

電力企業の現状と課題

谷 江 武 士

はじめに

- (1) 電力自由化の推進と電力経営
 - ① 電力自由化の推進と新規参入企業
 - ② 電力企業の経営多角化
- (2) 世界の電力動向と日本企業の海外発電事業
 - ① 世界の電力動向
 - ② 日本企業の海外発電事業
 - ③ 世界の原子力発電の動向
- (3) 電力企業の財務・収益構造の変化
 - ① 設備投資の大幅抑制
 - ② 電力産業の財務・収益構造
 - ③ 電力各社の財務・収益構造の変化
 - ④ 電気料金と総括原価計算
 - ⑤ 電力自由化における内部留保
- (4) 原子力発電と会計問題
 - ① 原子力発電の安全性と老朽化
 - ② 原子力バックエンド総事業費と料金原価への算入

おわりに

はじめに

本稿では、電力企業の分析を通じて電力の自由化や原子力発電そしてその会計の現状と課題の一端を明らかにすることを目的にしている。すでに「電力の自由化のもとでの東京電力の経営分析」⁽¹⁾をおこない電力自由化による電気料金と総括原価計算への影響や財務・収益構造の変化について論じてきた。この電力の自由化に加えて原子力発電そして地球環境問題は、今日の政治経済の重要な課題になっている。ここでは電力自由化と新規参入企業の経営、世界の電力動向と海外発電事業、世界の原子力発電の動向を踏まえて、電力企業の財務・収益構造、原子力発電と会計問題の現状と課題について見て

いこう。

(1) 電力自由化の推進と電力経営

① 電力自由化の推進と新規参入企業

電力の自由化は、電気料金の内外価格差の解消をもとめた産業界の要請により、1995年に一般企業が電力企業に電気を卸売する自由化から始まった。つまり、1995年12月に通常国会で30年ぶりに電気事業法を改正することによって卸発電の参入を認めたのである⁽²⁾。

2000年3月から大規模工場向けなどの契約電力2000kw以上の需要家を対象に大口電力の小売自由化がスタートした。商社系やガス会社系の新規電力事業者が参入した。同時期に通産省（現、経済産業省）は、新規参入する事業者

への障壁の排除に乗り出した⁽³⁾。電力10社は、2000年の自由化以降、総コストを見直す本格改訂で3回値下げした。自由化以前に最大15%あった電力10社間の料金格差が2006年1月には10%以下に縮小した。電力小売自由化の範囲は2004年4月までに500kw（中規模工場やスーパー）を対象とした。さらに2005年までに契約電力50kw以上（小規模工場、中小ビル）の需要家も対象となった。東京電力が自由化後の2000年から04年にかけて、大口向け電気料金を12.55%値下げしたために、新規参入企業は、電力会社との値下げ競争によって経営が厳しくなった。2007年12月になると総合資源エネルギー調査会電気事業分科会は、電力小売自由化を家庭や小規模商店を含む全面自由化を5年後を目途に再検討し先送りするといひ、電力の全面自由化が遅れることとなった。

このように2000年3月に大口電力の小売自由化が始まったが、当初電力小売への参入企業はNTTやガス会社そして商社であった。三菱商事は、子会社である「ダイヤモンドパワー」（出力329万kw）を2000年6月に設立し、2000年11月に高島屋東京店と柏店がダイヤモンドパワーから電力を購入した。2001年2月にはジャスコ（現イオン）が中部電力から離脱し、ダイヤモンドパワーに切り替えた。また米国エネルギー大手のエンロンは2000年11月に福岡県と山口県そして青森県に発電所設置の計画を持っていたが、エンロンは粉飾決算によって経営が破綻した⁽⁴⁾。

2004年10月になると電力企業は電気料金の「本格改訂」⁽⁵⁾によって料金値下げを図った。新規参入の新日本石油は、発電所をつくり発電コストを下げて料金を値下げしたり、日本卸電力取引所（東京・港）⁽⁶⁾から余剰電力を購入し電力企業の値下げ以上に料金を引き下げた。

2005年11月になると九州電力が中国電力の顧客を奪う初の越境販売が行われ、広島市内の

イオンの店舗に九州電力が電気を売り始めた⁽⁷⁾。東京電力は自由化後の2005年12月には約1100件の顧客つまり発電規模で220万キロワットの需要を新規事業者に奪われた。電力企業全体では1494件、発電規模で310.7万キロワットが奪われた⁽⁸⁾。

2006年7月下旬には、セブンイレブン・ジャパンは、割高な低圧電力から割安な高圧電力を調達する地域を九州から北海道や本州にも広げ2009年2月末までに電力調達方式を切り替える計画を持っている。セブンイレブン・ジャパンは「現在一般家庭用と同じ50キロワット未満の低圧電力を使用しているが、スーパーなどが使う50キロワット以上の高圧と比べ電気料金が2割程度高い。三井物産の高圧受電設備を利用し50キロワット以上の高圧電力に切り替える。これにより年間電気料金280億円の5%程度（14億円）が削減できる」⁽⁹⁾という。

他方において、三井物産などが出資し大口ユーザーに発電・販売を行ってきたジーティーエフ研究所は原油値上げで発電所の採算が悪化したため営業を停止した。また東証1部のエネサーブも2006年9月に原油高で自家発電設備の販売事業から撤退した⁽¹⁰⁾。

このように2000年から2006年までの新規参入企業の動向を見てきたが、電力10社の料金値下げと原油価格の高騰の影響によってエネサーブなどの新規参入企業が営業停止することとなった。

② 電力企業の経営多角化

他方、日本の電力企業は、電力自由化のもとで経営多角化を図っている。2006年には、東京電力では従来の「電気事業」「情報・通信事業」「その他の事業」の3事業から「電気事業」「情報通信事業」「エネルギー・環境事業」「住環境・生活関連事業」「海外事業」の5事業を中心に多角化を図っている⁽¹¹⁾。

まず東京電力の有価証券報告書のセグメント情報（図表1）によると、2005年3月期の「電気事業」の売上高は全売上高の88.84%を占めている。残りの11%は情報・通信事業と「その他の事業」である。情報・通信事業では、2003年から2005年にかけて営業損失（赤字）が300億円余りも拡大したが、「その他の事業」では営業利益が85億円ほど増大した。このように情報通信事業では、営業損失（赤字）となっている。「その他の事業」のうちで「海外事業」の売上高営業利益率が21.13%で高い。東京電力は2004年10月に中期経営方針「経営ビジョン2010」を策定し2005年度から「新事業については4事業領域を戦略事業と位置づけたことから、セグメント情報との整合性」⁽¹²⁾をはかった。

また電力各社がガス販売事業を強化している⁽¹³⁾。逆に関西電力では、「和歌山県から水力

発電所を43億円で購入した。地方自治体（県、市、町など）は、『連結指標』に沿った財政運営を迫られ、このため地方自治体は病院、路線バス、介護、ガス、下水道などの公益事業などの公営事業を手ばなす動き」⁽¹⁴⁾がある。

(2) 世界の電力動向と日本企業の海外発電事業

① 世界の電力動向

世界の主要国の発電源別構成比を図表2で見ると、各国の特徴が表れている。アメリカ、ドイツ、イギリスでは、石炭火力発電が全発電源の3割から5割に達している。天然ガスによる発電源の多い国は、イタリア、イギリスで、天然ガスが3割から4割を占めている。水力等の割合の多い国は、イタリア、日本で、全体の2

図表1 東京電力のセグメント情報（連結ベース）

単位100万円

		2003年3月期	2005年3月期
電 気 事 業	売上高	5,129,618	4,798,832
	営業費用	4,491,092	4,231,772
	営業利益	638,526	567,060
	売上高営業利益率	12.44%	11.82%
情 報 ・ 通 信 事 業	売上高	73,767	183,605
	営業費用	75,046	215,599
	営業利益	△1,279	△31,993
	売上高営業利益率	△1.73%	△17.42%
そ の 他 の 事 業	売上高	383,482	419,483
	営業費用	363,386	390,975
	営業利益	20,095	28,506
	売上高営業利益率	5.24%	6.80%

(注) (1) 売上高には、セグメント間の内部売上高又は振替高を含む。

(2) 2005年3月期、2006年3月期の「その他の事業」は、セグメント情報では「エネルギー環境事業」「住環境・生活関連事業」「海外事業」に区分表示されている。

(出所) 有価証券報告書（東京電力）より作成した。

図表2. 世界の主要国の発電源別構成比（2004年）

単位：10億kWh, () 内%

項目 \ 国名		日 本		ア メ リ カ	
火 力	石 炭	245.75	(22.9)	2064.37	(49.8)
	石 油	80.28	(7.5)	122.21	(2.9)
	天然ガス	235.81	(22.0)	647.81	(15.6)
	計	561.84	(52.5)	2834.39	(68.3)
原 子 力		282.44	(26.4)	813.34	(19.6)
水 力 等		226.76	(21.2)	499.98	(12.1)
合 計		1071.4	(100.0)	4147.71	(100.0)

項目 \ 国名		フ ラ ン ス		ド イ ツ	
火 力	石 炭	26.68	(4.7)	285.20	(46.8)
	石 油	3.18	(0.6)	3.57	(0.6)
	天然ガス	9.26	(1.6)	46.55	(7.6)
	計	39.12	(6.9)	335.32	(55.0)
原 子 力		448.24	(79.0)	167.07	(27.4)
水 力 等		79.69	(14.1)	107.60	(17.6)
合 計		567.05	(100.0)	609.99	(100.0)

