

**第 27 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 11 月 7 日 (火)**



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

# 目次

- I. 審査基準に基づく評価（関西電力を除くみなし小売電気事業者9社）
  - 1. 料金変更認可申請命令に係る審査基準
  - 2. 審査基準の適用結果
  
- II. 原価算定期間終了後の追加検証（中部電力・東京電力EP・四国電力）
  - 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
  
- III. 総評

# **I. 審査基準に基づく評価 (関西電力を除くみなし小売電気事業者 9 社)**

# 1. 料金変更認可申請命令に係る審査基準

- 原価算定期間終了後に料金改定を行っていないみなし小売電気事業者については、<ステップ1> 規制部門の電気事業利益率による基準、<ステップ2> 規制部門の累積超過利潤による基準又は自由化部門の収支による基準で得られた情報を基に、第2弾改正法附則第16条第3項に基づく変更認可申請命令の発動の要否の検討を行う。

## <ステップ1> 規制部門の電気事業利益率による基準

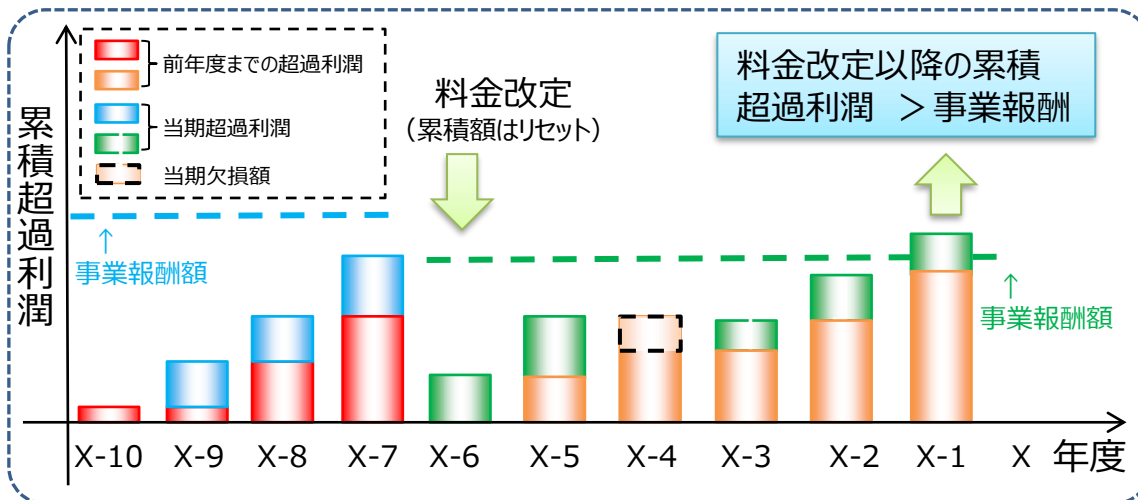
規制部門の電気事業利益率（電気事業利益／電気事業収益）の直近3カ年度平均値が、電力会社10社の過去10カ年度平均値を上回っているかどうかを確認。

- ① 該当会社の規制部門における電気事業利益率（直近3カ年度平均）
- ② 電力会社10社の規制部門における電気事業利益率（過去10カ年度平均）

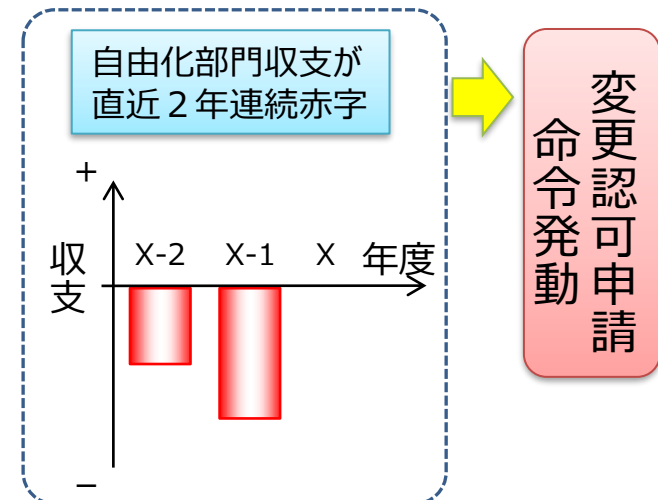
➤ ①>②の場合→ステップ2へ

## <ステップ2> 規制部門の累積超過利潤による基準又は自由化部門の収支による基準

前回料金改定以降の超過利潤（＝当期純利益－事業報酬）の累積額が事業報酬額（一定水準額）を超えているかどうか、又は自由化部門の収支が直近2年度間連続で赤字であるかどうかを確認。



又は



## 2. 審査基準の適用結果

- 原価算定期間終了後に料金改定を行っていない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。

(単位：億円)

