: Intraday-Handel an der EEX (EEX, 2010, S. 10)**

### 2.3.2.2. Terminmarkt

Der Strom EEX Power Derivatives ist der Handelsplatz für Deutschland und Frankreich für jegliche Terminkontrakte. Es handelt sich dabei um eine der Tochtergesellschaften der EEX AG mit Sitz in Paris und Leipzig. Der Terminmarkt bietet den Teilnehmern die Möglichkeit, sich längerfristig gegen unerwartete Preisschwankungen abzusichern. An der EEX Power Derivatives sind rein finanzielle Produkte wie Phelix-Futures und Phelix-Options handelbar, aber auch physikalische Produkte wie French/German-Power-Futures. Es kann jeweils monats-, quartals- und jahresweise gehandelt werden.

- Phelix Futures: Hierbei handelt es sich um ein rein finanzielles Instrument, das sich auf die durchschnittlichen Preise am Spotmarkt in der Zukunft bezieht. Die Futures werden für den aktuellen Monat, die nächsten neun Monate, die nächsten elf Quartale und die nächsten sechs Jahre gehandelt. Es sind Base- und Peakload Futures möglich.

<b>Kontrakt</b>	Future auf den zukünftigen Durchschnittspreis am Spotmarkt (Phelix)	
<b>Fälligkeit</b>	Der aktuelle Monat sowie die nächsten 9 Monate, 11 Quartale und 6 Jahre	
<b>Erfüllung</b>	Finanzielle Erfüllung (cash settlement)	
<b>Handelszeiten</b>	Börsentäglich von 8.25 bis 16.00 Uhr, bis 17.30 Uhr OTC-Clearing möglich (MEZ)	
<b>Quotierung</b>	0,01 €/MWh	
<b>Transaktionsentgelte</b>	<b>Volumenabhängiges Preismodell:</b> <b>Börse: Börsenentgelt</b> Börsenvolumen ≤ 1 TWh pro Monat: 0,01 €/MWh Börsenvolumen > 1 TWh pro Monat: 0,005 €/MWh <b>OTC-Clearing: Registrierung von OTC-Geschäften</b> OTC-Volumen ≤ 2 TWh pro Monat: 0,0075 €/MWh OTC-Volumen > 2 TWh pro Monat: 0,005 €/MWh	<b>+ Clearingentgelt:</b> 0,005 €/MWh

**Tabelle 4: Phelix Futures (EEX, 2010, S. 14)**

- Phelix Options: Hierbei handelt es sich um eine europäische Option. Beim Kauf oder Verkauf kommt es zur Einbuchung der damit verbundenen Phelix-Futures-Position, was zum jeweiligen Ausübungspreis führt. Für dieses Ausübungsrecht muss der Teilnehmer den Optionspreis zahlen.



<b>Kontrakt</b>	Option auf die korrespondierenden Phelix-Baseload-Futures	
<b>Fälligkeit</b>	Die nächsten 5 Monate, 6 Quartale und 3 Jahre	
<b>Erfüllung</b>	Einbuchung der korrespondierenden Position in Phelix-Baseload-Futures	
<b>Handelszeiten</b>	Börsentäglich von 8.25 bis 16.00 Uhr, bis 17.30 Uhr OTC-Clearing möglich (MEZ)	
<b>Quotierung</b>	0,001 €/MWh	
<b>Transaktionsentgelte</b>	<b>Optionsprämienabhängiges Modell:</b> Optionsprämien für Börse und OTC-Clearing Prämie > 0,15 €/MWh    0,00125 €/MWh Prämie ≥ 0,15 €/MWh    0,0025 €/MWh	<b>+ Clearingentgelt:</b> 0,00125 €/MWh 0,0025 €/MWh <b>+ Entgelt für Optionsausübung:</b> 0,005 €/MWh

Tabelle 5: Phelix Options (EEX, 2010, S. 16)

- French/German Power Futures: Hierbei handelt es sich um einen Vertrag, der die physikalische Stromlieferung in der Zukunft beinhaltet. Es wird wieder zwischen Base- und Peakload unterschieden (EEX, 2010, S. 13-16).

<b>Kontrakt</b>	Future auf die Stromlieferung von 1 MW in das Netzgebiet der RTE [der Amprion]	
<b>Fälligkeit</b>	Der aktuelle Monat sowie die nächsten 6 Monate, 7 Quartale und 6 Jahre	
<b>Erfüllung</b>	Physische Abwicklung	
<b>Handelszeiten</b>	Börsentäglich von 8.25 bis 16.00 Uhr, bis 17.30 Uhr OTC-Clearing möglich (MEZ)	
<b>Quotierung</b>	0,01 €/MWh	
<b>Transaktionsentgelte</b>	<b>French-Power-Futures</b> Börse: 0,01 €/MWh OTC-Clearing: 0,005 €/MWh [German-Power-Futures*]	<b>French- und German-Power-Futures</b> + Clearingentgelt: 0,005 €/MWh + Lieferentgelt (nur für BoM-Kontrakte): 0,01 €/MWh

Tabelle 6: French/German Power Futures (EEX, 2010, S. 15)

### 2.3.3. Preisfindungsmechanismus in den Auktionen

Bei den Auktionen der EEX handelt es sich um geschlossene Auktionen, das heißt es wird nur eine Angebotsrunde durchgeführt<sup>26</sup>. Ziel ist es, dass Teilnehmer aufgrund der einen Runde keine Information über das Bietverhalten bzw. die Gebotshöhe von anderen Teilnehmern erhalten und somit auch nicht drauf reagieren können. Anbieter geben für jede Stunde des folgenden Tages an, wie viel Energie sie zu welchem Preis veräußern wollen. Aus den einzelnen Geboten der Teilnehmer wird eine Angebotskurve ermittelt, die nach ansteigender Angebotshöhe sortiert ist. Bei dieser Auktion handelt es sich um eine Einheitspreisauktion. Der Schnittpunkt zwischen der ermittelten Angebotskurve und der Nachfragekurve gibt den erzielten Auktionspreis wieder. Dieser ist für alle zugeschlagenen Angebote gültig.

Der Vorteil der Einheitspreisauktion ist die einfache Preisfindung. Weiters zahlen alle Teilnehmer den gleichen Preis für eine Einheit, wodurch es keine Differenzierung der Teilnehmer gibt.

Durch die Ausübung von Marktmacht ist es jedoch theoretisch möglich, dass es zu einer Beeinflussung des Marktpreises kommt. Es kann zwischen ökonomischer und physikalischer Rückhaltung unterschieden werden. Diese beiden Möglichkeiten werden in Abbildung 5 dargestellt.<sup>27</sup>

<sup>26</sup> Ausnahme ist der kontinuierliche Handel von Frankreich.

<sup>27</sup> Ökonomische Zurückhaltung: Angebotspreise liegen oberhalb der Erzeugungskosten.

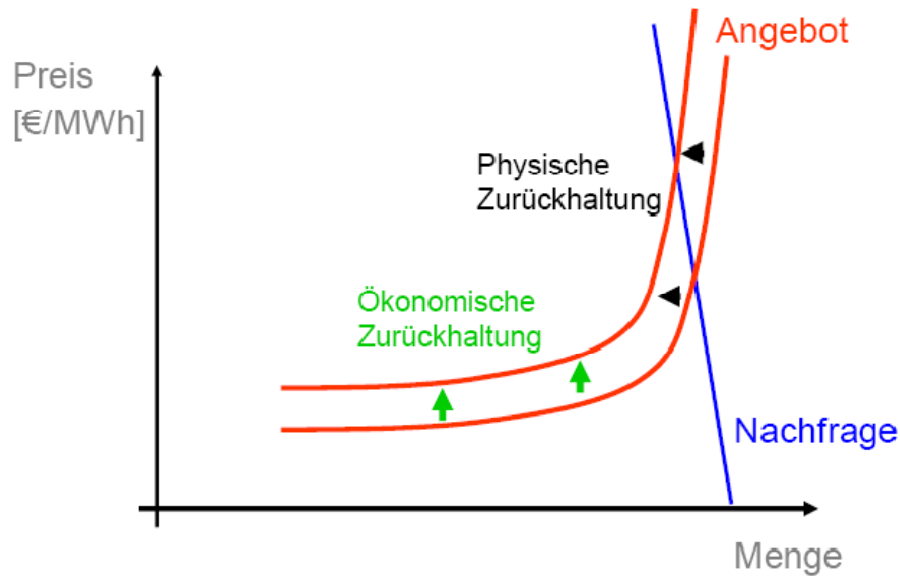


Abbildung 5: Arten der Kapazitätsrückhaltung (Ockenfels, 2008, S. 38)

In Abbildung 6 erkennt man, dass durch die Rückhaltung bestimmte Kraftwerke nicht zum Zug kommen, obwohl deren Grenzkosten unter dem Auktionspreis liegen.

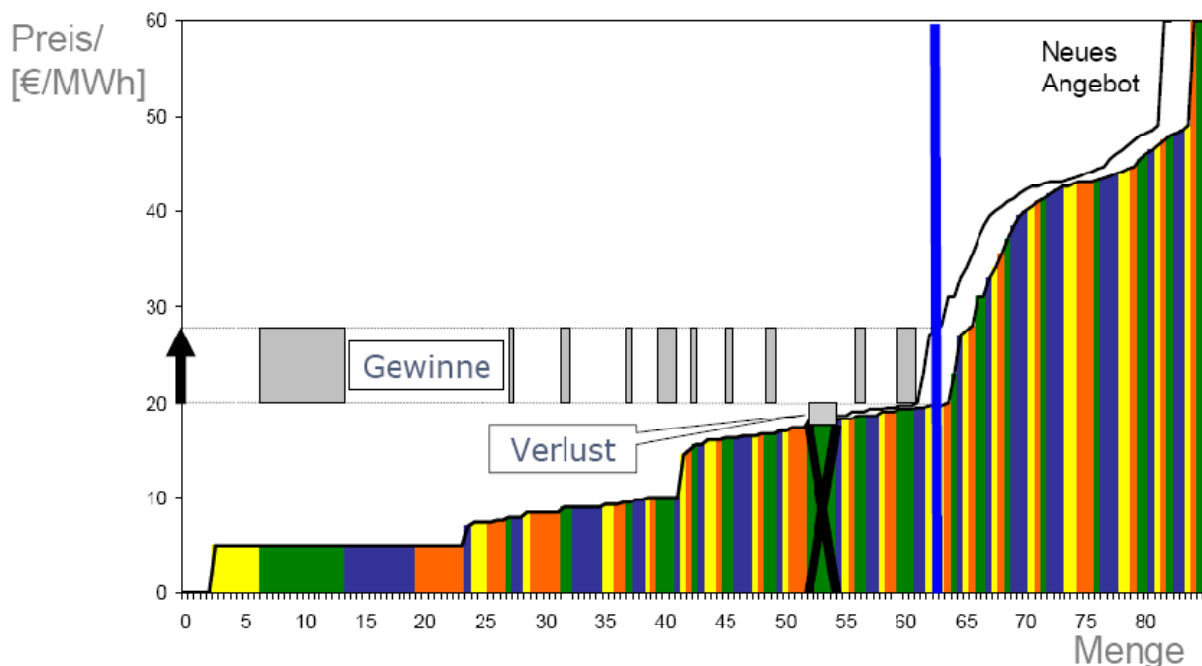


Abbildung 6: Preiserhöhung durch Kapazitätsrückhaltung (Ockenfels, 2008, S. 18)

Da es jedoch in der Realität keinen Markt mit perfektem Wettbewerb gibt, kann ein gewisses Maß an Marktmanipulation, durch Zurückhaltung, in jedem Strommarkt vorkommen. Diesem Umstand wirkt die Einführung eines Terminmarktes entgegen. Ein Anbieter der den Großteil seiner Produktionsmenge (z.B.: 99%) bereits über den Terminmarkt verkauft hat, hat keinen Anreiz mehr, den Strompreis durch Kapazitätsrückhaltung in die Höhe zu treiben. Der Grund liegt in der Preishöhe, der über den Terminmarkt veräußerten Kontrakte, welche in der Regel über den Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks liegen.

Physische Zurückhaltung: Verfügbare Kraftwerke werden nicht in der Auktion angeboten.

Zudem kommt, dass die Nachfragekurve am Terminmarkt wesentlich elastischer ist als am Spotmarkt. Energiemärkte mit einem hohen Verkaufsanteil am Terminmarkt bieten somit einen geringeren Anreiz, den Marktpreis durch Kapazitätsrückhaltung künstlich zu erhöhen (Ockenfels, 2008, S. 16-21).

### 2.3.4. Angebotsgrenzen

In fast allen Strommärkten bieten Bid Caps und Price Floors den Teilnehmern der Auktionen Schutz vor zu hohen bzw. zu niedrigen Energiepreisen. Das Angebotslimit (Bid Cap) stellt den maximalen Preis der Einheit und der Price Floor den Mindestpreis dar. Der Vorteil der Preis caps liegt in der Verringerung des Anreizes Kapazität zurückzuhalten.

Im Falle eines Engpasses würden die Strompreise bis weit über die Erzeugungskosten hinaus in die Höhe des VoLL steigen. Wird nun dieser Preis jedoch durch eine Preisschwelle begrenzt, so kann dies zur Verringerung von Investitionsanreizen führen.

Die Realität sieht jedoch so aus, dass Preisgrenzen kaum, bzw. im Spotmarkt gar nicht umgesetzt werden können. Der Grund ist jener, dass sich Teilnehmer bei einem zu hohen Preis, den Strom bilateral besorgen werden.

Es gibt jedoch auch positive Aspekte der Preisschwelle von 3.000 €/MWh. Anbieter könnten davor zurückschrecken, zu teuer anzubieten und in die Nähe des Preis caps zu stoßen, da dies eventuell politische oder regulative Eingriffe zur Folge hätte. Auch Eingabefehler bei der Angebotserstellung können so beseitigt werden. Bis jetzt ist jedoch noch kein EEX Auktionspreis an die 3.000 €/MWh Grenze gestoßen.

Eine Besonderheit der EEX sind die möglichen negativen Strompreise. Aufgrund der sehr kostenintensiven Anfahr- und Stillsetzungsdauer, kommt es den Betreibern von Must-Run-Kraftwerken billiger, für die Stromabnahme zu zahlen, als das Kraftwerk nieder zu fahren (Ockenfels, 2008, S. 34-36).

### 2.3.5. Ausgleichsenergiemarkt

Um Verbraucher jederzeit mit hoher Zuverlässigkeit versorgen zu können, muss ständig genau so viel in das Netz gespeist werden, wie entnommen wird. Dafür sind die Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Zu diesem Zweck wird ein gewisser Teil der vorhandenen Kapazität für die Verwendung als Regelleistung zurückgehalten.

Bei Ausgleichsenergie handelt es sich um die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug, oder der tatsächlichen Lieferung von elektrischer Energie einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode (APCS, 2010b, S. 2).

Ausgleichsenergie wird in drei Teile unterteilt:

- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung
- Tertiärregelleistung/Minutenreserveleistung

Primärregelleistung (innerhalb von 30 Sekunden) und Sekundärregelleistung (innerhalb von 5 Minuten), werden automatisch von den regelfähigen Kraftwerken bereitgestellt. Liegt der Engpass länger vor, so wird die weiter benötigte Leistung von der sogenannten Minutenreserveleistung gedeckt. Diese Leistung muss innerhalb von 15 Minuten einsatzfähig sein (APCS, 2010).

#### 2.3.5.1. Markt der Primärregelleistung

Das Marktgebiet der EEX ist in verschiedene Regelzonen unterteilt. Innerhalb dieser ist der Regelzonenführer für den reibungslosen Energieaustausch verantwortlich. Dies beinhaltet

auch die Einhaltung der Versorgungssicherheit, sowie Leistung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten. Anhand von Abbildung 7 erkennt man, dass zur Bereitstellung von Primärregelleistung positive sowie negative Energiebereitstellung<sup>28</sup> benötigt wird.

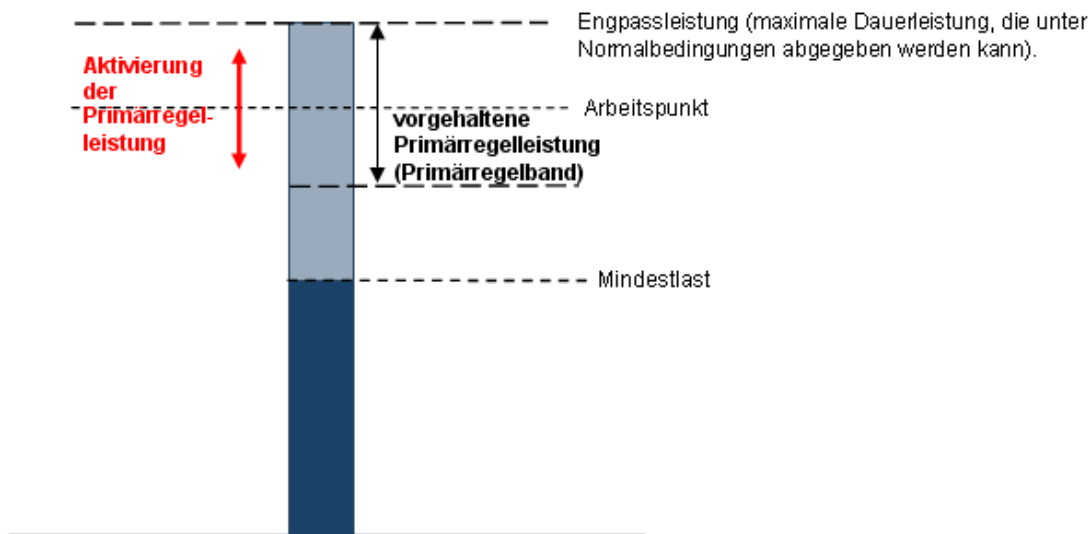


Abbildung 7: Funktion der Primärregelleistung (APG, 2010)

Im gesamten Bereich Kontinentaleuropas<sup>29</sup> müssen als Primärregelleistung  $\pm 3000$  MW ständig vorhanden sein. Der zu bereitstellende Anteil an Primärregelleistung der einzelnen Regelzonen hängt von der gesamten jährlichen Erzeugung im Verhältnis zu der gesamten regionalen Gruppe ab.

Die Teilnahme der einzelnen Erzeugungsunternehmen wird über ein Ausschreibungsverfahren geregelt. Teilnahmeberechtigt sind alle Kraftwerke, welche die von der ENTSO-E vorgeschriebenen, technischen Qualifikationen erfüllen<sup>30</sup>. Zuerst wird ein Antrag zur Präqualifikation von den teilnehmenden Erzeugungsunternehmen ausgefüllt. Innerhalb von 6 Wochen wird dieser Antrag evaluiert und es wird über die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren entschieden. Erfolgt der positive Bescheid, hat das Unternehmen einen Monat lang Zeit, um den Rahmenvertrag zu unterzeichnen. Dieser Rahmenvertrag regelt die Verhältnisse zwischen Anbieter und Regelzonenführer und ist für alle Teilnehmer gleich. Dieser Vertrag verpflichtet jedoch noch nicht zur Bereitstellung einer gewissen Menge an Primärregelleistung, sondern erlaubt lediglich die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren. Er hat eine Gültigkeitsdauer von 3 Jahren (APG, 2010).

#### 2.3.5.2. Ausschreibungsverfahren

Die Beschaffung der erforderlichen Menge an Primärregelleistung erfolgt über ein Ausschreibungsverfahren. Der Ausschreibungszeitraum geht von Montag 0.00 h bis Sonntag 24.00 h. Das Ausschreibungsverfahren findet immer am Mittwoch vor Beginn des Ausschreibungszeitraums statt.

<sup>28</sup> Positive Energie bei kurzfristigem Verbrauchsüberschuss und negative Energie bei kurzfristigem Erzeugungsüberschuss.

<sup>29</sup> Irland, GB, Skandinavien und die baltischen Staaten bilden eigene regionale Gruppen. Der Rest von Europa wird zur regionalen Gruppe von Kontinentaleuropa zusammengefasst.

<sup>30</sup> Reaktionsfähigkeit der Steuerungseinheiten sowie Erfassbarkeit der Frequenzänderung von max. 10mHz. Die vereinbarte Leistung pro Kraftwerk muss nach 15 Sekunden zu 50% verfügbar sein und spätestens nach 30 Sekunden zu 100%. Diese Leistung müssen die Erzeugungsunternehmen bis zu 15 Minuten bereitstellen können. (UCTE, 2009, S. P1-7)

Erzeugungsunternehmen haben von 9.00 h bis 15.00 h die Möglichkeit Angebote (Preis und Leistung) abzugeben. Die Mindestmenge an Leistung beträgt  $\pm 2$  MW und kann jeweils in ganzen MW-Schritten erhöht werden. Die angebotene Leistung beinhaltet positive sowie negative Leistung. Ist die Ausschreibung beendet, so werden die Angebote nach steigendem Preis sortiert. Den Zuschlag erhalten alle Angebote, bis zum Erreichen der erforderlichen Menge an Primärregelleistung. Wird diese Menge an Leistung nicht erreicht, so findet am folgenden Tag (Donnerstag) eine zweite Ausschreibung statt. Die Ergebnisse werden ab 15.30 h veröffentlicht (APG, 2010).

#### 2.3.5.3. Verrechnung der Primärregelleistung

Die Verrechnung der Primärregelleistung wird von den jeweiligen Regelzonenführern durchgeführt<sup>31</sup>. Alle Kraftwerke innerhalb der Regelzone mit einer Engpassleistung von  $\geq 5$  MW müssen die Kosten der Primärregelleistung in Abhängigkeit zu deren gesamten Jahreserzeugung tragen. Die Zahlungen erfolgen alle 3 Monate, wobei hier vorerst nur ein pauschalierter Wert herangezogen wird. Die Endabrechnung wird nach Jahresabschluss durchgeführt und die quartalsmäßigen Zahlungen korrigiert (APG, 2010).

#### 2.3.5.4. Sekundärregelleistung

Die Verrechnung von Sekundärregelenergie und Minutenreserve wird in Österreich von APCS Power Clearing & Settlement GmbH. durchgeführt<sup>32</sup>.

Die Sekundärregelleistung wird über eine Woche summiert und die erbrachte Energie im Nachhinein ausgeschrieben. Diese Energie wird von APCS nachträglich mit den betroffenen Erzeugungseinheiten mittels Naturalaustausch rückverrechnet. Für die Ausschreibung wird eine Umwertung der Energie vorgenommen. Erzeuger bekommen die Energie als Spitzenlastprodukt zurück (9.00 h-20.00 h). Die Erzeugungsunternehmen müssen die Hälfte der bezogenen Energie als Grundlastprodukt (0.00 h-24.00 h) refundieren.

Die Auktion der Sekundärregelenergie wird über die österreichische Strombörse Energy Exchange Austria (EEXA) abgewickelt<sup>33</sup> (APCS, 2010).

#### 2.3.5.5. Minutenreserveleistung

Alle Marktteilnehmer, welche die technischen Voraussetzungen besitzen um von APCS qualifiziert zu werden, können am Day-Ahead Markt teilnehmen um dort Minutenreserveleistung zu veräußern. Der Regelzonenführer muss sich zuvor absichern, dass die angebotene Leistung der Unternehmen auch tatsächlich, innerhalb der von der UCTE vorgeschriebenen Zeit von zehn Minuten, bereitstellen kann. APCS stellt den Teilnehmern eine elektronische Plattform zur Verfügung, an der die Teilnehmer ihre Gebote abgeben können. Alle getätigten Gebote sind bindend (APCS, 2010). Die Angebote beinhalten die Identifikationsnummer des Anbieters, die Dauer und Höhe der vorgehaltenen Leistung sowie den Energiepreis. Die Gebote müssen jeweils bis um 16.00 h am Vortag abgegeben werden. Für die Folgetage von Feiertagen wird die Auktion am letzten Wochentag davor abgehalten. Diese Angebote werden von APCS nach der Merit Order gereiht. Die Gebote müssen weiters in 4-Stundenblöcken erfolgen. Der maximale Angebotspreis für 1 MWh Ausgleichsenergie liegt bei 3.000 €. Für die Aufnahme von Ausgleichsenergie bei 500 €/MWh. Bei Bedarf wird die angebotene Ausgleichsenergie vom Regelzonenführer telefonisch angefordert (APCS, 2010a, S. 6).

<sup>31</sup> In Österreich finden die Ausschreibungen auf der Internetplattform [www.regelleitung.at](http://www.regelleitung.at) statt.

<sup>32</sup> [www.apcs.at](http://www.apcs.at)

<sup>33</sup> Nur für die Regelzone des Verbunds. In Deutschland finden die Ausschreibungen der einzelnen Ausgleichsleistungen auf der Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) statt.

Für den Fall, dass zu wenige Angebote für Ausgleichsenergie abgegeben werden, sind sogenannte Market Maker (MM) eingeführt worden. Der Regelzonenführer gibt die erwartende Menge an Minutenreserve dem Bilanzgruppenkoordinator (BKO) bekannt. Dieser muss diese Menge an Energie bereitstellen. MM können ebenfalls Gebote in den Day Ahead Markt stellen, welche bei den normalen Geboten in der Merit Order eingereicht werden (APCS, 2010a, S. 8). Die Abrechnung des Leistungspreises erfolgt sieben Tage nach dem Monatsende rückwirkend.

Da es sich beim Marktgebiet der EEX und im speziellen die Regelzone der APG um ein offenes Netz handelt, findet auch regelmäßig, ungewollter Austausch zwischen den einzelnen Regelzonen statt. Diesen Austausch übermittelt der Regelzonenführer monatlich an APCS. Die Mengen des Austauschs werden von den Marktteilnehmern täglich an der EEXA erstanden. Diese zusätzlichen Kosten werden den normalen viertelstündigen Clearingpreisen aufgeschlagen (APCS, 2010). Abbildung 8 zeigt einen Kostenvergleich der unterschiedlichen Arten von Ausgleichsenergie für das Jahr 2010.

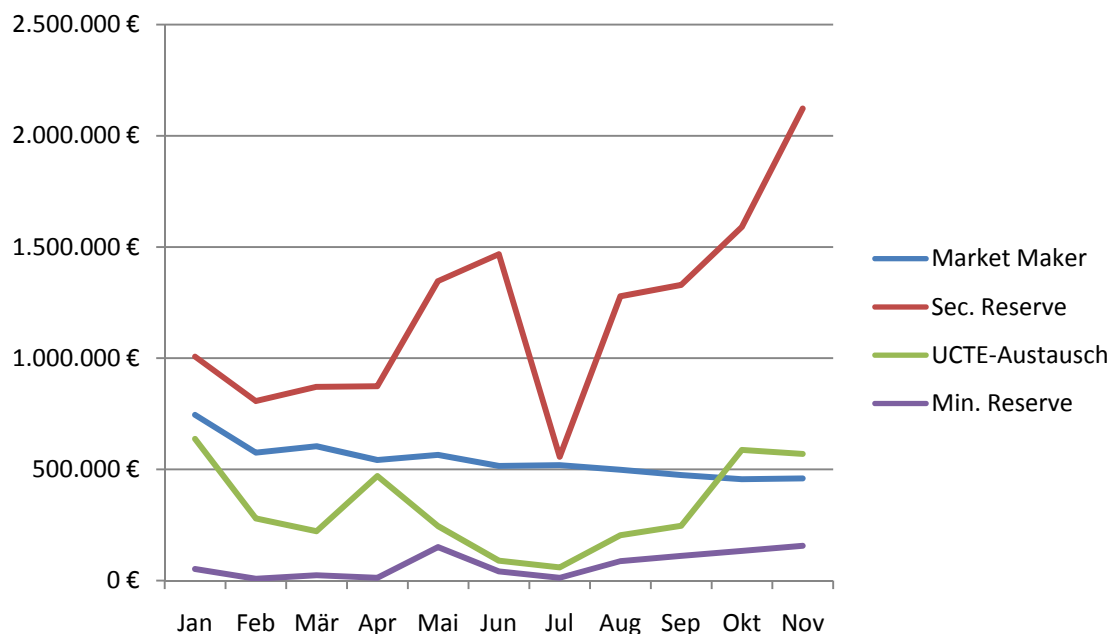


Abbildung 8: Kosten der Ausgleichsenergie von Jänner bis November 2010 (APCS, 2010)

## 2.4. Vor- und Nachteile des reinen Energiemarktes

Beim reinen Energiemarkt handelt es sich um die einfachste Marktgestaltung eines Elektrizitätsmarktes. Auch die erforderlichen Aufwendungen an die Regulierung sind sehr gering gehalten, da sich ein optimaler Energiemarkt aufgrund des Wettbewerbes, selbst reguliert. Es ist keine Vorschreibung einer Reservekapazität nötig.

Theoretisch tritt bei korrekter Preissetzung der auftretenden Lastspitzen in diesem Marktmodell kein Missing Money Problem auf. Auftretende Preisspitzen während Engpässen müssen bis in die Höhe des VoLL reichen und dürfen nicht von einem darunter liegenden Preiscap beschränkt werden. Die Höhe des VoLL ist jedoch sehr schwer zu bestimmen und muss administrativ durchgeführt werden. Folglich besteht bei der praktischen Anwendung dieses Marktmodells die Möglichkeit eines Auftretens des Missing Money Problems.

Auf der einen Seite werden diese Preisspitzen für Anreize in Neuanlagen benötigt, andererseits stellen diese aufgrund der schweren Prognostizierbarkeit ein Investitionsrisiko dar. Zusätzlich ist es bei auftretenden Preisspitzen sehr schwer zu differenzieren, ob es sich um Engpässe oder Ausnutzung von Marktmacht handelt. Um sich nicht alleine auf die Erlöse durch Preisspitzen verlassen zu müssen, können Versorgungsunternehmen längerfristige bilaterale Verträge mit den Erzeugungsunternehmen abschließen. Dies führt zwar zu einer Stabilisierung der Einnahmen der Kraftwerksbetreiber, resultiert jedoch in einer Verzerrung des gewünschten Preissignals für neue Investitionen.

Das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit kann von jedem Versorgungsunternehmen selbstständig gewählt werden<sup>34</sup>. Somit ist keine vorgeschriebene Kapazitätsmenge zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nötig. Da dies jedoch in der Realität noch nicht praktikierbar ist, verliert der reine Energiemarkt viel von seiner Funktionstüchtigkeit (The Brattle Group, 2009, S. 36f).

Beim reinen Energiemarkt der EEX steht der Preisbildungsmechanismus bei den Auktionen im Einklang mit den Empfehlungen der Forschung im Strommarktdesign. Die Investitionsanreize werden durch den Börsenpreis gesteuert.

Dabei stellt sich die Frage, ob die gegebenen Investitionsanreize ausreichend sind und nicht durch das Preis cap und der vorgeschriebenen Reserve verzerrt werden (Ockenfels, 2008, S. 60f).

Ein Problem an diesem Börsenmodell stellt der rein finanzielle Handel von Energie an der Strombörse dar<sup>35</sup>. Innerhalb des Marktgebietes werden beim Energiehandel keine physikalischen Energieflüsse betrachtet. Dies spielt insofern noch eine untergeordnete Rolle, da es innerhalb des Börsegebietes der EEX kaum Netzengpässe gibt. In Zukunft könnte dies jedoch zu einem Problem werden, da das Modell der Strombörse keine Anreize in lokale Neubauten setzt und der Bau einer Übertragungsleitung aufgrund politischer und gesellschaftlicher Bestimmungen immer schwieriger wird (Süßenbacher, 2011, S. 159).

Vorteile	Nachteile
Einfaches und transparentes Marktdesign	Preisschwankungen stellen ein Risiko für Investitionen dar.
Kein Missing Money Problem bei richtiger Preissetzung zu Spitzenlastzeiten → nicht unter VoLL	Anlass der Preisspitzen ist schwer zu ermitteln: Engpass oder Marktmacht!
Kein vorgeschriebenes Maß an Kapazität notwendig → Zubau durch gewünschtes Maß an Versorgungssicherheit (theoretisch).	Richtige Berechnung von VoLL sehr kompliziert und muss administrativ durchgeführt werden.
Preisfindungsmechanismus	Versorgungsunternehmen sichern sich durch bilaterale Verträge gegen Preisspitzen ab. Dies führt zu einer Verzerrung des gewünschten Preissignals für Investitionen.
	Rein finanzieller Handel → keine Betrachtung des physikalischen Energieflusses.

**Tabelle 7: Vor- und Nachteile des reinen Energiemarktes**

<sup>34</sup> Unterschiedliches Maß an Versorgungssicherheit bis jetzt nur im theoretischen reinen Energiemarkt möglich.

<sup>35</sup> Ausgenommen der grenzüberschreitende Energietransport → physikalische Übertragungsrechte

## 3. Kapazitätsmechanismen

Bei einer Anwendung eines reinen Energiemarktes kann es zu erheblichen Problemen in Bezug auf Ersatzinvestitionen kommen, was eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zur Folge hat. Ein Teil dieser Probleme kann mit der Implementation eines Kapazitätsmechanismus behoben werden. Durch zusätzliche Kapazitätszahlungen soll den Erzeugungseinheiten die Erwirtschaftung des Deckungsbeitrages erleichtert werden.

Bei Kapazitätsmechanismen kann man im Groben zwischen zwei Arten unterscheiden.

- Preisbasierte Mechanismen: Hier wird die Erzeugungskapazität über den Preis reguliert (administrative Kapazitätszahlungen; operative Reserve, strategische Reserve).
- Mengengbasierte Mechanismen: Hier wird die Erzeugungskapazität über eine vorgeschriebene Menge reguliert (Kapazitätsverpflichtungen, Reliability Contracts, Capacity Subscriptions).

### 3.1. Administrative Kapazitätszahlungen

#### 3.1.1. Funktion der administrativen Kapazitätszahlungen

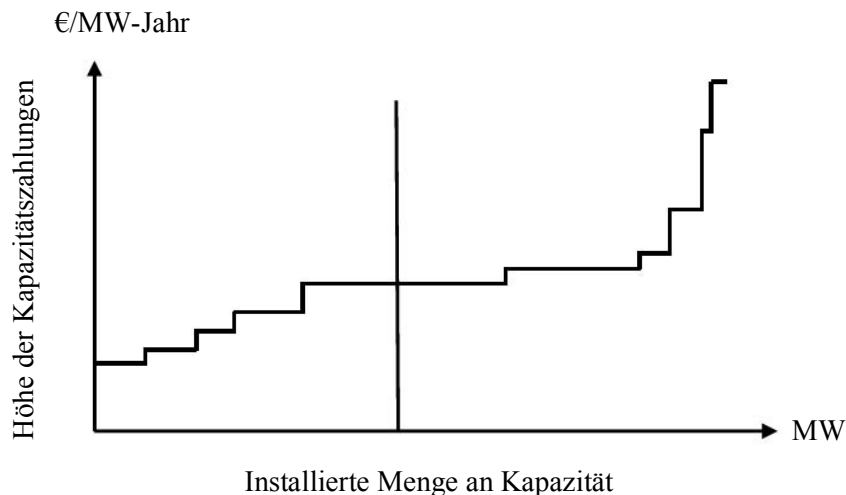
Das Modell der administrativen Kapazitätszahlungen ist eines der ältesten Konzepte. Bei diesem Mechanismus bekommen alle Erzeugungseinheiten, die ihre Kapazitäten in Spitzenzeiten zur Verfügung stellen, im Voraus ermittelte, zusätzliche Zahlungen, sogenannte Kapazitätszahlungen. Die Idee dahinter ist jene, dass durch die zusätzlichen Zahlungen der zu erwirtschaftende Anteil der Fixkosten verringert wird. Dies hat eine Verlagerung des Marktgleichgewichtes zugunsten des Ausbaues in neue Kapazitäten zur Folge. Kapazitätszahlungen werden oftmals in Koordination mit Preis caps am Energiemarkt eingeführt. Aufgrund der Fairness ist es allen Kraftwerkstypen innerhalb des Marktgebietes möglich diese Zahlungen zu beantragen. Dies soll den Wettbewerb fördern und zugleich die Stillsetzung alter Kraftwerke verzögern.

Im einfachsten Fall handelt es sich bei diesen Kapazitätszahlungen rein um einen Zuschuss, der keine Verpflichtungen oder Zuverlässigkeit der Lieferung voraussetzt. Dies soll zu einer Stabilisierung der Einnahmen von Erzeugungsanlagen, im Besonderen von Spitzenlasteinheiten führen. Durch Kapazitätszahlungen erwirtschaften die Spitzenlasteinheiten regelmäßig Deckungsbeiträge, nicht wie im Modell des reinen Energiemarktes, nur in Spitzenlastzeiten.

Das Konzept der administrativen Kapazitätszahlungen weist jedoch zwei gravierende Schwachstellen auf. Die Kraftwerksbetreiber besitzen keine Verpflichtung die Kapazität, für welche sie Zahlungen erhalten, auch bereitzustellen und besitzen indirekt keinen Anreiz in neue Anlagen zu investieren. Folglich ist es unklar welchen Nutzen die zahlenden Verbraucher daraus ziehen können. Es wird zwar das Investitionsrisiko verringert, jedoch erfolgt die Identifikation des wahren Kapazitätsbedarfs nicht so eindeutig wie in einem reinen Energiemarkt. (DeVries, 2006, S. 24)

Zweitens ist es nahezu unmöglich die optimale Höhe dieser Kapazitätszahlungen zu berechnen. Die Kapazitätsnachfragekurve ist sehr steil, im Gegensatz dazu verläuft die Angebotskurve der Erzeugungsunternehmen sehr moderat.





**Abbildung 9: Unelastische Nachfragekurve der Kapazität**

Man erkennt in Abbildung 9, dass bereits eine minimale Änderung der Kapazitätiszahlungen zu einer deutlichen Verschiebung des Schnittpunktes führen kann (Vázquez, Rivier, & Pérez-Arriaga, 2002, S. 7).

In diesem Marktmodell erhalten neue und bestehende Anlagen Kapazitätiszahlungen. Kommt es durch den Administrator zu einer Limitierung dieser Zahlungen aufgrund von Differenzierung, so würde dies eine Förderung des Missing Money Problems bedeuten. Es würden auch keine neue Kapazität geschaffen und zusätzlich der Markt verzerrt werden. Grundvoraussetzung ist die Deckung der Vollkosten über die gesamte Lebensdauer der Einheit. Daraus ist ersichtlich, dass Investitionen nur dann getätigt werden, wenn die kompletten Investitionskosten durch Einnahmen aus dem Energiemarkt und den Kapazitätiszahlungen über die Lebensdauer gesehen, gedeckt werden können. (The Brattle Group, 2009, S. 40).

### 3.1.2. Verschiedene Möglichkeiten der Kapazitätiszahlungen<sup>36</sup>

#### 3.1.2.1. Fixe Verfügbarkeitszahlungen

Verfügbarkeitszahlungen wurden erstmals 1982 in Chile eingesetzt. Die Zahlungen basieren auf der Verfügbarkeit einer Erzeugungseinheit. Hierbei ist es egal, ob diese Einheit zur gegebenen Zeit eingesetzt wird oder nicht. Die Höhe der Zahlungen wird administrativ bestimmt. Die Kraftwerke bekommen die Zahlung in Abhängigkeit der bereitgestellten Kapazität zur Spitzenlastzeit. Das chilenische Modell basiert dabei auf einem zweijährigen Planungshorizont. Als Strafzahlung für nicht bereitgestellte Kapazität wird die Höhe des VoLL herangezogen. Ähnlich funktioniert auch der Markt in Südkorea. Aufgrund des hohen Wirtschaftswachstums in diesen beiden Ländern ist es unumgänglich, dass genügend Investitionen in neue Ressourcen getätigt werden. Nachdem das Modell in Chile schon seit knapp 30 Jahren in Einsatz ist und es bisher keine Ressourcenknappheit gab, kann man davon ausgehen, dass das System die gewünschten Ressourcen bereitstellt.

<sup>36</sup> In Anlehnung an (The Brattle Group, 2009, S. 41-45)

### 3.1.2.2. Kapazitätzahlungen mit fallender Nachfragekurve

In Spanien ist ein Modell eines Kapazitätsmarktes im Einsatz, der ähnliche Merkmale besitzt, wie der zuvor beschriebene chilenische Ansatz. Auch hier erhalten die Kraftwerke Zahlungen für die bereitgestellte Kapazität, unabhängig davon, ob diese abgerufen wird, oder nicht. Der Unterschied besteht in der Höhe der Zahlungen. Ist wenig Reservekapazität vorhanden, so steigt der Preis bis zu einem Limit von 28 €/kW-Jahr, was einer Reserve von 10% entspricht. Ab einer Reserve von 28% wäre der Preis gleich Null und es gäbe keine zusätzlichen Zahlungen mehr. Für den Erhalt von Zahlungen sind neue Ressourcen und auch bestehende Ressourcen die ausgebaut werden, berechtigt. Die Entscheidung über die Höhe der Zahlungen wird vom Systemadministrator zum Investitionszeitpunkt festgelegt und für eine Dauer von zehn Jahren garantiert.

