

電気料金値上げ申請の概要について

平成25年2月
東北電力株式会社

1. 当社を取り巻く厳しい経営環境	3	6. 規制部門の電気料金	26
・当社が取り組んできた5つの大きな課題		・ご家庭の電気料金の推移	
・収支悪化への対応		・ご家庭向け電気料金設定の考え方	
・財務体質		・ご家庭など向けの新たな料金メニュー	
2. 値上げ申請の概要	6	・今回変更を予定している選択約款	
3. 原価算定の概要	7	【参考】主な選択約款(従来からの料金メニュー)	
・前回改定時との比較		【参考】主なご契約メニューの値上げ影響	
・原価算定における前提諸元と発受電電力量の概要		7. 自由化部門の電気料金	32
【参考】原価算定上の原子力運転計画		・値上げのお願いの概要	
・経営効率化の概要		・値上げの影響額の例	
【参考】原価の増減内訳		・事務所ビル, 商業施設, 工場などのお客さま向けの新たな料金メニュー	
【参考】電気料金の推移		8. 料金のお支払い制度の変更	35
4. 原価の内訳	13	9. お客さまへのご説明について	36
・人件費		・規制部門	
【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較		・自由化部門	
・燃料費, 購入・販売電力料		【参考】省エネや電気料金の節約につながる情報発信	
・修繕費		【参考】省エネや電気料金の節約につながるご提案活動	
・減価償却費			
・事業報酬		(補足資料)	
【参考】設備投資額の推移		・電気料金改定手続きの概要	
・公租公課		・燃料費調整の前提諸元	
・原子力バックエンド費用		・事業報酬の算定方法(レートベース, 事業報酬率)	
・その他経費・控除収益		・個別原価算定フロー	
【参考】普及開発関係費, 寄付金, 団体費, 研究費の内訳		・従量電灯Bのご契約アンペアごとの値上げ影響	
5. 原価及び収入	24		
・規制部門			
・自由化部門			

当社は、東日本大震災による設備被害と電力需要の減少、新潟・福島豪雨による水力発電所の被害、原子力発電所の長期間に亘る停止、東京電力福島第一原子力発電所事故に伴う直接・間接の被害などの影響により、平成22年度以降の業績は3期連続の純損失となる見込みであり、財務状況も著しく悪化しております。

これまで、一刻でも早い電力供給設備の復旧に全力を挙げると同時に、被災地の復興の妨げとならないよう1日でも長く現行の電気料金を維持すべく、電力供給設備の復旧などに伴う設備関連コストや原子力停止に伴う燃料費の増加などに対し、緊急的な支出抑制や繰り延べ、人件費の削減などあらゆる分野での徹底した効率化に取り組んでまいりました。

しかしながら、平成24年度末の自己資本比率は11%程度まで落ち込むと想定され、燃料や設備工事に要する資金調達に支障が出てまいります。また、火力燃料費の増加をはじめとする膨大なコスト負担を現行の電気料金水準で吸収し続けることは極めて困難であり、設備保全にも悪影響が生じ電力の安定供給に支障をきたすこととなります。

このため、お客さまにはご迷惑をおかけすることとなり誠に申し訳ありませんが、電気料金の値上げをお願いさせていただきました。

当社といたしましては、設備保全に万全を期すとともに、これまで以上に徹底した経営効率化に取り組み、引き続き電気の安定供給を通じて地域の復興に貢献してまいります。

当社の現状に対して、何卒ご理解を賜りますようお願い申し上げます。

1. 当社を取り巻く厳しい経営環境(当社が取り組んできた5つの大きな課題)

p3

- 当社は、東日本大震災による設備被害と電力需要の減少、新潟・福島豪雨による設備被害、原子力発電所の長期停止による火力発電所の燃料費の大幅増加、東京電力福島第一原子力発電所の事故による直接・間接の影響の5つの大きな課題に取り組んできております。

震災等による電力需要の減少

- 設備被害や節電対策進展等により、電力需要が減少

原子力発電所の長期停止

- 火力発電所の焚き増しによる燃料費の大幅な増加

新潟・福島豪雨(H23.7.27~30)

