

# 電気料金の評価について

平成29年 3月17日

北海道電力株式会社

---

(白紙)

# 目次

## < 電力・ガス取引監視等委員会 第22回 料金審査専門会合説明資料 >

1．料金改定の概要	P3～P5
2．原価算定期間3ヵ年における収支実績	P6
3．規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P7～P10
4．料金原価・実績比較	P12～P17
前提諸元等	P12
概観	P13
各費目の内訳	P14
実績が原価を上回った費目	P15～P16
kWhあたり単価	P17
5．経営効率化	P18～P25
6．電気料金の評価	P26

## < 電力・ガス取引監視等委員会 第23回 料金審査専門会合説明資料 >

7．経営効率化（支出抑制、繰り延べの判断基準）	P28
8．経営効率化（支出抑制、繰り延べ事例）	P29

## < 電力・ガス取引監視等委員会 第24回 料金審査専門会合説明資料 >

9．規制部門の収支見通し	P32
10．修繕費の販売電力量あたり単価	P33
11．購入電力料の販売電力量あたり単価	P34

# 1. 料金改定の概要（平成25年度改定）

- 当社は、平成25年4月24日に経済産業大臣宛に、原価算定期間を平成25年度から平成27年度の3ヵ年とする規制部門平均10.20%の電気料金値上げ申請を行いました。（自由化部門は平均13.46%）
- その後、「電気料金審査専門委員会・小委員会」、「家庭用電気料金値上げ認可申請に関する調査会」、公聴会、「物価問題に関する関係閣僚会議」を経て、同年8月6日に規制部門平均7.73%の値上げを実施させていただくことについて経済産業大臣より認可いただき、同年9月1日より値上げを実施いたしました。（自由化部門は平均11.00%）

## < 前提諸元 >

	H25～H27 (3ヵ年平均)
販売電力量 (億kWh)	317
為替レート (円/\$)	87
原油価格 (\$/b)	112.6
原子力利用率 (%)	59
事業報酬率 (%)	2.9
経費対象人員 (人)	5,687

為替レートおよび原油価格は、申請時の直近3ヵ月の貿易統計値（平成24年12月～平成25年2月）を参照しております。

原子力利用率は、平成25年12月以降、泊原子力発電所が順次発電再開することを織り込んだ数値です。

販売電力量は、自社消費分を含みません。  
(以降のページも同様)

端数処理の関係で合計等が一致しない場合があります。  
(以降のページも同様)

## < 原価の内訳 >

(億円)

	H25～H27 (3ヵ年平均)	
人件費	505	
燃料費	1,460	
修繕費	962	
資本費	減価償却費	886
	事業報酬	389
	計	1,275
購入電力料	500	
公租公課	412	
原子力バックエンド費用	103	
その他経費	966	
控除収益	145	
総原価	6,039	

# 1. 料金改定の概要（平成26年度改定）

- 当社は、平成26年7月31日、電源構成変分認可制度(電変制度)に基づき、平成26年度および平成27年度の電気料金について、規制部門平均17.03%の値上げ申請を行いました。（自由化部門は平均22.61%）
- その後、「電気料金審査専門小委員会」、「家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会」、公聴会、「物価問題に関する関係閣僚会議」を経て、同年10月15日に規制部門平均15.33%の値上げを実施させていただくことについて経済産業大臣より認可いただき、同年11月1日より値上げを実施いたしました。（自由化部門は平均20.32%）

## < 前提諸元 >

	H26・H27 (2カ年平均)
販売電力量 (億kWh)	318
為替レート (円/\$)	87
原油価格 (\$/b)	112.6
原子力利用率 (%)	11

為替レート、原油価格については、平成25年度改定時から変更ありません。

原子力利用率は、平成27年11月以降、泊原子力発電所が順次発電再開することを織り込んだ数値です。

## < 原価の変動額（変動対象費用） >

(億円)

	H26改定 (2カ年平均) A	H25改定 (3カ年平均) B	変動額 A - B
燃料費	2,113	1,460	653
購入電力料	918	500	418
販売電力料 <sup>1</sup>	34	65	32
原子力バックエンド <sup>2</sup> 費用	12	59	47
事業税	80	72	8
合計	3,090	2,026	1,064

1 販売電力料は控除収益。

2 使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費。

# 1. 料金改定の概要（実績比較の対象となる原価）

- 平成25年度および平成26年度に実施した料金改定に基づき、原価算定期間（平成25年度から平成27年度の3ヵ年）における実績比較の対象となる原価は以下のとおり（3ヵ年平均 6,748億円）となります。

## < 前提諸元 >

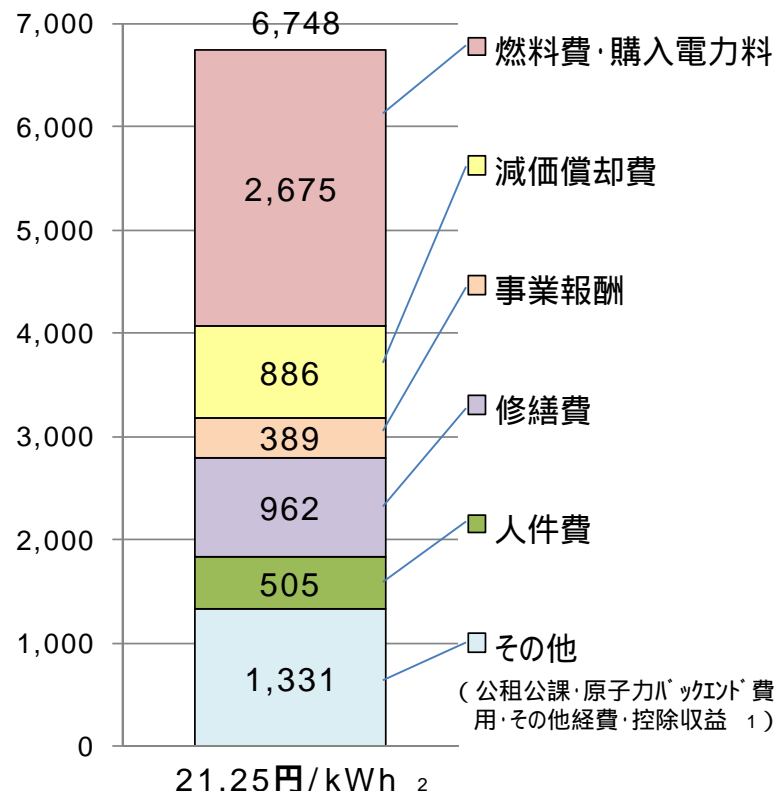
	H25～H27 (3ヵ年平均)
販売電力量 (億kWh)	317
為替レート (円/\$)	87
原油価格 (\$/b)	112.6
原子力利用率 (%)	27
事業報酬率 (%)	2.9
経費対象人員 (人)	5,687

## < 原価の内訳 >

(億円)

	H25～H27 (3ヵ年平均)	
人件費	505	
燃料費	1,896	
修繕費	962	
資本費	減価償却費	886
	事業報酬	389
	計	1,275
購入電力料	779	
公租公課	418	
原子力バックイント費用	72	
その他経費	966	
控除収益	124	
総原価	6,748	

(億円)



## < 原価の算定方法 >

燃料費等、電変制度に基づく改定による変動対象費用については、原価を以下のとおり算定。

$$\frac{(\text{H25年改定時の原価}) + (\text{H26年改定時の原価}) \times 2}{3}$$

- 1 接続供給に伴う託送収益は除く
- 2 原価単価  

$$= (\text{総原価} - \text{接続供給に伴う託送収益}) \div \text{販売電力量}$$

$$= (6,748\text{億円} - 11\text{億円}) \div 317\text{億kWh}$$

$$= 21.25\text{円/kWh}$$

いずれも数値は3ヵ年平均値

## 2. 原価算定期間3ヵ年における収支実績

- 経済産業省令（一般電気事業部門別収支計算規則、みなし小売電気事業者部門別収支計算規則）に基づき、規制部門および自由化部門の収支を算定した結果、電気事業利益については、規制部門においては64億円の損失、自由化部門においては230億円の損失となりました。
- 経営全般にわたる徹底した効率化への継続的な取り組みを行っておりますが、泊原子力発電所停止に伴う需給関係費の増加により、規制部門、自由化部門ともに赤字となりました。

< 電気事業利益および電気事業利益率 3ヵ年平均 > (億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,316	2,695	6,011
電気事業費用	3,380	2,925	6,306
電気事業利益 = -	64	230	294
利益率 = /	1.9%	8.5%	4.9%
(参考：3ヵ年単純平均)	( 2.1%)	( 9.0%)	( 5.1%)

