

# 電気料金の値上げ申請について

平成25年2月  
四国電力株式会社

当社は、福島第一原子力発電所の事故以降、伊方発電所の運転再開が見通せない中、火力発電の稼働増や他の電力会社への融通送電の縮小など、代替供給力の確保に最大限の努力を傾注してまいりましたが、その結果、需給関連費が増加し、収支・財務状況は急激に悪化しております。

こうした厳しい状況を乗り切るため、当社は経営効率化の一層の徹底と内部留保の取り崩しを進めておりますが、伊方発電所の長期停止による影響はあまりに大きく、平成24年度は、創業期以来の赤字となった昨年度を大きく上回る760億円程度の経常赤字となることが避けられない状況です。

このままでは、資金調達が困難となり、当社の最大の使命である電力の安定供給に支障をきたすことが懸念されます。このため、収支・財務体質の抜本的な改善に向け、これまで以上の経営合理化・効率化にグループをあげて全力で取り組むことを前提に、「最後の手段」と位置付けてきた電気料金の値上げをお願いさせていただく次第です。

現下の厳しい経済情勢において、お客さまに多大なご負担をお願いすることとなりましたことを深くお詫び申し上げますとともに、何卒、電気料金の値上げにつきましてご理解賜りますよう、お願い申し上げます。

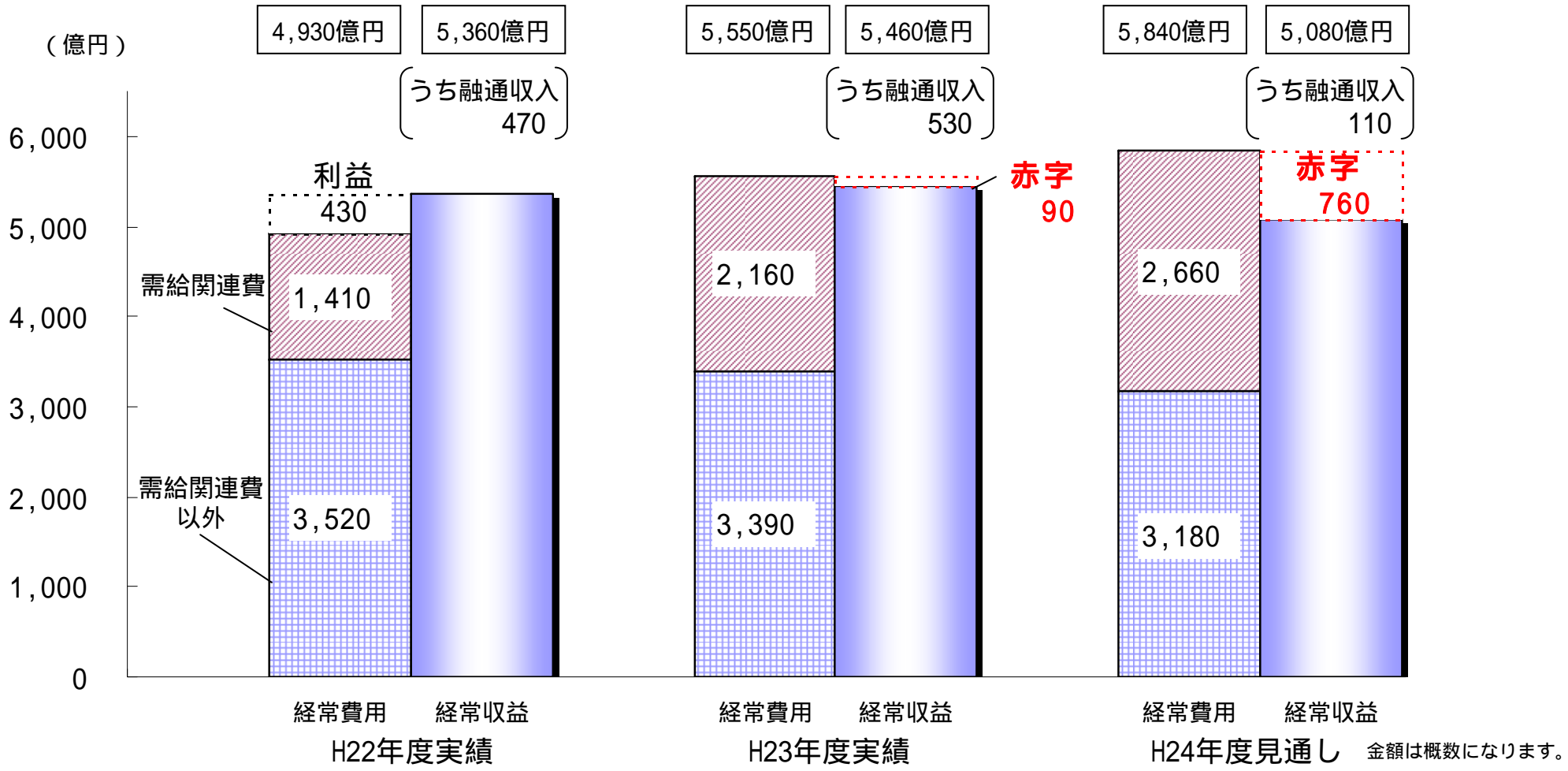
## 目 次

1 . 当社の経営状況	．．． P 1 ~ 2	7 . 規制部門の料金	．．． P 23 ~ 27
・収 支	．．． P 1	・従量電灯のお客さまにおける値上げ影響緩和	．．． P 23
・財 務	．．． P 2	・ピークシフト型時間帯別電灯の新設	．．． P 24
2 . 電気料金の値上げ申請の概要	．．． P 3	・季節別時間帯別電灯の新規加入の停止	．．． P 25
3 . 原価算定における前提諸元	．．． P 4	・主なご契約メニューの値上げ影響	．．． P 26
4 . 原価算定の概要	．．． P 5 ~ 6	・従量電灯 A のご使用量ごとの値上げ影響	．．． P 27
・前回平成20年改定時との比較	．．． P 5	8 . 自由化部門の料金	．．． P 28 ~ 29
・原価に織り込んだ経営効率化の内訳	．．． P 6	・値上げのお願いについて	．．． P 28
5 . 原価の内訳	．．． P 7 ~ 20	・値上げ影響額の例	．．． P 29
・人件費	．．． P 7	9 . 料金のお支払い制度の変更	．．． P 30
・燃料費	．．． P 9	・規制部門・自由化部門共通	．．． P 30
・購入・販売電力料	．．． P 10	10 . 値上げに係るお客さまへのご説明	．．． P 31 ~ 34
・修繕費	．．． P 11	・規制部門	．．． P 31
・減価償却費	．．． P 12	・自由化部門	．．． P 32
・事業報酬	．．． P 15	・省エネ・節約につながる情報提供	．．． P 33
・公租公課	．．． P 17	【補足資料】	．．． P 35 ~ 36
・原子力バックエンド費用	．．． P 18	・燃料費調整の前提諸元	．．． P 35 ~ 36
・その他経費・その他控除収益	．．． P 19		
6 . 原価および収入	．．． P 21 ~ 22		
・規制部門	．．． P 21		
・自由化部門	．．． P 22		

# 1 . 当社の経営状況（収支）

平成23年3月に発生した福島第一原子力発電所の事故以降、伊方発電所は、定期検査に入った後、運転再開できない状況となり、平成24年1月13日以降は3基全てが停止しております。これに伴い、需給関連費(燃料費+購入電力料)が増加するとともに、融通送電の縮小により、収入も減少するなど、収支状況は急激に悪化しており、平成24年度は、前年度（約90億円の経常赤字）を大きく上回る760億円程度の経常赤字となる見通しです。

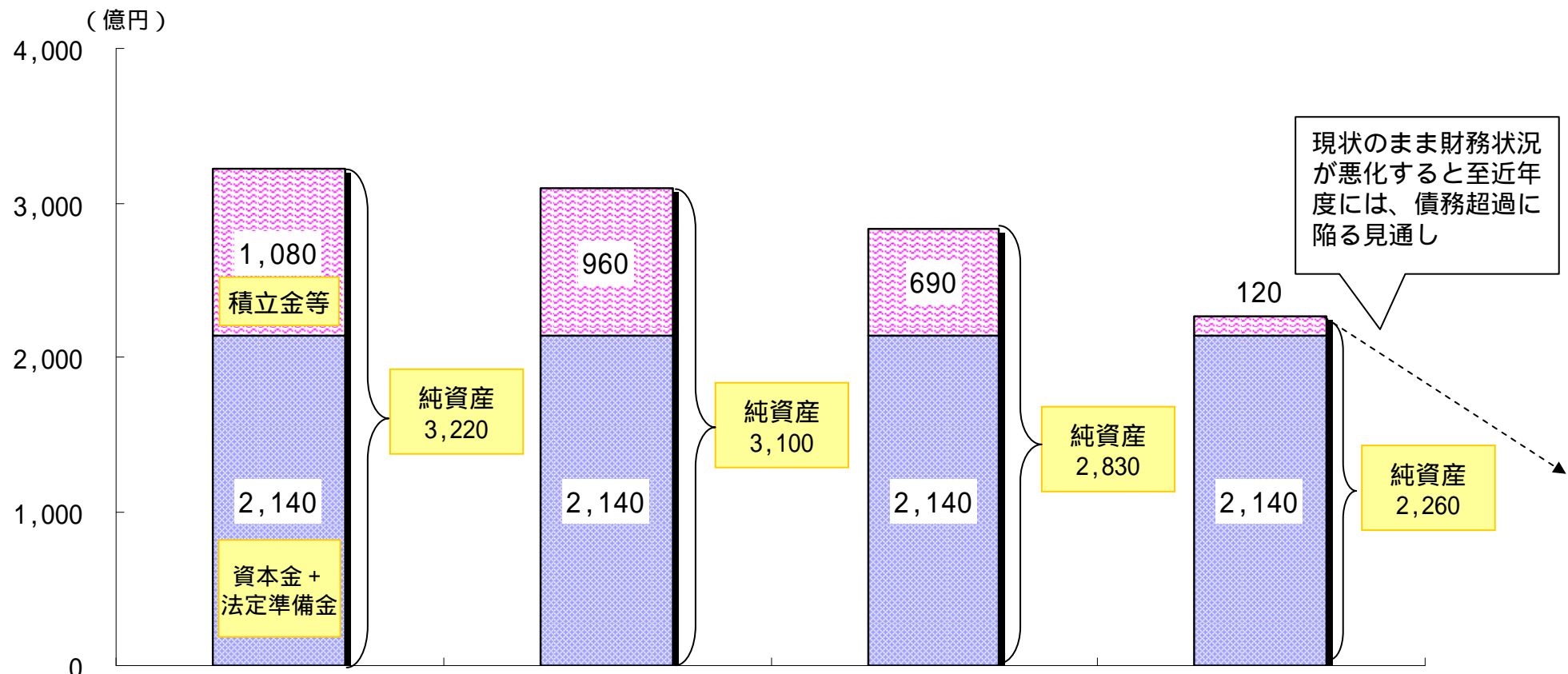
## 収支の推移 単独決算



# 1. 当社の経営状況（財務）

2年連続の赤字決算により、財務状況が急激に悪化しており、24年度末には積立金等がほぼ底をつく見通しです。現行の電気料金のみでは、資金調達に支障をきたすおそれがあります。

純資産の推移と有利子負債および自己資本比率 単独決算



現状のまま財務状況が悪化すると至近年末には、債務超過に陥る見通し

	H21年度末実績	H22年度末実績	H23年度末実績	H24年度末見通し
有利子負債	6,820億円	6,540億円	6,690億円	7,300億円
自己資本比率	24.4%	23.5%	21.6%	17%程度