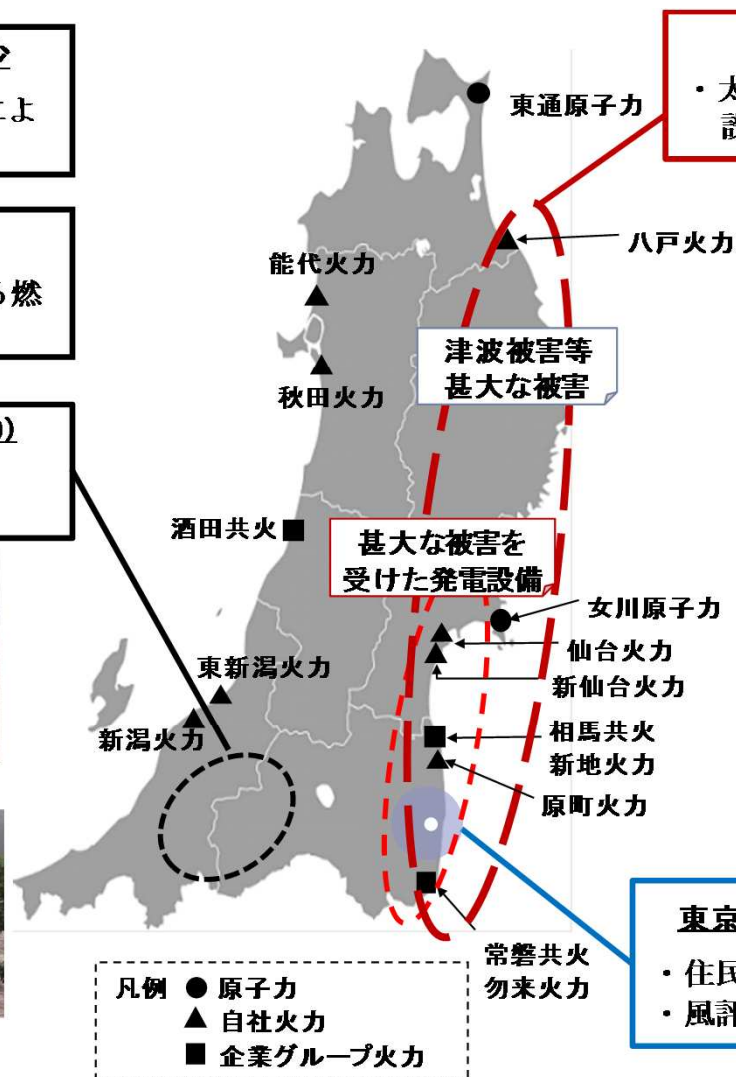
- 新潟・福島両県にわたる29ヵ所の水力が停止



【新郷発電所】



【宮下発電所】



震災による設備の甚大な被害

- 太平洋沿岸の火力発電設備や流通設備を中心に、甚大な被害



【傾斜した鉄塔(宮城県多賀城市)】



【原町火力発電所】

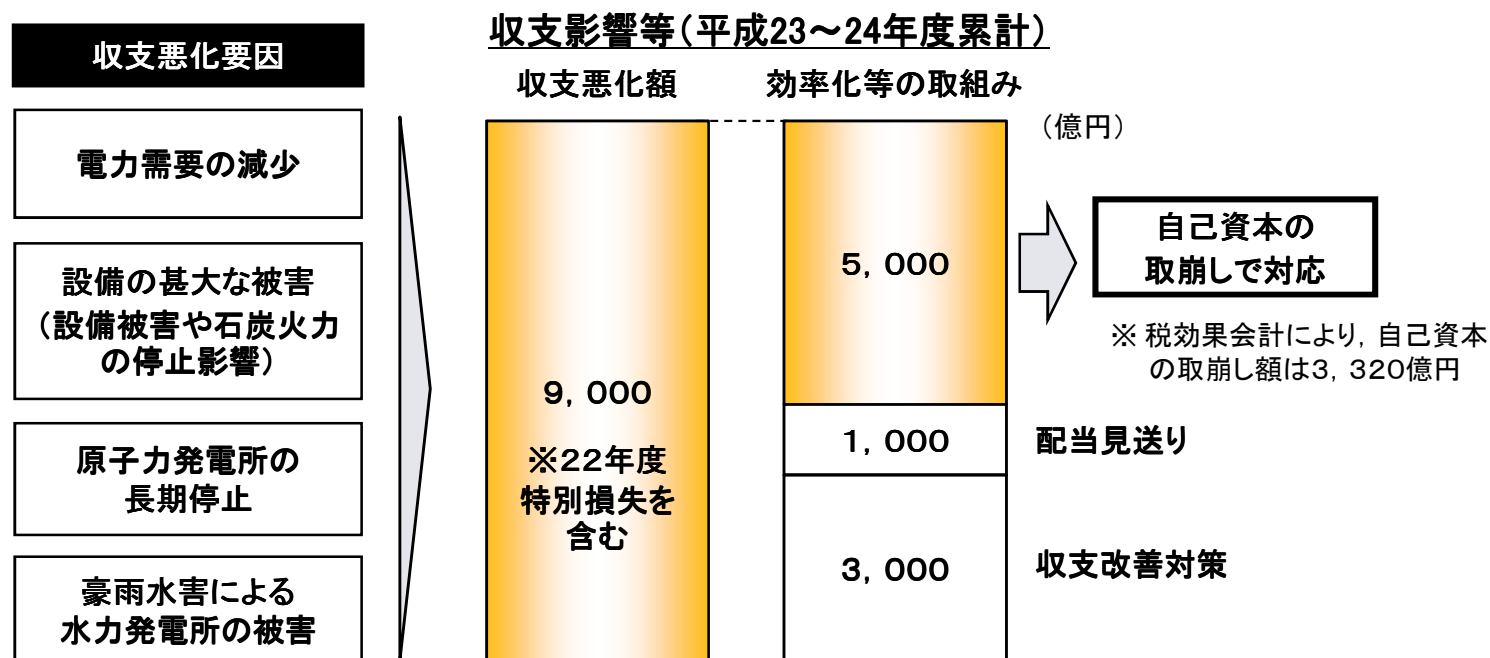
東京電力福島第一原子力発電所事故

- 住民避難の継続
- 風評による地域経済への影響

1. 当社を取り巻く厳しい経営環境(収支悪化への対応)

p4

- 前述の5つの課題などにより、純損益ベースで、3期連続の赤字が見込まれており、特に平成23年度は2,000億円を超える赤字など、会社創立以来の厳しい収支状況にあります。
- 震災等による収支悪化への影響は、平成23～24年度累計(平成22年度特別損失を含む)で9,000億円程度となり、これらの膨大な負担を吸収するため、これまで緊急的な支出抑制や繰り延べを含むあらゆる分野のコスト削減に努めるとともに、平成23年度からは配当も見送っております。
- このような方策を尽くしても、コスト負担の増加を全てはカバーし切れず、自己資本を取り崩して対応してまいりました。



【経常損益・当期純損益の推移】

(億円)