億円未満切捨てにて記載しており、内訳と合計は一致しない場合がある。

電気事業収益は、電気事業営業収益から地帯間販売電力料、他社販売電力料を控除、財務収益を加算。

電気事業費用は、電気事業営業費用から地帯間販売電力料、他社販売電力料に相当する金額を控除、財務費用を加算。

< 販売電力量 3ヵ年平均 > (億kWh)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
販売電力量	137	159	296

### 3 . 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因

- ・規制部門と自由化部門の利益率が乖離した要因としては、自由化部門は規制部門に比べ、電気料金のうち可変費<sup>1</sup>の占める割合が高いため、泊原子力発電所停止に伴う需給関係費増の影響が相対的に大きく表れております。一方、固定費<sup>2</sup>については、自由化部門は規制部門に比べ、電気料金のうちに占める割合が低いため、固定費が太宗を占める経営効率化深掘りによる費用削減の影響は相対的に小さく表れております。
- ・収益面では、年度の途中で料金改定を行ったことなどによる影響があったことから、自由化部門では規制部門に比べ、値上げによる収入増加の影響が小さくなっております（詳細は次頁参照）。
- ・これらの要因を補正することにより、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は大きく縮小いたします。

1：燃料費等、販売電力量に応じて発生する費用。

2：可変費以外の費用。

#### < 主な利益乖離要因 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
泊原子力発電所停止に伴う需給関係費の増 (費用増)	190	209	399
経営効率化深掘り (費用減)	21	11	32
年度の途中で改定を行ったことなどによる影響 (収益減)	117	238	355

#### < 利益乖離要因を除いた利益率 3ヵ年平均 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,433	2,933	6,366
電気事業費用	3,211	2,727	5,938
電気事業利益 = -	222	206	428
利益率 = /	6.5%	7.0%	6.7%



# 【参考】年度の途中で改定を行ったことなどによる影響について

## < 年度の途中で改定を行ったことによる影響 >

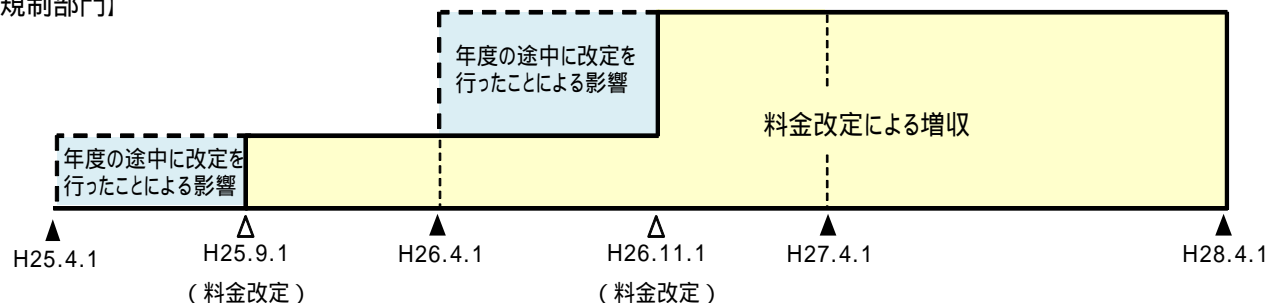
- 当社は、料金改定を平成25年9月1日および平成26年11月1日に実施しております。料金原価上は4月1日から改定したものと計算しておりますが、実際の値上げ反映は料金改定実施日以降となるため、原価計算上の収入よりも実績の収入は減少することとなります。
- 2回の料金改定は、いずれも秋季（9月・11月）に実施しておりますが、北海道では、規制部門の需要は冬季に大きくなり、夏季に小さくなる傾向にあります。一方、自由化部門は季節間の需要変動が小さいため、料金値上げが反映されない夏季の需要の割合が規制部門に比して大きくなり、結果として料金値上げの未反映分が大きくなっております。

## < 料金改定日と契約更改日が異なることによる影響 >

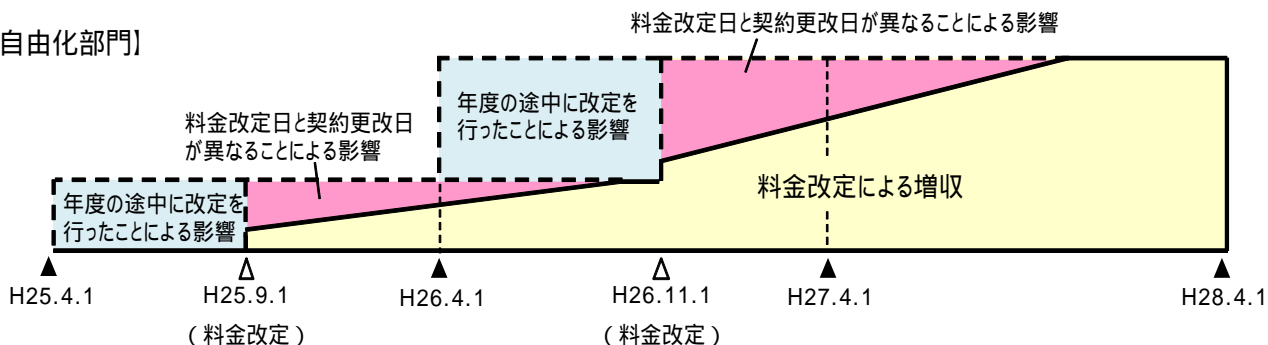
- 規制部門のお客さまと同様に、自由化部門のお客さまについても、料金改定実施日からの値上げをお願いしておりましたが、契約期間途中での契約更改について合意に至らない場合もあったことから、自由化部門は、料金改定日に値上げを行った場合に比べ、収入増加の影響が小さくなっております。

