平成 25 年 8 月 6 日

各　位

上場会社名　　北海道電力株式会社
代表者　　取締役社長　川合　克彦
（コード番号　9509）
問合せ先責任者　企画部経営管理ｸﾞﾙｰﾌﾟﾘｰﾀﾞｰ　小林　剛史
（ＴＥＬ　　011-251-1111）

電気料金値上げの認可について

当社は、原子力発電所の長期停止に伴い火力燃料費が大幅に増加し、財務状況が急激に悪化したことなどから、本年４月２４日、規制部門のお客さまの電気料金につきまして、平均１０．２０％の値上げを申請いたしました。

その後、国による審査や公聴会等を経て、本日、経済産業大臣から認可をいただき、規制部門のお客さまの電気料金につきましては、平成２５年９月１日から平均７．７３％の値上げを実施させていただくこととなりました。

また、新たな料金原価に基づき、選択約款を見直し経済産業大臣に届出いたしました。

自由化部門のお客さまの電気料金につきましては、平均１３．４６％の値上げをお願いしてまいりましたが、今回の認可を踏まえ、これまでご案内していた内容を見直し、平均１１．００％の値上げといたしました。

お客さまには、電気料金の値上げにより多大なご負担をおかけすることとなり、深くお詫び申し上げます。

当社は、新料金の実施にあたり、お客さまにご理解いただけるようあらゆる機会を通じて丁寧にご説明するとともに、たゆまぬ効率化に努めてまいります。

今回の料金値上げにあたっては、泊発電所３基すべての再稼働を前提としております。当社の最大の使命である電力の安定供給の確保に加え、収支構造を改善し財務基盤の回復に大きな役割を果たす泊発電所の発電再開に全力で取り組んでまいります。

今後とも、当社の事業活動にご理解を賜りますようお願い申し上げます。

以　上

電気料金値上げ認可の概要について

平成２５年８月
北海道電力株式会社

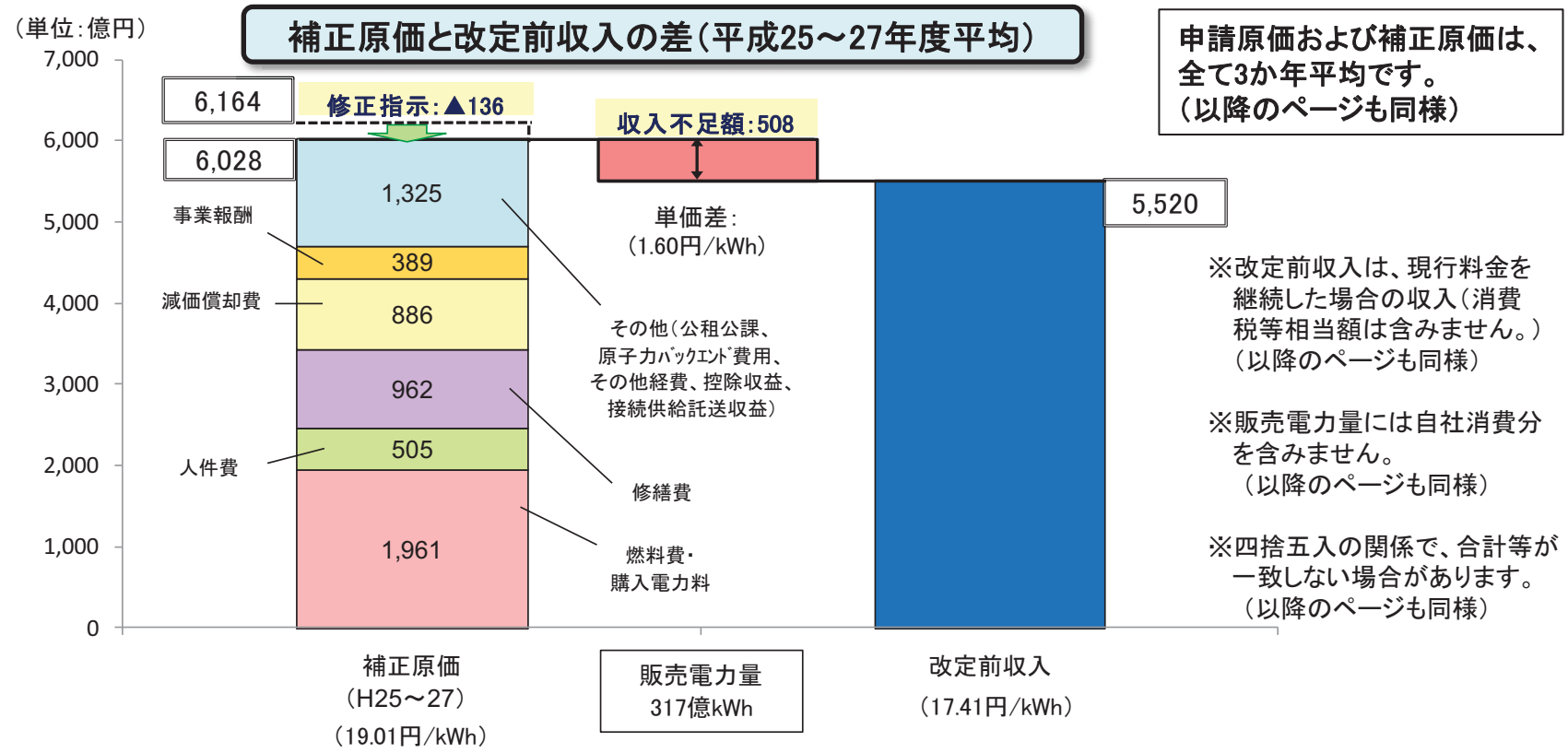
目　　次

1. 電気料金値上げの概要 ・・・P2
2. 補正原価の概要 ・・・P3～6
　申請原価との比較および前提諸元 ・・・P3
　修正指示を踏まえた補正申請内容① ・・・P4
　修正指示を踏まえた補正申請内容② ・・・P5
　前回改定時との比較 ・・・P6
3. 補正原価と改定前収入（規制部門） ・・・P7
4. ご家庭向け電気料金 ・・・P8～14
　設定の考え方 ・・・P8
　過去からの推移 ・・・P9
　従量電灯Bの値上げ影響 ・・・P10
　規制部門の値上げ影響 ・・・P11
　オール電化の値上げ影響 ・・・P12
　選択約款の変更 ・・・P13
　主な選択約款 ・・・P14
5. 補正原価と改定前収入（自由化部門） ・・・P15
6. 自由化部門の電気料金 ・・・P16～17
　値上げのお願い ・・・P16
　値上げ影響 ・・・P17
7. 料金のお支払い制度の変更 ・・・P18
8. お客さまへのご説明について ・・・P19～21
　規制部門 ・・・P19
　自由化部門 ・・・P20
　お客さまの節約・省エネにつながる情報発信 ・・・P21

【参考資料】
・補正原価の内訳 ・・・P22～30
　人件費 ・・・P22
　燃料費 ・・・P23
　修繕費 ・・・P24
　減価償却費 ・・・P25
　事業報酬 ・・・P26
　購入・販売電力料 ・・・P27
　公租公課 ・・・P28
　原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用 ・・・P29
　その他経費・控除収益 ・・・P30
・ﾔｰﾄﾞｽﾃｨｯｸ査定について ・・・P31
・個別原価計算ﾌﾛｰ①、② ・・・P32～33
・燃料費調整の前提諸元①、② ・・・P34～35
・平成25年9月分の燃料費調整単価 ・・・P36
・平成25年9月分の燃料費調整について ・・・P37

1. 電気料金値上げの概要

・当社は、本年4月24日に、規制部門については平均10.20%の値上げを申請し、自由化部門では13.46%の値上げをお願いさせていただきました。
・その後、「電気料金審査専門委員会・小委員会」、「家庭用電気料金値上げ認可申請に関する調査会」、公聴会、「物価問題に関する関係閣僚会議」を経て、経済産業省から申請内容に対する修正指示をいただきました。
・当社は、本年8月6日、この修正指示内容を反映した補正申請を行い経済産業大臣より認可をいただき、規制部門のお客さまには、本年9月1日から平均7.73%の値上げを実施させていただくこととなりました。
・自由化部門のお客さまの電気料金につきましては、今回の認可を踏まえ、平均11.00%の値上げとさせていただきます。



2. 補正原価の概要（申請原価との比較および前提諸元）

・修正指示内容を反映させた結果、補正原価は6,028億円となり、申請原価と比較して136億円の減額となります。

補正原価と申請原価との比較

（単位：億円）

	補正（A）	申請（B）	差（C）（修正額）（A）−（B）
人件費	505	539	▲ 34
燃料費	1,460	1,460	▲0
修繕費	962	977	▲ 14
資本費 減価償却費	886	892	▲ 6
資本費 事業報酬	389	393	▲ 4
資本費 小計	1,275	1,285	▲ 10
購入電力料	500	510	▲ 9
公租公課	412	415	▲ 2
原子力バックエンド費用	103	103	▲0
その他経費	966	994	▲ 28
費用計	6,184	6,283	▲ 99
控除収益	▲145	▲108	▲ 38
総原価 ①	6,039	6,175	▲ 136
接続供給託送収益 ②	▲11	▲11	0
小売対象原価 ③＝①+②	6,028	6,164	▲ 136
改定前収入 ④	5,520	5,520	−
差引過不足 ⑤＝③－④	508	644	▲ 136

原価算定の前提諸元

		補正（H25～27）
販売電力量	億kWh	317
原油価格 ※1	$/b	112.6
為替レート ※1	円/$	87
原子力設備利用率 ※2	%	59
事業報酬率	%	2.9
経費対象人員	人	5,687

※1　原油価格および為替レートは、申請時の直近3ヶ月の貿易統計値（平成24年12月～平成25年2月）を適用しております。

※2　原子力設備利用率は、平成25年12月以降、泊発電所が順次、発電再開することを織り込んだ数値です。

2. 補正原価の概要（修正指示を踏まえた補正申請内容①）

・申請原価に対する修正指示を反映した主な補正申請内容と補正額については、以下のとおりです。

※【　　】内は補正額（単位：億円）

	補 正 額	主な補正申請内容
人　　件　　費	▲34	・役員報酬を国家公務員の指定職の水準（1,800万円）まで引き下げ【▲0.3】 ・社員の年収水準の引き下げ(643万円→624万円)【▲12】 ・退職給与金の期待運用収益率を2.0%に設定【▲21】 ・健康保険料の会社負担割合を55%から平成27年度末に53%台まで引き下げ【▲0.2】
燃　　料　　費	▲0.1	・火力燃料の調達に係る諸経費のうち、今後契約を締結するものについて更なる価格削減を織り込み【▲0.4】 ・亜瀝青炭導入の可能性を踏まえて、将来の燃料費削減期待額を織り込み【▲0.3】
購入・販売電力料	▲34	・他社販売電力料について、更なる卸電力取引所取引の活用を前提に、売り入札に係る利益額を想定し削減【▲23】 ・他社購入電力料のうち、今後契約を締結するものについて、調達価格の更なる削減を織り込み【▲8】
設備投資関連費用	▲11	・特別監査の結果を踏まえ、先行投資や不使用設備等にかかる費用を削減【▲7】 ・今後契約を締結するものについて、工事価格の更なる削減を織り込み【▲1】
修　　繕　　費	▲14	・特別監査の結果を踏まえ、先行投資や不使用設備等にかかる費用を削減【▲6】 ・今後契約を締結するものについて、工事価格の更なる削減を織り込み【▲3】 ・スマートメーター単価の引き下げ【▲3】

