

電気料金の評価について

平成29年2月15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カ年における収支実績	P4
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P5～P8
規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P5
【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）	P6
【参考】各年度の収支実績	P7
【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）	P8
4. 料金原価・実績比較	P9～P20
前提諸元等	P9
概観	P10
各費目の内訳①	P11
各費目の内訳②	P12
実績が原価を上回った費目：人件費①	P13
実績が原価を上回った費目：人件費②	P14
実績が原価を上回った費目：燃料費①	P15
実績が原価を上回った費目：燃料費②	P16
実績が原価を上回った費目：燃料費③	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
5. 経営効率化	P21～P28
経営効率化推進体制	P21
効率化の内訳	P22
リスクマップの活用	P23
主な効率化事例の紹介	P24～P26
緊急的な支出抑制・繰延べ事例	P27～P28
6. 電気料金の評価	P29
【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所について	P31

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か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%)

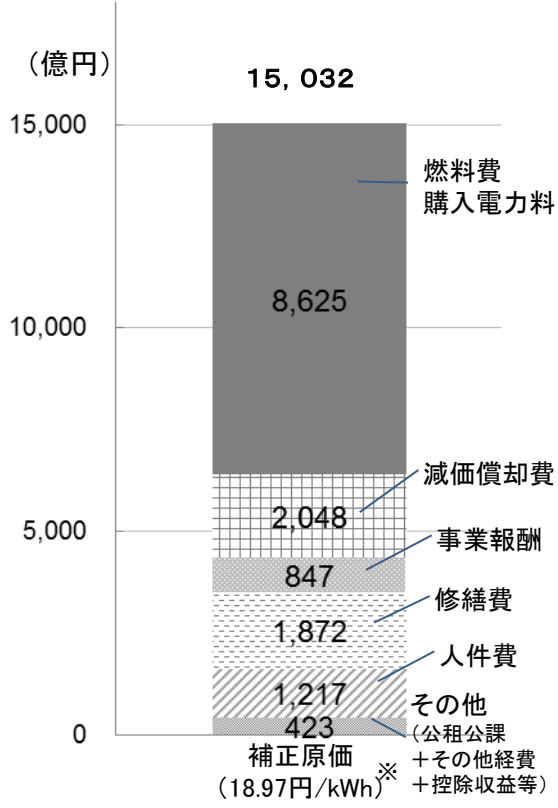
【原価算定の前提諸元】

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
 の値

【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
原子力バックエント費用	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

(空白)

2. 原価算定期間3カ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カ年平均)>

(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 ①	7,004	8,332	15,336
電気事業費用 ②	6,571	7,910	14,482
電気事業利益 ③ = ① - ②	432	421	854
電気事業利益率 ④ = ③ / ①	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。

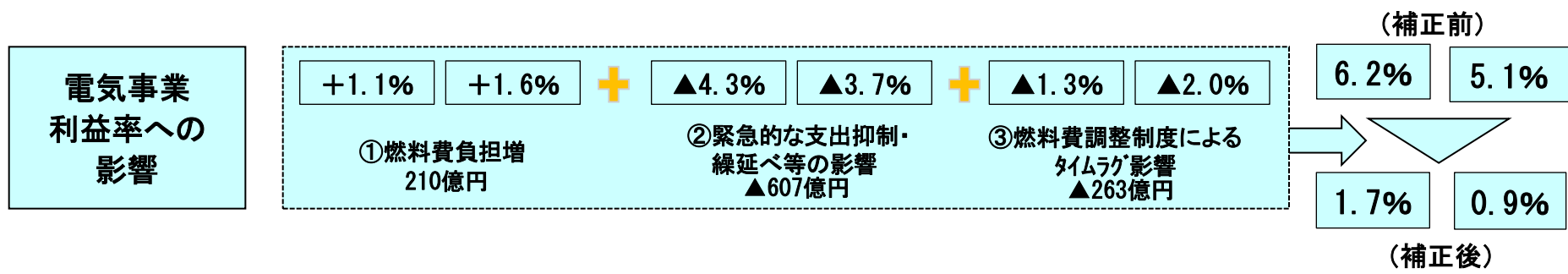
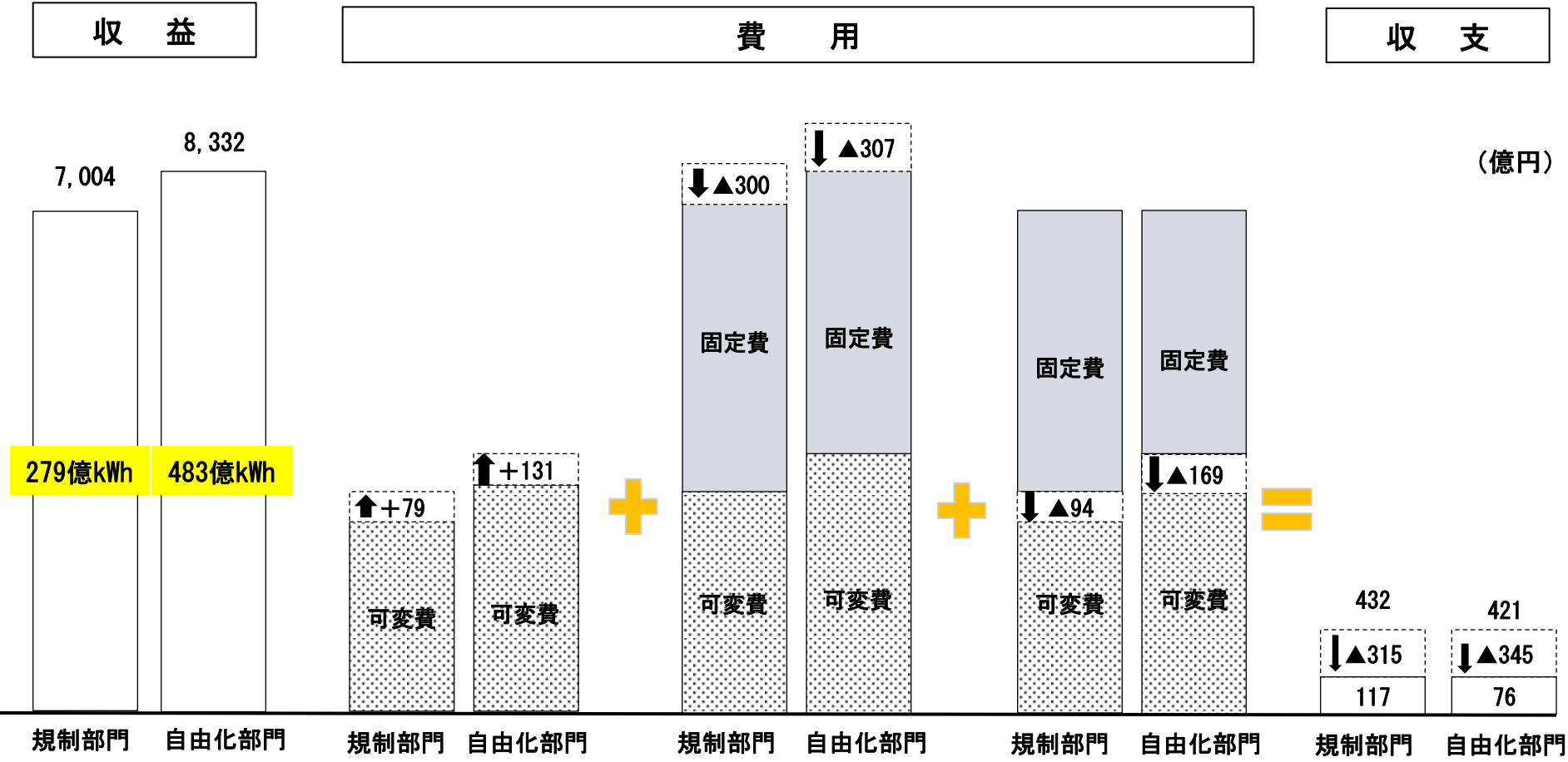
(単位: 億円)