Ein weiterer Unterschied zu den fixen Verfügbarkeitszahlungen besteht darin, dass in Spanien keine bestehenden Kapazitäten Anspruch auf Zahlungen besitzen, sofern diese nicht einen Ausbau vorweisen können. Die Kapazitätskosten gehen als Aufschlag in die normale Stromabrechnung ein.

### 3.1.2.3. Einsatzabhängige Kapazitätzahlungen

Eine andere Methode der Kapazitätzahlungen war in Argentinien und Peru ab 1994 im Einsatz. Hier bekamen die Kraftwerke nur dann Kapazitätzahlungen, wenn die angebotene Kapazität auch tatsächlich abgerufen wurde. Für jedes MW das zwischen 6 Uhr vormittags und 11 Uhr abends abgerufen wurde, erhielten die Kraftwerksbetreiber zusätzlich 10\$/MW zum normalen Energiepreis. Dieses System war jedoch sehr manipulationsanfällig. Kraftwerksbetreiber boten unterhalb ihrer Erzeugungskosten an, damit sie eingesetzt wurden und somit Kapazitätzahlungen erhielten<sup>37</sup>. Der positive Aspekt daran war jedoch, dass pro Jahr die Kapazität um knapp 5% ausgebaut wurde. In Argentinien war dieses Modell bis zum Jahre 2002<sup>38</sup> im Einsatz. Seither werden die Investitionen in neue Kapazitäten aus einem finanziellen Pool heraus, von der Regierung getätigt.

### 3.1.2.4. Kapazitätzahlungen die auf dem VoLL basieren

In Großbritannien wurde ein Modell verwendet, in welchem alle Einheiten die eingesetzt wurden, Zahlungen erhielten. Der große Unterschied zu den davor beschriebenen Modellen lag jedoch in der Berechnung dieser Zahlungen. Diese basierte auf drei Punkten:

- Höhe der VoLL;
- Dynamische Berechnung der Möglichkeit eines Ausfalls<sup>39</sup>;
- dem minimalen Systempreis.

Das System wurde so entwickelt, dass die Kapazitätzahlungen bei genügend Kapazität gering ausfielen und bei wenig Kapazität hoch waren. Aufgrund von zu vielen Manipulationsmöglichkeiten, wurde dieses Modell jedoch abgesetzt und in einen reinen Energiemarkt (NETA) übergeführt.

## 3.1.3. Der Kapazitätsmechanismus in Spanien

### 3.1.3.1. Struktur und Aufbau des Marktes

Der Strommarkt in Spanien hatte in den letzten Jahren einen starken Anstieg des Energiebedarfs zu verzeichnen. In der Zeit 1998-2006 stieg der Bedarf um 60% an. Um

<sup>37</sup> Dieses Unterbieten wurde nur in Argentinien beobachtet. In Peru wurden die Angebote streng kontrolliert.

<sup>38</sup> Aufgrund einer schweren Wirtschaftskrise im Jahr 2002, wurde dieses System abgeschafft.

<sup>39</sup> Loss of Load Propability (LOLP)

diesen Anstieg zu decken waren auch umfangreiche Investitionen notwendig. Von 2004 bis Ende 2007 stieg die installierte Kapazität in Spanien von 70 GW auf 84 GW an. In Abbildung 10 ist die Zusammensetzung und der Ausbau des spanischen Energieparks seit 2004 dargestellt (Vives & Federico, 2008, S. 7).

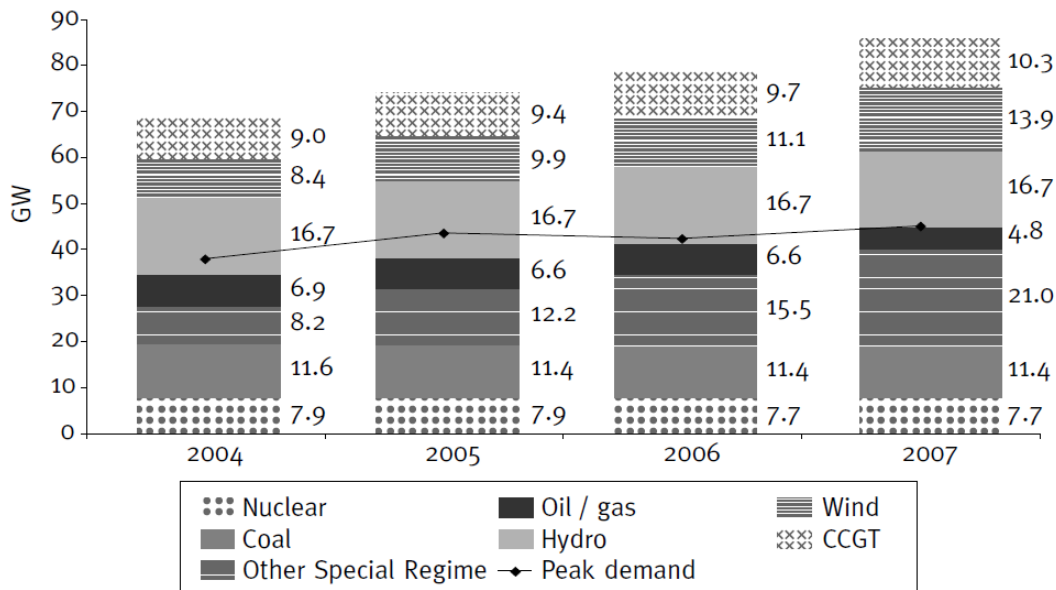


Abbildung 10: Jährliche Steigerung des Energiebedarfs in Spanien (Vives & Federico, 2008, S. 80)

Im Jahr 2007 betrug die Lastspitze knapp 45 GW. Laut der Verfügbarkeitsstatistik der einzelnen Kraftwerke der UCTE betrug zu diesem Zeitpunkt die tatsächlich verfügbare Leistung etwa 53 GW<sup>40</sup>. Die Einsatzzeiten der einzelnen Kraftwerkstechnologien werden in Abbildung 11 aufgezeigt.

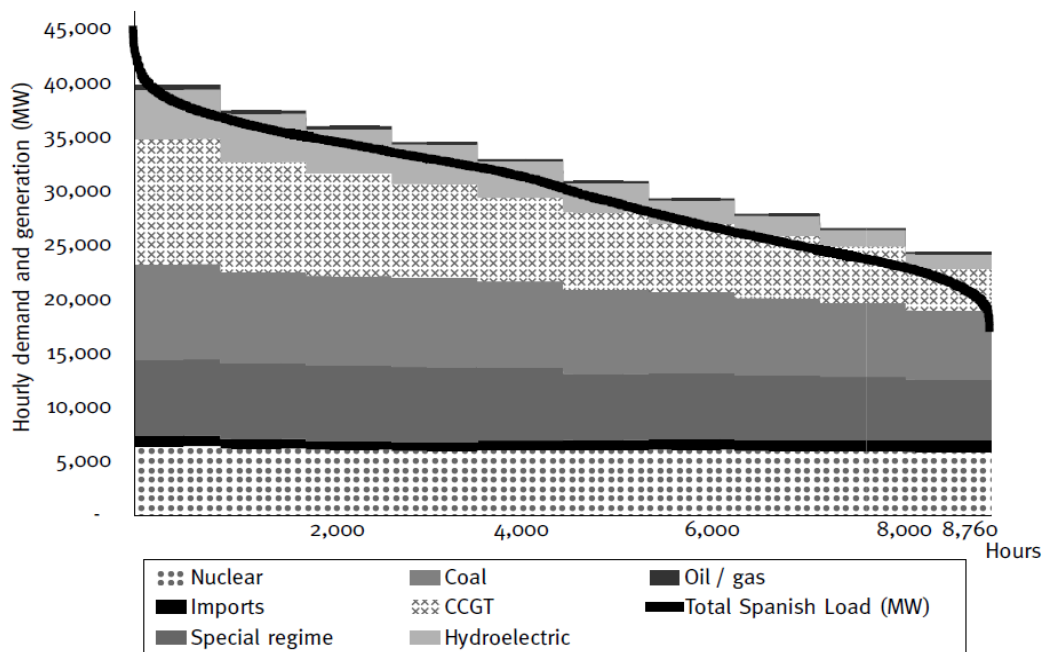


Abbildung 11: Anteile der verschiedenen Erzeugungsarten zur Jahresdauerlinie (Vives & Federico, 2008, S. 8)

<sup>40</sup> Es waren also etwa 31 GW der installierten Kapazität nicht verfügbar.

### 3.1.3.2. Einführung der Kapazitätzahlungen

Das jetzige Modell der administrativen Kapazitätzahlungen „pagos por capacidad“ ist seit 2007 in Verwendung<sup>41</sup>. Der Schwerpunkt in diesem Modell liegt darin, dass Erzeugungseinheiten zusätzliche Zahlungen zu deren Einnahmen aus dem Energiemarkt bekommen, den Kapazitätzahlungen. Mit diesen Zahlungen sollen die Kraftwerksbetreiber (vor allem von Spitzenlasteinheiten) in der Lage sein, die Fixkosten zu erwirtschaften. Weiter soll mit diesen Zahlungen auch die Investitionsbereitschaft in neue Anlagen erhöht und damit die Versorgungssicherheit verbessert werden.

Durch Verfügbarkeitszahlungen sollen Kraftwerksbetreiber zusätzlich motiviert werden, Kapazitäten zu Spitzenlastzeiten zur Verfügung zu stellen (Vives & Federico, 2008, S. 59).

### 3.1.3.3. Berechtigung zum Erhalt der Zahlungen

Zum Erhalt von Kapazitätzahlungen sind neue und bestehende Erzeugungseinheiten. Es wird jedoch zwischen kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeitszahlungen, sowie längerfristigen Investitionszahlungen unterschieden.

#### Verfügbarkeitszahlungen:

Zum Erhalt von Verfügbarkeitszahlungen, sind alle Arten der Erzeugung zugelassen. Seit Oktober 2008 wird über die Höhe der Zahlungen diskutiert<sup>42</sup>:

- Wasserkraft: 2,45 €/MWh
- GuD: 5,48 €/MWh
- Kohle: 0,81 €/MWh (Vives & Federico, 2008, S. 59)

Bei der Berechnung der verfügbaren Kapazität wird der mittlere Verfügbarkeitsgrad herangezogen und mit der installierten Leistung multipliziert (Batlle, Pérez, Vázquez, & Rivier, 2006, S. 5). Bis Jetzt wurden jedoch noch keine Verfügbarkeitszahlungen im Kapazitätsmarkt von Spanien implementiert.

#### Investitionszahlungen:

Zum Erhalt von Investitionszahlungen sind folgende Anlagen berechtigt:

- Neue Anlagen: Zu neuen Anlagen werden alle Erzeugungseinheiten mit einer installierten Kapazität von mehr als 50 MW gezählt
- Bestehende Anlagen: Bestehende Anlagen sind nur dann zum Erhalt von Kapazitätzahlungen berechtigt, wenn sie einen großen Umbau aufgrund der Steigerung der Effizienz, oder Investitionen in den Umweltschutz<sup>43</sup> vorweisen können (Vives & Federico, 2008, S. 59).

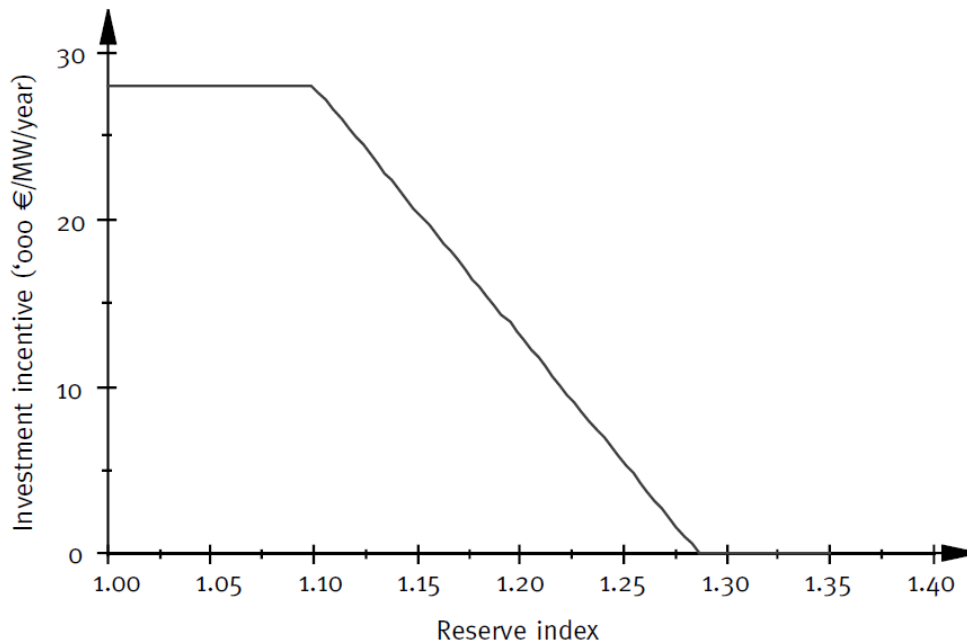
### 3.1.3.4. Berechnung der Kapazitätzahlungen

Die Höhe der Kapazitätzahlungen wird rein administrativ, nach einer abfallenden Funktion des Reserveindex (RI), festgelegt (siehe Abbildung 12). Dabei beträgt die minimale Reservemenge 10% der prognostizierten Lastspitze. Liegt die systemweite Reserve darunter, verringern sich die Zahlungen bis zu dem Punkt an dem die Reserve 28% überschreitet. Ab diesem Punkt erhalten Kraftwerke keine zusätzlichen Zahlungen mehr.

<sup>41</sup> Bei „garantía de potencia“ handelte es sich um das alte Modell der Kapazitätzahlungen, welches seit 1998 im Einsatz war. Aufgrund starker Kritik wurde dieses jedoch 2007 reformiert und in das „pagos por capacidad“ umgewandelt.

<sup>42</sup> Dabei handelt es sich nur um eine Empfehlung des Übertragungsnetzbetreibers. Bis jetzt sind noch keine Verfügbarkeitszahlungen implementiert worden.

<sup>43</sup> Z.B. Einbau einer Entschwefelungsanlage bei Kohlekraftwerken



**Abbildung 12: Abhängigkeit der Kapazitätzahlungen vom Reserveindex (Vives & Federico, 2008, S. 60)**

Ein weiterer wichtiger Punkt in diesem Modell ist auch der Zeitpunkt der Investition. Dieser wird nämlich für die Ermittlung der Kapazitätzahlungen herangezogen, welche zehn Jahre lang in Folge ausbezahlt werden.

Bei einem Reserveindex von 1.10, also einer vorhandenen Reservemenge von 10%, erhält jedes verfügbare MW des Kraftwerks 28.000 € im Monat und das über zehn Jahre hinweg. Ein 400 MW Kraftwerk würde zum Beispiel eine gesamte Zahlung in den zehn Jahren von 112 Mio. Euro erhalten. Steigt der RI so verringern sich die Zahlungen linear nach der Formel:

$$\text{Kapazitäts Zahlungen} = 193,000 - 150,000 \times RI \quad [3.1]$$

Setzt man für RI den gewünschten Reserveindex ein, erkennt man, dass sich die Zahlungen um ca. 1.500 € pro Prozentpunkt an Reservekapazität im Jahr verringern (Vives & Federico, 2008, S. 59).

### 3.1.3.5. Verrechnung an die Endkunden.

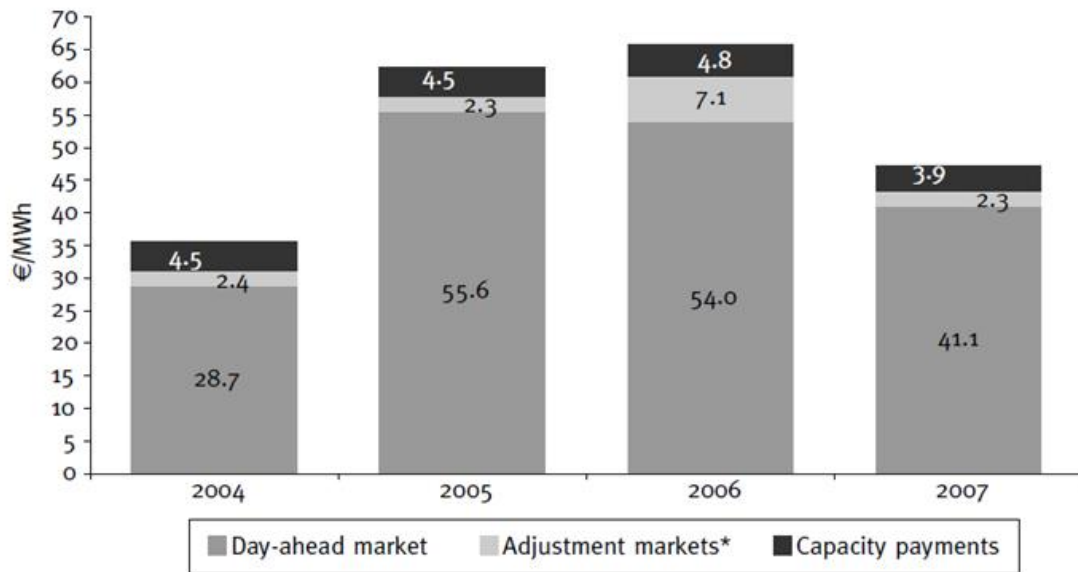


Abbildung 13: Verrechnung der Endkunden (Vives & Federico, 2008, S. 93)

In Abbildung 13 ist die Zuteilung des Energiepreises dargestellt. Er besteht aus dem Day-Ahead Preis, dem Preis aus den Ausgleichsmärkten und den Zuschlägen der Kapazitätzahlungen. Die Verrechnung an die Endkunden erfolgt mittels eines Aufschlags auf den Energiepreis.

### 3.1.3.6. Ergebnisse des spanischen Modells

Technology	Power(MW) 2005	Power(MW) 2007	Power(MW) 2008
CCTG	12.258	20.957	21.667
Fuel+Gas (con)	6.647	4.810	4.418
Coal	11.565	11.357	11.359
Nuclear	7.876	7.716	7.716
Hydraulic	16.657	16.658	16.658
Wind	---	13.909	15.576
Special Regime	18.892	10.291	12.552
Total	73.895	85.698	89.944

Tabelle 8: Installierte Kapazität 2005-2008 (CNE, 2006, S. 36); (CNE, 2009, S. 30)

Seit der Einführung des neuen Kapazitätsmodells wurden vor allem Investitionen in GuD-Anlagen getätigt. Auch der Ausbau von Windkraft wurde stark forciert. Insgesamt erfolgte ein Ausbau der installierten Erzeugungskapazität von knapp 18% innerhalb von 3 Jahren. Man kann also davon ausgehen dass der verwendete Mechanismus Investitionen in den Kraftwerkspark fördert.

### 3.1.4. Vor- und Nachteile der administrativen Kapazitätzahlungen

Bei den administrativen Kapazitätzahlungen handelt es sich um einen sehr flexiblen Mechanismus, der zur Lösung des Missing Money Problems beitragen kann. Des weiteren sollen die Investitionsbereitschaft und die Ressourcenverfügbarkeit erhöht und das Investitionsrisiko gegenüber dem reinen Energiemarkt verringert werden.

Der Nachteil des Systems ist, dass es aufgrund der administrativ bestimmten Zahlungen zu erheblichen Abweichungen vom gewünschten Preissignal kommen kann. Da die Erzeugungsunternehmen ihre Verkaufsbereitschaft nicht offenlegen müssen, kann die Verfügbarkeit der Ressourcen falsch aufgefasst werden. Ohne dieses Feedback des Marktes kann es leicht zu Fehlinvestitionen oder zu Überzahlungen der Kapazitätsanbieter kommen (The Brattle Group, 2009, S. 47).

In Spanien wird das gewünschte Maß an Reservekapazität vom Regulator mittels einer künstlichen Nachfragekurve bestimmt. Durch diese abfallende Kurve des Reserveindex wird die Höhe der Kapazitätzahlungen bestimmt und der Investitionsanreiz in neue Anlagen erhöht oder gesenkt. Es stellt sich jedoch die Frage, warum diese Zahlungen administrativ über einen komplexen Preisfindungsmechanismus ermittelt werden müssen und nicht vom Markt selbst gewählt werden können. Über die Einführung einer Auktion wird bereits diskutiert.

Bei diesem Modell sinken die Kapazitätzahlungen bei einem steigenden Reserveindex. Aufgrund der abfallenden Reservekurve werden Unternehmen bis zum Erreichen des gewünschten Reserveindex investieren. Die Spekulation, einen hohen Kapazitätspreis zu erlangen, kann zu einer Verzögerung von Investitionen führen, wodurch der Reserveindex unter einen Wert von 1.10 sinken kann. Das Gegenteil der sogenannten Überinvestition ist ebenfalls möglich. Jeder Investor versucht bei einem niedrigen Reserveindex als erster Kapazitätzahlungen zu erhalten, da diese ja mit steigendem Index fallen.

Problematisch wirkt sich auch die lange Zeitspanne zwischen Investition und der Inbetriebnahme des Projektes aus, da die Zahlungen auf der Höhe des Reserveindex beruhen, wenn das Kraftwerk in Betrieb geht. Dies wirkt sich besonders bei kleineren Unternehmen stark auf Investitionsentscheidungen aus, da diese oft nicht die Marktübersicht besitzen und auch Preise nicht so gut vorhersehen können, wie große Unternehmen (Vives & Federico, 2008, S. 124-129).

Ein positiver Aspekt bei diesem Modell ist sicherlich die separate Abgeltung von Leistung und Energie. Dies ist beim Börsenmodell der EEX nicht der Fall.

Administrative Kapazitätzahlungen können zur Lösung des Missing Money Problems beitragen, wenn die Feinabstimmung des Marktes korrekt funktioniert. Durch die zusätzlichen Kapazitätzahlungen bekommen die Erzeugungseinheiten die Möglichkeit den fehlenden Deckungsbeitrag aus dem Energiemarkt zu erwirtschaften. Um dabei Überzahlungen zu vermeiden, wird am Energiemarkt ein relativ niedriges Preiscap<sup>44</sup> eingeführt. Es ist sehr schwer die Höhe der Kapazitätzahlungen und des Preiscaps exakt aufeinander abzustimmen. Zusätzlich müsste bei diesen Zahlungen auch zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen unterschieden werden und nicht nur zwischen neuen und bestehenden Anlagen.

Hinzu kommt, dass Anlagen aufgrund der fixen Zahlungen keinen Anreiz haben, bei Engpässen tatsächlich Energie bereitzustellen. Ein Lösungsansatz für dieses Problem wäre die Einführung von Verfügbarkeitszahlungen, worüber im spanischen Markt noch diskutiert wird. Die Kapazitätzahlungen werden als Aufschlag auf die Stromrechnung den Endkunden weiterverrechnet.

<sup>44</sup> In Spanien liegt das Preis cap am Energiemarkt momentan bei 180,3 €/MWh. Zum Vergleich, bei der EEX liegt dies bei 3000 €/MWh.

Vorteile	Nachteile
Differenzierung zwischen neuen und bestehenden Anlagen möglich.	Preise werden administrativ ermittelt. Dies kann zu einer Verzerrung des Preissignals führen
Energie und Leistung werden separat abgegolten	Erzeuger müssen Verkaufsbereitschaft nicht offenlegen → Fehlendes Feedback des Marktes
Verringert die hohen Preisschwankungen und trägt somit zur Verringerung des Investitionsrisikos bei (Preis cap am Energiemarkt erforderlich!)	Änderungen der Kapazitätzahlungen nur wenig transparent → erhöhtes Investitionsrisiko
	Kein Anreiz Energie tatsächlich bereitzustellen

**Tabelle 9: Vor- und Nachteile der administrativen Kapazitätzahlungen**



## 3.2. Strategische Reserve

Eine weitere, relativ simple Methode ist der Erwerb sogenannter strategischer Reserve von Erzeugungseinheiten durch den Systemoperator, auf welche nur in Notfällen zugegriffen wird. Durch Kauf oder Leasing<sup>45</sup> einer bestimmten Kapazitätsmenge, welche als operative Reserve vorhanden ist, kommt es zu einer Verknappung des Angebots am Strommarkt. Dies erhöht den Anreiz in neue Erzeugungsanlagen zu investieren, da durch die Verwendung der strategischen Reserve ein Teil der Kapazität nicht vermarktet werden kann. Je mehr Kapazität als strategische Reserve kontrahiert wird, desto höher steigt der Strompreis und es wird eher in neue Anlagen investiert. Nach einer gewissen Zeit soll sich die gewünschte Menge an verfügbarer Erzeugungskapazität wieder einstellen, welche zuvor ohne die strategische Reserve verfügbar war. Der Systembetreiber hat somit eine größere Menge an Reservekapazität auf die er zugreifen kann. Kommt es trotzdem zu Engpässen, kann sich der Systembetreiber durch das Aufrufen der Reserve vor Ausfällen schützen (DeVries, 2006, S. 25).

### 3.2.1. Funktion der strategischen Reserve

Das Aufrufen der Reserve erfolgt entweder bei überschreiten eines gewissen Preises, oder bei unterschreiten einer bestimmten verfügbaren Reservekapazität.

- **Regelung mittels Reservekapazität:** Sobald die benötigte Kapazität über die verfügbare steigt, wird die strategische Reserve vom Regulator aufgerufen. Wird nun diese am Markt zu den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks angeboten, so würde dies zu einer Verzerrung des Marktpreises führen und sich die erwarteten Einnahmen der Kraftwerksbetreiber deutlich verringern. Dies kann zugleich eine starke Verringerung der Investitionsbereitschaft in neue Kraftwerke bedeuten.
- **Regelung mittels Preis:** Bei dieser Methode wird die Reservekapazität ab eines gewissen Preises ( $P_r$ ) vom Regulator abgerufen.  $P_r$  stellt somit den maximalen, im System möglichen Energiepreis dar. Je geringer dieser Preis ist, desto geringer ist jedoch die Wahrscheinlichkeit eines Zubaus (DeVries, 2004, S. 112).

<sup>45</sup> In den Niederlanden wurde die Reserve geleast und nicht gekauft

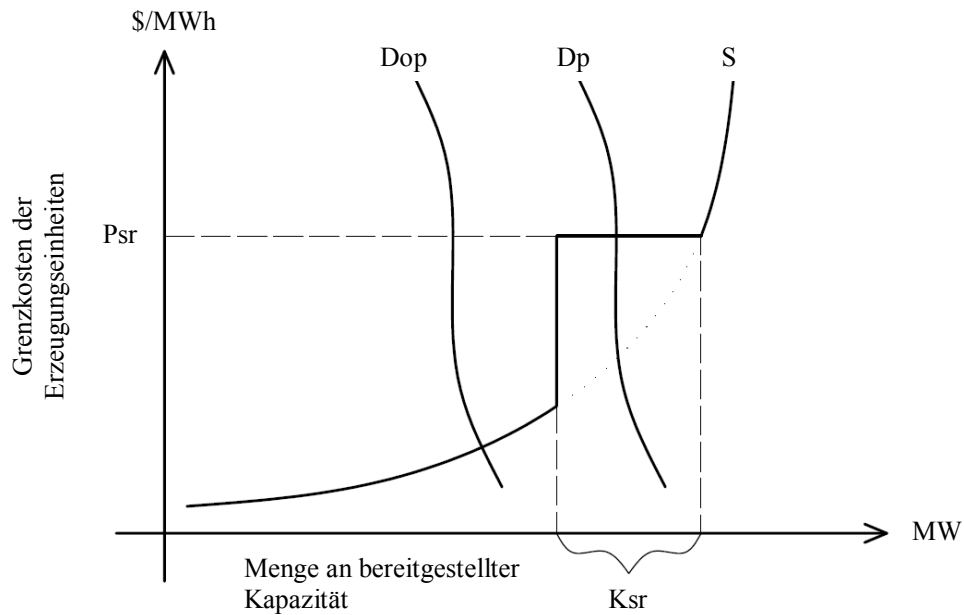


Abbildung 14: Einfluss der strategischen Reserve auf die Angebotskurve

In Abbildung 14 wird die strategische Reserve durch die horizontale Linie der Höhe  $Ps_r$  in der Angebotskurve  $S$  dargestellt. Die beiden Nachfragekurven stellen den Durchschnittsbedarf  $D_{op}$  und den Spitzenbedarf  $D_p$  der Nachfrager schematisch dar.

Handelt es sich bei der strategischen Reserve nur um ein Backupmodell, so besitzt das Modell der strategischen Reserve dieselben Eigenschaften wie ein reiner Energiemarkt und die Höhe des Preises  $Pr$  sollte dem VoLL entsprechen.

Für die Betreiber von Erzeugungsanlagen bietet dieses Modell gleich mehrere Anreize.

- Alte oder stillgelegte Kraftwerke können vom Systembetreiber gekauft oder geleast werden und sind somit keine finanzielle Belastung mehr für die Betreiber der Anlage. Werden diese Einheiten im Notfall jedoch aufgerufen, bekommen die Kraftwerksbetreiber keine zusätzlichen Zahlungen am Energiemarkt mehr.
- Wie zuvor beschrieben, erhöht die strategische Reserve durch deren Fehlen im Energiemarkt, den Anreiz in Neuinvestitionen. Dieser Anreiz hängt jedoch vom Preis ab, den die Erzeugungsunternehmen für den Verkauf dieser Reserve erhalten. Kommt es nun zum Einsatz dieser Reserve, so ist der Preis den die Erzeugungsunternehmen verlangen können auf  $Ps_r$  begrenzt, bis keine verfügbare strategische Reserve mehr vorhanden ist. Der Preis der Reserve muss allerdings über dem normalen Marktpreis liegen, da es sonst zu keinen Neuinvestitionen kommen würde.

### 3.2.2. Vor- und Nachteile der strategischen Reserve

Die Schwierigkeit dieses Mechanismus liegt wiederum in der Berechnung der richtigen Menge an Reserve und des dazu gehörigen Preises. Wie bei allen Kapazitätsmechanismen<sup>46</sup>, muss der Systembetreiber als erstes die optimale Menge an Erzeugungskapazität ermitteln. Als nächstes muss die erforderliche Höhe an strategischer Reserve bestimmt werden. Wird die Reserve zu einem höheren Preis vermarktet, als der normale Börsenpreis<sup>47</sup>, so muss die

<sup>46</sup> Capacity Subscriptions bilden hier eine Ausnahme

<sup>47</sup> Wird im Allgemeinen in der Nähe des VoLL liegen

Differenz zwischen dem erwarteten Volumen an Kapazität, welches der Markt bietet, und dem optimalen Volumen, ausgeglichen werden. Bei der Vermarktung der Reserve unterhalb des Marktpreises kommt es zwar zu einer Stabilisierung des Energiepreises, jedoch wird der Anreiz in neue Anlagen zu investieren, stark gemindert. Optimalerweise kann der Preis der strategischen Reserve durch die Einsatzdauer des teuersten Kraftwerks im System ermittelt werden. Dieser optimale Preis erlaubt es dem Kraftwerk, exakt seine Kosten zu erwirtschaften. Die Berechnung der optimalen Höhe der Zahlungen ist trotzdem schwierig, da die benötigten Daten oftmals nicht in gewünschter Genauigkeit verfügbar sind. Ist der Preis für die Reserve zu gering, werden zu wenige Investitionen getätigt. Ist der Preis zu hoch, muss für zusätzliche Kapazitäten bezahlt werden, welche man nicht benötigt.

Bei der strategischen Reserve handelt es sich um eine Abwandlung des reinen Energiemarktes. Investitionsanreize werden hier ebenfalls durch hohe Preisspitzen zu Spitzenlastzeiten gesetzt. Der Anreiz liegt alleine beim Preis und nicht bei der Menge der verfügbaren Kapazität im System. Der Vorteil besteht darin, dass die Versorgungssicherheit durch die zusätzliche Reserve erhöht wird.

Das Problem, welches sich im europäischen Raum stellt, ist, dass die strategische Reserve sich in einem offenen dezentralisierten Markt, als nicht robust gegenüber Engpässen erweist. Verbraucher zahlen eine Gebühr um die Versorgungssicherheit in ihrem System zu erhöhen. Kommt es im Nachbarland zu Engpässen, führt diese auch zu einem Anstieg der Energiepreise im eigenen Land, unabhängig von den geleisteten Zahlungen für die Reserve. Herrscht zwischen zwei Ländern genügend Übertragungskapazität, so sind die Strompreise in den Märkten untereinander gekoppelt. Dadurch ist auch die Effektivität der strategischen Reserve in diesen Ländern limitiert (DeVries, 2006, S. 25).

Ein weiteres Problem ist die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte. Die strategische Reserve wird vom Übertragungsnetzbetreiber gekauft oder geleast. Durch das Unbundling in einem liberalisierten Markt dürfen Erzeugung und Übertragung nicht von einem Unternehmen betrieben werden<sup>48</sup>.

Das Aufrufen der strategischen Reserve durch den Übertragungsnetzbetreiber hat einen kurzfristigen Anstieg des Energiepreises zur Folge. Das daraus resultierende Preissignal ist zu kurz um Investitionsrisiken zu senken. Folglich wird dieser Mechanismus oft nur als Übergangsmechanismus eingeführt<sup>49</sup> (Süßenbacher, 2011, S. 210).

Vorteile	Nachteile
Kurzfristige Erhöhung der Kapazität im System.	Komplexe Bestimmung von Preis und Menge der Reserve.
	Abwandlung des Energiemarktes → Anreize werden ebenfalls durch Preisspitzen gesetzt.
	Unbundling steht im Widerspruch zur Idee der strategischen Reserve.
	Nicht robust gegenüber Engpässen in einem dezentralisiertem System.
	Kein langfristiges Preissignal.
	Wird oft nur als Übergangsmechanismus verwendet.

**Tabelle 10: Vor- und Nachteile der strategischen Reserve**

<sup>48</sup>Trennung von Erzeugung (Wettbewerb) und Übertragung (Monopol) um Marktmacht zu verhindern.

<sup>49</sup>In den Niederlanden wurde die strategische Reserve bereits wieder abgeschafft.

### 3.3. Operative Reserve

Jedes Elektrizitätssystem benötigt operative Reserve, um das System physikalisch stabil zu halten. Der Systembetreiber gleicht damit die kurzfristigen Schwankungen zwischen momentaner Erzeugung und momentanen Bedarf aus.

#### 3.3.1. Funktion der operativen Reserve

Bei diesem Modell deckt sich der Systembetreiber täglich mit einer gewissen Menge an Reservekapazität ein. Der Systembetreiber ist aber nur bis zu einer gewissen Preisgrenze zahlungsbereit, was zu einem beschränkten Spotpreis an der Börse führt. Steigt der Spotpreis über die Zahlungsbereitschaft des Systembetreibers, so verkaufen die Versorgungsnehmer an der Börse und nicht mehr an den ISO. Die Folge ist, dass der zusätzliche Bedarf des Systembetreibers den Strompreis am Spotmarkt schneller steigen lässt als sonst. Dies bedeutet ein früheres Signal für Investoren in einem Markt mit begrenztem Höchstpreis. Es bildet sich daher ein höherer Durchschnittspreis als in einem reinen Energiemarkt. Es gibt zwar häufiger Preisspitzen, jedoch sind diese aufgrund der größeren Reserve viel niedriger als beim reinen Energiemarkt. (DeVries, 2006, S. 26)

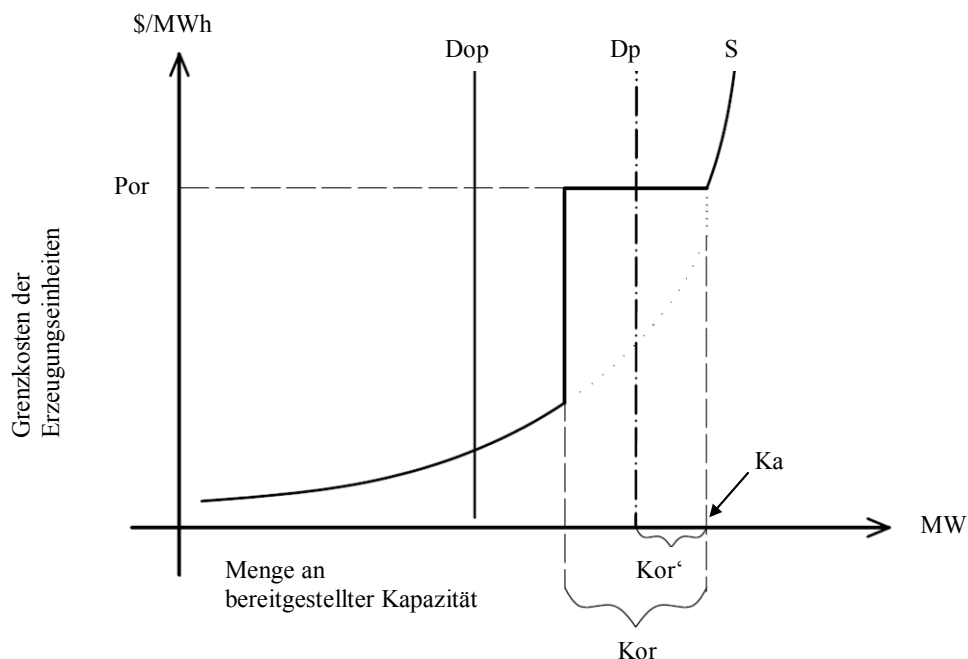


Abbildung 15: Einfluss der operativen Reserve auf die Angebotskurve

Auf der Ordinate in Abbildung 15 sind die Strompreise, sowie die Grenzkosten der Erzeugungseinheiten aufgetragen. Auf der Abszisse wird die erzeugte Energie dargestellt. Ka stellt die gesamte verfügbare Kapazität dar. Der Systembetreiber deckt sich mit der Kapazität Kor ein, welche er zu einem Preis von Por pro Einheit kauft. Im Normalfall ergibt sich der Strompreis durch den Schnittpunkt von Angebot (S) und Nachfrage (Dop). Steigt nun der Energiebedarf über die Schwelle von Ka– Kor an, so sind die Kraftwerke des Energiemarktes nicht mehr in der Lage, den Verbrauch der Versorgungsunternehmen zu decken. Der Systembetreiber zahlt einen maximalen Preis von Por. Aus diesem Grund werden Erzeugungseinheiten, die ihre Kapazität normalerweise an den Systembetreiber verkaufen, diese am Spotmarkt anbieten. Die Konsequenz ist, dass der Systembetreiber weniger Kapazität als operative Reserve Kor ankauft. Der Preis im Energiemarkt bleibt so lange

konstant, bis die Kapazität, welche im Normalfall als operative Reserve verkauft wird, komplett für die Energieerzeugung verwendet wird (DeVries, 2004, S. 117).

### 3.3.2. Operativer Reserve am Beispiel des PJM Marktes

Unter operativer Reserve versteht man im PJM Markt, eine bestimmte Menge an Erzeugungskapazität, die zu einer bestimmten Zeit verfügbar gemacht werden kann, um die Stabilität des Systems aufrecht zu erhalten. Operative Reserve wird für zwei unterschiedliche Anwendungsgebiete bereitgestellt. Erstens zur Sicherstellung der kurzfristigen Versorgungssicherheit im Falle von Erzeugungsausfällen und zweitens zum Ausgleich von Fehlkalkulationen und Abweichungen der Lastprognosen von der tatsächlich benötigten Last (PJM, 2009g, S. Sh114Af). In Abbildung 16 wird die gesamte installierte Erzeugungskapazität nach ihrem Verwendungszweck unterteilt.

