

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120
24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 1097

**Das kalifornische Strommarktdebakel —
Von Liberalisierungsversprechen und
Regulierungsversagen**

von

Lars Kumkar

Februar 2002

Für den Inhalt der Kieler Arbeitspapiere sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren verantwortlich, nicht das Institut. Da es sich um Manuskripte in einer vorläufigen Fassung handelt, wird gebeten, sich mit Anregungen und Kritik direkt an die Autorinnen und Autoren zu wenden und etwaige Zitate mit ihnen abzustimmen.

Das kalifornische Strommarktdebakel — Von Liberalisierungsversprechen und Regulierungsversagen *

The California Electricity Market Debacle — On Liberalization Promises and Regulatory Failure

Inhalt — Abstract

Im Mittelpunkt dieses Beitrags steht eine Analyse des kalifornischen Strommarktdebakels und der Lehren aus den dortigen Ereignissen. Das Papier geht auf die Entwicklung der Märkte ein und zeigt die Gründe für das Scheitern des kalifornischen Übergangmodells auf. Die Analyse zeigt, dass es sich in der kalifornischen Stromwirtschaft derzeit möglicherweise nur um die Ruhe vor dem nächsten Sturm handelt. Zentrale Fragen der Regulierungspolitik sind ungeklärt und die kalifornische Politik scheint derzeit nicht in der Lage, die Probleme zu lösen, die sie zum großen Teil selbst verursacht hat. Das Papier zeigt aber auch, dass den europäischen Märkten aus mehreren Gründen gegenwärtig kein ähnliches Schicksal droht wie dem kalifornischen.

This paper discusses the California electricity market debacle and asks which lessons could be drawn from the Californian experience. It analyzes the market developments and depicts the reasons for the market meltdown. It is shown that the present situation in California may be only the calm before the next storm. Essential questions concerning regulatory policy are unsettled, and the Californian policymakers at present do not seem to be able to resolve the problems largely stemming from their own past decisions. The paper however argues that for several reasons a similar fate does not threaten the European electricity markets at present.

Schlagworte: Elektrizitätshandel, Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierungspolitik für die Stromwirtschaft; Investitionsregulierung für Infrastruktursektoren, Regulierungsversagen.

JEL Classification: K2, L2, L5, L9, Q4

Lars Kumkar

Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel

Düsternbrooker Weg 120

D-24147 Kiel

Tel.: 0431/8814-216, Fax: 0431/8814-500

Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de, Homepage: <http://www.uni-kiel.de/ifw/>

* Manuskript eines Vortrags, gehalten am 5. Februar 2002 an der TU Berlin im Rahmen des Seminars „Infrastrukturpolitik und –management“ (Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik) und des Seminars „Multi-Utility“ (Fachgebiet Umweltökonomik und Wirtschaftspolitik).

Gliederung

I. Einleitung.....	1
II. Die kalifornischen Reformen	2
A. Hintergründe	2
B. Kern der Reformen.....	5
1. Neue Akteure: CAISO und CalPX.....	5
2. Die Übergangsregulierungen	6
III. Die Entwicklungen nach den Reformen bis zum Winter 2000/2001	7
A. April 1998 bis 2000.....	7
B. Frühsommer 2000 bis Winter 2000/2001.....	8
IV. Gründe des Scheiterns.....	11
V. Sommer 2001: Rückkehr zur Normalität ?	13
A. Preisentwicklungen und deren Ursachen	14
B. Regulierungspolitik in 2001	16
1. Maßnahmen auf Bundesebene	16
2. Maßnahmen auf kalifornischer Ebene.....	19
C. Status quo	23
VI. Was lehrt uns das kalifornische Debakel?	24
VII. Schlusswort.....	31
Literatur.....	35

Schaubilder

<i>Abbildung 1: Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten, Stand Oktober 2000</i>	<i>4</i>
<i>Abbildung 2: Ausgewählte Großhandelspreise 1998–2000 (Südkalifornien)</i>	<i>9</i>
<i>Abbildung 3: Großhandelspreise 2001 (CAISO „Effective Real Time Average Price“)</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 4: Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten, Stand Februar 2002.....</i>	<i>33</i>

Tabellen

<i>Tabelle 1: Durchschnittliche Energiekosten des DWR (Dollar/MWh).....</i>	<i>20</i>
---	-----------

I. Einleitung

Am 17. Januar 2001, also vor gut einem Jahr, rief der Gouverneur des gemessen an der Wertschöpfung größten U.S.-Bundesstaats den Notstand aus. Die beiden großen privaten Stromunternehmen waren zahlungsunfähig, die Preise am Großhandelsmarkt explodierten, sowohl der organisierte als auch der bilaterale Stromhandel waren im Zusammenbruch begriffen, und Stromausfälle und Preissteigerungen beherrschten das öffentliche Leben in Kalifornien. In den folgenden Wochen und Monaten implodierten die Reste des kalifornischen Strommarkts. Als wichtigster Akteur im Stromhandel verblieb eine Staatsbehörde.

Ein Jahr nach dem Höhepunkt der Krise ist es an der Zeit, den verbleibenden Scherbenhaufen etwas detaillierter zu betrachten. Dies ist Aufgabe des vorliegenden Beitrags. Im folgenden Kapitel wird ein knapper Überblick über die Grundzüge der in 1995/1996 beschlossenen und in 1998 schließlich implementierten kalifornischen Strommarktreformen gegeben. In Kapitel III wird auf die Entwicklung der Märkte bis einschließlich der Krise im Winter 2000/2001 eingegangen, und in Kapitel IV werden die Gründe des Scheiterns des kalifornischen Übergangsmodells aufgezeigt. Dabei wird in marktliche und regulierungsbedingte Gründe unterschieden. Kapitel V untersucht die Entwicklungen im Jahr 2001 dahingehend, ob sich eine Normalisierung abzeichnet, oder ob es sich möglicherweise nur um die Ruhe vor dem nächsten Sturm handelt. Kapitel VI geht der Frage nach, welche Lehren aus dem Debakel in Kalifornien gezogen werden können. Im Schlusswort wird ein Ausblick auf die weitere Entwicklung in Kalifornien gegeben und kurz die Frage angesprochen, ob den mehr oder weniger liberalisierten europäischen Märkten ein ähnliches Schicksal wie dem kalifornischen Experiment droht.

II. Die kalifornischen Reformen

A. Hintergründe

Die erste Ölpreiskrise in den siebziger Jahren war für deutliche Erhöhungen der Strompreise in den Vereinigten Staaten verantwortlich. Dies war in der U.S.-Geschichte eine neuartige und schockierende Entwicklung, waren die Strompreise doch in der Vergangenheit real immer gesunken und nie gestiegen.¹

Es sollte daher nicht überraschen, dass der U.S.-Kongress (wie andere politische Entscheidungsgremien in anderen Ländern auch) auf diese Entwicklung reagieren musste. In 1978 beschloss er den Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) (der in vielerlei Hinsicht dem später verabschiedeten deutschen Energieeinspeisungsgesetz glich). Der PURPA verpflichtete die etablierten und mit gesicherten Gebietsmonopolen versehenen Versorgungsunternehmen zum Ankauf von Strom, der vor allem in KWK-Anlagen und aus regenerativen Energien hergestellt wurde. Die Ankaufspreise sollten sich an den vermiedenen Kosten orientieren. Die Umsetzung dieser Rahmenvorgaben des Bundes wurde an die Bundesstaaten delegiert. Wettbewerb in der Stromwirtschaft war durch den PURPA nicht intendiert, zentrales Ziel war eine Senkung der Abhängigkeit von importierten Primärenergien.

Die in Kalifornien zuständige California Public Utility Commission (CPUC) machte sich an die Arbeit, prognostizierte Erdölpreise und berechnete hierauf basierend die erwarteten vermiedenen Kosten. Diese von der CPUC erwarteten vermiedenen Kosten gingen dann als Ankaufspreise in die langfristigen regulierten Ankaufsverträge ein.²

Ende der achtziger Jahre verstärkte sich der politische Druck hin zu weitergehenden Reformen der U.S.-Stromwirtschaft. Der in 1992 verabschiedete Energy Policy Act (EPAcT) schuf eine neue Klasse von Stromerzeugern, die von den meisten für die etablierten integrierten Versorgungsunternehmen geltenden Restriktionen befreit wurden. Diese neuen unabhängigen Stromerzeuger mussten allerdings ihren Strom auch absetzen können. Beim EPAcT wurde vom Pflicht-

¹ Vgl. zu den folgenden Ausführungen ausführlicher Kumkar (1997), (2001a) oder (2001c) sowie die dort zitierte Literatur.

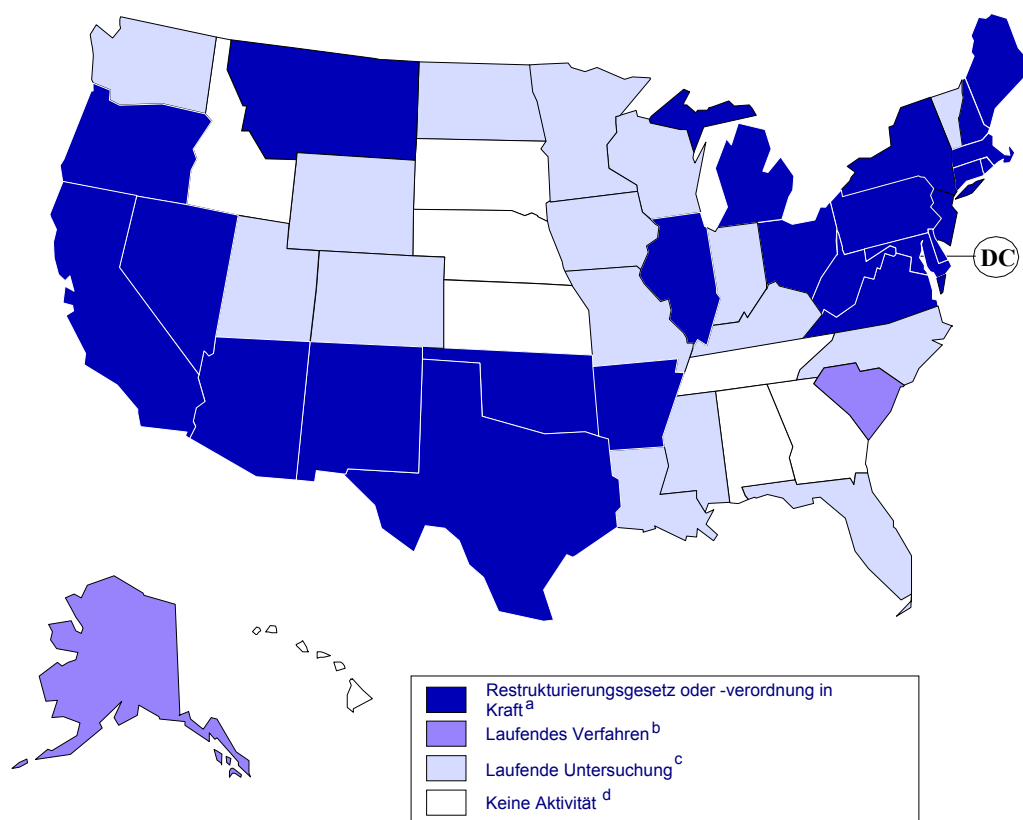
² Hier liegt ein erster Grund für die im Bundesdurchschnitt hohen kalifornischen Strompreise, da sich zum einen die Prognosen für die Ölpreise durchgängig als deutlich überhöht erwiesen und zum anderen die PURPA-Verträge einen im Bundesdurchschnitt überaus hohen Anteil an der gesamten Erzeugung abdeckten.

ankaufmodell des PURPA abgewichen. Stattdessen wurden für die neuen Erzeuger Durchleitungsrechte durch bestehende Netze geschaffen. Die auf der Bundesebene zuständige Federal Energy Regulatory Commission (FERC) konstatierte allerdings, dass sich aus ihrer Sicht der Wettbewerb in der Stromwirtschaft im Gefolge des EAct zu langsam entfalten würde. Die FERC sah sich also veranlasst, weiter als der Gesetzgeber zu gehen. Die in 1996 veröffentlichten Orders 888 und 889 verpflichteten die Versorgungsunternehmen generell zur nichtdiskriminierenden Öffnung ihrer Übertragungsanlagen zum Zwecke der Nutzung durch die neuen Erzeuger. Konkret sahen sie die Erstellung und Veröffentlichung von Netznutzungstarifen und die buchhalterische und teilorganisatorische Entflechtung der Übertragungsaktivitäten von den anderen Unternehmensteilen vor. Gleichzeitig unterstützte die FERC die Bildung von unabhängigen Netzbetreiberorganismen, den so genannten Independent System Operators (ISO), die jeweils die Teilnetze mehrerer Versorgungsunternehmen gemeinsam betreiben sollen. Sinn und Zweck der Bildung von ISOs ist zum einen die erleichterte Regulierung dieser stärker separierten Netzbetreiber und zum anderen eine bessere Koordinierung der Netznutzung in den oftmals als „balkanisiert“ bezeichneten Übertragungsnetzen in den Vereinigten Staaten. Harte Struktur regulierende Vorschriften im Sinne einer vertikalen Zwangsentflechtung wurden jedoch nicht erlassen.³

Einige Bundesstaaten gingen noch sehr viel weiter, als der Bundesgesetzgeber und die FERC verlangten. Sahen diese schon aus Regulierungskompetenzgründen nur mehr eine Intensivierung des Wettbewerbs auf der Großhandelsebene vor, obliegt die Regulierung des Einzelhandels, d.h. des Verkaufs von Strom an Endverbraucher, in der Regel der Jurisdiktion der Bundesstaaten. Über eine Einführung von Wettbewerbselementen haben also bislang die Bundesstaaten, nicht der Bund zu entscheiden. Einen Überblick über den Stand der einzelstaatlichen Reformbestrebungen im Oktober 2000 gibt Abbildung 1.

³ Ergänzend sei an dieser Stelle vermerkt, dass die FERC seit dem Juli 2001 die Schaffung von vier großen Regional Transmission Organizations (RTO) für die gesamten Vereinigten Staaten anstrebt (vgl. u.a. FERC (2001a, 2001b, 2001c) insbesondere für den Nordosten, aber auch für Hinweise darauf, wie die FERC sich die Entwicklungen in den anderen Regionen der Vereinigten Staaten vorstellt). Der kalifornische CAISO wäre in eine größere RTO für den gesamten Westen einzubinden. Die FERC beabsichtigt hierbei formale Mediationsprozesse zu initiieren, wohl auch um die bei der Bildung von ISOs in den letzten Jahren beobachteten Blockaden leichter auflösen zu können. Ähnlich der derzeitigen Situation im europäischen Strommarkt sieht die FERC in den „balkanisierten“ Netzen der Vereinigten Staaten ein zentrales Hindernis bei der Entwicklung eines funktionsfähigen Stromwettbewerbs. Vgl. zu einer diesbezüglich kritischen Einschätzung der Bestimmungen der europäischen Stromrichtlinie etwa Smeers (2001: 8) und den Verordnungsentwurf der Kommission EK (2001).

Abbildung 1: Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten, Stand Oktober 2000



^a Arizona, Arkansas, California, Connecticut, Delaware, District of Columbia, Illinois, Maine, Maryland, Massachusetts, Michigan, Montana, Nevada, New Hampshire, New Jersey, New Mexico, New York, Ohio, Oklahoma, Oregon, Pennsylvania, Rhode Island, Texas, Virginia und West Virginia

^b Alaska und South Carolina.

^c Alabama, Colorado, Florida, Indiana, Iowa, Kentucky, Louisiana, Minnesota, Mississippi, Missouri, North Carolina, North Dakota, Utah, Vermont, Washington, Wisconsin und Wyoming.

^d Georgia, Hawaii, Idaho, Kansas, Nebraska, South Dakota und Tennessee.