	平成25-27年度 電気事業利益 ①	原子力停止に伴う燃料費 負担増の影響 ②	緊急的な支出 抑制・繰延べ 等の影響 ③	燃料費調整 制度による タイムラグ影響 ④	合計 ⑤=②+③+④	補正後 電気事業利益 ①+⑤
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)



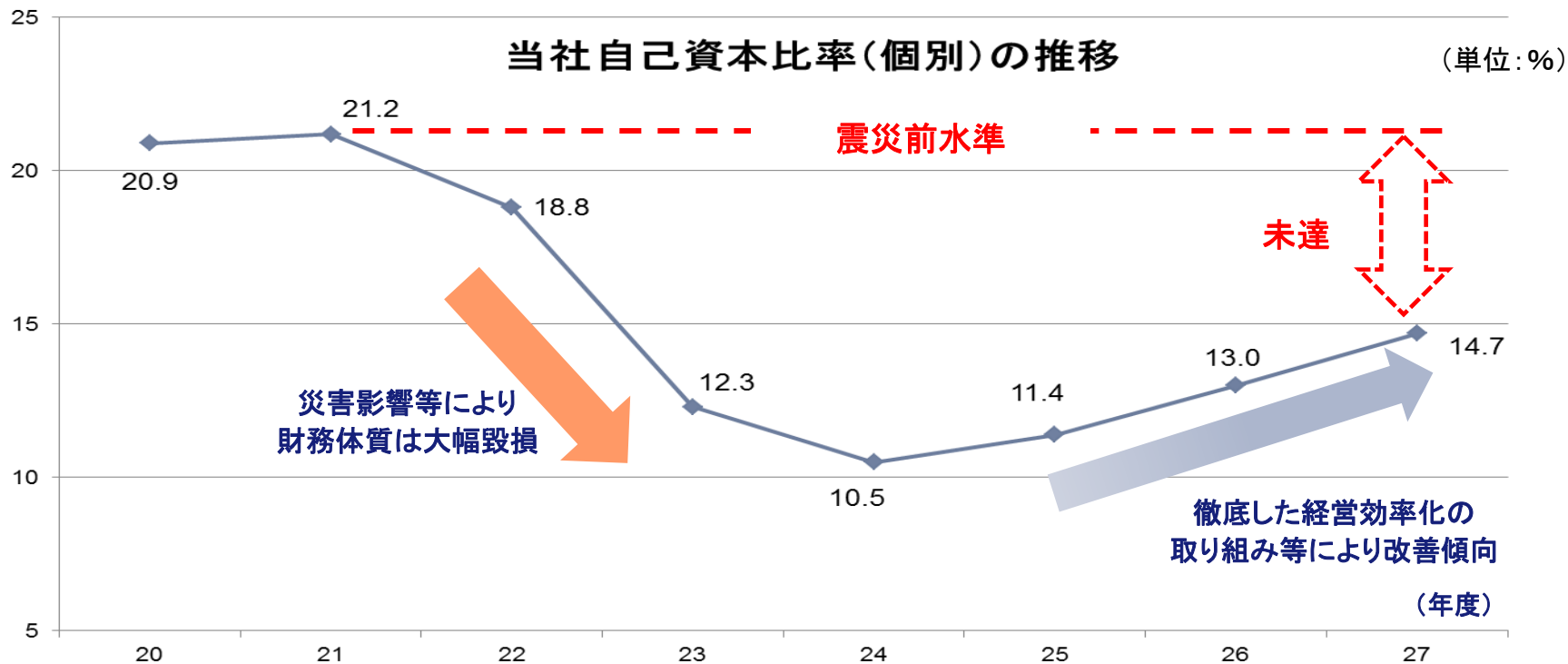
【参考】各年度の収支実績

- 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 ①	7,072	8,108	15,181
電気事業費用 ②	6,657	8,131	14,789
電気事業損益 ③=①-②	414	▲22	392
電気事業利益率④=③/①	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 ①	7,310	8,912	16,222
電気事業費用 ②	6,881	8,432	15,313
電気事業損益 ③=①-②	429	479	908
電気事業利益率④=③/①	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 ①	6,629	7,976	14,605
電気事業費用 ②	6,174	7,168	13,343
電気事業損益 ③=①-②	454	808	1,262
電気事業利益率④=③/①	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カ年を通じて非稼働となりました。

<前提諸元>

	①原価	②実績	差異(②-①)
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%)

<需給バランス>

(億kWh)

	①原価	②実績	差異(②-①)
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

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焚き減らし

<経営効率化>

(億円)

	①原価	②実績	差異(②-①)
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カ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