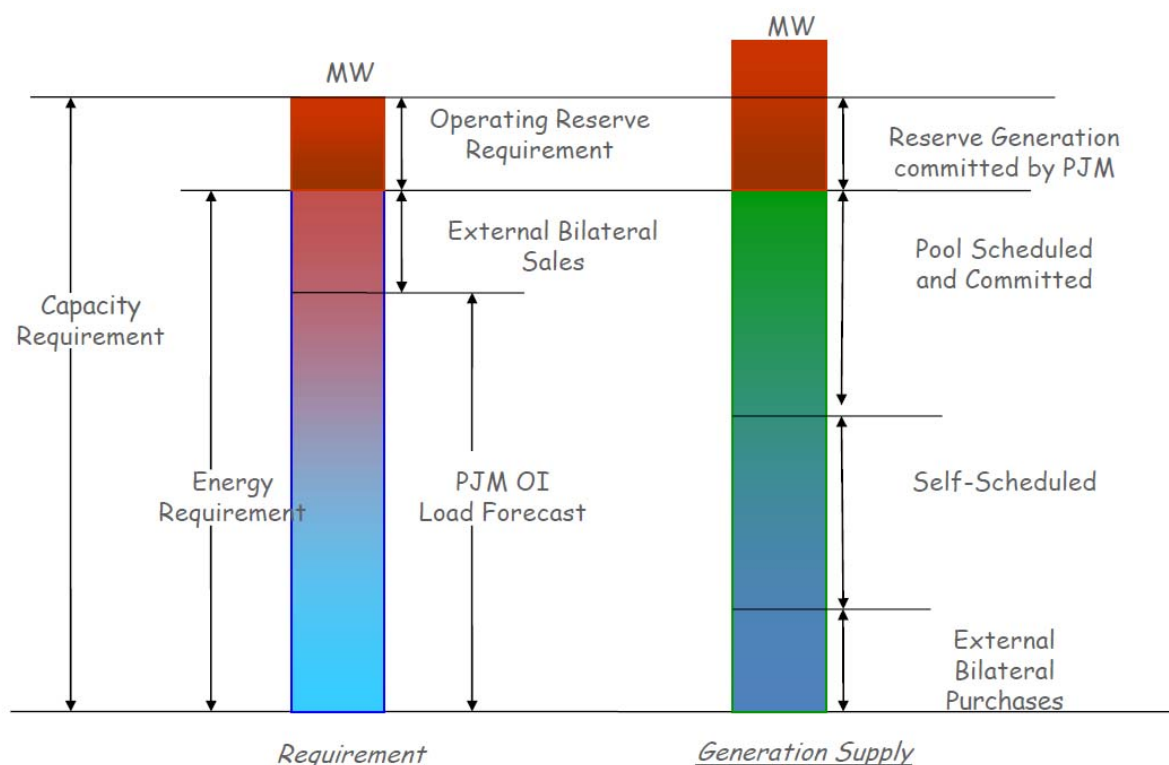


Abbildung 16: Kapazitätsanforderung im PJM Markt (PJM, 2010c, S. 3)

#### 3.3.2.1. Bereitstellung von operativer Reserve

Operative Reserve kann von allen Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden, die eine Startzeit von weniger als 30 Minuten besitzen, oder im bestimmten Ausmaß regelfähig sind. Kernkraftwerke bilden hierbei eine Ausnahme. Um eine Zulassung für die Bereitstellung dieser Reserve zu bekommen, müssen einige Anforderungen erfüllt werden:

Die Startzeit setzt sich aus der Benachrichtigung, sowie der Zeit die für das Hochfahren der Anlage verwendet wird, zusammen. Dabei ist auch die Anstiegsgeschwindigkeit der Energieproduktion (Energy Spin Rate) von Bedeutung (PJM, 2010c, S. 34f).

Es wird zwischen einer Offline- und Onlineeinheit unterschieden.

Beispiel einer Offline Einheit: Spin Rate = 3 MW/Minute; max. Leistung = 100 MW

$$OR = 3MW/min * (30min - 15min) = 45MW^{50} \quad [3.2]$$

Die maximale zur Verfügung gestellte operative Reserve beträgt bei dieser, sich im Stillstand befindlichen Einheit, nur 45 MW. Die verfügbare Reserve wird durch die Anstiegsgeschwindigkeit begrenzt.

Beispiel einer Online Einheit: Spin Rate = 3 MW/Minute; max. Leistung = 100 MW; momentane Leistung = 20 MW

$$OR = 3MW/min * 30min = 90MW \quad [3.3]$$

$$OR = Pmax - Pmom = 80MW \quad [3.4]$$

mit:

Pmax.....maximale Leistung

Pmom.....momentane Leistung

Die operative Reserve ist hier mit 80 MW durch die Höhe der max. Leistung begrenzt (PJM, 2010c, S. 36f).

#### 3.3.2.2. *Operative Reserve am Day Ahead Markt (Day Ahead Operating Reserve)*

Für den Erhalt von operativen Reservezahlungen am Day-Ahead Markt (DA-Markt) sind alle Erzeugungseinheiten und DSM Anlagen, deren Einsatz über den Pool geplant wird, befähigt. Sobald das Angebot einer Erzeugungseinheit am Day Ahead Markt akzeptiert wird und die Kriterien der operativen Reserve erfüllt sind, erhält die Anlage Kapazitätzahlungen. Die Höhe richtet sich dabei nach der Angebotsmenge. Kommt die Erzeugungseinheit bei der Auktion zum Zug, so wird die Differenz zwischen Angebotspreis und tatsächlichem Knotenpreis als Erlös durch die operative Reserve ausbezahlt. Die auftretenden Kosten werden prozentuell der gekaufte Menge an Leistung, von allen Teilnehmern am Day Ahead Markt finanziert (PJM, 2010, S. 18f).

#### 3.3.2.3. *Operative Reserve am Real Time Energy Markt (Balancing Operating Reserve)*

Für den Erhalt von Zahlungen sind alle über die Einsatzplanung des Pools, eingesetzten Kraftwerke, sowie DSM Anlagen berechtigt. Von diesem Betrag werden jedoch noch Zahlungen in Abzug gebracht.

- Die geplante Energie (MWh) mal der Day-Ahead Knotenpreise;
- Die von der Day-Ahead Planung abweichende Energie (MWh) mal der Knotenpreise in Echtzeit;
- Jegliche Einnahmen als operative Reserve über den Day-Ahead Markt;
- Jegliche Einnahmen über den Day-Ahead Scheduling Reserve Markt;
- Jegliche Einnahmen über den synchronen Reserve Markt, zuzüglich Anfahrtkosten, Eigenbedarf und Opportunitätskosten;

<sup>50</sup> Es wird eine Startzeit von 15 min angenommen.

- Alle gültigen Zahlungen für das Reaktive Service (PJM, 2008b, S. 2f).

#### 3.3.2.4. Angebotsgrenze

Für den Fall, dass die Erzeugungseinheit in der Day-Ahead Planung von PJM als Dispatch-Einheit geführt wird, die über den ökonomischen Bereich hinaus einsatzfähig ist, oder als Schnellstart Einheit, so gilt für diese eine von PJM eingeführte Angebotsgrenze. Diese ergibt sich aus:

- dem gewichteten, durchschnittlichen Echtzeitpreis über alle Stunden der letzten sechs Monate gemittelt, am Einspeiseknoten der Erzeugungseinheit, oder
- den inkrementellen Betriebskosten (von PJM ermittelt) der Einheit, zuzüglich eines Aufschlags von 10%, oder
- einen, zwischen PJM und dem Kraftwerksbetreiber ausgehandelten Betrag, für den Fall, dass die beiden vorhergenannten Preise nicht kostendeckend sind.

Welches der drei Kriterien als Grenze herangezogen wird, muss im Vorhinein vom Kraftwerksbetreiber bestimmt werden (PJM, 2010, S. 17f).

Angebote für operative Reserve müssen pro Einsatz in zwei Perioden unterteilt werden:

- Die geplante Einsatzdauer am Day-Ahead Markt, oder die minimale Betriebsdauer, je nachdem was höher ausfällt.
- Zusätzliche Betriebsstunden stellen den zweiten Teil dar.

Anhand von Abbildung 17 und 18 sowie einem anschließenden Rechenbeispiel, soll das Verständnis der zusätzlichen operativen Reserve erleichtert werden:

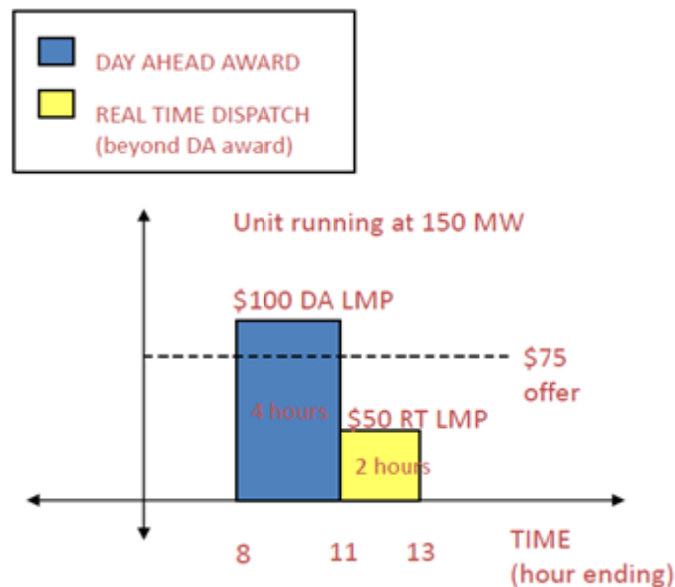


Abbildung 17: Beispiel zur operativen Reserve (Fall A) (PJM, 2008b, S. 17)

#### Fall A:

Angebotspreis beträgt 75 \$/MWh

Kraftwerksleistung 150 MW

Segment 1 (4 Stunden): Day-Ahead Planung

Energiepreis im Knoten:

$$DA_{energy} = (4h * 100\$/MWh * 150MW) = 60000\$$$

[3.5]

Angebot des KWs:

$$DA_{offer} = (4h * 75\$/MWh * 150MW) = 45000\$ \quad [3.6]$$

Preis der operativen Reserve beträgt 0 \$, da der Energiepreis im Knoten höher als der Angebotspreis ist.

Segment 2 (2 Stunden): Zusätzliche Betriebsstunden

Energiepreis im Knoten:

$$RT_{energy} = (2h * 50\$/MWh * 150MW) = 15000\$ \quad [3.7]$$

Angebot des KWs:

$$DA_{offer} = (2h * 75\$/MWh * 150MW) = 22500\$ \quad [3.8]$$

Preis der operativen Reserve beträgt 7.500 \$. Dies entspricht der Differenz zwischen dem Knotenpreis in Echtzeit und dem Angebotspreis (PJM, 2008b, S. 17).

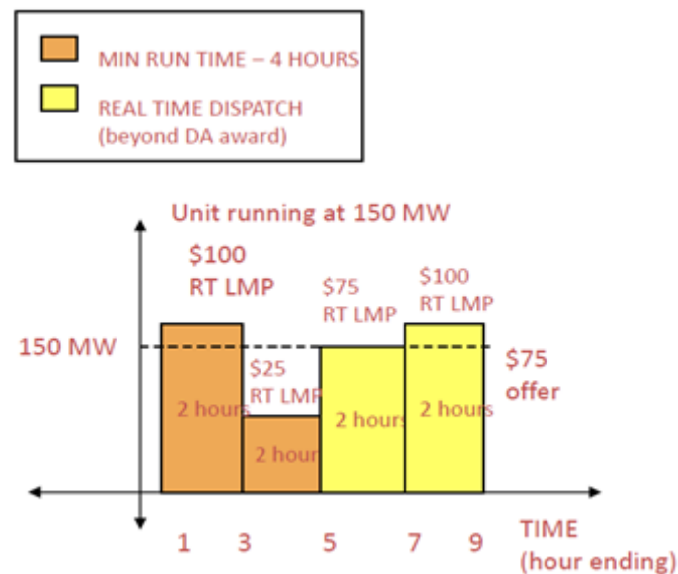


Abbildung 18: Beispiel zur operativen Reserve (Fall B) (PJM, 2008b, S. 17)

Fall B:

Angebotspreis beträgt 75 \$/MWh

Kraftwerksleistung 150 MW

Segment 1 (2 x 2 Stunden): min. Betriebsdauer

$$RT_{energy} = (2h * 100\$/MWh * 150MW) + (2h * 25\$/MWh * 150MW) = 37500\$ \quad [3.9]$$



$$RToffer = (2h * 75\$/MWh * 150MW) + (2h * 75\$/MWh * 150MW) = 45000\$ \quad [3.10]$$

Die Differenz zwischen dem Knotenpreis und dem Angebotspreis beträgt 7.500 \$. Diese Summe wird als Erlös der operativen Reserve ausbezahlt.

Segment 2 (2 x 2 Stunden): Zusätzliche Betriebsstunden

$$RTenergy = (2h * 75\$ * 150MW) + (2h * 100\$ * 150MW) = 52500\$ \quad [3.11]$$

$$RToffer = (2h * 75\$ * 150MW) + (2h * 75\$ * 150MW) = 45000\$ \quad [3.12]$$

Für dieses Segment beträgt der Preis der operativen Reserve 0 \$, da das Angebot niedriger als der Echtzeitknotenpreis ist (PJM, 2008b, S. 20).

#### 3.3.2.5. Parametrische Begrenzung der Einsatzplanung

Erzeugungsunternehmen dürfen bei der Angebotslegung diverse Parameter, wie die minimale Laufzeit, maximale Einsätze pro Woche, etc. mit einpreisen. Aus diesem Grund wurde von PJM die sog. Parameter-Limited-Schedule eingeführt. Dabei handelt es sich um eine Begrenzung eben jener Kenngrößen, welche die Erzeugungsunternehmen mit in das Angebot einrechnen dürfen. Diese Begrenzung tritt jedoch nur bei außergewöhnlichen Betriebszuständen in Kraft. Seit November 2008 ist diese Art der Regulierung in Kraft.

Eine Erzeugungseinheit gibt zum Beispiel eine minimale Einsatzdauer von 20 Stunden an. Innerhalb dieser 20 Stunden kann es zu großen Änderungen des Knotenpreises kommen, was zu einer Überbezahlung an den Kraftwerksbetreiber führen kann. Aus diesem Grund wurde die Regel eingeführt, dass die angegebene minimale Einsatzdauer, eine von PJM für alle Kraftwerksklassen definierte minimale Einsatzzeit, nicht überschreiten darf.

Ein anderes Beispiel ist bei einer minimalen Stillstandzeit einer Einheit, was in Marktmacht resultieren kann. Auch hier darf die Stillstandzeit jene von PJM ermittelte nur um maximal 110% überschreiten (PJM, 2008b, S. 24f).

#### 3.3.2.6. Zusammenfassung

Die operative Reserve im Markt von PJM dient dem Zweck, zusätzliche Erzeugungseinheiten kurzfristig verfügbar zu haben. Für Erzeugungseinheiten stellt sie eine Möglichkeit dar, in Zeiten Energie zu erzeugen, in denen es aufgrund der geringen Nachfrage zu finanziellen Verlusten kommen würde. Durch die Zahlungen der operativen Reserve besteht für die Kraftwerksbetreiber eine Möglichkeit den fehlenden Deckungsbeitrag zu erwirtschaften. Für Versorgungsunternehmen stellt diese Art der Reserve wiederum einen Anreiz dar, die Energieplanung möglichst genau durchzuführen, da im Falle einer Lastabweichung die Zahlungen für operative Reserve rasch ansteigen können. Dies führt zu einem engen Zusammenwachsen des Day-Ahead und Real-Time Marktes, was zu einer Effizienzsteigerung des gesamten Energiemarktes beiträgt.

Die Bepreisung der operativen Reserve stellt auch einen Anreiz für die Erzeugungseinheiten dar, den Einsatz sehr flexibel zu gestalten. Dies trägt zu einer Erhöhung der Systemzuverlässigkeit bei.

Durch den Erhalt dieser Zahlungen werden innerhalb des Marktes große Summen für Seitenzahlungen an die Bereitsteller der Reserve aufgewendet. Diese müssen von den Versorgungsunternehmen zusätzlich zum Energiepreis bezahlt werden. Aus diesem Grund

wurde mit Einführung des RPM Modells von der FERC<sup>51</sup> ein zusätzlicher Markt für Reservekapazität gefordert, um diese Seitenzahlungen zu verringern<sup>52</sup> (PJM, 2011).

### 3.3.3. Vor- und Nachteile der operativen Reserve

Bei Abbildung 15 handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung der operativen Reserve. Das Konzept ist auf die Arbeiten von Steven Stoft (2002) zurückzuführen. Er hält es zudem für sinnvoll, die Nachfragekurve für operative Reserve abfallend zu gestalten. Dies würde den Wert der operativen Reserve besser reflektieren. Aufgrund der abfallenden Nachfragekurve, würde es bei Kapazitätsrückhaltungen nicht mehr zu so großen Preissprüngen kommen (DeVries, 2004, S. 117).

Schwierigkeiten bei der operativen Reserve stellen ebenfalls wieder die Berechnung der erforderlichen Höhe an Reserve und des dazugehörigen Preises dar. Dies wird, wie bei der strategischen Reserve, administrativ durch den ISO bestimmt.

Der Unterschied zur strategischen Reserve besteht darin, dass die operative Reserve nicht durch den Systembetreiber aufgerufen wird, sondern die Marktteilnehmer selbstständig entscheiden können, ob sie an den Systembetreiber oder an der Börse verkaufen.

Wie schon zuvor erwähnt, tritt hier das gleiche Problem wie bei der strategischen Reserve auf: die Höhe der operativen Reserve und der Preis der dafür gezahlt werden soll (DeVries, 2006, S. 26).

Ein Vorteil dieses Mechanismus ist, dass er auch in liberalisierten Märkten angewendet werden kann.

In Bezug auf die Robustheit von Engpässen im Nachbarsystem, besitzt die operative Reserve die gleichen Schwachstellen wie die strategische Reserve. Weiters werden auch in diesem Modell die Anreize nur durch Preisspitzen im Energiemarkt gesetzt. Die Folge ist, kein längerfristiges Preissignal (Süßenbacher, 2011, S. 225).

Vorteile	Nachteile
Kurzfristige Erhöhung der vorhandenen Kapazität	Berechnung von Menge und Preis der Reserve
Keine Probleme durch Unbundling	Keine Robustheit gegenüber Engpässen im Nachbarsystem
Reserve wird durch den Markt aufgerufen und nicht durch den ISO	Investitionsanreiz nur durch Preisspitzen im Energiemarkt
	Kein langfristiges Preissignal

Tabelle 11: Vor- und Nachteile der operativen Reserve

<sup>51</sup> Federal Energy Regulatory Commission (Regulierungsbehörde in den USA)

<sup>52</sup> Day Ahead Scheduling Reserve Market siehe Kapitel 4.3.3

## 3.4. Kapazitätsverpflichtungen

### 3.4.1. Funktion der Kapazitätsverpflichtungen

Der Zweck der Kapazitätsverpflichtungen ist die Sicherstellung eines gewissen Maßes an Versorgungssicherheit. Dazu wird die erforderliche Kapazität in Spitzenlastzeiten ermittelt. Diese muss dann, zuzüglich eines gewissen Maßes an Reserve, von den Versorgungsunternehmen (LSE) erworben werden. Die Höhe der Reservemenge wird administrativ vom ISO festgelegt und richtet sich nach der jeweiligen Spitzenlast im Gebiet des Versorgungsunternehmens. Die Kosten der Kapazität werden mittels einer fallenden Nachfragekurve bestimmt und verringern sich somit bei steigender Erzeugungskapazität. Erzeugungsunternehmen können mittels dieser Kapazitätzahlungen ihre Fixkosten decken und benötigen dazu nicht mehr Preisspitzen zu Spitzenlastperioden. Um Überzahlungen an die Erzeugungsunternehmen zu vermeiden, wird am Energiemarkt ein Preis cap eingeführt. Diese Reservekapazität kann entweder aus verfügbarer Erzeugungskapazität, DSM, durch Energieeffizienz-Maßnahmen oder Leitungsausbau bereitgestellt werden. Es kann aber nur jene Kapazität vermarktet werden, die auch tatsächlich verfügbar ist.

Das Modell funktioniert ähnlich jenem, der administrativen Kapazitätzahlungen, jedoch gibt es ein paar wesentliche Unterschiede:

- Der Marktpreis wird an der Kapazitätsbörse durch Angebot und Nachfrage gebildet und nicht wie beim Modell der Kapazitätzahlungen administrativ.
- Die Nachfragemenge an Kapazität wird durch den Systembetreiber bestimmt.

Bei dem Modell der Kapazitätzahlungen wird der Preis festgelegt und das Volumen den Erzeugungsunternehmen überlassen. Bei den Kapazitätsverpflichtungen wird die Menge der Kapazität vorgegeben und der Preis vom Markt bestimmt (DeVries, 2006, S. 26).

Als Beispiel wird hier das Reliability Pricing Model des PJM Marktes angeführt.

### 3.4.2. Kapazitätsverpflichtungen am Beispiel des Reliability Pricing Model im PJM Markt<sup>53</sup>

Bei PJM Interconnection handelt es sich um einen regionalen Systembetreiber, welcher die Bereiche Übertragung, Erzeugung und Administration des Großhandels in seinem Zuständigkeitsgebiet<sup>54</sup> übernimmt. Als Kapazitätsmodell fungiert das Reliability Pricing Model (RPM), das am ersten Juni 2007 das Modell der Capacity Credits abgelöste, da es einige Mängel<sup>55</sup> aufwies. Beim RPM müssen sich die Nachfrager nicht nur mit elektrischer Energie, sondern auch mit Kapazitäten (Leistung) eindecken. Hierbei wird die erforderliche Menge an Kapazität 3 Jahre im Voraus bestimmt. Dies soll Investoren einen Anreiz geben, in neue Projekte zu investieren. Die ersten vier Auktionen brachten jedoch eine Überraschung mit sich, da die erzielten Preise nicht in dem Bereich, den vorherige Simulationen ergaben, lagen sondern um ein vielfaches darüber, wie aus Abbildung 19 ersichtlich ist.

<sup>53</sup> Die Ausführungen beziehen sich größtenteils auf (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2010)

<sup>54</sup> Die Staaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia werden zur Gänze oder teilweise von PJM Interconnection versorgt.

<sup>55</sup> Siehe Kapitel 3.4.2.1.

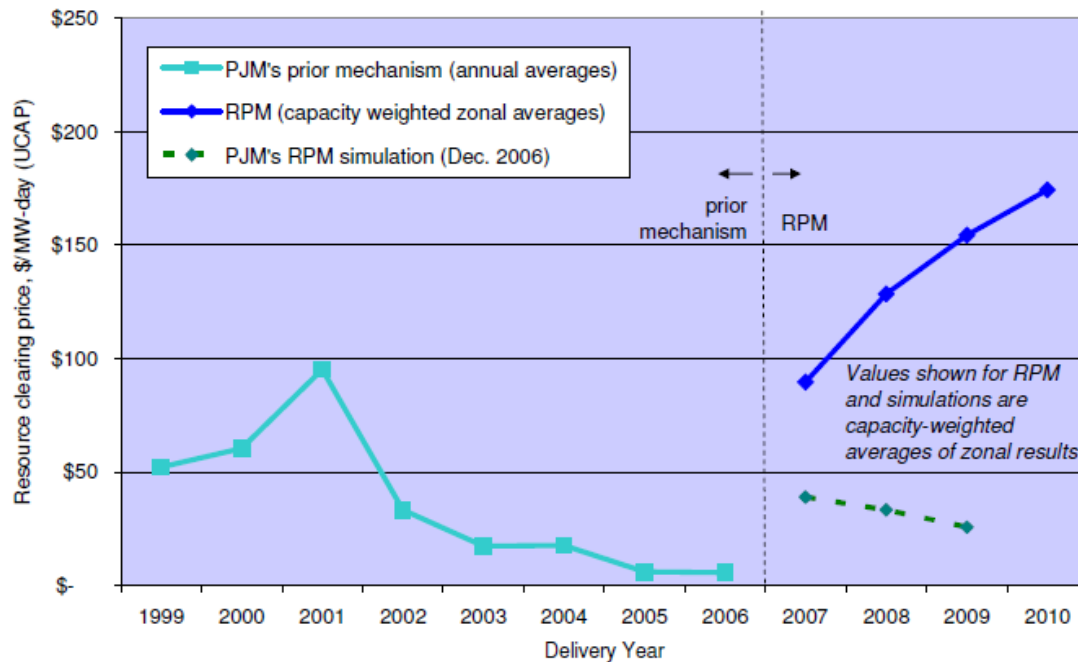


Abbildung 19: PJM Kapazitätspreise 1999-2010 (LECG, 2008, S. 2)

Dies führte sofort zu immenser Kritik an diesem System, da man zu Beginn nur die hohen Preise sah. Wenn man die Preise jedoch genauer betrachtet, erkennt man auch die Gründe dafür. Die erste Schlussfolgerung ist, dass die Preise im alten Kapazitätsmodell eindeutig zu gering waren. RPM wurde so konstruiert, dass die Kosten bei Kapazitätsmangel steigen, und bei Überschuss sinken. Das Problem war, dass die angebotenen Mengen nicht mit dem jährlichen Anstieg des Energiebedarfs übereinstimmten, was auf ein Defizit der Ressourcen zurückzuführen war. Die Folgen davon waren die unerwartet hohen Preise der Kapazitäten (LECG, 2008, S. 1-2).

#### 3.4.2.1. Entstehung des Marktes

RPM wurde erstmalig im Juni 2004 erwähnt und nach ausführlicher Diskussion, im August 2005 der FERC präsentiert. Dieses sollte die groben Mängel des vorherigen Capacity Credits Model (CCM) beseitigen, welche sich wie folgt darstellten:

- Schlechte Verteilung der Ressourcen: Innerhalb des ganzen Marktgebietes von PJM war der Preis der angebotenen Kapazitäten gleich. Es wurden keine Engpässe in der Übertragung berücksichtigt, was zu einem viel zu geringem Kapazitätspreis führte.
- Große Preisschwankungen: Bei Kapazitätsdefizit gab es extreme Preisspitzen, bei Überschuss war der Preis nahezu Null. Generell lag das Preisniveau unterhalb dessen, was die Investition in neue Projekte attraktiv gemacht hätte.
- Kurzzuweisungen: Kapazität konnte täglich ersteigert werden. Es wurde kein langfristiges Preissignal an den Markt weitergegeben.
- Keine Vorgaben zur Behandlung von Marktmacht.
- Es gab keine sinnvolle Einbeziehung von Verbrauchern und Leitungsbauprojekten.

Um diesen Fehlern entgegenzuwirken, entwickelte PJM das Kapazitätsmodell mit folgenden Kernpunkten:

- Verschiedene Preiszonen
- Auktionen drei Jahre im voraus
- Abfallende Nachfragekurve

Nach einigen Änderungen des originalen RPM Plans, wurde das Modell schließlich von der FERC im Dezember 2006 akzeptiert und ersetzt seit ersten Juni 2007 das CCM (LECG, 2008, S. 3).

#### 3.4.2.2. Cost of New Entry (CONE)

Dieser Wert gibt die Kosten eines neuen Spitzenlastkraftwerks an. Der CONE ist im RPM von fundamentaler Wichtigkeit, da auf ihm die Berechnungen der Kapazitätzahlungen beruhen. Für das Marktgebiet von PJM wurde die Firma Pasteris Energy Inc. mit der Ermittlung dieser Werte beauftragt. Als Berechnungsgrundlage wurden Gasturbinenkraftwerke bzw. kombinierte GuD-Anlagen herangezogen und die Levelized Costs ermittelt.

Diese stellen den Wert des Projektes über die gesamte Lebensdauer dar. Dieser wird in gleichmäßige jährliche Zahlungen aufgeteilt<sup>56</sup> und beinhaltet die Deckung der Kapitalkosten, die fixen jährlichen Kosten für Wartung und Betrieb und die angestrebte Verzinsung des Eigenkapitals. Als kostengünstigste Anlage kristallisierte sich jeweils die Gasturbinen FRAME 7 FA von General Electrics heraus.

<b>Kraftwerksbeschreibung</b>		
Kraftwerkstyp	Gas- und Dampfkraftwerk	Gaskraftwerk
Turbinenmodell	GE Frame 7 FA	GE Frame 7FA
Installierte Leistung	600,9 MW	336,066 MW
<b>Finanzielle Annahmen</b>		
Eigenkapital	50%	50%
Fremdkapital	50%	50%
Darlehenslaufzeit	20 Jahre	20 Jahre
Kraftwerkslebensdauer	20 Jahre	20 Jahre
Fremdkapitalzinssatz	7% p.a.	7% p.a.
Eigenkapitalzinssatz	12% p.a.	12% p.a.
Inflation	2,5% p.a.	2,5% p.a.
Abschreibungsdauer	20 Jahre	15 Jahre

**Tabelle 12: Annahmen für die CONE Berechnung (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2010, S. 9)**

Tabelle 12 stellt den Vergleich zwischen einer GuD Anlage und einer normaler Gasturbine im Marktgebiet von PJM dar.

Zur Festlegung des CONEs in einem Marktgebiet, werden die Kosten dieser beiden Kraftwerksarten herangezogen und deren Bau im jeweiligen Einsatzgebiet simuliert. Anschließend werden die geschätzten Einnahmen aus dem Energiemarkt, die das jeweilige Kraftwerk erzielt, vom CONE abgezogen. Man spricht dann vom sogenannten NetCONE.

$$NetCONE = CONE - NetE\&AS \quad [3.13]$$

<sup>56</sup> Kosten sind in realen Dollar angegeben; d.h. inflationsbereinigt

Das normale Gaskraftwerk besitzt zwar geringere Errichtungskosten, jedoch ist auch der Erlös auf dem Energiemarkt geringer. Die Kraftwerksart mit dem niedrigeren NetCONE legt die Höhe des CONEs fest.

Der NetCONE wird für die Berechnung der Nachfragekurven in der Base Residual Auktion des Kapazitätsmarktes herangezogen und gibt die Kosten einer Neuanlage abzüglich der Erträge aus dem Energie- und Ancillary Service Markt wieder. Den Teilnehmern am Kapazitätsmarkt soll damit ermöglicht werden, im Punkt der vorgeschriebenen Reserve<sup>57</sup> Erlöse wie in einem idealen reinen Energiemarkt<sup>58</sup> zu erhalten (Carner & Kimball, 2007, S. 42).

#### 3.4.2.3. Versorgungssicherheit und Kapazitätsanforderungen

PJM bestimmt jährlich die benötigte sowie die angebotene Kapazität und deren Preis für das Versorgungsjahr drei Jahre im Voraus. Die Teilnehmer am RPM erklären sich bereit, die versprochene Kapazität in drei Jahren zur Verfügung zu stellen.

Der Wert der Versorgungssicherheit einer Ressource basiert auf zwei Werten. Die Höhe der installierten Leistung und die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem Ausfall während der Lieferzeit kommt. Dies basiert auf einem Kriterium der FERC, welches in 10 Jahren nicht mehr als einen Ausfall vorsieht. Um diese Anforderungen zu erfüllen, benötigt man eine gewisse Reserve zuzüglich zu der vorhergesagten Spitzenlast (PJM, 2009, S. 7).

Die installierte Reserve ist die Menge an installierter Leistung, die benötigt wird, um ein gewisses Maß an Sicherheit zu gewährleisten.

$$\begin{aligned} \text{ForecastPoolRequirement}(FPR) & & [3.14] \\ & = (1 + \text{InstalledReserveMargin}) * (1 - \text{PoolWideAverageEFORd}) \end{aligned}$$

Die Kapazitätsanforderungen des Pools basieren auf der vorhergesagten Spitze inklusive Reserve. Wobei die Reserve so definiert ist, dass der Ressource Adequacy Standard erfüllt ist<sup>59</sup>. In den ersten drei Versorgungsjahren betrug die installierte Reserve 15%, seit 2010 dann 15,5%.

Die Kapazitätsmenge, die pro Kraftwerk angeboten werden kann, richtet sich nicht nach der installierten Leistung (Installed Capacity), sondern nach der sicher verfügbaren Leistung (Unforced Capacity). Mittels historischer Daten<sup>60</sup> wird versucht, die Kraftwerksleistung zu ermitteln, welche im Durchschnitt verfügbar war. Somit darf nur ein gewisser Teil der Kapazität vermarktet werden. Dies wird durch die „Equivalent Demand Forced Outage Rate“ (EFORd) berücksichtigt.

$$UCAP = ICAP * (1 - EFORd) \quad [3.15]$$

Die EFORd beschreibt die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Erzeugungseinheit. Diese Daten werden für jede Erzeugungseinheit vom ISO erfasst und im Generator Availability Data System (eGADS) gespeichert. Die Informationen werden zur Berechnung der tatsächlich verfügbaren Kapazität einer Erzeugungseinheit verwendet.

<sup>57</sup> Vorgeschriebene Reserve variiert zwischen den Märkten. Bei PJM z.B.: zu Beginn von RPM 15%

<sup>58</sup> Idealer reiner Energiemarkt: ohne Preiscaps und Anforderung an die Versorgungssicherheit

<sup>59</sup> Dieser Standard erlaubt einen Ausfall innerhalb von 10 Jahren

<sup>60</sup> Für die Berechnung werden die Daten der letzten 5 Jahre herangezogen

$$EFORd(\%) = \left( \frac{f_f * FOH + f_p * EFPOH}{SH + f_f * FOH} \right) * 100\% \quad [3.16]$$

mit:

$f_f$ .....Ausfallswahrscheinlichkeit über ganze Periode  
 $f_p$ .....Ausfallswahrscheinlichkeit über einen Teil der Periode  
 FOH.....Anzahl der Stunden eines unplanmäßigen Ausfalls  
 EFPOH.....Anzahl der teilweise ausgefallenen Stunden  
 SH.....Service Stunden

Die beiden Faktoren  $f_f$  und  $f_p$  werden vom ISO geschätzt und stellen ein Maß für die Wahrscheinlichkeit dar, dass es zu einem ungeplanten Stillstand kommt. Der  $f_f$ -Faktor stellt die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls über die ganze Periode dar, während  $f_p$  die Wahrscheinlichkeit angibt, dass die Ressource nur einen gewissen Teil der Periode ausfällt. Die installierte Leistung mit der EFORd Rate multipliziert, ergibt die UCAP einer Anlage (PJM, 2009, S. 8).

#### 3.4.2.4. *Local Delivery Areas*

Ein Kernpunkt des RPM Modells ist die Unterteilung des Marktgebietes in sogenannte Kapazitätsszonen, die „Local Delivery Areas“ (LDA). Als LDA wird ein Gebiet bezeichnet, in dem es aufgrund von Netzengpässen zu Beschränkungen des Energietransportes kommt. Jede LDA besitzt seine eigene Kapazitätsbörse und somit einen eigenen Kapazitätspreis. Dies stellt eine wesentliche Verbesserung gegenüber dem alten Kapazitätsmodell dar. Kapazität wird nun erstmals nach dem Ort der Bereitstellung bewertet und bezahlt.

In der Übergangphase wurde das Marktgebiet von PJM in drei LDAs aufgeteilt. Seit dem Versorgungsjahr 2010/2011 gibt es insgesamt 24 LDAs, mit jeweils einer eigenen Kapazitätsbörse (PJM, 2010f, S. 19).

#### 3.4.2.5. *Beschaffung der Kapazitäten*

Als Versorgungsunternehmen hat man mehrere Möglichkeiten die erforderliche Menge an Kapazität zu beschaffen.

- Am einfachsten ist die Deckung mittels Eigenanlagen. Die Kraftwerke, sowie die Höhe der installierten Leistung müssen PJM bekannt gegeben werden.
- Eine andere Möglichkeit der Kapazitätsbeschaffung ist jene über bilaterale Verträge mit Partnern aus dem gesamten PJM Marktgebiet<sup>61</sup>. Auch hier muss das Kraftwerk genau spezifiziert werden und darf seine Kapazität im eigenen LDA nicht mehr anbieten (Doppelvermarktungsverbot).

Kapazitäten aus Eigenversorgung und aus bilateralen Verträgen werden mit einem Preis von Null Dollar in die BRA gestellt. Versorgungsunternehmen die auf solche Kapazitäten zurückgreifen, müssen den MCP der Auktion zahlen. Diesen Preis erhalten dann die Kraftwerke, die von diesen Verträgen betroffen sind (Carner & Kimball, 2007, S. 43).

- Der größte Teil der Kapazität wird über die Börse gehandelt.
- Die vierte Möglichkeit der Versorgungsunternehmen sich mit Kapazität einzudecken, besteht in der Fixed Resource Requirement Alternative (FRR).

<sup>61</sup> Voraussetzung: Übertragungsrechte (CTR) müssen vorhanden sein und man erhält den MCP des Gebietes in das man liefert.

Entscheidet man sich für die FRR, so nimmt man nicht mehr am RPM teil und es muss ein Plan erstellt werden, wie man seine Kapazitätsanforderungen erfüllt. Die minimale Vertragsdauer beläuft sich bei der FRR auf 5 Jahre (PJM, 2009, S. 119f).

Innerhalb der ersten vier Jahre belief sich die Menge der über FRR angebotenen Kapazität bei etwa 15% der gesamten innerhalb von PJM auktionierten Menge. In den Marktgebieten von EMMAAC und SWMAAC waren es sogar über 20%, was sich auch im hohen Preis der FRR widerspiegelte. Der Vorteil der FRR ist, dass die Unternehmen Preise und Kapazitäten besser im Voraus planen bzw. bestimmen können (LECG, 2008, S. 26).

#### 3.4.2.6. Arten von Ressourcen

Das RPM sieht vier Arten der Kapazitätsbereitstellung vor.

##### 3.4.2.6.1. Erzeugung mittels Kraftwerken

- Bestehende Ressourcen: Die bereitstellenden Kraftwerke können sich innerhalb, sowie außerhalb des Versorgungsgebietes befinden. Um an der BRA teilnehmen zu können, muss zuerst der EFORd-Wert ermittelt werden, um die jährlich verfügbare Leistung zu bestimmen. Bei Kapazitäten außerhalb des Versorgungsgebietes muss zusätzlich noch das Übertragungsrecht in das jeweilige Gebiet vorhanden sein. Bestehende Ressourcen erhalten den RCP.
- Geplante Ressourcen: Geplante Ressourcen dürfen ebenfalls an der BRA teilnehmen, die angebotene Kapazität muss jedoch spätestens am ersten Tag des Versorgungsjahres verfügbar sein. Geplante Ressourcen erhalten den New Entry Price<sup>62</sup> (PJM, 2009, S. 22-24).
- Dargebotsabhängige Ressourcen: An den Auktionen des RPM dürfen auch Kapazitäten von erneuerbare Energiequellen, wie Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik veräußert werden. Hierbei stellt sich das Problem, dass man nicht zu 100% vorhersagen kann, wie viel Kapazität zu einem gewissen Zeitpunkt verfügbar sein wird. Die tatsächlich verfügbare Kapazität solcher Erzeugungsanlagen (UCAP) richtet sich nach der geringsten, dauernd verfügbaren Leistung zur Spitzenlastzeit in den Sommermonaten<sup>63</sup>. Um den EFORd-Wert bei dargebotsabhängigen Ressourcen zu berechnen, unterscheidet man zwischen Erzeugungseinheiten mit einer Betriebsdauer von mehr als drei Jahren und jenen mit weniger als drei Jahren. Kann eine Erzeugungseinheit drei Betriebsjahre vorweisen, so wird die UCAP aus den letzten drei Jahren gemittelt. Bei Einheiten die keine drei Betriebsjahre aufweisen können, wird von PJM ein klassenspezifischer Durchschnittswert ermittelt, der jährlich angepasst wird<sup>64</sup> (PJM, 2008a, S. 16f).

##### 3.4.2.6.2. Load Management

Eine mögliche Art der Kapazität stellt Lastmanagement (Load Management) dar. Lastmanagement lässt sich grob in drei Kategorien unterteilen:

- Direct Load Control (DLC): Das Versorgungsunternehmen hat direkten Zugriff auf die Steuerung eines Prozesses in einem Unternehmen (z.B.: Warmwasserkessel,...)
- Guaranteed Load Drop (GLD): Das Versorgungsunternehmen erhält vom Bereitsteller der Kapazität die Garantie, bei Aufforderung die Last **um** einen bestimmten Wert abzusenken.

<sup>62</sup> Vgl. Kapitel 3.4.2.8

<sup>63</sup> Zu Spitzenlastzeiten wird die verfügbare Kapazität stündlich bewertet und es wird ein Durchschnitt während der Sommermonate ermittelt. Von 1. Juni bis 31 August, jeweils von 15.00 h bis 19.00 h

<sup>64</sup> Z.B.: bei Wind momentan 13% und bei Photovoltaik 38%



- Firm Service Level (FSL): Hierbei verpflichtet sich der Vertragspartner, bei Benachrichtigung durch das Versorgungsunternehmen, seine Last **auf** einen gewissen Wert zu senken.

Die Anwender von Load Management haben 2 Möglichkeiten ihre Kapazitäten über RPM zu vermarkten und zwar als „Interruptible Load for Reliability“ (ILR) und als „Demand Resource“ (DR)<sup>65</sup>. Um an RPM teilnehmen zu können, benötigt man ein Load Management Zertifikat. Dieses beinhaltet zehn Leistungsabschaltungen mit einer maximalen Dauer von sechs Stunden in Folge zu Spitzenlastzeiten<sup>66</sup> innerhalb der Vertragsdauer. Die Kapazität muss weiters spätestens nach zwei Stunden verfügbar sein. Der ausschlaggebende Unterschied zwischen ILR und DR ist, dass ILR nicht an der BRA teilnimmt, sondern drei Monate vor dem Versorgungsjahr bestimmt wird und den ILR<sup>67</sup> Preis erhält, welcher jährlich für jede Zone einzeln bestimmt wird.

Ab dem Versorgungsjahr 2012/2013 wird diese Art des Load Managements jedoch vom Markt genommen, da es eine relativ kurzfristige Art der Kapazitätsbeschaffung darstellt.

DR müssen im Gegensatz dazu, an den RPM Auktionen teilnehmen und bekommen Vergütungen in der Höhe des Resource Clearing Prices (RCP)<sup>68</sup>.

In der BRA dürfen auch noch nicht fertiggestellte DR angeboten werden, ILR jedoch nicht (PJM, 2009a, S. 8f).

