平成 24 年 11 月 27 日

各　位

会社名　　九州電力株式会社
代表者名　代表取締役社長　瓜生　道明
(コード番号：9508 東証一部・大証一部・福証)
問合せ先　経営企画本部 グループ長　川畑　健二
ＴＥＬ．（０９２)７６１－３０３１

電気料金の値上げ申請について

当社は、本日、経済産業大臣に電気料金値上げの申請をいたしました。

当社はこれまで、エネルギーの長期安定確保及び低炭素社会の実現に向け、原子力発電を中心とした電源のベストミックスの追求や再生可能エネルギーの積極的な開発・導入を推進するとともに、不断の経営合理化に取り組むことによって、電気料金の低減に努めてまいりました。

しかしながら、福島第一原子力発電所の事故を契機に、当社が保有する原子力発電所６基は全て停止し、昨年以降、非常に厳しい電力の需給状況が続いております。

これに対応して、火力発電の焚き増しや他社からの電力購入などにより、安定供給の確保に最大限取り組んでまいりましたが、これに伴い、燃料費や購入電力料が大幅に増加し、財務状況が急速に悪化しております。

このため、1,500 億円規模の緊急経営対策など、可能な限りの経営合理化を推進してまいりましたが、平成 24 年度の経営収支は、昨年度を大幅に上回る 3,700 億円程度の赤字となる見通しです。

現行の電気料金を維持したままでは、恒常的に損失が発生し続けることとなり、今後、財務状況が一段と悪化すれば、資金調達にも支障をきたし、当社の基本的使命である電力の安定供給が困難になるおそれがあります。このような事態は、お客さまに多大なご迷惑をおかけするだけでなく、地域経済・社会に大きな混乱を生じさせることとなりますので、何としてでも避けなければならないと考えております。

当社といたしましては、苦渋の決断ではありますが、経営合理化の徹底を前提に、規制部門における電気料金につきまして、平成25年４月からの平均8.51%の値上げを申請するとともに、自由化部門におきましても同時期からの平均14.22%の値上げをお願いすることといたしました。

お客さまにご負担を強いることとなり、大変心苦しく存じますが、何とぞ事情ご賢察の上、ご理解を賜りますようお願い申し上げます。

以　上

電気料金値上げ申請の概要について

平 成 2 4 年 1 1 月
九州電力株式会社

１　値上げ申請の概要・・・・・・・・・・・・・・・P1
２　原価算定の概要(前回原価との比較)
・・・・・・・・・・・P4
2-1　原価算定の前提諸元・・・・・・・・・・・P5
2-2　経営効率化の概要・・・・・・・・・・・・・P8
３　原価の内訳・・・・・・・・・・・・・・・・P11～22
人件費・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P11
燃料費・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P13
修繕費・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P14
減価償却費・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P15
事業報酬・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P16
購入・販売電力料・・・・・・・・・・・・・・・・P19
公租公課・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P20
原子力バックエンド費用・・・・・・・・・・・P21
その他経費・控除収益・・・・・・・・・・・・・P22
４　規制・自由化別比較・・・・・・・・・P24～25
５　ご家庭の電気料金の推移・・・・・・・・・P26
６　ご家庭向け電気料金の設定の考え方
・・・・・・・・・・P27
７　新たな料金メニュー(ピークシフト電灯)
・・・・・・・・・・P28
８　ご家庭向けの選択約款の変更点
・・・・・・・・・・P29
９　料金のお支払い制度の変更・・・・・・・・・P31
10　自由化部門お客さまの値上げお願いの概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P32
11　値上げに係るお客さまへのご説明
・・・・・・・・・・P33～34
12　今後の経営の方向性・・・・・・・・・・・・・・P36

【補足資料】・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P37～45
・原価算定の根拠・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P38
・電気料金改定手続きの概要・・・・・・・・・・・・・P39
・基準燃料価格及び基準単価の見直し
・・・・・・・・・・P40～41
・個別原価算定フロー・・・・・・・・・・・・・・・・P42～43
・主なご契約種別の値上げ影響(モデル)・・・・P44
・従量電灯Ｂのご契約アンペアごとの値上げ影響・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・P45

1　値上げ申請の概要

○　原価算定期間は、資源エネルギー庁「一般電気事業供給約款料金審査要領」（以下、「審査要領」）を踏まえ、平成25～27年度の3か年といたしました。

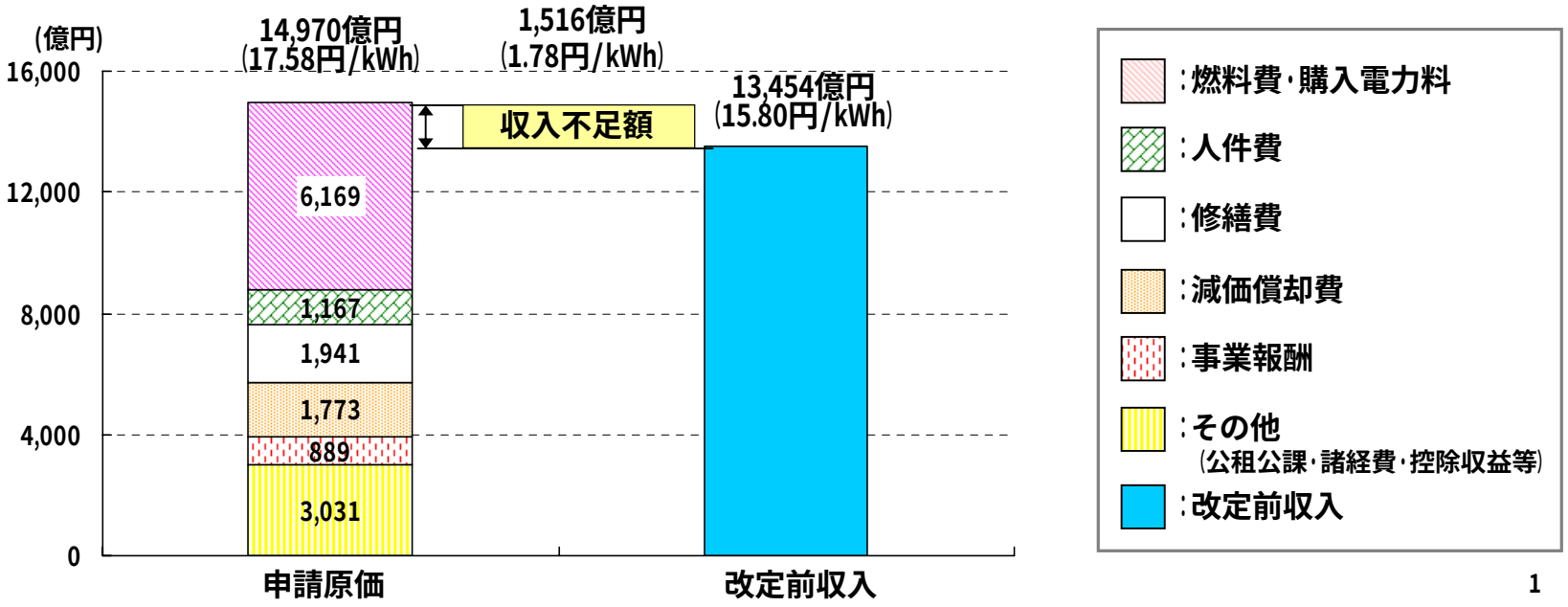
○　申請原価については、経営効率化等により1,100億円の低減を織り込むものの、燃料費や購入電力料の大幅な増加は避けられず、1兆4,970億円となる見込みです。

○　一方で、当該期間に現行料金を継続した場合の収入は、1兆3,454億円となる見込みであり、1,516億円の収入不足が発生することとなります。（※以下、数値は全て3か年平均）

○　こうした状況に対し、平成24年度は1,500億円規模のコスト低減に努めておりますが、原子力発電所の再稼働時期が不透明であり、これ以上の収支悪化は電力の安定供給に重大な支障をきたし、お客さまに多大なご迷惑をお掛けするだけでなく、地域経済・社会にも大きな混乱を生じさせることになります。

○　このため、お客さまにご負担を強いることとなり誠に申し訳ありませんが、やむなく値上げをお願いせざるを得ないとの判断に至り、このたび、平成25年4月から、規制部門で8.51%の値上げ認可申請をさせていただいた次第です。（なお、自由化部門は14.22%（規制・自由化合計で11.26%）の値上げをお願いします。）

（申請原価と改定前収入の差）

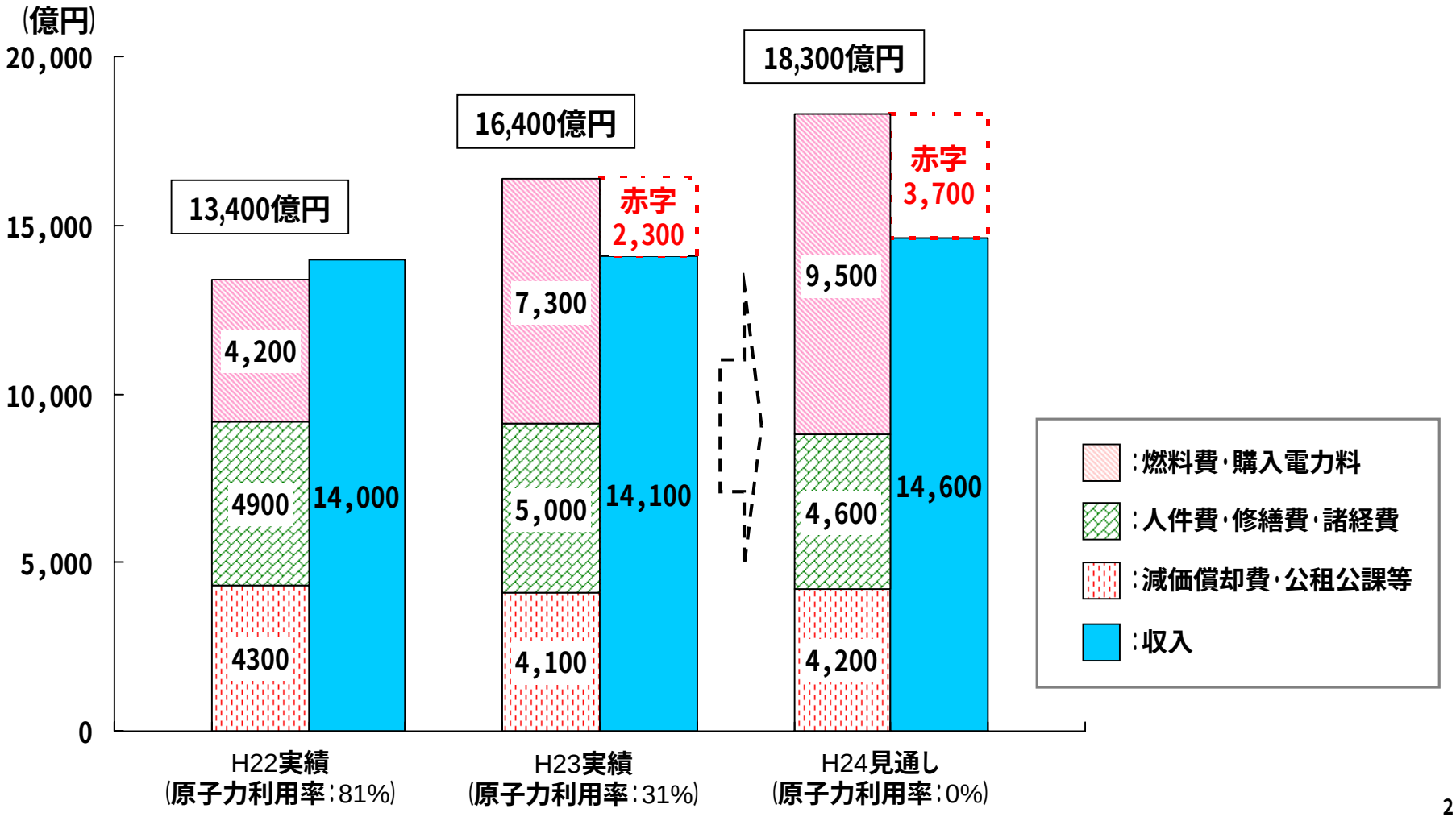


【参考】当社の経営状況（収支）

○ 原子力発電所の運転再開遅延に伴う燃料費等の増加により、平成23年度は約2,300億円の赤字となりました。

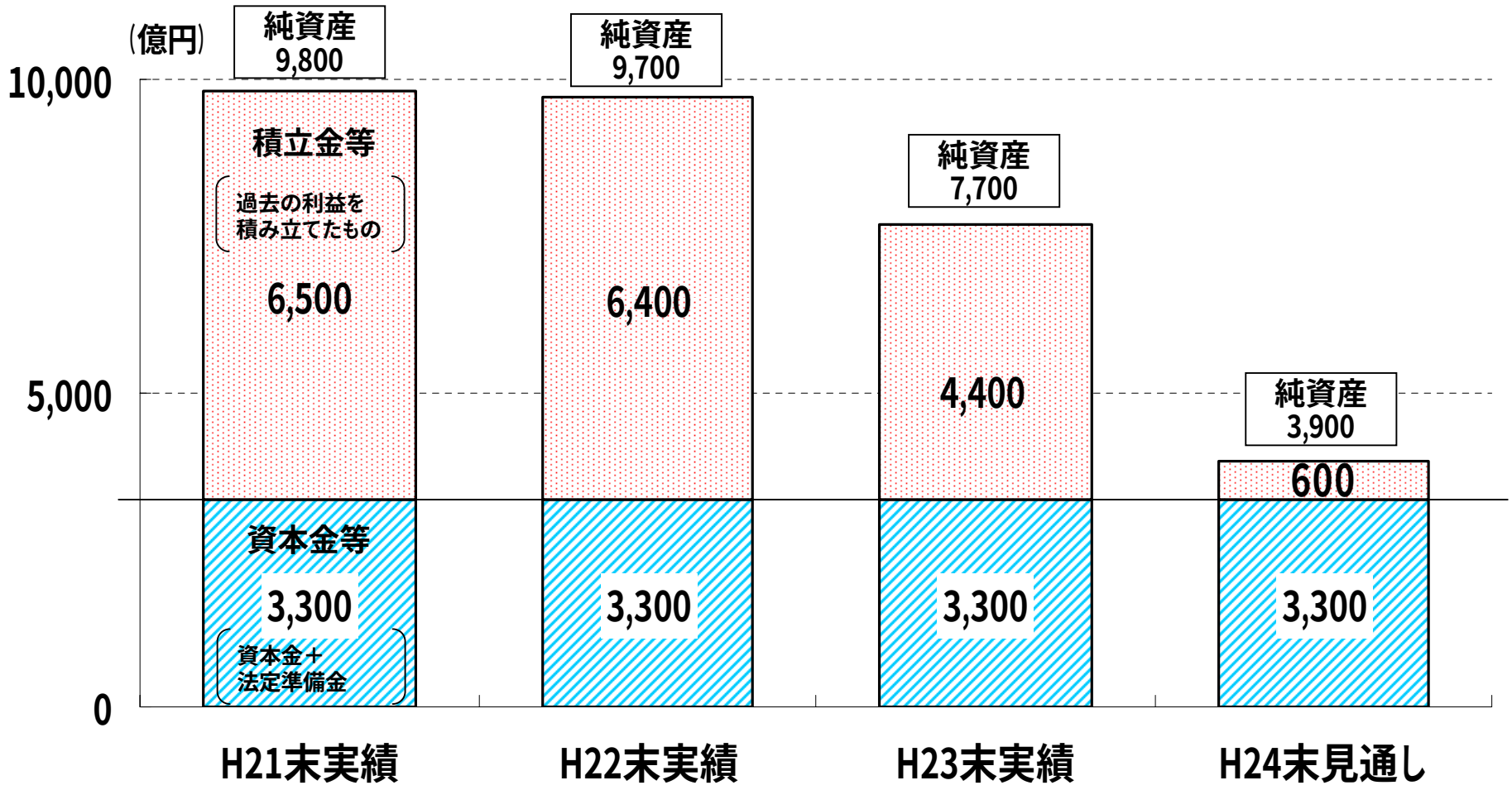
○ 平成24年度についても、3,700億円程度の赤字となる見通しです。この金額は、コスト削減や一時的な支出抑制が可能な費用※の約8割に及び、この額を削減することは、当社の基本的使命である電力の安定供給に重大な支障をきたすおそれがあります。

