

# 電気料金の評価について

平成29年12月12日  
中部電力株式会社

1 . 平成26年料金改定の概要	P2
2 . 原価算定期間3ヶ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 ~ 8
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】費用整理見直しの影響	P6
【参考】固定費配分時の需要補正による影響	P7
【参考】各年度の部門別収支実績	P8
4 . 料金原価・実績比較	P10 ~ 19
前提諸元など	P10
概観	P11
各費目の内訳	P12
実績が原価を上回った費目：人件費	P14 ~ 15
実績が原価を上回った費目：修繕費	P16
実績が原価を上回った費目：購入電力料	P17
実績が原価を上回った費目：その他経費	P18
kWh当たり単価	P19
5 . 経営効率化	P20 ~ 29
目標の達成状況	P20
経営効率化推進体制	P21
主な効率化事例の紹介	P22 ~ 29
6 . 利益の使途、収支見通しおよび電気料金の評価	P30
【参考】部門別収支等のホームページ公表箇所	P31

# 1 | 平成26年料金改定の概要

- 1 当社は、平成25年10月29日に経済産業大臣宛てに、原価算定期間を平成26年度から28年度の3ヶ年とする平均4.95%の規制部門料金の値上げ認可を申請させていただきました。（自由化部門は平均8.44%）
- 1 電気料金審査専門委員会および公聴会、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、平成26年4月18日に経済産業大臣より、規制部門で平均3.77%の値上げを認可いただき、同年5月1日から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7.21%）

## 原価算定の前提諸元

	原価前提
販売電力量（億kWh）	1,262
原油価格（\$ / b）	105.5
為替レート（円 / \$）	99
原子力利用率（%）	12.4
事業報酬率（%）	2.9
経費対象人員（人）	17,975

販売電力量は、自社消費分を除く。

低圧部門の販売電力量は407億kWh（うち、特定小売に相当する販売電力量は306億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、申請時点の直近3ヶ月の貿易統計価格（平成25年6～8月平均値）を参照。

原子力発電所の再稼働については、浜岡4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定。5号機については、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定せず。

端数処理の関係で、合計・差引等が一致しないことがある。  
（以降のページも同様）

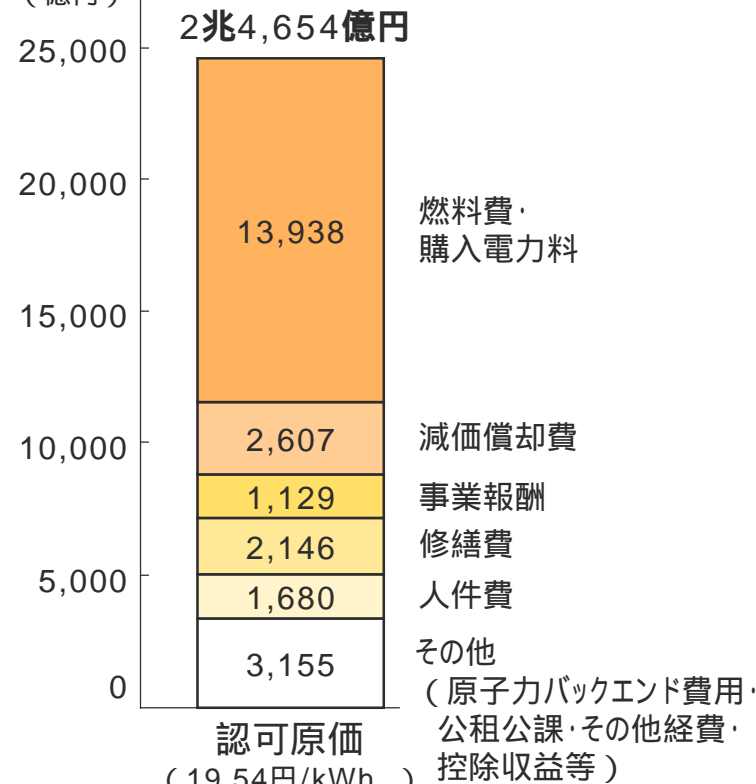
## 原価の内訳

（単位：億円）

	認可原価
人件費	1,680
燃料費	12,251
修繕費	2,146
資本費	3,735
減価償却費	2,607
事業報酬	1,129
購入電力料	1,687
公租公課	1,483
原子力バックエンド費用	173
その他経費	2,108
控除収益	529
総原価	24,733
接続供給託送収益	79
小売対象原価 = +	24,654

