

電気料金の評価について

平成29年3月23日

東北電力株式会社

1. 平成25年料金改定の概要	P2
2. 原価算定期間3ヵ年における収支実績	P3
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P4～P7
規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P4
【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）	P5
【参考】各年度の収支実績	P6
【参考】当社自己資本比率の推移（緊急的な支出抑制・繰延べ等を行った理由）	P7
4. 料金原価・実績比較	P8～P21
前提諸元等	P8
概観	P9
各費目の内訳	P10
各費目の内訳	P11
実績が原価を上回った費目：人件費	P12
実績が原価を上回った費目：人件費	P13
実績が原価を上回った費目：燃料費	P14
実績が原価を上回った費目：燃料費	P15
【参考】石油火力の焚き減らしに繋がった要因等	P16
実績が原価を上回った費目：燃料費	P17
実績が原価を上回った費目：減価償却費	P18
実績が原価を上回った費目：原子力バックエンド費用	P19
kWhあたり単価	P20
【参考】kWhあたり修繕費の原価 - 実績比較の要因について	P21
5. 経営効率化	P22～P29
経営効率化推進体制	P22
効率化の内訳	P23
リスクマップの活用	P24
主な効率化事例の紹介	P25～P27
緊急的な支出抑制・繰延べ事例	P28～P29
6. 電気料金の評価	P30～P32
電気料金の評価	P30
【参考】平成28年度の収支見通し（全系・規制部門）	P31
【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所について	P32

1. 平成25年料金改定の概要

- ・ 当社は、平成25年2月14日に、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料金の平均11.41%の値上げ認可申請をさせていただきました(自由化部門は平均17.74%)。
- ・ その後、国の審査や公聴会などを経て、平成25年8月6日に経済産業大臣より認可をいただき、同年9月1日より規制部門について平均8.94%の値上げを実施させていただいております。(自由化部門は平均15.24%)

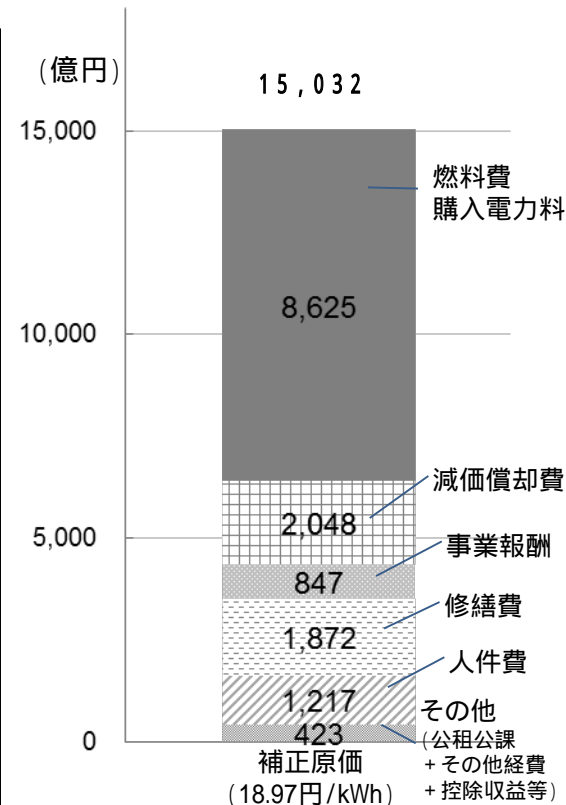
【原価算定の前提諸元】

販売電力量	(億kWh)	792
原油価格	(\$/b)	114.4
為替レート	(円/\$)	80.2
原子力利用率	(%)	8.1
事業報酬率	(%)	2.9
経費対象人員	(人)	12,677

- ・ 販売電力量は自社消費分を除く
- ・ 原油価格・為替レートは、申請時点における直近3ヶ月(平成24年10~12月)の貿易統計実績値を参照
- ・ 原子力利用率は、自社原子力のみ

【原価の内訳】

	原価(億円)
人件費	1,217
燃料費	5,037
修繕費	1,872
資本費	2,895
減価償却費	2,048
事業報酬	847
購入電力料	3,587
公租公課	970
原子力バックエンド費用	51
その他経費	1,703
控除収益	2,264
総原価	15,067
接続供給託送収益	35
小売対象原価	15,032



()原価単価
 = 小売対象原価 ÷ 販売電力量
 = 15,032億円 ÷ 792億kWh
 = **18.97円 / kWh**

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)に則り, 規制部門および自由化部門の収支を算定した結果, 規制部門においては432億円の電気事業利益, 自由化部門においては421億円の電気事業利益となりました。
- ・ 原子力発電所の全機停止により燃料費が増加する中, 社内に設置した調達改革委員会における取り組みなど徹底したコスト削減に努めたことなどから, 規制・自由化部門ともに黒字を達成できたものと考えております。
- ・ なお, 部門毎の利益率は, 規制部門6.2%, 自由化部門5.1%となりました。

< 部門別収支の実績(3ヵ年平均) >

(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	7,004	8,332	15,336
電気事業費用	6,571	7,910	14,482
電気事業利益 = -	432	421	854
電気事業利益率 = /	6.2%	5.1%	5.6%
【参考】 販売電力量	279	483	763

(1) 上記部門別収支の算定結果については, 毎年, 当社ホームページにて公表

(2) 端数処理の関係で合計等が一致しない場合がある(以降のページも同様)

(3) 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の一部, 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の一部, 他社販売電力料に相当する金額を控除, 電気事業財務費用を加算。