① 燃料費調整による収入の増	+630億円		
② 販売電力量減少に伴う収入の減	▲550億円		
織込収入単価 ▲29億kWh × 18.9円/kWh			
③ 原油CIF価格下落に伴う燃料費の減	+1,500億円		
織込原油価格 実績原油価格 114.4\$/b → 83.0\$/b			
④ 為替レートの円安化に伴う燃料費の増	▲1,650億円		
織込為替レート 実績為替レート 80.2円/\$ → 110.0円/\$			
⑤ 販売電力量減少に伴う燃料費の減	+430億円		
織込石油・ガス火力平均単価(販売端) ▲29億kWh × 14.9円/kWh			
⑥ 原子力発電所の停止に伴う燃料費の増	▲210億円		
織込ガス火力平均単価－織込原子力平均単価 ▲23億kWh × 9.3円/kWh			
⑦ コスト削減深掘りによる費用の減	+40億円		
⑧ 緊急的な支出抑制・繰延べ	+460億円		
⑨ 一時的な費用減	+150億円		
⑩ 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①)

- 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 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	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②)

その他経費	規制+自由化部門 (単位:億円)		
	原価①	実績②	差異②-①
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	1
	うち 団体費	5	9
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①	実績②	差異②-①
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①)

- 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 ①	実績 ②	差異 ②－①	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

4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:人件費②)

- ・ 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	・ 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	・ 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	・ 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	・ 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

4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:燃料費①)

- 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焚き増しや、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①	実績②	差異②-①	備考
火力燃料費	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焚き減らしによる減
	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②)

- 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>

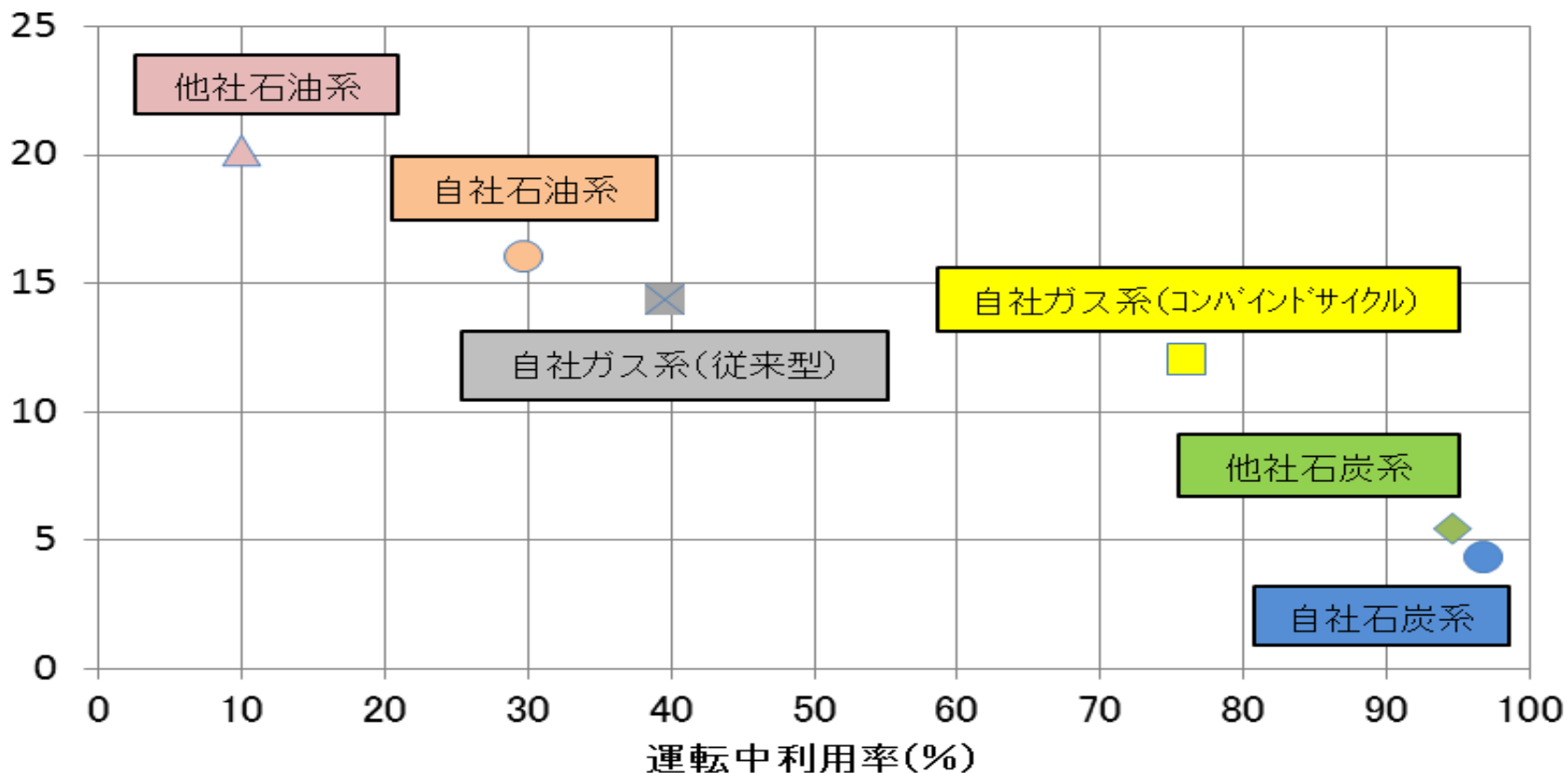
燃 種	具体的な取り組み
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> ○計画を上回る稼働率向上 <ul style="list-style-type: none"> ・効率的な運転を維持すること等により、石炭火力発電量を計画値の222億kWh/年から237億kWh/年へ増加
石 油	<ul style="list-style-type: none"> ○経済性に優れる電源の活用による焚き減らし <ul style="list-style-type: none"> ・石炭火力の稼働率向上や、高効率LNG火力の運転開始の前倒し等により、石油火力の発電量を計画値の59億kWh/年から47億kWh/年へ減少
LNG	<ul style="list-style-type: none"> ○計画を上回る高効率LNG火力の稼働率向上 <ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ○卸電力取引所の活用による燃料費削減

4. 料金原価・実績比較(実績が原価を上回った費目:燃料費③)

- 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>

単価(円/kWh)



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①	実績②	差異②－①
	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