Quelle: http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/regmap.html (November 2000), eigene Bearbeitung

Kalifornien nahm eine viel beachtete Vorreiterrolle ein. Wohl nicht ohne Grund, hatten sich doch in der Vergangenheit die etablierten und gebietsmonopolistischen Unternehmen nicht unbedingt als Hort der Effizienz erwiesen und hatten die vielfältigen Staatseingriffe in die Primärenergiepolitik eher treibenden denn dämpfenden Einfluss auf die Strompreise ausgeübt. Zwei Stichworte für derartige politische Entscheidungen mögen hier genügen: Der forcierte Ausbau regenerativer Energien, der in Kalifornien für U.S.-Verhältnisse beispiellose Ausmaße annahm, und die Unterstützung des Baus von sich ex post als recht teuer erweisenden Kernkraftwerken.

Geplagt durch die auch deswegen hohen kalifornischen Strompreise wurden gerade dort große Hoffnungen in eine Liberalisierung gesetzt. Die industriellen und kommerziellen Stromverbraucher entfalteten einen erheblichen Druck auf die Politik, endlich etwas gegen die hohen Strompreise zu unternehmen.

B. Kern der Reformen

Mehr oder weniger zeitgleich mit der Verabschiedung der FERC Orders 888 und 889 beschloss zunächst die kalifornische Regulierungskommission in 1995, und dann etwas später auch der kalifornische Gesetzgeber in 1996, sehr weit reichende Umstrukturierungen (vgl. ausführlicher: Kumkar 2001c). Ziel war die Einführung von Wettbewerb sowohl von außen, d.h. von Unternehmen aus den benachbarten Bundesstaaten als auch im inneren, d.h. zwischen den etablierten Unternehmen, aber auch und vor allem ausgehend von neuen Stromerzeugern und Stromhändlern. Implementiert wurden die Reformen in 1998; die neuen Institutionen nahmen im April 1998 ihre Tätigkeit auf.

1. Neue Akteure: CAISO und CalPX

Anders im Fall der Maßnahmen des Bundesgesetzgebers und der FERC wurden weit reichende struktur regulierende Maßnahmen ergriffen. So wurden die Versorgungsunternehmen gezwungen, sich „freiwillig“ von großen Teilen ihres Kraftwerksbestands zu trennen und den Betrieb ihrer Übertragungsnetze einem neuen unabhängigen Netzbetreiber (Californian Independent System Operator, CAISO) zu überantworten. Diese staatlicherseits gegründete Non-Profit-Organisation soll als unabhängige Netzorganisation die physikalische Basis für den Wettbewerb schaffen.

Die kommerzielle Basis des Wettbewerbs sollte hingegen weitgehend durch die ebenfalls staatlicherseits gegründete Californian Power Exchange (CalPX) gebildet werden. Diese Strombörse war zuständig vor allem für die Organisation des kurzfristig orientierten Stromterminhandels, im Wesentlichen für den Handel für Lieferungen am nächsten Tag (Day-ahead-Markt). Die Aufgabe von CalPX war die Berechnung markträumender Preise und der Ausgleich von voraussichtlicher Nachfrage mit bereitzustellendem Stromangebot. CAISO war und ist hingegen zuständig für den sehr kurzfristigen Stromhandel zu Ausgleichszwecken und für die so genannten Netzhilfsdienstleistungen, d.h. z.B. für die Organisation der Sekundenreserve.⁴

⁴ Das kalifornische Modell dürfte problemlos als das komplizierteste Strommarktmodell in den Vereinigten Staaten (und vermutlich der Welt) bezeichnet werden. Zum einen sahen andere Reformmodelle nicht eine derartige Vielzahl von organisierten Teilmärkten vor (dies betrifft acht (!) Teilmärkte für Netzhilfsdienstleistungen des CAISO, zu denen noch die Out-of-Market-Käufe sowie die so genannten Real-Time-Märkte für Ausgleichslieferungen (auch zum Zwecke der Beseitigung lokaler Engpässe) kommen). Zum anderen kennt zumindest in den Vereinigten Staaten kein anderes System die institutionelle Separation von Netzbetreiber und kurzfristiger zentraler Strombörse (bekannt ist eine solche Separation allerdings aus den skandinavischen Märkten). Vielmehr sieht etwa der ISO-New England, PJM und der ISO

Die kalifornischen Reformen sahen grundsätzlich Wettbewerb auf der Endkundenebene vor. Unter dem Begriff des „Direktzugangs“ erhielten alle Nachfrager das Recht, an den alteingesessenen Stromunternehmen vorbei ihren Strom bei konkurrierenden Stromeinzelhändlern zu kaufen.

2. Die Übergangsregulierungen

Im Zuge der Reformen wurde beschlossen, es im Rahmen von Übergangsregulierungen allen recht zu machen. Zunächst einmal wurden den kleineren Stromkunden eine sofortige Preissenkung um 10 Prozent versprochen und durchgesetzt und ansonsten Preiserhöhungen bis maximal 2002, bis zum Ende einer 4-jährigen Übergangsperiode, verboten. Den drei alteingesessenen Versorgungsunternehmen (PG&E, SCE, SDG&E)⁵ wurde die vollständige Finanzierung all ihrer in der Vergangenheit getätigten Investitionen versprochen, unabhängig davon, ob die gebauten Kraftwerke oder die eingegangenen Bezugsverträge wirtschaftlich sind oder nicht. Zur Finanzierung der so genannten Stranded costs wurde eine Sonderabgabe (Competition Transition Charge, CTC) eingeführt, die von allen Kunden zu tragen war. Die Höhe der Sonderabgabe war allerdings nicht ex ante festgelegt. Vielmehr sollte sie sich aus der Differenz zwischen den Erzeugungspreisteilen der fixierten Endkundenpreise und den als niedriger erwarteten Großhandelspreisen für Strom ergeben. Die CTC ist also höher, je niedriger die Großhandelspreise sind.⁶ Bei gegebener bzw. festgelegter Höhe der Stranded costs werden diese also umso schneller finanziert, je niedriger die Großhandelspreise ausfallen.

Spannend und für den Beobachter von besonderem Interesse ist der Umstand, dass die drei alteingesessenen Versorgungsunternehmen dem neuen Markt vergleichsweise schutzlos ausgesetzt wurden. Ihre eigenen Stromverkaufspreise, nämlich die Endkundenpreise wurden nach oben fixiert (s.o.). Eine derartige Fixierung galt jedoch nicht für ihre eigenen Ankaufspreise. Diese sollten sich an der neu geschaffenen Strombörse CalPX im Wettbewerb ergeben. Von zentraler

New York den Betrieb des Netzes und die Organisation des kurzfristigen Stromhandels in einer Hand vor.

⁵ Die großen privaten Versorgungsunternehmen Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) sowie San Diego Gas & Electric (SDG&E, das kleinste der drei Unternehmen) dominierten den kalifornischen Strommarkt. PG&E und SCE gehören, gemessen an der Stromabgabe, zu den größten Stromunternehmen in den Vereinigten Staaten. Die sonstigen (kommunalen und genossenschaftlichen) Stromversorgungsunternehmen sind von den Reformen nicht direkt betroffen.

⁶ Dies macht in der Logik der Reform Sinn: Je niedriger die Großhandelspreise, desto unwirtschaftlicher sind die bestehenden Kraftwerke der alteingesessenen Unternehmen. Desto höher sollte c.p. die CTC sein, um die hohen Stranded costs bezahlen zu können.

Bedeutung ist nun der Umstand, dass die alteingesessenen Versorgungsunternehmen über kein Anfangsportfolio längerfristiger Absicherungsverträge zum Schutz vor volatilen und/oder steigenden Strompreisen an der CalPX verfügten. Darüber hinaus wurde ihnen der Neuabschluss derartiger Verträge explizit verboten. Dieses Regulierungsarrangement reflektierte die politische Erwartung niedriger Großhandelspreise, gepaart mit dem Unwillen, den alteingesessenen Unternehmen bei der Ermittlung von CTC und Stranded costs „zu große“ Spielräume einzuräumen.

Bis zum Ende der gesetzlichen vierjährigen Übergangsfrist, d.h. bis zum April 2002, waren damit die Rahmenbedingungen gesetzt, von einer Deregulierung im Wortsinn konnte bei diesem Übergangsmodell zwar kaum die Rede sein. Die meisten Beteiligten waren allerdings damit zufrieden und weitere Preissenkungen wurden für die Zeit nach der weiteren Liberalisierung in 2002 erwartet. Es bestand sogar die Hoffnung, die Übergangsfrist verkürzen zu können, in dem niedrige Großhandelspreise hohe CTCs nach sich führen, die Stranded costs damit schnell finanziert werden können und eine schnellere Freigabe der Endkundenpreise möglich wäre. Der damalige Gouverneur versprach seinen Bürgern spätestens für 2002 weitere Preissenkungen um mindestens 10 Prozent.

III. Die Entwicklungen nach den Reformen bis zum Winter 2000/2001

Im Folgenden wird es sich als sinnvoll erweisen, die Zeit nach der Implementierung der Reformen in drei Phasen zu unterscheiden: Erstens die Phase bis zum Frühsommer 2000, zweitens die Phase bis einschließlich Winter 2000/2001 und drittens die Phase bis Ende 2001. In diesem Abschnitt werden die beiden ersten Phasen betrachtet.

A. April 1998 bis 2000

Die Umstrukturierungen traten Anfang 1998 in Kraft, CAISO und CalPX nahmen zum 1. April 1998 ihre Tätigkeit auf. In den ersten beiden Jahren, d.h. in der ersten betrachteten Phase bis zum Frühsommer 2000, funktionierten die Märkte im Großen und Ganzen so, wie es erhofft wurde. Die Preise waren moderat, die alteingesessenen Unternehmen verkauften ihre fossil befeuerten Kraftwerke nicht nur wie verlangt zu 50 Prozent, sondern vollständig. Zwar zeigten sich einige Startprobleme, die Ausgestaltung der Märkte für Netzhilfsdienstleistungen erwies sich etwa schwerer als erhofft. Auch wurde festgestellt, dass in

dass in Zeiten sehr hoher Nachfrage Marktmachtprobleme bestünden. Anlass für öffentliche Diskussionen bestand jedoch nicht, die Beteiligten gingen davon aus, dass die erkannten Defizite in den Markt- und Regulierungsregeln bis zum Ende der Übergangsfrist beseitigt werden können und sich danach der Wettbewerb voll entfalten kann.

B. Frühsommer 2000 bis Winter 2000/2001

Wie allgemein bekannt sein dürfte, kam es anders. In der Öffentlichkeit weitgehend unbeachtet, warnte der Netzbetreiber CAISO immerhin bereits in 1999 davor, dass bei weiter schleppendem Verlauf der Genehmigungen und der Fertigstellung neuer Kraftwerke in näherer Zukunft stark sinkende Reservespannen zu erwarten seien. Die Politik, konkret die CPUC und der Gesetzgeber unternahmen jedoch nichts. Weder erlaubte die CPUC den eingesessenen Versorgern den Abschluss längerfristiger Absicherungsverträge, mit denen sie sich gegen die drohenden Strompreissteigerungen auf dem Großhandelsmarkt hätten schützen können, noch reformierte der Gesetzgeber die antiquierten und langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren für neue Kraftwerke.⁷ Die kalifornische Markt- und Regulierungsstruktur war also für das nun Folgende denkbar schlecht gerüstet.

Im Frühsommer 2000 begannen die Preise auf dem Großhandelsmarkt auf ein Vielfaches zu steigen. Der Spitzenwert von über 407 Dollar/MWh wird dann im Dezember 2000 durch den CAISO-Real-Time-Preis markiert.⁸ Wohlgemerkt: Dies sind monatsdurchschnittliche Preise, keine kurzfristigen Ausreißer; die 407 Dollar/MWh entsprechen dem gut Siebzehnfachen des durchschnittlichen Preises im ersten Jahr 1998/1999 und dem knapp Vierzehnfachen des Preises im zweiten Jahr.

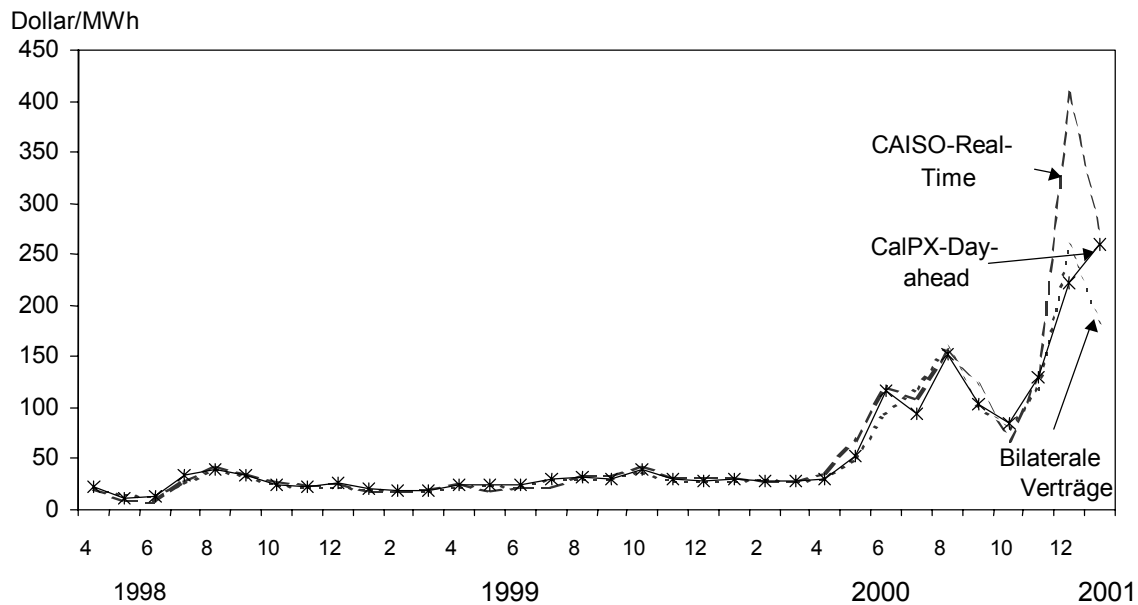
Für die ehemaligen Gebietsmonopolisten — eingezwängt zwischen fixierte Endkundenpreise und explodierende Großhandelspreise — begannen die finanziellen Schwierigkeiten, die dann im Winter 2000/2001 in die Zahlungsunfähigkeit mündeten. Für zahlreiche Endkunden, nämlich zunächst diejenigen, die nicht mehr unter dem Schutz der fixierten Endkundenpreise standen, stiegen die

⁷ Hier ist auch der Umstand zu nennen, dass die Genehmigungskapazitäten bei der zuständigen kalifornischen Energiekommission (CEC) unterdimensioniert gewesen sein dürften. Immerhin hatte sie seit zehn Jahren kein einziges größeres Kraftwerk mehr genehmigen müssen und ihre Kapazitäten entsprechend reduziert.

⁸ Die CAISO-Preise für Dezember 2000 und Januar 2001 sind geschätzt worden, weil beginnend im Dezember 2000 Änderungen am Auktionsdesign der CAISO-Märkte implementiert wurden. Die CalPX-Preise sind für diese beiden Monate eingeschränkt repräsentativ, da die CalPX-Märkte in dieser Zeit bereits massiv an Liquidität verloren hatten.

Strompreise zum Teil deutlich.⁹ Und schließlich brach nicht zuletzt wegen der Zahlungsunfähigkeit der Versorgungsunternehmen der im Zuge der Reformen neue geschaffene Großhandelsmarkt schlicht und einfach zusammen. CalPX stellte zum 1. Februar 2001 die Tätigkeit ein und musste Bankrott anmelden. Für die Endkunden war die Belieferung mit Strom in Frage gestellt, nachdem sie bereits vorher erfahren durften, dass größere Stromausfälle auch in Kalifornien als industrialisierter Region zur Realität gehören können.