(4) 上表に記載した利益率は各年度の収益・費用を加重平均して算出しているが, 各年度利益率を単純平均した場合の利益率も上表と同値となる。

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の占める割合が高いため、原子力停止に伴う燃料費の増加影響や燃料費調整制度によるタイムラグ影響が相対的に大きく表れた一方、規制部門は自由化部門に比べ、電気料金のうち固定費の占める割合が高いため、緊急的な支出抑制・繰延べ等のコスト削減に伴う影響が相対的に大きく表れたものです。
- 上記のような主な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縮小するものと試算されます。

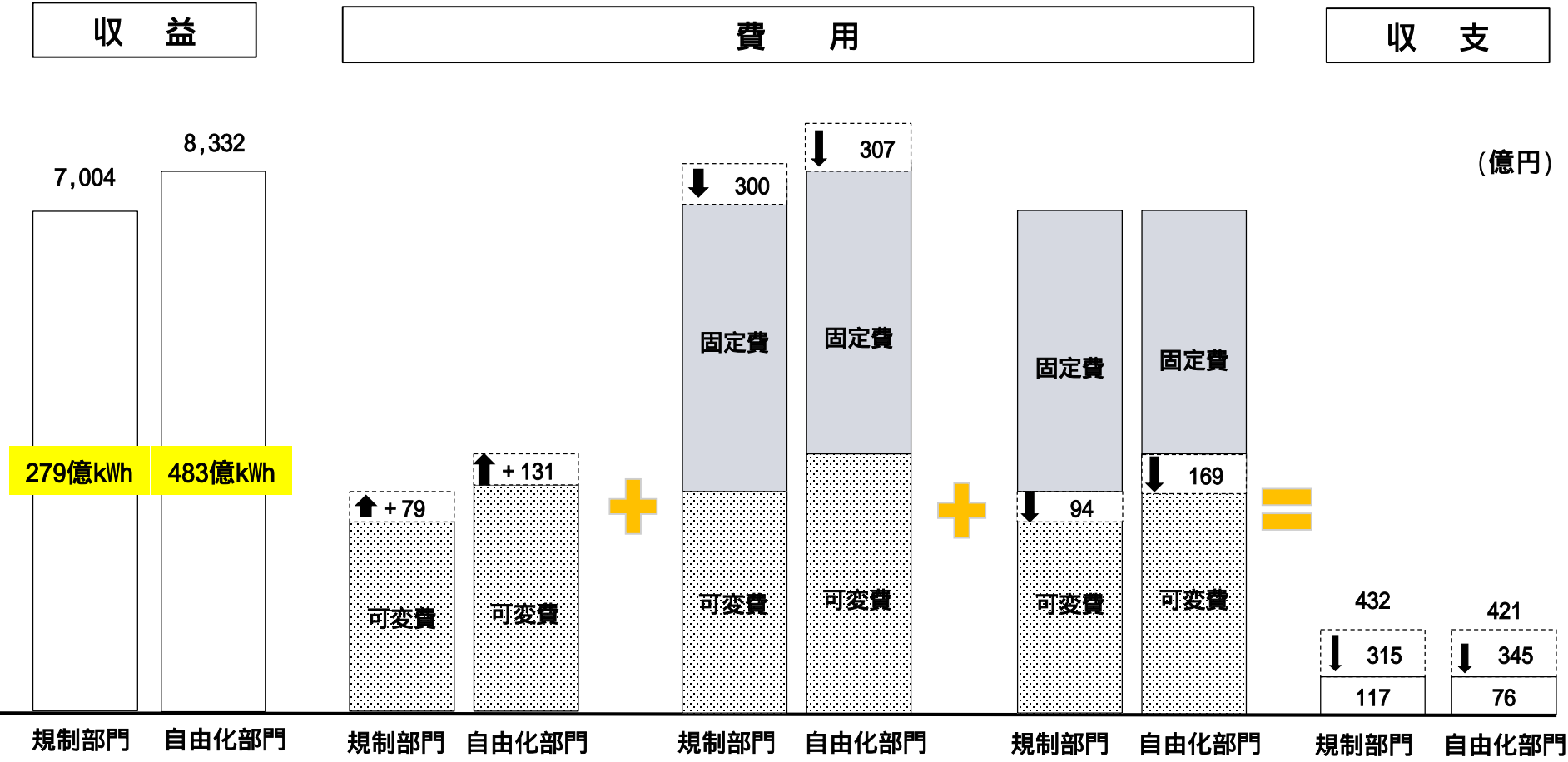
(単位:億円)

	平成25-27年度 電気事業利益	原子力停止に伴う燃料費 負担増の影響	緊急的な支出 抑制・繰延べ 等の影響	燃料費調整 制度による タイムラグ影響	合計 = + +	補正後 電気事業利益 +
規制 部門	432 (利益率) 6.2%	+79	300	94	315	117 (利益率) 1.7%
自由化 部門	421 (利益率) 5.1%	+131	307	169	345	76 (利益率) 0.9%

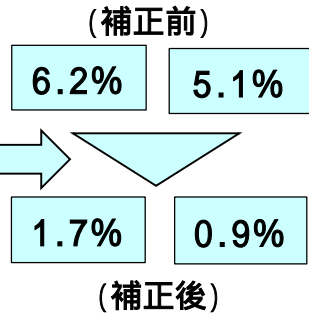
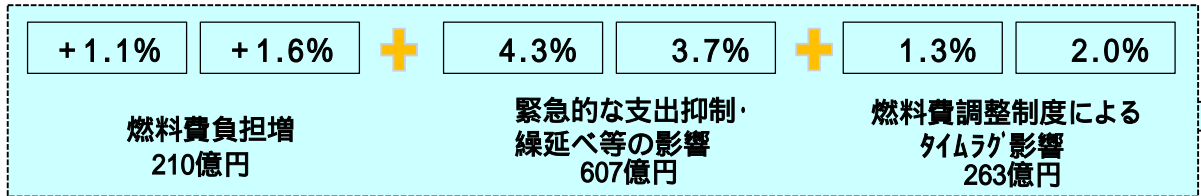
利益率差 1.1% 0.8%