項目 \ 国名		イ タ リ ア		イ ギ リ ス	
火 力	石 炭	50.38	(17.2)	127.79	(32.5)
	石 油	40.51	(13.8)	1.88	(0.5)
	天然ガス	120.00	(40.9)	133.95	(34.1)
	計	210.89	(72.0)	263.62	(67.0)
原 子 力		—	—	80.00	(20.3)
水 力 等		82.16	(28.0)	49.58	(12.6)
合 計		293.05	(100.0)	393.20	(100.0)

(注) () 内は発電源別構成比。水力等には、地熱その他電源を含む。

(出所) IEA Electricity Information 2006. 電気事業連合会統計委員会『電気事業便覧（平成18年版）』日本電気協会，2006年10月，277ページより。

割から3割弱を占めている。石油火力の発電源の割合は、全体に低くイタリアの1割強が多いほうで、日本も1割にも満たない。1970年代の石油危機時期をピークにして石油火力は大幅に減少し、逆に原子力発電の比重が高くなっている⁽¹⁵⁾。

各国の総発電電力量に占める原子力発電の割合を見ると、2004年には、アメリカが19.6%、

フランスが79.0%、日本が26.4%、イギリスが20.3%、ドイツが27.4%である。ほかに韓国が37.9%、カナダが15.0%となっている。これらの国以外にロシアの原子力発電の占める割合は15.6%で高いが、中国やインドは、その割合が2%台で低い。イタリアは、原子力発電はゼロで、火力発電が72.0%、水力発電が28%となっている⁽¹⁶⁾。

日本が電力自由化を拡大している間に欧米では公益事業（電力・ガス）の再編が進んでいる。この結果、図表3の世界の主要公益企業の株式時価総額が東京電力を上回り8兆円を超える企業（E.ON, EDF, RWE）⁽¹⁷⁾ が生まれ、寡占化が進んでいる。英国には仏 EDF, 独 E.ON, 独 RWE が進出しており、ブリティッシュ・エナジー（BE）が従来から存在している。

② 日本企業の海外発電事業

1999年初め頃より電力自由化を背景に日本の電力産業や原子力産業の海外進出が本格化している。東京電力は、有価証券報告書（東京電力、2006年3月期）によると、ベトナムで卸発電事業の国際入札で落札した。さらに関西電力と共同でインドネシアの未電化地域でミニ水力

発電の建設を行っている。東京電力は、2005年5月にインドネシアにおけるIPP（独立系発電事業者）に投資を行うために、「トウキョウ・エレクトリック・パワー・カンパニー・インターナショナル・パイトンI社」（100%子会社）を設立した。またオーストラリアでも発電所共同事業体への投資を行うため2002年2月にティーエムエナジー・オーストラリア社や2003年6月にはガス田開発事業を行うために「東京ティモール・シー・リソーシズ（豪）社」（子会社）を設立した。

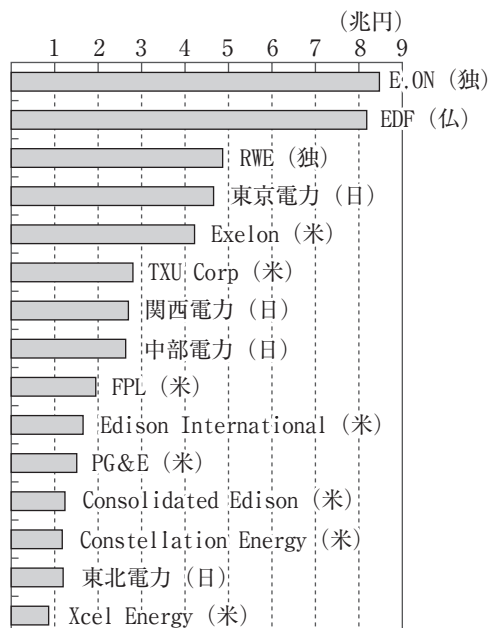
2006年11月になると、東京電力、三菱商事など日本の電力・商社がフィリピンの発電所買収に名のりをあげている。買収額は、2000億円～3000億円であり、アジアで発電事業を拡大する。だが電力各社の海外進出は、米国 AES や国際ナショナルパワーに比べると大幅に出遅れている。

2006年10月18日に東芝はウエスティンハウス（WH）社の買収手続きを完了し、WH社を子会社化した。「買収総額54億ドル（約6400億円）のうち77%を出資する。」「東芝は、原子力事業規模を現在の2000億円から2020年には約9000億円に拡大する。WH社買収により東芝グループの原子力プラントは、世界最大の114基となる。これを機に原子力事業を拡大する」⁽¹⁸⁾ といわれる。

また日本の商社は海外での発電事業を強化している。丸紅は米国中堅電力会社の発電設備を買収して再参入している。商社は米国をはじめアジア、ヨルダン、バーレーン、サウジアラビアなどで海外発電事業を行っている。

日本国内での原子力発電建設が困難な状況のもとで、米国や中国そしてインドで原子力発電建設の再開・増設の動きが生まれている。原子力発電所の建設技術をもつ日本の原子力産業は、海外での建設受注に向けて活発に活動している。この活発化の背景にアメリカのブッシュ

図表3 世界の主要公益企業（電力およびガス）の株式時価総額



（注）欧米企業は直近の会計年度末（2006年）、日本の電力企業は2006年10月末時点。各種資料より野村総研作成。

（出所）「電気新聞」2006年11月15日。

大統領が、2006年2月の一般教書演説で全米の半分を原子力発電に変える方針で、5年以内に新設再開をすると表明したことによる。またアジアで高度成長のつづく中国やインドは、インフラ整備のため、原子力発電所の建設が活発である。

2005年から2006年にかけて原油価格が高騰し、火力発電に用いる燃料のC重油価格が上昇したことや、また「京都議定書」では1990年に地球温暖化の原因とされているCO₂の削減が各国に義務付けられたことである。アメリカなどの原子力発電重視、原油価格の高騰や原子力発電のCO₂の排出がないことから「原子力発電の再評価」が広がっている。こうした背景のもとで日本の電力企業や原子力産業は、海外で建設受注を目指して活発にグローバル化を進めている。

③ 世界の原子力発電の動向

2005年12月末の世界各国の原子力発電設備の運転・建設状況(図表4)を見ると、日本原子力産業協会の調べでは日本は、米国、フランスに次いで3位の原子力発電設備(54基)を有している。日本は、建設中と計画中の出力量を含めると、2位のフランスを上回る67基の原子力発電設備を保有することになる。世界の原子力発電所は、2005年12月末に運転中が439基、建設中が36基、計画中が39基で合計514基となっている。世界の原子力発電所は、運転中の出力合計が3億8505.4万kwで、建設中と計画中を加えると4億5651.9万kwになる。炉型別(運転中)に見ると軽水炉が3億3749.9万kwで圧倒的に軽水炉型が多い。世界の軽水炉型のうち加圧水型軽水炉(PWR)が266基、沸騰水型軽水炉(BWR)が93基で、合計359基となる。重水炉は41基、軽水冷却黒鉛減速炉が15基、ガス炉が22基、高速炉が2基となっている⁽¹⁹⁾。

世界の原子力発電所建設のうち、米国と日本の場合を見ていこう。

米国では1997年にロードアイランド州で電力小売自由化を開始し、1998年にはカリフォルニア州で完全自由化を開始したが、2000年夏になるとカリフォルニア州で電力危機が始まった。2001年1月にカリフォルニア州で計画停電が始まった。2001年9月には、カリフォルニア州で電力小売自由化は停止した。さらに2001年12月には総合エネルギーの企業であったエンロンが経営破綻した。2005年8月には、エネルギー政策法(Energy Policy Act of 2005)を制定した。この法では原子力発電に対する支援策が入っている。

米国は原子力発電所を、2007年に103基を有しており、世界最大の保有国である。1979年のスリーマイル島の原子力発電事故以来、新設はなく、その老朽化が進んでいる。このために原子力発電設備の耐用年数を引き延ばしている。ドレスデン2の原子力発電所の営業運転開始は、1970年8月で37年近く運転している⁽²⁰⁾。2006年2月のブッシュ大統領の原子力発電再開の演説によって約30年ぶりの新設が考えられている。すでに日本の日立製作所は、北米に原子力発電設備工場を建設する計画を持っており、2009年に稼動する予定である。日立製作所とゼネラル・エレクトリック(GE)社は実質的な事業統合をめざし原子力発電所を建設する。また東芝も前述のようにウエスチングハウス(WH)社を買収し、原子炉の海外受注を行うという状況にある。

ところが高レベル放射性廃棄物の最終処分場の建設計画は、米国の原子力政策で最大の懸案事項である。1970年代後半の検討開始からすでに30年が経過している。米国は、2006年10月現在で約5500トンの使用済み燃料を屋外で保管せざるを得ない。現状でも年間2100トンずつ増加している。1982年に放射性廃棄物政