Abbildung 2: Ausgewählte Großhandelspreise 1998–2000 (Südkalifornien)



Anmerkungen: Die durchschnittlichen Preise für die bilateralen Verträge wurden aus minimalen und maximalen Grundzahlen für Peak- und Off-Peak-Preise ermittelt. Hierzu wurden arithmetische Mittel für Peak- und Off-Peak-Preise errechnet, hieraus tägliche Durchschnitte (16 Peak-Stunden) gebildet und aus diesen arithmetische Mittel für die einzelnen Monate errechnet. CAISO-Real-Time-Preise sind Preise für südlich des Path 15 (SP 15), wobei die Werte für Dezember 2000 und Januar 2001 geschätzt worden sind unter Verwendung der Grunddaten für Preise unterhalb der weichen Preisobergrenze („markträumende Preise“ lt. CAISO-Notation) und des errechneten Durchschnittsverhältnisses zwischen diesen „markträumenden Preisen“ und den Effektivpreisen; CalPX-Day-ahead sind die Börsenpreise für SP15, Werte für bilaterale Verträge sind die Preise für Lieferungen in Südkalifornien.

Quelle: Für die CalPX- und CAISO-Daten: diverse Internetseiten der beiden Institutionen; Grunddaten für bilaterale Verträge stammen aus Energy Market Report, published by Economic Insight, Inc.; eigene Berechnungen und Schätzungen.

Die starken Preissteigerungen im Sommer 2000 und die sich daher abzeichnenden Liquiditätsprobleme für die großen Versorgungsunternehmen provozierten zunächst keinerlei Reaktionen seitens der Regulierer. Im Gegenteil bekräftigte etwa die CPUC ihre Politik der Pflichtteilnahme der alteingesessenen Unternehmen am kurzfristig orientierten CalPX-Handel und erlaubte Absicherungsgeschäfte nur in sehr begrenztem Ausmaß und erst nach einer erheblichen Verzögerung. Sie ging weiterhin von sehr kurzfristigen Problemen und sehr bald wieder auf „Normalwerte“ fallende Großhandelspreisen aus. Im August beschloss sie dann sogar noch einen Schritt zurückzugehen. Diese Entscheidung

⁹ Hier sind insbesondere die Kunden von SDG&E zu nennen (s.u.)

wurde im September 2000 vom Gesetzgeber bestätigt und verschärft. Im Hintergrund lag der Umstand, dass SDG&E, der kleinste der drei großen privaten Unternehmen bereits in 1999 seine gestrandeten Investitionen vollständig abgeschrieben hatte und seine Endkundenpreise — im Unterschied zur Situation bei den beiden großen Unternehmen — im Prinzip dereguliert waren. Konkret bezahlten die SDG&E-Kunden im Sommer 2000 gemittelte CalPX-Preise als Preis für verbrauchten Strom plus Transport und Service-Gebühren. Da die CalPX-Preise im Sommer 2000 stark stiegen, stiegen also auch die Endkundenpreise von SDG&E.

Dies war nicht im Interesse der Politik und offenbar auch nicht im Sinne der CPUC. Der „Plan zur Stabilisierung der Strompreise“ führte daher die Preisregulierung auch für die SDG&E-Kunden wieder ein. SDG&E war somit in die gleiche, missliche, Situation wie vorher bereits SCE und PG&E geraten.¹⁰

Auf kalifornischer Ebene passierte dann zunächst nichts mehr. Tatsächlich war im Herbst 2000 die Situation aber bereits soweit gediehen, dass zumindest die FERC aktiv wurde und im November einen Vorschlag für eine größere Verordnung vorlegte. In der im Dezember beschlossenen tatsächlichen Verordnung wurden dann weitreichende Änderungen an der Regulierungsstruktur für den kalifornischen Stromgroßhandelsmarkt beschlossen (vgl. ausführlicher Kumkar 2001c). Von zentraler Bedeutung waren zwei Bestimmungen: Zum einen verbot die Order in glatter Umkehrung der CPUC-Politik den Handel der großen Versorgungsunternehmen via CalPX; zum anderen wurde eine so genannte weiche Preisobergrenze in Höhe von 150 Dollar/MWh für den Handel via CAISO und CalPX eingeführt. Zwar durften Anbieter höhere Gebote als 150 Dollar abgeben. Diese Gebote wurden dann, wenn sie zum Zuge kamen, zum Gebotspreis abgerechnet, während andere Anbieter unter 150 Dollar/MWh den interessanterweise als markträumenden Preis bezeichneten, tatsächlich nicht markträumenden, Preis erhielten. Anreize für die Anbieter, nicht über 150 Dollar zu bieten, bot die FERC durch den Einsatz einer expliziten Regulierungsdrohung: Jeder Bieter über 150 Dollar musste zum einen den hohen Gebotspreis gegenüber der FERC begründen und unterlag der ex-post-Pflicht zur Rückerstattung (refund) zu hoher Beträge, wenn die FERC in der Überprüfung einen aus ihrer Sicht überhöhten Gebotspreis feststellt.

Die Dezember-Order stellt somit eine Kombination von ex-ante Regulierung (die 150 Dollar-Obergrenze für den „markträumenden Preis“) und ex-post Regu-

¹⁰ Ein wichtiger Unterschied bestand allerdings darin, dass SDG&E von der CPUC die Zusage erhielt, die Mehrkosten später über höhere Strompreise wieder einfahren zu können. Offenbar hielten und halten Investoren diese Zusage des Staates für glaubwürdig. SDG&E ist das einzige der drei Unternehmen, das nicht in massive Zahlungsschwierigkeiten geraten ist.

lierungsinstrumenten dar (ex-post Überprüfung der individuellen Gebote einschließlich refund-Möglichkeit).

Im Januar 2001 überschlugen sich dann die Ereignisse. Im Dezember 2000 fanden bereits Stromausfälle statt und die Strompreise zogen noch einmal deutlich an. Die Unternehmen SCE und PG&E erfuhren erhebliche Abstufungen durch die Rating-Agenturen und bezahlten in der Tat ihre Rechnungen bei CAISO und CalPX nicht mehr. Auch deswegen brach der CalPX-Handel zusammen (CalPX musste sie wegen der ausstehenden Rechnungen vom Handel ausschließen). Außerdem hätten die drei großen Unternehmen wegen der FERC-Order vom Dezember ohnehin nicht mehr lange via CalPX handeln dürfen.

Am 17. Januar erklärte daraufhin der kalifornische Gouverneur den Notstand. Er wies das eigene Amt für Wasserressourcen (DWR) an, kurzfristig Strom anzukaufen und an die Endkunden der drei großen Versorgungsunternehmen weiterliefern zu lassen. Der kalifornische Gesetzgeber schloss sich dieser Politik an, stellte als Sofortmaßnahme gut 900 Millionen Dollar bereit und ermächtigte DWR zur Ausgabe von Anleihen zur Finanzierung weiterer umfangreicher und langfristig angelegter Stromankäufe, nachdem die drei großen Unternehmen als Stromankäufer sowohl bei CalPX als auch bei CAISO ausfielen und daher die Belieferung der Endkunden unsicher war.

Im Ergebnis des Winters 2000/2001 waren damit einige zentrale Akteure des kalifornischen Stromsektors tatsächlich oder praktisch von der Bildfläche verschwunden. Hier ist wohl an erster Stelle CalPX zu nennen. Diese erst durch den Staat Kalifornien gegründete Strombörse stellte zum 31. Januar 2001 die Tätigkeit ein und dann am 9. März einen Konkursantrag (Joskow 2001a: Fn. 52, Borenstein et al. 2001: 3). Die großen Versorgungsunternehmen bestehen zwar noch, haben aber im Fall von PG&E ebenfalls einen Konkursantrag nach chapter 11 gestellt und sind als Akteure an den Strommärkten weitestgehend ausgefallen. Ihre Rolle hat — und dies ist ein groteskes Ergebnis einer als Deregulierung apostrophierten Reform — eine staatliche Agentur, nämlich das DWR übernommen. Zusätzlich wird die Verstaatlichung des Übertragungsnetzes der drei alteingesessenen Unternehmen diskutiert. Die hierbei anfallenden Zahlungen an die Unternehmen sollen der Finanzierung ihrer Schulden dienen. Erste Vereinbarungen hierzu sind bereits im Sommer 2001 getroffen worden.

IV. Gründe des Scheiterns

Die Gründe für das Scheitern des kalifornischen Übergangsmodells sind an anderer Stelle ausführlich diskutiert worden (vgl. Kumkar 2001c; vgl. auch Bren-

nan 2001 und Joskow 2001a). Es soll daher an dieser Stelle genügen, die wesentlichen Punkte herauszustellen.

Zunächst einmal die „marktlichen“ und auf die Schnelle nicht reparierbaren Faktoren: Die Stromnachfrage in Kalifornien stellte seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze. Der Kraftwerkspark ist nicht nur deutlich überaltert, sondern generell der Nachfrageentwicklung nicht angemessen. Zu dem seit vielen Jahren aufgebauten Investitionsstau hat die Regulierungspolitik der Vergangenheit wesentlich beigetragen. Hinzu kamen als kurzfristige Faktoren des kalifornischen Strommarktes die sehr deutlich gestiegenen Erdgaspreise und die explodierenden Emissionskosten, die für erhebliche kurzfristige Kostensteigerungen bei den Stromanbietern verantwortlich waren. Die hierdurch verursachten Kosten betragen ein Vielfaches der Großhandelspreise in den beiden ersten Jahren der neuen Märkte und können daher einen Großteil der Preissteigerungen erklären. Darüber hinaus trugen Marktdesignprobleme bei den CalPX- und CAISO-Märkten dazu bei, dass u.a. die zur Begrenzung der Preissteigerungen implementierten Preisobergrenzen nicht immer ihren Zweck erfüllen können und dass die Anbieter größere Preissetzungsspielräume hatten, als dies bei adäquater Ausgestaltung der Fall gewesen wäre.

Hierzu kommen jedoch noch die von der laufenden Regulierung unmittelbar „hausgemachten“ Faktoren, die gewissermaßen im Hintergrund darauf warteten, zur Geltung zu kommen, jedoch in den beiden ersten Jahren wegen der hohen Angebotsmengen nicht zum Zuge kamen. In der Tat ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei dem kalifornischen Strommarkt keinesfalls um einen deregulierten Markt handelte. Zumindest für die ersten vier Jahre wurden derart viele detaillierte Vorschriften erlassen, dass eher von einem nur sehr partiell liberalisierten als von einem deregulierten Strommarkt die Rede sein konnte. Dieses Übergangsmodell wies drei entscheidende Fehler auf:

- Erstens wurden die Transaktionen und Konditionen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten weitgehend dereguliert, ohne gleichzeitig die Bedingungen dafür zu schaffen, dass hohen Preisen zeitnah durch den Zubau neuer Anlagen begegnet werden konnte.
- Zweitens wurden die großen Stromunternehmen auf den kurzfristigen Stromhandel über die monopolistische Strombörse CalPX verpflichtet. Hätten sie jedoch in ihrem Beschaffungsportfolio über einen größeren Anteil an längerfristigen Bezugsverträgen verfügen können, wären die Auswirkungen auf ihre finanzielle Situation deutlich geringer gewesen, der Eintritt des Staats als größter Stromzwischenhändler hätte wohl vermieden werden können.
- Drittens durften die enorm gestiegenen Großhandelspreise nicht an die Endkunden weitergegeben werden. Dies verringerte die Anreize für die Endkun-

den, ihren Stromverbrauch insbesondere in Spitzenlastperioden in angemessener Weise zu reduzieren, und verschärfte daher die Knappheitsprobleme. Das zu Beginn gefeierte kalifornische Modell kämpfte damit zum Ende des Winters 2000/2001 nicht mehr ums Überleben. Zumindest das Übergangsmodell war an seinen eigenen Anforderungen, es allen Recht zu machen, gescheitert. Ganz offenbar hatte zum Zeitpunkt der Verabschiedung im kalifornischen Parlament in 1996 niemand erwartet oder befürchtet, dass die Großhandelspreise über den fixierten Erzeugungspreisanteilen der Endverkaufspreise liegen könnten. Im Gegenteil setzte die Umsetzung der politischen Ziele niedrige Großhandelspreise voraus. Nur so konnten erstens die Endverkaufspreise niedrig gehalten werden und weitere Senkungen nach Ende der Übergangsphase versprochen werden. Zweitens konnten nur dann neue Stromendhändler auf den Markt treten und die Dominanz der eingesessenen Unternehmen brechen. Schließlich und drittens konnten nur dann die vermuteten gestrandeten Investitionen im Interesse der Anteilseigner abgeschrieben werden.¹¹ Das Übergangsmodell hat somit den ersten stärkeren Wind nicht überstanden, sondern ist zusammengebrochen und hat einige prominente Akteure unter sich begraben.

V. Sommer 2001: Rückkehr zur Normalität ?

Nachdem einige Spieler ausgefallen sind und der Staat als wichtigster Akteur auf den Strommärkten verblieben ist, bleibt zu fragen, wie sich die Situation im Jahr 2001 weiterentwickelte. Immerhin prognostizierten zahlreiche Beobachter eine weitere Zunahme der Stromknappheiten,¹² insbesondere weil Kalifornien ein Gebiet mit Spitzenlastperioden im Sommer ist (u.a. große Anzahl von Klimaanlageanlagen). Das DWR bemühte sich also nach allen Kräften, ausreichende Strommengen zu akquirieren, um den Bürger Kaliforniens weitere Stromsperrern zu ersparen.

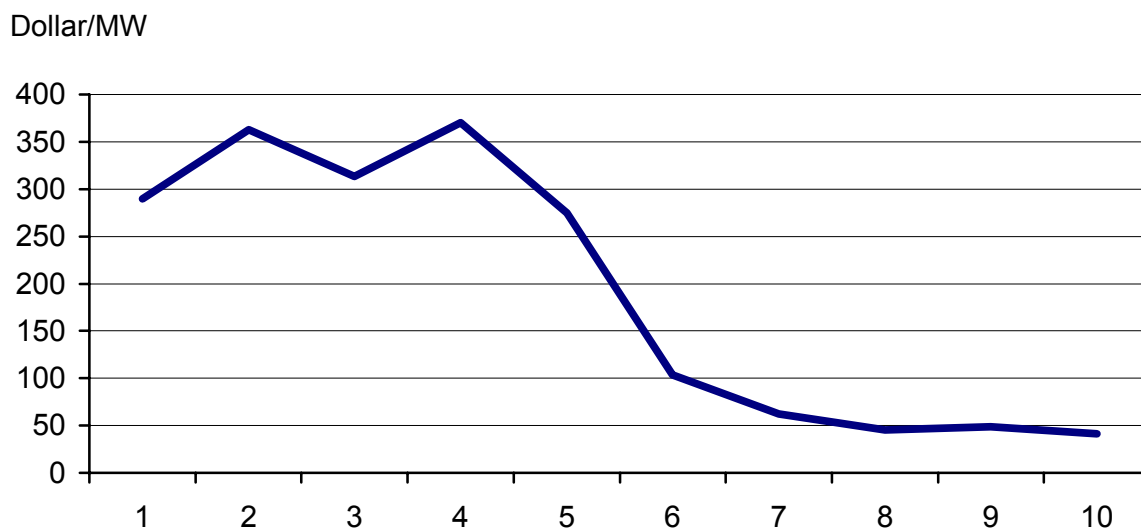
¹¹ Die Pikanz der Sache liegt darin, dass es im Fall erwarteter eher hoher Großhandelspreise die politisch hoch brisante Stranded-cost-Problematik überhaupt nicht gegeben hätte. Dann hätte es im Grundsatz auch die sich im Nachhinein als Sprengsatz erwiesene Übergangsperiode bzw. deren Regulierungen bis 2002 gar nicht geben müssen.

