

電力自由化と会計問題

—カリフォルニア州の事例を中心として—

関口 博正

1. はじめに

東京電力株式会社による原子力発電所の亀裂隠蔽事件によって電源構成の29%を占める原子力発電がほとんど未稼動のままになっており、関東地方は重大な停電リスクに曝されている⁽¹⁾。高稼働率維持を前提として初めて低コストの電力発電が可能になる原子力発電所の場合、運転停止の長期化や頻繁な定期点検の実施によって経済性が失われ、ベースロードとしての役割を果たすことが出来なくなるリスクも高まっている。電力の部分自由化進展⁽²⁾に伴って高コスト電源の見直しが不可避になれば、経済性が失われた電源への投資額を自由化後の電気料金では回収できなくなるという、投資の未回収 (stranded cost) 問題が浮上してくることが予想される。つまり原子力発電所の亀裂隠蔽事件は短期的には停電リスクを誘発するが、中長期的には電力自由化との相乗効果によって電源構成の見直しに発展する可能性が高いと思われるのである。

本稿では、電力自由化に伴って規制時代に行われた電力設備投資のうち、自由化後の電気料金で回収しきれない部分をどのように補填しようとしたのかについて、カリフォルニア州の電力自由化におけるストランデッド・コストの回収事例を例にとり、会計面を中心に分析するとともに問題点を明らかにしたい。

2. カリフォルニア州の電力自由化の概要

カリフォルニア州における電力自由化の基本スキームの特徴は、公設の卸電力取引所及び独立系統運用機関の設立、既存電気事業者による発電所の売却、小売完全自由化と小売電気料金の凍結等である。

1996年9月に成立したカリフォルニア州法AB 1890 (電力再編法) は電力市場の

自由化によって州外の安い電力を導入し、他州に比べ割高な（全米平均の1.5倍）電気料金を低減させることを主眼にしていた。

公設の卸電力取引所（Power Exchange: PX）及び独立系統運用機関（Independent System Operator; ISO）がカリフォルニア州法によって設立され、カリフォルニアの3大私営電力会社、Pacific Gas & Electric (PG&E)、Southern California Edison (SCE)、San Diego Gas & Electric (SDG&E) に対しては最長で当初4年間、PXからの電力調達を義務付けられた。他の新規参入事業者に対してはそのような規制がなく、取引所を通さずに相対取引も可能であった。

また、送電ネットワークの公平な利用を確保するため、送電設備は引き続き3大私営電力会社が保有したものの、3大私営電力会社は送電設備の系統運用機能をISOへ移管した。

既存電気事業者による発電所の売却が進められたことも大きな特徴である。私営電力会社の市場支配力を緩和するため、州公益事業委員会は火力発電所の半分の売却を要請し、結果的に、3大私営電力会社は火力発電所のほとんどを自主的に売却した。自由化された発電卸市場への参入を図ったダイナジー、デュークエナジー、エンロンなどは、既存電力会社の火力発電設備を容易に購入し、成長市場への参入を果たした。3大私営電力会社が火力発電設備の殆どを売却してしまった上に、PX以外に電力調達の手段が無かったため、スポット市場で購入を余儀なくされたことが、後に電力危機を招くことになる。

更に、電力再編法によって1998年4月に小売完全自由化が実施され、3大私営電力会社の小売電気料金は2002年3月までの時限措置として自由化前の1996年6月の水準に凍結された。家庭用など小口需要家には更に10%の料金値下げが行われた。10%値下げが行われたのは、電力自由化のメリットが小口需要家には及ばないのではないかとの懸念を払拭するための措置だったと言われている。

その一方で、電力再編法は既存電気事業者には過去の投資の未回収部分を料金で回収することを許容した。電力市場を再構築し競争を導入することによって既存電気事業者の割高な過去の投資は回収出来なくなるとの恐れから、2002年3月または当該コストの回収完了か、いずれか早い時期まで過去投資の未回収分を料金に上乗せすることを認めたものである。既存電気事業者の割高な過去の投資が回収出来なくなるとの恐れとは、具体的には、電力市場の自由化に伴って競争事業者が参入することによって競争価格に近づくことを意味している。すなわち、過去に行われた割高な電力投資、例えば原子力発電所に対する投資や、発電コストの高い風力発電

や太陽光発電などの自然エネルギーへの投資などのコストを電気料金に上乗せすることが事実上できなくなることであり、既存事業者はその補償を求めたのである。

補償の具体的手法は、この期間中に電力料金と料金原価との差額を競争移行費用(CTC; Competition Transition Charge)として捉え、CTCによって電気事業者はストランデッド・コストを回収するというスキームだった⁽³⁾。供給コストは各社毎に異なることを反映して、CTCの額は各社で異なっていた。例えば、当初はPG&E社でkWh当たり5.4セント、SCE社でkWh当たり6.5セントであった⁽⁴⁾。CTCは回収不能コストの全額を回収することを保証するものではなく、電力供給原価が高まればそれだけCTCが減少し、回収不能コストの回収が出来なくなる危険性を孕んでいた。つまり、当初はこの仕組みによって既存電気事業者には莫大な利益をもたらされたが、PX市場での卸電力高騰によって電力原価が跳ね上がると小売料金を凍結していたことによって逆ざやが発生し、既存電気事業者の経営破綻に繋がったのである。

更に、料金値下げを明示的にするために、証券化を用いた工夫も行われた。州公益事業委員会にストランデッド・コストの証券化を申請し承認が得られると、債権発行によってストランデッド・コスト回収の一部を繰り延べることができ、当面の料金価格引き下げに貢献すると考えられていた。すなわち、既存電気事業者は回収不能コスト回収の原資としてのCTCについて、その一部をSPC(Special Purpose Company)に譲渡し、オフバランス化する(譲渡代金はSPCから既存電気事業者に支払われ、料金値下げの原資となる)。SPCは債権を発行し、投資家に売却する(この債権は料金値下げ社債(rate reduction revenue bond)と呼ばれている⁽⁵⁾)。債権購入者が受取るべき元利金(証券償還充当額)は既存電気事業者が需要家から徴収する将来の電気料金(trust transfer amountと呼ばれる)で充当される、という仕組みである。証券化によって、当初は1998年から2001年までの4年で回収すべきだったストランデッド・コストの回収を実質的には証券の償還期間の間に行えば良いことになり、一期あたりの要回収額は低減する。だが、償還期間に発生する金利を含むため、支払総額は証券化を行わない場合よりも上回ることになる。

以上を請求書例と数値例によって具体的に明らかにしよう。

図1 料金請求書の例 (6)



08

Previous Balance	Payments Received	Current Charges	New Balance
\$ 248.53	\$ 248.53	\$ 135.11	\$ 135.11

AS CALIFORNIA'S ELECTRIC INDUSTRY CHANGES TO GIVE YOU MORE CHOICES IN THE NEAR FUTURE, SDG&E WANTS TO HELP YOU BENEFIT FROM THESE CHANGES.