図表4. 世界の原子力発電設備の運転・建設状況

(2005年12月31日現在) 単位: 万kw

項 目 国 名	進 捗 別							
	運 転 中		建 設 中		計 画 中		合 計	
	出 力	基	出 力	基	出 力	基	出 力	基
米国	10,274.5	103	—	—	—	—	10,274.5	103
フランス	6,602.0	59	—	—	160.0	1	6,762.0	60
日本	4,822.2	54	392.3	4	1,273.5	9	6,488.0	67
ロシア	2,355.6	31	300.0	3	107.0	2	2,762.6	36
ドイツ	2,137.1	17	—	—	—	—	2,137.1	17
韓国	1,771.6	20	400.0	4	560.0	4	2,731.6	28
カナダ	1,342.3	18	—	—	—	—	1,342.3	18
ウクライナ	1,281.8	14	300.0	3	—	—	1,581.8	17
英国	1,279.3	23	—	—	—	—	1,279.3	23
スウェーデン	921.1	10	—	—	—	—	921.1	10
スペイン	788.7	9	—	—	—	—	788.7	9
中国	699.8	9	300.0	3	630.0	7	1,629.8	19
ベルギー	605.0	7	—	—	—	—	605.0	7
台湾	514.4	6	270.0	2	—	—	784.4	8
チェコ	372.2	6	—	—	—	—	372.2	6
スイス	337.2	5	—	—	—	—	337.2	5
インド	331.0	15	392.0	8	—	—	723.0	23
ブルガリア	288.0	4	—	—	200.0	2	488.0	6
フィンランド	278.0	4	170.0	1	—	—	448.0	5
スロバキア	264.0	6	—	—	—	—	264.0	6
ブラジル	200.7	2	—	—	130.9	1	331.6	3
南アフリカ	189.0	2	—	—	11.0	1	200.0	3
ハンガリー	186.6	4	—	—	—	—	186.6	4
リトアニア	150.0	1	—	—	—	—	150.0	1
メキシコ	136.4	2	—	—	—	—	136.4	2
アルゼンチン	100.5	2	74.5	1	—	—	175.0	3
スロベニア	70.7	1	—	—	—	—	70.7	1
ルーマニア	70.6	1	282.4	4	—	—	353.0	5
オランダ	48.1	1	—	—	—	—	48.1	1
パキスタン	46.2	2	30.0	1	—	—	76.2	3
アルメニア	40.8	1	—	—	—	—	40.8	1
イラン	—	—	229.3	2	88.0	2	317.3	4
インドネシア	—	—	—	—	400.0	4	400.0	4
カザフスタン	—	—	—	—	192.0	3	192.0	3
エジプト	—	—	—	—	187.2	2	187.2	2
イスラエル	—	—	—	—	66.4	1	66.4	1
合 計	38,505.4	439	3,140.5	36	4,006.0	39	45,651.9	514

(注) 日本の進捗別内訳には、高速増殖炉「もんじゅ」(建設中28万kw)を含む。

(出所) 電気事業連合会統計委員会『電気事業便覧(平成18年版)』日本電気協会、2006年10月、282-283ページより。

策法が制定され、1998年に最終処分場での処分が開始される予定であったがネバダ州政府や地元住民の反対によって処分は実現していない。

また日本の原子力発電所建設は、これまで国内の電力企業の原子力発電所建設の受注を中心に事業活動を行ってきたが、最近になると海外で原子力発電所建設の受注を受けるようになってきた。それは、米国の原子力発電所建設の再開や中国やインド、ベトナムそしてロシアなどで原子力発電所建設が活発化しているという背景のもとで、日本の原子力産業はこれらの地域に積極的に売り込みを行っている。原子力産業の中でも重電メーカーである東芝や日立製作所そして三菱重工業は、原子力発電所の建設受注のために海外に進出している。これまでみてきたように、東芝のウェスティング・ハウス社の買収、日立製作所の北米での原子力発電設備工場の建設、日立とGEとの原子力発電の実質統合、伊藤忠商事の米国でのウラン生産（2009年より）などが予定されている。これら原子力産業の中には電力産業も含まれているが、東京電力が丸紅などとフィリピンの3発電所の買収に乗り出すなど積極的に海外電力事業を展開している。

また中国は、ウェスティング・ハウス社（東芝の子会社）から原子力発電技術を導入することで米国政府と合意している。またフランスのアレバ社とも原子力発電所建設の技術導入で契約の交渉を始めている。中国は、原子力発電技術を米国や日本そしてフランスから導入しながら原子力発電所の「自主設計技術の獲得を目指す戦略が明確になってきた」⁽²¹⁾といわれる。このために、日本は将来にわたって中国との原子力発電所建設契約がとれるか未定である。

今日における日本の原子力発電の課題を見ると原子力発電所の稼働から30年を超える高齢原子力発電所の保全が共通の問題となっている。国内に12基ある高齢原子力発電所（1976

年以前に営業運転した原子力発電所）のうち最多の5基を抱える関西電力には重い経営課題になっている。原子力発電所の耐用年数を60年に延長するために試験を行っている。また日本でも高レベル放射性廃棄物の最終処分場が決まっていない。

(3) 電力企業の財務・収益構造の変化

① 設備投資の大幅抑制

日本の電力企業は、これまで公益事業として地域独占が認められており、電気料金は電気事業法で認可制になっており、「電力の安定供給」が課されている。この安定供給のために、つねに最大出力をピーク時に想定して供給計画を立て、発電・送電・変電・配電などの設備を用意するために巨額の設備投資を必要としていた。

電力企業は（電力10社）は、「発電電力量の見通し」⁽²²⁾を立てている。この見通しによると、原子力による発電量が1990年度の27%から2010年度には39%へ8ポイントも高くなる見通しになっている。逆に石油等による供給が29%から7%へ、22ポイントも下がる見通しを設定している。これらの電力見通しのもとで、電源設備への投資が行われる。すでに脱原油と原子力発電の重視のもとで原子力発電設備が急増したのに対して、石油等の発電設備が、1975年度の59.1%を境にして下落し、94年度には27.9%、2000年度には22.9%にまで落ち込んでいる。

まず、電力企業の設備投資（図表5）を見ると、2000年3月期の3兆3572億円から2004年3月期には2兆212億円に落ち込んでいる。電力企業の設備投資は、1980年代に全産業平均を大きく上回り、毎年巨額の投資が行われてきた。しかし2000年の電力小売自由化の進展の中で2004年3月期の2兆212億円から2006年3月期の1兆8037億円にまで減少している。各電

図表5 電力企業の設備投資（連結ベース）

単位100万円

決算期	2000.3	2004.3	2006.3
電力合計	3,357,297	2,021,255	1,803,708
東京電力	1,002,647	663,967	623,726
関西電力	628,900	321,503	268,651
中部電力	498,600	244,200	156,252
東北電力	308,037	190,085	189,109
中国電力	180,200	98,400	117,900
九州電力	289,700	217,900	197,900
四国電力	127,399	72,194	63,044
北陸電力	144,562	95,463	77,206
北海道電力	118,427	98,247	94,039
沖縄電力	58,825	19,296	15,881
Jパワー（電源開発）	－	－	60,861

（注）（1）設備投資額は、『有価証券報告書』の「設備の状況」欄に記載されている設備投資である。

（2）2006年3月期の電力合計には、Jパワーの設備投資分を含めていない。

（出所）『有価証券報告書』（電力各社）より作成した。

力企業別の設備投資で見ると、2006年3月には首都圏の東京電力、関西電力の2社の設備投資が多く、ついで九州電力、東北電力、中部電力がつづき、さらに中国電力、北海道電力、北陸電力、沖縄電力の順となっている。

このように電力企業は、2000年3月期から設備投資を抑制している。これは2000年3月からの大口電力の小売自由化に対応したものである。この設備投資の抑制は、経営効率化や財務体質の改善のためにコスト削減をとまなうことになり、電力労働者の削減や系列の電工各社の経営にも大きな影響を及ぼしている。

東京電力の設備投資をみると、2000年3月期の1兆26億円から2004年3月期の6639億円に減少している。この設備投資の内訳を『有価証券報告書（東京電力）』の「設備の状況」で見ると、「設備のスリム化及びコストダウン」に努め設備投資している。設備投資は、2000年と

2006年を比べると、水力、火力、変電では削減され半分になっている。核燃料は年間1000億円超でほぼ横ばい傾向にある。

また関西電力でも2002年3月期の設備投資6289億円から2006年3月期には2686億円に半減した。自己資金の範囲内に設備投資を抑制した。関西電力は、「電力の安定供給とコストダウンを目指して」（有価証券報告書）設備投資を図っている。

中部電力も「電力の安定供給と経済のバランスに留意し、コストダウンを推進し、地球環境問題への取組みなどに重点」（『有価証券報告書（中部電力）』2000年3月期）をおいている。設備投資は、2000年3月期の4986億円から2006年3月期の1562億円へと半分以下に減っている。

九州電力は、「供給コストの一層の低減、長期安定供給を図る」（『有価証券報告書（九州電力）』

2006年3月期)ことを目指し、2006年3月期には、水力、原子力、送電、変電、配電への投資を増やし、火力と核燃料を削減している。

東北電力は、「電力の安定供給と電力原価の高騰抑制をはかる」ことを目標にして2000年3月期は送電設備や変電設備を整備し、2006年3月期には「東通原子力発電所第1号機の完成や北新潟変電所を増設した」(『有価証券報告書(東北電力)』2006年3月期)。

中国電力は、2004年3月期から2006年3月期にかけて「ベストミックスの実現をめざした電源開発を進めるとともに安定供給を確保」(『有価証券報告書(中国電力)』2006年3月期)するために原子力発電への投資を2004年3月期の91億円から2006年3月期の267億円へと増大している。

北海道電力は、「電源の多様化の推進、流通設備の拡充を目的」(『有価証券報告書(北海道電力)』2006年3月期)を掲げて、2000年3月期から2006年3月期にかけて火力発電への投資から原子力発電への投資を増加させている。

北陸電力は、「安定供給と環境保全の推進、効率的な設備形成」(『有価証券報告書(北陸電力)』2006年3月期)を目指している。設備投資は2000年3月期の1445億円から2006年3月期の772億円に半減している。

四国電力は、「需要増加に対応した送電線・配電系統増強工事など」(『有価証券報告書(四国電力)』2006年3月期)に投資しているが、2000年から2006年にかけて設備投資は半減した。