金額は概数になります。

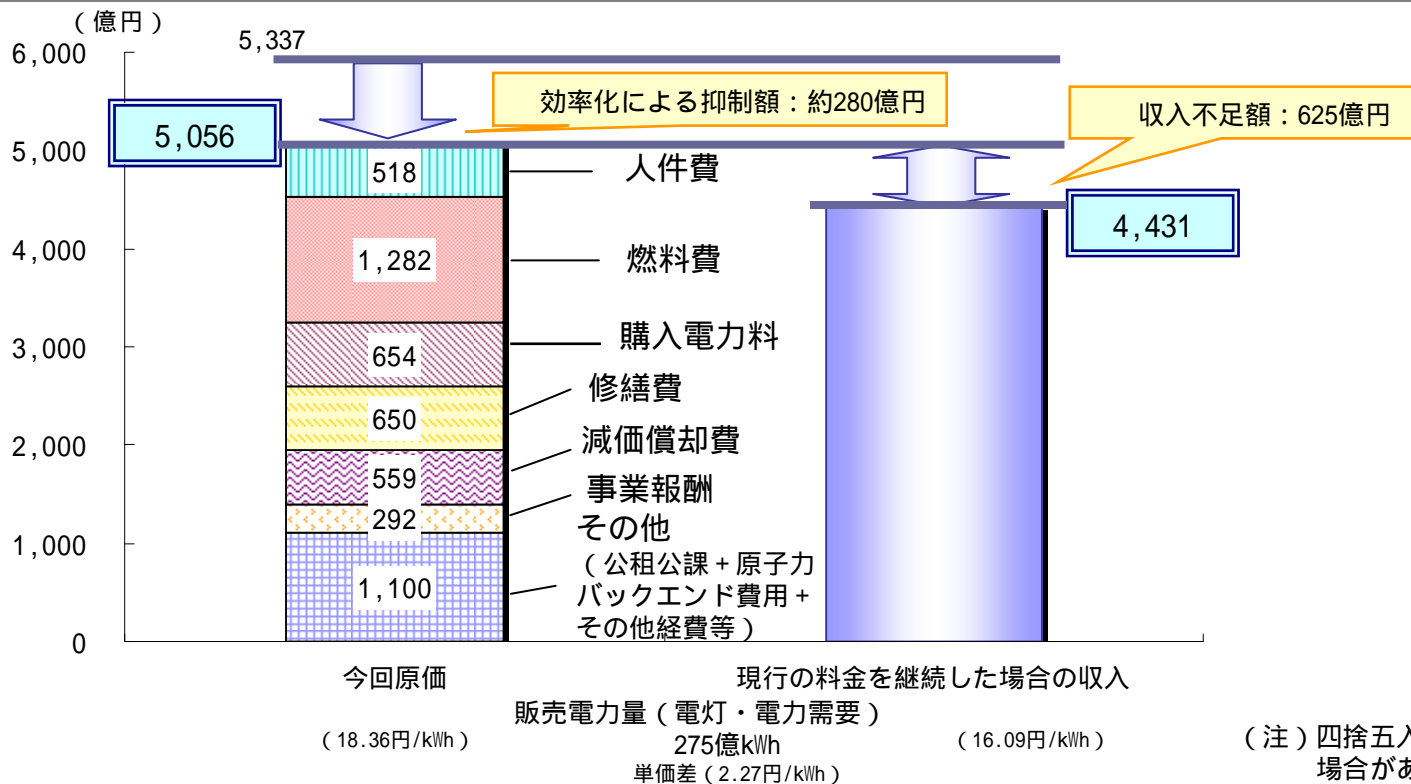
## 2 . 電気料金の値上げ申請の概要

料金原価算定期間は、「一般電気事業供給約款料金審査要領」（以下、「審査要領」）の規定に則り、平成25～27年度の3年間といたしました。

申請料金原価（小売対象原価）については、経営効率化のもう一段の深掘りにより、年平均約280億円の低減を織り込むものの、火力発電の稼働増による火力燃料費の増加や融通送電の縮小による控除収益の減などにより、年平均5,056億円となる見込みです。一方、当該期間において、現行の料金を継続した場合の収入は年平均4,431億円にとどまり、この結果、年平均625億円の収入不足が発生するものと見込まれます。

このため、お客さまにご負担をお願いすることとなり、誠に申し訳ございませんが、規制部門は10.94%の値上げ申請を行い、自由化部門については17.50%の値上げをお願いさせていただく次第です（規制・自由化部門合計では、14.11%の値上げ。実施はいずれも平成25年7月1日からを予定）。

今回原価と「現行の料金を継続した場合の収入」の比較（平成25～27年度平均）



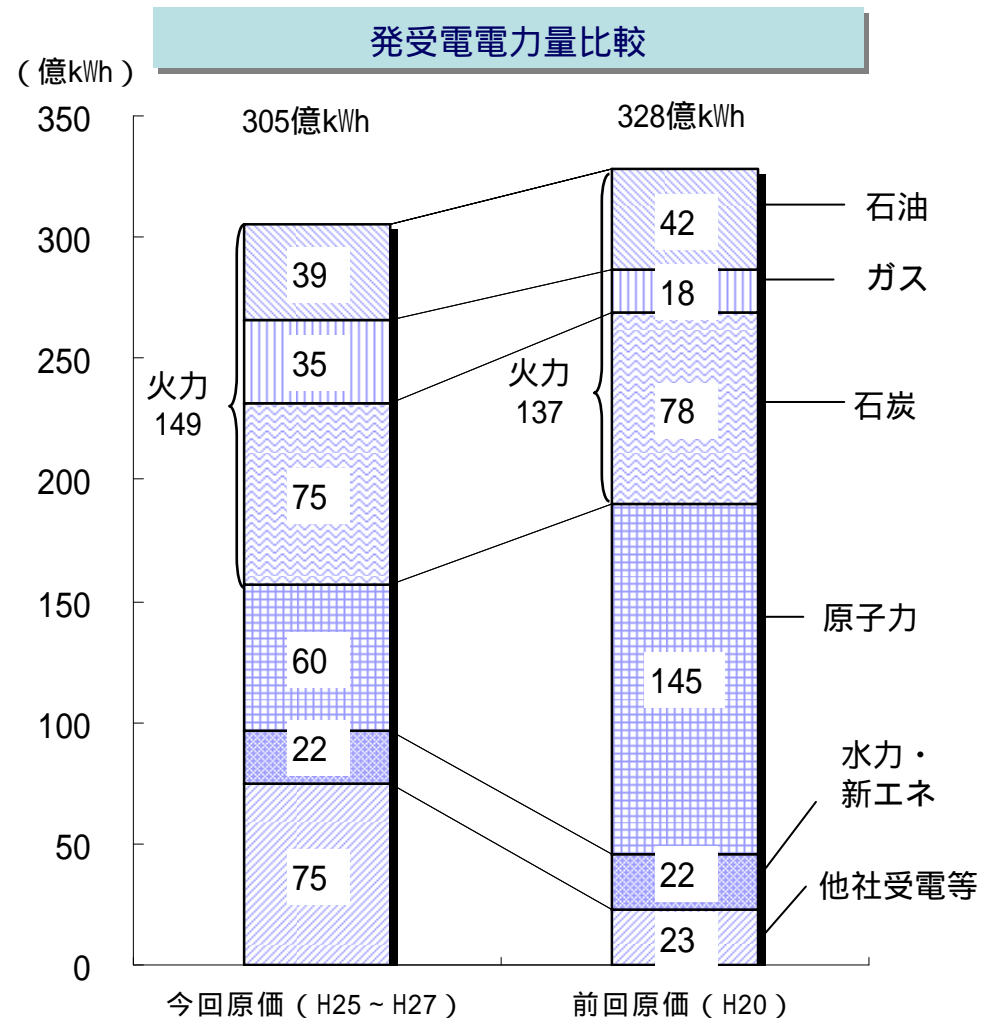
### 3 . 原価算定における前提諸元 ( 前回平成20年改定時との比較 )

販売電力量は、節電にご協力いただいた昨夏の実績等を踏まえた想定としております。( 前回改定時と比べて 17億kWh )  
 原子力利用率は、平成25年7月に、伊方発電所3号機が運転再開するとの前提の下、想定しております。

原価算定の前提諸元

	今回 ( H25 ~ H27 ) A	前回 ( H20 ) B	差引 C = A - B
販売電力量 1( 億kWh )	275	292	17
原油価格 2( \$/バレル )	114	93	21
為替レート 2( 円/ドル )	80	107	27
原子力利用率 3( % )	33.8	82.0	48.2
事業報酬率 4( % )	3.0	3.0	-
経費対象人員 ( 人 )	6,184	5,975	209
シニア社員除き	5,843	5,975	132

- 販売電力量は、自社消費分を除いています。
- 原油価格・為替レートは、申請時期の直近3ヶ月の貿易統計価格(平成24年10月~12月の平均値)を参照しています。
- 原子力利用率は、伊方3号機の再稼働を平成25年7月とした値としています。
- 事業報酬率については、「一般電気事業供給約款料金算定規則」等に基づき算定しています。



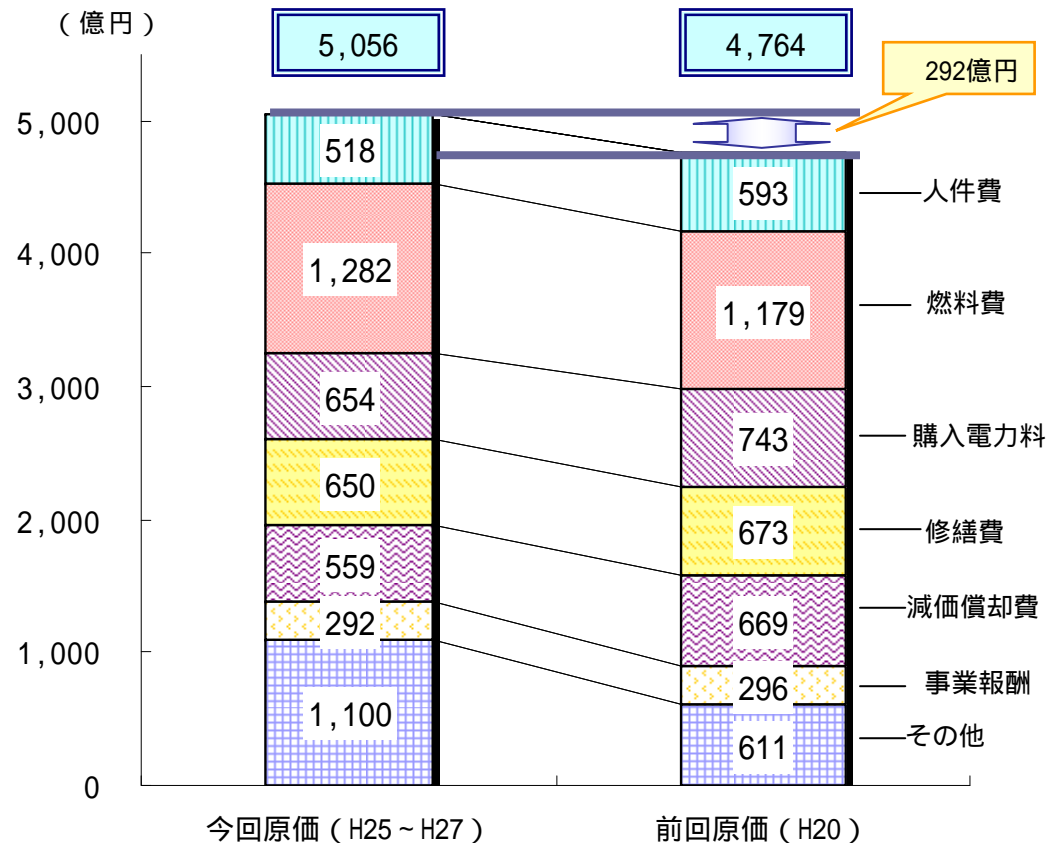
# 4 . 原価算定の概要（前回平成20年改定時との比較）

平成25～27年度の年平均小売対象原価は、効率化努力による年平均約280億円の削減を織り込むものの、火力発電の稼働増による火力燃料費の増加や融通送電の縮小による控除収益の減などにより、前回（平成20年度）改定時と比べて、292億円増加しています。