両部門の利益率に著しい乖離が生じた場合、その要因については別途、当社ホームページで公表している

【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)



電気事業
利益率への
影響



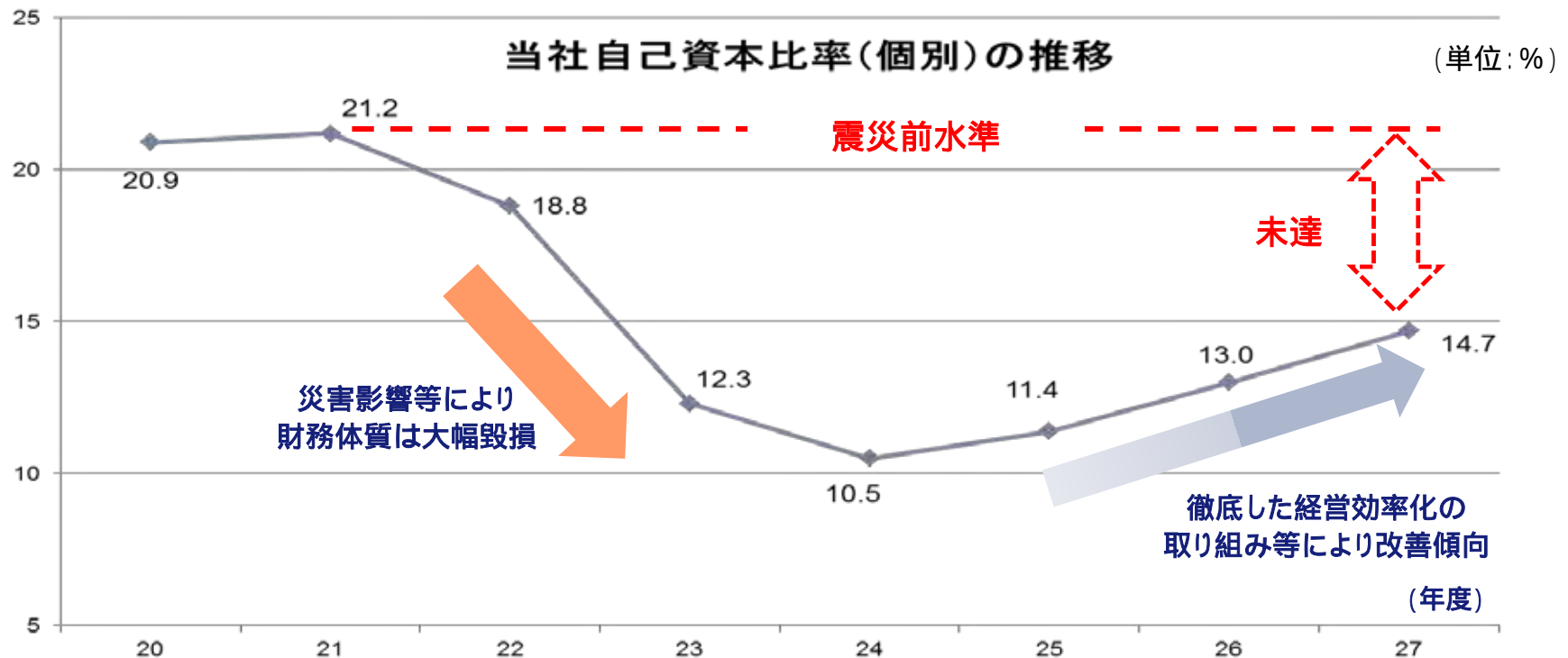
【参考】各年度の収支実績

- 各年度の収支実績は下表のとおりであり、利益率に乖離が見られる年度の主な特徴点等は、以下のとおりです。
 【平成25年度】緊急的な支出抑制・繰延べ等の実施により費用抑制に努めた一方、原子力停止に伴う火力燃料費の増等により、電気料金のうち可変費の占める割合が高い自由化部門の収支が悪化
 【平成27年度】燃料価格下落に伴う燃料費調整制度によるタイムラグ影響等により、電気料金のうち可変費の占める割合が高い自由化部門の収支が改善

(注) 下表の単位は億円。また、燃料費調整制度によるタイムラグ影響額は平成26年度約150億円、平成27年度約640億円(規制部門+自由化部門)。

平成25年度	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A+B)
電気事業収益	7,072	8,108	15,181
電気事業費用	6,657	8,131	14,789
電気事業損益 = -	414	22	392
電気事業利益率 = /	5.9%	0.3%	2.6%
平成26年度	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A+B)
電気事業収益	7,310	8,912	16,222
電気事業費用	6,881	8,432	15,313
電気事業損益 = -	429	479	908
電気事業利益率 = /	5.9%	5.4%	5.6%
平成27年度	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A+B)
電気事業収益	6,629	7,976	14,605
電気事業費用	6,174	7,168	13,343
電気事業損益 = -	454	808	1,262
電気事業利益率 = /	6.9%	10.1%	8.6%

- 平成23年3月11日に発生した東日本大震災および同年7月に発生した新潟・福島豪雨による被災供給設備の復旧費用や、原子力発電所の長期停止に伴う火力燃料費の増加等により、当社収支は著しく悪化し、自己資本比率(個別)は大きく低下いたしました。
- 平成24年度末には自己資本比率が10.5%まで低下したため、電気料金の値上げをお願いするとともに、安全確保と安定供給を大前提に緊急的な支出抑制・繰延べを実施しながら、並行して構造的な効率化の検討を加速させ、自己資本比率の改善を図ってまいりました。
- こうした取り組みの成果もあり、毀損した財務体質は回復基調を取り戻しておりますが、未だ震災前の水準には達していない状況です。



4. 料金原価・実績比較(前提諸元等)

