

# 電気料金の評価について

2016年4月14日

東京電力ホールディングス株式会社  
東京電力エナジーパートナー株式会社

1. 2012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 ~ P5
原価算定期間3カ年における収支実績	P4
【参考】各年度の収支実績	P5
3. 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P6 ~ P7
規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因	P6
【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)	P7
4. 料金原価・実績比較	P8 ~ P17
前提諸元等	P8
概観	P9
各費目の内訳 ~	P10 ~ P11
実績が原価を上回った費目:人件費 ~	P12 ~ P13
実績が原価を上回った費目:燃料費・購入電力料等 ~	P14 ~ P16
kWh当たり単価	P17
5. 経営効率化	P18 ~ P21
料金改定時の計画とその後の深化	P18
計画からの深掘り	P19
深掘内容の内訳 ~	P20 ~ P21
6. 電気料金の評価	P22
7. 部門別収支等のホームページ公表箇所について ~	P24 ~ P25
8. 緊急避難的なコスト削減の実施による安定供給への影響 ~	P26 ~ P27
9. 電源構成等の開示	P28
【参考】これまでの開示情報(電源構成、CO2排出原単位)	P29 ~ 30
10. 事業団体費に係る会計上の整理	P31
11. 利益の使途に係る説明 ~	P32 ~ P33

# 1. 2012年料金改定の概要

- 当社は、2012年5月11日に経済産業大臣宛てに、原価算定期間を2012年度から2014年度の3カ年とする平均10.28%の規制部門料金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16.39%)
- 公聴会、電気料金審査専門委員会、消費者庁でのチェックポイントにもとづく検証等を経て、同年7月25日に同大臣より、規制部門で平均8.46%の値上げをお願いさせていただき、同年9月1日より実施をさせていただいております。(自由化部門は14.90%)

## <前提諸元>

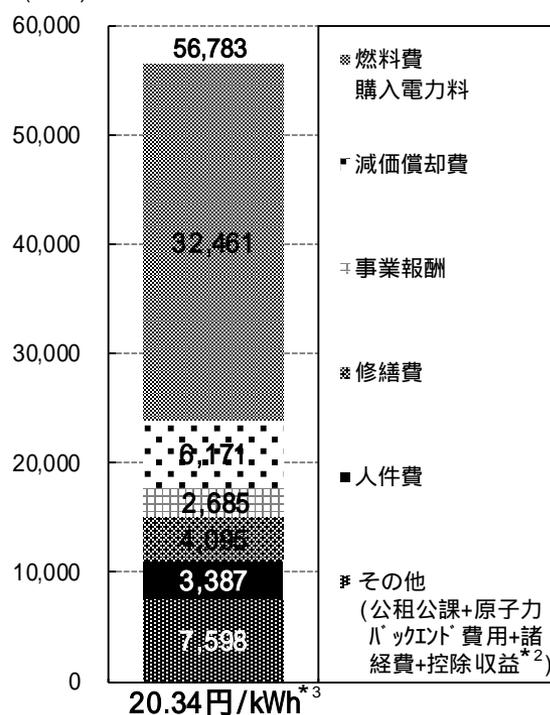
	2012	2014年度
販売電力量 (億kWh)		2,773
為替レート (円/\$)		78.5
原油価格 (\$/b)		117.1
原子力利用率 (%)		18.8
事業報酬率 (%)		2.9
平均経費人員 (人)		36,283

## <原価の内訳>

		(億円)	
		2012	2014年度
人	件 費		3,387
燃	料 費		24,585
	火力燃料費		24,475
	核燃料費		110
修	繕 費		4,095
資	本 費		8,855
	減価償却費		6,171
	事業報酬		2,685
購	入 電 力 料		7,876
公	租 公 課		3,013
原	子 力 ハ ッ ク イ ン ト 費 用		667
諸	経 費		6,431
	委託費		2,282
	一般負担金		567
	上記以外		3,581
控	除 収 益		2,128
総	原 価 *1		56,783

経 営 効 率 化 額	2,785
査 定 額	841

(億円)