(億円)

	今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B
人件費	518	593	76
燃料費	1,282	1,179	104
火力燃料費	1,231	1,093	138
核燃料費	52	86	34
購入電力料	654	743	88
修繕費	650	673	23
資本費	851	965	114
減価償却費	559	669	110
事業報酬	292	296	4
公租公課	339	373	34
原子力バックエンド費用	89	170	82
その他経費	889	903	14
控除収益	201	830	629
販売電力料	109	715	607
その他控除収益	93	115	22
総原価	5,070	4,768	303
接続供給託送収益	15	4	11
小売対象原価	5,056	4,764	292
改定前収入	4,431	4,822	391
差引過不足	625	58	683

今回 - 前回原価との比較



・公租公課+原子力バックエンド費用+その他経費+控除収益+接続供給託送収益(控除収益が大きく減少しているため、増加している。)

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。(以下、同様)



## 4 . 原価算定の概要（原価に織り込んだ経営効率化の内訳）

当社は、電力の安定供給を大前提に、これまでも効率的な設備形成・保守とその安全・安定運用に努めるとともに、業務運営の効率化や組織の再編に取り組むなど、経営全般に亘る効率化を推進してまいりました。

今回の料金原価の算定にあたっては、お客さまのご負担を極力軽減できるよう、平成25年度から27年度の3年平均でさらに、約280億円のコスト削減（6%程度の値上げ率圧縮）を織り込んでおります。

### H25～27年度におけるコスト削減額

項目	H25～H27平均の削減額	取 り 組 み 内 容
人 件 費	9 7 億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>採用の抑制</li> <li>給料手当の削減</li> <li>委託検針集金費の削減</li> <li>役員報酬の削減</li> <li>厚生費の削減</li> <li>雑給の削減 など</li> </ul>
需給関連費 〔燃料費 購入電力料〕	2 6 億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>低品位炭の利用拡大等石炭調達コストの低減</li> <li>購入電力料の削減交渉</li> <li>卸電力取引所の積極的な活用 など</li> </ul>
修 繕 費	7 1 億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>調達・取引価格の低減</li> <li>工事内容、実施時期の精査</li> </ul>
減価償却費	1 0 億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>調達・取引価格の低減</li> <li>工事内容、実施時期の精査</li> </ul>
諸 経 費	7 7 億円	<ul style="list-style-type: none"> <li>調達・取引価格の低減</li> <li>普及開発関係費の削減</li> <li>研究費の削減</li> <li>寄付金、諸会費、団体費等の削減</li> <li>賃借料、間接部門の養成費等の削減</li> </ul>
合 計	2 8 1 億円	-

## 5 . 原価の内訳（人件費）

「審査要領」に記載のメルクマールを基準とした賃金・賞与等の減額、健康保険料の事業主負担割合の引き下げのほか、役員報酬の減額等の効率化を織り込むことにより、前回原価と比べ 76億円減少しております。

(億円)

	今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B	備 考
役員給与	5	(7) 5	( 2) 0	役員退職慰労金を含む役員報酬総額を3割引き下げ( 2)
給料手当	366	↑ 437	71	年収(基準賃金、賞与等)をメルクマール水準まで引き下げ 出向者給与の当社負担分の削減
基準賃金	325	329	4	
基準外賃金	50	53	4	
諸給与金	72	147	75	
控除口	80	92	12	
給料手当振替額	2	4	2	
退職給与金	43	44	1	役員退職慰労金を廃止
[再掲] 役員退職慰労金		2		
厚生費	76	77	1	
法定厚生費	57	58	1	健康保険料の事業主負担割合を56%に引き下げ
一般厚生費	19	19	0	
委託検針費	16	19	3	委託検針・集金員の年収を引き下げ
委託集金費	5	5	1	
雑給	9	9	1	嘱託等の年収を引き下げ
人件費計	518	593	76	
経費対象人員(人)	6,184	5,975	209	定時採用の抑制、シニア社員(定年退職再雇用者)の増加
シニア社員除き	5,843	5,975	132	

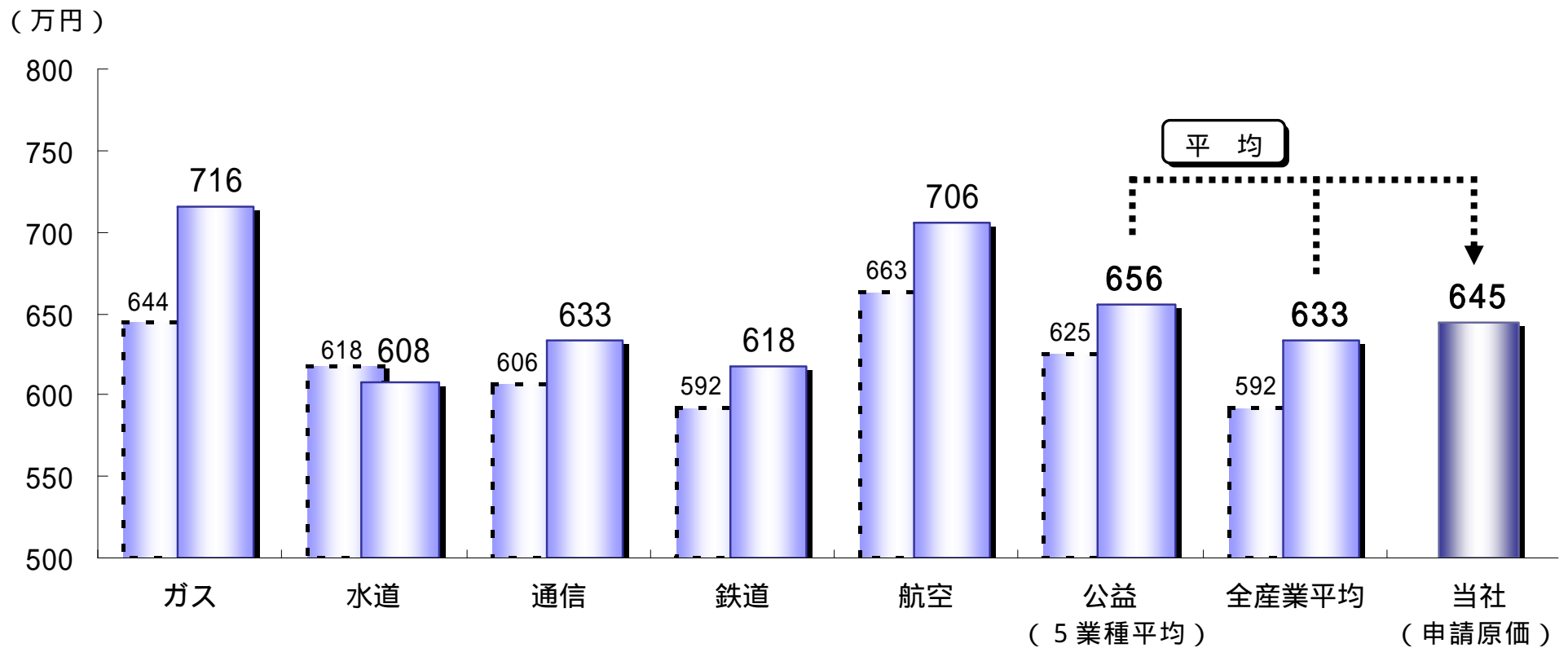
(注) 役員給与の( )内は役員退職慰労金を含む役員報酬総額での金額を記載。 今回の経費対象人員にはシニア社員を含みます。

1人あたり給料手当（基準賃金 + 基準外賃金（超過労働給与を除く） + 諸給与金）は、「審査要領」に基づき、「賃金構造基本統計調査」における常用労働者1,000人以上の企業平均値と公益企業の平均値の単純平均としております。

ただし、給与比較にあたっては、公務員給与の民間比較の考え方にならない、人事院研究会報告で示された「同種・同等比較の原則」に基づき、基本的な給与決定要素（正社員、年齢、勤続年数、勤務地域）を補正しております。

地域補正については、異なる雇用形態（非正規社員）等が含まれる賃金構造基本統計調査のデータでは、地域間の賃金水準の較差を適正に反映できないため、人事院のデータを使用しております。

## 1人あたり給料手当（超過労働給与を除く）の比較



(注1) 点線グラフはH23賃金構造基本統計調査の統計値(全産業平均は正社員の値)になります。  
 (注2) 実線グラフは当社の年齢・勤続年数、勤務地域の要素を反映したのになります。

## 5 . 原価の内訳 (燃料費)

燃料費は、原子力利用率の低下（前回：82.0% 今回：33.8%）に伴い、原子燃料費は減少するものの、火力発電の稼働増による火力燃料費の増加により、合計では、前回原価と比べて104億円の増加となります。

(億円、億kWh、円/kWh)

		今回 (H25 ~ H27) A			前回 (H20) B			差引 C = A - B				
		金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価		
火	力	1,231	149	8.27	1,093	137	7.96	138	12	0.31		
	石油系	573	39	14.54	629	42	15.15	56	2	0.61		
	ガス系	335	35	9.64	178	18	10.12	156	17	0.47		
	石炭系	323	75	4.33	286	78	3.66	37	3	0.67		
原	子	力	52	60	0.86	86	145	0.59	34	85	0.27	
水	力	-	22	-	-	22	-	-	1	-		
新	工	ネ	-	0.03	-	-	0.01	-	-	0.02	-	
燃	料	費	計	1,282	230	5.57	1,179	305	3.87	104	75	1.70

原子力利用率	33.8 %	82.0 %	48.2 %
--------	--------	--------	--------

## 5 . 原価の内訳（購入・販売電力料）

購入電力料は、契約更改等により、前回原価と比べて88億円減少しております。  
 販売電力料は、原子力利用率の低下に伴う代替供給力確保のため、他電力への融通送電を縮小することから、前回原価と比べて大幅に減少することとなります。

(億円、億kWh、円/kWh)

		今回 (H25 ~ H27) A			前回 (H20) B			差引 C = A - B		
		金額	発受電電力量	単価	金額	発受電電力量	単価	金額	発受電電力量	単価
購 入 電 力 料		654	86	7.61	743	87	8.54	88	1	0.93
	地 帯 間 購 入	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	他 社 購 入	654	86	7.61	743	87	8.54	88	1	0.93

(億円、億kWh、円/kWh)

		今回 (H25 ~ H27) A			前回 (H20) B			差引 C = A - B		
		金額	発受電電力量	単価	金額	発受電電力量	単価	金額	発受電電力量	単価
販 売 電 力 料		109	9	12.06	715	62	11.56	607	53	0.50
	地 帯 間 販 売	81	6	12.52	715	62	11.56	634	55	0.96
	他 社 販 売	28	3	10.89	-	-	-	28	3	10.89

## 5 . 原価の内訳 ( 修繕費 )

修繕費については、スマートメーター導入や火力発電所の保守・点検の増等の増加要因はあるものの、調達・取引価格の低減や工事内容・実施時期の精査などにより、前回原価並みに抑制しております。

なお、修繕費率（帳簿原価に対する修繕費の比率）は、「審査要領」においてメルクマール（基準）として設定された過去の修繕費率を下回っております。

( 億円 )