- 主な前提諸元について、料金改定時の想定と比較して、販売電力量は減少(29億kWh, 3.7%)、為替レートは大幅な円安(+29.8円/\$, +37.2%)、原子力発電は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)	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
平均経費人数(人)	12,677	12,617	60

<主な変動要因>

為替レートの円安化(+37.2%)
 原油CIF価格の下落(27.4%)

販売電力量の減少(3.7%)

原子力発電所の停止

徹底したコスト削減への取り組み
 業務効率化による経費人員の抑制
 経済性に優れた電源(石炭・LNG
 コンバインドサイクル火力)の活用による石油火力の焼き減らし

<需給バランス>

(億kWh)

	原価	実績	差異(-)
発電電力量	877	838	39
水力・新エネ	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

<経営効率化>

(億円)

	原価	実績	差異(-)
経営効率化額	1,139	1,179	40

上記の経営効率化額以外に、457億円の緊急的な支出抑制・繰延べによるコスト削減を実施。

4. 料金原価・実績比較(概観)

- 燃料価格の変動や原子力発電所の停止による影響等により、料金改定時の想定原価に対して、実績費用および収入は各々乖離しましたが、徹底した経営効率化に係る取り組みの継続等により、販売電力量の減少に伴う収支悪化および原子力発電所の停止に伴う燃料費増加を吸収し、電気事業損益ベースで原価算定期間3ヵ年いずれも黒字を確保いたしました。

< 主な乖離要因 >

プラス表記(+)は収支好転, マイナス表記(-)は収支悪化

燃料費調整による収入の増 + 630億円

販売電力量減少に伴う収入の減 550億円

$$\left(\begin{array}{l} \text{織込収入単価} \\ 29\text{億kWh} \times 18.9\text{円/kWh} \end{array} \right)$$

原油CIF価格下落に伴う燃料費の減 + 1,500億円

$$\left(\begin{array}{l} \text{織込原油価格} \quad \text{実績原油価格} \\ 114.4\$/b \quad 83.0\$/b \end{array} \right)$$

為替レートの円安化に伴う燃料費の増 1,650億円

$$\left(\begin{array}{l} \text{織込為替レート} \quad \text{実績為替レート} \\ 80.2\text{円}/\$ \quad 110.0\text{円}/\$ \end{array} \right)$$

販売電力量減少に伴う燃料費の減 + 430億円

$$\left(\begin{array}{l} \text{織込石油・ガス火力平均単価(販売端)} \\ 29\text{億kWh} \times 14.9\text{円/kWh} \end{array} \right)$$

原子力発電所の停止に伴う燃料費の増 210億円

$$\left(\begin{array}{l} \text{織込ガス火力平均単価} - \text{織込原子力平均単価} \\ 23\text{億kWh} \times 9.3\text{円/kWh} \end{array} \right)$$

コスト削減深掘りによる費用の減 + 40億円

緊急的な支出抑制・繰延べ + 460億円

一時的な費用減 + 150億円

その他 + 50億円

合計 + 850億円

燃料価格(為替レート, 原油CIF)変動による影響 + 480億円

うち燃料費調整制度によるタイムラグ影響(+260億円)

販売電力量の減少による影響 120億円

原子力発電所の停止による影響 210億円

徹底したコスト削減による影響 + 500億円

一時的な費用減による影響 + 150億円

4. 料金原価・実績比較(各費目の内訳)

- ・ 実績費用については、料金改定時の想定原価と比較して、徹底したコスト削減に努めたことにより修繕費などは減少した一方、燃料価格の変動や原子力発電所の停止に伴い燃料費などは増加いたしました。
- ・ 全体としては、規制部門・自由化部門合計で82億円の費用減となりました。

：実績が原価を上回った費目

(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	実績	差異	原価	実績	差異	原価	実績	差異	
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	

4. 料金原価・実績比較(各費目の内訳)

その他経費	規制+自由化部門(単位:億円)		
	原価	実績	差異 -
廃棄物処理費	119	108	11
消耗品費	52	51	1
補償費	13	11	2
賃借料	267	254	13
託送料	14	13	1
事業者間精算費	4	2	2
委託費	521	459	62
損害保険料	9	8	1
原子力損害賠償支援機構一般負担金	107	107	0
普及開発関係費	8	44	36
原子力損害賠償資金補助法一般負担金	-	0	0
養成費	12	11	1
研究費	48	42	6
諸費	124	261	137
	うち 寄付金	-	1
	うち 団体費	5	14
電気料貸倒損	6	6	0
固定資産除却費	395	233	162
共有設備費等分担額	4	3	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)	3	3	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	0	0	0
電力費振替勘定(貸方)	2	2	0
再エネ特措法納付金	-	-	-
その他経費計	1,697	1,614	83

(参考)控除収益	規制+自由化部門(単位:億円)		
	原価	実績	差異 -
地帯間・他社販売電力料	2,100	2,242	142
託送収益	3	7	4
電気事業雑収益	120	214	94
その他	42	45	3
控除収益計	2,264	2,510	246

【実績が原価を上回った主な項目の差異要因】

普及開発関係費(+36億円)

・料金メニューや電気安全,省エネ等に係るお客さまへの
情報発信費用の増等

諸費(+137億円)

・地方公共団体等が実施する公共事業(港湾整備等)に係る
当社受益分の負担金の増(+94億円)

・公益への寄与,地域社会への貢献等に資する団体への
寄付金の増(+1億円 原価には不算入)

・各種事業団体への支出(団体費)の増(+9億円 原価には
一部不算入)

4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:人件費)

- 当社は、基準賃金の引下げや、退職年金制度の見直し等、人件費に係る効率化を進めてまいりましたが、給与手当水準の差や、原価不算入の一部出向者の給与手当を計上したことによる差、法定厚生費の差等により、実績が原価を30億円上回りました。