¹² So EPRI (2001: iii) in ihrem White Paper von Ende Juni: „In all likelihood, California will be facing hundreds of hours of outages and rolling blackouts in the summer of 2001”. An anderer Stelle (EPRI 2001: 14) nennen sie eine “near certainty of semi-planned rolling blackouts”.

A. Preisentwicklungen und deren Ursachen

Betrachtet man zunächst die Preisentwicklungen (brachten diese doch das Übergangsmodell zum Einsturz), ist festzuhalten, dass sich die Situation deutlich entspannte (Abbildung 3). Zwar kann an dieser Stelle kein vollständiges Bild der Entwicklungen gegeben werden. Es sei zum Beispiel an die Implosion der CalPX-Märkte erinnert, ferner nimmt CAISO bei weitem nicht mehr die wichtige Rolle der Vergangenheit ein, da auch das DWR kurzfristigen Handel organisiert (hierüber liegen gar keine detaillierten Daten vor). Aber die hier betrachteten Werte für die CAISO-Preise sollten hinreichender Beleg dafür sein, dass die kurzfristigen Preise mittlerweile wieder in Bereichen liegen, wie sie von der Zeit vor dem Frühsommer 2000 bekannt waren.¹³ Auch musste CAISO im gesamten Sommer keinen einzigen Engpass der Stufe III ankündigen, der mit unfreiwilligen Lieferunterbrechungen verbunden sein könnte (Reservespanne < 1,5 Prozent). Ein einziger Ausnahmezustand der Stufe II (Ankündigung von Lastabwürfen im Rahmen unterbrechbarer Lieferverträge) wurde ausgerufen, während hier die Zahl im Sommer 2000 bei 14 lag.

Abbildung 3: Großhandelspreise 2001 (CAISO „Effective Real Time Average Price“)



Anmerkungen: Die hier wiedergegebenen durchschnittlichen Preise sind aufgrund anderer Berechnungsgrundlagen nicht unmittelbar mit denen in Abbildung 2 vergleichbar.

Quelle: CAISO Market Analysis Report, div. Ausgaben.

Im Hintergrund dieser starken Preissenkungen liegen wohl mehrere Ursachen:

Erstens ging die kalifornische Stromnachfrage in 2001 gegenüber den Werten des Vorjahrs deutlich zurück. So lag die Spitzenlast in 2001 mit 47 820 MW um fast 4 800 MW niedriger als im Jahr 2000 (CEC 2001b: 3). Dies dürfte wohl vor

¹³ Vergleiche für eine Untersuchung der CAISO-Preise im Sommer 2001 auch CAISO (2001c).

allem auf die zahlreichen öffentlichen Appelle zur Stromeinsparung zurückzuführen sein, die durch finanzielle Anreize ergänzt wurden; hinzu mag ein generell gewachsenes Bewusstsein für die Unwägbarkeiten auf der nächsten Stromrechnung sowie der Rückgang des Wirtschaftswachstums im Zuge der Konjunkturentwicklung kommen. Nicht zurückzuführen scheint der Nachfragerückgang hingegen auf niedrigere Temperaturen gegenüber 2000 (CEC 2001c: II-1-9).

Zweitens gingen im Sommer 2001 die ersten neuen größeren Kraftwerke ans Netz. Insgesamt schätzt CAISO (2001a: 21) die Zunahme der Kraftwerksleistung für das Jahr 2001 auf immerhin gut 4 000 MW, wobei alleine im Juli gut 1 100 MW und im August gut 1 200 MW ans Netz gingen.¹⁴ Für die nächsten Jahre (2002–2004) rechnet die CEC (2001a:8) mit weiteren 10 100 bis 15 531 MW zusätzlicher Kapazität in Kalifornien, im wahrscheinlichsten Szenario mit rund 13 000 MW (vgl. auch CEC 2001c: I-12). Allein im Zeitraum November 2001 bis zum September 2002) sollen noch einmal 4 267 MW Kraftwerkskapazität hinzukommen (CEC 2001b: 18). In den meisten Fällen handelt es sich um GuD-Kraftwerke, also nicht mehr um die zunächst installierten reinen Spitzenlastkraftwerke.¹⁵

Gleichzeitig gingen bestehende Kraftwerke wieder ans Netz, die aufgrund der Zahlungsschwierigkeiten der alteingesessenen Stromunternehmen ihre Einspeisungen insbesondere im Winter 2000/2001 reduziert hatten.¹⁶ Zwar lagen die Ausfallzahlen im Sommer immer noch etwas über den Werten der Vorjahre, näherten sich aber wieder den „normalen“ Werten an (CEC 2001b: Figure 2), während sie im Winter 2000/2001 mit einem Spitzenwert von über 14 000 MW weit über allen Werten der Vergangenheit lagen.

Drittens gingen die Erdgaspreise als wichtige Inputpreise für die Stromerzeugung deutlich zurück und lagen zwischenzeitlich sogar unter dem U.S.-Durchschnitt, nachdem sie in der vergangenen Zeit zum Teil sehr deutlich darüber gelegen haben. Der Verlauf der kurzfristigen Strompreise in Abbildung 3

¹⁴ Im gesamten Westen der Vereinigten Staaten gingen in 2001 knapp 6 000 MW neue Kraftwerkskapazität ans Netz (Bonavia 2001: 7). Gleichzeitig lag die Spitzenlast in Kalifornien und dem Nordwesten rund 6 000–7 000 MW geringer als in 2001 (Bonavia 2001: 8)

¹⁵ Vgl. zur Veranschaulichung der Entwicklungen bei den Kraftwerksneubauten die Entwicklung der Antragszahlen bei der CEC von 1990–2001 in CEC (2001c: Figure III-6-1). CEC (2001c: Table III-6-1) enthält eine umfassende Übersicht über die derzeit geltenden und immer noch komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren für neue Kraftwerke in Kalifornien. Die kalifornische Energiekommission CEC prognostiziert, basierend auf den projektierten Kraftwerksneubauten in den nächsten 3–4 Jahren, durchschnittliche Großhandelspreise in der Nähe von 30 Dollar/MWh (CEC 2001c: I-12, II-2-5, II-2-10).

¹⁶ Hierzu zählten offenbar auch zahlreiche QFs (diese Qualifying Facilities sind diejenigen Kraftwerke, deren Einspeisungen nach dem PURPA reguliert werden), die im Winter 2000/2001 trotz langfristiger Ankaufsverträge nicht produzierten, da die Eigentümer über mehrere Monate keinerlei Zahlungen erhielten (CEC 2001c: I-6).

ähnelt weitgehend dem Verlauf der kurzfristigen Erdgaspreise.¹⁷ Hinzu kommt schließlich auch eine deutliche Senkung der Emissionskosten durch eine Lockerung der Emissionsanforderungen für bestehende Kraftwerke.

Die Preise am Großhandelsmarkt gingen also im Sommer 2001 deutlich zurück und liegen allen Information zufolge auch in diesem Winter wieder in Bereichen, die aus der Zeit vor dem Debakel 2000/2001 bekannt sind.

B. Regulierungspolitik in 2001

Wie haben die staatlichen Stellen auf die Entwicklung in 2001 reagiert? Haben sie diese Entwicklung unterstützt, oder liefen die „Entspannungsprozesse“ am kalifornischen Strommarkt ohne weitere Aktionen seitens der Regulierer ab? Hierzu soll zunächst die Politik der FERC betrachtet werden, bevor im Anschluss auf die Aktionen auf der Ebene des Bundesstaates Kalifornien eingegangen wird.

1. Maßnahmen auf Bundesebene

Zunächst einmal ist daran zu erinnern, dass die FERC zu Beginn des Winters 2000/2001 sehr deutlich in die bestehenden Markt- und Regulierungsstrukturen eingriff. Ihr faktisches Verbot des CalPX-Handels¹⁸ führte deren Niedergang mit herbei. Zwar könnte argumentiert werden, dass CalPX aufgrund der Zahlungsprobleme der alteingesessenen Versorgungsunternehmen ohnehin dem Tode geweiht war. Hiergegen spricht allerdings, das CAISO ähnlichen Problemen ausgesetzt war und sehr wohl auch heute noch existiert und auch im kurzfristigen Stromhandel (wenn auch in geringerem Ausmaß als früher) engagiert ist. Hinzu kommt, wenn man die Preisentwicklung im Winter 2000/2001 betrachtet, dass die Intention einer Preissenkung durch die weiche Preisobergrenze der Dezember-Order ganz offenbar nicht erfüllt werden konnte. Immerhin stiegen die

¹⁷ Angaben des CAISO (2001c: Figure 2) zufolge lagen die Spotpreise für Erdgas im November 2001 bei rund 3 Dollar/MMBtu und damit sehr weit unter den 18 Dollar/MMBtu des Februar 2001 (jeweils Grenze Südkalifornien). Zu den hohen Erdgaspreisen im Winter 2000/2001 hatte der Ausfall einer wichtigen Erdgasleitung für die Versorgung Südkaliforniens beigetragen, die mittlerweile wieder in Betrieb ist.

¹⁸ Welches sie hauptsächlich damit begründete, dass die einzelstaatliche Regulierungskommission CPUC ansonsten die bis dahin geltende Pflicht zu Handel der drei alteingesessenen Unternehmen via CalPX aufrechterhalten würde und die FERC wegen des wenig kooperativen Verhaltens der CPUC zu einer derart drastischen Maßnahme gezwungen wäre (FERC 2001g: 110): „To do otherwise would be to allow a state requirement to override the Commission’s mandate to assure just and reasonable rates for sales within the Commission’s exclusive jurisdiction.”

Preise auch nach der Order noch weiter und erreichten zunächst im Februar und dann noch einmal im April Höhen von über 350 Dollar/MWh.

Unabhängig von der Frage der Effektivität der weichen Preisobergrenze vom Dezember 2000: In der Order vom Dezember sah die FERC selbst den Ersatz der weichen Preisobergrenze ab Mai 2001 durch neue preisregulierende Instrumente vor (FERC 2000). Dieser damit selbst gestellten Aufgabe kam die FERC zunächst im April und dann im Juni 2001 nach.¹⁹ Im Ergebnis führen diese beiden Verordnungen dazu, dass

- erstens alle einheimischen Anbieter²⁰ einem Kontrahierungszwang, d.h. einer Angebotspflicht für den CAISO-Handel unterworfen werden (FERC 2001g: 143 ff.). Dieser Kontrahierungszwang bezieht sich auf alle verfügbaren Kapazitäten, die nicht bereits über andere Lieferverträge verkauft worden sind,²¹
- zweitens die weiche Preisobergrenze von 150 Dollar/MWh ersetzt wird durch eine (flexible) Preisobergrenze, deren Höhe im Prinzip von den ex ante erklärten Grenzkosten des teuersten noch berücksichtigten Anbieters bestimmt wird. Dies verlangt, dass alle Anbieter für ihre Kraftwerke ex ante Kostendaten (d.h. vor allem Wirkungsgrade) zur Verfügung stellen. Bei diesen Kostendaten sind allein kurzfristig variable und direkte Kosten zu berücksichtigen, also explizit nicht Opportunitätskosten (wenn an anderer Stelle möglicherweise höhere Erlöse erreicht werden könnten)²² oder Investitionskosten, selbst wenn diese die variablen Kosten deutlich senken würden.²³ Ausgeschlossen als preisbestim-

¹⁹ FERC (2001d; 2001e). Vgl. ausführlich zur Genesis der verschiedenen FERC-Orders FERC (2001g).

²⁰ Die FERC hat zunächst auch kommunale und genossenschaftliche Anbieter einem derartigen Kontrahierungszwang unterworfen, deutet hier allerdings mittlerweile einen Rückzug an (FERC 2001g: 166).

²¹ Die Anbieter müssen ggf. im Einzelfall (etwa durch gerichtliche Feststellung) nachweisen, dass ein Kraftwerksaufruf durch CAISO einen Verstoß beispielsweise gegen bindende Emissionsvorschriften implizieren würde (FERC 2001g: 76 f.). Die FERC folgt damit dem Muster der Notfallverordnungen des U.S.-Energieministeriums aus dem Winter 2000/2001, die ebenfalls einen Andienungszwang (allerdings nur für bestimmte und benannte Anbieter) vorsahen, um hierdurch die verfügbaren Angebotskapazitäten zu erweitern.

²² Zu beachten ist, dass diese Grenzkostenpreise nur dann nicht zum Systemzusammenbruch führen, wenn die Kapazitätsrestriktionen im Gesamtsystem nicht bindend werden. Unter den Bedingungen des Winters 2000/2001 würden derartige Preise zwangsläufig zu einer positiven Überschussnachfrage führen.

²³ In Umkehrung der anfänglichen Politik der April-Order werden seit der Juni-Order Umweltkosten und Anfahrkosten nicht mehr in den Grenzkosten direkt berücksichtigt, sondern werden dem CAISO individuell berechnet und gehen auch nicht in den ermittelten so genannten markträumenden Preis ein (FERC 2001e: 7). Diese Kosten werden via Aufschlag (wie er als „uplift“ aus dem ehemaligen englischen Pool nicht unbekannt ist) auf alle CAISO-Netzkunden umgelegt (FERC 2001g: 75). Für Wartung und Erhaltung wird hingegen ein pauschaler Aufschlag von zunächst 2, nunmehr 6 Dollar/MWh (FERC 2001g: 78) vorgenommen.

mende Anbieter sind alle reinen Stromhändler sowie auswärtige Anbieter, solange die angebotenen Strommengen nicht eindeutig bestimmten Kraftwerken und deren Kostencharakteristiken zugeordnet werden können (FERC 2001g: 87),

- drittens die aus den (fiktiven) Gebotsobergrenzen²⁴ ermittelten totalen Preisobergrenzen nicht allein für Spitzenlastphasen, sondern für alle Perioden gelten, wobei der Wert der totalen Preisobergrenze außerhalb von Spitzenlastperioden 85 Prozent der letzten ermittelten Preisobergrenze für Spitzenlastperioden beträgt und dass schließlich
- viertens diese Preisobergrenzen zwar nur den kurzfristigen Handel betreffen (Lieferperiode in den nächsten 24 Stunden), aber dafür für den gesamten Westen der Vereinigten Staaten und nicht allein in Kalifornien gelten.

Alle diese preisregulierenden Maßnahmen sind zunächst bis zum 30. September 2002 befristet.²⁵ Sie sollen den Aussagen der FERC zufolge insbesondere die so genannte „refund“-Problematik entschärfen, die mit der weichen Preisobergrenze der Dezember-Order verbunden ist. Im Hintergrund liegt der Umstand, dass beginnend mit der Dezember-Order alle CAISO-Preise explizit der ex-post-Überwachung durch die FERC unterlagen. Stellt diese im nachhinein (und basierend auf den von den Anbietern bereitzustellenden Unterlagen) fest, dass die Konditionen einer bestimmten Transaktion aus ihrer Sicht nicht angemessen waren, so kann sie eine Rückerstattung, eben einen „refund“, anordnen. Angesichts der extrem hohen Preise im Winter 2000/2001 stehen sehr viele eigentlich bereits abgeschlossenen Transaktionen unter diesem Damoklesschwert

Hinzu kommt für alle Verkäufe innerhalb Kaliforniens noch ein Kreditwürdigkeitszuschlag von 10 Prozent (FERC 2001g: 80).