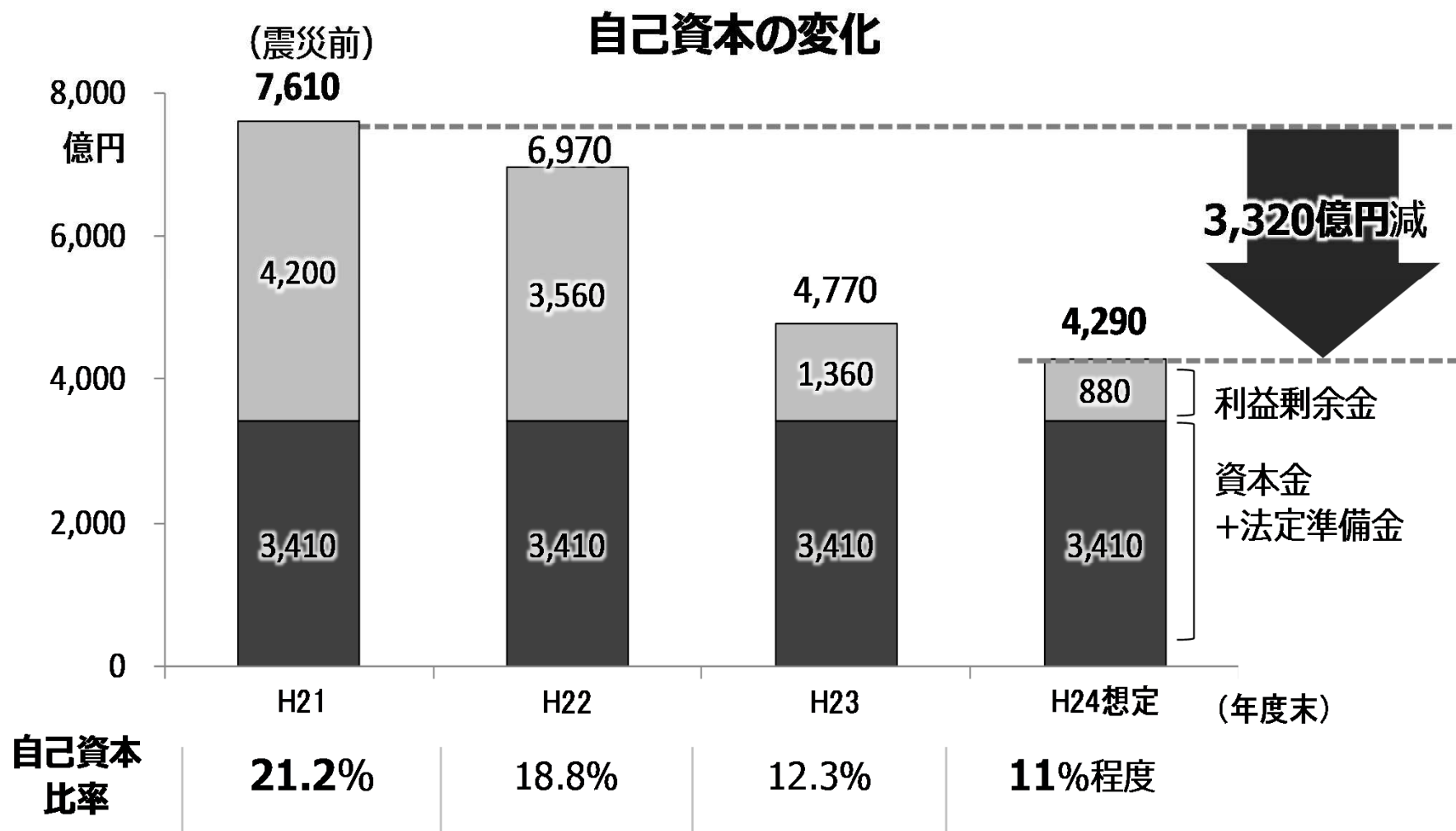
	H21	H22	H23	H24想定※
個別経常損益	277	628	▲1,842	▲600
個別当期純損益	201	▲331	▲2,102	▲480
(参考)連結当期純損益	258	▲337	▲2,319	▲1,000

※ H24想定値は、平成24年度第3四半期決算時点