沖縄電力は、「台風等の自然災害防止やコスト削減」(『有価証券報告書(沖縄電力)』2006年3月期)を目指しているが、設備投資は、2000年3月期の588億円から2006年3月期の158億円に大幅に減少した。

このように電力企業は、2000年3月の大口電力の小売自由化後も「電力の長期安定供給」を図ることを目指して設備投資を行っている。た

だ、従来の設備投資が東京電力で1兆5000億円を超えていたが、2006年には6000億円超に半減している。設備投資を抑制し、減価償却費や支払利息などの「コスト削減」を図り、収益力のある電力企業をめざしている。長期にわたり安定的に電力供給を図ることを目標にしている。また、中国電力や北海道電力では原子力発電への投資を増大させている。

だが2007年3月期には、電力10社の設備投資額は14年ぶりに増加へと転じている。

② 電力産業の財務・収益構造

まず電力産業の財務構造(図表6)をみると、使用総資本(単独決算による1社当りの平均金額、以下同じ)は、2000年3月期には4兆5506億円(電力10社で45兆5063億円)を超えていたが、2004年3月期に電力産業は4兆2574億円に減少している。さらに2006年3月期に3兆7689億円へと減少している。

資金調達面を見ると有利子負債⁽²³⁾は、2000年3月期に3兆1696億円で、総資本の70%を占めていたが2006年3月期の有利子負債は、2兆1228億円で、総資本の56%になり14ポイントも減少している。これに対して自己資本(資本合計)は2000年3月期の6930億円から2006年の8879億円へと増加しており、自己資本比率は2000年3月期の15%から2006年3月期の24%へ9ポイントも上昇している。この自己資本の増加は、「その他の剰余金」や「資本準備金」の増加と「その他有価証券評価差額金」が新設されたことによる。とりわけ「任意積立金」の伸び率が2000年3月期に比べ、2006年3月期には141%の伸び率となっている。この間の利益が「任意積立金」として内部留保されている。また、「引当金合計」も2000年3月期から2006年3月期にかけて50%の伸び率を示している。この引当金のうち「原子力発電施設解体引当金」や「使用済核燃料再処理引当金」

図表6 電力産業の財務構造（単独ベース）

単位100万円

決算期	2000.3	2004.3	2006.3
流動資産	3,603,641	3,971,279	4,360,603
棚卸資産	2,212,553	2,656,720	2,801,899
固定資産	41,902,702	38,602,901	37,097,607
有形固定資産	37,931,121	33,554,374	30,787,937
無形固定資産	1,268,486	1,430,991	1,199,506
投資その他の資産	2,703,097	3,617,533	5,110,162
資産合計	45,506,345	42,574,843	41,458,853
流動負債	8,081,973	6,294,637	6,551,425
短期借入金等	5,481,976	4,257,729	4,247,522
固定負債	30,452,489	27,664,754	25,073,269
社債・転換社債	15,180,709	14,141,150	12,523,055
長期借入金	11,033,951	7,818,693	6,580,509
引当金合計	3,680,819	5,339,071	5,536,341
負債合計	38,576,327	34,021,759	31,691,564
資本合計	6,930,017	8,553,082	9,767,289
資本準備金	270,084	353,723	410,516
利益準備金	633,382	649,983	650,054
その他の剰余金	3,356,338	4,662,155	5,602,958
その他有価証券評価差額金	—	225,536	422,862
負債・資本合計	45,506,345	42,574,843	41,458,853

(注) (1) 2000年3月期と2004年3月期は電力10社の合計額。

2006年3月期は、電力10社とJパワー（電源開発）の11社の合計額を示す。

(2) 短期借入金等には、短期借入金、コマーシャル・ペーパー、1年内返済、長期借入金、1年内期限到来の社債・転換社債を含む。

(出所) 日本経済新聞社『日経財務データ』より作成した。

の増加が大きい。これらの引当金の増加分は、内部資金として活用されるのである。

有利子負債や「その他の剰余金」の増加、そして引当金の増加や減価償却費による内部資金の活用によって設備投資や証券投資などに投入されている。すでに見たように設備投資の抑制で有形固定資産や無形固定資産は減少しているが、「投資その他の資産」が2000年3月期から2006年3月期にかけて89%の伸び率を見せて

いる。この伸びた要因として2006年3月期から「投資その他の資産」の中に「使用済燃料再処理等積立金」（東京電力が2622億3500万円、中部電力が2633億8200万円、関西電力が1363億200万円、東北電力が614億6600万円など）を設定しているが、これは外部に積立していることによる。

また、連結ベースで見た場合も、単独ベースの場合と同様な傾向が見られる。設備投資の抑

制，有利子負債の減少，内部留保の増大，自己資本の拡大，「投資その他の資産」の増大である。連結ベースでは，連結子会社数の急速な増大が見られる。電力産業全体の連結子会社は，2000年3月期の92社から2002年3月期の201社へ倍増し，さらに2006年3月期の370社へと増えている。これは，電力産業が電力事業以外の事業への進出，つまり経営の多角化を図る上で子会社を増やしたと考えられる。

つぎに電力産業の単独の収益構造（図表7）をみると，1社当たり平均売上高（営業収益）は，2000年3月期に1兆5737億円であり，2006年3月期の1兆4026億円へとやや減少となっている。電力1社当たりの経常利益は，2000年3月期の1047億円から2006年には1109億円へと増加している。このため売上高経常利益率は，2000年3月期の6.7%から2006年の7.9%へと1ポイント上昇しているが，こ

れは売上高支払利息割引料率や売上高減価償却費率が下落したことによる。営業外費用も半減した。また，電力1社当たり当期利益は，2000年3月期の354億円から2006年3月期の716億円へと2倍も増加している。2000年3月期から2006年3月期にかけても売上原価率が5.7ポイントも上昇しているが，これを販・管費（2.5ポイント下落）や営業外費用の削減（4.2ポイント下落）によって売上高経常利益率を高めている。

③ 電力各社の財務・収益構造の変化

つぎに各電力企業の財務・収益構造（図表8，2006年3月期，単独ベース）の変化と特徴を見ていこう。

まず2006年3月期の電力各社の財務構造に関連する指標を見ると，東京電力の自己資本比率は19.61%で，北海道電力の29.3%，中部電

図表7 電力産業の収益構造（単独ベース）

単位100万円

決算期	2000.3	百分比	2004.3	百分比	2006.3	百分比
売上高（営業収益）	15,737,598	100%	14,927,489	100%	15,429,610	100%
売上原価（営業費用）	11,036,255	70.1	10,694,160	71.6	11,693,338	75.8
売上総利益	4,701,343	29.9	4,233,329	28.4	3,736,270	24.2
販売費及び一般管理費	2,432,770	15.5	2,325,260	15.6	1,998,243	13.0
営業利益	2,268,573	14.4	1,908,065	12.8	1,738,027	11.3
営業外収益	68,032	0.4	62,959	0.4	92,265	0.6
営業外費用	1,288,907	8.2	875,673	5.9	609,403	4.0
経常利益	1,047,698	6.7	1,095,347	7.3	1,220,890	7.9
特別利益	23,190	0.2	13,143	0.1	60,203	0.4
特別損失	517,051	3.3	65,030	0.4	68,236	0.4
税引前当期純利益	553,837	3.5	1,043,460	7.0	1,212,856	7.9
税引前当期利益	558,613	3.6	1,010,401	6.8	1,242,951	8.1
法人税住民税事業税	△411,135	△2.6	△475,331	△3.2	△437,265	△2.8
法人税等調整額	207,317	1.3	115,346	0.8	△17,720	△0.1
当期利益	354,797	2.3	650,418	4.4	787,967	5.1

（出所）日本経済新聞社『日経財務データ』（2006年版）より作成した。

図表8 電力各社の財務・収益構造（2006年3月期，単独ベース）に関連する指標

	東京電力	関西電力	中部電力	東北電力	中国電力	九州電力
総資本経常利益率（％）	3.04	3.49	3.77	1.01	2.67	2.98
自己資本当期純利益率（ROE）（％）	10.67	9.30	7.87	6.29	5.25	7.18
売上高経常利益率（％）	8.04	9.12	9.95	2.54	6.71	8.59
売上原価率（％）	78.11	74.44	73.73	81.2	75.03	70.47
売上総利益率（％）	21.89	25.56	26.27	18.8	24.97	29.53
販売及び一般管理費率（％）	11.03	13.29	11.36	13.6	15.58	17.52
営業利益率（％）	10.86	12.27	14.91	5.2	9.4	12.01
売上高当期利益率（％）	5.28	5.97	5.4	3.57	3.1	5.2
総資本回転率（回）	0.38	0.38	0.38	0.4	0.4	0.35
棚卸資産回転率日数（日）	75.43	84.62	53.23	40.09	54.54	73.24
有形固定資産回転率（回）	0.52	0.54	0.49	0.52	0.49	0.46
流動比率（％）	67.07	99.85	50.03	58.46	73.53	76.11
自己資本比率（％）	19.61	25.52	28.03	22.96	23.86	25.81
固定比率（％）	450.43	342.38	326.53	395.96	379.91	345.39
固定長期適合率（％）	107.11	100.02	110.21	107.65	103.85	103.96
負債比率（％）	410.04	291.91	256.82	335.61	319.06	287.41
配当性向（％）	31.07	38.84	40.77	51.27	60.25	41.11
自己資本配当率（％）	3.31	3.61	3.21	3.22	3.16	2.95
売上高人件費率（％）	7.75	10.02	9.08	10.82	12.14	12.58
売上高減価償却費率（％）	15.64	14.22	16.14	16.25	14.07	15.52
売上高支払利息割引料率（％）	3.11	2.61	4.51	2.97	2.85	2.89
従業員数（人）	36179	22233	15299	11423	9667	13069
1人当たり売上高（10万円）	1365.7	1075.07	1325.87	1298.47	1004.25	1001.01