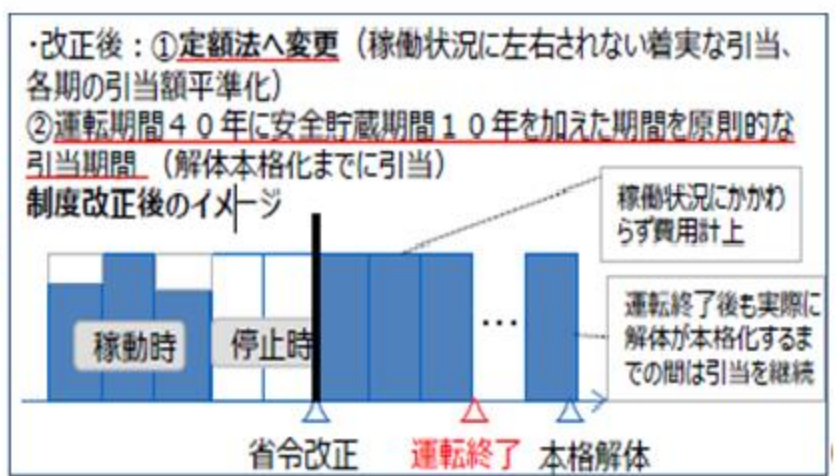
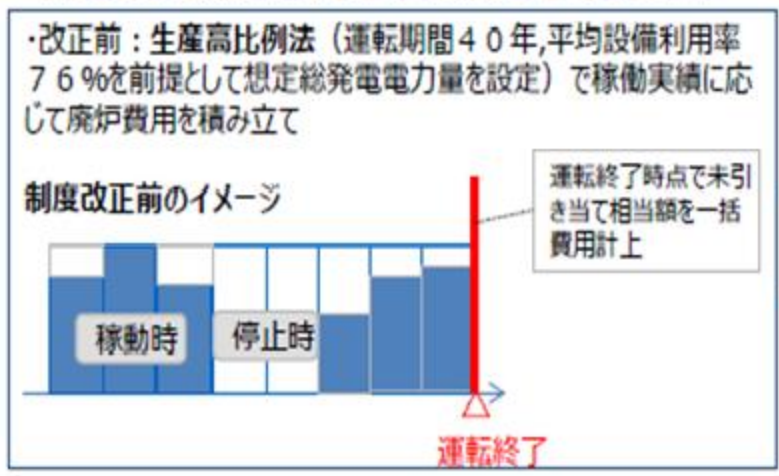
- ・ 解体引当金にかかる会計制度が、平成25年10月1日より発電量に応じて費用計上する方法から定額で費用計上する方法に変更となったことにより、原子力発電施設解体費が33億円増加いたしました。
- ・ 原子力発電所の停止に伴い、発電量に応じて発生するバックエンド費用が一部減少しているものの、これを上回る解体費の増加があることから、全体として原子力バックエンド費用が29億円増加いたしました。

<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①	実績②	差異②－①	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 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
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	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

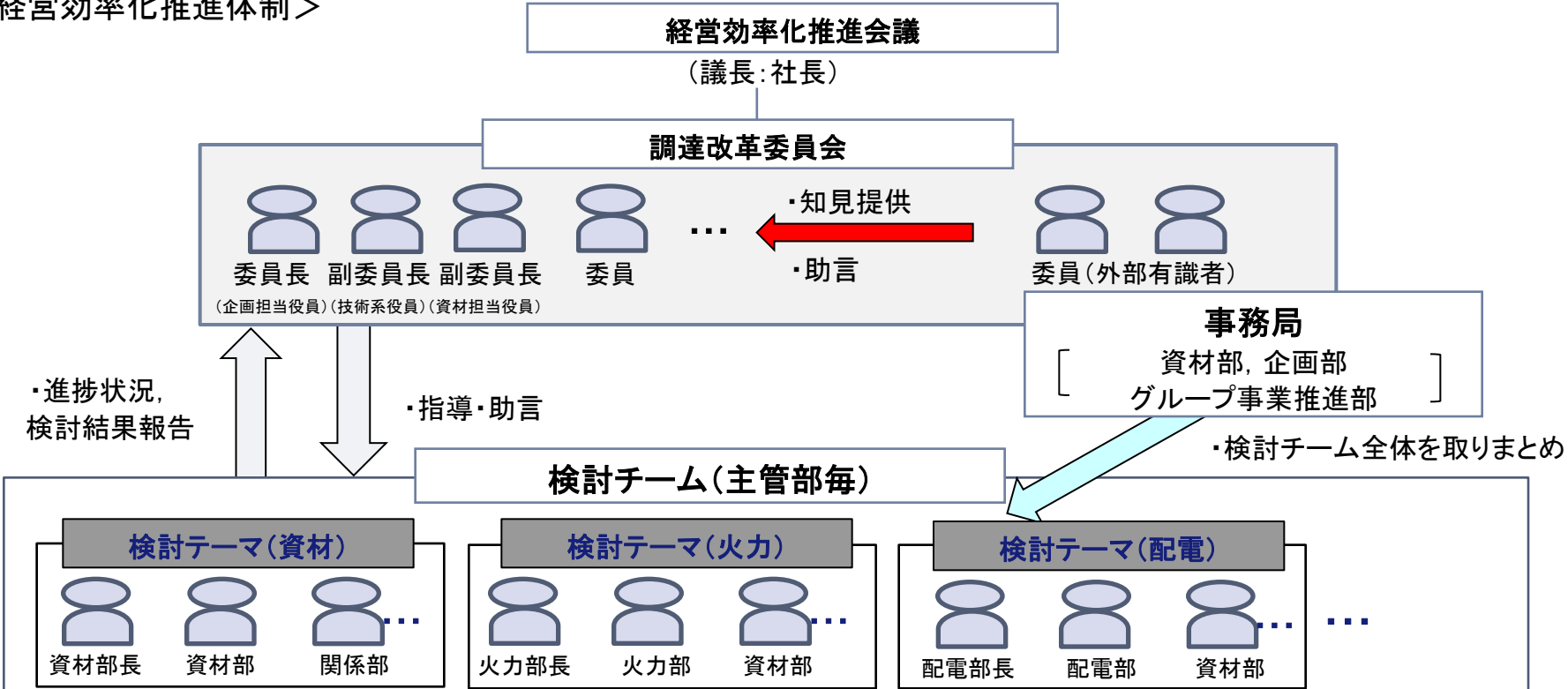
販売電力量 (792億kWh)	設備費等 7,685億円 (人件費・修繕費・減価償却費・ 公租公課・その他経費)	燃料費等 8,675億円 (燃料費・購入電力料・ 原子力バックエンド費用)
↓ ▲3.7% [▲2.8%]	↓ ▲3.2% [▲2.3%]	↓ +1.9% [+3.3%] ※[]内は規制部門
販売電力量 (763億kWh)	設備費等 7,440億円 (人件費・修繕費・減価償却費・ 公租公課・その他経費)	燃料費等 8,838億円 (燃料費・購入電力料・ 原子力バックエンド費用)

