

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120
D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 1023

**Strommarkt Kalifornien:
Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das
politische Überleben**

von

Lars Kumkar

Januar 2001

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.

Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben *

Abstract — Inhalt

This paper examines developments in the restructured Californian power market. The first part deals with market structure developments and with price movements since 1998. Subsequently, the paper analyzes the causes for the dramatic price increases since early summer of 2000. The last part summarizes the results and presents some conclusions.

Dieser Beitrag untersucht die Entwicklungen im restrukturierten kalifornischen Strommarkt. Dabei wird zu Beginn auf die Entwicklungen sowohl der Marktstrukturen als auch der Preise seit 1998 eingegangen. Anschließend wird nach den Ursachen für die enormen Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 gefragt. Im letzten Kapitel werden die Ergebnisse zusammengefasst und einige Schlussfolgerungen präsentiert.

JEL Classification: L4, 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

* Der Autor dankt Economic Insight, Inc. für die freundliche Bereitschaft, Zahlen zu den bilateralen Kontraktpreisen zur Verfügung zu stellen.

Gliederung

I.	Einleitung	1
II.	Marktentwicklungen von 1996 bis 2000	4
A.	Die Entwicklungen der Marktstrukturen: CalPX, CAISO, IOU, ESP und deren Marktanteile.....	4
1.	Marktanteile in der Erzeugung.....	4
2.	Marktanteile im Stromendverkauf	6
3.	Die Entwicklung der zentralen Strombörse CalPX	10
B.	Preisentwicklungen	18
1.	Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten.....	18
2.	Endverkaufspreise	24
III.	Welche Probleme sind zu erkennen ?	28
A.	Zunehmende Knappheiten und deren Ursachen.....	28
1.	Aggregierte Angebots- und Nachfragetendenzen: Das langfristige Bild.....	28
2.	Besondere Umstände in 2000	32
3.	Fazit: Zu geringe Investitionen und die Rolle der Regulierung der Angebotsseite.....	37
B.	Kurzfristige Kostensteigerungen	41
C.	Marktdesignprobleme: Ausgewählte Aspekte der CAISO-Märkte	43
1.	Das Zusammenspiel einzelner Märkte.....	43
2.	Der Markt für Ersatzreserve und der Real-Time-Markt.....	47
3.	Die Out-of-Market-Käufe.....	52
4.	RMR-Verträge.....	54
5.	Fazit: Marktmacht in Engpasssituationen, kurzfristige Märkte und die Rolle der Regulierung.....	57
D.	Regulierungsversagen auf der Nachfrageseite	60
1.	Verbot des Hedging.....	60
2.	Geringe Endnachfrageelastizität und die Rolle der Endpreisregulierung.....	70
E.	Zusammenfassung: Ursachen der Preissteigerungen.....	73
IV.	Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf die Situation in 2000	75
A.	Reaktionen auf kalifornischer Ebene.....	76
1.	Der CPUC-Plan zur Stabilisierung der Strompreise	76
2.	Die Maßnahmen des kalifornischen Gesetzgebers zur Stabilisierung der Strompreise: AB 265 und AB 970	77
3.	Die jüngsten Maßnahmen im Januar 2001.....	80
4.	Eine kurze Kritik der bisherigen Maßnahmen auf kalifornischer Ebene	83
B.	Die jüngste Verordnung der FERC.....	86
1.	Kurzfristige Änderungen der Regulierung.....	88
2.	Längerfristige Änderungen der Regulierung.....	97
3.	Einige Anmerkungen zur FERC-Verordnung.....	98
V.	Wohin geht die Reise?	106
A.	Zusammenfassung	106
B.	Schlussfolgerungen	108
C.	Ausblick	111
	Literatur	113

Abbildungen

<i>Schaubild 1:</i>	Marktanteil von CalPX am CAISO-Markt 1998–2000	12
<i>Schaubild 2:</i>	Ausgewählte Großhandelspreise 1998–2000.....	23
<i>Schaubild 3:</i>	Durchschnittliche Endkundenpreise 1970–2000.....	25
<i>Schaubild 4:</i>	Durchschnittliche Endkundenpreise für Haushalte 1989–2000 nach Unternehmen, jeweils Juli.....	26

Tabellen

<i>Tabelle 1:</i>	Anteil der drei großen Versorgungsunternehmen an der gesamten kalifornischen Erzeugungskapazität, jeweils Stand 1. Januar	5
<i>Tabelle 2:</i>	Anteil der unabhängigen Erzeuger an der gesamten Erzeugung 1996–1999.....	6
<i>Tabelle 3:</i>	Marktanteile im Stromverkauf im Gebiet von PG&E, SDG&E und SCE 1998–2000, jeweils Stand 31. August.....	8
<i>Tabelle 4:</i>	Marktanteile des Handels am Day-Ahead-Markt der CalPX	14
<i>Tabelle 5:</i>	Großhandelsmärkte in Kalifornien: Volumen, Preise und jährlicher Umsatz April 1998 – März 2000.....	19
<i>Tabelle 6:</i>	Erzeugungskapazitäten, tatsächliche Erzeugung und Stromnachfrage 1988, 1993 und 1998	29
<i>Tabelle 7:</i>	Altersstruktur des Kraftwerksparks: Gas- und ölbefeuerte Kraftwerke in Kalifornien 1988	30
<i>Tabelle 8:</i>	Reservekapazitäten im WSCC und in Kalifornien: Reservemargen in Prozent 1988–2000.....	31
<i>Tabelle 9:</i>	Endnachfragewachstum 1999–2000	34
<i>Tabelle 10:</i>	Nachfragewachstum im CAISO-Gebiet 1999–2000 (Entwicklung gegenüber dem Vorjahresmonat in Prozent).....	35
<i>Tabelle 11:</i>	Ausrufungen des Ausnahmezustands 1998–2000.....	35
<i>Tabelle 12:</i>	Erdgaspreise und Änderung gegenüber Vorjahresmonat des Lieferanten Southern California Gas für große Endnachfrager 2000.....	41
<i>Tabelle 13:</i>	Strompreise in Kalifornien: Korrelationskoeffizienten (in Prozent) Mai – September.....	45
<i>Tabelle 14:</i>	Kalifornische Erzeugungskapazität nach Eigentümern Stand 22. Juni 2000.....	61

Kästen

<i>Kasten 1:</i>	Marktmacht und Grenzproduktionskosten.....	62
------------------	--	----

Abkürzungsverzeichnis

CalPX	California Power Exchange
CAISO	California Independent System Operator
CEC	California Energy Commission
CEOB	California Electricity Oversight Board
CfD	Contract for Differences
CFR	Code of Federal Regulation
CPUC	California Public Utility Commission
CTC	Competition Transition Charge
DoE	Department of Energy
DSM	Demand Side Management
DWR	Department of Water Resources
EIA	Energy Information Administration
EPAct	Energy Policy Act of 1992
ESP	Electricity Service Providers
EWG	Exempted Wholesale Generators
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPA	Federal Power Act
FPC	Federal Power Commission
IOU	Investor-owned Utility
IRP	Integrated Resources Planning
ISO	Independent System Operator
NERC	North American Electric Reliability Council
NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
PG&E	Pacific Gas & Electric Company
PUA	Public Utility Act
PUHCA	Public Utility Holding Company Act of 1935
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
RMR	Reliability-Must-Run
RTO	Regional Transmission Organization
QF	Qualifying Facilities
SCE	Southern California Edison Company
SDG&E	San Diego Gas & Electric Company
SEC	Securities and Exchange Commission
UDC	Utility Distribution Company
USC	United States Code
WSCC	Western Systems Coordinating Council

I. Einleitung

In 1996 wurden in Kalifornien weitreichende Regulierungsreformen beschlossen, die Kalifornien zum Vorreiter der Strommarktliberalisierung in den Vereinigten Staaten werden ließen. Im Frühjahr 1998 nahmen die neuen Marktinstitutionen ihre Tätigkeit auf. In den beiden ersten Jahren dieser neuen Märkte funktionierten diese so, dass kaum Anlass für öffentliche Diskussionen bestand: Die Preise auf dem Großhandelsmarkt lagen in einem Bereich, der erwartet wurde oder sogar leicht darunter; die ehemaligen Monopolisten schrieben ihre unwirtschaftlichen Anlagen im Schutz der hierfür erlassenen Regulierungsvorschriften ab; die Endkunden nahmen die Veränderungen kaum zur Kenntnis, da ihre Endpreise durch die Regulierungsvorschriften ohnehin für eine Übergangszeit fixiert wurden. Schließlich traten zahlreiche neue Unternehmen auf den Markt, so dass eine erheblich abnehmende Marktkonzentration in der Stromerzeugung zu beobachten war. Insofern schien auch für die wettbewerbliche Zukunft keine Wolke den Himmel zu trüben.

Seit dem Frühsommer 2000 hat sich die Situation drastisch geändert. Die Preise auf den Großhandelsmärkten haben sich auf ein Vielfaches erhöht; die ehemaligen Monopolisten scheinen mit der Insolvenzgefahr kämpfen zu müssen; einzelne Nachfragegruppen haben erhebliche Strompreiserhöhungen erleben müssen; mehrfach prägten Stromausfälle die Situation in Kalifornien. Diese Entwicklungen blieben nicht ohne Folgen.

In den örtlichen Zeitungen erscheinen Artikel renommierter Ökonomen, die der Frage „what went wrong?“ (Borenstein und Bushnell 2000) nachgehen. Ein Mitglied des U.S.-Repräsentantenhauses bezeichnete die derzeitigen Preise im Südwesten der Vereinigten Staaten als „kriminell“ und ungesetzlich hoch (CEM 2000a: 12). Sowohl der kalifornische Gesetzgeber als auch die zuständigen Regulierungskommissionen haben in beachtlichem Tempo Beschlüsse gefasst, die eine schnelle Senkung der Strompreise im Visier haben, ohne gleichzeitig die Frage zu beantworten, zu wessen Lasten diese Preissenkungen gehen sollen. Diese Reaktionen seitens der Politik hinterlassen in ihrer Gesamtheit durchaus den Eindruck einer gewissen Hektik.

Aber die derzeitigen Schwierigkeiten, denen sich die Unternehmen und Nachfrager ausgesetzt sehen, wecken nicht nur lokales Interesse, sondern werden in den gesamten Vereinigten Staaten und auch in Europa mit großem Interesse verfolgt. Im Hintergrund dieses Interesses, das sich z.B. im Artikel „Eine misslungene Deregulierung“ in der *FAZ* vom 24. August 2000 niederschlägt,¹ liegt der

¹ Vgl. auch *Neue Zürcher Zeitung* vom 17. August 2000 „Amerikas Strommarkt in der Krise“, *VDI Nachrichten* vom 25. August 2000 „Deregulierung verschärft Versorgungsengpass:

Umstand, dass die in 1995/1996 in Kalifornien eingeleiteten Umstrukturierungen des Stromsektors Vorbildfunktion für zahlreiche Reformpolitiken in anderen U.S.-Bundesstaaten erfüllten.² Es ist zu vermuten, dass eine Wiedereinführung einer umfassenden Regulierung in Kalifornien genauso Vorbildcharakter für andere Staaten innerhalb und außerhalb der Vereinigten Staaten haben würde, wie es vorher die Liberalisierung hatte.

Der Präsident des Edison Electric Institute, des Verbandes der privaten Stromversorgungsunternehmen, stellt vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen in Kalifornien die Frage, „Is Electricity Deregulation Broken?“ (Kuhn 2000). Der vorliegende Beitrag versucht dieser Frage — in notwendig vorläufiger Form — nachzugehen. Dabei werden die Entwicklungen bis Ende Januar 2001 berücksichtigt und versucht, die wesentlichen Problembereiche zu identifizieren und deren komplexes Zusammenwirken herauszuarbeiten.³

In diesem Beitrag wird die Kenntnis der Grundzüge der Strommarktregulierung in den Vereinigten Staaten und Kalifornien als gegeben vorausgesetzt. Es sei hierzu auf einen zeitgleich vorgelegten weiteren Beitrag verwiesen (Kumkar 2001). Dort wird zur Einordnung der derzeitigen Vorgänge ein Überblick über die rechtlichen Bestimmungen für die Stromwirtschaft der Vereinigten Staaten gegeben. Dabei wird auf die zentralen Vorgaben des Bundesgesetzgebers und auf die Regulierungspolitik der Bundesregulierungsbehörde für Energie (FERC) eingegangen und die zentralen Charakteristika der kalifornischen Reformen skizziert.

Im zweiten Kapitel des vorliegenden Beitrags werden die Ergebnisse seit Implementierung der Reformen dargelegt. Dabei wird sowohl auf die Marktstrukturentwicklungen als auch auf die preislichen Entwicklungen eingegangen. Im dritten Kapitel wird nach den Ursachen für die enormen Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 gefragt. Das vierte Kapitel widmet sich den jüngsten Reaktionen des kalifornischen Gesetzgebers und der Regulierungskommissionen

Kalifornien ohne Strom“ oder „Power Deregulation in California Shows Wrong Way to Go“, *The Wall Street Journal Europe* 28. November 2000: 1.

² „California’s restructured electric energy industry has been the subject of extensive discussions around the world and has been recognized as a benchmark and showcase for restructuring of a traditional regulated and vertically integrated electric utility industry“ Alaywan (2000: 69).

³ Die vorliegende — angesichts der Aktualität der Vorgänge und der seit Beginn der Reformen verstrichenen kurzen Zeitspanne, wenig überraschend, spärliche — Literatur widmet sich ganz überwiegend einzelnen Problemen, etwa der Untersuchung von Marktdesigndetails im Bereich des Engpassmanagements des CAISO (Alaywan 2000; Borenstein et al. 2000; Wolak 1999) oder der Untersuchung von Marktmachtproblemen (Bushnell und Wolak 1999; Harvey und Hogan 2000b; Joskow und Kahn 2000; vgl. auch Chandley et al. 2000), ohne den Markt in seiner Gesamtheit bzw. das Zusammenspiel der Problembereiche zu untersuchen.

auf Bundes- und Staatsebene. In diesem Zusammenhang wird auch auf die aktuellen Marktentwicklungen im Dezember 2000/Januar 2001 eingegangen. Im letzten Kapitel werden die Ergebnisse zusammengefasst und einige Schlussfolgerungen präsentiert.

II. Marktentwicklungen von 1996 bis 2000

A. Die Entwicklungen der Marktstrukturen: CalPX, CAISO, IOU, ESP und deren Marktanteile

1. Marktanteile in der Erzeugung

Ein während der Vorbereitung der kalifornischen Reformen wichtiges Thema war die Marktkonzentration im Bereich der Stromerzeugung. Als die kalifornische Regulierungskommission (California Public Utility Commission, CPUC) Ende 1995 ihren Beschluss zur Restrukturierung verabschiedete, verfügten die drei großen privaten Versorgungsunternehmen (Investor Owned Utilities, IOU) Pacific Gas & Electric, San Diego Gas & Electric und Southern California Edison über zusammen 30 GW Erzeugungskapazität, das waren 57 Prozent der insgesamt in Kalifornien bzw. 68 Prozent der von Versorgungsunternehmen betriebenen Kraftwerke.⁴

Dieses Ausmaß der Marktkonzentration war Anlass für die Regulierungskommission, den zwei größeren dieser beiden (PG&E sowie SCE) Unternehmen nahezu legen, „freiwillig“ mindestens die Hälfte ihrer mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke zu verkaufen (Kumkar 2001: Abschnitt III.E.2.)

Ein Blick auf Tabelle 1 verdeutlicht die bis Anfang 2000 eingetretene Entwicklung: Zusammen genommen haben die drei großen Stromunternehmen ihre Kapazität um gut 20 GW reduziert. Der Anteil dieser Unternehmen ist von 57 Prozent auf nunmehr 19 Prozent gefallen. Am beeindruckendsten ist wohl der massive Verkauf durch SCE, der dazu führte, dass ihr Marktanteil von bislang 26 auf 6 Prozent gefallen ist. SDG&E verfügt mittlerweile über nur noch ein gutes Zehntel der Kapazität vor den Reformen. Und im Fall PG&E, die bislang gut 53 Prozent ihrer Kapazität verkauft hat, sollte der beabsichtigte Verkauf der umfangreichen Wasserkraftkapazitäten (knapp 4 000 MW) für einen weiteren deutlichen Rückgang des Marktanteils führen.

Spiegelbildlich ist der Anteil der unabhängigen Kraftwerke in Kalifornien deutlich gestiegen.⁵ Zum 1. Januar 2000 betrug er 55 Prozent gegenüber 18 Pro-

⁴ Für einen Überblick über die Entwicklungen der rechtlichen Rahmenbedingungen und insbesondere über die CPUC-Verordnung von 1995 und das Umstrukturierungsgesetz von 1996, die die Restrukturierungen der kalifornischen Stromwirtschaft initiierten, vgl. Kumkar (2001). Vgl. dort Schaubild 3 zur Grundform der neuen Marktstruktur in Kalifornien.

⁵ Vgl. auch CEC (2000c) für Einzelheiten zu den Käufern und den Preisen dieser Kraftwerke. Zu den resultierenden Marktanteilen unabhängiger Erzeuger vgl. auch Tabelle 14. Zu den unabhängigen Kraftwerken werden diejenigen Kraftwerke gezählt, die Unternehmen ohne

zent Anfang 1996. Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die drei Unternehmen wesentlich mehr als die verlangten 50 Prozent, der fossil befeuerten Kraftwerke verkauft haben: Sie verfügen mittlerweile nach Verkauf beinahe aller derartiger Anlagen fast nur noch über Kernkraft- und Wasserkraftanlagen.⁶

Tabelle 1: Anteil der drei großen Versorgungsunternehmen an der gesamten kalifornischen Erzeugungskapazität, jeweils Stand 1. Januar

	1996		2000	
	MW	Prozent	MW	Prozent
Pacific Gas & Electric	14 004,1	26,06	6 578,2	12,24
San Diego Gas & Electric	2 362,2	4,40	247,0	0,46
Southern California Edison	14 036,0	26,12	3 437,8	6,4
Gesamt	30 402,3	56,57	10 263,0	19,10
Sonstige Versorgungsunternehmen	13 668,3	25,43	14 028,8	26,10
Versorgungsunternehmen gesamt	44 070,6	82,00	24 291,8	45,20
Unabhängige Erzeuger	9 674,0	18,0	29 451,1	54,8
Insgesamt	53 744,6		53 742,9	

Quelle: CEC (2000d), EIA (1996; 2000c), eigene Berechnungen.

Die zunehmende Bedeutung der unabhängigen Erzeuger schlägt sich nicht nur bei den Kapazitäten, sondern auch bei den hierin erzeugten Strommengen nieder. In Tabelle 2 sind die Anteile der unabhängigen Erzeuger an der gesamten Nettoerzeugung in den Jahren 1996 bis 1999 wiedergegeben. Hiernach stieg der Anteil der unabhängigen Erzeuger von 37 Prozent in 1996 auf 52 Prozent in 1999. Da dieser letztgenannte Wert für 1999 insgesamt gilt und während des Jahres 1999 weitere Kraftwerksverkäufe an unabhängige Erzeuger stattfanden, dürfte der aktuelle Anteil an der Erzeugung mittlerweile noch höher als 52 Prozent liegen.

Tabelle 2 zeigt auch, dass der Anteil unabhängiger Erzeuger in Kalifornien, gemessen am U.S.-Durchschnitt, überproportional ist und dies bereits vor den jüngsten Restrukturierungen war. In 1999 wurden fast 19 Prozent des gesamten

eigenes Versorgungsgebiet gehören. Traditionell sind dies Unternehmen, die ihren Strom via Großhandelstransaktionen an endverkaufende Versorgungsunternehmen verkaufen. Mittlerweile umfassen sie auch (unregulierte) Tochter- oder Schwesterunternehmen von Versorgungsunternehmen und Unternehmen, die Strom erzeugen und über fremde Netze direkt an Endkunden verkaufen.

⁶ In den gesamten Vereinigten Staaten wurden seit 1997 Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtkapazität von knapp 89 000 MW verkauft bzw. stehen derzeit zum Verkauf. Dabei ist eine augenfällige Konzentration in denjenigen Staaten beobachtbar, die mit einer signifikanten Stranded-Cost-Problematik konfrontiert sind (Kalifornien, New England, New York, Pennsylvania-Jersey-Maryland-Region und Illinois tragen mit insgesamt gut 83 MW bei). Insgesamt machen die genannten 89 000 MW rund 15 Prozent der vorhandenen Gesamtkapazität in den Vereinigten Staaten aus (Stand 1997).

in den Vereinigten Staaten unabhängig erzeugten Stroms in Kalifornien produziert, bei einem kalifornischen Anteil von nur 5 Prozent an der Erzeugung insgesamt. Die Tatsache, dass der Anteil der unabhängigen Erzeuger in Kalifornien rund vier mal so hoch wie in den Vereinigten Staaten insgesamt liegt, verdeutlicht die Vorreiterrolle Kaliforniens auch bei den Umstrukturierungen auf der Unternehmensebene.

Insgesamt zeigen sowohl die Daten für die Kapazitäten als auch für die Erzeugung den deutlichen Rückgang der Marktdominanz der drei großen, alteingesessenen Versorgungsunternehmen auf der Anbieterseite im Stromgroßhandelsmarkt. An etwas späterer Stelle wird diese Einschätzung bei der Betrachtung der Transaktionen an der Strombörse CalPX (Californian Power Exchange) betätigt werden.

Insofern scheint das unmittelbare Ziel der Regulierungskommission und des Gesetzgebers, die Senkung der Marktkonzentration auf der Stufe der Stromerzeugung, zwar erreicht zu sein. Die Beantwortung der Frage, ob das eigentliche Ziel, die Beseitigung von Marktmachtpositionen, erreicht wurde, kann aber nicht allein anhand der Betrachtung von einfachen Marktanteilsdaten erfolgen. Vielmehr kommt es hierfür nicht allein auf die globale Marktkonzentration auf der Anbieterseite, sondern auch auf die Marktstruktur auf der Nachfrageseite und darüber hinaus insbesondere auch auf die Höhe der Reservemarge an. Hierauf wird in Kapitel III ausführlich eingegangen.

Tabelle 2: Anteil der unabhängigen Erzeuger an der gesamten Erzeugung 1996–1999

	1996 ^a		1997 ^a		1998		1999	
	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent	TWh	Prozent
<i>Kalifornien gesamt</i>	172 803		169 871		188 760		184 630	
Unabhängige Erzeuger	58 097	33,6	57 688	34,0	73 832	39,1	96 754	52,4
Versorgungsunternehmen	114 706	66,4	112 183	66,0	114 928	60,9	87 875	47,6
<i>Vereinigte Staaten gesamt</i>	3 424 950		3 472 106		3 617 873		3 691 073	
Unabhängige Erzeuger	347 508	10,1	349 583	10,0	405 702	11,2	517 400	14,0
Versorgungsunternehmen	3 077 442	89,9	3 122 523	90,0	3 212 171	88,8	3 173 674	86,0

^a Originalerzeugungsdaten für unabhängige Erzeuger 1996 und 1997 von Bruttoerzeugung auf Nettoerzeugung korrigiert durch Verwendung des Konversionsfaktors 0,9087 (ermittelt aus Daten für unabhängige Erzeuger in 1999).

Quelle: EIA (1998a; 1998b; 2000a), eigene Berechnungen.

2. Marktanteile im Stromverkauf

Ein ebenfalls wichtiger und heftig diskutierter Punkt in der Vorbereitung der Reformen war die Frage, welche Kunden sich in Zukunft ihren Lieferanten selbst

aussuchen dürfen. Noch die CPUC-Entscheidung von 1995 ging von einer nur gestuften Marktöffnung aus (CPUC 1995). Die vom Gesetzgeber im AB 1890 im Anschluss an die CPUC-Verordnung getroffene Entscheidung legte hingegen fest, dass *alle* Kunden ab 1998 Zugang zu alternativen Anbietern erhalten sollten (California Legislature 1996).

Wie stellt sich das Bild heute dar? Haben die Kunden von den neuen Möglichkeiten Gebrauch gemacht? Immerhin existieren mittlerweile 34 bei der CPUC angemeldete ESP (Electricity Service Providers), die auch kleine Gewerbe- und Haushaltskunden mit Strom beliefern (Stichtag 19. Oktober 2000, CPUC 2000i).⁷ Sie stehen in Konkurrenz untereinander und gegenüber den alteingesessenen Unternehmen, die in ihrer verteilenden und endverkaufenden Funktion als so genannte Utility Distribution Companies (UDC) firmieren.

Ein Blick auf Tabelle 3 scheint allerdings eine gewisse Ernüchterung nahezu legen. Betrachtet man zunächst die Gruppe der Haushaltskunden, so ist zwar die Zahl derjenigen, die sich einen neuen Anbieter gesucht haben, von 63 Tsd. in 1998 auf aktuell 150 Tsd. gestiegen. Dies ist jedoch nur eine Steigerung von 0,7 auf 1,7 Prozent derjenigen Kunden, die über das Netz der drei ehemaligen Monopolisten beliefert werden. Gemessen am Stromverbrauch der Haushaltskunden macht dies aktuell einen Anteil von 2,1 Prozent aus. Nicht viel, wenn man dies mit dem Stellenwert des Direktzugangs bei den Diskussionen vor den Reformen vergleicht.

Etwas anders stellt sich das Bild bei den Gewerbekunden, stärker noch bei den Industriekunden dar. Bei letzteren wird mittlerweile 27,5 Prozent des verbrauchten Stroms von neuen Anbietern geliefert, 13,2 Prozent der Industrienachfrager haben einen anderen Lieferanten als vor den Reformen. Insgesamt wurden 12,2 Prozent des insgesamt verbrauchten Stroms im Netzgebiet der drei großen ehemaligen Monopolisten von konkurrierenden Anbietern geliefert, 1,9 Prozent aller Kunden haben den Anbieter gewechselt (Stand August 2000).

⁷ Lieferanten für andere Kunden brauchen sich nicht bei der CPUC registrieren zu lassen, daher liegen nur Zahlen für ESP vor, die (auch) Haushalte und kleine Gewerbekunden beliefern. Generell war zu Beginn der neuen Märkte eine gewisse Euphorie bei der Bildung neuer ESP zu beobachten, die mittlerweile deutlich zurück gegangen ist.

Tabelle 3: Marktanteile im Stromendverkauf im Gebiet von PG&E, SDG&E und SCE 1998–2000, jeweils Stand 31. August

		Haushalte	Gewerbe <20 kW	Gewerbe 20 – 500 kW	Industrie > 500 kW	Landwirtschaft	Gesamt
Zahl Direktzu- gangskunden	1998	63 021	21 893	7 605	707	2 183	95 409
	1999	121 348	29 488	12 339	996	3 133	167 304
	2000	150 555	23 924	10 753	694	2 908	188 834
Zahl der UDC- Kunden	1998	8 675 227	967 004	190 789	5 059	120 615	9 958 694
	1999	8 833 461	979 139	197 565	4 909	119 083	10 134 157
	2000	8 839 280	976 766	194 054	5 270	111 150	10 126 520
Anteil der Direkt- zugangskunden (Prozent)	1998	0,7	2,3	4,0	14,0	1,8	1,0
	1999	1,4	3,0	6,2	20,3	2,6	1,7
	2000	1,7	2,4	5,5	13,2	2,6	1,9
Verbrauch Direkt- zugangskunden (MWh)	1998	435 628	435 255	3 685 218	8 982 604	109 414	13 648 120
	1999	913 806	524 474	7 125 793	13 081 055	569 801	22 214 929
	2000	1 189 427	574 146	6 585 396	12 800 835	409 491	21 559 295
Verbrauch der UDC-Kunden (MWh)	1998	53 307 373	13 094 242	45 548 858	42 238 503	5 420 283	159 609 259
	1999	56 215 302	14 011 001	50 764 865	42 320 535	6 324 669	169 636 372
	2000	57 857 979	14 584 463	50 861 366	46 617 221	6 795 109	176 716 139
Anteil des Direkt- zugangsverbrauch s (Prozent)	1998	0,8	3,3	8,1	21,3	2,0	8,6
	1999	1,6	3,7	14,0	30,9	9,0	13,1
	2000	2,1	3,9	12,9	27,5	6,0	12,2

Quelle: CPUC (1998; 1999b; 2000h).

Allerdings: Wechselraten sagen für sich genommen wenig über Effizienz aus. Wenn die neuen Anbieter keine besseren Angebote machen können (oder wollen) als der alteingesessene Anbieter, ist die Tatsache, dass kaum Wechsel stattfindet, für sich genommen kein Zeichen dafür, dass der Wettbewerb von den eingesessenen Anbietern in ineffizienter Weise behindert werden würde. Letztlich kann Wettbewerb dann zu höheren Wechselraten führen, wenn beispielsweise die neuen Anbieter ein anderes Endprodukt als die eingesessenen Unternehmen anbieten.

Das kann beispielsweise in einer besseren Absicherung gegenüber steigenden Energiepreisen bestehen. Hier gibt es bei der überwiegenden Zahl der Endkunden bislang noch kaum Bedarf: Die anfängliche gesetzliche Preisobergrenze bietet den maximalen Schutz gegenüber Preiserhöhungen, der von den neuen Anbietern kaum überboten werden kann. Darüber hinaus könnte eine günstigere Strombeschaffung der neuen Anbieter zu besseren Konditionen bei der Endkundenbelieferung sorgen. Auch hierfür gab es in den beiden ersten Jahren der neuen Märkte kaum Platz. Wie weiter unten deutlich werden wird (Abschnitt II.B.1.), waren die Preise auf dem zentralen Großhandelsmarkt in den beiden ersten Jahren relativ niedrig, so dass auch ein Ausweichen der neuen Anbieter auf bilaterale Verträge kaum zu Senkungen der Beschaffungskosten führen konnte.

Es gilt jedoch auch zu beachten: Die Preisgestaltung der UDC für diejenigen Kunden, die den Direktzugang gewählt haben, kann künstliche Hindernisse für den Anbieterwechsel schaffen. Dies gilt insbesondere deswegen, weil die dem

Direktzugangskunden berechneten „Transportpreise“ (einschließlich der CTC⁸) nicht als direkte Transportpreise (bottom-up) ermittelt werden. Vielmehr werden die normalen Endverkaufspreise der jeweiligen UDC zugrunde gelegt und von diesen Preisen die Kosten der Beschaffung von Strom durch die UDC abgezogen (top-down).

Praktisch wirkt sich das dahingehend aus, dass allein die Energiekosten des Bezugs von der CalPX abgezogen werden, während die dem UDC entstehenden zusätzlichen Kosten der Beschaffung und Sonstiges nicht in Abzug gebracht werden. Hierbei kann es sich zum Beispiel um die Personalkosten der Beschaffungsabteilung handeln, da die UDC argumentieren, dass sich diese nicht durch Weggang eines Kunden verändern. Auch können hierzu die sonstigen Overhead-Kosten der UDC gehören. Es kann vermutet werden, dass, bedingt durch diesen Umstand, die Direktzugangskunden die anderen, bei der UDC verbleibenden Kunden, subventionieren.⁹ Interessanterweise findet sich auch in der jüngsten Stellungnahme der CPUC (CPUC 2001b) keinerlei Hinweis darauf, dass die bislang fragwürdige Entflechtung der UDC-Preise in Transportpreise und Energiepreise auf absehbare Zeit geändert werden soll. Weiterhin werden also vermutlich in den Transportpreisen in relativ intransparenter Weise Teile der Beschaffungskosten und der Overhead-Kosten enthalten sein, die von den Direktkunden nicht verursacht werden. Damit kann vermutet werden, dass die Transportpreise der UDC überhöht sind und hierdurch der eigene Stromverkauf subventioniert wird. Dies würde eine Wettbewerbsverzerrung für die ESP bedeuten.

Teilweise wird in der öffentlichen Diskussion die geringe Wechselrate in Kalifornien mit den Entwicklungen in anderen Bundesstaaten verglichen und aus der Tatsache, dass in anderen Liberalisierungsfällen die Wechselraten höher liegen, darauf geschlossen, dass die Einführung von Endkundenwettbewerb in Kalifornien ein Misserfolg wäre. Folgendes ist jedoch zu beachten: Diejenigen Bundesstaaten in den Vereinigten Staaten, die nach Einführung von Endkundenwettbe-

⁸ Dies ist die Competition Transition Charge, die im Zuge der Restrukturierung zur Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen als Sonderabgabe auf Stromverkäufe unabhängig vom Bezugsmodus definiert wurde. Sie wird als Residuum ermittelt und entspricht im Wesentlichen der Differenz zwischen fixiertem Endverkaufspreisen und den Kosten der UDC (Strombeschaffung, Transport etc.).

⁹ Mittlerweile hat die CPUC geringfügige Änderungen an dieser Situation vorgenommen und den Abzugsbetrag für Beschaffungskosten geringfügig erhöht (CPUC 2001b). Es muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass einige Kosten der UDC alleine von seinen eigenen Verteilungskunden (Direktzugangs- und UDC-Kunden) getragen werden (insbesondere der RMR-Verträge, deren Kosten CAISO erstattet werden müssen), während sie den Großhandelskunden (also etwa den Stadtwerken) nicht berechnet werden. An dieser bemerkenswerten Kostenallokation kann die CPUC offenbar nichts ändern, da die FERC zuständig zu sein scheint (CPUC 2001b).

werb höhere Wechselraten kennen, hatten die regulierten Endpreise der alteingesessenen Unternehmen bewusst hoch gehalten, um derart „Platz zu schaffen“ für neue Anbieter (Joskow 2000b). In Pennsylvania etwa werden die Preise der alteingesessenen Unternehmen explizit hoch angesetzt, um hierdurch Anreize zum Wechsel zu setzen. Die Energiekomponente dieser Preise liegt über dem Wert, der sich aus den durchgereichten Großhandelspreisen ergeben hätte. Letztlich subventionieren in diesem Fall die beim alteingesessenen Anbieter verbleibenden Kunden diejenigen Kunden, die ihren Anbieter wechseln.

Ob diese gezielte Unterstützung der neuen Anbieter durch den Regulierer sinnvoll ist, soll hier nicht abschließend diskutiert werden. Deutliche Zweifel sind aber wohl angebracht. Kalifornien scheint in gewissem Ausmaß den gegenteiligen Weg gewählt zu haben, d.h. eine relativ geringe Energiekomponente, die eine Unterstützung der UDC gegenüber den neuen Anbietern bedeutet. Auch hieran sind Zweifel angebracht, wenngleich an dieser Stelle die Frage einer sinnvollen und praktikablen Kostenzuweisung nicht weiter untersucht werden soll.

Zusammen genommen ergibt sich das Bild, dass die geringen Wechselraten vermutlich zu einem großen Teil der anfänglichen Preisobergrenze zu verdanken ist, die eine Produktdifferenzierung der Anbieter bislang bremste. Zusätzlich könnten überhöhte Transportpreise teilweise für die geringen Wechselraten verantwortlich sein. Man darf aber auch davon ausgehen, dass die seit Beginn der neuen Märkte verstrichene Zeitspanne zu kurz ist, um definitive Aussagen über die Effizienz des Endkundenwettbewerbs zu erlauben. Denn auch der Lernprozess auf Seiten der Endkunden über die neuen Möglichkeiten erfordert Zeit.

3. Die Entwicklung der zentralen Strombörse CalPX

Im Unterschied zu den anderen regionalen Strombörsen in den Vereinigten Staaten wurde CalPX als vom Netzbetreiber separate Institution gegründet. Ein weiterer wichtiger Unterschied zu manchen anderen Börsen ist der Umstand, dass nicht der gesamte Strom über diese Börse gehandelt werden muss, die Stromunternehmen also nicht generell zur Teilnahme verpflichtet sind.¹⁰ Zwar sind Ausnahmen für die drei großen ehemaligen Monopolisten vorgesehen; diese Zwangspartizipation der drei alteingesessenen Unternehmen ist jedoch temporärer

¹⁰ Darüber hinaus sehen seine Regeln einteilige Gebote für die einzelnen Stunden des nächsten Tages vor, CalPX optimiert separat für jede einzelne Stunde; Anfahr-, Abfahr- und Stillstandskosten gehen somit nicht in expliziter Form in den Optimierungsprozess der Börse ein. Es obliegt den Bieter selbst, derartige Kosten in ihre eigenen Optimierungsentscheidungen einzubeziehen. Dies ist ein weiterer Unterschied zu den meisten anderen Strombörsen in den Vereinigten Staaten und auch zum Beispiel zum englisch/walisischen Pool.

Natur.¹¹ Langfristig ist eine Wahlfreiheit aller Akteure vorgesehen, die dann ihre Käufe und Verkäufe über die CalPX, über konkurrierende Strombörsen oder über bilaterale Verträge abwickeln können. Das anfängliche Poolmodell für die drei großen Unternehmen soll also durch das Common-Carrier-Modell abgelöst werden, das von Anfang an für unabhängige Erzeuger und diejenigen Kunden gilt, die ihren Anbieter wechseln.

Unter diesen Umständen ist es von besonderem Interesse, inwieweit die Börse auf die potentielle und aktuelle Konkurrenz durch andere Handelsinstitutionen reagiert, inwieweit es ihr beispielsweise durch die Entwicklung neuer Handelsprodukte oder durch geringe Teilnahmegebühren gelingt, alte Kunden zu halten oder neue zu gewinnen. Das Beispiel der skandinavischen Strommärkte zeigte in diesem Zusammenhang, dass der Wettbewerb auch in diesem Bereich durchaus zur Entwicklung differenzierter Produkte beitragen kann, die den Bedürfnissen der Handelsakteure entgegen kommen (Kumkar 1998). Das englisch/walisischen Beispiel zeigte auf der anderen Seite, dass Reformen und Produktentwicklungen im Fall eines rechtlich geschützten Monopols der Strombörse auf offensichtlich erhebliche Widerstände stoßen, die dem Regulierer — in glatter Umkehrung der bisherigen Politik — als argumentative Grundlage einer Abschaffung des Monopols dienen (Offer 1998; Ofgem 1999; 2000).

a) Day-Ahead- und Day-of-Markt

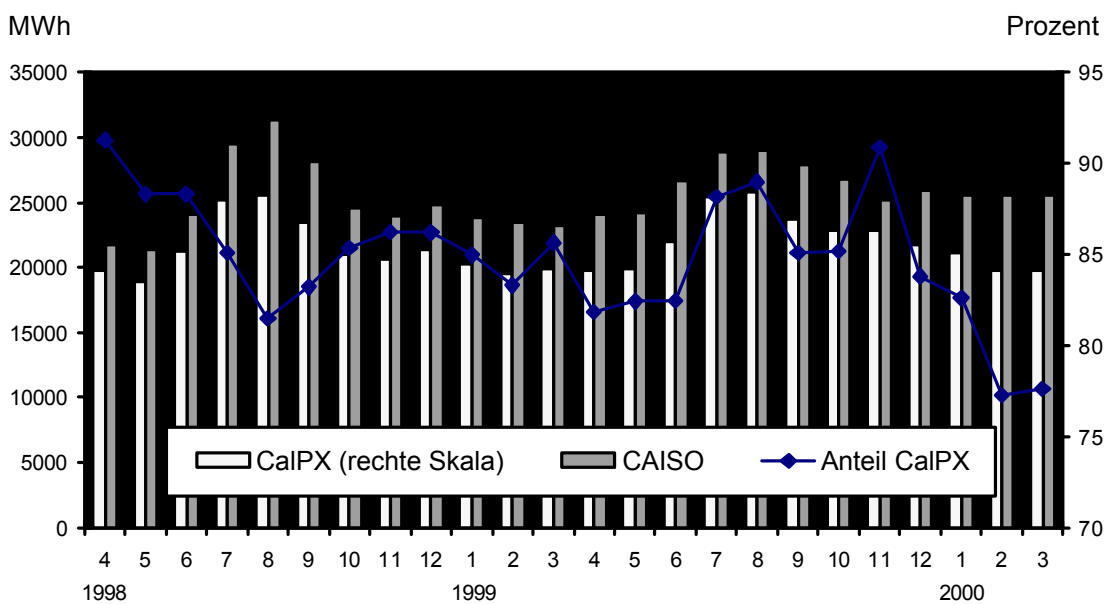
CalPX startete (mit dreimonatiger Verspätung) am 1. April 1998 mit einem Produkt bzw. einem Markt: dem Day-Ahead-Markt, der Lieferungen am nächsten Tag betrifft. Am 30. Juli 1998 kam der Hour-Ahead-Markt hinzu, der Lieferungen in der nächsten Stunde vorsieht. Der Hour-Ahead-Markt firmiert mittlerweile als Day-of-Markt; die Zahl der Auktionen wurde bei dieser Namensänderung von anfänglich 24 auf nunmehr 3 pro Tag reduziert.¹² Im Folgenden sei der vom Umsatz her wichtigere Day-Ahead-Markt betrachtet.

¹¹ Was nicht besagt, dass sie deshalb unproblematisch wäre. Tatsächlich wird sie mittlerweile auch von der Regulierern der FERC und der CPUC deutlich in Frage gestellt, da sie für einen Teil der Probleme seit dem Frühsommer 2000 verantwortlich ist. Vgl. Abschnitt III.D.1.

¹² Im Hintergrund dieser Änderungen dürfte der Umstand liegen, dass der Bedarf an Handelstransaktionen im Hour-Ahead-Markt sich geringer als ursprünglich erwartet erwiesen hat. Insgesamt war das Handelsvolumen in diesem Markt weitaus geringer als im Day-Ahead-Markt. Das gesamte Handelsvolumen im Day-of-Markt betrug etwa im zweiten Betriebsjahr der CalPX (4/99–3/00) 729 GWh, dies war nur knapp 0,4 Prozent des Umsatzes am Day-Ahead-Markt im gleichen Zeitraum (194 TWh) (CalPX 2000b: 29, 37). Der Umsatz am Day-of-Markt hat sich allerdings im Sommer 2000 erheblich erhöht, wobei sich eine deutlich positive Korrelation zwischen dem Day-Ahead-Preis, der wiederum positiv mit der Systemnachfrage korreliert ist, und dem Volumen am Day-of-Markt zeigt (CalPX 2000d: 46, 72).

Interessant ist unter dem Gesichtspunkt des Wettbewerbs zwischen alternativen Handelsinstitutionen zunächst einmal, in welcher Weise sich der Marktanteil der CalPX am gesamten Stromhandel entwickelte. Hierzu sind in Schaubild 1 die täglichen Volumina abgetragen, die zum einen via Day-Ahead-Markt der CalPX gehandelt wurden und die zum anderen via CAISO (California Independent System Operator), d.h. über die Netze der drei großen Stromunternehmen, im Rahmen der Day-Ahead-Planung geliefert wurden.¹³ Auf der rechten Skala ist der Anteil des via CalPX gehandelten Stroms wiedergegeben.

Schaubild 1: Marktanteil von CalPX am CAISO-Markt 1998–2000



Quelle: CalPX (2000b: Tabelle 12).

Schaubild 1 zeigt, dass der Marktanteil von CalPX am Ende des zweiten Jahres immer noch hoch war. Zwar ist er vom April 1998 bis zum März 2000 von 91 auf 78 Prozent gesunken. Spiegelbildlich ist der Anteil anderer Handelsinstitutionen gestiegen, wobei der ganz überwiegende Teil dieser Transaktionen auf die bilateralen Direktverträge entfallen dürfte.¹⁴ Die Entwicklung ist jedoch weder kontinuierlich (im Jahresvergleich ist der Anteil von CalPX um nur knapp 2 Prozentpunkte gefallen), noch spiegelt der Rückgang des Marktanteils den Rückgang des

¹³ Als „CAISO-Markt“ ist hier der Gesamtumsatz definiert, der via Day-Ahead-Planung des CASIO angemeldet wurde. Es ist also weder der Umsatz von CAISO selbst, der etwa durch Transaktionen des Ausgleichshandels zustande kommt, noch der tatsächlich stattfindende Handel, der neben den Umsätzen der Day-Ahead-Planungen noch die Umsätze der Hour-Ahead-Planung sowie den Ausgleichshandel umfasst.

¹⁴ Der CAISO-Handel im Rahmen des Ausgleichshandels ist nicht in den Zahlen für den CAISO-Markt in Schaubild 1 enthalten (vgl. Fn. 13). Andere Strombörsen spielten im betrachteten Zeitraum keine quantitativ nennenswerte Rolle.

Marktanteils der drei großen Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung wider. Dies bedeutet, dass andere Erzeuger in zunehmendem Maße ihren Strom via CalPX handeln.¹⁵

Dies wird deutlicher, wenn Tabelle 4 betrachtet wird. Dort wird zwar klar, dass der Handel der drei großen Versorgungsunternehmen auch im zweiten Betriebsjahr einen sehr großen Anteil des gesamten CalPX-Handels ausmachte. Dies ist auf der Nachfrageseite wenig überraschend, wenn der von der Regulierung auferlegte Kaufzwang berücksichtigt wird. Der bei diesen Durchschnittsdaten immer noch hohe Anteil auf der Anbieterseite dürfte teilweise darauf zurückzuführen sein, dass die Verkäufe der Kraftwerke in einigen Fällen erst jüngst abgeschlossen worden sind. Insofern dürften die Marktanteile der unabhängigen Erzeuger und Händler als Anbieter seit dem Frühsommer 2000 vermutlich gegenüber den in Tabelle 4 abgetragenen Werten zugenommen haben.

Auffallend ist zweierlei: Zum einen machten Anbieter aus anderen Bundesstaaten im zweiten Betriebsjahr über 7 Prozent der insgesamt abgewickelten Angebotsmengen aus. Zum anderen der Umstand, dass unabhängige Erzeuger und Stromhändler immerhin 20 Prozent der gesamten Angebotsmenge bereitstellten. Und das heißt wiederum, dass der in den von den drei großen ehemaligen Gebietsmonopolisten verkauften Kraftwerke erzeugte Strom weiterhin in deutlichem Ausmaß via CalPX verkauft wurde. Zu beachten ist, dass der Zuwachs der von unabhängigen Erzeugern und Händlern bereitgestellten Strommengen größer ist (39 036 GWh), als der Rückgang bei den drei großen Unternehmen (30 166 GWh), obwohl die Nachfragemenge der drei großen Unternehmen im gleichen Zeitraum zurückgegangen ist.

Dies heißt nichts anderes, als dass die unabhängigen Anbieter in der Tat zumindest bislang die Produkte der CalPX nicht gänzlich ablehnen, sondern in ihrer Rolle als Anbieter die CalPX durchaus nutzen; und dies nicht nur mit dem Zweck, die „Pflichtnachfrage“ der drei großen Unternehmen zu beliefern. Dass sie die CalPX auch auf der Nachfrageseite zunehmend nutzen, zeigt sich daran, dass ihre Strombezugsmenge bei der CalPX im gleichen Zeitraum ebenfalls zunahm. Ihre relativ umfangreiche Partizipation am CalPX-Handel ist also nicht allein darauf zurückzuführen, dass sie umfangreiche Strommengen via CalPX verkaufen müssen, da die drei IOU nur dort ihre Nachfrage entfalten dürfen. Vielmehr verkauften sie erhebliche Strommengen via CalPX an andere unabhängige Unternehmen und/oder an andere Versorgungsunternehmen außer den drei IOU. Immerhin knapp 9 Prozent der am Day-Ahead-Markt der CalPX umgesetzten

¹⁵ Dies könnte hierdurch erklärt werden, dass die IOU als UDC weiterhin ihren Strom von CalPX kaufen *müssen* und daher die neuen Erzeuger ihren Strom an CalPX verkaufen müssen, da sie nur hier hinreichende Nachfrage finden. Die ist jedoch nicht der einzige Grund, wie sich gleich zeigen wird.