（出所）日本経済新聞社『日経財務データ』（2006年版）より作成した。

力の28.03%より少ないのである。電力10社平均の23.56%よりも低く、電力会社の中では最も低くなっている。このため他人資本比率が80%であり、とりわけ固定負債が総資本の6割を超えている。有利子負債額は、7兆円を超えており、自己資本の3倍にも達している。電力会社全般に言えるが、まだ「借金経営」の体質が色濃く残っている。他方、東京電力の資産構成を見ると、固定資産が総資産の88%を占め、流動資産はわずか12%程度である。このために流動比率は67%超と低く、逆に固定長期適合

率が107%、固定比率も450%と高く、民間の企業よりも高い。しかし2000年3月期以降には自己資本比率は高まっており、逆に固定比率は減少傾向にあるので長期安定性は増している。

また流動比率は、関西電力が99.85%で最も高いが、沖縄電力は23.33%で低い。電力平均でも66.56%であるが、公益事業で確実に月末には現金収入が入金するので問題はないのである。

つぎに各電力企業の収益性の比率を見ると、東京電力の総資本経常利益率は、2006年3月期

図表8（つづき）電力各社の財務・収益構造（2006年3月期，単独ベース）に関連する指標

	四国電力	北陸電力	北海道電力	沖縄電力	Jパワー	電力平均
総資本経常利益率（％）	2.89	1.88	3.37	3.88	2.67	2.95
自己資本当期純利益率（ROE）（％）	7.81	5.15	7.56	10.2	8.68	8.4
売上高経常利益率（％）	7.52	6.23	9.17	9.79	9.05	7.91
売上原価率（％）	77.5	76.68	70.41	73.36	76.45	75.79
売上総利益率（％）	22.5	23.32	29.59	26.64	23.55	24.21
販売及び一般管理費率（％）	12.47	12.13	17.94	13.91	8.36	12.95
営業利益率（％）	10.2	11.19	11.65	12.74	15.19	11.26
売上高当期利益率（％）	5.35	3.96	5.87	6.38	5.9	5.11
総資本回転率（回）	0.38	0.3	0.37	0.4	0.29	0.37
棚卸資産回転率日数（日）	85.26	71.89	54.35	14.13	9.18	65.46
有形固定資産回転率（回）	0.55	0.38	0.46	0.45	0.35	0.49
流動比率（％）	62.33	64.57	68.32	23.33	31.58	66.56
自己資本比率（％）	25.61	23.64	29.3	26.45	21.11	23.56
固定比率（％）	339.29	376.37	310.91	362.45	449.41	379.81
固定長期適合率（％）	110.02	107.29	104.75	116.48	113.21	106.27
負債比率（％）	290.43	323	241.3	278.06	373.6	324.47
配当性向（％）	44.46	58.69	34.92	10.41	27.44	38.11
自己資本配当率（％）	3.47	3.02	2.64	1.06	2.38	3.2
売上高人件費率（％）	10.36	10.03	14.31	10.64	4.94	9.51
売上高減価償却費率（％）	15.81	27.3	13.21	17.62	23.13	16.01
売上高支払利息割引料率（％）	2.69	5.11	2.38	3.0	6.2	3.31
従業員数（人）	4433	4692	5274	1497	2132	126,844
1人当たり売上高（10万円）	1115.59	789.49	966.83	969.65	2647.41	1209.84

に3.04%で2000年に入り上昇してきた。これは、売上高経常利益率が8.04%で上昇傾向であるのに対して総資本回転率が約0.38回で低いことに起因している。この回転率が低いのは、東京電力に限らず他の電力会社でも同様に低い。電力平均で0.37回である。設備産業の場合、資本効率を示す総資本回転率が低い傾向にあるが、これをカバーするのが売上高経常利益率である。この変動要因である東京電力の売上高支払利息割引料率は、社債発行や借入金の減少そして金利の低下によって2000年3月期の

8.6%から次第に減少し、2003年3月期には4.24%と4ポイントも下落し、さらに2006年3月期には3%にまで下がっている。また売上高減価償却費率は設備投資の抑制により2000年3月期の19%から2006年3月期の15.64%へとやや下落した。売上高人件費率は、2000年3月期の9.06%から2006年3月期は7.75%へと下落している。これは期末従業員数は、2000年から2006年にかけて41882人から36179人へと5700人も減少している点にも表れている。

東京電力以外の電力企業の場合も総資本回転

率は低く、電力平均で0.37回である。これをカバーするのが前述のように売上高経常利益率であるが、電力平均で7.91%で上昇傾向にある。期末従業員数で見ると電力（10社）企業では、2000年3月期の149,932人から2006年3月期の126,844人へと23,088人の減少となっている。このため、売上高人件費率は、2000年3月期の11.28%から2006年3月期の9.51%へと1.77ポイントも下落している。最も低い企業はJパワーの4.94%で他の電力企業と比べて大きな開きがある。

また、電力平均の配当性向は、2000年3月期の80.74%から2006年3月期の38.11%に下落している。労働生産性の指標である1人当たり売上高は、2000年3月期の1億413万円から2006年3月期の1億2098万円へと1685万円の増加となっている。

このように人件費、減価償却費、支払利息などの費用を削減し、利益率を高めている。また、この利益率を高める要因の1つに退職給付債務

が積立過剰（図表9）の状況になっていることである。2000年3月期は、退職給付債務の積立不足が問題となっていたが、2006年3月期には電力合計で4,129億円余りの積立過剰が生じている。

さらに資金運用表（東京電力）によって資金調達と資金運用がどのように行われたかを明らかにしよう。1999年3月期（図表10）によると、設備投資は減価償却費（内部資金）によって十分に賄われている。この内部留保と社債・転換社債の発行などによって長期借入金2865億円余りを返済している。

さらに2005年3月期（図表11）になると、内部留保2463億円と8004億円の減価償却費によって設備投資3225億円、投融資925億円、自己株式10億円、社債・転換社債1737億円の償還、長期借入金2039億円の返済などを十分に行ったことがわかる。このように東京電力の資金調達・運用の状況を見たが、設備投資は従来のように長期借入金や社債発行により行われる

図表9 退職給付債務の積立過剰（2006年3月期）

単位100万円

	東京電力	関西電力	中部電力	東北電力	北海道電力	九州電力
退職給付債務	△1,095,719	△304,535	△531,330	△471,897	△209,012	△498,084
年金資産	740,597	3,514	452,009	296,858	118,684	351,185
退職給付引当金	441,562	377,151	191,613	217,502	88,521	204,289
前払年金費用	△1601	0	△5	△788	0	0
差引	84,838	76,130	112,285	41,675	△1,807	57,390

	北陸電力	中国電力	四国電力	沖縄電力	Jパワー	電力合計
イ退職給付債務	△75,734	△264,648	△131,084	△23,723	△127,847	△3,605,766
ロ年金資産	33,343	226,298	131,804	10,419	97,217	2,364,711
ハ退職給付引当金	56,322	61,436	25,465	13,151	36,233	1,677,012
ニ前払年金費用	0	△10,012	△10,634	0	0	△23,040
差引 (イ+ロ+ハ+ニ)	13,931	13,074	15,551	△153	5,603	412,917

（出所）有価証券報告書（電力各社）及び日本経済新聞社『日経財務データ』により作成した。

図表10 資金運用表（東京電力、単独ベース1999年3月期）

単位100万円

資 金 運 用	資 金 調 達
設備投資 896,179	減価償却費 981,373 (うち特別減価償却費 22,738)
無形固定資産 6,673	
投融資 108,080	
長期借入金 286,502	内部留保 131,405
	社債・転換社債 19,750
	その他の固定負債 36,208
長期未払金 5,553	短期資金調達 164,072
短期資金運用 29,822	
合 計 1,332,809	合 計 1,332,808

(注) 設備投資＝有形固定資産の増加額＋無形固定資産の増加額＋減価償却実施額

内部留保＝(利益準備金＋その他の剰余金＋旧特定引当金＋長期性引当金)の増加額（前年比）

(出所) 有価証券報告書（東京電力、1999年3月期）より作成した。

図表11 資金運用表（東京電力、単独ベース、2005年3月期）

単位100万円

資 金 運 用	資 金 調 達
設備投資 322,533	内部留保（利益準備金、その他の剰余金、 その他有価証券評価差額、旧特定引当金、 長期性引当金を含む） 246,343
	減価償却費 800,419
無形固定資産 10,586	
投融資 92,552	
自己株式 1,040	
社債・転換社債 173,700	
長期借入金 203,924	
長期未払金 599	
短期資金調達 221,162	
短期資金運用 40,195	繰延資産 32
	その他の固定負債 19,496
合 計 1,066,291	合 計 1,066,290

(注) 設備投資は有形固定資産の増加額＋無形固定資産の増加額＋減価償却実施額による。

(出所) 有価証券報告書（東京電力、2005年3月期）より作成した。

のではなく、減価償却費の範囲内で行われている。設備投資の抑制によって減価償却費（内部資金）は余剰となり、これを借入金返済や社債償還に回している。また、内部留保も巨額になっており、これを投融资や自己株式取得などに運用している。

④ 電気料金と総括原価計算⁽²⁴⁾

1995年12月の電気事業法の改正では、「総括原価計算の基本的枠組みは維持しつつ、各事業者の経営にかかわる諸指標を比較し、経営効率化努力の度合いに応じて査定し格差を設ける方式（ヤードスティック方式）が料金制度に導入される」⁽²⁵⁾こととなった。

