

Bibliothek
des
Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung
Königin-Luise-Str. 5
14195 Berlin
Tel.: 030 / 89789 - 350

Stromkrise in Kalifornien — ein Warnzeichen
für Europa?

489

J. Ex

DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

WOCHENBERICHT 32/2001

Berlin

9. August 2001

68. Jahrgang

Stromkrise in Kalifornien — ein Warnzeichen für Europa?

Kalifornien hat Mitte der 90er Jahre als erster Bundesstaat der USA die Regulierung der Stromversorgung grundlegend geändert. Um Wettbewerb auf dem Strommarkt durchzusetzen, wurden Erzeugung und Transport getrennt sowie Strombörsen errichtet. Nach Einführung der Reformen sanken die Strompreise für die meisten Verbraucher zunächst etwas. Dies wurde als Erfolg der Deregulierung betrachtet. Im Sommer 2000 und nochmals im folgenden Winter stiegen allerdings die Großhandelspreise an der Strombörse drastisch. Mitte Januar 2001 übertraf der Strombedarf die verfügbaren Kapazitäten, so dass für viele Verbraucher die Stromversorgung kurzfristig eingestellt werden musste.

Zu dieser Entwicklung hat neben konzeptionellen Problemen der Deregulierung auch eine Reihe anderer Faktoren beigetragen, so die Unterschätzung des Wirtschaftswachstums und der Stromverbrauchszunahme in der zweiten Hälfte der 90er Jahre, die aufwendigen und langwierigen Genehmigungsverfahren für Kraftwerke sowie unzureichende Anreize für Stromeinsparungen. Die Ausgangssituation ist in Europa zwar günstiger als in Kalifornien, aber auch hier könnte die Deregulierung der Stromversorgung dazu beitragen, die Kapazitätsreserven zu vermindern und damit die Sicherheit der Stromversorgung zu gefährden. Es könnte sich deshalb anbieten, den Stromerzeugern die Verpflichtung aufzuerlegen, Mindestreserven zu halten und einen Markt für langfristige Kapazitätsreserven zu schaffen.

Regulierung der Stromversorgung in Kalifornien bis 1996

Bis Mitte der 90er Jahre wurde Kalifornien — wie auch die übrigen Staaten der USA — überwiegend durch Unternehmen mit Strom versorgt, die den Strom zugleich erzeugten, transportierten und verteilten (vertikale Integration) und außerdem über weitgehend geschlossene Versorgungsgebiete verfügten. Die Preise, die diese Unternehmen für den gelieferten Strom verlangen durften, wurden durch Regulierungsbehörden des Bundes und der Staaten auf Basis der betriebsnotwendigen Kosten unter Berücksichtigung einer adäquaten Kapitalverzinsung festgelegt („rate of return“-Regulierung).

In einem solchen System kann für die Unternehmen ein Anreiz bestehen, möglichst viel Kapital einzusetzen, um

die Basis für die Verzinsung zu erhöhen.¹ Dieses System regulierter Monopole wurde daher als ineffizient betrachtet und bereits im Jahre 1978 durch das Bundesgesetz „Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA)“ modifiziert. PURPA schrieb vor, dass Stromversorgungsunternehmen (EVU) Strom von qualifizierten unabhängigen Stromproduzenten (z. B. kleineren Kraft-Wärme-Anlagen und Kraftwerken auf Basis regenerativer Energien) zu vermiedenen Kosten kaufen müssen. In vielen Bundesstaaten der USA, so auch in Kalifornien, wurden allerdings diese vermiedenen Kosten von den Regulierungsbehörden weit höher angesetzt als die marginalen Kostenein-

¹ Vgl. hierzu z. B. H. Averch und L. Johnson: Behavior of the Firm under Regulatory Constraint. In: American Economic Review, Vol. 52, 1962, S. 1052–1069.

sparungen, die die Stromversorgungsunternehmen durch den Verzicht auf eigene Stromproduktion tatsächlich erreichten. Viele Unternehmen kauften außerdem Strom von qualifizierten Erzeugern im Rahmen von Langfristverträgen teuer ein, weil sie annahmen, dass die Erdgaspreise und damit die Stromerzeugungskosten künftig steigen würden. Tatsächlich fielen aber die Erdgaspreise von Ende der 70er bis Anfang der 80er Jahre. Erhöht wurden die Kosten der Stromversorgung auch durch Verzögerungen beim Bau und durch Verteuerungen beim Betrieb von Kernkraftwerken. In Kalifornien sind solche Fehler offenbar besonders häufig gemacht worden, da die Strompreise dort merklich höher waren als in den benachbarten Bundesstaaten.²

Die neue Wettbewerbsordnung ab 1996

Im Jahre 1994 legte die California Public Utilities Commission (CPUC) einen Vorschlag zur Einführung von Wettbewerb in der Stromversorgung vor (das so genannte „blue book“). Der Wettbewerb um die Endverbraucher sollte mittels Durchleitungen durch fremde Stromnetze eröffnet werden.³ Um die EVU für dieses Konzept zu gewinnen, wurde ihnen zugesagt, die Kosten von früheren Entscheidungen, die sich unter den veränderten Rahmenbedingungen als Fehlentscheidungen („stranded investments“) herausstellten, voll auf die Verbraucher überwälzen zu können.⁴ Dafür konnten sie den Verbrauchern die so genannten Competition Transition Costs (CTC) in Rechnung stellen. Im Jahre 1996 verabschiedete das Parlament von Kalifornien ein entsprechendes Restrukturierungsgesetz einstimmig.⁵

Dieses Gesetz schrieb eine Reduktion der Stromtarife für Haushalte und kommerzielle Kleinverbraucher um 10 % vor. Die Stromtarife für Industriekunden und große kommerzielle Abnehmer wurden auf dem bestehenden Niveau eingefroren.⁶ Diese Höchstpreise („price cap“) sollten bis zur vollständigen Finanzierung der „stranded investments“ durch die Verbraucher gültig bleiben (spätestens bis 2002).

Die Höchstpreise für Haushalte und Kleinverbraucher waren so niedrig festgelegt, dass neue Anbieter die Preise der etablierten Unternehmen in der Regel nicht ausreichend stark unterbieten konnten, um viele Kunden zum Wechsel ihres Versorgers zu stimulieren. Damit war für neue Anbieter der Anreiz gering, auf diesen Markt vorzudringen. Auch der Zubau neuer Kapazitäten dürfte dadurch gedämpft worden sein.

Die privaten Stromversorgungsunternehmen von Kalifornien wurden durch das Restrukturierungsgesetz gezwungen, mindestens die Hälfte ihrer Kraftwerkskapazitäten zu verkaufen⁷ und den zusätzlich benötigten Strom selbst ausschließlich an der neu eingerichteten Strombörse (California Power Exchange, CALPX) zu kaufen.⁸ Da-

durch wurden aus den ehemals weitgehend vertikal integrierten Stromversorgungsunternehmen Netzbetreiber, die vor allem Strom transportieren und verteilen. Diese konnten damit die Sicherheit auf der gesamten Kette der Stromversorgung nicht mehr gewährleisten.

An der CALPX werden Auktionen für Stromlieferungen eine Stunde und einen Tag im Voraus durchgeführt. Außerdem kann Strom auch ein bis drei Monate im Voraus gehandelt werden. Längerfristige Kontrakte waren bis zu Beginn der Stromkrise im Sommer 2000 nicht erlaubt.⁹ Um zu verhindern, dass die Stromversorgungsunternehmen, die über die Stromnetze verfügen, den Strommarkt zu ihren Gunsten manipulieren, wurde außerdem ein unabhängiger Systemoperator (Independent System Operator, ISO) eingerichtet. Er soll außerdem sicherstellen, dass die von Stromanbietern und -nachfragern gewünschten Transaktionen auch technisch machbar sind. Dazu betreibt er die Stromnetze, auch wenn diese im Eigentum der Netzbetreiber bleiben. ISO betreibt auch einen Real-Time-Markt für Ausgleichs- und Reserveleistung. In Phasen hoher Netzauslastung wurden auf diesem Markt weit größere Lasten gehandelt, als ursprünglich vorgesehen war, weil dort höhere Preise erzielt werden konnten als auf dem CALPX-Markt.

Der Ausbruch der Krise

Die Strompreise für Endverbraucher in Kalifornien fielen nach Einführung der Reformen aufgrund der Höchstpreisregulierung zunächst, vor allem für Haushalte (Abbildung 1). Die Preise für Spitzenlaststrom zogen allerdings mit steigenden Öl- und Erdgaspreisen bereits im Jahre

² Vgl. Severin Borenstein und James Bushnell: Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation? In: Regulation, Vol. 23, 2001, Nr. 2, S. 46–52.