Strommengen waren „freiwillige“ Transaktionen: Wird nämlich berücksichtigt, dass die drei großen privaten Unternehmen ihren gesamten Bezug via CalPX abwickeln mussten, verbleiben immerhin noch 16 840 GWh „freiwillige“ Handelstransaktionen im zweiten Jahr, wobei diese Zahl gegenüber dem Jahr 4/98–3/99 (9 641 GWh) um 64 Prozent gestiegen ist. Dies sind die realisierten Nachfragemengen derjenigen, die nicht über die CalPX handeln mussten, sondern vollständig auf andere Strombörsen oder bilaterale Verträge setzen können.

Tabelle 4: Marktanteile des Handels am Day-Ahead-Markt der CalPX

	4/1998–3/1999		4/1999–3/2000	
	GWh	Prozent	GWh	Prozent
<i>Anbieter</i>				
P&E, SDG&E, SCE	164 362	87,0	137 297	70,7
Unabhängige Erzeuger	8 565	4,5	21 768	11,2
Stromhändler	5 760	3,0	17 268	8,9
Öffentliche Versorgungsunternehmen	1 847	1,0	3 675	1,9
Unternehmen aus anderen Staaten	8 479	4,5	14 206	7,3
<i>Nachfrager</i>				
P&E, SDG&E, SCE	179 372	94,9	177 375	91,3
Unabhängige Erzeuger	1 379	0,7	4 615	2,4
Stromhändler	5 244	2,8	7 164	3,7
Öffentliche Versorgungsunternehmen	660	0,3	594	0,3
Unternehmen aus anderen Staaten	2 358	1,2	4 466	2,3

Quelle: CalPX (2000b: Tabelle 5).

Zusammengefasst stiegen zwar die Anteile des bilateralen Handels, nicht aber in dem Ausmaß, in dem dies die Regulierungsvorschriften erlaubt hätten. Diese Entwicklung deutet darauf hin, dass CalPX sich mit ihrem Day-Ahead-Markt gegenüber anderen Handelsinstitutionen recht gut behauptet hat und auch von unabhängigen Erzeugern und Händlern zur Optimierung ihrer eigenen Kraftwerkseinsatzplanungen und Strombeschaffungsaktivitäten genutzt wurde.¹⁶ Dabei ist

¹⁶ Der Anteil der Stromhändler als Nachfrager am CalPX-Day-Ahead-Markt ist im Sommer 2000 etwas weiter gestiegen und betrug zwischen 5 und 7 Prozent. Deutlich gestiegen ist auch der Anteil der Versorgungsunternehmen im öffentlichen Besitz: Er betrug im Sommer 2000 zwischen 4 und 6 Prozent (CalPX 2000d: 68).

auch zu beachten, dass der Handel via CalPX nicht umsonst ist. Nach Angaben der Regulierungskommission betragen die durchschnittlichen Gebühren pro umgesetzte MWh immerhin 0,31 Dollar, d.h. 0,03 cent pro kWh und machen damit rund 1 Prozent des durchschnittlichen PX-Preises (in den beiden ersten Jahren seit 1998) aus (CPUC 2000f: 23).

Näher betrachtet werden muss im weiteren Verlauf dieses Beitrags allerdings die Rolle des CAISO, bzw. des von ihm organisierten Ausgleichshandels, der in diesem Abschnitt vernachlässigt wurde. Dessen quantitativer Umfang sollte zwar nach den Intentionen der Regulierungskommission beim Design der neuen Märkte eher klein sein. Tatsächlich sind die via Ausgleichshandel gelieferten Strommengen aber von erheblicher Bedeutung. Hierauf wird im Anschluss bei der Behandlung der preislichen Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten und im nächsten Kapitel bei der Diskussion von Marktdesignproblemen eingegangen.

b) Neue Produkte

Die bisherige Betrachtung bezog sich allein auf den kurzfristigen Terminhandel via Day-Ahead- sowie Day-of-Markt. Interessant ist darüber hinaus die Frage, inwieweit CalPX mit neuen Handelsprodukten, vor allem mit längerfristigen Terminvertragsformen, auf den „Markt der Handelsinstitutionen“ getreten ist. Immerhin sind kurzfristige Stromterminmärkte verglichen mit anderen Börsen extrem volatil.¹⁷ Daher ist grundsätzlich damit zu rechnen, dass Bedarf an längerfristigen Stromverträgen bestehen, die als organisierte oder als unorganisierte Verträge ausgestaltet werden können.

Bei Liberalisierungen von Strommärkten in anderen Staaten waren von Anfang an *unorganisierte Terminmärkte* gegeben, die Hedginginstrumente bereitstellten. Bei den skandinavischen Reformen etwa wurde über den kurzfristigen Terminhandel in Form des 24-Stunden-Markts immer nur ein relativ kleiner Anteil des gesamten Großhandels umgesetzt (nicht über 20 Prozent, vgl. Kumkar 1998: 64). Der überwiegende Teil wird dort auch heute noch über längerfristige unorganisierte Lieferverträge abgewickelt, weitere Teile über organisierte Terminkontrakte. In England und Wales wurden die Teilnehmer *vor* Beginn des neuen Systems mit so genannten Contracts for Differences ausgestattet; faktisch wurden fast 100 Prozent der am zentralen Pool kurzfristig gehandelten Strommengen in den ersten Jahren zu Fixpreisen zwischen den Erzeugern und den weiterverkaufenden

¹⁷ Als Ursache dieser Volatilität können die in der Regel stark schwankenden Stromerzeugungskosten und etwaige Engpässe in Netz oder Erzeugung bei schwankender Nachfrage genannt werden. Hinzu kommen etwaige Marktmachtrenten und echte Knappheitsrenten, die gerade in Zeiten hoher Nachfrage von Bedeutung sein können. Vgl. ausführlicher zu diesen Bestimmungsfaktoren der Strompreise Kapitel III.

Verteilungsunternehmen gehandelt, der zentrale Pool fungierte im Wesentlichen nur als Mechanismus zum kurzfristigen Ausgleich der ex ante langfristig kontrahierten Mengen mit den tatsächlich benötigten Mengen.

Anders in Kalifornien. Dort sahen die Vorschriften für die drei großen Unternehmen den Zwangsankauf von der (kurzfristig orientierten) Börse vor,¹⁸ ohne dass absichernde Hedgingverträge vorhanden waren. Ausnahmen galten nur für langfristige Bezugsverträge, die bereits vor den Reformen geschlossen worden sind. Neue bilaterale Verträge wurden nicht erlaubt, auch nicht mit den Erwerbern der verkauften Kraftwerke. Unorganisierte Terminmärkte mit nennenswertem Umfang waren somit nicht existent.

Gerade deswegen muss die Frage gestellt werden, ob und inwieweit sich von der CalPX *organisierte Terminmärkte* für standardisierte Produkte entwickelt haben.

In Erinnerung ist denjenigen, die mit anderen liberalisierten Strommärkten vertraut sind, das Beispiel des Marktes für die so genannten Electricity Forward Agreements im englisch/walisischen System. Hier handelt es sich um längerfristige und standardisierte finanzielle Terminverträge, die das Ziel der Absicherung vor der Volatilität der Preise im Pool haben. Der Markt für derartige Electricity Forward Agreements hat in den ersten Jahren nach der Restrukturierungen keine nennenswerte Liquidität erlangen können. Offenbar hielten die Marktteilnehmer die (individuell gestaltbaren) Contracts for Differences für die für ihre Bedürfnisse geeignetere institutionelle Ausgestaltung.

Ähnliche Kontraktmärkte existieren allerdings beispielsweise in den restrukturierten skandinavischen Strommärkten von Anfang an mit erheblich besserem Erfolg. Dort haben sie, trotz der Möglichkeit von direkten bilateralen Verträgen, durchaus einen nennenswerten Marktanteil. Im Jahr 1997 lag beispielsweise das

¹⁸ Oftmals werden die von kurzfristig orientierten Börsen (bzw. Pools) organisierten Märkte als „Spotmärkte“ bezeichnet, obwohl es sich hierbei in keinem bisher bekannten Fall wirklich um Spotmärkte handelt (der einzige mir bekannte Markt, der einem Spotmarkt nahekam, war die von El-Ex organisierte finnische Strombörse, die mittlerweile in Nord-Pool aufgegangen ist, vgl. Kumkar 1998). Tatsächlich organisieren alle existierenden Strombörsen, wenn auch sehr kurzfristige, Terminmärkte (deren Erfüllung durch physische Lieferung zusätzlich noch der Zustimmung des Netzbetreibers bedarf). Zusätzlich existieren im Rahmen des Ausgleichshandels oftmals noch organisierte Märkte, die am ehesten als Optionsmärkte (mit bedingten Termingeschäften) gekennzeichnet werden können, beispielsweise der Real-Time-Markt des CAISO, bei dem die Einspeiser und Entnehmer (als Stillhalter) ex ante Gebote abgeben, die als Call- bzw. Putoptionen interpretiert werden können, deren Ausübung unilateral durch den Netzbetreiber als Organisator des Real-Time-Markts entschieden wird. Der tatsächliche Ausübungspreis ist im Unterschied zu normalen Optionsmärkten allerdings nicht eindeutig ex ante festgelegt, sondern z.B. bei einem inkrementalen Einspeisungsgebot eines Erzeugers (einem vom CAISO unentgeltlich erworbenen Call) nur durch eine Preisuntergrenze (in Höhe des individuellen Gebotspreises) beschrieben.

via längerfristigen, organisierten Terminmarkt gehandelte Volumen mit 54 TWh deutlich über den 44 TWh, die via Tagesmarkt (vergleichbar dem Day-Ahead-Markt in Kalifornien) umgesetzt wurde (Kumkar 1998: 64).

CalPX hat in der Tat ähnliche Produkte entwickelt.¹⁹ Seit dem 10. Juni 1999 bietet sie so genannte Block Forwards an. Dies waren zunächst allein Kontrakte für Spitzenlastlieferungen, wobei bis zu zwölf Monaten im Voraus gehandelt wurde. Es handelte sich hierbei um monatliche Verträge, d.h., die Verträge sehen Lieferungen zur Spitzenlastzeit (7.00–22.59 h) an jedem Tag (außer Sonn- und Feiertagen) in einem bestimmten Monat vor.

Zu diesen Monatsverträgen (die mittlerweile Lieferzeiträume bis 18 Monate im Voraus vorsehen) sind mittlerweile eine Vielzahl weiterer Kontraktarten getreten: Jahresverträge bis zu fünf Jahre im Voraus, Vierteljahresverträge bis zu zwei Jahre im Voraus sowie tägliche Verträge bis zu einem Monat im Voraus. Damit hörte aber die Produktdifferenzierung nicht auf. Zu den reinen Spitzenlastverträgen sind zusätzlich Verträge für „Super-Spitzenlastperioden“ (13.00–10.59 h) sowie so genannte Schulterperioden (7.00–12.59 h und 21.00–22.59 h) sowie schließlich alle Lastperioden (0.00–23.59 h) getreten. Gehandelt werden bislang Blöcke in 1-MW- und 25-MW-Einheiten.²⁰ Auf die gehandelten Mengen soll erst an späterer Stelle ausführlicher eingegangen werden, wenn die konkreten Regulierungen für derartige Transaktionen behandelt werden. Auch auf weitere Entwicklungen, etwa die Bildung konkurrierender Strombörsen wird an späterer Stelle eingegangen.

Festgehalten werden kann an dieser Stelle, dass CalPX offenbar nicht bereit war, das Feld der Handelsorganisation „kampflos“ anderen Institutionen zu überlassen. Zwar wurde ihre Existenz noch durch die Teilnahmepflicht der drei alteingesessenen Stromunternehmen geschützt.²¹ Die Entwicklung neuer Produkte und die Weiterentwicklung der bestehenden Produkte kann aber als Indiz dafür genommen werden, dass sie die auf absehbare Zeit zunehmende aktuelle und potentielle Konkurrenz durch andere Börsen sowie bi- und multilaterale Direktverträge wahr nimmt.

Zwar besagen die vorstehend aufgezeigten Entwicklungen für sich genommen noch nicht, dass CalPX bislang effizient gearbeitet hätte oder es in Zukunft ma-

¹⁹ Nicht alle neuen Produkte haben sich bislang als Erfolg erwiesen. Der „Book-out Service“ (ein Angebot der CalPX zur Senkung von Transportkostenzahlungen durch die Berechnung von „Nettoströmen“ an den Verbindungsstellen des CAISO-Netzes zu Netzen anderer Bundesstaaten) sowie der „Green Exchange Service“ (speziell für Handel von regenerativ erzeugten Strom) haben sich auch aus Sicht der CalPX bislang nicht bewährt (CalPX 2000b: 7).

²⁰ Zu Details vgl. die Homepage von CalPX.

²¹ Wobei die Zwangspartizipation mittlerweile auch von den Regulierern in Frage gestellt wird und die drei IOU Probleme haben, den Vorschriften nachzukommen. Vgl. Kapitel IV.

chen wird. Es kann aber vermutet werden, dass die beobachtbare Entwicklung hin zu kundenorientierten Handelsprodukten nicht zuletzt erstens auf den aktuellen und potentiellen Wettbewerb zwischen Handelsinstitutionen und zweitens auf die Separation des Stromhandels vom Netzbetreiber zurückgeführt werden kann, ähnlich dem Fall der skandinavischen Strommärkte und im Gegensatz zum Fall des bisherigen Poolmodells in England und Wales.

B. Preisentwicklungen

Nach diesem Überblick über einige Entwicklungen der Marktstrukturen seit Beginn der Umstrukturierungen soll auf die seit Anfang 1998 zu beobachtenden Marktergebnisse eingegangen werden. Dabei soll zunächst die Entwicklung der Großhandelsmärkte und anschließend die Preistendenzen in den Einzelhandelsmärkten skizziert werden

1. Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten

Die derzeitigen Diskussionen in Kaliforniens Öffentlichkeit über die tatsächlichen oder scheinbaren Fehler des Liberalisierungsmodells für die Stromwirtschaft entzündeten sich an dem seit dem Frühsommer 2000 vergleichsweise — in dieser Art von den meisten völlig unerwarteten — hohen Preisniveau am Großhandelsmarkt und den hierdurch verursachten hohen Preisen für einen Teil der kalifornischen Stromnachfrager. Zunächst seien die Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt betrachtet.

a) *Institutionelle Ausgestaltung des Großhandels und einige Kennziffern*

Es ist zunächst darauf hinzuweisen, dass es nicht *den* Großhandelsmarkt für Strom gibt, sondern eine Vielzahl von Märkten, die untereinander allerdings Interdependenzen aufweisen. In Tabelle 5 sind die wichtigsten Teilmärkte aufgezählt. Auf drei dieser Märkte ist bereits im letzten Abschnitt eingegangen worden: Die vom CalPX organisierten Day-Ahead-, Day-of- sowie Block-Forward-Märkte.

Tabelle 5: Großhandelsmärkte in Kalifornien: Volumen, Preise und jährlicher Umsatz April 1998 – März 2000

	Jährliches Volumen		Durchschnittlicher Preis		Jährlicher Umsatz	
	GWh		Dollar/MWh		Mill. Dollar	
	1998/99	1999/00	1998/99	1999/00	1998/99	1999/00
<i>CalPX & CAISO: Gesamt</i>	224 800	233 230			5 836	6 986
<i>Kurzfristige Märkte</i>						
CalPX Day-Ahead	189 000	193 890	24,44	30,90	5 033	6 288
CalPX Day-of ^a	400	731	29,34	29,26	12	21
CAISO Real-Time	3 400	2 400	NP15: 25,62 SP15: 23,54	NP15: 30,46 SP15: 29,52	83	72
CAISO AS-Spin ^b	6 700	7 300	13,43	7,03	90	51
CAISO AS-Non-Spin ^b	5 500	6 915	7,27	4,00	40	28
CAISO AS-Regulation ^b	14 800	13 181	24,00	20,03	500	264
CAISO AS-Replacement ^b	5 000	2 873	13,80	6,07	69	17
<i>Längerfristige Märkte</i>						
Block Forwards	..	5 940	..	41,35	..	245
<i>Alternative organisierte Märkte</i>						
APX						
Sonstige						
<i>Unorganisierte Märkte</i>						
Bilaterale Verträge ^c	31 280	37 207	23,02	28,43	720	1 058

^a 1998/1999: Die Werte für Volumen und Umsatz für den am 1. August 1998 gestarteten Day-of-Markt sind auf zwölf Monate hochgerechnet; die druckfehlerbehafteten Angaben der CalPX für den Umsatz 1998/99 wurden korrigiert — ^b Angegeben sind allein die Werte für die vier Märkte des Day-Ahead-Planungszeitraums; die Werte für die entsprechenden Day-of-AS-Märkte sind vergleichsweise gering — ^c Die Werte für die bilateralen Verträge wurden geschätzt: Das Volumen wurde ermittelt, indem die jährlichen Marktanteile der bilateralen Verträge am gesamten CAISO-Day-Ahead-Markt (vgl. Schaubild 1) zur Berechnung genutzt wurde. Die Preise sind arithmetische Mittel der Monatswerte (vgl. Schaubild 2), der Umsatz ist als Produkt dieser beiden Jahreswerte berechnet.

Quelle: CalPX (2000b: 71) sowie die in Schaubild 2 angegebenen Quellen, eigene Schätzungen.

Hierbei handelt es sich um organisierte Terminmärkte mit unterschiedlichen Fälligkeitszeiträumen, die in Konkurrenz mit anderen Institutionen des Handels stehen: Den alternativen organisierten Strommärkten, wobei vor allem die bereits 1996 gegründete APX (Automated Power Exchange)²² zu nennen ist. Die APX hat ihren Schwerpunkt bislang beim Handel von so genanntem grünen Strom; eine Ausweitung auf „normalen“ Strom steckt mangels größerer Liquidität bislang

²² Nicht zu verwechseln mit der ebenfalls unter „APX“ firmierenden Amsterdam Power Exchange. Diese organisiert bislang zwei Day-Ahead-Märkte: seit dem 25. Mai 1999 für Lieferungen innerhalb der Niederlande und seit dem 3. Mai 2000 für Lieferungen innerhalb Deutschlands. Die niederländische APX verfolgt daneben Planungen für den Aufbau längerfristiger Terminmärkte. Vgl. die Website der niederländischen APX: www.apx.nl.

immer noch in den Anfängen; sie könnte aber durch die jüngsten Regulierungsentscheidungen durchaus Aufwind erhalten.²³

Zu den Alternativen zur CalPX gehören selbstverständlich auch unorganisierte Verträge, die von Anfang an von allen Nachfragern und Anbietern (außer den drei großen privaten Versorgungsunternehmen) genutzt werden können. Der Marktanteil der bilateralen Verträge ist bislang wegen der Partizipationspflicht der alteingesessene Unternehmen noch relativ niedrig, aber im Steigen begriffen (vgl. oben Schaubild 1).

Von Bedeutung ist, dass faktisch auch alle vom CAISO organisierten Märkte zu den Alternativen gehören. Dabei ist an erster Stelle der Real-Time-Markt zu nennen, der vom CAISO mit Hilfe der hierfür speziell abgegebenen dekrementalen und inkrementalen Geboten aller Fahrplankoordinatoren organisiert wird. CAISO verwendet diese Gebotssätze zur sukzessiven Anpassung der Einspeisungen und Entnahmen an die tatsächlichen Umstände.

Wenn CAISO beispielsweise Indizien dafür vorfindet, dass die ihm mitgeteilten Planungen in ihrer Gesamtheit ein Unterangebot an Einspeisungen zur Folge hätten, so wird es im Rahmen dieses Ausgleichshandels Kraftwerke zur (Mehr-)Erzeugung aufrufen oder Nachfrager nach ihren Geboten zur Senkung ihres tatsächlichen Verbrauchs gegenüber den Ex-ante-Planungen auffordern.

Im Prinzip wird jede individuelle Abweichung von den Fahrplänen mit dem Real-Time-Preis entgolten; dies ist ein zonaler Preis, sobald Netzengpässe vorliegen.²⁴ Wenn ein Fahrplankoordinator für Entnahmen verantwortlich ist, die über das ex ante dem CAISO mitgeteilte Volumen hinausgehen, wird ihm diese Mehrentnahme mit dem relevanten Real-Time-Preis berechnet. Umgekehrt würde er bei Zusatzeinspeisung den Real-Time-Preis erhalten. Ähnliches gilt im Übrigen für Abweichungen von den ursprünglichen Planungen, die vom CAISO im Rahmen des Netzengpassmanagements angeordnet werden.

Dieser eben skizzierte Real-Time-Markt ist das „Kernstück“ des in Form eines Auktionsmarkts organisierten Ausgleichshandels, auch wenn er von den Umsätzen meist nur einen kleinen Teil des Gesamthandelsvolumens ausmacht. Zu diesem Ausgleichsmarkt *im engen Sinn* treten die im Rahmen der Netzhilfsdienstleistungen akquirierte Strommengen.²⁵ Zusammen genommen können diese Transaktionen als *Ausgleichshandel im weiten Sinn* bezeichnet werden. Sie machen in den beiden ersten Jahren einen erheblichen Teil an den insgesamt erfolgten Lieferungen aus. In 1998/1999 lagen der mengenmäßige Umsatz mit insge-

²³ Vgl. zu Preisen und Umsätzen die Website der APX: www.apx.com.

²⁴ Vgl. Kumkar (2001: Abschnitt III.E.3) zum Konzept der zonalen Preise.

²⁵ Im Regelfall erhalten die Anbieter fixe Zahlungen für die Vorhaltung der Netzhilfsdienstleistungen. Zusätzlich erhalten die Anbieter im Fall der tatsächlichen Lieferung von Strom einen Preis, der sich am aktuellen Real-Time-Preis orientiert.

samt 35 400 GWh sogar über dem Wert für die Lieferungen im Rahmen bilateraler Verträge, in 1999/2000 mit 32 669 GWh nur rund 4 500 GWh unter dem Wert für bilaterale Verträge. Der mengenmäßige Umsatz des gesamten CAISO-Handels ist somit im zweiten Jahr zwar leicht zurückgegangen, macht aber immer noch einen erheblichen Anteil des Gesamthandels aus. Wird dieser als Summe aus CAISO-Handel, CalPX-Handel und bilateralem Handel definiert, beträgt der Anteil in 1999/2000 immer noch gut 12 Prozent und damit erheblich mehr, als zu Beginn der Restrukturierungen erwartet wurde (<5 Prozent).

Im Rahmen der Märkte für die Netzhilfsdienstleistungen (ancillary services, AS) organisiert CAISO mehrere Teilmärkte: Zum einen die Märkte für „Reserven“, die in mitlaufende (Spin) und nichtmitlaufende (Non-Spin) Reserven unterschieden werden, der Markt für „Regulierungsenergie“, d.h. sehr kurzfristige Reserven,²⁶ sowie der Markt für „Ersatzenergie“ (replacement) als vierter Reservemarkt, der dem Ausgleich kurzfristig ausgefallener Erzeugungs- oder Transportkapazitäten dient. Diese vier Märkte für Netzhilfsdienstleistungen werden vom CAISO ex ante für zwei Zeithorizonte organisiert, namentlich für die bereits bekannten Day-Ahead- und Day-of-Planungsperioden. Insgesamt existieren also acht Märkte für Netzhilfsdienstleistungen.

Auf diese Märkte für Netzhilfsdienstleistungen und auf die Frage, inwieweit deren institutionelle Ausgestaltung für die derzeitigen Preisentwicklungen mitverantwortlich ist, wird an späterer Stelle bei der Untersuchung der Ursachen der derzeit hohen Preise ausführlicher eingegangen. Im Folgenden liegt die Konzentration zunächst auf den vom Umsatz her wichtigsten Teilmärkten, d.h. auf dem CalPX Day-Ahead-Markt, den bilateralen Verträgen und auf dem CAISO-Real-Time-Markt als zentralem Auktionsmarkt des Ausgleichshandels.

b) Preise auf der Großhandelsebene

Betrachtet man den Verlauf der wichtigsten Großhandelspreise in Schaubild 2, fallen zwei Entwicklungen ins Auge:

Erstens steigen die Preise im Zeitablauf. Hierbei ist die Entwicklung bis zum April 2000, also in den beiden ersten Jahren der neuen Märkte, durchaus als sehr moderat zu bezeichnen. Es ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass die bis dahin beobachtbaren Preise im Rahmen der Erwartungen lagen

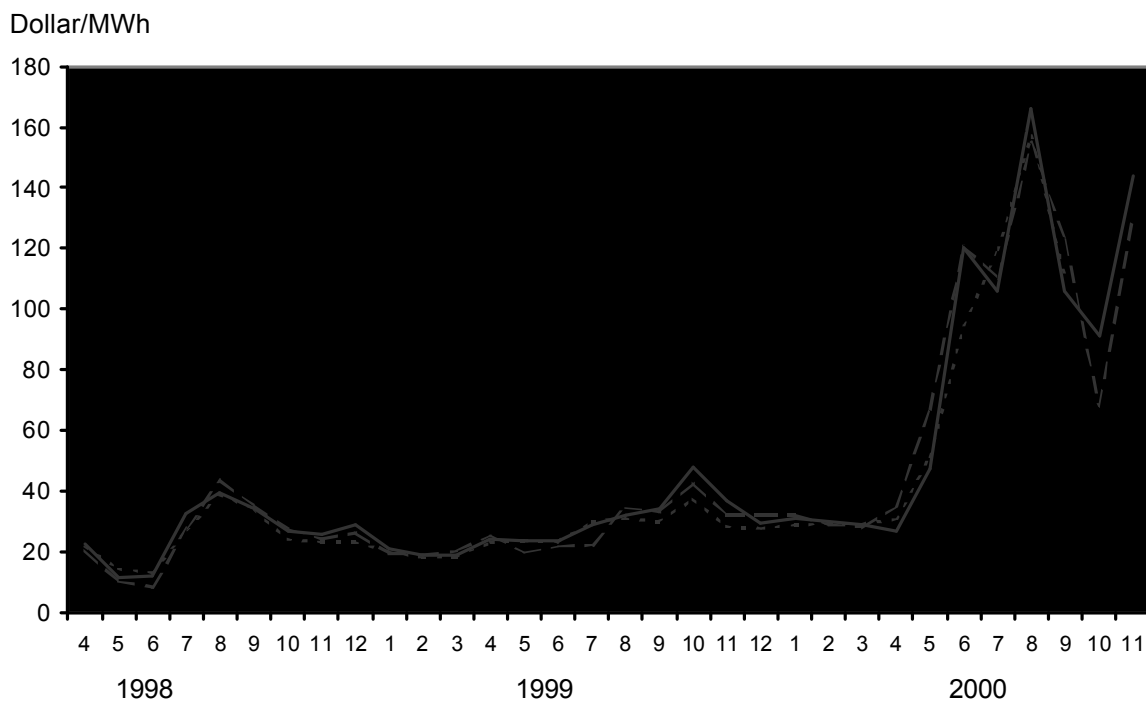
²⁶ Deren vor allem im ersten Jahr hohen Preise und Mengen überraschen, lassen sich aber auf Probleme des Auktionsdesigns zurückführen, die mittlerweile zumindest teilweise gelöst sind, vgl. Alaywan (2000: 75, 77). Der Markt für Regulierungsenergie ist mittlerweile in zwei Teilmärkte gegliedert worden: Regulation-up sowie Regulation-down. Vgl. für einen aktuellen Überblick über die Märkte für Netzhilfsdienstleistungen und die anderen von CAISO organisierten Märkte Alaywan (2000).

(O'Donnell 2000: 1), nämlich zwischen 25 und 30 Dollar/MWh. In den ersten Monaten lagen sie sogar unter den Erwartungen. Erstmals im Herbst 1999 und seit dem Frühsommer 2000 sind die Großhandelspreise jedoch deutlich gestiegen. Der Spitzenwert von über 165 Dollar/MWh wird im August 2000 durch den CalPX-Preis markiert. Wohlgemerkt: Dies sind monatsdurchschnittliche Preise, keine kurzfristigen Ausreißer; die 165 Dollar/MWh entsprechen dem Siebenfachen des durchschnittlichen Preises im ersten Jahr 1998/1999 und dem gut Fünffachen des Preises im zweiten Jahr (Tabelle 5).

Zweitens verlaufen die Preise weitgehend parallel zueinander. Zwar existieren Abweichungen zwischen den beiden Preisen der organisierten Märkte untereinander und gegenüber den Preisen der Direktverträge (bilaterale Verträge). Die Abweichungen sind aber weitgehend temporärer Natur und im Mittel scheinen die Preise nicht weit voneinander abzuweichen. Dies deutet darauf hin, dass die Arbitrage zwischen den hier betrachteten Märkten zumindest im Großen und Ganzen funktioniert. Und dies trotz des Umstands, dass die drei alteingesessenen großen Stromunternehmen im betrachteten Zeitraum gezwungen waren, grundsätzlich nur über CalPX, faktisch über CalPX und CAISO zu handeln.²⁷ Und dies auch trotz des Umstands, dass die Märkte nicht parallel angeordnet sind, sondern zumeist sequentiell: Strommengen, die bereits via CalPX-Day-Ahead-Markt oder bilaterale Verträge verkauft sind, können nicht mehr via Real-Time-Markt des CAISO verkauft werden. Schließlich ist auch zu berücksichtigen, dass die Märkte noch recht jung sind und insofern die Teilnehmer noch zu einem guten Stück im Lernprozess sind.

²⁷ Der teilweise hohe Anteil des CAISO-Handels provoziert die Frage, ob dieses mit der eigentlichen Vorschrift, allein über CalPX zu handeln, vereinbar ist. Bei der Strukturierung der neuen Märkte hatte man dieses Problem offenkundig nicht antizipiert.

Schaubild 2: Ausgewählte Großhandelspreise 1998–2000



Anmerkungen: Die durchschnittlichen Preise für die bilateralen Verträge wurden aus minimalen und maximalen Grundzahlen für Peak- und Off-Peak-Preise ermittelt. Hierzu wurden zunächst 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. ISO-Real-Time-Preise sind Preise für südlich des Path 15 (SP 15), CalPX Day-Ahead sind die unrestringierten Börsenpreise, Werte für bilaterale Verträge sind die Preise für Lieferungen in Südkalifornien.

Quelle: Die Daten für CalPX und CAISO sind den Internetseiten der beiden Institutionen entnommen worden, die Grunddaten für bilaterale Verträge stammen aus: *Energy Market Report*, published by Economic Insight, Inc.

Die öffentliche Diskussion in Kalifornien hat sich im Gefolge der enormen Preissteigerungen gewandelt: In den ersten Monaten der neuen Märkte dominierte die Frage, ob die damals relativ geringen Preise zu niedrig waren, um den Erzeugern eine Kostendeckung zu ermöglichen. Damit war auch die Frage nach den Anreizen zum Bau neuer Kraftwerke gestellt. Seit dem Frühsommer 2000 steht dagegen die Frage im Vordergrund, was man gegen die tatsächliche oder angenommene Marktmacht der Erzeuger unternehmen könne.

Festgehalten werden muss, dass die Preise eine Entwicklung genommen haben, mit denen die politischen Entscheidungsträger bei der Initiierung der Restrukturierungen nicht gerechnet haben. Sie sahen sinkende Strompreise im Gefolge der Reformen voraus, die sich zumindest bis jetzt nicht abzeichnen. Bevor auf diese Diskussion, die politischen Reaktionen und die Ursachen der hohen Preise eingegangen wird, sei zunächst ein Blick auf die Endverbraucherpreise geworfen.

2. Endverkaufspreise

Eine der wichtigsten Ursachen für die Restrukturierung in Kalifornien waren die im nationalen Vergleich hohen Strompreise für Endkunden. Der Erfolg der Reformen wird daher im politischen Bereich insbesondere daran gemessen, ob sie zu einer Senkung der Endkundenpreise beitragen können. Es ist wohl nicht übertrieben zu behaupten, dass das politische Überleben des Reformansatzes gefährdet wäre, würden die Endkundenpreise nicht sinken oder gar steigen.

Dabei war es nach den Bestimmungen der CPUC und des kalifornischen Gesetzgebers klar, dass sich zunächst nur wenig ändern wird. Die Bestimmungen für die Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen und die dafür geschaffene CTC schufen die Bedingungen dafür, dass sich in dem Zeitraum, in dem die CTC erhoben wird, an den durchschnittlichen Preisen nur wenig tun wird (wenn von der vorgeschriebenen sofortigen Preissenkung um 10 Prozent für kleinere Kunden abgesehen wird). Hiergegen spricht der im Umstrukturierungsgesetz AB 1890 fixierte Stromendpreis der drei IOU (bzw. deren UDC-Abteilungen). Bestätigt wird dies durch einen Blick auf die durchschnittlichen Endverbraucherpreise in Schaubild 3. Hiernach sind die Preise seit 1996 (Beschluss der Reformen) und 1998 (Beginn der neuen Märkte) gegenüber dem U.S.-Durchschnitt leicht gefallen, im Jahr 2000 (vornehmlich aufgrund von Preissenkungen für größere Verbraucher) sogar in etwas unerwartetem Ausmaß, wenn die Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt berücksichtigt werden.

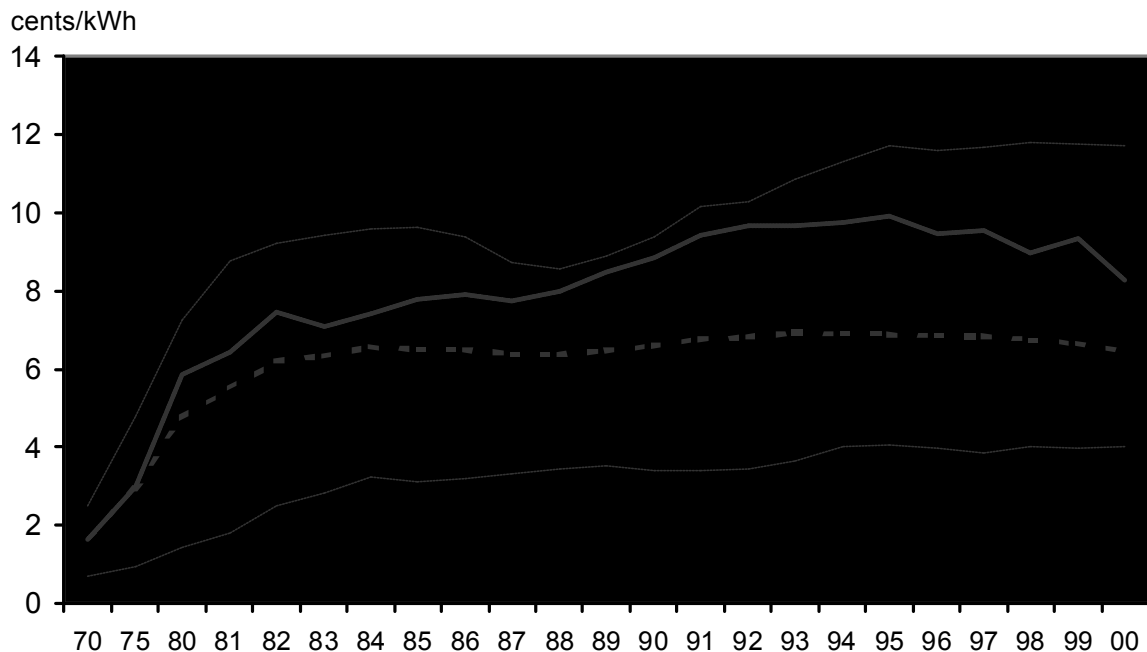
Allerdings bestanden weit verbreitete Hoffnungen auf deutlichere Preissenkungen, sobald die CTC entfällt. Wie bereits erwähnt, wurden relativ niedrige Großhandelspreise im Bereich von 2,5 bis 3 cent/kWh erwartet. Ein derartiges Niveau würde in der Tat eine spürbare Senkung der Endverbraucherpreise erwarten lassen, sobald die CTC wegfällt.

Tatsächlich haben sich aber die Großhandelspreise in 2000 erheblich höher erwiesen als die genannten 2,5 bis 3 cent/kWh. Dies ist unter den Bedingungen der für die ersten Jahre geltenden Preisobergrenze der drei eingesessenen Unternehmen nicht notwendig ein Problem der Endverbraucher. Und die Obergrenze sollte ja bis zur vollständigen Finanzierung der nichtamortisierbaren Investitionen durch die CTC gelten.

PG&E sowie SCE hatten bis zum Herbst 2000 noch nicht ihre gesamten nichtamortisierbaren Investitionen via CTC finanziert, erhoben noch eine CTC (mehr dazu später) und unterlagen somit noch der Preisobergrenze. Ihre Endverbrau-

cher waren daher von den Preiserhöhungen auf den Großhandelsmärkten nicht unmittelbar betroffen.²⁸

Schaubild 3: Durchschnittliche Endkundenpreise 1970–2000



Gemittelt über alle Nachfragekategorien ohne durchlaufende Steuern, ohne Alaska und Hawaii. U.S-Maximum (Minimum): Bundesstaat mit dem höchsten (niedrigsten) Durchschnittspreis in den Vereinigten Staaten. Werte für 2000 sind Durchschnittswerte bis einschließlich September

Quelle: EIA (1988; 1994; 1996; 1997; 1999b; 2000b; 2000d).

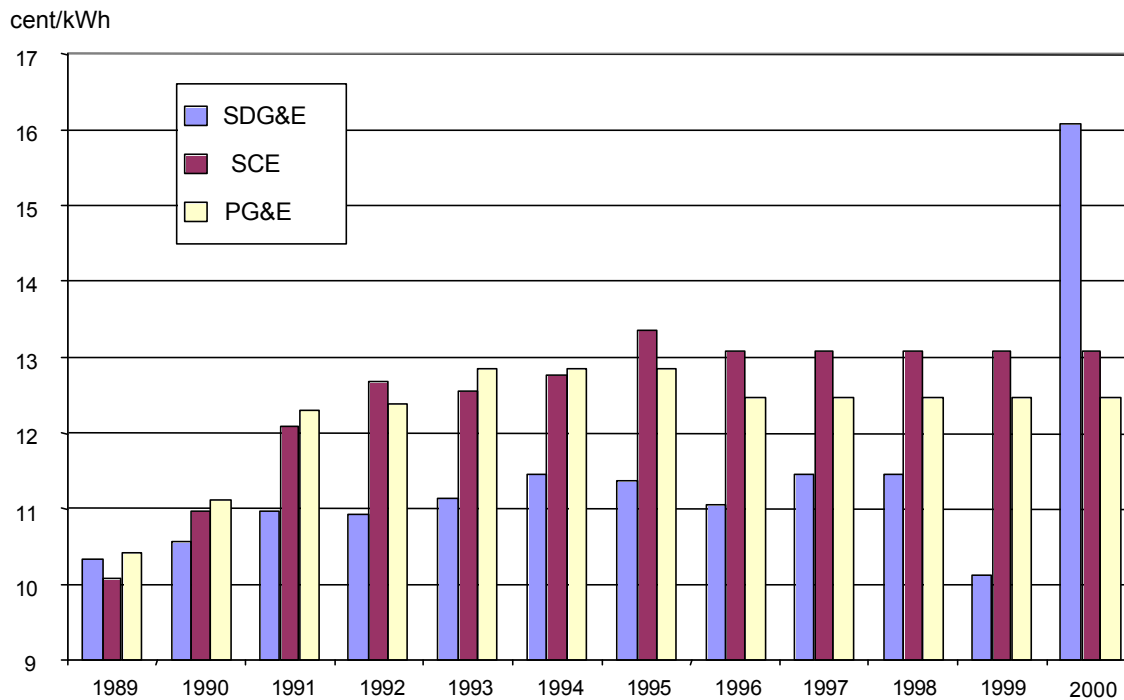
Anders im Fall SDG&E, des kleinsten der drei privaten Stromunternehmen: SDG&E hatte bereits in 1999 die nichtamortisierbaren Investitionen via CTC voll finanziert. Die anfängliche Preisobergrenze ist folgerichtig zum Juli 1999 entfallen.

Das Ergebnis ist in Schaubild 4 zu erkennen:²⁹ Zunächst verlief alles nach den Erwartungen. Mit Wegfall der Preisobergrenze ist der durchschnittliche Preis erheblich gefallen (der Preis von SDG&E lag bereits in den Vorjahren zum Teil deutlich unter denen der beiden anderen Unternehmen). In den Preissenkungen von 1999 schlug sich vor allem der Wegfall der CTC nieder.

²⁸ Dies hat sich erst jüngst durch eine Entscheidung der CPUC im Januar 2001 etwas geändert. Vgl. CPUC (2001a) und die Ausführungen in Abschnitt IV.A.4.

²⁹ Die Preise sind nicht unmittelbar mit denen in Schaubild 3 zu vergleichen. Sie entstammen den publizierten Tarifen der Versorgungsunternehmen (sind nicht als realisierte Durchschnittserlöse ermittelt) und gelten nur für Haushaltskunden.

Schaubild 4: Durchschnittliche Endkundenpreise für Haushalte 1989–2000 nach Unternehmen, jeweils Juli



Quelle: Kahn und Lynch (2000: 25).

In 2000 sind jedoch die Endpreise sehr deutlich gestiegen. Im Juli 2000 lag er um knapp 60 Prozent über dem Wert vom Juli 1999.³⁰ Die gut 16 cent/kWh markieren das fast Doppelte des U.S.-Durchschnitts für diese Kundenkategorie (8,51 cent/kWh für Juni 2000, EIA 2000d: 60). Wenn man vereinfachend unterstellt, die Beschaffungskosten von SDG&E hätten sich von Juli 1999 bis Juli 2000 in Anlehnung an die Großhandelspreise vervierfacht, ist eine Erhöhung der Endverbraucherpreise um 60 Prozent in ihrem Ausmaß nicht überraschend, scheint sogar noch recht moderat ausgefallen zu sein. Immerhin sind die Großhandelspreise um rund 8 cent/kWh gestiegen, während der entsprechende Endverbraucherpreis um rund 6 cent erhöht wurde. Geht man überschlägig davon aus, dass die CTC rund 1 cent/kWh betrug, würden 1 cent/kWh der eigenen Kostenerhöhungen bei SDG&E verbleiben und aus anderen Kostensenkungen oder Gewinnschmälerungen finanziert werden müssen.

Der Umstand, dass die Strompreissteigerungen für die Nachfrager in San Diego noch höher hätten ausfallen können, besagt allerdings keineswegs, dass sie politisch unproblematisch wären. Im Gegenteil: Im Spätsommer 2000 ergriffen der

³⁰ Die Stromzähler auch der Haushaltskunden werden — anders als in Deutschland — in der Regel monatlich abgelesen. Die Endkundenpreise von SDG&E waren via Energiekomponente zeitnah an die CalPX-Preise gekoppelt. Daher schlugen sich Preiserhöhungen auf dem Großhandelsmarkt vergleichsweise schnell und mit nur geringer Verzögerung in den Stromrechnungen der Kunden nieder.

Gouverneur, der kalifornische Gesetzgeber, die kalifornische Regulierungskommission und die FERC zum Teil drastische Maßnahmen mit dem Ziel einer Senkung der Strompreise, auf die im weiteren Verlauf des Beitrags eingegangen werden wird.

III. Welche Probleme sind zu erkennen ?

Zu fragen ist, welche Ursachen für die enormen Preissteigerungen seit dem Frühsommer 2000 verantwortlich gemacht werden können. Dabei ist von besonderem Interesse, ob und inwieweit die Regulierungspolitik falsche Anreize für die Marktteilnehmer gesetzt hat und ob die möglicherweise identifizierbaren Bereiche des Regulierungsversagens bestimmten Übergangsbestimmungen oder aber dem langfristig angestrebten Liberalisierungsmodell zu verdanken sind.

Es liegt nahe, die Ursachen der Probleme in möglicherweise bestehenden Knappheiten zu suchen. Zu diesem Zweck wird im Folgenden zunächst untersucht, wie sich die Angebotskapazitäten und die Nachfrage im kalifornischen Strommarkt entwickelt haben, ob in 2000 besondere Umstände hinzutraten und welche Rolle die Regulierung bei dem Ausbau von Kapazitäten auf der Angebotsseite spielte. Darüber hinaus ist zu klären, welche kurzfristigen Gründe dafür sprechen mögen, dass sich die kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung deutlich erhöht haben. Die anschließende Diskussion widmet sich der Frage, inwieweit Marktdesignprobleme in den organisierten Märkten und bei der Frage des Netzmanagements für die hohen Preise verantwortlich gemacht werden können. Schließlich wird analysiert, inwieweit spezifische Hemmnisse auf der Nachfrageseite bestehen, die sachgerechte Reaktionen die gestiegene Preise und zunehmenden Knappheiten verhindern. Dabei muss beleuchtet werden, welche Bedeutung der Regulierung von Großhandelsaktivitäten der alteingesessenen Stromunternehmen sowie der Regulierung des Stromeinzelhandels zukommt.

Zu beachten ist, dass bei den folgenden Betrachtungen selbstverständlich nur vorläufige Erkenntnisse erwartet werden können; die Zeitspanne seit Implementierung der Reformen ist zu kurz, um definitive Antworten erwarten zu können. Der Abschnitt schließt mit einer zusammenfassenden Darstellung der Problemursachen.

A. Zunehmende Knappheiten und deren Ursachen

1. Aggregierte Angebots- und Nachfragetendenzen: Das langfristige Bild

Betrachtet man zunächst die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Kalifornien seit 1988 (Tabelle 6) bis zum Anfang der Restrukturierung, wird deutlich, dass der Ausbau der Kapazitäten seit vielen Jahren deutlich hinter der Nachfrage-

entwicklung zurückbleibt.³¹ Während das Nachfragewachstum im Zeitraum 1988 bis 1998 um jahresdurchschnittlich 2 Prozent zunahm, sank im gleichen Zeitraum die Gesamterzeugungskapazität um jährlich 0,6 Prozent. Der Rückgang der Kapazitäten setzt den Trend fort, der sich bereits vor 1988 zeigte: Verringerter Ausbau heimischer Erzeugungsanlagen durch die Versorgungsunternehmen und stattdessen zunehmender Import von Strom aus den benachbarten Bundesstaaten.

Im Hintergrund der deutlichen Nachfragesteigerungen liegen insbesondere zwei Ursachen: Zum einen die seit Mitte der neunziger Jahre stark wachsende Wirtschaft Kaliforniens, zum anderen das deutliche Bevölkerungswachstum.³²

Die im gleichen Zeitraum um insgesamt 5 Prozent gestiegene Erzeugung deutet dabei zwar auf eine stärkere Auslastung der vorhandenen Kraftwerke hin; sie zeigt aber auch, dass der Nachfragezuwachs nur zu einem relativ geringen Teil aus kalifornischen Kraftwerken bedient wurde. In weitaus größerem Ausmaß wurde auf zusätzliche Importe aus dem Ausland und anderen Bundesstaaten gesetzt.

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten, tatsächliche Erzeugung und Stromnachfrage 1988, 1993 und 1998

	1988	1993	1998	Wachstum 1988–1998 (Prozent)	Durchschnittliches Jährliches Wachs- tum (Prozent)
Erzeugungskapazität (MW)	55 134	54 422	52 349	-5	-0,6
Erzeugung (GWh)	179 325	186 862	188 758	+5	+0,6
Nachfrage (GWh) ^a	200 637	210 500	240 044	+20	+2,0

^a Werte für 1998 und 1993: Nur Versorgungsunternehmen, Wert für 1998: Endverkäufe der Versorgungsunternehmen plus Verkäufe von unabhängigen Anbietern an Endkunden.

Quelle: EIA (2000e), CPUC (1998).