電気料金は、この総括原価計算を基本にしている。総括原価は、発電から販売にいたるまでにかかる減価償却費（定額法や定率法による。特別償却も認められる）や修繕費、人件費、燃料費（火力燃料や原子燃料に関する費用を含む）、その他の費用（契約や協定そして覚書等による補償義務に基づく支出費用）を積み重ね、それに事業報酬を加えて計算する。この合計額から控除収益（託送収益、地帯間販売電力料等）を差し引いたものが総括原価である。

この総括原価計算において巨額の設備投資は、減価償却費の計上によって確実に回収される。そして減価償却方法は、定率法から定額法に変更することも「変更理由」をつければ可能である。さらに特別償却費の計上も認められているので、減価償却費の水増し計上が可能となる。また燃料費を計算するさいに、為替レートや原油価格を高め申請することで、円高・原油価格の低下のなかで、その差益を内部留保できる。

電気料金算定は、前述の総括原価計算の枠組を維持した上でヤードスティック方式を導入している。この方式は、通産省（現、経済産業省）が各社（電力会社10社）の経営コスト額とその

上昇率を比較し、それぞれ3段落のランク別に分類する。経営効率化のすすんだ会社は、必要コストを電気料金に反映させることができるが、逆にこの効率化の遅れた会社は、厳しく査定されたうえに必要なコストを電気料金に反映させることができないというペナルティーがある。効率化の結果生じた料金引き下げ原資は、内部留保として蓄積することが可能となった。この背景には、「地域独占」と「特別措置」に守られている電力会社のなかで、「競争原理」を働かせることで「経営の効率化」を促し、「料金値下げ」につなげていくというものである。その査定では、前述の「総括原価」に加え、その欠点を回避するために「標準原価方式」（各社が効率化努力を公表し、これを原価に織り込むこと）も新たに導入された。

この新料金制度のもとで、電力会社の対応はどのように行なわれたか。電力会社は、ヤードスティック方式のもとで新料金値下げと「経営効率化」に向けたコスト削減を行ない、設備投資を抑制した。あらゆるコストの徹底的な洗い直しがすすめられた。このコストの洗い直しでは、設備投資の削減をはじめ、海外を含めた資材調達の見直しや発電所設計の標準化そして工法変更による工期短縮などの節約を行ない、さらに火力発電所の休止や発電所の新設を減らしている。他方、電気料金改定が1998年2月10日に行われ平均4.7%の値下げを実施した。その際ヤードスティック方式が採用された。この査定では、電源設備、送变电設備、一般経費の3分野についてそれぞれの費用の水準と前回改訂からの変化率を点数化して3段階で評価した。

また電力自由化のもとで電力卸事業の参入企業が電力会社の送電線を利用するさいに支払う「託送料」の設定額が問題となった。2000年3月からはじまる大口電力の小売自由化後、参入企業に開放する託送料が、1999年12月27日に

10 電力会社から発表された。電力 10 社は、通産省が定めた算出ルールにもとづいて託送関連コストを算出した。電力会社にとって託送収益は総括原価計算の控除項目となる。

⑤ 電力自由化における内部留保

2000 年 3 月以降の電力の小売自由化のもとで、電気料金の値下げなどで電力 10 社の売上高（営業収益）が 2002 年 3 月期から 2004 年 3 月期にかけて 7 % 減少している。ところが労務費の削減が 2002 年 3 月期から 2006 年 3 月期にかけて 6 % も減少し、販・管費中の人件費も 2002 年 3 月期の 1 兆 27 億円から 2006 年 3 月期の 7646 億円へと 23 % も減少している。また、支払利息割引料も 2000 年 3 月期の 1 兆

2230 億円から 2006 年 3 月期の 5500 億円へと半分以下になっている。減価償却費実施額も 2000 年 3 月期の 3 兆 41 億円から 2006 年 3 月期の 2 兆 4695 億円へと 5000 億円も減少した。このために当期未処分利益が増加したことにより内部留保額は増大している⁽²⁶⁾。図表 12 によると電力産業では 2000 年 3 月期の 8006 億円（1 社平均）から 1 兆 1168 億円へと増大している。これに対して従業員数は 2000 年 3 月期の 14993 人（1 社平均）から 2006 年 3 月期の 11531 人へと 3800 人ほど減少している。

また、東京電力の内部留保は、2000 年 3 月期の 2 兆 5024 億円から 2006 年 3 月期の 3 兆 8432 億円へと 1 兆 3000 億円も増大している。従業員数は、この間に 5703 人も減少している。

図表12 電力産業の内部留保（単独ベース）と従業員数

単位100万円

	東 京 電 力			電力産業（電力10社）		
	2000.3	2003.3	2006.3	2000.3	2003.3	2006.3
利益準備金	169108	169108	169109	633382	649552	650054
その他の剰余金	884451	1176415	1590402	3356338	4302334	5602958
退職給与引当金（退職給付引当金）	332419	573632	397095	1115737	1636169	1533318
長期性引当金	1089744	1464091	1646737	2565082	3459537	4003023
旧特定引当金（特別法上の引当金）	3420	4285	16364	41864	29312	66867
貸倒引当金（流動資産の評価）	3997	12641	3801	20035	18876	9815
貸倒引当金 （「投資その他の資産」の評価）	334	2519	740	3908	9437	9157
資本準備金	19014	19014	19014	270084	270150	410516
内部留保合計、（ ）内の金額は 1 社平均	2502487	3421705	3843262	8006430 (800643)	10375367 (1037537)	12285708 (1116883)
従業員数、（ ）内の金額は 1 社平均	41882	36895	36179	149932 (14993)	134314 (13431)	126844 (11531)
1 人当たり内部留保（万円）	5975	9274	10622	5340	7724	9685

（注）（1） 長期性引当金は、使用済核燃料再生処理引当金に原子力発電施設解体引当金を加えた額である。なお、日本国際博覧会出展引当金（2003年 3 月期のみ）を含んでいる。

（2） 旧特定引当金は、「特別法上の引当金」である。

（3） 2003年 3 月期以降から「その他の剰余金」は計上されなくなった為に、「任意積立金」プラス「当期未処分利益」によって計算した額とした。

（4） 2006年 3 月期の「電力平均」には J パワーも含んでいる。

（出所）有価証券報告書および日本経済新聞社『日経財務データ』より作成した。

（4）原子力発電と会計問題

① 原子力発電の安全性と老朽化

プルサーマル発電とは、原子力発電所から出る使用済み核燃料からプルトニウムを取り出し、これを再び燃やして発電する方式をいう。原子力発電では通常ウラン燃料を使うがプルサーマルではプルトニウムを入れた MOX（ウラン・プルトニウム混合酸化物）燃料を使う。日本の電力各社は、沖縄電力を除く 9 電力会社と日本原電はプルサーマル計画を立てている。

2006 年 3 月 27 日に、使用済み核燃料からプルトニウムを取り出す青森県の六ヶ所村再処理工場の試運転が開始された。青森県もこれを受け入れる方向で政府と協議した。

また、2006 年 3 月に佐賀県は、九州電力の玄海原子力発電所 3 号機のプルサーマル計画に同意することになった。2006 年には、玄海 3 号機以外では四国電力伊方原子力発電所 3 号機や J パワーの大間原子力発電所（青森県の大間町）くらいしかプルサーマルの実現の目途はたっていない。2006 年 10 月には四国電力伊方発電所 3 号機のプルサーマル計画を愛媛県議会が受入可決した。東京電力や関西電力は点検データの改ざん問題や美浜原発事故によってプルサーマル計画が頓挫している。さらに北陸電力の志賀原発 2 号機に対して耐震性の問題を指摘して運転差し止めを認めた金沢地裁の判決も出され、原子力発電や使用済核燃料再処理工場への不信も根強い。

他方、プルサーマル燃料になるプルトニウムを取り出す使用済核燃料は、「毎年 900-1000 トンに達し、2006 年現在、12000 トンにも膨らんでいる。高速増殖炉は実用化の目途が立っていないし、プルサーマル発電計画も体制が整っていない。むしろ、原子力発電の安全性の面で不安がある。また、独自に核燃料サイクルを目指したい途上国などからすれば、なぜ日本だけが

国際管理に委ねないのかとの批判も出かねない」⁽²⁷⁾ といわれている。

文科省の 07 年度の概算要求で、原子力発電は、前年度予算に比べ 6.7% 増の 2854 億円を要求する。高速増殖炉（FBR）サイクルの推進に向けて 396 億円を配分する方針を打ち出した。また、経済産業省・資源エネルギー庁や文科省、電力業界、重電メーカー、日本原子力研究開発機構、有識者で構成される「高速増殖炉（FBR）サイクル実証プロセス研究会」の初会合が 2006 年 8 月 29 日に開催された。この研究会では「FBR サイクル実証段階への円滑な移行に向けて検討する」⁽²⁸⁾。

これまで原子力発電所の耐用年数は 30 年といわれてきたが、これを延長する考えが出ている。この耐用年数の延長は、米国の原子力発電所で言われていたが、日本の原子力発電所の場合も延長されている。その案として、原子力発電所を 60 年運転させるといわれる。

だが、長年にわたり原子力発電所を運転していると、劣化現象が生じる。この発電所での 520 部品のうち 42 個の部品が劣化していたといわれる。

日本では 54 基ある原子力発電所の稼働率は、トラブルなどによる停止がなくても 85% 程度が限界で、平均 80% といわれている。地震などにより原子力発電の運転休止が長引いた場合に国は損失補償を行う。この補償は、原発 1 基当たり 3,000 億円といわれる投資リスクを軽減する。