³ Auf diesem Spotmarkt sollten nur Stromversorgungsunternehmen als Käufer auftreten können, so dass diese nach wie vor ein Monopol für die Versorgung von Endverbrauchern haben würden.

⁴ Vgl. Robert J. Michaels: Stranded in Sacramento. California tries legislating electrical competition (<http://www.cato.org/pubs/regulation/reg20n2i.html>).

⁵ Der damalige Vizepräsident der kalifornischen Energiekommission — David A. Rohy — beklagte sich in einem Vortrag in Berlin Ende 2000, dass die Fachleute im Gesetzgebungsverfahren nicht ausreichend gehört worden seien.

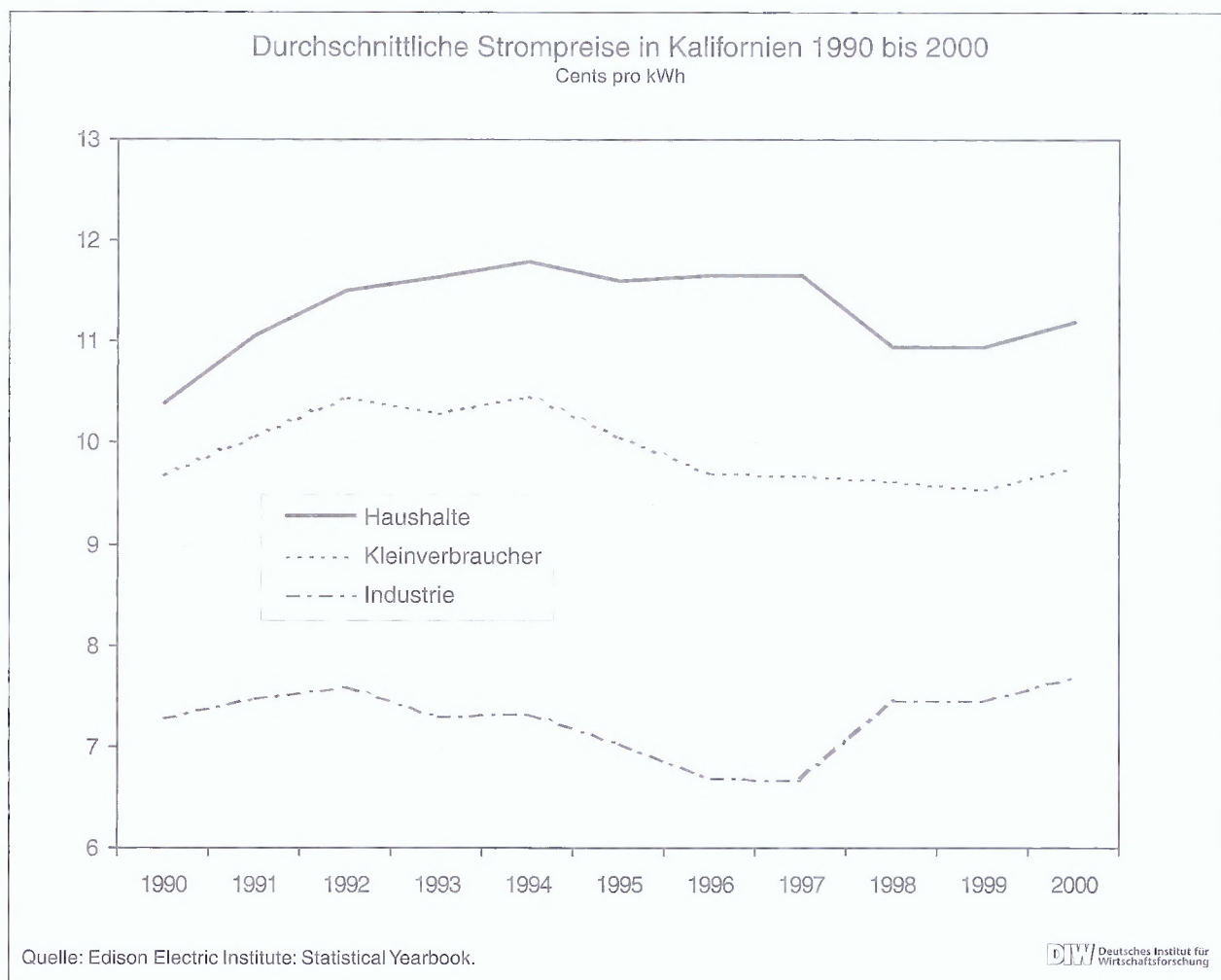
⁶ Vgl. Pete Du Pont: The Banana Republic of California. In: Opinion Journal from The Wall Street Journal vom 18.1.2001.

⁷ Ohne Kernkraftwerke und Kraftwerke, die mit regenerativen Energien betrieben werden. Tatsächlich haben sie größere Anteile an der Stromerzeugung abgegeben.

⁸ Nicht einbezogen in den Spothandel wurden die Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft und Kernenergie sowie Stromlieferungen im Rahmen von alten Verträgen. Strom aus solchen Quellen wird zu regulierten Preisen auf Basis vergangener Kosten verkauft.

⁹ Bilaterale Verträge zwischen Stromerzeugern und Großverbrauchern waren zulässig, wurden aber nicht gefördert.

Abbildung 1



1999 leicht an. Mitte 2000 explodierten sie aufgrund von Kapazitätsengpässen auf bis zu 400 Dollar je Megawattstunde (1 MWh = 1 000 kWh), das war ein Vielfaches der vorher üblichen Preise.

Um großflächige Zusammenbrüche der Stromversorgung zu vermeiden, wurden Ende des Sommers 2000 Industriekunden, bei denen dies vertraglich zulässig war, vorübergehend vom Netz getrennt.¹⁰ Im Herbst setzte sich der Preisauftrieb fort. Anfang 2001 spitzte sich die Versorgungssituation so zu, dass auch Haushaltskunden — nach Versorgungsgebieten rotierend — abgeschaltet wurden: Insgesamt wurde allein am 18. Januar die Stromversorgung von 2 Mill. Kunden unterbrochen. Im April stiegen die Spitzenlastpreise für kurze Zeit sogar auf über 1 000 US-\$ je MWh.

Bis zum Ausbruch der Krise im Sommer 2000 hatte lediglich ein großes Stromunternehmen (San Diego Gas and Electric, SDG&E) seine „stranded investments“ bereits finanziert und konnte daher seine Strompreise für

Haushalte und kommerzielle Kunden an die gestiegenen Einstandspreise auf den Spotmärkten anpassen. Die übrigen Netzbetreiber durften dies nicht und gerieten daher bereits im Herbst 2000 in Liquiditätsprobleme. Potentielle Lieferanten in Kalifornien und in den Nachbarstaaten waren daher nicht mehr bereit, an diese Unternehmen Strom zu liefern. Im April 2001 musste mit Pacific Gas & Electric das größte Stromversorgungsunternehmen in Kalifornien Konkurs anmelden. Inzwischen droht auch dem zweitgrößten Netzbetreiber — Southern California Edison — der Bankrott.

¹⁰ Das waren Kunden, die so genannte abschaltbare Verträge geschlossen hatten. In solchen Verträgen ist festgelegt, dass mehrere Tage pro Jahr kurzfristige Abschaltungen möglich sind. Dafür erhalten die betroffenen Kunden Preisnachlässe. Bis zum Ausbruch der Krise sind solche Abschaltungen aber kaum vorgekommen.

Reaktionen der Politik auf die Krise

Um die Krise der Stromversorgung in Kalifornien zu lösen, wurde vom Gouverneur Kaliforniens eine Reihe von Maßnahmen eingeleitet, die — wenn sie Bestand haben sollten — zu einer höheren Regulierungsdichte als vor der Einführung von Wettbewerb führen könnten. Folgende Maßnahmen sind vorgesehen:

- Das Department of Water Resources wurde von der Regierung angewiesen, Strom für zahlungsunfähige Netzbetreiber im Rahmen von Langfristverträgen einzukaufen.
- Die Netzbetreiber können die Stromtarife für Haushalte im Durchschnitt um knapp 27 % erhöhen — auch wenn die „stranded investments“ noch nicht voll kompensiert sind.
- Als Gegenleistung dafür müssen die Netzbetreiber ihren selbst erzeugten Strom bis zum Jahr 2010 auf Basis von kostenorientierten Tarifen zur Verfügung stellen¹¹ und ihre Hochspannungsnetze dem Staat Kalifornien zu einem fairen Preis übereignen.
- Eine öffentliche Behörde soll eingerichtet werden, die dafür sorgt, dass das Stromangebot die Stromnachfrage bei Höchstlast wieder um mindestens 15 % übertrifft.
- Um dieses Ziel zu erreichen, sollen in den nächsten drei bis fünf Jahren Kraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 20 GW gebaut werden.¹² Wenn der private Sektor dazu nicht in der Lage ist, soll diese Behörde die Kraftwerke selbst bauen.
- Stromsparprogramme sollen bereits kurzfristig zu einer Entspannung der Versorgungsprobleme beitragen.¹³

Ursachen der Krise:

Fehleinschätzungen beim Stromverbrauch und -angebot ...

