

## **Ⅱ. 原価算定期間終了後の追加検証**

### **2. 電力会社ごとの評価 (中部電力)**

## 2. (1) 料金原価と実績費用の比較 サマリー

- 料金原価と実績の比較において、規制部門・自由化部門合計で2,825億円減少した。
- 人件費が+77億円（給料手当・厚生費が増加したこと等による影響）、修繕費が+5億円（PCB含有機器に係る費用の会計上の引当等による影響）、購入電力料が+7億円（再エネの買取電力量増等による影響）、その他経費が+461億円（委託費や諸費が増加したこと等による影響）と増加した一方、燃料価格の低下等により燃料費は△3,129億円と大きく減少した。

平成26年度～28年度の費目ごとの料金原価と実績の比較（3か年度平均）

（単位：億円）

	規制部門			自由化部門			規制部門+自由化部門			主な差異理由
	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	879	904	26	801	851	51	1,680	1,756	77	給料手当・厚生費の増
燃料費	3,774	2,744	△1,030	8,477	6,377	△2,099	12,251	9,121	△3,129	燃料価格の低下に加え、コスト削減の深堀りによる減
修繕費	1,163	1,149	△14	983	1,001	19	2,146	2,151	5	PCB含有機器に係る費用の会計上の引当による増
減価償却費	1,087	992	△94	1,520	1,438	△81	2,607	2,431	△175	原子力発電所安全性向上対策の完工時期の遅れに伴う減
購入電力料	536	528	△8	1,150	1,165	15	1,687	1,693	7	再エネの買取電力量増
公租公課	498	459	△39	820	806	△13	1,318	1,266	△52	燃料費調整に伴う収入減による事業税の減
原子力 バックエンド費用	55	47	△7	118	106	△12	173	153	△19	原子力非稼働による減
その他経費	982	1,127	145	1,120	1,435	315	2,102	2,562	461	委託費や諸費の増
<b>電気事業 営業費用合計</b>	<b>8,974</b>	<b>7,954</b>	<b>△1,020</b>	<b>14,989</b>	<b>13,184</b>	<b>△1,805</b>	<b>23,963</b>	<b>21,138</b>	<b>△2,825</b>	

※ 1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

：実績が料金原価を上回っている項目

## 2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ①人件費

- 細目ごとの料金原価と実績の比較では、退職給与金（△36億円）が減少した一方で、役員給与（+2億円）、給料手当（+98億円）、厚生費（+21億円）が増加したことにより、人件費合計で77億円の増加となった。
- 給料手当については、電力の安全・安定供給に必要な人材確保や従業員のモチベーション維持を図ったこと等により、98億円の増加となった。退職給与金については、平成26年度における年金資産の実際の運用成果が期待運用収益を大きく上回ったこと等により、36億円の減少となった。

人件費－料金原価と実績の比較（3か年度平均）

（単位：億円）

	原価①	実績②	差異 ②－①	主な差異理由
役員給与	3	4	2	役員報酬水準の差による増
給料手当	1,182	1,279	98	給与水準の差による増
退職給与金	148	112	△36	年金資産の運用結果による減
厚生費	229	249	21	給料手当の増による法定厚生費の増
その他	118	110	△7	嘱託員賞与の削減による雑給の減
<b>人件費合計</b>	<b>1,680</b>	<b>1,756</b>	<b>77</b>	

※1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

## 2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ②修繕費

- 細目ごとの料金原価と実績の比較では、電源部門に係る修繕費（△32億円）が減少した一方、流通・その他部門に係る修繕費（+37億円）は増加したことにより、修繕費合計で5億円の増加となった。
- 流通・その他部門における修繕費については、主にPCB含有機器に係る費用の会計上の引当（変電・配電）を行ったこと等により37億円の増加となった。

修繕費－料金原価と実績の比較（3か年度平均）

（単位：億円）

	原価①	実績②	差異②-①
電源部門	881	849	△32
水力	86	112	26
火力	610	573	△36
原子力	184	161	△23
新エネルギー	1	2	2
流通・その他部門	1,265	1,301	37
送電	95	105	11
変電	128	136	8
配電	997	1,002	5
業務	45	57	12
<b>修繕費合計</b>	<b>2,146</b>	<b>2,151</b>	<b>5</b>

※1：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26回料金審査専門会合資料4及び事業者へのヒアリングに基づき当委員会事務局にて作成）

## 2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ③購入電力料

- 為替レートは円安となっている（+14円/\$）ものの、原油価格は大幅に下落している（△43.3\$/b）ことから、燃料価格は下落傾向にある。
- 料金原価と比較して、再エネに係る買取電力量が増加した（+14億kWh）こと等から、再エネに係る購入電力料は実績が料金原価を57億円上回った。再エネ以外の購入電力料については、単価下落の影響により実績が原価を51億円下回った結果、購入電力料合計で7億円の増加となった。