Der beobachtbare Rückgang der verfügbaren Kapazitäten ist nicht allein dem Umstand zu verdanken, dass kein Zubau stattgefunden hat. Es kommt hinzu, dass der Kraftwerkspark in Kalifornien in zunehmendem Ausmaß „Alterserscheinungen“ zeigt. Wirft man einen Blick auf die in Tabelle 7 wiedergegebene Altersstruktur der Gas- und Öl befeuerten Kraftwerke in Kalifornien, wird dies deutlich. Mittlerweile ist der überwiegende Teil derartiger Kraftwerke über 30 Jahre alt, nur 17 Prozent sind jünger als 20 Jahre. Die zunehmend älteren Anlagen weisen eine abnehmende Verfügbarkeit auf; neue Anlagen, die diesen Trend hätten aufheben können, sind seit einigen Jahren nicht ans Netz gegangen.

³¹ In Tabelle 6 sind nur Zahlen bis 1998 angegeben, da seit der Öffnung des Endkundenmarktes Werte für die Gesamtnachfrage kaum verfügbar sind (neuere Daten zum Verkauf von unabhängigen Anbietern an Endkunden werden bislang nicht veröffentlicht).

³² Der durchschnittliche Bevölkerungszuwachs betrug in den letzten Jahren 600 000 Personen/Jahr (Kahn 2000: 4).

Tabelle 7: Altersstruktur des Kraftwerksparks: Gas- und ölbefeuerte Kraftwerke in Kalifornien 1988

Alter	Kapazität	Anteil
	MW	Prozent
40 Jahre und älter	5 276	20
30 – 39 Jahre	10 542	41
20 – 29 Jahre	5527	21
Jünger als 20 Jahre	4509	17
Insgesamt	25 854	

Quelle: CEC (1999: 71).

Bereits diese Werte deuten auf die gesunkene Reservekapazität in Kalifornien hin. In der Tat zeigen auch die vom Western Systems Coordinating Council (WSCC), der für Kalifornien zuständigen regionalen Organisation für die Sicherheit der Stromversorgung, veröffentlichten Werte einen deutlichen Rückgang der Reservekapazitäten (Tabelle 8).³³

In Tabelle 8 sind die Daten für den WSCC insgesamt sowie für die WSCC-Teilregion Kalifornien/Mexiko für den Zeitraum 1988 bis 2000 wiedergegeben.³⁴ Die Reservekapazitäten sind in Tabelle 8 der besseren Vergleichbarkeit wegen als auf die relevante Nachfragemenge bezogene Kennziffern (Reservemargen) wiedergegeben.

³³ Das Western Systems Coordinating Council (WSCC) ist eine regionale Unterorganisation des North American Electric Reliability Council (NERC); NERC wurde nach einem Zusammenbruch der nordamerikanischen Stromversorgung in 1965, der insgesamt fast 30 Millionen Kunden betraf, im Jahr 1968 gegründet. NERC ist eine nichtgewinnorientierte Organisation mit zehn regionalen Unterorganisationen als Mitglieder. Mitglieder dieser Unterorganisationen selbst sind fast alle privaten und öffentlichen Stromunternehmen im Gebiet der jeweiligen regionalen Organisation. Die Aufgabe des NERC (und des WSCC) besteht bislang vor allem in der Festlegung von Sicherheitsstandards, wobei als Regel zu deren Durchsetzung bislang ein Freiwilligkeitsprinzip gilt; d.h., bislang existieren keine expliziten Sanktionsmechanismen für Fehlverhalten.

³⁴ Die der Berechnung der Reservemargen zugrunde liegenden maximalen Angebotskapazitäten sind nicht mit den im jeweiligen Gebiet gelegenen Kraftwerkskapazitäten identisch. Vielmehr gehören hierzu auch die fest kontrahierten Lieferungen aus anderen Regionen, abzüglich der fest kontrahierten Lieferungen in andere Regionen.

Tabelle 8: Reservekapazitäten im WSCC und in Kalifornien: Reservemargen in Prozent 1988–2000

	WSCC ^a				Kalifornien/Mexiko ^b			
	Einschließlich unterbrechbarer Lieferungen ^c		Ohne unterbrechbare Lieferungen ^c		Einschließlich unterbrechbarer Lieferungen ^c		Ohne unterbrechbare Lieferungen ^c	
	Prognose	tatsächlich	Prognose	tatsächlich	Prognose	tatsächlich	Prognose	tatsächlich
1988	40,3	24,3	40,3	26,1	33,3	12,2	33,3	12,2
1989	35,6	23,5	35,6	27,3	29,4	17,1	29,4	21,0
1990	34,6	21,8	39,5	23,7	33,3	10,4	37,5	14,2
1991	28,4	13,4	33,1	15,3	30,3	11,2	34,4	16,0
1992	27,1	17,8	31,8	21,9	24,8	9,1	29,6	13,0
1993	24,4	14,5	29,3	18,8	23,4	13,2	28,5	17,8
1994	24,3	16,0	28,8	19,1	20,7	8,8	25,9	11,6
1995	19,6	18,4	24,5	22,8	14,3	10,3	20,4	14,2
1996	21,0	15,7	26,0	18,4	22,4	6,0	29,4	10,1
1997	23,7	14,0	28,6	16,9	19,1	3,7	25,8	7,8
1998	21,5	13,0	25,5	13,9	18,7	4,4	25,4	7,9
1999	14,7		18,8		6,7		12,7	
2000	17,6		21,9		11,4		17,5	

^a Die Region des Western Systems Coordinating Council (WSCC) umfasst den westlichen (Kontinental-)Teil der Vereinigten Staaten (Gebiete von 14 Bundesstaaten), Teile Mexikos (Nordteil der Baja California) sowie Kanadas (Alberta und British Columbia) —
^b Dieses Teilgebiet des WSCC umfasst den größten Teil Kaliforniens und den Nordteil der Baja California. Bis einschließlich 1997 umfasst das Teilgebiet den Südteil Nevadas und umfasst nicht den Nordteil der Baja California
^c „Unterbrechbare Lieferungen“ sind Lieferungen im Rahmen von Verträgen, die für den Fall von drohenden Engpässen oder unter anderen definierten Umständen eine gezielte Versorgungsunterbrechung für den jeweiligen Kunden explizit vorsehen. Reservekapazitäten ohne unterbrechbare Lieferungen umfassen dementsprechend diejenigen Reservekapazitäten, die bei Nichtbelieferung derartiger Kunden vorhanden sind. Die derart berechneten Reservekapazitäten liegen daher über denjenigen, die auf die Nachfragemenge „einschließlich der unterbrechbaren Lieferungen“ bezogen sind. Für die Jahre 1988 und 1989 wurde für die Prognose nicht in Reservekapazitäten einschließlich und ausschließlich unterbrechbarer Lieferungen unterschieden.

Quelle: CEC (1999), (WSCC 1999; 2000), eigene Berechnungen.

Die Werte in Tabelle 6 und Tabelle 8 belegen übereinstimmend, dass die Reservekapazitäten seit Ende der achtziger Jahre deutlich zurückgegangen sind. Dies gilt unabhängig von der Frage, ob prognostizierte oder tatsächliche Reservemargen betrachtet werden, unabhängig auch von der Frage, ob Reservemargen einschließlich oder ausschließlich unterbrechbarer Lieferungen betrachtet werden, unabhängig schließlich auch von der Frage, ob Kalifornien als Teilregion oder die WSCC-Region als Ganzes betrachtet werden.³⁵ Die Reservemargen deuten in ihrer aktuellen Höhe auf eine gestiegene Gefahr von Versorgungsengpässen hin, die sich in der Tat in den letzten Jahren und vor allem seit dem Frühsommer 2000 in Stromausfällen beziehungsweise zentral organisierten Stromabschaltungen ganzer Subnetze manifestierte. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei dieser

³⁵ Die Frage, warum die prognostizierten Reservemargen durchgängig über den tatsächlichen liegen, soll hier nicht diskutiert werden. Es soll allerdings erwähnt werden, dass die den Berechnungen zugrunde liegenden maximalen Angebotsmengen vom WSCC unter der Annahme widriger Niederschlagsmengen prognostiziert werden, insofern im Mittel eher eine Unterschätzung erwartet werden könnte und daher die durchgängige Überschätzung umso mehr überrascht.

Gefahr von Stromausfällen nicht um die Gefahr lokaler Ausfälle handeln muss, die etwa durch den Ausfall einzelner Leitungen bedingt sein könnten. Die Werte in Tabelle 8 zeigen an, dass Knappheiten insgesamt im gesamten WSCC-Gebiet und insbesondere in Kalifornien an Relevanz gewinnen.

Insgesamt muss festgehalten werden, dass die Investitionen in Erzeugungs- und Transportanlagen hinter der Nachfrageentwicklung zurückblieben.³⁶ Und hieran hat sich seit Beginn der Umstrukturierungen noch nichts geändert. Dies ist ein augenfälliger Widerspruch zu den Erfahrungen in anderen liberalisierten Märkten, etwa im Gefolge der Reformen in England und Wales. Dort wurden unmittelbar nach Beginn der neuen Märkte umfangreiche neue Erzeugungskapazitäten gebaut, so dass sich die dortige Regierung sogar veranlasst sah, ein Moratorium für den Bau neuer Kraftwerke zu verhängen, um den wirtschaftlichen Betrieb der älteren Kraftwerke zu sichern.

2. Besondere Umstände in 2000

Von Bedeutung für die derzeitigen Preisentwicklungen ist der Umstand, dass die bereits langfristig angelegten Knappheiten seit dem Frühsommer 2000 noch durch kurzfristige Entwicklungen verstärkt wurden. So lagen die Niederschlagsmengen im gesamten Nordwesten in 1999/2000 (und auch zu Beginn des Winters 2000/2001) vergleichsweise niedrig, gemessen am langjährigen Mittel, nachdem sie in den letzten fünf Jahren, teilweise weit, über dem Durchschnitt lagen (FERC 2000c: 2–27). Die Wasserkraftwerke haben aber einen großen Anteil an der Gesamterzeugungskapazität in Kalifornien und im gesamten Nordwesten der Vereinigten Staaten.

Diese geringere Füllung der Reservoirs führt natürlich auch zu einer geringeren maximalen Erzeugung in Kalifornien selbst. Gegenüber dem Vorjahresmonat in 1999 war die Erzeugung in Wasserkraftwerken beispielsweise im Januar 2000 um 45 Prozent geringer; im Februar lag die Erzeugung um 32 Prozent unter dem Vorjahreswert (CalPX 2000c: 54). Von der Importseite wurden diese Effekte noch verstärkt, da auch den Wasserkraftwerken in den nördlichen Nachbarstaaten weniger Wassermengen zur Verfügung standen. Dabei ist zu beachten, dass aus den angrenzenden Bundesstaaten im Nordwesten maßgebliche Anteile der

³⁶ Wobei dieser Attentismus im Bereich der Investitionen nicht auf Kalifornien begrenzt war. Von 1992 bis 1997 gab es in den Vereinigten Staaten kaum Erzeugungskapazitätszuwächse, in 1997 und 1998 gab es sogar einen Rückgang der Kapazitäten — bei gleichzeitiger Ausdehnung der Erzeugung um über 3 Prozent (Joskow 2000a: 68). Auf die Ursachen dieses Investitionsdefizits wird für den Fall Kaliforniens an späterer Stelle eingegangen.

relativ hohen kalifornischen Importe der letzten Jahren bedient wurden (FERC 2000c: 2–7).³⁷

Hinzu kam, dass in 2000 relativ hohe geplante und ungeplante Ausfälle bei den anderen Kraftwerken zu beobachten waren, die die Erzeugungskapazitäten weiter reduzierten (CAISO 2000a: 1; FERC 2000c: 2–19). Im August 2000 lag die durchschnittliche Höhe der ausgefallenen Kraftwerke mit 3 391 MW weit über dem Vorjahreswert (604 MW). Dabei dürfte ein großer Teil dieser Ausfälle auf das bereits erwähnte hohe Alter des vorhandenen Kraftwerksparks zurückzuführen sein (vgl. Tabelle 7). Schließlich wurden in den ersten Monaten des Jahres 2000 nur relativ wenige Kraftwerke wegen geplanter Wartungsarbeiten vom Netz genommen wurden (FERC 2000c: Figure 2–12). Dies könnte bedeuten, dass ausgerechnet im Sommer 2000 viele Kraftwerke in einem noch schlechteren Zustand gewesen sind, als es vom Alter her ohnehin erwartet werden könnte. Ob und ggf. inwieweit hier auch strategische Zurückhaltung von Kapazitäten im Rahmen der Ausnutzung von Marktmachtpositionen eine Rolle spielt, kann derzeit nicht mit Sicherheit beantwortet werden (Joskow und Kahn 2000: 4 f.); eine aktuelle Untersuchung der FERC (2001g) deutet jedoch eher darauf hin, dass die Ausfälle im Wesentlichen dem Alter der Kraftwerke und der seit geraumer Zeit nachfragebedingt sehr hohen Inanspruchnahme zu verdanken sind.

Schließlich ist neben diesen angebotsseitigen Einflüssen noch der Umstand relativ hoher Temperaturen im Frühsommer/Sommer 2000 zu nennen, die von der Nachfrageseite die Reservemargen haben schrumpfen lassen.³⁸ Insbesondere im Frühsommer lagen in allen Regionen des WSCC-Gebiets extrem hohe Temperaturen vor.³⁹ Im Südwesten (Kalifornien, Arizona, New Mexiko, Utah und Colorado) lagen die Temperaturen den gesamten Sommer 2000 über sehr hoch. Insgesamt und über das ganze Jahr betrachtet galt: Lagen die Werte für Kalifornien in 1999 unter dem langjährigen Durchschnitt, lagen sie für 1998 im unteren Zehntel der Verteilung für die letzten 106 Jahre. Das heißt, dass die Nachfrageentwicklung in 1999 und erst recht 1998 durch das Wetter gedämpft wurde, während sie in 2000 ebenso deutlich nach oben beeinflusst wurde.

³⁷ Diese Importe aus den umliegenden Bundesstaaten im Nordwesten folgen einem jahreszeitlichen Muster. Im Sommer werden vergleichsweise umfangreiche Mengen netto importiert, während im Winter die Nettoimporte geringer sind oder sogar in Nettoexporte umschlagen.

³⁸ In Kalifornien liegen die Spitzenlastperioden im Sommer (u.a. aufgrund des hohen Anteils von Klimaanlage als Strom verbrauchende Geräte), nicht im Winter, wie dies in kälteren Regionen die Regel ist.

³⁹ Vgl. zu einem Überblick zu den Temperaturen für 2000 im Vergleich der letzten 106 Jahre die Grafiken in FERC (2000c : 2–10, basierend auf vom National Climatic Data Center bereitgestellten Daten (<http://www.ncdc.noaa.gov/ol/climate/climateresearch.html>)).

Tabelle 9: Endnachfragewachstum 1999–2000

	1999		2000			
	Mai	Juni	Mai		Juni	
	GWh	GWh	GWh	Wachstum (Prozent)	GWh	Wachstum (Prozent)
Westliche Bundesstaaten der Vereinigte Staaten insgesamt ^a						
Alle Nachfrager	45 782	48466	48 125	5,1	53 230	9,8
Haushaltskunden	13 823	14 711	14 617	5,7	16 883	14,8
Kalifornien						
Alle Nachfrager	17 626	19 225	18 649	5,8	21 867	13,7
Haushaltskunden	5 194	5 720	5 625	8,3	7 084	23,8

^a: Arizona, Colorado, Idaho, Montana, Nevada, New Mexiko, Utah, Wyoming, Oregon, Washington, Kalifornien.

Quelle: EIA (2000d; 2000f); eigene Berechnungen.

Als Konsequenz dieser Einflüsse lag die Nachfragemengen im gesamten Westen der Vereinigten Staaten gegenüber dem Vorjahr im Mai um gut 5 Prozent höher, im Juni sogar um knapp 10 Prozent (Tabelle 9). In Kalifornien übertraf die Nachfrage im Mai den Vorjahreswert um knapp 6 Prozent, im Juni um knapp 14 Prozent.⁴⁰

Die in Tabelle 9 wiedergegebenen Daten für das Wachstum der Endverbrauchsmengen basieren auf Angaben der Energy Information Administration für die Verkaufsmengen der öffentlichen Versorgungsunternehmen an Endkunden. Angesichts des Umstands, dass in diesen Zahlen nicht die Werte für Lieferungen von unabhängigen Stromhandelsfirmen enthalten sind, geben sie kein vollständiges Bild der Nachfrageentwicklungen. Ein Blick auf die Entwicklung des insgesamt über den CAISO abgewickelten (Großhandels-)Liefermengen in Tabelle 10 bestätigt allerdings den bisherigen Befund. Hiernach ist das tatsächliche über den CAISO abgewickelte Volumen im Mai um 11 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen, im Juni sogar um 13 Prozent. Im Juli entspannte sich die Situation wieder etwas, um im August wieder auf 7 Prozent Wachstum gegenüber dem Vorjahresmonat zu steigen. Im September lag die Wachstumsrate mit 3 Prozent wieder deutlich niedriger.⁴¹ Es ist allerdings zu vermerken, dass selbst die relativ geringen Steigerungen im Juli oder im September angesichts der gene-

⁴⁰ Noch deutlicher wird der Einfluss des Wetters auf die Stromnachfrage, wenn die Nachfragemengen der Haushaltskunden in Tabelle 9 betrachtet wird, die aufgrund der hohen Ausstattung mit Klimaanlage in der Region noch erheblich stärker als die Gesamtnachfrage gestiegen ist: Für Kalifornien kann für den Mai ein Steigerung gegenüber dem Vorjahr um gut 8 Prozent, für den Juni sogar um knapp 24 Prozent festgehalten werden.

⁴¹ Dabei entsprechen die tatsächlichen Werte für die gesamten Stromnachfragemengen weitgehend den Prognosen, während die Spitzenlastnachfrageentwicklung regelmäßig überschätzt wurde. Inwieweit hierbei öffentliche Stromsparappelle oder die Preiselastizität größerer Kunden eine Rolle spielt, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht geklärt werden.

rell geringen Reservekapazitäten durchaus zu bindenden Engpässen führen können.

Tabelle 10: Nachfragewachstum im CAISO-Gebiet 1999–2000 (Entwicklung gegenüber dem Vorjahresmonat in Prozent)

	Mai	Juni	Juli	August	September
Gesamtnachfrage					
Prognostiziert	11	12	3	8	4
Tatsächlich	11	13	2	7	3
Spitzenlastnachfrage					
Prognostiziert	20	11	0	7	15
Tatsächlich	21	6	-5	-1	7

Quelle: CalPX (2000d: Tabelle 1).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Nachfrage im gesamten Westen der Vereinigten Staaten im Allgemeinen und in Kalifornien im Speziellen in 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark stellten. Vor diesem Hintergrund überrascht es nur wenig, dass sich der CAISO mehrfach veranlasst sah, den Ausnahmezustand auszurufen. Die Zahl dieser Ausnahmezustände hat sich im Sommer 2000 gegenüber den ersten beiden Jahren erheblich erhöht (Tabelle 11).

Tabelle 11: Ausrufungen des Ausnahmezustands 1998–2000

Typ des Ausnahmezustands		Maßnahmen	Zahl der Ausrufungen des Ausnahmezustands ^b		
			1998	1999	2000
Stufe I	setzt voraus, dass aktuelle Reservespanne ^a kleiner als 7 Prozent ist	Nachfrager werden aufgefordert, ihre Nachfrage freiwillig zu begrenzen	3	3	24
Stufe II	setzt voraus, dass Reservespanne kleiner als 5 Prozent ist	Lieferungen an Nachfrager mit unterbrechbaren Lieferverträgen werden reduziert	3	0	14
Stufe III	setzt voraus, dass Reservespanne kleiner als 1,5 Prozent ist	Nachfrager werden informiert, dass unfreiwillige Lieferungsunterbrechungen stattfinden	0	0	0
Insgesamt			6	3	38

^a Aktuelle Reservespanne bezieht sich auf die aktuell verfügbaren Kraftwerke und sonstigen Einspeisungsquellen und schließt z.B. Kraftwerke aus, die wegen Wartungsarbeiten nicht verfügbar sind — ^b Jeweils Sommermonate Mai – September.

Quelle: FERC (2000c: 2–15).

Bei einer Betrachtung der Entwicklungen in Kalifornien muss auch berücksichtigt werden, dass nicht allein Unterkapazitäten in Erzeugungsanlagen, sondern auch in Transportanlagen von Bedeutung sind. Zu beachten ist, dass die Transportanlagen in der Vergangenheit für relativ genau definierte Anforderungen geplant wurden. Wettbewerb, stärkerer Stromhandel über größere Entfernungen und ganz allgemein geänderte Lastflüsse infolge von Lieferantenwechseln stellen

allerdings gänzlich neue Anforderungen an die Transportnetze. Die daher zunehmend knappen Transportkapazitäten sorgen nun dafür, dass regionale Erzeugungsengpässe nicht durch Mehrerzeugung in anderen Regionen aufgefangen werden können; sie verstärken aus diesem Grund Knappheiten im Erzeugungsbereich, erzwingen die Zuschaltung relativ teurer Kraftwerke und vertiefen etwaige Marktmachtpositionen einzelner Stromanbieter. Auch sie können dafür für einen Teil der Preissteigerungen verantwortlich gemacht werden (Borenstein et al. 2000).

Die langfristig angelegten und kurzfristig weiter erhöhten Knappheiten und die hiermit zusammenhängende Gefahr von Netzzusammenbrüchen sollten zu tendenziell steigenden Strompreisen auf der Großhandelsebene führen. Dies zum einen deswegen, weil tendenziell Kraftwerke mit höheren Kosten zugeschaltet werden müssen. Zum anderen ist unter diesen Umständen zunehmend nicht davon auszugehen, dass die Strompreise den Grenzproduktionskosten für Strom entsprechen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Preise in Spitzenlastperioden über den variablen Kosten des letzten zugeschalteten Kraftwerks liegen werden, alleine schon, um hierdurch die notwendige Rationierung der Nachfrage erreichen zu können. Es sei daher betont, dass relativ hohe Preise für sich genommen nicht das Vorliegen von Marktmacht anzeigen, sondern durchaus das Ergebnis wettbewerblicher Märkte mit intensiver Erzeugerkonkurrenz sein kann (hierauf wird insbesondere in Abschnitt III.D.1 bei der Diskussion ausgewählter Bereiche des Regulierungsversagens auf der Nachfrageseite zurückzukommen sein).

Die Preissteigerungen in 2000 scheinen daher im Rückblick wenig überraschend. Sie hätten bei anderer Wetterlage bereits in 1998 und 1999 auftreten können.⁴² Verhindert wurden sie in diesen beiden ersten Jahren der neuen Märkte durch die geringeren Temperaturen und die weit über dem Durchschnitt liegenden Niederschlagsmengen, möglicherweise auch durch noch geringe Erfahrungen der Unternehmen mit den strategischen Möglichkeiten in den neuen Märkten. Und in der Tat lagen bereits in 1999 Prognosen vor, die vor Engpässen und deutlichen Preissteigerungen in 2000 warnten, falls nicht wieder die Wetterlage zu Hilfe kommen würde (zitiert in CEC 1999: 65). Die Knappheiten im Sinne einer zunehmenden Gefahr von bindenden Kapazitätsengpässen können somit als ein wichtiger Grund für die diesjährigen Preissteigerungen genannt werden.

⁴² Allerdings bedeutet die Aussage, dass Preiserhöhungen zu erwarten waren, nicht, dass sie von der *Höhe* her gerechtfertigt wären.

3. Fazit: Zu geringe Investitionen und die Rolle der Regulierung der Angebotsseite

Angesichts der deutlichen Knappheiten im kalifornischen Strommarkt und der überragenden Rolle, die diese für die Strompreiserhöhungen spielen, stellt sich die Frage, wodurch diese verursacht worden sind und warum ihnen nicht durch eine Ausweitung der Angebotskapazitäten begegnet wurde. Auf mittlere Sicht scheint der forcierte Neubau von Anlagen für eine dauerhafte Senkung des Strompreisniveaus unabdingbar. Selbst eine (hypothetische) spürbare Senkung des Nachfragevolumens allein wird die Engpässe nämlich kaum entschärfen können, wenn das Ausmaß des in vielen Jahren gewachsenen Investitionsstaus und die hohen Ausfallraten der Kraftwerke berücksichtigt werden. Hierbei ist auch zu beachten, dass angesichts des hohen Durchschnittsalters des kalifornischen Kraftwerksparks ein Neubau von Kraftwerken aus Umweltschutzaspekten ohnehin angezeigt sein dürfte.

Die im Folgenden zu untersuchende Frage lautet, welche regulatorischen Barrieren einer derartigen Ausweitung entgegen standen oder immer noch stehen. Das oben gegebene Bild der derzeitigen Knappheiten hatte gezeigt, dass seit Beginn der Reformen keine nennenswerte Ausweitung der Kapazitäten stattgefunden hat. Insofern hat sich, wenn man nur die Entwicklung der Zahlen für am Netz befindliche Kraftwerke berücksichtigt, die Entwicklung der letzten 15 Jahre fortgesetzt: Ausweitung der Nachfrage bei konstanten oder gar sinkenden Angebotskapazitäten.

Einiges spricht dafür, dass eine zentrale Ursache der seit geraumer Zeit zu geringen Investitionen in Glaubwürdigkeitsproblemen der öffentlichen Regulierung liegt. Im Gefolge der Ölpreiserhöhungen und der Kostenplanüberschreitungen bei den Kernkraftwerken in den siebziger und achtziger Jahren gingen in den Vereinigten Staaten generell die Investitionen in Kraftwerke zurück. Dies lag nicht nur daran, dass die Nachfrage weniger schnell wuchs als ursprünglich vermutet. Es lag auch an der Regulierungspolitik, genauer: an den Änderungen der Regulierungspraxis in den achtziger Jahren. Zu dieser Zeit gingen viele einzelstaatliche Regulierungskommissionen weg von der Billigung fast aller von den Unternehmen geltend gemachten Kosten als Basis für die Endkundenpreise. Das war auch in Kalifornien der Fall. Damit war die Abkehr von der traditionellen „rate-of-return“-Regulierung hin zu einer modifizierten (used-and-useful-)Renditeregulierungsregel eingeleitet (vgl. Kumkar 1996: 7; 2000: Anhang A).

In der Folge lernten die Stromunternehmen, was es bedeutet, dem so genannten Regulierungsrisiko ausgesetzt zu sein. Wie im Fall der rein privatwirtschaftlichen Koordinierungsstrukturen (governance structures) ergibt sich auch bei der

öffentlichen Regulierung das Problem, dass die Regulierungsinstanzen durch eigennutzorientierte, also opportunistische Akteure geleitet und verwaltet werden. Daher unterliegt auch ein Regulierer u.U. Anreizen, seine Verhandlungsmacht, die in der Existenz von spezifischen Investitionen der Stromunternehmen begründet liegt, auszunutzen. Konkret muss das Stromunternehmen befürchten, dass seine Investitionen in Kraftwerke vom Regulierer bei der Preisregulierung nicht honoriert, sondern ex post als nicht „used-and-useful“ kategorisiert werden. Das Stromunternehmen bleibt in diesem Fall auf seinen Kosten ganz oder teilweise sitzen.⁴³ Und in der Tat zeichnete sich aufgrund dieses Regulierungsrisikos in einigen U.S.-Bundesstaaten in den achtziger Jahren die Tendenz zu einem umgekehrten Averch-Johnson-Effekt ab.⁴⁴ Es wurden Befürchtungen laut, das lang vorherrschende Bild der Kraftwerksüberkapazitäten könne sich in ein Bild der Unterkapazitäten wandeln.

Als Wege aus diesem Dilemma — auf der einen Seite Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben zur Begrenzung von Strompreisstigerungen, auf der anderen Seite die mögliche Gefahr von Versorgungsengpässen — bieten sich grundsätzlich zwei Möglichkeiten an: Entweder wird das totale Investitionsrisiko durch aktive Regulierung wieder symmetrischer ausgestaltet, d.h., den Unternehmen wird beispielsweise bei unerwarteten Nachfrageerhöhungen oder ex post überdurchschnittlich guten Investitionen ein großer Teil der Zusatzgewinne „überlassen“ und hierdurch die erwartete erlaubte Rendite erhöht. Oder aber die Stromerzeugung wird zu weiten Teilen dem Wettbewerb ausgesetzt und die Risikoallokation stärker dem Markt überlassen.

Der erste Weg hätte eine grundsätzliche Neuausrichtung der einzelstaatlichen Regulierungsverfahren verlangt, die entweder die Praxis der Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben beseitigt oder aber übernormale Gewinne bei ex post richtigen Investitionen erlaubt hätte.

Der zweite Weg, der auf Bundesebene und auf Staatsebene in Kalifornien tatsächlich gewählt wurde, entließ weite Teile der Stromwirtschaft, namentlich bestimmte Kategorien der Stromerzeugung, aus der bisherigen Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen. Diese Entwicklung stellte damit auch einen Schritt zu einer grundsätzlichen Reallokation von Investitionsrisiken dar: Trugen bisher die Stromnachfrager grundsätzlich das Risiko von Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung, wurde jetzt das Risiko stärker den Stromer-

⁴³ Vgl. Joskow und Schmalensee (1986: insbes. 12). Sie charakterisieren die damalige Sicht der US-Versorgungsunternehmen bezüglich der Konsequenzen der Aberkennungen des „used and useful“-Status anschaulich als „Kopf-ich verliere und Zahl-Du gewinnst“-Situation. Vgl. auch bereits Joskow (1974) und Joskow und MacAvoy (1975). Vgl. kritisch Lyon (1991).

⁴⁴ Die Summe der derart aberkannten Investitionskosten addierten sich bis Ende der achtziger Jahre auf über 10 Mrd. Dollar. Vgl. OTA (1995: 200) und Mead et al. (1989: 51).

zeugern zugewiesen. Diese hatten allerdings in dem ermöglichten Wettbewerb in der Stromerzeugung auch die Chancen, überdurchschnittliche Gewinne bei ex post richtigen Investitionen zu realisieren.

Das Problem ist, dass in einigen Regionen der Vereinigten Staaten im Gefolge des EPAct zwar zahlreiche neue unabhängige Kraftwerke gebaut wurden. Insofern nahm dort die Gefahr von Engpässen wieder ab. In Kalifornien jedoch hielten diese Neubauten mit der Nachfrageentwicklung nicht mit.⁴⁵ Und von den alteingesessenen Stromunternehmen wurden überhaupt keine nennenswerten Neubauten in Angriff genommen. Die direkt im Anschluss an den EPAct begonnenen Diskussionen in Kalifornien über eine sehr viel weitergehende Umstrukturierung der Regulierung haben den Attentismus der Investoren zusätzlich verstärkt. Solange offen blieb, wie die neuen Märkte und wie die neue Regulierung ausgestaltet werden, wurde ausweislich der Daten der kalifornischen Energiekommission keine Genehmigungen für Neubauten beantragt.

Die langfristig gewachsenen Knappheiten dürften also zum großen Teil einem signifikanten Regulierungsrisiko zu verdanken sein. Offenbar haben die Investoren im kalifornischen Stromsektor mit ihren konkreten Planungen zumindest solange gewartet, bis die Struktur der neuen Märkte hinreichend klar war. In 1996 war dies soweit, und seitdem werden auch Anträge für Kraftwerksneubauten bei der kalifornischen Energiekommission eingereicht. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die zu erzielenden Preise für erzeugten Strom in den ersten zwei Jahren relativ niedrig und eher unter den Erwartungen lagen. Dies mag dazu beigetragen haben, dass die Neubaupläne auch von den Unternehmen nicht mit höchster Priorität verfolgt wurden. Nach Angaben der kalifornischen Energiekommission CEC sind bei ihr aber Genehmigungen für Neubauten mit einer Gesamtkapazität von immerhin rund 10 000 MW beantragt (Stand September 2000); weitere Anträge über insgesamt 5 000 MW Gesamtkapazität sind angekündigt (CEC 2000a; 2000b).

Das derzeit relevante Problem ist also nicht mehr, dass die potentiellen Investoren vor Investitionen zurückscheuen, das generelle Regulierungsrisiko scheint also mittlerweile an Bedeutung verloren zu haben. Allerdings bedeutet diese offensichtlich noch nicht das sofortige Ende der Knappheiten. Das akute Problem liegt darin, dass von den ersten Planungen bis zur Fertigstellung der Kraftwerke

⁴⁵ Wobei nicht allein in Kalifornien der Zubau hinter der Nachfrageentwicklung zurück blieb, sondern auch in den benachbarten Bundesstaaten. Im gesamten WSCC-Gebiet wuchs die Nachfrage in den neunziger Jahren jahresdurchschnittlich um 3 Prozent, während die Erzeugungskapazität um nur 1 Prozent erweitert wurde (FERC 2000c: 5-2; 2001f). Auf die damit einhergehenden Verringerungen der Reservekapazitäten wurde oben bereits eingegangen (Tabelle 8).

im Durchschnitt der Vereinigten Staaten (technisch und kaufmännisch bedingt) mindestens drei Jahre vergehen (Joskow 2000a: 69) und die anfangs niedrigen Preise auf den Großhandelsmärkten u.U. die Anreize zur zügigen Fertigstellung minderten. Die drei Jahre sind zwar weitaus kürzer als in der Vergangenheit, implizieren aber immer noch eine erhebliche Verzögerung. In Kalifornien kommt als weiterer zentraler Faktor hinzu, dass die Verfahrensdauer der Genehmigungen tendenziell größer als in den anderen Bundesstaaten ist. Die Genehmigungsverfahren sind komplex, langwierig und verursachen u.U. erhebliche Investitionsrisiken (und damit eine andere Form des Regulierungsrisikos). Dahinter liegen insbesondere umweltpolitische Gründe, aber auch die in Kalifornien generell gültigen Grundsätze der öffentlichen Beteiligung an den Planungs- und Genehmigungsprozessen.⁴⁶ Insgesamt ist daher im kalifornischen Fall eine Gesamtdauer von mindestens sechs Jahren von Planungsbeginn bis zur Fertigstellung zu veranschlagen.

Den verfügbaren Informationen zufolge ist mit dem ersten Hochfahren neuer Kraftwerke im Verlauf des Jahres 2001 zu rechnen. Selbst wenn nicht damit gerechnet werden kann, dass alle geplanten und angekündigten Projekte tatsächlich ans Netz gehen, kann gehofft werden, dass sich die Knappheitssituation mit Beginn des Sommers 2001 entspannen wird. Allerdings muß derzeit offen bleiben, ob, basierend auf diesen Zugängen, die Knappheiten bereits entscheidend gesenkt werden können, oder ob der Kapazitätswachstum in diesem Sommer dadurch konterkariert wird, dass die hohe Inanspruchnahme des bestehenden überalterten Kraftwerksparks zu weiter zunehmenden Ausfallraten führen wird.

Zusammenfassend trägt die Regulierungspolitik in Kalifornien eine Mitschuld daran, dass die Investitionen hinter der Nachfrageentwicklung zurück blieben. Sie hat dazu beigetragen, dass die Stromunternehmen bereits lange vor den Reformen in 1995/1996 kaum mehr in neue Anlagen investierten und den bestehenden Kraftwerkspark zunehmend veralten ließen.

Das Regulierungsrisiko im Gefolge der Ölpreiskrisen ist daher mitverantwortlich dafür, dass die neuen Märkte bereits mit einer deutlichen Hypothek belastet starteten.⁴⁷ Die langwierigen Genehmigungsverfahren trugen dann dazu bei, dass

⁴⁶ Die offenbar auch aktuell zahlreiche Neubauprojekte blockieren. Zwar wird in der Öffentlichkeit massiv der Zubau neuer Kraftwerke gefordert, Kommunen, Landkreise und Private wünschen jedoch den Bau nicht ausgerechnet in ihrem Bereich oder ihrer Nachbarschaft.

⁴⁷ Eine sich hieran anknüpfende, in diesem Beitrag jedoch nicht zu diskutierende Frage, lautet daher nach dem optimalen Timing von wettbewerbsorientierten Reformen: Auf der einen Seite könnte eine Liberalisierung der Erzeugung gerade bei bestehenden Unterkapazitäten sinnvoll sein, weil der Markt u.U. bessere Investitionsanreize zu setzen vermag als eine umfassende Regulierung und somit gerade in dieser Situation die mittel- und langfristigen Effizienzgewinne einer Liberalisierung sehr hoch sein können. Auf der anderen Seite schafft die Liberalisierung

selbst nach der grundsätzlichen Liberalisierung der Stromerzeugung die ohnehin bestehenden, technisch und kaufmännisch bedingten, Verzögerungen bei der Ausweitung des Stromangebots noch vergrößert wurden.

B. Kurzfristige Kostensteigerungen

Eine weitere Ursache der Preissteigerungen sind die Inputpreise für die Stromerzeugung. Diese haben in 2000 deutlich angezogen. Von besonderer Bedeutung sind die Gaspreise und die Preise für Emissionszertifikate.

Zunächst zur Rolle der Gaspreise: Die Erzeugung in Kalifornien basiert zu einem erheblichen Teil auf dem Einsatz von Erdgas. Rund 53 Prozent der gesamten Erzeugungskapazität in Kalifornien und vor allem der weit überwiegende Teil der Spitzen- und Mittellastkraftwerke (also diejenigen, die zumeist die markträumenden Preise bestimmen) setzt Erdgas als Brennstoff ein. Und die Erdgaspreise haben sich gegenüber der Situation in 1999 erheblich erhöht: Betrag der Gaspreis frei Grenze Kalifornien im Januar noch 2 Dollar/MMBtu, markierte er im September 2000 in der Spitze mit 6 Dollar/MMBtu das Dreifache (FERC 2000d: 32).

Betrachtet man den in Tabelle 12 wiedergegebenen Gaspreis in den Sommermonaten 2000, zeigt sich ein gegenüber dem Vorjahr im Durchschnitt verdoppelter Gaspreis. Nach Angaben von CalPX tragen diese Gaspreissteigerungen zu einer Erhöhung der variablen Erzeugungskosten in gasbefeuerten Kraftwerken um durchschnittlich 8 Dollar/MWh bei (CalPX 2000c: 55; vgl. auch CAISO 2000a: 18).⁴⁸

Tabelle 12: Erdgaspreise und Änderung gegenüber Vorjahresmonat des Lieferanten Southern California Gas für große Endnachfrager 2000

	Mai		Juni		Juli		August		September	
	Dollar/ MMBtu	Wachs- tum in Prozent	Dollar/ MMBtu	Wachs- tum in Prozent	Dollar/ MMBtu	Wachs- tum in Prozent	Dollar/ MMBtu	Wachs- tum in Prozent	Dollar/ MMBtu	Wachs- tum in Prozent
Preis	3,70	66	4,69	103	4,62	95	5,30	93	6,02	125

Quelle: CalPX (2000d: Figure 16).

Ein weiteres kommt hinzu: In Kalifornien wird zur umweltpolitisch motivierten Begrenzung von Stickoxid(NO_x)emissionen in zunehmenden Maß auf handelbare *Emissionszertifikate* gesetzt. Im Beispiel des South Coast Air Quality Manage-

der Erzeugung bei vorliegenden Unterkapazitäten die Möglichkeit hoher Preise und erhöht damit die politische Gefahr eines Abbruchs des Liberalisierungsprogramms.

⁴⁸ Nach Berechnungen des CAISO können die hierdurch bedingten Erhöhungen der Grenzerzeugungskosten in den Gas befeuerten Kraftwerken rund 20 Prozent der Preissteigerungen im Juni 2000 gegenüber dem Vorjahresmonat erklären.

ment District (SCAQMD) wurde in 1995 ein Markt für „Reclaim Trading Credits (RTC)“ etabliert. Jedem größeren Emittent über einem bestimmten Schwellenwert wurde eine Anfangsausstattung an Emissionszertifikaten zugewiesen.⁴⁹ Nach Angaben des SCAQMD ist das Jahr 2000 das erste Jahr, in dem die tatsächlichen Emissionen die durch die Zahl der Zertifikate vorgegebene Gesamtmenge an Emissionen erreichen wird (zitiert nach CalPX 2000d: 34). Das heißt, dass in 2000 das erste Mal nennenswert positive Preise für die RTC erreicht werden.

Lagen diese zu Beginn von 2000 noch unter 1 Dollar pro kg NO_x, stiegen sie bis Anfang Juni 2000 auf 5 Dollar und erreichen im August/September 2000 Werte um 20 Dollar pro kg NO_x (CalPX 2000d: Figure 18).⁵⁰ Die derzeitigen kalifornischen Preise für Zertifikate setzen sich bei normalen Gaskraftwerken in variable Emissionskosten von 40 Dollar pro MWh um (FERC 2000d: 37). Das heißt, allein die Emissionskosten liegen höher als die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise in der ersten Zeit der neuen Märkte. Ältere oder reine Spitzenlastkraftwerke mit schlechteren Wirkungsgraden und Reduktionstechnik verursachen noch höhere Emissionskosten. Zwar wirken sich die höheren Emissionskosten nur auf die Kosten eines Teils der kalifornischen Kraftwerke aus. Dies sind aber diejenigen Kraftwerke, die gerade in Spitzenlastperioden sehr häufig die markträumenden, kurzfristigen Preise bestimmen.

Nach jüngsten Berechnungen von CalPX führen die gestiegenen Gas- und Emissionzertifikatpreise zusammen zu variablen Erzeugungskosten, die in der Spitze bei 500 Dollar/MWh liegen (CalPX 2000d: Figure 19, vgl. auch Joskow und Kahn 2000). Dies ist weit entfernt von den durchschnittlichen Preisen der ersten beiden Jahre der neuen Märkte, weit entfernt aber auch von den Spitzenlastpreisen in diesen ersten beiden Jahren.

Die gestiegenen Erdgaspreise und vor allem die gestiegenen Emissionskosten dürften somit einen nicht unbeträchtlichen Teil der Preissteigerungen erklären. Gerade wenn man die Preise der Emissionszertifikate berücksichtigt, wird auch deutlich, dass längerfristig nur dann wieder Preise auf den Niveaus der beiden ersten Jahre zu erwarten sind, wenn entweder die bestehenden Gaskraftwerke in stärkerem Ausmaß mit Filteranlagen nachgerüstet werden, neue Anlagen die alten ersetzen oder aber in neuen Kraftwerken andere Energieträger Einsatz finden.

⁴⁹ Die Menge der Emissionszertifikate wird bis zum Jahr 2003 jährlich gesenkt, um die bundesstaatlichen Luftqualitätsstandards zu erfüllen. Besitzer derartiger RTC unterliegen im Prinzip Anreizen, ihre eigenen Emissionen zu reduzieren, um die frei werdenden Zertifikate verkaufen zu können. Die Stromerzeugung ist nach der Raffinerieindustrie der zweitgrößte Emittent von NO_x.

⁵⁰ Zum Vergleich: Die Emissionszertifikate im Nordosten der Vereinigten Staaten kosten rund 0,1 Dollar pro kg NO_x (FERC 2000d: 42).

Auch hier zeigt sich, dass eine zentrale Ursache der Probleme in dem überalteten Kraftwerkspark Kaliforniens liegt.

C. Marktdesignprobleme: Ausgewählte Aspekte der CAISO-Märkte

Von den institutionellen Details des Stromhandels, d.h. der Frage, in welcher Weise Nachfrage und Angebot in Ausgleich gebracht wird, wurde bislang weitgehend abstrahiert. Die bislang betrachteten Gründe für die beobachtbaren Preissteigerungen waren in dem Sinn „fundamentale“ Gründe, als sie auf aggregierten Angebots- und Nachfrageentwicklungen abstellten. Ein derartige Betrachtungsweise gibt kein vollständiges Bild der Ereignisse.

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, in welcher Weise die institutionelle Ausgestaltung der verschiedenen Strommärkte für die Preissteigerung verantwortlich gemacht werden kann. Konkret wird gefragt, ob insbesondere die vom CAISO organisierten Märkte signifikante und vermeidbare Defizite aufweisen. Dabei wird am Ende auf die Rolle der öffentlichen Regulierung als wichtige Determinante des institutionellen Umfelds der verschiedenen Teilmärkte eingegangen.

1. Das Zusammenspiel einzelner Märkte

Rationale Teilnehmer am Stromhandel werden die Tatsache der Existenz mehrerer Märkte zur Kenntnis nehmen und vornehmlich auf denjenigen Markt gehen, der die für sie höchsten Preise im Fall des Anbieters bzw. der für sie niedrigsten Preise im Fall des Nachfragers verspricht. Insofern ist auch die Ausschöpfung von Arbitragemöglichkeiten zwischen den Märkten zu erwarten. Unter Abstraktion von Risikoaspekten sollte man also davon ausgehen, dass zwischen den Preisen auf den einzelnen Märkten eine hohe Korrelation besteht. Tatsächlich ist dieser Preiszusammenhang im Grundsatz gegeben, wie oben bei der Diskussion der einzelnen Großhandelspreise in Abschnitt II.B.1. deutlich wurde.

Allerdings gibt es Ausnahmen, die Preisdifferentiale zwischen den einzelnen Märkten nach sich ziehen können. Diese Ausnahmen werden dadurch begründet, dass Strom (i) zu unterschiedlichen Zeiten, (ii) an unterschiedlichen Orten und (iii) in institutionell unterschiedlich ausgestalteten Märkten kein homogenes Gut darstellt. Die Tatsache, dass Strom in der Zeit kein homogenes Gut ist, ist offenkundig und durch die schlechte Speicherbarkeit in Verbindung mit einer volatilen Nachfrage bedingt. Hierauf soll im Folgenden nicht eingegangen werden,

sondern die Betrachtung auf räumliche und institutionell bedingte Inhomogenitäten beschränkt werden.

Ein Teil der *räumlichen Inhomogenität* ist rein technisch bedingt: Bestehen Netzengpässe, so ist eine Kilowattstunde Strom *vor* dem Engpass ein offenkundig anderes Produkt als eine Kilowattstunde Strom *hinter* dem Engpass (hinzu kommen normale Transportverluste, von denen hier abgesehen werden soll). Unterschiedliche Preisentwicklungen zwischen den einzelnen Preisregionen sind also zu erwarten.

Betrachtet man die in Tabelle 13 wiedergegebenen Korrelationen der Großhandelspreise im Sommer 2000, überrascht es daher wenig, dass der Korrelationskoeffizient zwischen den Preisen zeitgleich gehandelten Stroms nördlich des Path 15 und südlich des Path 15 nicht den Wert 1 erreicht. Die hierzu im Quadrant II (und Quadrant III) auf der Diagonalen gezeigten Korrelationskoeffizienten betreffen Produkte an unterschiedlichen Orten, die zu gleicher Zeit an den selben Marktinstitutionen gehandelt werden. Interessanterweise ist hier eine Zunahme der Korrelation der Preise nördlich und südlich des Path 15 an der CalPX zu beobachten: Die Werte für den Sommer 2000 liegen über den Werten für den Sommer 1999. Auch bei den Dow Jones-Preisen ist eine Zunahme des Korrelationskoeffizienten zu vermelden. Bei den CAISO-Preisen hingegen nimmt der Korrelationskoeffizient ab: Offenbar schlagen hier Netzrestriktionen in stärkerem Maße als im Vorjahr zu Buche.