		今回 ( H25 ~ H27 ) A	前回 ( H20 ) B	差引 C = A - B
水	力	27	32	5
火	力	156	139	17
原	子	129	196	67
新	工	0.1	-	0.1
送	電	33	33	0
変	電	20	25	5
配	電	276	216	60
業	務	10	32	22
修	繕	650	673	23

### 前回料金原価からの主な増加要因

・火力発電所の保守・点検の増加などによる増	: 17億円
・スマートメーター導入などによる増	: 60億円

### 経営効率化計画に基づき今回料金原価に織り込んだ効率化方策

・調達・取引価格の低減 ・工事内容・実施時期の精査	71億円
------------------------------	------

### メルクマールとの比較

( 億円 )

	今回	直近3ヵ年
平均修繕費 ( D )	650	647
平均帳簿原価 ( E )	30,150	29,333
修繕費率 ( D ) / ( E )	2.16%	2.21%

直近3ヵ年はH21～H23年度実績の平均。

## 5 . 原価の内訳（減価償却費）

伊方発電所の一層の安全対策の実施などによる増加要因はあるものの、償却の進行などにより、前回原価と比べて110億円減少しております。

(億円)

		今回 (H25 ~ H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B	備 考
水	力	40	46	6	償却の進行
火	力	90	130	39	
原 子	力	133	141	8	
新 工	ネ	1	-	1	設備区分の新設
送	電	101	127	26	償却の進行
変	電	76	92	16	
配	電	77	87	9	
業	務	40	46	7	
減 価 償 却 費 計		559	669	110	

# 【参考】設備投資額の推移

電源設備に係る設備投資額は、調達・取引価格の低減は織り込むものの、福島第一原子力発電所の事故を踏まえた伊方発電所の追加安全対策の影響等により、前回改定時に比べて141億円増加しております。

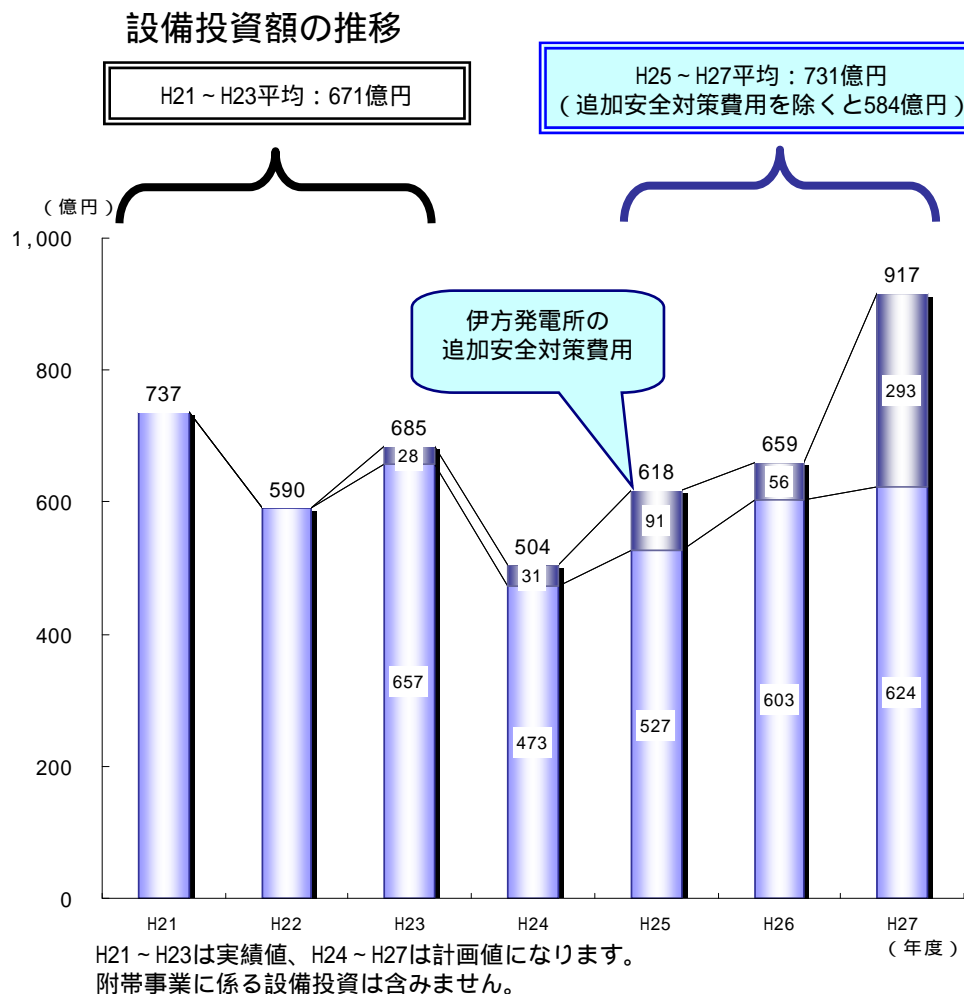
流通設備に係る設備投資も、高度成長期に建設した設備の高経年化による改良工事の増加などにより、前回改定時に比べて16億円増加しております。

設備投資総額では、原子燃料投資の減少などにより、前回改定時に比べて12億円減少しております。

(億円)

		今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C=A-B
電	水 力	43	18	25
	火 力	116	89	27
	原 子 力	214(69)	125	89( 56)
	新 工 ネ	-	-	-
電 源 計		374(229)	233	141( 4)
流	送 電	52(50)	48	4(2)
	変 電	62	52	10
	配 電	109	107	2
流 通 計		222(221)	207	16(14)
業 務		48	76	28
以 上 計		644(497)	516	128( 18)
原 子 燃 料		87	228	140
合 計		731(584)	743	12( 159)

( )内は伊方発電所の追加安全対策費用除きの額になります。





# 【参考】福島第一原子力発電所事故を踏まえた追加安全対策費用について

当社は、福島第一原子力発電所事故を踏まえ、恒設非常用発電機やフィルタ付ベント設備の設置など、更なる安全性・信頼性の向上に取り組むこととしており、その対策費としてH25～27年度の3ヵ年合計で約730億円を見込んでおります。

(億円)

項目	実施内容 【 : 実施済みの対策】	追加安全対策費			
		～H24	H25～27	合計	
電源確保対策	移動用電源車の配備 亀浦変電所からの配電線敷設 ・非常用外部電源受電設備設置 ・恒設非常用発電機設置、蓄電池容量の増強 等	32	270	302	
原子炉、使用済み燃料ピットの冷却・注水対策	海水取水用ポンプ配備 海水ポンプモーター予備品配備 消防自動車の追加配備 ・代替注水ポンプ設置 等	13	25	38	
格納容器の損傷防止対策	・フィルタ付ベント設備の設置 ・水素再結合装置の設置 等	-	105	105	
浸水対策	重要機器設置エリアの水密化対策 ・海水ポンプエリアの防水対策 等	10	15	25	
その他	・耐震裕度2倍確保(3号機は完了) ・構内道路の耐震性向上工事 ・監視設備、通信設備整備 ・耐震評価、シビアアクシデント解析 等	47	315	362	
合計		102	730	832	
		設備投資額(再掲)	(59)	(441)	(500)

( )内は設備投資額になります。  
 新安全基準への対応については、詳細な規制要求が示されていないことから、全ての費用を織り込んだものではありません。

## 5 . 原価の内訳（事業報酬）

お客さまに電気を安全・安定的にお届けするためには、事業運営に必要な資金を円滑に調達する必要がありますが、この資金調達コストに相当する「事業報酬」については、「一般電気事業供給約款料金算定規則」により、適正な事業資産価値（レートベース）に事業報酬率を乗じて算定しております。

前回改定時と比べてレートベースが減少したことから、事業報酬は4億円減少しております。

なお、長期計画停止火力（阿南発電所1号機）等は、レートベースから除いております。

（億円）

		今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B	備 考
レ ー ト ベ ー ス	特 定 固 定 資 産	7,273	8,424	1,150	償却の進行
	建 設 中 資 産	192	150	42	伊方発電所の追加安全対策等による増
	核 燃 料 資 産	1,387	1,168	219	伊方発電所停止による増
	特 定 投 資	270	91	179	日本原燃への増資
	運 転 資 本	613	523	90	
	営 業 資 本	473	407	66	総原価見直しによる増
	貯 蔵 品	139	115	24	燃料貯蔵品の増
	繰 延 償 却 資 産	-	-	-	
	小 計	9,734	10,355	621	
	原価変動調整積立金・別途積立金	-	500	500	積立金取り崩しによる
合 計	9,734	9,855	121		
事 業 報 酬 率	3.0	3.0	-		
事 業 報 酬 = ×	292	296	4		

# 【参考】事業報酬の算定方法

事業報酬とは、支払利息や配当金などの資金調達コストに相当するものであり、事業運営を行っていく上で必要不可欠なコストです（一般企業における利益とは異なります）。

事業報酬の算定方式としては、事業者による資産の有効活用と効率的な資金調達を促す観点から、レートベース方式（事業に投下された真実かつ有効な資産〔＝レートベース〕に対して、一定のルールに基づき算定した適正な報酬率を乗じる方式）が採用されております。

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{事業報酬} \\ \hline \text{(292億円)} \\ \hline \end{array}
 =
 \begin{array}{|c|} \hline \text{レートベース} \\ \hline \text{(9,734億円)} \\ \hline \end{array}
 \times
 \begin{array}{|c|} \hline \text{事業報酬率} \\ \hline \text{(3.0\%)} \\ \hline \end{array}$$



総 資 産	<レートベース>	9,734億円
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 特定固定資産</li> <li>・ 建設中資産</li> <li>・ 核燃料資産</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 特定投資</li> <li>・ 運転資本</li> <li>・ 繰延償却資産</li> </ul>
	<対象外資産>	休止設備、貸付設備、電気事業外資産等

自己資本報酬率 (6.36%) × 0.3  
+  
他人資本報酬率 (1.49%) × 0.7

自己資本報酬率 = 全産業(全電力除き)の自己資本利益率 ×  
+ 公社債利回り実績値<sup>1</sup> × (1 - )

<sup>1</sup>: 企業リスク(株式市場の株価平均が1単位変動する際の個別企業の株価変動感応度)。算定には、9電力平均を使用。  
<sup>1</sup>: 国債(10年)、地方債(10年)、政府保証債(10年)

他人資本報酬率 = 10電力会社の平均有利子負債利率<sup>2</sup>

<sup>2</sup>: 有利子負債利率  
= 支払利息 ÷ 有利子負債残高  
(社債 + 長期借入金 + 短期借入金 + CP)

## 5 . 原価の内訳（公租公課）

公租公課は、法人税法、地方税法およびその他税に関する法律の定めるところにより、販売電力量・伊方発電所稼働状況等の前提計画をもとに算定した結果、前回原価と比べて34億円減少しております。

(億円)

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B	備 考
水 利 使 用 料	7	8	0	
固 定 資 産 税	103	115	12	償却の進行による課税標準額の減
雑 税	15	11	4	
電 源 開 発 促 進 税	105	110	6	課税対象である販売電力量の減
事 業 税	59	63	4	
法 人 税 等	50	65	16	法人税率の引下げ等による減
公 租 公 課 計	339	373	34	

住民税、事業所税、核燃料税、印紙税等

## 5 . 原価の内訳（原子力バックエンド費用）

原子力バックエンド費用（使用済燃料再処理等費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費）は、伊方発電所の稼働が低下することなどから、前回原価と比べて82億円減少しております。

