

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 (四国電力)

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167億円減少した。
- 人件費が+227億円（退職給付に係る数理計算上の差異償却費等による影響）、減価償却費が+38億円（火力部門・原子力部門における償却費増等による影響）、購入電力料が+134億円（再エネの買取電力量増等による影響）、原子力バックエンド費用が+30億円（再処理等拠出金法の施行等による影響）、その他経費（※1）が+37億円（諸費・委託費の増等による影響）と増加した一方、燃料価格の低下等により燃料費が△585億円と大きく減少した。

費目ごとの料金原価（平成25年度～平成27年度の3か年度平均）と実績（平成28年度）の比較

（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	217	334	117	261	371	109	478	705	227	退職給付にかかる数理計算上の差異償却費の増
燃料費	354	190	△163	926	504	△421	1,280	694	△585	燃料価格の低下による減
修繕費	285	261	△23	348	326	△20	633	588	△44	実施時期の見直し・工事内容の精査
減価償却費	211	220	10	344	371	27	554	592	38	火力設備のリプレース工事に伴う増及び原子力設備の安全対策工事に伴う増
購入電力料	192	227	35	450	549	99	642	777	134	再エネの買取電力量増
公租公課	99	96	△2	188	183	△4	287	280	△6	
原子力バックエンド費用	25	33	9	64	85	21	88	119	30	再処理等拠出金法の施行に伴う増
その他経費 (※1)	335	372	37	522	522	0	857	894	37	諸費・委託費の増
電気事業 営業費用合計	1,717	1,737	19	3,103	2,915	△186	4,820	4,652	△167	

※1：四国電力の資料では諸経費と表記。

※2：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、役員給与（+1億円）、給料手当（+65億円）、退職給与金（+154億円）が増加したこと等により、人件費合計で227億円の増加となった。
- 退職給与金については、退職給付に係る数理計算上の差異161億円を平成28年度に一括償却したこと等により154億円の増加となった。また給料手当については、料金原価不算入分の出向者人件費（自社負担分）が増加したこと等により65億円の増加となった。

人件費－料金原価（3か年度平均）と実績の比較

（単位：億円）

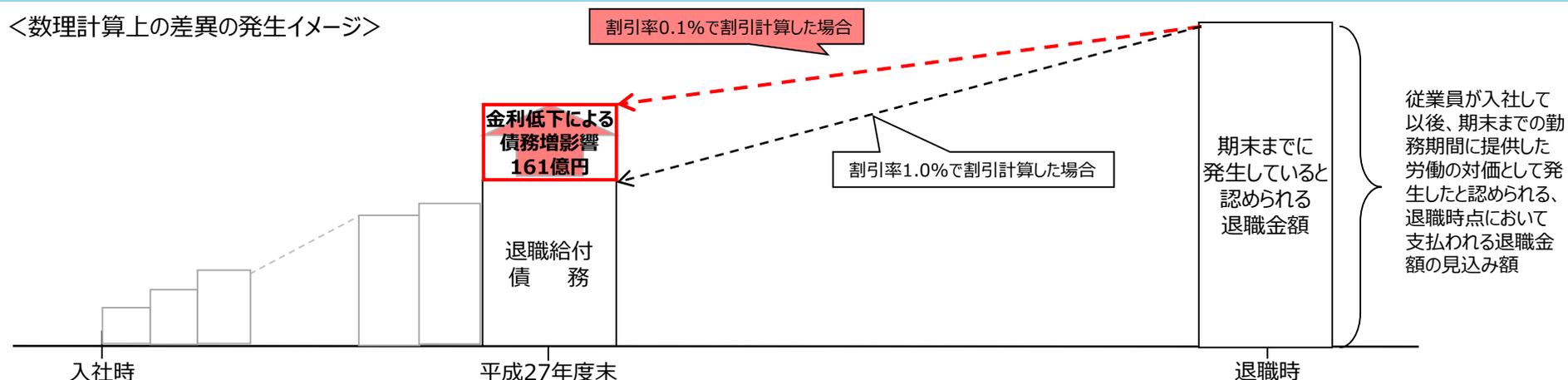
	原価①	実績②	差異②－①	備考
役員給与	3	4	1	
給料手当	331	396	65	出向者人件費（自社負担分）の料金原価不算入分の差、給与手当の差 等
退職給与金	42	196	154	割引率の引下げに伴う数理計算上の差異償却費の増（161億円）
厚生費	73	81	9	
その他	29	25	△3	
人件費合計	478	705	227	