2. 補正原価の概要(修正指示を踏まえた補正申請内容②)

※【　　】内は補正額(単位:億円)

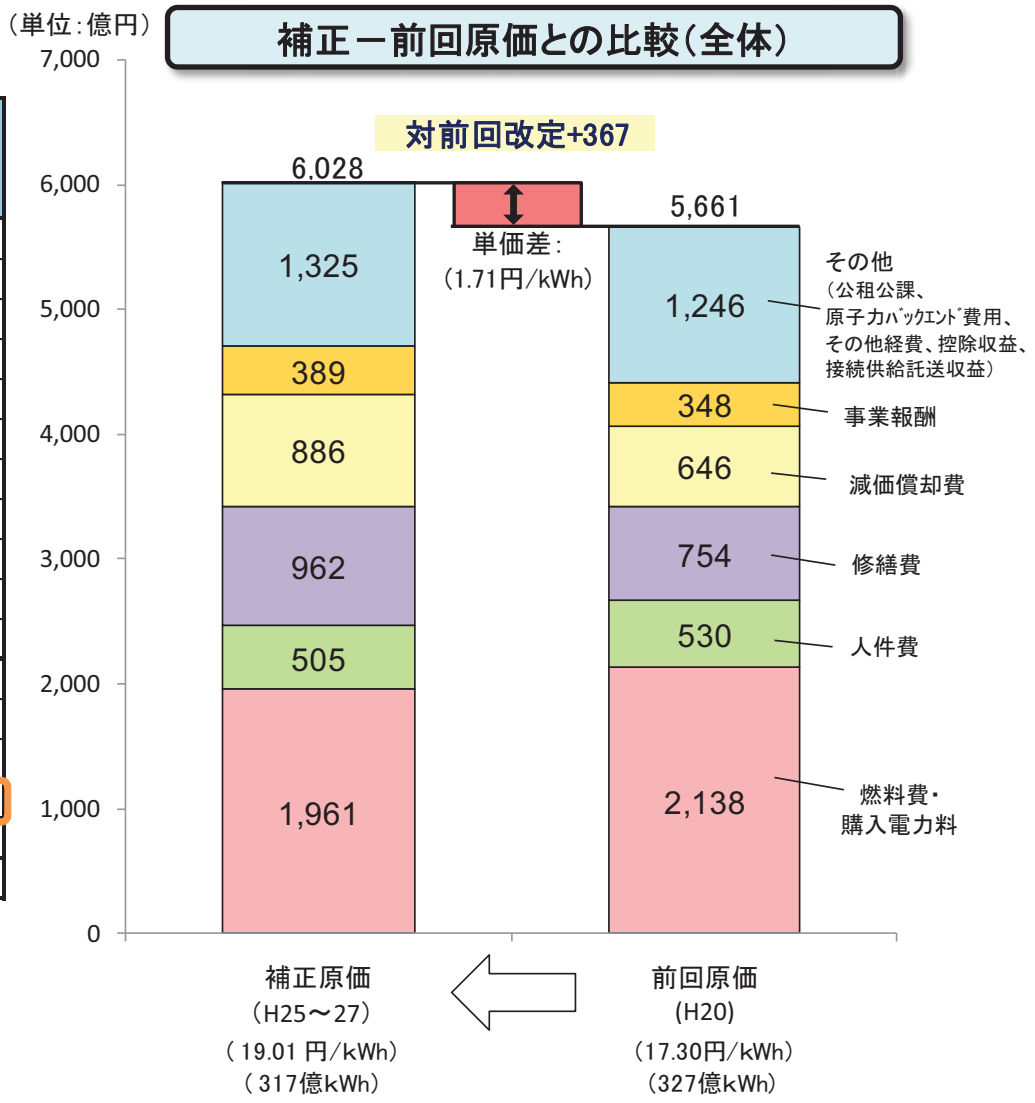
	補正額	主な補正申請内容
公租公課	▲2	・総原価の減少に伴う事業税の引き下げ【▲1】
原子力バックエンド費用	▲0.1	・使用済燃料再処理等費で今後契約を締結するものについて、経営効率化を織り込み【▲0.1】
その他経費控除収益	▲41	・普及開発関係費のうち、節電、省エネ推進を目的とした費用等を削減【▲10】 ・委託費のうち、情報システム関連費用について緊急性のあるもの以外を削減【▲7】 ・委託費等で今後契約を締結するものについて、更なる経営効率化の織り込み【▲5】
ヤードスティック査定	▲0.2	・電力各社の効率化度合いを比較した結果、対象経費(委託費・諸費等)について電源部門・非電源部門で共に▲1.5%削減【▲0.2】
合計	▲136	※接続供給に伴う託送収益を除く
資機材役務調達に関する効率化の深掘り(再掲)	▲17	・今後契約を締結するものについて、コスト削減率が原則10%に満たない場合には、震災以降取り組んだ効率化を勘案した上で、10%に対する未達分を削減【▲13】 ・さらに、子会社・関連会社取引において、グループ本社並みの合理化として一般管理費等のコスト削減可能な部分について、出資比率に応じて10%削減【▲4】

2. 補正原価の概要（前回改定時との比較）

・申請原価に対する修正指示を踏まえた補正原価は、補正額136億円を反映した結果、前回原価（平成20年度）と比較して、合計で367億円の増加となっております。

（単位：億円）

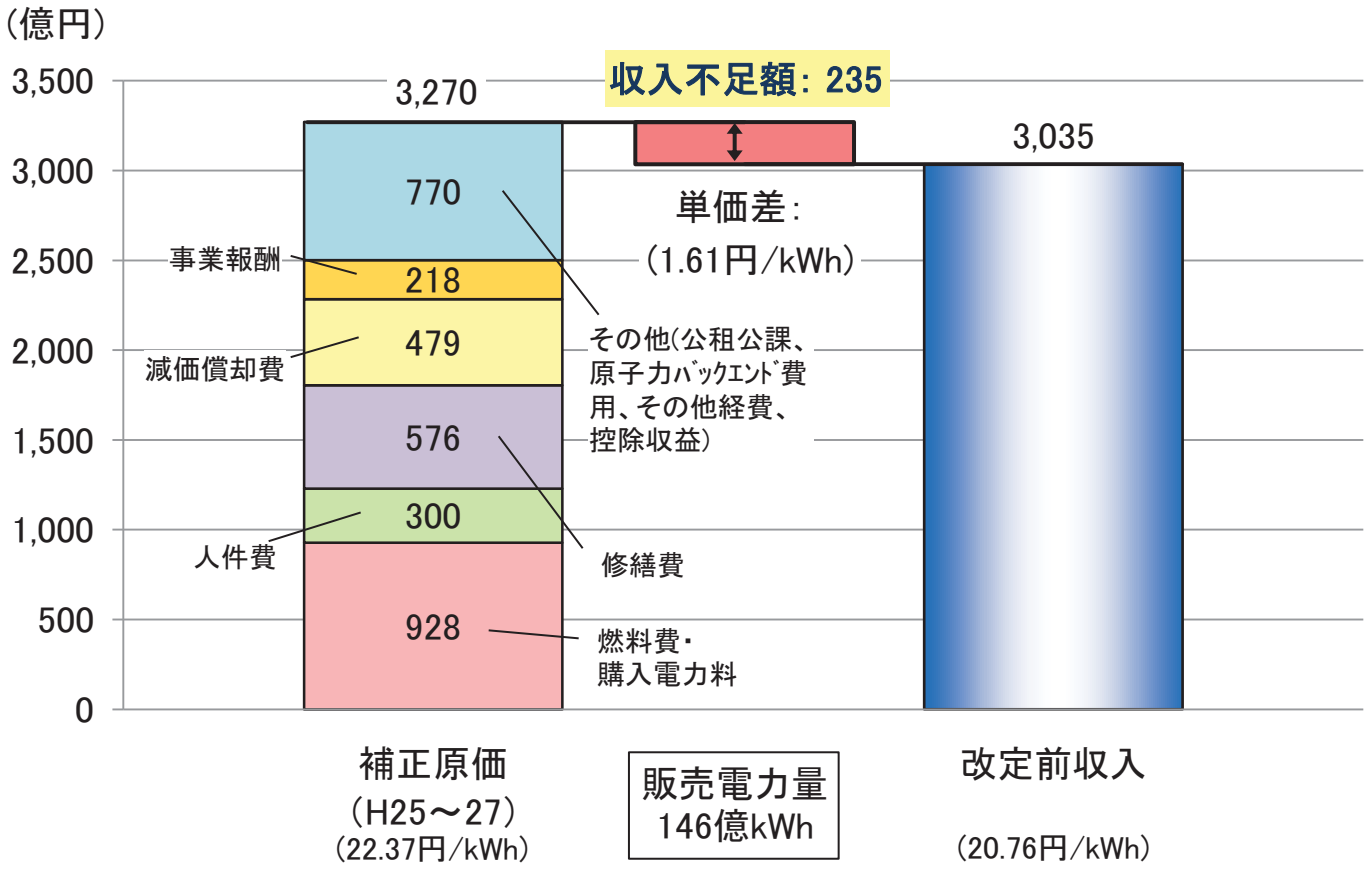
		補正（H25～27）（A）	前回（H20）（B）	差（C） A－B
人件費		505	530	▲ 25
燃料費		1,460	1,656	▲ 196
修繕費		962	754	209
資本費	減価償却費	886	646	240
	事業報酬	389	348	41
	小計	1,275	994	281
購入電力料		500	482	18
公租公課		412	394	19
原子力ﾊﾞｯｸｴﾝﾄﾞ費用		103	84	19
その他経費		966	836	130
費用計		6,184	5,730	455
控除収益		▲145	▲66	▲ 79
総原価	①	6,039	5,664	375
接続供給託送収益	②	▲11	▲2	▲ 9
小売対象原価	③＝①+②	6,028	5,661	367
改定前収入	④	5,520	5,661	▲ 141
差引過不足	⑤＝③－④	508	－	－