Nicht alle Inhomogenitäten sind jedoch technisch bedingt und räumlicher Natur. Vielmehr sind auch *institutionelle* Faktoren für Inhomogenitäten verantwortlich zu machen. Die Korrelation zwischen den Preisen für Strom an ähnlichen Orten, der aber über unterschiedliche Handelsinstitutionen gehandelt wird, nimmt zwar zu. Betrachtet man beispielsweise die im ersten Quadranten angegebenen Werte für den Handel von Strom in Nordkalifornien, nehmen alle einzelnen Korrelationskoeffizienten zu. Gleiches für die in Quadrant IV wieder gegebenen Werte für den südkalifornischen Handel. Allerdings: Die betreffenden Korrelationskoeffizienten liegen fast durchgängig unter denen auf der Diagonale im II. und III. Quadranten. Das heißt, gemessen am Korrelationskoeffizienten weichen die Preisentwicklungen für den physikalisch selben Strom an unterschiedlichen Handelsinstitutionen stärker voneinander ab, als dies bei Strom an unterschiedlichen Orten (der physikalisch nicht identisch ist) an den selben Handelsinstitutionen der Fall ist. Der Grad der institutionellen Inhomogenität ist also, gemessen an den Korrelationskoeffizienten, zumindest so groß wie der der räumlich bedingten.

Tabelle 13: Strompreise in Kalifornien: Korrelationskoeffizienten (in Prozent) Mai – September

	Nordkalifornien						Südkalifornien					
	CalPX Day-Ahead NP 15 ^a		CAISO Real-Time NP 15		Dow Jones COB ^b		CalPX Day-Ahead SP 15 ^c		CAISO Real-Time SP 15		Dow Jones PV ^d	
	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999
<i>Nordkalifornien</i>	(QUADRANT I)						(QUADRANT II)					
CalPX Day-Ahead NP 15	100	100					93	88				
CAISO Real-Time NP 15	65	64	100	100			69	54	91	99		
Dow Jones COB	90	82	73	51	100	100	90	79	67	50	96	84
<i>Südkalifornien</i>	(QUADRANT III)						(QUADRANT IV)					
CalPX Day-Ahead SP 15	93	88					100	100				
CAISO Real-Time SP 15	61	64	91	99			69	55	100	100		
Dow Jones PV	86	65	69	42	96	84	92	70	66	43	100	100

^aNördlich des Path 15. — ^bCalifornia-Oregon Boarder. — ^cSüdlich des Path 15. — ^dPalo Verde.

Quelle: CalPX (2000d: Tabelle 10).

Dieser Umstand deutet darauf hin, dass das selbe physische Gut „Strom“ an den verschiedenen Handelsinstitutionen einen für die Akteure sehr unterschiedlichen Wert besitzt. Vornehmlich zwei Ursachen bieten sich als Erklärung an (die Betrachtung sei im Folgenden auf die CalPX- und CAISO-Preise beschränkt):

Zum einen betrifft der Handel an den unterschiedlichen Institutionen unterschiedliche Zeithorizonte. Zwar werden physikalisch identische Strommengen gehandelt, der Handel aber zu unterschiedlichen Zeitpunkten abgeschlossen. Konkret beziehen sich beispielsweise die CalPX-Preise auf die Day-Ahead-Planungsperiode, die CAISO-Real-Time-Preise auf die Preise für die extrem kurzfristige Planungsperiode des Ausgleichshandels und werden erst ex post ermittelt. Dass die Preise dieser beiden Planungsperioden nicht voll identisch sind, ist angesichts der immanenten Prognoseunsicherheiten grundsätzlich nicht überraschend. Im Grundsatz kann der im Ausgleichshandel geltende Real-Time Preis sowohl unter als auch über dem Day-Ahead-Preis liegen, ohne dass dies ein Indikator für etwaige Ineffizienzen sein muss.

Zum anderen ist zu beachten, dass die Handelsregeln an den unterschiedlichen Institutionen auch in anderer Hinsicht voneinander abweichen. Am augenfälligsten ist bei der Frage der Preisobergrenze. An der CalPX existiert nur eine softwarebedingte Preisobergrenze von 2 500 Dollar/MWh. Beim CAISO-Handel hingegen wurde von Anfang an eine explizite (und von den Regulierern genehmigte) Preisobergrenze definiert.⁵¹ Diese betrug zunächst 250 Dollar/MWh⁵² und wurde

⁵¹ Dabei war auch die CAISO-Preisobergrenze zu Beginn der neuen Märkte nur durch die Restriktionen der verwendeten Software bedingt. Die FERC hat CAISO aber nach Umstellung

zum 1. Oktober 1999 auf 750 Dollar angehoben. Als Reaktion auf die preislichen Entwicklungen in 2000 wurde die Preisobergrenze mit Wirkung vom 1. Juli 2000 zunächst auf 500 Dollar und zum 7. August wieder auf 250 Dollar gesenkt.

Dies kann beispielsweise dazu führen, dass Nachfrager in Spitzenlastperioden auf den CAISO-Ausgleichshandel ausweichen und Anbieter eher am CalPX-Handel partizipieren möchten. Zwar ist davon auszugehen, dass auf lange Frist die Preise dieser beiden Märkte zusammenhängen. Auf kürzere Frist hingegen ist durchaus plausibel, dass die unterschiedlichen Preisobergrenzen neben Mengeneffekten auch Preiseffekte in dem Sinne haben, dass die Preise am Ausgleichshandel des CAISO und am Day-Ahead-Markt der CalPX voneinander abweichen.

Neben diesen beiden organisierten Teilmärkten für Energielieferungen — CalPX und CAISO-Real-Time-Markt — existieren noch die Märkte für Netzhilfsdienstleistungen des CAISO, die sehr komplexe Beziehungen zu den „normalen“ Strommärkten aufweisen.

Hier ist insbesondere der Markt für Ersatzreserve (Replacement Reserve) von Interesse, auf den im folgenden zunächst eingegangen wird. In diesem Markt kontrahiert CAISO ex ante verfügbare Reservekapazitäten in einem Umfang, wie er es angesichts der eigenen Prognosen für die Gesamtnachfrage für notwendig erachtet. Im Anschluss werden die Out-of-Market-Käufe des CASIO und die so genannten RMR-Verträge und deren Problematiken behandelt.

Gemeinsames Merkmal dieser drei Handelsformen ist der Umstand, dass sie den Erzeugern Möglichkeiten bieten, ihre Erlöse gegenüber den „normalen“ Märkten zu erhöhen und insbesondere die o.g. Preisobergrenze des CAISO zu umgehen. Sie könnten daher unter Umständen die bestehenden Marktmachtpositionen Einzelner auf den kurzfristigen Märkten verbessern, bzw. deren Auswirkungen auf das Preisniveau verstärken. Zu beachten ist jedoch, dass die Frage, ob und in welchem Ausmaß Marktmachtpositionen auf den kurzfristigen Märkten überhaupt existieren, entscheidend durch die gegebenen Knappheiten bestimmt werden: Wenn Kraftwerke und Transportanlagen im Überfluss vorhanden wären, wären die Details der Märkte für Netzhilfsdienstleistungen von weitaus geringerem Interesse.

der Software und Abschaffung der damit verbundenen Preisrestriktion die Autorität zur Neueinführung einer Preisobergrenze eingeräumt, die dieser mit der Beibehaltung der alten, vorher softwarebedingten, Grenze in Höhe von 250 Dollar ausfüllte (CAISO 1999b: 29).

⁵² In ähnlicher Weise besteht eine Preisobergrenze für Reservekapazität. Die Preisobergrenze für Netzhilfsdienstleistungen wurde erst nach den Ereignissen des 9. und 13. Juli 1998 eingeführt. An diesen Tagen wurden im Day-Ahead Markt für Ersatzreserve Preise bis zu 9 999 Dollar/MWh erreicht (CAISO 1999b:1). Die Obergrenze wurde zunächst ebenfalls auf 250 Dollar/MW festgelegt.

2. Der Markt für Ersatzreserve und der Real-Time-Markt

Wettbewerbliche Strommärkte weisen gegenüber anderen Märkten einige Besonderheiten auf. Eine besonders interessante Besonderheit leitet sich daraus ab, dass die individuelle Nachfrage kurzfristig nicht oder nur in geringem Ausmaß rationierbar ist. Im kalifornischen System hat CAISO im Interesse der Systemstabilität faktisch die Versorgungspflicht für alle Strommengen, die über die individuell ex ante kontrahierten Volumen hinausgehen. Dieser Versorgungspflicht kommt CAISO mit einem komplexen Beschaffungssystem für Ausgleichsenergie und Netzhilfsdienstleistungen nach.

Wird dem CAISO im Rahmen der Day-Ahead-Planung beispielsweise eine kontrahierte Gesamtnachfrage von 30 GW mitgeteilt, prognostiziert aber CAISO selbst eine Gesamtnachfrage von 35 GW, so verbleiben CAISO zunächst zwei Möglichkeiten, auf diese Gefahr der zu geringen Erzeugung und damit des Systemzusammenbruchs zu reagieren:

- Er könnte sich darauf verlassen, im Rahmen des normalen Ausgleichshandels (Real-Time-Markt, vgl. Übersicht 1 in Kumkar 2001) die erforderlichen Energiemengen beschaffen zu können.
- Hält er dies für nicht machbar bzw. für zu unsicher, wird er im Rahmen der eigenen Day-Ahead- oder Hour-Ahead-Planung zusätzliche Netzhilfsdienstleistungen und hierbei vor allem Ersatzreserve akquirieren. Im Hintergrund liegt der Umstand, dass er über diese kurzfristig akquirierten Kapazitäten sicherer verfügen kann als über Kraftwerke im Rahmen des normalen Ausgleichshandels.

Tatsächlich stützt sich CAISO seit 1999 (CAISO 1999b: 25) in zunehmendem Maße auf Ersatzreservekapazitäten als Antwort auf befürchtete Engpässe in Echtzeit. Auch in 2000 kontrahierte er angesichts der enormen prognostizierten und realisierten Nachfragemengen erhebliche zusätzliche Mengen an Ersatzreserve.^{53:54}

⁵³ Empirisch nimmt die Nachfrage des CAISO nach Ersatzreserve als Funktion der prognostizierten Systemnachfrage eine exponentielle Form an (CalPX 2000d: Figure 76, FERC 2000c: 2–23). Aus den verfügbaren Informationen ist nicht ersichtlich, nach welchen Kriterien bzw. Regeln der CAISO das Volumen der notwendigen Ersatzreserve bestimmt. CAISO besitzt hier offenbar einen großen Ermessensspielraum, der durchaus genutzt wird (vgl. die diesbezügliche Hinweise auf Änderungen der Praxis in CAISO 1999b: 9). Es ist aber wohl davon auszugehen, dass das Ausmaß der Differenz zwischen prognostizierter Systemnachfrage und ex ante via Day-Ahead und Day-of-Planung angegebener Gesamteinspeisung den Umfang der Ersatzreserve wesentlich bestimmt. Die Empirie zeigt ergänzend, dass das Ausmaß der Differenz positiv und zunehmend mit der Gesamtnachfrage korreliert ist (FERC 2000c: Figure 2–15), was eine Erklärung des exponentiellen Verlaufs der Ersatzreservefunktion bieten könnte.

Die Eigner der derart kontrahierten Erzeugungskapazitäten erhalten für die Vorhaltung der Anlagen eine fixe Zahlung. Dieser „Kapazitätspreis“ besitzt eine Preisobergrenze, die bis zum 1. Juli 2000 identisch mit dem für den normalen Ausgleichshandel, also dem Real-Time-Preis war. Seit dem 1. Juli beträgt er 100 Dollar/MW pro Vorhaltungsstunde. Wird die Erzeugung in diesen Kraftwerken tatsächlich abgefordert, erhält der Eigner zusätzlich maximal 250 Dollar pro erzeugten Megawattstunde Strom als variable Zahlung (Energiepreis). Im Extremfall erhält der Eigner somit einen Gesamtpreis von 350 Dollar/MWh, also deutlich mehr als das, was er im normalen Ausgleichshandel erhalten würde.

Interessant ist die Finanzierungsart für diese Ersatzreserve. In der ersten Zeit der neuen Märkte wurden die Kosten der Ersatzreserve anteilig auf alle Nachfrager der Day-Ahead-Planungsperiode umgelegt.⁵⁵ Dies galt für alle Kosten der Netzhilfsdienstleistungen.⁵⁶ Zum Januar 1998 wurde die Allokation der Kosten der Netzhilfsdienstleistungen dahingehend geändert, dass die Kosten grundsätzlich nach den tatsächlichen, gemessenen Nachfragemengen verteilt werden (CAISO 1999b: 16). Für den Fall der Ersatzreserve trat zum August 1999 eine weitere wichtige Modifikation in Kraft: Seitdem werden die durch die Ersatzreserve verursachten Mehrkosten anteilig nur auf diejenigen Strommengen umgelegt, die via Ausgleichshandel gehandelt werden: Also auf Nachfrage, die aus dem Ausgleichshandel befriedigt wird und auf Angebotsmengen, die die ex ante geplanten Erzeugungsmengen unterschreiten (CAISO 2000b: 21). Im Ergebnis konstituieren diese Zurechnungsmodalitäten seit August eine Strafgebühr für diejenigen Nachfrager, die ihre tatsächlichen Lieferungen nicht vollständig ex ante via CalPX oder bilateraler Verträge kontrahieren. Gleichzeitig wird eine Strafgebühr für diejenigen Einspeiser geschaffen, die, aus welchen Gründen auch immer, weniger einspeisen, als sie ex ante kontrahiert haben.

Von Interesse ist, welche Anreizwirkungen die Existenz dieses Markts hat, und welche Preis- und Mengenwirkungen auf den „normalen“ Stromterminhandel etwa via CalPX auftreten können.

⁵⁴ Letztlich ist durch diese erhöhte Akquirierung der Name „Ersatzreserve“ etwas irreführend: Zwar wird weiterhin ein Sockel an Ersatzreserve unverändert als Ersatzreserve für den erwarteten Ausfall einzelner Anlagen vorgehalten. Im Fall einer größeren Differenz zwischen ex ante kontrahierter Energiemengen und prognostizierter Systemnachfrage fragt CAISO jedoch weitaus mehr „Ersatzreserve“ nach, als dies den erwarteten Ausfällen entsprechen würde.

⁵⁵ Genauer: die fixen Kosten, d.h. die Summe der Kapazitätzahlungen. Die variablen Kosten, d.h. die Summe der Energiezahlungen, wurden im Rahmen des normalen Ausgleichshandels auf alle Nachfrager von Ausgleichsenergie umgelegt.

⁵⁶ Ein Nachfrager, der seine Nachfragemenge exakt per Termin kontrahierte, wurde also stärker an den Kosten beteiligt als ein Nachfrager, der seine Nachfrage teilweise oder vollständig per Ausgleichshandel befriedigt, also „unterkontrahierte“.

Betrachtet man zunächst die Anreize für die *Anbieter*, so ist offenkundig, dass es in Zeiten hoher Nachfrage für bestimmte Erzeuger rational sein kann, ihren Strom dem CalPX-Markt „vorzuenthalten“ und ihre Kapazitäten stattdessen im Rahmen der Ersatzreserveauktionen des CAISO anzubieten. Im Hintergrund liegt die Bestimmung, dass sie im Fall der Berücksichtigung in der CalPX Einspeisungsplanung nicht mehr am Netzhilfsmarktsleistungsmarkt partizipieren dürften. Dieser letztgenannte Markt ist aber in Zeiten hoher Nachfrage für Anbieter sehr attraktiv: Im Fall des Gewinns in dieser Auktion erhalten sie den Kapazitätspreis und ggf. einen Energiepreis. Falls sie nicht gewinnen, besteht immer noch die Chance, dass sie ihren Strom via normalem Ausgleichshandel verkaufen können. Daher besteht auf der Anbieterseite die Tendenz, bei Ausweitung der von CAISO nachgefragten Mengen an Ersatzreserve die Angebotsmengen auf dem CalPX Markt zu verringern bzw. die Angebotspreise zu erhöhen.

Zu beachten ist, dass dieser Effekt eine Selbstverstärkung aufweist. Nehmen wir an, ohne Ersatzreserve bestünde eine Differenz zwischen ex ante kontrahierter Energiemengen und prognostizierter Systemnachfrage in Höhe von 5 000 MW. CAISO erwäge daher, Ersatzreserve in Höhe von diesen 5 000 MW zu kaufen. Diese von ihm offenbarte Nachfrage nach Ersatzreserve wird aber das Angebot auf den CalPX-Märkten reduzieren. Damit steigt die Differenz von 5 000 MW auf beispielsweise 7 000 MW, so dass CAISO mehr als die anfänglich erwogene Ersatzreserve in Höhe von 5 000 MW beschaffen müsste. Diese Selbstverstärkungstendenz scheint gerade im Sommer 2000 empirisch relevant gewesen zu sein (vgl. CAISO 2000a: 31): mit etwas Verzögerung ging jeweils nach Tagen der Ausweitung der Ersatzreservemengen die Differenz zwischen ex ante kontrahierten Mengen und tatsächlichen Mengen hoch.

Verstärkt wird die Tendenz der sinkenden Angebotsmengen auf den CalPX-Märkten zusätzlich durch die im August 1999 geänderten Zurechnungsmodalitäten. Da die Strafzahlung für Einspeiser auf alle Strommengen, die zwar ex ante kontrahiert wurden, aber in Echtzeit nicht geliefert werden, anfallen, birgt eine Ex-ante-Kontrahierung die Gefahr zusätzlicher Kosten, wenn etwa ein Kraftwerk wegen technischer Probleme kurzfristig ausfällt. Folglich werden gerade Besitzer älterer Kraftwerke weniger ex ante kontrahieren, sondern eher auf den CAISO-Märkten operieren.

Anzumerken ist, dass diese Angebotsreduktionen auf den CalPX-Märkten nicht notwendig auf Marktmachtverhalten zurückzuführen ist, sondern normales Verhalten selbst eines gewinnorientierten Preisnehmers sein kann.

Die Anreize auf der *Nachfragerseite* sind etwas komplexer. Die anfängliche Allokation der Kosten implizierte bei den Nachfrager Anreize, verstärkt via CAISO und nicht via CalPX oder bilateraler Verträge zu handeln. Die Nachfragemengen bzw. die Nachfragepreise auf den CalPX-Märkten werden durch die Anreize tendenziell gesenkt. Die Nachfrager wurden ja mit den zusätzlichen Kosten

der Ersatzreserve nicht belastet, wenn sie ihre Nachfrage erst in Echtzeit entfalten, also ihren Strom per Ausgleichshandel kaufen. Diese Anreizwirkungen auf der Nachfrageseite waren Anlass für CAISO, die bereits erwähnte Änderungen der Allokationsregeln für die Kosten der Ersatzreserve vorzunehmen.

Der Anreiz, für Nachfrager, auf den CAISO-Handel auszuweichen, ist seitdem beseitigt, mittlerweile sogar in sein Gegenteil verkehrt: Die erste Änderung hin zu einer Allokation der Kosten nach der tatsächlichen, gemessenen Nachfragemengen beseitigte in der Tat die Anreize der Nachfrager, auf den Ausgleichshandel anstelle des CalPX-Handels auszuweichen. Die zweite Änderung bedeutete eine Verstärkung dieser Nachfrageausweitung auf dem CalPX-Markt und impliziert sogar eine scheinbare Bevorzugung des CalPX-Handels gegenüber dem Ausgleichshandel. Diese Bevorzugung kann grundsätzlich adäquat sein: Wenn nämlich berücksichtigt wird, dass Ersatzreserve gegenüber dem normalen Handel mit zusätzlichen Kosten verbunden ist und diese Kosten daher rühren, dass eine Differenz zwischen ex ante kontrahierter Energiemengen und prognostizierter Systemnachfrage besteht, dann kann es sinnvoll sein, diese Kosten verursachergerecht zuzuweisen. Und als Verursacher kommen vornehmlich jene Akteure in Betracht, die ihre Nachfragemengen nicht via CalPX oder bilaterale Verträge, sondern via CAISO akquirieren. Insofern scheint die neue Allokationsregel für die Kosten auf der Nachfrageseite sachgerecht zu sein.

Kommen wir nach dieser getrennten Betrachtung der Angebots- und Nachfrageeffekte zu den gesamten Preis- und Mengeneffekten. Diese haben sich durch die Änderung der Zurechnungsmodalitäten geändert. Anfangs reduzierte eine Ausweitung der CAISO Nachfrage nach Ersatzreserve sowohl das Angebot als auch die Nachfrage auf den CalPX-Märkten. Der Mengeneffekt auf die CalPX-Märkte war insofern eindeutig negativ, tendenziell wanderte sowohl Nachfrage als auch Angebot aus den Day-Ahead- und Day-of-Märkten auf die CAISO-Märkte. Der Preiseffekt ist hingegen nicht eindeutig gewesen.

Nach Änderung der Zurechnungsmodalitäten ist der Preiseffekt hingegen eindeutig: Auf den CalPX-Märkten geht das Angebot zurück und die Nachfrage steigt. Damit ist klar, dass eine Ausweitung der CAISO-Nachfrage nach Ersatzreserve tendenziell die Preise in den CalPX-Märkten erhöht. Diese Preiswirkung in den CalPX-Märkten ist intuitiv plausibel: Durch die Erhöhung der effektiven Preise auf dem Ausgleichsmarkt (die Nachfrager zahlen den Ausgleichspreis plus ihren Anteil an den Kosten der Ersatzreserve) werden tendenziell auch die Preise auf dem CalPX-Markt erhöht.

Die Mengeneffekte sind hingegen nicht eindeutig. Zwar beabsichtigte CAISO durch die geänderte Zuweisung der Kosten (bzw. der dadurch bewirkten besseren Internalisierung externer Kosten) eine Verringerung der via Ausgleichshandel gehandelten Mengen. Von der Nachfrageseite her ist dieses unter normalen Umständen auch zu erreichen. Berücksichtigt man allerdings, dass das Angebot in

Zeiten hoher Nachfrage extrem preiselastisch ist, kann dann im Regelfall wohl auch von einer Mengenreduktion auf den Terminmärkten ausgegangen werden. Verstärkt wird diese Vermutung durch ein weiteres Detail der derzeit existierenden Auktionsregeln der CalPX und des CAISO: CAISO akzeptiert aufgrund der Preisobergrenze beispielsweise im Frühsommer 2000 keine inkrementalen Gebote der Erzeuger über 750 Dollar. Die CalPX-Regeln wiederum schreiben vor, dass die von ihr weitergegebenen inkrementalen Gebote größer oder gleich dem marktträumende PX-Preis sein müssen.

Das impliziert aber, dass ein Nachfrager auf keine Fälle einen CalPX-Preis von über 750 Dollar wünschen kann. In diesem Fall würden nämlich keinerlei inkrementalen Gebote vom CalPX an CAISO Berücksichtigung im CAISO-Engpassmanagement finden. Da CalPX auch heute noch einen überragenden Anteil am Gesamthandel hat, stünden CAISO in diesem Fall kaum Gebote für das Engpassmanagement zur Verfügung. Ergebnis wären enorme Netzengpassgebühren, da CAISO im Fall von Netzengpässen die inkrementalen und dekrementalen Gebote zur Ermittlung eben dieser Netzengpassgebühren nutzt. Und das heißt wiederum, dass die restringierten PX-Preise (die sich aus dem marktträumenden PX-Preis plus Netzengpassgebühren ermitteln) extreme Höhen erreichen würden. Ergo bestehen für die Nachfrager starke Anreize, den marktträumenden unrestringierten PX-Preis auf 750 Dollar nach oben zu begrenzen. Rationale Nachfrager werden daher in den CalPX-Markt mit Preisen nur wenig Mengen über 750 Dollar bieten. Die Nachfragefunktion auf den CalPX-Märkten ist daher bei Preisen über 750 Dollar sehr preisreagibel, im Extremfall horizontal. Dies wiederum begrenzt die Effekte der theoretisch induzierten Nachfrageausweitung infolge der Zurechnungsmodalitäten für die Kosten der Ersatzreserve. Im Extremfall tritt überhaupt keine Nachfrageausweitung ein, da die Nachfrage bei 750 Dollar (bzw. mittlerweile bei 250 Dollar) horizontal verläuft.

Interessanterweise wirken diese Effekte zusammengenommen derart, dass die nominale Preisobergrenze des CAISO in gewissem Ausmaß auch als Preisobergrenze für den CalPX-Handel dient, obwohl die effektive Preisobergrenze des CAISO in Zeiten hoher Nachfrage höher liegt als die nominale (da die Preise für die Ersatzreserve hinzukommt).

In Zeiten hoher Nachfrage besteht also eine Tendenz zur Handelsverlagerung aus dem Terminhandel via CalPX und bilateraler Verträge hin zum Handel via CAISO, und hieran haben die geänderten Zurechnungsmodalitäten des CAISO nichts Wesentliches geändert. Zur Begrenzung dieses negativen Mengeneffekts bei einer Ausweitung der CAISO-Nachfrage nach Ersatzreserve müssten die Auktionsregeln dahingehend geändert werden, dass inkrementale und dekrementale Gebote unabhängig von der Höhe des marktträumenden unrestringierten CalPX-Preises abgegeben werden können. Dann wäre zu erwarten, dass die CalPX-Preise in Zeiten hoher Nachfrage nicht bei der nominalen CAISO-

Preisobergrenze in Höhe von derzeit 250 Dollar begrenzt werden, sondern in der Höhe der effektiven CAISO-Preisobergrenzen von 350 Dollar. Der negative Mengeneffekt wäre in diesem Fall geringer, gleich null oder sogar negativ.

Die Effizienz der Änderung der Zurechnungsmodalitäten bei einer Ausweitung der Ersatzreserven ist daher unter den derzeitigen Auktionsregeln umstritten: Zwar senken sie Externalitätenprobleme und erhöht hierdurch tendenziell die Nachfrage auf den Terminmärkten; auf der anderen Seite erhöhen sie die Kosten des Bezugs auf dem Ausgleichsmarkt, verringern hierdurch die Substitutionalität der verschiedenen Energiemärkte für die Nachfrager und können hierdurch in ineffizienter Weise preiserhöhend wirken (vgl. CAISO 1999b; 2000a; 2000b; Wolak 1999). Hinzu kommt, dass der Markt für Ersatzreserve mit zunehmendem Volumen das Angebot auf den Terminmärkten verringert und hierdurch die Differenz zwischen ex ante kontrahierten Lieferungen und der tatsächlichen Nachfrage erhöht.

Letztlich zeigt sich bei der genauen Betrachtung dieser Effekte dreierlei: *Erstens* wirken die Preisobergrenzen nicht allein auf die CAISO-Märkte, sondern auch auf die CalPX-Märkte (und generell auf die anderen Märkte) und begrenzen auch hier die Preise. *Zweitens* ist durch die Änderung der Zurechnungsmodalitäten bei einer Ausweitung der Ersatzreserve in Zeiten hoher Nachfrage keinesfalls eindeutig eine Ausweitung der via CalPX gehandelten Mengen zu erreichen. Tatsächlich kann die dort gehandelte Mengen sogar zurückgehen und damit den Bedarf an CAISO-Handel erhöhen. *Drittens*: Die nominale Preisobergrenze des CAISO sollte nicht täuschen: Selbst wenn diese für den Ausgleichshandel bei 250 Dollar liegt, müssen die Nachfrager unter Umständen effektiv sehr viel mehr bezahlen, wenn die Umlagen für die Netzhilfsdienstleistungen berücksichtigt werden. Spiegelbildlich können die Erzeuger die Preisobergrenze umgehen, indem sie beispielsweise auf dem Markt für Ersatzreserve agieren und hierdurch einer effektiven Preisobergrenze von im Frühsommer 1 500 statt 750 Dollar und später 350 statt 250 Dollar gegenüber stehen.

3. Die Out-of-Market-Käufe

Im letzten Abschnitt wurde darauf hingewiesen, dass CAISO zunächst zwei Möglichkeiten zur Verfügung stehen, auf die Gefahr einer zu geringen Erzeugung zu antworten, d.h. auf die Gefahr eines Systemzusammenbruchs zu reagieren: Erstens kann er Energie im Rahmen des normalen Ausgleichshandels beschaffen, zweitens kann er zusätzliche Ersatzreserve akquirieren. Dies sind die Möglichkeiten, die ihm im Rahmen der von ihm organisierten Märkte für Ausgleichsenergie und Netzhilfsdienstleistungen zur Verfügung stehen.

Ihm verbleibt nach den Regeln des neuen kalifornischen Systems noch eine weitere Möglichkeit zur Erfüllung seiner Versorgungspflicht für alle Strommengen, die über die individuell ex ante kontrahierten Volumen hinausgehen. Gemeint sind so genannte Out-of-Market-Käufe zusätzlicher Energiemengen. Wenn CAISO befürchtet oder bereits sicher ist, weder über Ersatzreserve oder über den normalen Ausgleichsmarkt hinreichende Strommengen akquirieren zu können, weicht er auf Anbieter außerhalb Kaliforniens und außerhalb der normalen Märkte zurück. Von Bedeutung ist nun, dass diese Käufe „Out-of-Market“, die erst kurz vor dem tatsächlichen Bedarf getätigt werden, keinerlei Preisobergrenze unterliegen.

Dies schafft im Fall sehr hoher Nachfrage im CAISO-Gebiet bemerkenswerte Anreize für Stromanbieter: Nehmen wir an, ein Erzeugungsunternehmen verfügt über freie Kapazitäten, weiß zusätzlich, dass die Nachfrage sehr hoch sein wird und weiß schließlich auch, dass freie Transportkapazitäten für den Export in einen benachbarten Bundesstaat vorhanden sind. Unter diesen Umständen kann es durchaus profitabel sein, im Rahmen der Day-Ahead- oder Hour-Ahead-Planung den (zunächst ja nur virtuellen) Export des Stroms in den Nachbarstaat zu arrangieren. Dann stehen die Kapazitäten für den heimischen Ausgleichs- und Ersatzreservemarkt nicht mehr zur Verfügung und erhöhen tendenziell die Knappheiten im CASIO-Gebiet. CAISO selbst wird dann unter Umständen gezwungen sein, diesen Strom aus dem Ausland im Rahmen der Out-of-Market-Käufe zu reimportieren.⁵⁷ Dabei sind in der Realität durchaus Preise von 1 000 Dollar/MWh für Out-of-Market Käufe zu beobachten gewesen.

Dieses Beispiel zeigt: Preisobergrenzen können in der Realität umgangen werden, solange die Preisobergrenzen nicht für alle Teilmärkte identisch sind. Und der Ausweg aus diesem Dilemma kann für den CAISO nicht einfach darin bestehen, die Preisobergrenze des normalen Ausgleichshandels auch auf die Käufe „Out-of-Market“ auszudehnen. Dies wäre mit seiner Aufgabe im Rahmen der Sicherstellung der Systemstabilität vermutlich unvereinbar. Solange aber nicht alle Erzeuger zur Teilnahme an den heimischen Märkten gezwungen werden können, sondern frei darin sind, ihre Kapazitäten entweder überhaupt nicht anzubieten oder nur in anderen Regionen, bleibt CAISO wenig anderes übrig, als auf eventuell sehr teure Angebote „Out-of-Market“ zurück zu greifen und seine sonst geltenden Preisobergrenzen zu ignorieren. Andernfalls bliebe nur noch die Möglichkeit, die Nachfragemengen per gezielten Lastabwurf zu drosseln. Dies ist jedoch eine wenig populäre Maßnahme und dürfte im Normalfall keine wirkliche Alternative für CAISO darstellen.

⁵⁷ Für Belege, dass dies in Spitzenlastperioden relevant scheint vgl. beispielsweise CAISO (2000a).

Nicht ohne Bedeutung ist der Umstand, dass die Kosten des Handels „Out-of-Market“ auf alle Nachfrager als Netznutzer umgelegt werden, also nicht nur auf diejenigen, die im Rahmen des Ausgleichshandels Strom kaufen (CalPX 2000d: 44). Die Allokation entspricht insofern der für die Kosten von normalen Netzhilfsdienstleistungen (außer Teilen der Ersatzreserve, vgl. S. 48). Diese Allokation senkt ähnlich, wie im bereits diskutierten Fall der Ersatzreserve, tendenziell die Anreize für die Nachfrager im Großhandel, ihre absehbare Nachfragemenge möglichst exakt in den Terminmärkten, beispielsweise via CalPX, zu akquirieren, verringert tendenziell auch das Angebot auf diesen Märkten und wirkt insofern nicht nur preiserhöhend auf allen Märkten, sondern verringert auch den Umsatz an den Terminmärkten. Auch wegen der Out-of-Market-Käufe gilt somit, dass trotz der nominellen Preisobergrenze für die Erzeuger Anreize und Möglichkeiten bestehen, sie zu umgehen.

Deutlich wird somit auch, dass auf den ersten Blick sinnvoll erscheinende Maßnahmen, etwa die Definition einer Preisobergrenze zur Begrenzung vermeintlicher oder tatsächlicher Marktmacht, nicht einfach zu implementieren sind und gegebenenfalls sogar kontraproduktiv sein können, wenn die Kosten der hierdurch induzierten Handelsverzerrungen berücksichtigt werden. Bei dieser Überlegung ist noch nicht berücksichtigt, dass die gewählte Preisobergrenze tatsächlich zu niedrig sein kann, selbst wenn derart profitable „Reimportgeschäfte“ nicht mehr möglich wären (etwa weil die FERC eine regional geltende Preisobergrenze festgelegt hätte). Immerhin liegt eine Preisobergrenze von 250 Dollar/MWh deutlich unter den variablen Erzeugungskosten, die oben für Spitzenlastkraftwerke unter den Bedingungen hoher Gas- und Zertifikatspreise genannt wurden (Abschnitt III.B.). Zu niedrig gesetzte Preisobergrenzen auf den Großhandelsmärkten sind daher generell problematisch, können sie doch unter Umständen das Angebot derart verknappen, dass Gefahren für die Systemstabilität entstehen, obwohl ungenutzte Kapazitäten vorhanden wären.⁵⁸

4. RMR-Verträge

Ein letztes Beispiel für Marktdesignprobleme soll erwähnt werden. Wieder geht es um einen Teilmarkt für Netzhilfsdienstleistungen, in diesem Fall um die so genannten Reliability-Must-Run Contracts. Diese wurden wie die Out-of-Market-Käufe im bisherigen Verlauf des Beitrages nicht behandelt, da sie nicht im Rahmen organisierter Auktionen des CAISO geschlossen werden.

⁵⁸ Eine interessante Frage ist, inwieweit die Erzeuger durch strategisches Verhalten auf eine Erhöhung von Preisobergrenzen hinwirken können. Hierauf soll in diesem Beitrag jedoch nicht eingegangen werden.

Bei RMR-Verträgen handelt es sich um zwischen CAISO und einzelnen Erzeugern geschlossene Verträge, die die Vermeidung lokaler Instabilitäten zum Ziel haben.⁵⁹ Notwendig werden diese Verträge, da das normale Engpassmanagement des CAISO nur für großräumige Regionen, die Preiszonen zuständig ist. Über dieses Engpassmanagement und die hierbei ermittelten räumlich differenzierten Netznutzungs- und Real-Time-Preise werden allein interzonale Engpässe beseitigt, nicht hingegen intrazonale.⁶⁰

Die lokalen, intrazonalen Instabilitäten werden wie großräumige Engpässe vornehmlich durch Netzrestriktionen verursacht: Je stärker Netzengpässe auftreten, desto größer ist die Gefahr lokaler Netzininstabilitäten. Das Problem bei der Vermeidung dieser lokalen Instabilitäten ist, dass hierfür oft nur ganz bestimmte Einspeiser in Frage kommen, die räumlich an der richtigen Stelle angesiedelt sind. Offensichtlich besitzen die Eigner derartiger Anlagen potentiell hohe Marktmacht, da keine Substitutionsmöglichkeiten für den hier erzeugten Strom zur Verfügung stehen. Eine normale kurzfristige Auktion um Energiemengen könnte dann zu extrem hohen Preisen führen. Dieser Umstand wurde beim Design der neuen kalifornischen Märkte zum Anlass genommen, derartige Einspeisungen aus den normalen Auktionen für Ausgleichsenergie und Netzhilfsdienstleistungen herauszunehmen und gesondert zu akquirieren.

Das Design dieser Verträge ist natürlich nicht einfach festzulegen bzw. die in diesem Vertrag zu fixierenden Preise nur schwer zu ermitteln. Im Prinzip sollte ein RMR-Vertrag als Optionsvertrag ausgestaltet werden, wobei der Ausübungspreis den inkrementalen Erzeugungskosten des betreffenden Kraftwerks entsprechen sollte und der Optionspreis der Deckung fixer Kosten der Vorhaltung des Kraftwerks. Das Problem liegt auf der Hand: Wie soll CAISO diese Kosten ermitteln? Auf eine simple kurzfristige Auktion kann angesichts der Marktstruktur eines bilateralen Monopols, bei dem noch dazu die Nachfrageseite (im Interesse der Systemstabilität) eine extrem geringe Nachfrageelastizität aufweist, kaum zurück gegriffen werden.

Der anfangs eingeschlagene Weg in Kalifornien bestand darin, auf die vom Regulierer unter dem alten System ermittelten spezifischen totalen Kosten der einzelnen Kraftwerke zurückzugreifen. Es gab zwei dominierende Typen von RMR-Verträgen. Der eine sah variable Zahlungen vor, die sich aus der Division der administrativ ermittelten Gesamtkosten durch die prognostizierte Erzeugungsmenge ergaben. Fixe Zahlungen gab es nicht. Der andere Typ sah hingegen feste Zahlungen vor, die im Fall der tatsächlich angeforderten Erzeugung um eine

⁵⁹ Vgl. zum Folgenden ausführlicher Bushnell und Wolak (1999) oder CAISO (1999b: 30–42). Insgesamt existieren RMR-Verträge für 110 kalifornische Kraftwerke.

⁶⁰ Vgl. die Ausführungen zu den kalifornischen zonalen Preisen und die Abgrenzung vom Konzept der nodalen Preise in Kumkar (2001: Abschnitt III.E.3).

variable Zahlung in Höhe der administrativ ermittelten variablen Kosten ergänzt wurde. Das Problem bei diesem zweiten Vertragstyp war, dass er Rückzahlungen der fixen Zahlungen an den CAISO für den Fall vorsah, dass das betreffende Kraftwerk Strom auch über den normalen Energiehandel verkaufte. Im Hintergrund stand die Überlegung, dass für dieses Kraftwerk ansonsten übernormale Gewinne anfallen würden, da die gesamten Kosten ja bereits über die Zahlungen aus dem RMR-Vertrag gedeckt würden.

Beide Typen der RMR-Verträge hatten den Effekt, dass sie die Bietverhalten in den normalen Handelsmärkten verzerrten: Sobald nämlich die Erzeugung in diesen Kraftwerken über den normalen Handel (etwa im Day-Ahead-Markt der CalPX) verkauft wurde, konnte nach den Regeln keine Zahlung für Lieferungen im Rahmen der RMR-Verträge verlangt werden. Dies verringert die Anreize für die Eigner, in den CalPX-Märkten und sonstigen Terminmärkte zu operieren: Im Fall des ersten RMR-Vertragstyps entfallen die Zahlungen vollständig, im Fall des zweiten Vertragstyps gibt es nicht nur keine Zahlungen vom CAISO, sondern es müssen sogar Zahlungen an den CAISO zurück entrichtet werden. Die Existenz derartiger RMR-Verträge verringert somit das Angebot auf den Terminmärkten und wirkt hierdurch preiserhöhend. Nach Schätzungen von Bushnell und Wolak (1999) mit Daten für den Sommer 1998 lagen hierdurch bedingt die CalPX-Preise um immerhin 15 Prozent höher, als es ohne die RMR-Verträge der Fall gewesen wäre.

Mittlerweile wurden die RMR-Verträge neu gestaltet und entsprechen im Grundsatz dem oben erwähnten Optionsvertrag, wobei die Preisbestandteile weiterhin auf den administrativ ermittelten Kostendaten der Kraftwerke basieren. Rückzahlungen sind nicht mehr vorgesehen. Ob die Probleme hierdurch tatsächlich beseitigt oder gelindert wurden, ist jedoch derzeit noch nicht zu beurteilen (Joskow 2000a: 104 f.). Auffallend ist in jedem Fall, dass die Netzhilfsdienstleistungen trotz der Änderungen des Marktdesigns in einigen Bereichen immer noch erhebliche, aber stark schwankende, Kosten verursachen: Im Juni 2000 machten sie nach Angaben des CAISO gut 14 Prozent aller Energiekosten aus, im Oktober war ihr Anteil auf 3 Prozent gesunken (CAISO 2000c: 4).

Festgehalten werden kann, dass auch die RMR-Verträge den Erzeugern Anreize und Möglichkeiten geben, die nominelle Preisobergrenze im CAISO-Handel zu umgehen und den CalPX-Handel illiquider zu halten, als es ohne die Fehlanreize des RMR-Handels der Fall wäre.

5. Fazit: Marktmacht in Engpasssituationen, kurzfristige Märkte und die Rolle der Regulierung

Allen drei diskutierten Problemen des Marktdesigns ist gemein, dass sie relevant werden, wenn der Netzbetreiber CAISO Gefahren für die Systemstabilität befürchtet. In allen drei Fällen versucht er, zusätzliche Angebotsmengen zu beschaffen, um die befürchtete reale Knappheit zu beseitigen. Exakt diese Knappheitsperioden sind jedoch die Perioden, in denen Marktmachtprobleme relevant werden können. Dabei senkt die Erfahrung der Erzeuger mit dem CAISO-Verhalten die Glaubwürdigkeit der nominellen Preisobergrenzen. Wenn diese damit rechnen können, zusätzliche Zahlungen via Bereitstellung von Ersatzreserve zu erhalten, wird dieses ihre Bereitschaft reduzieren, ihren Strom via normalem Stromhandel zu verkaufen. Sehr Ähnliches gilt für die Out-of-Market-Käufe des CAISO und für Lieferungen im Rahmen der RMR-Verträge.

Unabhängig von der Frage, ob einzelne Marktdesignprobleme vermeidbar wären, ist folgendes festzuhalten: Inkrementale Verbesserungen ändern nichts daran, dass kurzfristige Märkte mit kurzfristig marktmächtigen Unternehmen diesen eine enorme Verhandlungsmacht gibt. Zeiten hoher Nachfrage schaffen somit gleichzeitig die Bedingungen für hohe Knappheitsrenten und für hohe Marktmachtrenten, ohne dass diese notwendig unterschieden werden können. Dies gilt für die „normalen Märkte“ der CalPX und des CAISO, und dies gilt für die Akquirierung von Netzhilfsdienstleistungen.

Offenkundig muss die letztendliche Lösung dieses Problems auch für den Bereich der Netzhilfsdienstleistungen vorsehen, dass die vorhandenen Kapazitäten ausgebaut bzw. die Nachfragevolumina verringert, oder zumindest die Nachfrageelastizität deutlich erhöht wird. Für die Entschärfung des Problems im Bereich der Netzhilfsdienstleistungen gibt es offenkundig zwei Möglichkeiten: Entweder CAISO werden andere Akquisitionsmöglichkeiten eingeräumt, etwa mehr langfristige Verträge mit günstigeren Bedingungen. Da es langfristige Verträge sind, wäre die Verhandlungsmacht von CAISO tendenziell eher höher als es bislang der Fall ist.⁶¹

Oder es wird versucht, die Lösung dieser Probleme auf die individuellen Akteure zurück zu verlagern. Dies kann etwa darin bestehen, dass der Ausgleichshandel bewusst unattraktiv gemacht wird. Man könnte beispielsweise generell explizite Strafzahlungen für Nachfrager und Erzeuger schaffen, die ihren Strom via Ausgleichshandel handeln (dies ist die Essenz der jüngsten Vorschläge der

⁶¹ Die Erfahrung mit den RMR-Verträgen sollte aber hinreichende Warnung dafür sein, nicht zu schnell zu viel von einem derartigen Vorgehen zu erwarten. Mittelfristig kann es aber eine durchaus erfolgversprechende Alternative zum alleinigen Setzen auf kurzfristige Auktionen sein.

Market Surveillance Committee des CAISO, vgl. CAISO 2000b). Ziel ist auch hier eine Verringerung des Umfangs des kurzfristig organisierten Ausgleichshandels, der bislang unerreichte Ausmaße erreicht hatte und der für die enormen Preissteigerungen mitverantwortlich gemacht wird. Im Unterschied zur ersten Alternative wird bei dieser zweiten Alternative das gesamte Handelsvolumen (nicht allein das kurzfristige) des CAISO reduziert.

Die letztgenannte Maßnahme baut auf der Hoffnung auf, dass stärker dezentrale Verhandlungen zwischen Nachfragern und Anbietern und ein größerer Anteil an Terminlieferungen die Effizienz erhöhen und bessere Konditionen für die Lieferungen zum Ergebnis haben. Generell baut sie auf eine stärker dezentrale Ausgestaltung des Stromhandels und auf eine Senkung der Bedeutung des zentral organisierten CAISO-Handels.

Und in der Tat ist die Entwicklung des Umsatzes auf dem Ausgleichshandel Anzeichen dafür, dass die zentralen Märkte nicht wie erwartet funktionieren: Die Gebotsdaten für den Sommer deuten in Zeiten sehr hoher Nachfrage häufig auf ein mit zunehmender Nachfrage zurückgehendes Angebot im Day-Ahead-Markt der CalPX hin, was auf Ausweichreaktionen zurückgeführt werden kann (CalPX 2000d: 51 ff). Unter normalen Umständen würde man hingegen erwarten, dass das Angebot bei zunehmender Nachfrage eindeutig steigt.⁶² Generell war im Sommer 2000 während der Spitzenlastperioden deutlich weniger Angebot als im Sommer 1999 in den CalPX-Märkten aktiv (CalPX 2000d: 54 f.). Ein Beispiel mag dies illustrieren: Im Juli und August waren die Gebotsmengen allein der Stromhändler (bei einem Gebotspreis von 500 Dollar) um durchschnittlich 5 000 MW geringer (CalPX 2000d: 55). In der Spitze führte dies dazu, dass beispielsweise am 16. Juni 2000: 21 Prozent der tatsächlichen Nachfrage nicht ex ante kontrahiert wurde, sondern erst per Ausgleichshandel des CAISO gekauft wurde.⁶³

Letztlich sagt dies nichts anderes, als dass die Nachfrager hoffen, ihren Strom kostengünstiger in Echtzeit beim CAISO kaufen zu können und/oder die Erzeuger hoffen, ihren Strom teurer an den CAISO verkaufen zu können, als dies bei der CalPX oder via bilaterale Verträge möglich ist. Diese Unterkontrahierung führt jedoch letztlich zu erhöhten Kosten für die Nachfrager, da die Unsicherheiten des CAISO zunehmen und er damit tendenziell zu viel Ersatzreserve und evtl. auch zu große Energiemengen im Rahmen der Out-of-Market-Käufe akquiriert.

⁶² Normalerweise ist zu erwarten, dass Erzeuger zum Beispiel die Wartungsarbeiten auf Zeiten geringerer Nachfrage legen und daher das Angebot bei geringerer Systemnachfrage geringeres Ausmaß annimmt und das Angebot zunimmt, wenn die Nachfrage zunimmt, da dann höhere Preise zu erwarten sind.

⁶³ Vgl. auch CAISO (2000a) und FERC (2000c: 2–22).

Hinter dieser Verknappung und den Preissteigerungen stehen selbstverständlich die bereits behandelten echten Knappheiten und die damit verbundenen Knappheitsrenten. Es dürften aber auch Marktmachtprobleme zunehmend relevant werden, die die preistreibenden Wirkungen verstärken. Und die Erzeuger dürften nach gut zwei Jahren Erfahrungen mit den neuen Märkten gelernt haben, Knappheiten in höhere Gewinne umzusetzen. Die Schaffung der Preisobergrenzen führte jedenfalls nicht zu den erhofften Ergebnissen. Und in der Tat gibt es eine interessante Korrelation zwischen der Höhe der Preisobergrenzen und den Exporten aus dem CASIO-Gebiet (FERC 2000c: 1 f.): Zeitgleich mit den im Sommer 2000 vorgenommenen Reduzierungen der Preisobergrenzen des CAISO auf 500 Dollar und dann auf 250 Dollar steigen die Exporte aus dem CAISO-Gebiet an.