## < 料金改定における影響額のイメージ >

### 【規制部門】



### 【自由化部門】



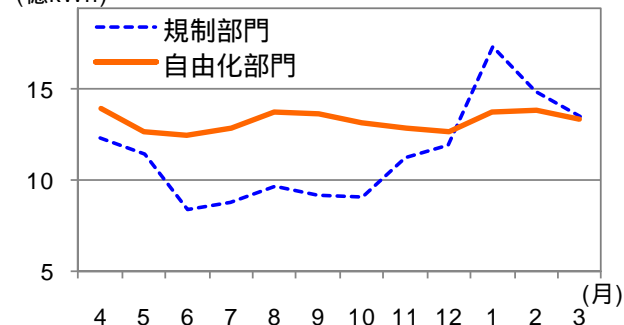
## < 需要実績 (H25-27平均) >

### 部門別需要比率

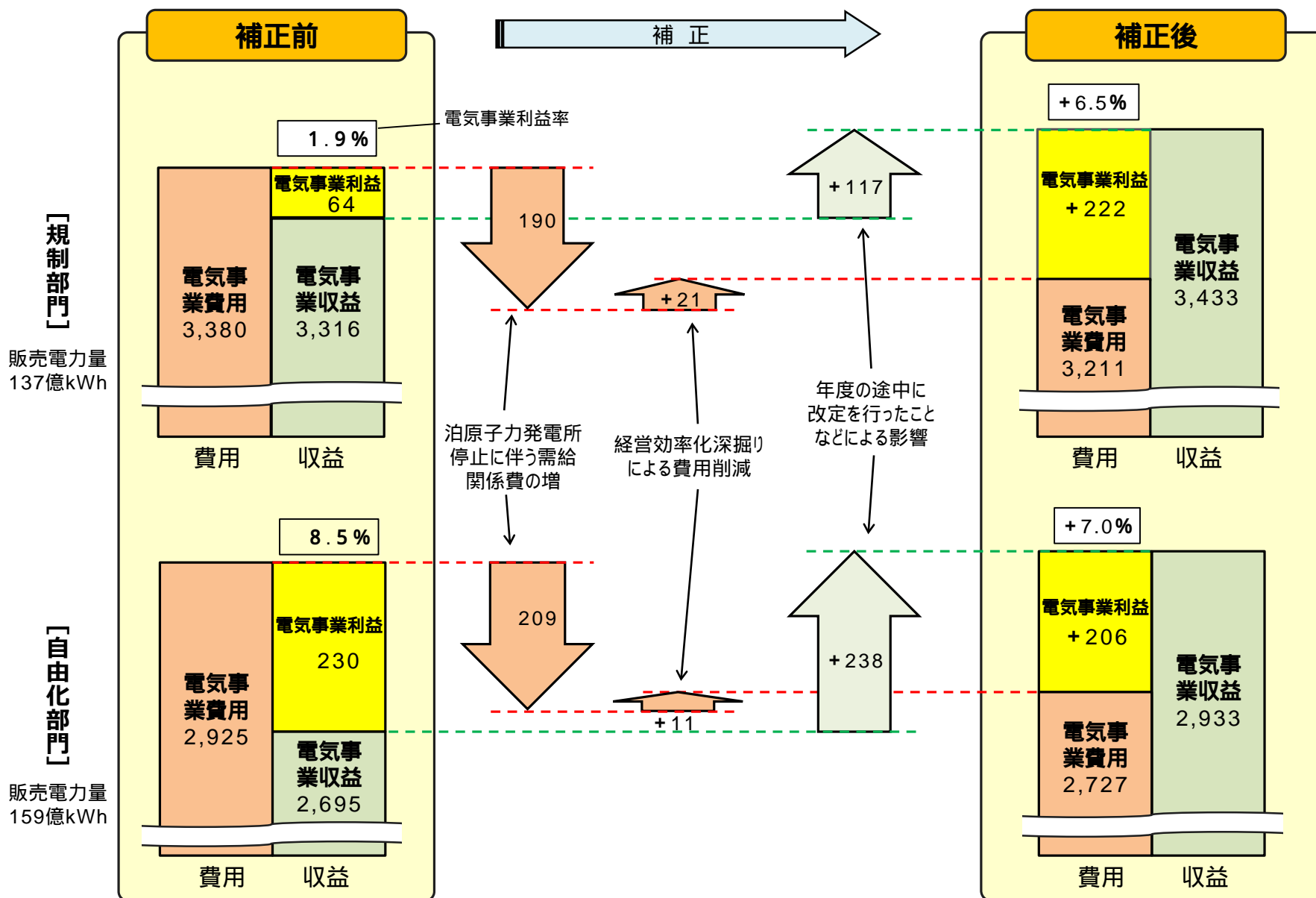
	上期	下期	年度
規制部門	43.4%	56.6%	100.0%
自由化部門	49.9%	50.1%	100.0%

自由化部門は、料金値上げが反映されない上期（夏季）の需要の割合が、規制部門よりも大きくなる。

(億kWh)



# 【参考】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因（イメージ）



端数処理の影響により、内訳と合計は一致しない場合がある。

## 【参考】各年度の収支実績

- 平成25年度・26年度については、年度の途中で改定を行ったことなどによる影響があったため、規制部門に比べ、自由化部門の利益率が悪化しております。
- また、料金原価算定上、原子力利用率を平成25年度改定では59%、平成26年度改定では11%と想定しておりましたが、実績は0%であったため、燃料費が大きく増加し、自由化部門の利益率がさらに悪化しております。

## &lt; 平成25年度 &gt;

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,220	2,541	5,761
電気事業費用	3,612	3,144	6,757
電気事業利益 = -	392	602	995
利益率 = /	12.2%	23.7%	17.3%

## &lt; 平成26年度 &gt;

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,392	2,769	6,161
電気事業費用	3,316	2,948	6,265
電気事業利益 = -	76	179	103
利益率 = /	2.2%	6.5%	1.7%

## &lt; 平成27年度 &gt;

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,336	2,775	6,111
電気事業費用	3,213	2,683	5,896
電気事業利益 = -	122	91	214
利益率 = /	3.7%	3.3%	3.5%

(白紙)

## 4 . 料金原価・実績比較（前提諸元等）

- 主な前提諸元については、料金改定時の想定と比較して、販売電力量は減少（ 21億kWh、 6.6%）、為替レートは大幅な円安（ +23円/\$、 +26.4%）、原油発電は3ヵ年を通じて非稼働となりました。

### < 前提諸元 >

	原価	実績	差異 -
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
平均経費人員 (人)	5,687	5,646	41

### < 主な変動要因 >

為替レートの円安化（ +26.4%）

原油C I F 価格の下落（ 26.3%）

節電等による販売電力量の減少（ 6.6%）

原子力発電所の停止

経営効率化の深堀り

業務効率化による経費人員の抑制

経済性に優れる電源（国内炭、他社購入等）の活用  
など需給運用面での効率化

### < 需給バランス >

( 億kWh )

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

### < 経営効率化 >

( 億円 )

	原価	実績	差異 -
経営効率化額	650	682	32

経営効率化額は査定額を含む。  
( 詳細はP18 P25に記載 )

## 4 . 料金原価・実績比較（概観）

- 販売電力量の減少や原子力発電所の長期停止による影響等により、P6のとおり電気事業利益は294億円の損失となりました。

### < 主な乖離要因 >

燃料費調整による収入の減	65億円		
販売電力量減少に伴う収入の減 $\left[ \begin{array}{c} \text{織込収入単価} \\ 21\text{億kWh} \times 20.5\text{円/kWh} \end{array} \right]$	433億円	}	燃料価格の変動による影響 +44億円
原油CIF・海外炭CIF下落に伴う需給関係費の減 $\left[ \begin{array}{cccc} \text{織込原油価格} & \text{実績原油価格} & \text{織込海外炭価格} & \text{実績海外炭価格} \\ 112.6\$/b & 83.0\$/b & 120.0\$/t & 92.0\$/t \end{array} \right]$	+459億円		
為替レートの円安化に伴う需給関係費の増 $\left[ \begin{array}{cc} \text{織込為替レート} & \text{実績為替レート} \\ 87\text{円}/\$ & 110\text{円}/\$ \end{array} \right]$	350億円	}	販売電力量の減少 60億円
販売電力量減少に伴う需給関係費の減 $\left[ \begin{array}{c} \text{織込石油火力平均単価(販売端)} \\ 21\text{億kWh} \times 17.7\text{円/kWh} \end{array} \right]$	+373億円		
泊原子力発電所停止に伴う需給関係費の増 $\left[ \begin{array}{c} \text{織込火力平均単価} - \text{織込原子力平均単価} \\ 49\text{億kWh} \times 8.2\text{円/kWh} \end{array} \right]$	399億円		原子力発電所の停止 399億円
経営効率化の深堀りによる費用削減	+32億円		経営効率化の深堀り +32億円
その他	+89億円		

## 4 . 料金原価・実績比較（各費目の内訳：3ヵ年平均）

- 実績費用については、料金改定時の想定原価と比較して、購入電力料やその他経費が増加したものの、供給力確保のために定期点検の繰延べを実施したこと等に伴い修繕費が減少したこと等により、規制部門・自由化部門合計で253億円（規制部門：119億円、自由化部門：133億円）減少いたしました。

### <原価実績比較 総括表>

(億円)

	規制部門			自由化部門			規制部門 + 自由化部門			差異理由 (規制部門 + 自由化部門)
	原価	実績	差異 -	原価	実績	差異 -	原価	実績	差異 -	
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	

18 : 実績が原価を上回った費目（P15、16参照）

## 4 . 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：購入電力料）

- 購入電力料については、料金改定時の想定原価と比較して、泊原子力発電所長期停止に伴う卸供給事業者からの火力購入電力量が増加したことなどから、30億円増加いたしました。

### < 購入電力料の主な内訳 >

（億円）

	原価 ①	実績 ②	差異②-①	備考
購入電力料	779	809	30	
うち 火力	473	502	29	卸供給事業者からの火力受電増
うち 水力	108	111	3	豊水による受電増

FIT対象分を除く



## 4 . 料金原価・実績比較（実績が原価を上回った費目：その他経費）

- その他経費については、泊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固定資産除却費の減少はあったものの、賃借料および委託費の増加などにより、料金改定時の想定原価と比較して31億円増加いたしました。

< その他経費 > (億円)

	規制部門 + 自由化部門		
	原価	実績	差異 -
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金	-	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

< 参考：控除収益 > (億円)

	規制部門 + 自由化部門		
	原価	実績	差異 -
地帯間・他社販売電力料	44	38	5
託送収益	2	0	0
電気事業雑収益	70	67	2
その他	8	7	0
控除収益計	124	115	8

【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）  
泊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）  
泊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

「その他」は共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)、  
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)、電力費振替額(貸方)

## 4. 料金原価・実績比較 (kWh当たり単価)

- 原価および実績費用を販売電力量あたり単価で比較した結果、実績が原価を + 0.57円/kWh上回っております。
- 燃料費等単価については、原子力発電所の長期停止により + 0.49円/kWhの上昇となりました。また、設備費等単価については、コスト削減に努めたものの、販売電力量にかかわらず発生することから、販売電力量の減少割合が大きく、+0.08円/kWhの上昇となりました。