3. 補正原価と改定前収入（規制部門）

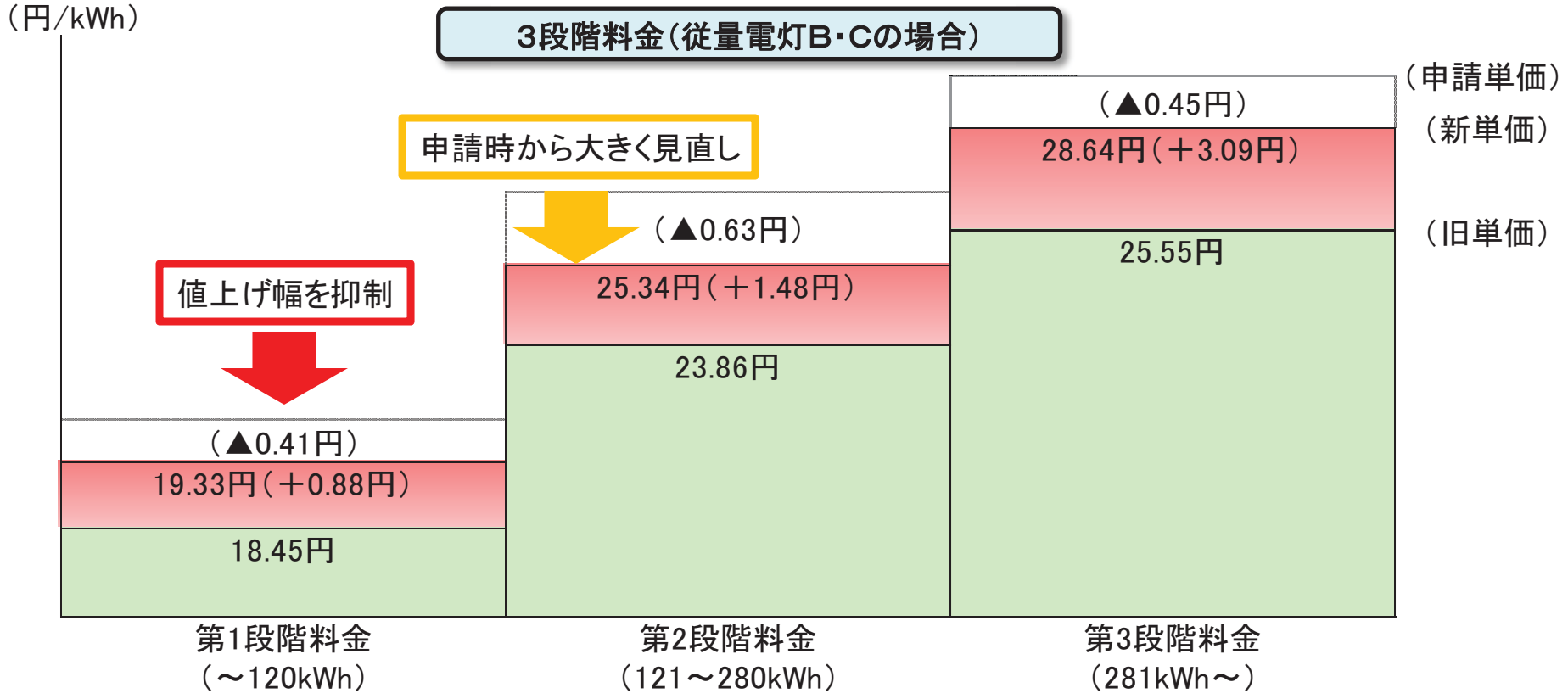
・規制部門の補正原価は3,270億円となり、値上げ前の電気料金を継続した場合に見込まれる収入3,035億円では235億円の不足となります。
・お客さまには大変なご負担をおかけすることになり誠に申し訳ありませんが、平成25年9月1日から、規制部門では、平均で1.61円/kWh（7.73%）の値上げを実施させていただくこととなりました。

補正原価と改定前収入との比較（規制部門）



4. ご家庭向け電気料金（設定の考え方）

・ご家庭向けの料金メニューである従量電灯では、ご使用量の増加にともない料金単価が上昇する3段階料金制度を採用しております。
・毎日の生活に必要不可欠な電気ご使用量に相当する第1段階料金については、お客さまへの影響を緩和するため値上げ幅を小さくし、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しております。
・また、第2段階料金については、より多くのお客さまのご負担が軽減できるよう申請時からの見直し幅を大きくしております。



※　旧単価には平成25年5月分の燃料費調整単価（0.18円/kWh）を含みます。
※　旧単価、申請単価および新単価には、消費税等相当額を含みます。

4. ご家庭向け電気料金（過去からの推移）

・30A、260kWhのモデル料金は、現在のお支払い額よりも月額313円（4.72%）の値上げとなり、6,939円となります。

	平成8年改定	平成10年改定	平成12年改定	平成14年改定	平成17年改定	平成18年改定	平成20年改定	今回改定
新　料　金	6,836 円	6,584 円	6,308 円	6,153 円	6,014 円	6,166 円	6,484 円	6,939 円
旧　料　金	7,297 円	7,039 円	6,615 円	6,385 円	6,267 円	6,331 円	6,484 円	6,626 円
増　減　額	▲ 461 円	▲ 455 円	▲ 307 円	▲ 232 円	▲ 253 円	▲ 165 円	0 円	313 円
増　減　率	▲ 6.32 %	▲ 6.46 %	▲ 4.64 %	▲ 3.63 %	▲ 4.04 %	▲ 2.61 %	0.00 %	4.72 %

※　算定モデル：従量電灯B、30A、260kWh/月
※　消費税等相当額（平成8年改定は税率3%、平成10年改定以降は税率5%）を含みます。
※　旧料金には、旧約款にもとづく燃料費調整額を含みます。
※　今回改定の旧料金には、平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。
※　今回改定の旧料金および新料金には、平成25年5月分以降の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

4. ご家庭向け電気料金（従量電灯Bの値上げ影響）

ご契約アンペア	平均ご使用量（月間）	新料金（月額）	旧料金（月額）	値上げ額（月額）	値上げ率	ご契約アンペアごとのシェア
10A	60kWh	1,507円	1,454円	53円	3.65%	3%
15A	120kWh	2,851円	2,746円	105円	3.82%	9%
20A	170kWh	4,299円	4,120円	179円	4.34%	32%
30A	270kWh	7,196円	6,868円	328円	4.78%	38%
40A	380kWh	10,680円	10,028円	652円	6.50%	9%
50A	420kWh	12,166円	11,391円	775円	6.80%	7%
60A	550kWh	16,262円	15,086円	1,176円	7.80%	3%

（モデル料金）

30A	260kWh	6,939円	6,626円	313円	4.72%	

※ 平均ご使用量およびご契約アンペアごとのシェアは平成24年度実績です。

※ 旧料金には、平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。

※ 旧料金および新料金には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分以降の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

4. ご家庭向け電気料金（規制部門の値上げ影響）

電気供給約款

	契約電力等	ご使用量（月間）	新料金（月間）	旧料金（月間）	値上げ額（月間）	値上げ率
従量電灯B	30A	260kWh	6,939円〔▲138円〕	6,626円	313円〔▲138円〕	4.72%〔▲2.09%〕
従量電灯C	13kVA	1,300kWh	40,299円〔▲609円〕	36,805円	3,494円〔▲609円〕	9.49%〔▲1.66%〕
低圧電力	8kW	650kWh	18,202円〔▲409円〕	17,240円	962円〔▲409円〕	5.58%〔▲2.37%〕

選択約款

	契約電力	ご使用量（年間）	新料金（年間）	旧料金（年間）	値上げ額（年間）	値上げ率
融雪用電力A（ホットタイム１９）	2kW	1,496kWh	20,720円〔▲848円〕	18,078円	2,642円〔▲848円〕	14.61%〔▲4.70%〕

※ 旧料金には、平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。
※ 旧料金および新料金には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分以降の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。
※ 低圧電力については、力率割引を適用しています。
※ 融雪用電力Aについては、力率割引および検知制御装置付融雪用機器割引を適用しています。
※ 融雪用電力Aは、ロードヒーティングとして4か月間使用するモデルとしており、季節ごとの使用電力量の変動が大きいため、年間の影響額を記載しています。
※〔　〕内は、申請時からの見直し分です。

4. ご家庭向け電気料金(オール電化の値上げ影響)

給湯:電気温水器(4.4kW)、暖房:蓄熱式電気暖房器(20.5kW)の場合

	契約容量	ご使用量(年間)	新料金(年間)	旧料金(年間)	値上げ額(年間)	値上げ率
時間帯別電灯(ドリーム8)	8kVA	23,001kWh	313,595円〔▲14,035円〕	268,415円	45,180円〔▲14,035円〕	16.83%〔▲5.23%〕

※ 通電制御型機器割引(電気温水器4kVA、蓄熱式電気暖房器5kVA)を適用。

給湯:電気温水器(4.4kW)、暖房:電気ボイラー(6.4kW)の場合

	契約電力等	ご使用量(年間)	新料金(年間)	旧料金(年間)	値上げ額(年間)	値上げ率
時間帯別電灯＋融雪用電力L	6kVA＋6kW	21,720kWh	333,916円〔▲13,225円〕	291,978円	41,938円〔▲13,225円〕	14.36%〔▲4.53%〕

※ 通電制御型機器割引(電気温水器4kVA)を適用。

給湯:エコキュート(1.5kW)、暖房:ヒートポンプ暖房システム(4.7kW)の場合

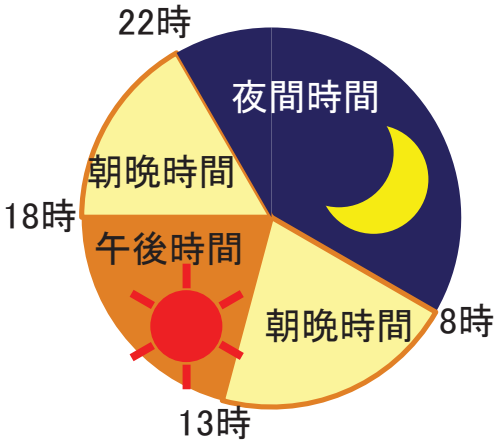
	契約容量	ご使用量(年間)	新料金(年間)	旧料金(年間)	値上げ額(年間)	値上げ率
3時間帯別電灯(eタイム3)	12kVA	11,961kWh	232,803円〔▲5,600円〕	206,828円	25,975円〔▲5,600円〕	12.56%〔▲2.71%〕