< 人件費の原価 - 実績比較 >

(億円)

		原価	実績	差異 -	備考
	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		

給料手当には給料手当振替額(貸方)を含む

- 当社では、基準賃金の引下げや退職給付制度の見直しなど、人件費の低減に向けた様々な取組みを進めてまいりました。主な取組みは以下のとおりです。

< 人件費低減に向けた取組み >

項 目	主な取組み内容
基準賃金の引下げ	<ul style="list-style-type: none"> 基準賃金の引下げ (特別管理職平均 7%、一般社員平均 5%) [平成25年度~]
退職給付制度の見直し	<ul style="list-style-type: none"> 給付利率の変更 [平成25年度~] 終身年金の削減 [平成25年度~] 退職給付ポイントの削減 [平成26年度~] 等
福利厚生の見直し	<ul style="list-style-type: none"> 文化・スポーツ行事助成等の休止 健康保険料の会社負担割合の引下げ 等
採用数の抑制	<ul style="list-style-type: none"> 平成22~24年度平均採用数353名に対し、最大限の業務効率化を織込み、平成25~27年度の3ヵ年平均で220名程度(平成22~24年度平均比 38%)にまで採用数を抑制

- 燃料費については、原子力発電所の停止に伴う火力発電の焼き増しや、為替レートが円安となったことで、料金改定時の想定原価と比較して火力燃料費が増加したことなどにより、実績が原価を190億円上回りました。

< 燃料費の内訳 >

(単位:億円)

	原価	実績	差異	備考
火力燃料費	4,966	5,169	203	
石炭	864	971	107	・計画を上回る稼働率の向上による増
石油	1,013	786	227	・経済性に優れる電源活用による焼き減らしによる減
LNG	3,089	3,412	323	・計画を上回る稼働率の向上による増
核燃料費	12	—	12	・原子力発電所の非稼働による減
その他	60	57	3	
燃料費	5,037	5,227	190	

4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:燃料費)

- 原価算定期間中において原子力発電所が非稼働となる中、経済性に優れた電源の活用や高効率コンバインドサイクル火力の早期運開などにより、可能な限り燃料費の抑制に努めました。

< 燃料費低減に向けた取り組み >

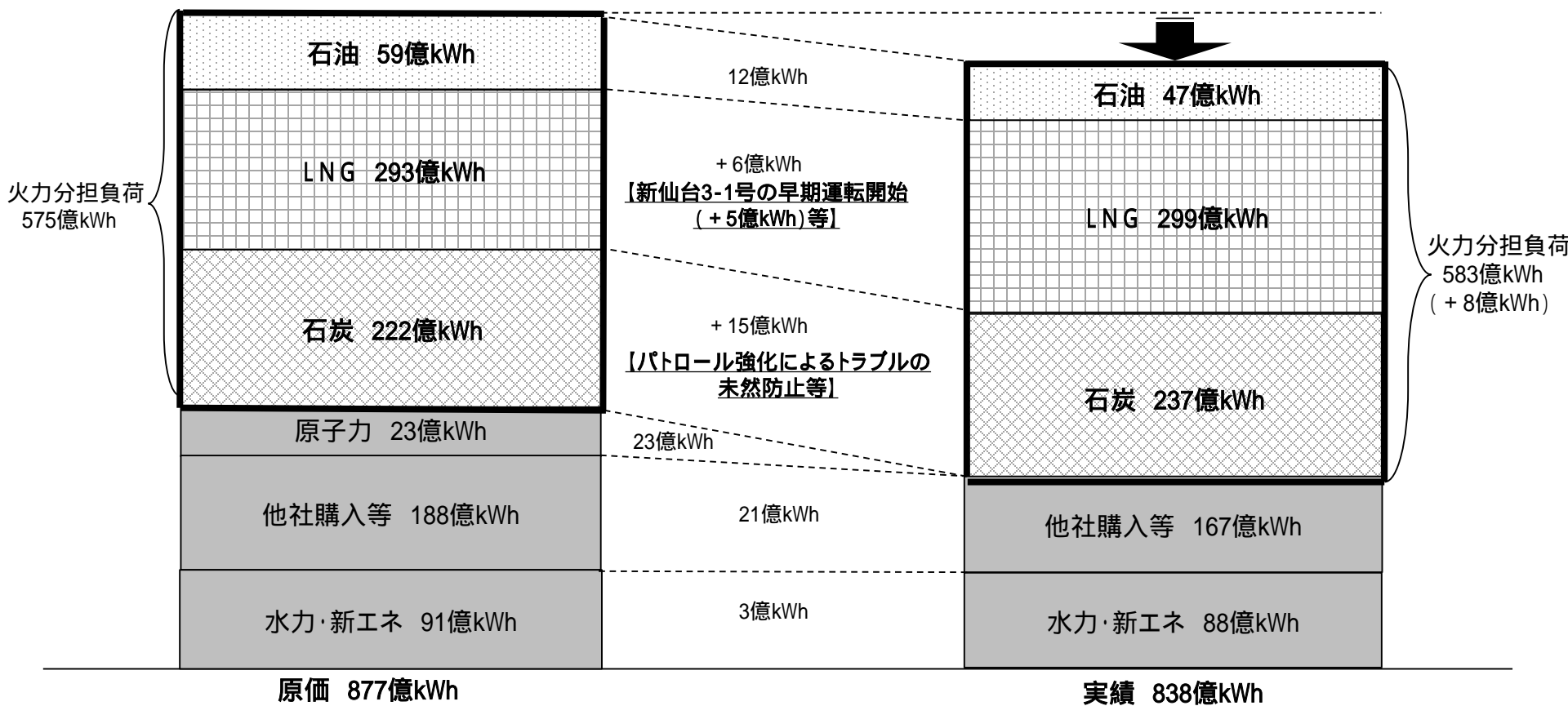
燃 種	具体的な取り組み
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> 計画を上回る稼働率向上 効率的な運転を維持すること等により、石炭火力発電量を計画値の222億kWh/年から237億kWh/年へ増加
石 油	<ul style="list-style-type: none"> 経済性に優れる電源の活用による焚き減らし 石炭火力の稼働率向上や、高効率LNG火力の運転開始の前倒し等により、石油火力の発電量を計画値の59億kWh/年から47億kWh/年へ減少
L N G	<ul style="list-style-type: none"> 計画を上回る高効率LNG火力の稼働率向上 新仙台3 - 1号について、LNGタンクの建設工法を工夫することなどで工期を短縮した結果、約7ヶ月前倒しの平成27年12月に営業運転を開始 定期点検の延長申請を行うことで高効率LNG火力の稼働率向上 LNG火力の発電量は計画値の293億kWh/年から299億kWh/年に増加
取引所取引	卸電力取引所の活用による燃料費削減