(円/kWh)

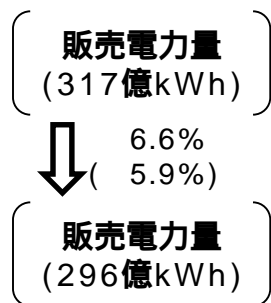
	規制部門			自由化部門			規制部門 + 自由化部門		
	原価	実績	差異 -	原価	実績	差異 -	原価	実績	差異 -
人件費	2.05	2.15	0.10	1.20	1.28	0.07	1.59	1.68	0.09
修繕費	3.94	3.39	0.55	2.26	1.82	0.44	3.04	2.55	0.49
減価償却費	3.28	3.46	0.18	2.38	2.52	0.14	2.79	2.95	0.16
公租公課	1.31	1.33	0.01	1.03	1.02	0.01	1.16	1.16	0.00
諸経費	3.94	4.30	0.36	2.26	2.54	0.28	3.04	3.36	0.32
設備費等	14.52	14.62	0.10	9.13	9.18	0.04	11.62	11.70	0.08
燃料費	6.14	6.40	0.26	5.84	6.13	0.29	5.98	6.26	0.28
購入電力料	2.52	2.81	0.29	2.40	2.66	0.26	2.46	2.73	0.28
原子力バックエンド費用	0.23	0.17	0.07	0.22	0.16	0.06	0.23	0.16	0.06
燃料費等	8.89	9.38	0.49	8.47	8.95	0.48	8.66	9.15	0.49
合計	23.41	24.00	0.59	17.61	18.13	0.52	20.28	20.85	0.57

【原価】 20.28円/kWh

〔設備費等 : 11.62円/kWh  
燃料費等 : 8.66円/kWh〕

【実績】 20.85円/kWh

〔設備費等 : 11.70円/kWh  
燃料費等 : 9.15円/kWh〕



設備費等 3,685億円  
〔人件費・修繕費・減価償却費・  
公租公課・その他経費〕

↓ 5.9% (5.2%)

設備費等 3,468億円  
〔人件費・修繕費・減価償却費・  
公租公課・その他経費〕

燃料費等 2,746億円  
〔燃料費・購入電力料・  
原子力バックエンド費用〕

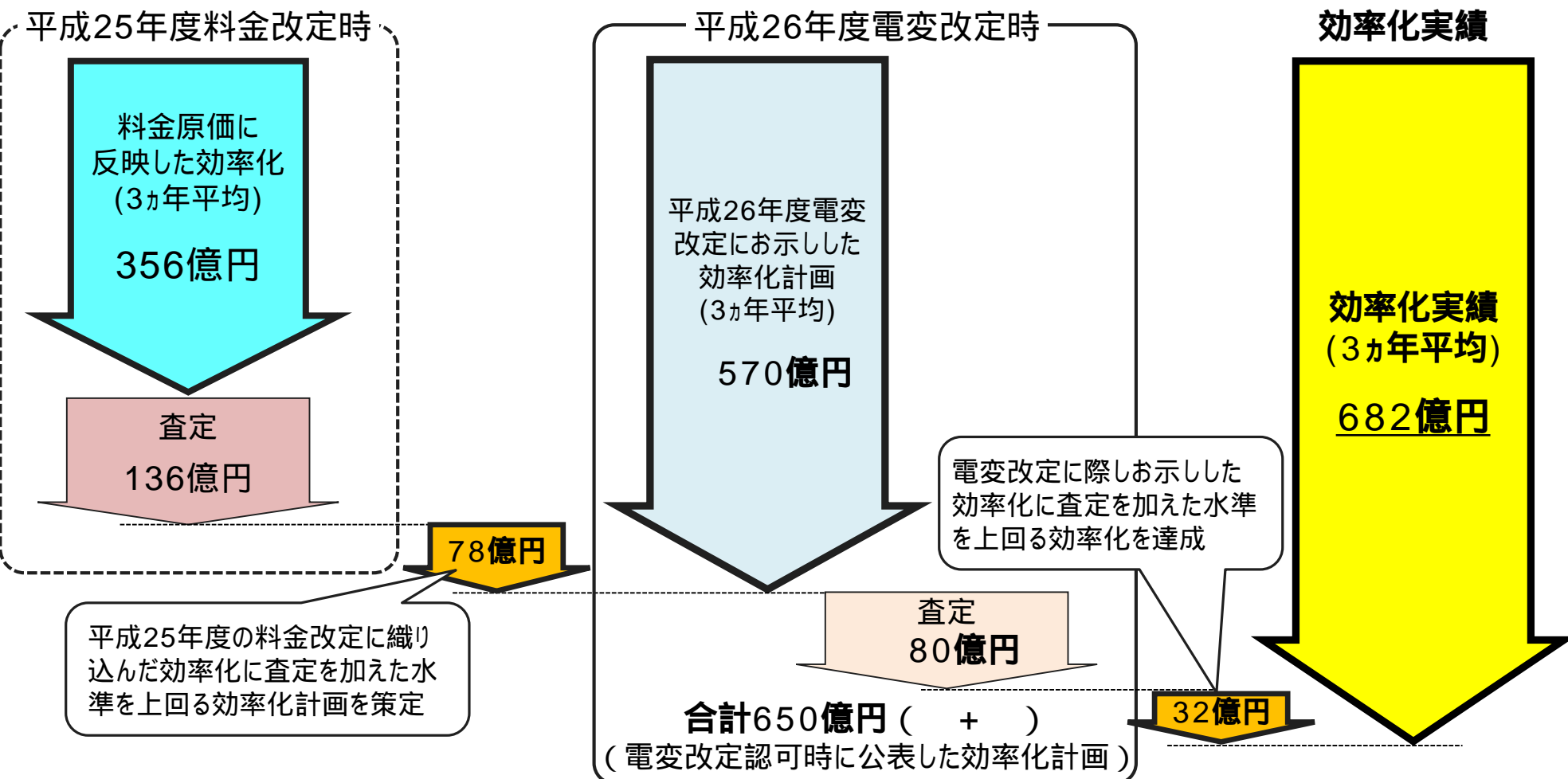
↓ 1.3% (0.7%)

燃料費等 2,710億円  
〔燃料費・購入電力料・  
原子力バックエンド費用〕

( )内は規制部門  
控除収益等は除く

## 5 . 経営効率化（効率化計画の推移）

- 当社は、平成25年4月の電気料金値上げ申請において、電気料金原価へ反映した効率化の取り組みとして、平成25年度から平成27年度の3ヵ年平均で356億円の効率化計画をお示しました。
- その後、平成26年度の電気料金再値上げにおいて、平成25年度の電気料金値上げ認可に際して示された査定への対応も含め、これらを上回る新たな効率化計画をお示し、平成26年度の電気料金再値上げ認可に際して示された査定に対しても可能な限り対応すべく、全社を挙げた経営効率化に努めてまいりました。



## 5 . 経営効率化（計画との比較）

- ・ 当社は平成25年度から平成27年度の3ヵ年において、効率化計画でお示した人件費や需給関係費の削減、資機材調達コストの低減などについて取り組んだ結果、料金原価の査定分も含めた計画値を上回る効率化を達成しました。

（億円）

	主な効率化内容	計画	実績	差異
人件費	・役員報酬の削減 ・給料手当の削減 ・厚生費の削減	161	150	11
需給関係費	・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	・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) 148	(64) 183	(34) 35
設備投資関連費用	・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	・普及開発関係費の削減 ・資機材調達コストの低減	(10) 141	(18) 156	(8) 15
合計		650	682	32