\*1 総原価は効率化額および査定額反映後の値

\*2 接続供給に伴う託送収益は除く

\*3 原価単価

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

$$= (56,783 \text{ 億円} - 385 \text{ 億円}) \div 2,773 \text{ 億kWh}$$

$$= 20.34 \text{ 円/kWh}$$

いずれも数値は3カ年平均値

販売電力量の内訳は、規制部門が1,057億kWh、自由化部門が1,716億kWh。

燃料費の算定諸元となる原油価格・為替レートは、燃料費調整との整合を踏まえ、申請時期の直近3カ月の貿易統計価格(2012/1~2012/3平均値)を参照。

柏崎刈羽原子力発電所の稼働については、安全・安心を確保しつつ、地元のご理解をいただくことを大前提とし、2013年4月から順次再稼働がなされるものと仮定。具体的には、柏崎刈羽1・5・6・7号機は2013年度から順次、同3・4号機は2014年度から順次、稼働がなされるものと仮定。

<織込んでいた原子力利用率>

2012年度:0% 2013年度:22% 2014年度:35%  
原子力利用率の算定においては、福島第一1~4号機を除く。(同5・6号機は含む)

( 空白 )

## 2. 原価算定期間3カ年における収支実績

- n 経済産業省令(一般電気事業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480億円の当期純利益、自由化部門においては 480億円の当期純損失となりました。
- n 原子力発電所の全機停止により燃料費が増加するなか、緊急避難的な繰り延べを含む徹底したコスト削減に努めたことなどから、規制部門においては黒字(利益率1.7%)となりましたが、自由化部門においては、燃料費の負担増が規制部門に比べて収支に大きく影響したことなどにより赤字(利益率1.6%)となりました。
- n なお、規制部門・自由化部門合計ではほぼ収支中立となりました。

(いずれも数値は3カ年平均値。次ページ以降も同様。)

### < 当期純利益または純損失 >

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益	27,787	30,378	58,166
費用	27,307	30,859	58,167
当期純損益 = -	480	480	0
利益率 = /	1.7%	1.6%	0.0%

算定結果については、毎年ホームページにて公表

(億kWh)

販売電力量	1,039	1,600	2,639
-------	-------	-------	-------

## &lt; 2012年度 &gt;

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益	26,564	28,226	54,791
費用	27,438	30,865	58,304
当期純損益 = -	873	2,639	3,513
利益率 = /	3.3%	9.4%	6.4%

## &lt; 2013年度 &gt;

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益	28,523	31,166	59,690
費用	27,318	31,364	58,682
当期純損益 = -	1,205	197	1,007
利益率 = /	4.2%	0.6%	1.7%

## &lt; 2014年度 &gt;

(億円)

	規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A) + (B)
収益	28,275	31,743	60,018
費用	27,166	30,348	57,514
当期純損益 = -	1,109	1,395	2,504
利益率 = /	3.9%	4.4%	4.2%

### 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、原子力停止に伴う燃料費の増加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<sup>\*2</sup>の占める割合が高いため、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。
- 上記にお示した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大きく縮小するものと試算されます。

\*1 可変費... 燃料費等、販売電力量に応じて発生する費用

\*2 固定費... 設備費等、販売電力量にかかわらず発生する費用

#### < 主な乖離要因の影響試算 >

	燃料費負担 増の影響	コスト削減 深掘りの影響	合計 +	2012-2014 年度	2012-2014 年度 ( + 補正後)
規制部門	954 ( 3.4%)	+2,170 (+7.8%)	+1,216 (+4.4%)	480 (1.7%)	736 ( 2.7%)
自由化部門	1,467 ( 4.8%)	+2,020 (+6.7%)	+553 (+1.8%)	480 ( 1.6%)	1,033 ( 3.4%)