※ 人件費・修繕費・諸経費(廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費の9費目)



【参考】当社の経営状況（財務）

○　平成23年度以降、急激に財務状況が悪化しており、現行の電気料金水準を維持したままでは、純資産が資本金を下回り、資金調達にも支障をきたすおそれがあります。



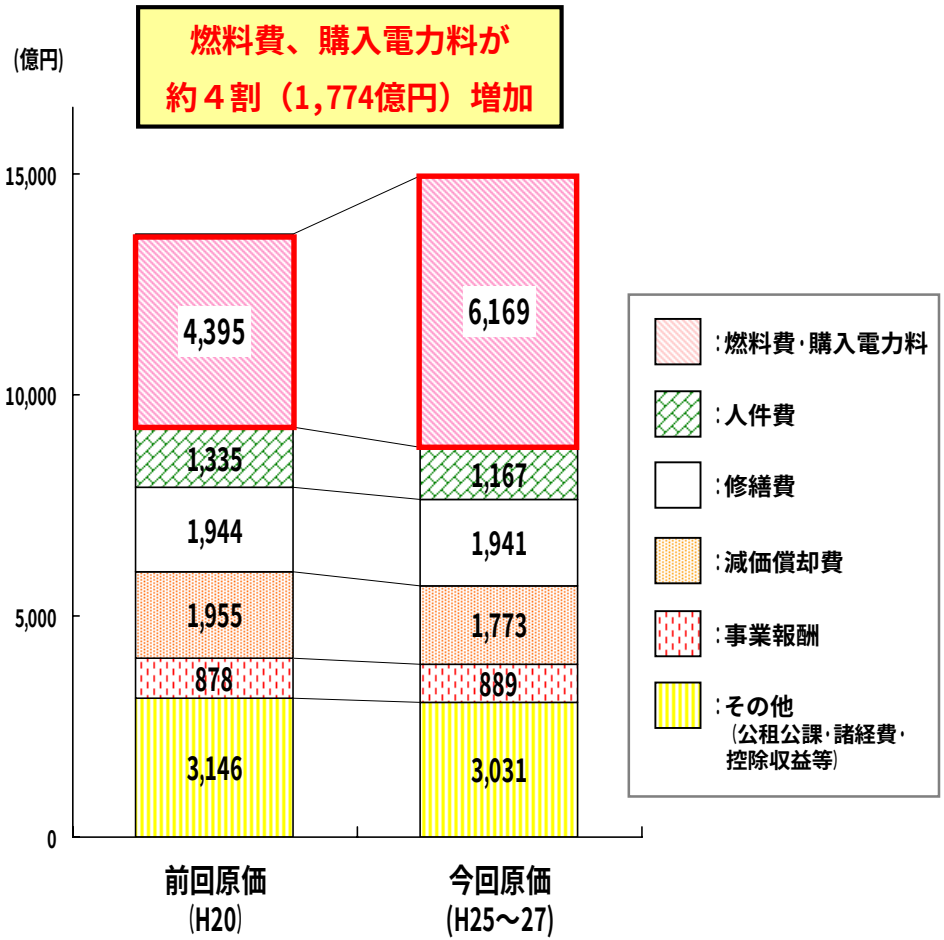
有利子負債	18,900億円	19,700億円	23,600億円	26,400億円
自己資本比率	26.1%	24.9%	18.7%	10%程度

2　原価算定の概要（前回原価（H20改定時）との比較）

○　平成25～27年度の年平均総原価は、前回改定時（平成20年度）と比較して、資本費や諸経費などの削減を織り込むものの、原子力発電所の再稼働遅延に伴う燃料費・購入電力料の大幅な増加を補うことができず、合計で1,317億円（約10%）の増加となる見込みです。

（億円）

			前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A
営業費用	人件費		1,335	1,167	▲168
	燃料費		3,162	4,818	＋1,656
	修繕費		1,944	1,941	▲3
	資本費	減価償却費	1,955	1,773	▲182
		事業報酬	878	889	＋11
		小計	2,833	2,662	▲171
	購入電力料		1,233	1,351	＋118
	公租公課		1,041	1,010	▲31
	原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用		390	274	▲116
	その他経費		1,980	2,045	＋65
		諸経費	1,682	1,615	▲67
	計		13,918	15,268	＋1,350
控除収益			▲244	▲275	▲31
総原価 ①			13,674	14,993	＋1,319
接続供給託送収益 ②			▲21	▲23	▲2
小売対象原価 ③=①+②			13,653	14,970	1,317
改定前収入			13,653	13,454	▲199
差引過不足			—	1,516	—



2-1　原価算定の前提諸元

○　販売電力量については、節電にご協力いただいた今夏の需給実績等を踏まえ、前回改定時と比較して26億kWh減の年平均853億kWhとしております。

○　原油価格及び為替レートについては、燃料費調整の参照期間との整合を考慮し、申請時の直近３か月(平成24年７～９月)の貿易統計値を適用した結果、原油価格は13$/bの上昇、為替は28円/$の円高となっております。

○　原子力利用率は、平成25年７月以降、川内・玄海原子力発電所が順次再稼働するものとし、55%と織り込みました。具体的には、川内１・２号機が平成25年７月、玄海４号機が平成25年12月、玄海３号機が平成26年１月に再稼働するものと想定しております。

〔主要諸元の推移〕

		前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A
販売電力量	億kWh	879	853	▲26
原油価格	$/b	93.0	105.9	12.9
為替レート	円/$	107	79	▲28
原子力利用率	%	83	55	▲28
事業報酬率	%	3.0	2.9	▲0.1
経費対象人員（シニア社員含む）	人	12,234	12,007	▲227

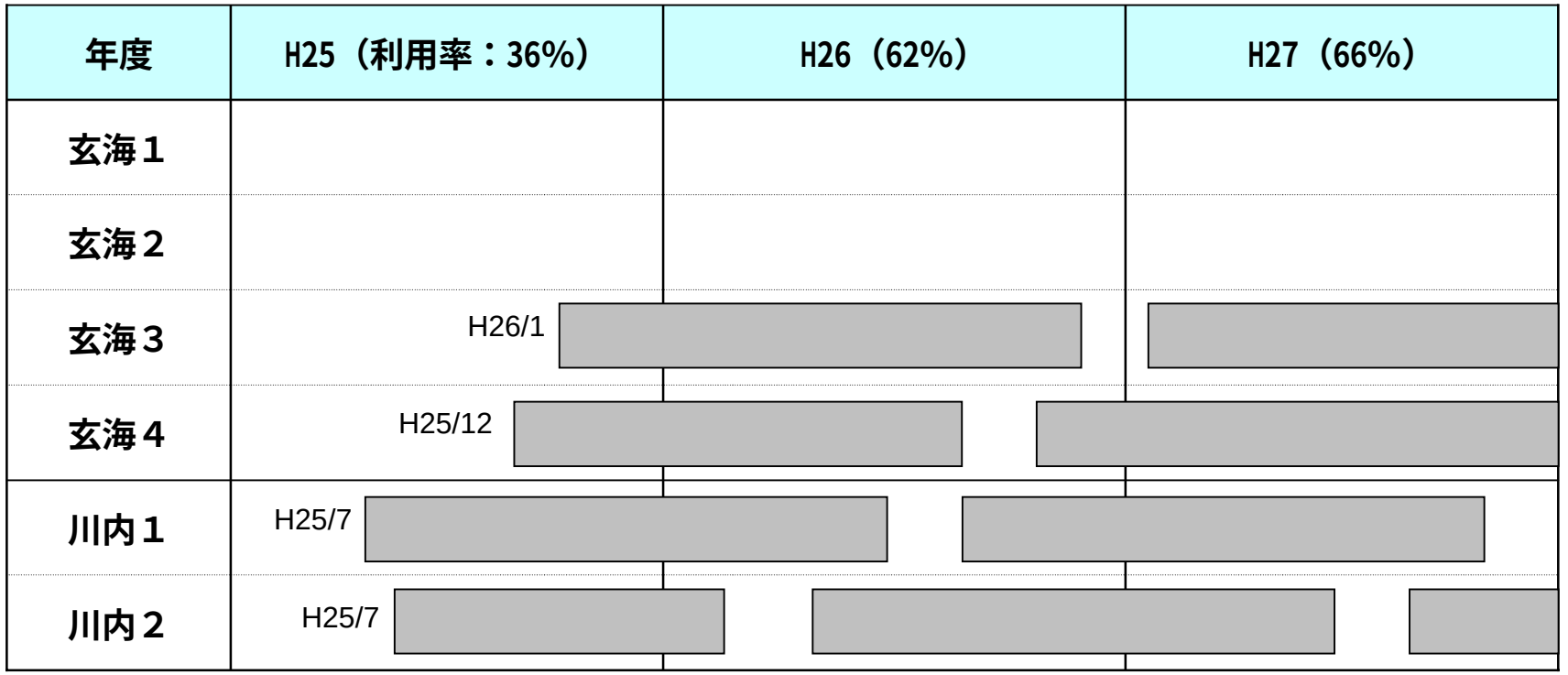
【参考】年度毎の推移		
H25	H26	H27
848	852	858
105.9		
79		
36	62	66
2.9		
12,123	12,014	11,883

【参考】原子力運転計画

○ 現在停止中の原子力発電所の再稼働時期については、原価算定上、平成25年７月からと想定しております。（川内１・２号機：平成25年７月、玄海４号機：平成25年12月、玄海３号機：平成26年１月）

○ これは、新たな安全基準（平成25年７月までに施行予定）の骨子案が今年度内に公表される予定であり、それを踏まえて当社自らが実施するプラントの安全性確認について、速やかに原子力規制委員会による評価が行われることを前提としております。

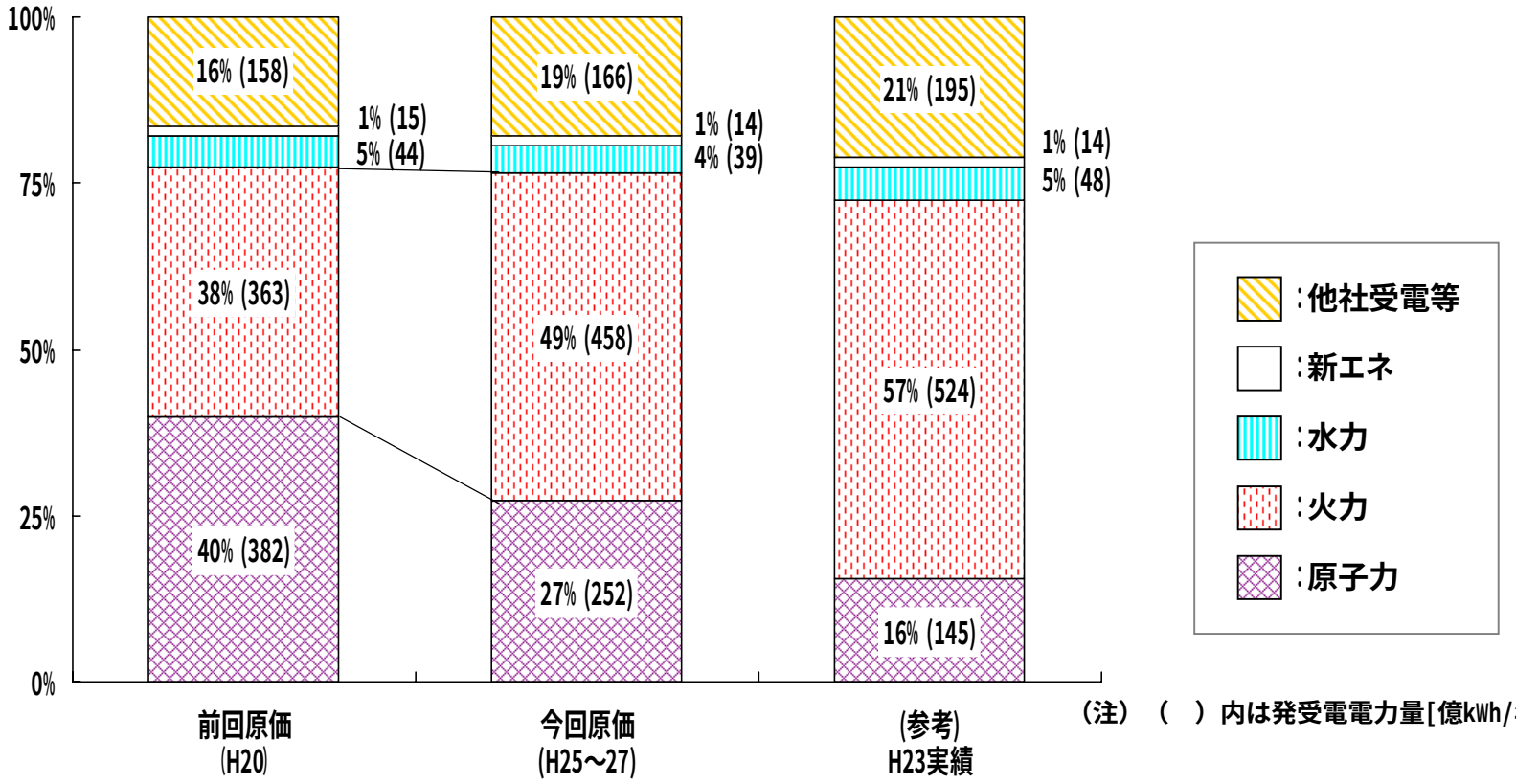
〔原価算定上の原子力運転計画〕



【参考】電源構成

○　供給力については、原子力発電所の早期再稼働へ向けた取組みを前提に、平成23年度実績を上回る利用率を織り込むことで原価の低減を図っておりますが、前回原価と比較して原子力発電電力量の大幅な減少(構成比▲13%)は避けられず、火力発電の稼働増(構成比＋11%)等で代替せざるを得ない状況です。

〔発受電電力量構成比の推移〕



（注）（　）内は発受電電力量[億kWh/年]