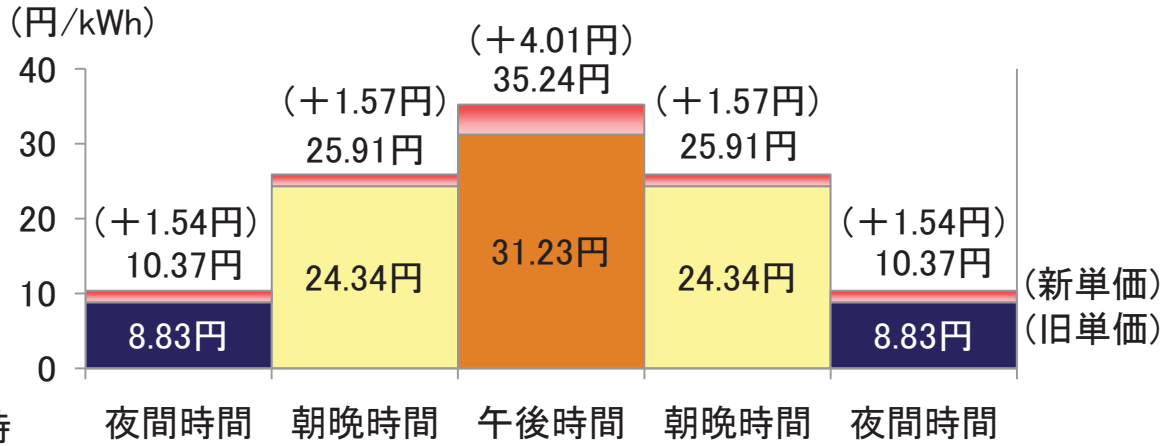
※ 通電制御型機器割引(電気温水器2kVA)、非蓄熱式電気暖房割引Ⅱ型を適用。

※ 旧料金には、平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。
※ 旧料金および新料金には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分以降の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。
※ 季節ごとの使用電力量の変動が大きいため、年間の影響額を記載しています。
※ 〔 〕内は、申請時からの見直し分です。

4. ご家庭向け電気料金（選択約款の変更）

【3時間帯別電灯（eタイム3）の加入条件の変更】
・1日を3つの時間帯に分けて料金設定したメニューです。
・電気のご使用を割安な時間帯（夜間時間・朝晩時間）に移行していただくほど、お客さまにメリットがあります。
・従来は、夜間蓄熱型機器等を保有していることを加入条件とすることにより負荷平準化を設備面から担保していましたが、今回、この加入条件を廃止し、より多くのお客さまに選択いただけるよう変更いたします。





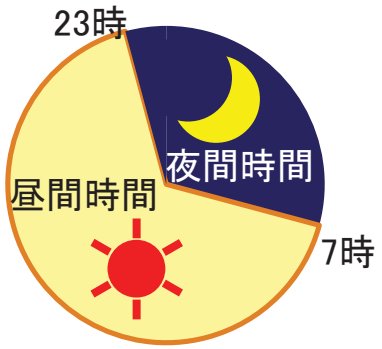
※ 旧単価には平成25年5月分の燃料費調整単価(0.18円/kWh)を含みます。
※ 旧単価および新単価には、消費税等相当額を含みます。

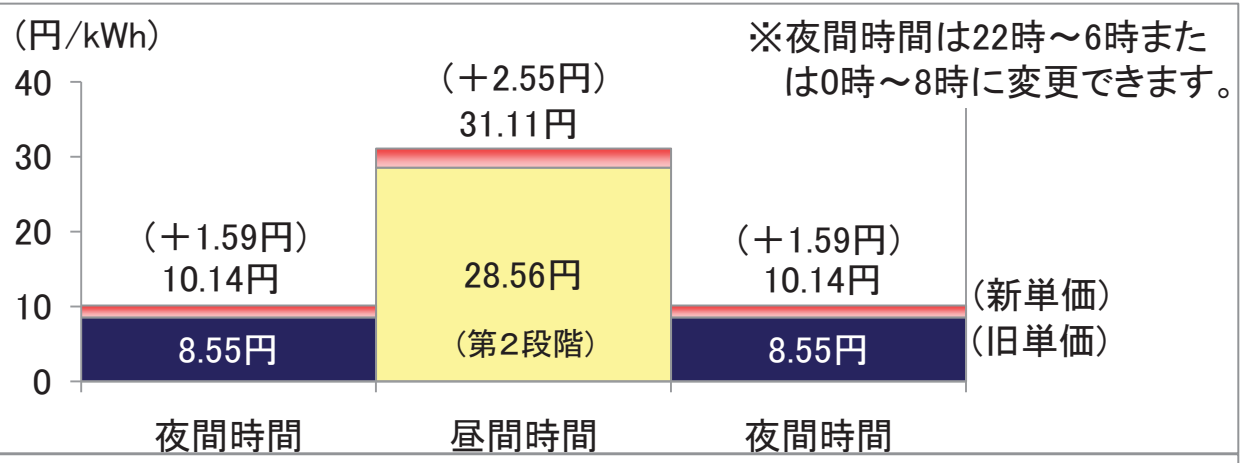
【非蓄熱式電気暖房割引の新規加入の停止】
・ピーク抑制型時間帯別電灯（ドリーム8エコ）および3時間帯別電灯（eタイム3）に設定している非蓄熱式電気暖房割引の新規加入を停止します。
・新規加入の停止は、お客さまへの周知期間を考慮して平成27年8月31日とします。また、すでにご加入いただいているお客さまは、電気のご契約内容に変更がない場合は、経過措置として引き続きご利用いただけることとしております。

4. ご家庭向け電気料金（主な選択約款）

・時間帯別に料金単価を設定することによって、より電力需要の少ない時間帯への負荷移行を促進し、電力設備の効率的な使用に資することを目的としたメニューです。
・電気のご使用を昼間から夜間へ移行していただくほど、お客さまにメリットがあります。

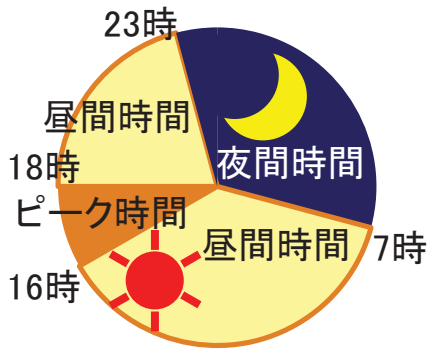
時間帯別電灯（ドリーム8）

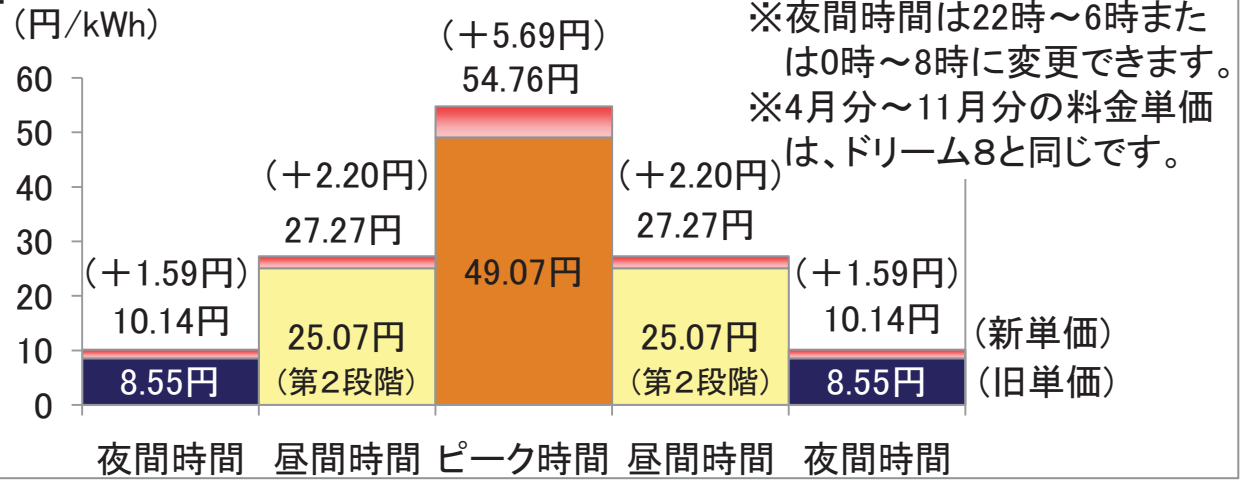




※夜間時間は22時～6時または0時～8時に変更できます。

ピーク抑制型時間帯別電灯（ドリーム8エコ）





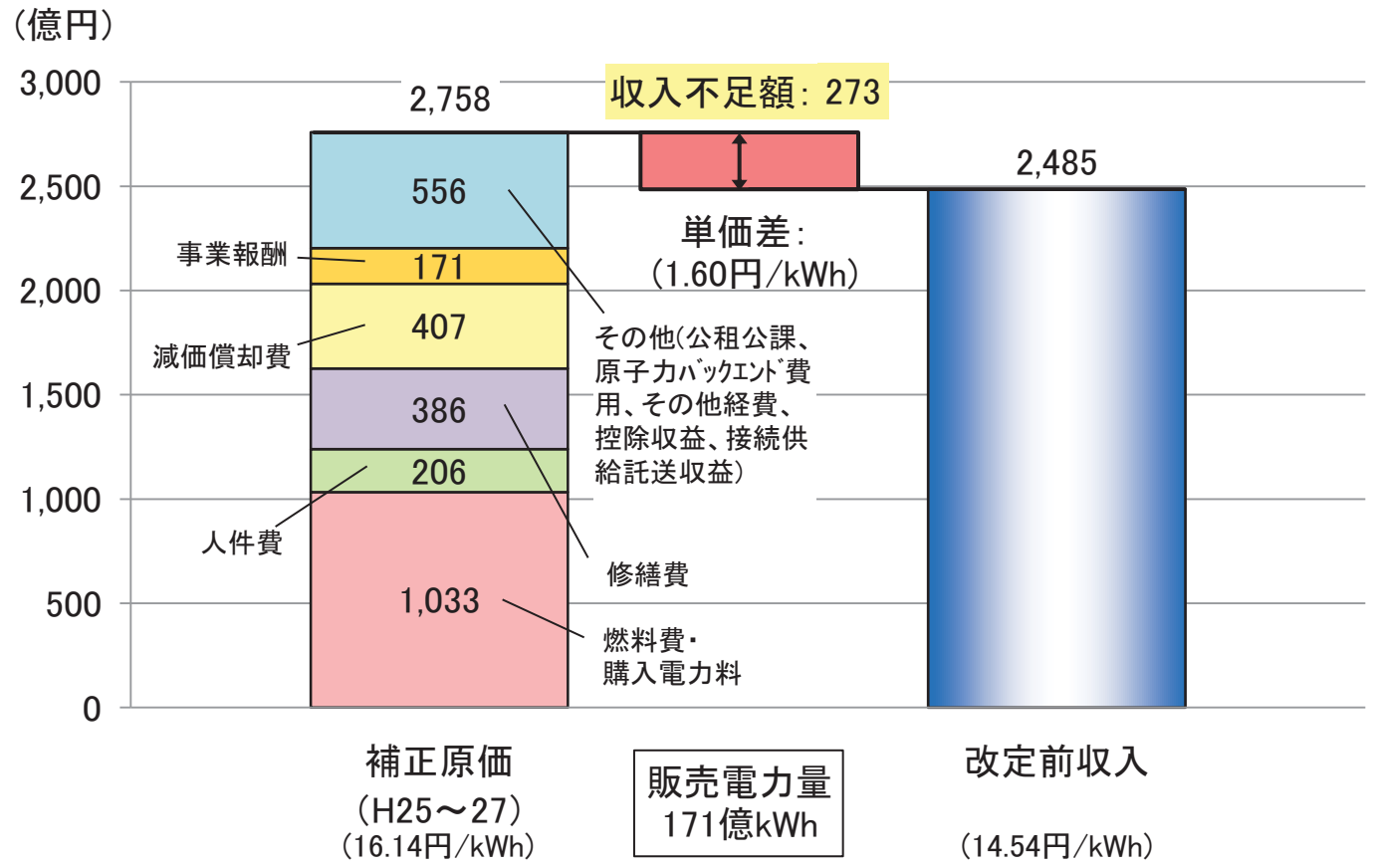
※夜間時間は22時～6時または0時～8時に変更できます。
※4月分～11月分の料金単価は、ドリーム8と同じです。