② 原子力バックエンド総事業費と料金原価への算入

2000 年 5 月 31 日の参議院において「高レベル放射性廃棄物の最終処分を進めるための事業法」が与党 3 党と民主党などの賛成多数で可決成立した。高レベル放射性廃棄物のバックエンド（最終処分）費用等は、原子力発電で使さ

れた燃料を再処理したあとの高レベルの放射性廃棄物の最終処分費用をいう。処分にはさまざまな方法があるが、地層処分が国際的にも望ましいといわれている。高レベル放射性廃棄物処分法には、国の基本方針、最終処分計画の明確化、費用の拠出制度、処分地の選定、実施主体の設立、資金管理主体の指定などを規定している（図表13）。高レベル放射性廃棄物の処分費用は、電気料金に上乗せして徴収する。この試算では原子力発電電力量1kwhあたりの単価が14銭程度で、標準家庭（280kwh/月）で14円になるといわれる。

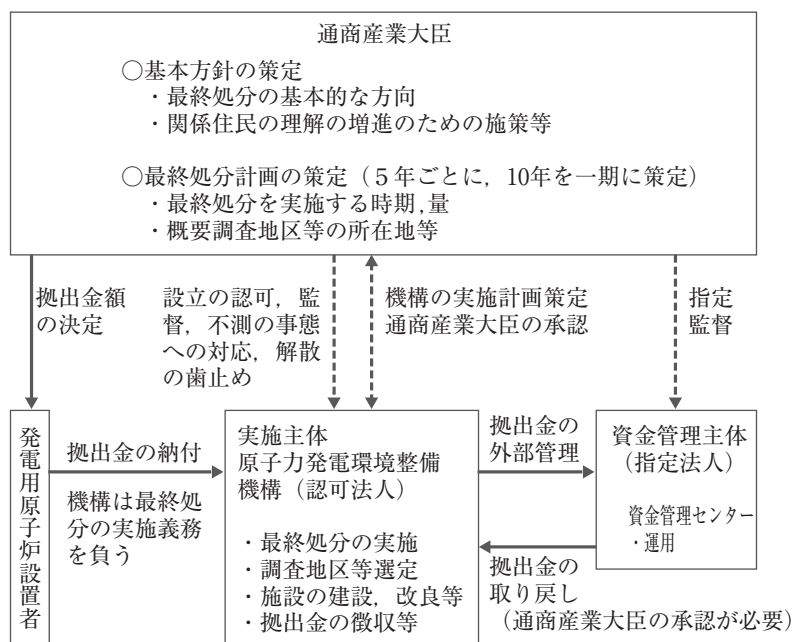
これまで総合エネルギー調査会原子力部会は、「高レベル放射性廃棄物処分事業の制度化のあり方」「処分費用の合理的見積もりについて」のなかで、高レベル放射性廃棄物の処分費用は「試算結果」として「約2.7～3.1兆円の範囲にあるが、設定条件、費用要因を考慮する

と一定の変動幅」があるといい、費用は、「将来に発生するから割引率を0～4%の範囲で処分単価の試算」を行っている。

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会は、「今後の電気事業制度の骨格について」において「原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画」（2000年11月24日）では、「使用済燃料を再処理し回収されるプルトニウム、ウラン等を有効利用していくことを国の基本的考え方とする」「今後使用済燃料の再処理は、国内で行うことを原則とする」と述べていた。

2003年12月になると電気事業連合会（電事連と略）は、使用済み核燃料の再処理や高レベル放射性廃棄物処分などの原子力バックエンド事業の総額が18兆9,100億円に達するといい、核燃料サイクルコストが発電単価のうち、1.47円/キロワット時である⁽²⁹⁾と初めて発表した。

図表13 高レベル放射性廃棄物処分事業の制度



（出所）（1）電力総連「つばさ」（No. 74）2000年6月16日より。

（2）<http://www.numo.or.jp/jigyoku/2.html>（2008年1月20日）

さらに2004年1月23日には、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会は、「バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益性等分析・評価——コスト等検討小委員会から電気事業分科会への報告——」を発表した。この小委員会の報告書では、電気事業者（電力企業）によるバックエンド事業の費用見積もりを基にコスト構造の分析・評価、原子力発電全体の収益等について分析・評価を行っている。

電力企業による試算によると、青森県六ヶ所村に建設中の再処理工場の操業期間を2006年7月から2046年度までの約40年間とし、その間に再処理される使用済燃料の量を約3.2万トンと想定し、これに基づき再処理費用、MOX燃料加工費用、これらの施設の廃止措置費用、放射性の処分費用などを想定している（図表14）。これらの原子力バックエンド総事業費は18兆8000億円にも達している。このうち再処理費用が11兆円、高レベル放射性廃棄物処分費が2兆5500億円で大きい。

原子力バックエンド事業費は、これまで「使用済核燃料再処理引当金」として電気料金の中で回収されていた。既存引当金では発生する使用済核燃料は全量再処理し、法定耐用年数15年間で処理されてきた⁽³⁰⁾。

2006年3月29日になると使用済核燃料の再処理工場のアクティブ試験について、日本原燃と青森県そして六ヶ所村の3者は「安全協定」に調印した。06年3月末に使用済核燃料再処理工場（青森県六ヶ所村）で始まったアクティブ試験は、06年8月に第2ステップを迎えた。日本原燃は、「さらに緊張感をもって臨む」⁽³¹⁾という。また「高レベル放射性廃棄物の最終処分地を決めるため、電源三法交付金による支援を拡充する方針」⁽³²⁾である。

経済産業省・資源エネルギー庁は、第2再処理施設の一部費用や原子力発電所の初期投資の

図表14 原子力バックエンド総事業費

単位100億円

事業	事業総額
再処理	1,100
返還高レベル放射性廃棄物管理	30
返還低レベル放射性廃棄物管理	57
高レベル放射性廃棄物輸送	19
高レベル放射性廃棄物処分	255
TRU廃棄物地層処分	81
使用済燃料輸送	92
使用済燃料中間貯蔵	101
MOX燃料加工	119
ウラン濃縮工場バックエンド	24
合計	1,880

注(1) 高レベル廃棄物処分費については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき、電力が拠出すると想定される費用を算定。

(2) 再処理、MOX工場等から発生するTRU廃棄物（地層処分相当）の処分費用は、各事業でなくTRU廃棄物地層処分の項目に計上。MOXはウラン・プルトニウム混合酸化物、TRUは超ウラン元素が付着したものをいう。

(3) 端数処理の関係で、表中の数値と合計が合わない場合がある。

(出所) 電気事業連合会第8回コスト等検討小委員会資料「原子燃料サイクルのバックエンド事業コストの見積りについて」（2004年1月）から抜粋（項目別費用は省略）。

1部を積立てる制度の検討に着手した。また「原子力発電施設解体引当金」についても、廃炉費用に積立不足がないか検証する。

東京電力の原子力バックエンド費用引当金の推移（図表15）を見ると、2002年3月期の1兆3825億円から2006年3月期の1兆6346億円へと大幅に増大している。

原子力発電の建設計画を行う電力9社、日本原子力発電、Jパワー（電源開発）の11社は、「原子力発電電力量が2015年に全体の発電電力量の約43%を占める見通し」⁽³³⁾という。

電気事業連合会は、プルトニウムの利用計画

図表15 東京電力の原子力バックエンド費用引当金の推移

単位100万円

決算期	1982.3	83.3	84.3	85.3	88.3	89.3	93.3	94.3	95.3
使用済核燃料再処理引当金	4,032	30,289	82,663	124,046	418,414	483,639	555,180	584,467	625,148
使用済燃料再処理等引当金	—	—	—	—	—	—	—	—	—
原子力発電施設解体引当金	—	—	—	—	—	166,307	148,661	170,053	191,495
合計	4,032	30,289	82,663	124,046	418,414	649,946	703,841	754,520	816,643

96.3	2002.3	2003.3	2004.3	2005.3	2006.3
633,718	1,048,348	1,113,973	1,136,843	1,248,549	—
—	—	—	—	—	1,258,212
214,253	334,240	349,911	351,580	355,143	376,448
847,971	1,382,588	1,463,884	1,488,423	1,603,692	1,634,660

(注) 1989年3月期の「原子炉等廃止措置引当金」は「原子力発電施設解体引当金」に含めている。

(出所) 有価証券報告書（東京電力、各年版）より作成した。

を公表した。電力9社と日本原子力発電およびJパワーは、各発電所で使うプルトニウムの年間利用の目安量を明らかにした。「11社合計で年5.5～6.5トンのプルトニウムをMOX（ウラン・プルトニウム混合酸化物）燃料として軽水炉に装荷する。日本燃料（六ヶ所村）のMOX燃料加工工場は2012年4月に操業予定で、プルトニウム利用時期も12年度以降」⁽³⁴⁾となっている。

おわりに

電力経営の現状を見ると、一つには、日本では電力の部分自由化により「競争原理」が導入され、各電力会社は経営効率化を図るために設備投資を抑制し、減価償却費計上による自己資金が生じるとそれを有利子負債の返済にあてていることである。

戦後の電力会社の設備投資は、「電力会社の安定供給責任」を前提に行われてきた。電力の安定供給のもとに総括原価が認められ、事業報酬が保証されるとともに、設備投資による減価償却費などが総括原価に含められ、電気料金によって回収される仕組みになっている。ヤードスティック方式が導入されているが基本は総括原価計算によっている。