Service/Rate Meter #	Dates/ Meter Readings	Meter Constant	Therm Multiplier	Total Usage	Amount
GAS/GR #00800479	12-17 01-19 2867 2950	1.000	1.011	84 Therms Baseline Allowance 47 Therms Baseline 47 Therms @ \$.69263 8/ 33 Days Non-Baseline 37 Therms @ \$.90514 8/ 33 Days Baseline 47 Therms @ \$.70145 25/ 33 Days Non-Baseline 37 Therms @ \$.91396 25/ 33 Days SDG&E's Average Cost Per Therm This Month \$.22735	\$66.61
ELEC/DR #00240452	12-17 01-19 4575 5184	1		609 kWh Baseline Allowance 274 kWh Baseline Usage 274 kWh @ \$ 10438 Non-Baseline Usage 335 kWh @ \$ 12470	\$70.37
<p>This is a Loan ————— Legislated 10% Reduction</p> <p>*** The Above Electric Charges Were Computed Using The Following ***</p> <p>This is a repayment ————— Trust Transfer Amount** 5.58</p>					- 4.05
<p>San Diego Franchise Fee Differential 1.0% Gas 1.9% Electric</p> <p>State Surcharge Tax .00020/kWh</p> <p>State Regulatory Fee .00076/Therm .00012/kWh</p> <p>TOTAL AMOUNT DUE</p>					1.93 0.12 0.13 \$135.11
<p>** By PUC order, a portion of historical customer obligations has been refinanced using a public trust to take advantage of lower interest rates and better terms to reduce costs for customers.</p>					
<p>email: info@sdge.com Next Meter Read Date: 02-18-1998</p>		<p>Questions? Please Call: 1-800-411-SDGE (7343) Preguntas? Por Favor Llame:</p>			

Your Energy Usage History	This Month	Last Month	Percent Change	This Month Last Year	Percent Change
Therms/day	2.5	2.2	+ 14.0%	2.9	- 11.3%
kWh/day	18.5	20.5	- 10.1%	14.6	+ 26.6%
Billing Days	33	30		31	

図1はサンディエゴ・ガス&エレクトリック (San Diego Gas & Electric ; SDG&E) 社の料金請求書例である。SDG&E社はサンディエゴ並びに南オレンジ郡の顧客300万人を擁し (メーター数では、天然ガス77万5千戸・電気130万戸)、ガスと電力とを供給している。親会社は持株会社であるセンプラ (Sempra Energy) である (7)。

請求書は第1段がガスの請求、第2段が電気の請求になっている。この請求書例で電気料金請求の総額は、609kWhの電力使用量に対し70.37ドルとなっている。その内訳はベースラインである274kWhまでの電力使用量にkWh当たり0.10438ドルを乗じた28.6ドルと、ベースラインを超えて使用した電力使用量335kWhにkWh当たり0.1247ドルを乗じて得られた41.77ドルである。ここから法定の10%割引 (Legislated 10% Reduction) 4.05ドル (計算根拠は不明) を差し引いた66.32ドルが電気料金請求額となる。

また、電気料金の請求内訳として証券償還充当額 (Trust Transfer Amount) 5.58ドルが表示されているが、これは料金算定上既に算入済みの項目を再掲したもので、70.37ドルの請求総額に含まれている。下段**の注記によって明らかのように、回収不能コストの証券化は州公益事業委員会の命令によって低い利率の適用等によって負担軽減が図られている。しかし、元本に相当する10%軽減額4.05ドルに比べ、将来の返済額であるtrust transfer amountは利子を含むために5.58ドルと10%軽減額を上回ることに注意されたい。