Die Preisobergrenze wird also umgangen: Schlägt sich Marktmacht im Normalfall auch in einer *Erhöhung* der *Gebotspreise* der Anbieter nieder, so schlägt sich bei einer bindend werden Preisobergrenze allein in einer *Zurückhaltung* von *Kapazitäten* nieder, die dann faktisch über den Umweg der Out-of-Market-Käufe ohne Preisobergrenze wieder in den Markt geboten werden. Zu einem guten Teil dürfte also dieses Marktdesignproblem ein Glaubwürdigkeitsproblem des CAISO sein, dass darin liegt, dass er sich den Anbietern gegenüber bislang nicht glaubwürdig darauf verpflichtet, die eigene Preisobergrenze durchzusetzen.

Die betrachteten Probleme machen deutlich, dass es den „perfekten“ Ex-ante-Entwurf für das Marktdesign wohl nicht gibt: Im kalifornischen Fall gab es keine Vorgängerinstitutionen für CalPX und CAISO, keine Erfahrungen mit wettbewerblichen Märkten — anders als in einigen anderen Regionen der Vereinigten Staaten, in denen auf bestehenden Erzeugerpools aufgebaut werden konnte. Anders auch als beispielsweise im norwegischen Fall, in dem die bereits bestehende Strombörse per Regulierungsvorschrift für neue Teilnehmer geöffnet wurde (nebenbei: auch dort kommt es zu mitunter sehr deutlichen Preissteigerungen an den kurzfristigen Märkten). Unter diesen Bedingungen kommt es entscheidend darauf an, dass die Entscheidungsstrukturen in den organisierten Märkten Flexibilität erlauben. Hier bestehen im kalifornischen Fall offenkundige Defizite, die zum einen auf die Zusammensetzung des jeweiligen Vorstands, zum anderen aber auch darauf zurück zu führen ist, dass viele Entscheidungen zu Ihrer Umsetzung der Zustimmung durch die FERC bedürfen. Auch dies ist mit zum Teil erheblichen Verzögerungen verbunden. Noch wichtiger als im Fall der CalPX scheint dies für den CAISO als monopolistischen Netzbetreiber und Veranstalter des Ausgleichshandels zu gelten.

Auch wenn damit klar ist, dass mit den neuen Märkten in Kalifornien Neuland betreten wurde und damit Fehler wohl unvermeidlich waren, bleibt festzuhalten, dass die Regulierungspolitik ihren Teil dazu beigetragen haben dürfte, dass erkannte Fehler nur schwer zu beseitigen waren und sind. Sowohl der kaliforni-

sche Gesetzgeber als auch die CPUC, in geringerem Maß die FERC, waren maßgeblich am Design der neuen Märkte beteiligt; in weiten Teilen war das Marktdesign durch das Restrukturierungsgesetz und die Entscheidungen der Regulierungskommissionen detailliert vorgegeben. Gerade bei den CAISO-Märkten als wichtige Schnittstelle zwischen Stromangebot und Stromnachfrage führten die detaillierten Vorgaben mit dazu, dass notwendige Anpassungen nur mit erheblichen Verzögerungen umgesetzt werden konnten, da die Entscheidungsstrukturen innerhalb des CAISO und der generelle Genehmigungsvorbehalt für die Umsetzung von Entscheidungen die Flexibilität deutlich gesenkt haben dürften.

D. Regulierungsversagen auf der Nachfrageseite

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, inwieweit auf der Nachfrageseite Probleme identifiziert werden können, die zu den Preissteigerungen beigetragen haben oder die dafür verantwortlich sind, dass die Auswirkungen der Preissteigerungen größer waren, als sie es hätten sein müssen. Gefragt werden muß auch danach, welche Rolle hierbei die Regulierung spielt. Behandelt werden muss in diesem Zusammenhang insbesondere die Vorschrift zur Zwangsteilnahme der alteingesessenen Stromunternehmen an der zentralen Strombörse CalPX. Hier geht es im wesentlichen um die Frage, inwieweit diese Vorschriften, die das Verhalten der IOU als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt regulieren, die Marktmachtpositionen der Anbieter absichert. Darüber hinaus widmet sich die Diskussion der Frage, inwieweit die Regulierung des Stromeinzelhandels für die derzeitigen Probleme verantwortlich gemacht werden kann.

1. Verbot des Hedging

a) Noch einmal: Marktmacht und kurzfristiger Handel

Die zu beobachtenden Strompreissteigerungen sind recht eindeutig auf die mit steigender Nachfrage zurückgehenden Reservemargen zurückzuführen. Dabei ist davon auszugehen, dass in Zeiten hoher Knappheiten die Preise steigen sollten, schon um durch die hierdurch induzierten Nachfragereduktionen Systemzusammenbrüche vermeiden zu können. Es ist allerdings zusätzlich davon auszugehen, dass sich in den hohen Preisen auch vorhandene Marktmachtpositionen nieder schlagen.

Zwar könnte argumentiert werden, dass ein Marktmachtproblem in Kalifornien überhaupt nicht existent sei. Immerhin ist, wie bereits in Abschnitt II.A.1 deutlich wurde, der Marktanteil der ehemaligen Monopolisten deutlich gesunken, die Marktkonzentration vergleichsweise niedrig. Betrachtet man die Marktanteile der

Anbieter etwas genauer, zeigt Tabelle 14, dass keiner der Anbieter aktuell über einen Anteil von mehr als 13 Prozent verfügt, gemessen an den Anteilen der kalifornischen Erzeugungskapazität. Wird berücksichtigt, dass der in Kernkraftwerken erzeugte Strom via regulierter Verträge im Endeffekt an den Märkten vorbei verkauft wird und in keinem Fall preisbestimmend sein kann, verringert sich der Marktanteil des größten Anbieters sogar auf unter 10 Prozent.

Tabelle 14: Kalifornische Erzeugungskapazität nach Eigentümern Stand 22. Juni 2000

Unternehmen	Kraftwerke ohne Kernkraft		Kraftwerke insgesamt	
	MW	Anteil (Prozent)	MW	Anteil (Prozent)
PG&E	4 807,96	9,68	7 108,56	13,11
AES CORP/ WILLIAMS	4 708,51	9,48	4 708,51	8,69
RELIANT ENERGY	4 018,86	8,09	4 018,86	7,41
DUKE ENERGY	2 763,50	5,57	2 763,50	5,10
SOUTHERN ENERGY DELTA LLC	2 746,70	5,53	2 746,70	5,07
DYNERGY POWER/NRG ENERGY INC.	2 089,70	4,21	2 089,70	3,86
USBR	1 822,10	3,67	1 822,10	3,36
LADWP	4 934,20	3,19	4 934,20	2,92
SCE	1 184,60	2,39	2 875,10	5,30
SMUD	863,60	1,74	863,60	1,59
CALPINE CORPORATION	712,85	1,44	712,85	1,32
Sonstige	17 416,38	35,08	17 979,88	33,17
Insgesamt	49 651,96		54 206,56	

Quelle: CEC (2000e); eigene Berechnungen.

Irreführend wäre es jedoch, hieraus zu folgern, Marktmachtproblem wären nicht existent. Erstens sind unterschiedliche Kraftwerke von der Technologie her sehr unterschiedlich geeignet, die Preise bestimmen zu können. Auch ein Teil der in Tabelle 14 in der Spalte „Kraftwerke ohne Kernkraftwerke“ enthaltenen Kraftwerke sind kaum wirtschaftlich in ihrer Erzeugung steuerbar (beispielsweise Windenergieanlagen), werden also auch kaum jemals die markträumenden Preise in Kalifornien bestimmen. Dieses Problem scheint jedoch vernachlässigbar und ändert wenig an der Aussage, dass die Marktkonzentration relativ niedrig ist.

Berücksichtigt man allerdings zweitens den Umstand, dass bei hoher Nachfrage die Reservespanne sehr klein, im Extremfall nahe null ist, dann können auch kleine Anbieter die Preise auf den Märkten zu ihren Gunsten beeinflussen. Nimmt man beispielsweise eine Situation an, in der die Reservespanne nur 3 Prozent beträgt, dann kann beispielsweise der Erzeuger PG&E (aber auch zahlreiche kleinere, neue Anbieter) sehr wohl versuchen, die Knappheit zu erhöhen, indem er sein Angebot reduziert. Selbst wenn berücksichtigt wird, dass nicht jeder Preis über den variablen Kosten des Grenzanbieters Marktmacht anzeigt (vgl. Kasten 1), muß vermutet werden, dass in Zeiten hoher Nachfrage Marktmacht im kalifornischen System existiert und ausgeübt wird.

Kasten 1: Marktmacht und Grenzproduktionskosten

Der Umstand, dass ein Preis über den variablen (buchhalterischen oder kostenrechnerischen) Produktionskosten des Grenzanbieters liegt, besagt für sich genommen *nicht*, dass Marktmacht vorliegt:

Erstens gilt, dass ein Preis auch unter den Bedingungen vollständiger Konkurrenz über den variablen Kosten des Grenzanbieters liegen kann, wenn Kapazitätsengpässe bindend sind. In diesem Extremfall liegt der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion im senkrechten Teil der Gesamtangebotsfunktion und der markträumende Preis wird durch die Gebote der Nachfrageseite bestimmt. In diesem Fall können die Anbieterpreisgebote also durchaus bei den (buchhalterischen oder kostenrechnerischen) Produktionskosten liegen und damit unter dem markträumenden Preis.^a

Zweitens gilt in der Praxis, dass bei drohenden Kapazitätsengpässen die wahren variablen Erzeugungskosten extrem steigen. In dieser Situation wird ein Anbieter hohe Preisgebote abgeben, auch wenn er in intensivem Wettbewerb steht (in diesem Fall sind die normalen kostenrechnerischen Produktionskosten nur von geringem Erkenntniswert).

Schließlich gilt drittens, dass rationale Anbieter bei ihren Geboten nicht allein die direkten Grenzkosten ihrer Erzeugung berücksichtigen werden. Die wahren Grenzkosten werden nicht allein durch die Produktionsgrenzkosten bestimmt. Konkret werden die Anbieter die Opportunitätskosten berücksichtigen, die ihnen beim Verkauf in Kalifornien entstünden. Wenn nun, aus welchem Grund auch immer, die Preise in anderen benachbarten Regionen sehr hoch sind, werden die Anbieter ihre Gebote für den kalifornischen Großhandelsmarkt auch unter diesem Gesichtspunkt festlegen, ohne dass dies für sich genommen Marktmacht der betreffenden Anbieter anzeigt.

^a Aus diesem Grund müssen gerade bei kleinen Reservemargen, wie sie den kalifornischen Markt kennzeichnen, die bislang vorliegenden Analysen vorhandener Marktmacht mit Vorsicht interpretiert werden. Diese Analysen (z.B. Joskow und Kahn 2000; Borenstein et al. 2000; CAISO 2000b) messen Marktmachtauswirkungen auf die Preise durch die Differenz zwischen einem „competitive price benchmark“ und den realisierten Preisen. Dieses Konzept, das auch dem häufig verwandten Lerner-Index zugrunde liegt, nimmt als „competitive price benchmark“ die Grenzerzeugungskosten des teuersten genutzten Kraftwerks.

Mittlerweile sind einige Analysen zu Marktmachtproblemen im kalifornischen Großhandelsmarkt erschienen, die zwar in Details variieren, aber zusammengekommen diese Vermutung bestätigen: Marktmacht scheint zwar in der überwiegenden Zeit kaum von Relevanz zu sein. In Zeiten sehr hoher Nachfrage kann sie jedoch sehr wohl zu Preisverzerrungen nach oben führen.⁶⁴ Und die Märkte sind

⁶⁴ Für den Beobachter sind die Analysen der beim CAISO und der CalPX angesiedelten unabhängigen Marktbeobachtungskomitees bzw. -abteilungen von Interesse (z.B. CAISO 1999a; 2000a; 2000b; 2000c; CalPX 1998; 1999a; 1999b; 2000a; 2000b; 2000c; 2000d). Darüber hinaus sei auf die offiziellen Stellungnahmen der amerikanischen und kalifornischen Regulierungsbehörden und des DoE verwiesen (z.B. CPUC 2000a; 2000d; 2000e; DoE 2000; CEOB 2000; FERC 2000a; 2000b; 2000c; 2000d; Kahn und Lynch 2000). Schließlich widmen sich auch akademische Beiträge seit geraumer Zeit den Vorgängen in Kalifornien (z.B. Borenstein et al. 2000; Bushnell und Wolak 1999; Chandley et al. 2000; Harvey und Hogan 2000b; Joskow und Kahn 2000). Insbesondere den offiziellen Stellungnahmen der Regulierer ist eine

seit dem Frühsommer 2000 durch eine durchgängig hohe Nachfrage gekennzeichnet, die durch ein knappes Angebot an Wasserressourcen und hohe Ausfallraten für die anderen Kraftwerke ergänzt wird. Es ist also davon auszugehen, dass seit dem Frühsommer 2000 Marktmacht in signifikanter Höhe vorhanden war und Auswirkungen auf die Marktergebnisse hatte.

Aus der Theorie ist bekannt, dass kapazitätsrestringierter Wettbewerb, selbst wenn er in Form eines reinen Preiswettbewerbs durchgeführt wird (Bertrand-Wettbewerb), zu höheren Preisen führt, als man sie normalerweise bei fehlenden Kapazitätsrestriktionen erwarten würde. Je bindender die Kapazitätsrestriktionen werden, umso höhere Preise sind zu erwarten. Wettbewerbliche Preise nach dem Lehrbuchstandard können sich nur dann ergeben, wenn die Kapazität eines jeden Anbieters problemlos vom Markt genommen werden kann.

Konkret auf das kalifornische Beispiel angewandt, bedeutet dies:⁶⁵ Nur wenn bei den herrschenden Preisen die aktuellen Nachfrage auch dann bedient werden kann, wenn PG&E als größter Anbieter sein Angebot vollständig aus dem Markt zieht, ist ein Preis zu erwarten, der dem normalen Bertrand-Preis entspricht (Preis=Grenzkosten des teuersten Anbieters, der noch zum Zuge kommt). In jedem anderen Fall kann PG&E die Preise auf dem Markt beeinflussen. Bei hinreichend geringer Nachfrage wird dies seinen Gewinn (und den aller anderen Erzeuger) positiv beeinflussen. Unter den tatsächlichen Nachfragebedingungen des Sommers 2000 ist dann auch plausibel zu vermuten, dass nicht allein PG&E Anreize unterlag, die Preise nach oben zu beeinflussen, sondern auch andere Unternehmen hierfür in Frage kommen, da die aktuellen Reservespannen seit dem Frühsommer 2000 häufig in einem Bereich gelegen haben, der unter 5 Prozent liegt.

bemerkenswerte Zurückhaltung bei der Identifikation konkreter Ausübungen von Marktmachtpositionen zu entnehmen. Dies mag an der geringen empirischen Basis für die Analyse liegen, das wird aber vermutlich auch damit zusammenhängen, dass juristische Gründe gegen eine Identifikation konkreter Ausübung von Marktmachtpositionen durch bestimmte Unternehmen sprechen, würde sich doch in diesem Fall der Regulierer in direkten Handlungszwang begeben, konkret gegen das jeweilige Unternehmen vorzugehen. Generell leidet die Aussagekraft derartiger Analysen derzeit durchgängig daran, dass zahlreiche Daten etwa zum Gebotsverhalten der Erzeuger und Großhändler vertraulicher Natur sind und daher der Analyse kaum zugänglich sind. Letztlich hat allein die FERC die Kompetenz, die Daten aller relevanten Anbieter zu erheben (vgl. Joskow und Kahn 2000: 3, 26). Selbst die CPUC hat nicht die Kompetenz, Information von Anbietern außerhalb Kaliforniens zu erheben. Dies wäre aber angesichts ihrer Bedeutung für die Großhandelsaktivitäten in Kalifornien für eine vollständige Analyse notwendig.

⁶⁵ Die Darstellung ist sehr vereinfacht. Tatsächlich ist die von CalPX veranstaltete Börse nicht durch einen reinen Preiswettbewerb gekennzeichnet, sondern durch den Wettbewerb mit Angebotsfunktionen. Die Berücksichtigung dieser Komplikation würde die generelle Aussage, dass bei hoher Nachfrage Preise über Grenzkosten zu erwarten sind, aber nur verstärken.

Aus diesem Grund ist es auch nicht überraschend, wenn eine Analyse der Compliance Unit der CalPX (CalPX 2000d: 62 ff.) zeigt, dass es nicht *die* dominanten Anbieter gibt, die die Preise setzen, in dem sie das Angebot strategisch verknappen. Anders als etwa im englisch/walisischen Modell, das lange Zeit durch zwei dominante Anbieter gekennzeichnet war, wechseln in Kalifornien sehr häufig diejenigen einzelnen Anbietern und Anbietergruppen, die die preisbestimmenden Grenzgebote abgeben.

Deutlich wird somit, dass bei sehr hoher Nachfrage auch relativ kleine Anbieter in der Lage sind, die Preise in den CalPX- und CAISO-Märkten nach oben hin zu beeinflussen. Und seit dem Frühsommer 2000 konnten auch die Existenz anderer Anbieter aus anderen Bundesstaaten an dieser Situation nichts Entscheidendes ändern, da auch diese über kaum freie Kapazitäten verfügten.

Es spricht also einiges dafür, dass in Zeiten sehr hoher Nachfrage Marktmacht der Erzeuger vorhanden ist, wie bereits im letzten Abschnitt angesprochen wurde. Das allein ist natürlich für sich genommen noch kein Grund zur Besorgnis. Marktmacht dürfte in der Praxis in fast allen Märkten vorliegen in dem Sinne, dass einzelne Anbieter in der Lage sind, Preise zu beeinflussen. Entscheidend ist hingegen, dass die Auswirkungen der Marktmacht unter den gegenwärtigen Bedingungen des kalifornischen Strommarkts erheblich zu sein scheinen. Das liegt daran, dass sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageelastizität in den Märkten extrem niedrig ist:

Die *Angebotselastizität* anderer Anbieter im Strommarkt entscheidet darüber, ob der betreffende Anbieter Preissetzungsspielräume nach oben hat, oder ob andere Anbieter bei geringen Preiserhöhungen bereit und in der Lage sind, ihre Mengen deutlich zu erhöhen. In diesem Fall einer hohen Preiselastizität der anderen Anbieter ist der Versuch eines einzelnen Anbieters, seinen Gewinn durch Angebotsverknappung zu erhöhen, selten von Erfolg gekrönt. Dieser Fall scheint jedoch in Spitzenlastphasen nicht relevant zu sein: Die Angebotselastizität der anderen Anbieter ist als nur gering anzunehmen.

Ähnliches gilt auch für die *Nachfrageelastizität*, die als kurzfristig sehr klein einzuschätzen ist. Hierauf wird im nächsten Abschnitt unter dem Gesichtspunkt der Nachfrageelastizität auf kurz- und langfristigen Großhandelsmärkten und in Abschnitt III.D.2 unter dem Gesichtspunkt der Endnachfrageelastizität und deren Zusammenhänge mit der Endpreisregulierung ausführlicher eingegangen.

b) *Marktmacht und längerfristiger Handel*

Die Marktergebnisse auf den kurzfristigen Märkten in Kalifornien sind auch in diesem Licht wenig überraschend und bestätigen, dass hohe Nachfrage unter den kalifornischen Bedingungen zu deutlichen Strompreissteigerungen an den kurzfristigen Märkten führen *muss*. Die Frage, die sich unmittelbar anschließt, lautet,

welche Möglichkeiten für die Nachfrager zur Verfügung stehen, um sich vor diesen Preissteigerungen zu schützen.

Hierzu sei die Nachfrage etwas genauer betrachtet. Faktisch ist bis heute der überwiegende Teil der Endnachfrager vor den Preisentwicklungen auf den Großhandelsmärkten umfassend geschützt: Die Belieferung der Kunden von SCE und PG&E unterliegt immer noch der zu Beginn der Reformen etablierten Preisregulierung, die eine Preisobergrenze in Höhe der Preise vom 10. Juni 1996 (minus 10 Prozent für kleinere Kunden) vorsieht.⁶⁶ Die Endkunden von SCE und PG&E unterliegen also keinerlei Anreizen, sich selbst vor Preissteigerungen zu schützen. Dies hat bereits der Gesetzgeber für sie erledigt.

Von Interesse ist hierbei natürlich, zu wessen Lasten dieser Schutz der Endkunden von SCE und PG&E geht; irgendeine Partei muss ja die hohen Kosten des Großhandelsstroms bezahlen. Zur Beantwortung dieser Frage sei zunächst die Situation vor den Preissteigerungen seit dem Sommer 2000 betrachtet: Die positive Differenz zwischen den niedrigen Großhandelspreisen und der durch die Preisobergrenze definierte maximale Energiekomponente der Endkundenpreise floss als CTC in ein Konto, aus dem die Stranded Costs des jeweiligen Unternehmens bezahlt werden. Insofern hatten die alteingesessenen Unternehmen PG&E und SCE ein ausgeprägtes Interesse an niedrigen Großhandelspreisen. Nur diese erlaubten eine zügige Finanzierung der Stranded Costs (auf den Fall SDG&E wird im Anschluss eingegangen). Letztlich ging die Differenz also bis zum Sommer 2000 *zu Gunsten* von PG&E und SCE. Daran hat sich im Prinzip nichts geändert, nur dass die Differenz seitdem negativ ist. Die hohen Großhandelspreise gehen also mittlerweile *zu Lasten* von PG&E und SCE.⁶⁷

In diesem Zusammenhang unterliegen also PG&E und SCE, zumindest solange deren Endkundenpreise der Preisobergrenze unterliegen, starken Anreizen, sich gegen die hohen Preise abzusichern.⁶⁸ Im Prinzip könnte erwartet werden, dass sie ihre Strombezüge auf dem Großhandelsmarkt via längerfristige Terminverträge oder Terminkontrakt abgesichert haben, da die Knappheiten für sie eigentlich

⁶⁶ Hieran hat sich nichts Wesentliches durch die geringfügige Anhebung dieser Preisobergrenze durch die CPUC im Januar 2001 geändert (vgl. S. 84)

⁶⁷ Es ist eine Ironie der Entwicklungen seit 1996, dass die jüngst deutlich gestiegenen Preise auf der Großhandelsebene auch diejenigen kalifornischen Kraftwerke als höchst profitabel erscheinen lassen könnten, die zu Beginn der Reformen als unwirtschaftlich eingeschätzt wurden. Allerdings sind diese Kraftwerke mittlerweile, dem Willen des Gesetzgebers folgend, zu einem großen Teil verkauft worden. Die jetzt hiermit zu realisierenden Gewinne fließen den neuen Eignern zu, während die vorher ermittelten Stranded costs via CTC von den Endkunden zum großen Teil bereits bezahlt worden sind. Letztlich fand somit — ex post betrachtet — eine wohl nicht unbeträchtliche Umverteilung zwischen Endkunden und den neuen Erzeugern statt.

⁶⁸ Dies galt bis zum Sommer 1999 auch für SDG&E. Seit Wegfall ihrer ursprünglichen Preisobergrenze dürfte sich dieser Anreiz deutlich reduziert haben.

nicht ganz unerwartet gekommen sein können. Dieses Hedging wäre vermutlich rational gewesen, da die längerfristigen Terminpreise bis zum Sommer 2000 recht niedrig waren und diese niedrigen Preise die Finanzierung der Stranded Costs via CTC sichergestellt hätten. Normale Risikoaversionsgründe hätten also auf der *Nachfrageseite* Anreize zum Abschluss derartiger Verträge geschaffen. Auch ist aus der Theorie bekannt, dass der Existenz von Terminverträgen einen preissenkenden Einfluss auf die kurzfristigen Märkte ausüben können.⁶⁹ Auch dieses hätte den IOU Anreize gegeben, längerfristiger Terminverträge zu schließen.

Das allein erklärt aber noch nicht, warum die *Anbieter* vermutlich bereit gewesen wären, derartige Verträge zu schließen. Immerhin müssten sie um diese Zusammenhänge wissen und hätten insofern möglicherweise keine Terminverträge schließen wollen. Aber: Den Anbietern stehen die alteingesessenen Unternehmen als große Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt gegenüber. Insofern kann wohl davon ausgegangen werden, dass auch die Nachfrager über ein gewisses Ausmaß an Verhandlungsmacht verfügen. Auf den kurzfristigen Märkten können sie diese Verhandlungsmacht kaum ausnutzen. Auf den längerfristigen Märkten muss und wird dies nicht so sein. Da sie somit als Nachfrager auf diesen Terminmärkten eine stärkere Verhandlungsmacht als auf den kurzfristigen Märkten haben, kann vermutet werden, dass sie für sich vorteilhafte Terminverträge hätten schließen können.⁷⁰

Mit anderen Worten: Die Marktmacht der Anbieter resultiert wesentlich aus der kurzfristig inelastischen Nachfrage. Auf den Terminmärkten hingegen ist die Nachfrage sehr viel preiselastischer, die Marktmacht der Anbieter also niedriger. Und aus diesem Grund kann vermutet werden, dass die Anbieter sich in dem klassischen wettbewerblichen Gefangenendilemma befinden: Zwar würden sie sich alle besser stellen, wenn keiner einen längerfristigen Vertrag mit den Nachfragern auf dem Großhandelsmarkt schließen würde. Solange sie aber kein glaubwürdiges Kartell schließen können, unterliegen sie individuell Anreizen

⁶⁹ Die Existenz von längerfristigen Terminverträgen hat, vereinfacht formuliert, einen Einfluss auf das Gebotsverhalten der Anbieter auf den kurzfristigen Märkten: Sie bieten aggressiver, da die Existenz der längerfristigen Verträge die relevanten Grenzerträge zusätzlicher (auf den kürzerfristigen Märkten verkauften) Mengen erhöht. Bei gegebenen Grenzkosten werden also Anbieter, die einen Teil ihrer Erzeugungsmengen bereits zu festen Preisen auf Termin verkauft haben, größere Mengen (oder identische Mengen zu geringeren Preisen) anbieten, als Anbieter, die noch keine Menge auf Termin verkauft haben. Vgl. zu einer ähnliche Argumentation die Analyse des CAISO Market Surveillance Committees: CAISO (2000b: 6), vgl. für die Erfahrungen im englisch/walisischen Pool, die Indizien für die Relevanz der obigen Argumentation liefern, Kumkar (1994: 106).

⁷⁰ Ähnlich argumentiert auch Wolak (1999) und CAISO (2000b).

zum Abschluss derartiger Verträge.⁷¹ Es kann also vermutet werden, dass längerfristige Terminmärkte in der Lage sind, die Effizienz auf den kürzerfristigen Märkten und damit generell im Stromhandel zu erhöhen. Tatsächlich wurden aber derartige Absicherungs(hedging)verträge nicht geschlossen.

Die Frage, warum die Nachfrager dieses nicht gemacht haben, ist einfach zu beantworten: Sie durften es nicht. Die drei großen alteingesessenen Unternehmen wurden durch die CPUC und den Gesetzgeber dazu verpflichtet, ihren gesamten Strombedarf für die Belieferung ihrer Endkunden via CalPX zu decken (vgl. Kumkar 2001: Abschnitt III.E.4.). Diese Bezugspflicht implizierte in der Auslegung der CPUC, dass die Endverkaufsunternehmen nur am Day-Ahead- und Day-of-Markt der CalPX partizipieren durften. Selbst als CalPX in 1999 den Markt für Block Forwards als längerfristigen Terminmarkt schuf (S. 17 oben), waren die drei alteingesessenen Unternehmen von diesem neuen Markt ausgeschlossen. Sie standen also im Frühsommer 2000 den Preissteigerungen etwas hilflos gegenüber:

- Auf der einen Seite verfügten sie über kaum noch eigene Kraftwerke, konnten also als Anbieter von den hohen Preisen kaum profitieren, konnten aber als Anbieter die Preiserhöhungen auch nicht wesentlich begrenzen.⁷² Die unabhängigen Erzeuger sind hingegen die großen Gewinner der Preissteigerungen.
- Auf der anderen Seite verschlechtern die hohen Preise die Gewinnsituation als Endverkaufsunternehmen: Sie verhindern faktisch die Erhebung der CTC und damit die Erstattung der Stranded Costs. Erinnerung sei in diesem Zusammenhang, dass PG&E und SCE nur noch bis zum 31. Dezember 2001 Zeit haben, die CTC zu erheben. Alle Beträge an Stranded Costs, die zu diesem Zeitpunkt noch offen sind, wären endgültig uneinbringlich. Doch dies ist nicht das einzige Problem: Selbst wenn sie die Stranded Costs als faktisch abgeschrieben betrachten würden, sind ihre Preise, wenn es nach den Buchstaben des Restrukturierungsgesetz von 1996 geht, im Extremfall (in dem die Preise auf einem weiterhin hohen Niveau bleiben) bis zum 31. Dezember 2001 an die Preisobergrenze gebunden.⁷³ Das heißt dann aber, dass sie ak-

⁷¹ Beginnend vor allem mit der Dissertation von Allaz (1987) hat sich mittlerweile eine Literatur zur Frage, inwieweit Terminmärkte die Effizienz von Spotmärkten verbessern können, entwickelt. Vgl. z.B. Allaz und Vila (1993); Green (1999); Newbery (1998).

⁷² SDG&E ist aufgrund ihrer vernachlässigbaren Kapazität in Tabelle 14 gar nicht ausgewiesen, SCE liegt an neunter Stelle der Erzeugungsunternehmen (ohne Kernkraft).

⁷³ Die Preisobergrenze gilt bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die CTC nicht mehr erhoben wird, weil die Stranded Costs finanziert sind. Da die Stranded Costs aber, wenn die Preise weiterhin hoch sind, nicht durch die CTC finanziert werden können, wird die Preisobergrenze bis zum Verfallstag weiter gelten. Ob die Politik auf diese „Zwickmühle“, in der SCE und

tuell weiterhin Verluste einfahren, die über die (Rest-)Abschreibungssumme der Stranded Costs hinausgehen. Nach Angaben von PG&E und SCE betragen die bis zum Dezember 2000 hierdurch verursachten Verluste rund knapp 5 Mrd. Dollar (FERC 2000d: 10; *International Herald Tribune*, Electric Firms Accused Of Creating Shortages, 14. November 2000). Mittlerweile hat diese Situation zu deutlichen Herabstufungen der IOU auf den Anleihenmärkten geführt, die für einen Teil der derzeitigen Probleme mitverantwortlich sind.⁷⁴

Die CPUC hat auf diese für SCE und PG&E missliche Situation erstmals im Juni 2000 reagiert. Zwar hat sie die Bezugspflicht für den CalPX-Handel nicht aufgehoben. Aber immerhin können PG&E und SCE seit Juni 2000 nicht allein am Day-Ahead- und am Day-of-Markt der CalPX partizipieren, sondern dürfen auch — sehr begrenzte — Mengen Strom via Block-Forward-Markt der CalPX handeln (CPUC 2000f). In der Periode vom Juni 2000 bis zum September 2000 hatte PG&E eine mengenmäßige Obergrenze von 3 000 MW, SCE hatte anfangs eine Obergrenze von rund 2 200 MW, die dann im Juli auf 5 200 MW angehoben wurde (CAISO 2000a: 22). Auch SDGE darf mittlerweile am BFM teilnehmen und besitzt eine eigene Mengengrenze in Höhe von 1 900 MW (CEM 2000b:5).

Nach erheblichen Diskussionen in der Öffentlichkeit ist die CPUC mittlerweile noch weitergegangen:

- Erstens erlaubte sie in der Juni-Entscheidung auch den Kauf von anderen Strombörsen, die allerdings vorher von ihr als „qualified“ eingestuft sein müssen (zur Definition vgl. CPUC 2000f: 39).⁷⁵ Die CPUC weist in ihrer diesbezüglichen Entscheidung darauf hin (CPUC 2000f: 41), dass sie selbst nicht mit einem derartig schnellen Aufbau zur CalPX alternativer Strombörsen gerechnet hat und insbesondere von der bereits 1996 stattgefundenen Gründung der APX überrascht wurde.⁷⁶ Drei Jahre nach der Gründung einer

PG&E stecken, längerfristig noch reagieren wird, soll hier nicht diskutiert werden, sondern von der derzeit gegebenen rechtlichen Situation ausgegangen werden.

⁷⁴ Hierauf wird ausführlicher im nächsten Kapitel eingegangen.

⁷⁵ Interessanterweise segnete die CPUC in dieser Entscheidung erstmals, nachträglich und eher „nebenbei“ auch den Kauf von Strom via CAISO-Ausgleichshandel ab. Deren tatsächlicher Umfang warf für den Beobachter in der Tat die Frage auf, inwieweit dieser mit den ursprünglichen Bestimmungen der CPUC-Entscheidung von 1995 und dem Umstrukturierungsgesetz von 1996 vereinbar war, die unzweideutig eine Bezugspflicht von den CalPX-Märkten definierten.

⁷⁶ Die APX (Automated Power Exchange) hat bislang den Schwerpunkt bei so genanntem grünen Strom, da der organisierte Markt für normalen Strom angesichts der auch regulierungsbedingten Dominanz der CalPX bislang vergleichsweise illiquide ist, vgl. die Website der

zur CalPX alternativen Strombörsen hatte die CPUC im Juni unter dem Druck der Ereignisse eine Lockerung der CalPX-Teilnahmepflicht zumindest begonnen.⁷⁷ In dieser Entscheidung vom Juni wiederholt die CPUC aber zweierlei: Zum einen betont sie, dass sie weiterhin daran festhält, die Beschaffung der drei alteingesessenen Unternehmen auf den Großhandelsmärkten regulieren zu müssen. Zum anderen gilt diese Notwendigkeit bis zum Ende der Übergangsperiode, aus Sicht der CPUC bis zum 1. April 2002 (CPUC 2000f: 102); und zwar unabhängig von der Frage, ob tatsächlich noch eine CTC erhoben wird und daher die Preisobergrenze fortgilt oder nicht. Konkret argumentiert sie dahingehend, dass nur durch die Ankaufsregulierung hinreichend transparente Märkte gewährleistet wären, also auch die Ankaufsregulierung für SDG&E beibehalten werden müsse, obwohl diese keiner Preisobergrenze für den Endverkauf mehr unterlag (CPUC 2000f: 52).⁷⁸ Danach soll dann aber gelten: „we will remove any and all mandatory buy requirements“ (CPUC 2000f: 31).

- Zweitens dürfen seit einer CPUC-Entscheidung im August 2000 PG&E und SCE grundsätzlich sogar bilaterale Verträge mit Stromanbietern abschließen (CPUC 2000c). Seit einer ergänzenden Entscheidung im September darf auch SDG&E bilaterale Verträge abschließen (CPUC 2000d). Nach dem bisherigen Vorgehen der CPUC überrascht allerdings wenig, dass der Abschluss derartiger Verträge Restriktionen unterliegt, die vor allem darin bestehen, dass die oben erwähnten quantitativen Obergrenzen auch für die bilateralen Verträge

APX: www.apx.com. Die CPUC hat nach eigenem Bekunden auch nicht vorhergesehen, dass der CAISO-Handel derartige Volumina annehmen würde (CPUC 2000f: 46).

⁷⁷ Bemerkenswerterweise scheint diese Entscheidung der CPUC im Widerspruch zu einer Bestimmung des Public Utility Codes (kalifornisches Regulierungsgesetz, das die Kompetenzen der CPUC definiert) zu stehen. Diese (zeitlich nach dem Umstrukturierungsgesetz von 1996 eingefügte) Bestimmung lautet: „355.1. The commission may investigate issues associated with multiple qualified exchanges. If the commission determines that allowing electrical corporations to purchase from multiple qualified exchanges is in the public interest, the commission shall prepare and submit findings and recommendations to the Legislature on or before June 1, 2001. Prior to June 1, 2001, the commission may not implement the part of any decision authorizing electrical corporations to purchase from exchanges other than the Power Exchange. That portion of any decision of the commission adopted prior to January 1, 2001, but after June 1, 2000, authorizing electrical corporations to purchase from multiple qualified exchanges, may not be implemented.“ Mir ist keine Entscheidung des kalifornischen Gesetzgebers bekannt, der die besagte Entscheidung der CPUC bestätigt.

⁷⁸ Diese hier vorgenommenen Definition der Übergangsperiode bis zum 1. April 2002 weicht auffällig von einer anderen Definition der CPUC ab, in der sie „Übergangsperiode“ und „Wegfall der Preisobergrenze“ als austauschbare Begriffe definiert. Hiernach müsste die Ankaufsregulierung und damit auch die Zwangspartizipation wegfallen, sobald die Preisobergrenze weggefallen ist, da in diesem Fall auch die Übergangsperiode beendet ist (CPUC 1999a: 2)

gelten: BFM-Handel und bilaterale Verträge dürfen zusammen genommen die Grenzen von 3 000 MW (PG&E) bzw. 5 200 MW (SCE) nicht überschreiten.⁷⁹ Darüber hinaus gilt, dass nur Verträge abgeschlossen werden dürfen, die bis spätestens 31. Dezember 2005 auslaufen. Schließlich unterliegen die Konditionen der Verträge der Überwachung durch die CPUC. Insgesamt betont die CPUC in ihrer Entscheidung, dass sie großen Wert darauf lege, dass die Markttransparenz weiterhin gegeben ist und dass daher der Anteil der bilateralen Transaktionen weiterhin und bis zum Ende der gesetzlich fixierten Übergangsperiode (1. April 2002) begrenzt werden muss.

Festzuhalten bleibt, dass die Regulierungsvorschriften und hierbei insbesondere die Bezugspflicht von der CalPX die Entwicklung von Absicherungsinstrumenten behindert haben und immer noch behindern. Dies ist deswegen von besonderer Brisanz, da reale Knappheiten den Markt prägen und aus diesem Grund die kurzfristigen Preise sehr hoch liegen. Die drei alteingesessenen Unternehmen konnten sich wegen dieser Bezugspflicht nicht gegen die Strompreisentwicklungen absichern. Zusätzlich kann vermutet werden, dass diese Regulierungsvorschriften indirekt negative Auswirkungen auf diejenigen Nachfrager hatten, die nicht von den drei alteingesessenen Unternehmen beliefert werden. Grund für die Vermutung ist, dass die drei Unternehmen als immer noch größte Nachfrager auf den Großhandelsmärkten nicht als Nachfrager für Termin- und Optionsverträge auftreten konnten. Angesichts der hierdurch reduzierten Liquidität der Absicherungsmärkte können sich die Handelsmöglichkeiten auch für diejenigen Nachfrager verschlechtert haben, die Anreize und Möglichkeiten zur Partizipation an solchen Märkten haben.

2. Geringe Endnachfrageelastizität und die Rolle der Endpreisregulierung

Die eben genannten Möglichkeiten der Nachfrageseite, sich gegen die Gefahr hoher Strompreise abzusichern, ist natürlich nicht die einzige Möglichkeit zur kurz- und mittelfristigen Entschärfung der Problematik. Wenn es richtig ist, dass sowohl die Höhe der Knappheits- als auch der Marktmachtrenten entscheidend von der niedrigen Reservemarge bestimmt wird, dann besteht die im Prinzip zu erwartende Antwort der Nachfrager auf hohe Preise in der Reduktion der Nachfrage.

⁷⁹ Die physische Erfüllung der Lieferverträge muss via CalPX erfolgen. Praktisch ist das derart vorstellbar, dass die Strommengen mit einem Preis von null in den Day-Ahead- oder Day-of-Markt geboten wird.

Das Problem im Stromsektor besteht allerdings in einer sehr inelastischen kurzfristigen Nachfrage der Stromverbraucher. Dies hängt u.a. mit der bisherigen technische Ausstattung der Haushalte zusammen. Den Verbrauchern ist der jeweils aktuelle Preis auf dem Großhandelsmarkt nicht bekannt. Und selbst wenn dem Endnachfrager jederzeit der aktuelle Preis auf der Großhandelsebene signalisiert werden würde, wäre kaum zu erwarten, dass der Nachfrager etwa durch sofortiges Abschalten mehrere Strom verbrauchenden Geräte in seinem Haushalt reagiert: Zwar dürfte eine dezentrale automatische Laststeuerung bei dem heutigen Stand der Technik durchaus in vielen Fällen theoretisch effizient sein. Selbst in privaten Haushalten ist es beispielsweise vorstellbar, dass der Kühlschrank kurzzeitig automatisch abgestellt wird, wenn der aktuelle kurzfristige Strompreis relativ hoch ist.⁸⁰ Nur: Mit derartigen Geräten sind die Haushalte derzeit nicht ausgestattet. Hierzu bestand in der Vergangenheit auch kein Anlass. Die Nachfrager bekamen ihren Strom zu Durchschnittspreisen, nicht zu kurzfristigen Knappheitspreisen geliefert. Dies impliziert nichts anderes, als dass die kurzfristige Elastizität der Nachfrage auf Großhandelspreisänderungen zumindest bei Haushaltskunden extrem niedrig, praktisch null, ist.

Und an dieser Situation hat sich für die meisten Kunden in Kalifornien seit Beginn der Reformen nichts geändert: Sie erhalten ihren Strom weiterhin zu festen Konditionen, die durch die gesetzliche Preisobergrenze festgelegt wird, unabhängig davon, dass die Großhandelspreise insgesamt extrem gestiegen sind, unabhängig auch davon, dass die tatsächlichen Kosten der Strombereitstellung je nach Systemnachfrage sehr deutlich schwanken.

Das vollständige, von der Regulierung erzwungene, Hedging ist somit dafür zumindest mitverantwortlich dafür, dass die Nachfrage auf der Einzelhandelsebene extrem wenig von den Preisen auf der Großhandelsebene beeinflusst wird. Und da die Nachfrage auf der Großhandelsebene eine abgeleitete Nachfrage ist und die alteingesessenen Unternehmen weiterhin eine Versorgungspflicht gegenüber ihren Endkunden haben, ist auch die Gesamtnachfrage auf den Großhandelsmärkten extrem preisunelastisch.

Für die überwiegende Zahl der Nachfrager besteht somit gegenwärtig weder die Möglichkeit noch ein Anreiz, auf die Preissteigerungen auf der Groß-

⁸⁰ Dies sei als nur ein Beispiel dafür genannt, dass Strom selbst zwar nur unter sehr hohen Kosten gespeichert werden kann (Batterien, Speicherkraftwerke), dass aber für Nachfrager sehr wohl Möglichkeiten bestehen, die vom Strom gelieferte Energie in anderer Form speichern zu können. Ein anderes bekanntes Beispiel wird durch Nachtspeicherheizungen gebildet, die im Normalfall problemlos für kürzere Zeit vom Netz genommen werden könnten. Dies zeigt: Zwar kann Strom im Regelfall nicht über ein Warteschlangenverfahren *zentral* rationiert werden (anders als etwa im Fall der Telekommunikation), *dezentral* sind Warteschlangenverfahren aber durchaus einsetzbar.

handelsebene zu reagieren. Das heißt aber auch, dass sie generell keinen senkenden Einfluss auf die Preise ausüben.

Es gibt zwar einige Nachfrager, die bereits heute zumindest im Grundsatz über Anreize verfügen, ihre Nachfrage nach den aktuellen Preisen auf der Großhandelsebene auszurichten. Dies sind erstens einige Großkunden, die entsprechende Lieferverträge abgeschlossen haben. Deren quantitative Bedeutung scheint aber nach den vorliegenden Informationen bislang gering zu sein. Selbst wenn sie über die technische Ausrüstung verfügen würden, die eine dezentrale Laststeuerung unterstützen könnte, muss der Einfluss dieser Nachfrager auf die Gesamtnachfrage als gering eingeschätzt werden. Eine zweite (ebenfalls relativ kleine) Gruppe an Nachfragern wird durch die Kunden von SDG&E gebildet. Deren Belieferung unterlag im Sommer 2000 keiner regulierten Preisobergrenze mehr. Sie beziehen aber ihren Strom weiterhin ganz überwiegend zu Durchschnittspreisen. Ganz offenbar haben die in den letzten Jahren recht konstanten und eher sinkenden niedrigen Strompreise das Bewusstsein über die „Gefahren“ des neuen Markts kaum geschärft. Vermutlich ist auch aus diesem Grund die Wechselrate zu alternativen Anbietern mit möglicherweise „intelligenteren“ Stromtarifen, wie oben erwähnt, bislang relativ niedrig. Die SDG&E-Kunden mussten somit zwar die hohen Großhandelspreise bislang mittragen, unterlagen aber kaum Anreizen, die Spitzenlastsituationen zu entschärfen.⁸¹

Zusammenfassend muss festgehalten werden, dass die Nachfrageelastizität in Kalifornien derzeit extrem niedrig ist.⁸² Die derzeitige Form der Endpreisregulierung in Verbindung mit der Ankaufspflicht der alteingesessenen Unternehmen hat diese niedrige Nachfrageelastizität mit verursacht und ist insofern auch für die hohen Preise auf den Großhandelsmärkten mitverantwortlich.

⁸¹ Die jüngst wieder eingeführte Regulierung für die Endpreise der SDG&E-Kunden (vgl. Abschnitt IV.A) wird diese Situation vermutlich zeitlich verlängern. Es ist eine interessante hypothetische Frage, wie sich die Zahlen für die Anbieterwechsel in der Zukunft entwickeln würden, wenn nicht seitens des Staats die Endpreisregulierung auch für SDG&E-Kunden wieder eingeführt worden wäre.

⁸² Dies besagt nicht, dass die Nachfrageelastizität in allen Märkten niedrig ist. Tatsächlich ist die Nachfrageelastizität gerade im CalPX-Day-Ahead-Markt relativ hoch (vgl. Earle 2000). Dies dürfte sich nicht zuletzt in dem relativ hohen Umfang des Ausgleichshandels niederschlagen. Entscheidend ist aber, dass die Nachfrageelastizität im Ausgleichsmarkt extrem niedrig ist. Dies ist der ultimative „Markt der letzten Instanz“, der letztendlich auch die Preise auf dem kurzfristigen Terminmarkt der CalPX wesentlich mitbestimmt. Diese Aussage steht nicht im Widerspruch zur Aussage, dass die Existenz von Terminmärkten, also auch der CalPX-Märkte, insgesamt die Preise senken kann, verglichen mit dem hypothetischen Zustand, in dem nur über den Ausgleichshandel gehandelt werden könnte. Anbieter bieten im Ausgleichshandel u.U. aggressiver, wenn sie einen Teil ihrer Erzeugung bereits via CalPX verkauft haben. Vgl. hierzu die Ausführungen zu preissenkenden Effekten von Terminmärkten in Abschnitt III.D.1.

E. Zusammenfassung: Ursachen der Preissteigerungen

In diesem Kapitel wurden einige Ursachen der Preissteigerungen beleuchtet. Diese können in Knappheiten, kurzfristige Kostensteigerungen, Marktdesignprobleme und in Bereiche des unmittelbaren Regulierungsversagens auf der Nachfrageseite untergliedert werden.

Erstens gilt es unter dem Gesichtspunkt der *Knappheiten* festzuhalten, dass die Nachfrage im gesamten Westen der Vereinigten Staaten und in Kalifornien im Speziellen seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze stellte. Die beobachtbaren Preissteigerungen hätten bei anderer Wetterlage grundsätzlich bereits in 1998 und 1999 auftreten können. Die Kombination eines veralteten Kraftwerksparks mit einer aktuell sehr hohen Nachfrage lässt Knappheiten spürbarer werden. Bei gegebenen Kostenstrukturen für die Stromerzeugung sind unter diesen Umständen Preissteigerungen wenig überraschend. Zum einen dienen die höheren Preise der notwendigen Rationierung der Nachfrage, zum anderen werden Kraftwerke mit höheren variablen Kosten angefahren. Schließlich kann auch erwartet werden, dass etwaige Marktmachtpositionen mit zunehmenden Knappheiten in Erzeugung und Transport sich eher in höhere Preise umsetzen lassen.

