

第24回 料金審査専門会合 事務局提出資料 ～原価算定期間終了後の事後評価～

平成29年3月1日（水）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

目次

原価算定期間終了後の追加検証

1.概観

- (1)料金原価と実績費用の比較
- (2)規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因
- (3)経営効率化の取組状況

2.電力会社ごとの評価

- (1)料金原価と実績費用の比較
- (2)規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因
- (3)経営効率化の取組状況
- (4)まとめ案

3.総評

1. 概観

1. (1) 概観 料金原価と実績費用の比較 (1 / 2)

- 人件費については、原価不算入分の出向者給与、給与水準差、残業手当により給料手当が増加し、北海道電力以外、原価を上回る実績。
- 原発再稼働遅延に伴い、火力焚き増しが必要となる中、燃料費と購入電力料の増加傾向がみられる。個別には、原価算定における原子力稼働率の織り込みが大きかった九州電力、関西電力で増加が著しい。他エリアに比べて自由化部門の法人需要を中心に需要減少が大きい東京電力エナジーパートナー（以下、「東京電力 E P」という。）では、燃料費の減少が大きくなっている。なお、各社とも燃料調達に当たっては、海外買主等との共同調達や調達ソースの多様化などの努力を行い、他社購入では自社電源のメリットオーダーとの比較を行った上で効率的な調達に努めている。
- 全社とも、経営効率化・一時的な繰延べ等により、最もコスト削減対象となりやすい費目である修繕費が減少。修繕費の抑制に当たっては供給信頼度を害することが無いように、リスク評価を実施。また、需要減による電源開発促進税・事業税の減少等により公租公課が減少。

1. (1) 概観 料金原価と実績費用の比較 (2/2)

費目毎の料金原価と実績の乖離 (数値 = 実績 - 料金原価、3 事業年度平均 規制部門と自由化部門の合計)

(単位：億円)

	北海道	関西	東北	四国	九州	東京 E P	主な乖離理由
人件費	△7	147	30	18	109	214	○原価不算入の出向者給与、給与水準差、残業手当の増による給料手当の増 ○年金資産の運用好調による退職給与金の減 (北海道、東北、四国、九州) ○新総特に基づく効率化計画超過達成に伴う処遇改編 (東京 E P)
燃料費	△42	545	190	65	1,279	△646	○原発再稼働遅延等による火力燃料費の増 (東京 E P 以外) ○燃料価格上昇影響を上回る販売電力量の減少による減 (東京 E P) ○燃料価格下落影響及び販売電力量の減少による減 (北海道)
修繕費	△207	△761	△315	△112	△664	△657	○経営効率化による減、緊急避難的な繰延べによる減 ○原発再稼働遅延に伴う原発修繕費、火力焚き増しに伴う定検短縮による火力修繕費の減
減価償却費	△10	△19	140	4	△82	△59	○投資抑制による減 ○原発の新規制基準対応のための安全対策投資の増 (四国) ○被災代替資産等の特別償却による増 (東北)
購入電力料	30	886	△57	232	896	484	○原発再稼働遅延等による他社購入の増 (東北以外) ○他社原発再稼働遅延による他社購入の減 (東北)
公租公課	△23	△57	△17	△8	△40	△96	○需要減による電源開発促進税、事業税の減
原子力バック イント費用	△23	8	29	△18	△68	△19	○原発再稼働遅延による使用済燃料再処理等費等の減 ○解体引当金制度変更等による原発施設解体費への影響 (関西・東北増、他減)
諸経費	31	199	△83	△18	△242	252	○経営効率化による減、緊急避難的な繰延べによる減 ○原発停止に伴う緊急設置電源の継続設置による賃借料の増 (北海道) ○原子力の廃棄物処理費 (引当計上) の増 (関西) ○賠償対応費用、安定化維持費用等委託費の増 (東京 E P)
合計 (対原価比)	△253 (△4%)	949 (+4%)	△82 (△1%)	162 (+3%)	1,187 (+9%)	△527 (△1%)	
(参考) 原価	6,432	26,267	16,361	4,820	13,959	56,161	

注1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

注2：合計は、電気事業営業費用の合計。

(出所：第22・23回料金審査専門会合資料より事務局作成)

1. (2) 概観 規制部門と自由化部門の利益率乖離要因 (1 / 2)

- ①原発再稼働遅延に伴う需給関係費増加の影響、②燃調タイムラグ損益の影響、③コスト削減の深掘りの影響の3つの要因が、規制部門・自由化部門の利益率の主な乖離要因となっている点は各社共通である。基本的に、①及び②は、相対的に販売電力量の多い自由化部門に影響が現れる傾向があり、③は各社の設備構成や修繕対策の内容等により、規制・自由部門への効果の現れ方は異なっている。
- 各社において、規制部門と自由化部門の両部門で販売電力量は減少している。特に、関西電力・九州電力では、料金原価時と比較し、規制部門より自由化部門で販売電力量が大きく減少しており、両部門の利益率の主な乖離要因となっている。
- 北海道電力では、年度途中で料金改定（注）を行ったため、直ちに新たな料金が適用される規制部門と、年度初めの契約が多く、契約更改のタイミングまで料金引き上げを待たなければならない需要家の多い自由化部門とでその効果の現れ方が異なっている。特に、規制部門では冬季の販売電力量が相対的に大きくなることもあり、規制部門の利益率が高く、自由化部門との大きな乖離が生じた要因となっている。

注：1度目の値上げは、平成25年9月1日から。2度目の値上げは、平成26年11月1日から。

1. (2) 概観 規制部門と自由化部門の利益率乖離要因 (2 / 2)

各社の規制部門・自由化部門の電気事業利益・利益率、両部門の利益率の主な乖離要因 (3事業年度平均)

(単位：億円)

		北海道	関西	東北	四国	九州	東京 E P	規制部門と自由化部門への配分の考え方
補正前各部門の電気事業利益 A (各部門の電気事業利益率)	規制	△64 (△1.9%)	112 (0.9%)	432 (6.2%)	52 (2.1%)	10 (0.1%)	1,351 (5.0%)	
	自由	△230 (△8.5%)	△550 (△3.8%)	421 (5.1%)	△10 (△0.4%)	△590 (△8.2%)	1,106 (3.7%)	
	乖離率 (注1)	6.6%	4.7%	1.1%	2.5%	8.3%	1.3%	
規制部門と自由化部門の利益率の主な乖離要因 (注2)								
①原発再稼働遅延に伴う需給関係費増加の影響	規制	△190	△571	△79	△114	△770	△909	kWhの比率
	自由	△209	△875	△131	△155	△1,090	△1,341	
②燃調タイムラグ損益	規制	63	190	94	26	80	469	kWhの比率
	自由	50	300	169	36	130	657	
③コスト削減深掘りの影響 (修繕費等)	規制	21	588	300	87	600	2,016 (注3)	2:1:1比率等主にkWに基づく比率
	自由	11	659	307	67	490	1,934	
④販売電力量減少の影響 (注4)	規制	-	△28	-	-	△60	-	販売電力量実績の減少額
	自由	-	△701	-	-	△240	-	
⑤年度途中で料金改定を行ったこと等の影響	規制	△117	-	-	-	-	-	料金改定未反映分の収入を積み上げ算定
	自由	△238	-	-	-	-	-	
小計 B=①+②+③+④+⑤	規制	△223	179	315	△0	△150	1,576	
	自由	△386	△617	345	△51	△710	1,249	
補正後各部門の電気事業利益 C=A-B (補正後各部門の電気事業利益率)	規制	159 (4.7%)	△67 (△0.5%)	117 (1.7%)	52 (2.1%)	160 (2.0%)	△225 (△0.8%)	
	自由	156 (5.4%)	+67 (0.4%)	76 (0.9%)	41 (1.7%)	120 (1.6%)	△143 (△0.5%)	
	乖離率	0.7%	0.9%	0.8%	0.4%	0.4%	0.3%	

注1 乖離率は、規制部門・自由化部門の差の絶対値で表示。

注6 各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

注2 主な乖離要因は、規制部門、自由化部門に及ぼしている影響 (調整の過程でこの影響を控除)

注3 東京電力 E P のコスト削減深掘りの影響には、修繕費等固定費だけでなく、燃料費等の可変費含む。可変費は、主にkWhの比率で配分。

注4 販売電力量減少の影響は、収益から費用を相殺した純額ベースの数値

注5 電気事業利益率は、3年合計の電気事業利益を3年合計の電気事業収益で除して算定

(出所：第22・23回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成)

1. (3) 概観 経営効率化への取組状況 (1 / 2)

①恒常的な効果が見込まれる効率化の取組状況

- 各社において、料金認可時以降、経営効率化の取組が進められている。特に関西電力、東北電力、九州電力及び東京電力 E P における恒常的な効果が見込まれる効率化への取組は、実績額が査定による効率化努力の深掘り分を含む計画値を上回っている。
- ただし、人件費については、効率化の計画値が未達だった企業が多い。
- 燃料費と購入電力料の合計である需給関係費は、関西電力、東北電力、四国電力、九州電力及び東京電力 E P で恒常的な効率化実績額が計画値を上回っている。これは、定検期間短縮等による石炭・LNG火力の稼働率の向上、卸電力取引所からの安価な電力購入の実施などの取組によるものであり、将来的な原価の低廉化が期待される。また、修繕費については、点検周期や工事の実施時期等の見直し、競争発注比率の拡大などに取組、全ての企業において効率化実績が計画値を上回っている。
- 設備投資関連費用の効率化に関しては、東北電力及び東京電力 E P では査定により料金原価対象外になった既設の設備の減価償却費・事業報酬が発生していることなどを理由として実績が計画値を一定程度下回り、逆に関西電力は競争発注拡大、仕様見直し、工事実施時期の見直しなどから計画値を大きく上回っている。