Bei Einführung der Regulierungsreformen Mitte der 90er Jahre wurde angenommen, dass der Stromverbrauch und die Netzbelastung in Kalifornien — auch aufgrund von Erfolgen beim Stromsparen¹⁴ — wie in den 80er Jahren nur gering steigen würden, die Stromimporte aus angrenzenden Nachbarstaaten weiter erhöht werden könnten und die Kraftwerkskapazitäten in Kalifornien bis zur Jahrtausendwende nicht aufgestockt werden müssten.¹⁵

Tatsächlich ist aber aufgrund des kräftigen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums der Strombedarf seit Mitte der 90er Jahre deutlich gestiegen, bis zum Jahr 2000 um 34 Mrd. kWh bzw. 15 % auf 264 Mrd. kWh (Tabelle 1); bei einer rechnerischen Auslastung von 6000 Stunden entspricht das einem zusätzlichen Leistungsbedarf von knapp 6 GW. Die Kraftwerkskapazitäten wurden im gleichen Zeitraum nicht einmal um 1 GW erhöht,¹⁶ und

die Transportkapazität des Hochspannungsnetzes wurde nicht ausreichend gesteigert, um in Zeiten einer hohen Netzbelastung Engpässe beim überregionalen Stromtransport zu vermeiden.

Die zur Zeit der Netzhöchstlast im kalifornischen Netz verfügbaren Kraftwerksreserven waren bereits zu Beginn der Deregulierung im Jahre 1996 mit 7 % der Netzhöchstlast sehr niedrig;¹⁷ bis zum Jahr 2000 sind sie sogar auf 3,5 % gesunken. Um erneute Netzzusammenbrüche in diesem Jahr zu vermeiden bzw. diese regional und zeitlich zu begrenzen, müssten noch im Laufe dieses Jahres neue Kraftwerke mit einer Kapazität von mindestens 5 GW in Betrieb gehen.

Knapp ein Fünftel der Stromerzeugung in Kalifornien entfällt derzeit auf die Wasserkraft (Tabelle 2). Auch ein Großteil der Stromimporte, die traditionell 20 bis 25 % des Strombedarfs decken, stammt aus Wasserkraftwerken. Die Leistung solcher Anlagen ist aber stark von der Wasserführung der Flüsse abhängig. Aufgrund geringer Niederschläge waren in den letzten beiden Jahren vor allem die Importe aus Oregon und Washington beschränkt.¹⁸

¹¹ Das setzt voraus, dass diese Unternehmen ihre eigenen Kraftwerke nicht verkaufen. Bisher wurde der Verkauf dieser Anlagen eher gefördert, da so die Kompensationen für „stranded investments“ höher ausfielen.

¹² Das entspricht mindestens 20 Großkraftwerken. In den zwölf Jahren vor Übernahme der Regierung durch den derzeitigen Gouverneur Gray Davis ist kein einziges großes Kraftwerk gebaut worden.

¹³ Governor Gray Davis: State of California, Meeting the Energy Challenge, April 5, 2001.

¹⁴ Es wurden Einsparungen von insgesamt 2 GW unterstellt; die Stromversorgungsunternehmen haben aber ihre Budgets zur Stimulierung von Stromeinsparungen drastisch gekürzt.

¹⁵ California Energy Commission: Critical Changes: California's Energy Future, 1997. In den Projektionen der Kommission waren für das Jahr 2000 2,3 GW an Stromimporten aus dem Nord- und Südwesten der USA enthalten; solche Lieferungen wurden aber nicht im Rahmen von langfristigen Verträgen gesichert. Auf den Spotmärkten verfügbar waren zu diesem Zeitpunkt aber nur geringere Leistungen, und diese wurden wegen der finanziellen Krise der kalifornischen Stromversorgungsunternehmen erst nach massiven Interventionen des US-Energieministeriums nach Kalifornien geliefert. Den Stromversorgungsunternehmen wurde 1995 durch die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) untersagt, mit regenerativen Energien erzeugten Strom im Rahmen von langfristigen Stromverträgen zu beziehen, soweit die Preise dafür über ihren vermiedenen Kosten lagen. Dadurch mussten bereits unterschriebene Kontrakte in Höhe von 1,4 GW rückgängig gemacht werden.

¹⁶ Von 1996 bis 1999 ist nach Angaben der California Public Utilities Commission der Leistungsbedarf um 5 500 MW gestiegen, während die Kraftwerkskapazitäten nur um 672 MW erhöht wurden. California Public Utilities Commission: California's Electricity Options and Challenges, S. 39 ff. (<http://www.cpuc.ca.gov/published/report/Gov-report.htm>).

¹⁷ Als normal könnte ein Stand von mindestens 15 % gelten. Ein solches Niveau war noch im Jahre 1993 erreicht worden.

¹⁸ Vgl. Reinhard Haas, Hans Auer und Fereidoon P. Shiohansi: Die kalifornische Stromkrise. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 51. Jg. (2001), Heft 5, S. 280–287.

Tabelle 1

Entwicklung des Stromverbrauchs in Kalifornien

	Haushalte	Gewerbe	Landwirtschaft	Industrie	Sonstige	Insgesamt
Mill. kWh						
1990	67 669	74 562	20 849	51 195	13 763	228 038
1991	67 145	74 296	16 345	50 439	14 036	222 261
1992	69 227	77 929	15 483	49 926	14 423	226 988
1993	68 426	79 152	15 918	49 479	14 649	227 624
1994	69 781	78 546	16 957	49 524	15 290	230 098
1995	69 767	80 528	14 321	50 594	15 780	230 990
1996	72 166	83 366	16 898	51 758	15 415	239 603
1997	73 574	87 401	17 733	53 253	15 477	247 438
1998	75 490	87 093	14 661	51 996	15 270	244 510
1999	76 559	89 538	17 840	53 527	15 335	252 799
2000*	79 924	95 018	18 230	55 656	15 601	264 429
1990 = 100						
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1991	99,2	99,6	78,4	98,5	102,0	97,5
1992	102,3	104,5	74,3	97,5	104,8	99,5
1993	101,1	106,2	76,3	96,6	106,4	99,8
1994	103,1	105,3	81,3	96,7	111,1	100,9
1995	103,1	108,0	68,7	98,8	114,7	101,3
1996	106,6	111,8	81,0	101,1	112,0	105,1
1997	108,7	117,2	85,1	104,0	112,5	108,5
1998	111,6	116,8	70,3	101,6	110,9	107,2
1999	113,1	120,1	85,6	104,6	111,4	110,9
2000*	118,1	127,4	87,4	108,7	113,4	116,0

* Vorläufige Angaben.
Quelle: California Energy Commission Quarterly Fuel and Energy Report Database.

Tabelle 2

Stromerzeugung in Kalifornien

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Mill. kWh										
Wasserkraft	26,09	23,24	22,37	41,60	25,63	51,67	47,88	41,40	48,76	41,62
Kernenergie	36,59	37,17	38,62	36,58	38,83	36,19	39,75	37,27	41,72	40,42
Kohle	21,40	23,44	32,44	22,91	25,10	17,93	25,46	27,11	34,54	36,33
Öl	4,45	0,52	0,11	2,09	1,95	0,49	0,69	0,14	0,12	0,06
Gas	76,08	75,83	87,03	70,72	95,03	78,38	66,71	74,34	82,05	84,70
Geothermie	16,04	15,57	16,49	15,77	15,57	14,27	13,54	11,95	11,55	13,25
Wind	2,42	2,67	2,71	2,87	3,29	3,18	3,15	2,74	2,78	3,43
Sonstige	6,65	7,31	7,36	5,76	7,17	5,97	5,91	5,50	5,50	5,66
Insgesamt	189,72	185,75	207,13	198,28	212,57	208,06	203,11	200,45	227,01	225,47
Anteile in %										
Wasserkraft	13,8	12,5	10,8	21,0	12,1	24,8	23,6	20,7	21,5	18,5
Kernenergie	19,3	20,0	18,6	18,4	18,3	17,4	19,6	18,6	18,4	17,9
Kohle	11,3	12,6	15,7	11,6	11,8	8,6	12,5	13,5	15,2	16,1
Öl	2,3	0,3	0,1	1,1	0,9	0,2	0,3	0,1	0,1	0,0
Gas	40,1	40,8	42,0	35,7	44,7	37,7	32,8	37,1	36,1	37,6
Geothermie	8,5	8,4	8,0	8,0	7,3	6,9	6,7	6,0	5,1	5,9
Wind	1,3	1,4	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,4	1,2	1,5
Sonstige	3,5	3,9	3,6	2,9	3,4	2,9	2,9	2,7	2,4	2,5
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: California Energy Commission.