図2 小売料金の内訳⁽⁸⁾

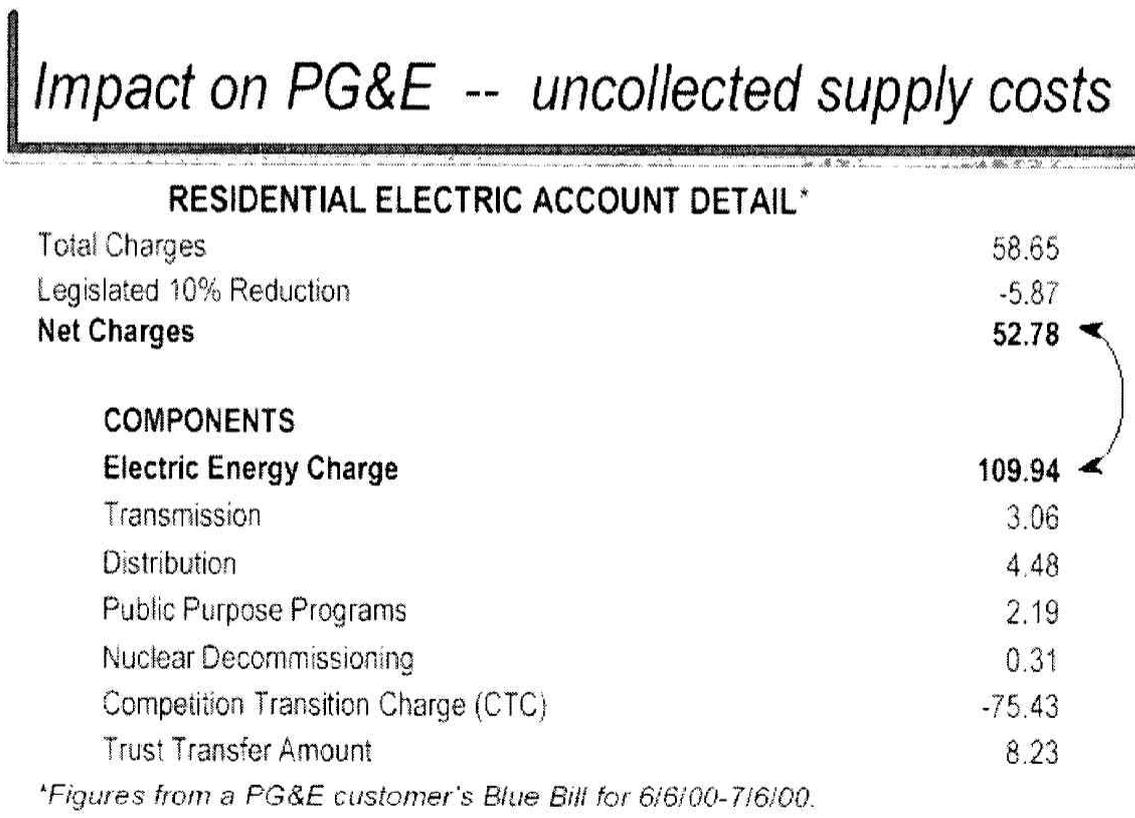


図2はPacific Gas and Electric Company社の事例である⁽⁹⁾。

この数値例によれば、消費者は総額58.65ドルからその10%に当たる5.87ドルを法定割引 (Legislated 10% Reduction) として差し引いた52.78ドルを住宅用電力料金として請求される。その内訳はPX市場からの電力購入費用109.94ドル、送電費用3.06ドル、配電費用4.48ドル、公共目的プログラム費用2.19ドル、原子力廃炉費用0.31ドル、CTC△75.43ドル、回収不能コストの証券化充当額8.23ドルの各項目を加減したものとなっている。ここでも10%法定割引5.87ドルに対し回収不能コストの証券償還費用8.23ドルが上回っていることに注意されたい。なお、CTCがマイナスになっているのは、Pacific Gas and Electric Company社の電力供給費用が固定された電力小売料金をはるかに上回っている、同社の破綻直前の状況を示したものである。小売電気料金は2002年3月までの時限措置として1996年6月の水準に凍結されたため、電力供給費用が高騰し、電気料金を上回る状況が発生しても料金に転嫁できずに逆ざや状態が生じていることを意味しており、この逆ざやを埋める調整項としてCTCがマイナス項として機能している。当然のことながら自由化当初のCTCはプラスであり、回収不能コスト回収の原資となっていた。

3. 回収不能コストの認識・測定と行方

3.1 回収不能コストの認識と測定

回収不能コストは一般には競争的な価格形成の下で回収不能となる規制下での投資と理解されており、電力プラントの初期投資及びその後の未償却部分が直接の対象となる。しかし、実際には回収不能コストは拡大解釈され、回収不能な実物投資・契約上の債務・規制資産・社会プログラムなど、競争的な市場構築によって発生しうる広範なリスクとコストを含むと理解された。すなわち、拡大解釈された回収不能コストとは、電力自由化によって新規参入先に顧客を奪われることで回収が見込めなくなった先行投資費用と理解してよい。例えば原子力発電への投資や、風力発電・太陽光発電等の自然エネルギーへの投資など過去に行われた割高な電力投資、独立電気事業者 (Independent Power Producer; IPP) との長期需給契約などが含まれる。

回収不能コストは、将来のネットキャッシュフロー (将来の一定期間における収入予想から費用支出を控除) の割引現在価値を算出し、これが会計上の簿価を下回るとき、その差額として測定される。

以上を説例によって例示しよう⁽¹⁰⁾。耐用年数10年の電力設備投資を想定し、そ

こから得られるキャッシュフローは、毎月の収入が100,000ドル、毎月の支出が75,000ドル、年利12%の割引率を適用すると想定した場合、電力設備投資の割引現在価値（市場価格）は次式の通り1,742,513ドルと算出される。

$$V = \sum_{i=1}^{120} \frac{(\$100,000 - \$75,000)}{(1+0.01)^i} = \sum_{i=1}^{120} \frac{(\$25,000)}{(1+0.01)^i} = \$1,742,513.$$

投資意思決定に際しては、投資額が1,742,513ドルを上回っている限り回収不能コストは生じず、回収不能費用は発生しない。今、この電力設備を1,000,000ドルで建設することが可能だと仮定するならば、投資直後の帳簿価額は1,000,000ドルとなる。これに対して割引現在価値（市場価額）は1,742,513と計算されたので、割引現在価値（市場価値）が帳簿価額を742,513ドル上回る。そこで、回収不能コストはゼロと算定される。

この電力設備投資が5年経過したとき、定額法による減価償却（残存価額ゼロ）を実施していたと仮定すると、帳簿価額は500,000ドルになっている。このときの割引現在価値は次式で表される。

$$V = \sum_{i=1}^{60} \frac{(\$25,000)}{(1+0.01)^i} = \$1,123,876.$$

この時も帳簿価額500,000ドルに対し市場価額は1,123,876ドルで、市場価額が帳簿価額を623,876ドル上回るなので、回収不能コストはゼロと算定される。

ここで5年経過した段階でキャッシュ・フローに変化が生じた場合を想定する。毎月の収入が100,000ドルから75,000ドルに急減し、毎月の支出が75,000ドルから70,000ドルに減少したとする。このとき、ネット・キャッシュ・フローは5,000ドルに低下することから、割引現在価値も5分の1の224,775ドルに減少する。この想定ケースでは帳簿価額500,000ドルに対し割引現在価値は224,775ドルしかなく、両者の差額275,225ドルは回収不能コストと認識されることになる。

このような方法によって割引現在価値（市場価額）が帳簿価額を下回る資産は回収不能と見られ、回収不能コストが認識されていたが、実際には簿価を上回る価格で売却され、売却益が発生した（図3から、簿価に対して平均1.75倍で売却されたことが理解される⁽¹¹⁾）。上述のように、卸売市場に新規参入しようとしていた事業者が発電施設等の入手を希望していたからである。

図3 カリフォルニア州における発電所売却⁽¹²⁾

発電所名	売却先	発電容量 MW	帳簿 価額 \$million	売却 価額 \$million
Morro Bay, Moss Landing, Oakland	Duke Energy Corp.	2,881	390.2	501.0
Contra Costa, Pittsburg, Potrero	Southern Energy	3,166	318.3	801.0
Geysers (Sonoma & Lake Counties)	Calpine Corp.	1,353	273.1	212.8
	<i>PG&E Subtotal</i>	<i>7,401</i>	<i>981.6</i>	<i>1,514.8</i>
Alamitos, Huntington Beach, Redondo Beach	AES Corp.	4,706	224.1	781.0
Cool Water, Etiwanda, Ellwood, Mandalay, Ormond Beach	Houston Industries	4,019	288.3	277.0
El Segundo, Long Beach	NRG Energy and Destec	1,583	168.8	116.6
San Bernadino, Highgrove	Thermo Ecotek	300	(4.3)	9.5
	<i>SCE Subtotal</i>	<i>10,607</i>	<i>676.9</i>	<i>1,184.1</i>
Encina, Kearny, and other Peakers	NRG Energy and Dynegy	1,347	94.8	365.0
South Bay	San Diego Unified Port District	833	64.4	110.0
	<i>SDG&E Subtotal</i>	<i>2,180</i>	<i>159.2</i>	<i>475.0</i>
	合計	20,187	1,818	3,174