経営効率化額	1,915
（再掲）査定額	282

（億円）



（ ）原価単価  
 = 小売対象原価 ÷ 販売電力量  
 = 24,654億円 ÷ 1,262億kWh  
 = 19.54円 / kWh

## 2 | 原価算定期間3ヶ年における収支実績

- 1 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、規制部門の電気事業利益は286億円、自由化部門の電気事業利益は933億円となりました。
- 1 原子力発電所の再稼働遅延による需給関係費（燃料費・購入電力料）の増加影響はあるものの、料金値上げ時に反映した経営効率化（1,915億円）の達成とさらなる深掘りを目指し、燃料費の削減や資機材・役務調達コストの削減などにグループ丸となって取り組んできたことや、燃料価格下落に伴う燃料費調整制度のタイムラグ影響などから、規制部門、自由化部門の電気事業損益はともに黒字となりました。

（単位：億円）

	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A + B)
電気事業収益	8,208	13,849	22,058
電気事業費用	7,922	12,916	20,838
電気事業損益 = -	286	933	1,219
利益率 = /	3.5%	6.7%	5.5%
（参考：3ヶ年単純平均利益率）	（3.2%）	（6.9%）	（5.7%）

（単位：億kWh）

販売電力量	340	884	1,224
-------	-----	-----	-------

いずれも数値は平成26～28年度の3ヶ年平均値。以降のページも年度記載がない場合は同様。

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、財務収益を加算したもの。

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、電気事業財務費用を加算したもの。  
端数処理の関係で、合計・差引等が一致しないことがある。

### 3 | 規制部門と自由化部門の利益率の乖離要因

- 1 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、燃料費調整制度のタイムラグ影響が相対的に大きく影響したことに加え、省令改正に伴い費用整理を見直したことで、規制部門に配分される費用が増加した影響などによるものです。
- 1 上記のような主な要因が無かったと仮定いたしますと、規制部門と自由化部門の利益率の乖離は縮小します。

主な乖離要因の影響試算

(単位：億円)

	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A + B)
燃 調 タイム ラ グ の 影 響	182	403	586
費 用 整 理 見 直 し の 影 響	63	63	-
固定費配分時の需要補正による影響	15	15	-
料金値上げ実施遅れの影響	13	-	13

平成26年に料金値上げを実施させていただいた際、自由化部門は4月1日から実施した一方、規制部門は5月1日から実施したことによる影響。

電気事業損益（実績）	286 (3.5%)	933 (6.7%)	1,219 (5.5%)
------------	---------------	---------------	-----------------

( )は電気事業損益率

電気事業損益 ( ~ の影響が無かったと仮定)	195 (2.2%)	450 (2.9%)	645 (2.6%)
----------------------------	---------------	---------------	---------------