Für solche Leistungsschwankungen ist offenbar nicht ausreichend Vorsorge durch Bereitstellung von entsprechenden Reservekapazitäten oder durch den Ausbau des Hochspannungsverbundes getroffen worden.

Verschärfend auf die Stromkrise wirkte sich auch ein Preisschub beim Erdgas im vergangenen Jahr¹⁹ aus, der auf stark gesunkene Erdgasvorräte, eine witterungsbedingt hohe Nachfrage und die Explosion bei einer wichtigen Transportleitung für Erdgas (El Paso Natural Gas Pipeline) zurückzuführen war. Eine Substitution des verteuerten Erdgases durch Erdöl und Kohle war aufgrund der strikten Umweltbestimmungen bzw. der begrenzten Emissionsrechte der meisten Kraftwerksbetreiber nicht ausreichend möglich.

Schließlich ist mehr als die Hälfte der Kraftwerke in Kalifornien über 30 Jahre alt.²⁰ Bei älteren Anlagen nehmen der Wartungsbedarf und die Ausfallzeiten zu. Eine unzureichende Koordinierung dieser Arbeiten hat dazu beigetragen, dass in Zeiten der höchsten Netzlast dringend benötigte Leistungen nicht verfügbar waren (Abbildung 2). Die kalifornische Regulierungskommission geht allerdings davon aus, dass einige Kraftwerke zu Spitzenlastzeiten nicht wegen technischer Probleme vom Netz genommen wurden, sondern mit dem Ziel, die Preise weiter zu erhöhen.

... und Mängel der Regulierungsstruktur

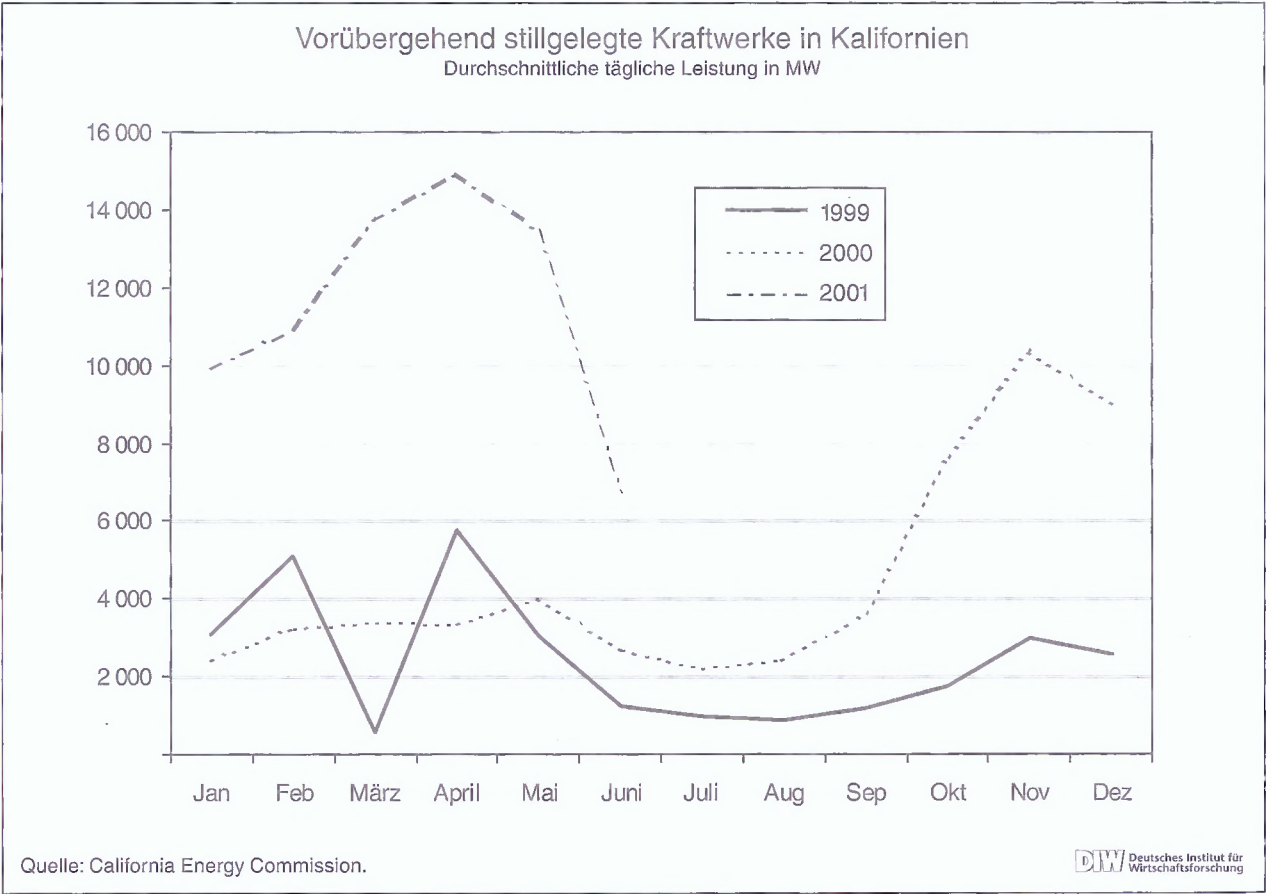
Zum Scheitern der kalifornischen Stromreform haben auch Fehler in der Struktur und bei der Umsetzung der neuen Wettbewerbsordnung beigetragen (vgl. Kasten). So wurde versucht, die Einführung von Wettbewerb mit einem Gesetz detailliert zu regeln, statt einen Lernprozess zu organisieren, der eine schnelle Korrektur von Fehlentwicklungen erlaubt. Die Neuordnung der Stromwirtschaft war vor allem darauf ausgerichtet, die vertikale Integration der Stromversorgung aufzubrechen und die Allokation der Ressourcen vor allem über Spotmärkte zu steuern; langfristige Stromlieferverträge waren zunächst verboten. Es wurde allerdings nicht ausreichend beachtet, dass dadurch neue Probleme entstehen können:

- Stromerzeugern und -verteilern wurden keine Anreize geboten, langfristige Kostenentwicklungen und Risiken bei ihren Entscheidungen ausreichend zu berücksichtigen.

¹⁹ Von Januar bis Dezember 2000 waren die Erdgaspreise von 2,5 auf 10 US-\$ je MBTU gestiegen.

²⁰ In Deutschland waren 1996 etwa 37 % der Wärmekraftwerke älter als 25 Jahre, von denen allerdings inzwischen einige stillgelegt worden sein dürften.

Abbildung 2



Dem Scheitern der Deregulierung in Kalifornien liegen einige Missverständnisse hinsichtlich der Funktionsweise von effizienten Märkten zugrunde. Diese können auf drei wesentliche Elemente reduziert werden.

Erstens: Neben der kurzfristigen Allokation des aktuell vorhandenen Angebots über Spotmärkte müssen an anderen Märkten auch Signale ausgetauscht werden, die zur effizienten langfristigen Anpassung des Angebots (Errichtung von Kraftwerken) sowie der Nachfrage (Kauf energiesparender Produkte) führen. Dies setzt jedoch zwingend die Existenz von Märkten voraus, bei denen entsprechende Zukunftserwartungen handelbar sind. Fehlen solche effizienten Märkte, kommt es zu intertemporalen Fehlallokationen. Eine ausschließlich an Spotmärkten orientierte Allokation verschiebt die Entscheidungen der Akteure auf die kurze Frist. Unter Umständen werden sogar falsche Anreize durch die Dominanz von Spotmärkten gesetzt. Wenn dort aufgrund von Preiswettbewerb nur die variablen Grenzkosten erzielt werden, obwohl für eine langfristig sichere Versorgung höhere Preise erforderlich wären, kann dies zu einem langfristig unerwünschten Kapazitätsabbau führen.