（億円）

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B	備 考
使用済燃料再処理等費	63	97	34	
使用済燃料再処理等発電費	30	65	34	利用率の減(前回82.0% 今回33.8%)
使用済燃料再処理等既発電費	32	32	-	
特定放射性廃棄物処分費	12	39	27	
当期発電対応分	7	21	14	利用率の減(前回82.0% 今回33.8%)
平成11年末迄の発電対応分	5	17	13	平成25年度掘出終了による減
原子力発電施設解体費	14	35	20	利用率の減(前回82.0% 今回33.8%)
原子力バックエンド費用計	89	170	82	

## 5 . 原価の内訳 (その他経費・その他控除収益)

原子力損害賠償支援機構への一般負担金や委託費などが増加しておりますが、普及開発関係費、諸費の削減などにより、その他経費全体については前回原価から14億円減少しております。

その他経費 (億円)

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B
廃棄物処理費	60	48	12
消耗品費	25	22	3
補償費	9	24	15
賃借料	90	114	24
託送料	79	99	20
事業者間精算費	16	18	1
委託費	326	280	46
損害保険料	10	10	0
原子力損害賠償支援機構一般負担金	65	-	65
普及開発関係費	8	36	28
養成費	13	14	1
研究費	41	52	11
諸費	74	115	40
固定資産除却費	74	74	1
その他	2	1	0
合計	889	903	14

その他控除収益 (億円)

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B
託送収益	22	37	15
事業者間精算収益	25	25	0
電気事業雑収益	42	47	4
遅収加算	3	6	3
預金利息	0	0	0
合計	93	115	22

その他控除収益は地帯間・他社販売電力料を除きます。

主な増減要因

- ・原子力損害賠償支援機構一般負担金 + 65
- ・委託費 + 46  
(坂出LNG運転開始に伴うLNG貯蔵業務委託開始等)
- ・普及開発関係費 28  
(イメージ広告、オール電化関連費用の原価不算入等)
- ・諸費 40  
(寄付金・諸会費の原価不算入、団体費の削減、排出クレジット償却費の減等)
- ・賃借料 24 (借地借家料の低減等)

## 【参考】普及開発関係費・諸費・研究費

普及開発関係費については、イメージ広告、オール電化関連費用、販売関連のPR館運営費を全額不算入としております。寄付金、諸会費については全額不算入とし、団体費については、6団体のみ原価に算入しております。研究費については、個別研究件名を精査・厳選して原価に算入しております。

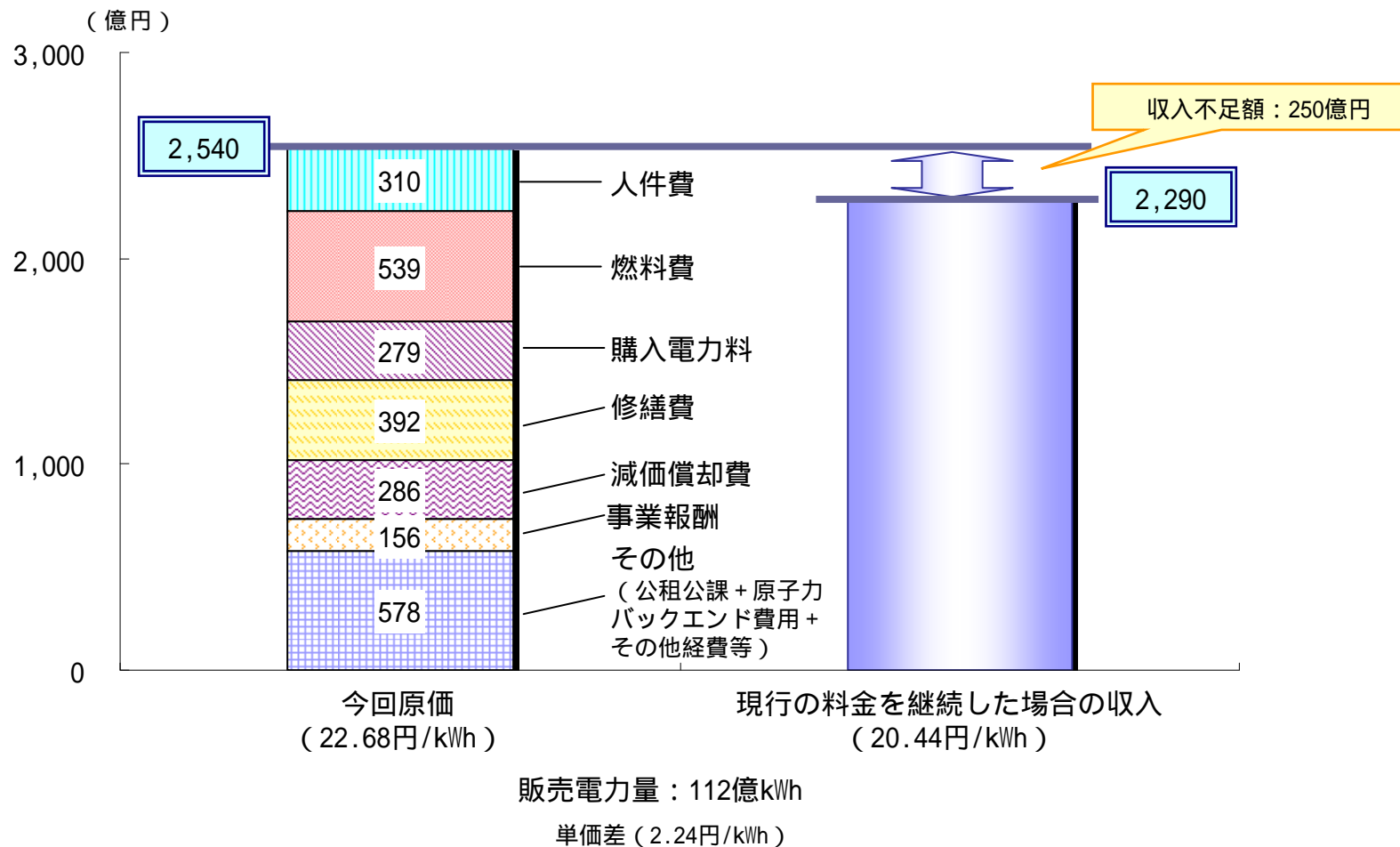
(億円)

		今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差引 C = A - B	備 考	
普及 開発 関係 費	イ メ ー ジ 広 告	-	6	6	全額不算入	
	オ ー ル 電 化 関 連 費 用	-	19	19		
	P R 館 ( 販 売 関 連 )	-	3	3		
	電気料金・電気の安全に係る周知、 省エネ関連活動、公益的情報提供	8	8	0		
	合 計	8	36	28		
諸 費	寄 付 金	-	1	1	全額不算入	
	諸 会 費	-	3	3	全額不算入	
	事 業 団 体 費	6 団 体	3.1	1.8	1.2	海外電力調査会(0.7)、海外再処理委員会(0.4)、原子力安全推進協会(1.7)、世界原子力発電事業者協会(0.1)、電力系統利用協議会(0.2)、日本卸電力取引所(0.01)
		そ の 他	-	5.9	5.9	上記以外は全額不算入
研究 費	自 社 研 究	33	43	10	研究件名の精査・厳選	
	分 担 金	8	9	1	研究件名の精査・厳選	

## 6 . 原価および収入（規制部門）

規制部門の収入は、現行の料金を継続した場合では、徹底した経営効率化を反映しても、原価算定期間に見込まれる原価に対し年平均250億円の不足となります。このため、お客さまには多大なるご負担をおかけいたしますが、規制部門平均で2.24円/kWh（10.94%）の値上げをお願い申し上げます。

今回原価と「現行の料金を継続した場合の収入」の比較（規制部門・平成25～27年度平均）

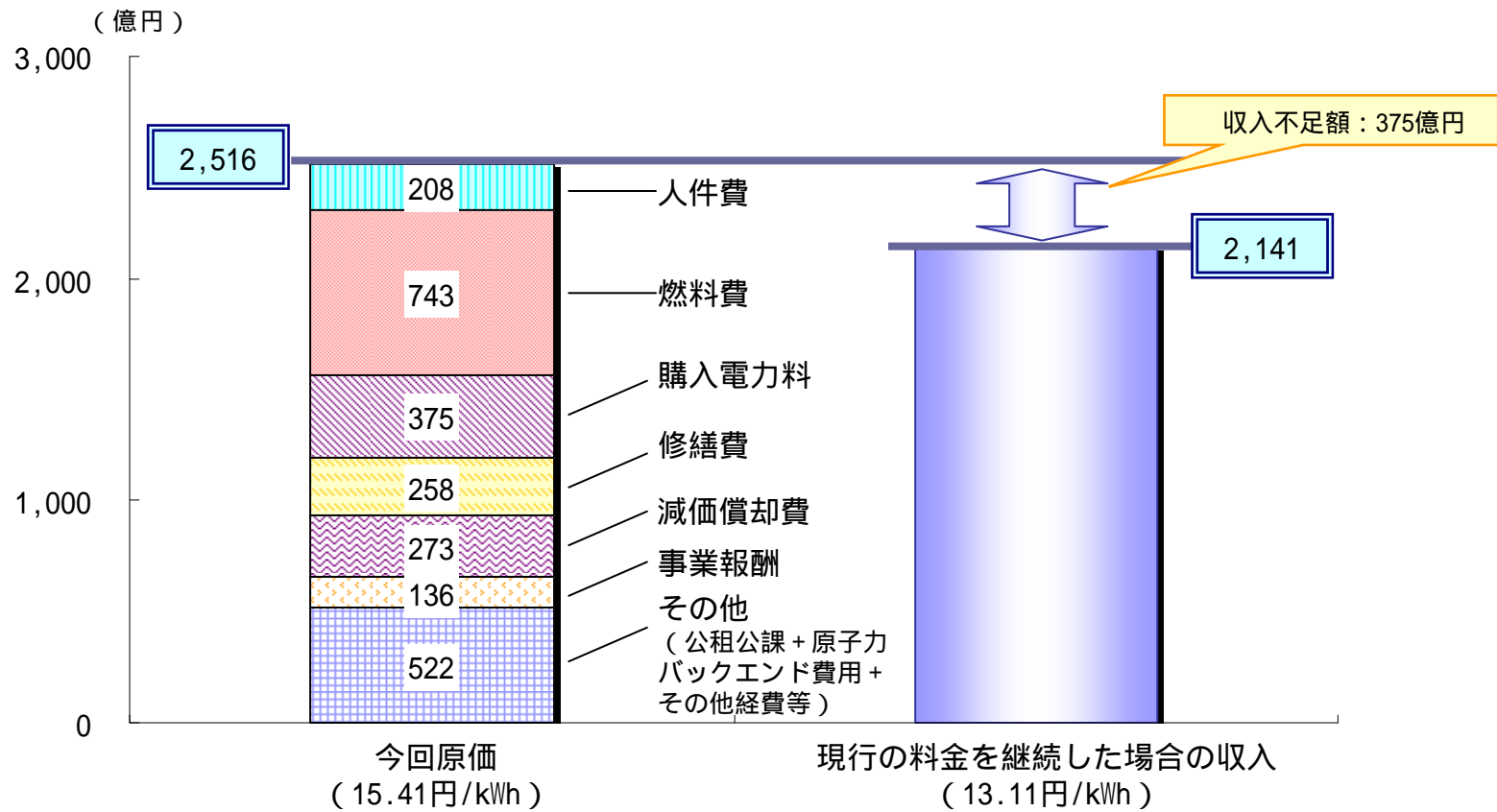




## 6 . 原価および収入（自由化部門）

自由化部門の収入は、現行の料金を継続した場合では、徹底した経営効率化を反映しても、原価算定期間に見込まれる原価に対し年平均375億円の不足となります。このため、お客さまには多大なるご負担をおかけいたしますが、自由化部門平均で2.30円/kWh（17.50%）の値上げをお願い申し上げます。