1. 当社を取り巻く厳しい経営環境(財務体質)

p5

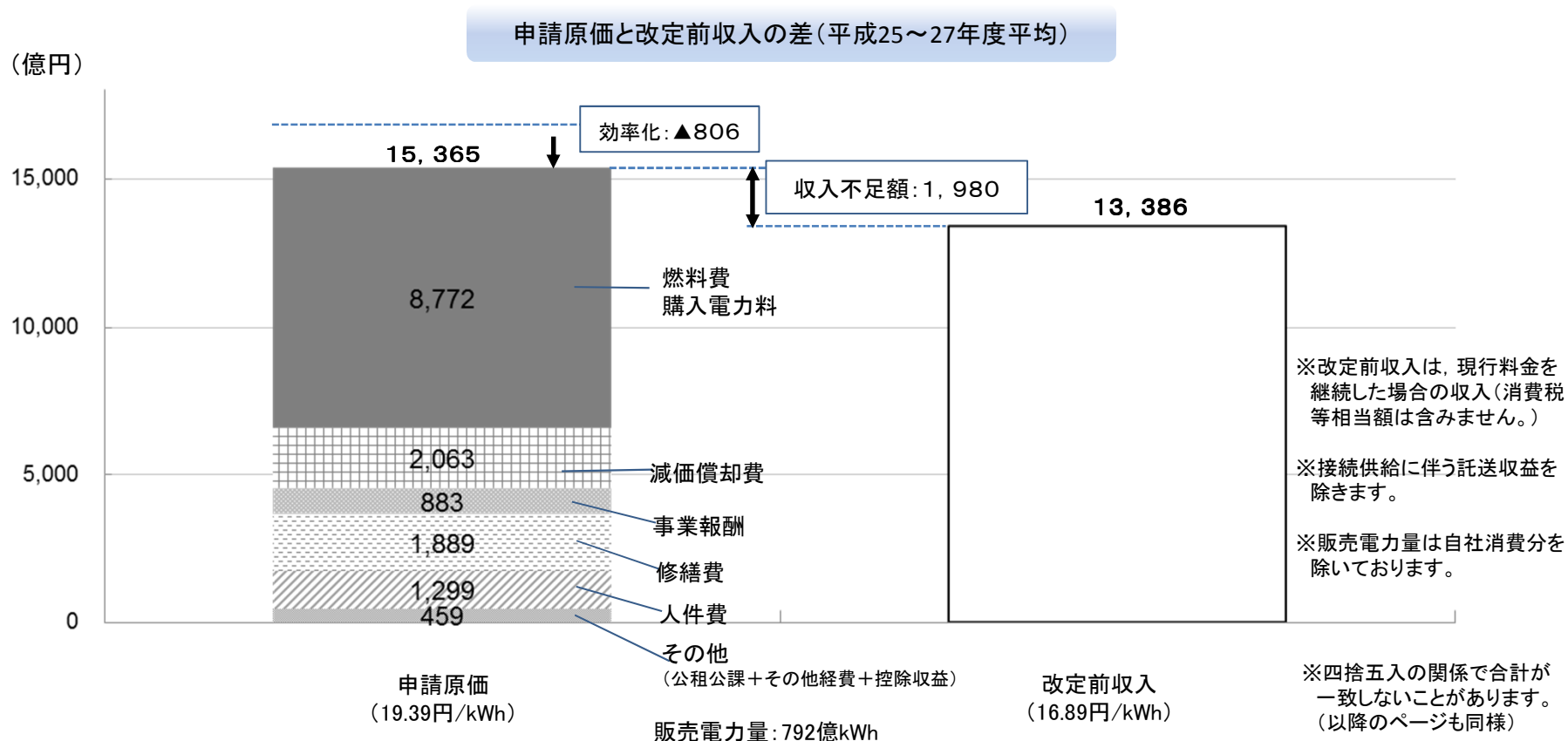
- 震災等による特別損失や燃料費の増加などによる純損失の計上で、自己資本が大幅に減少し、震災からわずか2年程度で自己資本の約4割(利益剰余金の約8割)が減少いたしました。