原子力利用率	83%	55%	31%

2-2　経営効率化の概要

○　現在、平成24年3月に公表した「平成24年度緊急経営対策」の更なる深掘りを実施しており、合計1,500億円規模のコスト削減に取り組んでおります。

○　今後も、設備投資、修繕費、諸経費、人的経費の削減などにより、更なるコスト削減に努めてまいります。

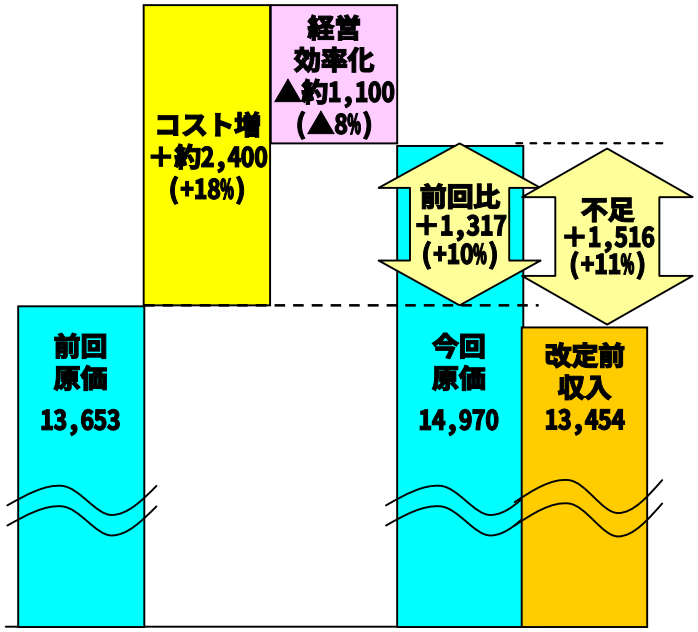
○　今回の申請原価は、前回原価から燃料費の増加等による約2,400億円（＋18%）のコスト増に対し、▲1,100億円規模（▲8%）の効率化努力を反映しております。

〔効率化反映額の内訳〕

項　目	H25～27平均	主な取組み内容
減価償却費（設備投資）	▲200億円	・設計基準、仕様の見直し ・工事中止・繰延べ・規模縮小
修　繕　費	▲300億円	・点検周期の延伸化 ・修繕工事の中止・繰延べ・規模縮小
諸　経　費	▲150億円	・業務委託範囲・内容の見直し ・普及開発関係費、団体費、研究費等の中止・繰延べ・規模縮小
人的経費	▲400億円	・役員報酬の削減 ・年収水準の引き下げ、福利厚生の見直し ・採用の抑制
その他費用	▲50億円	・調達方法の多様化等による燃料費低減
合　計	▲1,100億円規模	―

（再掲）資機材調達	▲230億円	・競争原理やスケールメリットを活かした発注方式の推進

〔料金原価の算定イメージ〕



※ 修繕費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、養成費、固定資産除却費、減価償却費(設備投資)の7費目を対象に、平均7%の競争導入効果を反映

【参考】これまでの経営効率化の取組み

○ 当社はこれまで、設備投資や修繕費、諸経費の削減及び人員の削減など、徹底した効率化に努め、競争力の強化や財務体質の改善に取り組んでまいりました 。

○ この結果、設備投資については、ピーク時の平成５年(5,357億円)から６割以上の減となっております。

○ また、修繕費についてはピーク時の平成６年(2,034億円) 、諸経費についてはピーク時の平成７年(1,782億円)からそれぞれ１割以上の減、人員についても、過去20か年ピーク時の平成９年(14,609人)から１割以上の減となっております。

〔ピーク時からの効率化実績〕

(億円、人、%)

	過去最大（Ｈ５）	・・・	H23実績	削減額	削減率
設備投資額	5,357	・・・	1,985	▲ 3,372	▲63

	過去最大（Ｈ６）	・・・	H23実績	削減額	削減率
修繕費	2,034	・・・	1,760	▲ 274	▲13

	過去最大（Ｈ７）	・・・	H23実績	削減額	削減率
諸経費	1,782	・・・	1,520	▲ 262	▲15

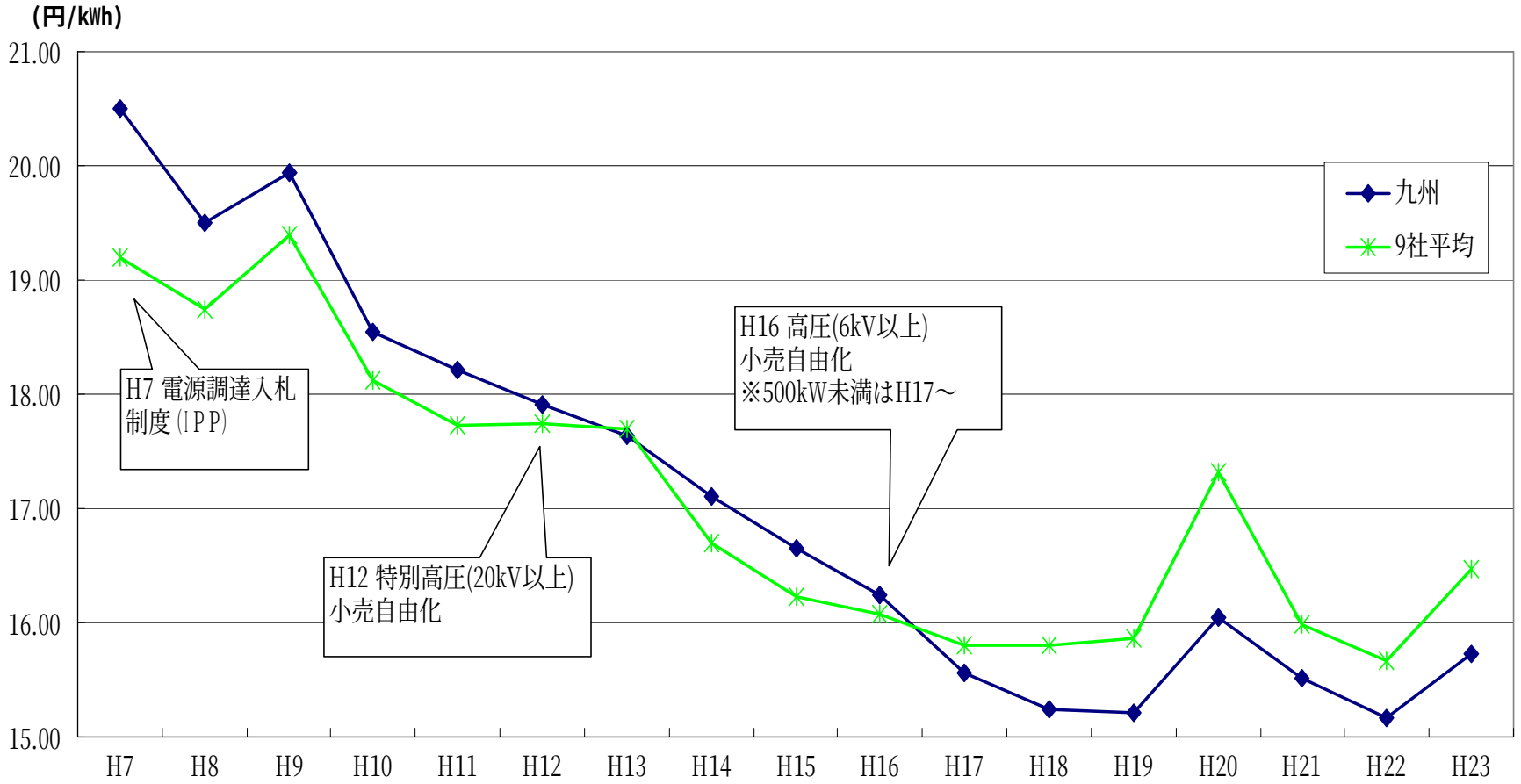
※ 廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費の９費目

	過去20か年最大(Ｈ９)	・・・	H23実績	削減数	削減率
人員数	14,609	・・・	12,831	▲1,778	▲12

【参考】電気料金（販売単価）の推移

○ 当社の電気料金は、離島や山間部を多く抱えるという地域特性もあり、全国平均を上回る水準で推移しておりました。

○ その後、原子力を中心とした電源のベストミックスを積極的に推進するとともに、不断の経営合理化に取り組むことで、料金の低減に努め、今では電力９社の中で安い水準を実現しております。



3　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、健康保険料の会社負担の引き下げの他、役員報酬の減額や福利厚生制度の見直し等の効率化を織り込むことにより、前回原価と比べ168億円の減となっております。

（億円、人）

	前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
役員給与	8	7	▲1	報酬の減額
給料手当	1,058	792	▲266	年収の減額
給料手当振替額	▲8	▲7	1	
退職給与金	▲42	111	153	数理計算上の差異償却費の増
厚生費	191	163	▲28	福利厚生の見直し
委託検針費	70	63	▲7	検針単価の減額
委託集金費	46	31	▲15	集金単価の減額
雑給	12	7	▲5	嘱託報酬の減
人件費計	1,335	1,167	▲168	―

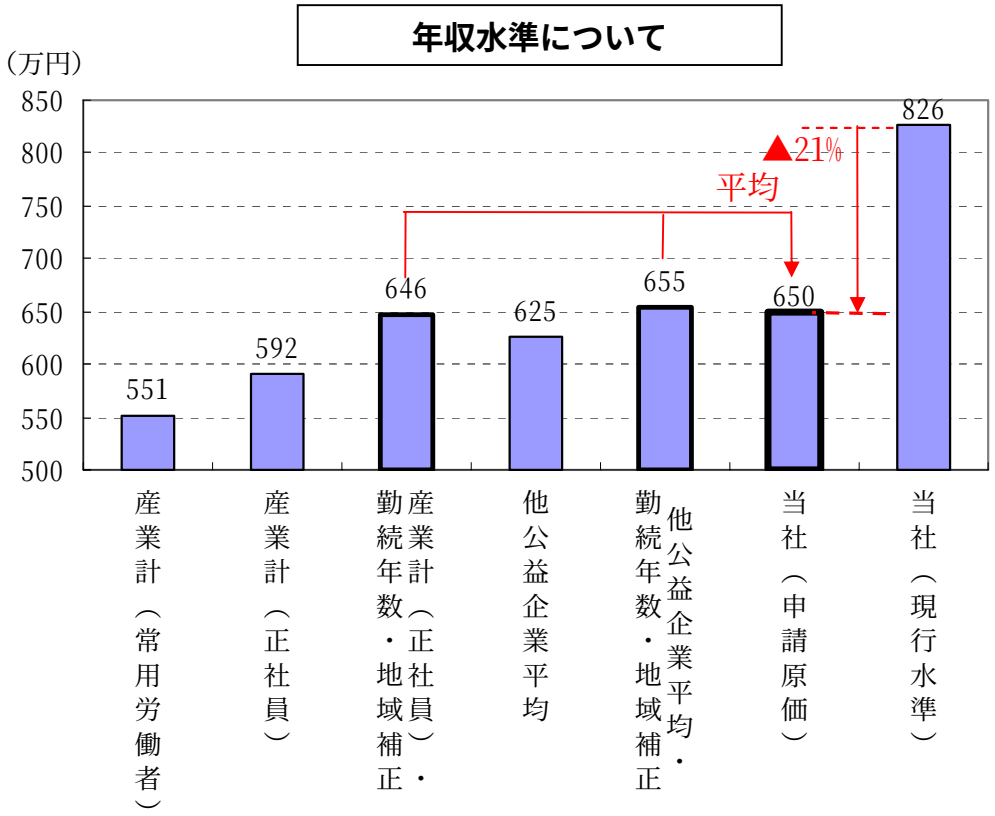
【参考】経費対象人員	12,234	12,007	▲227	業務委託の拡大

※　経費対象人員にはシニア社員を含みます。

【参考】全産業・他公益企業との賃金比較

○　当社の年収水準（基準賃金、時間外手当を除く基準外手当、賞与、その他諸給与金）は、「審査要領」や電力会社の従業員の雇用実態※等を踏まえ、「賃金構造基本統計調査」における産業計（正社員）に勤続年数補正・地域補正を行った値（646万円）と他公益企業平均に勤続年数補正・地域補正を行った値（655万円）の単純平均（650万円）を目安としております。

※ 電気事業においては、発電所等の保守・運用を行うために、長年の経験と技術力を有した人材の育成が必要であることから、当社従業員の勤続年数は他産業に比べて長くなっております。



【審査要領】
「賃金構造基本統計調査」における常用雇用者1,000人以上の企業平均値を基本に、ガス事業、鉄道事業等類似の公益企業の平均値とも比較しつつ査定を行う。その際、地域間の賃金水準の差についても考慮する。

※ 出典：厚生労働省「賃金構造基本統計調査」
同調査における所定内給与額は、超過労働給与額（時間外手当、当直手当、特別労働手当等）を除いた額
※ 従業員1,000人以上の企業を対象
※ 他公益企業平均はガス、水道、鉄道、通信、航空の単純平均
※ 勤続年数補正は、当社従業員の勤続年数区分毎の在籍人数で統計値を補正
※ 地域補正は、人事院報告における地域別民間給与の全国と九州・沖縄の比率（96%）にて実施

3　原価の内訳（燃料費）

○　電源の最経済運用を前提として、調達方法の多様化や輸送費の削減などの価格低減策を織り込むものの、原子力発電電力量の減少に伴う代替火力の稼働増による大幅な増加は避けられず、前回原価と比べ1,656億円の増加となっております。

（億円）

		前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
火力	石炭	638	691	53	原子力発電所の長期停止による稼働増 （原子力利用率：83→55%）
	石油	602	1,243	641	
	LNG	1,677	2,652	975	
	小計	2,917	4,586	1,669	
原子力		223	204	▲19	原子力発電所の長期停止による減
新エネ		22	28	6	
燃料費計		3,162	4,818	1,656	―

【参考】発電電力量　（億kWh）

火力	石炭	164	165	1
	石油	33	75	42
	LNG	166	219	53
	小計	363	458	95
原子力		382	252	▲130
新エネ		15	14	▲1

3　原価の内訳（修繕費）

○　修繕費の原価算定にあたっては、それぞれの設備に関して、法令や点検結果に基づき安定供給の維持に必要な最低限の対策を織り込んでおります。

○　なお、修繕費率※は2.19%となり、「審査要領」に記載のメルクマール（過去の修繕費率）と比較しても、適切な水準に抑制しております。

※ 帳簿原価に対する修繕費の比率

(億円)

	前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差: B-A
水　　力	83	66	▲17
火　　力	403	453	50
原 子 力	525	539	14
新エネ等	—	38	38
送　　電	114	134	20
変　　電	83	68	▲15
配電 一般修繕費	251	218	▲33
配電 取替修繕費	435	385	▲50
配電 小　　計	686	603	▲83
業　　務	50	40	▲10
修繕費計	1,944	1,941	▲3

○主な増要因
・設備の経年劣化や法規制等への対応

【主な修繕計画】

設　備	修繕計画
電　源	○発電設備の定期検査 ○ボイラー、タービン、発電機等の経年劣化対策 ○原子力発電所の安全性、信頼性向上対策
流　通	○鉄塔塗装、電力ケーブル保守・点検 ○変圧器修理、電力量計失効替
業　務	○通信機器の保守・点検 ○建物劣化補修