Zweitens: Die Zukunft ist grundsätzlich nicht exakt vorhersehbar oder durch die Wirtschaftssubjekte planbar. Durch die Bewertung von Risiken über künftige Marktentwicklungen können die Marktteilnehmer im Zuge eines Informationsaustauschs auf speziellen Zukunftsmärkten ihre unterschiedlichen Erwartungen mittels entsprechender Kontrakte handeln. Diese Märkte schaffen auch die Möglichkeit, dass leistungsfähige Intermediäre ein effizientes Risikomanagement betreiben.¹ Diese marktmäßige Koordination reduziert tendenziell die Gefahr von Fehlallokationen, da alle Marktteilnehmer das Marktergebnis mitbestimmen.² Zugleich lassen sich durch das Pooling von Risiken durch Versicherungskontrakte die Folgen von negativen wirtschaftlichen Ereignissen für die einzelnen Akteure reduzieren. Eine staatliche Regulierung kann ohne Kenntnis der Zukunftserwartungen der Marktteilnehmer das Informationsproblem nur weniger effizient lösen.³

Drittens: Da das Angebot von Infrastrukturgütern wie Strom kurzfristig unelastisch ist, werden bei unerwarteten Ereignissen — etwa bei einem starken Anstieg oder Rückgang der Nachfrage — längere Zeiträume zur Kapazitätsanpassung benötigt. Nur durch Kapazitätsreserven, mit denen Nachfrageschwankungen kurzfristig ausgeglichen werden können, lassen sich Rationierungen auf der Nachfrageseite aufgrund von Nachfrageschwankungen vermeiden. Diese Risikovorsorge muss jedoch als Risikoprämie vom Stromkunden mitbezahlt werden. Infrastrukturgütermärkte mit langen Bereitstellungsfristen von Zusatzkapazitäten sind daher nicht in der Lage, auch nur annähernd dem Ideal voll flexibler Märkte zu entsprechen. Nur wenn den Marktteilnehmern das Risiko einer Rationierung über entsprechende Märkte signalisiert wird, werden sie zur Zahlung einer Risikoprämie über den Strompreis bereit sein. Fehlt eine solche Transparenz und eine klare Trennung zwischen den Märkten hinsichtlich der Versorgungssicherheit, dann kann es zum Problem adverser Selektion auf zusammengefassten (gepoolten) Märkten kommen.⁴ Es könnte sich deshalb anbieten, den Stromerzeugern die Verpflichtung aufzuerlegen, Mindestreserven zu halten und einen Markt für langfristige Kapazitätsreserven zu schaffen.

Dieser Markt müsste jedoch hinsichtlich der Konsistenz der vereinbarten Kontrakte auch von einer zentralen Aufsichtsinstitution reguliert werden. Dies ist insbesondere deswegen erforderlich, um zu verhindern, dass risikoaverse Akteure nur einen Kontrakt mit einem risikofreudigen Akteur abschließen, der jedoch weder über bessere Informationen hinsichtlich zukünftiger Marktlagen verfügt noch bereit ist, entsprechend seinen vertraglichen Verpflichtungen Vorsorge zur Vertragserfüllung durch die Schaffung der hierfür erforderlichen Zusatzkapazitäten in Gang zu setzen. Mithin hätte eine solche Aufsicht den Marktteilnehmern im Sinne einer Mindestreserveregulierung aufzuerlegen, dass die eingegangenen vertraglichen Vereinbarungen auch unter den gegebenen Risikoannahmen erfüllt werden können.

¹ Vgl. hierzu Kenneth J. Arrow: *Essays in the Theory of Risk Bearing*. Chicago, Markham Publishing Company, 1971.

² Dies setzt allerdings rationale Marktakteure voraus, die sich nicht durch irrationales Marktverhalten anderer anstecken lassen. Zu den Grenzen der Rationalitätsprämisse eines Homo Oeconomicus anhand experimenteller Forschungen vgl. z. B. Richard H. Thaler: *The Winner's Curse, Paradoxes and Anomalies of Economic Life*. Princeton, New Jersey, Princeton University Press, 1992.

³ Ein Ausweg aus diesem Dilemma des Regulierers, der nicht über die Kenntnis effizienter Zukunftsmärkte verfügt, kann nur in seiner Lernbereitschaft bestehen, sich flexibel an veränderte Marktverhältnisse mit Reregulierung anzupassen. Dies stößt jedoch oftmals an Grenzen aufgrund von institutioneller Trägheit und Opportunismus, wenn Änderungen der Regulierung Gewinner und Verlierer schaffen.

⁴ Unter adverser Selektion wird in der modernen Wirtschaftstheorie das Problem der strategischen Verhaltensänderung einzelner Akteure bei Vorliegen asymmetrischer Informationen zwischen den im Wirtschaftsprozess beteiligten Wirtschaftssubjekten verstanden. Vgl. Daniel F. Spulber: *Market Microstructure, Intermediaries and the Theory of the Firm*. Cambridge, U. K., Cambridge University Press, 1999, S. 203–225.

gen und Sicherheitsreserven über das betriebsnotwendige Minimum hinaus vorzuhalten.

- Vertikale Integration kann durch horizontale Konzentration ersetzt werden.
- In Knappheitslagen können bereits Stromanbieter mit geringen Marktanteilen durch vorübergehende Zurückhaltung von Kapazitäten als Grenzanbieter die Preisausschläge verstärken.
- Die finanzielle Stabilität von Unternehmen, die sich ausschließlich auf die Stromerzeugung oder die Stromverteilung konzentrieren, ist geringer als die von vertikal integrierten Unternehmen, da Verluste auf einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette nicht durch Gewinne auf anderen Stufen kompensiert werden können.
- Koordinationsprobleme bei Wartungsarbeiten zu Spitzenlastzeiten nehmen zu.
- Haushalte und Kleinverbraucher wurden durch Höchstpreise von der Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten abgekoppelt. Dadurch entfallen aber preisbedingte Verbrauchsänderungen, der Zutritt neuer Anbieter wird reduziert, und die finanzielle Stabilität der Netzbetreiber wird gefährdet.

Erhöhte Sicherheitsrisiken durch dominierende Spotmärkte

Nach der Regulierungsreform wurde in Kalifornien Strom überwiegend auf Spotmärkten gehandelt. Dominierende Spotmärkte können aber die Sicherheitsrisiken erhöhen. Solange das Angebot ausreicht, um die Nachfrage zu decken, werden die Preise für Strom auf Spotmärkten den kurzfristigen Grenzkosten in den jeweiligen Zeitintervallen entsprechen, das sind im Wesentlichen die Brennstoffkosten des jeweils letzten zur Deckung der Nachfrage noch benötigten Anbieters. Kraftwerke mit niedrigen Brennstoffkosten können unter solchen Bedingungen einen Beitrag zur Deckung der fixen Kosten leisten. Auf Dauer können allerdings nur Anlagen am Netz bleiben, die insgesamt zumindest ihre Betriebskosten (ohne Kapitalkosten) erwirtschaften können.²¹ Anlagen, bei denen dies nicht möglich ist, werden stillgelegt oder — soweit technisch möglich — nur noch in Zeitintervallen betrieben, in denen besonders hohe Strompreise erzielt werden können. Dies kann zu einem rascheren Kapazitätsabbau führen, als es für die langfristige Versorgungssicherheit sinnvoll wäre.

Reicht das Angebot nicht mehr aus, um die Nachfrage zu decken, sind auf Wettbewerbsmärkten markträumende Preise üblich. Die Preisbildung wird dann nicht mehr durch die Grenzkosten der Anbieter, sondern durch die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher bestimmt. Bei solchen Marktlagen schöpfen die Anbieter erhebliche Knappheitsrenten ab.

Steigen die Preise deutlich über die Kosten der Strombereitstellung, werden der Ausbau der Kapazitäten und der Marktzutritt neuer Anbieter angeregt. Für Planung, Genehmigung und Bau von Kraftwerken und Stromleitungen werden allerdings in der Regel mehrere Jahre benötigt. Die Preissignale auf den Spotmärkten können also zu spät kommen, besonders drastisch ausfallen und Überreaktionen der Marktteilnehmer auslösen.

Im alten Regulierungssystem waren die EVU gesetzlich verpflichtet und aufgrund der Kostenüberwälzungsmöglichkeit auch in der Lage, das hohe Sicherheitsniveau der Stromversorgung zu gewährleisten. In einem solchen System besteht ein Anreiz, eher größere Sicherheitsreserven zu bilden als unbedingt notwendig. Nach der Deregulierung gab es eine entsprechende Verpflichtung für die unabhängigen Stromerzeuger nicht mehr. Diese Sicherheitslücke wurde aber nicht adäquat durch die neue Marktordnung geschlossen.

Ein vitales Interesse an einer sicheren Stromversorgung haben in jedem Fall die Verbraucher. Ihre Bereitschaft zur Finanzierung von ausreichenden Sicherheitsreserven kann allerdings durch ein unzureichendes Risikobewusstsein und durch das Trittbrettfahrer-Problem reduziert werden. Die Gewöhnung an das zuvor hohe Sicherheitsniveau hat zu einer Unterschätzung solcher Risiken beigetragen.

Preismanipulationen durch Stromerzeuger?