乖離要因については、毎年ホームページにて公表

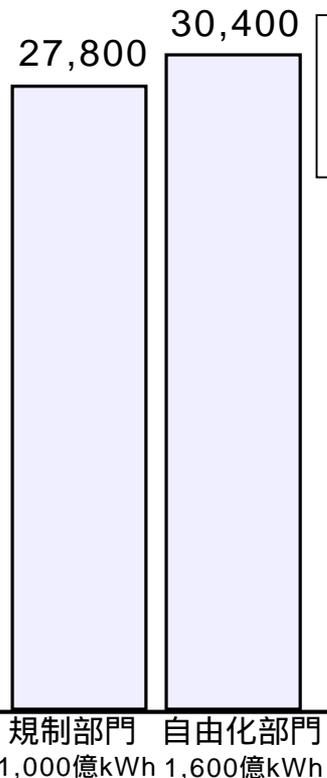
# 【参考】規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因 (イメージ)

< 売上高 >

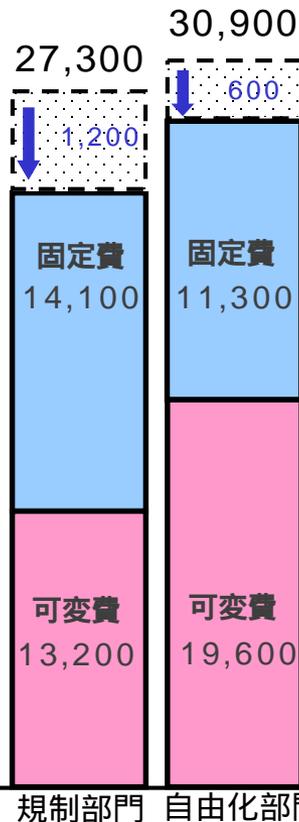
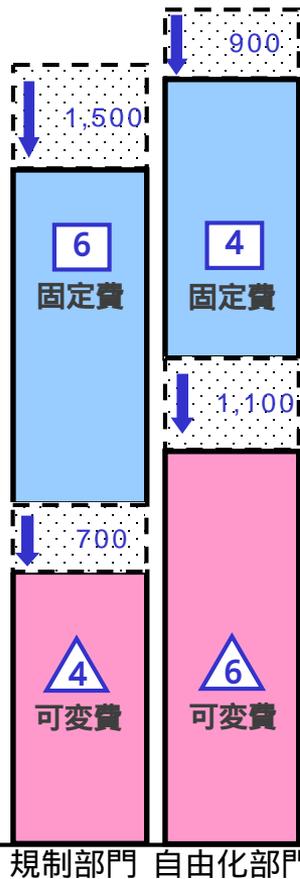
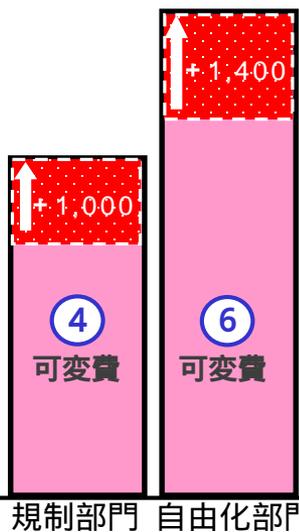
< 費用 >

< 収支 >

(単位：億円)



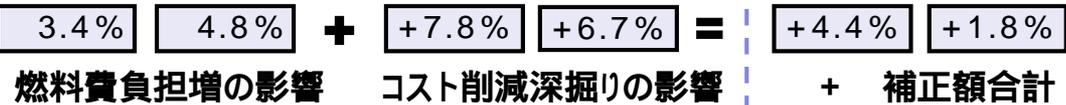
可変費...燃料費等  
販売電力量に応じて発生  
固定費...設備費等  
販売電力量にかかわらず発生



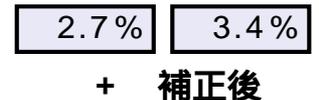
自由化部門は規制部門に比べ、電気料金のうち可変費の占める割合が高いため、原子力停止に伴う燃料費負担増の影響が相対的に大きい

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、コスト削減深掘りの影響が相対的に大きい

売上高利益率への影響



補正前



主な要因を補正することにより、利益率の乖離は大きく縮小するものと試算

+ 補正後

# 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( 134億kWh, 4.8%)、為替レートは大幅な円安(+19.1円/\$, +24.3%)、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 >