※ 旧単価には平成25年5月分の燃料費調整単価(0.18円/kWh)を含みます。
※ 旧単価および新単価には、消費税等相当額を含みます。

5. 補正原価と改定前収入（自由化部門）

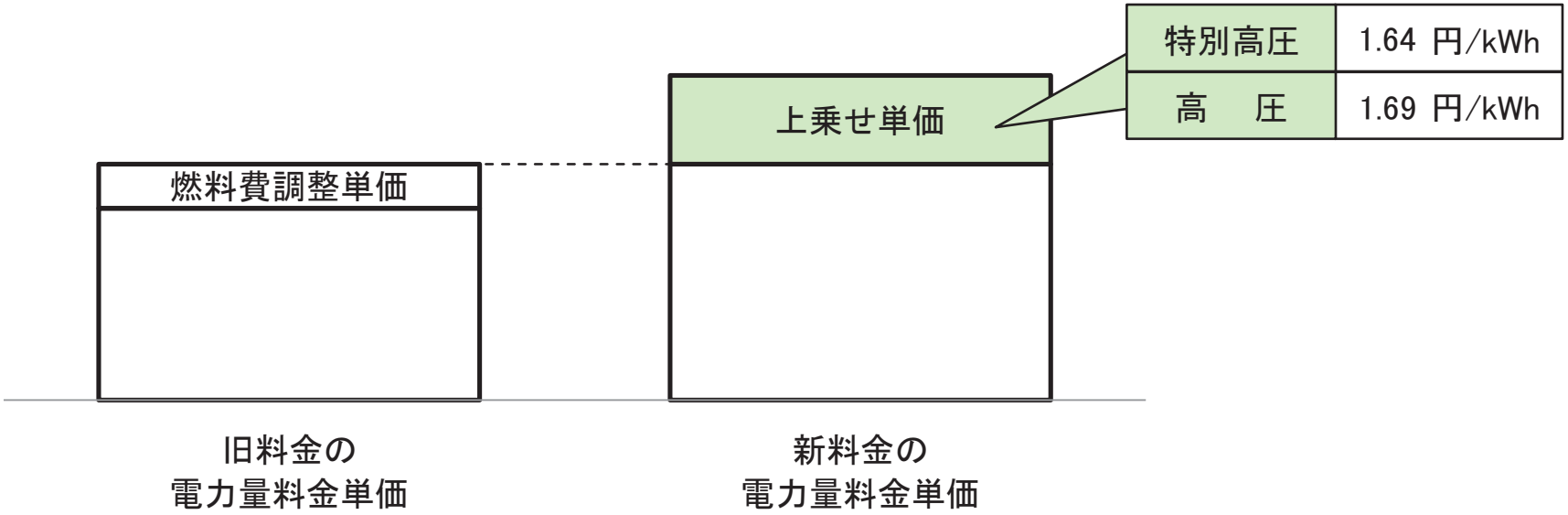
・自由化部門の補正原価は2,758億円となり、値上げ前の電気料金を継続した場合に見込まれる収入2,485億円では273億円の不足となります。
・お客さまには大変なご負担をおかけすることになり誠に申し訳ありませんが、規制部門と同日の平成25年9月1日から、自由化部門では、平均で1.60円/kWh（11.00%）の値上げをお願いさせていただきます。

補正原価と改定前収入との比較（自由化部門）



6. 自由化部門の電気料金（値上げのお願い）

・自由化部門の電気料金につきましては、規制部門の認可内容を踏まえ、旧料金の電力量料金単価に以下の単価を一律に上乗せしたものといたします（基本料金単価には変更ありません）。



※ 旧料金の電力量料金単価は、平成25年5月分の燃料費調整単価を含んだものとしています。
※ 旧料金の電力量料金単価および新料金の電力量料金単価には、消費税等相当額を含みます。
※ 特別高圧と高圧では、送電線･配電線で失われる電力（送配電ロス）が異なるため、上乗せ単価に差が生じます。

6. 自由化部門の電気料金（値上げ影響）

	契約電力	ご使用量（月間）	新料金（月間）	旧料金（月間）	値上げ額（月間）	値上げ率
業務用（高圧受電）	60kW	11,000kWh	約25万円	約23万円	約2万円	8.01%
	750kW	142,000kWh	約320万円	約296万円	約24万円	8.11%
産業用（高圧受電）	100kW	23,000kWh	約46万円	約42万円	約4万円	9.19%
	1,200kW	325,000kWh	約617万円	約562万円	約55万円	9.77%

※ 旧料金には、平成25年5月分の燃料費調整額を含みます。

※ 旧料金および新料金には、消費税等相当額、ならびに平成25年5月分以降の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

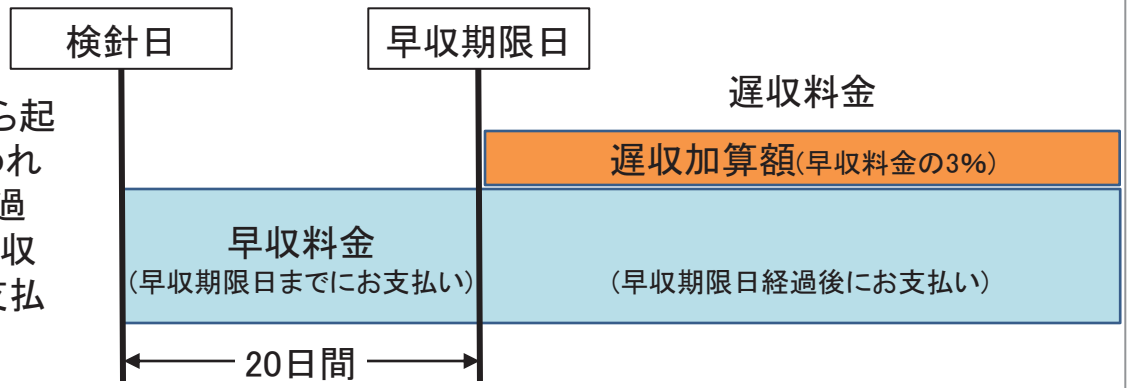
※ 力率は100%として算定しています。

7. 料金のお支払い制度の変更

・お客さまからお寄せいただいたご意見、ご要望を踏まえ、現行の「早収料金」・「遅収料金」の制度を廃止し、「延滞利息」の制度を導入いたします。
・平成27年4月分の電気料金から変更させていただきます。

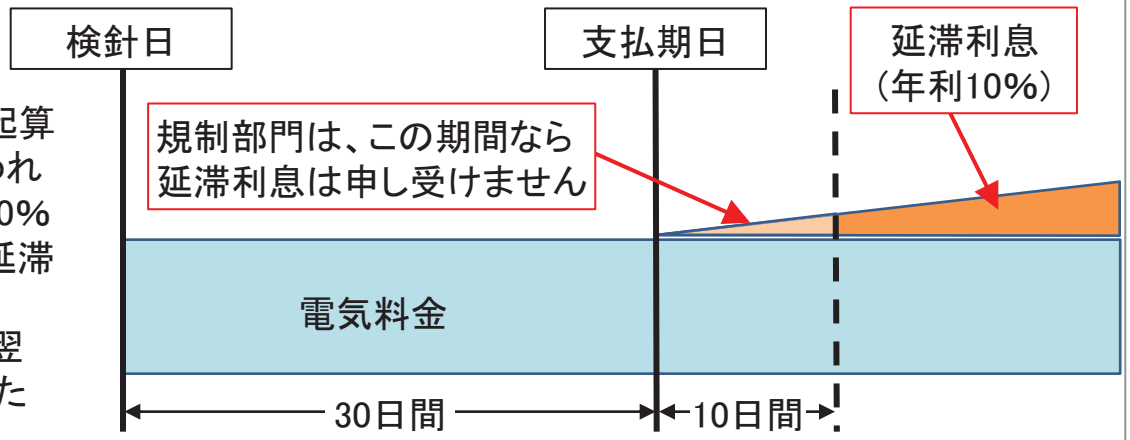
現行：早収料金・遅収料金

早収期限日(支払義務発生日の翌日から起算して20日目)までに電気料金を支払われる場合には早収料金を、早収期限日経過後に電気料金を支払われる場合には早収料金にその3%を加えた遅収料金をお支払いいただく制度です。



変更後：延滞利息

支払期日(支払義務発生日の翌日から起算して30日目)経過後に電気料金を支払われる場合には、その経過日数に応じて年10%の割合(1日当たり約0.03%)で算定した延滞利息をお支払いいただく制度です。
※規制部門のお客さまは、支払期日の翌日から起算して10日以内に支払われた場合は、延滞利息は申し受けません。



8. お客さまへのご説明について（規制部門）

・規制部門のお客さまにつきましては、料金値上げの実施概要や主なご契約メニューの値上げ影響額などについて、当社ホームページ、検針時の配布チラシなどにより幅広くお知らせするとともに、各種団体の皆さまへのご訪問やオール電化のお客さまへの説明会等を通じ、丁寧かつわかりやすいご説明に努めてまいります。

ご家庭などのお客さま	○検針時の配布チラシなどを活用し、値上げの実施概要や主なご契約メニューの値上げ影響額などについてお客さまへお知らせいたします。 ○当社ホームページのトップページ「電気料金の値上げについて」コーナーにおいて、値上げに関する情報を提供するとともに、値上げ申請時に引き続き、お客さまご自身の値上げ影響額が試算できる「電気料金シミュレーション」サイトを設置いたします。
各種団体さま	○自治体さま、経済団体さま、消費者団体さまなどの各種団体さまを個別にご訪問し、丁寧なご説明に努めるとともに、説明会などのご要望にできる限り対応してまいります。
オール電化のお客さま	○お問合せいただいたお客さま個々に、年間の値上げ影響額を試算し、料金負担の軽減策等について、きめ細かく説明いたします。 ○道内各地において、説明会等を開催し、値上げ内容や料金負担の軽減策等について、丁寧に説明してまいります。
お問い合わせへの対応	○値上げ申請時に引き続き、値上げに関するご意見・ご質問等の専用窓口（電気料金お問い合わせ専用ダイヤル）において、お客さまからのお問い合わせへの丁寧な対応に努めてまいります。 ○値上げ申請時に引き続き、耳や言葉の不自由なお客さまからのお問い合わせに対応するため、専用FAXを設置し、丁寧な対応に努めてまいります。