#### 3.4.2.6.3. Energieeffizienz

Seit dem Versorgungsjahr 2012/2013 kann man auch mittels Energieeffizienz, Kapazität für die BRA bereitstellen. Diese Kapazität entsteht durch sparsamere Betriebsmittel, effizientere Produktionen usw. Die eingesparte Leistung wird ermittelt und kann über die BRA versteigert werden. Man erhält den RCP. Energieeffizienzmaßnahmen können maximal vier Jahre lang angeboten werden (PJM, 2009, S. 35f).

#### 3.4.2.6.4. Qualified Transmission Upgrade

Qualified Transmission Upgrades (QTU) dürfen auch an der BRA teilnehmen. Der Wert, um den die Übertragungsleistung steigt, muss bis spätestens 45 Tage vor der BRA bekannt gegeben werden. Die Zahlungen für die Kapazität, die durch den Leitungsausbau entsteht, beträgt:

$$QTU = (LocationalPriceAdder_{sink} - LocationalPriceAdder_{source}) * \sum MW \quad [3.17]$$

Ein QTU kann solange in der BRA angeboten werden, bis der Preisunterschied zwischen den Versorgungsgebieten gleich Null ist (PJM, 2009, S. 37).

#### 3.4.2.7. *Die Auktionen*

Das RPM Modell sieht 4 Auktionen vor. Als erstes findet die Base Residual Auction (BRA) statt, gefolgt von drei Incremental Auctions (IA). Abbildung 20 zeigt einen Überblick über den zeitlichen Ablauf der einzelnen Auktionen.

<sup>65</sup> Anwender von LM sind von Winter.- und Sommergefügarkeitstest befreit.

<sup>66</sup> Wochentags von 12-18 Uhr (keine Ferien und Feiertage)

<sup>67</sup> ILR Preis setzt sich aus dem lokalen Kapazitätspreis, abzüglich dem Preis der Capacity Transfer Rights(CTR).

Vgl. Kapitel 3.4.2.9

<sup>68</sup> Hierbei handelt es sich um den, bei den Auktionen (BRA und IAs) erzielten Markträumungspreis.

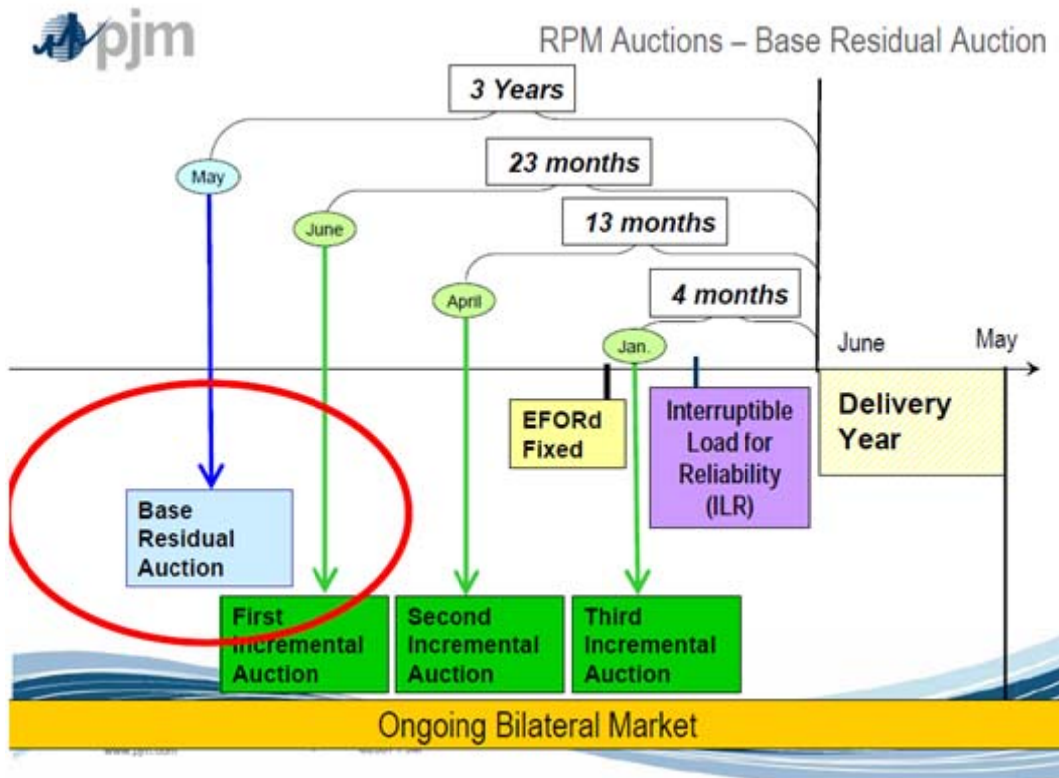


Abbildung 20: Die vier Auktionen im RPM-Modell (PJM, 2008, S. 2)

Die Strukturen der RPM Auktionen basieren auf einem speziell optimierten Markträumungs-Algorithmus. Das besondere daran ist, dass er die geringsten möglichen Kosten für die Kapazitätsbeschaffung ermittelt, unter der Berücksichtigung von Versorgungsangeboten, Nachfragekurve, sowie lokalen Netzengpässen. Es wird also für jedes Versorgungsgebiet ein eigener Markträumungspreis ermittelt, der sich um den „Locational Price Adder“<sup>69</sup> von den anderen Marktgebieten unterscheidet und somit den wahren Wert einer Kapazität, der aufgrund von Netzengpässen ansteigt, widerspiegelt. Der Algorithmus bietet weiters den Vorteil, dass Gebiete in denen es Versorgungsengpässe aufgrund der Leistungsbeschränkungen auf Leitungen oder der Spannungshöhe gibt, leicht erkannt werden und mittels RTEPP<sup>70</sup> beseitigt werden können (LECG, 2008, S. 32).

Der MCP der einzelnen Versorgungsgebiete setzt sich aus den Grenzkosten der Kapazitäten und den lokalen Aufschlägen für die einzelnen Versorgungsgebiete zusammen.

$$\text{ResourceClearingPrice}_{LDA} = \text{MarginalValueOfSystemCapacity} + \text{LocationalPriceAdder} \quad [3.18]$$

<sup>69</sup> Vgl. Kapitel 3.4.2.7.5.

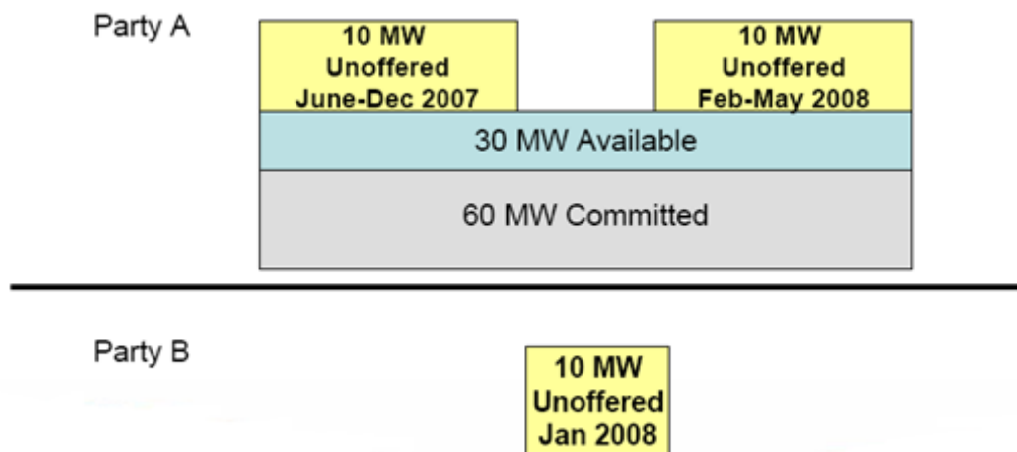
<sup>70</sup> Regional Transmission Expansion Planning Process; Modell um Schwachstellen im Netz ausfindig zu machen und zu beseitigen, damit die Versorgungssicherheit aufrecht bleibt, sowie die Wettbewerbsfähigkeit des Marktes erhalten bleibt. Es beinhaltet mittelfristige (5 Jahre) und langfristige Planung (15 Jahre)

### 3.4.2.7.1. Base Residual Auction (BRA)

Die Mehrheit der Versorgungsunternehmen, welche die erforderlichen Kapazitäten nicht durch bilaterale Verträge oder Eigenerzeugung aufbringen kann, muss sich den restlichen Betrag über die BRA sichern. Daher ist zu beachten, dass Kapazitäten die nicht in der BRA angeboten werden auch bei den späteren IAs nicht mehr teilnehmen dürfen und somit jeglichen Zahlungsanspruch von RPM für dieses Kalenderjahr verlieren.

Transaktionen, welche sich nicht auf das volle Versorgungsjahr erstrecken (Juni-Mai), werden ebenfalls von der Auktion ausgeschlossen und gehen als Unoffered Capacity ein. Will man also mit seiner Kapazität an RPM teilnehmen, so muss die Menge der Kapazität das ganze Jahr verfügbar sein. Ebenfalls nicht erlaubt sind Eigentümerwechsel einer Kapazität innerhalb des Versorgungsjahres (PJM, 2009, S. 55).

Anhand des Beispiels von Abbildung 21 soll das Verständnis Kapazitätsgebote in der BRA erleichtert werden.



**Abbildung 21: Beispiel für Kapazitätsgebote in der Base Residual Auction (PJM, 2008, S. 10)**

Erzeuger A hat eine gesamte Kapazität von 100 MW von Juni bis Mai zu Verfügung. Im Monat Jänner kommt es zu einer Transaktion von 10 MW zwischen Erzeuger A und B. Somit kann A nur noch mit 90 MW an der BRA teilnehmen. Die 10 MW (von A) welche während des restlichen Jahres verfügbar wären, gehen ebenso wie die 10 MW (die B von A erhalten hat und die nur im Jänner verfügbar sind) von B als Unoffered in den Endbericht der BRA ein.

Im Rahmen der BRA wird eine künstliche Nachfragekurve, die Variable Resource Requirement (VRR,) Kurve, eingesetzt<sup>71</sup> (siehe Abbildung 22). Somit wird ein hoher Preis bei wenig vorhandenen Kapazitäten bzw. ein niedrigerer Preis bei Überkapazitäten angezeigt. Der Preis bei Kapazitätsmangel kann bis auf 150% des NetCONE<sup>72</sup> steigen.

<sup>71</sup>Geht auf den Ökonomen Benjamin Hobbs zurück, der verschiedene Kurvenparameter testete und zur Lösung kam, dass eine fallende Nachfragekurve die Kosten, sowie die Unsicherheiten in Investitionen senkt und die Investitionsbereitschaft erhöht

<sup>72</sup> Bei einer Kapazitätsreserve von 15% sollen die Kosten einer neuen gasbetriebenen Spitzenlasteinheit, durch die Einnahmen am Kapazitätsmarkt gedeckt werden.

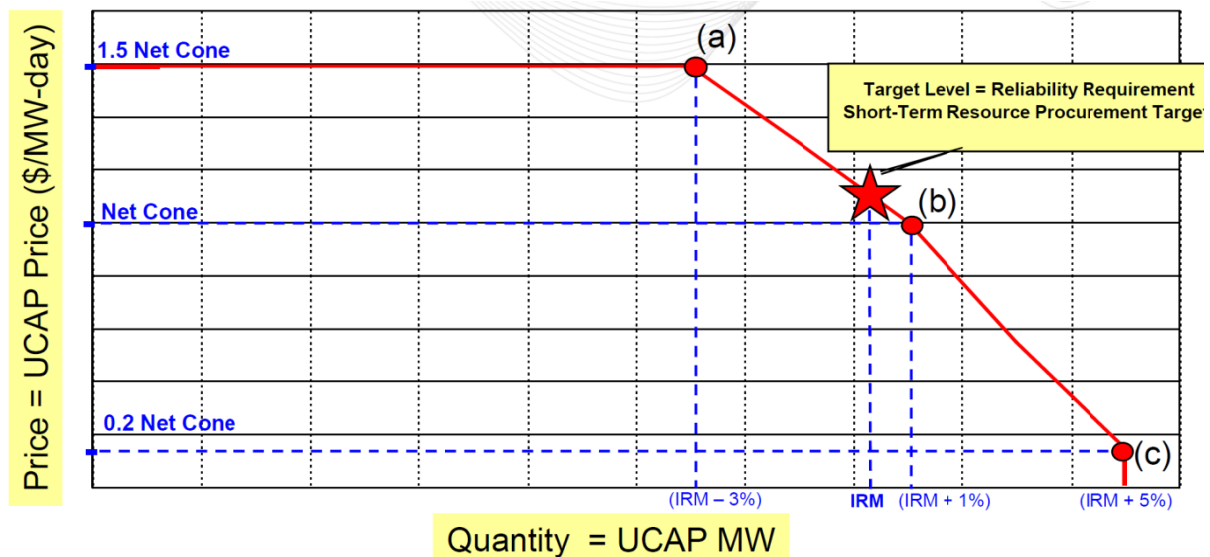


Abbildung 22: Berechnung der VRR Kurve(PJM, 2010d)

Der Verlauf der Nachfragekurve basiert auf drei speziellen Punkten. Diese berechnen sich folgendermaßen:

- Der Punkt (a):

$$Price = \left( \frac{1,5 * (CONE - NetE\&AS)}{1 - PoolwideAvgEFORD} \right) \quad [3.19]$$

$$Quantity = \left[ RelReg * \frac{(100\% + IRM - 3\%)}{(100\% + IRM)} \right] - STRPT \quad [3.20]$$

Der maximale Preis kann also den 1,5 fachen NetCONE nicht überschreiten<sup>73</sup>. Der Mengen-Wert stellt ein UCAP von 97,4% dar.

- Der Punkt (b):

$$Price = \left( \frac{1,0 * (CONE - NetE\&AS)}{1 - PoolwideAvgEFORD} \right) \quad [3.21]$$

$$Quantity = \left[ RelReg * \frac{(100\% + IRM + 1\%)}{(100\% + IRM)} \right] - STRPT \quad [3.22]$$

Punkt (b) stellt den optimalen Zustand dar. Dies ist jener Punkt, an der die angebotene Kapazität genau der Menge der vorgeschriebenen Reserve entspricht.

<sup>73</sup> Der obere Term stellt den NetCONE dar. Da dies jedoch den Preis für ICAP Werte darstellt, muss der Term noch durch (1-Poolwide Avg EFORD) dividiert werden, um den Preis für UCAP zu erhalten.

- Der Punkt (c)

$$Price = \left( \frac{0,2 * (CONE - NetE\&AS)}{1 - PoolwideAvgEFORd} \right) \quad [3.33]$$

$$Quantity = \left[ RelReg * \frac{(100\% + IRM + 5\%)}{(100\% + IRM)} \right] - STRPT \quad [3.34]$$

Ab der Menge von 104,3% UCAP sinkt der Preis der Kapazität auf 0 \$ (PJM, 2010d, S. 9f).

mit:

CONE.....Cost of New Entry

E&AS.....Energy and Ancillary Services

RelReg.....Reliability Requirement

IRM.....Installed Reserve Margin (15%; wird in ICAP angegeben)

STRPT.....Short Term Resource Procurement Target<sup>74</sup>

Das Reliability Requirement für ein LDA beinhaltet die prognostizierte UCAP-Menge und die Capacity Emergency Transfer Objective (CETO)<sup>75</sup>, abzüglich der für die FRR benötigte Kapazität für das Versorgungsjahr.

Short Term Resource Procurement Target wird nach dem Wegfall der ILR eingeführt und beinhaltet einen Kapazitätsrückhalt von 2.5% des Reliability Requirements (UCAP) (PJM, 2009, S. 5-13). In Abbildung 23 sind die Ergebnisse der BRA vom Versorgungsjahr 2008/2009 dargestellt.

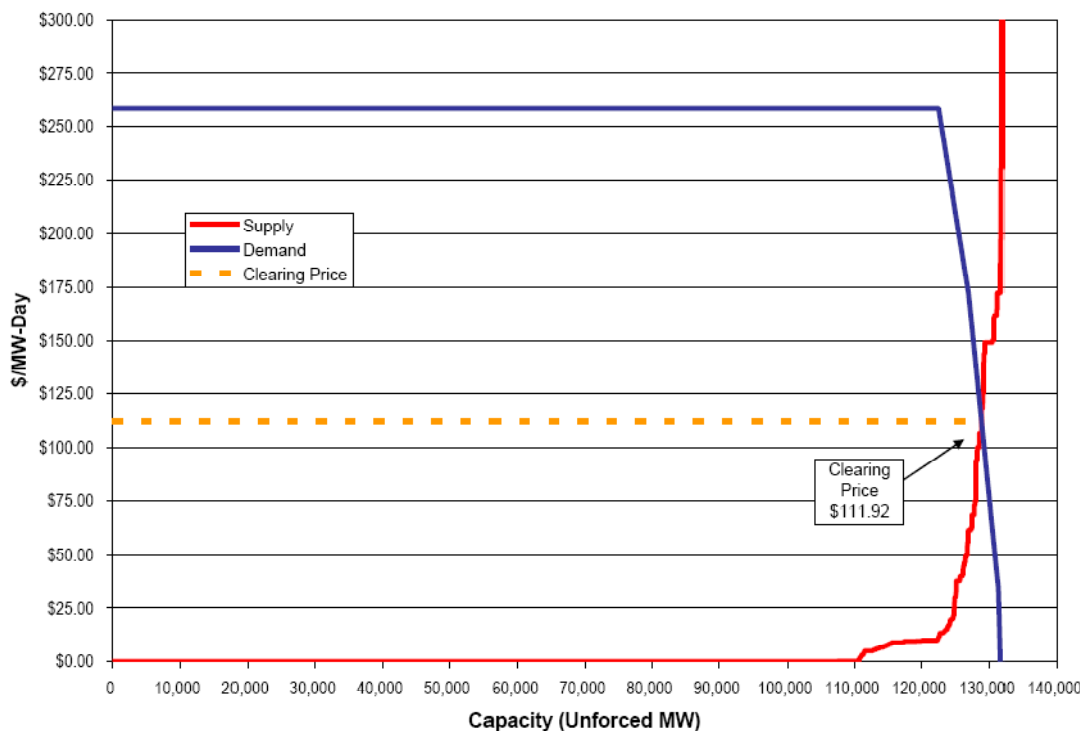


Abbildung 23: Angebot und Nachfrage in der BRA für das Versorgungsjahr 2008/2009 (PJM, 2008, S. 37)

<sup>74</sup> Diese Kapazität muss kurzfristig in den IAs ersteigert werden.

<sup>75</sup> Bei der CETO handelt es sich um die maximal importierbare Leistung in ein Gebiet, um das Kriterium der LOLE nicht zu verletzen.

### 3.4.2.7.2. Inkrementelle Auktionen

Nach Beendigung der BRA folgen drei Inkrementelle Auktionen (IA), um diverse Änderungen in Erzeugung und Verbrauch zu kompensieren. Die erste (23 Monate vor Lieferung) und dritte IA (vier Monate vor Lieferung) besitzen den Zweck, ungeplante Stillsetzungen von Kraftwerken, nicht fristgerechte Fertigstellung von neuen Kapazitäten, sowie jegliche andere Gründe weshalb die in der BRA versteigerte Menge an Kapazität nicht vorhanden ist, auszugleichen. Der Verlauf der Kurve ergibt sich durch Kaufangebote von lokalen Nachfragern (Abbildung. 24). Es wird keine künstliche Nachfragekurve verwendet.

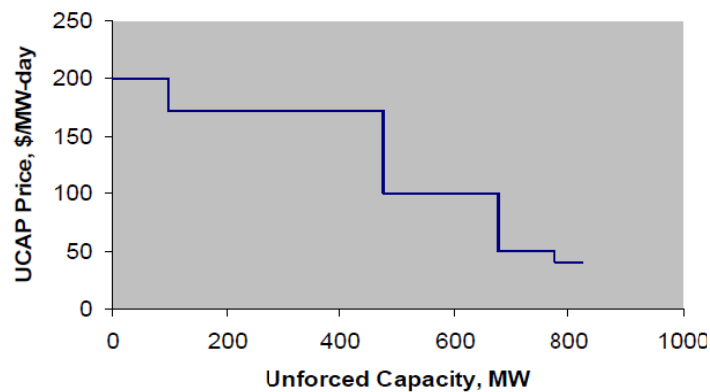


Abbildung 24: Nachfragekurve der 1. und 3. Incremental Auction (PJM, 2010f, S. 38)

15 Monate vor Lieferbeginn wird durch PJM eine neue Lastprognose erstellt. Sollten die Kapazitätsanforderungen für das Lieferjahr um mehr als 100 MW gestiegen sein, so kommt es 13 Monate vor Lieferung zu der zweiten inkrementellen Auktion. Die Kosten für die Beschaffung der Kapazitäten werden an die Versorgungsunternehmen gebietsabhängig weitergegeben. Der Verlauf dieser Kurve, dargestellt in Abbildung 25, wird wie bei der BRA durch PJM bestimmt. Der MCP ergibt sich bei allen IAs durch den Schnittpunkt der Nachfrage- und Angebotskurven (PJM, 2007a, S. 13-15).

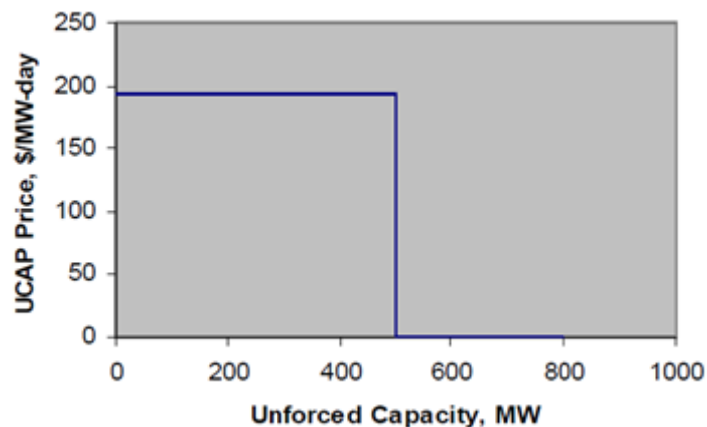


Abbildung 25: Nachfragekurve der 2. Incremental Auction (PJM, 2010f, S. 38)

### 3.4.2.7.3. Kaufgebote

Jegliche Angebote im RPM (BRA und IA) müssen zeitgerecht via Internet im eRPM<sup>76</sup> eingereicht werden. Vor jeder Auktion gibt es ein Zeitfenster von fünf Tagen, in dem man seine Angebote eingeben kann. Bei einem Kaufgebot muss die Menge, der Höchstpreis (nur bei der ersten und dritten IA), sowie der Ort der Lieferung spezifiziert werden.<sup>77</sup>

### 3.4.2.7.4. Verkaufsgebote

Die Verkaufsgebote werden ebenfalls über eRPM abgewickelt und können gleich wie Kaufgebote, nur während eines fünftägigen Zeitfensters vor den jeweiligen Auktionen eingegeben werden. Diese Angebote müssen ressourcenspezifisch sein, sowie eine Mindestmenge von 0,1 MW enthalten. Angebotsänderungen sind nur während des offenen Zeitfensters möglich.

### 3.4.2.7.5. Locational Price Adder

Innerhalb des Marktgebietes von PJM bilden sich, aufgrund von Netzengpässen, sogenannte Local Deliverability Areas (LDA). Ressourcen aus transportbeschränkten Gebieten erhalten zuzüglich zum MCP der BRA noch einen Gebietszuschlag, den „Locational Price Adder“. Dieser Zuschlag zu den Grenzkosten soll den wahren Wert der Kapazität ausgleichen. Kommt es in einem LDA bei der BRA zwei Jahre in Folge zu einem Locational Price Adder, zuzüglich des erzielten MCP, so wird evaluiert, ob es zu einem Leitungsausbau kommen soll. Die Kosten dieses Ausbaues werden dann auf alle Versorgungsunternehmen des betroffenen LDAs aufgeteilt (PJM, 2009, S. 11f).

### 3.4.2.7.6. Preis caps

Bereitsteller von Ressourcen können bis zu elf verschiedene Blockgebote<sup>78</sup> in das Auktionierungsprogramm eingeben. Es können zehn unterschiedliche Base Offer Segments und ein EFORD Offer Segment eingegeben werden.

Bei Base Offer Segments setzt sich das Preislimit für Verkaufsgebote wie folgt zusammen und wird in \$/MW-Jahr angegeben (PJM, 2008, S. 20).

$$MSOCfU = ACR - PPMR \quad [3.35]$$

mit:

MSOCfU.....Market Seller Offer Cap for Unit

ACR.....Avoidable Cost Rate

PPMR.....Projected PJM Market Revenues

Das Preislimit für Verkaufsgebote setzt sich aus der Avoidable Cost Rate (ACR) abzüglich den prognostizierten Einnahmen aus dem PJM Markt zusammen. Die Berechnung der ACR erfolgt in zwei Schritten. Als erstes werden die jährlichen Fixkosten des gewünschten Kraftwerkes berechnet. Im zweiten Schritt wird zwischen den „unvermeidbaren“ und „vermeidbaren“ Fixkosten unterschieden. Dividiert man die vermeidbaren Fixkosten durch die vorhandene Kapazität (ICAP), so erhält man die ACR. Tabelle 13 zeigt eine Gegenüberstellung der vermeidbaren und nicht vermeidbaren Kosten. Unter den vermeidbaren Fixkosten versteht man jenen Teil der Fixkosten, die nicht entstehen würden, wenn das Kraftwerk ein Jahr lang still stehen würde (Market Monitoring Unit, 2008, S. 4).

<sup>76</sup> Elektronisches Auktionierungssystem von PJM für RPM entwickelt

<sup>77</sup> Mindestmenge 0.1 MW; Mindestpreis wird nicht angegeben, es wird bis zum angegebenen Höchstpreis gekauft.

<sup>78</sup> 11 Blöcke mit frei wählbarem Lieferumfang pro BRA möglich

Avoidable Costs setzen sich aus folgenden Positionen zusammen		Non Avoidable Costs
Art der Aufwendungen	ACR Rate	Art der Aufwendungen
<b>Operations and Maintenance Labor (AOML)</b>	<b>82,18%</b>	<b>Non-Avoidable Administrative Expense (AAE)</b>
Operations and Maintenance Labor (AOML)	82,18%	Plant Manager
<b>Administrative Expenses (AAE)</b>	<b>84,46%</b>	Operations Manager
Administrative Salaries	85,19%	Maintenance Manager
Employee Expenses	82,18%	Technical Manager
Environmental Fees	75,00%	Plant-Environmental-Design Engineer
Safety & Operator Training	82,18%	ND Testing-Balancing-Chemist-Inspection
Office Supplies	85,19%	Plant Engineer/Environmental
Communications	85,19%	Accounting/Purchasing
Annual Plant Tests, Inspections & Analysis	90,00%	Secretary/Administration
<b>Maintenance Expenses (AME)</b>	<b>90,00%</b>	<b>Non-Avoidable AOML Operations</b>
Maintenance Parts	90,00%	Shift Supervisor
Maintenance Contract Services	90,00%	Lead Operator
Chemicals & Materials Consumed	90,00%	Auxiliary Operator
Rented Equipment	90,00%	Plant Mechanic
<b>Variable Expenses (AVE)</b>	<b>63,08%</b>	Fuel Handling
Water Treatment Chemicals	90,00%	<b>Non-Avoidable AOML Maintenance</b>
Lubricants	90,00%	Foreman
Water (Not for Power Generation)	50,00%	Millwright
Gas (Not for Power Generation)	50,00%	Pipe fitters
Electric (Not for Power Generation)	50,00%	Boilermaker
Waste Water Treatment	90,00%	Laborer
<b>Taxes Fees and Insurance (ATFI)</b>	<b>47,20%</b>	Electrician/I&C
Annual Insurance Premium	60,00%	
Permits and Licensing Fees	75,00%	
Site Security and Utilities	25,00%	
Annual Property Tax Payment	0,00%	
<b>Carrying Charges (ACC)</b>	<b>0,74%</b>	
Spare Parts Inventory	0,00%	
Fuel Inventory	10,00%	
Other Inventory	90,00%	
<b>Corporate Level Expenses (ACLE)</b>	<b>85%</b>	
Legal Services	90,00%	
Environmental Reporting	75,00%	
Procurement Expenses	90,00%	
<b>Project Investment Recovery Rate (APIR)</b>	<b>100%</b>	
Project Investment Recovery Rate	100%	

Tabelle 13: Gegenüberstellung von vermeidbaren und nicht vermeidbaren Kosten<sup>79</sup> (PJM, 2009b)

Die linke Seite der Tabelle stellt jenen Anteil der Fixkosten dar, die bei einem Stillstand von einem Jahr nicht entstehen würden. Der letzte angeführte Posten in dieser Spalte stellt keine Kosten, sondern die garantierte Verzinsung des Eigenkapitals dar, die in die Angebotshöhe mit eingebunden wird.

Inhaber von Kapazitäten werden zwei Möglichkeiten zur Festlegung der ACR geboten. Die erste Möglichkeit besteht darin, die Höhe der ACR mittels eines Standardkraftwerks des

<sup>79</sup> Die Werte stellen die ACR Daten eines Standard Gaskraftwerkes dar.



gleichen Typs zu berechnen. Als zweite Möglichkeit bietet sich noch eine einheitsspezifische Berechnung des jeweiligen Kraftwerkes an.

Weiters gibt es einen sogenannten Transition Adder, welcher während der Übergangsphase unter folgenden Bedingungen ebenfalls zur Höhe des Preislimits beiträgt. Dieser Zuschuss zur ACR steht allerdings nur Eigentümern zur Verfügung, die über mehr als 3.000 MW und weniger als 10.000 MW UCAP innerhalb von PJM besitzen. Die Höhe des Zuschusses war in den ersten beiden Lieferjahren 10 \$/MW-Tag und im Jahr 2009/2010 7,50 \$/MW-Tag.

Bei Investitionen in die Verringerung des Schadstoffausstoßes besteht ebenfalls die Möglichkeit 45% der Investitionskosten, aufgeteilt auf vier Jahre, in die Höhe des Preis caps einfließen zu lassen. Bei dieser Art Zuschuss ist die Höhe des Verkaufsangebots jedoch bei 90% des NetCONEs limitiert.

Der Vorteil der Betreiber liegt darin, dass die Art der Berechnung frei gewählt werden kann<sup>80</sup>, was Spekulationen über die Höhe des Offer Caps zulässt (Market Monitoring Unit, 2008, S. 4f).

Bei EFORd Offer Segments liegt die Höhe des Preislimits beim Wert des NetCONE und wird ebenfalls in \$/MW-Jahr angegeben. Da es sich hierbei um ein sogenanntes Must Offer Gebot handelt, fallen auch die Provisionen höher aus als bei Base Offer Segments. EFORd Offer Segments wurden jedoch Ende März 2009 aus dem Markt genommen.

Bei Projekten die sich noch in Planung befinden, entfällt die Berechnung der ACR. Diese besitzen die Möglichkeit bei der Auktion das New Entry Pricing zu wählen (PJM, 2009, S. 59-62).

#### 3.4.2.7.7. Kapazitätsverpflichtungen der LSE

Die Kapazitätsverpflichtung der LSE gibt den Wert für die Höhe, der zu beschaffenden Kapazität<sup>81</sup> für jedes Versorgungsunternehmen an. Die LSE müssen sich Kapazitäten proportional zu deren Beitrag zur gesamten poolweiten Lastspitze besorgen.

Die jeweilige Last im Versorgungsgebiet eines LSEs wird stündlich gemessen. Der Durchschnitt aus den 5 höchsten Werten<sup>82</sup>, stellt die Menge der zu beschaffenden Kapazität des LSE dar (PJM, 2009c, S. 21).

Als Basis für die Lastprognose des ISOs dienen die Daten des letzten Sommer vor der BRA. Diese prognostizierte poolweite Lastspitze wird bei der zweiten Inkrementellen Auktion nochmals angepasst. Die endgültige Menge der zu beschaffenden Kapazität, steht ein Jahr vor Lieferbeginn fest. Abbildung 26 gibt einen Überblick über den Zeitplan der Kapazitätsbeschaffung.

<sup>80</sup> Die Betreiber können zwischen der Berechnung eines Standardkraftwerks oder einer einheitsspezifischen Berechnung auswählen.

<sup>81</sup> Wird in UCAP angegeben.

<sup>82</sup> Im Zeitraum von 1. Juni bis 30 September des vergangenen Jahres.

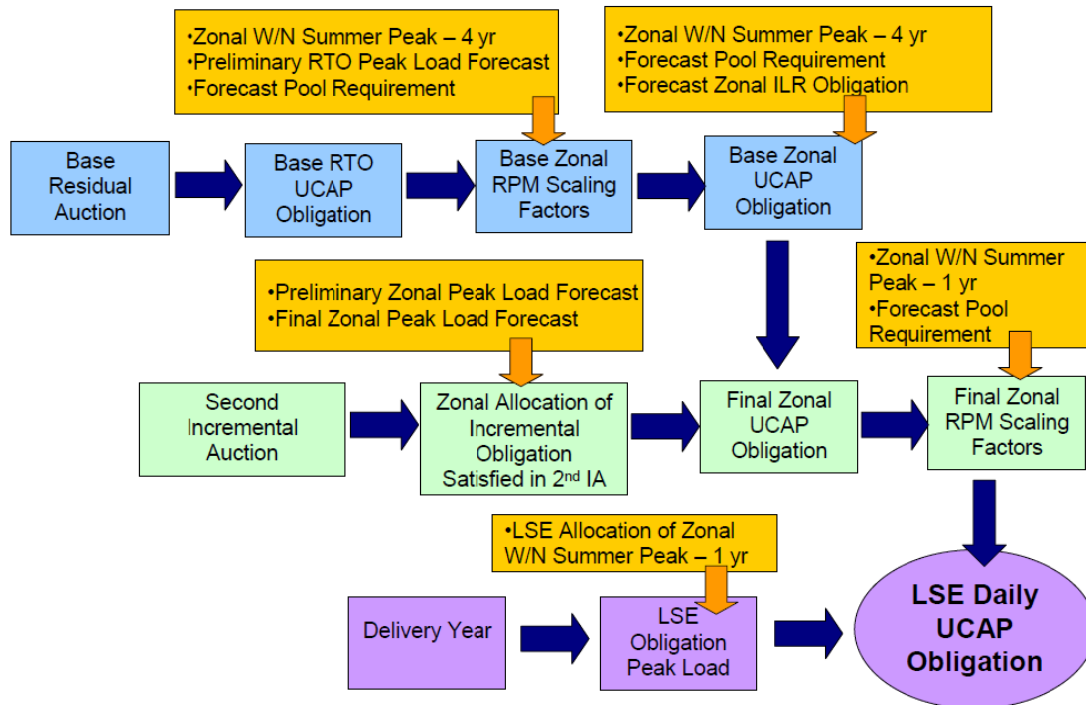


Abbildung 26: Zeitplan der Kapazitätsbeschaffung (PJM, 2009, S. 97)

Die Summe der LSE Verpflichtungen muss gleich der Summe der prognostizierten Spitzenlast des gesamten Pools sein. Diese Kapazitätsanforderungen sind für das gesamte Versorgungsjahr gültig.

#### 3.4.2.8. *New Entry Pricing*

New Entry Pricing (NEP) stellt für neue Ressourcen einen besonderen Anreiz im dar. Nimmt eine Anlage erstmals an der BRA teil, so hat man die Möglichkeit NEP zu wählen. Dieses Modell ermöglicht geplanten Ressourcen einen Teil der Investition schon während des Baus zu refundieren. Der Angebotspreis entspricht dem RCP der ersten BRA an dem die Ressource teilnimmt und stellt zugleich den Mindestpreis der beiden folgenden BRAs dar. In Gebieten in denen ein neues Kraftwerk einen großen Kapazitätszuwachs im Verhältnis zum restlichen LDA bringt, kann es sogar zur Senkung des MCP beitragen da die neue Ressource einem Angebotspreis cap unterliegt. Die Kapazität wird im zweiten und dritten Jahr, entweder zu dem Preis des Angebots in der ersten BRA, oder zu 90% des derzeitigen CONEs in die Auktion eingegeben. Es wird der niedrigere Preis gewählt. Wird in den beiden Folgejahren ein höherer MCP erzielt, so erhält die neue Kapazität eine zusätzliche Prämie. Im Falle eines niedrigeren MCP wird die Differenz zum ersten Jahr von PJM ausgezahlt. Die restlichen Ressourcen erhalten den normalen MCP (PJM, 2009, S. 60).

Die Marktaufsicht ist mit dieser bestehenden Regelung unzufrieden (Market Monitoring Unit, 2009, S. 4). Neuzugänge erhalten einen risikofreien Markteintritt. Aus diesem Grund sollte eigentlich der Startpreis für alle drei Jahre gelten und nicht durch eventuelle Preiserhöhungen auch mit ansteigen.

#### 3.4.2.9. *Capacity Transfer Rights (CTR)*

Bei den CTR handelt es sich um ein Finanzinstrument, um die ökonomischen Kosten eines Kapazitätsimports in ein engpassbehaftetes Versorgungsgebiet zu bewerten. Wie schon vorher erwähnt, wird für jedes Versorgungsgebiet eine eigene VRR Kurve erstellt. Aufgrund von Importbeschränkungen des Übertragungssystems in ein Versorgungsgebiet, kann es zu einem großen Preisanstieg und zu einer relativ großen Preisdifferenz zwischen Gebieten mit sowie

ohne Netzengpässen kommen. Aus diesem Grund gibt es die Möglichkeit CTR zu erwerben, durch welche man die Erlaubnis erhält, Kapazitäten über eine transportbeschränkte Leitung in ein bestimmtes LDA zu importieren. Die Höhe der CTR ergibt sich aus der gesamten Kapazitätsanforderung<sup>83</sup> eines Gebietes, abzüglich der erfolgreich auktionierten Menge an UCAP und der gesamten ILR des Gebietes. Typischerweise entspricht die Höhe der veräußerten CTR nicht der maximalen Importmenge<sup>84</sup>, sondern liegt darunter. Bei den CTR gibt es, wie bei anderen Kapazitäten, eine Mindestmenge von 0.1 MW welche über RPM gehandelt werden kann. Des weiteren sind diese nur für das erstandene Jahr gültig (PJM, 2009, S. 76f).

Investiert ein Marktteilnehmer in den Ausbau des Transportnetzes, so kann die zusätzlich importierbare Menge an Kapazitäten als Incremental CTR erworben werden. Ein solcher Ausbau muss bis spätestens 90 Tage vor der BRA an RPM gemeldet werden. Diese ICTR haben eine Gültigkeitsdauer von 30 Jahren bzw. die Lebensdauer der Leitung, je nach dem welche Zeitspanne kürzer ausfällt. Die Anzahl der ICTR ist auf die Menge der CTR limitiert, das heißt es können nicht mehr ICTR erstanden werden, als CTR verfügbar sind.

Der wirtschaftliche Wert von CTRs wird durch die BRA ermittelt und nach den IAs nochmal angepasst.

$$P_{CTR} = \sum (CTR \text{ MW}) * (BRA \text{ LPA}_{sink} - BRA \text{ LPA}_{source}) \quad [3.36]$$

mit:

$P_{CTR}$ .....Kosten der CTR

CTR MW.....Summe der auktionierten CTRs in MW

$BRA \text{ LPA}_{sink}$ .....Base Residual Auction Locational Price Adder Sink

$BRA \text{ LPA}_{source}$ .....Base Residual Auction Locational Price Adder Source

Der Wert der CTRs entspricht also der Anzahl der veräußerten Kapazität mal dem Unterschied der Locational Price Adder<sup>85</sup> (PJM, 2010e, S. 44-48).

#### 3.4.2.10. Zonenpreise

Mit der BRA werden die vorläufigen Preise in den Zonen für Kapazitäten, ILR und CTRs ermittelt. Nach der zweiten IA kommt es zu einer Anpassung der Preise. Die endgültigen Zonenpreise sind ab der Zertifizierung der ILR<sup>86</sup> verfügbar.

Die endgültigen Kapazitätspreise je Zone werden so berechnet, dass die Höhe der Auszahlung an die Erzeugungseinheiten, gleich der Höhe der Kapazitätskosten (MCP) mal der Kapazitätsanforderung (UCAP in MW) der Versorgungsunternehmen ist. Die Auszahlungen gehen an die Eigentümer der ICTRs, zugelassene ILRs, gehandelte Ressourcen in der BRA und der zweiten IA, Qualified Transmission Upgrades und CTRs Inhaber. Der letztendliche Zonenpreis der Kapazitäten ergibt sich aus den Grenzkosten der Kapazitäten, den Locational Price Adder, sowie den Anpassungen nach der zweiten IA. Die erste und dritte IA haben keinen Einfluss auf den Zonenpreis, da diese nur dem Ausgleich von Fehlkalkulationen der Versorgungsunternehmen und Erzeugungsunternehmen dienen (PJM, 2010e, S. 55f).

<sup>83</sup> Kapazitätsanforderungen wird in UCAP angegeben.

<sup>84</sup> CETL: Capacity Emergency Transfer Limit, im Falle eines Notfalls, die maximal übertragbare Kapazität. Es kann also nicht zur Überschreitung der physikalischen Übertragungsleistung der Leitung kommen.