【参考】石油火力の焚き減らしに繋がった要因等

- 原価算定期間においては、販売電力量の減少に伴い発受電電力量全体で実績が原価よりも39億kWh減少しました。
- 発受電実績の内訳において、原子力の停止や水力発電量の減少等がありました。
- 石炭火力については、パトロールを強化してトラブルの未然防止を行ったこと等により発電量が増加、またLNG火力については新仙台火力3 - 1号の早期運転開始に伴う発電量の増加など、経済性に優れた電源を活用することで、石油火力の焚き減らしに一定程度寄与したものと考えております。

< 発受電電力量の原価と実績の比較 >

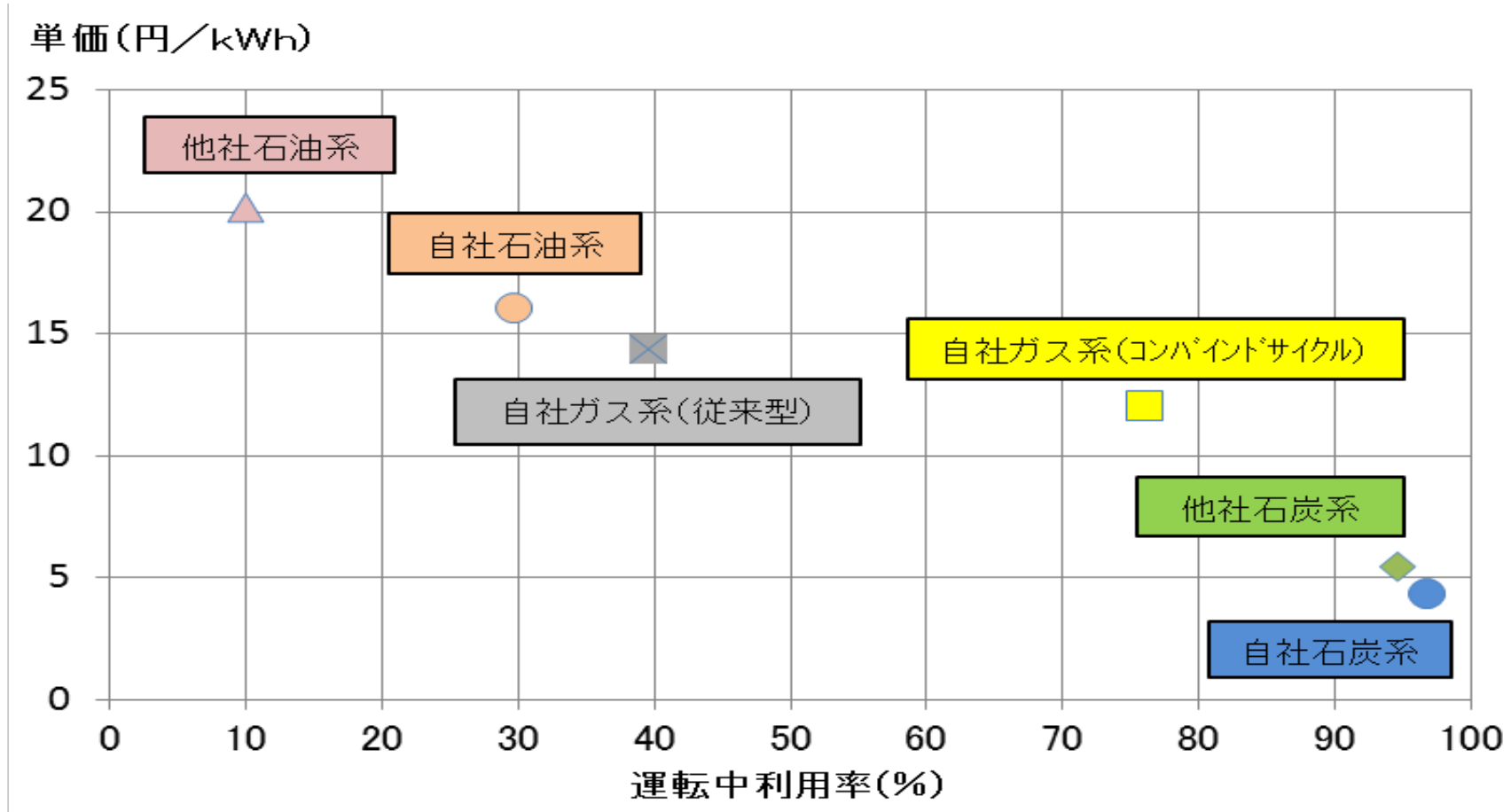
発受電電力量減少 (39億kWh)



4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:燃料費)