審査基準（ステップ1・2）の評価結果		北海道	東北	東京EP ※1	中部	北陸	中国	四国	九州	沖縄	10社	
ステップ1	<b>A 規制部門の電気事業利益率による基準</b>											
	3か年度平均① ※2	2.8%	5.8%	3.8%	3.2%	1.1%	1.6%	1.5%	3.4%	3.9%	-	
	10社10か年度平均②										-	2.3%
	10社10か年度の平均を上回っているか。(①>②か)	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	No	Yes	Yes	-	
ステップ2	<b>B 規制部門の累積超過利潤による基準</b>											
	平成27年度末超過利潤累積額③ ※3	△363	230	△1,141	△93	-	-	-	△768	△99	-	
	平成28年度超過利潤④	△80	△109	△1,221	△315	-	-	-	△37	△17	-	
	平成28年度末超過利潤累積額⑤=③+④	△444	121	△2,363	△408	-	-	-	△805	△117	-	
	事業報酬額（一定水準額）⑥ ※4	172	342	1,268	423	-	-	-	366	59	-	
	一定水準額を上回っているか。(⑤>⑥か)	No	No	No	No	-	-	-	No	No	-	
	<b>C 自由化部門の収支（※5）による基準</b>											
	平成27年度⑦	+91	+808	+2,100	+1,548	-	-	-	+318	+7	-	
	平成28年度⑧	+3	+593	+563	+852	-	-	-	+404	+12	-	
2年連続で赤字となっているか。(⑦<0かつ⑧<0か)	No	No	No	No	-	-	-	No	No	-		
評価結果	<b>変更認可申請命令の対象となるか。 (A及びBがYes、又はA及びCがYesか。)</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	<b>No</b>	-	

※1：平成27年度以前は旧東京電力の数値、平成28年度は東京電力エナジーパートナーの数値を基に算出。

※2：各年度の規制部門の電気事業利益率（%）の単純平均

※3：平成27年度までの超過利潤累積額のうち旧選択約款部分を除いた金額

※4：一定水準額：規制部門（特定小売供給約款に係る分に限る）に相当する事業報酬額

※5：自由化部門の収支：自由化部門の電気事業損益

(出所：各事業者の部門別収支計算書及び各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)

## **Ⅱ．原価算定期間終了後の追加検証**

### **1．概観**

# 1. (1) 料金原価と実績費用の比較 ① 前提諸元等の変動 (1 / 2)

- 販売電力量は、各社とも実績が料金原価を下回った。特に、東京電力エナジーパートナー（以下、東京電力EP）では、原価算定期間が平成24～26年度であることに加え、エリア内の競争が厳しいこと等から実績が料金原価を大きく下回った。
- 為替レートは円安となっているものの、原油価格は大幅に下落していることから、燃料価格は下落傾向。

## 料金原価及び実績算定時の前提諸元の変動と経営効率化額の比較（中部電力、東京電力EP、四国電力）

	単位	中部電力			東京電力EP (旧東京電力単体※2)			四国電力			備考	
		H26～28年度平均		差異 ②-①	H24～26 年度平均		H28年度	H25～27 年度平均		H28年度		差異 ②-①
		原価 ①	実績 ②		原価 ①	実績 ②		原価 ①	実績 ②			
販売電力量	億kWh	1,262	1,224	△ 38	2,773	2,417	△ 356	275	256	△ 19	販売電力量の減少 (中部△3.0%、東京EP△12.8%、 四国△6.9%)	
為替レート	円/\$	99	113	14	78.5	108.4	29.9	80	108	28	為替レートの円安化 (中部+14.1%、東京EP+38.1%、 四国+35.0%)	
原油価格	\$/b	105.5	62.2	△43.3	117.1	47.5	△ 69.6	114	48	△ 67	原油CIF価格の下落 (中部△41.0%、東京EP△59.4%、 四国△58.8%)	
原子力利用率	%	12.4	-	△12.4	18.8	-	△ 18.8	33.8	27.9	△5.9		
経費対象人員	人	17,975	17,519	△ 456	36,283	32,810	△3,473	6,184	5,673	△511		
経営効率化額	億円	1,915	2,354	439	3,626	7,673	4,047	412	478	66	・経済性に優れる電源の活用等による燃料費、購入 電力料の削減（各社共通） ・工事・点検の中止、実施時期の見直し等による修繕 費の削減（各社共通）	

※1：△はマイナス値（次ページ以降も特段の記載がない限り同様）。

※2：旧東京電力単体の数値は、旧東京電力を構成する4社（東京電力ホールディングス、東京電力パワーグリッド、東京電力フュエル＆パワー、東京電力EP）の連結数値、次ページ以降も旧東京電力単体については同様。