<sup>85</sup> Unterschied der Locational Price Adder zwischen dem liefernden LDA (Sink), sowie jenem, in das geliefert wird (Source).

<sup>86</sup> Die Zertifizierung der ILR erfolgt 3 Monate vor Beginn des Versorgungsjahres.

### 3.4.2.11. Strafzahlungen

Unter RPM gibt es mehrere Arten von Strafzahlungen, die bei Nichteinhaltung von Lieferverpflichtungen zu bezahlen sind.

- Peak-Hour Period Availability Charge: Hierbei muss man unterscheiden, ob es sich um Kapazitäten innerhalb von RPM oder FRR handelt:

$$\begin{aligned} \text{PeakHourPeriodAvailabilityCharge} & \quad [3.37] \\ & = \text{DailyPeakHourPeriodAvailabilityChargeRate} \\ & * \text{NetPeakPeriodCapShortfall} \end{aligned}$$

Diese Strafe muss von Teilnehmern bezahlt werden, die zu Spitzenlastzeiten ihre angegebene Menge an Kapazität nicht liefern können.

Bei RPM entspricht die Höhe der Zahlung dem durchschnittlichen lokalen Resource Clearing Price des LDA. Verwendet man die FFR Alternative, so liegt sie in der Höhe des lokalen NetCONE. Die Strafen werden zwar täglich abgerechnet, die Zahlung erfolgt jedoch jährlich<sup>87</sup>.

- Capacity Resource Deficiency Charge: Sie tritt ein, wenn ein Teilnehmer weniger Kapazitäten zur Verfügung hat, als er angegeben hat, zu liefern:

$$\begin{aligned} \text{DailyCapResourceDeficiencyCharge} & \quad [3.38] \\ & = \text{DailyDeficiencyRate} * \text{DailyRPMCommitmentShortage} \end{aligned}$$

Bei der Daily Deficiency Rate wird entweder das doppelte gewichtete Mittel des Markträumungspreises oder der NetCONE verwendet, je nachdem welcher Wert höher ausfällt.

Diese Zahlungen werden täglich bewertet und monatlich bezahlt.

- Transmission Upgrade Delay Penalty Charge: Falls es bei einem Leitungsausbau zu Verzögerungen kommt, muss folgende Zahlung geleistet werden:

$$\begin{aligned} \text{DailyTransUpgradeDelayPenaltyCharge} & \quad [3.39] \\ & = \text{QTUDelayPenaltyRate} * \text{DailyRPMCommitmentShortage} \end{aligned}$$

Die QTU Delay Penalty Rate ist gleich dem doppelten Locational Price Adder in dem zu liefernden Gebiet oder dem NetCONE abzüglich der lokalen Ressourcen Preise, je nachdem welcher Wert höher ausfällt. Auch hier wird täglich bewertet und monatlich bezahlt.

- Generation Resource Rating Test Failure Charge: Bevor eine Erzeugungseinheit zur Auktion zugelassen wird, muss über einen Test die tatsächlich lieferbare Leistung ermittelt werden. Wenn der getestete Wert der Kapazität nicht mit dem tatsächlich verfügbaren Wert im Betrieb übereinstimmt, muss folgende Strafe gezahlt werden:

<sup>87</sup> Im September, jeweils nach Beendigung des Versorgungsjahres

$$\begin{aligned} \text{GenerationResourceRatingTestFailureCharge} & \quad [3.40] \\ &= \text{DailyDeficiencyRate} * \text{DailyICAPShortfall} \\ & * (1 - \text{EffectiveEFORd}) \end{aligned}$$

Es wird wieder der doppelte Ressourcenpreis bzw. der NetCONE als Referenz genommen, täglich bewertet und rückwirkend jedes Jahr im Juni gezahlt.

- Peak Season Maintenance Compliance Penalty Charge: Diese Zahlung wird bei einem ungeplanten Ausfall der Ressource fällig.

$$\begin{aligned} \text{PSMCompliancePenaltyCharg} & \quad [3.41] \\ &= \text{DailyDeficiencyRate} * \text{DailyPSMComplianceShortfall} \\ & * (1 - \text{EffectiveEFORd}) \end{aligned}$$

Die Daily Deficiency Rate berechnet sich wieder gleich wie beim vorhergegangenen Beispiel (PJM, 2009, S. 109f).

Alle diese Strafen sind von den Erzeugungsunternehmen zu bezahlen. Es werden somit tägliche Strafen erhoben, um Kapazitäten zu kompensieren, welche nicht geliefert worden sind.

- Load Management: Die Strafen für Nichteinhaltung der vereinbarten Kapazitätsmenge betragen stündlich ein Fünftel des Jahresumsatzes. Tabelle 14 sowie das folgende Rechenbeispiel dienen dem besseren Verständnis dieser Strafzahlung.

$$\text{Strafe} = \sum \text{nichtgelieferter MW} * \left( \frac{1}{5} * \text{RCP} * \frac{\text{Tage}}{\text{Jahr}} \right) \quad [3.42]$$

	Hour 14	Hour 15	Hour 16	Hour 17	Hour 18	Average Across Event
Load Reduction Value (MW)	10	10	10	10	10	
Metered Load (MW)	2	2	2	2	0	
Capacity Profile (MW)	10	11	11	11	11	
Capacity Loss Factor	1,043	1,043	1,043	1,043	1,043	
Reduction (MW)	8,3	9,4	9,4	9,4	11,5	
Compliance	-1,7	-0,6	-0,6	-0,6	1,5	-0,4

Tabelle 14: Beispiel für Lieferung von LM Kapazitäten (PJM, 2009a, S. 49)

DR Under Compliance Penalty Charge:

$$\text{DR UCPC} = .4\text{MW} * (.2 * \$197.67 * 366) = \$5,787.78 \quad [3.43]$$

ILR Under Compliance Penalty Charge:

$$\text{ILR UCPC} = .4\text{MW} * (.2 * \$177.51 * 366) = \$5,197.49 \quad [3.44]$$

Die jährlichen Strafzahlungen sind auf die Höhe des Jahresumsatzes begrenzt und werden jeweils im dritten Monat nach dem Vorfall abgerechnet.

Zusätzlich zu allen diesen Gebühren gibt es noch eine Reliability Charge, welche alle Versorgungsunternehmen, abhängig von der Menge der ersteigerten Kapazitäten, an RPM zahlen müssen (PJM, 2009a, S. 46).

$$\begin{aligned} \text{Locational Reliability Charge} & \quad [3.45] \\ &= \text{Daily Unforced Capacity Obligation} \\ & \quad * \text{Final Zonal Capacity Price} \end{aligned}$$

#### 3.4.2.12. Ergebnisse des RPM Models

Anfänglich erzielte das RPM noch nicht die gewünschten Erfolge. Bei der Einführung kam es bereits zu einem hohen Preisanstieg, was auf den Mangel an Kapazitäten zurückzuführen war.

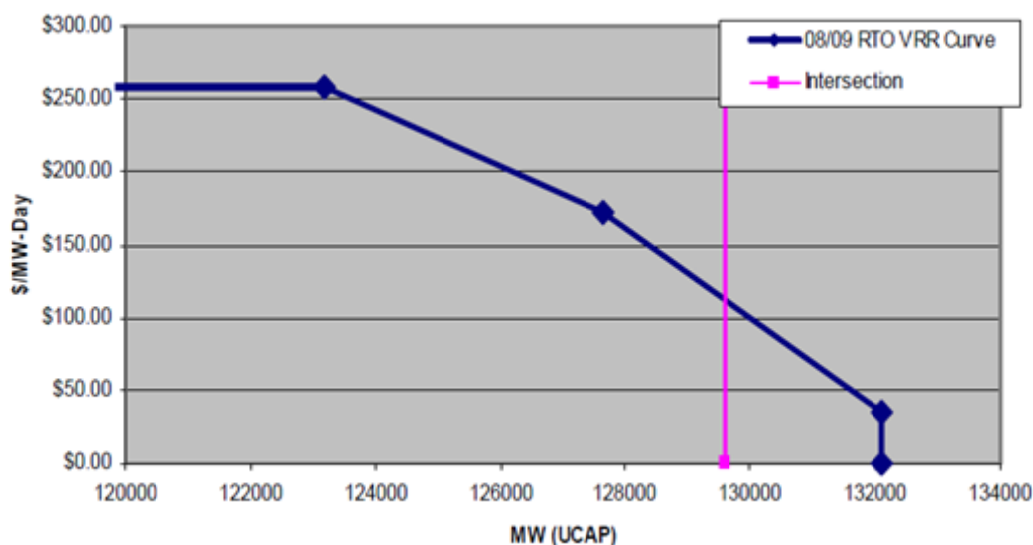


Abbildung 27: Ergebnisse der BRA für das Jahr 2008/2009 (PJM, 2008/2009)

Als Vergleich sind in Abbildung 27 und 28 die Ergebnisse der BRA für das Versorgungsjahr 2008/2009 und 2012/2013 dargestellt.

Im Versorgungsjahr 2008/2009 betrug der MCP des gesamten RTO 111,92 \$/MW und es wurden 129,6 GW an UCAP erfolgreich versteigert. Dies entspricht bereits einer IRM von 117,5%.

Bei der Auktionen für das Versorgungsjahr 2010/2011 lag der Kapazitätspreis schon bei 174 \$/MW. Bei der darauffolgenden BRA nur noch bei 110 \$/MW<sup>88</sup>.

<sup>88</sup> Durchschnittspreis über das gesamte PJM Marktgebiet

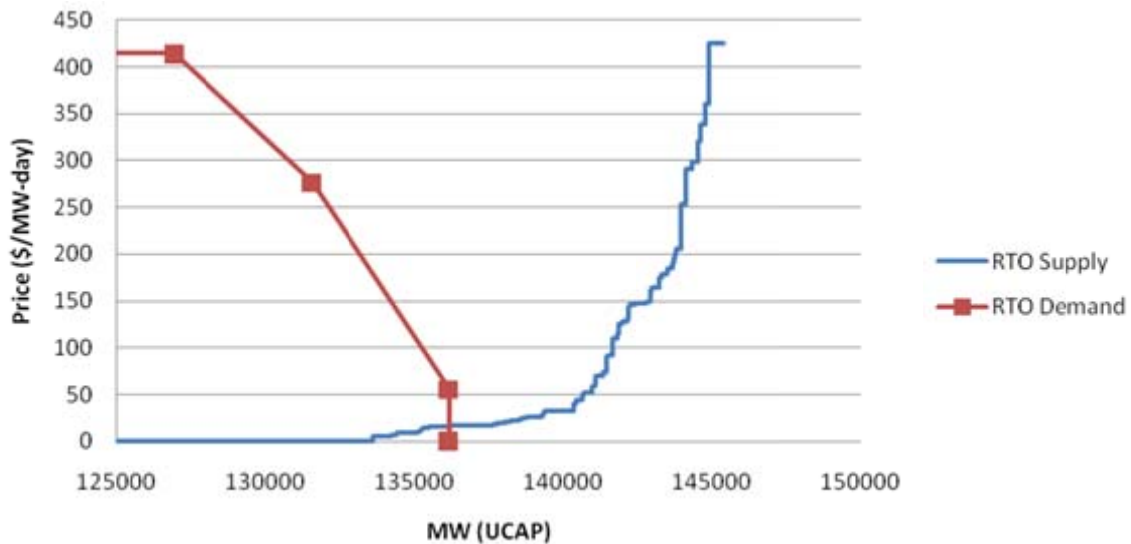


Abbildung 28: Ergebnisse der BRA für das Jahr 2012/2013 (PJM, 2012/2013)

Für das Versorgungsjahr 2012/2013 lag der Preis bei 16,64 \$/MW, bei einer versteigerten Menge an UCAP von 136,1 GW. Die Reserve beträgt bereits 21,2%.

Seit Juni 2007 wurden 14.500 MW an neuen Kapazitäten und über 20.000 MW durch wieder Inbetriebnahme von stillgelegten Kraftwerken geschaffen. Diese Menge an Kapazitäten wäre wirtschaftlich ohne das RPM Modell nicht realisierbar gewesen (The Brattle Group, 2008, S. 122).

### 3.4.3. Vor- und Nachteile der Kapazitätsverpflichtungen

Ein großer Vorteil am Modell der Kapazitätsverpflichtungen ist, dass es zuverlässig eine gewünschte Menge an Kapazität bereitstellen kann. Hinzu kommt, dass Investitionsanreize nicht durch prognostizierte Preisspitzen in der Zukunft gesetzt werden, sondern aufgrund der vorhergesagten Spitzenlast, welche viel genauer prognostiziert werden kann als der Preis (DeVries, 2006, S. 27).

Positiv an RPM zu erwähnen ist die gebietsgerechte Zuweisung von Kapazitäten bzw. der unterschiedliche Preis in den verschiedenen LDAs. Auch die Einbeziehung der Erträge aus dem Energiemarkt (E&AS) ist positiv hervorzuheben. Weitere positive Aspekte sind die Zulassung von erneuerbaren Energiequellen, Verbraucher mit DSM, die Förderung von Energieeffizienz und der Leitungsausbau.

Einen Schwachpunkt des Modells stellt die künstliche Nachfragekurve dar. Sie ist von vielen Parametern abhängig die sehr stark variieren oder teilweise nur geschätzt werden können. Gleichzeitig ist die Kurve für die Preisbildung der BRA verantwortlich. Der NetCONE, welcher für die Berechnung der VRR Kurve herangezogen wird, hängt von den Einnahmen der letzten drei Jahre ab. Da es innerhalb des PJM Marktes in den vergangenen Jahren zu einem starken Anstieg der Energiepreise gekommen ist, hätten auch die Erlöse am Kapazitätsmarkt verringert werden müssen.

Der Sinn eines langfristigen Forward Marktes, ist die Bildung eines signifikanten Preissignals. Das RPM Modell unterstützt dies zwar mit einer dreijährigen Vorlaufzeit bzw. Verkaufsgarantie bei neuen Anlagen, jedoch ist dieser Zeitraum kurz im Vergleich zu herkömmlichen Vorlaufzeiten für die Kraftwerkerrichtung bzw. zur Lebensdauer. Aus diesem Grund ist es fraglich, ob diese Investitionsanreize den Erzeugungsunternehmen die notwendigen Erlöse liefern können. Um den Erzeugungsunternehmen einen konkreten Anreiz

für Investitionen zu geben, sollten die garantierten Zahlungen deutlich länger als drei Jahre gewährt werden (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2010, S. 13-14).

Wie bereits vorhin erwähnt, ist der Verlauf der VRR Kurve sehr stark von den Berechnungen des NetCONE abhängig. Eine Änderung von einem Prozent kann den Verbrauchern bereits einige Millionen Dollar kosten. Als Beispiel kann hier die BRA für das Versorgungsjahr 2009 angeführt werden, deren Ergebnisse am 17. Oktober 2007 bekannt wurden. Aufgrund eines Fehlers bei den Geboten von zwei Einheiten, wurde das ursprüngliche Ergebnis der verkauften Kapazitäten um 138 MW reduziert. Dies entsprach 0,2% des gesamten Handels. Diese Änderung bewirkte einen Preisanstieg von 97,8 \$/MW-Tag auf 102,04 \$/MW-Tag, welches den jährlichen Wert der Kapazität in dieser Zone um 87 Millionen Dollar steigen ließ (LECG, 2008, S. 54f).

Nachteilig wirkt sich auch aus, dass die Kapazitätzahlungen unabhängig von der Art der Bereitstellung erfolgen. Somit wird kaum ein Anreiz in alternative Energien gesetzt.

Ebenfalls zu kritisieren ist die Verpflichtungsdauer von einem Jahr. LSE müssen sich mit der benötigten Kapazität im Sommer ganzjährig eindecken, dies führt bei den Versorgungsunternehmen zu einer großen Menge an nicht benötigter Kapazität im restlichen Jahr.

Allgemein kann man sagen, dass das RPM Modell einige Mängel des CCM Modells behoben hat. Trotzdem besitzt es nach wie vor einige Schwachstellen. Besonders durch die große Komplexität, sowie die geringe Transparenz, kann man die langfristige Wirkungsweise nur schwer interpretieren (Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler, 2010, S. 15).

Vorteile	Nachteile
Bereitstellung der erforderlichen Kapazität	Nachfrage wird administrativ bestimmt
Investitionsentscheidungen sind nicht von Preisspitzen am Energiemarkt abhängig	Komplexe Berechnung der VRR Kurve
LDA: Kapazität im benötigten Gebiet errichtet	Kein langfristiges Preissignal
Deckungsbeiträge aus dem Energiemarkt an der Kapazitätsbörse berücksichtigt	Zu kurze garantierte Zahlungen
Verbraucherseitige Einsparung gefördert (Energieeffizienz, DSM)	Entlohnung unabhängig der Art der bereitgestellten Kapazität
Förderung von Leitungsausbau	Verpflichtungsdauer von einem Jahr

Tabelle 15: Vor- und Nachteile des RPM Modells



## 3.5. Reliability Contracts

### 3.5.1. Funktion der Reliability Contracts

Bei diesem Modell handelt es sich um eine Weiterentwicklung der Kapazitätsverpflichtungen, mit dem Ziel die Kapazität während Spitzenlastzeiten noch zuverlässiger zu machen. Der Grundgedanke hinter diesem System ist jener, dass der Systembetreiber (Regulator, ISO) sogenannte „Call Options“ im Namen der Verbraucher von den Erzeugungsunternehmen erwirbt. Durch den Kauf der Optionen erhält der Systembetreiber die Möglichkeit der Differenzierung zwischen dem Spot Preis ( $P_M$ ) an der Börse und dem Preis der erworbenen Option ( $P_S$ ). Diese Preisdifferenz wird dann rückwirkend an Verbraucher ausgezahlt. Dies hat zur Folge, dass der maximale Preis den die Verbraucher im Falle von Kapazitätsengpässen bezahlen müssen, durch die Höhe der Call Options limitiert ist. Somit fungiert diese Call Option als Preis cap im Energiemarkt (DeVries, 2006, S. 27f).

### 3.5.2. Erwerb der Option

Die Höhe der erforderlichen Kapazität, welche durch den Systembetreiber mittels Call Optionen gekauft wird, richtet sich nach der gemeinsamen Lastspitze der einzelnen Versorgungsunternehmen, zuzüglich einer gewissen Reservemenge. Der Optionsausführungspreis muss oberhalb der Betriebskosten aller einsatzfähigen Erzeugungseinheiten liegen, um diese nicht aus dem Markt zu drängen. Der Systembetreiber organisiert eine Auktion, in der die Erzeuger Kapazitäten anbieten. Aufgrund des Wettbewerbs wird hier der Kaufpreis durch die Angebote der Erzeugungsunternehmen bestimmt.

Sobald der Preis an der Börse über dem Ausführungspreis der Option liegt, löst der Regulator seine Option ein und die Erzeugungsunternehmen welche Optionen verkauft haben, müssen nun die Differenz aus  $P_M - P_S$  für jede ausgegebene Option an die Optionsbesitzer überweisen. Ein Vorteil an diesem System liegt in der selbständigen Bestimmung der zu versteigernden Kapazität der Erzeugungsunternehmen. Es ist hier keine komplizierte Berechnung der durchschnittlich verfügbaren Leistung notwendig. Ist die veräußerte Kapazität zu gering, so verzichten die Kraftwerksbetreiber auf Zahlungen für Optionen. Wird zu viel Kapazität verkauft, so muss der Kraftwerksbetreiber mit empfindlich hohen Rückzahlungen rechnen (DeVries, 2006, S. 27f).

### 3.5.3. Strafzahlungen

Solange die Erzeugungseinheit die angebotene Kapazität bereitstellen kann, werden Einnahmen in Höhe der Optionsprämie vergütet. Kann ein Kraftwerk jedoch seine Kapazität nicht liefern, muss es trotzdem die Differenz aus  $P_M - P_S$  an den Regulator erstatten. Der Unterschied ist, dass dieses Kraftwerk nun keine, oder nur geringere Einnahmen aus dem Börsenverkauf besitzt und somit die Zahlungen an den Regulator nur teilweise bzw. nicht kompensieren kann (DeVries, 2006, S. 28).

### 3.5.4. Reliability Contracts am Beispiel der Reliability Charge in Kolumbien

Der Großteil der erzeugten Energie in Kolumbien stammt aus Wasserkraft<sup>89</sup>. Das Problem hierbei ist, dass es klimabedingt etwa 7 Regenmonate gibt, gefolgt von 5 Monaten Trockenzeit. Aufgrund der großen Abhängigkeit einer dargebotsabhängigen Energiequelle ist es erforderlich genügend Reservekapazität für trockene Perioden verfügbar zu halten. Dies führte in der Vergangenheit zu großen Preisschwankungen zwischen der Trocken- und Regenperiode. Aus diesem Grund wurde in Kolumbien bereits 1996 ein Kapazitätsmarkt eingeführt. In diesem Modell wurden fixe Kapazitätzahlungen, administrativ bestimmt und während der Trockenzeit nach Verfügbarkeit der Anlage ausbezahlt (The Brattle Group, 2009, S. 42). Die Verwendung dieses Modells war jedoch von Anfang an auf eine Periode von zehn Jahren begrenzt. Seit Dezember 2006 ist das aktuelle Modell der „Reliability Charge“ in Verwendung (CREG, 2007a, S. 2).

#### 3.5.4.1. Funktion des Kapazitätsmodells

Der Hauptgrund für die Einführung der Reliability Charge war die langfristige Erhöhung der Versorgungssicherheit. Diese sollte durch ein langfristiges Preissignal ausreichend neue Investitionen fördern.

Ähnlich wie beim griechischen Markt, werden hier sogenannte „Firm Energy Obligations (OEF<sup>90</sup>)“ verwendet. Der Administrator bestimmt die erforderliche Menge an OEF mittels einer Lastprognose. Die vorhandenen Obligationen können von den Erzeugungsunternehmen ersteigert werden. Erlangt eine Erzeugungseinheit den Zuschlag für eine OEF, so muss die vereinbarte Menge an Energie jederzeit<sup>91</sup> bereitgestellt werden können. Die Kosten der OEF werden vom Übertragungsnetzbetreiber an den Endkunden weitergegeben (CREG, 2007a, S. 8).

#### 3.5.4.2. Firm Energy Obligation

Bei der OEF handelt es sich also um das Produkt, das die langfristige Versorgungssicherheit in Kolumbien bereitstellen soll. Sobald der Spotpreis mindestens eine Stunde über dem Strike Preis der OEF liegt, müssen die entsprechenden Kraftwerke, die im Vorhinein bestimmte Menge an Energie bereitstellen. Dieser Preis wird auch als Engpasspreis (Scarcity Price) bezeichnet. Der Engpasspreis richtet sich nach dem Brennstoffpreisindex an der New Yorker Börse und wird monatlich angepasst. Einerseits zeigt dieser Preis den Einsatzpunkt der einzelnen Kraftwerke mit unterschiedlichen Brennstoffen an und auf der anderen Seite spiegelt es den maximalen Energiepreis der Endkunden wieder. Tabelle 16 stellt die Verpflichtungen und Rechte der Erzeuger und Nachfrager gegenüber.

	Verpflichtung	Recht
Erzeugungseinheit	Die entsprechende Energie ab dem Erreichen des Scarcity Preises bereitzustellen.	Bezug der Reliability Charge auch in Zeiten, in denen kein Engpass vorherrscht.
Nachfrager	Zahlung der Reliability Charge, auch in Zeiten in denen kein Engpass vorherrscht	Scarcity Preis stellt das Preislimit der Energiekosten dar.

Tabelle 16: Firm Energy Obligation (CREG, 2007, S. 14)

<sup>89</sup>2006 wurden etwa 77% der Energie aus Wasserkraft erzeugt, der Rest thermisch. (CREG, 2007a, S. 4)

<sup>90</sup> Spanisch: Obligaciones de Energía Firme (OEF)

<sup>91</sup> Option wird dann fällig, wenn der Strike Preis der Option niedriger als der Preis am Spot Markt ist.

Die Gültigkeit der Optionsverträge kann von den Kraftwerksbetreibern selbst gewählt werden. Befindet sich die Einheit zum Zeitpunkt der Auktion noch nicht in Bau, so beträgt die minimale Verpflichtungsdauer ein Jahr und die maximale Dauer 20 Jahre. Wird die Einheit während der Auktion bereits gebaut, so beträgt die maximale Dauer zehn Jahre. Für bestehende Einheiten beträgt die Verpflichtungsdauer stets ein Jahr (CREG, 2007a, S. 5f).

### 3.5.4.3. Auktion

Die Zuteilung der OEF auf die einzelnen Kraftwerke erfolgt mittels Auktion. Diese findet drei Jahre vor Beginn der Verpflichtungsperiode statt. Ab der Bekanntgabe des Auktionstermins (einige Monate vor der Auktion) beginnt die Qualifikationsperiode für die Zulassung der einzelnen Kraftwerke. Der genau zeitliche Ablauf der Auktion ist in Tabelle 17 dargestellt.

December 1 of year t-1			
X months before the Auction	Implementation Date of Auction	3 years	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 year for existing generation resources</li> <li>• Up to 10 years for special generation resources</li> <li>• Up to 20 years for new generation resources</li> </ul>
<b>Pre-qualification Period</b>	<b>Auction</b>	<b>Planning Period</b>	<b>Commitment Period of OEF</b>
Compliance with the requirements to participate in the Auction	Auction of OEF to be required by year t.	Building of new generation plants or units to deliver firm energy from the first day of the commitment period of the obligation (to deliver firm energy on December of year t-1)	The OEF can be required during this time period
<b>The Auction for the Allocation of Firm Energy Obligations (OEF) is implemented 3 years before this OEF is required.</b>			

Tabelle 17: Zeiträumen der Firm Energy Obligations (CREG, 2007a, S. 7)

Bei der Auktion zur Bestimmung des Optionspreises handelt es sich um eine Descending Clock Auction<sup>92</sup> (siehe Abbildung 29). Der Startpreis wird durch die doppelten Kosten einer Neuanlage gebildet (2xCONE). Alle Teilnehmer haben die Möglichkeit den Preis zu akzeptieren oder aus der Auktion auszusteigen. Jede Runde wird der Preis der OEF verringert und somit sinkt auch die Bereitschaft der Betreiber und Investoren an weiteren Geboten.

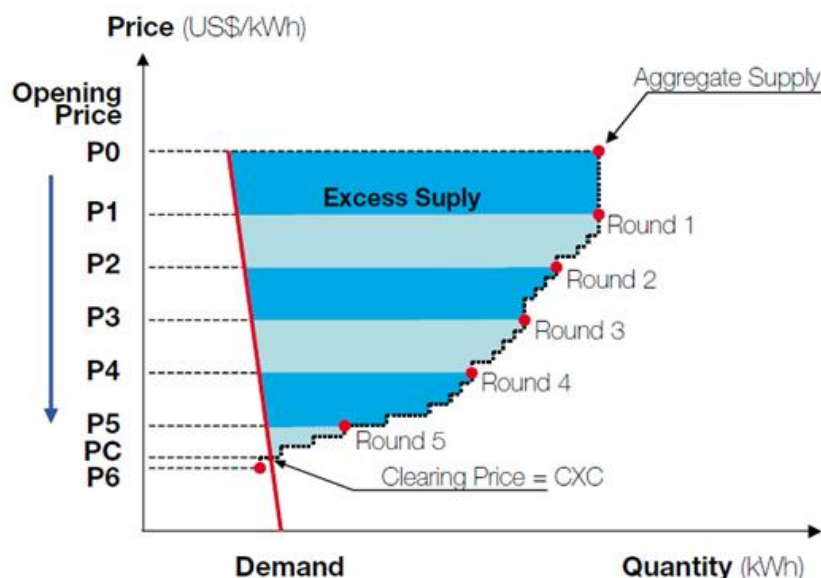


Abbildung 29: Descending Clock Auction (CREG, 2007a, S. 8)

<sup>92</sup> Angefangen vom Startpreis wird der Preis durch den Auktionator so lange verringert, bis das Angebot der Nachfrage entspricht.

Dies geschieht Runde für Runde, bis es keinen Angebotsüberschuss mehr gibt und genau soviel Kapazität angeboten wird wie benötigt. Der Clearingpreis stellt zugleich den Marktpreis dar, den ein Erzeugungsunternehmen für die bereitgestellte Kapazität bekommt. Durch diese Auktion erfolgt auch die Zuteilung der OEF, je nach angebotener Menge der Kraftwerke. Nach Beendigung der Auktion bekommen die verbliebenen Teilnehmer ein Zertifikat ausgestellt, auf dem die zugeteilte Menge an OEF und der dazugehörige Preis festgehalten sind. Dieses Zertifikat garantiert den Unternehmen, dass sie unter allen Umständen, innerhalb der Verpflichtungsperiode, die Reliability Charge erhalten<sup>93</sup>. Die Auktion selbst findet nur dann statt, wenn die vorhandene Kapazität nicht ausreicht, die Engpässe in den nächsten drei Jahren zu bewältigen. Dies wird jährlich vom Regulator entschieden (CREG, 2007a, S. 8).

#### 3.5.4.4. Teilnahmebedingung zur Auktion

Um an der Auktion teilnehmen zu können, müssen einige Richtlinien befolgt werden. Es muss von allen Anlagen die gesicherte, dauernd verfügbare Leistung angegeben werden. Thermisch Kraftwerke müssen für die jeweilige Verpflichtungsperiode Lieferverträge des jeweiligen Brennstoffes aufweisen können. Zusätzlich wird noch zwischen neuen und bestehenden Anlagen unterschieden:

- Neue und im Bau befindliche Anlagen: Projekt muss registriert werden und es müssen diverse Pläne für Finanzierung, Anschluss, Grundstückskauf, etc. vorhanden sein. Bei Wasserkraftwerken muss zusätzlich eine Aufzeichnung der Wasserstände während der letzten 20 Jahre abgegeben werden.
- Bestehende Anlagen: Bestehende Anlagen müssen zwischen Art des Brennstoffes und Wasserkraft auswählen (CREG, 2007a, S. 9).

#### 3.5.4.5. Zusätzliche Funktionen innerhalb des Marktes

Um die Versorgungssicherheit auch zu Spitzenlastzeiten zu gewährleisten, wurden zusätzlich zu den OEF noch vier ergänzende Anwendungen implementiert, welche in Abbildung 30 dargestellt sind.

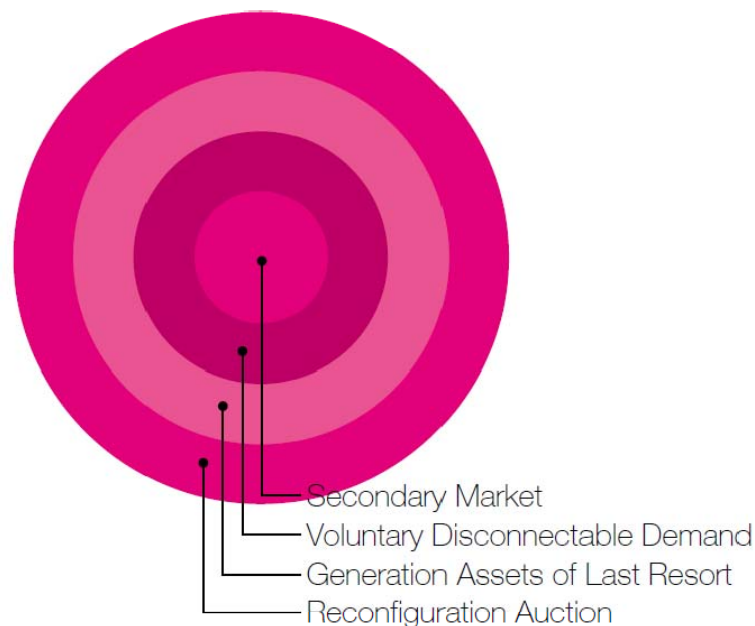


Abbildung 30: Zusätzliche Funktionen im Kapazitätsmodell (CREG, 2007a, S. 10)

<sup>93</sup> Voraussetzung ist die Verfügbarkeit im Ernstfall

- Beim „Secondary Market For Firm Energy“ handelt es sich um einen bilateralen Markt, an dem nur Erzeugungseinheiten teilnehmen dürfen. Dadurch wird es Kraftwerksbetreibern ermöglicht, im Falle von unzureichender Erzeugungskapazität oder Kraftwerksausfall durch Wartung, sich mit der erforderlichen Kapazität für die OEF-Verpflichtung abzusichern. Die Höhe dieser sogenannten Back-Up-Kontrakte müssen auf der Handelsplattform des Secondary Markets bekanntgegeben werden, die Teilnehmer jedoch bleiben anonym.
- Ein weiteres Service stellt die freiwillige Lastabschaltung dar (Voluntary Disconnectable Demand). Dabei handelt es sich um eine Einbindung von Demand Side Management in das Kapazitätsmodell. Im Falle eines Energieengpasses können Endverbraucher auf freiwilliger Basis vom Netz genommen werden. Solche Verträge können individuell zwischen Kraftwerksbetreibern und Endkunden abgeschlossen werden.
- Die „Generation Assets Of Last Resort“ stellt eine Notreserve dar. Diese Erzeugungseinheiten nehmen weder am Energiemarkt noch an der Auktion der OEF teil. Sie dienen rein dem Zweck, zusätzliche Kapazität während eines Engpasses zu beschaffen, wenn der Kraftwerksbetreiber nicht in der Lage ist, die verpflichtende Menge an OEF bereitzustellen.
- Die drei bisherigen Mechanismen dienen rein den Kraftwerksbetreibern und auch die dabei entstehenden Kosten müssen vom Kraftwerkspark übernommen und können nicht auf die Endkunden umgewälzt werden. Wird nach Ausführung der OEF Auktion vom Systembetreiber entschieden, dass zu viel oder zu wenig Kapazität vorhanden ist, so wird eine zusätzliche „Reconfiguration Auction“ abgehalten. Die Abhaltung dieser Auktion ist jedoch weniger komplex als die Grundauktion. Jeder Kraftwerksbetreiber schickt einen Brief an den Systembetreiber, in welchem die verfügbare Menge, sowie der minimale Preis der Kapazität, den der Kraftwerksbetreiber bereit ist zu zahlen, festgehalten sind. Der Systembetreiber deckt daraufhin die Höhe der benötigten Kapazität mit den billigsten Angeboten (CREG, 2007a, S. 11).

#### 3.5.4.6. *Ergebnisse der Reliability Charge*

Seit Einführung dieses Modells wurden zwei Descending Clock Auctions (DCA) durchgeführt. Die Erste fand im Mai 2008 statt und wurde für die Versorgungsperiode beginnend im Dezember 2012 veranstaltet. Insgesamt wurden zehn neue Kraftwerkseinheiten mit einer Jahresleistung von 9.185 GWh und 62.860 GWh aus bestehenden Kraftwerken angeboten. Die Auktion startete beim zweifachen CONE von 26,09 \$/MWh und wurde im Verlauf auf 13,99 \$/MWh gesenkt. Insgesamt wurde eine Jahresmenge von 163 GWh erfolgreich versteigert.

Die zweite Auktion wurde im Juni 2008 abgehalten und diente dem Zweck, den Lastanstieg zwischen 2014 und 2018 auszugleichen. Der Startpreis der DCA lag beim Endpreis der ersten Auktion von 13,99 \$/MWh. Die Erzeugungseinheiten mussten Gebote für jedes der vier Jahre abgeben. Die gesamte benötigte Energie der vier Jahre betrug 6.285 GWh. Der entsprechende Jahresanteil wurde jedoch aufgrund des geringen Startpreises kein einziges Mal erreicht (Harbord & Pagnozzi, 2008, S. 7-12).

#### 3.5.5. **Vor- und Nachteile der Reliability Contracts**

Bei einer optimalen Funktion dieses Systems treten keine Mehrkosten für die Endkunden auf. Auch die zusätzlichen Zahlungen für die Call Optionen werden durch den Wegfall von Preisspitzen kompensiert. Der Verbraucher erhält somit mehr Stabilität und Versorgungssicherheit ohne mehr dafür zu bezahlen.

Bei den Reliability Contracts handelt es sich um ein Modell, in welchem die Erzeuger Produkte (Call Options) verkaufen, die direkt die Versorgungssicherheit erhöhen. Die Versorgungsunternehmen erhalten für ihre Zahlungen eine Erhöhung der Versorgungssicherheit und eine Stabilisierung des Börsenpreises.

Eine Besonderheit stellt auch die Verträglichkeit des Systems mit dem Handel des Nachbarsystems, vor allem in dezentralisierten Märkten, dar. Versorgungsunternehmen im eigenen Marktgebiet sind aufgrund der Call Options komplett gegenüber Preisspitzen abgesichert. Handelt es sich beim Nachbarsystem zum Beispiel um einen reinen Energiemarkt, so würden die Versorgungsunternehmen im Energiemarkt nur bis zu einer Preishöhe, welche dem VoLL entspricht mitbieten, während die Versorger im Markt mit den Reliability Contracts auch höher bieten könnten, da jene gegen Preisspitzen abgesichert sind. Im Falle eines Engpasses würde die gesamte Kapazität, die innerhalb des Marktes mit den Reliability Contracts verfügbar ist, nur von den eigenen Marktteilnehmern erstanden werden (Süßenbacher, 2011, S. 268-269).

Die Auktion in welcher die Call Options gekauft werden, muss streng überwacht werden, um die Ausnutzung von Marktmacht zu verhindern. Weiters sollte sie mehrere Jahre im Voraus abgehalten werden. Neue Teilnehmer können vorerst nur Reliability Contracts verkaufen und erst nachträglich die erforderlichen Kapazitäten bauen.

Die ursprüngliche Idee dieses Modells war die Funktion innerhalb eines zentralen Marktes in einem Pool, in welchem der Systembetreiber mehr Kontrolle hat als in einem dezentralisierten Markt. Ferner stellen bilaterale Langzeitkontrakte Probleme dar. Erzeugungseinheiten mit langfristigen Verträgen würden beim Überschreiten des Optionspreises Zahlungen an den Betreiber leisten müssen, erhalten aber keine für den Verkauf von Optionen. Sie würden nur dann keinen Verlust machen, wenn die Höhe der bilateralen Verträge der Höhe der verkauften Optionen entspräche (DeVries, 2006, S. 28).

Betrachtet man den Markt Kolumbiens, erkennt man weitere Vorteile dieses Mechanismus. Der Preis der Call Options wird rein durch den Markt gesteuert. Es sind keine komplexen Berechnungsalgorithmen oder künstliche Nachfragekurven notwendig.

Ist ein Erzeuger nicht in der Lage die vereinbarte Menge an Energie bereitzustellen, muss er den fehlenden Teil am Spotmarkt zu einem wesentlich höheren Preis zukaufen. Dies stellt einen starken Anreiz für die Bereitstellung der Energie dar und es sind keine aufwendigen Strafzahlungen notwendig.

Durch die lange Vertragsdauer der Call Options, besonders bei neuen Anlagen, wird ein langfristiges Preissignal an die Erzeugungsunternehmen weitergegeben (Süßenbacher, 2011, S. 265-266).

Vorteile	Nachteile
Versorger kaufen Produkte, welche direkt die Versorgungssicherheit erhöhen	Für den Einsatz in einem Poolmarkt entwickelt
Keine Strafzahlungen nötig	Probleme bei langfristigen bilateralen Verträgen
Preis der Call Options vom Markt bestimmt	Auktion ist anfällig für Manipulation
Robust gegenüber Engpässen im Nachbarsystem	
Langfristiges Preissignal	

Tabelle 18: Vor- und Nachteile der Reliability Contracts

## 3.6. Capacity Subscriptions

### 3.6.1. Funktion der Capacity Subscriptions

Bei den Capacity Subscriptions (CS) handelt es sich um das Anreizmodell, welches sich am meisten am Markt orientiert. Auch hier wird wieder ein, vom Energiemarkt getrennter, Kapazitätsmarkt eingeführt.

Ziel dieses Modells ist die Implementierung eines Lastabwurfmanagements. Dies ist im Normalfall inaktiv. Zu Spitzenlastzeiten wird jedoch die Leistung jedes Verbrauchers limitiert. Dieses Limit wird individuell von den Verbrauchern durch den Kauf von Kapazität festgelegt. Der Preis dieser verfügbaren Kapazität legt für jeden Verbraucher individuell den Wert der zu beziehenden Leistung fest, zuzüglich werden durch den normalen Energiepreis die variablen Kosten der Erzeugungsunternehmen gedeckt. Erzeugungseinheiten erhalten durch die individuellen Verfügbarkeitszahlungen der Verbraucher ein signifikantes Preissignal. Verbraucher zahlen für die gewünschte Höhe an Versorgungssicherheit, bzw. Kapazität. Bei diesem Mechanismus handelt es sich auch um den einzigen, bei dem die Kunden selbst die Höhe der verfügbaren Kapazität vorgeben. Somit können die Verbraucher ihre Last selbst verwalten, was zu einer ökonomisch effizienten Funktionsweise führt (DeVries, 2004, S. 126).