- 火力発電単価の安い順に高稼働とするメリットオーダーの考えに基づき需給運用を行うことで、石油系火力の燃料数量の抑制に努めました。
- 具体的には、最も経済性のある石炭をベースとして、次に経済性のあるLNG(コンバインドサイクル)を優先的に稼働させ、残りの所要量を石油とLNG(従来型)で賄いました。

<当社メリットオーダー実績>



4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:減価償却費)

- ・ 当社は、安定供給を最優先としつつ、徹底したコスト削減や緊急性の低い工事の繰延など、設備投資を含む支出の抑制に努めております。
- ・ 一方で、生産性向上設備やエネルギー環境負荷低減推進設備を導入し、それに対応する特別償却費を計上したことや、新仙台火力発電所3 - 1号の早期運開([原価]H28.7月運開 [実績]H27.12月運開)による影響等により、減価償却費は140億円増加いたしました。

< 減価償却費の原価 - 実績比較 >

(単位:億円)

		原価	実績	差異 -
	普通償却費()	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

試運転償却費を含む

4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:原子力バックエンド費用)

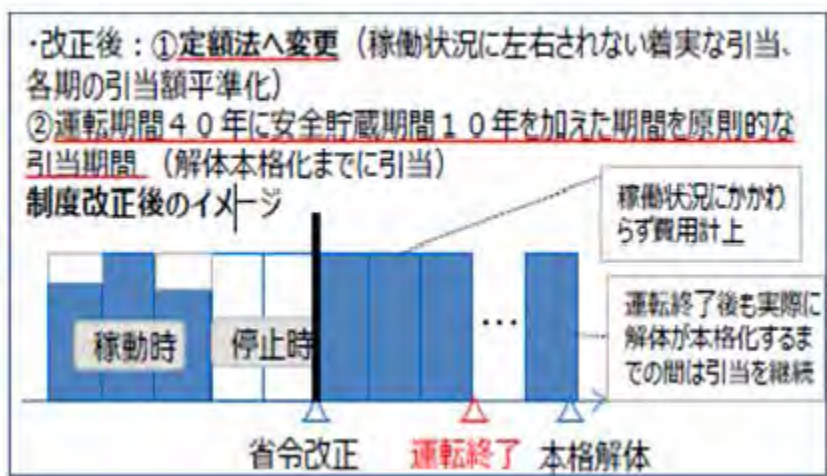
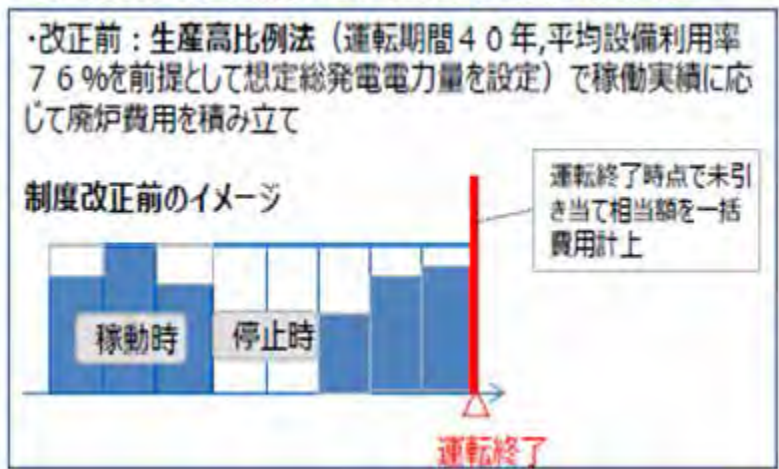
- ・ 解体引当金にかかる会計制度が、平成25年10月1日より発電量に応じて費用計上する方法から定額で費用計上する方法に変更となったことにより、原子力発電施設解体費が33億円増加いたしました。
- ・ 原子力発電所の停止に伴い、発電量に応じて発生するバックエンド費用が一部減少しているものの、これを上回る解体費の増加があることから、全体として原子力バックエンド費用が29億円増加いたしました。

< 原子力バックエンド費用の原価 - 実績比較 >

(単位:億円)

費目	原価	実績	差異	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他	46	41	5	原子力発電所の停止による減 等
原子力バックエンド費用	51	80	29	

原子力発電施設解体引当金に関する省令の改正



[出典] 第13回 料金審査専門会合 経済産業省作成資料(H28.4.5)

4. 料金原価・実績比較 (kWhあたり単価)

- 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場合、燃料費等は、原子力発電所停止に伴う火力発電の焚き増しや、為替レートが円安となったこと等により実績が原価を上回りました (+0.64円/kWh)。
- 設備費等は、効率化の取り組みにより金額ベースでは実績が原価を250億円程度下回ったものの、販売電力量が減少したことから、単価ベースでは実績が原価を0.06円/kWh上回りました。
- この結果、全体としては実績が原価を上回る結果となりました。

	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
設備費等									
人件費	2.44	2.57	0.13	1.02	1.09	0.07	1.54	1.64	0.10
修繕費	3.61	3.21	0.40	1.65	1.37	0.28	2.36	2.04	0.32
減価償却費	3.43	3.72	0.29	2.11	2.38	0.27	2.58	2.87	0.29
公租公課	1.31	1.33	0.02	0.94	0.95	0.01	1.07	1.09	0.02
その他経費	2.94	2.92	0.02	1.69	1.65	0.04	2.14	2.12	0.02
設備費等	13.73	13.75	0.02	7.42	7.45	0.03	9.70	9.76	0.06
燃料費等									
燃料費	6.57	7.08	0.51	6.24	6.72	0.48	6.36	6.85	0.49
購入電力料	4.71	4.82	0.11	4.42	4.52	0.10	4.53	4.63	0.10
原子力バックエンド費用	0.07	0.11	0.04	0.06	0.10	0.04	0.06	0.10	0.04
燃料費等	11.35	12.02	0.67	10.72	11.34	0.62	10.95	11.59	0.64
合計	25.07	25.77	0.70	18.14	18.79	0.65	20.65	21.35	0.70