料金原価と実績の算定にあたっての前提諸元（3か年度平均）

	単位	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量	億kWh	1,262	1,224	△38
為替レート	円/\$	99	113	14
原油価格	\$/b	105.5	62.2	△43.3
原子力利用率	%	12.4	-	△12.4

購入電力料－料金原価と実績の比較（3か年度平均）

（単位：億円）

	原価①	実績②	差異②-①
再エネ	634	691	57
再エネ以外	1,053	1,002	△51
<b>購入電力料合計</b>	<b>1,687</b>	<b>1,693</b>	<b>7</b>

購入電力量－料金原価と実績の比較（3か年度平均）

（単位：億kWh）

	原価①	実績②	差異②-①
再エネ	70	84	14
再エネ以外	66	72	6
<b>購入電力量合計</b>	<b>136</b>	<b>156</b>	<b>19</b>

※1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

## 2. (1) 料金原価と実績費用の比較 ④ その他経費

- 細目ごとの料金原価と実績の比較では、委託費（+154億円）、普及開発関係費（+50億円）、諸費（+218億円）等が増加したことにより、その他経費合計で461億円の増加となった。
- 委託費については、使用済燃料の輸送コストに係る引当額を計上したこと等の影響により154億円の増加となっており、小売全面自由化に当たっての消費者への周知費用の増加等により普及開発関係費が50億円の増加となった。また、諸費については、メリットオーダーに基づく石油火力の焚き減らしにより原油在庫が滞留したことから、市況価格に基づき、原油評価損を計上した影響等により218億円の増加となった。

その他経費-料金原価と実績の比較（3か年度平均）（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	161	173	13
消耗品費	88	74	△13
補償費	20	23	3
賃借料	202	193	△8
託送料(接続供給託送料含む)	65	88	23
事業者間精算費	8	8	0
委託費	881	1,035	154
損害保険料	15	12	△2
原子力損害賠償資金補助法負担金	-	0	0
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	124	124	-
普及開発関係費	13	63	50
養成費	19	19	0
研究費	85	72	△13
諸費	139	357	218
うち 寄付金	-	1.7	1.7
うち 団体費	9	23	14
貸倒損	11	8	△2
固定資産除却費	277	309	33

※ 1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

（単位：億円）

続き	規制部門+自由化部門		
	原価 ①	実績 ②	差異 ②-①
共有設備費等分担額	13	9	△3
共有設備費等分担額(貸方)	△0	△0	△0
建設分担関連費振替額(貸方)	△6	△2	3
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	△11	△8	3
電力費振替勘定(貸方)	△2	△0	1
<b>その他経費合計</b>	<b>2,102</b>	<b>2,562</b>	<b>461</b>

【実績が料金原価を上回った項目の主な差異要因】

- ◇託送料 [+23億円]
  - ・域外販売電力量の増に伴う接続供給託送料の増
- ◇委託費 [+154億円]
  - ・電力システム改革等の事業環境変化に対応するための、使用済燃料輸送コストに係る引当額及びシステム開発費用の増
- ◇普及開発関係費 [+50億円]
  - ・小売サービスに関わる、各種媒体を用いた消費者への周知費用の増
- ◇諸費 [+218億円]
  - ・原油の評価損計上による増
- ◇固定資産除却費 [+33億円]
  - ・計画外の火力発電所廃止に伴う固定資産除却費の増

## 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3.5%、自由化部門では6.7%となった。
- 規制部門と自由化部門の利益率の主な乖離要因として、燃調タイムラグの影響（より自由化部門の利益を押し上げる）、託送料金審査における費用整理見直しの影響及び送配電非関連固定費の需要補正影響（規制部門の利益を押し下げ、自由化部門の利益を押し上げる）、料金値上げ実施時において規制料金の値上げが1か月遅れた影響（規制部門の利益を押し下げる）が挙げられる。

規制部門と自由化部門の電気事業利益の実績（3か年度平均）（単位：億円、億kWh）

	規制部門 ①	自由化部門 ②	合計 ①+②
電気事業収益 A	8,208	13,849	22,058
電気事業費用 B	7,922	12,916	20,838
電気事業利益または損失 C = A - B	286	933	1,219
電気事業利益率 D = C / A (参考：3か年単純平均利益率)	3.5% (3.2%)	6.7% (6.9%)	5.5% (5.7%)
(参考) 販売電力量	340	884	1,224