8. お客さまへのご説明について（自由化部門）

・自由化部門のお客さまにつきましては、これまでご案内していた電気料金値上げ内容の見直しについて、ご訪問や文書の郵送などにより、丁寧にご説明してまいります。
・また、各種団体の皆さまへも、ご訪問などを通じてご説明いたします。

契約電力500kW以上のお客さま	○お客さまをご訪問のうえ、電気料金値上げ内容の見直しについて、丁寧にご説明いたします。
契約電力500kW未満のお客さま	○電気料金値上げ内容の見直しについての文書を郵送にてお届けのうえ、お客さまのご要望などに応じて、電話またはご訪問により、丁寧にご説明いたします。
各種団体さま	○産業団体・企業を統括する団体さまなどの各種団体さまを個別にご訪問し、丁寧にご説明いたします。
お問い合わせへの対応	○値上げのご案内時に引き続き、値上げに関するご意見・ご質問等の専用窓口（電気料金お問い合わせ専用ダイヤル）において、お問い合わせへの丁寧な対応に努めてまいります。

8. お客さまへのご説明について（お客さまの節約・省エネにつながる情報発信）

・お客さまの節約・省エネのお役に立てるよう、当社ホームページにお客さまの生活スタイルや業務内容に合わせた具体的な節約・省エネ手法をご紹介するコンテンツを掲載しております。
・また、適正なご契約アンペアを診断する「アンペアチェック」および見える化サービスのご紹介や、ご契約メニューを変更した場合の電気料金（目安）を比較できる「ご契約メニュー変更シミュレーション」サイトを設置いたします。

節約・省エネ手法の情報提供	【ご家庭のお客さま】 〇電気機器ごとに、節約・省エネ手法をご紹介しております。 〇お客さまが取り組まれる節約・省エネ項目を選択すると、節約できる金額を「節約チェックシート」でご確認いただけます。 【法人のお客さま】 〇業種ごとに節約・省エネのポイントをご紹介しております。
アンペアチェックのご紹介	〇ご家庭の適正なご契約アンペアを診断するツールをご紹介しております。
ご使用量の見える化サービスのご紹介	〇Web料金お知らせサービス インターネットを活用したご使用量の見える化サービスをご紹介しております。
ご契約メニュー変更シミュレーション	〇現在のご契約メニューから、ご希望のご契約メニューに変更した場合の電気料金（目安）を比較できます。

【参考】補正原価の内訳（人件費）

・人件費は、役員報酬の削減や社員年収水準の引き下げ、厚生費の削減などの効率化に加え、申請原価に対する修正指示の反映（▲34億円）により、前回原価と比較して25億円の減少となっております。

（単位：億円）

	補正：A （H25～27）	前回：B （H20）	差：C A−B	主な増減要因
役員給与	3	6	▲ 4	役員報酬の削減
給料手当	386	446	▲ 60	社員年収水準の引き下げ
給料手当振替額	▲ 7	▲ 7	▲ 1	
退職給与金	44	▲ 8	51	数理計算上の差異償却費の増
厚生費	70	82	▲ 12	健康保険料の会社負担割合引き下げなど
雑給	10	10	0	
人件費計	505	530	▲ 25	

経費対象人員（人）	5,687	5,592	95	泊発電所3号機運転開始に伴う建設専従からの振替増(+104)など

【参考】補正原価の内訳（燃料費）

・燃料費は、泊発電所3号機が運転開始したことに加え、申請原価に対する修正指示（▲0.1億円）を反映し、前回原価と比較して196億円の減少となっております。

（単位：億円）

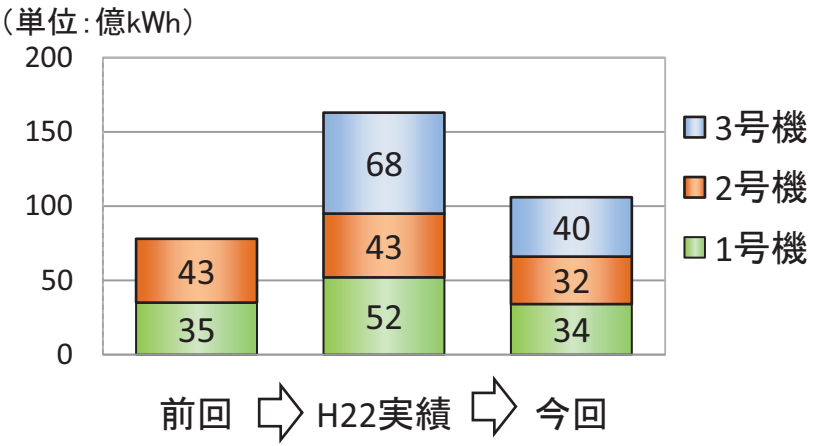
	補正：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B	主な増減要因
火力	1,399	1,612	▲ 213	泊3号機運転開始による減 原子力発電所の停止による増
石油	820	991	▲ 172	
石炭	579	621	▲ 41	
原子力	61	44	18	泊3号機運転開始による増 原子力発電所の停止による減
新エネ	−	−	−	
燃料費計	1,460	1,656	▲ 196	

【参考1】 発電電力量

（単位：億kWh）

火力	171	210	▲ 39
石油	50	59	▲ 10
石炭	121	151	▲ 30
原子力	106	78	29
新エネ	1	1	0

【参考2】 原子力発電量の推移



【参考】補正原価の内訳（修繕費）

・修繕費は、多様な発注方式の採用などによる資機材調達コストの低減や新技術・新工法の開発・導入等による効率化に加え、申請原価に対する修正指示を反映（▲14億円）するものの、泊発電所3号機の運転開始、火力設備等の設備経年化対策費用等により、前回原価と比較して209億円の増加となっております。

（単位：億円）

	補正：A (H25～27)	前回：B (H20)	差：C A−B
水力	57	37	19
火力	268	161	107
原子力	202	126	76
新エネ	10	−	10
送電	51	54	▲ 2
変電	45	29	15
配電	307	320	▲ 14
業務	23	26	▲ 3
修繕費計	962	754	209

○前回原価と比べた主な増加要因

・水　力：経年対策費用の増など
・火　力：経年対策費用、定検基数の増など
・原子力：泊3号機運転開始に伴う定検基数の増など

○メルクマールとの比較

（単位：億円）

	補正		直近5ヵ年※
平均修繕費（A）	962		899
平均帳簿原価（B）	36,882		33,909
比率（A）／（B）	2.61%	＜	2.65%

※直近5ヵ年はH20～H24年度実績の平均

【参考】補正原価の内訳（減価償却費）

・減価償却費は、償却の進行や設備投資の効率化による減少に加え、申請原価に対する修正指示を反映（▲6億円）するものの、新規大型電源である泊発電所3号機の運転開始（平成21年12月）や京極発電所の運転開始（1号機：平成26年10月，2号機：平成27年12月）などにより、前回原価と比較して240億円の増加となっております。

（単位：億円）

	補正：A （H25～27）	前回：B （H20）	差：C A−B	主な増減要因
水力	105	63	42	京極1・2号機新設
火力	110	173	▲ 63	償却進行による減（苫東4号機、知内2号機）
原子力	304	59	245	泊3号機増設、泊安全対策
新エネ	3	−	3	設備区分の新設
送電	121	130	▲ 8	
変電	75	70	5	
配電	117	112	5	
業務	51	39	11	系統運用自動化システム更新
減価償却費計	886	646	240	

【参考】補正原価の内訳（事業報酬）

・事業報酬は、申請原価に対する修正指示（▲4億円）を反映するものの、泊発電所3号機や京極発電所の運転開始の他、石狩湾新港発電所新設の計画等によりレートベースが増加するため、前回原価と比較して41億円の増加となっております。
・事業報酬率については、前回原価（3.0%）から0.1%低い2.9%となっております（申請時より変更なし）。

（単位：億円）

			補正：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B	主な増減要因
レートベース	特定固定資産		10,459	8,903	1,556	泊3号機増設による増 京極1・2号機新設による増
	建設中の資産		748	1,476	▲ 728	泊3号機増設による減 石狩湾新港発電所新設による増
	核燃料資産		1,254	745	509	泊3号機増設による増
	特定投資		233	79	154	日本原燃（株）増資による増
	運転資本	営業資本	530	534	▲ 4	
		貯蔵品	200	220	▲ 20	
		小計	730	754	▲ 24	
	繰延償却資産		−	1	▲ 1	
	小計		13,424	11,959	1,464	
原変※1・別途積立金			−	▲ 365	365	積立金の取崩し
原変・別途控除後レートベース①			13,424	11,594	1,829	
事業報酬計（①×報酬率※2）			389	348	41	

※1　原変：原価変動調整積立金　※2 前回は3.0%、補正は2.9%を適用

【参考】補正原価の内訳（購入・販売電力料）

・購入電力料は、申請原価に対する修正指示（▲9億円）を反映するものの、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電力量の増加等により、前回原価と比較して18億円の増加となっております。
・販売電力料は、申請原価に対する修正指示（24億円）を反映し、卸電力取引所を最大限活用することを前提に売り入札に係る利益額を織り込み、前回原価と比較して56億円の増加となっております。

（単位：億円）

	補正：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B	主な増減要因
他社購入電力料	499	482	17	
水力	110	124	▲ 14	購入電力量の減
火力	300	295	5	
新エネ	89	63	26	固定価格買取制度開始による購入電力量の増
地帯間購入電力料	1	−	1	
購入電力料計	500	482	18	

他社販売電力料	65	4	61	卸電力取引所を活用した販売電力量の増
地帯間販売電力料	0	6	▲ 6	他電力会社への送電電力量の減
販売電力料計	65	10	56	

【参考】購入・販売電力量　（単位：百万kWh）

購入	水力	1,505	1,566	▲ 61
	火力	2,052	2,120	▲ 68
	新エネ	1,399	971	428
購入電力量計		4,956	4,657	299

販売電力量計	426	64	363

【参考】補正原価の内訳（公租公課）

・公租公課は、関係税法等（河川法、法人税法、地方税法等）に従い、設備投資額や販売電力量、発電所の稼働状況等の各種計画諸元に基づき算定を行っております。
・今回原価は前回原価と比較して、法人税率の引き下げや申請原価に対する修正指示（▲2億円）を反映するものの、発電所の新設に伴う固定資産税の増加等に伴い、公租公課全体では19億円の増加となっております。