### 3.6.2. Ermittlung der erforderlichen Capacity Subscriptions

Abbildung 31 gibt eine graphische Übersicht über die Funktion der Capacity Subscriptions.

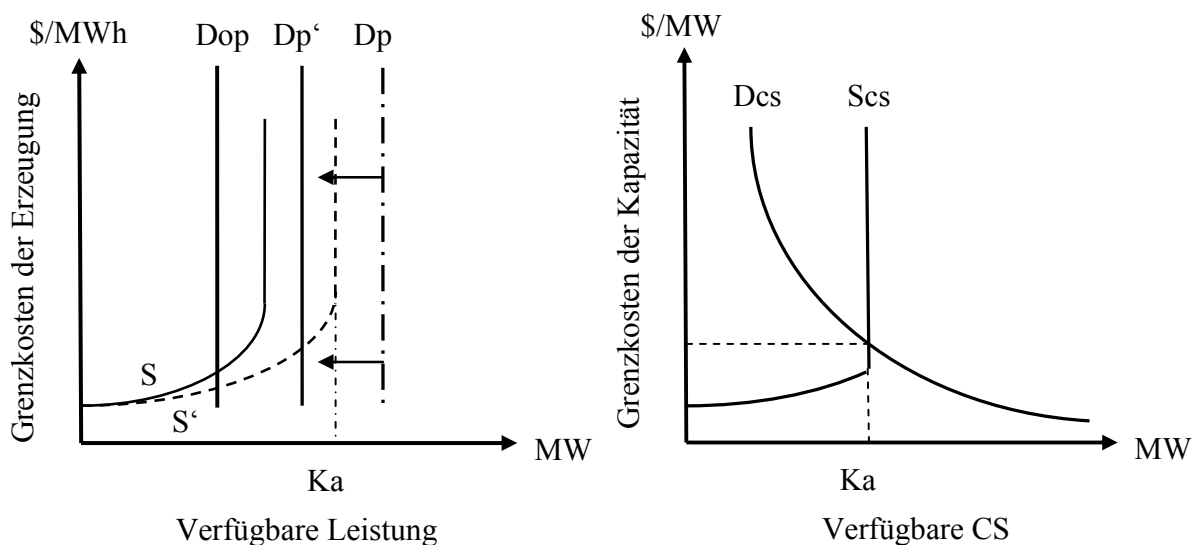


Abbildung 31: Angebot und Nachfrage bei Capacity Subscriptions

$K_a$  stellt die maximal verfügbare Menge der Capacity Subscriptions dar und entspricht der gesamten verfügbaren Kapazität. Die Verbraucher wollen sich mit einer gewissen Menge an Kapazität eindecken, diese entspricht dem geschätzten Verbrauch des Konsumenten. Erzeugungsunternehmen sind somit vertraglich verpflichtet, ausreichend Kapazität zu installieren um die Lastspitze decken zu können. Dies führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve von  $S_e$  auf  $S_e'$ . Bei niedriger Last überschreitet die Energienachfrage nicht das Erzeugungsangebot und die Sicherung welche für den Lastabwurf zuständig ist, ist

inaktiv, was durch die Kurve Da dargestellt wird. Kommt es jedoch bei hoher Last zu keiner Überschneidung zwischen Angebot und Nachfrage, aktiviert der Systembetreiber die Sicherungen und es kommt bei Kunden mit geringer Zahlungsbereitschaft zu Lastabwürfen. Auf der rechten Seite von Abbildung 36 ist der Handel mit den Subscriptions dargestellt.  $S_{cs}$  stellt wieder die verfügbare Menge an Capacity Subscriptions dar, welche kurzfristig auf die Höhe der verfügbaren Kapazität limitiert ist.  $D_{cs}$  stellt die Nachfragekurve dar. Man erkennt eine wesentlich höhere Elastizität dieser Kurve im Vergleich zur Nachfrage an Elektrizität selbst. Steigt der Preis der Capacity Subscriptions an, werden nicht mehr alle Nachfrager bereit sein, diesen zu bezahlen, bzw. werden sich weniger Kapazität zusichern. Steigt dieser Preis über die langzeitigen Grenzkosten eines Kraftwerkes an, so stellt dies einen Anreiz für neue Investitionen dar (DeVries, 2004, S. 127).

### 3.6.3. Vor- und Nachteile der Capacity Subscriptions

Dieses Modell erlaubt es dem Markt selbst, das gewünschte Maß an Kapazität zu bestimmen. Dadurch wird es für den Systembetreiber leichter Lastprognosen zu erstellen.

Die stetigen Einnahmen aus den CS haben eine Verringerung des Investitionsrisikos zur Folge.

Ein Problem stellen Über- und Unterinvestitionen dar. Ist in einem System genügend Kapazität vorhanden, so sind die Preise der CS sehr niedrig. Folglich werden keine neuen Investitionen getätigt. Steigt nun der Energiebedarf bis an die Grenze der vorhandenen Kapazität an, so steigen auch die Preise der CS an, was zu neuen Investitionen führt. Zusätzlich kommt noch die lange Planungs- und Vorlaufzeit von Erzeugungsanlagen hinzu. Es dauert mehrere Jahre bis wieder genügend Reservekapazität vorhanden ist. Diese lange Vorlaufzeit, zusammen mit den hohen Preisen, führt wieder zu einer Überinvestition und der Kreislauf beginnt von vorne.

Dieses Phänomen beschreibt den Zusammenhang mit dem reinen Energiemarkt. Einen Unterschied stellt die Flexibilität der Kapazität dar, welche sich viel elastischer gestaltet als die Nachfragekurve der Energie. Durch die große Elastizität der Kapazität kann es zu Verzögerungen bei Investitionen kommen.

Im Falle eines großen Importanteils von Kapazität aus einem benachbarten Marktgebiet, gibt es eine Möglichkeit um die Capacity Subscriptions auch im eigenen Versorgungsgebiet attraktiv zu machen. Dies ist vor allem dann interessant, wenn die Versorgungssicherheit der importierten Kapazität nicht sehr hoch ist. In diesem Fall erlaubt der Systembetreiber lediglich den Verkauf von gebietseigenen Subscriptions. Folglich wird in die eigene Versorgungssicherheit investiert. Ein weiterer Vorteil an diesem System ist, dass es problemlos in einem dezentralisierten Markt eingesetzt werden kann.

Kapazitätsrückhaltung ist in diesem Marktmodell sehr unwahrscheinlich, da sich die Erzeugungseinheiten verpflichten, ein gewisses Maß an Kapazität bereitzustellen. Aufgrund dessen, dass die Nachfrage auf die verfügbare Erzeugungskapazität beschränkt wird und es daher kaum zu Engpässen kommen kann, wäre ein plötzlicher Preisanstieg suspekt in Bezug auf Manipulation. Lediglich beim Ausfall einer Erzeugungseinheit, was zu einer geringeren Kapazität führt, als benötigt wird, ist es möglich, dass es zu einem rasanten Preisanstieg kommt. Um solche Preisspitzen zu verhindern, müssen empfindlich hohe Strafzahlungen eingeführt werden. Diese sollten in der Höhe des durchschnittlichen VoLL liegen.

Durch die Capacity Subscriptions bekommt der Verbraucher einen starken Anreiz, zu Spitzenlastzeiten, seinen Verbrauch zu senken. In Summe gesehen führt dies zu einer erhöhten Effizienz des gesamten Systems. Es wird weniger Erzeugungskapazität benötigt, und die vorhandene Kapazität effizienter genutzt.

Ein großes Problem der CS tritt momentan noch bei der Durchführbarkeit des Mechanismus auf, da große Änderungen im Energiesystem erforderlich wären. Es müsste bei jedem



Verbraucher ein „Load Limiting Device (LLD)“ installiert werden, was enorme Kosten und Aufwand hervorrufen würde (DeVries, 2004, S. 162-164).

Damit verhindert wird, dass Erzeugungsunternehmen mehr CS ausstellen, als sie bereitstellen können, müssen hohe Strafzahlungen eingeführt werden. Diese müssen mindestens in der Höhe des VoLL liegen. Daraus ergibt sich ein weiteres Problem, die genaue Berechnung dieser Strafzahlungen (Doorman G. , 2005, S. 14).

Bei den CS handelt es sich um den einzigen Kapazitätsmechanismus, der eine Differenzierung der einzelnen Verbraucher ermöglicht. Der Charakter des öffentlichen Gutes der Kapazität geht verloren, jeder Teilnehmer bezahlt für seine individuelle Höhe an Versorgungssicherheit. Aufgrund der bedingten Systemänderungen wird das Modell der CS noch länger theoretischer Natur bleiben.

Vorteile	Nachteile
Maß an Kapazität durch den Markt bestimmt	Mögliche Unter- und Überinvestitionen
Stetige Einnahmen verringern das Investitionsrisiko	Verzögerung von Investitionen durch Elastizität der Kapazität
Einsatz im zentralen und dezentralen System	Benötigt Strafzahlungen
Schwer zu manipulieren	Bis jetzt nur theoretisches Modell
Verbraucher erhalten Anreiz Energie zu sparen	

**Tabelle 19: Vor- und Nachteile der Capacity Subscriptions**

### 3.7. Zusammenfassung der Kapazitätsmechanismen

In den Kapiteln 3.1 bis 3.6 wurde ein Überblick über verschiedene Kapazitätsmechanismen gegeben. Anhand der theoretischen Beschreibungen der Modelle, sowie deren Anwendung in verschiedenen Märkten, wurden die Vor- und Nachteile der Mechanismen beschrieben.

Strategische und operative Reserve ermöglichen zwar die kurzfristige Bereitstellung von Kapazität. Durch die Abhängigkeit von Preisspitzen kommt aber kein langfristiges Preissignal zustande, wodurch das Investitionsrisiko erhöht wird.

Die administrativen Kapazitätzahlungen führen zu einer Stabilisierung des Energiepreises und die getätigten Investitionen sind nicht mehr von Preisspitzen abhängig. Der Anreiz erfolgt über die Preissetzung der Kapazitätzahlungen, welche vom ISO bestimmt werden.

Bei den Kapazitätsverpflichtungen wird die Höhe der zu beschaffenden Kapazität den Versorgungsunternehmen vorgeschrieben. Investitionsanreize werden durch die Zahlungen der Kapazitätsverpflichtungen getätigt. Kapazitätzahlungen und Kapazitätsverpflichtungen besitzen hingegen das Problem, dass die optimale Höhe der Kapazität und des dazugehörigen Preises sehr schwer zu bestimmen ist.

Das Modell der Reliability Contracts erlaubt es dem Markt, den Preis der gehandelten Option selbst zu bestimmen. Durch richtige Handhabung dieses Mechanismus wird ein langfristiges Preissignal gesetzt. Versorger investieren direkt in die längerfristige Versorgungssicherheit.

Die Capacity Subscriptions sind der einzige Mechanismus der eine Differenzierung der Endkunden nach deren Zahlungsbereitschaft ermöglicht. Bis jetzt ist dieses Modell allerdings nur von theoretischer Natur.

Jeder Kapazitätsmechanismus besitzt Stärken und Schwächen. Manche sind besser für den Einsatz im Poolmarkt geeignet, andere wiederum für einen reinen Energiemarkt. Bei korrekter Implementation und Feinabstimmung auf den Markt, liefern alle beschriebenen Modelle theoretisch die gewünschten Ergebnisse.

## 4. Der PJM-Markt

Das Marktgebiet von PJM erstreckt sich über weite Teile der USA (siehe Abbildung 32) und versorgt etwa 51 Millionen Einwohner. Beim Elektrizitätsmarkt handelt es sich um ein Poolmodell, dessen Koordination von PJM (ISO) durchgeführt wird. (PJM, 2011)

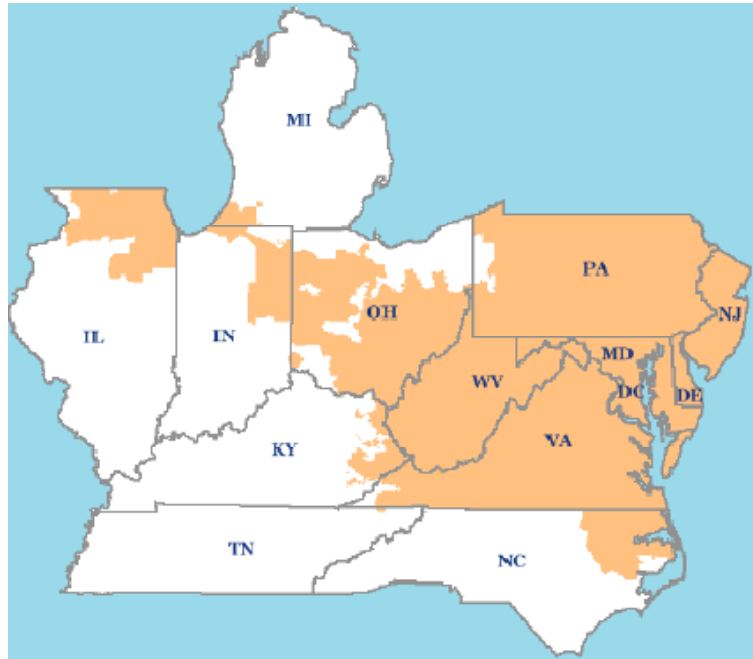


Abbildung 32: Marktgebiet des PJM Marktes (FERC, 2011)

In Abbildung 33 erkennt man, dass der größte Teil der Kosten aus dem Energiemarkt stammt. Der Anteil lag im Jahr 2008 bei über 70%.

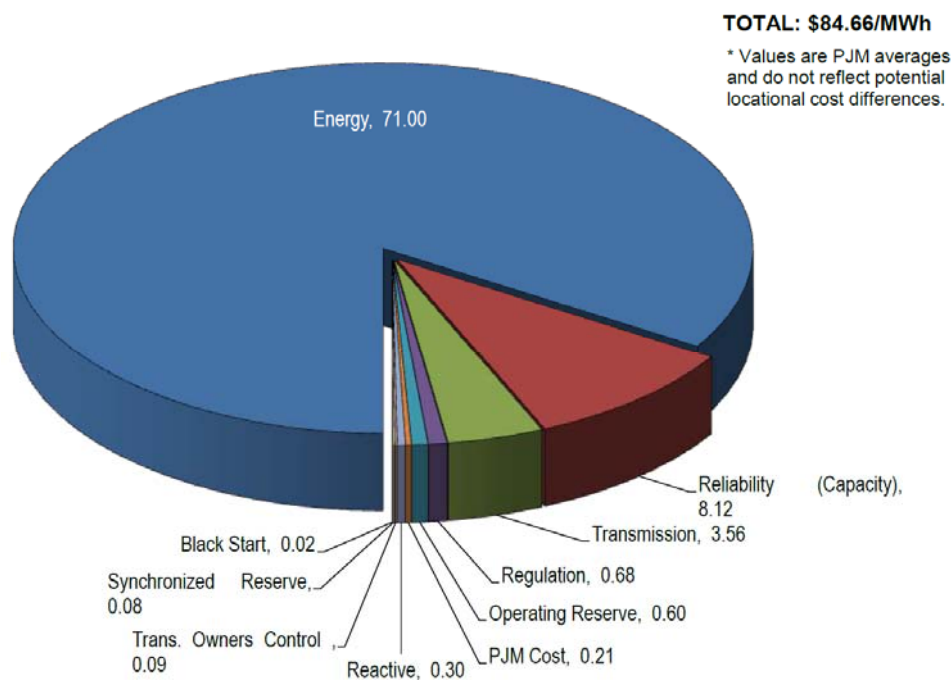


Abbildung 33: Kostenaufteilung im PJM Markt 2008 (PJM, 2009j, S. 9)

## 4.1. Energiemarkt

PJM Interconnection stellt den unabhängigen Systembetreiber dar, der den Großhandel des Energiemarktes koordiniert. Ein großer Unterschied zum europäischen Strommarkt im Marktgebiet der EEX, stellt nicht nur die Verwendung eines Poolmodells mit ISO dar, sondern auch die Einführung eines Knotenpreis-Verfahrens. Der Knotenpreis soll den Wert der Energie in einem gewissen Knoten widerspiegeln.

Der Energiemarkt selbst besteht aus einem Day-Ahead Markt und einem Real-Time Markt (PJM, 2011).

### 4.1.1. Locational Marginal Pricing

Beim Knotenpreisverfahren (LMP) wird die Energie nach dem Wert der Verfügbarkeit im jeweiligen Netzknoten berechnet. Es entstehen somit unterschiedliche Energiepreise in den einzelnen Netzknoten. Der LMP gibt den geringsten möglichen Preis der Energie im gewünschten Netzknoten an. Der jeweilige LMP wird für den Day Ahead Energy Market und für den Real Time Energy Market ermittelt.

Der Einsatz der Kraftwerke in den Knoten muss so geplant werden, dass die drei folgenden Kriterien erfüllt sind:

- Thermischen Limits der Leitungen dürfen nicht überschritten werden;
- Die zulässige Spannungshöhe darf nicht überschritten werden;
- Die Stabilität des Systems darf nicht gefährdet werden.

$$LMP = SystemEnergyPrice + TransmissionCongestionCost + CostOfMarginalLosses \quad [4.1]$$

#### System Energy Price:

Der systemweite Energiepreis stellt jenen Preis dar, der bei optimalem Kraftwerkseinsatz des vorhandenen Kraftwerksparks entsteht, wenn man die Übertragungsverluste und Netzengpässe ignoriert. Er ist für alle Knoten innerhalb des PJM Marktgebietes gleich und wird für den Day-Ahead Markt sowie für den Real Time Market berechnet. Es handelt sich dabei um jenen Preis, der am Spot Market für Energie bezahlt werden muss, bzw. wie viel Erzeuger dafür erhalten

#### Transmission Congestion Cost:

Diese Kosten entstehen durch Übertragungsengpässe. Gibt es in einem Netzgebiet keine Engpässe, so betragen diese Kosten Null Dollar. Es entsteht somit an jedem Netzknoten ein Preiszuschlag der den lokalen Wert der Energie widerspiegelt.

Diese Engpasszahlungen werden stündlich berechnet und als Credits an die Inhaber von Übertragungsrechten (Financial Transmission Right, FTR) weitergegeben. Die Kosten werden wieder für den Day Ahead Markt und den Real Time Market berechnet.

#### Cost of Marginal Losses:

Die Kosten der entstehenden Übertragungsverluste werden ebenfalls in die Berechnung der Knotenpreise einbezogen (PJM, 2009e, S. 9-15).

Abbildung 34 stellt ein Beispiel für Übertragungsverluste dar.

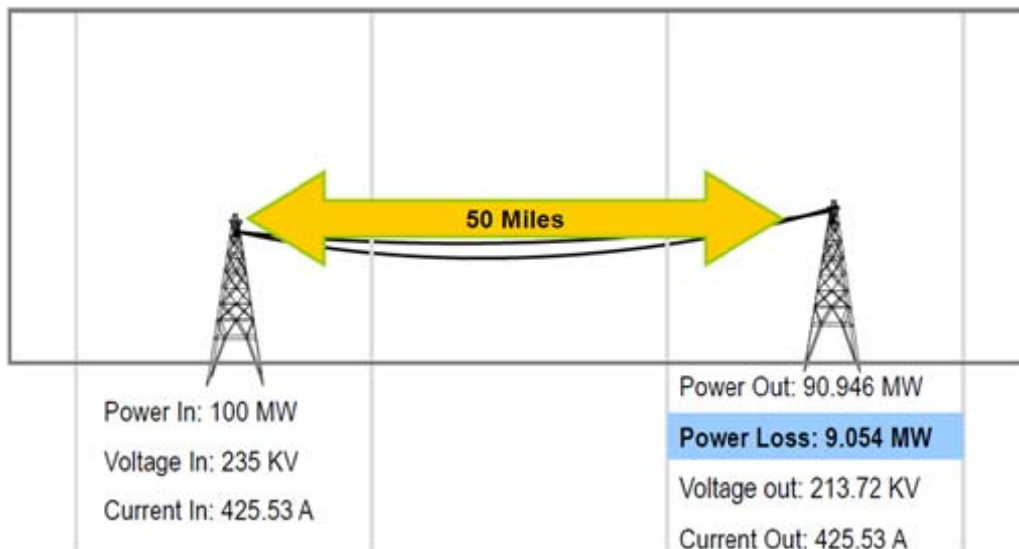


Abbildung 34: Beispiel für Übertragungsverluste (PJM, 2009e, S. 15)

#### 4.1.1.1. Dispatch Rate

Die Dispatch Rate wird für jedes Kraftwerk innerhalb des Marktgebietes von PJM berechnet und stellt den Preis pro angebotenerem MW dar. Zusätzlich zur Dispatch Rate wird von PJM eine Leistung vorgegeben, die für den Knoten, sowie das Kraftwerk am wirtschaftlichsten ist<sup>94</sup>. Nach diesem Gesichtspunkt erfolgt auch der weitere Kraftwerksdispatch (PJM, 2009e, S. 23).

#### 4.1.1.2. Penalty Factor

Der Verlust der durch die Übertragung der Leistung in einen bestimmten Knoten entsteht wird durch den Penalty Factor in die Planung des Kraftwerkeinsatzes eingebracht.

$$Pfi = \frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta P_i}{\Delta P_i}\right)} \quad [4.2]$$

mit:

$Pf_i$ .....Penalty Faktor für die Resource i

$\Delta P_i$ .....Änderung der Verluste (MW)

$\Delta P_i$ .....Änderung in der Erzeugung (MW)

Kommt es aufgrund eines Lastanstieges zu einer Erhöhung der Verluste in einem Knoten, so ist der PF größer als eins. Mit diesem Faktor wird die Angebotskurve der Erzeugungseinheit multipliziert. Ab einem PF größer als eins wird der Einsatz der Einheit immer unattraktiver. Wird durch eine höhere Erzeugung jedoch der Verlust im Knoten verringert, ist der Penalty Faktor kleiner als eins und die Einheit wird eingesetzt. In diesem Fall liegt der Knotenpreis in der Höhe des ursprünglichen Angebots dieser Einheit (PJM, 2009e, S. 25).

<sup>94</sup> Economic Basepoint einer Erzeugungseinheit.

#### 4.1.1.3. Bedingungen der Kraftwerke zur Setzung des Knotenpreises

Gaskraftwerke und Dampfkraftwerke können unter bestimmten Bedingungen den Knotenpreis bestimmen.

Gaskraftwerk: Ein Gaskraftwerk kann dann den Knotenpreis festlegen, wenn der Angebotspreis kleiner oder gleich der Dispatch Rate ist. Zusätzlich muss der Wert des State Estimators<sup>95</sup>, für die entsprechende Einheit größer als Null sein. Weitere Möglichkeiten bestehen im Falle des ökonomischen<sup>96</sup> Einsatzes oder bei einem Einsatz aufgrund eines Übertragungseingpasses.

Dampfkraftwerk: Für Dampfkraftwerke gelten die gleichen Bestimmungen mit einer Ausnahme. Die erzeugte Leistung durch das Kraftwerk muss unterhalb von 110% jener Leistung sein, die durch den State Estimator für das jeweilige Kraftwerk ermittelt wurde.

Transaktionen des Pools: Zusätzlich kann durch jegliche Transaktionen in oder aus dem Pool hinaus, der Knotenpreis festgelegt werden. Einzige Bedingung ist, dass der Angebotspreis beim Energieimport kleiner gleich der Dispatch Rate, bzw. größer gleich der Dispatch Rate beim Export ist (PJM, 2010, S. 18f).

#### 4.1.1.4. Berechnung der Real Time Energy Preise

Die Berechnung der Real Time Energy Preise erfolgt durch mehrere Module und wird systemweit alle fünf Minuten durchgeführt.

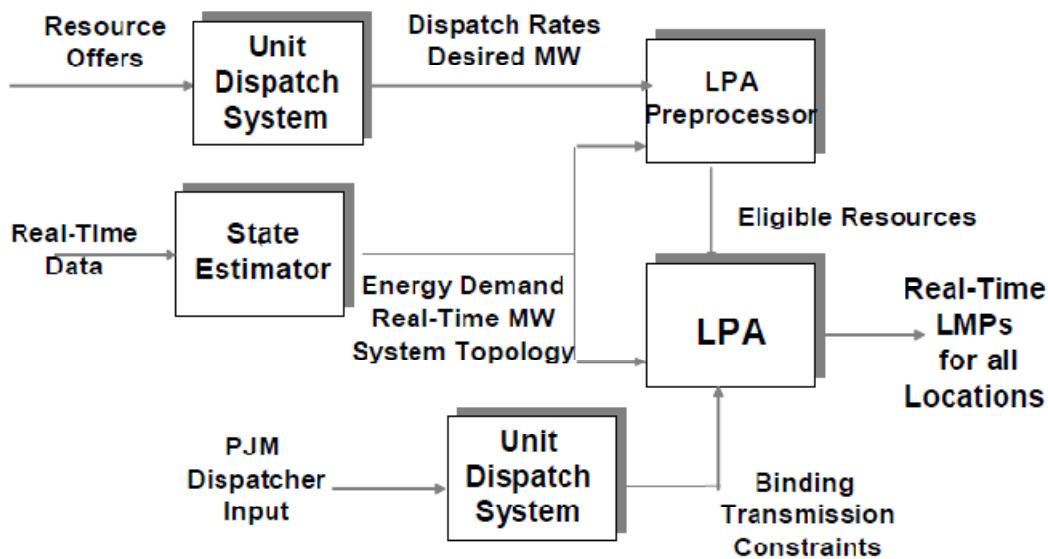


Abbildung 35: Modell der Knotenpreisberechnung in Echtzeit (PJM, 2010, S. 8)

Mittels des in Abbildung 35 dargestellten Software Tools ist es möglich auf Änderungen der Last, der Erzeugung oder Zwischenfälle bei der Übertragung, in nahezu Echtzeit zu reagieren und den Kraftwerkseinsatz neu zu planen<sup>97</sup>.

<sup>95</sup> Der State Estimator ist eine Software die den Lastfluss berechnet und optimiert. Angaben in MW

<sup>96</sup> Es ist ökonomisch gesehen sinnvoller das betreffende Kraftwerk weiter einzusetzen, und die fehlende Preisdifferenz auf die Betriebskosten aus dem Pool zu decken.

<sup>97</sup> Dispatch bzw Redispatch

Power Balance:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i - Loss = 0 \quad [4.3]$$

Network Constraints:

$$\sum_{i=1}^n A_{ij} * (\Delta P_i - D_i^{Loss} * Loss) \leq 0 \quad [4.4]$$

Resource Limits:

$$\Delta P_i^{min} \leq \Delta P_i \leq \Delta P_i^{max} \quad [4.5]$$

mit:

$\Delta P_i$ .....	Änderung der Leistung (Einspeisung und Verbrauch)
Loss.....	Systemverluste
$\Delta P_i^{max}$ .....	maximale Leistung einer Ressource
$\Delta P_i^{min}$ .....	minimale Leistung einer Ressource
$D_i^{Loss}$ .....	Verteilung der Systemverluste
$A_{ij}$ .....	Faktor für die Berücksichtigung von Engpässe

Endgültiger Preis im Knoten i:

$$LMP_i = \lambda - \sum [A_{ik} * (Sp_k)] + \lambda * \left(\frac{1}{Pfi} - 1\right) \quad [4.6]$$

$$Pfi = \left(1 - \frac{\partial Loss}{\partial P_i}\right)^{-1} \quad [4.7]$$

mit:

$LMP_i$ .....	Endgültiger Preis im Knoten i
$\lambda$ .....	marginaler Systempreis im Knoten i
$A_{ik}$ .....	Faktor für die Berücksichtigung eines Engpasses im Knoten i
$Sp_k$ .....	Shadow Price <sup>98</sup> im Engpass
$Pfi$ .....	Penalty Faktor für die Ressource i

Der Real Time LMP wird für jeden Knoten, alle fünf Minuten berechnet. Dies hat jedoch keinen Einfluss auf Zahlungen der Teilnehmer, da dies rein der Information dient. Diese Daten werden dann für jede Stunde aufsummiert und an die Versorgungsunternehmen in Rechnung gestellt.

<sup>98</sup> Shadow Price = jener Preis der in einem Engpass entsteht wenn eine zusätzliche Einheit im benötigten Gebiet entstehen würde (About.com; Economics)

Locational Marginal Pricing wird zur Abrechnung vieler Markt Services herangezogen.

- Spot Market Energy: LMP wird für die Berechnung der Verkaufspreise am Sport Markt herangezogen.
- Operating Reserve: LMP wird für die Bewertung herangezogen, ob die Entlohnung der Operating Reserve in der Höhe der Bereitstellungskosten liegt.
- Transmission Congestion: Wird zur Berechnung von Leitungsengpässen herangezogen, um die Höhe der Financial Transmission Right Credits (FTR Credits) zu ermitteln.
- Transmission Losses: Die Übertragungsverluste werden ebenfalls durch LMP errechnet.
- Emergency Energy und Response Programs.
- Metering Reconciliation: Die durchschnittlichen LMPs werden monatlich herangezogen um auf Fehler in Bezug der Verrechnung zwischen Teilnehmer und den einzelnen Regelzonen (Control Areas) aufmerksam zu werden.

Erzeugungsunternehmen werden in Abhängigkeit des Knotens in welchen eingespeist wird, bezahlt und Versorgungsunternehmen müssen die Energie in Abhängigkeit des Knotens, aus dem entnommen wird bezahlen (PJM, 2010, S. 14-18).

#### **4.1.2. DayAhead Energy Market**

Über den Day-Ahead Markt (DA Markt) können Teilnehmer Energie für jede Stunde des nächsten Tages kaufen oder verkaufen. Die Preise werden pro Knoten für jede Stunde ermittelt und setzen sich aus dem Day-Ahead Systempreis, dem Day-Ahead Congestion Preis und dem Day-Ahead Loss Preis zusammen.

Um 12.00 h wird die Auktion geschlossen. Nach Beendigung der Auktion wird der Preis für jeden Knoten unter Berücksichtigung von Engpässen, Übertragungsverlusten und optimalem ökonomischen Kraftwerkseinsatz, berechnet. Es werden auch bilaterale Handelsabkommen, sowie externe Erzeugungseinheiten, die innerhalb des PJM Pools ihre Energie anbieten, berücksichtigt. Um 16.00 h werden die Ergebnisse auf der Homepage von PJM veröffentlicht. Die abgegebenen Gebote sind für alle Teilnehmer bindend und dürfen das Preis cap von 1000 \$/MW nicht überschreiten (PJM, 2010a, S. 17 f).

#### **4.1.3. Real-Time Energy Market**

Der Real-Time Energy Market (RT Markt) stellt den Echtzeitmarkt von PJM dar. Alle Erzeugungseinheiten die als PJM Kapazitäten deklariert sind, sowie Demand Response, welche ihre Energie nicht am DA Markt anbieten, können am Echtzeitmarkt teilnehmen. Die Gebote können innerhalb eines Zeitfensters von zwei Stunden (16.00 h-18.00 h) eingegeben werden. Die Knotenpreise werden in Echtzeit alle fünf Minuten ermittelt. Versorgungsunternehmen die am DA Markt zu wenig Energie bezogen haben, um die Last innerhalb des Versorgungsgebietes decken zu können, müssen sich die Differenz am RT Markt besorgen. Wurde zu viel Energie erstanden, bekommen die LSE Erlöse in Höhe der Abweichungen zu der geplanten Menge. Bei Erzeugungsunternehmen verhält es sich gleich. Alle Käufe und Verkäufe werden auf die Echtzeitpreise der einzelnen Knoten bezogen (PJM, 2010a, S. 17f).



#### 4.1.4. Teilnahmebedingungen der Erzeugungsunternehmen

Es können alle Erzeugungseinheiten am DA Markt und am RT Markt teilnehmen, sofern gewisse Kriterien beachtet werden.

Erzeugungseinheiten, welche als PJM Kapazitäten deklariert sind, *müssen* für alle Stunden des Day-Ahead Marktes Angebote erstellen, auch im Fall, dass sie nicht verfügbar sind. Sollten sie jedoch aufgrund eines zu hohen Angebotspreises bei der Auktion nicht zum Zug kommen, kann die Einheit ihr Angebot zurückziehen und am Real-Time Market teilnehmen. Für andere Erzeuger (externe Erzeuger sowie Demand Response) besteht die Möglichkeit, freiwillig am Day-Ahead Markt teilzunehmen. Kraftwerke müssen jeweils eine Woche im Voraus den Erzeugungsplan bereitstellen. Angebote können hier ebenfalls bereits gemacht werden, sind jedoch noch nicht bindend. Nur für den Fall, dass die Anfahrtszeit zuzüglich der minimalen Einsatzdauer zwei Tage überschreitet, müssen die Kraftwerksbetreiber bindende Angebote für die nächsten sieben Tage erstellen. Auch für die Angebotsseite gilt die Preisobergrenze von 1.000 \$/MWh. Erzeugungseinheiten wie Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik bekommen bei bilateralem Handel den Status „must run“ und beim Handel über den Pool „economic“, was zur Folge hat, dass sie dauernd eingesetzt werden (PJM, 2010a, S. 20).

Jegliche Angebote, egal ob Kauf oder Verkauf, müssen über die Internetplattform eMKT<sup>99</sup> eingegeben werden. Angebote von Erzeugungsunternehmen unterliegen gewissen Vorschriften. Es gibt kostenbasierende Angebote und preisbasierende Angebote.

##### 4.1.4.1. Kostenbasierende Angebote

Eine jede Erzeugungseinheit innerhalb des PJM Marktgebietes muss ein kostenbasierendes Angebot erstellen. Dieses Angebot kommt zur Anwendung, wenn es am Ort der Einspeisung zu einem Engpass kommt.

Für die Angebotserstellung gibt es zwei Hauptkostenanteile:

- Anfahrtkosten: Kosten die entstehen bis der Heizkessel, Boiler, etc. auf Betriebstemperatur ist.
- Stündlichen Produktionskosten: Dabei handelt es sich um jene Kosten die stündlich entstehen, wenn das Kraftwerk bereits in Betrieb ist. Dabei wird nochmals zwischen zwei Kostenstellen unterschieden. Die No-Load Kosten beschreiben die Kosten, die beim Heizen des Kessels, betreiben der Turbine usw. entstehen und keinen Effekt auf die Erzeugung von Energie haben. Die zweite Position (Segmented Energy Costs) beschreibt die Kosten, die für die Erzeugung ab 0 MW, stündlich entstehen.

Für die Berechnung dieser Hauptkostenanteile werden folgende Teilkosten herangezogen :

- Brennstoffkosten,
- Kosten für Schadstoffemissionen,
- Zuschlag zu den variablen Betriebs- und Wartungskosten (Luftfilterwechsel, Abwasserwirtschaft, Wechsel von Verschleißteilen,...).

Tabelle 20 zeigt eine mögliche Zusammensetzung der Hauptkostenanteile

Type of Cost Element	Fuel Costs	SO <sub>2</sub> Allowances	NO <sub>x</sub> Allowances	Op. & Maintenance Adders
Steam and CC	87%	4%	1%	7%
CT	96%	<1%	<1%	3%

**Tabelle 20: Zusammensetzung von kostenbasierenden Angeboten (PJM, 2009j, S. 14)**

<sup>99</sup> eMKT bildet den Handelsplatz für DA Market, Regulation Market und Synchronized Reserve Market. Der RT Market wird über eMTR abgehalten.

Zusätzlich zu den Hauptkosten gibt es noch Zusatzkosten.

- Ten Percent Adder: Zuschlag von 10% auf die Berechnung der Kosten, um gegebenenfalls Unsicherheiten bei der Berechnung abzudecken.
- Frequently Mitigated Unit Adder: Für den Fall, dass die Erzeugungseinheit aufgrund eines Engpasses einem Angebotscap für mehr als 60% des Jahres unterliegt, wird ein Zuschlag von 20 \$/MWh, bei 70% ein Zuschlag von 30 \$/MWh und bei 80% ein Zuschlag von 40 \$/MWh gewährt.
- Opportunity Costs: Opportunitätskosten für Kraftwerke bei Einsatzbeschränkungen durch den ISO (z.B. aufgrund von Emissionen)

Benutzt eine Erzeugungseinheit mehrere Brennstoffe, so muss für jede Art ein kostenbasierendes Angebot abgegeben werden (PJM, 2009j, S. 11f).

#### 4.1.4.2. Preisbasierende Angebote

In Zeiten, in denen kein Übertragungsengpass vorherrscht, können Erzeugungseinheiten auch preisbasierende Angebote abgeben. Dieses Angebot wird nur durch das Angebotscap von 1000 \$/MWh beschränkt. Die Höhe dieser Angebote können somit individuell gesetzt werden. Diese beruhen jedoch auf freiwilliger Basis (PJM, 2009j, S. 11).

## 4.2. Kapazitätsmarkt

### 4.2.1. RPM Modell

Das Reliability Pricing Model des PJM Marktes wurde bereits ausführlich in Kapitel 3.4.2 beschrieben.

### 4.2.2. Bepreisung der operativen Reserve

Die Funktion der operativen Reserve im PJM Markt wurde bereits in Kapitel 3.3.2 erläutert.

### 4.3. Ancillary Services

Zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie werden in PJM drei verschiedene Märkte angeboten. Abbildung 36 gibt einen Überblick dieser Märkte und stellt die maximale Bereitstellungsdauer der gehandelten Produkte dar.

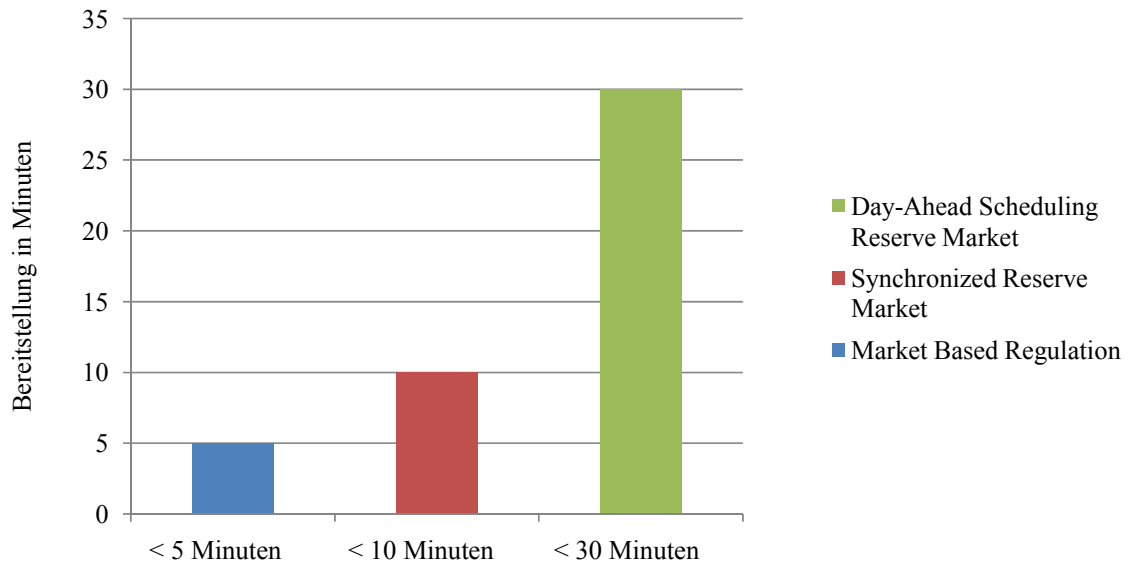


Abbildung 36: Märkte für Ausgleichsenergie im PJM Markt

#### 4.3.1. Market-Based Regulation

Versorgungsunternehmen müssen sich mit einer gewissen Menge an Energie eindecken, um die Lastspitze im Versorgungsgebiet decken zu können. Zusätzlich zu dieser Energie wird von PJM auch noch 1% der stündlichen Lastspitze als Regelenergie vorgeschrieben. Hierbei wird zwischen Off-Peak (00.00 h-04.59 h) und On-Peak (05.00 h-23.59 h) unterschieden. LSE können die Regelleistung durch Eigenerzeugung, bilateralen Handel oder durch Einkauf am Pool aufbringen.

Für Erzeugungseinheiten die am Regelenergiemarkt teilnehmen, trat mit 1.12.2008 die Regelung in Kraft, dass ein kostenbasierendes Angebot Pflicht ist. Eine weitere Bedingung stellt die maximale Zeit (fünf Minuten), bis die Energie verfügbar ist, dar. Neben dem kostenbasierenden Angebot, müssen auch noch folgende Daten des Kraftwerks mitgeliefert werden:

- Brennstoffkosten: Besonders wichtig, wenn es zu einer Verringerung der Leistung, unter den optimalen ökonomischen Arbeitspunkt, kommt, da in diesem Fall die Brennstoffkosten pro erzeugter Einheit ansteigen.
- Die Heizrate im optimalen ökonomischen Arbeitspunkt;
- Die Heizrate im Punkt der am niedrigsten angebotenen Regelleistung;
- Die variablen Betriebs- und Wartungskosten.