²⁴ Die Anbieter dürfen sehr wohl Gebote über ihren von CAISO ermittelten (FERC 2001d: 15) Grenzkosten abgeben. Diese sind jedoch nicht preisbestimmend, sofern sie über der jeweils gültigen totalen Preisobergrenze liegen. Insofern liegt hier eine ähnliche Konstruktion wie bei der alten weichen Preisobergrenze vor, wobei diese Obergrenze allerdings nunmehr nicht mehr starr vorgegeben ist. Nebenbei sei darauf hingewiesen, dass diese regulierten Preise an der Preisobergrenze auch in den aktuellen Verordnungen als „markträumende Preise“ (market clearing price) bezeichnet werden, ungeachtet des Umstands, dass CAISO unter Umständen sehr wohl auf Gebote zurückgreifen muss, die über diesem „markträumenden“ Preis liegen.

²⁵ Interessanterweise hat sich die FERC bislang zur institutionellen Ausgestaltung der Regulierung des kalifornischen Großhandels, insbesondere des CAISO-Vorstands, explizit nicht geäußert (FERC 2001g: 119), obwohl sie seit September 2000 fast 75 Verordnungen zum kalifornischen Strommarkt erlassen hat (FERC 2001g: 4). Dies trotz (oder wegen) des Umstands, dass hier ganz offenbar erhebliche Kompetenzprobleme bestehen. Die FERC selbst hatte in ihrer Dezember-2000-Order eine Neubesetzung des CAISO-Vorstands verlangt, deren Genehmigung aber in ihre Jurisdiktion fallen würde. Der kalifornische Gouverneur hingegen ergriff im Januar 2001 unilateral die Initiative und besetzte den Vorstand nach seinen Vorstellungen neu.

einer Rückerstattung.²⁶ Diesen Problemen gedenkt die FERC mit ihrer neuen Preisobergrenze zumindest teilweise aus dem Weg zu gehen.

Jedes Gebot, welches unter der jeweils gültigen Preisobergrenze liegt, wird nämlich von der „refund“-Gefahr explizit befreit. Grundsätzlich können die Anbieter dies sicherstellen, in dem sie CAISO mitteilen, als Gebote wären die errechneten Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks zu nehmen (FERC 2001e: 15).²⁷

2. Maßnahmen auf kalifornischer Ebene

Die eben angesprochen „refund“-Problematik leitet über zu den Vorgängen auf der Ebene kalifornischer Instanzen. Zur Veranschaulichung der politischen Situation sei ein Zitat des amtierenden Gouverneurs vorangestellt:²⁸ "As for the energy profiteers and pirates, let me make clear that I will not rest until every dollar gouged from California businesses and residents returns to California. If the FERC does not make California whole, we will see you in court." Die Schuld für das Debakel wird also (wohl wenig überraschend) weiterhin auf der Bundesebene angesiedelt, eine Verantwortung der kalifornischen Instanzen verneint. Was haben diese nun in 2001 unternommen?

Die wichtigste Institution im Bereich des Stromhandels ist nach dem Zusammenbruch von CalPX und der Zahlungsunfähigkeit der drei alteingesessenen Unternehmen das *DWR*. Dieses akquiriert nach dem Willen des kalifornischen Gesetzgebers „fehlende“ Strommengen für die Kunden der drei alteingesessenen Versorgungsunternehmen. „Fehlend“ insofern, als die verbliebene Stromerzeugung der drei alteingesessenen Stromunternehmen (vornehmlich aus Kernkraft- und Wasserkraftwerken) unmittelbar zur Belieferung eigener Kunden genutzt

²⁶ Wobei bis heute noch nicht geklärt ist, wer tatsächlich in den Genuss derartiger Rückerstattungen käme (FERC 2001g: 109). So besteht beispielsweise CalPX überhaupt nicht mehr.

²⁷ Dies galt im Prinzip auch bei der weichen Preisobergrenze von 150 Dollar/MWh. Allerdings mussten angesichts der extrem hohen Gaspreise sehr viele Anbieter über diesen 150 Dollar bieten, um überhaupt ihre variablen Kosten einfahren zu können. Da die neue Preisobergrenze von den Gaspreisen direkt beeinflusst wird, wird diese Gefahr tendenziell reduziert.

²⁸ Gouverneur Davis am 25. Juli 2001 anlässlich der FERC-Entscheidung zu möglichen „refunds“.

(http://www.governor.ca.gov/state/govsite/gov_htmlprint.jsp?BV_SessionID=@@ @1517369446.1012407872@@@@&BV_EngineID=eadcdegdkgglbemgcfkmchcog.0&sFilePath=%2fgovsite%2fpress_release%2f2001_07%2f20010725_PR01336_FercStatementCA.html&sTitle=Governor+Davis+Issues+Statement+Following+FERC+Decision+on+California+Refund&sCatTitle=Issues&sSubCat=null&iOID=null)

werden muss. Angesichts des Umstands, dass diese jedoch den größten Teil ihrer Kapazitäten vor Beginn der Krise bereits verkauft hatten, dürfte der Anteil des „DWR-Stroms“ größer als derjenige der Versorgungsunternehmen liegen. Zur Akquirierung der vermutlich benötigten Strommengen griff sie zunächst vorwiegend auf kurzfristige Stromkäufe zurück und begann dann im Frühling 2001 mit der Ausschreibung längerfristiger Stromlieferverträge. Zur Einschätzung der Größenordnungen des gesamten (kurz- und langfristigen) DWR-Handels sei darauf hingewiesen, dass sich allein für das Jahr 2001 um rund 10 Mrd. US-Dollar handelt, für das Jahr 2002 voraussichtlich um 8 Mrd. US-Dollar (CPUC 2002b: 8). Die hierzu vom DWR bereitgestellten Werte für tatsächliche bzw. prognostizierte durchschnittliche Strompreise können Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Durchschnittliche Energiekosten des DWR (Dollar/MWh)

	Längerfristige Verträge	Kurzfristige Käufe	Gewichteter Durchschnitt
Q1 2001	-	269	269
Q2 2001	132	249	222
Q3 2001	128	117	121
Q4 2001	121	42	79
Q1 2002	115	36	78
Q2 2002	143	30	87
Q3 2002	118	38	84
Q4 2002	111	36	82

Quelle: CPUC 2002a : Table 1

Deutlich wird zweierlei: Erstens liegen die angegebenen kurzfristigen Strompreise für das erste Halbjahr 2001 nahe den Werten, die oben für den CAISO-Handel wiedergegeben wurden. Im dritten Quartal liegen sie etwas höher, um dann im vierten Quartal wieder in den Bereich der CAISO-Preise einzuschwenken. Zweitens und von ungleich höherer Bedeutung wird deutlich, dass die in den längerfristigen Verträgen vereinbarten Preise seit dem 3. Quartal 2001 deutlich über den tatsächlichen und prognostizierten Preisen für kurzfristig beschafften Strom via CAISO-Handel liegen. Tatsächlich liegen die Kontraktpreise offenbar von Anfang an über 100 Dollar/MWh und damit mittlerweile bei über dem Doppelten desjenigen, welches via CAISO zu zahlen wäre.²⁹

²⁹ Die Börsen-Terminpreise an verschiedenen Erfüllungsorten im Westen der Vereinigten Staaten laufen hingegen weitgehend parallel zu den Kurzfristpreisen und liegen für den Fall des NYMEX-Futures (COB bzw. Palo Verde) bis zum August 2003 bei derzeit 17–43 bzw. 22–48,50 Dollar/MWh und damit sehr deutlich unter den DWR-Kontraktpreisen

Es sollte daher nicht überraschen, dass mittlerweile signifikanter politischer Druck entstanden ist, die sich ex post als recht teuer erweisenden DWR-Verträge nachzuverhandeln (CEM 2001). Immerhin sind die Kosten des DWR-Stroms laut Gesetz letztendlich von den Stromkunden zu tragen und das DWR eine politische Institution unter entsprechendem Legitimationszwang. Auf das hiermit angesprochene Problem des hierdurch nochmals erhöhten generellen Regulierungsrisikos, dem die Anbieter im kalifornischen Strommarkt ausgesetzt sind, wird am Ende des Beitrags eingegangen werden.

Kommen wir damit zum *CAISO* als wichtigsten sonstigen Spieler im Strommarkt Kaliforniens. Dessen Bedeutung hat unter den Entwicklungen seit dem Winter 2000/2001 erheblich gelitten. Zwar musste er nicht wie CalPX den Betrieb einstellen, seine Handlungsspielräume litten unter den Liquiditätsproblemen der alteingesessenen Unternehmen allerdings ebenfalls in starkem Maß. So hat CAISO zwar zum Beispiel im Spätsommer 2000 zahlreiche Sonderverträge mit kleineren Erzeugern geschlossen (CAISO 2001a: 14), um über das hierdurch gesicherte Angebot seiner Aufgabe der Sicherstellung der Systemstabilität besser nachkommen zu können. Diese Verträge traten wegen der finanziellen Probleme von CAISO im Winter 2000/2001 jedoch nicht in Kraft. Ähnliches gilt für die von CAISO initiierten Laststeuerungsprogramme, deren Effektivität in 2001 sehr deutlich eingeschränkt wurde (CAISO 2001a: 23; 36 ff.).³⁰ Zwar übernahm offenbar das DWR einige dieser Verträge. Dieses verstärkt aber letztlich nur den Abstieg des CAISO und erhöht das ganz offensichtlich ohnehin bestehende Konfliktpotential zwischen DWR und CAISO (CAISO 2001b: 11(Fn)), wer denn nun tatsächlich der „Systembetreiber“ ist.³¹

Letztlich ist der Status und die Zukunft des CAISO offen. Er hat deutlich an Gewicht verloren und ganz offenbar auch weiterhin Probleme, seinen Aufgaben nachzukommen. Die Kreditwürdigkeitsprobleme der alteingesessenen Unternehmen gefährden damit auch die verbleibende zentrale Koordinierungsinstitution im kalifornischen Strommarkt, ohne dass klar ist, wer auf Dauer diese Aufgaben erfüllen kann und soll.

Wie agierte die *CPUC* in 2001? Immerhin war sie es, die den gesamten Reformprozess seit 1994 initiierte und insbesondere die viel gerühmte Wahlfreiheit

(http://quotes.ino.com/exchanges/?r=NYMEX_WC
http://quotes.ino.com/exchanges/?r=NYMEX_WV, 6. Februar 2002).

bzw.

³⁰ CAISO hat sich auch nach eigenem Bekunden fast vollständig aus den Laststeuerungsprogrammen zurückgezogen (CAISO 2001c: 20). Hierzu beigetragen haben wohl zusätzlich noch Konflikte mit der CPUC und deren eigenen Laststeuerungsprogrammen und die gesunkenen Strompreise.

³¹ Die FERC sah sich angesichts der Kompetenzschwierigkeiten mittlerweile sogar dazu veranlasst, einige faktische Sonderrechte des DWR zu suspendieren. So soll DWR keinen Zugang mehr zum Kontrollraum des CAISO erhalten (FERC 2001g: 53), sondern sich wie ein normaler Stromhändler verhalten.

der Stromkonsumenten in den Vordergrund ihrer Stellungnahmen rückte. Danach sollten alle Endkunden das Recht erhalten, ihren Lieferanten frei wählen zu können. Hiervon haben in den ersten beiden Jahren weniger Kunden tatsächlich Gebrauch gemacht, als von der CPUC ursprünglich erwartet. Diese Situation hat sich allerdings mittlerweile deutlich geändert. Hierzu beigetragen haben insbesondere die sich ex post als teuer erweisenden DWR-Verträge, deren Kosten von allen verbleibenden Kunden der alteingesessenen Unternehmen zu tragen sind. Zur Finanzierung dieser Kosten erhöhte die CPUC in 2001 zweimal die Endkundenpreise, die von den Kunden der zwei größten Unternehmen zu zahlen sind. Im Ergebnis zahlen die Kunden seit Juni 2001 um gegenüber der ursprünglichen Preisobergrenze rund 50 Prozent erhöhte Strompreise, weitere Erhöhungen sind wohl noch zu erwarten.³²

Angesichts der mittlerweile deutlich gesunkenen Strompreise am Großhandelsmarkt steigen somit die Anreize der Kunden, sich nach günstigeren Bezugsmöglichkeiten umzusehen. Und in der Tat wechselten nach CPUC-Angaben zwischen dem 1. Juli 2001 (als sich die niedrigen Stromgroßhandelspreise abzeichneten) und dem 20. September immerhin rund 11 Prozent der Nachfragemenge der Versorgungsunternehmen zu anderen Anbietern (CPUC 2002b: 8). Sowohl der Gesetzgeber als auch die CPUC sahen sich unter diesem Umstand veranlasst, auch das letzte Kernstück der Reformen von 1996 bis 1998 aufzugeben. Zunächst wurde mit Wirkung vom 20. September 2001 der Abschluss neuer Direktzugangsverträge (also Verträge zwischen alternativen Anbietern und Endkunden) verboten. Derzeit wird bei der CPUC sogar diskutiert (CPUC 2002b), rückwirkend alle Direktzugangsverträge, die seit dem 1. Juli 2001 geschlossen wurden, aufzuheben (wie dies die CPUC bereits mehrfach androhte). Vor dem 1. Juli bestehende Direktzugangsverträge dürften in diesem Fall nicht mehr geändert oder verlängert werden.

Es verbleibt die Frage, wie in der Zukunft der Bau neuer Kraftwerke geplant und koordiniert werden soll. Ungeachtet des Umstands, dass seit einiger Zeit erhebliche Kraftwerksneubauten geplant, gebaut und mittlerweile auch an das Netz angeschlossen wurden (s.o.), sah sich die kalifornische Legislative zu einer weiteren derzeit in ihren Konsequenzen nicht absehbaren Maßnahme veranlasst. Sie gründete mit dem SB 6 vom Mai 2001 (California Legislature 2001) die California Consumer Power and Conservation Financing Authority (Power Authority). Diese Power Authority hat weitreichende Befugnisse. Sie kann beispielsweise mit privaten Erzeugern Verträge über den Bau neuer Kraftwerke schließen, und sie kann Kraftwerksbesitzer enteignen, um derart die Stabilität

³² Die Preise wurden zunächst im Januar vorläufig um rund 10 Prozent angehoben. Die im Mai beschlossene Erhöhung um rund 40 Prozent dient explizit der Finanzierung der DWR-Kosten und kommt nicht den Versorgungsunternehmen zugute. Die Preise für Kunden von SDG&E werden separat festgelegt.

und Wirtschaftlichkeit der Stromwirtschaft in Kalifornien zu erhöhen. Die Power Authority nahm im August 2001 ihre Tätigkeit auf. Derzeit ist jedoch noch in keiner Weise absehbar, wie sie ihre Kompetenzen ausüben wird, wie sie mit dem Problem des „crowding-outs“ privater Investoren umgehen wird und welche Rolle der kalifornische Staat in diesem Bereich einnehmen wird, ob er also zusätzlich zum Stromhandel und zum Stromtransport nun auch noch im Bereich der Stromerzeugung eine zentrale Rolle einzunehmen gedenkt.³³

C. Status quo

Letztlich ergibt sich aufgrund der jüngsten Maßnahmen auf Bundes- und Staatsebene das Bild, dass wir es mit einem hochgradig hybriden System der Stromwirtschaft in Kalifornien zu tun haben. Zu der aus der Vergangenheit bekannten Regulierung privater Unternehmen durch die FERC und die CPUC, der Regulierung des Baus von Kraftwerken durch die CEC, der direkten Regulierung des Stromhandels durch das DWR, die CPUC und die FERC tritt offenbar in zunehmendem Ausmaß auch die Regulierung durch das öffentliche Eigentum an Anlagen in allen Bereichen der Stromwirtschaft.