【原価】
 20.65円/kWh
 設備費等 : 9.70円/kWh
 燃料費等 : 10.95円/kWh

【実績】
 21.35円/kWh
 設備費等 : 9.76円/kWh
 燃料費等 : 11.59円/kWh

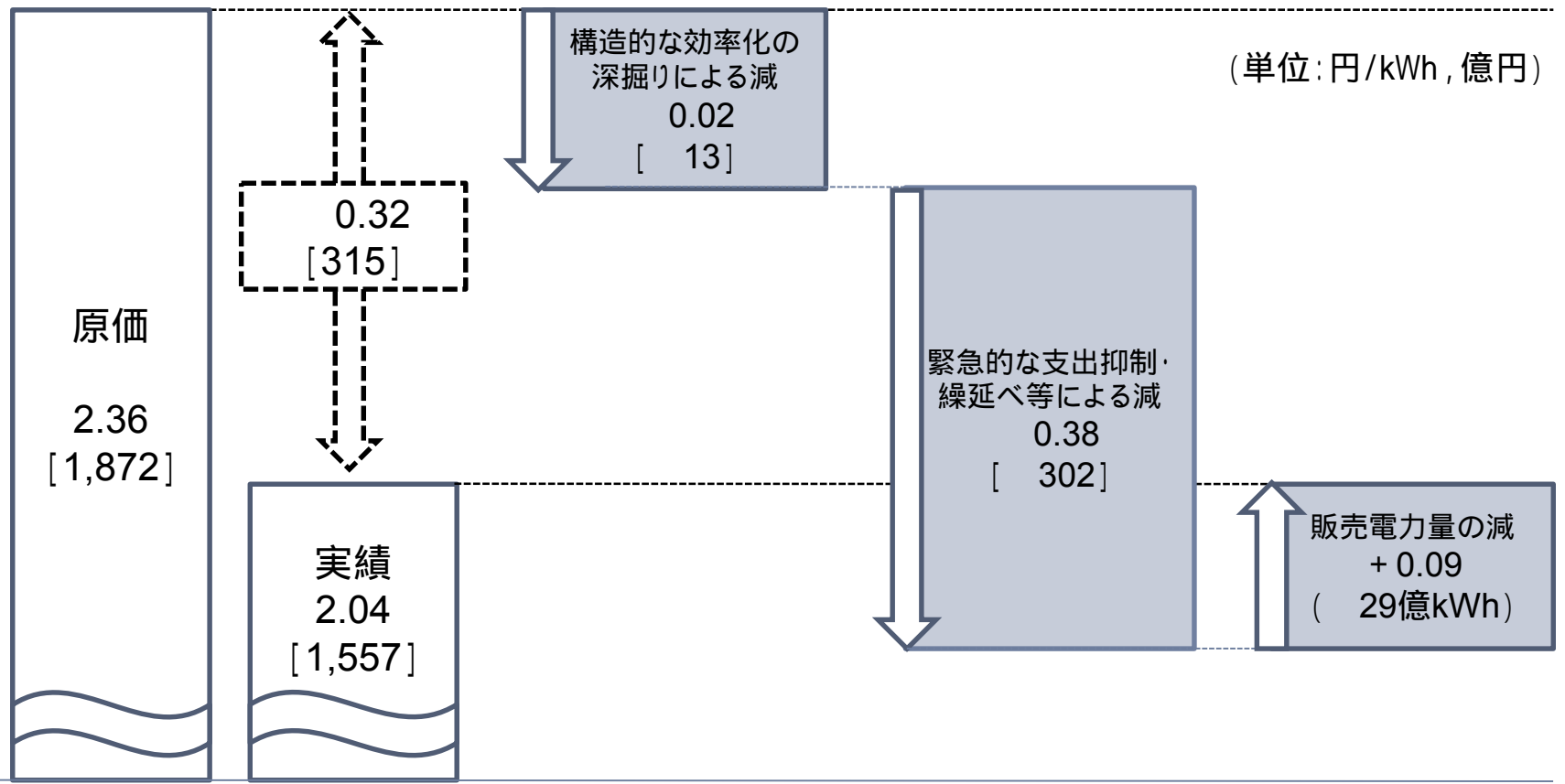
販売電力量 (792億kWh)	設備費等 7,685億円 (人件費・修繕費・減価償却費・公租公課・その他経費)	燃料費等 8,675億円 (燃料費・購入電力料・原子力バックエンド費用)
↓ 3.7% [2.8%]	↓ 3.2% [2.3%]	↓ +1.9% [+3.3%] []内は規制部門
販売電力量 (763億kWh)	設備費等 7,440億円 (人件費・修繕費・減価償却費・公租公課・その他経費)	燃料費等 8,838億円 (燃料費・購入電力料・原子力バックエンド費用)

控除収益等は除く

【参考】kWhあたり修繕費の原価 - 実績差の要因について

- 修繕費の原価 - 実績差の要因については、販売電力量の減少による影響 (+ 0.09円/kWh, 29億kWh)はあったものの、原価織込み効率化額(効率化計画 + 査定分:135億円)を上回る効率化を実施(148億円)したことによる影響(0.02円/kWh, 13億円程度)や、著しく悪化した財務体質の改善のため、安全確保と安定供給を大前提に実施した緊急的な支出抑制・繰延べ等による影響(0.38円/kWh, 302億円程度)がありました。
- これらにより、修繕費は、原価1,872億円に対し実績1,557億円となり、実績が原価を下回る結果(0.32円/kWh, 315億円)となりました。

< 修繕費に係る原価 - 実績差の要因ごとの単価影響(イメージ) >



端数処理の関係で、各要因の単価影響合計と全体の単価影響が一致しない