3.2回収不能コストの会計処理（TRA 勘定とTCBA勘定）

ここでカリフォルニア州公益事業委員会が導入した回収不能コストに係る会計処理の仕組みを整理しておきたい⁽¹³⁾。

需要家から徴収された電気料金収入は証券償還費用（trust transfer amount）を控除した残額がTRA（Transition Revenue Account）勘定の貸方に計上される。借方には収入からの支払額として、PX市場からの電力購入費用、送電費用、配電費用、公共目的プログラム費用、原子力廃炉費用が計上される。両者の貸借差額は競争移行費用（Competition Transition Charge, CTC）として認識される。CTCが貸借何れに生じるかによって会計処理の方法は異なってくる。

CTCが借方に計上される場合には、CTCをTCBA（Transition Cost Balancing Account）勘定に振替記入する。TCBA勘定の貸方には、TRA勘定から振替記入されたCTCの他、需要家から徴収した証券償還充当額（trust transfer amount）、所有する発電所からの純収入、資産売却収入が記帳される。TCBA勘定の借方には様々

な回収不能コストが計上され、差額が損益勘定に振替えられる。以上をT勘定によって示せば次の通りである。

Transition Revenue Account

PX 市場からの電力購入費用	×××	電気料金収入	×××
送電費用	×××		
配電費用	×××		
公共目的プログラム費用	×××		
原子力廃炉費用	×××		
TCBA へ(CTC として)	×××		
	<u>×××</u>		<u>×××</u>

Transition Cost Balancing Account

回収不能コスト	×××	電気料金収入 (証券償還充当額)	×××
<様々な割高な電力投資>		発電所からの純収入	×××
損益	×××	資産売却収入	×××
	<u>×××</u>	TRA より (CTC として)	×××
			<u>×××</u>

CTCが貸方に計上される場合には、TCBA勘定への振替処理を行わず、TRA勘定はそのまま締め切られる。つまり、CTCがマイナスになるとき（供給コストが電気料金を上回るという、逆ざや状態）には、回収不能コストに充当するTCBA勘定にはCTCを影響させないということである。これをT勘定によって示せば次の通りである。

Transition Revenue Account

PX 市場からの電力購入費用	×××	電気料金収入	×××
送電費用	×××	損益 (CTC として)	×××
配電費用	×××		
公共目的プログラム費用	×××		
原子力廃炉費用	×××		
	<u>×××</u>		<u>×××</u>

Transition Cost Balancing Account

回収不能コスト	×××	電気料金収入（証券償還充当額）	×××
<様々な割高な電力投資>		資産売却収入	×××
損益	×××	発電所からの純収入	×××
	<u>×××</u>		<u>×××</u>

以上の会計処理方法の仕組みから、TCBA勘定の収支差額は決してTRA勘定に振り替えられることはないことが分かる。つまり、TCBA勘定の貸方に記入される証券償還充当額や所有する発電所からの純収入がどれほど潤沢でも、これらの額はTRA勘定に振り替えられず、従って電気料金値下げには全く貢献しないことを意味している。

いま仮に図2のケースの数値を勘定記入に用いるとするならば、CTCは貸方記入されることになるのでTCBA勘定には振替えられない。このことをT勘定によって示すならば次の通りである。なお、電気料金収入は電気料金請求額52.78ドルからTCBA勘定に計上される証券償還充当額8.23ドルを差し引いた44.55ドルが計上される。

Transition Revenue Account A/C

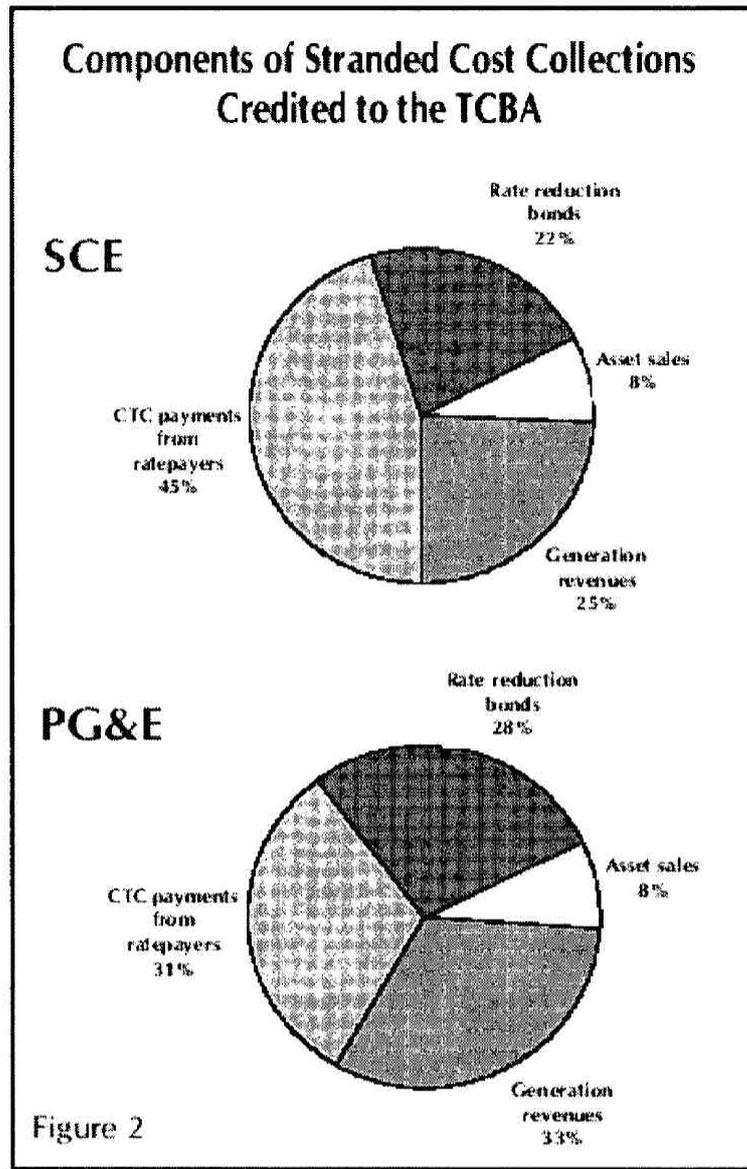
PX市場からの電力購入費用	109.94	電気料金収入	44.55
送電費用	3.06	CTC	75.43
配電費用	4.48		
公共目的プログラム費用	2.19		
原子力廃炉費用	0.31		
	<u>119.98</u>		<u>119.98</u>