	原価	実績	差異	-
販売電力量 (億kWh)	2,773	2,639	134	
為替レート (円/\$)	78.5	97.6	19.1	
原油価格 (\$/b)	117.1	108.5	8.6	
原子力利用率 (%)	18.8	-	18.8	
平均経費人員 (人)	36,283	35,393	890	

### < 需給バランス >

	原価	実績	差異	-
発電電力量 (億kWh)	3,008	2,851	158	
水力	111	106	5	
火力	2,199	2,224	25	
石炭	157	183	26	
石油	377	294	83	
LNG	1,665	1,747	82	
原子力	239	-	239	
その他 (他社購入・販売等)	459	520	61	

### < 経営効率化 >

	原価	実績	差異	-
経営効率化額 (億円)	2,785	6,975	4,190	

経営効率化については、P18～P21に記載

### < 主な変動要因 >

為替レートの円安化 (+24.3%)

原油CIF価格の下落 (7.3%)

節電や生産水準の低下による  
販売電力量の減少 (4.8%)

原子力発電所の停止

徹底したコスト削減への  
最大限の取り組み

徹底した業務効率化による  
人員削減・希望退職の実施等

経済性に優れる電源 (石炭・LNG  
火力、IPP・自家発) の活用による  
石油火力の焚き減らし

# 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、先述のとおり、当期純損益ベースでほぼ収支中立となりました。

< 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  
 10億円丸め

燃料費調整による収入の増	+ 3,470億円		
販売電力量減少に伴う収入の減 <small>(織込収入単価)</small> 134億kWh × 20.3円/kWh	2,720億円	燃料価格の変動(為替レート, 原油CIF)による影響	40億円
原油CIF価格下落に伴う燃料費の減 <small>(織込原油価格 実績原油価格)</small> 117.1\$/b 108.5\$/b	+ 1,420億円		
為替レートの円安化に伴う燃料費の増 <small>(織込為替レート 実績為替レート)</small> 78.5円/\$ 97.6円/\$	4,930億円	販売電力量の減少による影響	1,100億円
販売電力量減少に伴う燃料費の減 <small>(織込火力平均単価(販売端))</small> 134億kWh × 12.1円/kWh	+ 1,620億円		
柏崎刈羽原子力の停止に伴う燃料費の増 <small>(織込火力平均単価 - 織込原子力平均単価)</small> 239億kWh × 9.4円/kWh	2,250億円	原子力発電所の停止による影響	2,250億円
コスト削減深掘りによる費用の減	+ 4,190億円	査定を上回る徹底したコスト削減による影響	+ 3,350億円
料金査定による影響	840億円		
その他	+ 40億円		

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、徹底したコスト削減への取り組みにより挽回

## 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や減価償却費などは減少したものの、燃料価格の変動や原子力発電所の停止に伴い燃料費や購入電力料が大幅に増加し、規制部門・自由化部門合計で2,811億円（規制部門：1,324億円、自由化部門：1,487億円）増加いたしました。

（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	2,165	2,216	51	1,222	1,306	85	3,387	3,523	136	処遇制度の改編による増等
燃料費	9,591	11,195	1,605	14,995	16,653	1,659	24,585	27,849	3,264	原子力発電所の停止に伴う火力 焚き増しによる増等
修繕費	2,556	2,125	430	1,540	1,176	363	4,095	3,302	793	工事・点検の中止・実施時期の 見直しによる減等
減価償却費	3,275	3,238	37	2,896	2,837	58	6,171	6,075	95	設備投資削減による減等
購入電力料	3,293	3,634	342	4,583	4,945	362	7,876	8,579	704	自家発火力からの受電増等
公租公課	1,383	1,366	17	1,574	1,510	63	2,957	2,877	79	販売電力量の減による電源開発 促進税の減等
原子力バック アップ費用	261	280	19	406	401	5	667	681	14	解体引当金に係る会計制度変 更による増等
諸経費 【P11参照】	3,622	3,411	210	2,800	2,670	130	6,422	6,082	340	徹底したコスト削減による減等
電気事業 営業費用合計	26,146	27,469	1,324	30,016	31,502	1,487	56,161	58,971	2,811	