Tabelle 21 stellt ein Beispiel für eine mögliche Angebotslegung dar:

Status	Angebot (MW)	Regelfähigkeit (MW)	Regelfähig bis (MW)	Regelfähig ab (MW)	Min. Regelung (MW)
Verfügbar	\$30	10	200	100	5

Tabelle 21: Beispiel für eine Angebotslegung (PJM, 2010b, S. 12f)

Das Kraftwerk bietet im Produktionsbereich von 100 bis 200 MW eine Regelleistung von maximal 10 MW an. Der Dispatch erfolgt jedoch erst ab einer mindestens benötigten Regelleistung von 5 MW. Der Preis pro MW beträgt 30 \$.

Der Marktpreis für Regelleistung ergibt sich durch den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Die Nachfrager stellen die Versorgungsunternehmen dar und die Anbieter die Erzeugungseinheiten. Die Angebote der Erzeuger werden nach steigendem Angebotspreis gereiht, bis es zu einem Schnittpunkt mit der Nachfrage kommt. Der Angebotspreis der Erzeuger beinhaltet die Menge an Regelleistung sowie die Opportunitätskosten<sup>100</sup> und darf 100 \$/MW nicht übersteigen.

Planen Erzeugungseinheiten den Einsatz der Regelenergie selbst, so sind sie innerhalb der jeweiligen Stunde Preisnehmer und somit an den Auktionspreis gebunden. Diese Einheiten erhalten jedoch keine Opportunitätskosten. Kraftwerke die von PJM eingesetzt werden, können ein Angebot abgeben. Liegt dies innerhalb der gewählten Stunde im ökonomischen Rahmen, so erhält es den Zuschlag. Diese Kraftwerke erhalten zusätzlich zum Angebot noch die Opportunitätskosten, obwohl nicht garantiert wird, dass diese Einheit auch eingesetzt wird. Wird ein Kraftwerk eigens von PJM angefordert, so erhält dieses zusätzlich noch die Anfahrtkosten (PJM, 2010b, S. 12f).

### 4.3.2. Synchroner Reserve

Der Markt der synchronen Reserve ist in zwei Zonen und einer Subzone unterteilt: Der RTO-Synchronised Reserve Zone, die Southern Synchronised Reserve Zone und die Mid-Atlantic-Subzone. In jeder Zone werden die erforderliche Reserve und der resultierende Marktpreis einzeln bestimmt (PJM, 2010b, S. 87f).

#### 4.3.2.1. Bereitstellung der synchronen Reserve

Synchrone Reserve kann von allen regelfähigen Kraftwerken bereitgestellt werden. Im Besonderen jedoch von Gas-, Dampf- und Speicherkraftwerken. Mittels Demand Side Management kann ebenfalls synchrone Reserve bereitgestellt werden. Innerhalb der einzelnen Zonen darf ein Anteil von 25% jedoch nicht überschritten werden.

Über die prognostizierten Knotenpreise und der verfügbaren Kapazität an synchroner Reserve, wird von PJM die benötigte Reservemenge ermittelt (Stufe 1). In Stufe 1 müssen alle Erzeugungseinheiten die online sind die vertraglich bestimmte Menge an synchroner Reserve, innerhalb von zehn Minuten bereitstellen. Alle Kraftwerke befinden sich momentan noch im Bereich des ökonomischen Betriebs. Für den Fall, dass innerhalb einer Stunde die benötigte Menge an Reserve nicht bereitgestellt werden kann, muss zusätzliche Kapazität angefordert werden, welche nicht mehr im ökonomischen Bereich agiert. Dies stellt die zweite Stufe der synchronen Reserve dar.

PJM ermittelt auch bei der synchronen Reserve wieder stündlich den kostengünstigsten Kraftwerkseinsatz, dabei wird auch jeweils ein Optimum an Anteilen von Regelenergie und synchroner Reserve berechnet (PJM, 2010a, S. 63).

Ressourcen die als synchrone Reserve am Markt angeboten werden dürfen nicht zeitgleich am Regelenergiemarkt anbieten. Für Demand Side Management gilt zusätzlich noch jene Regelung, dass eine Teilnahme am Day Ahead Markt zeitgleich mit der Teilnahme am Reservemarkt untersagt ist (PJM, 2010b, S. 93f).

<sup>100</sup> Die Opportunitätskosten ergeben sich aus den entgangenen Erlösen am Energiemarkt durch die jeweiligen Knotenpreise.

#### 4.3.2.2. Beschaffung der synchronen Reserve

Versorgungsunternehmen müssen sich mit synchroner Reserve eindecken. Die Höhe hängt von der Lastspitze<sup>101</sup> innerhalb des Versorgungsgebietes ab. Kommt es innerhalb einer Zone zu keiner Aufspaltung der einzelnen Gebiete, so muss sich das LSE Reserve in Abhängigkeit des Lastanteils der gesamten Zone beschaffen. Tritt jedoch aufgrund eines Engpasses ein unterschiedlicher Knotenpreis in Kraft, so wird die Reserveverpflichtung auf die jeweilige Subzone (bzw. Knoten) übertragen und das LSE muss sich aufgrund der höheren Anforderung an Reservekapazität die in diesem Gebiet herrscht, auch anteilmäßig mehr beschaffen (PJM, 2010a, S. 67f).

Teilnehmer können die auferlegte Reserveverpflichtung auf mehrere Arten bereitstellen:

- Durch den Besitz von Erzeugungseinheiten, welche als Stufe 1 Versorger von synchroner Reserve zugelassen sind und somit die Reserve für die ganze Zone zur Verfügung stellen;
- Selbstplanung von Stufe 2 Einheiten;
- bei Handelsabkommen mit anderen Marktteilnehmern;
- oder durch Einkauf der benötigten Reserve am Synchronised Reserve Market.

#### 4.3.2.3. Handelsablauf

Spätestens um 18.00 h am Vortag müssen alle Erzeugungseinheiten die am Reservemarkt teilnehmen, ihre Angebote für den nächsten Tag abgeben. Diese Angebote beinhalten die angebotene Menge sowie den dazugehörigen Preis. Stufe 1 Einheiten müssen zusätzlich noch den Bereich der maximal lieferbaren Reservemenge, sowie die Anstiegsgeschwindigkeit der verfügbaren Leistung, angeben. Stufe 2 Ressourcen müssen den Preis/MW, die verfügbare Menge und den Status (online/offline) angeben. Die Angebotshöhe ist auf die variablen Wartungs- und Betriebskosten zuzüglich 7,5 \$/MW für jede Erzeugungseinheit beschränkt. Für Demand Side Management beträgt das Angebotscap 7,5 \$. Alle Angebote (Stufe 1 und 2) können eine Stunde vor Beginn der Lieferperiode noch ein Update ihrer Angaben machen. Gelöscht kann jedoch keines mehr werden. Das Angebot muss die Heizrate der Einheit in deren maximalen ökonomischen Betriebspunkt beinhalten sowie die Angabe über die variablen Wartungs- und Betriebskosten<sup>102</sup>. Alle Angebote oberhalb des Angebotslimits werden gelöscht.

Zwei Stunden vor Lieferbeginn: Es erfolgt eine Schätzung der Stufe 1 Ressourcen basierend auf der maximalen synchronen Reserveleistung und den Anstiegszeiten dieser Einheiten. Ebenso wird der geschätzte Einsatz der Kraftwerke aufgrund von eventuell vorkommenden Engpässen berücksichtigt. Ebenfalls berücksichtigt wird die Anstiegszeit der Stufe 1 Ressourcen, in Bezug auf den Dispatch von gebietsfremden Einheiten.

90 Minuten vor Lieferbeginn: Spätestens 90 Minuten vor Lieferbeginn werden die Ergebnisse der Angebote von Stufe 1 Ressourcen bekannt gegeben. Erfolgt keine Bekanntgabe, so werden die Ergebnisse der vorherigen Stunde herangezogen.

Eine Stunde vor Lieferbeginn: Bis eine Stunde vor Lieferbeginn müssen alle Angebote von Stufe 2 Einheiten abgegeben werden. Die Ermittlung des Marktpreises beginnt unter Berücksichtigung und Optimierung von Regelenergie und synchroner Reserve.

30 Minuten vor Lieferbeginn: Die Ergebnisse der Stufe 2 Auktion werden veröffentlicht. Es erfolgt eine nochmalige Schätzung der verfügbaren Stufe 1 Kapazität für jede Einheit. Reicht die Kapazität von Stufe 1 aus um die erforderliche Reserve bereitzustellen, so werden alle Stufe 2 Angebote gestrichen.

<sup>101</sup> In Echtzeit.

<sup>102</sup> Die variablen Wartungs- und Betriebskosten werden lediglich zur Überprüfung des Angebotes herangezogen

Während der Lieferperiode: Sollte es zu einer Fehlprognose von Stufe 1 Ressourcen kommen und die prognostizierte Menge an Reserve stimmt nicht mit der tatsächlichen überein, so kann der Systembetreiber zusätzliche Kapazität anfordern. Diese Einheiten bekommen den Markträumungspreis als Erlös für die gelieferte Leistung (PJM, 2010b, S. 152f).

Der Markträumungspreis errechnet sich wie folgt:

$$MCP = \text{synchr. Angebot} + \text{Opp. Kosten} + \text{Anfahrtskosten} + \text{Energiekosten}^{103} \quad [4.8]$$

#### 4.3.2.4. Strafzahlungen

Für Stufe 1 Einheiten gibt es keine Strafzahlungen bei Nichtlieferung. Diese Ressourcen bekommen jedoch auch keine Zahlungen dafür. Bei Stufe 2 Ressourcen wird die nichtgelieferte Menge von der versprochenen abgezogen. Die Strafzahlungen werden durch die entstandenen Kosten der anderen Kraftwerksbetreiber, welche die fehlende Reserve bereitgestellt haben, bestimmt. Zusätzlich bekommt die betreffende Ressource für die nächsten drei Tage eine erhöhte Reserveleistungsverpflichtung. Die erhöhte Menge ist gleich der nicht gelieferten. Werden also statt 100 MW nur 50 MW bereitgestellt, so müssen an den nächsten drei Tagen jeweils 150 MW bereitgestellt werden (PJM, 2010b, S. 143).

#### 4.3.3. Day Ahead Scheduling Reserve Market

Am 1. Juni 2008 wurde der Day Ahead Scheduling Reserve Market als zusätzlicher Reservemechanismus im PJM Markt eingeführt. Ziel ist es, gleich wie bei der operativen Reserve, zusätzliche Kapazität innerhalb von 30 Minuten bereit zu stellen. Es handelt sich dabei um einen angebotsbasierenden Markt. Diese Angebote können mittels Erzeugungseinheiten und Lastmanagement bereitgestellt werden. Die Produkte können auf Forward Basis am Day Ahead Markt erworben werden. Damit soll ein explizites, kurzfristiges Preissignal für Ancillary Services bereitgestellt werden. Die Abhandlung der Auktion erfolgt simultan zum normalen Day Ahead Markt. Die entstehenden Kosten werden echtzeitbasierend auf die Verursacher (LSE), je nach Anteil zur gesamten Last, aufgeteilt.

Es wird von PJM für jeden Tag eine Prognose für die erforderliche Kapazität erstellt.

$$Req. Cap = LoadForc + Sales + Reserves \quad [4.9]$$

mit:

Req.Cap.....benötigte Kapazität  
 LoadForc.....Lastprognose  
 Sales.....Energieexporte  
 Reserves.....div. Reserveleistungen

Mit dieser Kapazität müssen die Lastprognose, die Exporte aus dem Markt und die diversen Reserveleistungen abgedeckt werden (PJM, 2008c, S. 7f).

##### 4.3.3.1. Beschaffung der Reserve

Momentan beträgt die zu beschaffende Reserve am Day Ahead Markt 6,88% der Lastprognose für 18.00 h des entsprechenden Tages (PJM, 2010g, S. 12). LSE bekommen täglich eine Reserveverpflichtung auferlegt, die der anteiligen Lastspitze um 18.00 h

<sup>103</sup> Energiekosten sind Kosten die bei der Lieferung zusätzlich auftreten: Übertragungsverluste,....

entspricht. Diese Reserveleistung kann mittel Eigenerzeugung<sup>104</sup>, durch bilaterale Handelsverträge oder durch den Einkauf am Day-Ahead Scheduling Reserve Market bereitgestellt werden. Im Gegensatz zu anderen Reservemechanismen wird diese Art nicht in Echtzeit verwaltet und aufgerufen, sondern nur über den Day-Ahead Markt.

Bereitgestellt wird diese Art der Reserve hauptsächlich durch stillstehende Gasturbinen, Speicherkraftwerke und Demand Side Management. Erzeugungseinheiten sind verpflichtet, ein Angebot an diesem Reservemarkt abzugeben. Dieses Angebot wird durch das niedrigere Ergebnis der beiden Formeln bestimmt:

$$DASR = EmergMax - DispatchP \quad [4.10]$$

oder

$$DASR = 30 * RampRate \quad [4.11]$$

mit:

DASR.....Day Ahead Scheduling Reserve, welche maximal verfügbar ist  
 EmergMax.....Maximale, während eines Notfalls verfügbare Leistung der Einheit  
 DispatchP.....Leistung die durch Dispatch gefordert wird  
 RampRate.....Anstiegsrate der erzeugten Leistung

Bei Einheiten die sich im Stillstand befinden, beträgt die DASR immer die maximale verfügbare Leistung (EmergMax). Sollte von den Erzeugungseinheiten kein Angebot abgegeben werden, so wird der Angebotspreis automatisch auf \$0 festgelegt. Bei Lastmanagement entfällt jedoch die Angebotspflicht.

Die Einheit bekommt für jede Stunde die sie online ist und die Reserve bereitstellen kann den Markträumungspreis des Day Ahead Marktes. Strafzahlungen gibt es bei diesem Reservemarkt keine. Bei Nichtlieferung entfallen die Erlöse (PJM, 2008c, S. 12f).

#### 4.3.3.2. Ablauf der Day Ahead Auktion

Die Auktion für die Day-Ahead Scheduling Reserve (DASR) findet zeitgleich mit dem normalen Day-Ahead Markt statt. Auch bei der DASR Auktion werden die Angebote mit ansteigendem Preis gereiht, bis es zum Schnittpunkt zwischen Angebot und der vorgegebenen Nachfrage (6,88 % Peak) kommt. Zugleich wird eine Kostenoptimierung der teilnehmenden Ressourcen durchgeführt. Hier werden Anfahrts- und Stillsetzungskosten berücksichtigt, diese sind jedoch im Marktpreis nicht enthalten. Der resultierende Marktpreis ergibt sich aus dem Angebotspreis zuzüglich der Opportunitätskosten (PJM, 2008c, S. 18f).

#### 4.3.3.3. Zusammenhang der Produkte des Reservemarktes

Den Ressourcen ist es gestattet, alle drei Reservearten bereit zu stellen.

Dabei handelt es sich um den Regelenergiemarkt, den Markt der Synchronen Reserve und den Day-Ahead Scheduling Reserve Markt. Pro Einheiten können auch verschiedenen Produkte angeboten werden, jedoch maximal zwei zur selben Zeit.

Die Einführung des DASR Marktes hat auch Auswirkungen auf den Markt der operativen Reserve. Die Einnahmen der operativen Reserve im Echtzeitmarkt werden nun nicht mehr der operativen Reserve zugeteilt sondern der DASR für die jeweilige Stunde. Somit kommt es zu einer Verlagerung der Kosten weg von der operativen Reserve und hin zum DASR (PJM, 2008c, S. 45-48).

<sup>104</sup> Nur dann zulässig wenn die Erzeugungseinheit die erforderlichen Spezifikationen erfüllt.

#### 4.3.4. Schwarzstart Service

Unter Schwarzstart versteht man Erzeugungseinheiten, welche ohne externe Energieversorgung hochfahren können. Dabei handelt es sich größten Teils um Wasserkraft und Gaskraftwerke. Beim Schwarzstart Service handelt es sich um einen essentiellen Punkt im Falle eines Blackouts. Durch diese Anlagen wird normalen Kraftwerken das Hochfahren ermöglicht. Bei zu geringer Schwarzstartfähigkeit des Systems kommt es zu einer langen Wiederherstellungszeit des Systems und zusätzlich zur Gefährdung der Sicherheit. Das Ziel von PJM ist ein funktionierendes Schwarzstart-Service aufrecht zu erhalten. Dabei handelt es sich um ein System, das nicht Markt orientiert ist, sondern rein Kosten verursacht (PJM, 2010b, S. 160).

##### 4.3.4.1. Bedingungen für den Schwarzstart

Die erste Bedingung für die Zulassung als Schwarzstarteinheit besteht in der Möglichkeit des Hochfahrens der Anlage ohne auf externe Energie aus dem Netz zurückzugreifen. Des Weiteren muss das bereitstellende Kraftwerk innerhalb von 90 Minuten hochgefahren werden können. Danach muss die Einheit für mindestens 16 Stunden online sein können. Innerhalb von 16 Stunden muss 80% des Netzes wieder einsatzfähig sein. Pro Übertragungszone sollten mindestens drei Schwarzstarteinheiten installiert sein. Zusätzlich dürfen jedoch pro Kraftwerk nicht mehr als drei Blöcke als Schwarzstarteinheiten angegeben werden (PJM, 2009f, S. 49f). Die Zulassung als Schwarzstarteinheit erfolgt jeweils für eine Zeitspanne von zwei Jahren. Schwarzstarteinheiten müssen zwei Mal im Jahr getestet werden. Schlägt der Test fehl, so gibt es eine Nachfrist von zehn Tagen. Die Testergebnisse müssen innerhalb von 14 Tagen an PJM übergeben werden. Die Abrechnung und Auszahlung erfolgt monatlich (PJM, 2010b, S. 168).

##### 4.3.4.2. Erlöse der Kraftwerke

Zugelassene Schwarzstarteinheiten bekommen von PJM fixe Erlöse. Diese Einnahmen setzen sich aus folgenden Punkten zusammen:

$$JGE = (FBC + VBC + TC + FC\&CC) * (1 + IF) \quad [4.12]$$

mit:

JGE.....jährliche Erlöse der Erzeugungseinheit

FBC.....fixe Schwarzstartkosten

VBC.....variable Schwarzstartkosten

TC.....Trainingskosten

FC&CC.....Treibstoff und Lagerkosten

IF.....Incentive Faktor (Anreiz)

$$FBC = CDR * 365Tage * UnitCapacity * X \quad [4.13]$$

mit:

CDR.....Capacity Deficiency Rate (176,83\$/MW)

X.....Zuweisungsfaktor (Wasserkraft=0,01; Gasturbine=0,02)



$$BC = VOM * Y \quad [4.14]$$

mit:

VOM.....variablen Betriebs- und Wartungskosten

Y.....Anteil der VOM (Mehrkosten) welche durch die Schwarzstartbereitschaft entstehen.

$$TC = 50Std./Jahr/Einheit * 75\$/Std \quad [4.15]$$

mit:

TC.....Lager- und Treibstoffkosten

Die Treibstoff- und Lagerkosten beinhalten den durchschnittlichen Treibstoffpreis innerhalb eines Jahres auf die Betriebsstunden und den Verbrauch aufgerechnet sowie die Treibstoff-Transportkosten. Auch Kosten, die durch die Treibstofflagerung entstehen, werden hier mit eingerechnet.

IF stellt einen Anreizfaktor dar und besitzt einen Wert von 10%.

Diese Erlöse bekommen die Einheiten monatlich von PJM. Die Kosten werden den Versorgungsunternehmen verrechnet. Es wird für jede Zone die vorhandene Schwarzstartleistung ermittelt. Diese muss dann von den Versorgungsunternehmen gedeckt werden. Die Aufteilung erfolgt wieder über den prozentualen Anteil zur Spitzenlast (PJM, 2010b, S. 209f).

#### 4.3.4.3. *Strafzahlungen*

Für den Fall einer vorzeitigen Stilllegung eines Kraftwerkes werden Strafzahlungen fällig. Die Zahlungen sind gleich der Einnahmen und auf die maximale Summe des Jahreserlöses begrenzt.

Fällt zum Beispiel ein Kraftwerk nach sechs Monaten aus, so entfallen die restlichen Einnahmen des zweiten Jahres<sup>105</sup> und zusätzlich muss eine Strafzahlung in Höhe der fehlenden Monate im ersten Jahr gezahlt werden. Diese Strafzahlung ist gleich der Höhe der Erlöse pro Monat (PJM, 2010b, S. 169).

## 4.4. Financial Transmission Rights

Innerhalb des PJM Marktes ist es möglich, Übertragungsrechte zu ersteigern. Dabei handelt es sich um die sogenannten „Financial Transmission Rights“ (FTR). Die Erlöse der Versteigerung dieser Übertragungsrechte (Auction Revenue Rights, ARR) können ebenfalls wieder versteigert werden.

### 4.4.1. Definition der Financial Transmission Rights

Bei den FTRs handelt es sich um ein finanzielles Instrument, welches den Inhaber vor unerwarteten Preisschwankungen schützen soll. Jedes FTR ist für einen bestimmten

<sup>105</sup> Monat 13 bis 24

Netzbereich<sup>106</sup> und auch nur für eine Richtung gültig. Für jede Stunde, in der es durch das LMP zu einer Differenzierung der Preise in den verschiedenen Netzknoten kommt, erhalten die Inhaber dieser FTRs Zahlungen von PJM. Die Höhe der Zahlungen richtet sich dabei nach der Preisdifferenz zwischen den beiden Knoten mal der Summe, der in der FTR spezifizierten Menge an MW.

$$\text{Zahlung} = \text{FTR}(\text{MW}) * \text{Congestion Charge} \quad [4.16]$$

$$\begin{aligned} & \text{Congestion Charge} & [4.17] \\ = & \text{MWh} * (\text{DayAheadSinkCongPrice} - \text{DayAheadSourceCongPrice}) \end{aligned}$$

$$\text{FTR Credit} = \text{MW} * (\text{DayAheadSinkCongPrice} - \text{DayAheadSourceCongPrice}) \quad [4.18]$$

Die Congestion Charge beschreibt den Preisunterschied der einzelnen Knoten, der durch Übertragungsengpässe hervorgerufen wird. Die Höhe des FTR Credits bekommt der Inhaber als Zahlung

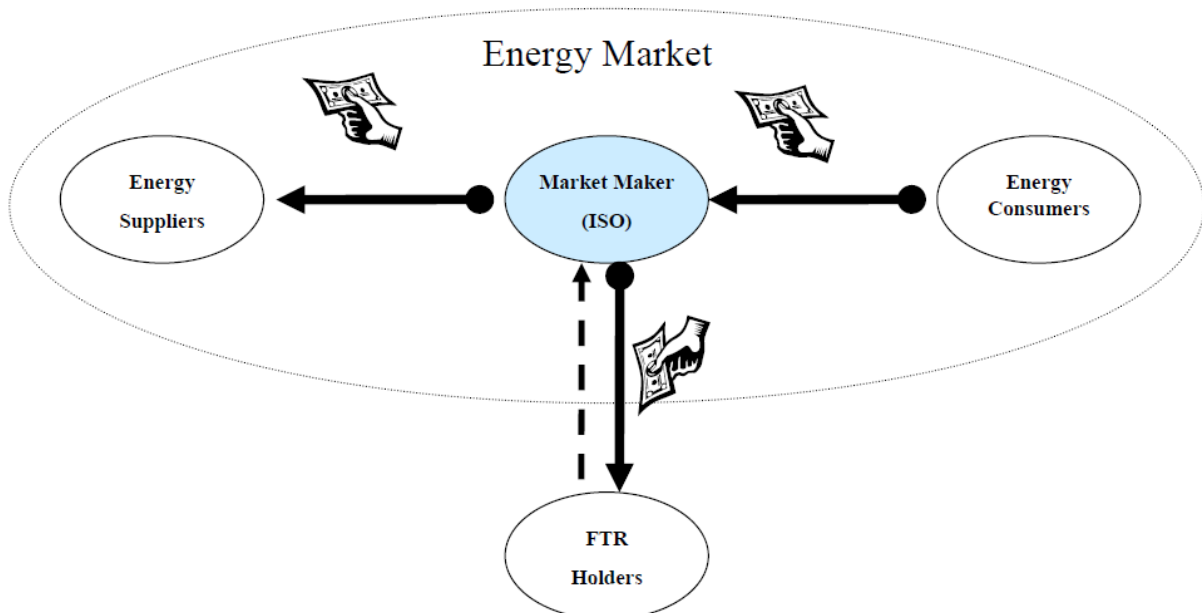


Abbildung 37: Darstellung der Erlöse von FTRs (The Brattle Group, 2006, S. 4)

Wie in Abbildung 37 erkennbar ist, resultieren die Erlöse der FTRs aus der Differenz der Zahlungen von den Verbrauchern und den Zahlungen an die Versorgungsunternehmen.

Die Übertragungsrechte können folgendermaßen besorgt werden:

**Long Term FTR Auction:** Bei dieser Auktion können die Übertragungsrechte für eine längere Zeitperiode ersteigert werden. Die Zeitspanne beträgt hier drei Planungsperioden (drei Jahre). Die Auktion selber findet in vier Runden statt, dabei können pro Runde 25% der verfügbaren FTRs erstanden werden. Die gehandelten Produkte sind On-Peak, Off-Peak und 24 Stunden Perioden.

**Annual FTR Auction:** Hierbei können die FTRs für eine ganze Planungsperiode (ein Jahr) ersteigert werden. Es können dieselben Produkte gehandelt werden, wie bei der Langzeitauktion.

<sup>106</sup> Von Netzknoten zu Netzknoten

Monthly FTR Auction: Die Übertragungsrechte werden für die Dauer von einem Monat erstanden. Auch hier sind wieder dieselben Produkte verfügbar.

Secondary Market: Zusätzlich zu diesen drei Auktionen besteht noch die Möglichkeit FTRs über einen bilateralen Handel mit anderen Marktteilnehmern zu besorgen. Dieser Handel muss jedoch PJM bekannt gegeben werden. Die bilateral erstandenen FTRs können dabei noch in kleinere Einheiten zerlegt werden. Es kann jedoch keine Option in eine Obligation, oder umgekehrt, umgewandelt werden (PJM, 2009k, S. 23f).

#### 4.4.2. Formen der Übertragungsrechte

Die FTRs können in zwei verschiedenen Formen ausgestellt werden.

##### 4.4.2.1. FTR-Obligation

Der Wert der Obligation wird durch die Höhe der erworbenen Leistung mal des Preisunterschiedes zwischen den Knoten dargestellt. Jedes FTR ist nur für eine Richtung gültig. Die Obligation bietet dem Inhaber die Möglichkeit, Transitgebühren zu verlangen. Jedoch nur dann, wenn der Leistungsfluss in die vereinbarte Richtung erfolgt. Tut er dies nicht, so erhält der Inhaber keine Zahlung, sondern muss eine leisten.

Beispiel einer Obligation (PJM, 2009k, S. 29f):

Knoten A hat einen Preis von 15 \$/MWh und der Knoten B einen Preis von 30 \$/MWh. Unternehmen X hat FTRs im Umfang von 100 MW von Richtung A nach B erworben.

Fall A: Der Leistungsfluss von 100 MW, geht von A nach B

$$\text{CongPrice} = 100MWh * (30\$ - 15\$) = 1500\$ \quad [4.19]$$

$$\text{FTR Credit} = 100MWh * (30\$ - 15\$) = 1500\$ \quad [4.20]$$

Das Unternehmen erhält 1500 \$.

Fall B: Der Leistungsfluss geht von B nach A

$$\text{CongPrice} = 100MWh * (30\$ - 15\$) = 1500\$ \quad [4.21]$$

$$\text{FTR Credit} = 100MWh * (15\$ - 30\$) = -1500\$ \quad [4.22]$$

In diesem Fall muss das Unternehmen 1500 \$ zahlen.

##### 4.4.2.2. FTR-Option

Die Option besitzt denselben Wert wie die Obligation, jedoch gibt es hierbei einen kleinen Unterschied. Eine Option kann nicht negativ werden. Dies führt zu einer finanziellen Absicherung der Inhaber

Beispiel einer Option (PJM, 2009k, S. 30f):

Knoten A hat einen Preis von 15 \$/MWh und der Knoten B einen Preis von 30 \$/MWh. Unternehmen X hat FTRs im Umfang von 100 MW von Richtung A nach B erworben.

Fall A: Der Leistungsfluss von 100 MW, geht von A nach B

$$\text{CongPrice} = 100\text{MWh} * (30\$ - 15\$) = 1500\$ \quad [4.23]$$

$$\text{FTR Credit} = 100\text{MWh} * (30\$ - 15\$) = 1500\$ \quad [4.24]$$

Das Unternehmen erhält 1500 \$.

Fall B: Der Leistungsfluss geht von B nach A

$$\text{CongPrice} = 100\text{MWh} * (30\$ - 15\$) = 1500\$ \quad [4.25]$$

$$\text{FTR Credit} = 100\text{MWh} * (15\$ - 30\$) = -1500\$ \Rightarrow 0\$ \quad [4.26]$$

In diesem Fall muss das Unternehmen 1500 \$ zahlen.

#### 4.4.3. Auction Revenue Rights

Bei den Auction Revenue Rights (ARR) handelt es sich um einen Mechanismus, durch den die Erlöse der jährlichen FTR Auktionen zugeteilt werden. Die ARR werden den Inhabern von physikalischen Übertragungsrechten<sup>107</sup> anteilig, je nach Spitzenlast, zugeteilt. Der ökonomische Wert der ARR ist gleich den FTRs.

$$\text{ARRTargetAllocation} = \text{ARR}(MW) * (\text{LMPSink} - \text{LMPSource}) \quad [4.27]$$

Die ARR können jedoch nur in Form einer Obligation erworben werden. Dies bedeutet, dass die Inhaber dieser Rechte davon profitieren können, oder aber eine Gebühr entrichten müssen.

Die Besitzer der ARR können diese bei der jährlichen Auktion auch wieder in FTRs zurück transferieren. Somit bekommt man die Möglichkeit zuvor erstandene FTRs zu ändern, bzw. gegen andere einzutauschen (PJM, 2009k, S. 38f).

##### 4.4.3.1. Ermittlung der ARR

Die verfügbaren ARR werden auf folgende Arten ermittelt. Die jährliche Bestimmung erfolgt über die Höhe der vorhandenen Übertragungskapazität. Zusätzlich zu der jährlichen Ermittlung gibt es innerhalb der Planungsperiode noch eine tägliche Zuweisung von ARR. Dabei richtet sich die Höhe der ARR nach dem Kapazitätswachstum, oder der Abnahme. Diese ist proportional der Lastverschiebung innerhalb den einzelnen Versorgungsunternehmen. Diese tägliche Bestimmung wird in drei Schritten abgewandelt:

- Wie verändert sich die Last?
- Welches LSE hat ein Defizit?
- Welches LSE hat einen Lastzuwachs?

Mittels dieser drei Schritte wird täglich die tatsächlich verfügbare Menge an ARR ermittelt. Die überständigen ARR werden nun je nach Änderung den LSEs zugeteilt oder entzogen.

<sup>107</sup> Network Transmission Service Customer und Firm Transmission Service Customer (PJM, 2011)

Kommt es innerhalb eines Versorgungsjahres zu einem Ausbau des Übertragungssystems, so kann die zusätzlich entstandene Leistung als ARR auch während des Versorgungsjahres verfügbar gemacht werden (PJM, 2009e, S. 126f).

#### 4.4.4. Verfügbarkeitstest

Um sicher zu stellen, dass all die angebotenen Übertragungsrechte auch innerhalb der Übertragungsfähigkeit des Netzes liegen, wird ein Verfügbarkeitsstest (Simultaneous Feasibility Test) durchgeführt. ARRs müssen eine Mindestmenge an Erlösen bei der jährlichen FTR Auktion bringen, die der Höhe der ARR Zuteilung gerecht ist. Gleichzeitig muss auch die Höhe der FTR es ermöglichen, die Engpasszahlungen (Congestion Charges) vom Day-Ahead- und Ausgleichsenergiemarkt, ausreichend zu decken. Dabei werden ARRs und FTRs jeweils als Erzeugung (Produktionsseite) und als Last (Erzeugerseite) gesehen (PJM, 2009k, S. 84f).

#### 4.4.5. Zeitlicher Ablauf der Zuteilung

Abbildung 38 beschreibt den zeitlichen Ablauf des Handels der ARRs und FTRs. Die Zuteilung der ARR erfolgt in drei Stufen, wobei die dritte Stufe über drei Runden geht.

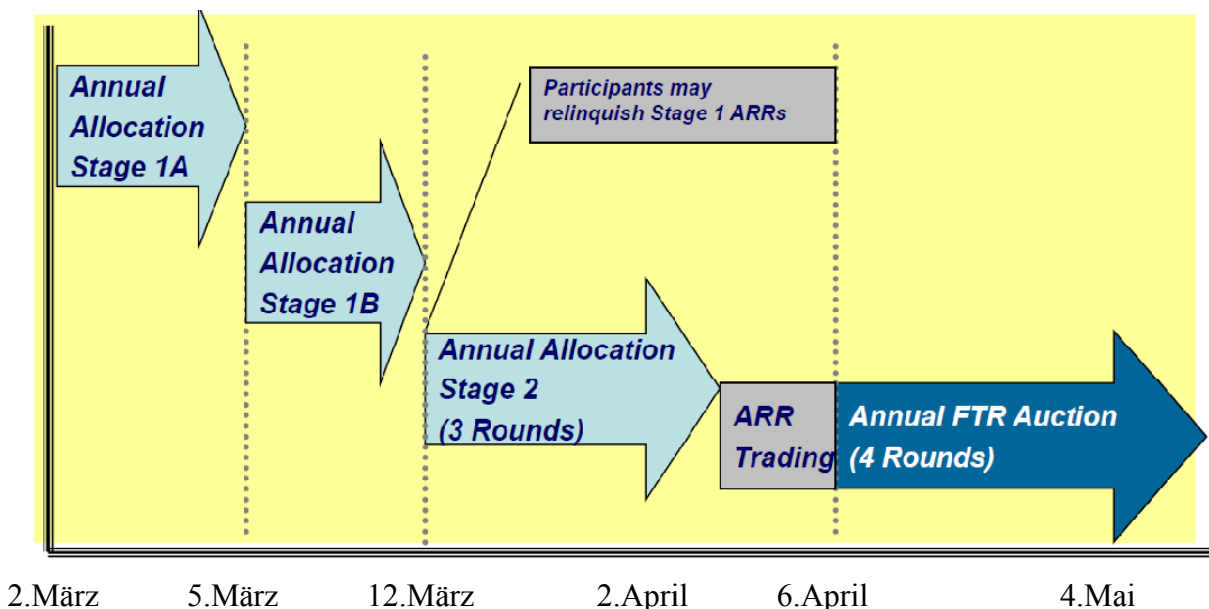


Abbildung 38: Zeitlicher Ablauf des ARR und FTR Handels (PJM, 2009k, S. 16)

Der Beginn ist der zweite März und das Ende der ARR Zuweisung, wird mit dem zweiten April festgelegt. Vom zweiten bis zum sechsten April können die zugewiesenen ARRs noch untereinander gehandelt werden. Am sechsten April beginnt dann die Versteigerung der Übertragungsrechte. Diese wird in vier Runden abgehalten. Ab dem ersten Juni beginnt die Vertragsperiode der Übertragungsrechte und ist bis zum 31. Mai des Folgejahres gültig (PJM, 2009k, S. 16f).

#### 4.4.6. Zusammenfassung

Die finanziellen Übertragungsrechte sind ein fundamentaler Bestandteil eines Energiemarktes mit dem Knotenpreisverfahren. Voraussetzung ist jedoch eine korrekte Einbindung in den Energiemarkt (The Brattle Group, 2006, S. 9).

FTRs bieten den Teilnehmern am PJM Markt eine gute Möglichkeit sich gegen Engpassrenten abzusichern. Erzeugungsunternehmen besitzen zusätzlich noch die Gelegenheit sich mittels der zugeteilten ARRs vor Einbußen bei den Einnahmen abzusichern.

## 4.5. Nodal Financial Contracts

Nodal Financial Contracts stellen einen Vertrag dar, mittels dem die Preisdifferenz, in einem Knoten, zwischen Day Ahead Markt und Echtzeitmarkt, als Erlös erwirtschaftet werden kann. Dabei handelt es sich um ein rein finanzielles Produkt. Der Inhaber ist an keine physikalische Verpflichtung gebunden. Dieser Kontrakt bietet somit einen Schutz gegen Preisspitzen für den Fall, dass der Echtzeitmarktpreis aufgrund eines Engpasses ansteigt. Auf der anderen Seite stellt er eine Spekulationsmöglichkeit dar. Nodal Financial Contracts dienen jedoch nicht nur dem Marktteilnehmer sondern auch dem Markt selbst. Sie stellen eine Konvergenz zwischen dem Day-Ahead Markt und dem Echtzeitmarkt dar (PJM, 2009h, S. 2f).

### 4.5.1. Funktion der Kontrakte

Es gibt zwei mögliche Arten wie Nodal Financial Contracts angeboten werden können.

- Decrement Bid: Bei diesem Gebot wird der maximale Preis angegeben. Solche Gebote werden verwendet, wenn man auf einen niedrigeren Day-Ahead Preis als den Echtzeitpreis spekuliert.
- Increment Bid: Hier wird ein minimaler Preis angegeben. Es wird auf einen höheren Day-Ahead Preis als den Echtzeitpreis spekuliert.

Zusätzlich müssen die Kontrakte noch die Menge an MW, sowie den Ort (Knoten) beinhalten.

Tabelle 22 stellt mögliche Gebote der Nodal Financial Contracts dar. Mittels eines Beispiels soll das Verständnis dieses Spekulationswerkzeuges erleichtert werden.

a.) 10MW; \$50/MW; Dec Bid:		
	DA	RT
Preis Knoten	\$40	\$50
Knotenerlös	-400	\$500
Profit	$10\text{MW} \times (\$50 - \$40) = \$100$	

c.) 10MW; \$50/MW; Inc Bid:		
	DA	RT
Preis Knoten	\$40	\$50
Knotenerlös	\$0	\$0
Profit	$0\text{MW} \times (\$50 - \$40) = \$0$	

b.) 10MW; \$30/MW; Dec Bid:		
	DA	RT
Preis Knoten	\$40	\$50
Knotenerlös	\$0	\$0
Profit	$0\text{MW} \times (\$50 - \$40) = \$0$	

d.) 10MW; \$30/MW; Inc Bid:		
	DA	RT
Preis Knoten	\$40	\$50
Knotenerlös	\$400	\$500
Profit	$10\text{MW} \times (\$50 - \$40) = -\$100$	

e.) 10MW; \$50/MW; Dec Bid:		
	DA	RT
Preis Knoten	\$40	\$30
Knotenerlös	\$400	\$300
Profit	$10\text{MW} \times (\$30 - \$40) = -\$100$	

Tabelle 22: Beispiele für Nodal Financial Contracts

- Fall a: 100 Dollar Profit, da der max. Angebotspreis höher als der DA Preis ist (Decrement)
- Fall b: kein Markclearing da der Angebotspreis unterhalb des DA Preises liegt (Decrement)
- Fall c: kein Markclearing, da der Angebotspreis oberhalb des DA Preises liegt (Increment)
- Fall d: 100 Dollar Verlust, da der RT Preis über dem DA Preis liegt (Increment)
- Fall e: 100 Dollar Verlust, da der DA Preis über dem RT Preis liegt (Decrement) (PJM, 2009h, S. 6f)

## 5. Vergleich Teilmärkte EEX und PJM

Im folgenden Kapitel werden der Börsenmarkt der EEX und der Poolmarkt von PJM miteinander verglichen. Dies geschieht mittels einer Gegenüberstellung der einzelnen Teilmärkte.

### 5.1. Marktgebiet der EEX

#### 5.1.1. Energiemarkt

An der Börse können Erzeugungsunternehmen ihre Hochfahrkosten nicht anbieten. Aus diesem Grund kann es zu verschiedenen Angebotspreisen in unterschiedlichen Stunden kommen. Die Preise werden über ein Einheitspreisverfahren ermittelt und es gilt für jeden Teilnehmer derselbe Preis.

- EPEX-Spot: Hier wird zwischen Day-Ahead Markt und Intraday Handel unterschieden. Beim DA Markt können für jede Stunde des folgenden Tages, sowie Blockgebote abgegeben werden. Beim Intraday Markt wird bis 75 Minuten vor Lieferung noch angeboten. Zusätzlich wird noch zwischen Base und Peak Load unterschieden. Für beide Märkte gilt:

$$\text{Anbieter: } Ea = \sum (MWh) * Pc \quad [5.1]$$

$$\text{Käufer: } Pk = \sum (MWh) * Pc \quad [5.2]$$

mit:

Ea.....Erlöse der Anbieter

Pc.....Clearing Price der Auktion

Pk.....Preis den der Käufer zahlen muss

- Terminmarkt: Der Terminmarkt dient dem längerfristigen Einkauf von Energie. Handelbar sind Optionen und Futures mit einer Laufzeit von bis zu sechs Jahren. Dabei wird zwischen rein finanziellen Verträgen und physikalischen Verträgen unterschieden. Der Preis wird auch hier mittels Einheitspreisverfahren ermittelt und es wird wieder zwischen Base und Peak Load unterschieden. Für die Teilnehmer gilt:

$$\text{Anbieter: } Ea = \sum (MWh * Cc) * Pc \quad [5.3]$$

$$\text{Käufer: } Pk = \sum (MWh + Cc + Co) * Pc \quad [5.4]$$

mit:

Cc.....Gebühr für erfolgreiches Clearing

Co.....Gebühr für Optionen und Futures



Zuzüglich zum Preis der vereinbarten Energiemenge müssen die Teilnehmer noch bis zu 0,5 Cent/MWh Gebühr für Optionen und Futures, sowie eine Gebühr von 0,25 Cent/MWh für erfolgreiches Clearing der Auktion entrichten.