# 1. (1) 料金原価と実績費用の比較 ① 前提諸元等の変動 (2 / 2)

- 各社とも販売電力量の減少に伴い、発受電量が減少。
- 原子力発電では、中部電力、東京電力EPの実績がゼロであるのに対し、四国電力では伊方原子力発電所3号機の再稼働により、料金原価に近い水準の実績となっている。
- 火力発電の内訳では、各社とも高単価の石油の焚き減らしを行い、低単価の石炭の焚き増しが行われている。
- 他社購入では、各社とも再エネの受電増等により増加。

原価及び実績算定時の需給バランスの変動と販売電力量の比較 (中部電力、東京電力EP、四国電力)

(単位：億kWh)

		中部電力			東京電力EP (旧東京電力単体)			四国電力			主な差異理由		
		H26~28年度平均		差異 ②-①	H24~26 年度平均		H28年度	差異 ②-①	H25~27 年度平均			H28年 度	差異 ②-①
		原価 ①	実績 ②		原価 ①	実績 ②			原価 ①	実績 ②			
自 社 発 電	水力	89	90	1	111	101	△ 10	22	22	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原子力発電所の停止 (中部、東京EP)</li> <li>・原子力発電所の再稼働遅れ (四国：伊方3号機(平成28年9月再稼働))</li> <li>・経済性に優れた電源 (石炭、LNG) の活用による石油火力の焚き減らし (各社共通)</li> </ul>		
	火力	1,142	1,144	2	2,199	1,971	△229	149	141	△ 7			
	石炭	287	301	15	157	246	88	75	84	9			
	石油	13	3	△ 11	377	90	△287	39	21	△ 18			
	LNG他 <sup>(※1)</sup>	842	840	△ 3	1,665	1,635	△ 29	35	36	1			
	原子力	39	-	△ 39	239	-	△239	60	49	△ 10			
新エネ	1	1	△ 0	1	1	0	0.03	0.03	△ 0				
そ の 他	他社購入	136	156	19	614	710	96	83	117	33	再エネ受電量の増加による購入電力量の増加		
	他社販売等	△ 32	△ 62	△ 30	△155	△178	△ 23	△ 8	△ 46	△ 38	卸電力取引所活用による販売電力量の増加		
発受電量		1,377	1,328	△ 48	3,008	2,605	△404	305	283	△ 22			
販売電力量 (再掲)		1,262	1,224	△ 38	2,773	2,417	△356	275	256	△ 19			

※1：LNG他には、COG (副生ガス) が含まれる (四国電力)。

(出所：第26回料金審査専門会合資料4、5、6及び事業者ヒアリングに基づき当委員会事務局にて作成)



# 1. (1)料金原価と実績費用の比較 ②原価と実績の比較

- 人件費の内訳をみると、給料手当は各社とも実績が料金原価を上回っている。また、退職給与金は四国電力では割引率の低下に伴い数値差異を一括償却したことにより、実績が料金原価を上回っている。
- 燃料費は、為替レートは円安となっているものの、原油価格は大幅に下落していることから大きく減少している。購入電力料は、中部電力・四国電力では再エネ受電量増の影響が大きく、増加している一方で、東京電力EPでは燃料価格の下落の影響が大きく、減少している。
- 修繕費は、中部電力では一時的な要因（PCB含有機器に係る引当）により増加しているが、全般的には減少傾向にある。減価償却費は、四国電力では伊方原子力発電所3号機の再稼働に伴う安全対策投資に係る償却により増加しているが、全般的には減少傾向にある。