- ※1：乖離額（乖離率）の列は、自由化部門から規制部門の電気事業利益（利益率）を控除した金額（乖離率）を示している。
- ※2：電気事業収益についても影響を与える乖離要因があるため、乖離要因除外後の利益を上記電気事業収益で除した場合の数値と右記利益率の値は一致しない。
- ※3：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因（単位：億円）

	規制部門 ①	自由化部門 ②	乖離額 ②-①
電気事業利益 A (電気事業利益率)	286 (3.5%)	933 (6.7%)	647 (3.2%)
主な乖離要因	燃調タイムラグの影響		221
	費用整理方法見直しの影響		126
	送配電非関連固定費の需要補正による影響		30
	規制料金値上げ実施遅れの影響		13
	合計 B		390
乖離要因除外後の電気事業利益(電気事業利益率) A - B (※1、2)	195 (2.2%)	450 (2.9%)	255 (0.7%)

## 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、料金改定時の計画値との比較では、人件費を除いて計画値を上回り、全体では439億円の深掘りとなった（計画値：1,915億円、実績値：2,354億円）。
- 定期点検工事期間の短縮や計画外補修停止の削減に取り組んだ結果、火力発電所の稼働率が向上したこと等により燃料費において経営効率化の深掘りを達成している。他方、人件費においては、電力の安全・安定供給に必要な人材確保や従業員のモチベーション維持を図ったこと等により、経営効率化の目標額は達成できなかった。

経営効率化（目標の達成状況（3か年度平均））

（単位：億円）

	主な削減内容	コスト削減額		
		計画①	実績②	差異②-①
燃料費・購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 上越火力発電所運転開始による熱効率向上</li> <li>● 安価な燃料調達による燃料費の削減</li> <li>● 安価な石炭火力発電所の稼働増</li> <li>● 卸電力取引所の活用 等</li> </ul>	765	1,186	421
設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 競争発注の拡大等による調達価格の削減</li> <li>● 新技術の採用による投資額の削減 等</li> </ul>	99	138	39
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 競争発注の拡大等による調達価格の削減</li> <li>● 新技術の採用、仕様の見直し、設備の効率的運用による削減 等</li> </ul>	357	358	1
人件費	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 役員報酬の削減</li> <li>● 社員年収水準の引き下げ</li> <li>● 保養所の全廃等による厚生費の削減 等</li> </ul>	462	415	△47
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 競争発注の拡大等による調達価格の削減</li> <li>● 研究開発・システム開発などの内容・規模の見直し</li> </ul>	231	256	25
	<b>合計</b>	<b>1,915</b>	<b>2,354</b>	<b>439</b>

※ 1：平成26～28年度は緊急避難的な支出抑制・繰延べは行われていない。

※ 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26回料金審査専門会合資料4及び事業者へのヒアリングに基づき当委員会事務局にて作成）



## 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、増加要因を確認した。
- その結果、実績が不合理な理由に基づき料金原価を上回っているものは認められなかった。
  - 人件費
  - 修繕費
  - 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26～28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3.5%、自由化部門6.7%と差異が生じている。
  - 主な乖離要因は以下のとおりであり、不合理なものは認められなかった。
- ① 同期間の販売電力量は節電等の影響により全体で微減となっているが、燃料価格の下落(△41.0%)及び為替レートの円安化(+14.1%)に伴い、燃料費調整制度のタイムラグ影響は、相対的に販売電力量の多い自由化部門に大きく現れた。
  - ② 託送料金審査において費用整理方法が見直されたことに伴い、従来一般販売費(費用比で規制部門と自由化部門に配分)に整理していた契約管理・受付業務の一部が需要家費(契約口数比で規制部門と自由化部門に配分)として整理されたことにより、平成28年度の実績において規制部門に配分される費用が増加することとなり、平成28年度の規制部門の利益を押し下げた。
  - ③ 平成28年度からの小売全面自由化後、新電力や自社の自由料金メニューへのスイッチング等により規制部門の料金原価算定時の想定需要を実績需要が下回ったことから、送配電非関連固定費の配分の際における部門別収支計算規則に基づく需要補正の実施により、規制部門の利益が減少し自由化部門の利益が増加した。
  - ④ 料金改定実施時において、規制部門のみ値上げのタイミングが1か月遅れたことにより、規制部門の収支を悪化させた。

## 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、かつ、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ったこと等による厳しい経営状況において、経営効率化は、料金改定時の1,915億円（3か年度平均）の計画に対し、効率化額の実績が2,354億円（3か年度平均）であり、439億円の深掘りとなっている。費目で見ると人件費のみが計画値を達成できていなかった。
- 平成26～28年度において緊急避難的な支出抑制・繰延べは行われていない。全ての経営効率化の施策が恒常的な取組みとして行われていることを確認した。