

## Kapazitätsmärkte in den USA und Kolumbien

### Erfahrungen und Schlussfolgerungen für die Deutsche Energiewende – Mai 2012

Autoren: Meg Gottstein, Principal und Andreas Jahn, Senior Associate, Regulatory Assistance Project

#### Marktdesign

Mitte der 1990er Jahre wurde in den USA begonnen, Energy-Only-Märkte zu etablieren. Einige Jahre später zeichneten sich jedoch bei dem im Wesentlichen auf abrufbaren, fossilen Energieträgern basierenden Kraftwerkspark Probleme mit der langfristigen Versorgungssicherheit bei steigender Nachfrage ab. Es bestand die Notwendigkeit, zu geringe Erzeugungskapazität für die Zukunft abzuwenden. Deshalb wurden zusätzlich zu den Energy-Only-Märkten in mehreren Regionen sogenannte Kapazitätsmärkte eingerichtet, wie z.B. in New England und - der wesentlich größere - „PJM“ im mittleren Westen. Heute gibt es in den USA somit fast ein Jahrzehnt Erfahrung mit diesen Kapazitätsmarktmodellen.

Auch in Kolumbien zeichneten sich ab dem Jahr 2000 Schwierigkeiten ab. Gelöst werden musste dort die Frage, wie insbesondere in trockenen Jahren mit einer maßgeblich auf Wasserkraft beruhenden Erzeugung die steigende Nachfrage befriedigt werden konnte. Um dieses Problem zu lösen, wurde dort ein Markt etabliert, der mit einer Zusatzoption auf gesicherte Erzeugungsleistung eine Fortentwicklung der US-amerikanischen Modelle darstellt.

Diese Marktmodelle wurden für abrufbare, konventionelle Erzeugungsmärkte inklusive des kolumbianischen Wasserkraftanteils - und nicht als Antwort auf fluktuierende erneuerbare Energien oder CO<sub>2</sub>-Einsparungen - kreiert: Die für zukünftige Jahre angenommene höchste Nachfrage soll durch gesicherte Erzeugungskapazitäten gedeckt werden, d.h. Aufbau großer Vorhaltekapazitäten für sehr wenige Spitzenlaststunden. Die regelmäßigen Auktionen müssen diese Kapazitäten für einige Jahre in die Zukunft bereitstellen und gewähren allen Gewinnern dafür den einheitlichen Auktions-Leistungspreis. Neben den Bestandsanlagen sollten gerade neu zu errichtende Kraftwerke in den Auktionen zum Zuge kommen und damit zu Investitionen führen, die aufgrund der Auslastungsrisiken („Missing Money“) ohne diese Zusatzerlöse nicht realisiert worden wären. Um die zu deckende Spitzenlast zu reduzieren, wurde auch die Nachfrageseite (Demand Side Management - DSM) als potentiell kostengünstige Problemlösung erkannt. Sie hat deshalb zu gleichen Bedingungen Zugang zu den Versteigerungen erhalten. Diese Auktionen werden „Termin-Kapazitätsmärkte“ genannt.

Die erwähnte Zusatzoption des kolumbianischen Termin-Kapazitätsmarkts besteht darin, dass vorab ein „Auslösungspreis“ für den Spotmarkt festgelegt wird, der gerade oberhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt. Die in der Auktion bezuschlagten Kraftwerke bekommen den Leistungspreis bei gleichzeitiger Androhung von Strafen bei Nichtverfügbarkeit.



Sobald der Marktpreis über dem „Auslösespreis“ liegt, muss diese Differenz von den Erzeugern zurückgezahlt werden. Faktisch können damit die Handelspreise niemals über den „Auslösespreis“ steigen und dadurch auch keine Knappheitssignale mehr in den Markt senden. Diese Ergänzung soll potentielle Marktmacht reduzieren und Verbraucher, die schon den Leistungspreis entrichtet haben, vor zu hohen Handelspreisen und letztlich vor zu hohen Tarifen schützen.