Dabei sind diese Knappheiten eine langfristig gewachsenes Problem, an dem die Regulierungspolitik der Vergangenheit, aber auch die derzeitige, nicht ganz unschuldig ist. Zuvorderst ist es dem generell seit den Ölpreiskrisen gewachsenen Regulierungsrisiko zu verdanken, dass die Stromunternehmen bereits über viele Jahre vor den Reformen keine Neubauten erstellten und den Kraftwerkspark veralten ließen. Den sehr komplexen und langwierigen kalifornischen Genehmigungsverfahren ist es aktuell zu verdanken, dass noch kein neues Kraftwerk ans Netz gegangen ist, wenngleich möglicherweise auch auf Seiten der Unternehmen angesichts der anfänglichen Preisentwicklungen keine Eile geboten schien. Den verfügbaren Informationen zufolge ist aber mit dem ersten Hochfahren neuer Kraftwerke im Verlauf des Jahres 2001 zu rechnen. Es kann also gehofft werden, dass sich die Knappheitssituation auf absehbare Zeit entspannen wird.

Zweitens sind die in 2000 deutlich gestiegenen Erdgaspreise und vor allem die gestiegenen Emissionskosten für erhebliche *kurzfristige Kostensteigerungen* verantwortlich. Sie dürften von der Angebotsseite her einen nicht unbeträchtlichen Teil der Preissteigerungen erklären.

Drittens sind auch einige *Marktdesignprobleme* erkennbar, die ihren Teil zu den Preissteigerungen beisteuern. Wenn die Erzeuger beispielsweise damit rechnen können, zusätzliche Zahlungen via Bereitstellung von Ersatzreserve zu erhalten, wird dieses ihre Bereitschaft reduzieren, ihren Strom via normalem Stromhandel zu verkaufen. Sehr Ähnliches gilt für die Out-of-Market-Käufe des CAI-

SO und für Lieferungen im Rahmen der RMR-Verträge. Insgesamt gilt aber zu beachten, dass inkrementale Verbesserungen des Designs dieser Märkte nichts daran ändern können, dass kurzfristige Märkte mit kurzfristig marktmächtigen Unternehmen auf der Anbieterseite diesen eine enorme Verhandlungsmacht gibt. Die zum Zweck der Begrenzung von Marktmachtausübung geschaffene Preisobergrenze des CAISO löst diese Marktmachtprobleme nicht effektiv. CAISO kann sich nämlich den Anbietern gegenüber bislang nicht glaubwürdig darauf verpflichten, die eigene Preisobergrenze durchzusetzen. Es ist nicht völlig auszuschließen, dass die Preisobergrenze die effektiven Preise in einigen Situationen sogar erhöht hat. Die auch regulierungsbedingt geringe Flexibilität des Marktdesigns hat dazu beigetragen, dass erkannte Fehler nur schwer und mit erheblicher Zeitverzögerung angegangen wurden.

Viertens bleibt festzuhalten, dass auch Bereiche des *Regulierungsversagens auf der Nachfrageseite* identifiziert werden können, die die Defizite auf der Angebotsseite ergänzen. Zuvorderst ist die CalPX-Bezugspflicht der alteingesessenen Unternehmen für den Umstand verantwortlich, dass die Entwicklung von Absicherungsinstrumenten gegen die hohen kurzfristigen Strompreise den Möglichkeiten hinterher bleibt, die normalerweise zu erwarten wäre. Die drei alteingesessenen Unternehmen konnten sich daher nicht gegen die Strompreisentwicklungen absichern. Angesichts der hierdurch reduzierten Liquidität der Absicherungsmärkte können sich die Handelsmöglichkeiten auch für diejenigen Nachfrager verschlechtert haben, die Anreize und Möglichkeiten zur Partizipation an solchen Märkten haben. Hinzu kommt, dass die Regulierung mitverantwortlich dafür ist, dass die Nachfrageelastizität in Kalifornien derzeit extrem niedrig ist. Diese niedrige Nachfrageelastizität selbst ist eine Ursache der hohen Strompreise auf dem Großhandelsmarkt.

Im Licht dieser Ergebnisse betrachtet, ist die Entwicklung in 2000 zumindest teilweise als Ergebnis des Zusammentreffens unglücklicher (Wetter-)Zufälle mit knappen Kapazitäten, kurzfristigen Kostensteigerungen, mehr oder weniger temporären Marktdesignproblemen sowie zumindest ex post als verfehlt zu bezeichnenden Regulierungsentscheidungen auf der Nachfrageseite zu bezeichnen. Gemein ist diesen Problemen, dass sie im Grundsatz „heilbar“ scheinen, wenngleich der Umstand, dass es im kalifornischen Fall keine Vorgängerinstitutionen für CalPX und CAISO gab und die Regulierung insofern völliges Neuland betreten hat, die Lösung nicht gerade erleichtert. Und das Ausmaß der Preiserhöhungen scheint die politischen Entscheidungsträger unter erheblichen öffentlichen Druck zu stellen, der die Gefahr weiterer Fehlentwicklungen in sich birgt.

IV. Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf die Situation in 2000

Die Betrachtung der Problemursachen im letzten Abschnitt legt einige Lösungsmöglichkeiten nahe. Dabei können diese direkt an der Angebotsseite, direkt an der Nachfrageseite oder beim Design einzelner Märkte ansetzen. Zu denken ist in diesem Zusammenhang unter anderem an:

- Erleichterung des Baus von Kraftwerken und Transportanlagen zur Senkung der realen Knappheiten;
- Erhöhung der Nachfrageelastizität, um kurzfristig Spitzenlastsituationen zu entschärfen und langfristig die Nachfrage auf ein effizientes Maß zu rationieren;
- Verbesserung der Absicherungsmöglichkeiten für die Nachfrager mit Ziel der Begrenzung von Marktmacht der Erzeuger; hierbei kommt insbesondere die Abschaffung der Zwangsteilnahme der alteingesessenen Stromunternehmen an der zentralen Strombörse CalPX in Frage;
- Einführung einer anderen Preisregulierung für den Großhandelsmarkt, die Marktmachtrenten begrenzt, ohne Knappheitsrenten zu beseitigen. Dabei kann u.a. eine regionale Preisobergrenze oder eine gezielte Regulierung einzelner Erzeuger erwogen werden;
- Eine größere Flexibilität des Marktdesigns, d.h. eine institutionelle Ausgestaltung von CalPX und CAISO, die diesen bessere und schnellere Entscheidungen bei erkannten inhaltliche Defiziten erlaubt oder sie hierzu zwingt. Dies erfordert eine weniger intensive Regulierung der institutionellen Ausgestaltung dieser Organisationen durch die Regulierer, eine u.U. geänderte Entscheidungsstruktur innerhalb der Organisationen und eine größtmögliche Konkurrenz durch andere Institutionen, also vor allem andere Strombörsen, um den Entscheidungsdruck auf CalPX und CAISO zu erhöhen.

In der öffentlichen Diskussion um die Entwicklungen im kalifornischen Stromsektor schlagen sich diese Lösungsansätze in unterschiedlicher Weise nieder. Im Folgenden wird auf die Reaktionen seitens der kalifornischen Entscheidungsträger und auf Reaktionen seitens der Bundesregulierungsbehörde FERC eingegangen und in beiden Fällen Einschätzungen zur Angemessenheit der getroffenen Entscheidungen gegeben. Insbesondere wird die Frage beleuchtet, inwieweit die bereits ergriffenen Maßnahmen die Problemlösung behindern könnten, in dem die zugrunde liegenden Probleme eher verschärfen denn lösen.

A. Reaktionen auf kalifornischer Ebene

Die preislichen Entwicklungen führen zu Reaktionen seitens der kalifornischen Politik, die in ihrer Gesamtheit durchaus den Eindruck einer gewissen Hektik hinterlassen. Sowohl der Gesetzgeber als auch die zuständigen Regulierungskommissionen haben in beachtlichem Tempo Beschlüsse gefasst, die eine schnelle Senkung der Strompreise im Visier haben. Mittlerweile hat sich sogar die Bundesregulierungsbehörde FERC in das Geschehen eingeschaltet. Im Folgenden soll ein selektiver Überblick über die Ereignisse gegeben werden.

Die kalifornische Regulierungskommission (CPUC) war Anfang und Mitte der neunziger Jahre eine überaus aktive Verfechterin des „Mehr Wettbewerb in der Stromwirtschaft“. Letztlich waren es ihre Entscheidungen, die die Restrukturierungen in Kalifornien einleiteten und andere politische Akteure unter Zugzwang brachten: Der kalifornische Gesetzgeber hat mit seiner Verabschiedung des AB 1890 in 1996 im Wesentlichen nur das kodifiziert, was die CPUC mit ihrer Mehrheitsentscheidung in 1995 vorgab. Andere Bundesstaaten zogen nach und richteten sich in vielerlei Hinsicht an den Vorgaben des kalifornischen Vorbilds aus. Und die jüngeren Entscheidungen der Bundesregulierungsbehörde FERC (Order 888/889 und Order 2000) wurden nicht zuletzt durch die von Kalifornien ausgehenden Entwicklungen hin zur Etablierung von Modellen, die Wettbewerb um Endkunden zum Inhalt haben (retail competition), angestoßen.

1. Der CPUC-Plan zur Stabilisierung der Strompreise

Mittlerweile nimmt die CPUC unter dem Eindruck der aktuellen Preisentwicklungen eine zum Wettbewerbsansatz weitaus kritischere Stellung ein. Vermutlich nicht zuletzt auf politischen Druck seitens der Öffentlichkeit und des Gouverneurs hat sie im August 2000 einen Plan zur „Stabilisierung der Strompreise“ beschlossen (CPUC 2000a). Inhalt dieses Plans war insbesondere die Wiedereinführung der Preisregulierung für SDG&E-Endkunden.⁸³

⁸³ Dieser Beschluss war innerhalb der Regulierungskommission insbesondere aufgrund der hiermit verbundenen langfristigen Probleme nicht unumstritten. Eine Minderheitsmeinung (Commissioner Duque) hielt fest, dass die Preisobergrenzen im Sinne der langfristigen Effizienz kontraproduktiv wären und kurzfristig die Knappheiten und Stromausfälle verstärken und verlängern werden, da sie die Nachfrageelastizität negativ beeinflussen. Eine andere Minderheitsmeinung (Commissioner Bilas) betont die entstehende Problematik der durch diese neue Preisobergrenze möglicherweise neu entstehenden Stranded Costs und sieht die Kommission in der misslichen Lage, Probleme lösen zu müssen, für die aus seiner Sicht die Legislative und nicht die CPUC zuständig wären.

Deutlich wird die geänderte Sicht der CPUC auch durch Folgendes: Die amtierende Präsidentin der CPUC stellt in einer zusammen mit dem Vorsitzenden des California Electricity Oversight Boards (EOB, s.u.) veröffentlichten Stellungnahme explizit fest, dass die bis dahin ergangenen Entscheidungen der CPUC und des Gesetzgebers nicht die Interessen der Konsumenten berücksichtigten.⁸⁴ Gleichzeitig stellten sie in Abrede, selbst an der derzeitigen Situation Wesentliches ändern zu können, da die Restrukturierungen, von der vergangenen CPUC und dem kalifornischen Gesetzgeber eingeleitet, die Kompetenzen weitgehend auf die Bundesebene verlagert haben.

Bemerkenswerterweise markiert die Mehrheitsentscheidung im August eine deutliche und in ihrem Tempo beachtliche Abkehr von der bisher vertretenen Politik. Noch im Juni 2000 lehnte die CPUC eine Preisregulierung für die Endkunden von SDG&E mit dem Argument ab, „we did not initiate electric restructuring in order to shield consumers from the market“ (CPUC 2000f: 47). Es sei vermerkt, dass im Juni, d.h. zum Zeitpunkt dieser CPUC-Stellungnahme, die Großhandelspreise bereits eine deutliche Erhöhung gegenüber den Vorjahreswerten erfahren hatten (Schaubild 2). Dessen ungeachtet bekräftigte die CPUC zu diesem Zeitpunkt ihre Erwartung, dass die Preiserhöhungen rein temporärer Natur wären. Die Rückkehr der Großhandelspreise auf ihre normalen Werte würde auch dafür sorgen, dass nach Wegfall der anfänglichen Preisobergrenzen für die beiden anderen großen privaten Stromunternehmen die Endkundenpreise sinken werden: „We must add *the fact* that overall rates will decrease after the end of the rate freeze“ (CPUC 2000f: 57, Hervorhebung durch den Verfasser). Offenbar vertrat die Kommission noch im Frühsommer 2000 die zu Anfang der Restrukturierungen geäußerte Erwartung einer 10-prozentigen Preissenkung, sobald die CTC wegfällt.⁸⁵

2. Die Maßnahmen des kalifornischen Gesetzgebers zur Stabilisierung der Strompreise: AB 265 und AB 970

Der kalifornische Gouverneur unterzeichnete am 6. September 2000 ein Gesetz (AB 265), nach dem die Preise der SDG&E-Kunden von der kalifornischen Regulierungskommission wieder unmittelbar reguliert werden sollen. Das Gesetz definiert eine Preisobergrenze, die zumindest bis Ende 2002 gelten soll

⁸⁴ Die Stellungnahme (Kahn und Lynch 2000: 5) zitierten zustimmend eine diesbezügliche Aussage in einer Tageszeitung.

⁸⁵ Der Gouverneur prognostizierte zum Zeitpunkt der Unterzeichnung von AB 1890 eine Senkung um mindestens weitere 10 Prozent, sobald die CTC wegfällt (vgl. www.energy.ca.gov...90_governor-remarks.html, vom 27. März 1997).

(California Legislature 2000b) und rückwirkend seit dem 1. Juni 2000 gilt.⁸⁶ Das Gesetz geht weiter als die CPUC-Order vom August: Zum einen gilt die Preisobergrenze für alle Strommengen der Haushalte und kleineren Gewerbekunden, während der CPUC-Plan nur bis zu bestimmten Höchstgrenzen galt. Zum anderen sah die CPUC-Verordnung eine um ein Jahr kürzere Laufzeit vor.

Das Gesetz sieht, im Grundsatz vergleichbar der CPUC-Order, eine Wiedereinführung der Preisregulierung für diejenigen SDG&E-Kunden vor, deren Preise erst im Sommer 1999 dereguliert wurden. Aus diesem Gesetz könnten beachtliche finanzielle Belastung derjenigen Stromunternehmen resultieren, die ihren Strom zu reduzierten Preisen an die Endkunden liefern sollen, aber weiterhin die hohen Großhandelspreise auf der Beschaffungsseite tragen müssen (auch hierauf bezog sich oben genannte Kritik des CPUC-Commissioner Bilas). Ähnlich anderer laufender Gesetzesvorlagen und der CPUC-Entscheidung bleibt ungeklärt, wer die Kosten dieser Preissenkung zu tragen hat. Ob und gegebenenfalls in welcher Höhe diese Unternehmen eine Kompensation erhalten würden, ist derzeit unklar, wengleich der Wortlaut von AB 265 eine später einzulösende Zahlungspflicht der Kunden vermuten lässt.⁸⁷ Die eingeführte Preisobergrenze des AB 265 sollte also nicht so interpretiert werden, als ob es sich um eine glaubwürdige

⁸⁶ Der kalifornische Senat beschloss im August eine weitere derzeit im Unterhaus befindliche Gesetzesvorlage (die in einigen Teilen über das bereits in Kraft getretene Gesetz hinausgeht), wonach die Strompreise rückwirkend auf das Niveau vom Sommer 1999 gesenkt werden müssten (California Legislature 2000a).

⁸⁷ AB265 stellt in sec.2(c) klar, dass die diesbezüglichen CPUC-Entscheidungen eine „reasonable opportunity for San Diego Gas and Electric Company to recover its reasonable and prudent costs of service over a reasonable period of time“ bieten müssen. Ob allerdings alle mit der Preisobergrenze verbundenen Kosten von SDG&E tatsächlich „reasonable and prudent costs of service“ darstellen, wird wohl erst zu einem späteren Zeitpunkt (juristisch) zu klären sein. Die Erfahrungen mit den nichtamortisierbaren Kosten und deren Erstattung legen aber die Vermutung nahe, dass SDG&E eine vollständige Kompensation aus dem Staatshaushalt oder (wahrscheinlicher) aus einer neuen CTC-ähnlichen Abgabe erwarten kann (Ähnliches ist für die Zukunft generell zu erwarten, da auch die anderen beiden Unternehmen angesichts der mittlerweile aufgelaufenen Verluste massive Kreditwürdigkeitsprobleme erfahren und derzeit offenbar einem erheblichen Konkursrisiko unterliegen).

Eine neue Preisobergrenze für die eigenen Kunden hatte SDG&E bereits im Sommer 1999 bei der CPUC „präventiv“ genehmigen lassen. Diese sollte für drei Monate im Anschluss an das Ende der ersten Preisobergrenze gelten (CPUC 1999e:4). Etwaige Unterschüsse, basierend auf dieser Preisobergrenze, sollten in den folgenden Monaten durch eine zusätzliche Abgabe finanziert werden. Tatsächlich sind die Preise von SDG&E aber nach Ende der ersten Preisobergrenze und der von SDG&E erhobenen CTC um immerhin 15 Prozent gesunken. (CPUC 2000f: Fn 29). Diese präventiv beantragte Preisobergrenze wurde also nicht bindend. Dementsprechend stellte sich auch nicht die Frage, in welcher Weise die Kosten konkret erhoben werden sollen.

Preisobergrenzenregel handeln würde. Vielmehr ist damit zu rechnen, dass die Kunden die kurzfristigen Verluste von SDG&E langfristig zu bezahlen haben.⁸⁸

Die CPUC hat mittlerweile im Gefolge von AB 265 ihren eigenen Plan erweitert und dem Gesetz angepasst (CPUC 2000e). Danach darf die Energiekomponente der Endverkaufspreise nicht höher als 6,5 cent/kWh liegen, bei durchschnittlichen Großhandelspreisen von beispielsweise über 16 cent/kWh im August 2000.

Daneben trat ein Gesetz (AB 970) u.a. zur Unterstützung und Erleichterung von Investitionen in neue Anlagen zur Erzeugung und zum Transport in Kraft und zur temporären Lockerung von Umweltschutzbestimmungen in besonderen Fällen der Stromknappheit in Kraft (California Legislature 2000c). Das Gesetz sieht beispielsweise eine beschleunigte Genehmigung des Baus von Wärmekraftwerken vor, ist allerdings in wesentlichen Teilen bis Ende 2002 bzw. 2003 befristet.⁸⁹

Im Zuge der Neustrukturierung wurden zahlreiche weitere Aufsichtsinstanzen und beratende Gremien gegründet. Hierzu gehören selbstverständlich an erster Stelle die (im Grundsatz unabhängigen) Beratungskomitees von CalPX und des CAISO (CalPX Market Monitoring Committee bzw. CAISO Market Surveillance Committee). Diese sollen die laufende Arbeit begleiten und sind z.B. mit der laufenden Marktbeobachtung beauftragt. Ihre Berichte müssen sie der FERC und der CPUC zur Verfügung stellen.

Es sollte auch vermerkt werden, dass das zweite, zeitgleich mit dem Gesetz zur Einführung der neuen Preisobergrenze verabschiedete Gesetz, AB 970, eine weitere Institution gründete. Die „Green Team“ genannte Kommission soll hauptsächlich durch Beratungsaktivitäten Investitionen in Erzeugung und Transportanlagen unterstützen.

Darüber hinaus kam zu der bislang zuständigen California Energy Commission (CEC), die vor allem im Rahmen der umweltpolitisch motivierten Regulierung für die Genehmigung von neuen Anlagen zuständig ist und der California Public Utility Commission (CPUC), zuständig für die ökonomische Regulierung der privaten Versorgungsunternehmen eine weitere, dritte, Kommission: das California Electricity Oversight Board (EOB). Die Aufgaben des EOB liegen vornehmlich zum einen in der Ernennung der Vorstandsmitglieder des CAISO und der CalPX und zum anderen in einer Schlichtungsfunktion bei Streitfällen im CAISO-

⁸⁸ In ähnlicher Weise spricht einiges dafür, dass auch SCE und PG&E die seit dem Frühsommer 2000 erlittenen Verluste (durch die hohen Strompreise in Verbindung mit der für sie geltenden Preisobergrenze) in der einen oder anderen Form von ihren Endkunden bezahlt bekommen werden.

⁸⁹ Ob diese neuen Vorschriften für die Genehmigungen, die in 100 Tagen zu bearbeiten sind, tatsächlich zum Erfolg führen, muss hier allerdings offen bleiben. Immerhin sollen jetzt Anträge, die teilweise seit Jahren in der Bearbeitung durch die kalifornische Energiekommission CEC befindlich sind, innerhalb weniger Monate abgearbeitet werden.

Vorstand.⁹⁰ Die Mitglieder des EOB werden wiederum paritätisch von beiden Häusern des Parlaments und dem Gouverneur ernannt.

Das EOB tat sich in der jüngsten Vergangenheit insbesondere dadurch hervor, dass sie eine umfassende Wiedereinführung der Einzelhandelsregulierung forderte, verbunden mit einer intensiven Regulierung des Großhandelsmarktes (CEOB 2000). Sie weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass diese Forderungen von ihr und von anderen Institutionen bereits wiederholt erhoben worden sind — und dass diese Fragen bereits vor den zuständigen Regulierungskommissionen FERC und CPUC verhandelt werden. In der Tat hat die CPUC mittlerweile eine größere Untersuchung der Funktionsfähigkeit des Großhandelsmarkts und der Zusammenhänge mit den Endverkaufspreisen in die Wege geleitet (CPUC 2000b), da sie es mittlerweile für evident hält, dass „workable competition“ im Großhandelsmarkt derzeit nicht existiert (CPUC 2000d: 11). Die FERC hat ihrerseits am 26. Juli 2000 eine eigene Untersuchung der Entwicklungen in den regionalen Großhandelsmärkten eingeleitet und hierbei auch die Entwicklungen im kalifornischen Markt als Auslöser genannt (FERC 2000b). Auf die vorläufigen Schlussfolgerungen, die die FERC aus dieser Untersuchung gezogen hat, wird in Abschnitt IV.B. eingegangen.

3. Die jüngsten Maßnahmen im Januar 2001

Im Winter 2000/2001 hat sich die Lage nicht entschärft. Im Gegenteil nahmen die Knappheiten weiter zu, so dass es erstmals zu von CAISO zentral organisierten Stromabschaltungen gekommen ist. Diese Stromabschaltungen wurden abwechselnd für einzelne Netzbereiche im „Umlaufverfahren“ vorgenommen (rolling blackouts). Auch die Preise haben im Dezember 2000 und im Januar 2001 wieder stark angezogen. Im Hintergrund liegen stark gestiegene Erdgaspreise, zunehmende Anlagenausfälle auch aufgrund der hohen Inanspruchnahme während des gesamten Sommers 2000 und schließlich geringere Importmöglichkeiten aus dem Nordwesten verbunden mit geringen eigenen Wasserkrafterzeugungsmöglichkeiten.⁹¹

⁹⁰ Diese Rolle und Kompetenzen des EOB werden von der FERC unter Hinweis auf die eigenen Kompetenzen nach dem bundesstaatlichen FPA allerdings in Frage gestellt (FERC 2000d: 26), da sowohl CalPX als auch CAISO-Unternehmen zur Organisation des Großhandels wären und daher der Jurisdiktion der FERC, nicht des Staates Kalifornien unterliegen.

⁹¹ Die hohen Strompreise im gesamten Westen der Vereinigten Staaten im frühen Winter 2000/2001 führten u.a. dazu, dass einige Industrienachfrager ihren Stromverbrauch durch Produktionseinstellungen massiv drosselten (sowohl einzel- als auch gesamtwirtschaftlich sachgerecht) und Gewinne dadurch realisierten, dass sie langfristig gekauften Strom kurzfristig wei-

Am 17. Januar 2001 hat der Gouverneur darauf hin den Notstand erklärt und diesen mit den aktuellen Energieknappheiten begründet. In diesem Zusammenhang stellte er mit recht drastischen Formulierungen fest, dass die 1995/1996 eingeleitete Liberalisierung in vielerlei Hinsicht völlig verfehlt war und nunmehr fundamental geändert werden müsse.⁹² Er wies in der Notstandsverordnung das eigene Wasserministerium (Department of Water Resources DWR) an, kurzfristig Strom anzukaufen und diesen zu Selbstkosten an die endverkaufenden Stromunternehmen (im Fall der Stromunternehmen im öffentlichen Besitz) oder direkt an die Endkunden weiter zu verkaufen.⁹³

Dieses Vorgehen wurde im Eilverfahren durch den Gesetzgeber sanktioniert und erweitert.⁹⁴ Zunächst wurde am 19. Januar eine auf zwölf Tage befristete Zwischenlösung verabschiedet (California Legislature 2001b). Am 1. Februar wurde nach heftigen politischen Debatten das Assembly Bill X1_1 als längerfristige Umsetzung der politischen Vorgaben des Gouverneurs beschlossen (California Legislature 2001a).⁹⁵

terverkauften (vgl. beispielsweise „Blackout im Sonnenstaat“, *Der Spiegel* vom 15. Januar 2001).

⁹² Dies trotz des Umstands, dass er, der demokratische Gouverneur Gray Davis, 1996 (zum Zeitpunkt der Verabschiedung des AB 1890) bereits als Vizegouverneur amtierte (neben dem republikanischen Gouverneur Pete Wilson) und zumindest öffentlich keine Kritik von seiner Seite am AB 1890 laut wurde.

⁹³ Die Zuweisung an das Wasserministerium mag überraschen. Aber immerhin war das Ministerium bereits seit langer Zeit (in allerdings relativ geringem Ausmaß) im Stromhandel aktiv, da es die staatlichen Wasserressourcen in Kalifornien verwaltet. Zu den ihr gesetzlich bereits länger zugewiesenen Befugnissen gehört der Kauf und Verkauf von Strom. Die Hauptaufgabe des DWR liegt allerdings bislang in der Wasserversorgung (im Rahmen des State Water Project SWP), nicht in der Wasserkraftgewinnung. Tatsächlich ist das DWR netto ein Stromverbraucher, da es im Wesentlichen über Pumpwerke und Pumpspeicherkraftwerke, kaum über Wasserkraftwerke mit natürlichem Zulauf verfügt. Vgl. die Homepage des DWR: www.dwr.water.ca.gov.

⁹⁴ Wobei das außerordentliche Tempo und die außerordentliche Sitzung beider Kammern des Parlaments vom Gouverneur erzwungen wurden. Die CPUC hat mittlerweile entschieden (CPUC 2001c), dass das DWR den Strom nicht an die IOU oder an CAISO, sondern direkt an die Endkunden verkaufen soll, während der Gesetzgeber ausdrücklich die Frage des Verkaufs an die IOU offen gelassen hat. Allerdings werden PG&E und SCE dazu verpflichtet, als Inkassagenturen für das DWR zu fungieren. Der Staat wird also nicht allein als Großhändler, sondern auch als Einzelhändler aktiv.

⁹⁵ Bereits am 18. Januar 2001 hatten beide Häuser des Parlaments einen Gesetzentwurf passieren lassen (AB X1_6), der den Verkauf der noch im Besitz der drei alteingesessenen Unternehmen bis 2006 stoppt (California Legislature 2001a), um diese weiterhin in der Regulierungsbefugnis der CPUC belassen zu können. Dies betrifft vorrangig den an sich vorgesehenen Verkauf der Wasserkraftwerkskapazitäten durch PG&E (vgl. S. 4). Generell unterliegen diese weiterhin der Regulierungsbefugnis auch dann, wenn sie eine marktliche Bewertung erfahren haben sollten.

Hiernach wird das Wasserministerium für zunächst zwei Jahre ermächtigt, Strom in Form längerfristiger Verträge anzukaufen und weiter zu verkaufen. Zu diesem Zweck werden dem Wasserministerium erstens die Möglichkeit eingeräumt, eigene (steuerfreie) Anleihen auszugeben, zweitens knapp 900 Mill. Dollar als anfängliche Zwischenfinanzierung zur Verfügung gestellt⁹⁶ und drittens immerhin über 4 Mill. Dollar zur Begleichung zusätzlicher administrativer Kosten bereitgestellt. Aus Sicht des Gesetzgebers wäre es evident, dass die derzeitigen Preise und Stromausfälle ein sofortiges Eingreifen des Staates als Marktakteur erfordern: „[T]he public interest, welfare, convenience and necessity require the state to participate in markets for the purchase and sale of power and energy“ (California Legislature 2001c: 6).

Bemerkenswerterweise werden die IOU aber auch unter diesen Bedingungen nicht aus ihrer „Zwickmühle“ entlassen, die Verluste zu tragen, die aus der Differenz zwischen den Großhandelspreisen und der Energiekomponente der fixierten Endkundenpreise resultieren. Konkret lautet die Passage der diesbezüglichen CPUC-Verordnung vom 31.1.2001 (CPUC 2001c: 5) „if a shortfall exists between the DWR Price of the power provided to a particular utility’s customers and the amount that utility collects in trust for DWR, the utility shall be obligated to pay the shortfall“. Dies heißt faktisch, dass die Endpreise weiterhin fixiert sind, dass darüber hinaus die IOU dazu verpflichtet sind, die Zahlungen der Endkunden auch für Lieferungen des DWR einzutreiben und dass schließlich die IOU dem DWR jegliche Kosten zu erstatten hat, die ihm entstehen und die nicht durch die (niedrige) Energiekomponente der Endkundenpreise gedeckt sind.

Die Zweijahresbefristung der DWR-Aktivitäten ist hierbei nicht so zu verstehen, dass das DWR nur Stromlieferungen für die nächsten zwei Jahre kontrahieren darf. Vielmehr darf es durchaus Terminverträge mit sehr viel längerer Laufzeit schließen. Im Gesetz findet sich kein Hinweis auf eine Beschränkung der Laufzeiten. Die Befristung bezieht sich allein auf den *Abschluss* von Kaufverträgen, nicht auf die Durchführung und auch nicht auf den Verkauf von Strom, sondern allein auf den Kauf durch das DWR. Deutlich wird daher, dass der Gesetzgeber die nunmehr beschlossene aktive Rolle des Staates als Stromhändler durchaus auch länger als zwei Jahre einnehmen kann. Es wird jedoch offenbar auch aus Sicht des Gesetzgebers davon ausgegangen, dass in zwei Jahren die Knappheiten durch Kraftwerksneubauten derart an Bedeutung verloren haben werden, dass die Rolle des Staates wieder abnehmen kann.

⁹⁶ AB X1_1 stockte die 400 Mill. Dollar des AB X1_7 um 500 Mill. Dollar auf.

4. Eine kurze Kritik der bisherigen Maßnahmen auf kalifornischer Ebene

Die im Sommer 2000 und im Januar 2001 ergriffenen Maßnahmen seitens des Gesetzgebers und der Regulierungskommission sind in weiten Teilen als kurzfristig orientierte „Notmaßnahmen“ zu interpretieren, die insbesondere die Auswirkungen der aktuellen Strompreise auf die Endkunden dämpfen sollen. Die zugrunde liegenden Probleme werden hierdurch nicht wirklich angegangen, sondern letztlich nur vertagt, unter Umständen sogar noch weiter verstärkt (die Maßnahmen zur Liberalisierung des Kraftwerksneubaus und des Terminhandels sind von dieser Einschätzung allerdings ausdrücklich auszunehmen).⁹⁷

Zunächst einmal ist davon auszugehen, dass die im Sommer 2000 beschlossene Wiedereinführung der Preisregulierung für Endkunden von SDG&E die Probleme mittelfristig eher noch verschärfen wird. Die Preisobergrenze für SDG&E-Endkunden senkt die Nachfrageelastizität weiter, erhöht damit tendenziell die Knappheiten und wirkt somit preiserhöhend auf den Großhandelsmärkten. Die auch hierdurch erhöhten Verluste der alteingesessenen Stromunternehmen im Stromweiterverkauf werden vermutlich eine vollständige Liberalisierung des Stromhandels weiter herauszögern, da die Unternehmen ähnlich der ursprünglichen Stranded-Cost-Problematik eine Kompensation für diese Verluste verlangen werden.

Dies kann auf eine Neuauflage einer CTC hinauslaufen, deren Ermittlung und Berechnung schon bislang die Liberalisierung des Stromhandels verzögerte. Insgesamt gilt, dass diese Entscheidungen des Gesetzgebers die Probleme nicht angehen, sondern vermutlich nur deren Lösung vertagen.

Dieses Ergebnis wäre nur dann nicht zu erwarten, wenn die Regulierer den endverkaufenden Stromunternehmen starke Anreize geben würde, die Nachfrage preiselastischer werden zu lassen. Gesetzt den Fall, den Unternehmen würde glaubhaft gemacht, dass sie unter keinen Umständen eine Entschädigung für die ihnen entstehenden Verluste erhalten werden, hätten diese in der Tat starke derartige Anreize (die sich etwa in Form von umfangreichen Nachfragereduktionsprogrammen, deutlich intensivierten zeitvariablen Tarifen etc. niederschlagen können). Mit anderen Worten: Nur wenn die Endpreisobergrenze tatsächlich konsequent gegenüber den Unternehmen durchgesetzt wird, kann sie positive Auswirkungen entfalten. An der Möglichkeit zur glaubwürdigen Zusicherung eines derartigen Verhaltens der Regulierer bestehen aber gerade auch wegen der

⁹⁷ Minderheitenmeinungen innerhalb der CPUC machen deutlich, dass zumindest einige der Entscheidungsträger dies auch so sehen. Vgl. das der Verordnung vom August (CPUC 2000a) beiliegende Statement des Commissioner Bilas.

aktuellen Liquiditätsprobleme dieser Unternehmen deutliche Zweifel. Darauf deuten auch die Formulierungen des betreffenden Gesetzes hin.⁹⁸ Und in der Tat hat die CPUC im Januar 2001 eine vorläufige Anhebung der Endpreisobergrenzen um 1 cent/kWh beschlossen (CPUC 2001a). Im Hintergrund liegt der Umstand, dass die privaten Versorgungsunternehmen mittlerweile mit dem Insolvenzrisiko und massiven Kreditwürdigkeitsproblemen zu kämpfen haben (FERC 2001b: 3). Zur Einschätzung dieser Preiserhöhung muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass diese vom Ausmaß her (rund 9 Prozent der Endkundenpreise für kleine Verbraucher) nurmehr die 10-prozentige Preissenkung zu Beginn des neuen Systems rückgängig gemacht hat. Vom Ergebnis her haben sich also die Endkundenpreise trotz erheblich zunehmender Knappheiten und Kosten für die meisten Kunden gegenüber dem Stand vor den Liberalisierungen nicht erhöht.

Die vom Gesetzgeber beschlossenen Maßnahmen zur Liberalisierung des Kraftwerksbaus scheinen hingegen in eine langfristig richtige Richtung zu gehen. Es bleibt allerdings abzuwarten, ob tatsächlich eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren erreicht wird. Und es bleibt angesichts der für 2001 ohnehin erwarteten Zunahme der Kraftwerkskapazitäten zu fragen, ob diese Liberalisierung nicht zu spät kommt, um tatsächlich die realen Knappheiten temporär zu entschärfen.

Auch die, bislang allerdings noch halbherzig ergriffenen, Maßnahmen der CPUC zur Liberalisierung des längerfristigen Terminhandels gehen in eine Richtung, die Erfolg versprechend scheint. Ein liquiderer längerfristiger Terminmarkt könnte in der Lage sein, Marktmachtprobleme auf dem Großhandelsmarkt effektiver zu begrenzen, als es die bislang praktizierte Preisobergrenze für den CAISO-Handel vermag.

Kommen wir damit zu den jüngsten Maßnahmen. Wie sind die weiteren jüngsten politischen Entwicklungen in Kalifornien einzuschätzen? Sind die Notstandsverordnung und die neuen Gesetze vom Januar/Februar 2001 wirkliche Belege dafür, dass die „Liberalisierung der US-Strommärkte am Ende“ ist, wie es beispielsweise das *Handelsblatt* am 22. Januar konstatierte?⁹⁹ Und dieses nur knapp drei Jahre, nachdem das kalifornische Experiment seinen Anfang nahm?

Neben dem Umstand, dass mit dem Gesetz vom 18. Januar (AB 1X_6) die Erzeugung der alteingessenen Unternehmen der direkten Regulierung durch die CPUC unterworfen wird, ist festzuhalten, dass der Gesetzgeber mit den in AB1X_1 kodifizierten Maßnahmen im Grunde genommen eine weitere staatliche

⁹⁸ Vgl. Fn. 87.

⁹⁹ Auch die *Frankfurter Allgemeine Zeitung* vom 19. Januar 2001 berichtet („Neunzig Minuten Blackout“), die jüngsten Maßnahmen kämen „einer Abschaffung der Liberalisierung“ gleich.

Stelle mit der Regulierung des Strommarkts beauftragt. Zu CEC, CPUC und EOB als Regulierungskommissionen tritt nämlich nunmehr das Wasserministerium als Handelsinstitution hinzu. Dieser werden durch die zur Verfügung gestellten Finanzvolumina und Finanzierungsmöglichkeiten erhebliche Einflussmöglichkeiten auf die Großhandelstransaktionen insgesamt eingeräumt. Faktisch existieren somit mittlerweile zwei bzw. drei direkt vom Staat geschaffene Stromhandelsorganisationen nebeneinander: Die privatwirtschaftlichen Organisationen CAISO und CalPX insbesondere für den kurzfristig orientierten Stromhandel und das DWR für den eher längerfristig orientierten Stromhandel, dessen Aktivitäten in direkter Konkurrenz vorwiegend zum Block-Forward-Handel der CalPX und den bilateralen Verträgen steht.

Das Ziel dieser jüngsten Maßnahmen gerade hinsichtlich der Etablierung einer neuen Stromhandelsinstitution ist hierbei allerdings nicht ganz klar. Wenn es nur darum gehen würde, Alternativen zum Handel via CalPX zu schaffen, warum werden dann nicht die bisherigen Restriktionen für den Terminhandel der drei großen alteingesessenen Unternehmen vollständig beseitigt? Geht es eher darum, neben der CalPX eine weitere (vertrauenswürdigere?) Handelsinstitution unter staatlicher Kontrolle zu schaffen? Ist dies als Möglichkeit intendiert, der offenbar unzufriedenstellenden Regulierung des Großhandels durch die FERC zu entgehen und somit faktisch den Großhandel einer Regulierung durch den Bundesstaat Kalifornien zu unterwerfen? Oder geht der Gesetzgeber tatsächlich davon aus, allein der Staat könnte kostengünstige Stromverträge schließen? Dies wäre zumindest ein augenfälliger Widerspruch zu vielfältigen empirischen Erfahrungen mit den ehemals strikt regulierten Strommärkten, die ja gerade Indizien für die Ineffizienz staatlicher Lenkung im Stromhandel lieferten.

Ein letzter Grund kann in der besseren Kreditwürdigkeit des Staates verglichen mit der der drei Unternehmen liegen. Insgesamt betrachtet, scheint diese Motivation die plausibelste Erklärung für das Vorgehen der Legislative zu sein. Die Ironie liegt nun darin, dass der Staat Kalifornien, d.h. in diesem Fall der Gesetzgeber und die CPUC, Entscheidungen zur Liberalisierung des längerfristigen Terminhandels der großen Stromunternehmen in einer Weise verzögert hat, dass es nunmehr zu spät scheint, über eine derartige Liberalisierung zu einer Senkung der Strompreise beitragen zu können. Die aktuellen Kreditwürdigkeitsprobleme dieser Unternehmen scheinen diesen nämlich den Abschluss längerfristiger Stromlieferverträge massiv zu erschweren. Diese Kreditwürdigkeitsprobleme selbst resultieren jedoch wesentlich aus den Strompreiserhöhungen seit dem Frühsommer 2000, gegen die sich die alteingesessenen großen Unternehmen nicht absichern durften. Und genau deswegen muss nun der Staat selbst einschreiten. Es muss in diesem Zusammenhang jedoch die Frage gestellt werden, warum diesen Unternehmen nicht vom Staat abgesicherte Kreditaufnahmen zur Entschärfung der akuten Probleme ermöglicht werden.

Ingesamt scheinen damit auch die jüngsten Maßnahmen auf kalifornischer Ebene deutlich von kurzfristigen politischen Handlungszwängen denn von überzeugenden (regulierungs-)ökonomischen Argumenten geprägt zu sein. Hierfür spricht auch der Umstand, dass der kalifornische Gesetzgeber die vom AB 1890 im Jahr 1996 definierten Ziele und grundsätzlichen Instrumente für die wettbewerbsorientierte Regulierung des Stromsektors explizit unverändert ließ. Alle jüngst verabschiedeten Gesetze, auch das AB X1_1, lassen das grundsätzliche und kodifizierte Ziel der möglichst vollständigen Liberalisierung der Erzeugung und des Stromhandels bestehen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt muss also offen bleiben, wohin die Entwicklung auf der kalifornischen Ebene läuft. Klar ist, dass die jüngsten Maßnahmen noch keiner Abschaffung der 1996 beschlossenen und seit 1998 eingeleiteten Liberalisierung gleichkommen. Genauso wenig, wie die derzeitigen Stromabschaltungen als „direkte Folge der vor vier Jahren beschlossenen [...] Liberalisierung des kalifornischen Stromsektors“ (Neunzig Minuten Blackout, *Frankfurter Allgemeine Zeitung* vom 19. Januar 2001) bezeichnet werden können,¹⁰⁰ ist bereits heute klar, dass das kalifornische Experiment politisch gescheitert ist. Die jüngsten Entwicklungen machen allerdings deutlich, dass die Gefahr weiterer Schritte, die die Liberalisierung insgesamt zurück nehmen, nicht von der Hand zu weisen sind. Gerade, weil die bisherigen Maßnahmen für sich genommen die Probleme nicht wirklich angehen, sondern sogar u.U. verschärfen, könnte sich eine Spirale hin zu einer vollständigen Rücknahme der (ohnehin bislang nur halbherzigen) Liberalisierungen ergeben.

B. Die jüngste Verordnung der FERC

Die CPUC ist nicht die einzige Regulierungsinstanz, die das Geschehen in den kalifornischen Märkten mit kritischer Sorge beobachtet. Tatsächlich ist ja für weite Teile der Stromwirtschaft die Bundesregulierungsbehörde FERC und nicht der kalifornische Gesetzgeber oder die CPUC zuständig. Die FERC hatte im Anschluss an die Vorgänge im Frühsommer eine Untersuchung der Entwicklungen in den regionalen Großhandelsmärkten der Vereinigten Staaten eingeleitet und hierbei auch die Entwicklungen im kalifornischen Markt als Auslöser genannt (FERC 2000b).

¹⁰⁰ Die Abschaltungen sind keine direkte Folge der Liberalisierung, sondern, wie in diesem Beitrag deutlich wurde, im Wesentlichen Folge der derzeitigen Knappheiten, die im fehlenden Zubau von Kraftwerken über viele Jahre begründet liegen.

Mittlerweile sind die im Rahmen dieser Untersuchung erstellten Berichte des FERC-Stabs vorgelegt worden.¹⁰¹ Auf die Schlussfolgerungen, die die FERC aus dieser Untersuchung für die Situation in Kalifornien gezogen hat, soll in diesem Abschnitt eingegangen werden.

Zeitgleich mit der Vorlage der Berichte ihres Stabs hatte die FERC am 1. November 2000 nämlich einen umfassenden Verordnungsentwurf vorgelegt, der die aus ihrer Sicht notwendigen weiteren Schritte darlegt. Mittlerweile hat sie, wie beabsichtigt (FERC 2000d: 43), ihre endgültige Verordnung unter dem Titel „Order Directing Remedies for California Wholesale Electricity Markets“ beschlossen (15. Dezember 2000, FERC 2000f).¹⁰²

Gleich zu Beginn des Verordnungsentwurfs fand sich eine bemerkenswerte Passage:

„The Commission finds in this order that the electric markets structure and market rules for wholesale sales of electric energy in California are seriously flawed and that these structures and rules, in conjunction with an imbalance of supply and demand in California, have caused, and continue to have the potential to cause, unjust and unreasonable rates for short-term energy (day-ahead, day-of, ancillary services and real-time energy sales) under certain conditions“ FERC (2000d: 3).

Dies ist die — in der endgültigen Verordnung beibehaltene — zentrale These der FERC zu den Vorgängen in Kalifornien; auf der einen Seite hält sie Abstand davon, Marktmachtausübung konkret festzustellen, sondern spricht von einem „Potential“ hierzu, das gegeben wäre.¹⁰³ Auf der anderen Seite hält sie unmissverständlich fest, dass die Großhandelsmärkte nicht voll wettbewerblich strukturiert seien und in Kombination mit den derzeitigen Knappheiten die Preise überhöht wären. Die grundsätzlichen Bedingungen für gerechte und angemessene Preise wären nicht gegeben; Handlungsbedarf nach den Bestimmungen des Federal Power Acts liegt daher vor. Eine Stoßrichtung des Verordnungsentwurfs ist

¹⁰¹ FERC (2000c) behandelt als Teil I des Staff Reports die hier interessierenden westlichen Märkte der Vereinigten Staaten. FERC (2000e) behandelt als Teil II des Staff Reports die Regionen Nordosten, Mittlerer Westen, Südosten und Texas.

¹⁰² Sowohl die Vorlage des Verordnungsentwurfs vom November als auch die endgültige Verordnung vom Dezember wurden von der FERC einstimmig beschlossen. Zwei der gegenwärtig Kommissionsmitglieder äußern zwar in separaten Stellungnahmen jeweils Kritik an den Texten, tragen sie aber mit.

¹⁰³ Im Hintergrund dieser vorsichtigen Formulierung wird der Umstand liegen, dass sie andernfalls wohl juristisch dazu verpflichtet wäre, gegen einzelne Unternehmen gezielt vorzugehen. Hierfür sieht sie aus eigener Sicht bislang keine Grundlage (ebenda).

damit klar: die aktivere Regulierung des Großhandelsmarkts, als es gegenwärtig der Fall ist.¹⁰⁴

Die FERC geht in ihrem Verordnungsentwurf auch auf die föderale Aufgabenteilung und indirekt auf die Schuldfrage ein, wer für die derzeitigen Probleme verantwortlich wäre, die kalifornischen Entscheidungsträger oder die FERC selbst. Wenig überraschend, betont die FERC (2000d: 16 f.), sie hätte bislang dem Staat den Vorrang bei der Festlegung der Regulierungsgrundsätze gelassen und hätte versucht, ihn bei seinen Entscheidungen zu unterstützen.¹⁰⁵ Die Formulierungen des Verordnungsentwurfs deuten darauf hin, dass die FERC nunmehr aktives eigenes Vorgehen für notwendig hält. Ganz offenbar hält sie in diesem Zusammenhang die bisherigen Maßnahmen auf Staatsebene für nicht hinreichend.

Kommen wir nach diesen einleitenden Ausführungen zu den konkreten Vorschlägen der FERC. Diese können in kurzfristige und in längerfristige Maßnahmen unterschieden werden. Von diesen sollen im Folgenden die wichtigsten skizziert werden.