※控除収益等は除く

5. 経営効率化(経営効率化推進体制)

- 収支・財務体質を改善し、競争力の強化を図るため、平成25年7月に、社長を議長とする「経営効率化推進会議」の下に「調達改革委員会」を設置いたしました。
- 本委員会の下に、検討チームを複数組成し、3つの切り口(『買い方』を変える, 『買うモノ』を変える, 『買う量』を変える)から、原価算定期間において調達価格低減・競争発注拡大に向けた各種取り組みを進めてまいりました。

<経営効率化推進体制>



- 検討テーマごとに検討チームを組成。
- 各主管部長が検討の責任者(技術系の検討が主であるが, 事務系も検討テーマあり)
- 実務ワーキングにおいて, 主管部門と資材部門が自ら問題意識を持って協働で解決策を検討・具現化し, 実契約へ反映。成果を水平展開

5. 経営効率化(効率化の内訳)

- 当社は、電気料金に織り込んだ効率化額1,139億円を上回る1,179億円の効率化を達成しております。
- また、この他、457億円の緊急的な支出抑制・繰延べを行うなど、可能な限り費用の抑制に努めました。

(単位:億円)

項目	主な効率化内容	(A)効率化計画	(B)効率化実績	深掘額(B-A)	
① 構造的な 効率化	人件費	<ul style="list-style-type: none"> 給料手当の削減 退職給付制度, 福利厚生制度の見直し 採用数抑制による人員効率化 	403	270	▲133
	燃料費・ 購入電力料	<ul style="list-style-type: none"> 燃料価格の下落傾向を捉えた効果的なLNGスポット調達 亜瀝青炭の受け入れ拡大 高効率火力発電設備の稼働増 購入電力料の料金引下げ交渉 	316	544	228
	設備投資 関連費用	<ul style="list-style-type: none"> 新技術の採用や工事範囲の精査による工事仕様・工法の合理化 機器の劣化状況調査等に基づく最適な工事実施時期の見極め 競争発注の拡大 	95	43	▲52
	修繕費	<ul style="list-style-type: none"> 設備の劣化状況を見極めた工事範囲の精査 工事・点検周期の見直し, 工事仕様の合理化 競争発注の拡大 	135	148	13
	その他経費	<ul style="list-style-type: none"> 内容・仕様の見直し 競争発注の拡大 	184	174	▲10
	小計	※上記のほか、効率化計画には公租公課査定分として6億円を含む	1,139	1,179	40
	②緊急的な支出抑制・繰延べ				457
コスト削減額 合計(①+②)				1,636	

※緊急的な支出抑制・繰延べの主な内訳は、修繕費約297億円、その他経費約160億円

5. 経営効率化(リスクマップの活用)

- 経営効率化の取組みにあたっては、リスクの「影響度」および「発生頻度」から作成した下記「リスクマップ」(リスクなし, I, II, III, IVの5分類のリスクランクを設定)に基づき、各施策のリスクを可視化することで、実行可否の客観的な判断を行っております。
- また、緊急的な支出抑制・繰延べについては、供給支障に直結するおそれのある設備の信頼度維持対策を優先的に実施する一方、短期的には支障がないと判断される予防保全的な対策は後年度に繰り延べる、等の見極めを行ったうえで実施してまいりました。
- なお、緊急的な支出抑制・繰延べとして行ってきた施策についても、全社的・体系的に評価を精査・深掘りし、中長期的に効果が持続する構造的な効率化施策として定着させるべく、検討を進めております。