2. 値上げ申請の概要

p6

- 「一般電気事業供給約款料金審査要領」(以下「審査要領」)に則り、料金原価の算定期間を平成25～27年度の3年間といたしました。
- 申請原価については、経営効率化により約800億円削減するものの、燃料費や購入電力料の大幅な増加が避けられないため、総額で1兆5,365億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見込みは、1兆3,386億円であるため、収入不足額は年平均1,980億円となります。
- このため、お客さまにはご迷惑をおかけし、誠に申し訳ございませんが、規制部門については11.41%の値上げ申請を行い、自由化部門については17.74%の値上げをお願いすることといたしました(実施は規制・自由化部門ともに平成25年7月1日からを予定)。



3. 原価算定の概要(前回改定時との比較)

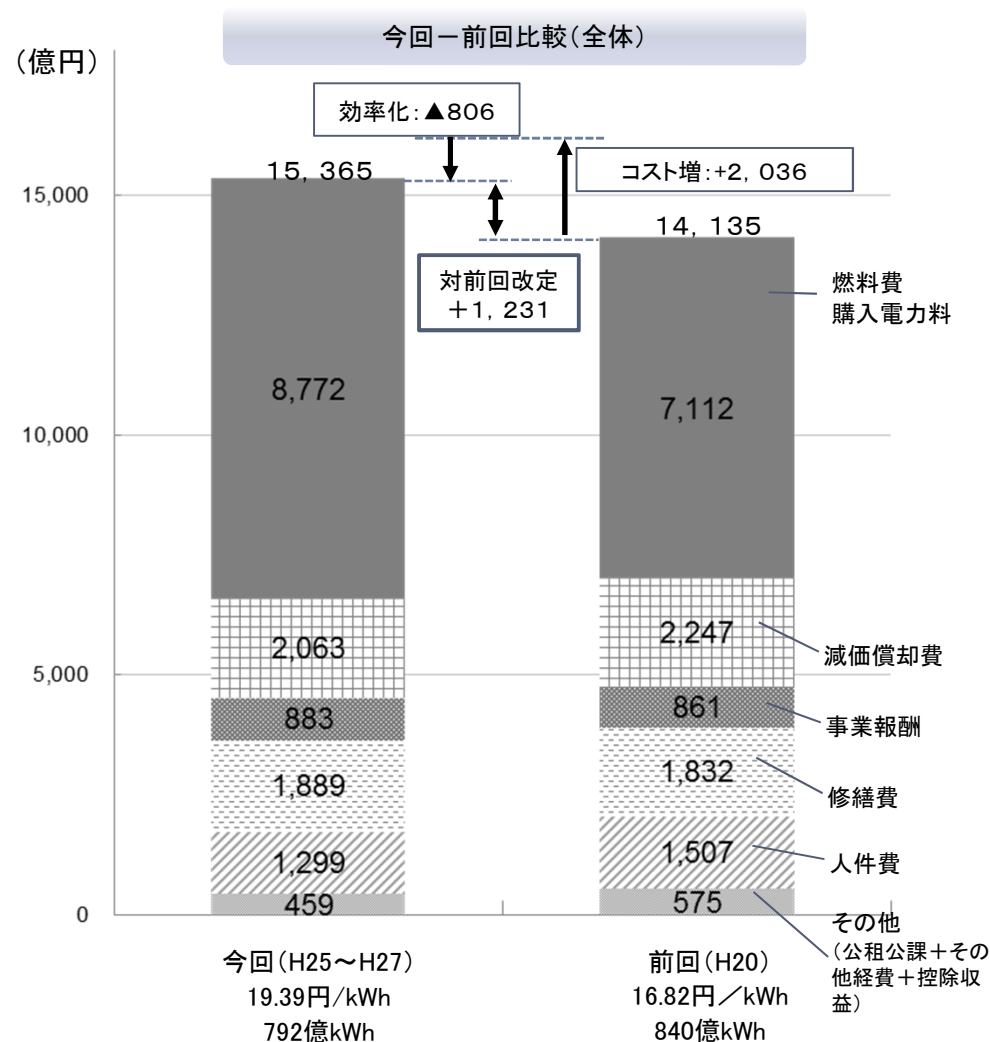
p7

- 平成25～27年度の年平均原価は、前回改定原価(平成20年度)と比較して、経営効率化により約800億円削減するものの、原子力発電所の低稼働に伴う燃料費、購入電力料や緊急設置電源に係る費用などの増分を吸収しきれず、小売対象原価は1,231億円の増加となる見込みです。

(億円)

	今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差 A-B
人件費	1,299	1,507	▲208
燃料費	5,128	3,982	1,146
火力燃料費	5,116	3,874	1,241
核燃料費	12	108	▲96
修繕費	1,889	1,832	57
資本費	2,946	3,108	▲162
減価償却費	2,063	2,247	▲184
事業報酬	883	861	22
購入電力料	3,644	3,130	514
公租公課	976	1,026	▲50
原子力ハックェント費用	51	199	▲148
その他経費	1,760	1,631	129
委託費	529	483	46
一般負担金	107	—	107
上記以外	1,124	1,148	▲24
控除収益	▲2,292	▲2,271	▲21
総原価①	15,401	14,144	1,257
接続供給託送収益②	▲36	▲10	▲26
小売対象原価③=①+②	15,365	14,135	1,231
改定前収入④	13,386	14,135	▲749
差引過不足⑤=③-④	1,980	—	1,980

(注)2,036億円のコスト増を効率化(806億円)により1,231億年に圧縮しております。



3. 原価算定の概要(原価算定における前提諸元と発電電力量の概要)

p8

- ・ 販売電力量は、東日本大震災や東京電力福島第一原子力発電所事故の影響に加え、節電にご協力いただいていることなどから、前回改定時と比較して48億kWh減の年平均792億kWhを見込んでおります。
- ・ 供給力は、東通原子力発電所1号機が平成27年7月に再稼働するものとして織り込んでおりますが、前回改定時と比べ原子力の発電電力量は大幅に減少し、火力発電電力量等が増加しております。

【原価算定の主要諸元】

	今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差 A-B
販売電力量 (注1) (億kWh)	792	840	▲48
原油CIF価格 (注2) (\$/b)	114.4	93.0	21.4
為替レート (注2) (円/\$)	80.2	107.0	▲26.8
原子力利用率 (注3) (%)	8.1	70.0	▲61.9
事業報酬率 (%)	3.0	3.0	—
経費対象人員 (人)	12,685	12,322	363