### **Resultate**

Das Positive zuerst: In den US-Regionen mit Termin-Kapazitätsmärkten wurden die befürchteten Blackouts verhindert. Zudem hat die Nachfrageseite die Erwartungen übertroffen, weil diese in den Auktionen verhältnismäßig günstig angeboten und dadurch regelmäßig bezuschlagt wurde. Die bessere Verfügbarkeit der Nachfrageseite in Knappheitssituationen ist gegenüber einigen Erzeugungsoptionen als weiteres Erfolgsergebnis zu werten<sup>i</sup>.

Die entscheidende Erkenntnis ist jedoch, dass die erwarteten Anreize für neue Spitzenlastkraftwerke ausgeblieben sind. Nach sechs Auktionen sind beispielsweise im PJM-Markt weniger als ein Prozent der angebotenen und bezuschlagten Kapazitäten neu geplante Kraftwerke. Dominiert wurde die Auktion von den Bestandsanlagen, insbesondere durch modernisierte, aber weiterhin CO<sub>2</sub>-intensive Erzeugung.

Im kolumbianischen Kapazitätsmarkt gab es 2008/2009 eine erste Auktionsrunde bei der viele potentielle d.h. zu bauende Kraftwerke mitgeboten haben. Die Zuschläge gingen an Altanlagen und an drei neue Kraftwerke: Ein Öl-, ein Kohle- sowie ein Wasser-Speicher-Kraftwerk. Keines der erwarteten, typischen Spitzenlastkraftwerke (z.B. Gasturbinen) kam zum Zuge. Bisher gibt es noch keine operative Erfahrung, da die Ausschreibungsgewinner erst ab 2013 zur Lieferung verpflichtet sind<sup>ii</sup>.

Eine weitere wichtige Erkenntnis ist, dass in der alten Energiewelt mit diesen Marktdesigns das Ziel der Versorgungssicherheit erreicht wurde. Jedoch war auch die Fragestellung für das Design nur auf die (zukünftige) Spitzenlast ausgerichtet und damit in Anbetracht der neuen Anforderungen durch die Erneuerbaren Energien nicht wirklich zukunftsgerichtet.

### **Schlussfolgerungen für Deutschland**

Um für die deutsche Energiewende, die maßgeblich auf Erzeugung aus fluktuierender Windkraft und Photovoltaik beruht, die richtigen Lösungsansätze zu finden, müssen die richtigen Fragen gestellt werden. Die amerikanischen Lösungsansätze beruhen auf einer anderen Ausgangslage. Die für die Zukunft der deutschen Energiewende relevante Frage, was im Zusammenspiel mit den ambitionierten Zielen der Kohlendioxidminderung und dem daraus folgenden hohen Anteil fluktuierender<sup>iii</sup> Erneuerbarer Energien gebraucht<sup>iv</sup> wird, spielte bei der Gestaltung der hier beschriebenen Kapazitätsmärkte keine Rolle. Die dortigen Erkenntnisse sind somit - bis auf eine

Ausnahme - nicht übertragbar. Nur die unerwartet guten Ergebnisse der US-Märkte beim kosteneffizienten Einbezug der Nachfragesteuerung und der damit dem System zur Verfügung gestellten Flexibilität, kann auch für die hiesige Situation von Nutzen sein<sup>v</sup>.

Grundsätzlich geht es darum, die Versorgungssicherheit im Energiewende-Deutschland langfristig zu sichern. Hierfür muss der Fokus nicht auf die benötigte Erzeugungskapazität für die Gesamtnachfrage, sondern auf die benötigten Flexibilitäts-Ressourcen gerichtet werden. Nur dadurch kann der Restbedarf, der nicht von den Erneuerbaren Energien abgedeckt wird (sogenannte Residuallast), effizient bereitgestellt werden. Für diese kurzfristig zum Teil stark schwankende Deckungslücke werden keine ausschließlichen Kapazitäten, sondern hoch flexible und steuerbare Systemressourcen benötigt. Diese, aus der Residuallast abgeleiteten Anforderungen, können bei einem zukünftigen Marktdesign nicht unberücksichtigt bleiben, wenn die zukünftigen Herausforderungen der Energiewende für das Versorgungssystem sicher gelöst werden sollen<sup>vi</sup>.