②一時的な繰延べ等

- 各社において、一時的なコスト削減につながる修繕費・その他費用での繰延べが計上されている。特に東京電力 E P 、関西電力のその他費用削減は設備投資の削減に伴う除却の減少等である。
- 東京電力 E P においては、共同火力での修繕費繰延べ等の実施により調達価格を低減等として需給関係費で一時的な繰延べを実施している。関西電力、四国電力及び東京電力 E P では不急と判断した資本的支出を抑制することにより、設備投資関連費用でも一時的な繰延べを実施している。

1. (3) 概観 経営効率化への取組状況 (2 / 2)

恒常的な効率化の対計画と実績の比較及び一時的な繰延べ等の状況 (3事業年度平均)

(単位：億円)

	費目	北海道			関西			東北			四国			九州			東京 E P		
		計画	実績	差異	計画	実績	差異	計画	実績	差異	計画	実績	差異	計画	実績	差異	計画	実績	差異
① 恒常的な 効率化	人件費	161	150	△11	456	413	△43	403	270	△133	136	97	△39	479	393	△86	1,125	1,353	228
	需給関係費(注1)	162	156	△6	630	670	40	316	544	228	41	68	27	176	265	89	450	2,334	1,884
	修繕費	118	119	1	100	110	9	135	148	13	88	91	3	324	351	27	422	987	565
	設備投資関連費用	38	37	△1	345	568	223	95	43	△52	26	7	△19	246	264	18	327	256	△71
	その他費用	131	138	7	495	528	33	187	174	△10	121	135	14	212	219	7	1,302	1,412	110
	合計	610	600	△30	2,027	2,289	262	1,139	1,179	40	412	398	△14	1,437	1,491	55	3,626	6,342	2,716
	対計画比			△2%			13%			4%			△3%			4%			75%
② 一時的な 繰延べ等	人件費	-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-	
	需給関係費(注1)	-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	178	
	修繕費	30	64	34		495			297			37			344			493	
	設備投資関連費用					138			-			2			-			101	
	その他費用	10	18	8		333			160						263			461	
	計	40 (注2)	82	42		964			457			39			607 (注3)			1,233	

注1 燃料費及び購入電力料

注2 北海道電力の一時的な繰延べ等には、予算策定段階において計画した効率化（支出抑制・繰延べ）を記載。

注3 九州電力の資料上は、一時的な繰延べ額に、原子力発電所再稼働遅延に伴う影響額817億円を含む1,424億円にて記載。ここでは他社との比較の観点からその影響額を控除した額を記載。

注4 各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

2. 電力会社ごとの評価 (北海道電力)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 規制部門・自由化部門とも実績が料金原価を下回っている。
(規制△119億円、自由化△133億円、規制・自由合計△253億円)
- 平成25年12月から順次稼働を想定(注)していた原子力発電所が3事業年度を通じて非稼働であり、購入電力料、その他経費が増加し(+61億円)、修繕費、減価償却費、原子力バックエンド費用が減少している(△240億円)。

注：再値上げ時では平成27年11月を想定

平成25年度～27年度の費目毎の料金原価と実績の比較(3事業年度平均)

(単位：億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	300	295	△3	206	202	△3	505	498	△7	退職給与金の減等
燃料費	897	880	△16	999	972	△26	1,896	1,853	△42	販売電力量の減、燃料価格の低下による減、原子力発電所長期停止による増等
修繕費	576	466	△109	386	288	△98	962	754	△207	発電設備の定期点検費用減等
減価償却費	479	475	△3	407	399	△7	886	875	△10	原子力発電所長期停止による工事減等
購入電力料	368	386	18	411	422	11	779	809	30	卸供給事業者からの火力受電増等
公租公課	192	182	△9	176	162	△13	368	344	△23	収入減による事業税の減等
原子力バックエンド費用	34	23	△10	38	25	△12	72	48	△23	原子力発電所長期停止による費用減等
その他経費	576	591	15	387	403	16	964	995	31	賃借料の増等
電気事業営業費用合計	3,423	3,302	△119	3,009	2,875	△133	6,432	6,178	△253	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第22回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①購入電力料

- 販売電力量、発受電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ△21億kWh, △26億kWh)
- 為替レートは円安となっている(+23円/\$)ものの、原油価格は下落しており(△29.6円/\$) いることから、全体としての燃料価格は下落傾向にある。
- 原子力発電所が、3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少した(△49億kWh)ため、代わりに他社購入による受電増等(+6億kWh)により不足分の一部を補っていることから、購入電力料で実績が原価を上回っている。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	317	296	△21
為替レート (円/\$)	87	110	23
原油価格 (\$/b)	112.6	83.0	△29.6
原子力利用率 (%)	27	-	△27

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均)

(億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
発受電電力量	357	331	△26
水力	34	36	2
火力	213	228	15
石炭	136	149	13
石油	77	79	2
LNG	-	-	-
原子力	49	-	△49
新エネ	-	-	-
その他(他社購入・販売等)	61	67	6

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②その他経費

- その他経費では、実績が料金原価を上回っている (+31億円)
- 原子力発電所の非稼働に伴う緊急設置電源の継続設置等により、賃借料が増加している。(+20億円)
- その他、制度改正対応(原子力安全対策、電力システム改革)等により、委託費、諸費が増加している。(それぞれ+15億円、+15億円)

その他経費-原価と実績の比較(3事業年度平均)(単位:億円)

	規制部門+自由化部門		
	原価①	実績②	差異②-①
廃棄物処理費	73	79	6
消耗品費	25	21	△3
補償費	20	20	0
賃借料	90	110	20
託送料	58	64	7
事業者間精算費	0	0	0
委託費	393	407	15
損害保険料	6	5	△1
原子力損害賠償資金補助法負担	-	0	0
原賠・廃炉等支援機構負担金	65	65	-
普及開発関係費	4	10	6
養成費	8	5	△2
研究費	18	14	△3
諸費	89	105	16
電気料貸倒損	6	10	4
固定資産除却費	109	72	△36
再エネ特措法納付金	-	-	-
その他	△0	△0	△0
その他経費計	964	995	31

実績が原価を上回った費目の主な差異要因

- 廃棄物処理費(+6億円) 原子力発電所長期停止に伴う火力廃棄物処理費の増
 - 賃借料(+20億円) 原子力発電所長期停止に伴う緊急設置電源の継続設置による増
 - 託送料(+7億円) 卸電力取引の増
 - 委託費(+15億円) 原子力安全対策費用の増
 - 普及開発関係費(+6億円) 需要抑制関連費用の増
 - 諸費(+16億円) 電力システム改革対応によるシステム開発費用の増
 - 電気料貸倒損(+4億円) 貸倒引当の増
- 注:各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所:第22回料金審査専門会合資料より抜粋)

<緊急設置電源のイメージ(北海道電力HPより)>



苫小牧発電所2号機～83号機
出力:7.4万kW

南早来発電所1号機～72号機
出力:7.4万kW

2. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では△1.9%、自由化部門では△8.5%となっている。
- 年度途中で料金改定を行った影響により冬季の販売電力量が相対的に大きい規制部門で利益率が高くなり、自由化部門で利益率が低くなっている。また、規制部門では料金改定のタイミングで一度に料金値上げを行っているのに対し、自由化部門では、料金改定後の年度契約更改のタイミングで料金値上げを実施していることから、利益率は規制部門で高くなり、自由化部門で低くなっている。
- 原子力発電所の全機停止により受給関係費（可変費）が増加する一方で、一時的な繰延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている。また、燃料費調整制度によるタイムラグの利益増の影響が生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で4.7%・自由化部門で5.4%となり、差異は縮小。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益 ①	3,316	2,695	6,011
電気事業費用 ②	3,380	2,925	6,306
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	△ 64	△ 230	△ 294
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	△1.9%	△8.5%	△4.9%
(参考) 販売電力量	137	159	296

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。
（出所：第22回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 ① (電気事業利益率)		△64 (△1.9%)	△230 (△8.5%)
主な 乖離 要因	泊原子力発電所停止に伴う需 給関係費の増	△190	△209
	燃調タイムラグ影響	63	50
	経営効率化深掘り（費用減）	21	11
	年度の途中で改定を行ったことな どによる収益減	△117	△238
	合計 ②	△223	△386
補正後電気事業利益 ① - ② (電気事業利益率)		159 (4.7%)	156 (5.4%)

2. (3) 経営効率化の取組状況

- 経営効率化の実績については、料金原価時の想定との比較では、人件費、需給関係費、設備投資関連費で計画値を下回り、全体では10億円の未達となった（想定610億円、実績600億円）。
- 修繕費、その他費用に関して、一時的な繰延べに取組んだ。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

	主な削減内容	コスト削減額		
		計画(想定) ①	実績 ②	深掘額 ③ = ① - ②
人件費	<ul style="list-style-type: none"> ● 役員報酬の削減 ● 給与手当の削減 ● 厚生費の削減 	161	150	△11
需給関係費	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料費の削減 ● 購入電力料の削減 ● 卸電力取引所の活用 	162	156	△6
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> ● 資機材調達コストの低減 ● 工事内容・工法、工事実施時期の見直し 	(30) 118	(64) 119	(34) 1
設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 資機材調達コストの低減 ● 工事内容・工法、工事実施時期の見直し 	38	37	△1
その他費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 普及開発関係費の削減 ● 資機材調達コストの低減 	(10) 131	(18) 138	(8) 7
合計		(40) 610	(82) 600	(注2)(42) △10