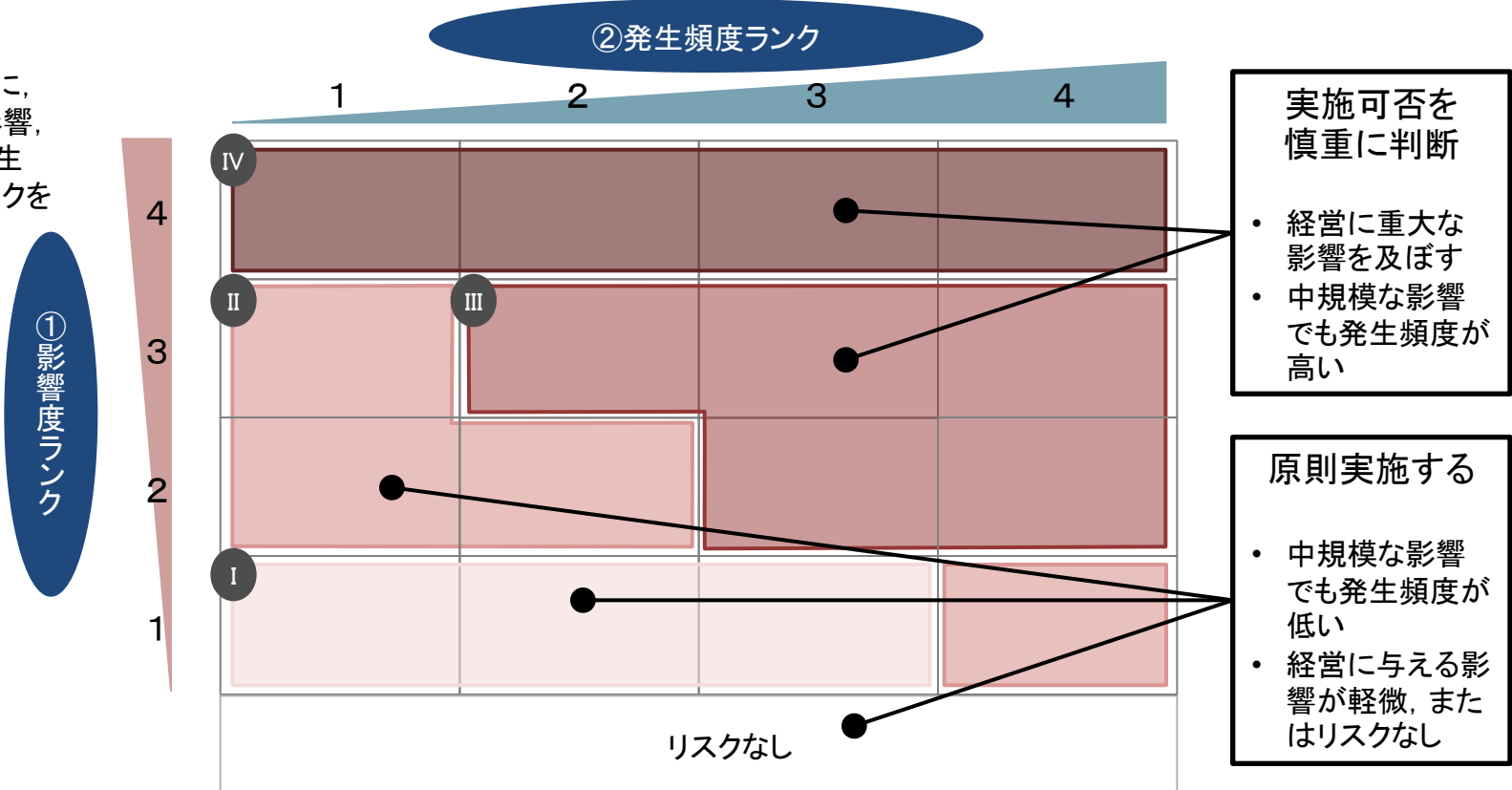
<リスクマップの活用プロセス>

STEP1.
調達件名・施策ごとに、
①影響度(経済的影響, 社会的反響), ②発生頻度の側面からリスクを評価。

STEP2.
評価結果をリスクマップにプロットし、各カテゴリの調達価格低減額を可視化。

STEP3.
リスクなし~リスクランクIIの施策は原則実施する。

リスクマップ(イメージ)

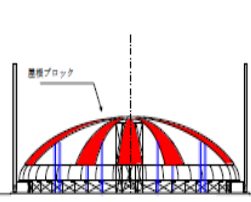
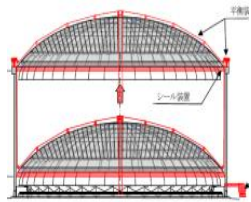
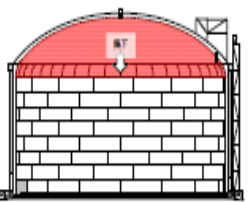
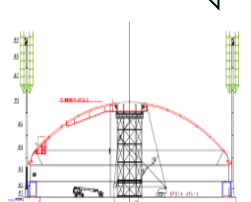
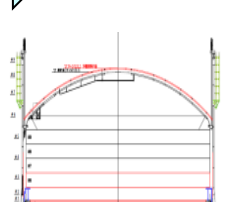



5. 経営効率化(主な効率化事例の紹介①)

[事例]新仙台火力発電所3号系列の早期営業運転開始

- 平成28年度までに全量営業運転を開始した、最新鋭のLNGコンバインドサイクル火力発電所の新仙台火力発電所3号系列については、当初の計画ではLNGタンクの組立工法を従来からの「エアレイジング工法」で建設することとしていました。
- 全体の建設工期に大きな影響を与えるLNGタンクの組立工法について、発電所の営業運転開始時期を早める観点から検討を続けた結果、世界で初となる「ジャッキアップ工法」を採用することを決定し、工期の途中から同工法による建設に見直しを行いました。
- また、輻輳する作業のきめ細やかな工程管理や、機械工事向けに重機や作業員を追加投入することで、運転開始時期の更なる早期化を目指しました。
- これらの結果、新仙台火力発電所3号系列は、当初計画を前倒しての営業運転開始を果たすことができ、燃料費の削減に寄与しております。

[営業運転開始時期:3-1号 平成28年7月 ⇒ 平成27年12月, 3-2号 平成29年7月 ⇒ 平成28年7月]

1. 従来工法(エアレイジング工法)	①内槽屋根工事 	②エアレイジング (屋根上昇) 	③最終仕上工事 (内槽側板と内槽屋根の上部接続) 	2. 新工法(ジャッキアップ工法)	①内槽屋根工事 	②外槽屋根工事 内槽側板工事 	③最終仕上工事 (内槽側板とアニュラ板の下部接続) 
	・シリーズ毎に順番に作業する必要 ①内槽屋根 ⇒②外槽屋根 ⇒③内槽側板	・タンク屋根浮上時間は、3時間程度			・並行作業が可能 ①内槽屋根 ②外槽屋根 ③内槽側板	・タンク屋根は、内槽側板工事に合わせてジャッキアップを繰り返して浮上	

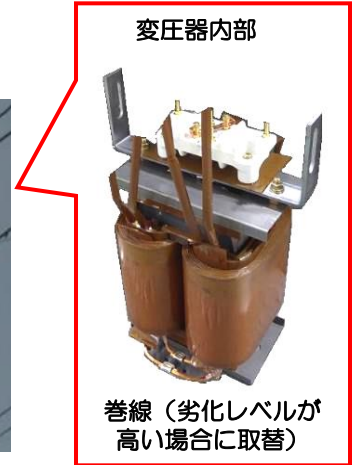
5. 経営効率化(主な効率化事例の紹介②)

[事例]柱上変圧器の再使用の拡大

- ・柱上変圧器は撤去後、一部の部品について劣化判定を行い、劣化度合いが低いものを修理のうえ、再使用しておりました。
- ・現在は、これまで取組んできた各部品の長期的性能評価の結果等を踏まえて、劣化度合いが高いものについて修理を行い、再使用の対象とする部品の範囲を拡大することで、資源の有効活用と工事費の抑制を図っております。