1. Kurzfristige Änderungen der Regulierung

Die FERC schlägt als sofort zu implementierende Vorschriften ein Bündel sowohl struktur- als auch verhaltensregulierender Maßnahmen vor.

a) *Abschaffung der Zwangspartizipation der alteingesessenen Unternehmen am CalPX-Handel*

Die FERC hält es für belegt, dass die begrenzten Absicherungsmöglichkeiten der drei großen Stromunternehmen für die derzeitigen Schwierigkeiten mitverantwortlich sind. Der Sinn, der dieser Zwangspartizipation bei ihrer Etablierung durch die CPUC und den kalifornischen Gesetzgeber zugrunde lag, wäre mittlerweile weggefallen, die Zwangspartizipation somit überholt und schädlich. Eine

¹⁰⁴ Dabei ist von den Formulierungen der endgültige Text der Verordnung wettbewerbsorientierter als der Verordnungsentwurf. Dies gilt generell, da die FERC in der Verordnung mehrfach das Ziel des Wettbewerbs und den Konflikt zwischen Regulierung und Investitionseffizienz betont, dies gilt im speziellen für die neue weiche Preisobergrenze, die im Anschluss behandelt wird und die zunächst für zwei Jahre gelten sollte, nunmehr aber auf vier Monate begrenzt ist.

¹⁰⁵ Und in der Tat bleibt festzuhalten, dass die FERC die Vorgaben des kalifornischen Gesetzgebers und der CPUC zum überwiegenden Teil nurmehr ex post sanktionierte und nur wenige Details der neuen Marktstrukturen selbst formuliert hat.

diesbezügliche Liberalisierung der Großhandelsaktivitäten der alteingesessenen Unternehmen ist somit aus Sicht der FERC unbedingt angezeigt (FERC 2000d: 21–22; 2000f: 35–40).

Von Bedeutung ist nicht nur der Umstand, dass hiermit die Regulierung des Großhandels mit Strom massiv geändert würde. Hinzu kommt, dass damit der Umfang des Großhandels insgesamt reduziert werden könnte und damit auch die föderale Arbeitsteilung zwischen FERC und CPUC tangiert wird. Nach dieser Abschaffung der Zwangspartizipation wird nämlich der Anteil der unternehmensinternen Transaktionen deutlich zunehmen können: Die IOU können nunmehr den in langfristig kontrahierten und in eigenen Anlagen erzeugten Strom direkt an ihre Endkunden verkaufen; die Zwischenschaltung einer von der FERC regulierten Großhandelstransaktion ist mehr notwendig. Damit hat auch die kalifornische Regulierungskommission wieder die unmittelbare Möglichkeit, die Stromerzeugung zu regulieren: War ihr dies bei Strom, der via PX verkauft wurde, verwehrt, könnte sie nunmehr prinzipiell die Stromerzeugungsanlagen der drei großen Stromunternehmen wieder einer traditionellen Gewinnregulierung unterwerfen. Tatsächlich wird die Kommission durch das am 18. Januar 2001 vom kalifornischen Gesetzgeber beschlossene AB X1_6 zu einer derartigen Regulierung gezwungen.¹⁰⁶ Zumindest ein Teil der Stromerzeugung wird damit bis 2006 wieder der direkten Regulierung unterworfen.

Von derzeit nicht absehbarer Bedeutung ist der Umstand, dass die FERC die Zwangspartizipation für die drei alteingesessenen Stromunternehmen unilateral nicht vollständig aufheben kann. Die CPUC ist nämlich der von der FERC unwidersprochenen Meinung, dass die von *ihr* auferlegte Ankaufspflicht von der FERC-Verordnung nicht tangiert wird (FERC 2000f: 35).¹⁰⁷ Daher muss in die von der FERC und in die von der CPUC auferlegten Vorschriften unterschieden werden:

Von der FERC kann nurnmehr zum einen die in den PX-Regeln verankerte Zwangspartizipation und zum anderen die generelle Genehmigung für Verkäufe der drei IOU an die CalPX mit sofortiger Wirkung aufgehoben werden. Diese Maßnahmen werden mit der endgültigen Verordnung ergriffen (FERC 2000f: 74 f.).¹⁰⁸ Sie tangieren die IOU *als Verkäufer*. Sie werden ergänzt durch die Be-

¹⁰⁶ California Legislature (2001a). Vgl. Fn. 95. Die CPUC (2001c) hat diese Vorgabe des Gesetzgebers in ihrer Entscheidung vom 31.1.2001 (CPUC 2001c) dahingehend präzisiert, dass die eigene Erzeugung der IOU wieder einer strikten kostenbasierten Regulierung unterworfen wird, bei der keinerlei explizite Anreizmechanismen vorgesehen sind.

¹⁰⁷ Dies liegt darin begründet, dass dies Beschaffungsmaßnahmen zum Zwecke der Belieferung von Endkunden sind. Diese Beschaffungsmaßnahmen unterliegen der Jurisdiktion der CPUC, nicht der FERC.

¹⁰⁸ Sie wurden allerdings bis zum Ende Januar 2001 nicht vollständig umgesetzt. Vielmehr handelten die drei alteingesessenen Unternehmen weiterhin zumindest Teile ihrer Erzeugung via

stimmung, dass die bisherigen Regeln der CalPX generell zum 30. April 2001 für ungültig erklärt werden.

Die CPUC kann aber weiterhin in ihrer Regulierung der einzelnen Unternehmen eine (mittlerweile gemilderte, vgl. S. 68 f.) Zwangspartizipation *als Käufer* vorschreiben. Ob und inwieweit die FERC-Verordnung mit der von der CPUC auferlegten Ankaufspflicht vereinbar ist, muss derzeit als offen gelten. Klar ist jedoch, dass ein vollständiger Verkauf des in den IOU-Kraftwerken erzeugten Stroms allein via bilaterale Verträge den CalPX-Markt von der Angebotsseite derart verkleinern würde, dass die IOUs ihrer Ankaufspflicht an der CalPX kaum sinnvoll nach kommen könnten.¹⁰⁹ Die diesbezüglichen Bestimmung der FERC-Verordnung könnte somit ins Leere laufen, bzw. nicht durchsetzbar sein, wenn sie nicht durch begleitende CPUC-Entscheidungen ergänzt werden.¹¹⁰

CalPX, vgl. FERC (2001b: 3). Allerdings nahm die via CalPX gehandelte Menge an Strom bereits seit Ende Dezember 2000 deutlich ab (CEM 2001a); Mitte Januar war die Liquidität des Day-Ahead-Markts der CalPX bereits derart reduziert, dass die Rolle des CalPX-Preises als Benchmark für andere Stromhandelstransaktionen weitgehend weggefallen war. Im Hintergrund lag der Umstand, dass die Kreditwürdigkeit der zwei großen Stromunternehmen in einem Ausmaß gesunken war, dass der Handel via CalPX massiv eingeschränkt werden musste (CEM 2001b). Mit Wirkung vom 18. Januar durften PG&E sowie SCE daher nicht mehr via CalPX handeln (CEM 2001c). Mittlerweile hat die FERC auf die anfängliche Situation des Ignorierens der Dezember-Verordnung durch CalPX und die Stromunternehmen mit einer weiteren Verordnung reagiert (FERC 2001c). Diese verlangt die sofortige Umsetzung der Verordnung aus dem Dezember 2000, d.h. insbesondere die sofortige Umsetzung der neuen weichen Preisobergrenzenvorgabe. In welcher Weise CalPX auf diese neue Verordnung reagiert, muss zum gegenwärtigen Zeitpunkt offen bleiben. Auch muss offen bleiben, inwieweit die gesunkene Liquidität des CalPX-Handels die Existenz der CalPX selbst (temporär oder dauerhaft) gefährdet.

¹⁰⁹ Es ist allerdings denkbar, dass die drei IOU ihren eigenen erzeugten Strom an Dritte verkaufen, diese dann diesen Strom via PX an die IOU zurück verkaufen und hierdurch formal der Verkaufszwang wegfällt, auf der anderen Seite der Ankaufspflicht Genüge getan wird. Ohne derartige Dreiecksgeschäfte sind die Vorschriften der FERC und der CPUC in jedem Fall unvereinbar, solange die IOU über signifikante Erzeugungskapazitäten verfügen, was bislang trotz der umfangreichen Verkäufe der Fall ist (vgl. Tabelle 1, Tabelle 2 und Tabelle 4)

¹¹⁰ Die Stellung der CPUC hat sich jüngst in sehr bemerkenswerter Weise geändert. In ihrer Entscheidung vom 31.1.2001 zur Umsetzung der Vorgaben des Gesetzgebers hinsichtlich der Stromhändlerrolle des DWR führt sie die (mittlerweile suspendierte) Zwangspartizipation der IOU allein auf Entscheidungen der FERC zurück (CPUC 2001: 6, ungeachtet des Umstands, dass sie erstens maßgeblich auf die Vorgaben des kalifornischen Gesetzgebers und der kalifornischen Regulierungskommission aus dem 1995/1996 basiert und zweitens seit geraumer Zeit trotz des Widerstands der FERC durch die CPUC explizit bestätigt wurde (vgl. nur CPUC 2000d oder oben S. 70) und von dieser nur leicht gelockert wurde.

b) Einführung differenzierter Strafgebühren für den Handel via CAISO

Die FERC konstatiert, dass es zur ordnungsgemäßen Gewährleistung der Systemstabilität unabdingbar wäre, dass der weit überwiegende Teil der Stromflüsse ex ante kontrahiert wird und dem Netzbetreiber im Rahmen der Day-Ahead- und Hour-Ahead-Planung mitgeteilt wird. Damit verbunden wäre ein relativ kleiner Umfang des vom CAISO organisierten Ausgleichshandels. Faktisch hat dieser aber oftmals einen Anteil am Gesamthandel von 15 Prozent erreicht, in der Spitze von über 20 Prozent (vgl. S. 58), während ursprünglich ein insbesondere Prognosefehler reflektierendes Volumen von rund 5 Prozent erwartet wurde.

Der FERC scheint das Ausmaß des so genannten „underscheduling“, also des hohen Ausgleichshandelsvolumens mit verantwortlich für die Preissteigerungen. Sie schlug daher in ihrem Verordnungsentwurf die Etablierung von expliziten Strafzahlungen für diejenigen Strommengen vor, die via CAISO gehandelt werden (FERC 2000d: 22 ff.; 2000f: 40–45).

Vorgesehen ist eine Strafgebühr in Höhe des doppelten CAISO-Real-Time-Preises; sie soll auf 100 Dollar MWh begrenzt sein.¹¹¹ Entrichtet werden soll diese Gebühr für diejenigen individuellen Nachfragemengen, die am Ausgleichsmarkt gekauft werden, und die 5 Prozent der individuellen tatsächlichen Nachfrage überschreiten. Bis zu 5 Prozent der individuellen Stromnachfrage kann also via CAISO-Ausgleichshandel bezogen werden, ohne dass die Strafgebühr anfällt. Die angesammelten Beträge sollen ex post auf diejenigen Teilnehmer verteilt werden, die den Ausgleichshandel kaum in Anspruch nehmen.

Diese Vorschläge wurden weitgehend unverändert in die rechtskräftige Verordnung übernommen und nur um eine Ausnahmeregelung für kleine Teilnehmer ergänzt (FERC 2000f: 42).¹¹² Letztlich werden also die Marktteilnehmer starken Anreizen unterworfen, zumindest 95 Prozent ihrer stündlichen Nachfragemenge in der einen oder anderen Form ex ante zu kontrahieren, ob über die CalPX, über bilaterale Direktverträge oder über andere Börsen.

c) Änderung der Führungsstruktur von CAISO und CalPX

Die Vorstände des CAISO und des CalPX besteht derzeit aus Vertretern unterschiedlicher Interessengruppen. Diese Vertreter wurden nach einem Proporzver-

¹¹¹ Wobei aus den Formulierung der FERC nicht klar wird, *welcher* Real-Time-Preis zugrunde gelegt werden soll. Weiter unten wird bei der Diskussion der neuen, „weichen“ Preisobergrenze deutlich werden, dass nach dem Willen der FERC zukünftig kein einheitlicher Real-Time-Preis mehr gebildet wird.

¹¹² Bis zu 10 MW können ohne Strafzahlung am CAISO-Markt erworben werden. Praktisch wird daher die 5-Prozent-Regel erst für Gesamtnachfragemengen ab 200 MW relevant.

fahren durch das California Electricity Oversight Board ernannt.¹¹³ Die FERC leitet aus den bisherigen Erfahrungen mit den Entscheidungsprozessen in den beiden Vorstandsghremien die Beurteilung ab, dass diese nicht entscheidungsfähig wären (FERC 2000d: 26–29; 2000f: 60 ff.).

Aus Sicht der FERC würden sich die Interessengruppenvertreter in konkreten Entscheidungsprozessen gegenseitig blockieren und keinen Konsens finden, wie sich u.a. in der Frage der Weiterentwicklung des Marktdesigns für Netzhilfsdienstleistungen, bei der Reform des Engpassmanagements (vor allem bei den RMR-Verträgen und der Definition neuer Preiszonen) und bei den diesjährigen Preisentwicklungen eindeutig gezeigt habe. Die Mitglieder wären erheblichem Druck seitens der Interessengruppen ausgesetzt,¹¹⁴ wobei dies mit dem Prinzip der Unabhängigkeit der Vorstände unvereinbar wäre.

Die FERC sieht sich unter diesen Umständen verpflichtet, die Führungsstruktur von CAISO und CalPX zu modifizieren. Konkret fordert sie sowohl im Verordnungsentwurf als auch in der endgültigen Verordnung die Abberufung beider bisheriger Vorstände. In beiden Fällen sollten gemäß dem Verordnungsentwurf neue Vorstände aus sieben unabhängigen Mitgliedern (keinen Interessengruppenvertretern) gebildet werden, wobei diese von den bisherigen Vorständen aus einer Vorschlagsliste gewählt werden sollten. Die jeweilige Vorschlagsliste selbst sollte von noch zu bestimmenden Beratungsunternehmen erstellt werden. Die FERC sah darüber hinaus Vorgaben für die jeweiligen beruflichen Fähigkeiten vor, die die Mitglieder der beiden neuen Vorstände aufweisen sollen. Dieser Prozess sollte spätestens 90 Tage nach Inkrafttreten einer endgültigen Verordnung abgeschlossen sein.

In der endgültigen Verordnung geht die FERC einen etwas weniger präskriptiven Weg (FERC 2000f: 60 ff.). Nach massiver Kritik sieht sie nunmehr davon ab, sehr konkrete Vorgaben über die neue Führungsstruktur zu machen, sondern setzt in stärkerem Maße auf einen konsensualen Weg zur Bildung neuer Vorstände. Dies dürfte nicht zuletzt darauf zurück zu führen sein, dass es juristisch ungeklärt scheint, wie weit die diesbezüglichen Kompetenzen der FERC reichen. Die Vorgabe der Bildung eines neuen, unabhängigen CAISO-Vorstands wird jedoch beibehalten und im Fall der Nichteinigung zwischen den Parteien (Unternehmen, Regulierer) ein unilaterales Vorgehen nach dem Verordnungsentwurf angedroht.

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die FERC offenbar für den Fall Kalifornien recht konkrete Vorstellungen davon hat, wie die Netznutzung

113 Vgl. zu den Einwänden der FERC zu diesem Ernennungsverfahren Fn. 90.

114 Die FERC nennt u.a. den Rücktritt eines diesbezüglich desillusionierten Mitglieds des CAISO-Vorstands als Beleg für diese Einschätzung.

institutionell auszugestalten ist. In der generellen RTO-Verordnung Order 2000¹¹⁵ hingegen ließ die FERC es offen, ob konkret ein unabhängiger Netzbetreiber (ISO), ein gewinnorientiertes Transportunternehmen oder andere institutionelle Ausprägungen die Bedingungen an eine regionale Übertragungsorganisation (RTO) am besten erfüllen kann. Sie ließ es auch weitgehend offen, wie ein unabhängiger Netzbetreiber ausgestaltet werden muss. Diese auf der generellen Ebene eingehaltene vorsichtige Vorgehensweise wird also im konkreten Fall Kaliforniens deutlich verlassen.¹¹⁶

Zu ergänzen bleibt an dieser Stelle noch, dass der Staat Kalifornien mittlerweile in der Frage der Zusammensetzung des Vorstands des CAISO selbst aktiv geworden ist. Mit der Verabschiedung des Assembly Bill X1_5 am 18. Januar 2001 (California Legislature 2001d) wurde der Gouverneur zur Bildung eines neuen CAISO-Vorstands verpflichtet. Dieser hat die Ermächtigung binnen weniger Tage ausgeschöpft, so dass mittlerweile ein aus Sicht des Gouverneurs unabhängiger CAISO-Vorstand seine Arbeit aufgenommen hat. Zusätzlich bremst das Gesetz die ursprünglich beabsichtigte räumliche Erweiterung des CAISO-Gebiets auf umliegende Bundesstaaten.¹¹⁷ Im Hintergrund dürfte die heftige politische Diskussion darum liegen, inwieweit Schuldige außerhalb Kaliforniens für die derzeitigen Probleme verantwortlich gemacht werden können.¹¹⁸

Abgesehen von der Frage, inwieweit dieser Vorstand tatsächlich als „unabhängig“ bezeichnet werden kann (ist doch der kalifornische Staat mittlerweile in Gestalt des Wasserministeriums selbst zum sehr großen Stromhändler geworden), bleibt hierbei bemerkenswert, dass dieses unilaterale Vorgehen vermutlich die Kompetenzen des Staates Kalifornien überschreitet, und daher auf deutlichen Widerspruch seitens des scheidenden Vorsitzenden der FERC gesto-

¹¹⁵ FERC (1999), vgl. Kumkar (2001: Abschnitt II.B.3). Die Bildung der RTO verläuft bislang in den meisten Fällen langsamer als von der FERC bei der Verabschiedung der Order 2000 erwartet wurde. Hierfür werden Interessen der alteingesessenen Unternehmen verantwortlich gemacht, die ja bereits vor der Order 2000 die Bildung neuer ISO behinderten (Kumkar 2001: Fn. 29). Die FERC geht mittlerweile insbesondere auch davon aus, dass die Bildung eines RTO durch CAISO nicht mehr fristgerecht erfolgen kann (FERC 2001b: 8). Grundsätzlich hätte CAISO bis zum 15. Januar 2001 einen Vorschlag zur Bildung einer RTO einreichen müssen (Kumkar 2001: Abschnitt IIB.3). Die FERC erwägt mittlerweile ein diesbezüglich aktiveres eigenes Vorgehen und die entschiedener Verfolgung des Ziels der Bildung einer regionalen RTO, die eine über Kalifornien geografisch hinausgehende Ausdehnung hat (vgl. die Ausführungen von Hoecker, Chairman der FERC, in FERC 2001b: 8 f.).

¹¹⁶ Vgl. auch Fn. 98.

¹¹⁷ Schließlich wird CAISO in AB X1_5 auch dazu verpflichtet, täglich via Internet Listen derjenigen kalifornischen Kraftwerke zu veröffentlichen, die geplante oder ungeplante Ausfälle aufweisen.

¹¹⁸ Derartige (in den Worten des scheidenden FERC-Vorsitzenden, FERC 2001d) „Konspirationstheorien“ erfahren derzeit eine Hochkonjunktur in Kalifornien.

Ben ist („unlawful usurpation of its [FERC] authority“, FERC 2001d).¹¹⁹ Es bleibt daher auch in diesem Bereich eine erhebliche Rechtsunsicherheit, inwieweit derzeitige und zukünftige Entscheidungen des CAISO überhaupt bindende Wirkung entfalten können.

d) Schaffung einer „weichen Preisobergrenze“ für den Großhandelsmarkt als kurzfristige Maßnahme

Die drei bislang behandelten Maßnahmen, die sich weitgehend identisch sowohl im Verordnungsentwurf vom November als auch in der endgültigen Verordnung vom Dezember finden, können im weitesten Sinn als strukturregulierend bezeichnet werden. Sie haben als Ziel eine Erhöhung der Effizienz in Stromhandel und in Netznutzung und sollen auf diesem Weg in eher indirekter Weise zu einer Senkung der Strompreise beitragen.

Die FERC sieht darüber hinaus Bedarf an verhaltensregulierenden Eingriffen, die unmittelbar und sofort auf eine Senkung der Großhandelspreise zielen.

Schon bisher wurde in das Bietverhalten der Stromunternehmen auf den organisierten Großhandelsmärkten eingegriffen. Dies geschah über Preisobergrenzen für die CAISO-Märkte, die vom CAISO selbst geschaffen wurden (allerdings von der FERC genehmigt wurden). Sie sollten allerdings ausdrücklich nur für eine Übergangszeit gelten.¹²⁰ Auch wurde bislang weder gezielt in das Bietverhalten einzelner Anbieter eingegriffen; noch wurde der Handel an den anderen Märkten einer direkten Preisobergrenze unterworfen.

Die FERC hielt dieses Vorgehen bereits im Verordnungsentwurf nicht mehr für angebracht; sie wollte nunmehr den Großhandel mit Strom zumindest für einen 2-jährigen Zeitraum wieder einer intensiveren Regulierung unterwerfen (FERC 2000d: 32–40). Zu diesem Zweck schlug sie die Schaffung eines so genannten „soft cap“ vor, also einer „weichen Preisobergrenze“, die bei 150 Dollar/MWh liegen soll. Diese soll — im Unterschied zur bisherigen reinen CAISO-Preisobergrenze — uniform für *alle* kurzfristigen Märkte von CalPX und CAISO gelten.

¹¹⁹ Vgl. bereits die Anmerkungen zum bisherigen Vorgehen bei der Bildung des CAISO-Vorstands (das die Bildung des CAISO-Vorstands durch das California Electricity Oversight Board beinhaltete und auf Widerstand seitens des FERC stieß; mittlerweile muss das CEOB der Gouverneursentscheidung nur noch zustimmen) in Fn. 90.

¹²⁰ Auf diese Preisobergrenze wurde bereits eingegangen (vgl. S. 45). Es sei an dieser Stelle betont, dass sie zum Ende 1999 auf 750 Dollar angehoben wurde, wobei die begleitenden Stellungnahmen des CAISO die Hoffnung ausdrückten, die Preisobergrenze auf kurze/mittlere Frist noch einmal deutlich erhöhen bzw. gänzlich aufheben zu können. Der Umstand, dass sie tatsächlich im Sommer 2000 erst auf 500 Dollar und dann 250 Dollar gesenkt wurde, macht deutlich, dass mit den Entwicklungen im Sommer 2000 offenbar zumindest in den CAISO-Gremien nicht gerechnet wurde.

Allerdings gelten sie nicht für andere Strombörsen (etwa die APX) oder bilaterale Verträge.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied der weichen Preisobergrenze zu einer normalen Preisobergrenze liegt in inhaltlicher Hinsicht vor: Eine normale Preisobergrenze „kappt“ alle Gebote, die über ihr liegen und begrenzt hierdurch den markträumenden, uniformen Preis. Die grundsätzlichen Gefahren einer solchen Preisobergrenze liegen offenkundig zum einen darin, dass u.U. kein markträumender Preis ermittelt werden kann, Nachfrage möglicherweise unbefriedigt bleibt, obwohl sie einen höheren Preis zu zahlen bereit ist. Zum anderen kann ein längerfristiges Problem darin liegen, dass durch die Preisobergrenze zwar Marktrenten begrenzt werden sollen, aber u.U. auch reine Knappheitsrenten begrenzt werden. Dies wiederum birgt Gefahren für die Investitionseffizienz.

Beiden Problemen glaubte die FERC durch die Konstruktion ihrer weichen Preisobergrenze begegnen zu können. Diese funktioniert für alle Gebote bis zur Grenze ähnlich wie eine normale Preisobergrenze: Alle Anbieter, die unterhalb dieser Preisobergrenze anbieten, erhalten als Preis den Gebotspreis des letzten berücksichtigten Anbieters, solange dieser nicht höher als die Obergrenze ist.

Entscheidend ist, dass die Konzeption der weichen Preisobergrenze explizit berücksichtigt, dass dies kein markträumender Preis sein muss. Falls also der derart ermittelte Preis und die derart ermittelten Angebotsmengen eine positive Überschussnachfrage implizieren würden, werden weitere, teurere, Anbieter berücksichtigt. Diese erhalten ihren Gebotspreis, nicht den uniformen Preis, den die Anbieter mit Preisgeboten unterhalb der Preisobergrenze erhalten. Auf der Anbieterseite wird also kein uniformer Marktpreis mehr gebildet. Nach den Vorstellungen der FERC würden die Nachfrager hingegen einen gemittelten (Nachfrage-)Preis zahlen.

Hinzu kamen im Verordnungsentwurf zwei weitere Elemente der Preisregulierung: Erstens müssen alle Anbieter, die der umfassenden Regulierungskompetenz der FERC unterliegen,¹²¹ der FERC Daten über ihre Kostenstrukturen für den Fall übermitteln, dass sie Preisgebote bei den CalPX oder CAISO-Auktionen abgeben, die über der weichen Preisobergrenze liegen. Darüber hinaus sollen zweitens CalPX und CAISO der FERC zukünftig monatlich vertrauliche Gebotsdaten für *alle* Anbieter übermitteln, die Gebote über der weichen Preisobergrenze abgeben. Damit erhält die FERC detaillierte Kenntnis auch über die Gebotsdaten derjenigen Unternehmen, die nicht der umfassenden Regulierungskompetenz der FERC unterliegen.

¹²¹ Dies sind die traditionellen privatwirtschaftlichen Versorgungsunternehmen, nicht hingegen unabhängige Erzeuger oder Unternehmen im öffentlichen Eigentum.

Diese letztgenannten Vorschriften würden zwar noch keine direkte Regulierung einzelner Unternehmen im Sinne einer traditionellen Gewinnregulierung etablieren. Sie schaffen aber die Informationsgrundlagen hierfür und können insofern als latente „Regulierungsdrohung“ interpretiert werden.¹²² Und in der Tat: Die FERC behält es sich ausdrücklich vor, während der Laufzeit der weichen Preisobergrenze so genannte „refunds“ zu initiieren. Diese sehen eine Ex-post-Rückerstattung „zu hoher“ Preise von den Anbietern an die Nachfrager vor, wenn die FERC die hierfür nach dem Federal Power Act notwendigen rechtlichen Vorbedingungen als erfüllt ansieht.¹²³ Dies bedeutet nichts anderes als die Abkehr von der bisherigen FERC-Politik, Marktpreise per se und ex ante als angemessen zu beurteilen, wenn die beteiligten Unternehmen ihre Transportnetze diskriminierungsfrei geöffnet haben (vgl. Kumkar 2001: Abschnitt II.B.).

Deutlich ist also, dass die FERC nicht allein eine simple Preisobergrenze zu definieren sucht, sondern direkt in die Auktionsprozesse von CAISO und CalPX eingreifen möchte. Das impliziert den Ersatz des bisherigen Einzelpreisauktionsmechanismus durch eine (bislang auch in der Literatur weitgehend unbekannt) Kombination einer Einzelpreisauktion mit einer Gebotspreisauktion („pay-as-bid“-Regel).

Die FERC spricht sich somit gegen eine beispielsweise von der CalPX und dem CAISO geforderte Senkung und Ausweitung der normalen Preisobergrenze aus (FERC 2000d: 40; 2000f: 17).¹²⁴ Im Gegenteil verlangt sie die Abschaffung der bisherigen Preisobergrenze binnen zweier Monate.¹²⁵ Als Begründung führt die FERC insbesondere aus, dass eine normale Preisobergrenze zum einen falsche

¹²² Die die direkte Regulierung von Teilen der Erzeugung durch die CPUC gemäß dem AB X1_6 ergänzt.

¹²³ Der Verordnungsentwurf diskutiert ausführlich die Möglichkeiten der FERC zur Initiierung solcher „refunds“ und insbesondere die Frage, inwieweit nachträglich Rückerstattungen verlangt werden können. Sie kommt hierbei zur vorläufigen Schlussfolgerung, dass sie für den Sommer 2000 keine Rückerstattung verordnen darf, da einer derartigen Verordnung die offizielle Erklärung eines Marktmachtproblems für einen Markt zeitlich vorangehen muss. Erst Preise *nach* dieser Erklärung können eine Rückerstattung rechtlich begründen. Eine solche Erklärung hat sie jüngst vorgenommen, so dass Rückerstattungen von ihr für Preise nach dem 2. Oktober 2000 verordnet werden können. Ausweislich des den Verordnungsentwurf ergänzenden Statements des Commissioners Massey bedauert zumindest ein Teil der FERC die vorläufige Schlussfolgerung. Auf das Problem des hierdurch implizierten Regulierungsrisikos (vgl. S. 37 f.) und der daher u.U. verschlechterten Investitionsanreize geht weder das Statement von Commissioner Massey noch der Verordnungsentwurf ein.

¹²⁴ CAISO hatte beispielsweise eine harte Preisobergrenze in Höhe von 100 Dollar gefordert, die allerdings auf den Gaspreis indexiert werden sollte und von der beispielsweise neue Anlagen und Importe ausgenommen werden sollten (FERC 2000f: 17).

¹²⁵ Tatsächlich hat CAISO bereits am 8.12.2000 eine weiche Preisobergrenze implementiert. CalPX hat bislang keine eigene Preisobergrenze geschaffen.

Investitionsanreize setzen würde und zum anderen Anbieter aus dem Markt drängen würde; die Gebote dieser Anbieter müssten dann im Rahmen der Out-of-Market-Käufe des CAISO wieder Berücksichtigung finden. Die FERC spricht sich im Verordnungsentwurf implizit auch gegen eine aktive und gezielte Regulierung des Bietverhaltens einzelner Anbieter aus, sondern setzt diesbezüglich vornehmlich auf das oben erwähnte Instrument der Regulierungsdrohung.

In der endgültigen Verordnung wurde diese vorgesehene Preisregulierung via weicher Preisobergrenze etwas zurückgenommen. Nunmehr soll sie als explizite Übergangsmaßnahme nicht für zwei Jahre, sondern nur bis Ende April 2001 gelten. Danach sollen noch genauer zu definierende andere Maßnahmen zur Preisbegrenzung eingeführt sein, die in den nächsten Monaten in enger Abstimmung zwischen Marktteilnehmern, Regulierern, CAISO und CalPX festgelegt werden sollen (FERC 2000f: 52). Die FERC strebt gemäß der Verordnung an, kurzfristige „Echtzeitmaßnahmen“ zu implementieren bzw. implementieren zu lassen (FERC 2000f: 57). Die FERC sieht daneben auch in der endgültigen Verordnung die Schaffung einer „refund“-Periode bis Ende 2002 vor, in der sie ex post eine Rückerstattung „zu hoher“ Preise an die Käufer anordnen kann (FERC 2000f: 55–58).

Letztlich genehmigt sie somit marktbasierete Preise nur unter dem Vorbehalt, dass sie aus Sicht der FERC auch im Nachhinein als angemessen (reasonable) beurteilt werden können. Die zum Zwecke der Identifikation von Marktmachtausübung durchzuführende Marktbeobachtung wird sich nach dem Willen der FERC vor allem auf das Zurückhalten von Kapazitäten aus den Termin- und Ausgleichsmärkten und Änderungen des Bietverhaltens für ähnliche oder identische Ressourcen erstrecken (FERC 2000f: 58). Sie kann dabei auf die oben eingeführte Berichtspflicht der Stromunternehmen sowie CAISO und CalPX zurückgreifen: Die FERC bleibt in der Verordnung bei der im Verordnungsentwurf vorgeschlagenen Pflicht der Versorgungsunternehmen sowie von CAISO und CalPX, für alle Angebote über 150 Dollar genaue und standardisierte Informationen an die FERC zu übermitteln; das Instrument der Regulierungsdrohung wird also wie beabsichtigt eingesetzt (FERC 2000f: 58 f.).

2. Längerfristige Änderungen der Regulierung

Die bislang erwähnten Vorschläge der FERC sind mit wenigen Ausnahmen sofort zu implementieren. Neben diesen kurzfristigen Maßnahmen nennt die FERC in ihrem Verordnungsentwurf und in der endgültigen Verordnung weitere, längerfristig in Angriff zu nehmende, Reformbereiche, ohne jedoch konkrete Vorschriften zu formulieren (FERC 2000d: 29–32; 2000f: 67–70). Die Behandlung dieser Reformbereiche erfolgt in sehr knapper Form und verdeutlicht, dass die

FERC sich in vielen Punkten noch zu keiner Entscheidung gezwungen oder in der Lage sieht.

Zu nennen sind etwa folgende Punkte: Im Bereich der *Reservekapazitäten* nennt die FERC als Option einen stärkeren Rückgriff auf längerfristige Terminmärkte, ohne zu sagen, ob und ggf. wie diese Option ausgestaltet werden sollte. Zum Thema *Auktionsmechanismen* regt die FERC an, Alternativen zur bisherigen Einzelpreisauktion auf ihre Vorteilhaftigkeit zu prüfen. Immerhin hat die FERC ja durch ihre weiche Preisobergrenze bereits eine teilweise Suspendierung der Einzelpreisauktion vorgesehen. CalPX und CAISO werden angewiesen, weitergehende Reformen zu analysieren.

Von noch fundamentalerer Bedeutung kann werden, dass die FERC CalPX und CAISO anweist, eine stärkere Integration der CalPX- und CAISO-Märkte anzustreben. Diese Anweisung könnte erhebliche Konsequenzen haben, trotz der wenigen Worte, die die FERC dieser widmet. Immerhin war die Separation der Netznutzungsorganisation (einschließlich des Ausgleichshandels) vom normalen Stromhandel ein zentrales Merkmal der kalifornischen Reformen. Zur Zeit der kalifornischen Reformen war diese Separation ein Unterschied zu fast allen anderen wettbewerblich organisierten Strommärkten in anderen Regionen. Die jüngsten englisch/walisischen Reformen gehen mittlerweile in Richtung einer ähnlich strikten Trennung von Netznutzung und Stromhandel; in den skandinavischen Märkten wurde ebenfalls, beginnend in 1996, die Netznutzungsorganisation vom normalen Stromhandel getrennt. Die FERC erwägt nun offenbar „den Weg zurück“ zu einem institutionell stärker integrierten System.

Schließlich verlangt die FERC die Intensivierung der Reformen einzelner Marktdesignaspekte, insbesondere des lokalen Netzengpassmanagements und die Intensivierung von Nachfrageprogrammen zur Erhöhung der Nachfrageelastizität und die forcierte Umsetzung der Order 2000, d.h. die Bildung einer regionalen Übertragungsorganisation (RTO). Diese sollte aus Sicht der FERC offenbar eine größere räumliche Ausdehnung als das bisherige CAISO-Gebiet aufweisen.

3. Einige Anmerkungen zur FERC-Verordnung

Wie oben deutlich wurde, können die im Spätsommer 2000 vom kalifornischen Gesetzgeber und der CPUC beschlossenen Maßnahmen hinsichtlich der Wiedereinführung der Preisregulierung für die SDG&E-Kunden nur auf eine kurzfristige Linderung der Symptome abzielen. Tatsächlich wird diese Form der Endpreisregulierung als vermutlich wenig glaubwürdige Preisobergrenzenregulierung die zugrunde liegenden Probleme u.U. sogar verschärfen. Die Maßnahmen zur temporären Liberalisierung des Baus neuer Kraftwerke sowie zur Liberalisierung der Terminhandels der drei alteingesessenen Stromunternehmen gehen hingehend

eher in die Richtung einer Ursachenbekämpfung. Gerade die Liberalisierung des Terminhandels muss aber derzeit noch als halbherzig bezeichnet werden.

Die Vorschläge der FERC in ihrem Verordnungsentwurf vom November 2000 greifen hingegen in stärkerem Maße in die Probleme des kalifornischen Großhandelsmarkts ein. Gleichzeitig gibt die FERC der CPUC in einem gewissen Sinne „den schwarzen Peter“ zurück, in dem sie der CPUC die Möglichkeit gibt, große Teile der kalifornischen Erzeugungskapazität wieder unter eine traditionelle Gewinnregulierung des kalifornischen Staates zu stellen. Wenn die CPUC diese Möglichkeit wahrnimmt, begibt sie sich der Möglichkeit, die FERC für weitere Preissteigerungen allein verantwortlich zu machen. Nimmt sie diese Möglichkeit nicht wahr, wird sie sich u.U. dem Vorwurf der Nichttätigkeit ausgesetzt sehen.

Vor dem Hintergrund der oben aufgezeigten Ursachen der Preissteigerungen sollen an dieser Stelle einige Anmerkungen zur FERC-Verordnung gemacht werden.

Die *Abschaffung der Zwangspartizipation* der alteingesessenen Unternehmen am CalPX-Handel hinterlässt in ihrer konkreten Ausgestaltung einen sehr zwiespältigen Eindruck. Zunächst zu den positiven Aspekten:

Zumindest potentiell kann sie durch den hierdurch erhöhten Wettbewerb der Handelsinstitutionen eine Effizienzverbesserung im Stromhandel erreichen. Das gilt sowohl für den langfristigen Terminhandel, der überhaupt erst jetzt eine nennenswerte Liquidität erreichen kann. Es gilt aber auch für den kurzfristigen Terminhandel, da CalPX nunmehr wirksamen Konkurrenzdruck ausgesetzt wird. Gleichzeitig wird potentiell die Bedeutung des CAISO-Ausgleichshandels abnehmen und damit auch die Bedeutung der Details der regulierten Regeln dieses Marktplatzes. Letztlich wird erst durch diese Liberalisierung des Stromhandels ein Common-Carrier-Modell implementiert, d.h. auch die Realisierung der Vorteile eines Wettbewerbs zwischen Handelsinstitutionen ermöglicht.

Dabei sollten allerdings die Erwartungen an die sofortigen Wirkungen dieser Liberalisierung nicht zu hoch angesetzt werden. Es ist angesichts der aktuellen Knappheitssituation im kalifornischen Markt keinesfalls sicher, dass die Marktmachtrenten schnell erordieren werden. Vielmehr ist zunächst einmal eher zu erwarten, dass auch die Terminpreise eher hoch sein werden,¹²⁶ wenngleich —

¹²⁶ In der Verordnung der FERC werden an manchen Stellen die unterstellten Vorteile längerfristiger Verträge übertrieben und sowohl eine Senkung der Preisvolatilität als auch der Preishöhe als Vorteile zu Gunsten der Endkunden genannt. Beispielsweise ist das Argument der FERC (2000f: 25), die Volatilität der kurzfristigen Märkte würde zu Lasten der Endkunden gehen, nicht nachvollziehbar. Es kann daher kein Argument für die Bevorzugung der längerfristigen Terminmärkte sein. Tatsächlich sind die Endkunden vor dieser Volatilität fast vollständig geschützt, was die kurzfristig notwendigen Anpassungsprozesse durch Nachfragereduktionen und -verschiebungen zusätzlich behindert.

wie oben diskutiert — das Hinzutreten längerfristiger Terminmärkte die individuelle Marktmacht der Anbieter senken könnte.

Schließlich ist davon auszugehen, dass tatsächlich dauerhafte Preissenkungen vornehmlich dann zu erwarten sind, wenn neue Kraftwerke ans Netz gehen. Inwieweit der Zubau von Anlagen durch die Liberalisierung des Stromhandels intensiviert wird, muss zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar noch als offen gelten. Aber immerhin wird durch die Möglichkeit für neue Erzeuger, nunmehr mit einer weit größeren Zahl von Nachfragern langfristige Verträge schließen zu können, das Risiko der Investitionen tendenziell deutlich gesenkt. Insofern kann die Liberalisierung des Stromhandels durch die Abschaffung der Zwangspartizipation der alteingesessenen Unternehmen auch zu einer Beschleunigung des Kraftwerksneubaus beitragen.¹²⁷

Kommen wir zu den negativ zu beurteilenden Aspekten: Die FERC scheint mit ihrer Verordnung vom 15. Dezember 2000 das „Kind mit dem Bade ausgeschüttet“ zu haben. Sie hebt nämlich nicht allein die Zwangspartizipation auf. Darüber hinaus verbietet sie den drei IOU die Teilnahme an CalPX als Verkäufer, in dem sie die generelle Genehmigung für Verkäufe via CalPX aufhebt.¹²⁸ Dies geht weit über die in den Vorschlägen vom November 2000 vorgesehene Abschaffung des Monopolstatus der CalPX hinaus. Das Verbot bedeutet faktisch eine deutliche Diskriminierung der CalPX gegenüber anderen Strombörsen und bilateralen Stromverträgen. Damit wird auch der Wettbewerb zwischen diesen verschiedenen Handelsinstitutionen massiv verzerrt.¹²⁹

Es ist ein Unterschied, ob die Regulierung die Teilnahme an einer Handelsform *nicht vorschreibt*, den Teilnahmepflicht also abschafft, oder ob sie die Teilnahme *verbietet*. Von einer Liberalisierung kann somit nur unter starken Einschränkungen die Rede sein.

Auch ist zu beachten, dass die bisherigen Regeln der CalPX generell zum 30. April 2001 für ungültig erklärt werden. Dies schließt zwar nach Aussage der

¹²⁷ Als negativer Effekt der Abschaffung der Zwangspartizipation kann die Erschwerung der Ermittlung der Stranded Costs genannt werden. War dies bislang recht einfach, da es einen weitgehend uniformen Marktpreis für Strom gab, wird dies unter der jetzt möglichen Vielzahl der Preise schwieriger. Inwieweit dieser Punkt angesichts der derzeitigen Nichterhebung einer CTC relevant ist, soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden.

¹²⁸ Die FERC begründet diesen drastischen Schritt bemerkenswerterweise mit der von ihr zum Zeitpunkt der Verabschiedung der Verordnung vermuteten Blockade der Abschaffung der Zwangspartizipation durch die CPUC („CPUC support was unlikely“, FERC 2000e: 29). Diese Blockade könne allein durch ein von der FERC auferlegtes Verbot des CalPX-Handels überwunden werden.

¹²⁹ Der ja ohnehin bereits dadurch verzerrt wird, dass die neue weiche Preisobergrenze nicht für die alternativen Strombörsen und die bilateralen Lieferverträge gelten soll (vgl. S. 95).

FERC nur die Regeln für kurzfristigen Märkte ein und nicht die Regeln für den Handel der Block Forwards. Indirekt wird allerdings auch dieser längerfristiger Terminhandel beeinflusst, da in den derzeitigen Regeln für den Handel via Block Forwards die Lieferung über den Day-Ahead-Markt explizit vorgesehen wird. Die Lieferungen via Day-Ahead-Markt sind aber nach Wegfall der bisherigen Regeln der CalPX nicht mehr abwickelbar. Zwar ist vorstellbar, dass CalPX zukünftig neue Regeln für den Day-Ahead-Markt entwickelt und die FERC diese neuen Regeln genehmigen wird. Auch ist es vorstellbar, dass CalPX gezielt die Regeln für den Handel via Block Forwards ändert und den Bezug auf den Day-Ahead-Markt eliminiert, so dass der längerfristige Terminhandel via CalPX wieder ermöglicht wird. Insgesamt schafft aber diese ungeklärte Situation u.U. beträchtliche Unsicherheiten und gefährdet somit das Ziel der FERC, den Anteil längerfristiger Terminlieferungen deutlich zu erhöhen. Insgesamt bleibt die der CalPX von der FERC zgedachte zukünftige Rolle unklar. Damit dürfte auch den Marktteilnehmern unklar sein, in welcher Weise sie überhaupt auf die FERC-Verordnung zu reagieren haben. Angesichts der von der FERC betonten Eile bei der Lösung der Probleme ist dieses Vorgehen bemerkenswert, dass faktisch in einer Suspendierung der zentralen Regeln für den Stromhandel besteht, ohne dass den Akteuren klare Hinweise darauf gegeben wird, wie sie damit umzugehen haben.

In ihrer Gänze betrachtet sind daher die Vorschriften der FERC zur Partizipation der IOU am CalPX-Handel als wenig kohärent und in der gegenwärtigen Form kaum geeignet zu beurteilen, die Marktmachtprobleme auf dem Großhandelsmarkt zu bewältigen. Zwar ist die Abschaffung der Zwangspartizipation als Schritt in die vermutlich richtige Richtung einzuschätzen. Offenbar kommt sie aber, zumindest kurzfristig betrachtet, zu spät. Es ist wohl davon auszugehen, dass die jüngst von der kalifornischen Legislative beschlossene Etablierung des DWR als Stromhandelsagentur zumindest teilweise darin begründet liegt, dass die alteingesessenen Unternehmen angesichts ihrer rapide gesunkenen Kreditwürdigkeit kaum mehr Strom kaufen können und sie daher auch die durch die FERC-Verordnung geschaffenen Freiräume für bilaterale Verträge überhaupt nicht mehr im vollen Umfang ausschöpfen können.¹³⁰

Das gleichzeitige Verbot des Handels via CalPX geht ferner weit über das Ziel hinaus und schafft zusätzliche Unsicherheiten im Markt, die in der gegenwärtigen

¹³⁰ Vgl. hierzu auch die (letzte) Stellungnahme des scheidenden Vorsitzenden der FERC vom 18. Januar 2001 in FERC (2001d). Vgl. auch die in CEM (2001c) wiedergegebene Aussage des CEO von CalPX, wonach im Oktober 2000, also vor der Liberalisierung des Terminhandels der drei großen Unternehmen, längerfristige Verträge im BFM angeboten wurden, deren Konditionen bei durchschnittlich 60 Dollar/MWh, also weit unter den kurzfristigen Preisen lagen: „We could not get anyone to buy them. Very frustrating.“

Situation von besonderer Brisanz sein könnten. Betont werden muss, dass die FERC durch dieses Verbot einen der zentralen Bereiche der Reform von 1995/1996 in Frage stellt. Ungeachtet der Frage, inwieweit der Handel via CalPX in der Vergangenheit effizient gewesen sein mag: Der schlagartige Wegfall dieser Handelsmöglichkeit für die drei großen Stromunternehmen ohne gleichzeitige Schaffung von sehr schnell umsetzbaren Alternativen für den kurzfristigen Handel setzt den kalifornischen Strommarkt zusätzlichen Unwägbarkeiten aus, die unter den derzeitigen Bedingungen höchst kontraproduktiv scheinen. Letztlich wird damit auch — zumindest kurzfristig — die Erreichung des Ziels der Verringerung des Ausgleichshandelsvolumens verhindert.

Die *Einführung differenzierter Strafgebühren* für den Handel via CAISO ist zumindest potentiell in der Lage, die Effizienz im Stromhandel zu erhöhen, wenn sie die Entstehung liquider kurz- und langfristiger Terminmärkte unterstützt und hierdurch den Wettbewerb der Handelsinstitutionen intensiviert. Auf der anderen Seite birgt sie auch Gefahren für die Effizienz, da sie tendenziell die Arbitrage zwischen den Terminmärkten und dem Ausgleichsmarkt begrenzt. Es ist auch zu fragen, ob diese Strafgebühren nicht ein inadäquates Instrument zur Kostenzuweisung ist. Warum werden nicht alternativ und generell alle Kosten für Netzhilfsdienstleistungen auf alle via CAISO gehandelten Mengen umgelegt? Dann bräuhete man auch nicht eine zwangsläufig arbiträre Schwelle von 5 Prozent zu definieren.