今回原価と「現行の料金を継続した場合の収入」の比較（自由化部門・平成25～27年度平均）

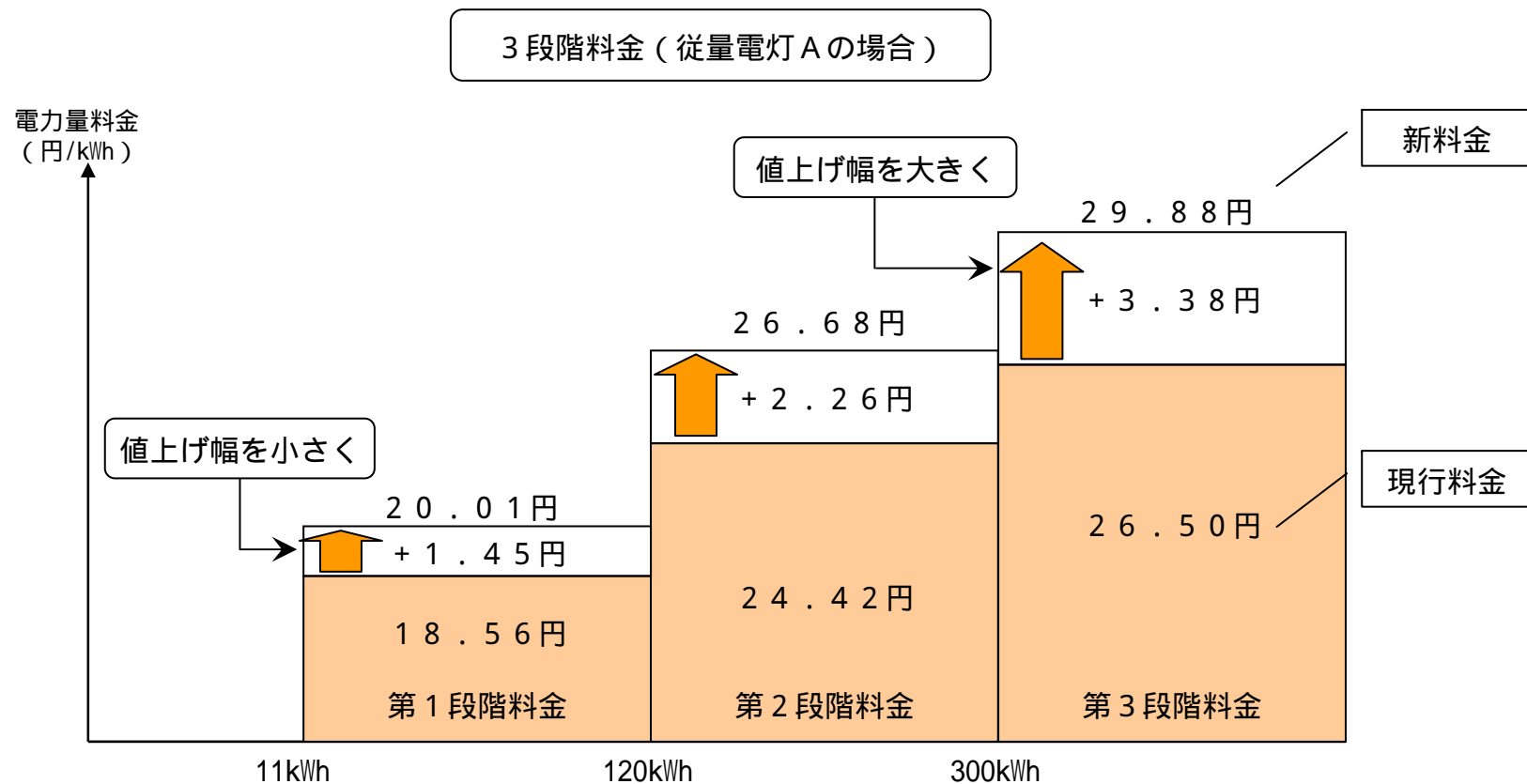


販売電力量：163億kWh  
単価差（2.30円/kWh）

## 7 . 規制部門の料金（従量電灯のお客さまにおける値上げ影響緩和）

ご家庭などで多くご契約いただいている従量電灯においては、ご使用量の増加に伴い料金単価が上昇する3段階料金制度を導入しています。

今回の電気料金の値上げにあたりましては、生活に必要不可欠な電気のご使用への値上げ影響を緩和するため、第1段階料金の値上げ幅を相対的に小さく設定する一方、省エネルギーを促進する観点から、第3段階料金の値上げ幅を大きく設定しております。



現行料金には、平成24年10月～12月の平均燃料価格に基づく燃料費調整単価（0.03円/kWh）を含みます。  
新料金、現行料金ともに、消費税等相当額を含みます。

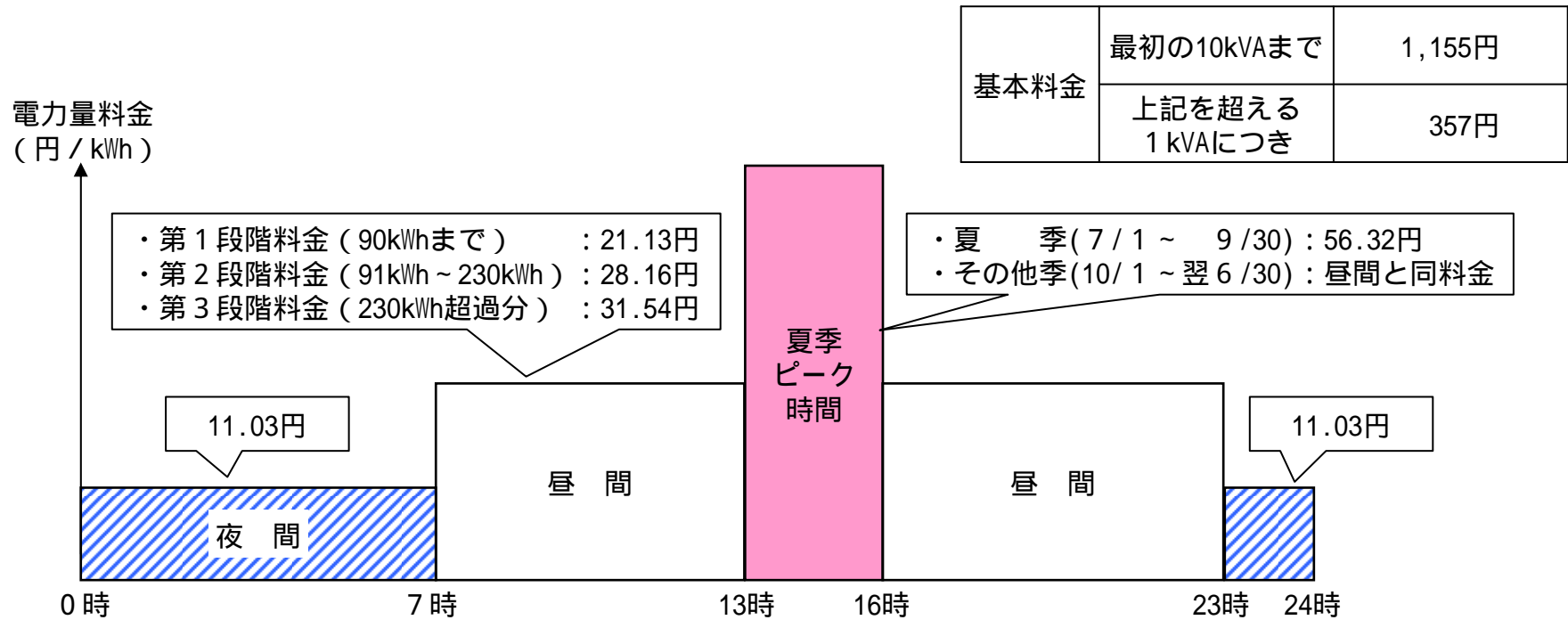
# 7 . 規制部門の料金 (ピークシフト型時間帯別電灯の新設)

電気のご使用が集中する夏季ピーク時間 (7 ~ 9月の13時 ~ 16時) の電力量料金を割高とする一方、夜間 (23時 ~ 翌朝7時) を割安とした「ピークシフト型時間帯別電灯」を新設いたします。

電気のご使用を夏季ピーク時間からそれ以外の時間に、または昼間から夜間に移行していただくことで、電気料金のご負担が軽減できるメニューです。

新料金の実施にあわせて、当料金メニューを実施いたします。

ピークシフト型時間帯別電灯の概要



基本料金および電力量料金には、消費税等相当額を含みます。

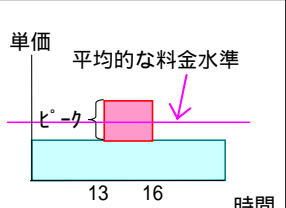
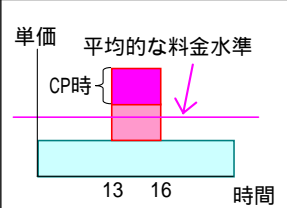
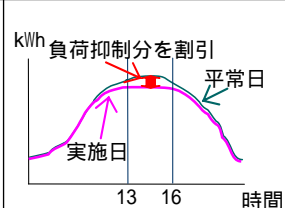
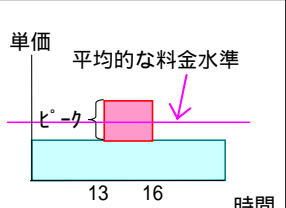
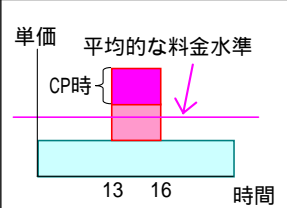
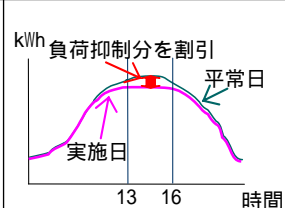
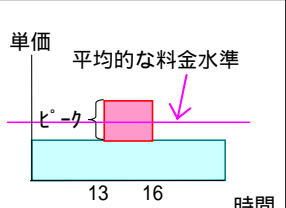
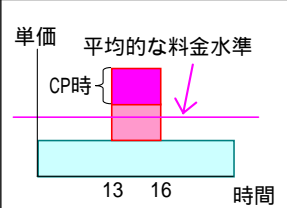
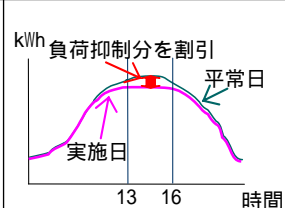
# 7 . 規制部門の料金（季節別時間帯別電灯の新規加入の停止）

## 季節別時間帯別電灯の新規加入の停止

当社では、平成27年度以降、スマートメーターを順次導入する予定としておりますが、これに伴い、これまで以上にきめ細かな料金設定が可能となることから、導入にあわせた新しい料金メニューについて検討を進めております。新しい料金メニューでは、需給状況に応じたきめ細かな料金設定を行うことにより、特定のピークシフト機器の有無にかかわらず、幅広いお客さまにご加入いただけるよう、取り組んでまいり所存です。

こうした状況を踏まえ、夜間蓄熱式機器の保有を加入条件としており、またオール電化による附帯割引のある季節別時間帯別電灯については、平成27年3月31日をもって、新規加入を停止いたします。なお、平成27年3月31日までにご加入されているお客さまにつきましては、平成27年4月以降も引き続き当メニューをご利用いただけます。