Transition Cost Balancing Account

	電気料金収入（証券償還充当額）	8.23
--	-----------------	------

図4はTCBA勘定の貸方に計上された項目について、小売料金が凍結されてからの累積比率を示したものである。SCE社⁽¹⁵⁾の場合には料金値下げ社債（需要家か

図4 TCBA勘定貸方の構成⁽¹⁴⁾

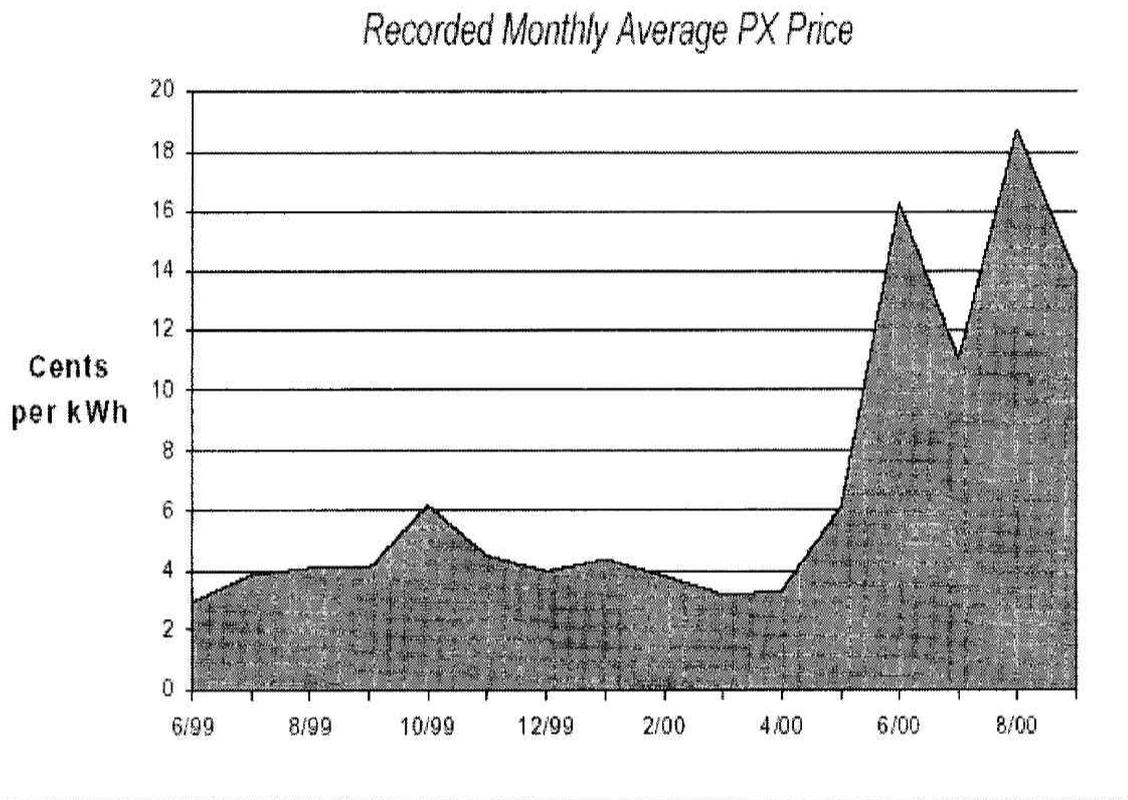


ら徴収した証券償還充当額、Rate reduction bonds) の比率が22%、資産売却収入が (Asset sales) 8%、所有する発電所からの純収入 (generation revenues) が25%となっており、TRA勘定から振替記入されたCTC (CTC payments from rate payers) は45%を占めている。PG&E社の場合には、同様に料金値下げ社債の比率が28%、資産売却収入が8%、所有する発電所からの純収入が33%、TRA勘定から振替記入されたCTCは31%である。TURNによれば、TCBA勘定貸方の1997年から2000年8月までの累計額はPG&E社で83億3千万ドル、SCE社では98億1900万ドルにのぼる⁽¹⁶⁾。

2000年4月以降、PX市場での電力購入費用が高騰し、CTCはマイナスになって

しまう。すなわちTRA勘定において電力購入費用を料金で回収できない事態が生じることになった。図5はPG&E社におけるPX市場からの月平均電力購入費用をグラフ化したもので、PX市場での電力購入費用が高騰した状況を示している。

図5 PG&E社のPX市場からの電力購入費用⁽¹⁷⁾



9

Pacific Gas and Electric Company

このような電力供給コスト高騰によってTRA勘定ではCTCが借方項目から貸方項目に転じてしまう状況が発生し、図6の黒い棒グラフが示すような電力供給コストの未回収額（Power purchase undercollections (TRA)）が発生する（この額は貸方（マイナス）項に転じたCTCの絶対額に相当する）。

PX市場で電力購入を義務付けられたために高騰した電力をPX市場から購入する一方で、既存電気事業者は所有する発電所から発電される電力を売却することによって高騰した価額から得られる純収入をも同様に得ている。図6のNet generation revenues (TCBA) が急伸しているのはそのためである。従って2000年1月から8月までの8ヶ月の累計を示す図6右端の棒グラフによって明らかのように、SCE社・PG&E社のいずれもTCBA勘定の貸方合計（図では太い棒グラフ）は電力供給

コストの未回収額（図では細い棒グラフ）を上回っている。その額は図6下段の数値から、SCE社で555,474千ドル、PG&E社で75,528千ドルと算出される。

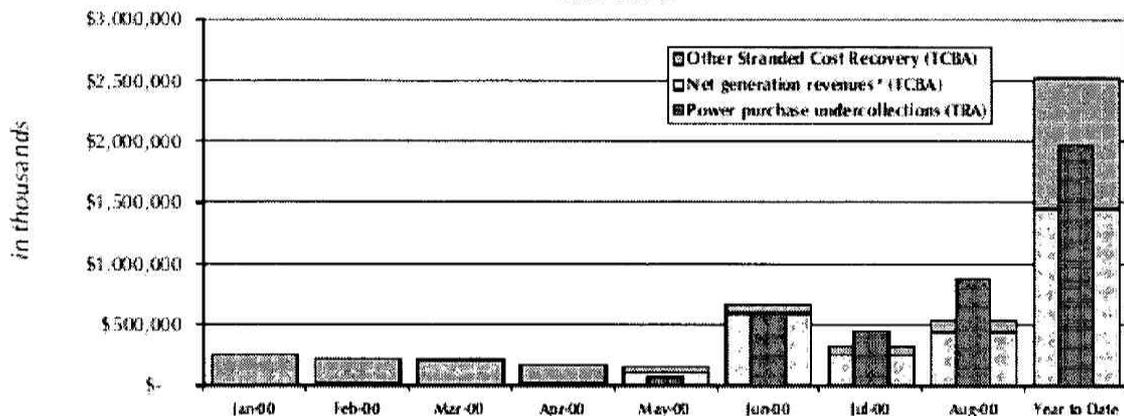
以上から、既存電気事業者は2000年においても高騰した電力購入費用を上回る莫大な収入を得ていたことが推測されるのである。