費目ごとの料金原価と実績の比較（規制部門と自由化部門の合計）

（単位：億円）

	中部電力			東京電力EP（旧東京電力単体）			四国電力			主な差異理由
	H26～28年度平均		差異 ②-①	H24～26年度平均		H28年度	H25～27年度平均		H28年度	
	原価 ①	実績 ②		原価 ①	実績 ②		差異 ②-①	原価 ①		
人件費 (うち給料手当)	1,680 (1,182)	1,756 (1,279)	77 (98)	3,387 (2,385)	3,329 (2,528)	△58 (143)	478 (331)	705 (396)	227 (65)	○経営効率化成果の従業員処遇への反映による増（中部、東京EP） ○年金資産運用が想定を上回ったことによる退職給与金減（中部、東京EP） ○割引率の引下げに伴い発生した数値差異の一括償却による退職給与金の増（四国）
燃料費	12,251	9,121	△3,129	24,585	11,624	△12,961	1,280	694	△585	○燃料価格の低下による減（各社共通）
修繕費	2,146	2,151	5	4,095	3,197	△898	633	588	△44	○PCB含有機器に係る費用の会計上の引当による増（中部） ○工事・点検内容の精査・実施時期の見直しによる減（東京EP、四国）
減価償却費	2,607	2,431	△175	6,171	5,509	△661	554	592	38	○原子力安全性向上対策工事の完工時期の遅れによる減（中部） ○設備投資削減による減（東京EP） ○原子力安全対策工事、坂出火力設備リブレースによる増（四国）
購入電力料	1,687	1,693	7	7,876	6,430	△1,445	642	777	134	○再エネ電源からの受電量増（各社共通） ○燃料価格低下に伴う購入電力単価減（東京EP）
公租公課	1,318	1,266	△52	2,957	2,719	△238	287	280	△6	○燃料費調整に伴う電力料等の収入減による事業税減（各社共通）
原子力 バックエンド費用	173	153	△19	667	490	△177	88	119	30	○原子力非稼働による減（中部、東京EP） ○再処理等拠出金法施行に伴う再処理等拠出金費増（四国）
その他経費	2,102	2,562	461	6,422	6,738	316	857	894	37	○原油の評価損計上による増（中部） ○電力システム改革等に伴う委託費増（中部、四国） ○賠償対応費用、福島第一原子力発電所の安定化維持費用増（東京EP）
<b>電気事業 営業費用合計</b>	<b>23,963</b>	<b>21,138</b>	<b>△2,825</b>	<b>56,161</b>	<b>40,039</b>	<b>△16,122</b>	<b>4,820</b>	<b>4,652</b>	<b>△167</b>	

：実績が料金原価を上回っている項目

（出所：第26回料金審査専門会合資料4、5、6及び事業者ヒアリングに基づき当委員会事務局にて作成）

# 1. (2)規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

## ①収支実績

概観

- 各社の電気事業利益率は、規制部門が自由化部門を下回っている。特に、四国電力では規制部門の電気事業利益率がマイナスとなっている。

### 規制部門と自由化部門の収支実績

(単位：億円、億kWh)

	中部電力			東京電力EP			(参考) 旧東京電力単体	四国電力		
	H26~28年度			H28年度			H28年度	H28年度		
	規制部門 ①	自由化部門 ②	合計 ①+②	規制部門 ①	自由化部門 ②	合計 ①+②	合計	規制部門 ①	自由化部門 ②	合計 ①+②
電気事業収益	8,208	13,849	22,058	16,487	23,351	39,839	42,296	1,646	2,776	4,422
電気事業費用	7,922	12,916	20,838	16,409	22,787	39,197	39,165	1,657	2,696	4,354
電気事業損益	286	933	1,219	77	563	641	3,130	△11	79	68
電気事業利益率 (参考：3か年単純平均利益率)	3.5% (3.2%)	6.7% (6.9%)	5.5% (5.7%)	0.5%	2.4%	1.6%	7.4%	△0.7%	2.9%	1.5%
(参考) 販売電力量	340	884	1,224	737	1,678	2,415 (※1)	2,417 (※1)	69	188	256

※1：旧東京電力単体と東京電力EPの販売電力量の差異（2,417億kWh-2,415億kWh=2億kWh）は離島供給販売電力量が旧東京電力単体に含まれていることによる。

# 1. (2)規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因 ②乖離要因

- 各社共通の乖離要因としては、送配電非関連固定費用の需要補正の影響があり、この影響で規制部門の利益が減り、自由化部門の利益が増えている。
- その他の乖離要因については各社で異なっているが、可変費関連の項目が相対的に販売電力量の多い自由化部門に影響を及ぼしやすく、固定費関連の項目が相対的に固定費割合の高い規制部門に影響を及ぼしやすいという傾向は同様。

## 規制部門と自由化部門の利益率及び乖離要因

(単位：億円)

	中部電力			東京電力EP			四国電力		
	H26～28年度			H28年度			H28年度		
	規制部門	自由化部門	乖離額 (乖離率)	規制部門	自由化部門	乖離額 (乖離率)	規制部門	自由化部門	乖離額 (乖離率)
電気事業利益 (電気事業利益率) ※1	286 (3.5%)	933 (6.7%)	647 (a <sub>1</sub> ) (3.2%)	77 (0.5%)	563 (2.4%)	486(a <sub>2</sub> ) (1.9%)	△11 (△0.7%)	79 (2.9%)	90(a <sub>3</sub> ) (3.6%)
規制部門と自由化部門の利益の乖離額 (主な乖離要因別) ※2	①燃調タイムラグの影響 ②費用整理方法見直しの影響 ③送配電非関連固定費の 需要補正による影響 ④規制料金値上げ実施遅れの 影響		221 126 30 13 — 390 (b <sub>1</sub> )	①需要減少影響 ②送配電非関連固定費の 需要補正による影響 ③原子力発電所停止による燃料 費影響		324 194 △662 — △144(b <sub>2</sub> )	①電力システム改革等に伴う 委託費の増加による影響 ②送配電非関連固定費の 需要補正による影響 ③退職給与金(数理計算上の 差異償却費)増加による影響		15 8 △10 — 13(b <sub>3</sub> )
乖離要因除外後の 電気事業利益 (電気事業利益率) ※3	195 (2.2%)	450 (2.9%)	255 (a <sub>1</sub> -b <sub>1</sub> ) (0.7%)	1,123 (6.8%)	1,753 (7.5%)	630 (a <sub>2</sub> -b <sub>2</sub> ) (0.7%)	111 (6.8%)	188 (6.8%)	77(a <sub>3</sub> -b <sub>3</sub> ) (0.0%)