（参考）スマートメーターを活用した新メニューの導入

H 2 5 年度		H 2 6 年度		H 2 7 年度		H 2 8 年度									
季節別時間帯別電灯				新規加入の停止											
<p>&lt; 料金メニュー例 &gt;</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">時間帯別型</th> <th colspan="2">通告型</th> </tr> <tr> <th>C P P 型</th> <th>通告調整型</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>  <p>単価 平均的な料金水準 ピーク 13 16 時間</p> </td> <td>  <p>単価 平均的な料金水準 CPP時 13 16 時間</p> </td> <td>  <p>kWh 負荷抑制分を割引 平常日 実施日 13 16 時間</p> </td> </tr> </tbody> </table>				時間帯別型	通告型		C P P 型	通告調整型	 <p>単価 平均的な料金水準 ピーク 13 16 時間</p>	 <p>単価 平均的な料金水準 CPP時 13 16 時間</p>	 <p>kWh 負荷抑制分を割引 平常日 実施日 13 16 時間</p>	<p>スマートメーターを活用した新メニューの導入</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・よりきめ細かい時間帯区分の設定が可能</li> <li>・需給状況に応じ柔軟に時間帯やレートの変更が可能</li> </ul>			
時間帯別型	通告型														
	C P P 型	通告調整型													
 <p>単価 平均的な料金水準 ピーク 13 16 時間</p>	 <p>単価 平均的な料金水準 CPP時 13 16 時間</p>	 <p>kWh 負荷抑制分を割引 平常日 実施日 13 16 時間</p>													
<p>CPP: クリティカル・ピーク・プライシング。特に需給が逼迫すると予想される日は、ピーク時間帯の料金を通常のピーク時間帯料金よりもさらに高くする料金メニュー。</p>															

## 7 . 規制部門の料金（主なご契約メニューの値上げ影響）

規制部門における主な契約種別ごとの値上げ影響額は以下のとおりです。

	新料金	現行料金	値上げ幅	値上げ率
従量電灯 A (300kWh/月)	7,433 円	6,853 円	580 円	8.5 %
従量電灯 B (契約容量 15kVA ご使用量 1,500kWh/月)	41,796 円	38,418 円	3,378 円	8.8 %
時間帯別電灯 (契約容量 6kVA [ 10kVA ] ご使用量 530kWh/月)	11,938 円	10,553 円	1,385 円	13.1 %
季節別時間帯別電灯 (契約容量 6kVA [ 10kVA ] ご使用量 630kWh/月)	13,348 円	11,705 円	1,643 円	14.0 %
低圧電力 (契約電力 8kW [ 力率90% ] ご使用量 440kWh/月)	14,803 円	13,757 円	1,046 円	7.6 %

上記のモデルは、1年間のご使用形態（夏季、その他季、昼間、夜間別）を契約種別ごとの実績平均に基づき想定し、1ヶ月あたりに平均化したものです。

現行料金には、平成24年10月～12月の平均燃料価格に基づく燃料費調整額を含みます。

新料金、現行料金ともに、

- ・口座振替割引額
- ・消費税等相当額
- ・平成24年度単価に基づき算定した太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金

を含みます。

実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額、太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金により変動する場合があります。

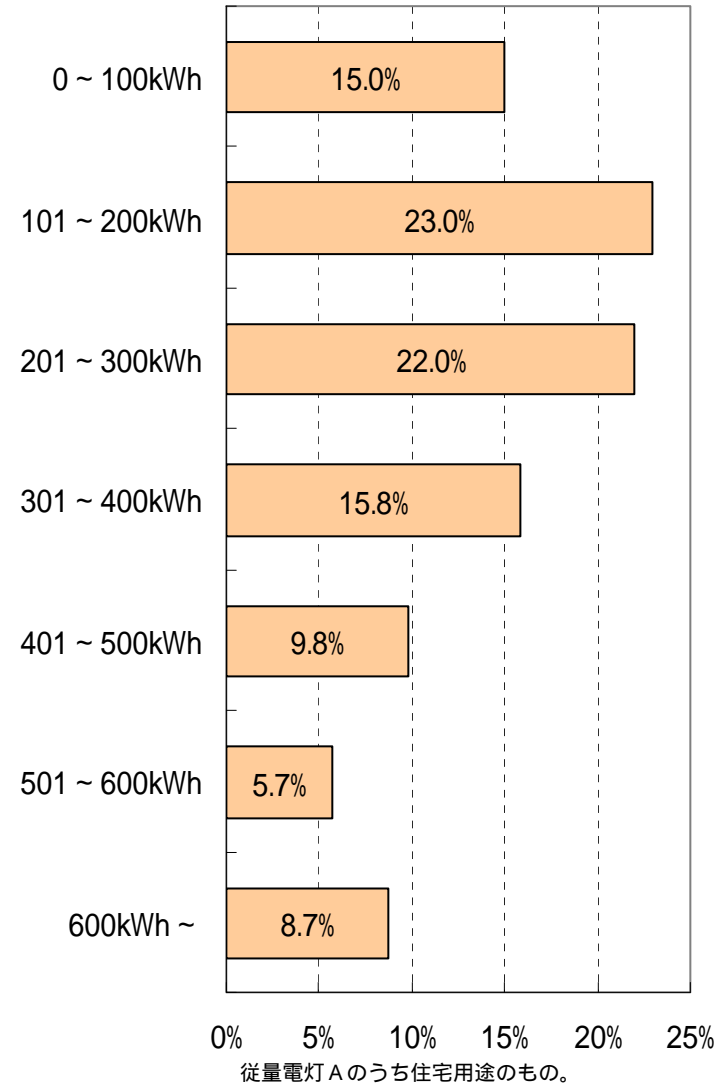
# 7 . 規制部門の料金（従量電灯 A のご使用量ごとの値上げ影響）

ご家庭などで最もご契約口数の多い従量電灯 A にご加入のお客さまの値上げ影響額は、以下のとおりです。

ご使用量 ( kWh )	新料金 ( 月額 )	現行料金 ( 月額 )	値上げ幅 ( 月額 )	値上げ率
100	2,161 円	2,016 円	145 円	7.2 %
200	4,730 円	4,376 円	354 円	8.1 %
300 平均的なご使用量	7,433 円	6,853 円	580 円	8.5 %
400	10,456 円	9,538 円	918 円	9.6 %
500	13,479 円	12,223 円	1,256 円	10.3 %
600	16,502 円	14,908 円	1,594 円	10.7 %

現行料金には、平成24年10月～12月の平均燃料価格に基づく燃料費調整額を含みます。  
 新料金、現行料金ともに、  
 ・口座振替割引額  
 ・消費税等相当額  
 ・平成24年度単価に基づき算定した太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金を含みます。  
 実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額、太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金により変動する場合があります。

使用量ごとの口数比率（平成23年度実績）



## 8 . 自由化部門の料金（値上げのお願いについて）

自由化部門のお客さまについては、平成25年7月1日より、値上げをお願い申し上げます。

ただし、平成25年7月1日が、現在のご契約期間の途中である場合には、お客さまにご確認のうえ、ご契約期間満了までは現在のご契約内容を継続させていただきます。

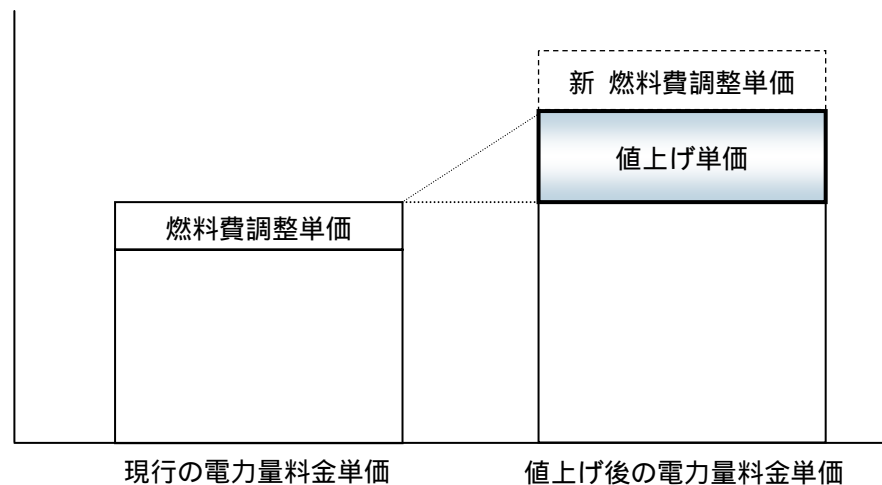
値上げ後の単価については、現行の電力量料金単価に、以下の値上げ単価を一律に上乘せしたものとさせていただきます。（基本料金単価は変更いたしません。）

### 【電力量料金の値上げ単価】

電力量料金 値上げ単価 (税込み)	特別高圧	2円36銭
	高 圧	2円44銭

特別高圧と高圧の単価差は、送電ロスの差によるものです。

(値上げ後の電力量料金単価のイメージ)



現行の電力量料金単価は、平成24年10月～12月の平均燃料価格に基づく燃料費調整単価（0.02円/kWh）を含みます。

値上げ後の電力量料金単価は、新しい燃料費調整単価により変動します。

## 8 . 自由化部門の料金（値上げ影響額の例）

高圧で契約電力500kW未満のお客さま

	新料金	現行料金	値上げ幅	値上げ率
<b>業務用電力</b> ( 契約電力 : 90kW 使用電力量 : 21,600kWh )	約 42.0万円	約 36.7万円	約 5.3万円	14.3%
<b>高圧電力 A</b> ( 契約電力 : 100kW 使用電力量 : 20,000kWh )	約 40.9万円	約 36.0万円	約 4.9万円	13.6%

高圧で契約電力500kW以上のお客さま

	新料金	現行料金	値上げ幅	値上げ率
<b>業務用電力</b> ( 契約電力 : 900kW 使用電力量 : 261,000kWh )	約 485万円	約 421万円	約 64万円	15.1%
<b>高圧電力 B</b> ( 契約電力 : 1,060kW 使用電力量 : 329,000kWh )	約 571万円	約 491万円	約 80万円	16.3%

上記のモデルは、「その他季」および力率100%で算定しております。  
 現行料金には、平成24年10月～12月の平均燃料価格に基づく燃料費調整額を含みます。

新料金、現行料金ともに、

- ・消費税等相当額
- ・平成24年度単価に基づき算定した太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金

を含みます。

実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額、太陽光発電促進付加金および再生可能エネルギー発電促進賦課金により変動する場合があります。

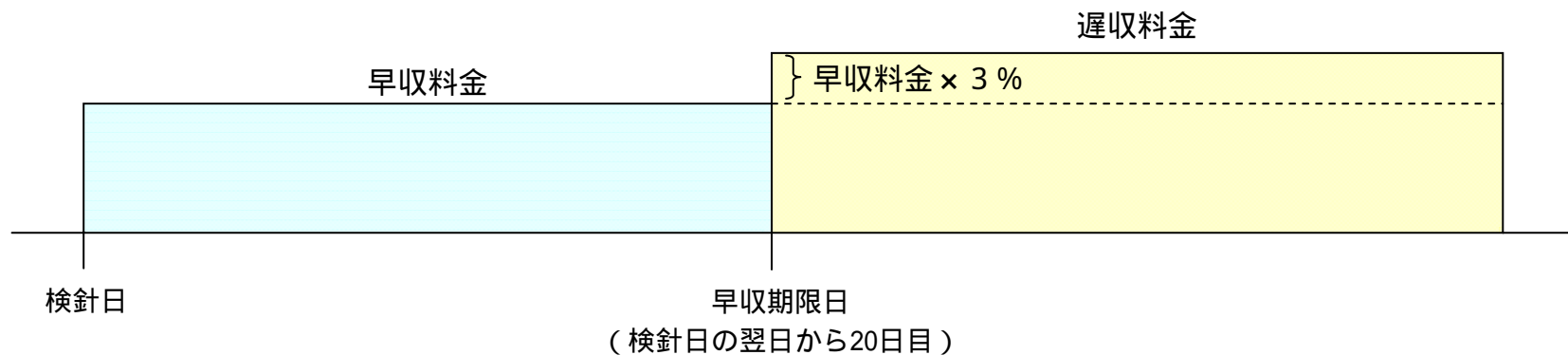


## 9 . 料金のお支払い制度の変更（規制部門・自由化部門共通）

お客さまからのご要望を踏まえ、現行の「早遅収料金制度」は平成26年9月ご請求分までの適用をもって廃止し、平成26年10月ご請求分からは「延滞利息制度」へ変更いたします。