Damit dürfte auch die Frage auf die in der Kapitelüberschrift gestellte Frage klar sein. Die kurzfristige Beruhigung am Großhandelsmarkt darf nicht darüber hinweg täuschen, dass wir es in Kalifornien in keinsten Weise mit einer Rückkehr zur Normalität zu tun haben. Keine der in den Reformen eingerichteten zentralen Institutionen ist unbeschadet aus dem Debakel heraus gekommen. Manche gibt es einfach nicht mehr, andere sind mitten im Konkursverfahren. Die Fragen, wer in Zukunft Endkunden mit Strom beliefern kann, wie der Groß-

³³ Einige Beobachter (auch die CEC 2001c: III-1-5) erwarten für die Zukunft und auf Dauer einen ausgeprägt zyklischen Verlauf von Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft, der sich aufgrund der langen Bauzeiten von neuen Kraftwerken und Transportanlagen in einem „Schweinezyklus“ zeigen würden. „It appears that the western electricity system is experiencing the boom and bust pattern that has appeared in other industries“ (Ford 2001: 1). Ford (2001) kommt daher zur Empfehlung, durch die Einführung von Kapazitätzahlungen die Investitionen zeitlich zu glätten bzw. zeitnäher an den Nachfrageentwicklungen orientieren zu lassen. Ford und z.B. Lee (2001a; 2001b) sehen eine recht aktive Rolle des Staates bei der Gewährleistung eines ausgewogenen Verhältnisses von Angebotskapazitäten und Nachfrage. Dem Markt allein wird nicht zugetraut, notwendige Reservekapazitäten vorzuhalten. Lee (2001a: 12) spricht sich auch für eine aktive Rolle des Staates bei der Ressourcendiversifikation aus, entweder via Regulierung der Privaten oder via Bau eigener Kraftwerke. Eine Umsetzung dieser Vorschläge würde vermutlich eine recht aktive Rolle der Power Authority mit sich bringen. Interessanterweise wird bei diesen Vorschlägen kaum diskutiert, inwieweit privatwirtschaftliche Lösungen (hohe Ausgleichsstrompreise für die Nachfrageseite, funktionsfähige Terminmärkte, mehr Lastabwurfmechanismen etc.) die selben oder bessere Ergebnisse als uniform auferlegte Regulierungen bringen können, weil sie die Externalitätenproblematik besser behandeln könnten. Vgl. auch Hobbs et al. (2001).

handel organisiert wird,³⁴ wer neue Kraftwerke bauen soll, wer Eigentümer der Transportanlagen sein soll und schließlich ob und wann Wettbewerb in der kalifornischen Stromwirtschaft nochmals „probiert“ werden soll, sind völlig offen. Keines der vor dem Debakel bestehenden Probleme ist gelöst, stattdessen zahlreiche dazu gekommen.

VI. Was lehrt uns das kalifornische Debakel?

Welche Lehren können aus dem kalifornischen Strommarktdebakel gezogen werden?

Einige Punkte können direkt aus den Marktentwicklungen abgeleitet werden und bieten eine Lehrstunde in angewandter Mikroökonomik. Hierzu zählt die Bestätigung der alten Erkenntnis, dass steigende Nachfrage bei konstantem oder gar sinkendem Angebot zu steigenden Preisen führen muss. Insofern bieten die Ereignisse vom Frühsommer 2000 bis zum Spätwinter 2000/2001 auch eine Bestätigung der These, dass es sich beim Strommarkt um einen in vielerlei Hinsicht völlig normalen Markt handelt. Gerade, wenn das Angebot kapazitätsrestringiert ist und gleichzeitig die Nachfrage relativ preisunelastisch ist, sollte eine extreme Preisvolatilität wenig überraschen. Hierzu benötigt es nicht einmal eine hohe Konzentration auf der Anbieterseite; vielmehr müssen bei den gegebenen Kapazitätsrestriktionen die Preise unter Umständen selbst bei sehr kleinen exogenen Nachfrageerhöhungen sehr stark steigen, um die Nachfrage wirksam rationieren zu können.

Zu den wenig überraschenden Erkenntnissen gehört sicherlich auch die Bestätigung der These, dass Anbieter bei sehr unelastischer Nachfrage optimale Voraussetzungen zur Ausübung von Marktmacht haben. Selbst vergleichsweise gering konzentrierte Märkte sind durch Preissetzungsspielräume der Anbieter immer dann gekennzeichnet, wenn die Nachfragemenge gemessen an den Kapazitätsrestriktionen auf der Angebotsseite hoch ist. Zwar würden rationale Nachfrager in solchen Märkten sehr starken Anreizen unterliegen, sich via Abschluss langfristiger Verträge gegen solch opportunistisches Verhalten der Anbieter zu wehren. Auch würde der Abschluss derartiger langfristiger Verträge starken preissenkenden Einfluss auf die kurzfristigen Preise haben, die gesamten Ange-

³⁴ Derzeit nicht absehbar ist, welche Rolle die Automated Power Exchange (APX) im kurzfristig orientierten Großhandelsmarkt spielen wird. Deren Bedeutung hat mit dem Wegfall der CalPX deutlich zugenommen (vgl. zu den Handelszahlen die Website der APX: http://www.apx.com/Ex_html/california.html). Auch nicht absehbar ist, ob und ggf. wie CAISO Teile der Aufgaben der CalPX übernehmen wird, wie dies von der FERC gefordert wird (FERC 2001g).

botsmengen erhöhen und damit auch das Risiko des Systemzusammenbruchs vermindern. Schließlich unterliegen auch die Anbieter in nicht „zu stark“ konzentrierten Märkten Anreizen zum Abschluss langfristiger Verträge. Das ist das übliche und in der Regel durchaus erwünschte Gefangenendilemma in wettbewerblichen Märkten. Allein: Der Abschluss derartiger langfristiger Verträge war den wesentlichen Akteuren im kalifornischen Strommarkt verboten und dieses Verbot wurde selbst dann nicht wesentlich gelockert, als die Konsequenzen dieses Verbots für jeden offensichtlich wurden.

Darüber hinaus gehört zu den wenig überraschenden Erkenntnissen, dass ein Markt ohne funktionsfähigen Preismechanismus zu Versorgungsengpässen und Marktzusammenbrüchen führen kann. Wenn Knappheitspreise zwar im Prinzip ermittelt werden, aber den letztendlichen Nachfragern nicht signalisiert werden und diese also in ihren Verbrauchsentscheidungen die Knappheiten nicht berücksichtigen, sollte eine Übernutzung der bestehenden Kapazitäten nicht überraschen. Das kalifornische Übergangsmodell war insoweit eine „50 Prozent-Liberalisierung“. Gemäss dem alten Stromsektorparadigma wurden nämlich alle Anpassungsaufgaben an geänderte Knappheitssituationen der Angebotsseite zugeordnet. Das kann nicht gut gehen, wenn keine sehr hohen Überkapazitäten im Erzeugungsbereich vorliegen. Das Fatale an der Situation ist ja auch, dass im Rahmen der Stromsperren zahlreiche Nachfrager rationiert wurden, die sehr wohl bereit gewesen wären, mehr für ihren Strom zu bezahlen. Insofern war in der Endpreisregulierung ein gigantisches Externalitätenproblem auf der Nachfrageseite angelegt, welches — für einen Ökonomen nicht unbedingt überraschend — hervorragende Voraussetzungen für die Ausübung von Marktmacht auf der Anbieterseite und für einen Marktzusammenbruch immer dann schafft, wenn die Kapazitätsrestriktionen bindend werden.

Damit zusammenhängend ist ein Weiteres bestätigt worden: Auch eine Price-cap-Regulierung zur Begrenzung von Marktmachtausübung ist nicht der Stein der Weisen, sondern hat seine ganz eigenen Probleme. Dies betrifft erstens den Umstand, dass bei einer glaubwürdigen Price-cap-Regulierung die der Price-cap-Regulierung unterliegenden Unternehmen durch erhebliche Kostenerhöhungen fast zwangsläufig in den Ruin getrieben werden. Dies war der Fall bei der Endpreisregulierung für die Kunden der drei großen Stromunternehmen, die einer Versorgungspflicht für ihre Kunden unterlagen.

Dies betrifft zweitens den Großhandelsmarkt, in dem die Anbieter keiner Versorgungspflicht unterlagen und als Reaktion auf den geltenden Price-cap auf den CalPX- und CAISO-Märkten ihre Angebotsmengen reduzierten und in dieser Art das Risiko von Systemzusammenbrüchen erhöhen. In diesem Zusammenhang ist ganz generell zu fragen, welche Rolle der Preismechanismus in liberalisierten Strommärkten langfristig spielen soll. Theoretische Überlegungen und Erfahrungen etwa aus den östlichen Staaten der Vereinigten Staaten, aber beispielsweise auch aus den skandinavischen Strommärkten deuten darauf hin, dass

Phasen sehr hoher Preise in wettbewerblich organisierten Märkten nicht nur möglich, sondern auch zu erwarten sind. Will die Regulierung derartige Prozesse nun auf Dauer unterbinden? Oder sollte die Behandlung derartiger Preisprobleme nicht besser privatwirtschaftlichen Vereinbarungen überlassen werden, die individuell Verteilungsaspekte und Reaktionsmuster festlegen können?

Schließlich gehört zu den wenig überraschenden Erkenntnissen der Umstand, dass ein vor Wettbewerb effektiv geschütztes Monopol ohne explizite und durchgesetzte umgesetzte Versorgungspflicht, aber mit Preisregulierung, nicht unbedingt alle Kunden versorgt, die das möchten. Dies ist eine Variation des eben genannten Themas, die ich explizit auf den Fall des Stromtransports anwenden möchte. Im Zuge der Marktentwicklungen in Kalifornien ist die Vermutung bestätigt worden, dass gerade die Übertragungsnetze in einem desolaten Zustand sind. Hierzu beigetragen hat das alte Regulierungssystem, das verglichen mit liberalisierten Märkten relativ wenig großräumigen Stromhandel vorsah. Die Koordinierungsstrukturen sahen den Bau und den Betrieb der Netze im Wesentlichen für die Eigennutzung der Anlageneigentümer vor, die in der Regel sehr weitgehend vertikal integriert waren. Die primäre Nutzung bezog sich auf die Lieferung des in eigenen Kraftwerken erzeugten Stroms zu den eigenen Kunden. Hinzu kamen fest kontrahierte Im- und Exporte und in nur geringem Ausmaß kurzfristige Stromlieferungen. Wettbewerbliche Märkte stellen gänzlich andere Anforderungen an die Netze. In der Regel werden die entstehenden Wettbewerbsprozesse mit stärker schwankenden und in jedem Fall deutlich geänderten Lastflüssen einhergehen. Es ist daher davon auszugehen, dass sowohl das generelle Niveau der Transportkapazitäten als auch die Struktur des Netzes kaum auf die geänderten Anforderungen ausgerichtet ist. Mit anderen Worten: Es wird entscheidend darauf ankommen, dass Transportkapazitäten in ausreichendem Maße und in angemessener Struktur ausgebaut werden. Die bisher vorliegenden Daten stützen hingegen die Vermutung, dass die Netze nicht hinreichend ausgebaut werden und dass auch aus diesem Grund der Wettbewerb gebremst werden dürfte und daher lokale Monopolpositionen ihre Bedeutung behalten oder sogar zunehmen.

Die Zahlen für neue *Erzeugungskapazitäten* in den Vereinigten Staaten legen zwar nahe, dass die derzeitigen Knappheiten vorübergehender Natur sind. Dies gilt auch für Kalifornien und den Westen insgesamt. Hier wird es entscheidend darauf ankommen, das Regulierungsrisiko zu begrenzen, so dass diese projektierten Anlagen auch tatsächlich ans Netz gehen. Vollkommen ungeklärt ist hingegen, wer, wo und zu welchen Bedingungen Investitionen in neue *Transportanlagen* vornehmen wird. Die NERC macht dieses in ihrem neuesten Bericht für die gesamten Vereinigten Staaten sehr deutlich (NERC 2001). Dies ist im Westen der Vereinigten Staaten, auch und insbesondere in Kalifornien nicht anders (WSCC 2001). Für Kalifornien prognostiziert das EPRI (2001) für den Zeitraum 2000–2009 eine Zunahme der Stromkreislängen in der Stromübertragung um insgesamt magere 0,5 Prozent! Zwar unterliegen die

insgesamt magere 0,5 Prozent! Zwar unterliegen die Transportunternehmen einer Versorgungspflicht in dem Sinne, dass sie ihre bestehenden Netze für andere Nutzer öffnen müssen. Bestimmungen, die den Ausbau von Transportanlagen regeln, existieren allerdings faktisch nicht. Hinzu kommt, dass auch der Bau von Übertragungsleitungen in Kalifornien ein extrem mühsames Geschäft zu sein scheint. Hier liegt eine weitere Zeitbombe vergraben, die nach meinem Dafürhalten auch bei den europäischen Diskussionen um den Strombinnenmarkt noch nicht genug Aufmerksamkeit erfahren hat, da aus meiner Sicht Engpässe in der Erzeugung von eher temporärerer Natur zu sein scheinen (wohlgemerkt, bei nicht zu hohem Regulierungsrisiko). Engpässe im Transportbereich scheinen von mittel- bis langfristig weitaus höherer Bedeutung, ohne dass sich bislang Regulierung und Wissenschaft dieser Frage umfassend angenommen haben.

Nach diesem Überblick über die teilweise simplen mikroökonomischen Lehren aus dem kalifornischen Strommarktdebakel ist auf einige eher politökonomischen Lehren einzugehen.

Die erste Lehre, die aufzuzeigen ist, betrifft das *Timingproblem* für Strommarktreformen. Strommarktreformen zielen aus ökonomischer Sicht auf eine Erhöhung der Effizienz einmal in kurzer Frist und zum anderen in längerer Frist. Kurzfristiges Effizienzpotential kann ausgelotet werden, wenn nach der Liberalisierung etwa die Möglichkeiten kurzfristigen Stromhandels besser genutzt werden können und damit eine verbesserte Kraftwerkseinsatzkoordinierung von Kraftwerken mehrerer Eigentümer erreicht werden kann. Auch eine Änderung der Preisbildungsprozesse und damit eine erhöhte Nachfrageelastizität mag unter Umständen in kurzer Frist erreicht werden und hierdurch die Effizienz erhöht werden. Von mittel- bis langfristig wohl ungleich wichtigerer Bedeutung dürften allerdings verbesserte Investitionsentscheidungsprozesse sein. In der Vergangenheit haben sich viele politisch unterstützten Maßnahmen im Bereich des Kraftwerksneubaus als von zumindest zweifelhafter Güte erwiesen. Hier setzen nun meines Erachtens nach die wesentlichen Hoffnungen an, dass nämlich gewinnorientierte Akteure im Wettbewerb bessere und weniger politisierte Investitionsentscheidungen treffen können und hierdurch der Kraftwerksmix effizienter gestaltet wird. Auch auf der Nachfrageseite können verbesserte Investitionsentscheidungen unter Umständen zu erheblichen Effizienzerhöhungen beitragen.

Dieses Argument spricht für sich genommen deutlich dafür, dass das Effizienzpotential von wettbewerbsorientierten Reformen dann am größten ist, wenn im System Zubaubedarf besteht, mit anderen Worten die aktuellen Reservemargen eher knapp sind.³⁵ Eine Liberalisierung kann so zum einen mit einer c.p. ge-

³⁵ Generell gilt zu beachten, dass die Vorstellung von uniformen Sicherheitsregeln für alle ein Relikt aus der Vergangenheit ist. Herkömmliche Faustformeln für benötigte Reservekapazitäten (also etwa 15 Prozent als Mindestmaß) haben unter wettbewerblichen Bedingungen und geänderten Preisbildungsprozessen nur sehr eingeschränkten Wert. Wenn die effektiven Preise flexibel sind, liegt ein unter Umständen erheblicher Teil der „Reservekapazität“ auf der

ringeren Stranded-cost-Problematik in den Wettbewerb starten und zum anderen neue Kraftwerke von Investoren in einem wettbewerblichen Umfeld geplant und gebaut werden.