※1：上段の数値は電気事業利益を、下段の数値(%)は電気事業利益率(=電気事業利益/電気事業収益)を示している。また、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：規制部門と自由化部門の利益の乖離額は、各乖離要因別の「自由化部門の利益影響額-規制部門の利益影響額」により算定している。

※3：乖離要因除外後の両部門の乖離率(%)は、各社ともに乖離要因除外後の自由化部門と規制部門の電気事業利益率の差異を示している。

※4：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) 送配電非関連固定費の配分時における需要補正 (1 / 2)

概観

- 送配電非関連固定費を規制部門・自由化部門に配分するにあたっては、最大電力(kW)、発受電量(kWh)等の実績を用いて需要(※1)比率を算定し配分を行うが、実績が原価算定時の想定を下回るケースでは、需要比率に一定の補正を行った上で、配分を行うこととされている。

## 原価算定時の想定需要(※1)と実績需要の関係及びケースごとの需要補正

各需要の実績と想定との比較			需要補正の有無(配分に用いる数値)	
規制部門と自由化部門の合計	規制部門	自由化部門	規制部門	自由化部門
①実績 ≥ 想定	-	-	無 (規制実績)	無 (自由実績)
②実績 < 想定	A	実績 ≥ 想定	無 (規制実績)	有 (自由実績 + (規制想定 - 規制実績) + (自由想定 - 自由実績))
	B	実績 < 想定	有 (規制実績 + (規制想定 - 規制実績) + (自由想定 - 自由実績))	無 (自由実績)
	C	実績 < 想定	有 (規制実績 + (規制想定 - 規制実績) = 規制想定)	有 (自由実績 + (自由想定 - 自由実績) = 自由想定)

次ページ I (導入当初)

次ページ II (現状)

※1：需要とは、最大電力(kW)、夏季尖頭時責任電力(kW)、冬季尖頭時責任電力(kW)、発受電量(kWh)の4種類(項目毎に想定と実績を比較して補正の要否を検討)を指す。

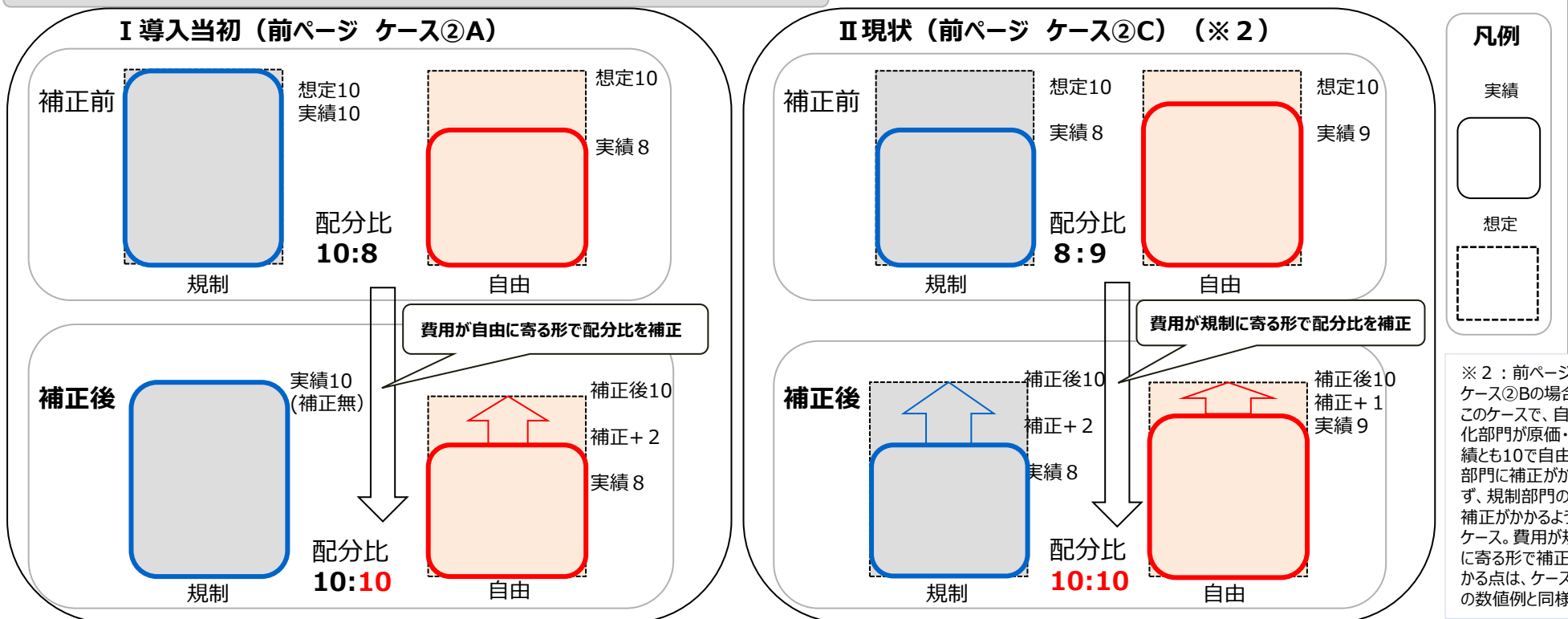
# (参考) 送配電非関連固定費の配分時における需要補正 (2 / 2)