二つには、電力会社は今日、設備投資の抑制によって借入金を返済したり、人員を減らすことによってコストを減らし、これによって当期利益や内部留保を増大させて、自己資本を増加させることにより自己資本比率の向上をはかっている。この比率の向上は現実のものとなっており、これまでの有利子負債による巨額の設備投資をするという「借金経営」からの脱却をめざしている。

電力会社の総資本経常利益率は上昇している

が、これは売上高経常利益率の上昇によってもたらされている。売上高経常利益率の上昇は利子負担率が大幅に下落し、また償却費負担率も設備投資の抑制によって次第に減少していくことによると考えられる。人件費負担率は上昇傾向にあるが、これは退職給付会計基準の導入によって従来の退職給与引当金の繰入以上に退職給付引当金の増加が多くなり、退職給付費用の計上が多くなったためである。また労務費や給料そして賞与、福利厚生費は抑制される傾向にある。

この売上高経常利益率の上昇によって収益性が高まり、支払能力を示す流動比率がやや上昇している。ただ、公益事業を営む電力会社の場合、民間企業とは異なり前述の総括原価主義による料金決定と事業報酬の保証そして料金の振込制によって確実に収入が保証されていることから流動資産は少なくとも経営にはさほど影響するとは考えられない。収益性の向上によって支払能力が高まり長期安定性が確保されている。固定比率は従来に比べて大幅に下落し、逆に自己資本比率は2000年から2001年3月期にかけて15.75%から17.18%へと1.43ポイントも上昇をしている。この自己資本比率の上昇は、電力会社の経営目標の柱の一つとされていたものである。これによって有利子負債を少なくし金利の負担を軽くして「市場競争」上優位に経営を運営していると考えられる。

以上のような電力経営に対して今日多くの課題が生じている。一つには公益事業の観点から収益主義にとらわれず、電力の安定供給や従業員の雇用や労働条件の向上そして原子力発電の安全性を保証することが電力経営にとって重要と思われる。

二つには、電力自由化に伴って競争が増し収益が減少し電力経営が大変になると言われたが、新規参入企業の経営は安定していない。また電力の自由化によって利益や内部留保が増大

したが、その恩恵が一般国民の電灯料金の引き下げまで浸透していない。

三つには、電気料金と関連して原子力バックエンド費用の負担が従来から問題とされてきた。今回明らかにされた原子力バックエンド費用が18兆円になるといわれているが、さらに増加するとも言われ不確定要素を含んでいる。原子力発電のコストは原子力バックエンド費用などを考慮すると他の電源と比べて決して安くはないと思われる。電気料金に原子力バックエンド費用を算入すると一般企業や国民の料金負担が増してくる。「原子力発電環境整備機構」への高レベル放射性廃棄物処分事業のための拠出金の納付と電力企業の原子力バックエンド費用の総括原価への算入との相互関連について十分に明らかにされていないと思われる。

（注）

- (1) 2000年3月から2003年末までの「電力自由化のもとでの東京電力」に関して、拙稿「電力自由化のもとでの東京電力の経営分析」『名城論叢』第4号、名城大学経済・経営学会、2004年3月で論じている。本稿では、2004年から2007年2月までの東京電力を含む電力産業の分析に重点を置いている。
- (2) 日本の電力産業は、発電・送電・配電を行う一般電気事業者として存在し、「一地域一電力会社」となっており、全国で北海道電力、東北電力、北陸電力、東京電力、中部電力、関西電力、中国電力、九州電力、沖縄電力の10電力体制となっている。電力の供給計画は電力会社ごとに立て、設備投資計画もそれぞれ立案している。電力自由化のもとでも10電力体制は基本的に変わっていないで地域独占となっている。

また、卸電気事業者は、電力会社に発電電力を卸す事業者をいい、全国で56社あり、電力会社10社と合わせると、66社が電気事業を営んでいる。卸電気事業者には、Jパワー（電源開発）、日本原子力発電、苫小牧共同開発、北海水力発電、酒田共同火力発電などがある。1995年の電気事業法改正で一般企業にも卸発電の参入を認めている。

- (3) 「電力会社の営業区域の間を結ぶ電線を連係線と

呼ぶ。これまで連係線の使用料として振替料金を支払う必要があったが、負担が重いとして2005年4月に撤廃された。ただ連係線は電力会社どうしが電力融通などで使用しており、空き容量には限度がある。周波数を変換する設備能力も最大で90万キロワット程度しかない。これら設備の増強が地域を越えた競争がどこまで広がるかのカギを握る」(日本経済新聞、2007年1月6日)といわれている。

- (4) P. C. FUSARO and R. M. MILLER, what went wrong at ENRON, WILLY, USA, 2002. (橋本碩也訳『エンロン崩壊の真実』税務経理協会、2002年11月)。

エンロンは、1985年にエネルギー市場の規制緩和のなかで、デリバティブの取引を手掛けて事業を拡大し、2000年には売上高で全米7位に成長し、株価も高騰した。ただ利益水増しの粉飾決算を行い、巨額損失が出たが、損失はペーパーカンパニーに移しかえた。しかし2001年12月に経営破綻した。同社株や社債に投資した投資家は巨額の損失を破り、監査担当のアーサー・アンダーセンは信用を失い廃業に追い込まれた。

エンロンのCEOのレイおよびスキリングは2006年5月25日に大規模な不正経理事件で重い有罪の評決が下った。このエンロン事件後に、2002年に企業改革法(サーベンス・オクスレー法)が制定され、CEOに決算書への署名を求め、トップが社内の不正チェックに全責任を負うこととなった。会計士も監視機能の強化をもとめられた。

- (5) 本格改訂は、2004年10月から2005年7月1日まで10電力会社により順次行われた。届出による値下げ改定率は、10電力会社平均で4.49%であった。改定率は規制部門の平均である(電気事業連合会『電気事業便覧(平成18年度版)』日本電気協会、2006年10月、150ページ)。
- (6) 日本卸電力取引所は、2005年4月に開設したもので、電力企業の電源設備の余力部分を新規参入企業に融通する目的で設置された。
- (7) 日本経済新聞、2005年11月1日。
- (8) 電力企業が、電力自由化以降に参入企業に奪われた顧客は、つぎの表のようである。

電力会社	2005年4月1日		2005年12月1日	
	顧客件数	契約電力	顧客件数	契約電力
東京電力	660件	190万kW	1100件	220万kW
関西電力	168	44	274	58
中部電力	36	10	44	13
九州電力	30	9	49	13
中国電力	15	3	23	6
四国電力	1	0.4	1	0.4
東北電力	0	0	3	0.3
計	910	256.4	1494	310.7

(注) (1) 契約電力の単位は万キロワット。

(2) 東京電力、中部電力は概数。北海道電力、北陸電力、沖縄電力の各電力会社は、2005年12月1日時点で奪われた顧客なし。

(出所) 日本経済新聞、2005年12月27日。

- (9) 日本経済新聞、2006年7月11日。
- (10) 日本経済新聞、2006年8月19日。なお、新規参入企業(特定規模電気事業者、2006年3月末現在)は23社(出力1261万kW)である(電気事業連合会『電気事業便覧(平成18年度)』12ページ)。
- (11) 有価証券報告書(東京電力、2006年3月期)93ページ。
- (12) 同上書、93ページ。
- (13) 日本経済新聞、2006年1月17日。
- (14) 日本経済新聞、2007年2月19日。
- (15) 日本の原子力発電所の建設は、1980年代にピークを迎え、90年から97年にかけて大幅に減少し、2000年以降には着工は1基となっている(日本電気協会『原子力ポケットブック』2006年版、115ページ、電気新聞)。
- (16) 世界の原子力発電の最近の動向については、日本原子力産業協会『世界の原子力発電開発の動向2006年次報告』2007年1月に詳しい。
- (17) 東京電力を上回る規模の世界の公益企業の出現は、「国内市場が成熟し、成長余地が乏しいという市場環境がM&Aの引き金になっている」(電気新聞、2006年11月1日)といわれる。なお、EDFはフランスの国営電力会社で欧州最大規模をもつ。2005年11月には欧州市場に上場し民営化された。
- (18) 電気新聞、2006年10月18日。
- (19) 日本電気協会、前掲書、117ページ。
- (20) 日本原子力産業協会、前掲書、92ページ。

- (21) 日本経済新聞, 2007 年 4 月 5 日。
 - (22) 電気事業連合会『電気事業便覧（平成 18 年度）』
日本電気協会 2006 年 10 月, 259 ページ。
 - (23) 有利子負債は短期借入金, 社債・転換社債, 長期
借入金の合計額である。200 年以降の有利子負債は
次第に減少している。
 - (24) 『電気料金と総括原価計算』の部分は, 拙稿「電力
コスト」『核, 原子力, エネルギー問題ニュース』(No.
260), 原子力問題情報センター, 2005 年 7 月 15 日,
5～6 ページを加筆・修正したものである。
 - (25) 資源エネルギー庁公益事業部編『1995 年度電気事
業法の解説』通商産業調査会出版部, 1995 年 12 月,
39 ページ。
 - (26) 日本経済新聞社『日経財務データ』(電力) 2006 年
版より。
 - (27) 日本経済新聞, 2006 年 5 月 27 日。
 - (28) 電気新聞, 2006 年 8 月 29 日。
 - (29) 電気新聞, 2003 年 12 月 17 日。
 - (30) 電気新聞, 2005 年 11 月 11 日。
 - (31) 電気新聞, 2006 年 8 月 8 日。
 - (32) 電気新聞, 2006 年 7 月 21 日。
 - (33) 電気新聞, 2006 年 3 月 9 日。
 - (34) 電気新聞, 2006 年 1 月 10 日。
- (付記) 本稿は, 平成 18 年度名城大学経済・経
営学会研究助成金を受けている。