<再使用拡大のための取組み例>

部位	これまでの修理	現在の修理
変圧器ケース	劣化レベルが高い場合、変圧器ごと廃棄(劣化レベルが低い場合は再使用)	劣化レベルが高い場合、既存の塗膜を全て剥離後に再塗装またはケースを新品に取替
絶縁油	劣化レベルに依らず、全て新油に取替	劣化レベルが低い場合、一部を再使用
巻線	劣化レベルが高い場合、変圧器ごと廃棄	劣化レベルが高い場合、巻線を新品に取替のうえ変圧器を再使用



[事例]マイクロ波無線機関連機材購入の競争化(競争発注の拡大)

- ・支店単位で取引先を定めて特命発注としていたマイクロ波無線機に関する物品を競争発注とし、約30%の調達金額低減を図りました。
- ・競争導入にあたり、メーカーに発注していた回線設計を直営化したことで、回線設計費用の削減と当社社員の設計能力向上を図りました。



[事例]仕様見直しによる価格低減

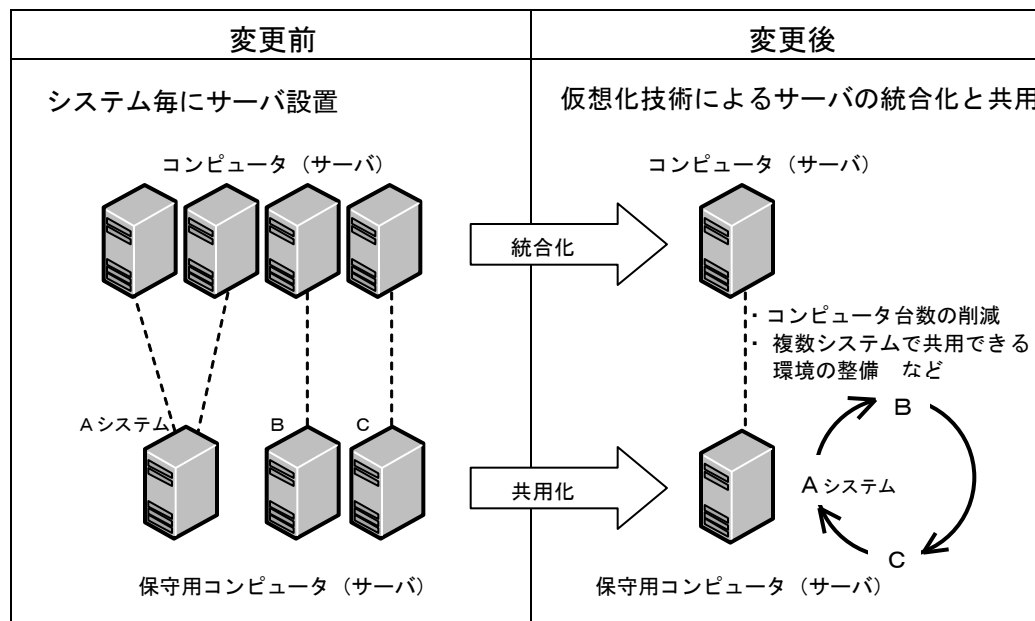
○変電機器

- 変圧器, 遮断器を中心とした仕様見直しに取り組み, 配電用変圧器のタンクへの海外製部材の採用, 超高圧遮断器・ガス絶縁開閉装置への新素材(ポリマー)ブッシングの採用などによりコスト低減を図りました。



○業務系コンピュータ

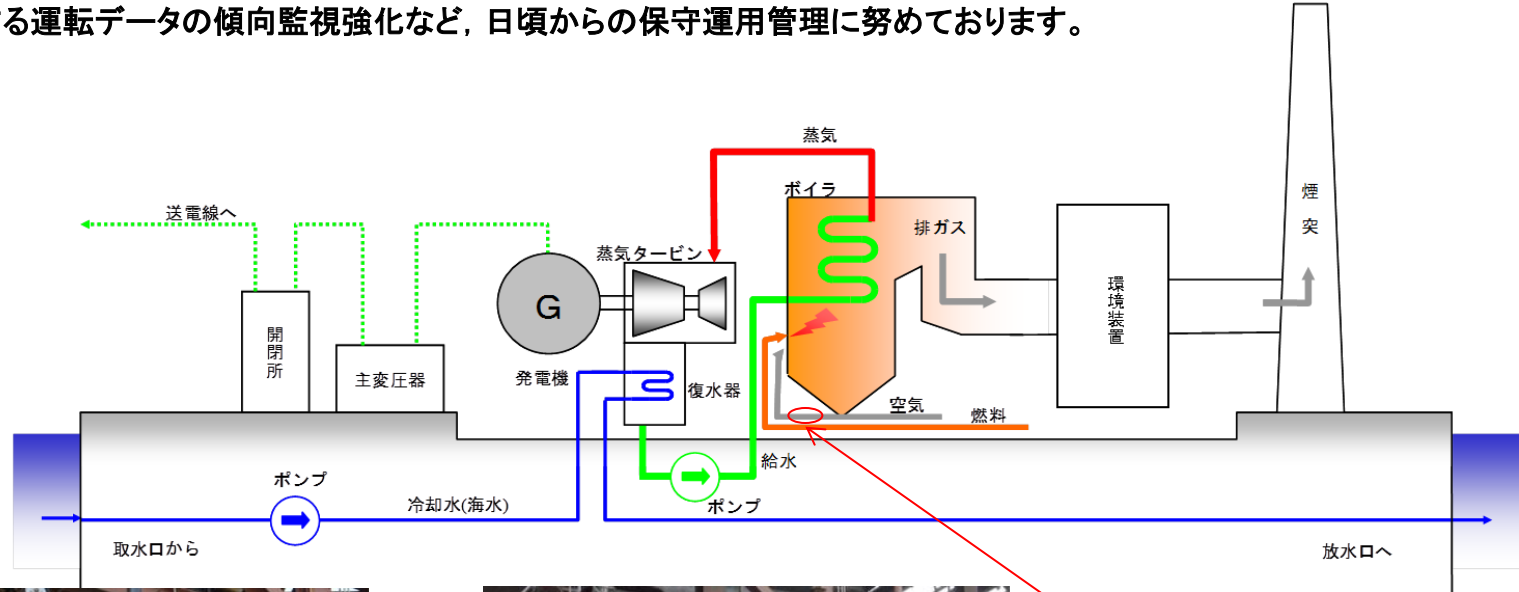
- 業務系コンピュータにおいて, 従来はシステム毎にサーバを設置していましたが, 最新の仮想化技術の採用や仕様の統一化等により, サーバを統合することでコスト低減を図りました。