※ 1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

(参考) 退職給与金・割引率の引下げに伴う数理計算上の差異償却費について

- 将来の退職時に支払うと見込まれる金額について、現時点の価値に割引計算（※1）し、退職給付債務の額を算定することと規定されている（※2）。
- 割引計算を行うに当たって採用される割引率は、安全性の高い債券の利回りを基礎として決定される（※2）。
- 四国電力においては、昨今のマイナス金利等の影響から、平成27年度末において割引率を1.0%から0.1%に引下げることとなり、当該引下げにより発生した退職給付債務の増加額161億円は数理計算上の差異（※3）に該当する。
- 四国電力は従来より、数理計算上の差異について、発生事業年度の翌事業年度に一括費用処理する会計処理を採用していることから、平成28年度において161億円を退職給付に係る数理計算上の差異償却費として費用計上している。

<数理計算上の差異の発生イメージ>



※1：割引計算に関する補足説明

・一般的に、負債には利息費用が発生することから、現時点における負債額と1年後における負債額には以下の関係がある。

$$\text{現時点における負債額} \times (1 + \text{金利}) = \text{1年後における負債額}$$

・1年後における負債額が固定されている場合、金利が引き下げられると現時点における負債額は上昇することとなる（例えば、1年後における負債額が100円、金利10%の場合、現時点における負債額は91円（=100円÷1.10）である一方、金利1%の場合、1年後における負債額100円の現在価値は99円（≒100円÷1.01）となり、負債額は8円（=99円-91円）増加することとなる）

※2：企業会計基準第26号 退職給付に関する会計基準にて規定。

※3：数理計算上の差異とは、年金資産の期待運用収益と実際の運用成果との差異、退職給付債務の数理計算に用いた見積数値と実績との差異及び見積数値の変更等により発生した差異のことをいう。

（出所：第26回料金審査専門会合資料6及び退職給付に関する会計基準（企業会計基準第26号）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 ②減価償却費

- 細目ごとの料金原価と実績の比較では、流通・その他部門合計（△19億円）が減少した一方、電源部門合計（+58億円）が増加したことにより、減価償却費合計では38億円の増加となった。
- 電源部門合計では、火力発電設備に係る償却費が+19億円（坂出火力発電所2号機のリプレース工事（石油→LNG）に伴う償却費増等による影響）、原子力発電設備に係る償却費が+41億円（安全対策工事の実施に伴う償却費増等による影響）と増加した。

減価償却費－料金原価（3か年度平均）と実績の比較

（単位：億円）

	原価①	実績②	差異②－①
電源部門計	262	320	58
水力	40	37	△2
火力	90	109	19
原子力	132	173	41
新エネ	1	0	△0
流通・その他部門計	292	271	△19
送電	101	94	△6
変電	76	69	△6
配電	77	77	0
業務	37	29	△7
減価償却費合計	554	592	38

※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 ③購入電力料

- 為替レートは円安となっている (+28円/\$) もの、原油価格は大幅に下落している ($\Delta 67$ \$/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 (+20億kWh) ことから、再エネに係る購入電力料は実績が料金原価を88億円上回ったこと等により、購入電力料合計で134億円の増加となった。

料金原価（3か年度平均）と実績の算定にあたっての前提諸元

	単位	原価①	実績②	差異②-①
販売電力量	億kWh	275	256	$\Delta 19$
為替レート	円/\$	80	108	28
原油価格	\$/b	114	48	$\Delta 67$
原子力利用率	%	33.8	27.9	$\Delta 5.9$

購入電力料－料金原価（3か年度平均）と実績の比較 (単位：億円)

	原価①	実績②	差異②-①
再エネ	43	131	88
再エネ以外	599	646	47
購入電力料合計	642	777	134

購入電力量－料金原価（3か年度平均）と実績の比較 (単位：億kWh)

	原価①	実績②	差異②-①
再エネ	7	27	20
再エネ以外	76	90	14
購入電力量合計	83	117	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。