Auf der anderen Seite ist eine solche Strategie mit einem erheblichen Risiko verbunden, insbesondere wenn ohnehin geringe Reservemargen noch durch deutliche Nachfragesteigerungen weiter reduziert werden, wie dies in Kalifornien der Fall war. In einer solchen Situation können erhebliche Gefahren für die politische Tragfähigkeit der einmal getroffenen Liberalisierungspolitik entstehen. Wenn nämlich neue Kraftwerke nicht sehr schnell gebaut werden können, drohen zumindest temporär sehr hohe Preise an den Stromgroßhandelsmärkten. Selbst wenn dies die Endnachfrager direkt nicht treffen sollte, wie dies in Kalifornien der Fall war, so entstehen irgendwo im Gesamtsystem erhebliche Belastungen für andere Akteure: Irgendwer muss die hohen Preise schließlich bezahlen, wenn der kurzfristige Handel nicht weitgehend durch längerfristige Lieferverträge oder integrierte vertikale Lieferketten gedeckt ist. Unter diesen Umständen kann aber die Beibehaltung des Liberalisierungskurses zu einem politisch hoch brisanten Unterfangen werden.

Offensichtlich liegt hier ein Trade-off vor zwischen ökonomischen Effizienzargumenten im engeren Sinn und der politischen Machbarkeit und Tragfähigkeit und Stabilität von Liberalisierungsprogrammen.

Dies leitet über zu der zweiten politökonomischen Lehre, die uns das kalifornische Debakel erteilt. Sie betrifft das *Komplementaritätsproblem*. Darunter ist der Umstand zu verstehen, dass die einzelnen Reformelemente sorgfältig aufeinander abgestimmt werden müssen. Das kalifornische Debakel macht dieses sehr deutlich. Hierzu zwei Beispiele: Es macht wenig Sinn, im Sinne eines simplen „first-best“-Maßstabs etwa die Preise am Großhandelsmarkt von der Anbieterseite her vollständig zu deregulieren, ohne gleichzeitig den Endverkaufsmarkt zu liberalisieren. Das Ergebnis ist ein „Schönwettermodell“, das zwar in guten Zeiten gut funktionieren wird, aber bei den ersten härteren Winden in sich zusammenbricht. Dieses Problem kann unter Umständen dadurch entschärft werden, dass zu Beginn einer partiellen Liberalisierung langfristige Lieferverträge zwischen weiterverkaufenden Unternehmen und Erzeugern geschlossen werden, wie es etwa in England und Wales 1990 oder in Australien der Fall war. Im „Windschatten“ dieser langfristigen Verträge könnten dann neue Kraftwerke gebaut werden, ohne auf eine – immer riskante – Preisregulierung an den dann weniger wichtigen kurzfristigen Märkten zurück greifen zu müssen. Wenn also, aus welchen Gründen auch immer, eine temporäre Beibehaltung der Endpreisre-

Nachfrageseite. Eine „one-size-fits-all“-Lösung für vorzuhaltende Kapazitäten wird i.d.R. auch und gerade aufgrund der hohen Kostenvariabilität auf der Angebotsseite in der Stromwirtschaft erhebliche Ineffizienzen zur Folge haben. In jedem Fall kann eine gesunkene Reservespanne im Zuge einer wettbewerblichen Öffnung der Märkte einer Erhöhung der Effizienz anzeigen (Abbau kostenträchtiger Überkapazitäten).

gulierung gewünscht wird, sollten sich diese notwendig längerfristig geltenden Bedingungen auf dem Endverkaufsmarkt in den Bezugsformen auf der Beschaffungsseite, also auf dem Großhandelsmarkt, widerspiegeln können. Unter diesem Aspekt macht es also wenig Sinn, wie in Kalifornien eine vertikale Zwangszerlegung zu fordern³⁶ oder den Abschluss langfristiger Verträge (als Substitut für vertikale Integration) zu verbieten.

Zweites Beispiel, das wieder an den Preisen am Großhandelsmarkt ansetzt: Es macht keinen Sinn und ist mit erheblichen Gefahren verbunden, zwar die Preise zu deregulieren, gleichzeitig aber das Angebot von der Mengenseite künstlich stark zu verknappen, in dem die Genehmigung- und Planungsverfahren der Vergangenheit beibehalten werden. Eine Deregulierung der Preise muss also auch abgestimmt werden auf die bestehende und ggf. zu ändernde Investitionsgenehmigungspolitik im Bereich der Erzeugung, aber auch im Bereich des Stromtransports. Die Politik wird sich entscheiden müssen, entweder temporär sehr hohe Preise zu akzeptieren oder aber wirksamer bestehende Probleme im Bereich des Anlagenneubaus (u.a. „not in my backyard“-Probleme, Unterkapazitäten und Anreizprobleme bei den Genehmigungsbehörden) anzugehen.

Eine Nichtberücksichtigung dieser Komplementaritätsproblematik beim Design von Strommarktreformen kann den Erfolg der angestrebten Liberalisierung als Ganzes und mit unabsehbaren Langfristfolgen gefährden. Eins der sehr aktuellen Probleme in Kalifornien ist ja der Umstand, dass vom DWR erst im Nachhinein langfristige Verträge und darüber hinaus in extrem enge Märkte hinein geschlossen wurden, die ein neuerliches Stranded-cost-Problem mit sich bringen.³⁷ Und dieses neue Stranded-cost-Problem hat dem Wettbewerb auf der Endverkaufsebene auf unabsehbare Zeit den Garaus bereitet. Für die Diskussion um wettbewerbsorientierte Reformen für die Stromwirtschaft folgt, dass diese

³⁶ Die auch hinsichtlich der Abspaltung der Transportsparten von Erzeugung und Handel i.d.R. nicht nur positive Folgen haben muss. Es sei neben der herkömmlichen Transaktionskostenproblematik, die für eine vertikale Integration sprechen mag, nur auf das Problem hingewiesen, dass Erzeugung und Transport in einem gewissen Ausmaß in einer Substitutionsbeziehung zueinander stehen. Ein vertikal integriertes Unternehmen wird diese Kostenkomplementaritäten unter Umständen eher und kostengünstiger berücksichtigen als desintegrierte Unternehmen. In jedem Fall stellen sich unter diesem Gesichtspunkt sehr erhebliche Anforderungen an die Regulierung, falls der Weg einer vertikalen Zwangsentflechtung gegangen werden soll, die den erhofftem Erleichterungen gegenüber gestellt werden müssen.

³⁷ Letztlich hat sich die gesamte Stranded-cost-Problematik und deren Behandlung in Kalifornien als grotesker Bumerang erwiesen, die letztlich für einen großen Teil des Desasters verantwortlich gemacht werden kann. Die ursprünglich vermuteten Stranded costs begründeten die Übergangsbestimmungen, die weitgehend für das Debakel verantwortlich gemacht werden können. Tatsächlich hat es sich aber ex post erwiesen, dass es eigentlich überhaupt keine Stranded costs geben muss: Die zu Beginn der Reformen unwirtschaftlich erscheinenden Kraftwerke, in den ersten zwei Jahren zügig an neue Investoren verkauft, haben sich spätestens im Winter 2000/2001 als wahre Goldgruben erwiesen.

nicht an einzelnen inhaltlichen oder institutionellen Regeln ansetzen sollten. Derartige isoliert implementierten Reformen bergen immer die Gefahr, dass das Zusammenspiel bislang komplementärer Elemente zusammenbricht, ohne dass ein funktionsfähiges Miteinander neuer und alter Elemente an seine Stelle tritt. Damit ist klar die Gefahr verbunden, dass einzelne Reformen, für sich genommen als effizienz erhöhend scheinend, die Gesamteffizienz verschlechtern, wenn sie mit den anderen bestehenden Regulierungen nicht zusammen passen.

Damit komme ich zur vorletzten, sehr allgemein formulierten Lehre aus dem kalifornischen Debakel: Die mittel- bis langfristig größten Effizienzprobleme im Stromsektor liegen im *Regulierungsrisiko*, also im Problem opportunistischen Verhaltens der Regulierer und Politiker und weit weniger in den technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft begründet.

Zwar könnte argumentiert werden, dass die technischen Besonderheiten für die derzeitigen Probleme verantwortlich sind, in dem sie erstens schnelle Anpassungen auf der (Erzeugungs-)Angebotsseite und der Nachfrageseite verhindern und zweitens eine Regulierung des Stromtransports auch auf längere Sicht begründen und insofern die eigentliche Ursache des Regulierungsrisikos sind. Der erste Punkt mag auf kurze Frist zutreffen, dies bedeutet aber nicht, dass „der Markt“ auf Dauer mit der Bereitstellung ausreichender Kapazitäten überfordert wäre. Angesichts der derzeitigen und absehbaren Zuwächse an Erzeugungskapazitäten ist bis auf weiteres vom Gegenteil auszugehen. Zum zweiten Punkt soll hier nicht viel gesagt werden, handelt es sich doch im Wesentlichen um ein semantisches Problem. Fakt ist, dass die technischen Besonderheiten keinesfalls Regulierungsrisiko im derzeit beobachtbaren Ausmaß quasi naturgesetzlich begründen müssen. Es sei konzediert, dass der Stromsektor schon aus historischen Gründen besonderer politischer Aufmerksamkeit ausgesetzt ist und dass daher bislang besondere Gefahren aus politischem Opportunismus entstehen können. Umso wichtiger ist es daher, die staatliche Regulierung glaubwürdig auszugestalten. Exakt hieran scheint der kalifornische Stromsektor zu leiden. Der ad hoc-Charakter der derzeitigen Markt- und Regulierungsstrukturen und die damit ungewisse Richtung der zukünftigen Regulierungspolitik mögen die kurzfristigen Probleme gelindert haben (wenngleich auch hieran Zweifel angebracht sind), mittel- bis langfristig dürften sie jedoch ausserordentliche Gefahren für die Effizienz und Stabilität des Stromsektors implizieren.

Das heißt wiederum nicht, dass die Politik nicht auf außergewöhnliche oder nicht vorhergesehene Umstände reagieren darf. Das Gegenteil ist der Fall. Die Regulierer müssen über hinreichende Kompetenzen und Anreize verfügen, um auf unvorhergesehene Ereignisse reagieren zu können. Die Ignoranz der offenkundigen Probleme im Sommer 2000 durch die CPUC wirkte in fataler Weise als Beschleuniger für die Implosion des bestehenden Markt- und Regulierungssystems. Vorsichtig muss Politik und Regulierung jedoch dabei sein, die Kosten von eigenen Fehlprognosen einseitig einzelnen Gruppen von Akteuren zuzuwei-

sen und hierbei in hektischen Aktionismus zu verfallen, nachdem auf die drohenden Ereignisse zunächst überhaupt nicht reagiert wurde. Und zwar wurde auf diese unmittelbar drohenden Knappheiten zunächst nicht reagiert, obwohl sowohl die eigene Energiekommission als auch der staatlicherseits gegründete Netzbetreiber CAISO und andere immerhin seit 1999 sehr deutlich auf die Knappheiten hingewiesen haben (CEC 2001c: I-6). Es sollte vielleicht daran erinnert werden, dass das erste Anzeichen für das kalifornische Strommarktdebakel nicht ein Stromausfall oder ein Bankrott, sondern die gestiegenen Endkundenpreise in San Diego im Sommer 2000 waren. Diese führten zu erheblichen politischen Turbulenzen, die wiederum nicht wirklich an die Ursachen des Problems gingen, sondern zu einem Kurieren an den Symptomen führten, das die Probleme nicht unerheblich verschärfte.

Daraus folgt auch, dass zu einfache Effizienzüberlegungen von Ökonomen in der Realität scheitern mögen. So mag es unter Effizienzgesichtspunkten zunächst grotesk anmuten, regulierungspolitisch gegen hohe Preisvolatilität angehen zu wollen. Immerhin reduziert man damit im Erfolgsfall die Signaltätigkeit der Strompreise. Auf der anderen Seite birgt eine „Laissez-Faire Politik“ unter Umständen die Gefahr der fehlenden politischen Tragfähigkeit, ist also nicht dauerhaft durchsetzbar, ergo unglaubwürdig und damit mit hohem Regulierungsrisiko und dessen Kosten zu assoziieren. Hier liegt ganz offenbar ein Trade-off vor, der auch und vor allem vom institutionellen Umfeld und den hierin angelegten Anreizen und Möglichkeiten der Regulierer geprägt wird. Die letzte hier zu nennende Lehre, eine Variante der Komplementaritätsthese, heißt also: Die angemessene Liberalisierungspolitik ist in hohem Maße vom *institutionellen Umfeld* mitbestimmt. Was in dem einen Land klappt, kann in einem anderen Land in einem furiosen Desaster enden. Was in dem einen Land zum Debakel führt, kann unter anderen Umständen zu hervorragenden Ergebnissen führen.

VII. Schlusswort

Vor gut einem Jahr wurde an anderer Stelle die Befürchtung geäußert, dass eine Verstaatlichung weiter Teile der kalifornischen Stromwirtschaft ins Haus stehen könnte (Kumkar 2001b). Fehlgeleitete staatliche und zeitlich völlig inadäquate Reaktionen auf erkannte Probleme könnten der privatwirtschaftlichen Organisation der Stromwirtschaft den Garaus bereiten. Ähnlich der Situation in anderen Industriestaaten vor vielen Jahrzehnten und in vielen Entwicklungsländern noch heute könnte der Staat als letzte Möglichkeit übrig bleiben.

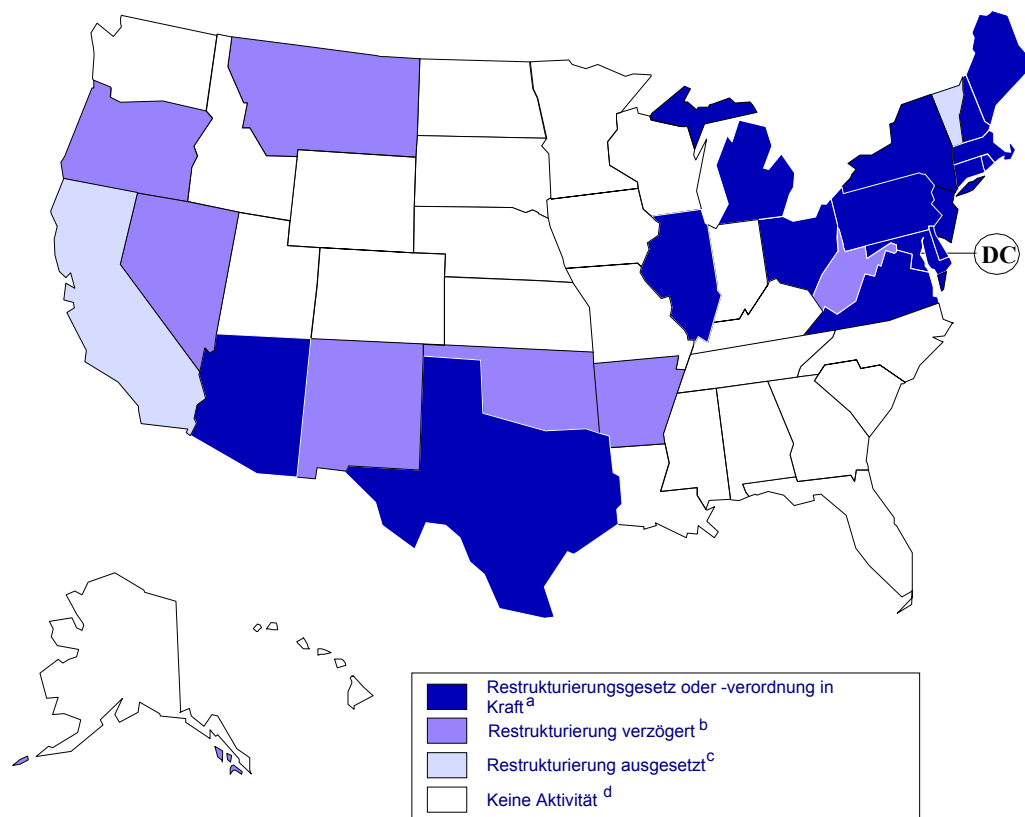
Die tatsächliche Entwicklung bestätigt die damalige Befürchtung. Kalifornien steht nicht nur schlechter als vor Beginn der Krise, also etwa in 1999, da. Vielmehr steht der kalifornische Stromsektor sogar deutlich schlechter da als vor 1994, also vor Beginn der Diskussionen um eine grundsätzlich neue, wettbewerbliche Organisation des Stromsektors. Und genau so, wie das kalifornische Beispiel in der ersten Zeit als Vorbild für wettbewerbliche Reformen in anderen Bundesstaaten fungierte, dürfte es mittlerweile dafür verantwortlich sein, dass in vielen Bundesstaaten die Reformbemühungen gebremst werden. Ein Vergleich von Abbildung 4 mit Abbildung 1 macht dies sehr deutlich. Sieben Bundesstaaten haben nicht zuletzt in Reaktion auf die kalifornischen Vorgänge ihre eigentlich bereits beschlossenen Reformen zeitlich zurückgestellt, andere Bundesstaaten die eingeleiteten Voruntersuchungen für eigenen Reformen beendet.