Da die Stromversorgungsunternehmen seit 1996 gezwungen sind, zumindest die Hälfte ihrer Kraftwerkskapazitäten zu verkaufen, kontrollieren inzwischen private Unternehmen (einschließlich qualifizierter Anlagen) über 60 % der Stromerzeugungskapazitäten in Kalifornien.²² Zwar verfügt selbst der größte private Anbieter derzeit nur über einen Anteil von knapp 8 % der gesamten Stromerzeugungskapazität, doch reicht dieser angesichts der unelastischen Stromnachfrage aus, um bei zu bestimmten Zeiten wiederkehrenden Knappheitslagen als Grenzanbieter die Preisentwicklung zu beeinflussen.²³ Der gleiche

²¹ Die Kapitalkosten sind „versunkene“ Kosten, die unabhängig davon anfallen, ob die Anlagen in Betrieb sind oder nicht. Sie beeinflussen deshalb den Einsatz der Anlagen nicht, vorausgesetzt, die Eigentümer der Anlagen können die bei niedrigen Preisen entfallende Verzinsung des Kapitaleinsatzes aus anderen Erträgen finanzieren. Vgl. J. Sutton: Sunk Costs and Market Structure. Cambridge, MA, MIT-Press, 1991.

²² Vgl. California Public Utilities Commission: California's electricity options and challenges. Report to Governor Gray Davis (<http://www.cpuc.ca.gov/published/report/GOV-REPORT.htm>), S. 5.

²³ Vgl. Severin Borenstein und James Bushnell, a. a. O., S. 49: „Unfortunately, it is easy to show that in such a situation a firm of more than microscopic size can almost always do better than passively accepting these scarcity rents, attractive as they might be. By withholding a bit of its supply (or offering it to the market at an extremely high price), such a firm can drive the price still higher while losing little demand, and boost its profits.“

Effekt kann durch unkoordinierte Wartungsarbeiten oder unvorhergesehene Kraftwerksausfälle bewirkt werden. Insgesamt hatten die Verbraucher nach Einschätzung von ISO aufgrund überhöhter Strompreise allein von Mai 2000 bis Mai 2001 Mehrkosten von 8,9 Mrd. US-\$ zu tragen.²⁴ Ein Teil der Mehrerlöse dürfte durch missbräuchliche Ausnutzung von Marktmacht zustande gekommen sein.²⁵ Es wäre allerdings verfehlt, in Preismanipulationen durch einige Stromerzeuger die Hauptursache der aktuellen Krise der Stromversorgung in Kalifornien zu sehen.

Kleinverbraucher von Preissignalen isoliert

Durch die Abschottung der Haushalte und Kleinverbraucher von Preiseffekten der Großhandelsmärkte infolge der Price-Cap-Regulierung fehlte es ihnen an Anreizen, bei der Anschaffung von elektrischen Haushaltsgeräten mit relativ hohem Stromverbrauch — z. B. Kühl- und Klimaanlage — besonders stromsparende Geräte zu kaufen.

Vermutlich wären nach Einführung von Wettbewerb auch ohne solche staatlich verordneten Höchstpreise die Strompreise für diese Verbraucher zunächst gesunken, so dass in mittelfristiger Perspektive zu niedrige Preise auch unter solchen Bedingungen vorübergehend aufgetreten wären.

Fazit: Fehler bei der Deregulierung und ungünstige Rahmenbedingungen verantwortlich für die Stromkrise in Kalifornien

Alles in allem haben zur Stromkrise in Kalifornien konzeptionelle Probleme der Deregulierung, aber auch eine Reihe ungünstiger Rahmenbedingungen beigetragen. Ein Fehler der neuen Ordnung auf dem Strommarkt war vor allem das Übergewicht, das den Spotmärkten verschafft wurde, und die Abkopplung der Endverbraucher von der Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten. Dadurch wurden den Verbrauchern keine ausreichend starken Anreize zur Stromeinsparung gegeben. Dass diese Fehler eine dramatische Stromkrise ausgelöst haben, ist allerdings auch darauf zurückzuführen, dass die Wirtschaftsleistung und der Stromverbrauch in der zweiten Hälfte der 90er Jahre deutlich schneller gestiegen sind als erwartet. Hinzu kam die Unfähigkeit, auf Fehlentwicklungen schnell und pragmatisch zu reagieren.

Ist die Entwicklung in Kalifornien ein Warnzeichen für Deutschland und Europa?

In der Europäischen Union galten lange Zeit die USA als Vorbild bei der Einführung einer Wettbewerbsordnung in der Stromversorgung. Angesichts der Stromkrise in

Kalifornien stellt sich zwangsläufig die Frage, ob auch in Europa ähnliche Probleme entstehen könnten.

Die Ausgangslage der Stromversorgung sowie die konkreten Reformaktivitäten in Europa unterscheiden sich allerdings erheblich von der Situation in Kalifornien. In Europa sind derzeit insgesamt weitaus größere Kraftwerksreserven verfügbar als in Kalifornien zu Beginn der Liberalisierung. Bei Wartung und Instandsetzung war bisher ein höherer Stand zu verzeichnen als in den USA. Unter dem Druck des Wettbewerbs zeichnen sich hier allerdings bereits erste bedenkliche Änderungen ab. So berichtete die Deutsche Verbundgesellschaft im Oktober 2000, dass in der deutschen Stromversorgung ein deutlich geringeres Zuverlässigkeitspolster erkennbar sei als noch im Jahr zuvor.²⁶ Gleichzeitig sollen die Ausgaben für Wartung und Instandsetzung stark reduziert worden sein.²⁷

Die Stromrichtlinie der Europäischen Kommission zielt vor allem darauf ab, Großabnehmern den Zugang zu kostengünstigen Stromerzeugern zu eröffnen.²⁸ Die Netzbetreiber wären danach verpflichtet, Strom von Konkurrenten zu fairen und transparenten Bedingungen durch ihr Netz zu leiten. Eine unternehmerische Trennung zwischen Stromerzeugung und -transport wird jedoch nicht verlangt; vorgeschrieben ist lediglich die buchhalterische Trennung dieser Bereiche. Spotmärkte sind nicht vorgeschrieben, und Langfristverträge sind zulässig.

In einigen Ländern der Europäischen Union geht die Reform der Stromversorgung allerdings weit über den von der EU vorgegebenen Rahmen hinaus. Großbritannien²⁹

²⁴ San Diego Gas and Electric hat eine Untersuchung und die Rückerstattung von Zahlungen verlangt. Vgl. Department of Market Analysis, California Independent System Operator: Potential Overpayment in California's Wholesale Energy Market, June 19, 2001. Das Ausmaß der rechtlich unzulässigen Preiserhöhungen ist allerdings umstritten. Die FERC hält einen weit geringeren Betrag für missbräuchlich als ISO.

²⁵ Von ISO werden daher Forderungen von benachteiligten Versorgungsunternehmen unterstützt, dass diese Beträge zurückerstattet werden sollen. ISO hat darüber hinaus im April 2001 einen umfassenden Marktstabilisierungsplan vorgeschlagen, der zu einer noch drastischeren Reregulierung führen würde. Um die Ausnutzung von Marktmacht durch die Stromanbieter künftig zu verhindern, sollen noch in diesem Sommer für jeden einzelnen Stromerzeuger Höchstpreise auf Basis der jeweiligen Grenzkosten festgelegt werden.

²⁶ Deutsche Verbundgesellschaft (DVG): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland. Vorschau 2001 bis 2003. Heidelberg, Oktober 2000, S. 2.

²⁷ Vgl. Michael F. Schneeberger (Energie AG Oberösterreich, Linz): Stromkrise in Kalifornien — amerikanischer Sonderfall oder auch Gefahr für Europa. Vortrag auf der VDEW-Tagung in Berlin, 20. Juni 2001.

²⁸ Damit würden Standortnachteile innerhalb der EU abgebaut, da Strom europaweit von den günstigsten Anbietern bezogen werden kann.

²⁹ In Großbritannien hat die starke Konzentration des Stromangebots zu Preissteigerungen an den Spotmärkten geführt, zu einer Versorgungskrise ist es dort aber trotz ähnlicher Regulierungsstrukturen wie in Kalifornien bisher nicht gekommen.

und einige skandinavische Länder haben hier eine Vorreiterrolle. Deutschland hat im Jahre 1998 im Prinzip allen Verbrauchergruppen die freie Wahl ihrer Lieferanten ermöglicht. Anders als in anderen europäischen Ländern — und von der EU-Kommission gefordert — ist in Deutschland die konkrete Ausgestaltung vor allem der Durchleitungsgebühren den betroffenen Verbänden vorbehalten. Spotmärkte für Strom sind auf freiwilliger Basis entstanden, spielen aber keine dominierende Rolle wie in Kalifornien.