- ・ 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・繰り延べ）を再掲している。

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。

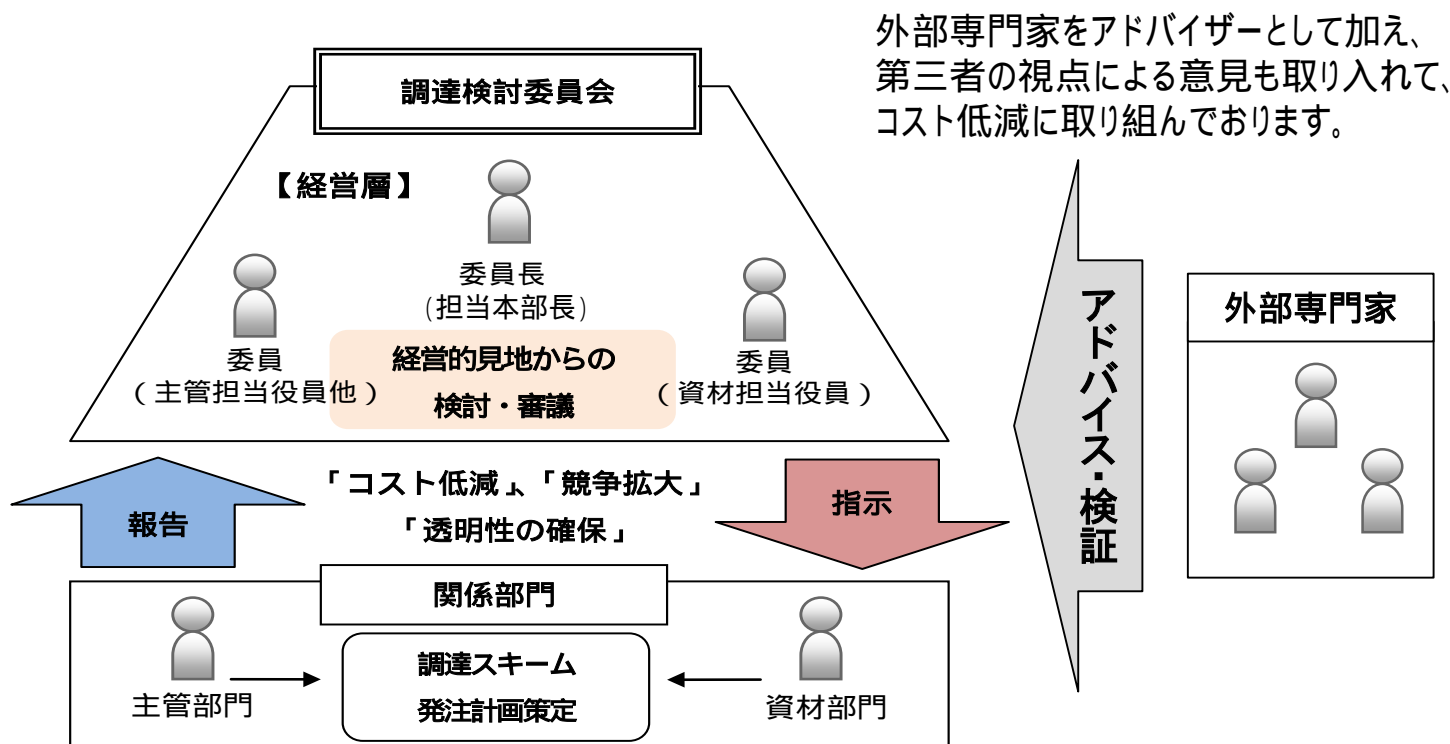
## 5 . 経営効率化（コスト低減の推進体制）

- 競争発注のさらなる拡大などにより全社的な資機材調達コストの低減を図るため、「調達検討委員会」を中心に主管部門・調達部門および経営層が一体となった取り組みを進めています。

調達検討委員会は、平成24年5月の設置以降53回開催（平成29年1月末現在）

- 本委員会では、すべての調達案件を対象に競争拡大やコスト低減のための具体方策を検討し、取引先からのコスト低減提案の受け入れや年間必要数量の一括調達を始めとした多様な発注方式の導入などを進め、コスト低減に取り組んでいます。

### 【推進体制のイメージ図】



## 5 . 経営効率化（効率化の具体的な取り組み事例）

### 【燃料費の削減】

- ・ 泊原子力発電所の長期停止により、火力発電所の燃料費が急増しているなか、燃料費の削減に向けて取り組んでいます。
- ・ 具体的には、海外炭における「価格決定方式の多様化」「契約時期の分散化」、海上輸送における「スポット用船市場の活用」によるCIF価格の低減などに取り組んでいます。

#### 価格決定方式の多様化

- ・ 長期契約の価格決定方式において一般的であった年間固定価格に加え、市況下落も反映できる市況連動価格方式の契約を導入し、経済性と安定性を追求しています。

#### 契約時期の分散化

- ・ 長期・短期・スポット契約の契約時期を分散させ、価格変動リスクの低減を図っています。

#### スポット用船市場の活用

- ・ 燃料輸送にあたっては、大型専用船と船舶を特定しない長期契約を軸に低廉な運賃を確保していますが、至近で大きく低迷しているスポット用船市場を活用するべく、長期契約を下限まで減らし、競争によるスポット調達を増やして輸送コストの抑制に努めています。

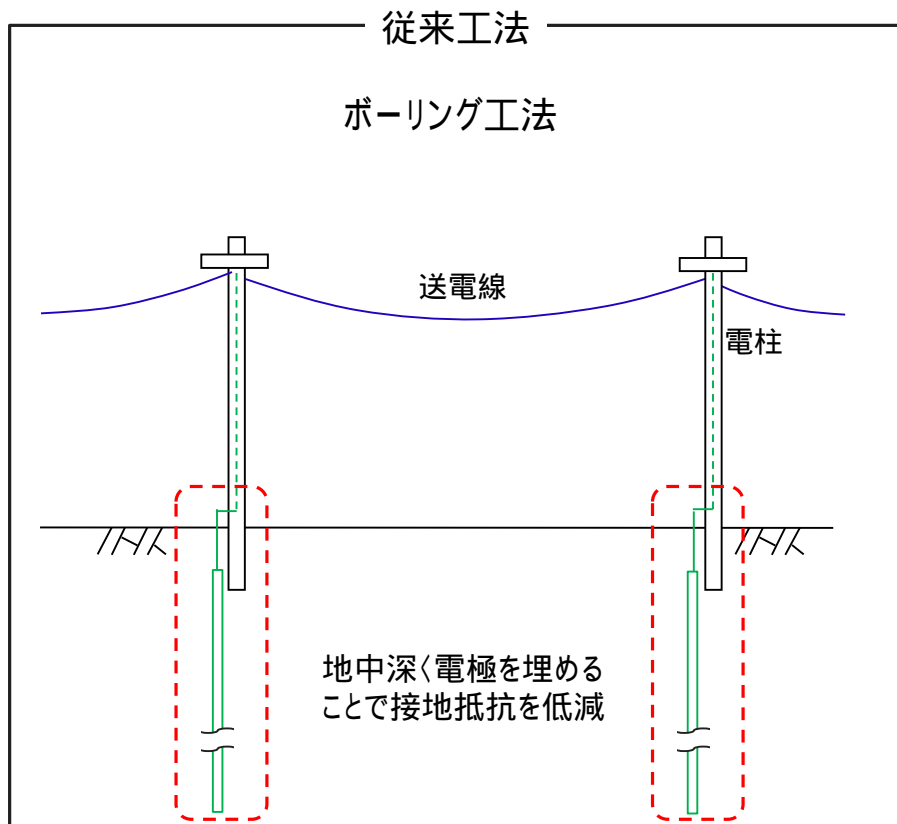


石炭輸送船

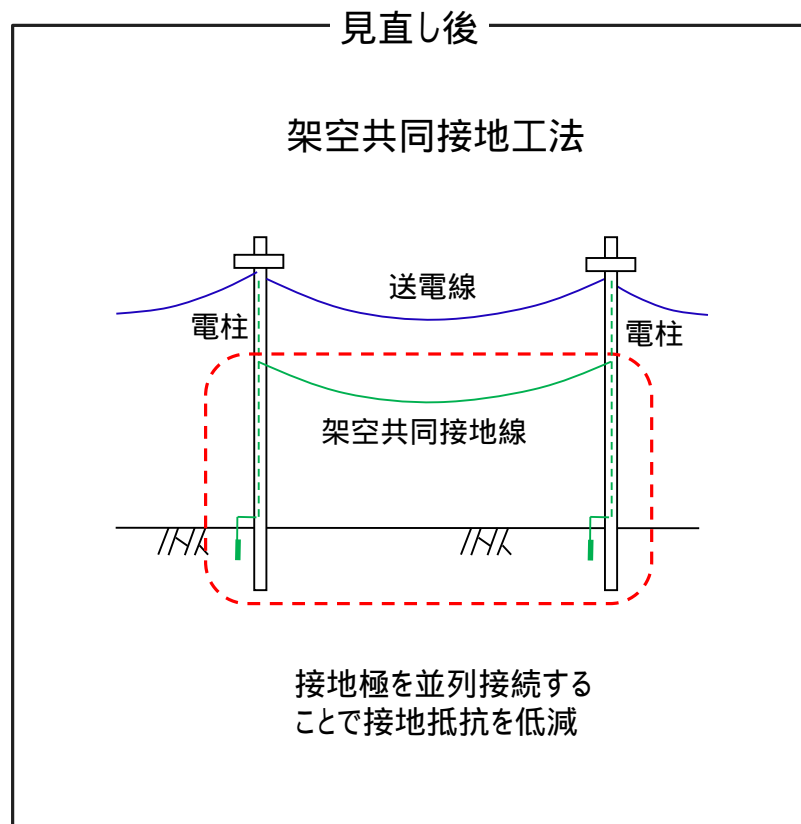
## 5 . 経営効率化（効率化の具体的な取り組み事例）

### 【工法の見直しによる修繕費の削減】～ 架空共同接地工法の採用

- 送電線支持物の接地抵抗は、感電等を防止する目的として法令で基準値が定められており、接地抵抗が高い場合には改修を行い、基準値より低くする必要があります。
- 当社では、送電線支持物として「電柱」を使用している場合、接地抵抗改修工事を、従来採用していたボーリング工法から、「架空共同接地工法」に見直すことで、作業の大幅な効率化とコスト削減を図ることができました。