図6 回収不能コスト (18)

Figure 6

Southern California Edison

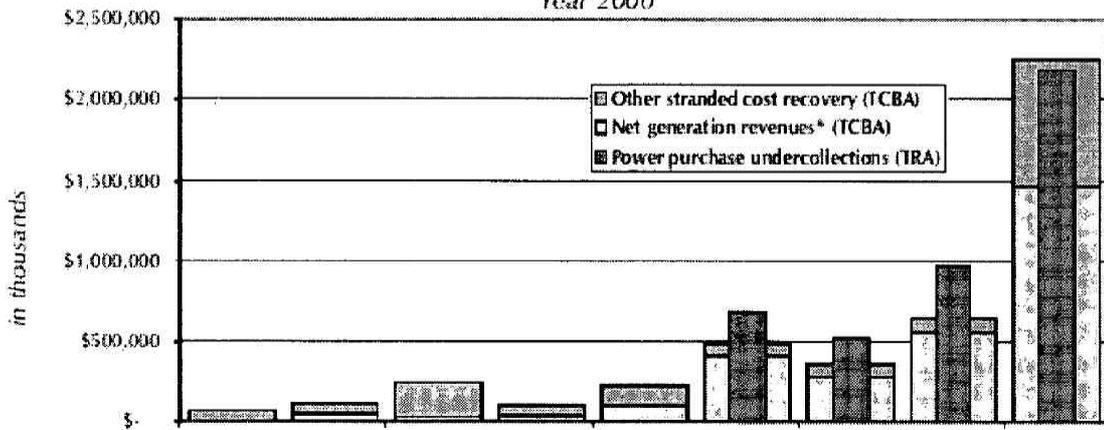
Power purchase undercollections vs. generation profits and other stranded cost recovery
Year 2000



	Jan-00	Feb-00	Mar-00	Apr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Aug-00	Year to Date
Other Stranded cost recovery	\$249,378	\$194,409	\$199,870	\$148,606	\$37,610	\$68,466	\$68,918	\$88,420	\$1,075,277
Net generation revenues	\$2,905	\$26,309	\$12,200	\$21,295	\$97,118	\$589,746	\$252,918	\$448,001	\$1,450,492
Power purchase undercollections	\$0	\$0	\$0	\$0	\$56,094	\$387,513	\$448,927	\$878,261	\$1,870,795

Pacific Gas & Electric

Power purchase undercollections vs. generation profits and other stranded cost recovery
Year 2000



	Jan-00	Feb-00	Mar-00	Apr-00	May-00	Jun-00	Jul-00	Aug-00	Year to date
Other Stranded cost recovery	\$72,005	\$65,180	\$209,081	\$61,441	\$124,693	\$81,254	\$82,193	\$89,172	\$785,019
Net generation revenues	\$0,871	\$47,493	\$33,858	\$40,740	\$97,598	\$409,589	\$281,399	\$560,191	\$1,467,997
Power purchase undercollections	\$9,819	\$64,581	\$(14,068)	\$0	\$0	\$681,640	\$527,462	\$976,387	\$2,179,480

3.3回収不能コスト回収資金の行方

カリフォルニア州の電力自由化による料金原価低廉効果は小売料金の凍結によって需要家には一部しか転嫁されず、多くの部分は既存電気事業者が享受したと考えてよい。

回収不能コストの回収や所有する発電所からの純収入によって既存電気事業者は莫大な利益の計上が可能になった（1997年から2000年第2四半期までの累積利益はPG&E社26億4400万ドル、SCE社18億3000万ドルに達する）。このようにして得られた棚ぼた式の利益（windfall profit）は、親会社を通じて規制を受けない卸売子会社に付け替えられていたことが次のように推測される。

PG&Eは1997年から1999年までに40億ドル、2000年の第三四半期までの9ヶ月間に更に6億3200万ドルを親会社であるPG&E Corp 経由で規制を受けない関連会社に資金移動している。例えば、PG&E Corpが所有する非規制の卸売事業者（カリフォルニア州外で電力発電を行う）National Energy Groupの利益は2000年には対前年比165%増の1億6200万ドル、総資産も1997年の60億ドルから133億ドルに増加している。これに対応するように、PG&Eの資産は251億ドルから220億ドルに減少している。

同様にSCEも親会社であるEdison Internationalに48億ドルを資金移動している。

以上のように、回収不能コストの回収によって得られた莫大な利益の多くは地域電力（the local utility business）から収益性の高い卸売市場（wholesale market）に振り替えられてしまい、結果的に電力危機を早めたと考えられる⁽¹⁹⁾。

このように、回収不能コストの回収によって得られた莫大な利益は、収益性の高い卸売部門に振り替えられてしまい、地域電力には適切な電力設備投資が行われず、結果的に停電リスクの増大に結びついた。

適切な電力設備投資と電力供給がなぜ行われなかったかについては、発電設備売却の際に売却元への電力供給義務を課さなかったなど、他の要因も指摘されているが、回収不能コストの回収によって得られた利益の行方が収益性の高い、しかも州規制の及ばない卸売部門に振り替えられてしまったことは、今後の規制のあり方に有用な示唆となる。