Trotz dieser Unterschiede könnten auch in Europa im Zuge der Deregulierung die Versorgungsrisiken mittelfristig steigen. So sind Norwegen und Schweden besonders stark von der Wasserkraft abhängig. Bei ungünstiger Witterung müssen diese Länder Strom importieren, der in Wärmekraftwerken erzeugt wird. Die Kernkraftwerke in Frankreich können bei geringen Wasserständen ihrer Vorfluter nicht genügend Kühlwasser nutzen, um ihre Leistung voll ausschöpfen zu können. Der verstärkte Ausbau der Stromerzeugung auf Basis von regenerativen Energieträgern erhöht die Versorgungssicherheit wegen des fluktuierenden Charakters der wichtigsten regenerativen Energiequellen (Wind, Wasser, Solarenergie) nur begrenzt. Wenn mehrere dieser Risiken gleichzeitig wirksam werden, könnten regional erhebliche Engpässe entstehen. Diese Risiken dürften aber unter Wettbewerbsbedingungen schwieriger zu beherrschen sein.

In Deutschland nehmen die Stromversorgungsunternehmen unter dem Druck drastisch gesunkener Großhandelspreise für Strom alte Kraftwerke beschleunigt vom Netz. Dies wird je nach Wettbewerbslage auch in anderen europäischen Ländern geschehen. Weiterhin ist nicht ausgeschlossen, dass in einigen Wachstumsregionen der Europäischen Union der Strombedarf künftig schneller wächst als das Stromangebot; derartige Verknappungen sind bereits in Spanien absehbar. Bisher noch vorhandene Überkapazitäten in osteuropäischen Ländern dürften mit dem Beitritt zur Europäischen Union rasch abgebaut werden, wenn diese Länder stark wachsen und sie zugleich ihre Kraftwerkskapazitäten an die Umweltanforderungen der EU anpassen müssen. Unter Wettbewerbsbedingungen wird der Ausbau der inner-europäischen Hochspannungsverbindungen strengen

Wirtschaftlichkeitskriterien unterworfen, so dass er in absehbarer Zeit eher stagnieren dürfte.

Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von erdgasbefeuerten Kraftwerken bei Neubauten in vielen europäischen Ländern nehmen die Preisrisiken zu. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen dürfte auch in Europa das Risiko von temporären Versorgungsstörungen durch Einführung von Wettbewerb in der Stromversorgung ohne flankierende Maßnahmen eher größer werden.³⁰

Schlussfolgerungen für Deutschland und Europa

Welche Schlussfolgerungen sind daraus zu ziehen? Eine wesentliche Erfahrung aus der Entwicklung in Kalifornien ist, dass die Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft schrittweise im Rahmen eines Lernprozesses organisiert werden sollte. Dies ist der Weg, den die Bundesregierung bisher auch beschritten hat.

Grundsätzlich bringt die Einführung einer Wettbewerbsordnung in der Stromversorgung eine Reduzierung der Sicherheitsmargen mit sich, wenn keine adäquaten Märkte für langfristige Kapazitätsreserven zur Verfügung stehen. Bisher zahlen die meisten Endverbraucher Strompreise unter der Annahme, dass eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Zur Zahlung zusätzlicher Risikoprämien sind sie aufgrund der bisherigen Erfahrungen wohl noch nicht bereit. Es erscheint daher notwendig, bestimmte Sicherheitsmargen verbindlich festzulegen. Um eine effiziente Bereitstellung von Sicherheitsreserven zu gewährleisten, sollte ein Markt geschaffen werden, auf dem langfristige Kapazitätsreserven gehandelt werden. Von grundlegender Bedeutung ist auch, dass die Preisbildung auf den Strommärkten für Endverbraucher nicht durch Höchstpreisvorschriften verzerrt wird. Nur unter dieser Voraussetzung haben die Verbraucher auch den Anreiz, aufgrund von Preisänderungen ihr Verhalten entsprechend anzupassen.

³⁰ Dem Problem der Versorgungssicherheit wird von der EU-Kommission bereits eine erhöhte Bedeutung beigemessen. Vgl. Grünbuch der Europäischen Kommission: Hin zu einer europäischen Strategie für eine Energieversorgungssicherheit. Brüssel 2001.

Aus den Veröffentlichungen des DIW

Beiträge zur Strukturforschung

Erscheinen seit 1967.

- Heft 167 **Ostmitteleuropa auf dem Weg in die EU-Transformation, Verflechtung, Reformbedarf.** Von Christian Weise, Herbert Brücker, Fritz Franzmeyer, Maria Lodahl, Uta Möbius, Siegfried Schultz, Dieter Schumacher und Harald Trabold unter Mitarbeit von Silke Boger und David Rusnok. 348 S. 1997. (3-428-09133-7). DM 178,— / öS 1.299,— / sFr 158,—.
- Heft 168 **Lage und Perspektiven der deutschen Schienenfahrzeugindustrie.** Von Rainer Hopf, Hartmut Kuhfeld, Heike Link, Jörg-Peter Weiß und Hans Wessels unter Mitarbeit von Alfred Haid und Kurt Hornschild. 242 S. 1997. (3-428-09141-8). DM 144,— / öS 1.051,— / sFr 128,—.
- Heft 169 **Wirtschaftliche Verflechtung zwischen EU und GUS — Niedriges Niveau, großes Potential, vage Perspektiven.** Von Christian Weise, Herbert Brücker, Maria Lodahl, Uta Möbius, Siegfried Schultz, Dieter Schumacher, Harald Trabold und Ulrich Weißenburger (†) unter Mitarbeit von Silke Boger, Ulrike Ludden und David Rusnok. 210 S. 1997. (3-428-09344-5). DM 142,— / öS 1.037,— / sFr 126,50.
- Heft 170 **Lage und Perspektiven der Unternehmen in Ostdeutschland — Ergebnisse einer Umfrage.** Von Karl Brenke und Alexander Eickelpasch unter Mitarbeit von Lorenz Blume. 124 S. 1997. (3-428-09361-5). DM 112,— / öS 818,— / sFr 99,50.
- Heft 171 **Europäische Strukturfonds in Sachsen: Zwischenevaluierung für die Jahre 1994 bis 1996.** Von Kornelia Hagen und Kathleen Toepel. 249 S. 1997. (3-428-09389-5). DM 156,— / öS 1.139,— / sFr 138,—.
- Heft 172 **Situation und Perspektiven der deutschen Raumfahrtindustrie — Eine ordnungspolitische Analyse.** Von Bernhard Wieland, Talat Mahmood und Lars-Hendrick Röllner, Projektleitung: Kurt Hornschild. 210 S. 1998. (3-428-09440-9). DM 142,— / öS 1.037,— / sFr 126,50.
- Heft 173 **Auswertung von Statistiken über die Vermögensverteilung in Deutschland.** Von Klaus-Dietrich Bedau. 127 S. 1998. (3-428-09481-6). DM 112,— / öS 818,— / sFr 99,50.
- Heft 174 **Effizienz von Maßnahmen zur Verbrauchseinschränkung bei Mineralölversorgungsstörungen.** Von Rainer Hopf, Jutta Kloas, Heilwig Rieke, Martin Schmied und Franz Wittke (DIW); Klaus Lindner und Dieter Merten (IE). 239 S. 1998. (3-428-09482-4). DM 156,— / öS 1.139,— / sFr 138,—.
- Heft 175 **Wirkung und Wirksamkeit der EU-Binnenmarktmaßnahmen — Evaluierung des Studienprogramms der Europäischen Kommission.** Von Christian Weise, Stefan Bach, Heike Link, Uta Möbius, Bernhard Seidel, Wolfgang Seufert und Harald Trabold. 173 S. 1998. (3-428-09579-0). DM 132,— / öS 964,— / sFr 117,50.
- Heft 176 **Zum Einfluß betrieblicher und sektoraler Differenzierung der Arbeitskosten und sonstiger Regelungen auf die Beschäftigung im Strukturwandel.** Von Bernd Görzig, Wolfgang Scheremet und Frank Stille. 315 S. 1998. (3-428-09580-4). DM 178,— / öS 1.299,— / sFr 158,—.
- Heft 177 **Zur internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Metallhütten in der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS).** Von Peter Eggert, Ilse Häusser, Bernd-Michael Kruse, Jochen Parchmann, Sighelm Thede und Eberhard Wettig. 341 S. 1998. (3-428-09682-7). DM 188,— / öS 1.372,— / sFr 167,50.
- Heft 178 **Die wirtschaftliche Bedeutung Berlins für den Verflechtungsraum Berlin-Brandenburg.** Von Alexander Eickelpasch und Ingo Pfeiffer. 158 S. 1998. (3-428-09745-9). DM 136,— / öS 993,— / sFr 121,—.
- Heft 179 **Deutschland im Strukturwandel — Strukturberichterstattung 1997.** Von Dietmar Edler, Bernd Görzig, Dieter Schumacher, Frank Stille (Koordination), Dieter Teichmann, Dieter Vesper und Rudolf Zwiener. 400 S. 1998. (3-428-09766-1). DM 212,— / öS 1.548,— / sFr 188,—.
- Heft 180 **Der deutsche Dienstleistungshandel im internationalen Vergleich.** Von Siegfried Schultz und Christian Weise unter Mitarbeit von Dietmar Schumacher. 151 S. 1999. (3-428-09845-5). DM 140,— / öS 1.022,— / sFr 124,—.
- Heft 181 **Der Dienstleistungssektor in Hamburg — Stand, Verflechtung, Qualifikation und Entwicklungschancen.** Von Martin Gornig, Peter Ring und Reiner Stäglin. 230 S. 1999. (3-428-09901-X). DM 156,— / öS 1.139,— / sFr 138,—.
- Heft 182 **Ökonomische Wirkungen der Städtebauförderung in Mecklenburg-Vorpommern.** Von Lorenz Blume (Universität Göttingen), Klaus-Peter Gaulke (DIW) und Josef Rother (GEFAK). Projektleitung: Rolf-Dieter Postlep (DIW). 108 S. 1999. (3-428-09915-X). DM 132,— / öS 964,— / sFr 117,50.
- Heft 183 **Unternehmensbezogene Dienstleistungen im Land Brandenburg — Strukturen, Defizite und Entwicklungsmöglichkeiten.** Von Kurt Geppert. 122 S. 1999. (3-428-09941-9). DM 132,— / öS 964,— / sFr 117,50.
- Heft 184 **Auswirkungen der weltweiten Konzentration in der Bergbauproduktion auf die Rohstoffversorgung der deutschen Wirtschaft.** Von Peter Eggert, Alfred Haid, Eberhard Wettig (DIW), Manfred Dahlheimer, Manfred Kruszona, Hermann Wagner (BGR). 398 S. 2000. (3-428-10273-8). DM 198,— / öS 1.145,— / sFr 176,—.
- Heft 185 **Kommunalfinanzen und kommunaler Finanzausgleich in Brandenburg.** Von Dieter Vesper. 164 S. 2000. (3-428-10274-6). DM 148,— / öS 964,— / sFr 131,—.
- Heft 186 **Aktuelle steuerliche Rahmenbedingungen für den privaten Mietwohnungsbau — Wirkungen und Alternativen.** Von Stefan Bach und Bernd Bartholmai. 127 S. 2000. (3-428-10382-3). DM 138,— / sFr 122,—.