Jeder vorgelegte Entwurf eines Marktdesigns muss deshalb die Frage einbeziehen, wie die Residuallast durch ausreichende Erzeugungskapazitäten effizient gedeckt werden kann, d.h. welche Spitzen und welche Struktur nach Abzug der erneuerbaren Erzeugung im Jahr 2020, 2030 etc. bereitgestellt werden muss. Weiterhin ist zu klären, was die verbleibenden (und eventuell neuen) konventionellen, thermischen Kraftwerke dazu beitragen müssen? – Ein mögliches Bild liefert hierfür eine Untersuchung in Großbritannien:

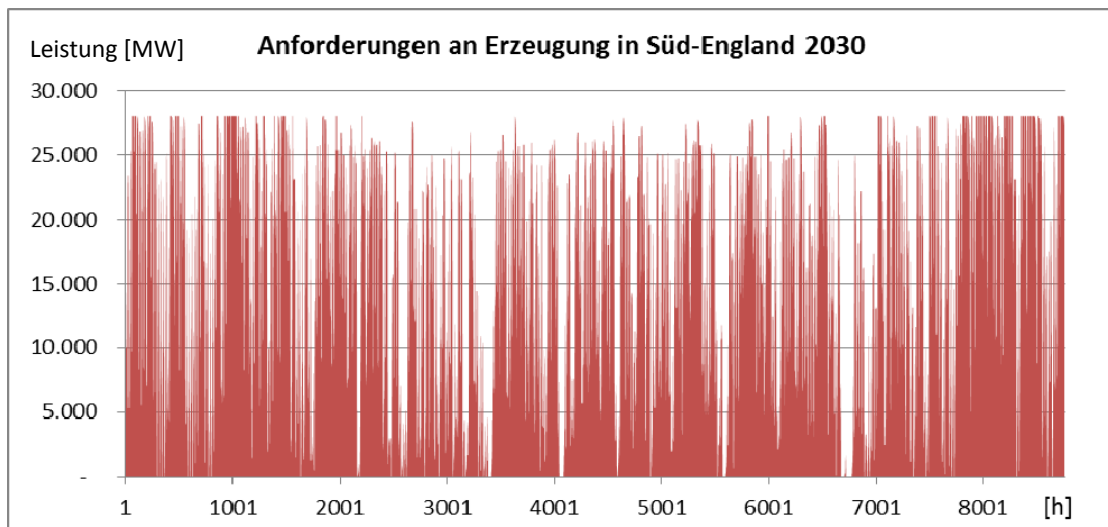


Abb. 1: Erzeugungsprofil für ein Mittellast GuD-Kraftwerk im Jahr 2030 bei 50% Erneuerbaren Energien in Süd-England. Die Auslastung beträgt zwar 58%, jedoch mit 264 Start- und Stoppvorgängen pro Jahr. - Quelle: RAP / KEMA

Um diese extremen Bedarfsspitzen nicht zu technisch bedingten Versorgungslücken werden zu lassen, ist es erforderlich, diese Residuallast zu glätten. Hierfür müssen alle existierenden und Flexibilität ermöglichenden Ressourcen mobilisiert werden. Dies betrifft den Netzverbund,

Speicher und Nachfragesteuerung bzw. Lastanpassung. Bei den Erzeugungsanlagen bedeutet dies maximale Flexibilitätsfreisetzung für die steilen sowie langanhaltenden Rampen und die vielen Start-Stoppvorgänge.