作業の大幅な  
効率化と  
コスト削減





## 5 . 経営効率化（効率化の具体的な取り組み事例）

### 【資機材調達コストの低減】～ 一般資機材・サービス系委託の調達における外部知見の活用

- コピー機、通信費、プリンタトナー、機械警備業務等の一般資機材・サービス系委託の調達について、外部知見を活用した結果、平成26～平成27年度の2ヵ年で17品目についてコスト低減を達成しました。
- 具体的には、見積依頼先選定・見積評価・価格交渉といった各調達プロセスにおいて、外部専門家の知見を最大限活用し、コスト低減の深掘りと迅速化を図っています。

#### < 外部専門家の知見の活用内容 >

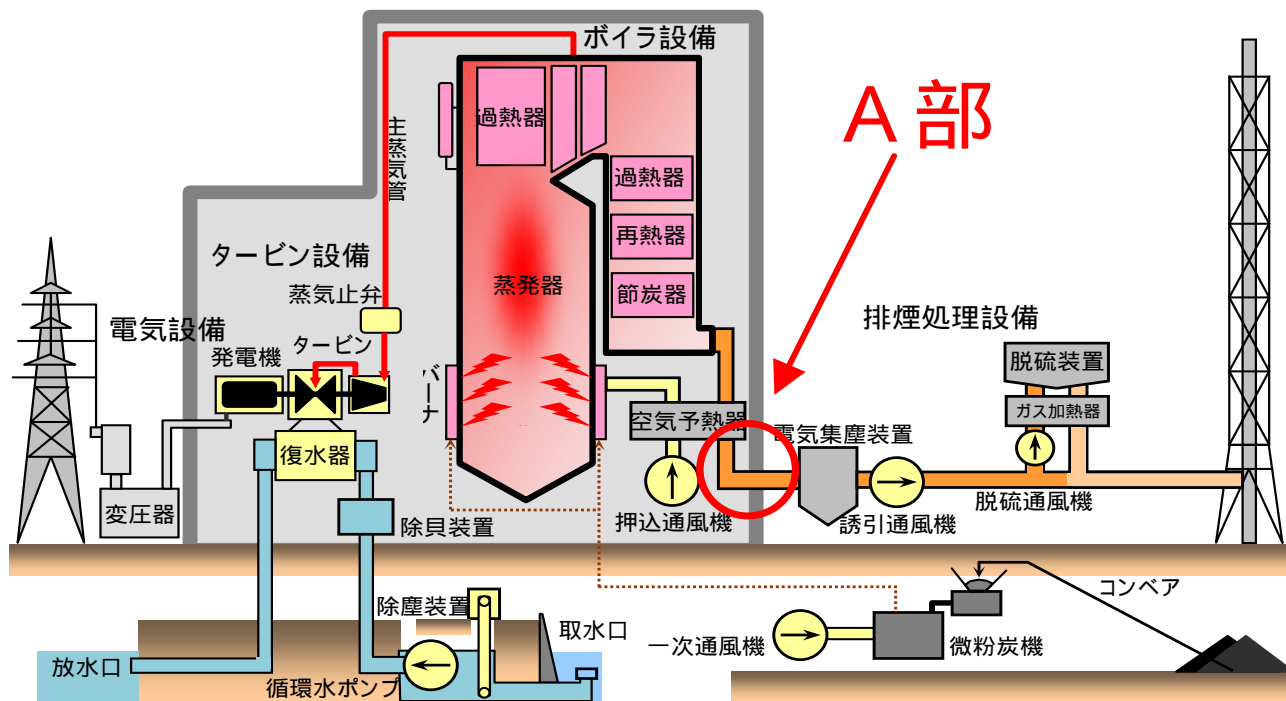
調達プロセス	コスト低減に向けた主な手法
見積依頼先選定	・既存の取引先に加え、外部専門家が推奨する新規見積依頼先の追加
↓	
見積評価	・当該品目について、外部専門家の有している他社の類似取引事例を踏まえた適正な市況との価格比較
↓	
価格交渉	・当該品目について、外部専門家の支援を受け、最新の需給状況・業界動向を把握した上での効果的な交渉



## 5 . 経営効率化（効率化の具体的な取り組み事例）

【効率化（繰り延べ）の事例】～ 苫東厚真発電所2号機 煙道本格修繕工事の繰り延べ

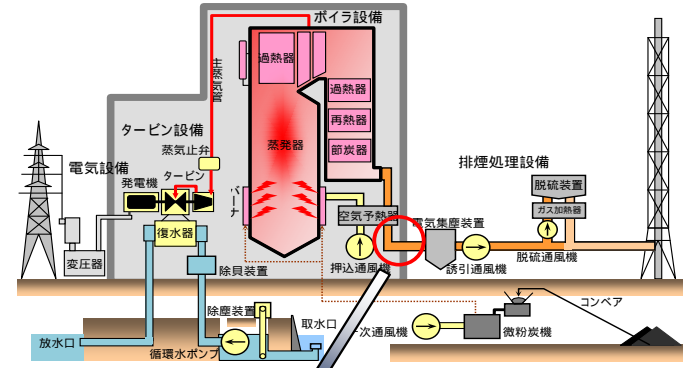
- ・ 苫東厚真発電所2号機（昭和60年運転開始）の煙道<sup>1</sup>は、長期間の使用により外側を覆っている部材から雨水が浸入し、腐食が著しく穴あきが発生している状況です。
  - 1 煙道...ボイラー燃焼後の排ガスを煙突に導くダクト
- ・ 穴あきへの応急処置として、当て板による補修を行ってきましたが、特にボイラーから電気集塵装置<sup>2</sup>に至る煙道については、補修部が広範囲にわたり多数存在しており、本格的な修繕が必要となりました（下図A部）
  - 2 電気集塵装置...排ガスから静電気により灰を取り除く装置
- ・ このため、2系統ある煙道のうち、1系統（A系統）については平成23年度に修繕を実施し、残る1系統（B系統）についても平成26年度に修繕を計画していました。



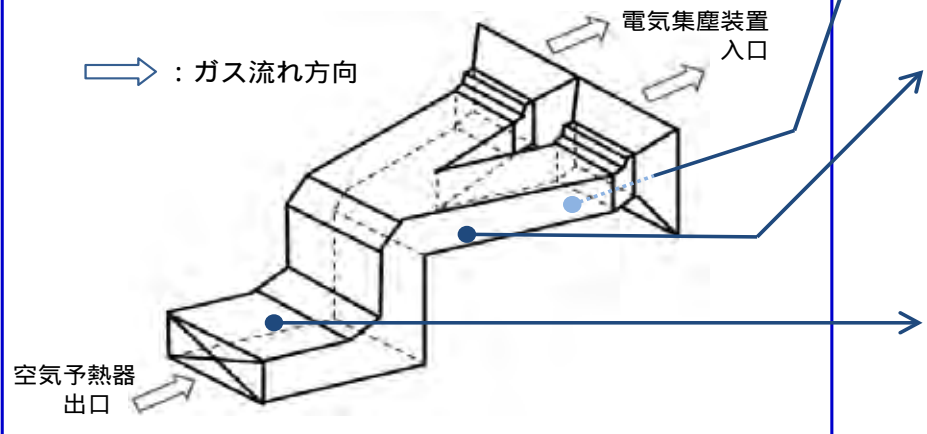
# 5 . 経営効率化（効率化の具体的な取り組み事例 - つづき）

【効率化（繰り延べ）の事例】～ 苫東厚真発電所2号機 煙道本格修繕工事の繰り延べ

・ 煙道の腐食進行により穴あき等が広範囲に拡大した場合には、長期間の発電出力抑制や発電停止に至る可能性があります。平成26年度については、日常点検やパトロールなどで状態を確認し、不具合が発見された場合には必要最低限の応急処置（部分補修）で対応することとし、予算策定段階において修繕工事を繰り延べる計画としたうえで、平成28年度以降に繰り延べました。