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

- 料金原価と実績の比較では、原子力バックエンド費用合計で30億円の増加となった。
- 平成28年10月の再処理等拠出金法の施行に伴う再処理等費の廃止及び再処理等拠出金費の新設により、合計で25億円の増加となっている。既発電分の使用済燃料に係る単価は不変であるものの、伊方原子力発電所3号機再稼働による当期発電分の単価が上昇した（市場金利の低下により割引率が引き下げられたこと等による影響）ことから再処理等費及び再処理等拠出金費合計で増加した。
- 解体引当金に係る会計制度が、平成25年10月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4億円増加した。

原子力バックエンド費用-料金原価（3か年度平均）と実績との比較

(単位：億円)

費目	原価①	実績②	差異②-①	備考
再処理等費	62	-	△62	再処理等拠出金法の施行による廃止
再処理等拠出金費	-	87	87	再処理等拠出金法の施行による新設
特定放射性廃棄処分費	12	12	0	
原子力発電施設解体費	14	19	4	解体引当金省令等の改正（平成25年10月）に伴う引当方法の変更[生産高比例法→定額法]
原子力バックエンド費用合計	88	119	30	

※ 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 ⑤ 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（+45億円）、普及開発関係費（+17億円）、研究費（+3億円）、諸費（+22億円）等が増加したことにより、その他経費合計で37億円の増加となった。
- 電力システム改革に伴う支出増の影響等により、委託費が45億円増加したほか、伊方原子力発電所3号機対応等に係るソフトウェア費用増の影響等により、諸費が22億円増加した。

その他経費-料金原価（3か年度平均）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	60	55	△4
消耗品費	24	16	△8
補償費	8	7	△0
賃借料	90	85	△4
託送料	77	63	△14
事業者間精算費	16	13	△2
委託費	322	366	45
損害保険料	10	3	△5
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	-	0	0
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	65	65	0
普及開発関係費	4	21	17
養成費	11	7	△2
研究費	30	33	3
諸費	70	92	22
うち寄付金	-	0.4	0.4
うち団体費	3	10	7
電気料貸倒損	2	1	△0
固定資産除却費	73	62	△11

※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	3	2	△0
共有設備費等分担額(貸方)	△3	△2	0
建設分担関連費振替額(貸方)	△1	△0	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	△2	△2	△0
接続供給託送料	-	0	0
原子力廃止関連仮勘定償却費	-	3	3
電力費振替勘定(貸方)	△2	△2	0
その他経費合計	857	894	37

【実績が料金原価を上回った項目の主な差異要因】

- ◇委託費 [+45億円]
 - ・電力システム改革に伴うシステム開発・改修による増
- ◇普及開発関係費 [+17億円]
 - ・消費者向けの周知活動費等の料金原価不算入分の支出
- ◇研究費 [+3億円]
 - ・設備の信頼性確保や運用管理の高度化、再エネ大量導入への対策等に資する研究支出の増
- ◇諸費 [+22億円]
 - ・電力システム改革等に係るソフトウェア費用の増
 - ・各種事業団体の団体費など一部料金原価不算入分の支出

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△0.7%、自由化部門では2.9%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、電力システム改革に伴う委託費の増加による影響（より規制部門の利益を押し下げる）、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）、退職給付に係る数理計算上の差異の一括償却による影響（より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（平成28年度）（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	1,646	2,776	4,422
電気事業費用 B	1,657	2,696	4,354
電気事業利益または損失 C = A - B	△11	79	68
電気事業利益率 D = C / A	△0.7%	2.9%	1.5%
(参考) 販売電力量	69	188	256

※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)	△11 (△0.7%)	79 (2.9%)	90 (3.6%)
主な乖離要因	電力システム改革に伴う委託費の増加による影響		15
	送配電非関連固定費の需要補正による影響		8
	退職給与金（数理計算上の差異償却費）による影響		△10
	合計 B		13
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)	111 (6.8%)	188 (6.8%)	77 (0.0%)

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66億円の深掘りとなった（計画値:412億円、実績値:478億円）。
- 点検頻度の見直しや新たな工法の考案等によるコスト削減を図り、工事実施時期の見直しや工事内容の精査に努めた結果、修繕費において経営効率化の深掘りを達成した。また、石炭の海外調達子会社を設立し、生産者から直接買い付ける等の燃料調達コストの低減を図ることにより、燃料費においても経営効率化の深掘りを達成した。