注1：修繕費およびその他費用の上段（ ）内に記載の数値は、予算策定段階において計画した効率化（支出抑制・繰延べ）を別掲している。

注2：予算策定段階での計画削減分（効率化計画には未反映）を実施したことによる増。

注3：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

2. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の2つの費目について、増減要因を確認した。
- その結果、合理的な理由無く上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 購入電力料
 - その他経費

2. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27年度の原価算定期間における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門△1.9%、自由化部門△8.5%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約 1 : 1.16となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間において非稼働であったため、他社からの受電増により可変費である購入電力料が増加している。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種費用が発生することから、自由化部門と比較して電気料金に占める固定費の割合が高くなっている。北海道電力では、経営効率化等によるコストの削減効果は、可変費・固定費ともに生じているが、特に固定費でコスト削減が進んでいる。
- 年度途中で料金改定を行ったため、直ちに新たな料金が適用される規制部門と、年度初めの契約が多く、契約更改のタイミングまで料金引き上げを待たなければならない需要家の多い自由化部門とでその効果の現れ方が異なっている。特に、規制部門では冬季の販売電力量が相対的に大きくなることもあり、規制部門の利益率が高く、自由化部門との大きな乖離が生じた要因となっている。
- 原子力発電所の停止に伴う他社購入の増加等による需給関係費の負担増の影響が、可変費比率の高い自由化部門に相対的に大きく影響を及ぼしており、また年度途中に行った料金改定の効果が自由化部門に現れるまでに時間的遅れが見られた。一方、燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は、主に冬季に発生が多かったこともあり、冬季に販売電力量が多かった規制部門により影響を及ぼしており、また、経営効率化等によるコストの削減効果（利益を増やす効果）が固定費比率の相対的に高い規制部門で効果が多く現れている。以上より、これらの要因の補正後の利益率は、規制部門4.7%・自由化部門5.4%と差異は縮小する。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- 稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間を通じて非稼働であり、他社購入の増加等により収支が厳しく、2度の値上げが行われる状況の中において、経営効率化は、料金改定時の610億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額の実績が600億円（3事業年度平均）であり、△10億円の未達となっている。特に、費用項目で見ると人件費、需給関係費等で計画値を達成できていなかった。
- 一時的な繰延べとしては、82億円（3事業年度平均）となっていた。現在、これらの一時的な繰延べ額についても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。

2. 電力会社ごとの評価 (関西電力)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 規制部門・自由化部門とも実績が料金原価を上回っている。
(規制 + 454億円、自由化 + 496億円、規制・自由合計 + 949億円)
- 支出抑制・繰延べ等により修繕費が減少し (△761億円)、稼働を想定していた原子力発電所の再稼働遅延に伴い燃料費、購入電力料が増加している (+1,431億円)。

平成25年度～27年度の費目毎の料金原価と実績の比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	1,011	1,099	88	811	870	59	1,822	1,969	147	一人当たり年間給与水準の差異
燃料費	3,683	4,023	341	5,959	6,163	205	9,642	10,187	545	原子力利用率の低下等による燃料消費数量増
修繕費	1,474	1,078	△ 396	1,115	750	△ 365	2,589	1,828	△ 761	調達価格の削減や工事の繰延べ等による減
減価償却費	1,419	1,423	4	1,523	1,499	△ 23	2,942	2,922	△ 19	調達価格の削減等による減
購入電力料	1,525	1,905	381	2,281	2,787	506	3,806	4,692	886	原子力利用率の低下等による購入電力量の増
公租公課	685	671	△ 14	854	811	△ 43	1,539	1,482	△ 57	電源開発促進税等の減
原子力 バックエンド費用	157	166	10	254	252	△ 1	411	419	8	解体引当金に係る会計制度変更による増
その他経費	1,903	1,943	41	1,613	1,770	158	3,515	3,713	199	廃棄物処理費の増
電気事業営業費用合計	11,857	12,311	454	14,410	14,905	496	26,267	27,216	949	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第22回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、役員給与・給料手当・退職給与金・厚生費が増加している。
- 一人当たり給与水準で、原価織り込みの水準を実績が上回ったことなどから、給与手当が増加（+107億円）しており、人件費全体の増加分の大半を占めている。

人件費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

		原価 ①	実績 ②	差異 ②－①	備 考
人件費	役員給与	3.6	3.7	0.1	一人当たり役員給与水準の差異
	給料手当	1,328	1,435	107	一人当たり給与水準の差異
	退職給与金	175	195	20	数理計算上の差異償却発生との差異
	厚生費	259	288	30	給与水準の差異等に伴う法定厚生費への影響
	その他	57	46	△ 11	委託手数料の引き下げ
人件費		1,822	1,969	147	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第22回料金審査専門会合資料より抜粋）

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②燃料費・購入電力料

- 販売電力量、発電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ $\Delta 107$ 億kWh, $\Delta 122$ 億kWh)
- 原油価格は下落している ($\Delta 22.9$ \$/b) もの、為替レートは大幅な円安となっている (+30.6円/\$) ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- 原子力発電所の稼働率が想定よりも低かったことにより発電量が減少した ($\Delta 182$ 億kWh)ため、代わりに火力発電所の焚き増し (+13億kWh)と他社購入等による受電増 (+45億kWh)等により不足分を補っており、燃料費・購入電力料で実績が原価を上回っている。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	1,446	1,340	$\Delta 107$
為替レート (円/\$)	78.9	109.5	30.6
原油価格 (\$/b)	105.9	83.0	$\Delta 22.9$
原子力利用率 (%)	25.2	4.0	$\Delta 21.2$

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均) (億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
発電電力量	1,575	1,454	$\Delta 122$
水力	136	139	3
火力	901	914	13
石炭	120	131	12
石油	252	206	$\Delta 46$
LNG	529	577	48
原子力	216	34	$\Delta 182$
新エネ	1	a	Δa
その他(他社購入・販売等)	322	367	45

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ③原子力バックエンド費用

- 原子力バックエンド費用は、実績が料金原価を上回っている。(＋8億円)
- 解体引当金にかかる会計制度が、平成25年10月1日より発電量に応じて費用計上する方法から定額法での費用計上する方法に変更となったことにより、原子力発電施設解体費が増加している。(＋20億円)
- また、原子力発電所の稼働率の低下により、使用済燃料再処理等費、特定放射性廃棄物処分費がそれぞれ減少している。(それぞれ△8億円、△3億円)

原子力バックエンド費用-原価と実績との比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

費目	料金原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	備考
原子力発電施設解体費	66	85	20	会計制度見直しに伴う引当方式の変更による増
使用済燃料再処理等費	305	297	△8	原子力利用率の低下による減
特定放射性廃棄物処分費	40	36	△4	〃
原子力バックエンド費用合計	411	419	8	

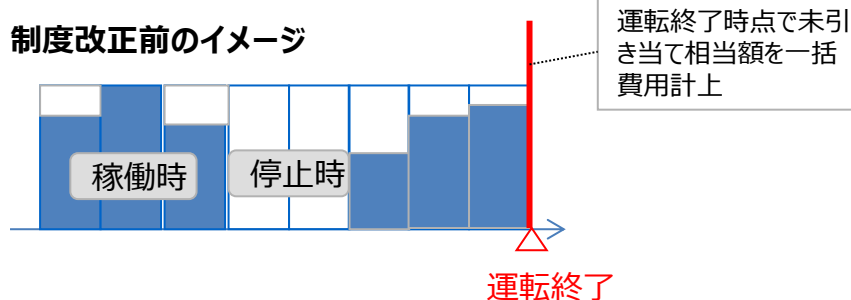
注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第22回料金審査専門会合資料、事務局ヒアリングにて作成)

原子力発電施設解体引当金に関する省令の改正 (出所：廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ第3回資料に基づき事務局作成)

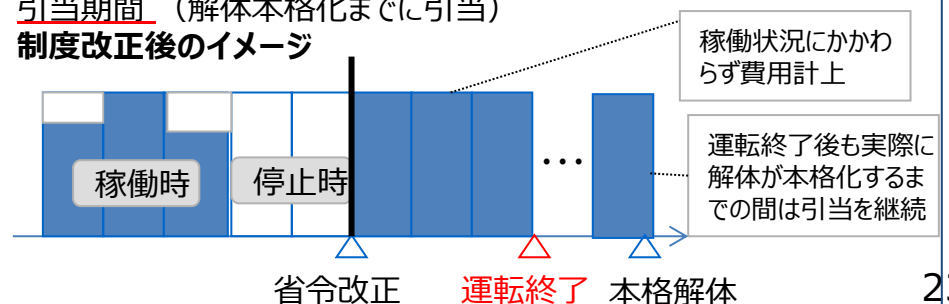
・改正前：生産高比例法（運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定）で稼働実績に応じて廃炉費用を積み立て

制度改正前のイメージ



・改正後：①定額法へ変更（稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化）
②運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間（解体本格化までに引当）

制度改正後のイメージ



2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ④ その他経費

- その他経費では、実績が料金原価を上回っている。(＋199億円)
- 原子力に係る廃棄物処分の引当金計上等により、廃棄物処理費の実績が原価を上回っている。(＋223億円)

その他経費-原価と実績の比較

(単位：億円)