（単位：億円）

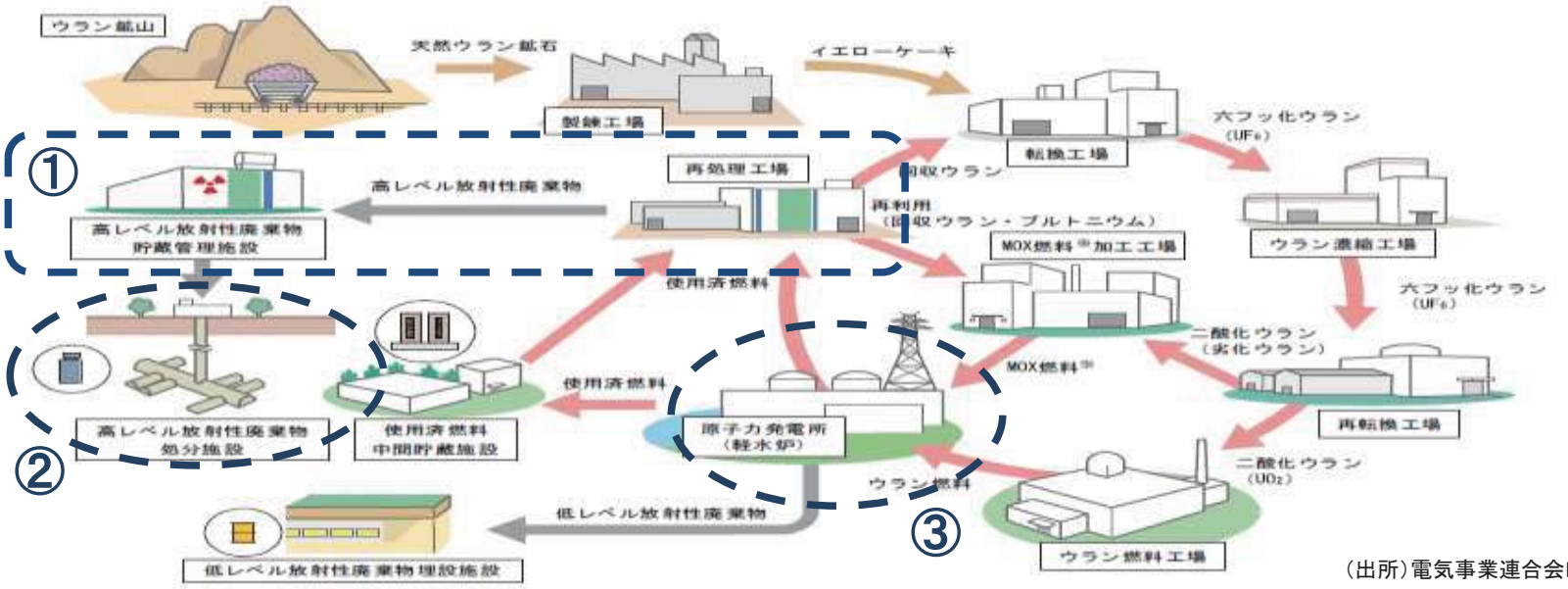
	補正：A （H25～27）	前回：B （H20）	差：C A-B	主な増減要因
水利使用料	12	11	0	
固定資産税	137	116	20	資産増加（泊3号機、京極1号機等）による増
電源開発促進税	121	124	▲ 2	
事業税	72	69	4	
法人税	49	60	▲ 10	法人税率引き下げによる減
核燃料税	15	6	8	泊3号機導入による増、税率上昇による増
雑税（核燃料税除き）	6	7	▲ 1	
公租公課計	412	394	19	

【参考】補正原価の内訳（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、申請原価に対する修正指示（▲0.1億円）を反映するものの、原子力発電所の運転開始（泊発電所3号機：平成21年12月）に伴う発電電力量の増加により、前回原価と比較して19億円の増加となっております。

（単位：億円）

	補正：A （H25～27）	前回：B （H20）	差：C A−B	主な増減要因
使用済燃料再処理等費①	63	46	17	発電電力量の増
特定放射性廃棄物処分費②	13	17	▲ 5	原子力発電環境整備機構への過去分拠出の終了による減
原子力発電施設解体費③	27	21	6	発電電力量の増
原子力バックエンド費用計	103	84	19	



（出所）電気事業連合会HP

【参考】補正原価の内訳（その他経費・控除収益）

・その他経費は、費用全般にわたり精査を行うとともに、競争発注効果の反映、広報・販売関連費用や寄付金・諸会費の削減に加え、申請原価に対する修正指示（▲28億円）を反映するものの、原子力損害賠償支援機構一般負担金や原子力発電所の安全対策費用などにより、前回原価と比較して130億円の増加となっております。
・控除収益については、電気事業雑収益に対する修正指示等を反映し、前回原価と比較して24億円の増加となっております。

（単位：億円）

		補正：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B
その他経費	廃棄物処理費	73	68	5
	消耗品費	25	25	0
	補償費	20	25	▲ 5
	賃借料	90	87	3
	託送料	58	60	▲ 2
	事業者間精算費	0	−	0
	委託費	393	319	74
	損害保険料	6	6	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	4	50	▲ 46
	養成費	8	7	1
	研究費	18	24	▲ 6
	諸費	89	90	▲ 1
	固定資産除却費	109	73	36
	その他※1	9	2	6
	小計	966	836	130

※1　電気料貸倒損、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額（貸方）、建設分担関連費振替額（貸方）、附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）、電力費振替勘定（貸方）、社債発行費

		補正：A（H25～27）	前回：B（H20）	差：C A−B
控除収益※2	電気事業雑収益	▲ 70	▲ 46	▲ 24
	遅収加算料金	▲ 7	▲ 10	3
	財務収益	▲0	▲0	0
	託送収益	▲ 2	▲0	▲ 1
	事業者間精算収益	▲ 1	−	▲ 1
	小計	▲ 80	▲ 56	▲ 24

※2　控除収益は、地帯間・他社販売電力料を除きます。

【その他経費の主な増減要因】
◇原子力損害賠償支援機構一般負担金（+65）
◇委託費（+74）
　〇原子力発電所安全対策：+25
　〇情報処理システム：+23 等
◇普及開発関係費（▲46）
　〇広報・販売関連費用の削減 等
◇固定資産除却費（+36）

【控除収益の主な増加要因】
◇電気事業雑収益：▲24
　〇計上額の増 等

【参考】ヤードスティック査定について

・ヤードスティック査定は、間接的な競争環境を制度的に創出することを企図とし、経営効率化のインセンティブを働かせるための手法として平成7年に導入されたものです。
・一般電気事業供給約款料金審査要領に従い、個別査定を行った後の料金原価（一般経費が対象）について、原価単価（円/kWh）の水準および変化率（%）の指標を用いて、一般電気事業者の効率化への取り組み度合いを相対的に評価し、効率化努力目標額（査定額）として相応しい額を設定することになっております。

ヤードスティック査定の概要

比較対象原価	・一般経費（人件費＋その他経費の一部※） ※託送料、事業者間精算費、原子力損害賠償支援機構一般負担金は対象外
比較指標	・「原価算定期間中の単価水準（一般経費の単価水準（円/kWh））」及び「単価変化率（一般経費の単価水準の前回改定（届出）からの変化率（%））」 ※電源部門、非電源部門別に区分して比較。非電源部門については、需要密度、需要構成等の地域特性を勘案した地域補正係数を基に単価を補正。
効率化努力目標額（査定額）の設定方法	・電源部門・非電源部門毎に、比較指標を相対評価し点数化 ・点数に応じ3グループ（グループ Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ）に分類し、グループ毎の査定率に応じ効率化努力目標額を算出する。 ※査定率・・・グループⅠ：0% 、グループⅡ：▲1.5% 、グループⅢ：▲3.0%

今回の効率化努力目標額（査定額）

（単位：億円）

	電源部門	非電源部門	合計
グループ分類（査定率）	Ⅱ（▲1.5%）	Ⅱ（▲1.5%）	―
効率化努力目標額（査定額）	▲0.1	▲0.1	▲0.2

【参考】個別原価計算フロー ①

（単位：百万円）

1. 原価等の算定

総原価	＝	営業費	＋	事業報酬	－	控除収益
603,956		579,552		38,929		14,524

2. 9部門整理

水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売	一般管理等	整理保留原価
23,314	200,907	95,409	1,916	34,259	19,342	64,573	26,234	81,480	56,523

3. ABC手法による一般管理費等の配分

+8,190	+9,343	+17,579	+174	+9,645	+6,547	+17,691	+12,312

4. 8部門整理

水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売
31,504	210,250	112,988	2,091	43,904	25,889	82,263	38,545

+10,987	+23,484	+0	+8,996	+32	融通等による販売・購入

5. ABC手法による機能別配分

水力非AS	火力非AS	総原子力	総新エネ等	総送電	受電用変電	低圧配電	一般販売
40,293	228,188	112,988	11,087	43,936	13,311	19,857	21,318

水力AS	火力AS				配電用変電	高圧配電	非NW給電
2,197	5,546				12,577	45,843	578

							NW給電
							2,067

						需要家費
						31,145

※AS：アンシラリーサービス費

6. ネットワーク関連費／非関連費の固定費／可変費／需要家費別整理

送電・高圧配電関連費						送電・高圧配電非関連費			
【固定費】	125,251	【可変費】	228	【需要家費】		【固定費】	213,473	【可変費】	199,519
A S ①	7,744			⑤		水力非AS ⑥	38,234	水力非AS ⑧	2,059
総送電 ①	43,863	総送電 ③	73		31,145	火力非AS ⑥	55,225	火力非AS ⑧	172,964
受電用変電 ①	13,284	受電用変電 ③	28			総原子力 ⑥	97,530	総原子力 ⑧	15,458
配電用変電 ②	12,546	配電用変電 ④	31			総新エネ等 ⑥	2,090	総新エネ等 ⑧	8,997
高圧配電 ②	45,752	高圧配電 ④	92			低圧配電 ⑦	19,818	低圧配電 ⑨	40
NW給電 ①	2,063	NW給電 ③	5			非NW給電 ⑥	577	非NW給電 ⑧	1

※数値は平成25年度～平成27年度の平均です。四捨五入の関係で合計と内訳が一致しない場合があります。

【参考】個別原価計算フロー ②

7. 送電・高圧配電関連費／非関連費の固定費／可変費／需要家費と整理保留原価を各需要種別別に配分

需要種別別配分

	送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費				整理保留原価	
	固定費		可変費		需要家費	固定費		可変費			
	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	NW関連費	NW非関連費
低圧	32,359	39,529	49	65	29,943	94,297	19,818	94,181	40	6,108	10,589
高圧	29,574	18,768	44	58	1,098	99,359	—	105,298	—	5,653	10,408
特高	5,021	—	12	—	103					1,526	
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	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	48.330%	67.806%	46.892%	53.052%	99.062%	48.693%	100.000%	47.214%	100.000%		
高圧	44.171%	32.194%	41.497%	46.948%	0.934%	51.307%	—	52.786%	—		
特高	7.499%	—	11.611%	—	0.004%						