概観

- 導入当初 (※1)、自由化部門での需要減により全体の需要が減少した場合は、同部門に負担を負わせ、規制部門に悪影響が及ばぬように需要を補正する省令が作られた。
- 平成28年4月の小売全面自由化の後、節電等の需要減、新電力や自社の自由料金メニューへの切り換え等により規制部門の需要減の影響も大きく、規制部門に費用が寄る形での補正が発生し易い状況となっている。(見直しも含め今後検討。)

※1：部分自由化に伴い、部門別収支制度を導入した当初 (平成11年10月)

## 送配電非関連固定費の配分時における需要補正のイメージ



# 1. (3)経営効率化への取組状況

- 各社とも、緊急避難的な支出抑制・繰延べの実績はない。
- 各社とも、恒常的な取組による経営効率化の実績は、料金原価算定時の計画値を上回っている。

費目別経営効率化額（計画と実績の差異）と主な取組内容

（単位：億円）

費目	中部電力			東京電力EP (旧東京電力単体)			四国電力			主な取組内容
	H26~28年度平均		差異 ②-①	H24~26 年度平均		H28年度 実績	H25~27 年度平均		H28年度 実績	
	計画 ①	実績 ②		計画 ①	実績 ②		計画 ①	実績 ②		
燃料費・ 購入電力料	765	1,186	421	450	2,585	2,135	41	82	44	(各社共通) ①安価な燃料調達による燃料費の削減 ②経済性に優れた電源の活用（石炭、LNGの稼働率向上） ③卸電力取引所の活用
設備投資 関連費用	99	138	39	327	378	51	26	27	1	(各社共通) 競争発注の拡大等発注方式の見直しによる調達価格の削減、定期点検、工事費用の削減
修繕費	357	358	1	422	1,878	1,456	88	132	44	
人件費	462	415	△47	1,125	1,698	573	136	79	△57	(各社共通) 役員報酬の削減、社員年収水準の引き下げ、福利厚生制度の見直し
その他	231	256	25	1,302	1,134	△168	121	157	36	(各社共通) 委託費、研究費の削減
<b>合計</b>	<b>1,915</b>	<b>2,354</b>	<b>439</b>	<b>3,626</b>	<b>7,673</b>	<b>4,047</b>	<b>412</b>	<b>478</b>	<b>66</b>	

※ 1：「計画」とは、認可原価に反映した効率化額をいう。

## **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

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%)

- ※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。

## 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。

## **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 (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

- 東京電力EP及び旧東京電力単体のいずれにおいても、規制部門・自由化部門合計では実績が料金原価を大きく下回った（各△14,532億円、△16,122億円）。
- 旧東京電力単体において料金原価と実績を比較した場合、その他経費（※1）が+316億円（賠償対応費用・福島第一原子力発電所の安定化維持費用等による影響）と増加した一方、燃料価格の低下等により燃料費が△12,961億円、購入電力料が△1,445億円と大きく減少した。