	規制部門＋自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②－①
廃棄物処理費	209	432	223
消耗品費	105	81	△ 24
補償費	49	52	4
賃借料	662	597	△ 64
託送料	136	153	18
事業者間精算費	8	10	3
委託費	1,245	1,329	84
損害保険料	20	18	△ 2
原賠・廃炉等支援機構負担金	315	315	0
普及開発関係費	27	47	20
養成費	19	15	△ 3
研究費	104	85	△ 18
諸費	286	335	50
電気料貸倒損	15	9	△ 5
固定資産除却費	322	229	△ 93
共有設備等分担額	9	8	△ 1
共有設備等分担額（貸方）	△ 3	△ 2	0
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 4	△ 2	1
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 7	△ 4	3
電力費振替勘定（貸方）	△ 6	△ 3	2
原子力廃止関連仮勘定償却費	2	2	0
その他経費計	3,515	3,713	199

<実績が原価を上回った項目の主な差異要因>

○ 廃棄物処理費

- ・大型廃棄物（原子力）の処理・処分に係る費用の会計上の引当等
（技術的知見の蓄積により処理・処分の成立性について見通しが得られたため）

○ 委託費

- ・原子力安全対策関連委託の増

○ 普及開発関係費

- ・全面自由化に向けた新たな料金メニューやサービスの周知（料金原価に未算入）等

（出所：第22回料金審査専門会合資料、事務局ヒアリングにて作成）

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

2. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では0.9%、自由化部門では△3.8%となっている。
- 原子力発電所の全機停止により燃料費（可変費）が増加する一方、緊急避難的な繰延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている。また、販売電力量が特に自由化部門で落ち込んだ影響、燃料費調整制度によるタイムラグの利益増の影響が生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で△0.5%・自由化部門で0.4%となって逆転し、その乖離幅も縮小する。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益 ①	12,536	14,369	26,905
電気事業費用 ②	12,424	14,919	27,344
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	112	△550	△438
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	0.9%	△3.8%	△1.6%
（参考）販売電力量	516	825	1,341

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 ① （電気事業利益率）		112 (0.9%)	△550 (△3.8%)
主な乖離要因	原子力発電所再稼働遅延に伴う需給関係費の増	△571	△875
	燃調タイムラグ影響	190	300
	経営効率化深掘り（費用減）	588	659
	販売電力量減による収入の減	△28	△701
	合計 ②	179	△617
補正後電気事業利益 ① - ② （電気事業利益率）		△67 (△0.5%)	67 (0.4%)

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第22回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）

2. (3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を262億円上回っている。
- 一時的な繰延べが、修繕費・設備投資関連費用を中心に964億円行われている。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

費目	主な取組内容	目標額 A	効率化 実績 B	差引
				B - A
① 恒久的な 効率化	人件費	456	413	△43
	需給関連費用	630	670	40
	設備投資関連費用	100	110	9
	修繕費	345	568	223
	諸経費等	495	528	33
	小計	2,027	2,289	262
② 緊急的な支出抑制・繰延べ（注1）			964	
コスト削減額 合計（①+②）			3,253	

注1：緊急的な支出抑制・繰延べ（964億円）の費目別内訳は、修繕費495億円、設備投資関連費用138億円、その他経費等33億円

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第22回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）

2. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の5つの費目について、増減要因を確認した。
- その結果、合理的な理由無く上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 人件費
 - 燃料費
 - 購入電力料
 - 原子力バックエンド費用
 - その他経費

2. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27年度の原価算定期間における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門0.9%、自由化部門△3.8%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約1 : 1.6となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中にほとんどの期間において稼働していないため、火力電源の焚き増し・他社からの受電増により、燃料費・購入電力料の可変費が増加している。加えて、燃料費調整によるタイムラグ損益は、販売電力量の多い自由化部門に相対的に大きな影響を及ぼしている。
- 販売電力量は、規制部門・自由化部門とも減少している。規制部門では節電等の影響による減少がある一方で、自由化部門では景気悪化による電力使用量の減少に加え、離脱等の影響があり、自由化部門の販売電力量の減少幅が大きくなっている。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種費用が発生することもあり、配分比率は規制部門よりも自由化部門が多くなっているものの、販売電力量ほどの比率とはなっていない。経営効率化等によるコストの削減効果は、可変費・固定費ともに生じているが、特に固定費でコスト削減が進んでいる。
- 原子力発電所の停止、火力の焚き増し・他社からの受電増等に伴う需給関係費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は自由化部門に大きく影響を及ぼしており、販売電力量の減少の影響（利益を減らす効果）は、販売電力量の原価時の想定からの減少幅が大きい自由化部門に大きく影響を及ぼしている。以上より、補正後の利益率は、規制部門が△0.5%・自由化部門が0.4%と差異は縮小する。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化へ取組状況

- 稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間を通じてほとんどの期間稼働しておらず、火力電源の焚き増し等により収支が厳しく、2度の値上げが行われる状況の中において、経営効率化は、料金改定時の2,207億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績が2,289億円（3事業年度平均）となり、料金原価策定時よりも262億円の深掘りが行われていることを確認した。
- また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べが964億円（3事業年度平均）行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。

2. 電力会社ごとの評価 (東北電力)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 実績と料金原価の比較において、規制部門では実績が若干上回っているが、自由化部門では実績が下回っており、規制部門・自由化部門合計では実績が下回っている。
(規制 + 16億円、自由化△98億円、規制・自由合計△82億円)
- 支出抑制・繰延べにより修繕費が減少し (△315億円)、為替レートが円安で推移した影響等により、燃料費が増加している (+190億円)。また、料金原価時に織り込んでいなかった被災代替資産等の特別償却費が増加したこと等により減価償却費が増加している。(+140億円)

平成25年度～27年度の費目毎の料金原価と実績の比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	699	718	19	518	528	10	1,217	1,247	30	給与手当水準の差や出向者給与の原価不算入分の差等
燃料費	1,882	1,980	98	3,156	3,246	90	5,037	5,227	190	為替レートが円安で推移したことによる差等
修繕費	1,036	897	△139	837	660	△177	1,872	1,557	△315	効率化の推進による差等
減価償却費	982	1,039	57	1,066	1,148	82	2,048	2,188	140	特別償却費の計上による差等
購入電力料	1,351	1,347	△4	2,236	2,183	△53	3,587	3,530	△57	他社電源の再稼働遅れによる受電減による差等
公租公課	375	372	△3	476	460	△16	850	833	△17	需要減による電源開発促進税の差等
原子力 バックエンド費用	19	30	11	32	49	17	51	80	29	解体引当金の制度変更による差等
その他経費	843	815	△28	854	799	△55	1,697	1,614	△83	緊急的な支出抑制・繰延べを行ったことによる委託費の減による差等
電気事業営業費用合計	7,185	7,201	16	9,175	9,077	△98	16,361	16,279	△82	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、役員給与・給料手当・厚生費・その他が増加している。
- 一人当たり給与水準で原価織り込みの水準を実績が上回ったこと、原価不算入の出向者給与が実際には発生していること等により、給与手当が増加（+150億円）。
- 国内外の株価が上昇したこと等により、年金資産の運用実績が原価時の期待運用収益を上回った影響等により退職給与金が大幅に減少（△151億円）。

人件費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

		原価 ①	実績 ②	差異 ②－①	備 考
人件費	役員給与	3	5	2	役員報酬水準の差, 原価不算入分の差, 等
	給料手当	818	968	150	給与手当水準の差, 出向者の原価不算入分の差 等
	退職給与金	159	8	△151	年金資産の運用結果による差 等
	厚生費	167	192	25	法定厚生費の差 等
	その他	69	71	2	委託検針費の増による差 等
人件費		1,217	1,247	30	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋）

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②燃料費

- 販売電力量、発受電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ△29億kWh, △39億kWh)
- 原油価格は下落している(△31.4\$/b)ものの、為替レートは大幅な円安となっている(+29.8円/\$)おり、全体としての燃料価格は増加傾向にある。
- 自社で稼働を想定していた原子力発電所が、3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少して(△23億kWh)おり、他社で稼働を想定していた原子力発電所が非稼働であったことからの受電ができなかったこと等により、他社購入等その他が減少(△21億kWh)している一方、火力の焚き増し(+8億kWh)により不足分を補っていることから、燃料費で実績が原価を上回っている。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	792	763	△ 29
為替レート (円/\$)	80.2	110.0	29.8
原油価格 (\$/b)	114.4	83.0	△ 31.4
原子力利用率 (%)	8.1	-	△ 8.1

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均)

(億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
発受電電力量	877	838	△ 39
水力	91	88	△ 3
火力	575	583	8
石炭	222	237	15
石油	59	47	△ 12
LNG	293	299	6
原子力	23	-	△ 23
その他(他社購入・販売等)	188	167	△ 21

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋) 33

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ③減価償却費

- 減価償却費では、料金原価を実績が上回っている。（+140億円）
- 減価償却費の細目では、新仙台火力発電所3-1号の早期運転開始による影響等により普通償却費が増加（+34億円）したことに加え、料金原価時に織り込んでいなかった被災代替資産（原町火力発電所の発電設備等）・エネルギー環境負荷低減推進設備（新仙台火力発電所3-1号のガスタービン設備等）等の償却により特別償却費が増加（+106億円）している。

減価償却費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

		原価①	実績②	差異②－①
減価償却費	普通償却費（試運転償却費を含む）	2,048	2,081	34
	特別償却費	—	106	106
	被災代替資産等	—	62	62
	エネルギー環境負荷低減推進設備	—	25	25
	生産性向上設備	—	19	19
減価償却費		2,048	2,188	140