## Resümee

Die für Deutschland anstehenden Fragen können nicht mit den Ergebnissen der amerikanischen Märkte beantwortet werden, da die Ausgangsbedingungen zu verschieden sind. Jedoch können diese Erfahrungen helfen, in Deutschland die richtigen Fragen zu stellen. Jedoch ist eine Antwort ist schon heute sicher: Es gibt kein „Kapazitätsmarkt-Allheilmittel“. Vielmehr müssen wir die eine Entwicklung ermöglichen, damit die „Flexibilitäten“ kostenoptimiert den Anforderungen der Residuallast gerecht werden können d.h. das liefern, was benötigt wird. Um diese zum Teil schon vorhandenen, aber schlummernden Ressourcen zu wecken, müssen Marktwerte bei den potentiellen Investoren, Aggregatoren und Verbrauchern Wirkung entfalten. Um den Lösungsbeitrag jeder einzelnen potentiellen Maßnahmen bewerten zu können, hat RAP einen Kriterienkatalog entwickelt, siehe hierzu „*Beyond Capacity Markets: Delivering Capability Resources to Europes Decarbonised Power System*“<sup>vii</sup>.

---

## Fußnoten

<sup>i</sup> Nachfragesteuerung reduzierte die Gesamtkosten in der PJM-Auktion um ca. 1,2 Mrd. US\$ (10-20% insgesamt, um 30% in Zonen mit Stromengpässen). Ähnliche Ergebnisse wurden auch in Neu-England erreicht (ca. 15%). Bei der Untersuchung der realen Verfügbarkeit von DSM wurde auch hier festgestellt, dass diese besser ist als bei einer nennenswerten Anzahl von Erzeugungsanlagen. <http://www.raponline.org/document/download/id/4926>

<sup>ii</sup> Dabei war zu beachten, dass es beim Marktmodell Verunsicherung gab. Fraglich war, ob neue Wasserkraftanlagen durch die eingeschränkte Verfügbarkeit bei hohen Spotmarktpreisen (im Wasser dominierten System), auch wirklich gesicherte Kapazität liefern können. [http://www.creg.gov.co/cxc/english/que\\_es/que\\_es.htm](http://www.creg.gov.co/cxc/english/que_es/que_es.htm)

<sup>iii</sup> Dargebots abhängige erneuerbare Stromerzeugung insbesondere durch Wind und Sonne

<sup>iv</sup> Siehe BMU Leitstudie 2011 mit über 60% Anteil durch Wind- und Solarstromerzeugung am Gesamtverbrauch [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf)

<sup>v</sup> Beispiele für Anbieter von erfolgreicher Nachfragesteuerung in diesem Marktmodell finden Sie hier: [www.raponline.org/document/download/id/4546](http://www.raponline.org/document/download/id/4546)

<sup>vi</sup> Bzgl. Herausforderungen der Residuallast verweisen wir auf die RAP-Homepage:

<http://www.raponline.org/featured-work/beyond-capacity-markets-delivering-capability-resources-to-europes-decarbonised-power>

<sup>vii</sup> RAP-Homepage: [www.raponline.org/document/download/id/4854](http://www.raponline.org/document/download/id/4854)

**Regulatory Assistance Project („RAP“)** bietet als globale Nichtregierungsorganisation technische und politische Unterstützung in den Bereichen Energie und Umwelt für Regierung und Behörden an. RAP wurde von verschiedenen Stiftungen und öffentlichen Institutionen gemeinschaftlich gegründet und wird ausschließlich von diesen finanziert. Die Leiter von RAP haben weitreichende Regulierungserfahrung aus früheren Tätigkeiten in Regierungen, Behörden und als Politikberatungen. RAP ist bereits in mehr als 20 Ländern und 50 Provinzen und Bundesstaaten aktiv und arbeitet derzeit eng mit der European Climate Foundation (ECF) mit Sitz in Brüssel zusammen. RAP's europäische Zentrale befindet sich in Brüssel, ein weiteres Büro ist 2011 in Berlin hinzugekommen. [www.raponline.org](http://www.raponline.org)