煙道（A系統）の外観図



煙道(底板)外部腐食状況



煙道(側板)外部腐食状況



煙道(天板)内部穴あき状況

左写真はA系統の修繕工事实施前のものです。現在のB系統の内外腐食・穴あき状況は同様の状況となっています。

## 6 . 電気料金の評価

- 原価算定期間（平成25年度から平成27年度）においては、経営全般にわたる徹底した効率化への継続的な取り組みを行ったものの、泊原子力発電所の長期停止に伴う燃料費などの増加により、規制部門においては 64億円、自由化部門においては 230億円の赤字となりました。
- なお、平成28年度については、販売電力量の減少や燃料費調整制度に基づく電気料金の引下げによる収入の減少はあったものの、燃料価格の低下や豊水などによる燃料費の減少に加え、経営全般にわたる徹底した効率化への継続的な取り組みなどにより、第3四半期決算の四半期純利益は15億円となりました。

【参考】平成28年度第3四半期決算（単独）

経 常 利 益：42億円

四半期純利益：15億円

- 泊原子力発電所停止の継続や販売電力量の減少といった厳しい経営状況が続いておりますが、電気料金の引き下げに向けて、引き続き徹底した効率化を推進するとともに、安全性の確保を大前提とした泊原子力発電所の再稼働を一日も早く実現できるよう取り組んでまいります。

## 【参考】ホームページ上の部門別収支の掲載箇所

- 部門別収支の算定結果および実績費用と料金原価の比較に係る情報等については、「電気料金の事後評価」として、お客さまに分かりやすい場所に掲載しております。

< 当社ホームページのトップ画面 >



「個人のお客さま」「法人のお客さま」をクリック

< クリック後の画面 >




「お知らせ」に最新の事後評価について常時掲載しております。



## 7. 経営効率化（支出抑制、繰り延べの判断基準）

### 【判断基準：ランク区分設定】

- 従来から、修繕工事等の予算策定段階において、補修・取替対象を予め厳選し、それらへの工事の優先度について、リスクが発生した場合の影響度を評価した上で、リスクが発生する可能性に応じて、S・A・Bのランクを設定しています。
- 繰り延べや実施取止めの計画策定については、このランク設定を踏まえ、従来はA・Bランクの工事を対象としていましたが、監視強化や、供給信頼度の維持を前提に予防保全から事後保全への拡大を図ることなどにより、H25年度以降、Sランクの一部までを対象とすることで、修繕工事等の低減を図りました。

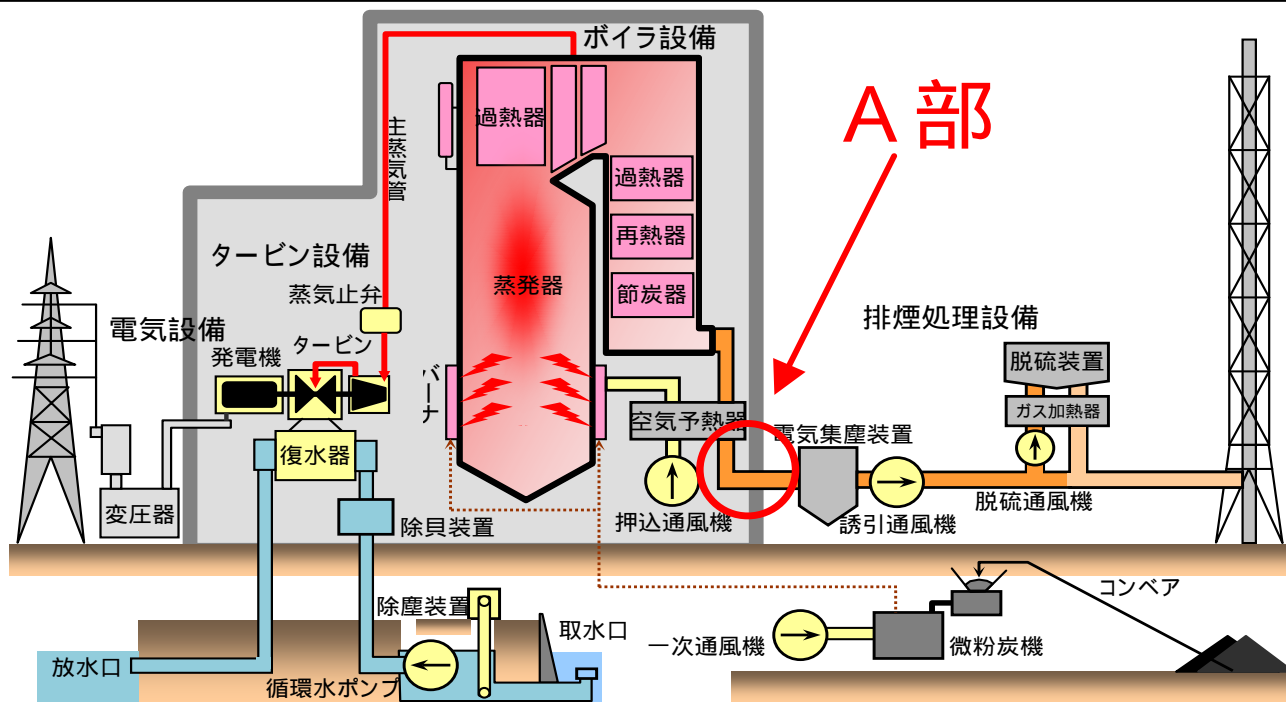
ランク	内 容	リスクの影響度	リスクが発生する可能性
S	・法令対応、公衆災害など、当年度に実施することが必須な工事、点検	大	
	・設備の機能不全等のリスクが発生する可能性が極めて高く、当年度に実施することが必要な工事	上記以外	
A	・設備の機能不全等のリスクが発生する可能性が高いため、当年度に実施することが望ましいものの、設備の状況等を踏まえ、1年程度であれば繰り延べ可能な工事		
B	・1～3年以内に設備の機能不全等のリスクが発生する可能性が高い工事		

計画的な支出抑制・繰り延べの費目別内訳（実績）は、修繕費 64億円、その他費用 18億円

## 8 . 経営効率化（支出抑制、繰り延べ事例）

【効率化（繰り延べ）の事例】～ 苫東厚真発電所2号機 煙道本格修繕工事の繰り延べ

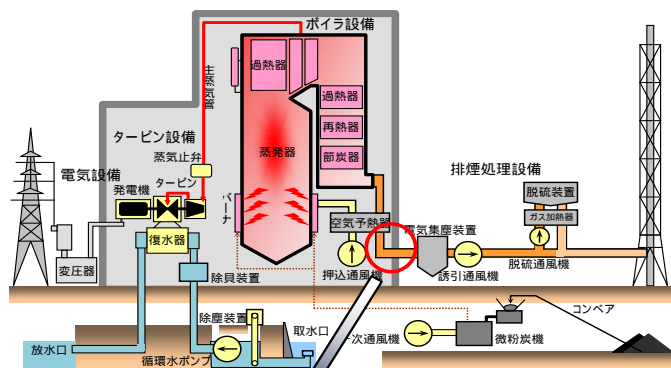
- ・ 苫東厚真発電所2号機（昭和60年運転開始）の煙道<sup>1</sup>は、長期間の使用により外側を覆っている部材から雨水が浸入し、腐食が著しく穴あきが発生している状況です。
  - 1 煙道...ボイラー燃焼後の排ガスを煙突に導くダクト
- ・ 穴あきへの応急処置として、当て板による補修を行ってきましたが、特にボイラーから電気集塵装置<sup>2</sup>に至る煙道については、補修部が広範囲にわたり多数存在しており、本格的な修繕が必要となりました（下図A部）
  - 2 電気集塵装置...排ガスから静電気により灰を取り除く装置
- ・ このため、2系統ある煙道のうち、1系統（A系統）については平成23年度に修繕を実施し、残る1系統（B系統）についても平成26年度に修繕を計画していました。