Die von der FERC beabsichtigte *Änderung der Führungsstruktur von CAISO und CalPX* könnte angesichts der bislang erkennbaren Defizite in den Entscheidungsprozessen des CAISO und der CalPX eine Verbesserung gegenüber dem Status quo sein. Es bleibt aber zu fragen, ob die Zusammensetzung des Direktoriums eines unabhängigen Netzbetreibers tatsächlich von der Regulierung vorge-schrieben werden sollte und ob die FERC nicht übereilt vorgeht. Und die Frage, wie diese Vorschrift mit der weiten Gestaltungsfreiheit für RTOs gemäß der Order 2000 vereinbar ist, muss derzeit als offen gelten. Für den Fall der CalPX stellt sich die zusätzliche Frage, ob die FERC unter den neuen Bedingungen (nach der Abschaffung der Zwangspartizipation) überhaupt noch in die institutionelle Ausgestaltung der CalPX eingreifen sollte oder nicht vielmehr auf die Kräfte des Wettbewerbs setzen sollte: Wenn die CalPX ineffiziente Strukturen besitzt, wird sie vermutlich von sich aus Änderungen einleiten, da ansonsten alternative Börsen Marktanteile gewinnen werden. Angesichts dessen, dass CalPX nunmehr keine Monopolposition mehr besitzt, ist es höchst fraglich, ob hier überhaupt noch eine Regulierungsnotwendigkeit besteht. Dies gilt erst recht, wenn die FERC, wie oben deutlich wurde, den drei IOU die Teilnahme an CalPX verbietet.

Die Schaffung einer „*weichen Preisobergrenze*“ für den Großhandelsmarkt hat gegenüber der bisherigen Preisobergrenze den Vorteile, dass sie eine explizite Anerkennung der Ausweichmöglichkeiten bedeutet, die den Anbietern zur Ver-

fügung stehen. Unterlagen diese bislang Anreizen, ihren Strom via Markt für Ersatzreserve und Out-of-Market-Handel zu verkaufen und damit den „normalen“ Märkten auszuweichen, könnten sie nunmehr versuchen, ihren Strom direkt via CalPX oder CAISO zu Preisen über der Preisobergrenze zu verkaufen. Potentiell könnten hierdurch die totalen Kosten gesenkt werden, wenn berücksichtigt wird, dass gerade die Käufe Out-of-Market in der Vergangenheit mit extrem hohen Kosten verbunden waren. Auf der anderen Seite ist die Schaffung auch einer weichen Preisobergrenze nicht problemlos.

Abgesehen von der Frage, ob eine Ex-post-Kontrolle des Bietverhaltens der einzelnen Anbieter tatsächlich angemessener ist als eine gezielte Ex-ante-Definition individueller Gebotsobergrenzen für bestimmte Anbieter,¹³¹ bleibt das Problem gerade bei der weichen Preisobergrenze, dass die in der FERC-Verordnung ausgesprochene Regulierungsdrohung ein unter Umständen erhebliches Regulierungsrisiko impliziert. Inwieweit dies signifikante Investitionsfehlansätze setzt, wird letztlich erst empirisch und im Nachhinein zu klären sein. Klar sein dürfte jedoch, dass gerade unter den derzeitigen Knappheiten im kalifornischen System jede Politik, die Investitionen in neue Anlagen bremst, höchst kontraproduktiv wäre. Insofern muss die FERC wohl sehr aufpassen, dass sie in ihrer Ex-post-Aufsicht über diejenigen Transaktionen über der weichen Preisobergrenze nicht das Vertrauen der Investoren in zukünftige Gewinne gefährdet.

Dies gilt in noch stärkerem Maße für die ab Mai 2001 geltenden weiteren Maßnahmen zur kurzfristigen Preiskontrolle. Immerhin ist die weiche Preisobergrenze wohl auch wegen der erkannten Probleme zunächst auf vier Monate befristet. Umso mehr wird es auf die Frage ankommen, ob die Marktakteure, CAISO und CalPX es schaffen, das Ziel der Preisbegrenzung ohne Gefährdung der notwendigen Investitionen zu erreichen. Da für die ab Mai 2001 zu implementierenden Maßnahmen noch keinerlei Vorgaben vorliegen, erübrigt sich eine Diskussion an dieser Stelle.

Auch die von der FERC erwogenen *längerfristigen Änderungen der Regulierung* sind bislang kaum zu beurteilen, da sie wenig konkret gehalten sind. Wiederholt werden sollte allerdings die bereits oben getroffene Feststellung, dass die von der FERC kurz diskutierte stärkere Integration der CalPX- und CAISO-Märkte das gesamte Konzept des kalifornischen Modells in Frage stellen könnte. Es ist allerdings vorstellbar, dass der CAISO zum Beispiel gleichberechtigt

¹³¹ Wobei dies ohne weiteres natürlich nur für diejenigen Versorgungsunternehmen geht, die der umfassenden Regulierungskompetenz der FERC unterliegen, während eine Preisobergrenze des CASIO oder der CalPX im Prinzip für alle Anbieter gilt. Allerdings: Auch bei einer *weichen* Preisobergrenze können diejenigen Anbieter, die nicht der generellen Regulierungskompetenz unterliegen, der Obergrenze entgehen, ohne einer Ex-post-Regulierung nach dem FPA unterworfen werden zu können.

Strommengen bei CalPX oder bei anderen Anbietern kaufen könnte. Auch könnte generell eine stärkere Ausrichtung des CAISO auf längerfristige Terminmärkte sinnvoll sein. Es ist gerade im Lichte der kalifornischen Erfahrungen fragwürdig, ob die fast ausschließlich sehr kurzfristige Akquirierung von Energie und Kapazität durch den CAISO der richtige Weg war. Immerhin unterliegt CAISO im Rahmen der Sicherstellung der Systemstabilität einer Versorgungspflicht für fehlende Strommengen, die einzelnen Anbietern erhebliche Marktmacht einräumen kann, wenn die aktuellen Knappheiten hoch sind. In derartigen Situationen alleine auf kurzfristige Märkte zu setzen, ist aus theoretischer Sicht schon fragwürdig, nach den gemachten Erfahrungen in Kalifornien ist dies auch aus empirischer Sicht kaum sinnvoll.

Zum Schluss dieser Anmerkungen zur FERC Verordnung soll auf einen weiteren Widerspruch in der FERC-Argumentation hingewiesen werden. Zwar sieht die FERC in der Verordnung auf der einen Seite explizit davon ab, die Stromerzeugung generell wieder einer traditionellen Gewinnregulierung zu unterwerfen, wie dies etwa SCE als Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt verlangt. Diese Position hat die FERC mehrfach bestätigt.¹³² Das hört sich so an, als wenn sie weiterhin auf den Wettbewerb zwischen den Anbietern setzen würde.

Auf der anderen Seite schafft sie in der selben Verordnung vom Dezember 2000 die Voraussetzungen dafür, dass für weite Teile der Erzeugung eine Gewinnregulierung wieder eingeführt werden kann; sie selbst nennt als Argument für die Abschaffung der Zwangspartizipation die Erwartung, dass nunmehr große Teile der Transaktionen auf der Großhandelsebene als unternehmensinterne Transaktionen der IOU abgewickelt werden. Durch das sofortige (allerdings noch nicht umgesetzte) Verbot des Verkaufs von IOU-Strom an CalPX wird dies sogar erzwungen. Dies bedeutet, dass die Erzeugungsaktivitäten der IOU ganz oder teilweise der Regulierungskompetenz der CPUC unterliegen.¹³³

Wenn das ein Argument für die Abschaffung der Zwangspartizipation sein soll, dann muss es mit der Erwartung verbunden sein, dass die CPUC diese (wieder gewonnene) Regulierungskompetenz auch ausschöpft. Ergo setzt die FERC diesbezüglich auf die Vorteile der Wiedereinführung der Regulierung der Stromerzeugung, die sie an anderer Stelle verneint. Auch sei daran erinnert, dass sie selbst in der Verordnung auf das Instrument der Regulierungsdrohung setzt und alle marktlich ermittelten Preise einer Ex-post-Aufsicht unterwerfen will, wenn sie die neue weiche Preisobergrenze überschreiten.

¹³² Erst jüngst hat sie sich vehement gegen eine solche Regulierung ausgesprochen (FERC 2001a)

¹³³ „[The December 15 Order] returns the utility-owned resources of Pacific Gas and Electric Company (PG&E) and Southern California Edison (Edison) to state regulation and self-supply“, FERC (2001b: 4).

Diese ungeklärte Rolle der Regulierung der Stromerzeugung ist ein exemplarisches Beispiel für die Gegensätze, die die gegenwärtigen Reaktionen der Regulierer sowohl auf Staats- als auch Bundesebene durchziehen.

Schließlich ist auf einen weiteren Punkt hinzuweisen, der sowohl von den kalifornischen Entscheidungsträgern als auch von der FERC bislang fast vollständig vernachlässigt wurde. Gemeint ist der Umstand, dass die bekannt geringe Nachfrageelastizität durch die bisherigen Maßnahmen nicht erhöht wird. Im Gegenteil führt die wieder eingeführte Preisobergrenzenregulierung für SDG&E-Kunden tendenziell sogar zur einer weiteren Senkung der Endnachfrageelastizität. Und die Beibehaltung einer Preisobergrenze auf den Großhandelsmärkten sorgt ebenfalls nicht dafür, dass die weiterverkaufenden Unternehmen von sich aus Anreize unterliegen, bei ihren Kunden verstärkt auf eine höhere Nachfrageelastizität hinzuwirken (etwa Bonusprogramme für kleinere Kunden, wenn diese in Zeiten hoher Gesamtnachfrage ihren Verbrauch drosseln).

Wenngleich also auch die jüngste FERC-Entscheidung wichtige Punkte vernachlässigt, so ist doch am Ende der Betrachtung auch festzuhalten, dass sie nicht durchgängig versucht, „die Uhren zurückzudrehen“, sondern zumindest den Formulierungen der Verordnung nach grundsätzlich am Wettbewerbsziel festhält. Sie scheint für einige Bereiche sogar zu signalisieren, dass sie Bedarf für eine weitere Liberalisierung statt für eine Wiederverstärkung der Regulierung sieht. Und die Formulierungen der FERC zeigen schließlich ferner, dass der von der Regulierung vor allem auf Staatsebene eingeschlagene, stark präskriptive, Weg einer Restrukturierung des Stromsektors zunehmend kritisch auch von den Regulierern selbst hinterfragt wird.

V. Wohin geht die Reise?

A. Zusammenfassung

Die Stromnachfrage in Kalifornien stellte seit dem Frühjahr 2000 extreme Anforderungen an den bestehenden Kraftwerkspark und die Transportnetze. Dieser Kraftwerkspark selbst ist deutlich überaltert und der Nachfrageentwicklung nicht angemessen. Zu diesem seit vielen Jahren aufgebauten Investitionsstau hat die Regulierungspolitik wesentlich beigetragen. Insbesondere dem signifikante Regulierungsrisiko der Vergangenheit sowie den komplexen und langwierigen Genehmigungsverfahren ist es mitzuverdanken, dass der kalifornische Strommarkt derzeit unter erheblichen Endpässen zu leiden hat. Dass Letzteres als ein Regulierungsversagen interpretiert werden kann, wird dadurch untermauert, dass im Sommer 2000 in sehr schnellem Tempo ein Gesetz zur, allerdings nur temporären, Beschleunigung der Genehmigungsverfahren mehrheitsfähig war. Ein derartiges Gesetz hätte bei besserer Voraussicht schon sehr viel früher implementiert werden können. Immerhin waren das Auseinanderklaffen von Angebots- und Nachfragewachstum in den letzten Jahren deutlich erkennbar.

Hinzu kommen als kurzfristige Einflüsse die in 2000 deutlich gestiegenen Erdgaspreise und vor allem die gestiegenen Emissionskosten, die für erhebliche kurzfristige Kostensteigerungen verantwortlich sind.

Darüber hinaus tragen Marktdesignprobleme bei den CalPX- und CAISO-Märkten dazu bei, dass die zur Begrenzung der Preissteigerungen implementierten Preisobergrenzen nicht immer ihren Zweck erfüllen können. Namentlich bieten der Markt für Ersatzreserve, der Umweg via Out-of-Market-Käufe des CAISO und die Lieferungen im Rahmen der RMR-Verträge den Anbietern Möglichkeiten, der Preisobergrenze auszuweichen.

Neben diesen Problemen der zu knappen Angebotsressourcen und den Problemen bei der Begrenzung der preislichen Auswirkungen dieser Knappheiten können auch auf der Nachfrageseite einige zentrale Bereiche des unmittelbaren Regulierungsversagens identifiziert werden. Dieses Regulierungsversagen ist insbesondere den Übergangsregelungen zu verdanken, die für die ersten vier Jahre gelten sollten, und die eigentlich den Übergang zu einem stärker wettbewerblich organisierten Markt erleichtern sollten. Hierbei sind insbesondere die CalPX-Bezugspflicht der alteingesessenen Unternehmen und die starre Preisobergrenze für die Endkundenbelieferung zu nennen:

Die CalPX-Bezugspflicht ist dafür verantwortlich, dass die drei alteingesessenen Unternehmen sich nicht gegen die Strompreisentwicklungen absichern konnten. Die gesetzliche Preisobergrenze für die Endkundenbelieferung wiederum ist dafür mitverantwortlich, dass die Nachfrageelastizität in Kalifornien der-

zeit extrem niedrig ist. Insofern bestehen kaum wettbewerbliche, dezentrale Anreize zur kurzfristigen Senkung des Stromverbrauchs und damit zur Begrenzung der Strompreisentwicklung.

Die Reaktionen des Gesetzgebers und der Regulierer auf Bundes- und Staatsebene auf die derzeitigen Entwicklungen geben bislang keinen Anlass zur Hoffnung auf zügige Lösungen für die Probleme. Zwar hat der Staat jüngst einige Übergangsregulierungen suspendiert. Hierzu zählt die späte Umkehr von der Vorgabe für die alteingesessenen Unternehmen, sich von eigenen, restlichen Kraftwerken trennen zu müssen. Das regulierungspolitische Postulat des eigentumrechtlichen „unbundling“ von Erzeugung, Transport und Endverkauf ist damit, fast drei Jahr nach Start der neuen Märkte, wieder aufgehoben worden. Schließlich deuten sich auch temporäre Lockerungen bei der Genehmigung von neuen Anlagen ab.

Aber dies sind im Wesentlichen Maßnahmen, die als kurzfristige, reine Notmaßnahmen verstanden werden müssen und die die eigentlichen Probleme nicht wirklich angehen. Die zentrale Frage, in welcher Weise Stromhandel auf der Großhandelsebene überhaupt noch abgewickelt werden kann und wie dieser reguliert werden wird, die Fragen, ob (gegebenenfalls wann und inwieweit) der Stromhandel dereguliert werden soll, wie mit den Kosten der derzeitigen Endpreisobergrenzen umgegangen werden soll und schließlich auch die Frage, wie sich die föderale Kompetenzaufteilung weiter entwickeln wird, sind derzeit weitgehend ungeklärt.

Exemplarisch für die derzeitige Situation ist der Umstand, dass eine zentrale Institution der mit den Reformen geschaffenen neuen Märkte, die CalPX, durch die jüngste FERC-Entscheidung sowie die finanziellen Probleme der alteingesessenen Unternehmen in ihrer Existenz in Frage gestellt wird, ohne dass bislang wirkliche Alternativen für den fraglos notwendigen kurzfristigen Terminhandel gebildet worden sind. Dies schafft für CAISO Extrembedingungen und stellt den Ausgleichshandel vor ungeahnte Anforderungen. Dabei ist auch zu beachten, dass der Wegfall des CalPX-Handels die Situation per se kaum verbessern kann, da auch in den benachbarten Regionen Strom knapp ist und die Preise stark angezogen haben (vgl. FERC 2000c und sehr aktuell FERC 2001f). Selbst wenn ein Teil der Probleme dem CalPX-Handel zu verdanken ist, kann ein Ausweichen auf andere kurzfristig orientierte Handelsinstitutionen und/oder auf längerfristige Verträge für sich genommen nicht die Lösung der Probleme sein. Es bleibt zu befürchten, dass durch die Aktionen der Regulierungskommissionen und des Gesetzgebers Hoffnungen seitens der Stromverbraucher (und Wähler) geweckt werden, die sich nicht erfüllen können. Als kritisch ist generell die fehlende Kohärenz der neuen Bestimmungen zu vermerken, die erhebliche Unsicherheiten schafft. Dies könnte die dringend benötigten Investitionen in neue Erzeugungs- und Transportanlagen negativ beeinflussen.

B. Schlussfolgerungen

Das kalifornische Beispiel kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht als Beleg für die These herangezogen werden, dass Wettbewerb in der Stromwirtschaft nicht machbar oder generell mit zu hohen Kosten für die Kunden verbunden sei. Hiergegen sprechen zwei zentrale Argumente:

Erstens sollte es nicht überraschen, dass ein Markt, der durch bindende Kapazitätsrestriktionen gekennzeichnet ist, hohe Preise mit sich bringt. Dies ist normal und sollte durch die hierdurch offenbarten Informationen zu einer Erhöhung der Investitionen führen. Die hohen Preise sind somit gleichzeitig die Ursache für deren zukünftige Beseitigung. So funktioniert ein Markt — wenn er denn funktioniert. Und die verfügbaren Informationen über Kraftwerksneubauten deuten recht überzeugend darauf hin, dass dieser Prozess im Gange ist und mit einer deutlichen Abnahme der Knappheiten zu rechnen ist. Die entscheidende Frage lautet daher, ob dem Markt von politischer Seite die Zeit gelassen wird, sich zu entwickeln, oder ob das kalifornische Experiment vorzeitig abgebrochen wird.

Zweitens kann das kalifornische Beispiel schon deshalb nicht als Kronzeuge gegen eine Deregulierung herhalten, da es sich im betrachteten Zeitraum wahrlich nicht um einen deregulierten Markt handelte. Zwar finden sich in den Verordnungen und Gesetzen, die die Reformen initiierten, viele Bekenntnisse zum Wettbewerbsprinzip und zu den erhofften Vorteilen aus der Umsetzung desselben. Tatsächlich wurden aber derart viele detaillierte Regulierungsvorschriften erlassen, dass ohne Zweifel von einem sehr partiell liberalisierten, denn von einem deregulierten Strommarkt die Rede sein muss. Hierbei ist zuvorderst die Partizipationspflicht der alteingesessenen Stromunternehmern an der zentralen Strombörse CalPX zu nennen, aber auch zahlreiche weitere Bestimmungen, die den Handel mit Strom tangieren: Die Beibehaltung bzw. Wiedereinführung der Endpreisregulierung dürfte zu einer sehr geringen Nachfrageelastizität beitragen und derart die Probleme verschärfen.

Die verfügbaren Indizien weisen daher darauf hin, dass die derzeitigen Probleme eher einer zu starken und inkonsistenten Regulierung, denn einer Deregulierung zu verdanken sind. Faktisch wurde nämlich zumindest für eine Übergangszeit und zumindest für die drei großen Stromunternehmen ein Poolmodell und kein Common-Carrier-Modell etabliert. Dieses Poolmodell, ohnehin gekennzeichnet durch eine recht strikte Regulierung des Stromhandels, wurde zusätzlich noch durch das generelle Verbot langfristiger Verträge und die strikte Endpreisregulierung ergänzt.

Dieser Punkt wird inzwischen auch von den Regulierern zugegeben, insbesondere von der FERC und in etwas geringem Maße auch von der CPUC. Die FERC führt hierzu in ihrer Verordnung aus dem November aus: „The California experience has highlighted the dangers of hard-wiring a market design that is inflexible

and cannot adapt to need changes. [...] In California, we are confronted with a situation where market participants have to work around overly prescriptive market institutions and requirements which have become an impediment to the efficient operation of the marketplace and which have harmed consumers“ (FERC 2000d: 18).

Derzeit nährt eine Regulierung die Nächste und es besteht die reale Gefahr, dass das eigentliche Ziel der Reformen, über eine Liberalisierung vor allem des Handels eine Effizienzverbesserung in Erzeugung und Verwendung zu erreichen, in immer weitere Ferne rückt.¹³⁴

Daraus folgt: Der Versuch, für die ehemaligen Monopolisten ein striktes Poolmodell vorzuschreiben, diesen Unternehmen langfristige Absicherungsverträge zu untersagen und gleichzeitig eine Erhöhung der Endkundenpreise zu verbieten, ist gescheitert. Das als Übergangsmodell für die ersten vier Jahre gewählte hybride Modell kämpft nicht mehr um sein Überleben, es ist tot.

Welche Schlussfolgerungen können für die weitere kalifornische Regulierungspolitik gezogen werden? Wenn das grundsätzliche Ziel einer wettbewerbsorientierten Stromwirtschaft weiterhin verfolgt werden soll, wenn also aus dem Scheitern des Übergangsmodells nicht das Scheitern des Liberalisierungsmodells als Ganzes folgen soll, muss die Antwort wohl viergestaltig sein.

- Zum einen müssen die weiterhin bestehenden Restriktionen für den Zubau neuer Anlagen in Erzeugung und Transport überprüft werden. Dies verlangt auch eine kritische Überprüfung der bisherigen Freiräume für Trittbrettfahrerverhalten und Kirchturmpolitiken. Die Alternative hierzu könnte nur in einer deutlichen Senkung der Gesamtnachfragemengen bestehen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt muss aber stark bezweifelt werden, ob die hierfür notwendigen Preissteigerungen oder administrativ verfügbaren Stromsperrern ein gangbarer Weg sind.
- Zum anderen müssen den Stromunternehmen deutlich größere individuelle Freiräume zur Absicherung ihrer Risiken eingeräumt werden. Dies betrifft vor allem die weiterverkaufenden Stromunternehmen, deren Strombeschaffungsmöglichkeiten weitgehend dereguliert werden sollten. Nur dann haben

¹³⁴ Der Eindruck, dass sich derzeit die Tendenz hin zu einer stärkeren Regulierung abzeichnet, wird dadurch unterstützt, dass mittlerweile selbst der U.S.-Energieminister in das Geschehen eingegriffen hat. Dieser hat mit Wirkung vom 14. Dezember 2000 bestimmten kalifornischen Erzeugungsunternehmen eine temporäre Versorgungspflicht für die Großhandelsnachfrage auferlegt, die sich darin ausdrückt, dass sie vom CAISO zur Lieferung verpflichtet werden können. Dieser Pflicht können sie sich nur entziehen, wenn sie nachweisen, dass sie über keine freien Kapazitäten verfügen. Die ursprünglich auf eine Woche Gültigkeit befristete Verordnung wurde mehrfach verlängert, zuletzt mit Datum vom 28. Januar 2001 vom Energieminister der neuen Bush-Administration.

diese die Möglichkeiten und Anreize, ein ihren Bedürfnissen und Informationen entsprechendes Risikoportfolio zu wählen. Die Argumente, die für eine anfängliche Regulierung der Strombeschaffung der alteingesessenen Unternehmen gesprochen haben mögen, sind mittlerweile weggefallen. Dies würde die Regulierung in stärkerem Maß aus der juristischen Verantwortung für das finanzielle Wohlergehen der Stromverkaufsunternehmen entlassen und auch die derzeit bereits am Horizont aufziehende abermalige Stranded cost Problematik entschärfen.

- Darüber hinaus müssen den Nachfragern stärkere Anreize zur effizienten Energieverwendung als bislang gesetzt werden. Dies spricht eindeutig gegen eine Beibehaltung strikter Endpreisobergrenzen und stattdessen dafür, die Nachfrager ihre eigenen Strombezugsverträge selbst wählen zu lassen. Dann können sie selbst entscheiden, in welchem Ausmaß sie sich gegen Preiserhöhungen absichern und inwieweit sie die Einsparmöglichkeiten aufgrund stark zeitvolatiler Preise ausschöpfen wollen. Erste Indizien dafür, dass die Nachfrager sich der Knappheiten bewusst sind, liegen vor. Nun kommt es wohl vor allem darauf an, die dezentralen Anreize zur effizienten Energieverwendung und ggf. zur Energieeinsparung zu verstärken, um hierdurch die Notwendigkeit für zentral gesteuerte und undifferenzierte Stromabschaltungen zu verringern.
- Schließlich muss im Interesse insbesondere der politischen Tragfähigkeit des generellen Liberalisierungsziels vermutlich über eine gezielte und temporäre Regulierung einzelner Erzeuger nachgedacht werden, um die Auswirkungen der Marktmachtprobleme der Großhandelsebene auf die Endkunden zu begrenzen. Entscheidend hierbei dürfte die Lösung des schwierigen Trade-offs zwischen Allokationseffizienz und der damit notwendigen Investitions- und Verwendungsanreize auf der einen Seite und der Verteilungseffekte auf der anderen Seite sein. Gleichzeitig müssen die politischen Entscheidungsträger klären, inwieweit sie bereit sind, für die wesentlich durch politische Entscheidungen verursachten finanziellen Probleme der beiden großen alteingesessenen Stromunternehmen Lösungen bereit zu stellen.

Ein im Nachhinein großer Fehler der Regulierung war in diesem Licht die Etablierung der Zwangspartizipation der drei großen Stromunternehmen und das alleinige Setzen auf den kurzfristigen Stromhandel via CalPX: Wenn die weiterverkaufenden Stromunternehmen über einen größeren Anteil an längerfristigen Bezugsverträgen in ihrem Beschaffungsportfolio verfügt hätten, wären die politisch hochbrisanten Verteilungsprobleme deutlich kleiner. Gleichzeitig hätten die hohen kurzfristigen Strompreise korrekte Signale für Stromverbraucher und für den Zubau neuer Kraftwerke liefern können. Ein ebenso großer Fehler bestand darin, die Transaktionen und Konditionen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten weitgehend zu deregulieren, ohne gleichzeitig die Bedingungen dafür zu

schaffen, dass hohen Preisen zeitnah durch den Zubau neuer Anlagen begegnet werden kann.

Schließlich ist wohl auch darauf hinzuweisen, dass die aktuelle Entwicklung, die auf die Zahlungsunfähigkeit der alteingesessenen Unternehmen PG&E und SCE hin zu arbeiten scheint, grundsätzliche Fragen zur Glaubwürdigkeit der Regulierung aufwirft. Wenn es richtig ist, dass die derzeitigen finanziellen Probleme dieser Unternehmen wesentlich auf das Zusammenwirken zweier Regulierungsvorschriften — Zwangspartizipation auf dem Großhandelsmarkt und starre Preisobergrenze auf dem Einzelhandelsmarkt — zurück geführt werden muss, dann wäre es unter dem Aspekt der Verursacherprinzips ein bizarres Ergebnis der Restrukturierungen von 1995/1996, wenn diese beiden Unternehmen Konkurs anmelden müssten. Damit stellt sich auch die Frage, inwieweit sich hier ein neues Regulierungsrisiko offenbart, dass in dieser Größenordnung und in diesen Auswirkungen bislang in den Vereinigten Staaten unbekannt war.

C. Ausblick

Derzeit wächst die Gefahr, dass die politische Tragfähigkeit des Wettbewerbsansatzes in der Stromwirtschaft weiter erodiert. Auch wenn das kalifornische Experiment noch nicht politisch gescheitert ist in dem Sinne, dass die (ohnhin nur partiellen) Liberalisierungen aus dem Jahr 1995/1996 vollständig zurück genommen worden sind: Zum gegenwärtigen Zeitpunkt muss als offen gelten, ob der kalifornische Strommarkt auf dem Weg zu einer stärkeren wettbewerblichen Öffnung oder aber im Gegenteil auf dem Weg zu einer massiven Wiedereinführung der Regulierung, mit anderen Worten auf dem Weg zurück in die Vergangenheit der umfassenden Regulierung von vor 1996 ist. Es ist ungeklärt, wohin die Reise geht.

Es ist sogar vorstellbar, dass das offenbarte erhebliche Regulierungsrisiko einen dauerhaften Rückschlag nicht allein für den wettbewerblichen Ansatz, sondern auch für die Rolle privatwirtschaftlicher Unternehmen in der U.S.-amerikanischen Stromwirtschaft bedeuten könnte. Immerhin deutet die Installation des kalifornischen Wasserministeriums als staatliche Handelsagentur darauf hin, dass der kalifornische Gesetzgeber selbst anerkennt, dass unter den derzeitigen instabilen politischen Umfeldbedingungen eine privatwirtschaftliche Lösung mit erheblichen Problemen verbunden ist. Bei einem politischem Scheitern des kalifornischen Wettbewerbsmodells in Kalifornien kann vermutet werden, dass dies Vorbildcharakter für andere Staaten in den Vereinigten Staaten haben wird, wie es vorher die Liberalisierung hatte. Eine darüber hinaus gehende mögliche Verstaatlichung von Teilen der Stromwirtschaft — dessen Möglichkeit derzeit für den Fall Kaliforniens nicht von der Hand zu weisen ist — hätte vermutlich noch sehr viel weitergehende Folgen.

Literatur

- Alaywan, Z. (2000). Evolution of the California Independent System Operator. *Electricity Journal* 13 (6): 69–83.
- Allaz, B. (1987). Strategic Forward Transactions under Imperfect Competition: The Dupoly Case. Diss. Princeton.
- Allaz, B., und J.-L. Vila (1993). Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory* 59: 1 – 16.
- Borenstein, S., und J. Bushnell (2000). California Consumers Haven't Seen Benefits of Deregulating the Electricity Yet — What Went Wrong? *San Jose Mercury News* 27. August.
- Borenstein, S., J. Bushnell und S. Stoft (2000). The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. *Rand Journal of Economics* 31 (2): 294–325.
- Bushnell, J., und F. Wolak (1999). Regulation and the Leverage of Local Market Power in the California Electricity Market. Power Working Paper 070. September 1999.
- CAISO (California Independent System Operator) (1999a). Annual Report on Market Issues and Performance Prepared by the Market Surveillance Unit California Independent System Operator. June 1999 <http://www.caiso.com/docs/1999/06/04/1999060416162424876.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (1999b). Report on Redesign of Markets for Ancillary Services and Real-Time Energy Prepared by Market Surveillance Committee of the California ISO. March 25, 1999 <http://www.caiso.com/docs/1999/04/06/1999040616452832384.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2000a). Report on California Energy Market Issues and Performance: May-June, 2000. Special Report Prepared by the Department of Market Analysis. California Independent System Operator. August 10, 2000. <http://www.caiso.com/docs/09003a6080/07/40/09003a6080074029.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2000b). An Analysis of the June 2000 Price Spikes in the California ISO's Energy and Ancillary Services Markets. Market Surveillance Committee (MSC) of the California Independent System Operator (ISO). September 6, 2000. <http://www.caiso.com/docs/2000/09/26/200009261407245692.pdf>
- CAISO (California Independent System Operator) (2000c). Market Analysis Report for October. November 17, 2000 <http://www.caiso.com/docs/09003a6080/09/d0/09003a608009d00c.pdf>
- California Legislature (1996). Assembly Bill No. 1890 (Stats. 1996, Ch. 854).
- California Legislature (2000a). Assembly Bill No. 2290: An Act to Add Section 454.15 to the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. August 10. http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_2251-2300/ab_2290_bill_20000810_amended_sen.pdf
- California Legislature (2000b). Assembly Bill No. 265: An Act to Add Section 332.1 to the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor September 6, 2000. Filed with Secretary

of State September 7, 2000). http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0251-0300/ab_265_bill_20000907_chaptered.pdf

California Legislature (2000c). California Energy Security and Reliability Act of 2000. Assembly Bill No. 970: An Act to Add and Repeal Section 12078 of the Government Code, to Add and Repeal Section 42301.14 of the Health and Safety Code, to Add Chapter 6.5 (Commencing with Section 25550) to Division 15 of, and to Repeal Sections 25550, 25552, and 25555 of, the Public Resources Code, and to Amend Section 372 of, and to Add Section 399.15 to, the Public Utilities Code, Relating to Energy Resources, Making an Appropriation Therefor, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor September 6, 2000. Filed with Secretary of State September 7, 2000). http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0951-1000/ab_970_bill_20000907_chaptered.pdf

California Legislature (2001a). Assembly Bill No. 6 (AB X1_6). An Act to Amend Sections 216, 330, and 377 of the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor January 18, 2001. Filed with Secretary of State January 18, 2001.) http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0001-0050/abx1_6_bill_20010118_chaptered.pdf

California Legislature (2001b). Senate Bill No. 7 (SB X1_7). An Act to Add and Repeal Section 200 of the Water Code, Relating to Public Utilities, Making an Appropriation Therefor, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor January 19, 2001. Filed with Secretary of State January 19, 2001.) http://info.sen.ca.gov/pub/bill/sen/sb_0001-0050/sbx1_7_bill_20010119_chaptered.pdf

California Legislature (2001c). Assembly Bill No. 1 (AB X1_1). An Act to Amend Section 366.5 of, and to Add Section 360.5 to, and to Repeal Section 355.1 of, the Public Utilities Code, and to Add Division 27 (Commencing with Section 80000) to the Water Code, Relating to Electric Power, Making an Appropriation Therefor, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. (Approved by Governor February 1, 2001. Filed with Secretary of State February 1, 2001). http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0001-0050/abx1_1_bill_20010201_chaptered.pdf

California Legislature (2001d). Assembly Bill No. 5 (AB X1_5). An Act to Amend Sections 335 and 341.2 of, to Add Sections 352 and 352.5 to, and to Repeal and Add Section 337 of, the Public Utilities Code, Relating to Public Utilities, and Declaring the Urgency Thereof, to Take Effect Immediately. http://www.leginfo.ca.gov/pub/bill/asm/ab_0001-0050/abx1_5_bill_20010118_chaptered.pdf

CalPX (California Power Exchange) (1998). Report on Market Issues in the California Power Exchange Energy Markets. Prepared for the Federal Energy Regulatory Commission by The Market Monitoring Committee of the California Power Exchange. August 17. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_market_monitoring.html

CalPX (California Power Exchange) (1999a). Second Report on Market Issues in the California Power Exchange Energy Markets. Prepared for the Federal Energy Regulatory Commission by The Market Monitoring Committee of the California Power Exchange. March 9. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_market_monitoring.html

CalPX (California Power Exchange) (1999b). Electricity Markets of the California Power Exchange. Annual Report to the Federal Energy Regulatory Commission. California Power Exchange Corporation Market Compliance. July 30. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_market_monitoring.html

- CalPX (California Power Exchange) (2000a). Third Report on Market Issues in the California Power Exchange Energy Markets: The Impact of Reliability Must-Run Contract Reform and Ancillary-Services Market Redesign on the Performance of California's Electricity Markets. Prepared for the Federal Energy Regulatory Commission by The Market Monitoring Committee of the California Power Exchange. June 6. http://www.calpx.com/regulatory/fercfilings/index_filings_notices.html
- CalPX (California Power Exchange) (2000b). Electricity Markets of the California Power Exchange. Second Annual Report to the Federal Energy Regulatory Commission. California Power Exchange Corporation Market Compliance. July 31. <http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/index.htm>
- CalPX (California Power Exchange) (2000c). CalPX Market Activity. Quarterly Journal (Public Copy) January 2000 — March 2000. Prepared by: California Power Exchange Corporation Compliance Unit. August 23. <http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/index.htm>
- CalPX (California Power Exchange) (2000d). Price Movements in California Power Exchange Markets. Analysis of Price Activity: May-September 2000. California Power Exchange Corporation Compliance Unit. November 1. <http://www.calpx.com/regulatory/marketcompliance/Final%20Price%20Paper%20October%2031,%202000.pdf>
- CEC (California Energy Commission) (1999). High Temperatures & Electricity Demand. An Assessment of Supply Adequacy in California. Trends & Outlook. Report of the California Energy Commission Staff. July. http://www.energy.ca.gov/electricity/1999-07-23_HEAT_RPT.PDF
- CEC (California Energy Commission) (2000a). Power Plant Projects Before the Commission Since 1979. September 18. http://www.energy.ca.gov/sitiningcases/projects_since_1979.html
- CEC (California Energy Commission) (2000b). Current, Expected and Approved Power Plant Licensig Cases. September 18. <http://www.energy.ca.gov>
- CEC (California Energy Commission) (2000c). Electric Generation Divestiture in California. September 22. <http://www.energy.ca.gov/electricity/divestiture.html>
- CEC (California Energy Commission) (2000d). California Power Plants In-State Installed Capacity and Dependable Capacity. <http://www.energy.ca.gov/electricity/capacity.html>
- CEM (California Energy Markets) (2000a). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 584, September15.
- CEM (California Energy Markets) (2000b). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 585, September22.
- CEM (California Energy Markets) (2001a). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 599, January 5.
- CEM (California Energy Markets) (2001b). An Independent News Service from Energy Newsdata. No. 600, January 12.
- CEM (California Energy Markets) (2001c). An Independent News Service from Energy Newsdata. Western Price Survey, January 31.
- CEOB (California Electricity Oversight Board) (2000). Complaint filed by the Electricity Oversight Board before the Federal Energy Regulatory Commission. August 28. http://www.eob.ca.gov/documents/2000-08-30_FERC_COMPLAINT.PDF

- Chandley, J.D., S.M. Harvey und W.W. Hogan (2000). Electricity Market Reform in California. November 22. Mimeo. http://ksghome.harvard.edu/~whogan.cbg.ksg/chhferc_ca_112200.pdf
- CPUC (California Public Utility Commission) (1995). *Electric Restructuring Decision*. D.95-12-063. Modified by D.96-01-009.
- CPUC (California Public Utility Commission) (1998). Supplemental Direct Access Implementation Activites Report: Statewide Summary. September 15. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy_division/ToDateAugust98_web.xls
- CPUC (California Public Utility Commission) (1999a). Decision 99-10-057. October 21. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/elec_restruct/decisions/D9910057.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (1999b). Supplemental Direct Access Implementation Activites Report: Statewide Summary. September 15. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy_division/ToDateAugust99_web.xls
- CPUC (California Public Utility Commission) (1999c). Decision 99-05-051. May 27. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/elec_restruct/decisions/D99-05-051.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000a). Opinion Modifying Decision (D.) 00-06-034 and D.00-08-021 to Adopt a Bill Stabilization Plan for San Diego Gas & Electric Company. Decision 00-08-037. August 21.
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000b). Order Instituting Investigation into the Functioning of the Wholesale Electric Market and Associated Impact on Retail Electric Rates in the Service Territory of San Diego Gas & Electric Company. I.00-08-002. August 3. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/1346.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000c). Decision Regarding Bilateral Contracts. Decision 00-08-023. August 3. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/1357.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000d). Opinion Regarding Bilateral Contracts. Decision 00-09-075. September 21. http://webpageserver.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION/2615.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000e). Opinion Expanding Rate Stabilization Plan for San Diego Gas & Electric Company. Decision 00-09-040. September 7. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/2122.PDF
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000f). Final Opinion Regarding Policies Related to Post-transition Ratemaking. Decision 00-06-034. June 8. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/_Toc485016780
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000g). Opinion Regarding Emergency Motion Filed by Utility Consumers' Action Network. Decision 00-08-021. August 3. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/1354.doc
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000h). Supplemental Direct Access Implementation Activites Report: Statewide Summary. September 15. ftp://ftp.cpuc.ca.gov/gopher-data/energy_division/dasrs/ToDateAugust2000_web.xls
- CPUC (California Public Utility Commission) (2000i). http://www.cpuc.ca.gov/published/ESP_Lists/esp_udc.htm.
- CPUC (California Public Utility Commission) (2001a). Decision 01-01-018 January 4. http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION//4328.doc

- CPUC (California Public Utility Commission) (2001b). Decision 01-01-019 January 4. http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/FINAL_DECISION/4375.pdf
- CPUC (California Public Utility Commission) (2001c). Decision 01-01-061 January 31, 2001. http://www.cpuc.ca.gov/WORD_PDF/FINAL_DECISION/4867.doc
- DoE (Department of Energy) (2000). Comments of the Department of Energy. November 22. <http://www.energy.gov/HQPress/releases00/novpr/calfile.pdf>
- Earle, R.L. (2000). Demand Elasticity in the California Power Exchange Day-Ahead Market. *The Electricity Journal* 13 (8): 59–65.
- EIA (Energy Information Administration) (1988). *State Energy Price and Expenditure Report 1986* DOE/EIA-0376. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1994). *State Energy Price and Expenditure Report 1992*. DOE/EIA-0376. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1996). Inventory of Power Plants in the United States as of January 1, 1996. December 1996 DOE/EIA-0095(95). <ftp://www.eia.doe.gov/pub/pdf/electricity/009595.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (1997). *Electric Power Monthly*. DOE/EIA-0226. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1998a). *Electric Power Annual 1997. Vol II*. DOE/EIA-0348(97/2). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1998b). *Electric Sales and Revenue 1997*. DOE/EIA-0540(97). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (1999). *Electric Sales and Revenue 1998*. DOE/EIA-0540(98). Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000a). *Electric Power Annual 1999. Vol I*. DOE/EIA-0348(99)/1. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000b). *Electric Sales and Revenue 1999*. DOE/EIA-0540(99). <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/esr/esr1999.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (2000c). *Inventory of Power Plants 1999*. DOE/EIA-0095(99) <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/ipp99.pdf>
- EIA (Energy Information Administration) (2000d). *Electric Power Monthly September*. Washington, D.C.
- EIA (Energy Information Administration) (2000e). *State Electricity Profiles*. DOE/EIA-0629 http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/st_profiles/wholepub.pdf
- EIA (Energy Information Administration) (2000f). *Electric Power Monthly August*. Washington, D.C.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1999). *Order No. 2000 — Regional Transmission Organizations*. December 20. Docket No. RM99-2-001 (90 FERC 31,089).
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000a). *State of the Markets 2000: Measuring Performance In Energy Market Regulation*. March. <http://www.ferc.fed.us/news1/pressreleases/som20001.pdf>

- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000b). Order Directing Staff Investigation. July 26. (29 FERC 61.150). http://cips.ferc.fed.us/Q/CIPS/MISC/M_MS/MS072600.000.TXT.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000c). Staff Report to the Federal Energy Regulatory Commission on Western Markets and the Causes of the Summer 2000 Price Abnormalities. Part I of Staff Report on U.S. Bulk Power Markets. November 1. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/frontmatter.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000d). Market Order Proposing Remedies for California Wholesale Electric Markets (Issued November 1). <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/el00-95-000.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000e). Staff Report to the Federal Energy Regulatory Commission on the Bulk Power Markets in the United States. Part II of Staff Report on U.S. Bulk Power Markets. November 1. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/reportcover.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2000f). 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). Response of the Federal Energy Regulatory Commission in Opposition to Petition for Writ of Mandamus. January 2. <http://www.ferc.fed.us/electric/writ.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001b). Chairman Hoecker's January 4. Remarks on Commission Order Issued December 15, 2000, in Docket No. EL00-95-000, et al. — Modified to reflect Errata issued on January 5, 8, and 17, 2001. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/4Chair3rderrataincludedFinal.PDF>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001c). Order Finding Violation of Prior Commission Order and Federal Power Act, and Requiring Immediate Recalculation of Wholesale Rates. (Issued January 29). <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/el00-95-009.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001d). Addendum to Remarks of January 4, 2001, by Chairman Hoecker, dated January 18, 2001 http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/Furtherconcurrency_Jan_18.pdf
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001e). FERC's Supplemental Brief on Issues Raised by the Court Regarding San Diego Gas & Electric Co. (No. 01-70031 The United States Court of Appeals for the Ninth Circuit. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/finalcalpxresponse.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001f). Staff Report to the FERC on Northwest Power Markets in Nov. and Dec. 2000. February 1, 2001. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/draft0131b.pdf>
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2001g). REPORT ON PLANT OUTAGES IN THE STATE OF CALIFORNIA. Prepared by:Office of the General Counsel Market Oversight & Enforcement, Office of Markets, Tariffs and Rates Division of Energy Markets. February 1, 2001. <http://www.ferc.fed.us/electric/bulkpower/Public-Feb1.PDF>.

- Green, R. (1999). The Electricity Contract Market in England and Wales. *The Journal of Industrial Economics* 47 (1): 107–124.
- Harvey, S., und W.W. Hogan (2000a). California Electricity Prices and Forward Market Hedging. Oktober 17. Mimeo. <http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.ksg/mschedg1017.pdf>
- Harvey, S., und W.W. Hogan (2000b). Issues in the Analysis of Market Power in California. Oktober 27. Mimeo. http://ksghome.harvard.edu/~.whogan.cbg.ksg/HHMktPwr_1027.pdf.
- Joskow, P.L. (1974). Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation. *The Journal of Law and Economics* 17: 291–327.
- Joskow, P.L. (2000a). Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector. Revised Discussion Draft February 17. Mimeo. <http://web.mit.edu/pjoskow/www/BrookingsV2.pdf>
- Joskow, P.L. (2000b). Why Do We Need Electricity Retailers? Or Can You Get it Cheaper Wholesale. Revised Discussion Draft January 13. Mimeo. <http://web.mit.edu/pjoskow/www/RETAILV2.pdf>
- Joskow, P.L., und E. Kahn (2000). A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000. November 21, 2000. <http://www.stoft.com/x/cal/20001121-Joskow-Kahn.pdf>.
- Joskow, P.L., und P.W. MacAvoy (1975). Regulation and the Financial Condition of the Electric Power Companies. *American Economic Review* 65 (2): 295–301.
- Joskow, P.L., und R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Mass.
- Joskow, P.L., und R. Schmalensee (1986). Incentive Regulation for Electric Utilities. *Yale Journal on Regulation* 4 (1): 1–49.
- Kahn, M., und L. Lynch (2000). California's Electricity Options and Challenges. Report to Governor Gray Davis. 2. August. http://www.cpuc.ca.gov/word_pdf/REPORT/report.pdf
- Kahn, M.A. (2000). Testimony of Michael A. Kahn, Chairman, Electricity Oversight Board Before the Joint Hearing of the Assembly Utilities and Commerce Committee and the Senate Energy, Utilities, and Communications Committee. 10. August. http://www.eob.ca.gov/documents/2000-08-10_KAHN_TESTIMONY.PDF
- Kuhn, T.R. (2000). Is Electricity Deregulation Broken? <http://www.eei.org/issues/news/op-eds/0009.pdf>
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93—112.
- Kumkar, L. (1996). Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung. Kieler Arbeitspapiere 771. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1998). Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Skandinavien. Kieler Arbeitspapiere 884. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (2000). *Wettbewerbsorientierte Reformen der Stromwirtschaft: Eine institutionenökonomische Analyse*. Kieler Studien 305. Tübingen.

- Kumkar, L. (2001). Die Grundzüge der Strommarktregulierung auf der Bundesebene der Vereinigten Staaten und in Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 1022. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Lyon, T.P. (1991). Regulation with 20-20 Hindsight: "Heads I Win, Tails You Lose"? *The Rand Journal of Economics* 22 (4): 581–595.
- Newbery, D.M. (1998). Competition, Contracts and Entry in the Electricity Market. *Rand Journal of Economics* 29 (4): 726–749.
- O'Donnell, A. (2000). The Great Miscalculation. California Energy Markets, Issue No. 583 / September 8. <http://www.newsdata.com/cem/pricesindex.html>
- Offer (Office of Electricity Regulation) (1998). Review of Electricity Trading Arrangements: Proposals. Juli. O.O.
- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (1999). The New Electricity Trading Arrangements. July. <http://www.ofgem.gov.uk/docs/reta1.pdf>; <http://www.ofgem.gov.uk/docs/reta2.pdf>
- Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) (2000). New Electricity Trading Arrangements (NETA) — Implementation Phase NETA Go Live Decision Making. November. <http://www.ofgem.gov.uk/docs/netagolive5.pdf>.
- Wolak, F.A. (1999). Report on Redesign of California Real-Time Energy and Ancillary Services Market. 18.10.1999. <http://www.caiso.com/docs/1999/10/20/199910201045345098.pdf>
- WSCC (Western Systems Coordinating Council) (1999). 10-Year Coordinated Plan Summary 1999-2008. Planning and Operation for Electric System Reliability. October. <http://www.wsc.com>
- WSCC (Western Systems Coordinating Council) (2000). Western Systems Coordinating Council. Assessment of the Summer 2000 Operating Period. <http://www.wsc.com>