【審査要領】

事業者各社一律に設定するのではなく、各社ごとに、過去実績をもとにした基準(帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率等)等をメルクマールとして設定する。

(億円)

	今回	直近５か年※
平均修繕費:C	1,941	1,856
平均帳簿原価:D	88,806	83,604
比率　C/D	2.19%	2.22%

※ 直近５か年はH19～H23年度実績の平均

3　原価の内訳（減価償却費）

○　原子力発電所の更なる安全対策の実施などによる増加要因はあるものの、償却の進展などにより、前回原価と比べ182億円の減となっております。

（億円）

	前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
水　　力	207	192	▲15	償却の進展
火　　力	368	201	▲167	償却の進展
原　子　力	355	342	▲13	償却の進展
新　エ　ネ	―	27	27	設備区分の新設
送　　電	418	412	▲6	償却の進展
変　　電	229	197	▲32	償却の進展
配　　電	264	244	▲20	償却の進展
業　　務	114	158	44	総合制御所計算機取替工事等の増
減価償却費計	1,955	1,773	▲182	―

3　原価の内訳（事業報酬）

○　レートベース(電気事業に必要な資産の価値)については、償却の進展による減はあるものの、積立金の取り崩し※により、前回原価と比べ1,397億円の増となっております。

○　事業報酬率については、 経済産業省令「一般電気事業供給約款料金算定規則」（以下、「算定規則」）及び「審査要領」等を踏まえ、前回 (3.0%)から0.1%低い2.9%となっております。

○　この結果、事業報酬は、前回と同水準の889億円となっております。

○　なお、建設を予定しております川内原子力発電所３号機に関連する設備投資(建設中の資産)については、対象外としております。

※ 前回原価では積立金相当額を控除

(億円)

		前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
電気事業固定資産		25,634	23,964	▲1,670	償却の進展
核燃料資産		2,568	2,658	90	原子力発電所停止による増
建設中の資産		932	1,197	265	新大分3号系列第4軸増設工事による増
特定投資		157	739	582	日本原燃への増資、上流権益への投資
運転資本	営業費	1,176	1,376	200	総原価見直しによる増
	貯蔵品	496	713	217	燃料貯蔵品の増
	小計	1,672	2,089	417	—
原変・別途積立金		▲1,713	－	1,713	積立金取り崩しによる増
①レートベース計		29,250	30,647	1,397	—
事業報酬(①×報酬率※)		878	889	11	—

※ 前回は3.0%、今回は2.9%を適用

【参考】事業報酬の算定方法①

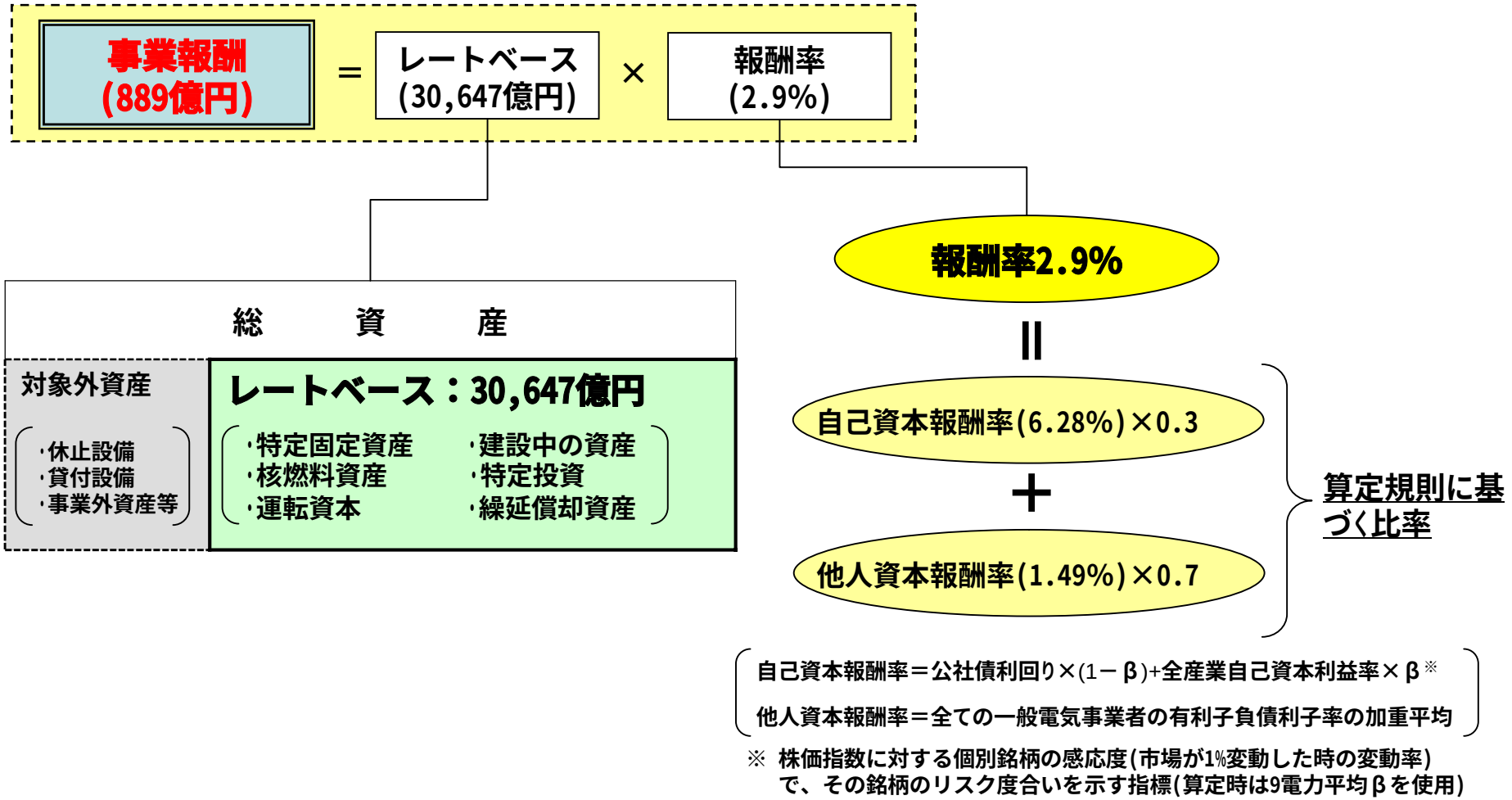
○　事業報酬の算定諸元となるレートベース及び報酬率については、「算定規則」で以下のとおり定められております。

レートベース		事業に投下された電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値 （「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」より）
	①特定固定資産	電気事業固定資産（附帯事業に係る共用固定資産、貸付設備その他の電気事業固定資産の設備のうち適当でないもの及び工事費負担金を除く）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
	②建設中の資産	建設仮勘定の事業年度における平均帳簿価額から建設中利子相当額及び工事費負担金相当額を控除した額に100分の50を乗じて得た額
	③核燃料資産	核燃料の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
	④特定投資	長期投資（エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められるものに限る）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
	⑤運転資本	営業資本（減価償却費、公租公課等を除いた営業費用に12分の1.5を乗じて得た額）及び貯蔵品（火力燃料貯蔵品等の年間払出額に、原則として12分の1.5を乗じて得た額）を基に算定した額
	⑥繰延償却資産	繰延資産（株式交付費、社債発行費及び開発費に限る）の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
報酬率		自己資本報酬率及び他人資本報酬率を30対70で加重平均した率
	①自己資本報酬率	すべての一般電気事業者を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率（すべての一般電気事業者を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率が、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下回る場合には、国債、地方債等公社債の利回りの実績率）を基に算定した率
	②他人資本報酬率	すべての一般電気事業者の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率

【参考】事業報酬の算定方法②

○ 事業報酬とは、設備投資のための資金調達によって発生する支払利息や配当金などの、いわゆる資本コストに相当するもので、一般的な利益とは異なる必要不可欠なコストです。

○ その算定方法は、膨大な設備投資が必要である電気事業の特質から、事業者の円滑な資金調達や企業努力による財務体質の改善を促す目的で、レートベース方式（電気事業に必要な真実かつ有効な資産＝レートベースに対して、適正な報酬率を乗じて算定する方法）が採られております。



自己資本報酬率＝公社債利回り×(1－β)+全産業自己資本利益率×β※

他人資本報酬率＝全ての一般電気事業者の有利子負債利子率の加重平均

※ 株価指数に対する個別銘柄の感応度(市場が1%変動した時の変動率)で、その銘柄のリスク度合いを示す指標(算定時は9電力平均βを使用)

3　原価の内訳（購入・販売電力料）

○　購入電力料については、原子力発電電力量の減少に伴う追加調達分の増加や、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入による購入量の増加などにより、前回原価と比べ118億円の増加となっております。

○　販売電力料については、卸電力取引所活性化へ向けた取引量の増加などを織り込むことにより、前回原価と比べ12億円の増加となり、原価の低減に寄与しております。

（億円）

		前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
購入	水　力	157	140	▲17	―
	火　力	938	1,045	107	追加調達の増加等による単価の上昇
	新エネ	138	166	28	固定価格買取制度開始による購入量の増
合　計		1,233	1,351	118	―

販　売	84	96	12	新電力向け販売電力量の増

【参考】購入・販売電力量　（億kWh）

購入	水　力	19	17	▲2
	火　力	139	134	▲5
	新エネ	13	22	9

販　売	8	9	1

3　原価の内訳（公租公課）

○　償却の進展に伴う固定資産税の減や税制改正に伴う法人税の減、販売電力量の減少に伴う電源開発促進税の減などにより、前回原価と比べ31億円の減となっております。

（億円）

	前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
水利使用料	16	17	1	―
固定資産税	337	324	▲13	償却の進展
雑税※	51	53	2	使用済核燃料税の増
電源開発促進税	335	325	▲10	課税対象電力量の減（▲27億kWh）
事業税	169	178	9	課税対象収入（総原価）の増
法人税	133	113	▲20	法人税率の変更（30.0→25.5%）
公租公課計	1,041	1,010	▲31	―

※ 住民税、事業所税、核燃料税、使用済核燃料税、印紙税等

3　原価の内訳（原子力バックエンド費用）

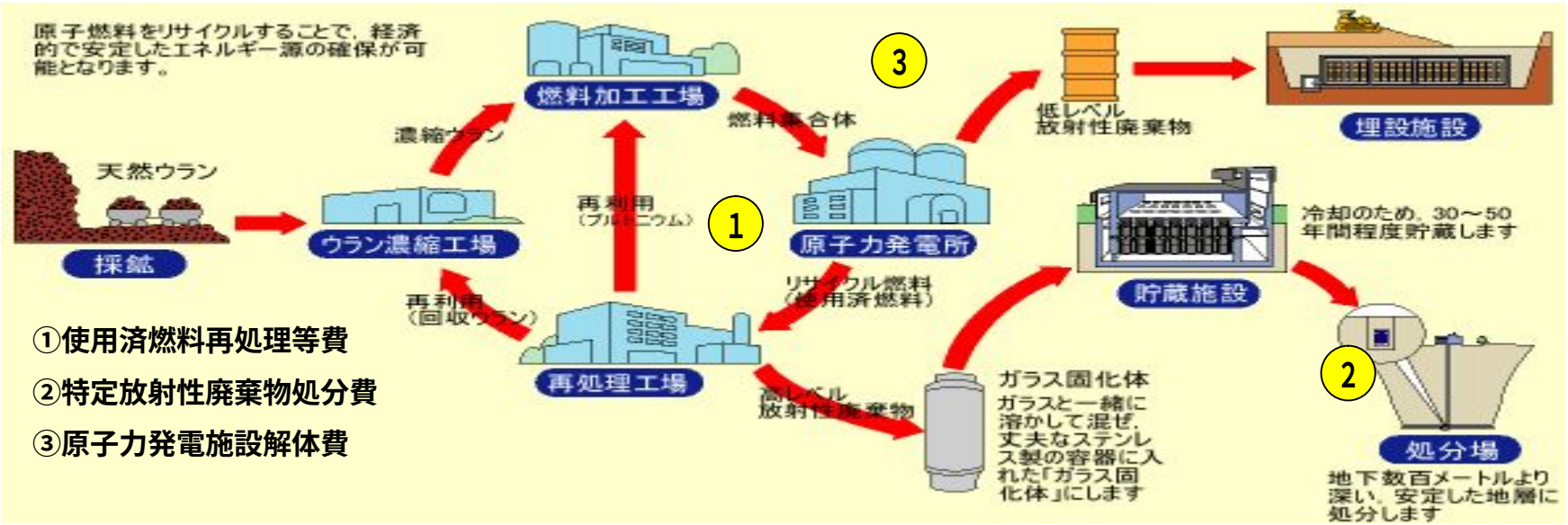
○　原子力発電所の稼働減等により、前回原価と比べ116億円の減となっております。

（億円）

	前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	主な増減要因
使用済燃料再処理等費	225	184	▲41	発電電力量の減(382→252億kWh)
特定放射性廃棄物処分費	88	38	▲50	発電電力量の減(368→229億kWh※1) 過去分※2の拠出終了(H25年度)による減
原子力発電施設解体費	77	52	▲25	発電電力量の減(382→252億kWh)
バックエンド費用計	390	274	▲116	―

※1　暦年ベース(H25.1～H27.12の３か年平均)
※2　平成11年末までの発電分

【参考】原子燃料サイクルの概要



3　原価の内訳（その他経費・控除収益）

○　「審査要領」を踏まえ、普及開発関係費や研究費等の減額を織り込むものの、原子力損害賠償支援機構への一般負担金などの増加要因もあり、前回原価と比べ45億円の増となっております。

（億円）

		前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A
その他経費	廃棄物処理費	99	116	17
	消耗品費	66	61	▲5
	補償費	20	25	5
	賃借料	365	286	▲79
	託送料	27	26	▲1
	事業者間精算費	7	9	2
	委託費	745	849	104
	損害保険料	16	18	2
	原賠機構負担金	—	169	169
	普及開発関係費	96	28	▲68
	養成費	16	15	▲1
	研究費	67	58	▲9
	諸費	208	177	▲31
	その他※	248	208	▲40
	その他経費計	1,980	2,045	65

※　電気料貸倒損、固定資産除却費等

		前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A
控除収益	遅収加算料金	▲22	▲12	10
	託送収益	▲1	▲3	▲2
	事業者間精算収益	▲34	▲44	▲10
	電気事業雑収益	▲102	▲120	▲18
	預金利息	▲1	▲1	0
	控除収益計※	▲160	▲180	▲20

※　地帯間販売電力料、他社販売電力料を除く

その他経費＋控除収益	1,820	1,865	45

○主な増減要因

原子力損害賠償支援機構一般負担金　＋169
委託費　＋104　（発変電・送電設備保全業務委託の増　＋94　など）
賃借料　▲79　（リース会計変更※による機械賃借料の減　▲60　など）
普及開発関係費　▲68　（販促・広報関係費の減　▲68）
諸費　▲31　（通信運搬費　▲8、雑費　▲8、寄付金　▲9　など）