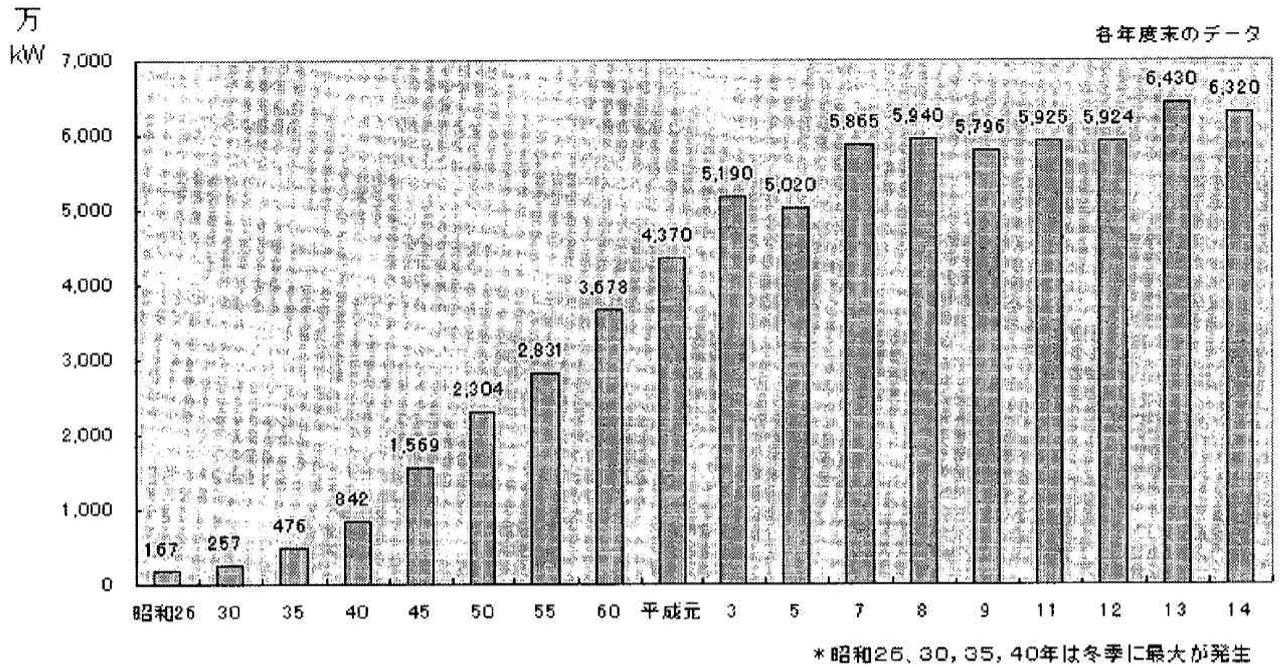
4. おわりに

電力産業の規制緩和によって産業構造は著しく変化しており、卸売市場が成長性の高い分野であるという判断をしてカリフォルニアの3大私営電力経営者達はグル

ープ内の資金を卸売市場に集約した。この意志決定は一般論としては正当な経営上の判断だったと言って良いだろう。しかしながら電力供給義務が課せられている電気事業に関し経営意思決定の是非を判断する場合には、異なる判断基準が設けられるべきで、地域電力供給に必要な設備投資資金の留保や、発電設備売却の際に売却元への電力供給義務を課すなどの措置を講じることが求められるべきだったと思われる。また、スポット市場への依存度を極度に高めることも価格変動幅（ボラティリティ）を大きくしてしまうことから、制度設計上は好ましくない⁽²⁰⁾。

電力市場の自由化はあくまでも供給義務等の一定の規制を前提としたもので、カリフォルニア州の電力自由化とその失敗は、電力市場には手放しの自由化が必ずしも適さないことを示唆している。

(1) 東京電力株式会社の最大電力は下記図のように平成13年に6430万kWに達している。前年までは6000万kW未満で推移しており、平成12年に実施された電気料金値下げによる需要増が大きく寄与していると考えられる。最大電力が6000万kWを超えた年度が平成13年、14年の2年に過ぎないことを考慮するならば、電力使用量の抑制策を積極的に講じることによって平成7年から平成12年までの平均的な最大電力をカバーする電力供給を確保することを目指すことが現実的な対応であろう。すなわち、下記「各週別の最大電力実績および供給力の見通し」の図のうち、追加分を含めた供給力の水準を確保することが当面の緊急課題であることは間違いない。しかし、最大需要実績のうち6000万kWを超えた部分までの供給力確保までを早急に行うべきかどうかについては、過大な供給余力を誘発するリスクも含んでおり、疑問である。「2002年実績では現在確保している5600万キロワットの供給力を超える時間帯は115時間。6000万キロワットを超えるのは25時間程度だった。今年についても、2001年度と同一の気温と想定した場合で試算すると、5600万キロワット超は101時間、6000万キロワット超は30時間と想定されている……実際に危機的な状況になる時期や時間帯などについて、需要家に対し明確な説明をすることで無用な混乱は回避できる」（電気新聞 2003年5月15日）との指摘もあり、リアルタイムの需給状況についての情報提供等による需要家への情報提供が必要だとの要請（主婦連合会と日本生活協同組合連合会とが経済産業省に対して要請した2003年5月13日付け要請書）は説得力がある。なお、同要請書は下記ホームページで確認できる（http://www.co-op.or.jp/jccu/Press_Release/Press_030514_02.htm）。