経営効率化（目標の達成状況（平成28年度））

（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
人件費	・給与・賞与の減額、人員削減 ・福利厚生制度の見直し	136	79	△57
燃料費 購入電力料	・燃料調達コストの低減 ・卸電力取引所の活用	41	82	41
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	88	132	44
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	26	27	1
その他	・委託費の減 ・普及開発関係費の削減 ・研究費の削減	121	157	36
合計		412	478	66

※ 1：平成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。

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
 - 減価償却費
 - 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△0.7%、自由化部門2.9%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 電力システム改革に伴うシステム開発・改修等の委託費が増加した影響が、相対的に電気料金に占める固定費の配分割合の高い規制部門に大きく現れた。
 - ② 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。
 - ③ 平成28年度においては、退職給付債務を算定するに当たって利用する割引率を見直した結果、退職給付に係る数理計算上の差異が発生したことに伴い、当該差異を一括費用処理した影響が相対的に電気料金に占める固定費の割合の高い規制部門に大きく現れた。

2. (4) まとめ案 (3 / 3)

(3) 経営効率化への取組状況

- 原価算定期間の途中から稼働を想定していた伊方原子力発電所3号機が、平成28年9月より再稼働した一方、販売電力量が減少する状況において、経営効率化は、料金改定時の412億円（3か年度平均）に対し、恒常的な効率化額の実績は478億円（平成28年度）であり、66億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。

Ⅲ. 総評

Ⅲ. 総評（1 / 3）

I. 審査基準に基づく評価

- 審査基準のステップ1〔電気事業利益率による基準〕では、個社の直近3か年度の利益率が10社10か年度平均の利益率を上回る会社は、北海道電力、東北電力、東京電力EP、中部電力、九州電力及び沖縄電力の6社であった。
- ステップ1に該当した6社について、審査基準のステップ2〔累積超過利潤による基準〕では、平成28年度末累積超過利潤額は一定水準額である事業報酬額を下回っており、ステップ2〔自由化部門の収支による基準〕では、直近2年連続で自由化部門の収支が赤字となっていなかった。
- 以上より、原価算定期間を終了しているみなし小売電気事業者9社（関西電力以外）について、審査基準に基づく評価を実施した結果、変更認可申請命令発動の検討対象となる事業者はいなかった。

Ⅲ. 総評（2 / 3）

Ⅱ. 原価算定期間終了後の追加検証（中部電力・四国電力）

1. 原価と実績の比較

- 燃料価格や為替レート的大幅な変動、原子力発電所の再稼働遅延等の諸事情を踏まえると、個別費目の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。

2. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離

- 各社とも、規制部門と自由化部門の利益率の比較では、規制部門が自由化部門を下回っていたが、この利益率の乖離については、個別の乖離要因の検討の結果、不合理な理由に基づくものではなかった。

3. 経営効率化

- 今回の事後評価では、各社において、緊急避難的な支出抑制・繰延べはなかった。また、恒常的な経営効率化の取組については、各社によって取組の進捗にばらつきがあるものの、各社とも実績が料金原価認可時の計画値を上回っていた。昨年度の事後評価において、緊急避難的な支出抑制・繰延べを恒常的な取組に繋げていく必要があるとの指摘があったが、この点について取組が進んでいる点は評価できる。

Ⅲ. 総評（3 / 3）

（結論）

- 以上を踏まえ、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値下げ認可申請の必要があるとは認められなかった。
- ただし、東日本大震災後の小売規制料金の値上げは、原子力発電所の再稼働遅延を主因とするものであったことに鑑みると、今後原子力発電所が再稼働を果たした場合には火力燃料費等の負担が軽減されていくことから、料金原価への原子力利用率の織り込み状況も踏まえ、そのコスト低減効果を緊急避難的な支出抑制・繰延べの抑止、需要家への還元等に適切に充当するよう検討すべきである。
- また、各社においては、今後とも料金原価と直近実績の比較・経営効率化の状況・収支見通し等現行の経過措置料金に関連した分かりやすい情報提供に努めるとともに、安全対策・供給信頼度維持に不可欠な投資は最優先に実施した上で、引き続き経営効率化に真摯に取り組むことにより、コスト低減を進めていくべきである。
- なお、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、各社で規制部門の利益が減少し自由化部門の利益が増加する結果となっていた。当該規定が、部分自由化当初における導入目的とは異なる形で作用している可能性も踏まえ、今後制度設計専門会合において、見直しを含めて議論していくことを要望する。