※　新リース会計基準の適用により、H20.4以降の新規契約分から、賃貸借処理が認められていたリース資産を資産計上することに変更

【参考】「一般電気事業供給約款料金審査要領」の反映

○　「審査要領」に算入可否が示されている普及開発関係費や寄付金、団体費、研究費については、算入項目を精査した結果、前回原価と比べ97億円の減となっております。

（億円）

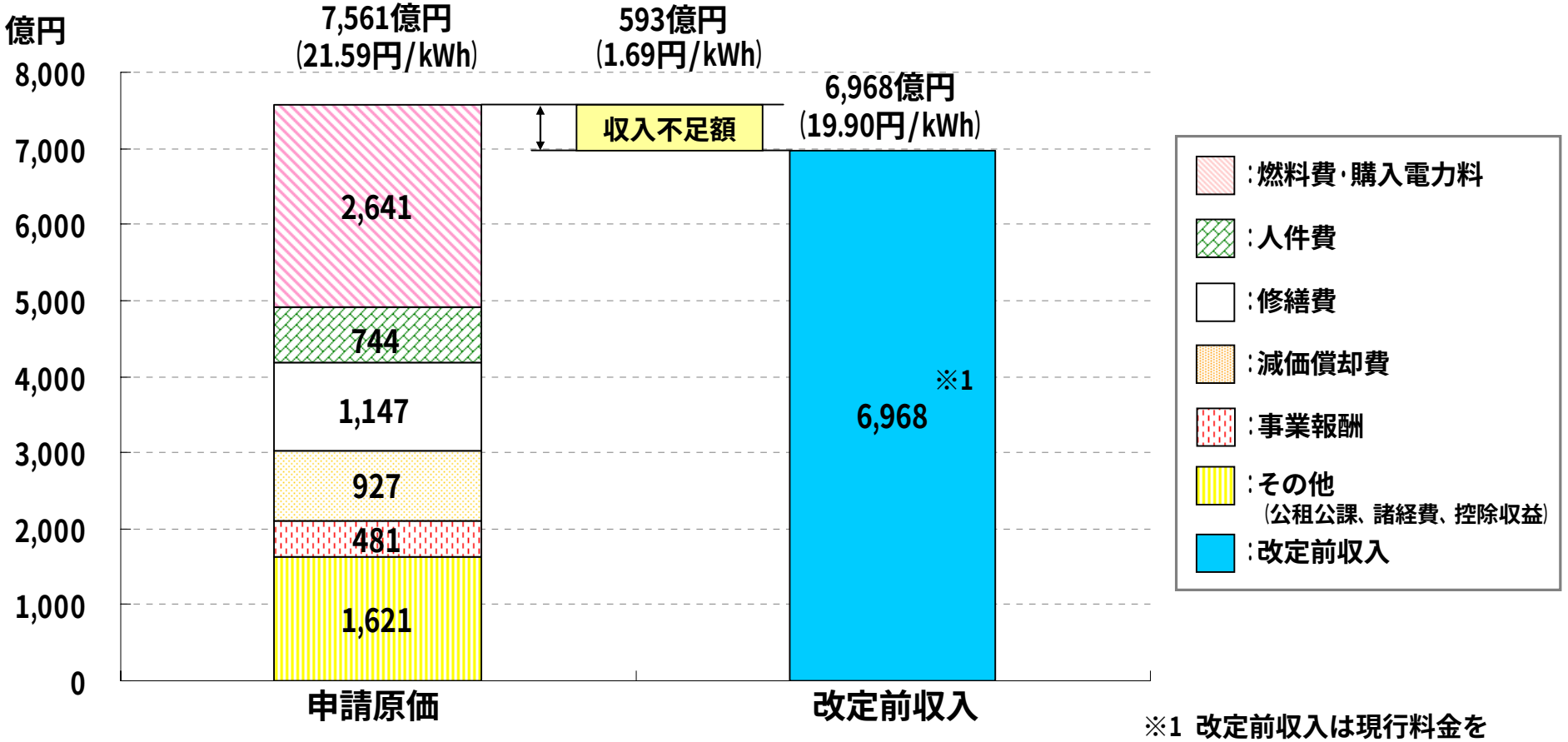
項　目	前回:A (H20)	今回:B (H25～27)	差:B-A	備　考
普及開発関係費	96	28	▲68	―
イメージ広告･販促関連	23	0	▲23	･イメージ広告･販促関連、オール電化関連、ＰＲ館（販促関連）費用は全額不算入
オール電化関連	24	0	▲24	
ＰＲ館(販促関連)	6	0	▲6	
電気料金メニュー	11	5	▲6	
電気安全関連	3	2	▲1	
需要抑制要請関連	0	2	2	
電力設備･ｴﾈﾙｷﾞｰに関する理解促進活動関連	23	15	▲8	
その他の情報提供関連(公益的目的)	6	4	▲2	
寄付金	9	0.4	▲9	･大牟田市特定呼吸器疾病患者救済事業（市との協定に基づき支出）
団体費	17	6	▲11	･下記以外は全額不算入
海外電力調査会	1	1	0	･海外電気事業の調査･研究等
海外再処理委員会	0.7	0.7	0	･海外再処理契約及び関連輸送契約等の協議･履行補助等
原子力安全推進協会	0.9	3.6	2.7	･事業者の原子力安全性向上活動の評価･支援
電力系統利用協議会	0.6	0.6	0	･ネットワーク利用公平性確保
世界原子力発電事業者協会東京センター	0.2	0.2	0	･原子力の安全及び信頼性の向上
研究費	67	58	▲9	―
自社研究費	28	27	▲1	･研究内容を精査し、電力の安定供給やコスト削減、地球温暖化防止などに資する項目に限定して算入
分担金（電中研他）	39	31	▲8	
合　　計	189	92	▲97	

4　規制・自由化別比較（規制部門の原価・収入）

○　原価算定期間における規制部門の申請原価は、３か年平均で7,561億円となります。

○　一方で、当該期間に現行の電気料金を継続した場合の収入は、6,968億円となる見込みであり、593億円の収入不足が発生することとなります。

○　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ありませんが、規制部門では、平均で1.69円／kWh（8.51%）の値上げをお願いすることといたしました。



販売電力量：350億kWh※2

※1　改定前収入は現行料金を継続した場合の収入。

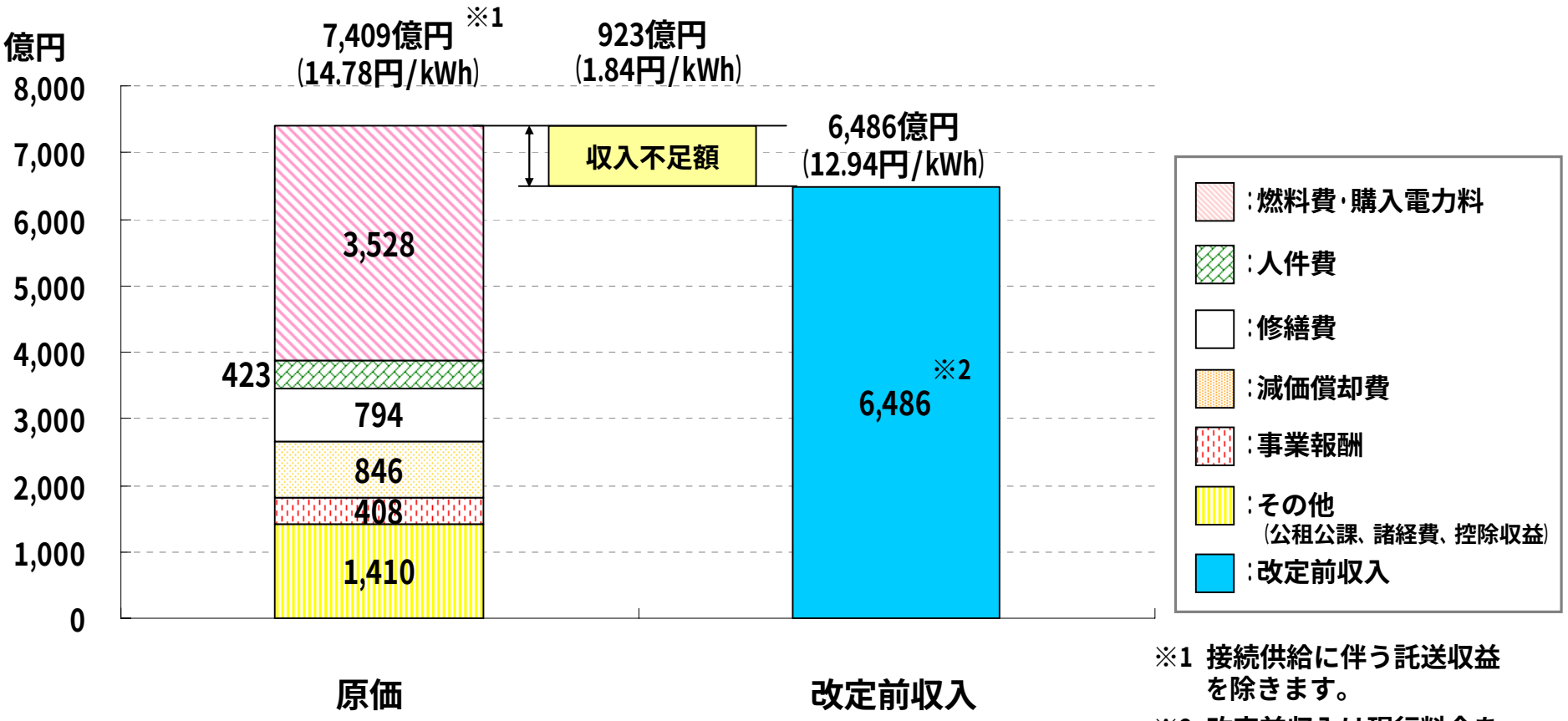
※2　自社分を除きます。

4　規制・自由化別比較（自由化部門の原価・収入）

○　原価算定期間における自由化部門の原価は、３か年平均で7,409億円となります。

○　一方で、当該期間に現行の電気料金を継続した場合の収入は、6,486億円となる見込みであり、923億円の収入不足が発生することとなります。

○　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ありませんが、自由化部門では、平均で1.84円／kWh（14.22%）の値上げをお願いすることといたしました。



販売電力量：501億kWh ※3

※1　接続供給に伴う託送収益を除きます。

※2　改定前収入は現行料金を継続した場合の収入。

※3　自社分を除きます。

5　ご家庭の電気料金の推移

○　今回の料金値上げでは、ご家庭（契約種別：従量電灯Ｂ、契約電流：30Ａ、使用電力量：300kWh/月の場合）の電気料金は、現在のお支払額と比べて5.7%の値上がりとなり、月額7,021円（値上げ額378円）となる見込みです。お客さまにご負担をお願いし、誠に申し訳ございませんが、ご理解をいただきますよう、よろしくお願い申し上げます。

（円/月）

	H12改定	H14改定	H17改定	H18改定	H20改定	今回
現行料金	7,214	6,826	6,597	6,433	6,469	6,643
改定料金（申請料金）	6,775	6,524	6,253	6,211	6,391	7,021
増減額	▲439	▲302	▲344	▲222	▲78	378
増減率	▲6.1%	▲4.4%	▲5.2%	▲3.5%	▲1.2%	5.7%

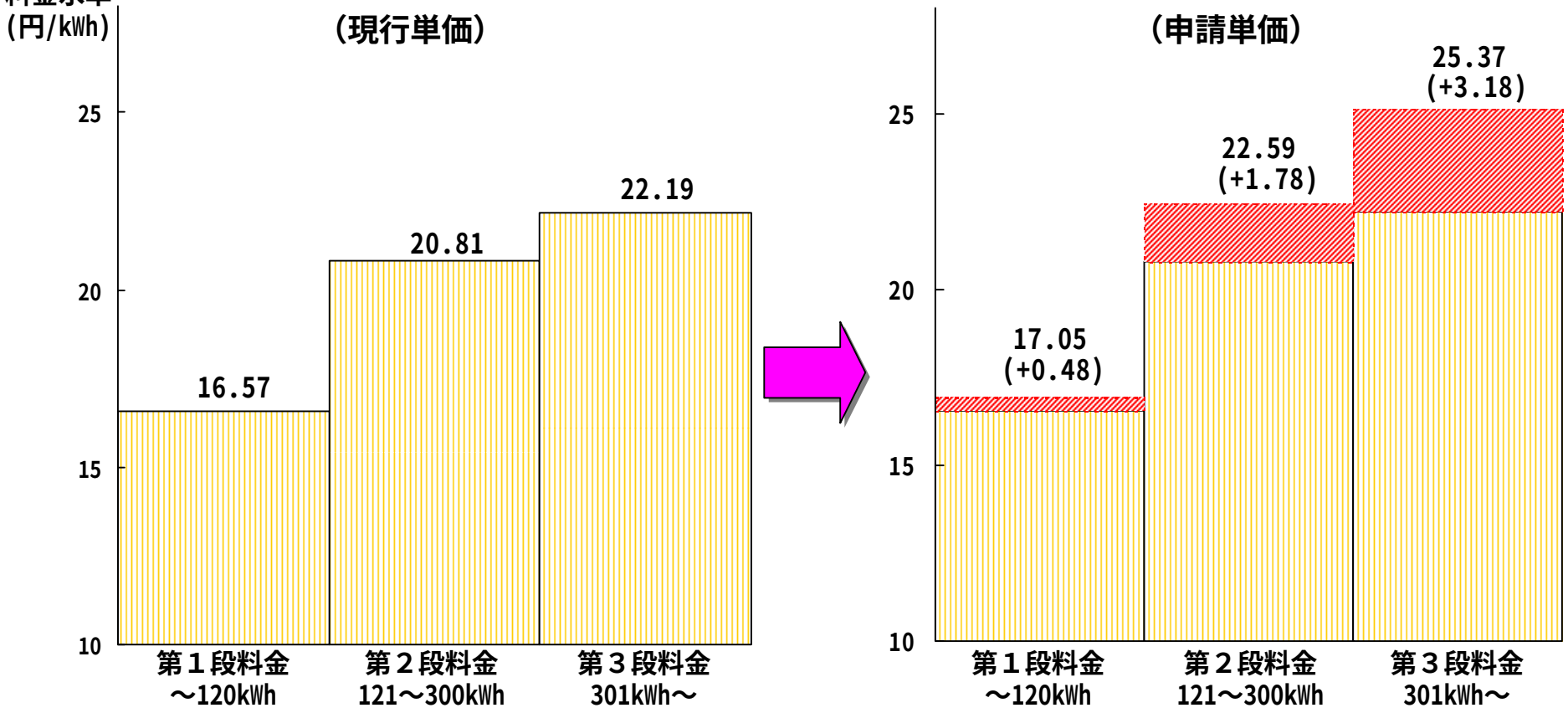
※ 契約種別：従量電灯Ｂ、契約電流：30Ａ、使用電力量：300kWh/月の場合
※ 消費税等相当額及び口座振替割引額（平成14年改定以降）を含みます。
※ 現行料金は、前回改定料金に旧約款ベースの燃料費調整額を含めたものです（今回の現行料金には平成24年12月分の燃料費調整額を含みます）。
※ 今回改定の現行料金、申請料金には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金及び太陽光発電促進付加金を含みます。
（平成25年度の単価については未定）