Aus den Veröffentlichungen des DIW

Sonderhefte

Erscheinen als neue Folge wieder seit 1948.

- Nr. 156 **Demonstrationszentren für Faserverbundkunststoffe.** Von Friederike Behringer, Heike Belitz, Kurt Hornschild und Hans Wessels. 246 S. 1995. (3-428-08577-9). DM 86,— / öS 628,— / sFr 86,—.
- Nr. 157 **Regionale Strukturpolitik unter den veränderten Rahmenbedingungen der 90er Jahre.** Von Martin Gornig, Bernhard Seidel, Dieter Vesper, Christian Weise (DIW) in Zusammenarbeit mit Hans-Jürgen Ewers, Carl Friedrich Eckhardt, Rainer Magnan (GIB). 152 S. 1996. (3-428-08715-1). DM 74,— / öS 540,— / sFr 74,—.
- Nr. 158 **Polen und die Osterweiterung der Europäischen Union.** Von Fritz Franzmeyer und Christian Weise. 201 S. 1996. (3-428-08768-2). DM 82,— / öS 599,— / sFr 82,—.
- Nr. 159 **Zwischenbilanz der Strukturfondsinterventionen und anderer EU-Programme in den neuen Bundesländern — Gemeinsamkeiten und Unterschiede.** Von Kathleen Toepel. 71 S. 1996. (3-428-08870-0). DM 64,— / öS 467,— / sFr 58,—.
- Nr. 160 **Arbeits- und Betriebszeiten in Deutschland: Analysen zu Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung.** Von Frank Stille und Rudolf Zwiener. 153 S. 1997. (3-428-09209-0). DM 74,— / öS 540,— / sFr 67,—.
- Nr. 161 **Transformation des Wirtschaftssystems in den mittel- und osteuropäischen Ländern: Außenwirtschaftliche Bedingungen und Auswirkungen.** Von Dieter Schumacher, Harald Trabold und Christian Weise (Hrsg.). 435 S. 1997. (3-428-09239-2). DM 148,— / öS 1.080,— / sFr 131,—.
- Nr. 162 **Energiepreise als Standortfaktor für die deutsche Wirtschaft.** Von Jochen Diekmann, Manfred Horn und Hans-Joachim Ziesing. 220 S. 1997. (3-428-09333-X). DM 118,— / öS 861,— / sFr 105,—.
- Nr. 163 **Sonderregelungen zur Vermeidung von unerwünschten Wettbewerbsnachteilen bei energieintensiven Produktionsbereichen im Rahmen einer Energiebesteuerung mit Kompensation.** Von Stefan Bach, Michael Kohlhaas, Barbara Praetorius, Bernhard Seidel und Rudolf Zwiener. 224 S. 1998. (3-428-09378-X). DM 118,— / öS 861,— / sFr 105,—.
- Nr. 164 **Gesamtwirtschaftliche und regionale Effekte von Bau und Betrieb eines Halbleiterwerkes in Dresden.** Von Heike Belitz und Dietmar Edler. 127 S. 1998. (3-428-09450-6). DM 106,— / öS 774,— / sFr 94,—.
- Nr. 165 **Umwelt und empirische Sozial- und Wirtschaftsforschung. Beiträge und Diskussionsberichte zu einer Tagung der Projektgruppe „Das Sozio-ökonomische Panel“ am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung.** Hrsg. von Jürgen Schupp und Gert Wagner. 199 S. 1998. (3-428-09457-3). DM 118,— / öS 861,— / sFr 105,—.
- Nr. 166 **Evaluierung wettbewerbsorientierter Fördermodelle — Das Regionalprogramm für strukturschwache ländliche Räume in Schleswig-Holstein.** Von Martin Gornig und Kathleen Toepel. 166 S. 1998. (3-428-09477-8). DM 112,— / öS 818,— / sFr 99,50.
- Nr. 167 **Auswirkungen der Europäischen Währungsunion auf die deutsche Wirtschaft.** Von Sebastian Dullien und Gustav A. Horn. 95 S. 1999. (3-428-10017-4). DM 98,— / öS 715,— / sFr 89,—.
- Nr. 168 **E-Commerce — Erfolgsfaktoren von Online-Shopping in den USA und in Deutschland.** Von Brigitte Preißl und Hans-Jörg Haas unter Mitarbeit von Christian Rickert. 112 S. 1999. (3-428-10076-X). DM 106,— / öS 774,— / sFr 94,—.
- Nr. 169 **Der Beitrag ausländischer Investoren zum Aufbau wettbewerbsfähiger Wirtschaftsstrukturen in den neuen Bundesländern.** Von Heike Belitz, Karl Brenke und Frank Fleischer. 115 S. 2000. (3-428-10233-9). DM 112,— / sFr 99,50.
- Nr. 170 **Geld, Banken und Staat in Sozialismus und Transformation.** Von Mechthild Schrooten. 201 S. 2000. (3-428-10243-6). DM 148,— / sFr 131,—.
- Nr. 171 **Wie entwickeln sich die Gewinne in Deutschland? Gewinnaussagen von Bundesbank und Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnung im Vergleich.** Von Bernd Gözlig und Claudius Schmidt-Faber. 84 S. 2001. (3-428-10504-4). DM 92,— / sFr 81,—.

Herausgeber: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Königin-Luise-Str. 5, D-14195 Berlin
Telefon (0 30) 89 789-0 — Telefax (0 30) 89 789-200
DIW-Internet-Homepage: <http://www.diw-berlin.de>

Präsident: Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann

Abteilungsleiterkollegium: Dr. Gustav A. Horn, Dr. Kurt Hornschild, Prof. Dr. Ulrich Kamecke (kommissarisch),
Prof. Dr. Hans-Georg Petersen (kommissarisch), Wolfram Schrettl, Ph. D., Dr. Bernhard Seidel,
Prof. Dr. Gert G. Wagner, Dr. Hans-Joachim Ziesing

Präsident und Abteilungsleiter sind gemeinsam für die wissenschaftliche Leitung verantwortlich

Schriftleitung: Kurt Geppert, Jochen Schmidt, Dieter Teichmann

Stromkrise in Kalifornien — ein Warnzeichen für Europa?

Bearbeitet von Manfred Horn und Georg Erber

Verlag Duncker & Humblot GmbH, Carl-Heinrich-Becker-Weg 9, D-12165 Berlin, Telefon (0 30) 7 90 00 60

Nachdruck und sonstige Verbreitung — auch auszugsweise — nur mit Quellenangabe zulässig

Druck: Druckerei Conrad GmbH, Oranienburger Str. 172, D-13437 Berlin

Bezugspreis für den Jahrgang DM 210,—, vierteljährlich DM 65,—, Einzelnummer DM 15,—

Zuzüglich Versandkosten

ISSN 0012-1304