：実績が原価を上回った費目（P12～P16参照）

## 4. 料金原価・実績比較（各費目の内訳）

■ 諸経費については、料金改定時の想定原価と比較して、諸費・委託費等が増加したものの、徹底したコスト削減に努めたことにより、トータルでは減少（340億円）いたしました。

### < 諸経費（再掲） >

（億円）

	規制部門 + 自由化部門		
	原価	実績	差異
廃棄物処理費	145	127	18
消耗品費	201	165	36
補償費	59	62	3
賃借料	1,454	1,391	62
託送料	200	194	6
事業者間精算費	33	32	1
委託費	2,282	2,308	26
損害保険料	41	37	3
原賠・廃炉等支援機構一般負担金	567	507	60
原賠・廃炉等支援機構特別負担金	-	-	-
普及開発関係費	25	22	3
養成費	32	21	11
研究費	170	147	23
諸費	229	355	127
うち寄付金	-	0.7	0.7
うち団体費	9	26	18
電気料貸倒損	24	23	1
固定資産除却費	942	681	261
共有設備費等分担額	32	27	4
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	11	4
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	7	6	1
再エネ特措法納付金	-	-	-
電力費振替勘定(貸方)	1	5	4
諸経費計	6,422	6,082	340

### < 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	1,577	1,923	346
託送収益	30	39	9
電気事業雑収益	517	563	46
その他	3	3	0
控除収益計	2,128	2,529	402

【実績が原価を上回った項目の主な差異要因】

補償費 [ +3億円 ]

・ 資産売却（社宅等）に伴い発生した一過性の損失補償

委託費 [ +26億円 ]

・ 賠償対応費用の増

諸費 [ +127億円 ]

・ 炭素クレジット償却額の増 [ +42億円 ]

…炭素クレジットについては、取得時に無形固定資産として資産計上し、使用時に諸費として費用計上

・ セキュリティ強化に向けたWindows8PC導入による費用の増 [ +11億円 ]

・ 寄付金 [ +0.7億円 ] : 少額電気料金の消却費（料金原価に未算入）等

・ 団体費 [ +18億円 ] : 各種事業団体への支出（一部料金原価に未算入）

- 当社は、料金査定を踏まえた年収削減や1,000人を超える希望退職などの方策により、効率化の深掘りに努めてまいりました。
- 一方で、新・総合特別事業計画(2014年1月15日主務大臣認定)に基づく、コスト削減計画の超過達成分の一部を原資とする「処遇制度の改編」を実施したことにより、人件費は136億円増加いたしました。

給与・賞与の削減:2011年度6月より、一般職 20%・管理職 25%水準

(年収削減) 2012年度より、一般職 20%・管理職 30%水準(料金査定を踏まえた対応)

2014年度下期より、一般職・管理職共に 14%水準(処遇制度の改編)

人員削減:総合特別事業計画における2013年度末までの削減目標(単体 3,600人、連結 7,400人)を達成後、1,000人超の希望退職(2014年度)等を通じ、同計画における10年間の人員削減目標を7年前倒しで達成