5. 経営効率化(緊急的な支出抑制・繰延べ事例①)

[事例]秋田火力発電所4号機 ボイラー風道外装板補修の繰延べ

- ・秋田火力4号機は運転開始後30年以上経過しており、ボイラー風道に経年使用による腐食・劣化等が認められたことから、平成26年度の補修を計画しておりましたが、経過観察の結果、当該箇所の変色状況等に進展がなかったことから、補修時期を繰延べすることとしました。
- ・なお、こうした繰延べにより安定供給に影響を及ぼすことがないよう、サーモビジョンの活用による巡視点検の強化や、空気流量等に関する運転データの傾向監視強化など、日頃からの保守運用管理に努めております。



【写真①】平成26年5月撮影





【写真②】平成28年3月撮影

当該箇所(ボイラー風道)

5. 経営効率化(緊急的な支出抑制・繰延べ事例②)

[事例]柱上変圧器取替の繰延べ



- ・柱上変圧器については、定期的に巡視・点検を行いつつ劣化状況を管理しており、下図のような限度見本を活用し、『速やかに取替が必要なもの』と『劣化の進行度合いに応じて計画的に取替していくもの』に区分するとともに、このうち劣化度合いが比較的小さいと判断された柱上変圧器については、取替工事を繰延べするなどの対応を行いました。
- ・なお、こうした繰延べにより安定供給に影響を及ぼすことがないよう、日常的に劣化状況管理の精度向上に取り組んでおります。

劣化度合い	底面の状況	対 応
大		速やかに取替
小		計画的に取替

➡ **取替工事を繰り延べ**

[事例]雷害対策の繰延べ

- ・架空送電線路での雪害事故防止のため、相間スパーサ、ルーズスパーサ、ねじれ防止ダンパーの補修を計画的に実施してきておりましたが、雪害対策品の点検結果や線路毎の雪害事故実績等に基づき、安定供給の観点で特に優先的に実施すべき工事の見極めを行うとともに、優先度の低い工事については繰延べを行うなどの対応を行いました。

相間スパーサ	ルーズスパーサ
	
電線間に絶縁性のスパーサを取り付け、電線の動揺を抑制するとともに、電線間の接触を防止。	素導体把持部の半分が自由回転することで、揚力特性が変化し、ギャロッピングを抑制。

6. 電気料金の評価

- ・現行料金の原価算定期間(平成25年度～平成27年度)においては、既述のとおり、原子力発電所の停止に伴う燃料費の増加影響等があったものの、構造的な効率化の取組みに加え、緊急的な支出抑制・繰延べや、燃料費調整制度のタイムラグ影響といった一時的な収支改善要因があったことから、規制部門については3カ年全て、黒字を確保いたしました。
- ・この結果、大きく毀損した財務体質は回復基調にありますが、未だ震災前の水準に達していない状況にあります。また、競争環境が厳しさを増す中で、今後の環境変化や自然災害などの事業リスクへの対応力を強化する必要があります。

【参考】平成28年度第3四半期決算(個別)

経常利益	:676億円
四半期純利益	:486億円

- ・したがって、今後も、中長期的に効果が持続する構造的なコスト低減の更なる深掘りと、安全を最優先に原子力発電所の再稼働に向けてしっかりと取組みながら、経営基盤の安定化に努めてまいります。
- ・このように、当社は東日本大震災の影響等により大幅に毀損した財務体質が回復途上であることに加え、自然災害や競争環境の進展など、様々なリスクへの対応力の確保などの面から、経営基盤の回復を最優先に取り組んでいるため、電気料金については、当面は現行料金を維持してまいりたいと考えております。

(空白)

【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所について

・当社における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、これまで、「IR・会社情報」のカテゴリの「経営概況」ページに掲載しておりましたが、平成27年度分より、より多くの一般のお客さまに分かりやすく当該情報をご覧いただくことを企図し、「電気料金・ご契約」カテゴリ内の「個人のお客さま」ページ内に掲載箇所を変更いたしております。

【平成26年度分までの掲載場所】

より、そう、ちから。東北電力

サイトマップ お問い合わせ English 文字サイズ 小 中 大

各種お電話でお問い合わせ 電気の停止・開始のお申込み

電気料金・ご契約 省エネライフ・エネルギーソリューション **IR・会社情報** 原子力・環境・エネルギー 災害に備えて 地域とともに キッズ・広報紙

トップページ > IR・会社情報 > 経営方針 > 経営概況

経営方針

会社概要

経営方針

関連情報

- 株主・投資家のみならず
- 企業グループ情報
- お近くの営業所
- PR館のご案内
- 採用情報
- プレスリリース

経営概況 ～収支状況と経営効率化の取組み状況～（平成28年4月）

I.	> 収支の状況 (PDF 440KB)
II.	> 電気料金について (PDF 765KB)
III.	> 経営効率化の取組み状況 (PDF 1,112KB)
IV.	> 今後の経営効率化の取組み (PDF 1,537KB)
V.	> 経営の力点 (PDF 936KB)
VI.	> 平成28年度発電・小売事業供給計画の概要 (PDF 602KB)

> [全ページのダウンロード \(PDF 6,009KB\)](#)

部門別収支の算定結果等

> [平成26年度部門別収支の算定結果等について](#)

【平成27年度分からの掲載場所】

より、そう、ちから。東北電力

サイトマップ お問い合わせ English

電気料金・ご契約 省エネライフ・エネルギーソリューション IR・会社情報

電気のごあんない【個人のお客さま】

電気のごあんない【法人のお客さま】

電気のごあんない【法人のお客さま】

法人・個人ユーザーや電気料金

- 電気料金
- 電気料金
- 契約のご

より、そう、ちから。東北電力

電気料金・ご契約 省エネライフ・エネルギーソリューション IR・会社情報 原子力・環境・エネルギー

トップページ > 電気料金・ご契約 > 電気のごあんない【個人のお客さま】 > 部門別収支の算定結果等

電気料金・ご契約

個人のお客さま

- よりそうeねっと
- 電気料金プラン
- 電気料金のしくみ
- 電気供給約款等
- 電気料金の事後評価
- 部門別収支の算定結果等

部門別収支の算定結果等

> [平成27年度部門別収支の算定結果等について](#)