Ganz generell und insbesondere nicht beschränkt auf den Westen der Vereinigten Staaten, aber basierend auf den dortigen Vorgängen, scheint die FERC darüber hinaus eine Umkehr bei der Liberalisierung der Großhandelspreise anzudeuten. Dies läuft auf eine zumindest partielle Wiedereinführung der Preisregulierung für alle Anbieter in allen Regionen der Vereinigten Staaten hinaus.³⁸ Die FERC sieht nämlich in einer neuen Verordnung (FERC 2001f) eine grundsätzliche Änderung aller Genehmigungen für alle Unternehmen für „markt-basierte“ Preise dahingehend vor, dass die FERC ermächtigt wird, die am Markt verhandelten Preise ex post einer Regulierung zu unterwerfen, falls sie aus ihrer Sicht signifikante Marktmachtelemente aufweisen. Die in Kalifornien eingeführte Regulierungsdrohung für im Prinzip marktlich ermittelte Preise wird also auf die gesamten Vereinigten Staaten ausgedehnt.³⁹

³⁸ Der Bundesgesetzgeber hat nie eine wirkliche Deregulierung der Großhandelspreise beschlossen, auch nicht mit dem EPCRA von 1992. Vielmehr verlangt der Federal Power Act weiterhin, dass alle Konditionen auf dem Großhandelsmarkt „angemessen“ (reasonable) sein müssen. Die FERC hat seit Ende der achtziger Jahre postuliert, dass „markt-basierte“ Preise a priori immer dann als angemessen gelten sollen, wenn nichtdiskriminierende Netznutzungsrechte geschaffen worden sind. Sie erteilte also Genehmigungen mit Deregulierungsfunktion immer dann, wenn die betreffenden Transportunternehmen ihre Netze für die Nutzung durch Dritte geöffnet haben. Seit den Orders 888 und 889 sind hierzu faktisch alle Transportunternehmen verpflichtet, ergo kann der Großhandelsmarkt bis heute als weitgehend (preis-)dereguliert bezeichnet werden.

³⁹ “[T]he Commission proposes to revise all existing market-based rate tariffs and authorizations to condition all public utility sellers' market-based rate authority to ensure that such rates remain just and reasonable and do not become unjust or unreasonable as a result of anticompetitive behavior or abuse of market power. The Commission intends to condition all new market-based rate tariffs and authorizations in a similar manner.” (FERC 2001f: 1).

Abbildung 4: Liberalisierungsaktivitäten in den Bundesstaaten, Stand Februar 2002



^a Arizona, Connecticut, Delaware, District of Columbia, Illinois, Maine, Maryland, Massachusetts, Michigan, New Hampshire, New Jersey, New York, Ohio, Pennsylvania, Rhode Island, Texas und Virginia. Diese Bundesstaaten haben Restrukturierungsgesetze und/oder Restrukturierungsverordnungen zur Einführung von Wettbewerb auf der Endverkaufsebene erlassen. Diese Wettbewerbsregeln sind bereits in Kraft oder stehen kurz vor der Implementierung.

^b Arkansas, Montana, Nevada, New Mexico, Oklahoma, Oregon und West Virginia. Diese Bundesstaaten haben via Restrukturierungsgesetze und/oder Restrukturierungsverordnungen die Einführung von Wettbewerb auf der Endverkaufsebene verzögert.

^c Kalifornien hat den Direktzugang bis auf weiteres ausgesetzt.

^d Alabama, Alaska, Colorado, Florida, Georgia, Hawaii, Idaho, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Louisiana, Minnesota, Mississippi, Missouri, Nebraska, North Carolina, North Dakota, South Carolina, South Dakota, Tennessee, Utah, Vermont, Washington, Wisconsin und Wyoming. Diese Bundesstaaten haben weder Restrukturierungsgesetze noch Restrukturierungsverordnungen erlassen.

Quelle: http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/regmap.html (Februar 2002); eigene Bearbeitung.

Es kann derzeit wohl davon ausgegangen werden, dass die kalifornische Politik von sich aus nicht in der Lage ist, einen Schritt zum Besseren zu gehen. Die Perspektiven sehen nicht gut aus.⁴⁰ Offenbar existieren nur zwei Möglichkeiten einer Wende zum Besseren: *Entweder* der Zentralstaat ergreift in weitaus größerem Ausmaß die Initiative.⁴¹ Dies ist eine Lösung, die zumindest aus einer institutionenökonomischen Warte mit großen Kosten verbunden sein kann, werden doch die Vorteile des Föderalismus auch für die Regulierung des Stromsektors damit weitgehend beseitigt. *Oder* andere Bundesstaaten gehen sehr erfolgreich voran mit dem Wettbewerb in der Stromwirtschaft. Positive Entwicklungen in

⁴⁰ Paul Joskow (2001b: 31) bezeichnet die kalifornische Situation jüngst lapidar als „hopeless“.

⁴¹ Vgl. für eine Analyse der aktuellen Gesetzesvorhaben im U.S.-Kongress Santa (2001).

anderen Bundesstaaten könnten in Kalifornien einen neuen Anlauf zum Wettbewerb politisch unterstützen und die derzeitige Perspektivlosigkeit auflösen. Hierfür gibt es Anzeichen, doch die Frage des längerfristigen Erfolgs dieser anderen Reformen muss der Untersuchung im Rahmen einer anderen Arbeit vorbehalten bleiben.

Es verbleibt die Aufgabe eines doch noch positiver stimmenden letzten Schlussworts. Es beinhaltet eine Entwarnung für den deutschen und europäischen Strommarkt. So lehrreich das kalifornische Modell auch ist, zeigt es doch auch auf, warum höchstwahrscheinlich etwa in Deutschland kein Debakel wie in Kalifornien droht. Zum einen gilt nämlich, dass es in Deutschland kein derart groteskes Missverhältnis der Reformelemente wie in Kalifornien gibt. So wird die Versorgung der Endkunden zum ganz überwiegenden Ausmaß aus eigenen Kraftwerken der Stromunternehmen bedient oder das Beschaffungsportfolio mit langfristigen Bezugsverträgen bestückt. Kurzfristiger Handel ist nicht bedeutungslos, aber lange nicht von der Bedeutung, wie dies in Kalifornien der Fall war. Selbst wenn also die kurzfristigen Preise in den europäischen Strommärkten steigen sollten, würde dies nicht wie im Fall Kaliforniens zum Bankrott großen Unternehmen binnen Monaten führen müssen

Zum anderen liegen etwa in Deutschland erhebliche Überkapazitäten im Bereich der Erzeugung vor. In 1996 etwa lag die verfügbare Erzeugungskapazität um 65-70 Prozent über der tatsächlichen Spitzenlast (Kumkar 2000: 358). Selbst wenn berücksichtigt wird, dass mittlerweile einige dieser Kraftwerke vom Netz genommen worden sind, kann wohl problemlos davon ausgegangen werden, dass akute Erzeugungskapazitätsknappheiten nicht existieren. Ferner sind die Übertragungsnetze in Europa in der Regel deutlich besser ausgebaut als in den Vereinigten Staaten, die ja bekanntermaßen in drei weitgehend separate und intern nicht besonders gut ausgebaute Verbundnetzbereiche unterteilt sind. Aus diesem Grund kann wohl auch davon ausgegangen werden, dass im Falle regionaler Engpässe, wie sie im Westen der Vereinigten Staaten im Sommer 2000 auftraten, in Europa in stärkerem Maße auf den Import aus anderen Regionen zurückgegriffen werden könnte.

Literatur

- Borenstein, S., J. Bushnell, C.R. Knittel und C. Wolfram (2001). Trading Inefficiencies in California's Electricity Markets. NBER Working Paper 8620. <http://papers.nber.org/papers/W8620>
- Brennan, T. (2001). Questioning the Conventional „Wisdom“. *Regulation* (Fall): 63–69.
- Bonavia (2001). Western Power Markets: A Practitioner's Perspective. Presentation at Harvard Electricity Policy Group September 20, 2001.
- CAISO (California Independent System Operator) (2001a). First Quarterly Report of the California Independent System Operator Corporation <http://www2.caiso.com/docs/2001/09/17/2001091711394915454.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2001b) A Status Report. <http://www2.caiso.com/docs/2001/10/01/2001100108542910154.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2001c). Second Quarterly Report of the California Independent System Operator Corporation. December 14, 2001. <http://www2.caiso.com/docs/2001/12/17/2001121716372810859.pdf>
- California Legislature (2001). Senate Bill No. 6. An act to add Division 1.5 (commencing with Section 3300) to the Public Utilities Code, relating to electrical power, and making an appropriation therefor. [Approved by Governor May 16, 2001. Filed with Secretary of State May 16, 2001.] http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/sen/sb_0001-0050/sbx1_6_bill_20010516_chaptered.pdf
- CEC (California Energy Commission) (2001a). California Summer Electricity Outlook: 2002 – 2004. http://www.energy.ca.gov/reports/2001-11-20_700-01-003.PDF
- CEC (California Energy Commission) (2001b). 2002 Monthly Electricity Forecast: California Supply/Demand Capacity. Balances for January – September, 2002. http://www.energy.ca.gov/reports/2001-11-20_700-01-002.PDF
- CEC (California Energy Commission) (2001c). California Energy Commission 2002 - 2012 Electricity Outlook Report. Staff Draft Report. November 2001 P700-01-004. http://www.energy.ca.gov/electricity_outlook/documents/STAFF_DRAFT_700-01-004.PDF
- CEM (California Energy Markets) (2001). Power Authority Frames Strategy. Bottom Lines, November 16, 2001.
- CPUC (California Public Utility Commission) (2002a). Proposed Decision of ALJ Pulsifer (Mailed 1/8/2002). http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/comment_decision/12353.pdf
- CPUC (California Public Utility Commission) (2002b). Draft Decision of ALJ Barnett (Mailed 1/25/2002). Order Instituting Rulemaking Regarding the Implementation of the Suspension of Direct Access Pursuant to Assembly Bill 1X and Decision 01-09-060. Rulemaking 02-01-011 (Filed January 9) http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/COMMENT_DECISION/12784.pdf
- EK (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) (2001). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. 501PC0125(02).

http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/dat/2001/de_501PC0125_02.html

- EPRI (Electric Power Research Institute) (2001). The Western States Power Crisis – Imperatives and Opportunities. An EPRI White Paper, June 25. <http://www.epri.com/WesternStatesPowerCrisisSynthesis.pdf>.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000). Order Directing Remedies for California Wholesale Electric Markets. (Issued: December 15) (93 FERC 61,294). <http://www.ferc.fed.us/electric/cal1215order.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001a). Order Initiating Mediation. Regional Transmission Organizations Docket No. RT01-100-000. Issued July 12, 2001. (incl. Concurring statement by Commissioner Massey) <http://www.ferc.gov/electric/rto/rto/issuance/rt01-100-000july.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001b). Order Granting, in Part, and Denying, in Part, Petition for Declaratory Order. (Issued July 12). <http://www.ferc.gov/electric/rto/rto/issuance/rt01-86-000july.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001c). Order Provisionally Granting RTO Status. (Issued July 12). Docket No. RT01-2-000. <http://www.ferc.gov/electric/rto/rto/issuance/rt01-2-000july.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001d). Order Establishing Prospective Mitigation and Monitoring Plan for the California Wholesale Electric Markets and Establishing an Investigation of Public Utility Rates in Wholesale Western Energy Markets. <http://www.ferc.gov/electric/bulkpower/el00-95-012A.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001e). Order on Rehearing of Monitoring and Mitigation Plan for the California Wholesale Electric Markets, Establishing West-Wide Mitigation, and Establishing Settlement Conference. (Issued June 19). <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/el00-95-031-6-19.PDF>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001f). Order Establishing Refund Effective Date and Proposing to Revise Market-Based Rate Tariffs and Authorizations. (Issued November 20). http://www.ferc.gov/calendar/commissionmeetings/Discussion_papers/11-20-01/EL01-118-000.PDF
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001g). Order on Clarification and Rehearing. (Issued December 19). <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/el00-95-001-12-19-01.PDF>
- Ford, A. (2001). Simulation Scenarios for the Western Electricity Market. A Discussion Paper for the California Energy Commission Workshop on Alternative Market Structures for California. http://www.energy.ca.gov/electricity_outlook/documents/2001-11-07_GRIFFIN_HANDOUT.PDF
- Hobbs, B.F., J. Iñón, und S.E. Stoft (2001). Installed Capacity Requirements and Price Caps: Oil in the Water, or Fuel on the Fire? *Electricity Journal* July: 23–34.
- Joskow, P.L. (2001a). California's Electricity Crisis. NBER Working Paper 8442. <http://papers.nber.org/papers/W8442.pdf>
- Joskow, P.L. (2001b). Electricity Competition: Where do We Go From Here?. November. <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/files/PLJ-ELEC-FUTURE-11-01.pdf>
- Kumkar, L. (1997). Die U.S.-Elektrizitätswirtschaft im Umbruch: Regulierung und Wettbewerb in Kalifornien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (2): 93–121.

- Kumkar, L. (2000). *Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft: Eine institutionenökonomische Analyse*. Kieler Studie 305.
- Kumkar, L. (2001a). Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 1022. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2001b). Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben. Kieler Arbeitspapiere 1023. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2001c). Strommarktliberalisierung in Kalifornien: Schlägt das Pendel zurück? Kieler Diskussionsbeiträge 378/379. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Lee, S.T. (2001a). Lessons Learned from the California Power Crisis. A Discussion Paper for the California Energy Commission Workshop on Exploring Alternative Wholesale Electricity Market Structures for California, November 7. http://www.energy.ca.gov/electricity_outlook/documents/2001-11-07_GRIFFIN_HANDOUT.PDF
- Lee, S.T. (2001b). Comparison of a Competitive Wholesale Power Market with Alternative Structures Through a Long Term Power Market Simulation Model. A Working Paper for the California Energy Commission Workshop on Exploring Alternative Wholesale Electricity Market Structures for California, November 7. http://www.energy.ca.gov/electricity_outlook/documents/2001-11-07_GRIFFIN_HANDOUT.PDF
- NERC (North American Electric Reliability Council) (2001). Reliability Assessment 2001–2010. October 16.
- Santa, D.F. (2001). Welcome to the Hotel California: How Will the California Electricity Crisis Shape Federal Electricity Policy?. *Electricity Journal* (July): 54–69.
- Smeers, Y. (2001). What Can the US Learn from the European Experience in the Construction of a Real Integrated Market? Mimeo, September.
- WSCC (Western Systems Coordinating Council) (2001). Western Systems Coordinating Council. Assessment of the Summer 2001 Operating Period. Updated May 16.