端数処理の関係で、合計・差引等が一致しないことがある。

# 【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）

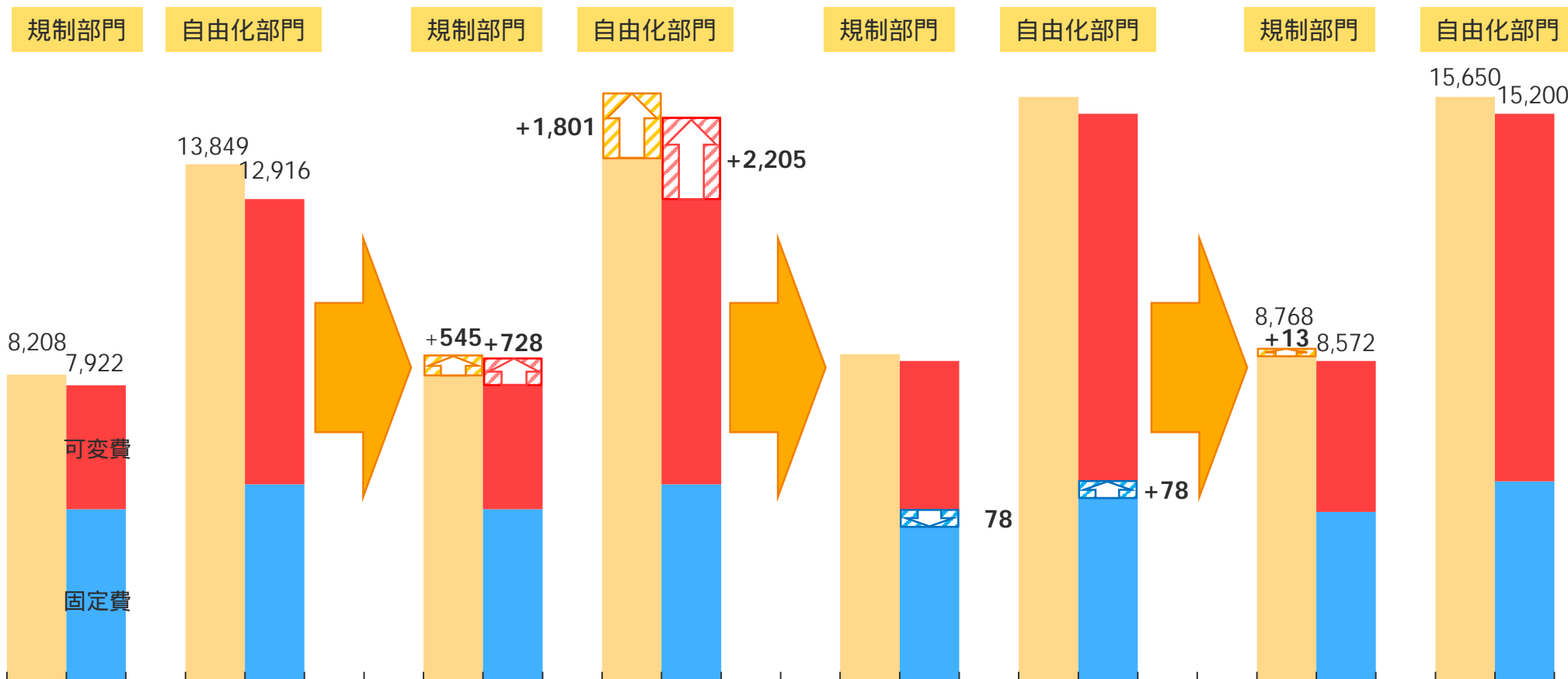
<実績>

<燃調タイムラグの影響>

費用整理見直しの影響・  
固定費配分時の需要補正による影響

<料金値上げ実施遅れの影響>

(単位：億円)



	規制部門		自由化部門		規制部門		自由化部門		規制部門		自由化部門	
	収益	費用	収益	費用	収益	費用	収益	費用	収益	費用	収益	費用
利益	286	933	103	529	181	450	195	450	195	450	195	450
利益率	3.5%	6.7%	1.2%	3.4%	2.1%	2.9%	2.2%	2.9%	2.2%	2.9%	2.2%	2.9%

可変費：販売電力量や需給バランスに応じて変動する費用（燃料費など）

固定費：販売電力量等にかかわらず発生する費用（修繕費など）

# 【参考】費用整理見直しの影響

- 平成28年度からの小売全面自由化に係る電気事業法および関係省令の改正に伴い、一般送配電事業とそれ以外の費用整理が見直されました。
- 従来、一般販売費（＝費用比で電圧別に按分）に整理していた契約管理・受付業務の一部が需要家費（＝口数比で電圧別に按分）で整理されることとなったため、当社においては、原価に比べ実績で低圧に配賦される費用が増加することとなり、28年度以降の規制部門の収支を押し下げる要因となっております。

## < 費用整理見直しのイメージ >

	27年度までの整理		28年度以降の整理			
需要家費 (口数比按分)	送配電 高压以上	送配電 低压	送配電 高压以上	送配電 低压		
一般販売費 (費用比按分)	非送配電 高压以上		非送配電 高压以上	非送配電 低压		
			送配電 高压以上	送配電 低压		
			非送配電 高压以上	非送配電 低压		
合計	780		780			
( 低压再掲 )	( 470 )		( 690 )			

費用整理見直しにより、低圧に配分される費用が470億円から690億円となり、220億円増加（原価ベース）。うち、28年度の規制部門に与える影響は190億円程度。  
 （4ページの金額は3ヶ年平均のため  $190 \div 3 = 63$  億円）