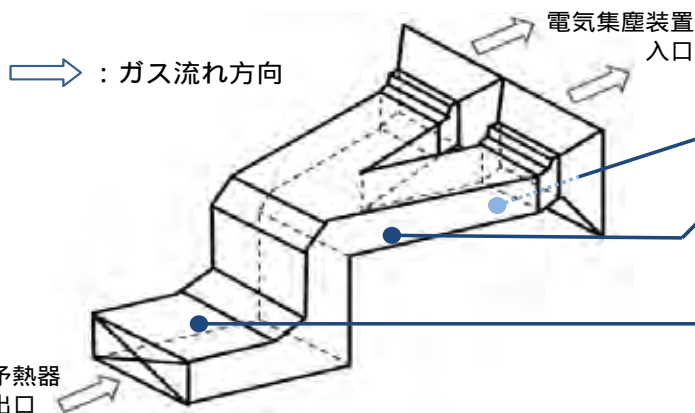
## 8. 経営効率化（支出抑制、繰り延べ事例 - つづき）

【効率化（繰り延べ）の事例】～ 苫東厚真発電所2号機 煙道本格修繕工事の繰り延べ

- ・ 煙道の腐食進行により穴あき等が広範囲に拡大した場合には、長期間の発電出力抑制や発電停止に至る可能性があります。平成26年度については、日常点検やパトロールなどで状態を確認し、不具合が発見された場合には必要最低限の応急処置（部分補修）で対応することとし、予算策定段階において修繕工事を繰り延べる計画としたうえで、平成28年度以降に繰り延べました。



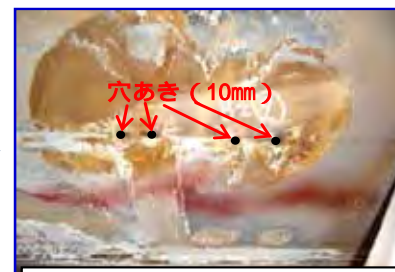
煙道（A系統）の外観図



煙道(底板)外部腐食状況



煙道(側板)外部腐食状況



煙道(天板)内部穴あき状況

左写真はA系統の修繕工事实施前のものです。現在のB系統の内外腐食・穴あき状況は同様の状況となっています。

## 8. 経営効率化（支出抑制、繰り延べ事例）

【効率化（繰り延べ）の事例】～ 柱上変圧器取替工事の繰り延べ

- ・柱上変圧器等の配電設備は、定期的に巡視・点検を実施しており、設備の劣化状況を劣化判定基準により管理しております。
- ・これまでも予算策定段階において、劣化判定基準に基づき修繕工事の是非を判断してきましたが、平成25年度以降、劣化箇所の監視を強化するなど供給信頼度の維持を前提にさらなる繰り延べを計画し、実施しております。

劣化進展	劣化基準と対応期限	変圧器上部の状態	変圧器充電部の状態
大	<p>錆の発生が進行しており、浮き錆、剥離に進展している</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>発見から1ヶ月以内に実施</p>		
中	<p>錆が発生しており、一部浮き錆に進展している</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p>従来は1年以内に実施</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p><b>設備状況を勘案し、一部繰り延べ</b></p>		



## 9 . 規制部門の収支見通し

- 第3四半期決算（平成29年1月）において公表いたしました全社の収支見通しをもとに、平成28年度における規制部門の収支見通しについて算定を行いました。
- 具体的には、前年度実績による部門別収支の配分結果をもとに、自由化拡大にともなう規制区分の変更等を加味し、全社の収支見通しから概算として算定しており、ホームページにおいても公表しております。

【算定結果】

（億円）

	規制部門	全社
当期純利益	60	40

平成28年度より電力小売の全面自由化にともない、規制部門の範囲が低圧需要全体から、特定需要（従量電灯等、従来の電気供給約款にもとづく需要）に変更となっております。

## 10 . 修繕費の販売電力量当たり単価

- 修繕費の販売電力量当たり単価は、実績が原価を0.49円下回りました。
- 内訳は、原子力の長期停止に伴い原子力発電設備や火力発電設備の定期点検を実施しなかったこと等により0.54円の減少、経営効率化の深掘り分により0.11円の減少、販売電力量が減少した影響により0.16円の増加となっております。

	原価	実績	差異 -
修繕費 (億円)	962	754	207
販売電力量 (億kWh)	317	296	21
修繕費 kWh当たり単価 (円/kWh)	3.04	2.55	0.49

【 0.49円/kWhの内訳 】

		金額 (億円)	kWh当たり単価 (円/kWh)
原子力長期停止に伴う発電設備の定期点検費用減等 (一時的)		172	0.54
経営効率化の深掘り	(一時的)	34	0.11
	(恒常的)	1	0.00
販売電力量の減少影響		-	+0.16

経営効率化の深掘りのうち、予算策定段階において計画した効率化 (支出抑制・繰り延べ) については、「一時的」に整理している。

## 1 1 . 購入電力料の販売電力量当たり単価

- 原価における購入電力料の販売電力量当たり単価（規制部門 + 自由化部門）は 2.46円、内訳は再生可能エネルギーの購入分 0.39円、その他の購入分 2.07円であります。
- 実績における購入電力料の販売電力量当たり単価（規制部門 + 自由化部門）は 2.73円、内訳は再生可能エネルギーの購入分 0.33円、その他の購入分 2.40円であります。

- 購入電力料の販売電力量当たり単価（規制部門 + 自由化部門）

< 原価 > 購入電力料 779億円 ÷ 販売電力量 317億kWh = 2.46円/kWh

〔	(内訳) 再生可能エネルギーの購入分 (FIT対象分のみ)	0.39円/kWh
	その他の購入分	2.07円/kWh

< 実績 > 購入電力料 809億円 ÷ 販売電力量 296億kWh = 2.73円/kWh

〔	(内訳) 再生可能エネルギーの購入分 (FIT対象分のみ)	0.33円/kWh
	その他の購入分	2.40円/kWh

## 【参考】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因

- ・規制部門と自由化部門の利益率が乖離した要因としては、自由化部門は規制部門に比べ、電気料金のうち可変費<sup>1</sup>の占める割合が高いため、泊原子力発電所停止に伴う需給関係費増の影響が相対的に大きく表れております。一方、固定費<sup>2</sup>については、自由化部門は規制部門に比べ、電気料金のうちに占める割合が低いため、固定費が太宗を占める経営効率化深掘りによる費用削減の影響は相対的に小さく表れております。
- ・収益面では、年度の途中に料金改定を行ったことなどによる影響があったことから、自由化部門では規制部門に比べ、値上げによる収入増加の影響が小さくなっております（詳細は次頁参照）。
- ・これらの要因を補正することにより、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は大きく縮小いたします。

1：燃料費等、販売電力量に応じて発生する費用。

2：可変費以外の費用。

### < 主な利益乖離要因 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
泊原子力発電所停止に伴う需給関係費の増 (費用増)	190	209	399
経営効率化深掘り (費用減)	21	11	32
年度の途中に改定を行ったことなどによる影響 (収益減)	117	238	355
燃料費調整のタイムラグ影響 (収益増)	63	50	113

### < 利益乖離要因を除いた利益率 3ヵ年平均 >

表中の ( ) は燃料費調整のタイムラグ影響補正後 (億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,433 (3,370)	2,933 (2,883)	6,366 (6,253)
電気事業費用	3,211 (3,211)	2,727 (2,727)	5,938 (5,938)
電気事業利益 = -	222 (159)	206 (156)	428 (315)
利益率 = /	6.5% (4.7%)	7.0% (5.4%)	6.7% (5.0%)

## 【参考】各年度の収支実績

- 平成25年度・26年度については、年度の途中で改定を行ったことなどによる影響があったため、規制部門に比べ、自由化部門の利益率が悪化しております。
- また、料金原価算定上、原子力利用率を平成25年度改定では59%、平成26年度改定では11%と想定しておりましたが、実績は0%であったため、燃料費が大きく増加し、自由化部門の利益率がさらに悪化しております。

### < 平成25年度 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,220	2,541	5,761
電気事業費用	3,612	3,144	6,757
電気事業利益 = -	392	602	995
利益率 = /	12.2%	23.7%	17.3%

タイムラグ影響

55億円

### < 平成26年度 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,392	2,769	6,161
電気事業費用	3,316	2,948	6,265
電気事業利益 = -	76	179	103
利益率 = /	2.2%	6.5%	1.7%

タイムラグ影響

200億円

### < 平成27年度 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
電気事業収益	3,336	2,775	6,111
電気事業費用	3,213	2,683	5,896
電気事業利益 = -	122	91	214
利益率 = /	3.7%	3.3%	3.5%

タイムラグ影響

194億円