<人件費>

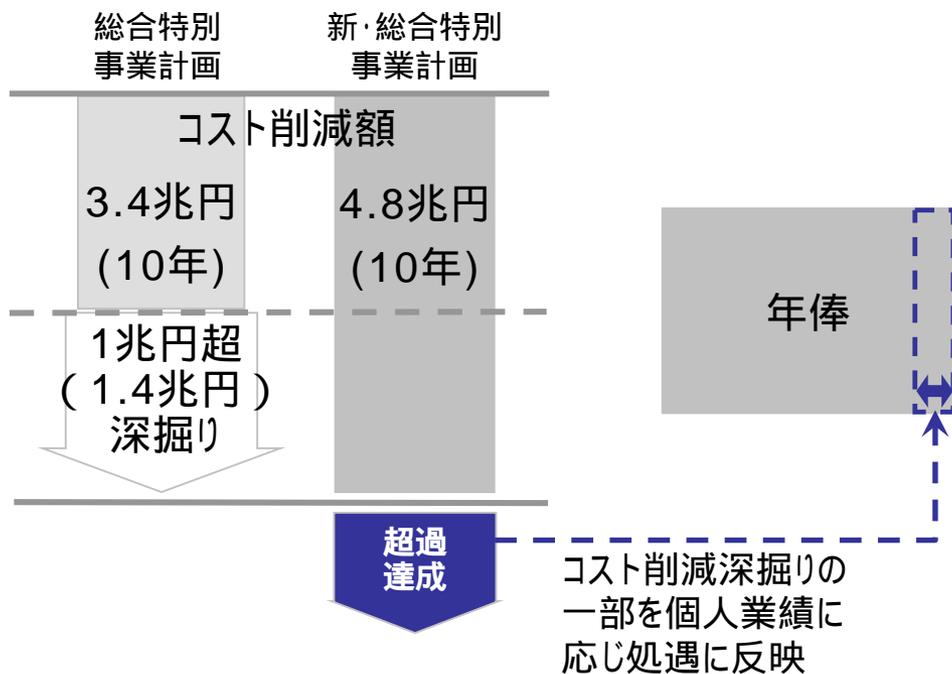
(億円)

	原価	実績	差異	備考
役員給与	-	2	2	社外取締役のみで構成される報酬委員会において役員報酬を決定し支出したため
給料手当	2,385	2,488	103	処遇制度の改編による増 等
退職給与金	322	324	2	数理計算上の差異償却が発生したことによる増 等
厚生費	436	448	13	処遇制度の改編による給料手当の増に伴う法定厚生費の増 等
その他	244	259	16	雑給人員(他企業からの出向受入者等)の増 等
人件費合計	3,387	3,523	136	