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ④原子力バックエンド費用

- 原子力バックエンド費用は、実績が料金原価を上回っている。(+29億円)
- 解体引当金にかかる会計制度が、平成25年10月1日より発電量に応じて費用計上する方法から定額法での費用計上する方法に変更となったことにより、原子力発電施設解体費が増加している。(+33億円)
- また、原子力発電所の稼働率の低下により、使用済燃料再処理等費、特定放射性廃棄物処分費がそれぞれ減少している。(それぞれ△1億円、△2億円)

原子力バックエンド費用-原価と実績との比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

費目	料金原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	備考
原子力発電施設解体費	5	38	33	解体引当金にかかる会計制度変更による増
使用済燃料再処理等費	41	40	△1	原子力発電所の停止による減 等
特定放射性廃棄物処分費	4	2	△2	〃
原子力バックエンド費用合計	51	80	29	

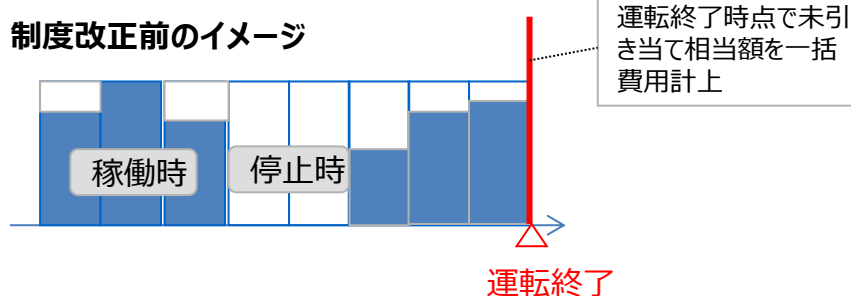
注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料、事務局ヒアリングにて作成)

原子力発電施設解体引当金に関する省令の改正 (出所：廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ第3回資料に基づき事務局作成)

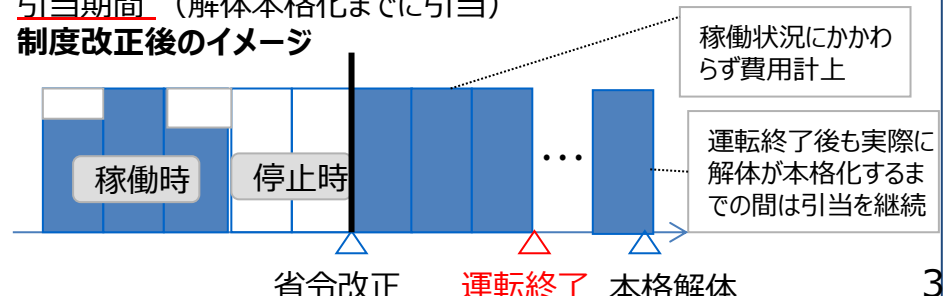
・改正前：生産高比例法 (運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定) で稼働実績に応じて廃炉費用を積み立て

制度改正前のイメージ



・改正後：① 定額法へ変更 (稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化)
② 運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間 (解体本格化までに引当)

制度改正後のイメージ



2. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では6.2%、自由化部門では5.1%となっている。
- 原子力発電所の全機停止により燃料費（可変費）が増加する一方で、緊急避難的な繰延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている。また、燃料費調整制度によるタイムラグの利益増の影響が生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で1.7%・自由化部門で0.9%となり、差異は縮小する。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益 ①	7,004	8,332	15,336
電気事業費用 ②	6,571	7,910	14,482
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	432	421	854
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	6.2%	5.1%	5.6%
（参考）販売電力量	279	483	763

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 ① （電気事業利益率）	432 (6.2%)	421 (5.1%)
主な乖離要因	原子力停止に伴う燃料費負担増の影響	△79
	燃調タイムラグ影響	94
	緊急的な支出抑制・繰延べ等の影響	300
	合計 ②	315
補正後電気事業利益 ① - ② （電気事業利益率）	117 (1.7%)	76 (0.9%)

2. (3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を40億円上回っている。
- 一時的な繰延べが、修繕費・その他経費を中心に457億円行われている。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

① 恒常的な効率化	項目	主な効率化内容	(A)効率化計画	(B)効率化実績	深掘額 (B - A)
	人件費	<ul style="list-style-type: none"> 給料手当の削減 退職給付制度，福利厚生制度の見直し 採用数抑制による人員効率化 	403	270	△133
	燃料費・購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> 燃料価格の下落傾向を捉えた効果的なLNGスポット調達 亜瀝青炭の受け入れ拡大 高効率火力発電設備の稼働増 購入電力料の料金引下げ交渉 	316	544	228
	設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> 新技術の採用や工事範囲の精査による工事仕様・工法の合理化 機器の劣化状況調査等に基づく最適な工事実施時期の見極め 競争発注の拡大 	95	43	△52
	修繕費	<ul style="list-style-type: none"> 設備の劣化状況を見極めた工事範囲の精査 工事・点検周期の見直し，工事仕様の合理化 競争発注の拡大 	135	148	13
	その他経費	<ul style="list-style-type: none"> 内容・仕様の見直し 競争発注の拡大 	184	174	△10
	小計	※上記のほか，効率化計画には公租公課査定分として6億円を含む	1,139	1,179	40
②緊急的な支出抑制・繰延べ（注1）				457	
コスト削減額 合計（①+②）				1,636	

注1：緊急的な支出抑制・繰延べの主な内訳は，修繕費約297億円，その他経費約160億円

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

2. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の4つの費目について、増減要因を確認した。
- その結果、合理的な理由無く上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 人件費
 - 燃料費
 - 減価償却費
 - 原子力バックエンド費用

2. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27年度の原価算定期間における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門6.2%、自由化部門5.1%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約1 : 1.7となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中に非稼働であったため、火力電源の焚き増しにより、燃料費の可変費が増加している。加えて、燃料費調整によるタイムラグ損益は、販売電力量の多い自由化部門に相対的に大きな影響を及ぼしている。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種固定費用が発生することもあるが、主として固定費削減に影響する支出抑制の効果は、規制部門・自由化部門においてほぼ同額となっている。
- 原子力発電所の停止、火力の焚き増し等に伴う需給関係費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は可変費比率の相対的に高い自由化部門に大きく影響を及ぼしている。以上より、補正後の利益率は、規制部門1.7%、自由化部門0.9%になっており差異は縮小する。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- 稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間を通じて非稼働であり、火力の焚き増し等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の1,139億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績1,179億円（3事業年度平均）となり、料金原価策定時よりも40億円深掘りが行われていることを確認した。
- また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べが（3事業年度平均：457億円）行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。

2. 電力会社ごとの評価 (四国電力)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 規制部門・自由化部門とも実績が料金原価を上回っている。
(規制 + 63億円、自由化 + 98億円、規制・自由合計 + 162億円)
- 支出抑制・繰延べにより修繕費が減少し (△112億円)、平成25年7月から稼働を想定していた原子力発電所の再稼働遅延(注)に伴い燃料費、購入電力料が増加している (+297億円)。

注：平成28年9月より再稼働

平成25年度～27年度の費目毎の料金原価と実績の比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	286	299	13	193	197	5	478	497	18	出向者人件費(自社負担分)の原価不算入分の差、給与手当の差等
燃料費	538	572	33	742	773	31	1,280	1,345	65	原子力の停止に伴う火力焼き増しによる増
修繕費	380	313	△66	252	207	△45	633	520	△112	実施時期の見直し・工事内容の精査や工事・点検の繰延べ、修繕工事の未実施による減等
減価償却費	283	285	2	271	273	2	554	558	4	原子力設備の安全対策工事に伴う増
購入電力料	274	376	102	368	498	130	642	874	232	原子力の停止に伴う購入電力量の増等
公租公課	138	135	△2	148	141	△6	287	277	△8	
原子力バックエンド費用	37	29	△7	51	39	△11	88	69	△18	
その他経費	450	438	△10	408	399	△7	857	838	△18	
電気事業営業費用合計	2,387	2,451	63	2,433	2,531	98	4,820	4,982	162	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、給料手当・厚生費が増加している。
- 一人当たり給与水準で原価織り込みの水準を実績が上回ったこと、原価不算入の出向者給与が実際には発生していること等により、給与手当が増加（+47億円）。
- 国内外の株価が上昇したこと等により、年金資産の運用実績が原価時の期待運用収益を上回った影響等により退職給与金が大幅に減少（△29億円）。

人件費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

		原価 ①	実績 ②	差異 ②－①	備考
人件費	役員給与	3	3	0	
	給料手当	331	378	47	出向者人件費（自社負担分）の原価不算入分の差、給与手当の差 等
	退職給与金	42	12	△29	年金資産の超過運用益 等
	厚生費	73	75	2	
	その他	29	27	△2	
人件費		478	497	18	

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②燃料費・購入電力料

- 販売電力量、発受電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ△11億kWh, △15億kWh)
- 原油価格は下落している(△31\$/b)ものの、為替レートは大幅な円安となっている(+30円/\$)ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- 平成25年7月より稼働を想定していた原子力発電所が、3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少した(△60億kWh)ため、代わりに火力発電所の焚き増し(+18億kWh)と他社購入等による受電増(+25億kWh)により不足分を補っていることから、燃料費・購入電力料で実績が原価を上回っている。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	275	264	△11
為替レート (円/\$)	80	110	30
原油価格 (\$/b)	114	83	△31
原子力利用率 (%)	33.8	-	△33.8

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均)

(億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
発受電電力量	305	290	△15
水力	22	23	1
火力	149	167	18
石炭	75	84	9
石油	39	43	3
LNG	35	40	6
原子力	60	-	△60
新エネ	0.03	0.03	0
その他(他社購入・販売等)	75	100	25