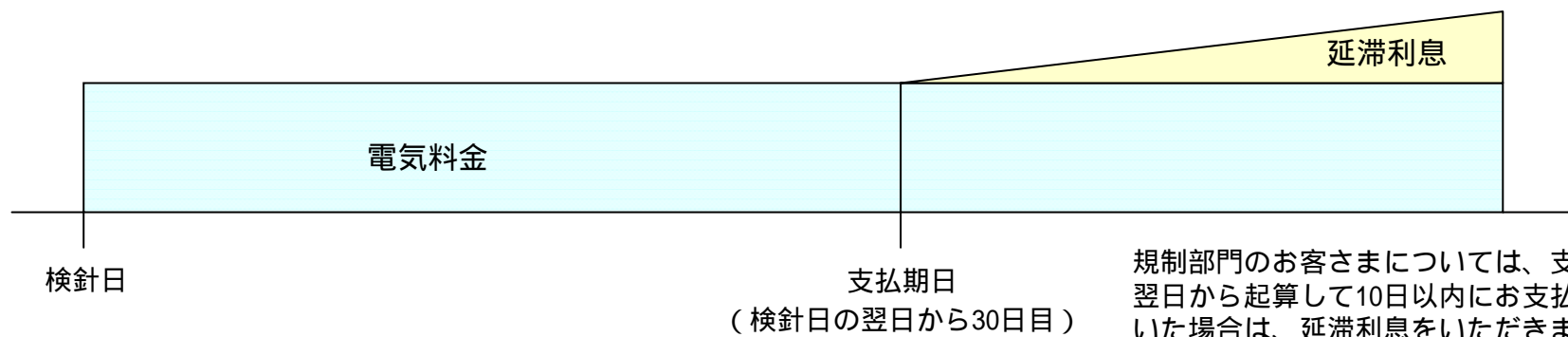
### 現行：早遅収料金制度

- お客さまが、料金を早収期限日（検針日の翌日から20日目）までにお支払いいただく場合は早収料金を、早収期限日を経過してお支払いいただく場合は、早収料金に3%を加算した遅収料金をいただく制度です。



### 変更後：延滞利息制度

- お客さまが、料金を支払期日（検針日の翌日から30日目）を経過してお支払いいただく場合に、その経過日数に応じて年利10%（1日あたり約0.03%）の率で算定した延滞利息をいただく制度です。



ご家庭など規制部門のお客さまには、値上げ申請に至った背景、経営効率化の取り組み、値上げの内容について、当社ホームページ上でお知らせするほか、検針時にリーフレットをお届けすることにより、広くお知らせしてまいります。

また、各種団体の皆さまへのご説明や、日常業務におけるお客さまとの接点などを通じて、丁寧なご説明に努めてまいります。

### < 取り組み内容 >

ご家庭などのお客さま	<p>検針時にリーフレットをお届けすることで、お客さまへもれなくお知らせさせていただきます。</p> <p>当社ホームページに値上げ申請に関するサイトを開設し、詳細かつタイムリーな情報提供を行うとともに、お客さまご自身で「値上げ影響額」や「新料金メニューへの加入メリット」を試算していただけるツールを掲載しております。</p>
各種団体の皆さま	<p>自治体や消費者団体など各種団体の皆さまには、ご訪問などを通じて、丁寧なご説明を実施してまいります。</p>
お問い合わせへの対応	<p>各県に設置しているコールセンター内に専用窓口を設置し、お客さまからのお問い合わせに対して丁寧にお応えしてまいります。</p> <p>日常業務でお会いするお客さまに対しても、リーフレット等を活用し、積極的にご説明いたします。</p>

自由化部門のお客さまには、電話や訪問、説明書の郵送により、値上げに至った背景や経営効率化の取り組み、値上げの内容について丁寧にご説明し、ご理解をいただけるよう努めてまいります。

### < 取り組み内容 >

契約電力500kW以上 のお客さま	全てのお客さまを訪問し、値上げの概要や影響額などについてご説明のうえ、契約の更改をお願いしてまいります。
契約電力500kW未満 のお客さま	電話や訪問、説明書の郵送により、値上げの概要や影響額などについてご説明のうえ、契約の更改をお願いしてまいります。
お問い合わせへの 対応	値上げに関するお客さまからのご意見・ご質問に対する専用ダイヤルを設置し、お問い合わせに対し丁寧にお応えしてまいります。

お客さまのご負担軽減につながる「節電・省エネ方法のご紹介」や「新料金メニューへの加入シミュレーション」など、お客さまへのお役立ち情報を、当社ホームページにおいて積極的に提供してまいります。

### < ホームページにおける情報提供内容 >

節電・省エネ方法のご紹介	<p>「暮らしの省エネ提案サイト」において、値上げによるご負担を軽減していただくための省エネ・節約方法など、様々なお役立ち情報をご提供しております。【ご家庭などのお客さま向け】</p> <p>お客さまの業態に応じた具体的な節電の手法や効果などについて、掲載しております。【法人などのお客さま向け】</p>
新料金メニューへの加入シミュレーション	<p>新メニュー「ピークシフト型時間帯別電灯」に変更した場合の電気料金を比較していただけるツールを、当社ホームページに掲載しております。【ご家庭などのお客さま向け】</p>
電気料金・使用量照会サービス	<p>お客さまの省エネ・節約のお役に立てるよう、当社ホームページにおいて、過去13ヵ月分の電気料金・ご使用量を表とグラフにてご確認いただけるサービスを提供しております。【ご家庭などのお客さま向け】</p>

当社はこれまで、季節別・時間帯別に異なる料金単価を設定することで、割安な時間帯へ電気のご使用を移行していただくなど、電気の効率的なご利用により電気料金のご負担軽減につながる料金メニューを設定してまいりました。今後も、スマートメーター等を活用した、よりきめ細かな料金メニューについて検討を進めてまいります。

		概要	
規制部門	時間帯別電灯	時間帯ごとに異なる電力量料金を設定したメニューです。割安な時間帯へ電気のご使用を移行していただくことで、電気料金のご負担軽減につながります。	<p>基本料金: 1,155円 (10kVAまで)</p>
	ピークシフト型 時間帯別電灯 (新料金の実施にあわせて適用開始)		<p>基本料金: 1,155円 (10kVAまで)</p>
	低圧季節別 時間帯別電力		<p>基本料金: 1,260円 (1kWにつき)</p>
自由化部門	季節別時間帯別電力	各月の月間最大電力を、前年同月の月間最大電力から抑制していただいた場合に、抑制電力に応じて割引させていただきます。契約電力500kW未満のお客さま	<p>基本料金: 1,476円 (1kWにつき) 高圧供給、業務用電力の場合</p>
	夏季デマンド調整プラン (平成24年度夏季に新たに設定)		

## 【補足資料】燃料費調整の前提諸元

原価算定期間における電源構成および化石燃料価格の見通しをもとに、燃料費調整の前提諸元を見直します。

基準燃料価格の算定に用いる換算係数は、現行では原油（ ）と石炭（ ）の2種類でしたが、前回改定（平成20年9月）以降、LNG火力発電ユニットを新設したことから、今回からLNG（ ）が追加となります。

基準単価(平均燃料価格が1,000円/k 変動した場合の1kWhあたりの調整単価)は、化石燃料ウェイトの増加に伴い現行に比べ45%上昇しています。このため、燃料価格の変動に伴う燃料費調整の調整幅は、現行に比べ、この分大きくなります。

		現行	今回申請	差引	
基準燃料価格		円/k	25,200	26,000	800
換算係数	(原油)	-	0.2433	0.2104	0.0329
	(LNG)	-	-	0.0541	0.0541
	(石炭)	-	1.1248	1.0588	0.0660
基準単価(税抜・平均)		円/kWh	0.119	0.173	(上昇率 45%) 0.054

実際の基準単価は電圧により異なります。(今回申請(税込) 低圧:0.187円、高圧:0.180円、特高:0.174円)

基準燃料価格(26,000円/k)

- ・基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・LNG・石炭の燃料価格(平成24年10月~12月の貿易統計価格)の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値となるものです。
- ・具体的には、各燃料の熱量構成比に原油換算係数を加味した係数( , , )を用い、以下のとおり算定します。

【算定式】

$$\begin{array}{ccccccc}
 57,651\text{円/k} & \times & 0.2104 & + & 64,566\text{円/t} & \times & 0.0541 & + & 9,800\text{円/t} & \times & 1.0588 & = & 26,000\text{円/k} \\
 \text{原油価格} & & & & \text{LNG価格} & & & & \text{石炭価格} & & & & \text{基準燃料価格}
 \end{array}$$

基準単価(0.173円/kWh)

- ・基準単価は、平均燃料価格が1,000円/k 変動した場合の、1kWhあたりの調整単価です。
- ・具体的に、当社火力発電の燃料消費数量(原油換算k)をもとに、以下のとおり算定します。

【算定式】

$$\begin{array}{ccccccc}
 14,333\text{k} & \times & 1,000\text{円/k} & \div & 82,648\text{百万kWh} & = & 0.173\text{円/kWh} \\
 \text{燃料消費数量(原油換算)} & & & & \text{総販売電力量} & & \text{基準単価}
 \end{array}$$

# 【補足資料】燃料費調整の前提諸元

## 平均燃料価格

- 平均燃料価格とは、毎月の原油・LNG・石炭の貿易統計価格を、前述の換算係数（ ・ ・ ）で加重平均したものです。
- 具体的には、調整を行う月の3～5ヶ月前の原油・LNG・石炭の貿易統計価格の平均に、 ・ ・ をそれぞれに乗じて合計して算定します。

## 毎月の燃料費調整額

- 毎月変動する平均燃料価格と基準燃料価格との差に基準単価を乗じて、燃料費調整単価を算定します。

### 【算定式】

$$\left( \begin{array}{c} \text{XX,XXX円/k} \\ \text{毎月の平均燃料価格} \end{array} - \begin{array}{c} 26,000円/k \\ \text{基準燃料価格} \end{array} \right) \div 1,000円/k \times 0.187円/kWh = \begin{array}{c} \text{毎月の燃料費調整単価} \\ \text{基準単価 (低圧の場合、税込み)} \end{array}$$

- この燃料費調整単価にお客さまのご使用量を乗じた金額が、毎月の燃料費調整額となります。

## 【参考】換算係数（ ・ ・ ）の算定方法

	熱量構成比	原油換算係数	換算係数
			= ×
(原油)	0.2104	1.0000	0.2104
(LNG)	0.0773	0.6996	0.0541
(石炭)	0.7123	1.4864	1.0588
合計	1.0000	-	-

原油換算係数 LNG : 1 あたりの原油発熱量 (38.2MJ) ÷ 1 kgあたりのLNG発熱量 (54.6MJ)  
 石炭 : 1 あたりの原油発熱量 (38.2MJ) ÷ 1 kgあたりの石炭発熱量 (25.7MJ)