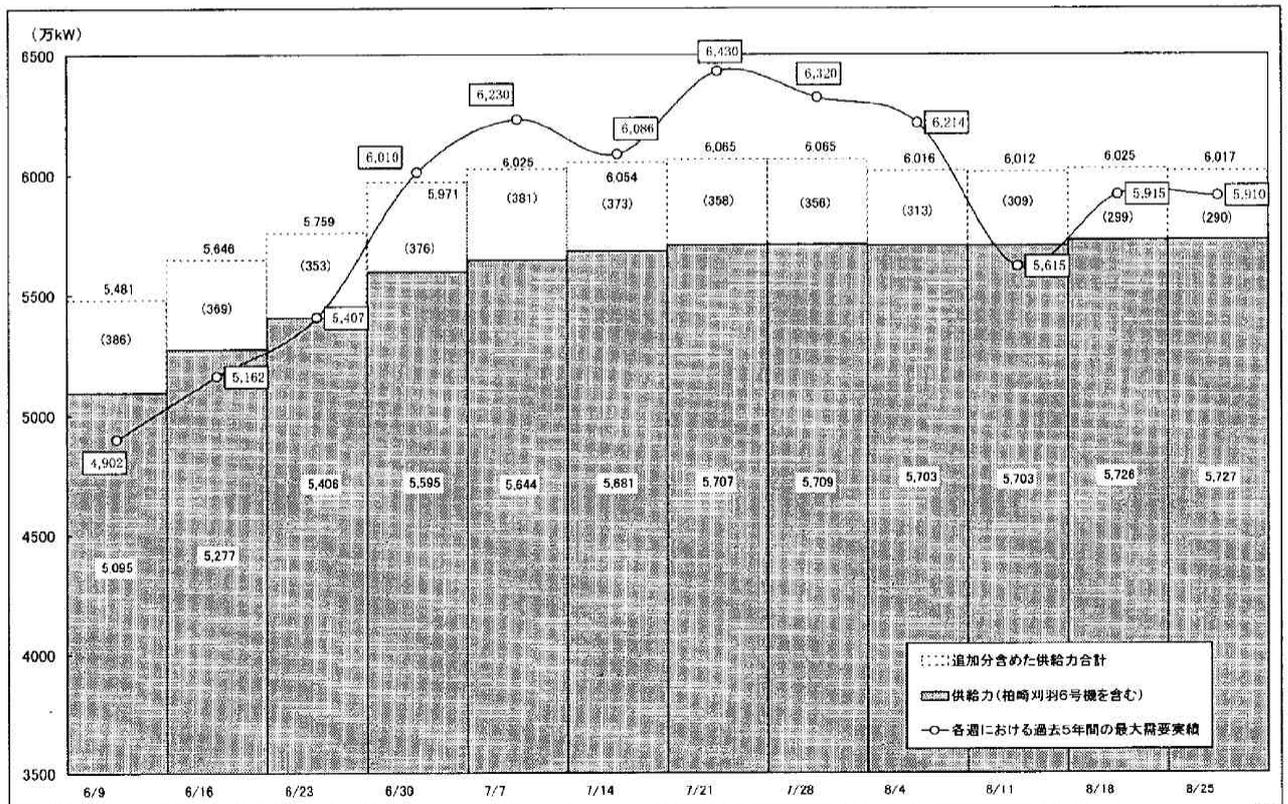


資料出所；東京電力ホームページ

(<http://www.tepco.co.jp/company/corp-com/annai/gaiyou/subwin09-j.html>)

各週別の最大電力実績および供給力の見通し

平成15年6月6日現在



(日付は各週月曜日)

資料出所；東京電力ホームページ

(<http://www.tepco.co.jp/setsuden/corp-com/saving/030606.pdf>)

- (2) 小売自由化範囲の拡大を目的とした改正電気事業法が2003年6月11日に成立した。同法の改正に伴い、電力小売り自由化の範囲は現在の特別高圧（2万V受電、使用規模2000kW以上）が2004年度には500kW以上に拡大され、更に2005年度には50kW以上の高圧全体へと段階的に拡大される。
- (3) SDG&Eはストランデッド・コストの回収を完了したため、1999年6月に凍結を解除した。
- (4) The Utility Reform Network, COOKING THE BOOKS, How PG&E and SCE hide assets, artificially inflate their power purchase costs, and want consumers to pay for it, 2000.10, 注15 (<http://www.turn.org/>)
- (5) 料金値下げ社債 (rate reduction revenue bond) については、山谷公雄, 『電力自由化のリスクとチャンス』, エネルギーフォーラム, 2001.9, pp.114-117、California Energy Commission, Final Report-Diversity and risk analysis in a restructured California electricity market, 1998.10 (http://www.resourcedecisions.net/pubs/CEC_report.pdf)
Energy Information Administration, The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update, October 2000 (http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_stru_update/chapter8.html#N_18_)
等を参考にした。
- (6) <http://www.ucan.org/watchdog/spring98/confused/confused.html>より引用。
- (7) 詳細は<http://www.sdge.com/aboutus/> を参照のこと。
- (8) Wil Jones, “Navigating California’s Turbulent Market Place” (<http://www.eren.doe.gov/femp/utility/pdfs/wjones.pdf>) 13頁を引用。
- (9) 米パシフィック・ガス&エレクトリック (PG&E) はサンフランシスコに本社を持ち、北カリフォルニアをサービス地域とする北米最大の電力・ガス会社で、1896年に設立、電力供給事業の顧客数は4300万、ガス供給事業の顧客数は3600万である。2001年度の年間売上高は262億3200万ドル、従業員数は2万850名である。持株会社であるPG&Eの傘下に送配電部門を受け持つ子会社Pacific Gas and Electric Companyと発電・送ガス事業部門を受け持つ子会社PG&E National Energy Groupの2社を擁する。子会社であるPacific Gas and Electric Companyは2001年4月6日に破産法11条に基づく会社更生手続きの適用を申請した。その後、子会社のPacific Gas and Electric Companyと共に2001年9月

20日に連邦破産法に基づく再建計画案を提出（filed a Plan of Reorganization (PoR) in U.S. Bankruptcy Court）した。Pacific Gas and Electric Companyは1905年にカリフォルニアで設立され、従業員数19,575人、顧客数は約1300万人である。再建計画提出後、PG&E並びにPacific Gas and Electric Companyは資本関係を解消し、互いに別個の会社として活動しており、Pacific Gas and Electric Companyは従来通り電力小売と天然ガス供給活動を行っている。

(http://www.pge.com/006_news/current_issues/reorganization/pdf/por_overview.pdf)

- (10) <http://hubcap.clemson.edu/customerchoice/sunkor.htm>の設例を基礎にしている。
- (11) 売却価額3,174百万ドルを帳簿価額1,818百万ドルで除すことにより、1.75倍が導かれる。
- (12) California Energy Commission, “Electric Generation Divestiture in California,” (<http://www.energy.ca.gov/electricity/divestiture.html>) より引用。
- (13) 本節の内容はThe Utility Reform Network,op.cit., 9 頁以降を参考にしている。
- (14) The Utility Reform Network,op.cit.,p.10
- (15) SCE (Southern California Edison) 社は1879年にトマス・エジソンが白熱電灯を完成させた後、1886年営業を開始したエジソン・インターナショナル (Edison International) 社最大の子会社。カリフォルニア州の中部・沿岸部・南部 5 万平方メートルの地域で11百万人の個人需要家（契約数430万）に28,000メガワットの電力を供給している。
- (16) The Utility Reform Network,op.cit.,p.11
- (17) Wil Jones,op.cit.,p.9
- (18) The Utility Reform Network ,op.cit.,p.18
- (19) John Dunbar and Robert Moore, “California Utilities’ Donations Shed Light on Blackout Crisis”,The Public i,2001.3
(http://www.public-i.org/50states_01_053001.htm)
- (20) わが国の部分自由化では、先渡し市場及び一日前のスポット市場の2銘柄をスタートさせることが予定されている。スポット市場のみに過度に依存しない配慮があったと評価されるべきであるが、9電力各社に市場での取引を強制しないことから、逆に市場が成立するかどうか危惧される。平成15年2月18日に公表された総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電

気事業制度の骨格について」においても、「現状においては、発電設備の大半を電力会社が所有しており、これらの電源が市場において取引されない限り、市場の厚みは期待し得ず、実質的な需要家の選択肢の拡大や全国規模での供給力確保、投資リスクのマネジメント機能の強化等は期待し得ない。このため、少なくとも、各電力会社においては、余剰電源が投入され、また、必要に応じて取引所からの調達が行われることが期待される」と指摘されている。