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ③減価償却費

- 減価償却費では、実績が原価を上回っている（+4億円）
- 安全対策工事の実施に伴い、原子力設備に係る償却費が増加している（+13億円）。

減価償却費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

	原価①	実績②	差異②－①
水力	40	39	△0
火力	90	89	△1
原子力	132	145	13
送変配電	254	252	△1
その他	38	32	△5
合計	554	558	4

2. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では2.1%、自由化部門では△0.4%となっている。
- 原子力発電所の全機停止により燃料費（可変費）が増加する一方で、緊急避難的な繰延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている。また、燃料費調整制度によるタイムラグ利益増の影響が相対的に自由化部門に大きく生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で2.1%・自由化部門で1.7%となり、差異は縮小。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益 ①	2,488	2,471	4,959
電気事業費用 ②	2,436	2,482	4,918
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	52	△10	41
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	2.1%	△0.4%	0.8%
(参考) 販売電力量	109	155	264

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 ① (電気事業利益率)		52 (2.1%)	△10 (△0.4%)
主な乖離要因	原子力発電所の停止等に伴う需給関連費の増	△114	△155
	燃調タイムラグ影響	26	36
	コスト削減等による影響	87	67
	合計 ②	0	△51
補正後電気事業利益 ① - ② (電気事業利益率)		52 (2.1%)	41 (1.7%)

2. (3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な経営効率化の実績については、料金原価時の想定との比較では、人件費、設備投資関連費で計画値を下回り、全体では14億円の未達となった（想定412億円、実績398億円）。
- 修繕費、減価償却費に関して、一時的な繰延べに取組んだ。（39億円）

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

	主な削減内容[実績額]	コスト削減額		
		①計画	②実績	差異②－①
人件費	・給与・賞与の減額、人員削減 [89] ・福利厚生制度の見直し [8]	136	97	△39
燃料費 購入電力料	・燃料調達コストの低減 [50] ・購入電力料の削減 [17] ・卸取引所の活用 [1]	41	68	27
修繕費	・調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査 [91]	88	91	3
設備投資関連費	・調達価格の低減、工事実施時期の見直し・工事内容の精査 [7]	26	7	△19
その他	・委託費の減[28] ・普及開発関係費の削減 [18] ・諸費の削減 [10] ・研究費の削減 [12]	121	135	14
小計		412	398	△14
緊急避難的な繰延べ	・修繕費の減[37] ・減価償却費の減[2]	-	39	39
合計		412	437	25

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）

2. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の4つの費目について、増減要因を確認した。
- その結果、合理的な理由無く上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 人件費
 - 燃料費
 - 減価償却費
 - 購入電力料

2. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27年度の原価算定期間における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門2.1%、自由化部門△0.4%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約1 : 1.4となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中に非稼働であったため、火力電源の焚き増し・他社からの受電増により、燃料費・購入電力料の可変費が増加している。加えて、燃料費調整によるタイムラグ損益は、販売電力量の多い自由化部門に相対的に大きな影響を及ぼしている。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種費用が発生することから、自由化部門と比較して電気料金に占める固定費の割合が高くなっている。また、経営効率化等によるコストの削減効果は、可変費・固定費ともに生じているが、特に固定費でコスト削減が進んでいる。
- 原子力発電所の停止、火力の焚き増し等に伴う燃料費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は、可変費比率の相対的に高い自由化部門に大きく影響を及ぼしている。一方、経営効率化等によるコストの削減効果（利益を増やす効果）が固定費比率の相対的に高い規制部門で大きく影響を及ぼしている。以上より、補正後の利益率は、規制部門が+2.1%、自由化部門+1.7%と差異は縮小する。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- 稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間を通じて非稼働であり、火力電源の焚き増し・他社からの受電増等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の412億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績は398億円（3事業年度平均）と未達となっていた。費目では人件費、設備投資関連費で実績が計画値を下回った。
- また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べ（3事業年度平均：39億円）が行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。

2. 電力会社ごとの評価 (九州電力)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 規制部門・自由化部門とも実績が料金原価を上回っている。
(規制 + 418億円、自由化 + 769億円、規制・自由合計 + 1,187億円)
- 支出抑制・繰延べにより修繕費、減価償却費、その他経費が減少し (△988億円)、平成25年7月から順次稼働を想定していた原子力発電所の再稼働遅延(注)に伴い燃料費、購入電力料が増加している (+2,175億円)。

注：川内原子力発電所1号が平成27年9月より再稼働

平成25年度～27年度の費目毎の料金原価と実績の比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	694	754	60	390	438	48	1,084	1,192	109	人員数の差、給料手当の差
燃料費	2,011	2,575	564	2,702	3,416	714	4,714	5,992	1,279	原子力再稼働遅延に伴う差
修繕費	1,128	753	△ 374	783	493	△ 290	1,911	1,247	△ 664	修繕工事の一時的な繰延べに伴う差
減価償却費	922	879	△ 43	841	801	△ 40	1,762	1,680	△ 82	設備投資の抑制に伴う差
購入電力料	570	960	391	745	1,250	505	1,315	2,210	896	原子力再稼働遅延に伴う差
公租公課	438	419	△ 18	455	433	△ 21	893	852	△ 40	原子力再稼働遅延に伴う核燃料税の差
原子力 バックエンド費用	117	87	△ 29	155	115	△ 39	272	203	△ 68	原子力再稼働遅延に伴う差
その他経費	1,112	978	△ 133	897	788	△ 108	2,009	1,767	△ 242	システム開発の一時的な繰延べによる委託費の差
電気事業営業費用合計	6,991	7,408	418	6,969	7,737	769	13,959	15,146	1,187	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、給料手当・厚生費が増加している。
- 一人当たり給与水準で原価織り込みの水準を実績が上回ったこと、時間外手当が増加したこと等により、給与手当が増加（+167億円）。
- 国内外の株価が上昇したこと等により、年金資産の運用実績が原価時の期待運用収益を上回った影響等により退職給与金が大幅に減少（△84億円）。

人件費－原価と実績の比較（3事業年度平均）

（単位：億円）

		原価 ①	実績 ②	差異 ②－①	備 考
人件費	役員給与	3	3	0	—
	給料手当 (注1)	721	888	167	・人員数の差 ・時間外手当の増 ・年収水準の差 等
	退職給与金	110	26	△84	・期待運用収益の差 ・数理計算上の差異償却の差 等
	厚生費	150	177	27	・法定厚生費の増 等
	その他	99	97	△2	・委託検針・集金費の減 等
人件費		1,084	1,193	109	—

注1：給料手当には、給料手当振替額（貸方）を含む

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋）

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②燃料費・購入電力料

- 販売電力量、発受電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ△36億kWh, △48億kWh)
- 原油価格は下落している(△23\$/b)ものの、為替レートは大幅な円安となっている(+31円/\$)ことから、全体としての燃料価格は上昇傾向にある。
- 平成25年7月より稼働を想定していた原子力発電所の再稼働が遅延し発電量が減少した(△224億kWh)ため、代わりに火力発電所の焚き増し(+105億kWh)と他社購入等による受電増等(+67億kWh)により不足分を補っていることから、燃料費・購入電力料で実績が原価を上回っている。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	853	816	△36
為替レート (円/\$)	79	110	31
原油価格 (\$/b)	105.9	83.0	△23
原子力利用率 (%)	55	6	△49

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均)

(億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
発受電電力量	930	882	△48
水力	39	42	3
火力	458	563	105
石炭	165	173	8
石油	75	102	28
LNG	219	288	70
原子力	252	29	△224
新エネ	-	-	-
その他(他社購入・販売等)	180	247	67

2. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では0.1%、自由化部門では△8.2%となっている。
- 原子力発電所の稼働遅延により燃料費（可変費）が増加する一方で、緊急避難的な繰延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている。また、販売電力量が特に自由化部門で落ち込んだ影響、燃料費調整制度によるタイムラグ利益増の影響が生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で2.0%・自由化部門で1.6%となり、差異は縮小。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益 ①	7,566	7,227	14,794
電気事業費用 ②	7,555	7,818	15,373
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	10	△ 590	△ 579
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	0.1%	△ 8.2%	△ 3.9%
（参考）販売電力量	338	479	816

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 ① （電気事業利益率）		10 (0.1%)	△590 (△8.2%)
主な乖離要因	再稼働遅延の影響（需給関係費）	△770	△1,090
	燃調タイムラグ影響	80	130
	コスト削減深掘りの影響	600	490
	販売電力量減少の影響	△60	△240
	合計 ②	△150	△710
補正後電気事業利益 ① - ② （電気事業利益率）		160 (2.0%)	120 (1.6%)

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（出所：第23回料金審査専門会合資料及び事務局ヒアリングにて作成）

2. (3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を55億円上回っている。
- 一時的な繰延べが、修繕費、諸経費等を中心に607億円行われている。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

	主な取組内容	コスト削減額		
		計画	実績 ②	深掘額 ③ = ① - ②
人件費	・年収水準の引下げ ・確定拠出年金導入など退職金・年金制度の見直し	479	393	△86
修繕費	・仕様見直しなど資機材調達の効率化 ・点検周期や工事の実施時期等の見直し	324	351	27
燃料費 購入電力料	・受入品位緩和など燃料調達コストの低減 ・電力取引市場の活用拡大による燃料費抑制	176	265	89
設備投資関連費用	・工事の実施時期や内容等の見直し	246	264	18
その他（諸経費等）	・委託費の効率化 ・賃借料の効率化	212	219	7
小計	—	1,437	1,491	55
短期限定のコスト削減 （繰延べ等）	・工事の一時的な繰延べ ・業務委託の一時的な中止・規模縮小	—	607 (注1)	607
合計	—	1,437	2,098	662