6　ご家庭向け電気料金の設定の考え方

○　今回の電気料金値上げは主として燃料費の増加によるものであることから、燃料費の増加と直接関係する電力量料金を値上げすることといたします。（基本料金は据え置きます）

○　ご家庭向け電気料金は、ご使用量の増加にともない料金単価が上昇する３段階料金を設定しており、今回の値上げでは、毎日の生活に必要不可欠な照明や冷蔵庫などの電気ご使用量に相当する第１段料金の値上げ幅をおさえています。

〔ご家庭向け電気料金〕



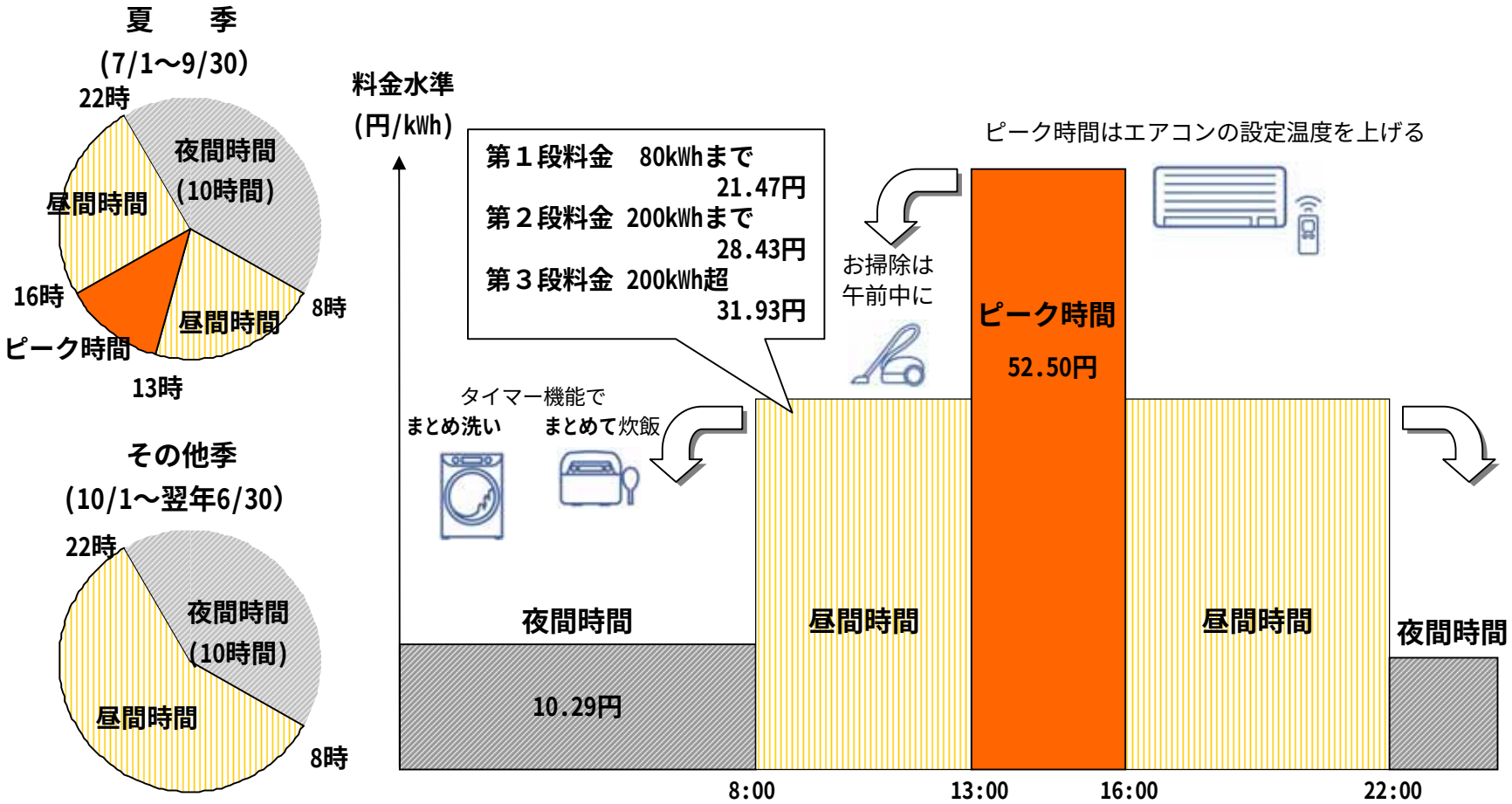
※　現行単価には平成24年12月分の燃料費調整単価(0.47円/kWh)を含みます。
※　消費税等相当額を含みます。

※　（　）内は現行単価からの値上げ額

7　新たな料金メニュー（ピークシフト電灯）

○　ピーク時間［夏季（７～９月）の13時～16時］を割高に、夜間時間を割安にした、ピークシフト電灯を設定いたします。

○　ピーク時間の節電や、電気のご使用をピーク時間から昼間時間・夜間時間に、または昼間時間から夜間時間に移行していただくことで、電気料金の節約が可能となる料金メニューです。
（今回申請した料金の認可実施にあわせて、新たな料金メニューを実施いたします）

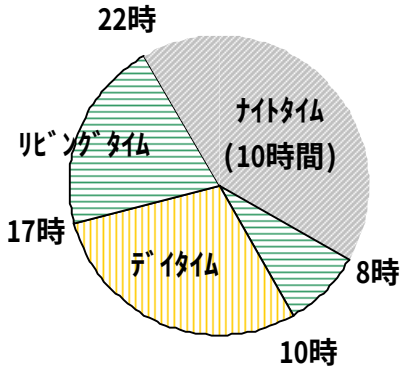


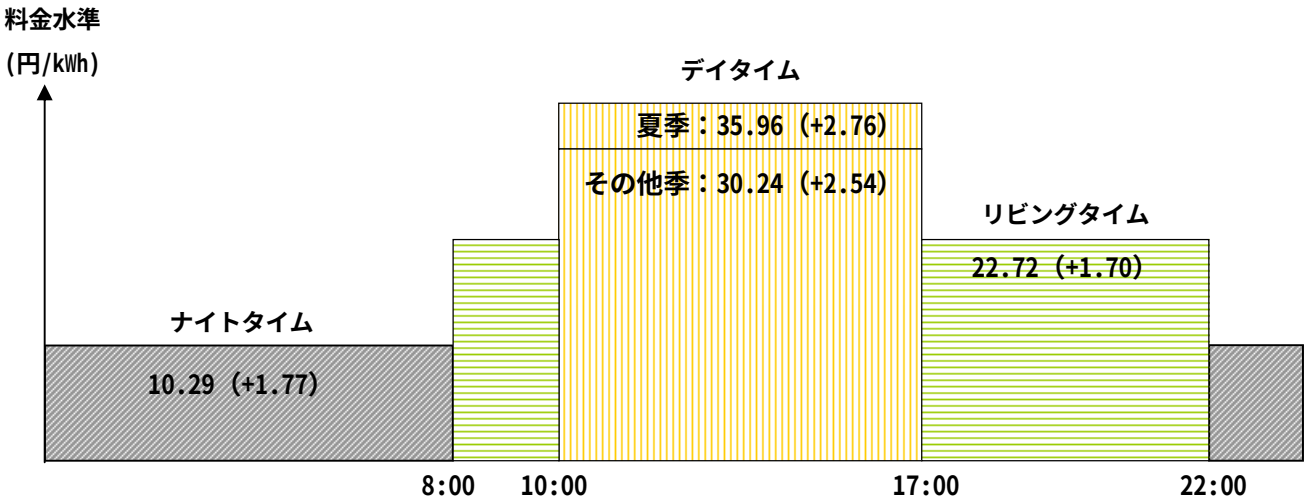
※ 現行単価には平成24年12月分の燃料費調整単価(0.47円/kWh)を含みます。
※ 消費税等相当額を含みます。

8　ご家庭向けの選択約款の変更点

〔季時別電灯〕

季時別電灯は、夜間蓄熱型機器保有を加入要件とすることで、負荷平準化を設備的に担保するメニューとして設定していましたが、今回、より幅広いお客さまが負荷平準化によって電気料金を節約いただけるよう、夜間蓄熱型機器をお持ちでないお客さまもご加入いただけるよう制度を変更します。





※ 現行単価には平成24年12月分の燃料費調整単価(0.47円/kWh)を含みます。
※ 消費税等相当額を含みます。
※（　）内は現行単価からの値上げ額

〔第２深夜電力（５時間供給）・季時別電灯、時間帯別電灯の５時間通電機器割引〕

○　５時間通電型電気温水器の販売停止等にともない、加入件数が年々減少していることから、新規加入を停止します。

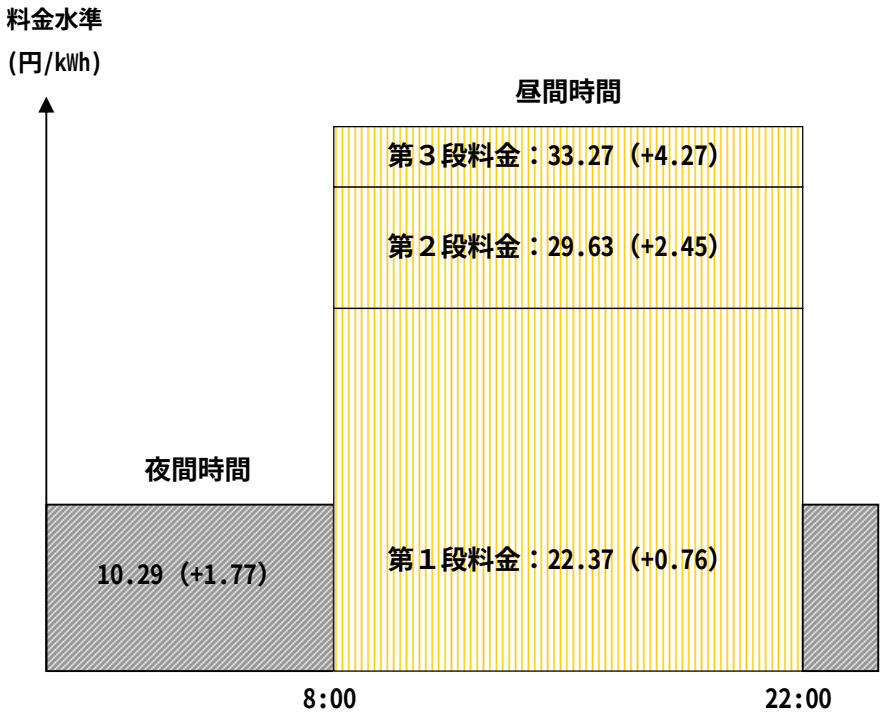
○　新規加入の停止は、お客さまへの周知期間を考慮し、平成26年３月31日といたします。なお、既にご加入済みのお客さまにつきましては、経過措置として引き続きご利用いただけます。

【参考】その他の選択約款（従来からのメニュー）

○　当社は従来から季節別・時間帯別の料金格差を設定することにより、昼間から夜間への負荷移行を行なっていただいた場合にメリットが発生する料金メニューを設定してまいりました。

〔時間帯別電灯〕

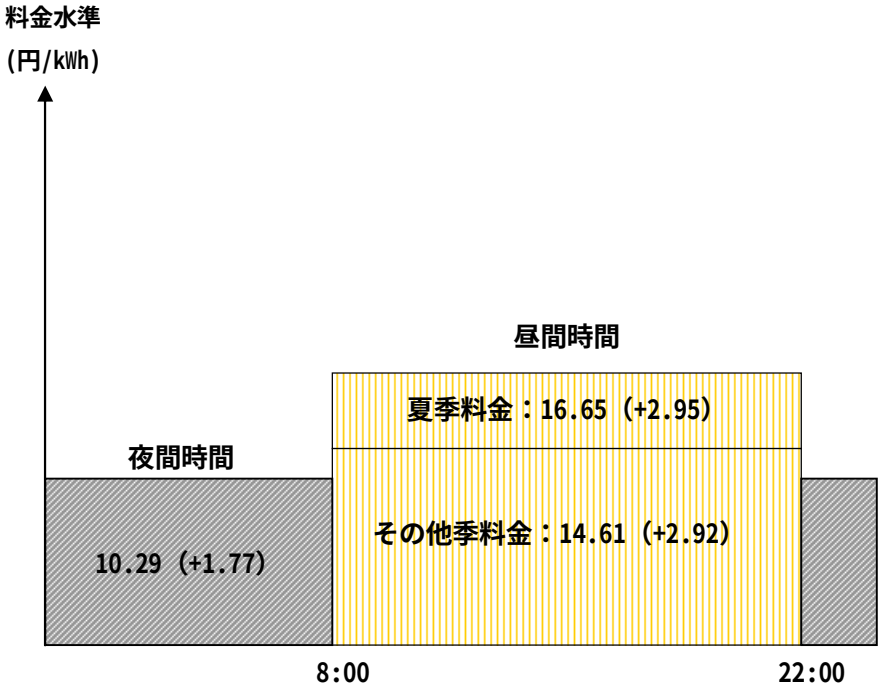
従量電灯と比べて昼間は割高、夜間は割安な電力量料金を設定し、電気の使用を昼間から夜間へ移行していただくことで電気料金の節約が可能な料金メニューです。



※（　）内は現行単価からの値上げ額

〔低圧季時別電力〕

季節別・時間帯別に電力量料金を設定し、電気の使用を昼間から夜間へ移行していただくことで電気料金の低減が可能な、動力をご使用されるお客さまがご加入できる料金メニューです。