費目ごとの料金原価（平成24～26年度の3か年度平均）と実績（平成28年度）の比較

（単位：億円）

	東京電力EP			旧東京電力単体			主な差異理由
	規制部門 + 自由化部門			規制部門 + 自由化部門			
	原価①	実績②	差異②-①	原価①	実績②	差異②-①	
人件費	3,387	231	△3,156	3,387	3,329	△58	数理計算上の差異等による退職給与金の減
燃料費	24,585	-	△24,585	24,585	11,624	△12,961	燃料価格の低下や需要減影響
修繕費	4,095	0	△4,095	4,095	3,197	△898	工事・点検の中止・実施時期の見直しによる減
減価償却費	6,171	4	△6,166	6,171	5,509	△661	設備投資削減による減
購入電力料	7,876	26,987	19,111	7,876	6,430	△1,445	燃料価格の低下等による減
公租公課	2,957	46	△2,910	2,957	2,719	△238	電気料収入の減少による事業税の減
原子力 バックエンド費用	667	-	△667	667	490	△177	原子力発電所停止による減
その他経費（※1）・ 接続供給託送料	6,422	14,358	7,936	6,422	6,738	316	賠償対応費用、福島第一原子力発電所の安定化維持費用の増
<b>電気事業 営業費用合計</b>	<b>56,161</b>	<b>41,629</b>	<b>△14,532</b>	<b>56,161</b>	<b>40,039</b>	<b>△16,122</b>	

※1：東京電力EP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 その他経費

- 細目ごとの料金原価と実績の比較では、賃借料（△180億円）、固定資産除却費（△231億円）が減少した一方、委託費（+324億円）、諸費（+329億円）等が増加したことにより、その他経費合計で316億円の増加となった。
- 賠償対応費用や福島第一原子力発電所の安定化維持費用の影響等により、委託費が324億円増加したほか、石炭火力発電所廃棄物処分用地の建設分担金や団体費の影響等により、諸費が329億円増加した。

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）

	旧東京電力単体		
	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	173	29
消耗品費	201	145	△56
補償費	59	34	△24
賃借料	1,454	1,273	△180
託送料	200	195	△5
事業者間精算費	33	66	34
委託費	2,282	2,606	324
損害保険料	41	56	16
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	567	567	0
普及開発関係費	25	109	85
養成費	32	31	△1
研究費	170	155	△15
諸費	229	558	329
うち 寄付金	0	1	1
うち 団体費	9	76	67
貸倒損	24	17	△6
固定資産除却費	942	711	△231
共有設備費等分担額	32	28	△4

※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	旧東京電力単体		
	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（貸方）	△0	△0	△0
建設分担関連費振替額（貸方）	△7	△6	1
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△7	△7	△0
電力費振替勘定（貸方）	△1	△0	1
接続供給託送料	-	18	18
使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分	-	6	6
<b>その他経費合計</b>	<b>6,422</b>	<b>6,738</b>	<b>316</b>

【実績が料金原価を上回った項目の主な差異要因】

- ◇廃棄物処理費 [+29億円]
  - ・灰処理委託費の増等
- ◇事業者間精算費 [+34億円]
  - ・振替電力量の増等
- ◇委託費 [+324億円]
  - ・賠償対応費用、安定化維持費用の増
- ◇普及開発関係費 [+85億円]
  - ・小売全面自由化に向けた、新メニューの周知活動に係る費用の増
- ◇諸費 [+329億円]
  - ・石炭火力発電所廃棄物処分用地の建設分担金に係る費用 [+93億円]
  - ・寄付金 [+1億円]：少額電気料金の消却費（料金原価未算入）等
  - ・団体費 [+67億円]：各種事業団体への支出（一部料金原価未算入）

（出所：第26回料金審査専門会合資料5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. (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0.5%、自由化部門では2.4%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、需要減少に伴う固定費回収不足による収支悪化影響（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）等が挙げられる。

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） 規制部門と自由化部門の利益率と主な乖離要因（単位：億円）

	東京電力EP			旧東京電力 単体
	規制部門 ①	自由化部門 ②	合計 ①+②	
電気事業収益 A	16,487	23,351	39,839	42,296
電気事業費用 B	16,409	22,787	39,197	39,165
電気事業利益または 損失 C = A - B	77	563	641	3,130
電気事業利益率 D = C / A	0.5%	2.4%	1.6%	7.4%
(参考) 販売電力量	737	1,678	2,415	2,417

	東京電力EP		
	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)	77 (0.5%)	563 (2.4%)	486 (1.9%)
主な 乖離 要因	需要減影響		324
	送配電非関連固定費の需要補正による影響		194
	原子力発電所停止による燃料費影響		△662
	合計 B		△144
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)	1,123 (6.8%)	1,753 (7.5%)	630 (0.7%)

※ 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。

## 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、その他の費目を除いて計画値を上回り、全体では4,047億円の深掘りとなった（計画値:3,626億円、実績値:7,673億円）。
- これまでに蓄積した修繕に関する知見やデータを活用した、恒常的な工事・点検の実施時期の見直し等による修繕費の削減や、石炭火力の計画を上回る稼働率の向上等による燃料費・購入電力料の削減により、経営効率化の大幅な深掘りを達成した。