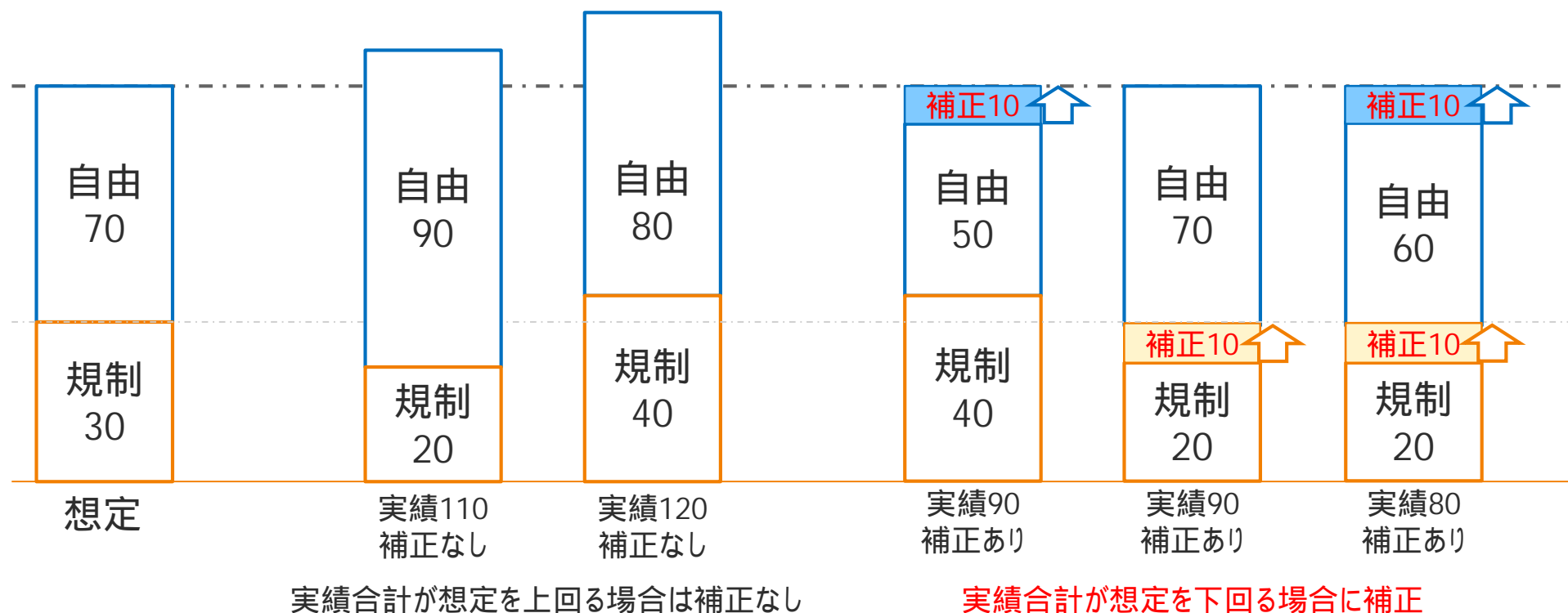
（単位：億円、金額は概算）

電圧別に費用配分を行う際、省令に基づき、需要家費は口数比に応じて配分、一般販売費は費用比に応じて配分を行う。

# 【参考】固定費配分時の需要補正による影響

- 1 送配電非関連固定費用を規制部門と自由化部門に配分する際、みなし小売電気事業者部門別収支計算規則に基づき、費用配分比率の諸元となる需要を、以下の通り補正しております。
- 1 当社の場合、自由化部門よりも規制部門の補正量が多かったため、補正を行わない場合と比較して、規制部門により多くの費用が配分される結果となりました。

< 費用配分比率に用いる需要の補正イメージ >



(省令要旨)

送配電非関連費用の配分に使用する諸元(最大電力、尖頭時責任電力、発受電量)に関し、当該事業年度における規制・自由の合計の実績が、原価算定期間中の合計値を下回る場合は、次に掲げる方法により修正する。

1. 自由化部門が想定を下回り、規制部門が想定と同値又は上回る場合は、自由化部門に合計の差分を加算
2. 自由化部門が想定と同値又は上回り、規制部門が想定を下回る場合は、規制部門に合計の差分を加算
3. 自由化部門が想定を下回り、規制部門が想定を下回る場合は、合計の差分を自由化部門の差分と規制部門の差分の比で按分しそれぞれの需要に加算 (= 想定値に戻す)



# 【参考】各年度の部門別収支実績

Ⅰ 平成26年度から28年度において、燃料価格下落に伴う燃料費調整制度のタイムラグ影響により、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向上したこと等から、規制部門に比べ自由化部門の利益率が高い結果となりました。

## < 平成26年度 >

(単位：億円)

	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A + B)
電気事業収益	10,161	15,160	25,322
電気事業費用	10,061	14,761	24,822
電気事業損益 = -	100	398	499
利益率 = /	1.0%	2.6%	2.0%