注1：原子力発電所の再稼働遅延に伴う影響817億円を除く。

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

2. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の3つの費目について、増減要因を確認した。
- その結果、合理的な理由無く上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 人件費
 - 燃料費
 - 購入電力料

2. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27年度の原価算定期間における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門0.1%、自由化部門△8.2%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約1 : 1.4となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間中にほとんどの期間において稼働していないため、火力電源の焚き増し・他社からの受電増により、燃料費・購入電力料の可変費が増加している。
- 販売電力量は、規制部門・自由化部門とも減少している。規制部門では節電等の影響による減少がある一方で、自由化部門では景気悪化による電力使用量の減少に加え、離脱等の影響があり、自由化部門の販売電力量の減少幅が大きくなっている。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種費用が発生することから、自由化部門と比較して電気料金に占める固定費の割合が高くなっている。また、経営効率化等によるコストの削減効果は、可変費・固定費ともに生じているが、特に固定費でコスト削減が進んでいる。
- 原子力発電所の停止、火力の焚き増し・他社からの受電増等に伴う需給関係費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）は、可変費比率の相対的に高い自由化部門に大きく影響を及ぼしており、販売電力量の減少の影響（利益を減らす効果）は、販売電力量の原価時の想定からの減少幅が大きい自由化部門に大きく影響を及ぼしている。経営効率化等によるコストの削減効果（利益を増やす効果）が固定費比率の相対的に高い規制部門で大きく影響を及ぼしている。以上より、補正後の利益率は、規制部門2.0%、自由化部門が1.6%と差異は縮小する。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- 稼働を想定していた原子力発電所が、原価算定期間を通じてほとんどの期間稼働しておらず、火力電源の焚き増し・他社からの受電増等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の1,437億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績は1,491億円（3事業年度平均）となり、料金原価策定時よりも55億円深掘りが行われていることを確認した。
- また、上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べが607億円（3事業年度平均）（注）行われていることを確認した。現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。

注 原子力発電所再稼働遅延に伴う影響額817億円を除く。

2. 電力会社ごとの評価 (東京電力エナジーパートナー)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 実績と料金原価の比較において、規制部門では実績が上回っているが、自由化部門では実績が下回っており、規制部門・自由化部門合計では実績が下回っている。
(規制+76億円、自由化△603億円、規制・自由合計△527億円)
- 支出抑制・繰延べ等により修繕費が減少し(△657億円)、販売電力量の減少等に伴い燃料費が減少(△646億円)している。他方、再稼働を予定していた原子力発電所が非稼働だった影響、安価な自家発火力からの受電増等により購入電力料が増加している(+484億円)。

平成25年度～27年度の費目毎の料金原価と実績の比較(3事業年度平均)

(単位:億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			差異理由
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①	
人件費	2,165	2,263	99	1,222	1,337	115	3,387	3,601	214	処遇制度の改編による増等
燃料費	9,591	9,650	59	14,995	14,288	△706	24,585	23,939	△646	燃料価格上昇影響を上回る需要減影響等 ※ 規制部門は、燃料価格上昇影響が需要減影響を上回ったことによる増
修繕費	2,556	2,183	△372	1,540	1,254	△285	4,095	3,438	△657	工事・点検の中止・実施時期の見直しによる減等
減価償却費	3,275	3,248	△26	2,896	2,862	△33	6,171	6,111	△59	設備投資削減による減等
購入電力料	3,293	3,554	262	4,583	4,805	223	7,876	8,360	484	自家発火力からの受電増等
公租公課	1,383	1,354	△29	1,574	1,506	△68	2,957	2,860	△96	販売電力量の減少による電源開発促進税の減等
原子力 バックエンド費用	261	268	8	406	379	△27	667	648	△19	原子力発電所停止による減等 ※ 規制部門は、会計制度変更に伴う増影響が上記の減影響を上回ったことによる増
その他経費	3,622	3,697	75	2,800	2,977	177	6,422	6,674	252	賠償対応費用、安定化維持費用の増等
電気事業営業費用合計	26,146	26,221	76	30,016	29,412	△603	56,161	55,634	△527	

注:各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所:第23回料金審査専門会合資料より抜粋) 61

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費 (1 / 2)

- 人件費の細目毎の原価と実績の比較では、役員給与・給料手当・退職給与金・厚生費
その他とすべての項目が増加している。
- 新・総合特別事業計画に基づき、経営効率化計画の超過達成が行われたことから、この
一部を原資として震災後に大きく引き下げていた従業員給与水準の一部改編が行われて
いること等により、給料手当が増加している。(＋141億円)
- 市場利回りが低下したことに伴い原価時よりも退職給付の算定上の割引率を引き下げた
ことに伴い、数理計算上の差異償却が発生したこと等により、退職給与金が増加している。
(＋57億円)

人件費－原価と実績の比較 (3事業年度平均)

(単位：億円)

		原価 ①	実績 ②	差異 ②－①	備 考
人件費	役員給与	－	3	3	社外取締役のみで構成される報酬委員会において役員報酬を決定し支出したため
	給料手当	2,385	2,526	141	処遇制度の改編による増 等
	退職給与金	322	379	57	数理計算上の差異償却が発生したことによる増 等
	厚生費	436	442	7	処遇制度の改編による給料手当の増に伴う法定厚生費の増 等
	その他	244	249	6	雑給の増 等
人件費		3,387	3,601	214	

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費 (2 / 2)

- 東京電力は、新・総合特別事業計画を策定し平成26年1月15日に経済産業大臣の認定を受けている。当事業計画では、10年間のコスト削減目標4.8兆円を超過達成した場合には、超過達成分の一部を原資として、震災後削減している従業員の処遇を一部改善する施策を導入している。
- 結果的に、平成25～27年度において、コスト削減目標の超過達成を実現していることから、これを原資として処遇制度の改編が行われたため、人件費が増加している。(改編前：管理職△30%、一般職△20%→改編後：管理職・一般職△10%)

(注)

注： 基準は、東日本大震災前の中越沖地震後の給与水準

5. 東京電力EPの事業運営に関する計画

(2) 経営の合理化のための方策

② 人事改革 (希望退職・組織フラット化・コスト削減を促進する処遇改革)

併せて、新・総特における**1.4兆円のコスト削減深掘りの挑戦に向けたインセンティブとして、新・総特のコスト削減計画を超過達成した場合、超過分の一定割合を半期毎に個人業績に応じ処遇に反映する「処遇制度の改編」を実施する。**超過達成が続くことになれば、**2014年度下半期には上記福島対応以外の社員についても年収14%カット、2016年度には全社員について年収5%カット水準まで復元していくことになる。**これにより、総人件費を震災前から2割削減しつつ、一層のコスト競争力強化と人材流出抑止・組織活性化の両立を図る。

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②購入電力料

- 販売電力量、発受電電力量は、料金改定時の想定よりも減少している。(それぞれ△207億kWh, △238億kWh)
- 稼働を想定していた原子力発電所が3事業年度を通じて非稼働であり発電量が減少(△239億kWh)している。自家発電と他社購入でのメリットオーダーに基づく電源調達を進める中で、自社の石油を焚き減らす(△198億kWh)一方で、石炭(+80億kWh)やLNGの焚き増し(+37億kWh)を行っているが、全体として、自社発電は減少傾向にある。他方、安価な他社購入による受電増等(+86億kWh)により不足分の一部を補っていることから、購入電力料で実績が原価を上回っている。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元 (3事業年度平均)

	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量 (億kWh)	2,773	2,565	△207
為替レート (円/\$)	78.5	110.0	31.5
原油価格 (\$/b)	117.1	83.0	△34.1
原子力利用率 (%)	18.8	-	△18.8

料金原価と実績での需給バランス (3事業年度平均)

(億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
発受電電力量	3,008	2,770	△ 238
水力	111	107	△ 4
火力	2,199	2,119	△ 81
石炭	157	237	80
石油	377	180	△ 198
LNG	1,665	1,702	37
原子力	239	-	△ 239
新エネ	-	-	-
その他(他社購入・販売等)	459	545	86

2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ③その他経費

- その他経費では、料金原価を実績が上回っている。（+252億円）
- 賠償対応費用、福島第1原子力発電所の安定化維持費用等により委託費が増加（+314億円）しており、火力発電所の廃棄物処分用地の整備に係る建設分担金にかかる費用の増加等による諸費が増加（+371億円）している。

その他経費-原価と実績の比較 (単位：億円)

	規制部門+自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
廃棄物処理費	145	166	21
消耗品費	201	174	△27
補償費	59	40	△18
賃借料	1,454	1,309	△144
託送料	200	1,98	△2
事業者間精算費	33	41	8
委託費	2,282	2,596	314
損害保険料	41	36	△4
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	-	0	0
原子力損害賠償資金補助法特別負担金	-	-	-
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	567	567	0
原賠・廃炉等支援機構特別負担金	-	-	-
普及開発関係費	25	31	6
養成費	32	24	△8
研究費	170	146	△24
諸費	229	599	371
うち 寄付金	0	0.8	0.8
うち 団体費	9	40	31
電気料貸倒損	24	27	3
固定資産除却費	942	707	△235
共有設備費等分担額	32	27	△5
共有設備費等分担額(貸方)	△0	△0	△0

注：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

続き	規制部門+自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
建設分担関連費振替額(貸方)	△7	△11	△4
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	△7	△6	0
再工ネ特措法納付金	-	-	-
電力費振替勘定(貸方)	△1	△3	△2
その他経費計	6,422	6,674	252