### 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 人員削減、年収の削減</li> <li>● 退職給付制度の見直し</li> <li>● 福利厚生制度の見直し</li> </ul>	1,125	1,698	573
修繕費	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 工事・点検の中止・実施時期の見直し</li> <li>● 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</li> </ul>	422	1,878	1,456
燃料費 購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 燃料価格（単価）の低減</li> <li>● 経済性に優れる電源の活用、卸電力取引所の活用</li> <li>● 電力購入料金の削減</li> </ul>	450	2,585	2,135
設備投資関連費用	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 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</li> </ul>	327	378	51
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 除却費の削減</li> <li>● 賃借料の削減</li> <li>● 研究費の削減</li> <li>● 研修の縮小、消耗品費の削減、その他諸経費の削減</li> </ul>	1,302	1,134	△168
<b>合計</b>		<b>3,626</b>	<b>7,673</b>	<b>4,047</b>

※ 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。

（出所：第26回料金審査専門会合資料5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。
  - 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0.5%、自由化部門2.4%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 平成28年度における販売電力量は、節電や他社へのスイッチング等により料金原価算定時に比べて減少しており、需要の多寡に関わらず発生する固定費の回収不足による収支悪化影響が、相対的に電気料金に占める固定費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 料金原価算定時に稼働を想定していた原子力発電所が平成28年度においても非稼働であったため、火力燃料の焚き増しによる燃料費増加影響が、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. (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平成28年度においても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3,626億円（3か年度平均）に対し、恒常的な効率化額実績は7,673億円（平成28年度）であり、4,047億円の深掘りとなっている。費目で見るとその他の項目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。

## **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
<b>電気事業 営業費用合計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,737</b>	<b>19</b>	<b>3,103</b>	<b>2,915</b>	<b>△186</b>	<b>4,820</b>	<b>4,652</b>	<b>△167</b>	

※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。

227 : 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）

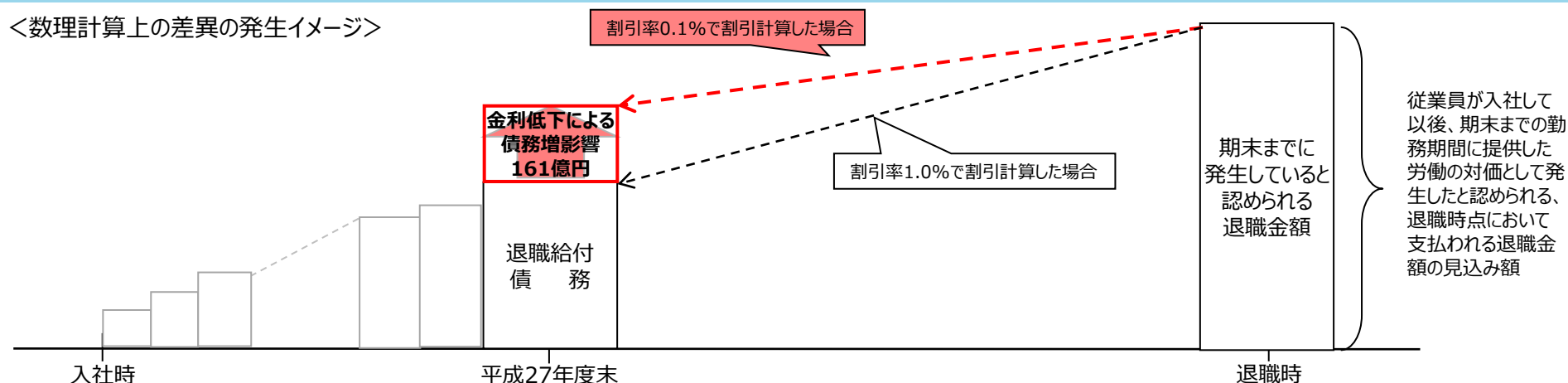
	原価①	実績②	差異②－①	備考
役員給与	3	4	1	
給料手当	331	396	65	出向者人件費（自社負担分）の料金原価不算入分の差、給与手当の差 等
退職給与金	42	196	154	割引率の引下げに伴う数理計算上の差異償却費の増（161億円）
厚生費	73	81	9	
その他	29	25	△3	
<b>人件費合計</b>	<b>478</b>	<b>705</b>	<b>227</b>	

※1：各数値は、端数処理により、合計が合わない場合がある。

# (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
<b>減価償却費合計</b>	<b>554</b>	<b>592</b>	<b>38</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 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
<b>購入電力料合計</b>	<b>642</b>	<b>777</b>	<b>134</b>

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
<b>購入電力量合計</b>	<b>83</b>	<b>117</b>	<b>33</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]
<b>原子力バックエンド費用合計</b>	<b>88</b>	<b>119</b>	<b>30</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 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
<b>その他経費合計</b>	<b>857</b>	<b>894</b>	<b>37</b>

【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
<b>合計</b>		<b>412</b>	<b>478</b>	<b>66</b>

※ 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・東京電力EP・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・繰延への抑止、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。