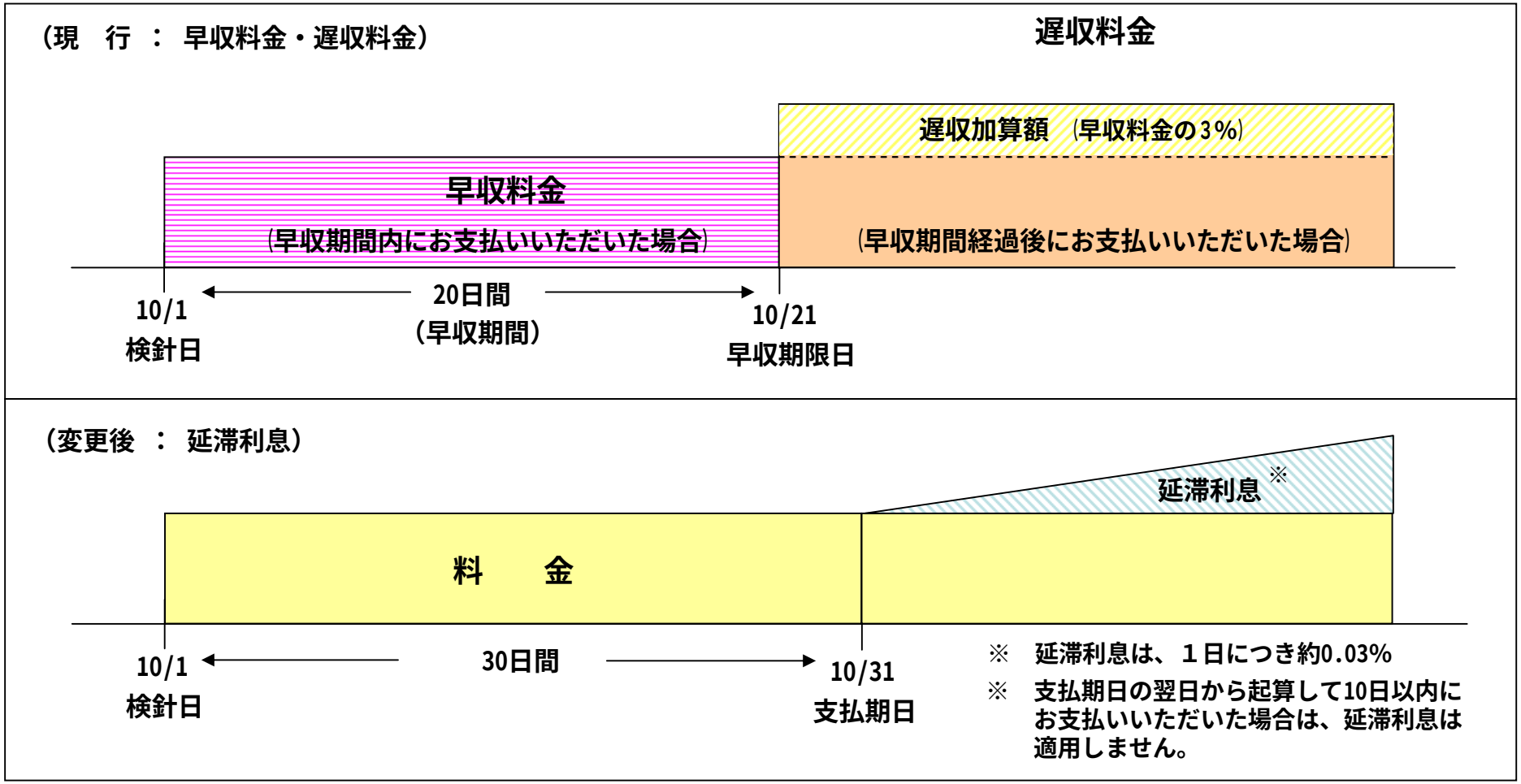
※（　）内は現行単価からの値上げ額

※ 現行単価には平成24年12月分の燃料費調整単価(0.47円/kWh)を含みます。
※ 消費税等相当額を含みます。

9　料金のお支払い制度の変更

○　規制部門のお客さまにつきまして、現行の早収料金・遅収料金の取扱いを、平成26年10月分の電気料金から、延滞利息による取扱いに変更いたします。

〔制度変更のイメージ〕



※ 自由化部門のお客さまにつきましては、平成17年から、延滞利息による取扱いに変更しております。

10　自由化部門お客さまの値上げお願いの概要

○　自由化お客さまについては、全体で1.84円/kWh（税抜）の値上げをお願いしておりますが、具体的内容は以下のとおりです。

○　今後、引き続きご契約いただけるお客さまにつきまして、平成25年４月１日以降は、電気料金の値上げをお願いいたします。
ただし、平成25年４月１日が、お客さまの現在のご契約期間の中途である場合は、ご契約期間満了までは現行料金を継続させていただき、ご契約期間満了後の新しい契約につきまして、電気料金の値上げをお願いいたします。

■ 電力量料金の値上げのお願い

平成25年４月からの電力量料金単価につきまして、受電電圧（特別高圧及び高圧）に応じて、
現在の電力量料金単価に<u>以下の単価の一律加算</u>をお願いしてまいります。
（基本料金単価は変更ありません。）

電力量料金値上げ単価（税込）	特別高圧	1.62円/kWh
	高　圧	1.65円/kWh

※ 特別高圧と高圧では、発電所から送電した電力に対して、送電線・配電線で失われる電力が占める割合（送配電ロス率）が異なることから、単価差が生じています。

（現在の電力量料金単価（平成24年12月分の燃料費調整単価を含む）＋ <u>電力量料金値上げ単価</u> ＝ 値上げ後の新電力量料金単価）

■ 契約継続割引の廃止のお願い

弊社とご契約いただいてから１年経過以降、契約継続年数に応じて、自動的に電気料金を割引するメニューである「契約継続割引」の廃止をあわせてお願いしてまいります。

11　値上げに係るお客さまへのご説明（規制部門）

○　ご家庭を含む規制部門のお客さま（ご契約数：約850万口）へは、検針時などにお知らせをさせていただくとともに、各種団体さまへのご説明や日常業務におけるお客さまとの接点を活用したご説明を実施してまいります。

■検針時などのお知らせ

・検針時の配布チラシを活用し、お客さまへお知らせさせていただきます。

・また、当社ホームページのトップページに「電気料金の値上げのお願い」コーナーを設置し、値上げに関する情報をタイムリーにご提供いたします。

■各種団体のお客さまへのご説明

・自治体さま、経済団体さま、消費者団体さまなどに対して個別に訪問のうえ、丁寧にご説明いたします。

■日常業務の中でお客さまとお会いする機会を捉えた丁寧なご説明

・お客さまからの電話でのお問合せ・ご意見については、お客さま問合せ窓口となる営業所体制を強化し、丁寧にご説明を行ってまいります。

・また、配電工事など現場での作業の際にお会いするお客さまに対してもチラシを活用し、丁寧にご説明いたします。

○　お客さまへのご説明は、値上げの内容に加えて、お客さまの電気料金ご負担軽減策も情報提供させていただきます。

11　値上げに係るお客さまへのご説明（自由化部門）

○　自由化部門のお客さまへは、料金値上げの必要性や経営合理化への取組み状況等をご説明させていただき、契約更改をお願いさせていただきます。

○　なお、契約更改のお願いにあたっては、料金値上げ内容を掲載した封書の郵送、電話や訪問等を通じてお客さまのご意向を確認させていただく等、丁寧な対応を心がけてまいります。

○　また、お客さまからのご要望に応じ、使用電力量の低減に向けた省エネアイテムの紹介や、お客さまのご使用状況を踏まえながら、料金低減に繋がるメニューのご提案もさせていただきます。

■ 契約電力500kW以上のお客さま（約0．3万口）

基本的に全てのお客さまをご訪問させていただき、料金値上げの概要（必要性や経営合理化への取組み状況等）や影響額等を丁寧にご説明の上、契約更改についてお願いさせていただきます。

■ 契約電力500kW未満のお客さま（約7万口）

封書の郵送、電話や訪問等を通じて、料金値上げの概要（必要性や経営合理化への取組み状況等）や影響額等を丁寧にご説明の上、契約更改についてお願いさせていただきます。

【参考】電気料金の節約につながる情報発信

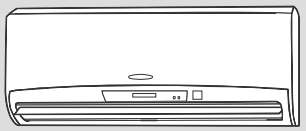
○　値上げによるお客さまのご負担を軽減するために、ご家庭へ、節電・節約手法例や新しい電気料金メニュー等を記載したチラシを12月の検針時にお配りいたします。
○　また、ホームページでは、次のような「節電・節約手法」について分かりやすくご紹介しています。

【節電･節約手法をご紹介します】

･値上げによるお客さまのご負担を軽減していただくための節約手法について、分かりやすくご紹介いたします。

■掲載内容の一例

エアコン



・暖房時の室温は20℃を目安に設定する　約２１０円/月
　外気温6℃の時、エアコン（2.2kW）の暖房
　設定温度を21℃から20℃にした場合（使用時間９時間/日）

・暖房は必要な時だけつける　約１６０円/月
　暖房を１日１時間短縮した場合
　（設定温度：20℃）

・フィルターを月に２回程度清掃する　約８０円/月
　フィルターが目詰まりしているエアコン
　（2.2kW）とフィルターを清掃した場合の比較
　※ 運転期間：5.5か月（10月28日～4月14日）169日

ひと月
約450円の効果

【アンペア（ご契約容量）ガイド】

･お客さまのご家庭にある電化製品の使用実態に応じた適正なアンペアを診断いたします。

12　今後の経営の方向性

○　当社は、「ずっと先まで、明るくしたい。」をメッセージとする「九州電力の思い」の実現に向け、今後、経営体質強化に徹底的に取り組むとともに、お客さまから信頼され、選ばれる企業になるための事業活動の再構築を推進してまいります。

○　こうした事業活動の再構築を支える土台として、組織風土改革・業務改革を推進いたします。

○　東日本大震災を契機に、電力供給のあり方に関する課題認識の下、電力システム改革に向けた検討が進められているところですが、お客さまや社会環境への感度を高くし、従来の発想にとらわれず、的確に対応してまいります。

【今後の重点的な取組み】

(1) お客さまの生活や企業活動、地域社会へのご負担を極力軽減するため、あらゆる面で徹底的な効率化を図ります

- 競争原理を活用した資機材調達コストの低減
- 燃料コストの低減、市場を通じた安価な電力調達など、需給関係費の削減
- グループ一体となったコスト削減への取組み

(2) 大きく変化する環境下でも、お客さまに安定した電力をお届けします

- 原子力の再稼働に向けた、更なる信頼性向上と安全・安心の確保
- 再生可能エネルギーの積極的な開発・導入
- エネルギーの効率的利用に向けた料金メニュー、サービスの検討
- お客さまや事業者との協同によるピーク需要抑制への取組みの強化

(3) 社会に開かれ、社会から信頼される企業を目指します

- 企業活動の透明性確保と自治体との健全な関係の構築
- 電気事業を巡る正確な情報発信や当社取組みに関する迅速・的確な開示等、積極的な情報公開
- ステークホルダーの意見・要望の事業運営への適切な反映

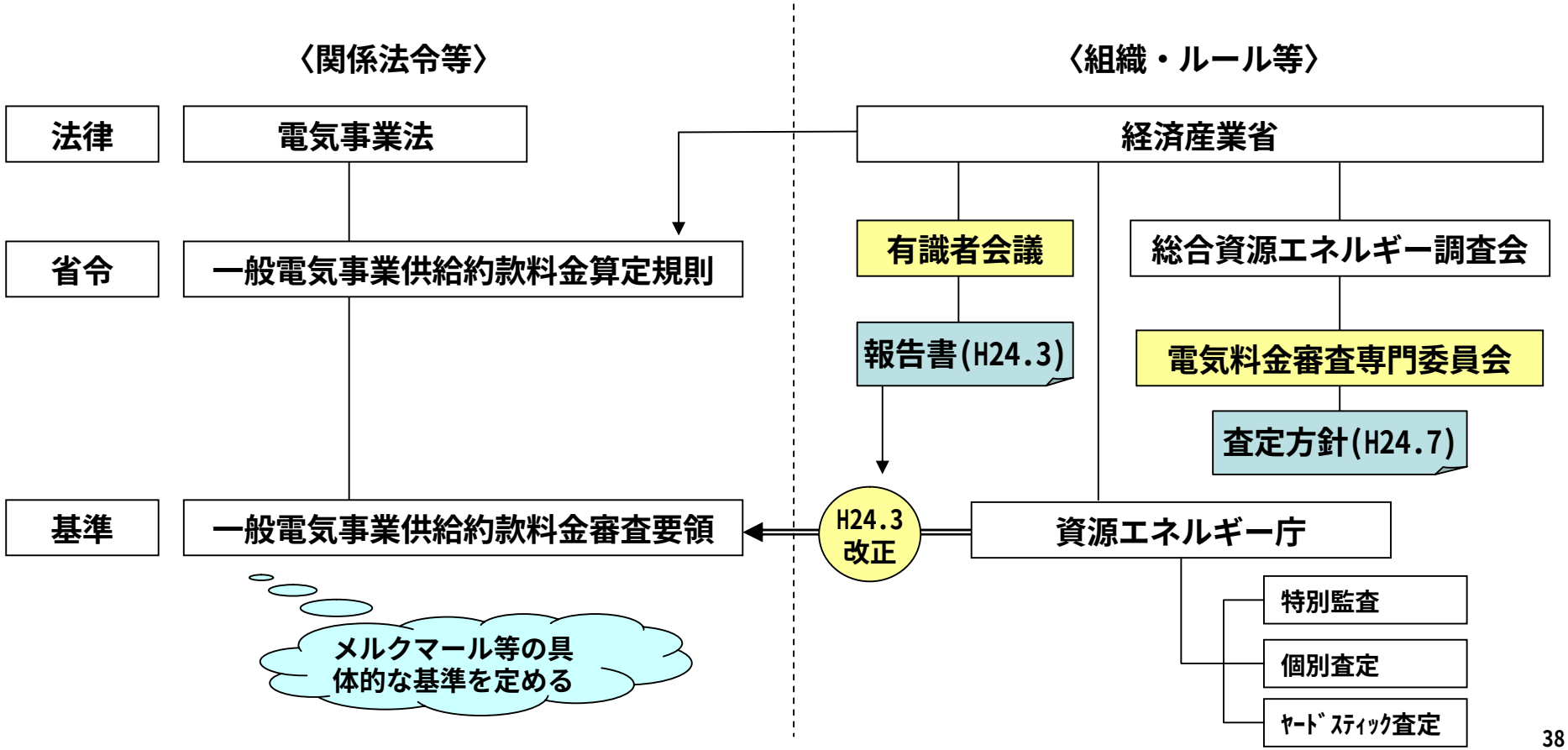
【補足資料】

【補足】原価算定の根拠

○ 電気料金原価の算定については、「算定規則」に則って行うこととなっており、その具体的な考え方や基準については、「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」や「審査要領」において示されております。

○ また、東京電力の値上げ申請時に経済産業省によって示された「査定方針」についても、原則として全ての一般電気事業者に適用されるものと位置付けられております。

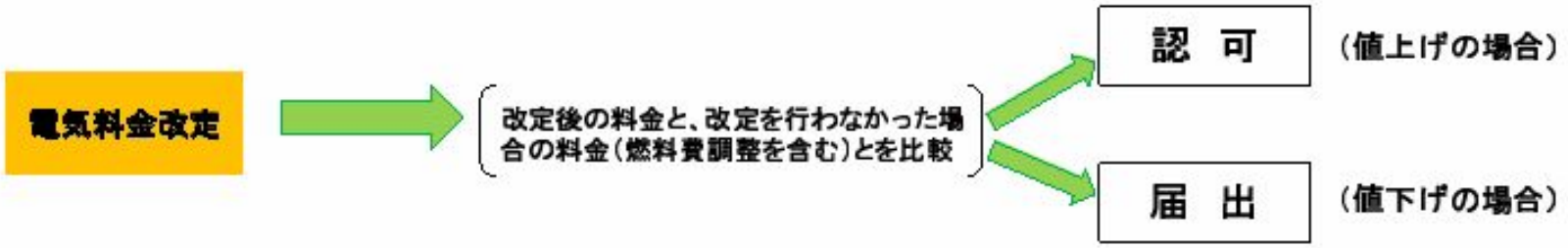
○ したがいまして、当社といたしましても、 これらの基準やルールを適切に踏まえた上で、今後の電気事業に必要な費用として、今回の原価を算定しております。