【実績が原価を上回った項目の主な差異要因】

- ◇廃棄物処理費 [+21億円]
 - ・火力廃棄物の処理・処分に係る費用の会計上の引当による増等
- ◇事業者間精算費 [+8億円]
 - ・振替電力量の増等
- ◇委託費 [+314億円]
 - ・賠償対応費用、安定化維持費用の増
- ◇普及開発関係費 [+6億円]
 - ・小売全面自由化に向けた、新メニューの販売促進活動に係る費用の増
- ◇諸費 [+371億円]
 - ・廃棄物処分用地の建設分担金に係る費用 [+203億円]
 - ・ソフトウェア開発費用の増 [+60億円]
 - ・寄付金 [+0.8億円]：少額電気料金の消却費（料金原価に未算入）等
 - ・団体費 [+31億円]：各種事業団体への支出（一部料金原価に未算入）

(出所：第23回料金審査専門会合資料より抜粋)

2. (2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 電気事業利益率は、規制部門では5.0%、自由化部門では3.7%となっている。
- 原子力発電所の全機停止により燃料費（可変費）が増加する一方、緊急避難的な繰延べを含む徹底したコスト削減（主として固定費）が行われている他、燃料費調整制度によるタイムラグの利益増の影響が生じている。
- これらの乖離要因を補正すると利益率は、規制部門で $\Delta 0.8\%$ ・自由化部門で $\Delta 0.5\%$ となり、差異は縮小する。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3事業年度平均）

（単位：億円、億kWh）

	規制部門 [A]	自由化部門 [B]	合計 [A]+[B]
電気事業収益 ①	27,291	29,759	57,051
電気事業費用 ②	25,940	28,652	54,593
電気事業利益または損失 ③ = ① - ②	1,351	1,106	2,457
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	5.0%	3.7%	4.3%
(参考) 販売電力量	1,015	1,550	2,565

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因の補正

（単位：億円）

		規制部門 [A]	自由化部門 [B]
補正前 電気事業利益 ① (電気事業利益率)		1,351 (5.0%)	1,106 (3.7%)
主な 乖離 要因	原子力停止影響	$\Delta 909$	$\Delta 1,341$
	燃料費調整のタイムラグ影響	469	657
	コスト削減深掘りの影響	2,016	1,934
	合計 ②	$\Delta 225$	$\Delta 143$
補正後電気事業利益 ① - ② (電気事業利益率)		$\Delta 225$ ($\Delta 0.8\%$)	$\Delta 143$ ($\Delta 0.5\%$)

2. (3) 経営効率化の取組状況

- 恒常的な効率化に関して、実績が計画値を2,716億円上回っている。
- 一時的な繰延べが、修繕費・その他費用を中心に1,233億円行われている。

経営効率化（目標の達成状況（平成25～27年度 3事業年度平均））

（単位：億円）

	主な削減内容	コスト削減額		
		計画 (A)	2013-2015 実績平均 (B)	深掘額 (B) - (A)
人件費	<ul style="list-style-type: none"> ● 人員削減、年収の削減 ● 退職給付制度の見直し ● 福利厚生制度の見直し 	1,125	1,353	228
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> ● 工事・点検の中止・実施時期の見直し ● 関係会社取引における競争的発注方法の拡大・工事効率の向上、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し 	422	987	565
燃料費 購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料価格（単価）の低減 ● 経済性に優れる電源の活用、卸電力取引所の活用 ● 電力購入料金の削減 	450	2,334	1,884
設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> ● 設備投資削減による償却費減、中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し 	327	256	△71
その他	<ul style="list-style-type: none"> ● 除却費の削減 ● 委託費の削減 ● 賃借料の削減 ● 研究費の削減 ● 研修の縮小、消耗品費の削減、その他諸経費の削減 	1,302	1,412	110
小計（a）		3,626	6,342	2,716
緊急避難的な支出抑制、繰延べ（b）（注）		0	1,233	1,233
合計（a）+（b）		3,626	7,576	3,950

注1：緊急避難的な支出抑制、繰延べの内訳 修繕費493億、購入電力料178億、設備投資関連費用101億、その他461億

注2：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

2. (4) まとめ案 (1 / 3)

(1) 料金原価と実績費用の比較

- 個別費目で、実績が料金原価を上回っている以下の3つの費目について、増減要因を確認した。
- その結果、合理的な理由無く上回る実績となっているものは無いことを確認した。
 - 人件費
 - 購入電力料
 - その他経費 (諸経費)

2. (4) まとめ案 (2 / 3)

(2) 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

- 平成25～27年度における規制部門と自由化部門の利益率については、規制部門5.0%、自由化部門3.7%と差異が生じている。
- 同期間の販売電力量は、規制部門と自由化部門で約1:1.6となっており、電力量に応じて発生する可変費は自由化部門への配分割合が高くなっている。また、料金原価上稼働を想定していた原子力発電所が、平成25年度～27年度の3事業年度中に非稼働であったため、他社からの受電増により、購入電力料の可変費が増加している。加えて、燃料費調整によるタイムラグ損益は、販売電力量の多い自由化部門に相対的に大きな影響を及ぼしている。
- 規制部門は、低圧のみに必要な配電設備等の各種費用が発生することから、自由化部門と比較して電気料金に占める固定費の割合が高くなっている。また、経営効率化等によるコストの削減効果は、可変費・固定費ともに生じているが、特に固定費でのコスト削減が規制部門に大きく影響している。
- 原子力発電所の停止、他社購入の増加等による需給関係費の負担増の影響（利益を減らす効果）や燃料費調整のタイムラグ損益（利益を増やす効果）が、可変費比率の相対的に高い自由化部門に大きく影響を及ぼしている。一方、経営効率化等によるコストの削減効果（利益を増やす効果）が固定費比率の相対的に高い規制部門で大きく影響を及ぼしている。以上より、補正後の利益率は、規制部門 $\Delta 0.8\%$ 、自由化部門 $\Delta 0.5\%$ となり差異は縮小する。結果として、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は、合理的な要因に基づくものであることを確認した。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- 販売電力量が減少している中で、稼働を想定していた原子力発電所が、平成25～27年度の3事業年度において非稼働だったため、他社購入の増加等により収支が厳しい状況の中において、経営効率化は、料金改定時の3,626億円（3事業年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績は、6,342億円（3事業年度平均）となり、料金原価策定時よりも2,716億円深掘りが行われていることを確認した。
- 上記の恒常的な効率化に加え、一時的な繰延べが1,233億円（3事業年度平均）行われていることを確認した。また、現在、これらの一時的な繰延べについても、恒常的な効率化に繋げる取組が行われていることも確認した。
- コスト削減対象の選定にあたっては、安定供給を前提として、リスクの発生可能性及びリスク発現時の社会的影響度の2つの観点をベースとしたリスクマップを活用し、投資・修繕等の案件を評価し、相対的にリスクの低い案件について、投資の繰延べを行うなど、リスクに応じた不要不急の案件を中心にコスト削減が進められていることを確認した。

3. 総評

3. 総評（1 / 2）

- 燃料価格や為替レート的大幅な変動、原子力発電再稼働の遅延等の諸事情を踏まえると、一般的に正当な理由なく想定原価を上回った費用実績は見られず、今回事後評価の対象となった事業者について、現行の認可料金に関する引き下げ認可申請の必要性は認められなかった。
- 他方で、厳しい経営環境下において適切な人材を確保する必要性等からやむを得ない事情は認められるが、全ての会社において人件費における給与実績が想定原価を上回っていた。各企業における経営事情もあるものの、事業者においては、当該費用項目に限らず、料金審査時の査定内容を十分に踏まえて事業運営に取り組むことが求められる。
- 経営効率化努力の主要な取組として修繕費の削減が見られ、これらは原価に織り込まれた費用について、供給信頼度を害することが無いようにリスクマップでの評価に基づき実施されている。安全対策・供給信頼度維持に不可欠な投資は適切に実施すべきであって、そのために必要な費用は適正なコストとして電気料金の原価に含まれているところであり、当然のことながら修繕費の緊急繰延べの判断は、技術的知見や代替措置の効果・費用等も踏まえつつ、引き続き慎重にリスク評価を行って対応すべきである。

3. 総評（2 / 2）

- 効率化努力としては、単なる一時的な収支改善効果を伴う取組を超え、将来的な原価削減、さらには電気料金抑制につながる構造的・恒常的なコスト改善努力を追及すべきである。今回の評価においても、各社の様々な取組が紹介されたところであるが、事業者間で直接的な競争関係にないネットワーク部門での各社の努力については、相互に情報共有し、参考となる取組について、自社の特徴を踏まえた改良なども行いつつ積極的に取り込むことが重要である。また、自由化部門での競争は電気供給コスト全体の効率化に資するものであり、事業者においては全面自由化された小売市場において創意工夫を凝らした競争に取組むことが求められる。
- 今後の原子力再稼働の見通しが定まらないとの事業者の見解も見られ、また、現行の原価は一定の原子力稼働率を前提に算出されているものではあるが、直近の収益状況は、原価算定期間中の経営効率化努力もあって改善傾向にあるところ。事業者においては、原子力再稼働時には火力燃料費等の負担が現状よりも軽減されるであろうことを踏まえ、そのコスト低減効果を一時的な支出繰延への削減、消費者への還元などに適切に充てるよう検討すべきである。
- 以上に鑑み、事業者には、引き続き経営効率化努力に真摯に取り組むこと、経過措置料金の適正性に関して消費者への分かりやすい説明、情報提供を行うことが求められる。