タイムラグ影響

+ 100 程度

## < 平成27年度 >

(単位：億円)

	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A + B)
電気事業収益	9,041	13,233	22,275
電気事業費用	8,324	11,684	20,008
電気事業損益 = -	717	1,548	2,266
利益率 = /	7.9%	11.7%	10.2%

タイムラグ影響

+ 1,600 程度

## < 平成28年度 >

(単位：億円)

	規制部門(A)	自由化部門(B)	合計(A + B)
電気事業収益	5,422	13,154	18,577
電気事業費用	5,382	12,301	17,684
電気事業損益 = -	40	852	892
利益率 = /	0.7%	6.5%	4.8%

タイムラグ影響

+ 60 程度

端数処理の関係で、合計・差引等が一致しないことがある。

(空白)

# 4 | 料金原価・実績比較（前提諸元など）

1 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（ 38億kWh、 3%）、原油価格は大幅に下落（ 43.3 \$ / bbl、 41%）、為替レートは円安（ +14円 / \$、 +14%）、原子力発電は3ヶ年を通じて非稼働となりました。

## 原価算定の前提諸元

	原価	実績	差異 -
販売電力量（億kWh）	1,262	1,224	38
原油価格（\$ / bbl）	105.5	62.2	43.3
為替レート（円 / \$）	99	113	14
原子力利用率（%）	12.4	-	12.4
経費対象人員（人）	17,975	17,519	456

## 主な変動要因

原油CIF価格の下落（ 41%）

為替レートの円安化（ +14%）

省エネ等の影響による販売電力量の減少（ 3%）

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

要員のスリム化による経費人員の抑制

経済性に優れる電源（石炭・高効率LNG）の活用による石油火力の焚き減らし

## 需給バランス

（億kWh）

	原価	実績	差異 -	
発受電電力量	1,377	1,328	48	
自社発電	水力	89	90	1
	火力	1,142	1,144	2
	石炭	287	301	15
	石油	13	3	11
	LNG	842	840	3
	原子力	39	-	39
	新エネ	1	1	0
その他	他社からの購入	136	156	19
	他社への販売等	32	62	30