※1　需要家設備に関わる費用の配分については、事業者設定基準により、設備の差異、費用の発生の原因等を反映して配分しています。

※2　事業者設定基準により、電源種別別に比率を設定しています。

（単位：百万円、百万kWh、円/kWh）

	送電・高圧配電関連費			送電・高圧配電非関連費			合　計		
	原価	需要※3	単価	原価	需要※3	単価	原価※4	需要※3	単価※5
低圧	108,054	14,618	7.39	218,925	14,618	14.98	326,979	14,618	22.37
高圧	55,195	13,450	4.10	215,065	17,093	12.58	276,921 (275,824)	17,093	16.14
特高	6,662	3,877	1.72						
合計	169,910	31,944	5.32	433,989	31,711	13.69	603,900 (602,803)	31,711	19.01

※3　自社分を除きます。

※4　（ ）内は接続供給にともなう託送収益を除いた値です。

※5　接続供給にともなう託送収益を除いた原価にもとづき計算しています。

【参考】燃料費調整の前提諸元 ①

・燃料費調整の前提諸元についても、原価算定期間における電源構成や燃料価格の変動に合わせて見直しを実施しております。

			新料金（A）	旧料金（B）	差（A－B）
基準燃料価格		円/kℓ	32,200	31,100	1,100
換算係数	α	―	0.3627	0.3625	0.0002
	β	―	0.9473	0.9476	▲ 0.0003
基準単価（税抜・平均）		円/kWh	0.131	0.149	▲ 0.018

※電圧ごとの基準単価（新料金分、税込、円/kWh）　低圧：0.141、高圧：0.135、特別高圧：0.131

①基準燃料価格（32,200円/kℓ）

・基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・海外炭の燃料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です。（新料金は平成24年12月～平成25年2月の貿易統計実績値によります。）

・具体的には、当社発受電電力量（火力）における各燃料の熱量構成比に原油換算値を加味した係数（α・β）を算定し、各燃料価格に乗じることにより算出します。

〔算定式〕

61,612円/kℓ	×	0.3627	＋	10,439円/t	×	0.9473	＝	32,200円/kℓ
原油価格		α		海外炭価格		β		基準燃料価格

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③＝①×②	
原　油	0.3627	1.0000	0.3627	･･･α
海 外 炭	0.6373	1.4864	0.9473	･･･β
合　計	1.0000	―	―	

※原油換算係数は、総合エネルギー統計の標準発熱量にもとづいて算定しています。
海外炭：1ℓあたりの原油発熱量（38,200kJ）÷1kgあたりの石炭発熱量（25,700kJ）

【参考】燃料費調整の前提諸元 ②

②基準単価（0.131円/kWh）

・基準単価とは、平均燃料価格が1,000円/kℓ変動した場合の1kWhあたりの変動額です。

・具体的には、当社発受電電力量（火力）における燃料消費数量（原油換算kℓ）に1,000円/kℓを乗じ、原油換算価格が1,000円/kℓ上昇した場合の影響額を算定し、販売電力量（kWh）で除することにより算定します。

〔算定式〕

12,474千kℓ	×	1,000円/kℓ	÷	95,143百万kWh	＝	0.131
燃料消費数量（原油換算/3か年計）				販売電力量（3か年計）		基準単価

③平均燃料価格

・平均燃料価格とは、毎月発表される原油・海外炭の貿易統計価格を前ページに記載したα ・β で加重平均したものであり、毎月変動します。

・具体的には、燃料費調整を実施する3か月～5か月前における原油・海外炭の貿易統計価格にα ・β をそれぞれ乗じて算定します。

④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出します。

〔算定式〕

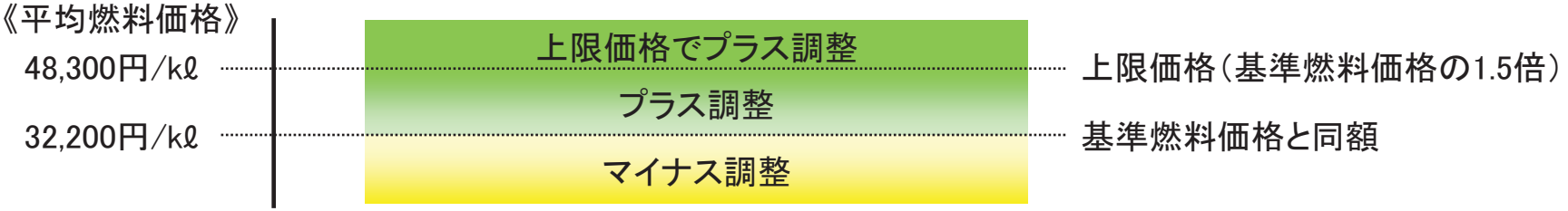
（ XX,XXX円/kℓ	－	32,200円/kℓ ）	÷	1,000円/kℓ	×	0.141円/kWh	＝	燃料費調整単価
毎月の平均燃料価格		基準燃料価格				基準単価（低圧の場合、税込み）		

※電圧ごとの基準単価（新料金分、税込、円/kWh）　低圧：0.141、高圧：0.135、特別高圧：0.131

・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、燃料費調整額となります。

・なお、規制部門（低圧）のお客さまにつきましては、平均燃料価格が48,300円/kℓ（基準燃料価格の1.5倍）を上回る場合は、48,300円/kℓを上限価格といたします。

《平均燃料価格》



【参考】平成25年9月分の燃料費調整単価

1．平均燃料価格

平成25年4月～6月実績	平均原油価格	66,534 円/kℓ
	平均海外炭価格	11,125 円/t
	平均燃料価格	34,700 円/kℓ
（参考）基準燃料価格		32,200 円/kℓ

2．燃料費調整単価

低圧供給のお客さまにつきましては、平成25年8月31日までのご使用分には、平成24年7月1日実施の電気供給約款に基づく燃料費調整単価（0 円 58 銭/kWh）を、平成25年9月1日以降のご使用分には変更認可をいただいた電気供給約款に基づく下記燃料費調整単価を適用させていただきます。

高圧供給および特別高圧供給のお客さまにつきましては、下記単価は平成25年9月1日実施の電力契約標準約款の適用を受ける電気料金に適用させていただきます。

（使用電力量1kWhあたり）

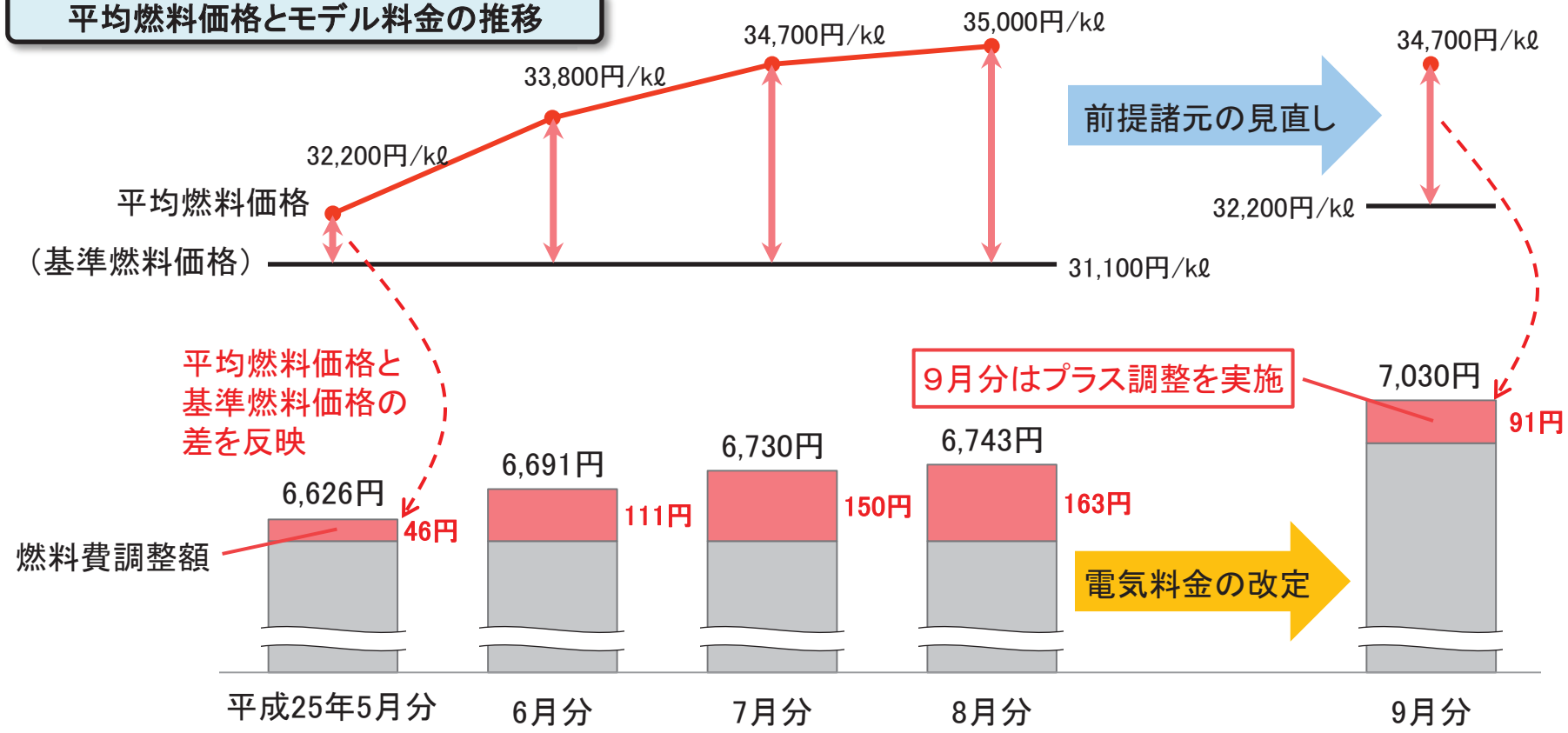
区分	9月分
低圧供給のお客さま	0 円 35 銭
高圧供給のお客さま	0 円 34 銭
特別高圧供給のお客さま	0 円 33 銭

※　消費税等相当額を含みます。

【参考】平成25年9月分の燃料費調整について

・新料金における基準燃料価格（32,200円/kℓ）は、平成24年12月～平成25年2月における原油・海外炭の貿易統計実績値をもとに算定しております。
・一方、平成25年4月～6月の貿易統計実績値をもとに算定した平均燃料価格は34,700円/kℓとなり、基準燃料価格を上回るため、平成25年9月分の電気料金についてはプラス調整を実施することになりました。

平均燃料価格とモデル料金の推移



※　算定モデル：従量電灯B、30A、260kWh/月
※　平成25年9月分のモデル料金は、新単価を適用し、日割計算を考慮しない場合の料金を試算したものです。
（実際には、平成25年8月31日までは旧単価を、9月1日以降は新単価を適用いたします。）
※　消費税等相当額などを含みます。