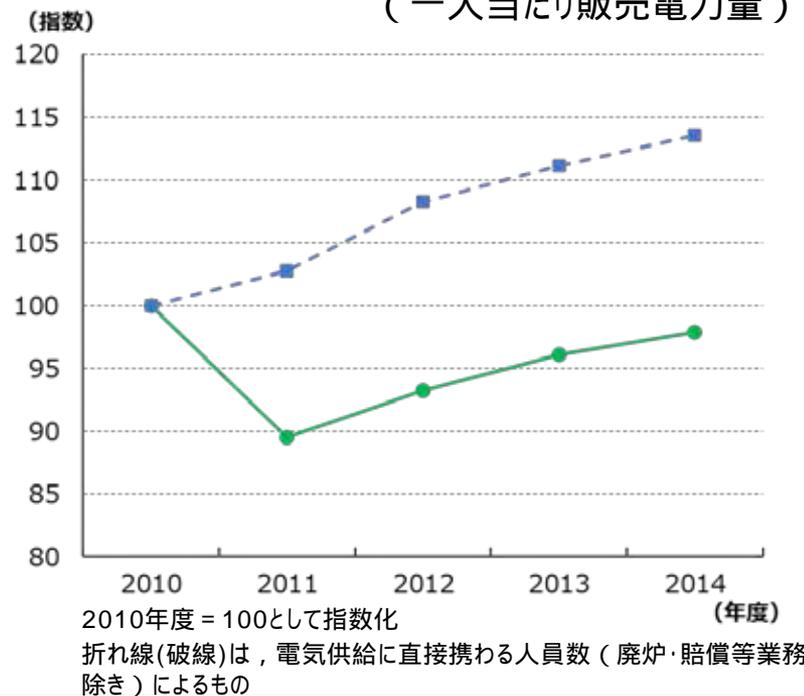
給料手当には給料手当振替額(貸方)を含む

- 当社は、かねてより、年収削減の長期化、限られた人員での業務継続および将来への不安等から、将来の経営を担う若手を含め、有能な人材の流出が高水準で継続するなど、人材面の劣化が加速し、事業運営へ影響を及ぼすことが懸念されておりました。
- こうしたなか、事故責任の貫徹と企業価値向上に向け社員が意欲を持てる企業に早期転換すべく、新・総合特別事業計画の「人事改革」の一環として、同計画によるコスト削減の超過達成分の一部を個人業績に応じ処遇に反映するしくみを導入いたしました(処遇制度の改編)。
- なお、当社の労働生産性(一人当たり販売電力量)は、希望退職をはじめとした人員削減により、概ね震災前水準まで回復し、特に電気供給に直接携わる人員の労働生産性は、震災前より一貫して向上しております。

## 【「処遇制度の改編」実施イメージ】



## 【労働生産性の推移】 労働生産性指数の年度推移 (一人当たり販売電力量)



## 4 . 料金原価・実績比較 (実績が原価を上回った費目:燃料費・購入電力料等 ) 14

- 燃料費・購入電力料等については、料金改定時の想定原価と比較して、経済性に優れる電源の活用等に努めたものの、燃料価格の変動や原子力発電所停止の影響により、火力燃料費(+3,374億円)および購入電力料(+704億円)が、大幅に増加いたしました。

< 燃料費・購入電力料・原子力バックエンド費用 >

(億円)

	原価	実績	差異	備考
燃料費	24,585	27,849	3,264	
火力燃料費	24,475	27,849	3,374	
石炭	690	699	10	計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し
石油	5,987	5,059	927	経済性に優れる電源の活用による焚き減らし
L N G	17,764	22,067	4,303	計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し
その他	35	22	12	
核燃料費	110	-	110	原子力発電所の停止による減
購入電力料	7,876	8,579	704	
うち 自家発火力	576	1,207	632	安価な自家発火力からの受電増
うち スポット取引等	56	243	187	卸電力取引所の積極的な活用による増
原子力バックエンド費用	667	681	14	
うち 原子力発電施設解体費	53	110	58	解体引当金に係る会計制度変更による増
うち 使用済燃料再処理等費等	615	571	43	原子力発電所の停止による減
合計	33,129	37,111	3,982	

## 4 . 料金原価・実績比較 (実績が原価を上回った費目:燃料費・購入電力料等 ) 15

- 燃料費・購入電力料については、原子力発電所の停止に伴う火力発電の焚き増しおよび為替レートの円安化の要因により、大幅に費用が増加いたしました。が、経済性に優れる電源の活用などにより、可能な限り費用の抑制に努めました。

	具体的な取り組み
石炭	<p>計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し</p> <p>...点検方法見直しによる定期点検工期短縮や、広野6号・常陸那珂2号について、当初の計画を更に精査し、工程の組み替え、夜間・休日を活用した作業時間の拡大等を実施することで、1カ月程度試運転開始の前倒しを実現したこと等により、石炭火力発電量を計画値の157億kWh/年から183億kWh/年へ増加</p>
石油	<p>経済性に優れる電源の活用による焚き減らし</p> <p>...石炭火力の稼働率向上・試運転の前倒し、安価な自家発火力からの受電増等により、石油火力発電量を計画値の377億kWh/年から294億kWh/年へ減少</p>
L N G	<p>計画を上回る稼働率向上、試運転の前倒し</p> <p>...千葉火力・鹿島火力のコンバインドサイクル化工事について、メーカー等との協力により、夜間作業も交えることで、1カ月程度試運転開始の前倒しを実現したこと等により、L N G火力発電量を計画値の1,665億kWh/年から1,747億kWh/年へ増加</p>
自家発火力 スポット取引	<p>安価な自家発火力からの受電増</p> <p>卸電力取引所の積極的な活用による増</p> <p>...割高な自社電源を焚き減らすため、安価な他社電源・卸電力取引所からの購入量を増加</p>

## 4. 料金原価・実績比較 (実績が原価を上回った費目:燃料費・購入電力料等) 16

- 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を優先的に消費、残りの所要量を石油の順にて賄っております。

< 当社メリットオーダーの実績 (2012～2014年度) >