- **Bilateraler Handel:** Beim bilateralen Handel können Menge und Preis beliebig bestimmt werden. Erfolgt der Transport jedoch über die Grenzen von Regelzonen hinaus, so kommen zum vereinbarten Energiepreis noch die Entgelte für die Übertragungsrechte<sup>108</sup> hinzu.

$$\text{Anbieter: } Ea = \sum (MWh) * Pa \quad [5.5]$$

$$\text{Käufer: } Pk = \sum (MWh + (\ddot{U}R)) * Pa \quad [5.6]$$

mit:

Pa.....Vereinbarter Preis der Energie

ÜR.....entstehende Gebühren für Übertragungsrechte bei grenzüberschreitendem Transport

### 5.1.2. Regleenergiemarkt

- **Markt für Primärregelleistung:** Teilnehmen können alle Kraftwerke die den Spezifikationen für Primärregelenergie der UCTE entsprechen. Der Handel erfolgt über ein Ausschreibungsverfahren. In Summe müssen 3000 MW an Primärregelleistung vorhanden sein. Die Angebote werden nach der Höhe des Preises sortiert. Zuschlag erhalten alle Teilnehmer deren Angebot niedriger als das vom letzten Teilnehmer innerhalb der 3000 MW ist. Die Gültigkeitsdauer beträgt eine Woche.

$$\text{Anbieter: } Ea = \sum (\pm MWh) * Pc \quad [5.7]$$

Die Verrechnung erfolgt alle drei Monate.

- **Markt für Sekundärregelleistung:** Die benötigte Sekundärregelleistung wird eine Woche lang summiert und dann im Nachhinein ausgeschrieben. Die Defizite und Überschüsse der vergangenen Woche werden in Form von Stromaustausch ausgeglichen.
- **Markt für Minutenreserve:** Der Handel mit der Minutenreserveleistung findet mittels der Day-Ahead Auktion statt. Angebote sind jeweils für den folgenden Tag gültig und müssen eine Mindestdauer von vier Stunden besitzen. Die Preisfindung erfolgt wieder über die Einheitspreisauktion.

$$\text{Anbieter: } Ea = \sum (MWh) * Pc \quad [5.8]$$

<sup>108</sup> Physikalische Übertragungsrechte müssen beim grenzüberschreitenden Energietransport erworben werden und richten sich nach der Höhe der verfügbaren Übertragungsleistung. Beim reinen Börsenhandel müssen keine Übertragungsrechte erworben werden.

$$\text{Käufer: } P_k = \sum (MWh) * P_c \quad [5.9]$$

## 5.2. Marktgebiet von PJM

### 5.2.1. Energiemarkt

Im Unterschied zum Börsenmodell werden hier die Anfahrtskosten der Kraftwerke mit angeboten. Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt jedoch nicht auf individueller Basis, sondern auf Anweisung des Systembetreuers (ISO). Einen weiteren großen Unterschied stellt das Knotenpreisverfahren dar.

- Day Ahead Market: Am DA Markt kann die Energie für jede Stunde des folgenden Tages erworben werden. Kraftwerksbetreiber müssen für jedes Kraftwerk und für jede Stunde ein Angebot erstellen. Dies besteht aus den Anfahrtskosten, Brennstoffkosten, Emissionen, usw. Es wird täglich der Preis für jeden Knoten bestimmt. Für die Teilnehmer gilt:

$$\text{Anbieter: } E_a = \sum (MWh) * P_a \quad [5.10]$$

$$\text{Käufer: } P_k = \sum (MWh) * P_n \quad [5.11]$$

mit:

Pa.....Angebot des Kraftwerks

Pn.....Preis der Energie im jeweiligen Knoten

- Real Time Energy Market: Er stellt den Echtzeitmarkt von PJM dar. Der Unterschied zum europäischen Intraday Handel ist, dass hier die Energie ebenfalls am Tag davor von 16.00 h bis 18.00 h gehandelt wird. Knotenpreise werden in Echtzeit ermittelt und dann den Versorgungsunternehmen verrechnet. Kraftwerke die beim DA Markt aus der Auktion gefallen sind, können am Echtzeitmarkt teilnehmen. Die Angebotslegung und die Preisfindung erfolgt gleich wie im DA Markt.
- Bilateral Handel ist im PJM Markt ebenfalls möglich, jedoch muss der Umfang der gehandelten Energie sowie der Lieferort, PJM bekannt gegeben werden.

### 5.2.2. Regelenenergiemarkt

- Market Based Regulation: Die angebotene Energie entspricht einer Kombination aus Primär- und Sekundärregelleistung an der EEX. Eine Teilnahme ist für alle Kraftwerke mit den entsprechenden Spezifikationen Pflicht. Es muss ein kostenbasierendes Angebot für jeden Tag erstellt werden. Weiters wird zwischen Peak und Off Peak unterschieden. Das Kraftwerk erstellt das Angebot mit minimaler und maximaler Regelleistung sowie den entsprechenden Betriebskosten. Welches

Kraftwerk dann eingesetzt wird, bestimmt der ISO mittels der Reihung der verschiedenen Angebote und dem Schnittpunkt des Bedarfs.

$$Ek = \sum (MWh * Pc) + Po \quad [5.12]$$

mit:

Ek.....Erlöse der Kraftwerke

Pc.....Clearingpreis bei Einsatz

Po.....entstehende Opportunitätskosten falls nur ein Teil der Regelleistung benötigt wird.

Wird von der angebotenen Regelleistung eines Kraftwerkes nur ein Teil durch den ISO eingesetzt, so bekommen die Kraftwerke Ausgleichszahlungen die den entgangenen Einnahmen am Energiemarkt für diese Leistung entsprechen.

- Synchronized Reserve Market: Angebote werden für jede Stunde (spätestens bis 18.00 h am Vortag) erstellt und mittels Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ermittelt. Angebotshöhe ist auf die variablen Betriebs- und Wartungskosten zuzüglich 7,5 \$/MW beschränkt.

$$Ek = \sum (MWh * O\&M + 7,5\$) \quad [5.13]$$

mit:

O&M.....variable Betriebs- und Wartungskosten

Für Kraftwerke die bereits an der Market Based Regulation teilnehmen ist die Teilnahme verboten.

- Day Ahead Scheduling Reserve Market: Bei diesem Markt handelt es sich um eine Erweiterung des Handels der operativen Reserve. Es sollen die Seitenzahlungen, die für das Bereithalten von operativer Reserve anfallen, verringert werden. Die Auktion findet im Rahmen der Day-Ahead Auktion statt. Die Teilnahme ist für alle Kraftwerke verpflichtend. Der Markträumungspreis ergibt sich wieder über Angebot und Nachfrage (6,88% Peak).

$$Ek = \sum (MWh * Pa) + Po \quad [5.14]$$

Die Reihung der Kraftwerke wird zwar vom ISO aufgrund deren Anfahrts- und Betriebskosten durchgeführt, diese Daten müssen jedoch bei der Angebotslegung nicht berücksichtigt werden. Hinzu kommen auch hier wieder die Opportunitätskosten.

### 5.2.3. Kapazitätsmechanismen

- Das RPM: Die Höhe der Einnahmen über diesen Kapazitätsmechanismus richtet sich nach der angebotenen Kapazität und der gesamten poolweiten Reserve. Der Marktpreis der Kapazität wird mittels der BRA bestimmt. Von den Einnahmen dieser Auktion werden jedoch die Einnahmen aus dem Energie und Regelleistungsmarkt abgezogen.

$$Ek = \sum (MWh * Pb) - E\&AS \quad [5.15]$$

mit:

Pb.....Markträumungspreis der Kapazitätsauktion

E&AS.....Einnahmen aus Energie- und Regelleistungsmarkt

Die angebotene Menge an Kapazität richtet sich bei den Kraftwerken nach der gesicherten, verfügbaren Menge. Zusätzlich müssen die Angebote innerhalb gewisser Grenzen liegen.

- Die Bepreisung der operativen Reserve: Sie dient als zusätzlicher Anreiz für die Kraftwerksbetreiber. Für den Erhalt dieser Zahlungen sind alle Kraftwerke berechtigt, die den Anforderungen der operativen Reserve entsprechen. Die Vermarktung erfolgt über den DA-Markt und wird danach im Echtzeitmarkt verrechnet.

$$Ek = \sum (MWh * Pa) - E\&AS \quad [5.16]$$

Ist der Knotenpreis niedriger als der Angebotspreis der Einheit, so wird die Differenz als Erlös aus der operativen Reserve ausbezahlt.

### 5.2.4. Finanzielle Mechanismen

Zusätzlich zu den vorhin beschriebenen Teilmärkten gibt es im PJM Markt noch finanzielle Instrumente.

- Financial Transmission Rights: Bei den finanziellen Übertragungsrechten handelt es sich im Gegenzug zu den europäischen, für den grenzüberschreitenden Transport benötigten Übertragungsrechten, um ein rein finanzielles Produkt mit keiner physikalischen Verpflichtung. Sie bieten den Inhabern Schutz gegen hohe Knotenpreise.

$$FTR = \sum MWh * (pa - pb) \quad [5.17]$$

mit:

FTR.....Wert der Übertragungsrechte

pa.....Knotenpreis im Gebiet a

pb.....Knotenpreis im Gebiet b

- Nodal Financial Contracts: Diese Kontrakte stellen einen weiteren Spekulationsmechanismus dar. Der Inhaber spekuliert auf einen höheren Preis am DA-Markt als am Echtzeitmarkt in einem Knoten oder umgekehrt.

$$E = \pm \sum MWh * \Delta d \quad [5.18]$$

mit:

E.....Erlös

$\Delta d$ .....Differenz zwischen DA Markt und Echtzeitmarkt in einem Knoten

### 5.3. Gegenüberstellung der Teilmärkte

Den ersten Unterschied zwischen dem Konzept von PJM und jenem der EEX bildet die Marktstruktur. Beim Börsenmodell der EEX wird der Kraftwerkseinsatz individuell gesteuert. Im Poolmarkt von PJM wird diese Aufgabe vom ISO übernommen. Zusätzlich wird im PJM Markt ein Knotenpreisverfahren angewandt. Herrscht kein Engpass vor, so sind alle Knotenpreise gleich. Bei Engpässen steigen jedoch die Knotenpreise bis zu den Kosten des teuersten, in den Knoten einspeisenden, Kraftwerks an. Dies stellt einen großen Unterschied zum Börsenmodell der EEX dar. Bei diesem wird der Energiepreis, unabhängig vom Lastzustand, immer durch Angebot und Nachfrage bei der Auktion festgelegt und gilt für das ganze Marktgebiet.

Der Handelsablauf am DA-Markt ist bei beiden Märkten gleich. Während beim Echtzeitmarkt der EEX Energie bis 60 Minuten vor Lieferung gehandelt werden kann, ist im PJM Markt ein Handel am Echtzeitmarkt nur bis 18.00 h des Vortages möglich. Ein bilateraler Handel ist in beiden Marktgebieten möglich. Der längerfristige Terminmarkt wird nur an der EEX angeboten.

Ferner treten bei der Regelenergie Differenzen auf. Im Börsenmodell gibt es für jede Einsatzstufe (Primärregelung / Sekundärregelung / Tertiärregelung) einen zuständigen Markt. Auch im PJM Markt werden drei verschiedene Produkte angeboten, diese besitzen aber eine andere Bereitstellungsdauer.

Zusätzlich erfolgen automatische Zahlungen für operative Reserve an alle Einheiten die in der entsprechenden Zeit verfügbar sind. Somit gibt es zwei Produkte die gesondert verrechnet werden, die im Prinzip aber identisch sind (OR und DASR).

Anreize für neue Investitionen werden im Börsenmodell durch die Höhe der Preisspitzen gegeben. Fraglich hierbei ist, ob die Investitionsanreize durch die erforderliche Reserve und das Preis cap von 3000 € nicht verfälscht werden. Dieses Problem tritt zwar im PJM Markt aufgrund des RPM nicht auf, allerdings besitzt auch dieses Modell Schwachstellen.

Im PJM Markt können noch zusätzliche Erlöse über rein finanzielle Mechanismen, wie die Financial Transmission Rights und Nodal Financial Contracts, erwirtschaftet werden.

	Börsenmodell der EEX		Poolmarkt von PJM
Energiamarkt (Handelszeit)	EPEX Spot	Day-Ahead Markt (bis 12.00 h des Vortages)	Day-Ahead Market (bis 12.00 h des Vortages)
		Intraday Handel (bis 60 Minuten vor Lieferung)	Real-Time Energy Market (bis 18.00 h des Vortages)
	Terminmarkt (bis 6 Jahre im Voraus)		
	Bilateraler Handel		Bilateraler Handel
Regelenergie- markt (Bereitstellung)	Primärregelleistung (< 30 Sekunden)		Market Based Regulation (< 5 Minuten)
	Sekundärregelleistung (< 5 Minuten)		Synchronized Reserve Market (< 10 Minuten)
	Minutenreserveleistung (< 15 Minuten)		DASR Market (< 30 Minuten)
Kapazitäts- mechanismen			Reliability Pricing Model
			Zusätzliche operative Reserve
Finanzielle Mechanismen			Financial Transmission Rights
			Nodal Financial Contracts

Tabelle 23: Gegenüberstellung der Teilmärkte von EEX und PJM

## 6. Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Der erste Kernpunkt dieser Arbeit beschreibt den reinen Energiemarkt. In diesem werden Anreize für neue Investitionen allein durch Preisspitzen im Falle eines Engpasses gesetzt. In der Theorie reichen diese Anreize für den Erhalt langfristiger Versorgungssicherheit aus.

Bei der praktischen Anwendung stößt man jedoch auf mehrere Probleme. Damit ein adäquates Maß an Erzeugungskapazität in einem reinen Energiemarkt bereit gestellt werden kann, muss der Energiepreis während Versorgungsengpässen mindestens in die Höhe des Value of Lost Load steigen. Um die Verbraucher vor zu hohen Energiekosten zu schützen wird in der Regel eine Preisobergrenze eingeführt. Diese sollte in der Höhe des VoLL liegen, wobei dieser Wert sehr schwer zu berechnen ist und in den einzelnen Märkten stark variiert. Ist die Preisgrenze zu niedrig angesetzt, führt dies zur Verringerung von Investitionen, da Erzeugungsunternehmen ihre benötigten Deckungsbeiträge nicht mehr erwirtschaften können.

Weiters sind die benötigten Preisspitzen nur sehr schwer prognostizierbar, dies erhöht das Investitionsrisiko.

Um die Investitionsbereitschaft der Erzeugungsunternehmen zu erhöhen, wurden in einigen Elektrizitätsmärkten zusätzliche Kapazitätsmechanismen implementiert. Die Untersuchung dieser Anreizmechanismen beschreibt den zweiten Kernpunkt dieser Arbeit.

Kapazitätsmechanismen schaffen zusätzliche Einnahmequellen zu den Erlösen aus dem Energiemarkt. Dies soll neue Investitionen fördern und somit die längerfristige Versorgungssicherheit erhöhen.

Man kann grob zwischen preisbasierten und mengenbasierten Modellen unterscheiden. Bei preisbasierten Mechanismen wird vom Regulator ein Preis festgelegt, wodurch Erzeugungsunternehmen den Anreiz erhalten, in neue Anlagen zu investieren. Legt der Regulator eine erforderliche Menge an Kapazität fest, so handelt es sich um einen mengenbasierten Mechanismus.

Das Ziel der Kapazitätsmodelle ist es, ein langfristiges Preissignal an den Markt weiter zu geben. Dieses wird zum Beispiel von strategischer und operativer Reserve nicht bereitgestellt. Bei administrativen Kapazitätzahlungen und den Kapazitätsverpflichtungen tritt jenes Problem auf, dass die Höhe der Zahlungen bzw. der vorgeschriebenen Reserve, über komplexe Modelle administrativ ermittelt wird. Reliability Contracts kennen dieses Problem zwar nicht, sind dafür aber anfällig für Manipulation und bereiten Schwierigkeiten bei bilateralen Handelsverträgen.

Capacity Subscriptions besitzen keinen dieser Nachteile, werden allerdings auf Grund der erforderlichen Systemänderungen noch nicht implementiert, da dies enorme Kosten hervorrufen würde.

Um die Vor- und Nachteile der einzelnen Mechanismen besser beurteilen zu können, werden zusätzlich zu den theoretischen Modellen, praktische Anwendungsfälle beschrieben. Durch die Betrachtung von realen Märkten erkennt man die Stärken und Schwächen der Mechanismen sehr gut. Kapazitätsmodelle sollen die Erwirtschaftung der Deckungsbeiträge ermöglichen, sowie neue Anlagen schaffen. Sie dürfen aber nicht zu einer Verschiebung der Wohlfahrt hin zu den Erzeugungsunternehmen führen.

Der dritte Kernpunkt dieser Arbeit liegt beim Vergleich des Marktkonzepts von PJM mit dem Börsenmodell der EEX, im Besonderen der einzelnen Teilmärkte.

Einen positiven Aspekt im PJM Markt stellt das Knotenpreisverfahren. Die erzeugte Energie wird aufgrund des Einspeisepunktes bewertet. Dadurch werden auch elektrische Übertragungsleitungen in den Energiehandel eingebunden. Dies ist im Börsengebiet der EEX

nicht der Fall. Es wird nur der finanzielle Handel mit Energie betrachtet, der Ort der Erzeugung ist nebensächlich.

Die Einnahmen der Erzeugungsunternehmen innerhalb des PJM Pools sind gesichert. Sie sind zwar nicht so hoch wie an der Börse in Spitzenperioden, jedoch kontinuierlich. Einerseits kann man dies als Anreiz für neue Anlagen sehen, auf der anderen Seite stellt sich die Frage, ob es sich dabei nicht um eine Verlagerung der Wohlfahrt hin zum Erzeuger handelt. Vergleicht man die einzelnen Teilmärkte untereinander, so erkennt man, dass an der Strombörse alle Erzeugungsbereiche (kurz, mittel, langfristig) mit je einem Markt abgedeckt sind. Im Pool gibt es mehrere unterschiedliche Märkte, die den Markt komplexer erscheinen lassen. Als Paradebeispiel dient hier die Bepreisung der operativen Reserve und des Day-Ahead Scheduling Reserve Market. Beide Mechanismen beschreiben dasselbe Produkt, nur die Verrechnung ist unterschiedlich.

Fraglich ist auch, ob ein Energiemarkt zusätzliche finanzielle Mechanismen benötigt, oder ob diese rein der Spekulation dienen. Geht man von einem System mit Knotenpreisverfahren aus, so sind für eine optimale Funktion des Marktes finanzielle Übertragungsrechte unverzichtbar (The Brattle Group, 2006, S. 9). Diese müssen jedoch mit großer Vorsicht implementiert werden.

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus könnte auch den reinen Energiemarkt der EEX um eine langfristige Komponente erweitern und wäre sicherlich eine reizvolle Variante, um die Versorgungssicherheit im Marktgebiet langfristig zu gewährleisten. Das Börsenmodell funktioniert zwar momentan problemlos, dies ist aber zum Teil auf die großen Überkapazitäten zurückzuführen, die noch aus der Zeit vor der Liberalisierung stammen.



## 7. Verzeichnisse

### 7.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel einer Jahresdauerlinie.....	3
Abbildung 2: Erlöse der unterschiedlichen Kraftwerkstypen .....	7
Abbildung 3: Auswirkungen des Preiscaps auf die Erlöse der Kraftwerke .....	8
Abbildung 4: Reservekapazität innerhalb der UCTE.....	9
Abbildung 5: Arten der Kapazitätsrückhaltung .....	18
Abbildung 6: Preiserhöhung durch Kapazitätsrückhaltung .....	18
Abbildung 7: Funktion der Primärregelleistung.....	20
Abbildung 8: Kosten der Ausgleichsenergie von Jänner bis November 2010.....	22
Abbildung 9: Unelastische Nachfragekurve der Kapazität .....	25
Abbildung 10: Jährliche Steigerung des Energiebedarfs in Spanien .....	27
Abbildung 11: Anteile der verschiedenen Erzeugungsarten zur Jahresdauerlinie.....	27
Abbildung 12: Abhängigkeit der Kapazitätzahlungen vom Reserveindex.....	29
Abbildung 13: Verrechnung der Endkunden .....	30
Abbildung 14: Einfluss der strategischen Reserve auf die Angebotskurve .....	34
Abbildung 15: Einfluss der operativen Reserve auf die Angebotskurve .....	36
Abbildung 16: Kapazitätsanforderung im PJM Markt.....	37
Abbildung 17: Beispiel zur operativen Reserve (Fall A).....	39
Abbildung 18: Beispiel zur operativen Reserve (Fall B).....	40
Abbildung 19: PJM Kapazitätspreise 1999-2010.....	44
Abbildung 20: Die vier Auktionen im RPM-Modell .....	50
Abbildung 21: Beispiel für Kapazitätsgebote in der Base Residual Auction .....	51
Abbildung 22: Berechnung der VRR Kurve .....	52
Abbildung 23: Angebot und Nachfrage in der BRA für das Versorgungsjahr 2008/2009 .....	53
Abbildung 24: Nachfragekurve der 1. und 3. Incremental Auction.....	54
Abbildung 25: Nachfragekurve der 2. Incremental Auction.....	54
Abbildung 26: Zeitplan der Kapazitätsbeschaffung.....	58
Abbildung 27: Ergebnisse der BRA für das Jahr 2008/2009.....	62
Abbildung 28: Ergebnisse der BRA für das Jahr 2012/2013 .....	63
Abbildung 29: Descending Clock Auction .....	67
Abbildung 30: Zusätzliche Funktionen im Kapazitätsmodell.....	68
Abbildung 31: Angebot und Nachfrage bei Capacity Subscriptions .....	71
Abbildung 32: Marktgebiet des PJM Marktes .....	75
Abbildung 33: Kostenaufteilung im PJM Markt 2008.....	75
Abbildung 34: Beispiel für Übertragungsverluste .....	77
Abbildung 35: Modell der Knotenpreisberechnung in Echtzeit.....	78
Abbildung 36: Märkte für Ausgleichsenergie im PJM Markt.....	83
Abbildung 37: Darstellung der Erlöse von FTRs.....	90
Abbildung 38: Zeitlicher Ablauf des ARR und FTR Handels.....	93

## 7.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Teilmärkte der EEX .....	15
Tabelle 2: Day-Ahead Auktion am EPEX Spot .....	15
Tabelle 3: Intraday-Handel an der EEX .....	16
Tabelle 4: Phelix Futures .....	16
Tabelle 5: Phelix Options .....	17
Tabelle 6: French/German Power Futures .....	17
Tabelle 7: Vor- und Nachteile des reinen Energiemarktes .....	23
Tabelle 8: Installierte Kapazität 2005-2008 .....	30
Tabelle 9: Vor- und Nachteile der administrativen Kapazitätzahlungen .....	32
Tabelle 10: Vor- und Nachteile der strategischen Reserve .....	35
Tabelle 11: Vor- und Nachteile der operativen Reserve .....	42
Tabelle 12: Annahmen für die CONE Berechnung .....	45
Tabelle 13: Gegenüberstellung von vermeidbaren und nicht vermeidbaren Kosten .....	56
Tabelle 14: Beispiel für Lieferung von LM Kapazitäten .....	61
Tabelle 15: Vor- und Nachteile des RPM Modells .....	64
Tabelle 16: Firm Energy Obligation .....	66
Tabelle 17: Zeitrahmen der Firm Energy Obligations .....	67
Tabelle 18: Vor- und Nachteile der Reliability Contracts .....	70
Tabelle 19: Vor- und Nachteile der Capacity Subscriptions .....	73
Tabelle 20: Zusammensetzung von kostenbasierenden Angeboten .....	81
Tabelle 21: Beispiel für eine Angebotslegung .....	83
Tabelle 22: Beispiele für Nodal Financial Contracts .....	95
Tabelle 23: Gegenüberstellung der Teilmärkte von EEX und PJM .....	102

### 7.3. Literaturverzeichnis

- APCS. (2010). *APCS Power Clearing & Settlement*. Abgerufen am 21. 6 2010 von <http://www.apcs.at/>
- APCS. (2010a). *Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung*. Abgerufen am 15. 10 2010 von [http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD\\_CENTER/SAMPLES/rules\\_regulations/new\\_version/Anh\\_Ausgleichsenergiebewirtschaftung\\_V12\\_0\\_Clean.pdf](http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD_CENTER/SAMPLES/rules_regulations/new_version/Anh_Ausgleichsenergiebewirtschaftung_V12_0_Clean.pdf)
- APCS. (2010b). *Sonstige Marktregeln, Begriffsbestimmungen*. Abgerufen am 20. 6 2010 von [http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD\\_CENTER/SAMPLES/rules\\_regulations/new\\_version/SoMa\\_1\\_V2.pdf](http://www.apcs.at/static/cms/sites/apcs.at/media/DOWNLOAD_CENTER/SAMPLES/rules_regulations/new_version/SoMa_1_V2.pdf)
- APG. (2010). *Regelleistung*. Abgerufen am 18. 6 2010 von <http://www.regelleistung.at>
- Australian Competition and Consumer Commission. (2010). *VoLL, Capacity Mechanisms and Price Floor*. Abgerufen am 6. 6 2010 von <http://www.accc.gov.au/content/index.phtml/itemId/142>
- Battle, Pérez, Vázquez, & Rivier. (3 2006). *A regulatory Instrument to enhance security of supply in the spanish wholesale electricity market*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/IIT\\_Supply\\_Security%20\\_0306.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/IIT_Supply_Security%20_0306.pdf)
- Carner & Kimball. (11 2007). *Reviewing Progress in PJM's Capacity Market Structure via RPM*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.sciencedirect.com/science?\\_ob=ArticleURL&\\_udi=B6VSS-4R8M5BS-9&\\_user=464374&\\_coverDate=12%2F31%2F2007&\\_rdoc=1&\\_fmt=high&\\_orig=search&\\_origin=search&\\_sort=d&\\_docanchor=&\\_view=c&\\_searchStrId=1476754933&\\_rerunOrigin=google&\\_acct=C000022118&\\_version=](http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6VSS-4R8M5BS-9&_user=464374&_coverDate=12%2F31%2F2007&_rdoc=1&_fmt=high&_orig=search&_origin=search&_sort=d&_docanchor=&_view=c&_searchStrId=1476754933&_rerunOrigin=google&_acct=C000022118&_version=)
- CEER. (6. 6 2006). *Survey of Capacity Support Mechanisms in the Energy Community*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_ERGEG\\_PAPERS/Electricity/2006/CEER\\_SEE-CapacitySupportMechanism\\_2006-06-06\\_V2.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Electricity/2006/CEER_SEE-CapacitySupportMechanism_2006-06-06_V2.pdf)
- CNE. (22. 7 2006). *SPANISH ENERGY REGULATOR'S ANNUAL REPORT TO THE EUROPEAN COMMISSION*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/NR\\_2006](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/NR_2006)
- CNE. (22. 7 2009). *SPANISH ENERGY REGULATOR'S ANNUAL REPORT TO THE EUROPEAN COMMISSION*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/NATIONAL\\_REPORTS/National%20Reporting%202009](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009)
- Crampton and Stoft. (2006). *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem*. Abgerufen am 18. 5 2010 von <http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2006-007.pdf>

CREG. (2007). *New Regulatory Scheme to Guarantee Power Reliability*. Abgerufen am 6. 10 2010 von

[http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/presentaciones/new\\_regulatory\\_scheme.ppt](http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/presentaciones/new_regulatory_scheme.ppt)

CREG. (2007a). *Reliability Charge: A Long Term Version*. Abgerufen am 6. 10 2010 von

<http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/ReliabilityCharge.pdf>

DeVries. (29. 6 2004). *Securing the public interest in electricity generation markets*.

Abgerufen am 28. 9 2010 von

<http://www.nextgenerationinfrastructures.eu/download.php?field=document&itemID=449557>

DeVries. (15. 8 2006). *Generation adequacy: Helping the market do its job*. Abgerufen am

28. 9 2010 von <http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VFT-4M4KK5S->

[1/2/703fd4c92857bc7e5c4dcb4766110f36](http://www.sciencedirect.com/science/article/B6VFT-4M4KK5S-1/2/703fd4c92857bc7e5c4dcb4766110f36)

Dixit & Pindyck. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press.

Doorman. (2005) *Capacity Subscription*. Abgerufen am 28. 9 2010 von

<http://www.demandresponseresources.com/Portals/0/NDRWS-CapacitySubscription.pdf>

Doorman. (3. 8 2008). *Analysis of Generation Investment Under Different Market Designs*.

Abgerufen am 28. 9 2010 von

[http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=4534397&tag=1](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4534397&tag=1)

EEX. (2010). *Unternehmen und Produkte*. Abgerufen am 28. 9 2010 von

<http://www.eex.com/de/Downloads/Brosch%C3%BCren>

ENTSO. (5. 1 2009). *System Adequacy Forecast 2009-2020*. Abgerufen am 28. 9 2010 von

[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/news/UCTE\\_SAF-2009-2020\\_Report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf)

FERC. (2011). *Marktübersicht*. Abgerufen am 1 2011 von [http://www.ferc.gov/market-](http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm/elec-pjm-reg-des.pdf)

[oversight/mkt-electric/pjm/elec-pjm-reg-des.pdf](http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm/elec-pjm-reg-des.pdf)

Finon. (1 2008). *Electricity and long term capacity adequacy. The quest of regulatory mechanism compatible with electricity market*. Abgerufen am 28. 9 2010 von

[http://www.sciencedirect.com/science?\\_ob=ArticleURL&\\_udi=B6VFT-4S26RP5-2&\\_user=464374&\\_coverDate=09%2F30%2F2008&\\_rdoc=1&\\_fmt=high&\\_orig=search&\\_origin=search&\\_sort=d&\\_docanchor=&\\_view=c&\\_searchStrId=1476599829&\\_rerunOrigin=google&\\_acct=C000022118&\\_version=](http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6VFT-4S26RP5-2&_user=464374&_coverDate=09%2F30%2F2008&_rdoc=1&_fmt=high&_orig=search&_origin=search&_sort=d&_docanchor=&_view=c&_searchStrId=1476599829&_rerunOrigin=google&_acct=C000022118&_version=)

Harbord, & Pagnozzi. (11 2008). *Review of Colombian Auctions for Firm Energy*. Abgerufen

am 6. 1 2011 von [http://www.market-](http://www.market-analysis.co.uk/PDF/Reports/ColombianOEF AuctionsReport-25-11-08%20Final.pdf)

[analysis.co.uk/PDF/Reports/ColombianOEF AuctionsReport-25-11-08%20Final.pdf](http://www.market-analysis.co.uk/PDF/Reports/ColombianOEF AuctionsReport-25-11-08%20Final.pdf)

Hobbs, B. (2001). *Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets*. Abgerufen am 28. 9 2010 von

[http://www.marketdesign.se/images/uploads/2001/cp\\_060701\\_hobbs.pdf](http://www.marketdesign.se/images/uploads/2001/cp_060701_hobbs.pdf)

Hogan. (23. 10 2005). *On an "Energy Only" Electricity Market Design for Resource Adequacy*. Abgerufen am 28. 9 2010 von

[http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_Energy\\_Only\\_092305.pdf](http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Energy_Only_092305.pdf)

- Hogan. (8. 12 2005a). *Connecting Reliability Standards and Electricity Markets*. Abgerufen am 28. 10 2010 von [http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_hepg\\_120805.pdf](http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_hepg_120805.pdf)
- LECG. (14. 3 2008). *Raising the Stakes on Capacity Incentives*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.appanet.org/files/PDFs/RPMreport2008.pdf>
- Market Monitoring Unit. (2008). *Analysis of the 2009 – 2010 RPM Auction*. Abgerufen am 3. 11 2009 von <http://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2008/20092010-rpm-review.pdf>
- Market Monitoring Unit. (2009). *COMMENTS OF THE INDEPENDENT MARKET MONITOR FOR PJM*. Abgerufen am 26. 11 2009 von [http://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2009/IMM\\_Comments\\_on\\_RPM\\_Reform\\_ER09-412-006\\_20090922.pdf](http://www.monitoringanalytics.com/reports/Reports/2009/IMM_Comments_on_RPM_Reform_ER09-412-006_20090922.pdf)
- Ockenfels. (11. 3 2008). *Strommarktdesign*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx\\_ockmedia/Gutachten\\_EEX\\_Ockenfels.pdf](http://ockenfels.uni-koeln.de/uploads/tx_ockmedia/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf)
- Pérez-Arriaga, & Meseguer. (1997). *Wholesale marginal prices in competitive generation*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=589661>
- PJM. (2007). *Manual 22: Generator Resource Performance Indices*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/documents/manuals.aspx>
- PJM. (2007a). *Reliability Pricing Model Training*. Abgerufen am 16. 12 2009 von <http://www.pjm.com/training/training-material.aspx>
- PJM. (10 2008). *RPM: Auctions*. Abgerufen am 13. 10 2009 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-rpm/rpm-training-section-d-auctions.ashx>
- PJM. (1. 6 2008a). *Manual 21: Rules and Procedures for Determination of Generation Capability*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/documents/manuals.aspx>
- PJM. (2008b). *Changes to Operating Reserve Accounting Methodology*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/new-initiatives/ip-bor/bor-changes-student.ashx>
- PJM. (2008c). *Day Day-ahead Scheduling Reserve*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/~media/markets-ops/energy/day-ahead-scheduling/20080506-day-ahead-scheduling-rserve-training-posting.ashx>
- PJM. (2008/2009). *2008/ 2009 RPM Base Residual Auction Results*. Abgerufen am 1. 12 2009 von <http://www.pjm.com/markets-and-operations/rpm/~media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/20070713-rpm-base-residual-08-09.ashx>
- PJM. (8 2009). *Manual 18: RPM*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/documents/manuals.aspx>
- PJM. (2 2009a). *PJM: Load Management*. Abgerufen am 11 2009 von <http://www.pjm.com/~media/training/core-curriculum/v-lm-rpm/2009-load-management-rpm.ashx>

PJM. (10. 10 2009b). *PJM; RPM Avoidable Cost Rate Template*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/Search%20Results.aspx?q=PJM;%20RPM%20Avoidable%20Cost%20Rate%20Template>

PJM. (10. 1 2009c). *Manual 19; Load Forecasting and Analysis*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/documents/manuals.aspx>

PJM. (1. 7 2009d). *Manual 6: Financial Transmission Rights*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/documents/manuals.aspx>

PJM. (2009e). *Locational Marginal Pricing 101*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-lmp-101/lmp-101-training.ashx>

PJM. (5. 10 2009f). *Manual 12: Balancing Operations*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m12.ashx>

PJM. (5. 1 2009g). *Operating Agreement*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/settlements/prel-billing-reports/oa.ashx>

PJM. (15. 4 2009h). *Nodal Financial Contracts*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-transactions-201/ft-and-their-affect-on-market-outcomes.ashx>

PJM. (2009i). *A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets*. Abgerufen am 30. 9 2010 von <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mrc/20100120/20100120-item-02-review-of-generation-costs-and-compensation.ashx>

PJM. (2009j). *A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets*. Abgerufen am 30. 9 2010 von <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mrc/20100120/20100120-item-02-review-of-generation-costs-and-compensation.ashx>

PJM. (2009k). *Workshop on PJM ARR and FTR Market*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/special-events/ip-arr-ftr-wkshop/09-10-arr-ftr-training.ashx>

PJM. (20. 1 2010). *Manual 28: Operating Agreement Accounting*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m28.ashx>

PJM. (23. 6 2010a). *Manual 11: Energy and Ancillary Services, Market Operations*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

PJM. (2. 2 2010b). *Gen 301 Training: Ancillary Services*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-gen-301/gen-301-ancillary-services.ashx>

PJM. (2. 2 2010c). *Reserve, Scheduling, Reporting, and Loading*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-ops-101/ops-101-reserves.ashx>

- PJM. (2010d). *Reliability Pricing Model: Variable Resource Requirement (VRR) Curve*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-rpm/rpm-training-appendix-b-vrr-curve.ashx>
- PJM. (2010e). *Reliability Pricing Model: RPM Auctions*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-rpm/rpm-training-section-d-auctions.ashx>
- PJM. (2010f). *Reliability Pricing Model Training*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-rpm/rpm-training-sections-a-thru-c.ashx>
- PJM. (2. 2 2010g). *Scheduling Process and eMKT*. Abgerufen am 29. 9 2010 von <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-gen-201/gen-201-scheduling-process.ashx>
- PJM. (2011). *pjm.com*. Abgerufen am 14. 7 2010 von [www.pjm.com](http://www.pjm.com)
- Steiner, P., & Uhlir, H. (2001). *Wertpapieranalyse*. Von <http://www.weltbild.de/1/pprod.googlebook/google-book-search.html?isbn=3790813028>
- Stoft. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*.
- Steiner, P., & Uhlir, H. (2001). *Wertpapieranalyse*. Abgerufen am 28. 11 2010 von <http://www.weltbild.de/1/pprod.googlebook/google-book-search.html?isbn=3790813028>
- Süßenbacher. (2011). *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft*. Dissertationsschrift .
- Süßenbacher, Schwaiger, & Stigler. (2 2010). *PJM KAPAZITÄTSBÖRSE – RELIABILITY PRICING MODEL (RPM)*. Abgerufen am 10 2010 von [https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getvolltext?pCurrPk=49776](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49776)
- Süßenbacher, Tyma, Bachhiesel, & Stigler. (2 2010). *Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise*. Abgerufen am 5. 1 2010 von TU Graz:  
[https://online.tugraz.at/tug\\_online/voe\\_main2.getVollText?pDocumentNr=127129&pCurrPk=49775](https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getVollText?pDocumentNr=127129&pCurrPk=49775)
- The Brattle Group. (2006). *Financial Transmission Rights: Necessary or Burdensome?* Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.brattle.com/\\_documents/UploadLibrary/Presentation585.pdf](http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Presentation585.pdf)
- The Brattle Group. (6 2008). *Review of PJM's RPM*. Abgerufen am 27. 11 2009 von [http://www.brattle.com/\\_documents/UploadLibrary/Upload696.pdf](http://www.brattle.com/_documents/UploadLibrary/Upload696.pdf)
- The Brattle Group. (10 2009). *A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Brattle%20RPM%20Comparison%20Whitepaper\\_Sept09.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Brattle%20RPM%20Comparison%20Whitepaper_Sept09.pdf)
- UCTE. (19. 3 2009). *Load-Frequency Control and Performance*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/oh/Policy1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf)

UCTE. (2010). *ENTSO-E*. Abgerufen am 20. 6 2010 von <https://www.entsoe.eu/index.php?id=91>

Vázquez, Rivier & Pérez-Arriaga. (5 2002). *A market approach to longterm security of supply*. Abgerufen am 28. 9 2010 von <http://www.iit.upcomillas.es/docs/00CVM01.pdf>

Vázquez, Batlle, Rivier & Pérez-Arriaga. (2004). *Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Vazquez.Batlle.Rivier.PerezArriaga\\_Secutiry\\_Supply\\_Dutch.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Vazquez.Batlle.Rivier.PerezArriaga_Secutiry_Supply_Dutch.pdf)

Vives, & Federico. (2008). *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Market*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.iese.edu/es/files/energy%20report\\_Eng\\_tcm5-27082.pdf](http://www.iese.edu/es/files/energy%20report_Eng_tcm5-27082.pdf)

Willis, & Garrod. (1997). *Electric Supply Reliability, Estimating the Value of Lost*. Abgerufen am 28. 9 2010 von [http://www.sciencedirect.com/science?\\_ob=ArticleURL&\\_udi=B6V2W-3WDCFK5-B&\\_user=10&\\_coverDate=01%2F31%2F1997&\\_rdoc=1&\\_fmt=high&\\_orig=search&\\_origin=search&\\_sort=d&\\_docanchor=&\\_view=c&\\_searchStrId=1603206349&\\_runOrigin=google&\\_acct=C000050221&\\_version=1&\\_urlVersion=0&\\_userid=10&md5=ad203156838461ea9f6ae03036630e90&searchtype=a](http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6V2W-3WDCFK5-B&_user=10&_coverDate=01%2F31%2F1997&_rdoc=1&_fmt=high&_orig=search&_origin=search&_sort=d&_docanchor=&_view=c&_searchStrId=1603206349&_runOrigin=google&_acct=C000050221&_version=1&_urlVersion=0&_userid=10&md5=ad203156838461ea9f6ae03036630e90&searchtype=a)