## 経営効率化

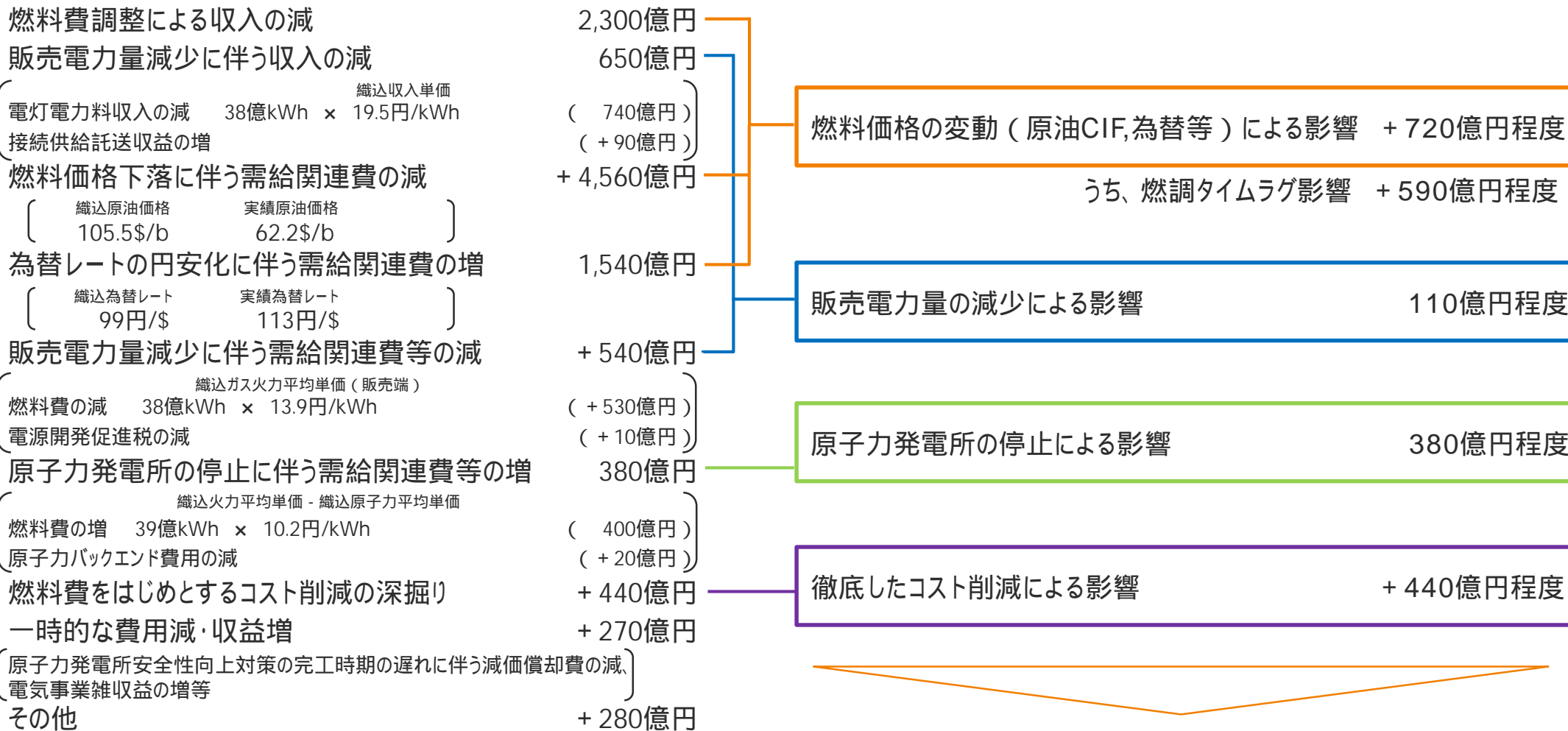
（億円）

	原価	実績	差異 -
経営効率化額（査定額含む）	1,915	2,354	439

# 4 | 料金原価・実績比較（概観）

1 燃料価格の変動や原子力発電所の停止、販売電力量の減少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、先述の通り、電気事業損益は1,219億円の黒字となりました。

## 主な乖離要因



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よる燃料費増加影響はあったものの、徹底したコスト削減に加え、燃料費調整制度のタイムラグ影響による一時的な収支向上により、黒字を確保

## 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、燃料価格の低下による燃料費の減少や、全社を挙げたコスト削減に努めたこと等により、規制部門・自由化部門合計で2,825億円減少しました。

（単位：億円）

	規制部門			自由化部門			規制部門 + 自由化部門			主な差異要因 (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	879	904	26	801	851	51	1,680	1,756	77	給与水準の差による増
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、コスト削減の深掘りによる減
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	再エネ電源からの受電量増
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	原油の評価損計上による諸費の増
電気事業 営業費用合計	8,974	7,954	1,020	14,989	13,184	1,805	23,963	21,138	2,825	

修繕費と購入電力料の原価実績差異が、全系ではプラスの一方、規制部門ではマイナスとなったが、これは、全面自由化に伴う規制範囲の縮小により、規制部門の需要実績が原価上の想定を下回り、需要に応じて配分される規制部門の費用も同様の傾向となったことによる。

端数処理の関係で、合計・差引等が一致しないことがある。

実績が原価を上回った費用

(空白)

## 4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：人件費）

- 1 人件費については、社員の年収水準引き下げ、保養所の全廃などの経営効率化に取り組んできています。  
 1 一方で、経営全般にわたり経営効率化の深掘りが進んだため、また、電力の安全・安定供給に必要な人財確保や従業員のモチベーション維持のため、効率化成果の一部を従業員の処遇へ反映したことにより、人件費の実績は原価を77億円上回りました。

（単位：億円）

	規制部門 + 自由化部門			主な差異要因
	原価	実績	差異 -	
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
人件費合計	1,680	1,756	77	

給料手当には給料手当振替額（貸方）を含む。  
 端数処理の関係で、合計・差引等が一致しないことがある。

## 4 | 料金原価・実績比較（上回った費目：人件費）

人件費については、社員の年収水準引き下げ、保養所の全廃、業務の集中化・委託化による要員のスリム化など、人件費全体の低減に向けた様々な取り組みを進めてきています。主な取り組みは以下のとおりです。

項目	主な取り組み内容
社員年収水準	・年収水準の引き下げ 震災前比 15%程度
福利厚生	・保養所の全廃等による厚生費の削減 ・社宅・独身寮の運営委託費の削減
業務運営の効率化	・採用数の削減 ・フレックスタイム勤務制の導入範囲拡大 ・業務の集中化、委託化
委託検針費	・委託単価・手数料等の引き下げ ・スマートメーター導入による委託検針員数の削減