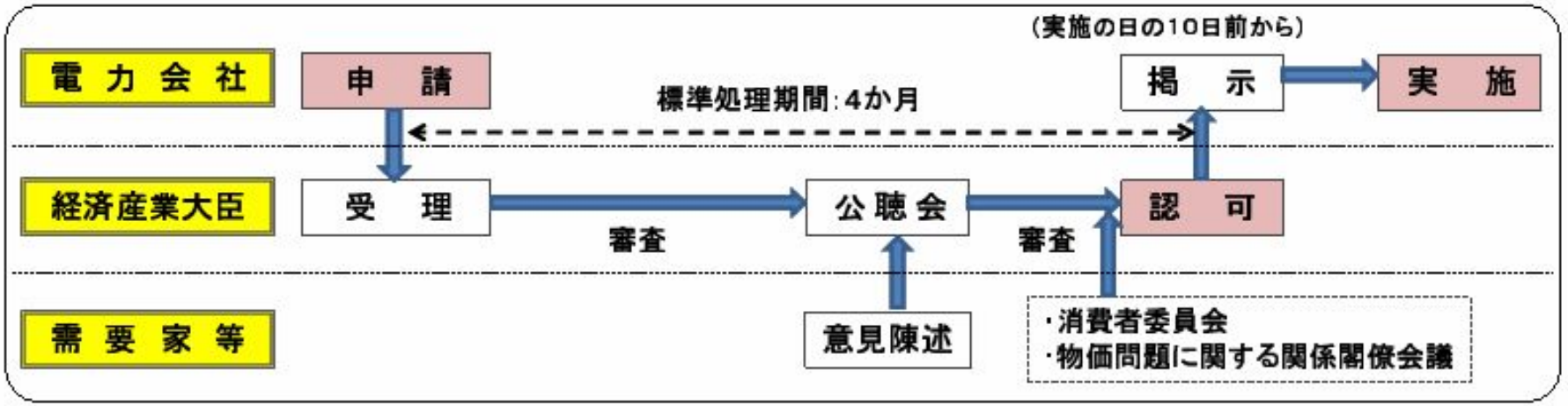
【補足】電気料金改定手続きの概要

○　値上げ申請後は、経済産業大臣による申請内容の審査や、広く一般のお客さまの意見を伺う場である公聴会、関係閣僚会議などを経て認可を受けることとなっております。

○　なお、先般の東京電力の事例では、上記に加えて「電気料金審査専門委員会」での審議や、「消費者委員会」によるヒアリングなどの新たなプロセスも実施されております。



料金改定認可プロセス



【出典】電気料金改定手続き（H24.5資源エネルギー庁）

【補足】基準燃料価格及び基準単価の見直し①

○　発電構成や燃料価格の変更にあわせ基準燃料価格及び基準単価の見直しを実施しております。
○　火力発電の燃料消費数量の増加に伴い、基準単価は現行よりも大きくなっております。
○　なお、基準単価は、平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合の1kWhあたりの調整単価であり、価格の変動にともなう燃料費調整の調整幅は、現行より大きくなります。

			現行	今回申請	差引
基準燃料価格		円/kℓ	26,500	33,500	7,000
換算係数	α	ー	0.0848	0.1490	0.0642
	β	ー	0.2323	0.2575	0.0252
	γ	ー	0.8667	0.7179	▲0.1488
基準単価(税抜・平均)		円/kWh	0.130	0.157	0.027

※　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：0.171円、高圧：0.162円、特高：0.159円）

①基準燃料価格（33,500円/kℓ）

・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（本年７～９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（α，β，γ）を算定し、以下のとおり算定します。

〔算定式〕

52,519円/kℓ	×	0.1490	＋	71,841円/t	×	0.2575	＋	10,039円/t	×	0.7179	＝	33,500円/kℓ
原油価格		α		ＬＮＧ価格		β		石炭価格		γ		基準燃料価格

②基準単価（0.157円/kWh）

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

〔算定式〕

40,004千kℓ	×	1,000円/kℓ	÷	255,450百万kWh	＝	0.157円/kWh
燃料消費数量（原油換算）				総販売電力量		基準単価

【補足】基準燃料価格及び基準単価の見直し②

[参考１] 毎月の燃料費調整

・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以下のとおり燃料費調整単価を算定します。

〔算定式〕

（ **,***円/kℓ － 33,500円/kℓ ）÷ 1,000円/kℓ × 0.157円/kWh ＝ 毎月の燃料費調整単価

毎月の平均燃料価格　基準燃料価格　基準単価

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

[参考２] 平均燃料価格

・平均燃料価格は、毎月の原油・ＬＮＧ・石炭の貿易統計価格の加重平均値（下記のα・β・γで加重）です。

・具体的には、調整を行なう月の３～５か月前の原油・ＬＮＧ・石炭の貿易統計価格の平均にα・β・γをそれぞれに乗じて合計して算定します。

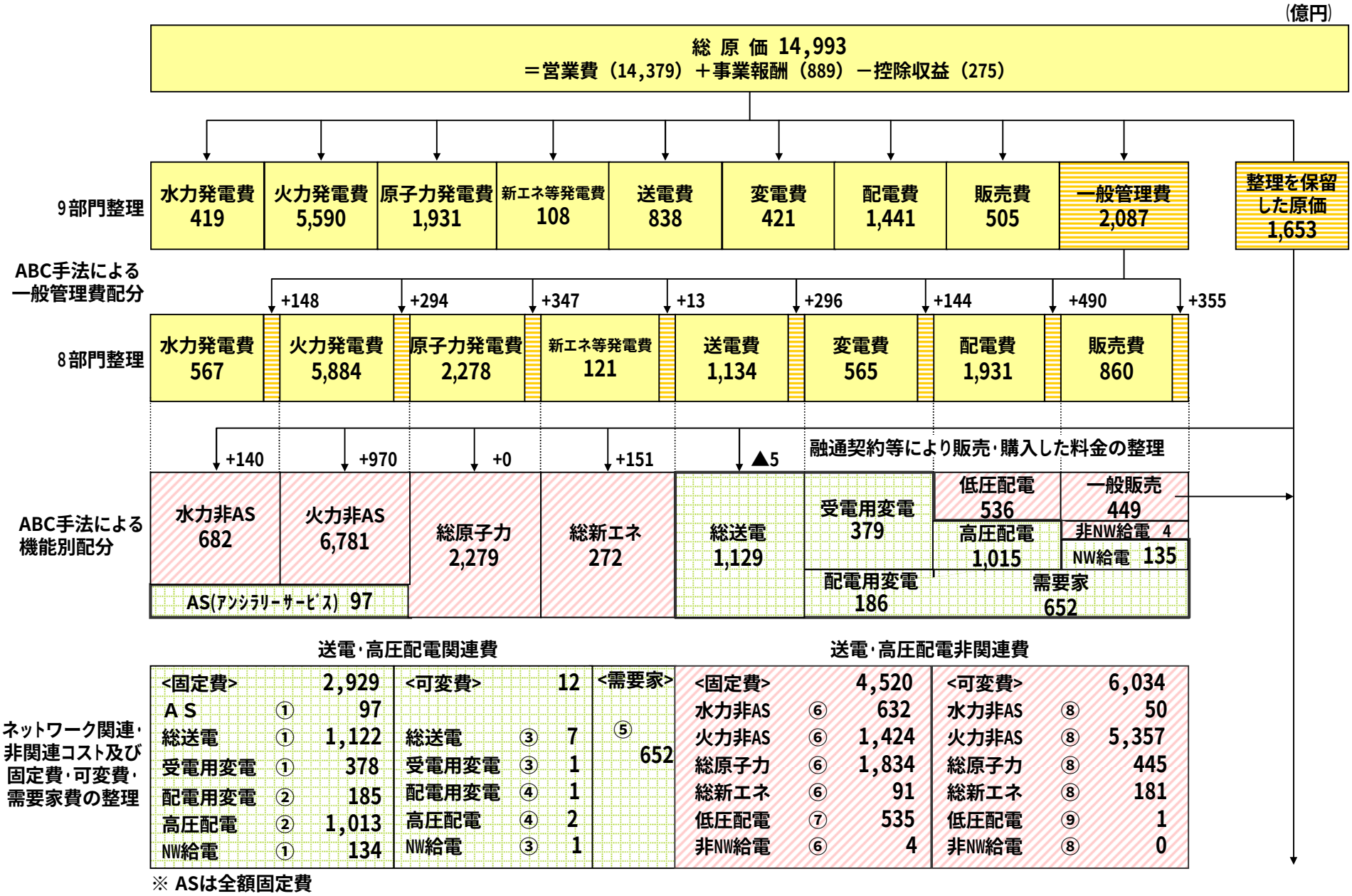
[参考３] 換算係数（α，β，γ）の算定方法

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③＝①×②	
原油	0.1490	1.0000	0.1490	・・・α
ＬＮＧ	0.3680	0.6996	0.2575	・・・β
石炭	0.4830	1.4864	0.7179	・・・γ
合計	1.0000	－	－	

※ 原油換算係数　ＬＮＧ：1ℓあたりの原油発熱量（38.2MJ）　÷　1kgあたりのＬＮＧ発熱量（54.6MJ）

石　炭：1ℓあたりの原油発熱量（38.2MJ）　÷　1kgあたりの石炭発熱量（25.7MJ）

【補足】個別原価算定フロー　①



※ ASは全額固定費

【補足】個別原価算定フロー　②

	送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費				保留原価	
	①（固定）	②（固定）	③（可変）	④（可変）	⑤（需要家）	⑥（固定）	⑦（固定）	⑧（可変）	⑨（可変）		
需要種別々配分											
低圧	779	845	3	2	640	1,807	535	2,573	1	151	225
高圧	647	353	4	1	10	2,178		3,460		127	257
特高	305		2		2					86	
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
	2:1:1比	2:1比	kWh比	kWh比	口数比※1	2:1:1比	低圧直課	kWh比※2	低圧直課	原価比配分等	
配分比率											
低圧	45.01%	70.53%	42.46%	55.12%	99.13%	45.34%	100.00%	42.71%	100.00%		
高圧	37.39%	29.47%	34.57%	44.88%	0.86%	54.66%	―	57.29%	―		
特高	17.60%	―	22.97%	―	0.01%						

※1 需要家費のうち、需要家設備関連費用については、事業者ルールにより、設備の差異、費用の発生原因等を勘案して配分しています。
※2 事業者ルールにより電源種別別に比率を設定しています。

	送電高圧配電関連費			送電高圧配電非関連費			合計※3		
	原価	需要※4	単価	原価	需要※4	単価	原価	需要※4	単価
低圧	2,420	350	6.91	5,141	350	14.68	7,561	350	21.59
高圧	1,142	302	3.78	5,895	501	11.76	7,409	501	14.78
特高	395	205	1.93						
合計	3,957	857	4.62	11,036	851	12.96	14,970	851	17.58

※3　合計は、接続供給に伴う託送収益を除いた値。　　※4　自社分を除きます。

【補足】主なご契約種別の値上げ影響

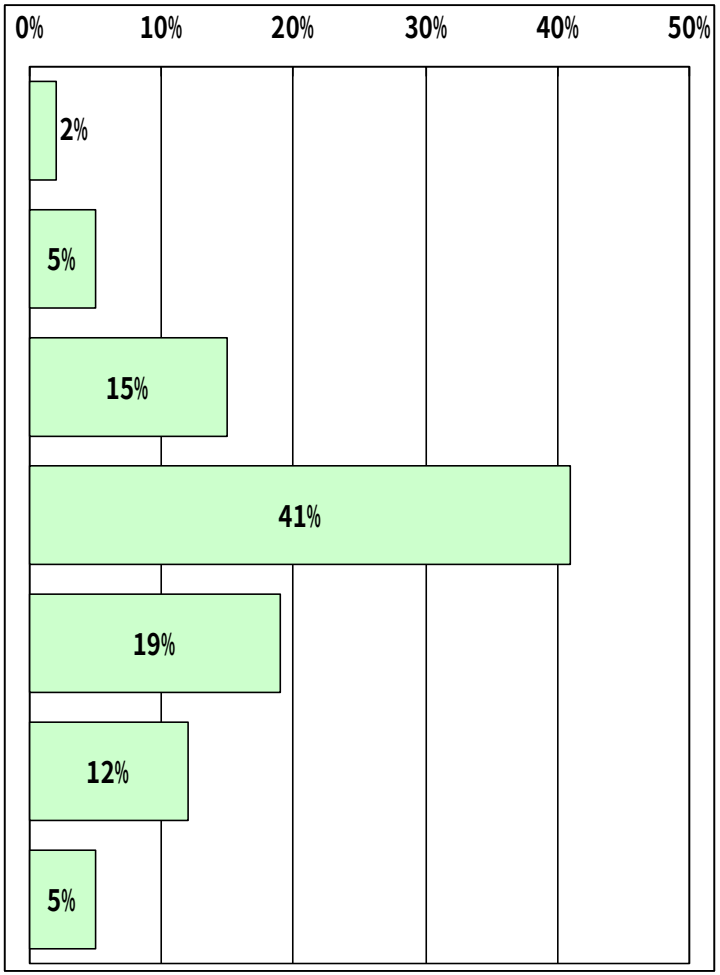
	契約種別	算定条件		値上げ後のお支払額（月額）	現在のお支払額（月額）	値上げ額（月額）	値上げ率
		契約	月間使用量				
ご家庭のお客さま	従量電灯B	30A	300kWh	7,021円	6,643円	378円	5.7%
	季時別電灯	6kVA （エコキュート 2kW）	610kWh （デイ 140kWh リビング 165kWh ナイト 305kWh）	12,154円	10,852円	1,302円	12.0%
店舗などのお客さま	従量電灯C	10kVA	1,000kWh	27,023円	24,419円	2,604円	10.7%
	低圧電力	8kW （力率 90%）	560kWh	16,036円	14,708円	1,328円	9.0%

※ 消費税等相当額及び口座振替割引額を含みます。
※ 現在のお支払額には、平成24年12月分の燃料費調整額を含みます。
※ 値上げ後のお支払額は、申請中の単価で算定しています。
※ 値上げ後のお支払額及び現在のお支払額には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金及び太陽光発電促進付加金を含みます。
（平成25年度の単価については未定）
※ 季時別電灯及び低圧電力はその他季料金で算定しています。

【補足】従量電灯Ｂのご契約アンペアごとの値上げ影響

契約アンペア	平均使用量	値上げ後のお支払額（月額）	現在のお支払額（月額）	値上げ額（月額）	値上げ率
10A	50kWh	1,101円	1,077円	24円	2.2%
15A	110kWh	2,288円	2,235円	53円	2.4%
20A	160kWh	3,523円	3,394円	129円	3.8%
30A	230kWh	5,412円	5,159円	253円	4.9%
40A	340kWh	8,333円	7,828円	505円	6.5%
50A	430kWh	10,933円	10,141円	792円	7.8%
60A	550kWh	14,306円	13,133円	1,173円	8.9%

○ ご契約アンペア別のシェア



※ 端数等の影響により合計は100%となりません。

※ 平均使用量及びご契約アンペア別のシェアは平成23年度実績に基づくものです。
※ 消費税等相当額及び口座振替割引額を含みます。
※ 現在のお支払額には平成24年12月分の燃料費調整額を含みます。
※ 値上げ後のお支払額は、申請中の単価で算定しています。
※ 値上げ後のお支払額及び現在のお支払額には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金及び太陽光発電促進付加金を含みます。
（平成25年度の単価については未定）