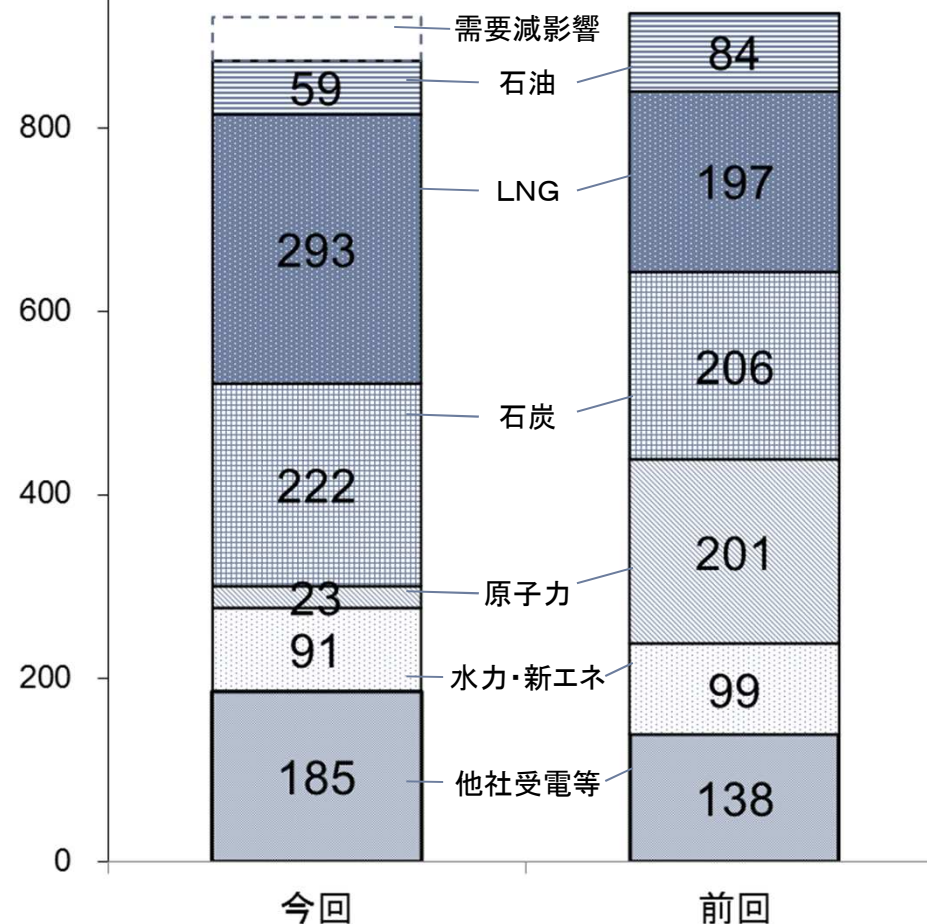
(注1) 販売電力量は自社消費分を除いております。

(注2) 今回の原油CIF価格・為替レートは、直近3か月の貿易統計価格(H24/10～12平均値)。

(注3) 原子力利用率は、自社原子力のみの値。

(億kWh)
1,000

発電電力量(今回前回比較)



【参考】原価算定上の原子力運転計画

p9

- 現在停止中の原子力発電所については、料金算定上の前提として、東通1号機は平成27年7月に、女川原子力発電所は平成28年度以降に再稼働するものとしております。

【原子力運転計画】

ユニット名	H25 設備利用率0%	H26 設備利用率0%	H27 設備利用率24.4%
東通1号機			
女川1号機	原価算定期間中の運転は織り込んでいない		
女川2号機			
女川3号機			

 は運転中の期間。

3. 原価算定の概要(経営効率化の概要)

p10

- お客さまの電気料金負担の軽減に向けて、今後、原価算定期間(平成25～27年度)において約800億円のさらなる経営効率化を織り込んでおります。

(億円)

削減項目	コスト削減額 H25～H27 ()内は全体比	主な削減内容(金額)
人件費	321 (40%)	役員給与の削減(2) 給料手当等の削減(249) 退職金制度の見直し(35) 福利厚生制度の見直し(21) 人員数の削減(9) 委託検針・集金単価等の削減(5)
燃料費・ 購入電力料	192 (24%)	熱効率の向上による火力燃料費の低減(49) 八戸火力5号機の燃料転換(軽油→LNG)(22) 亜歴青炭の受入拡大(12) LNGスポット価格の低減(37) 輸入代行料・諸経費の削減(16) 購入電力料の削減(50) 卸電力取引所の活用(6)
設備投資 関連費用	24 (3%)	工事仕様・工法の合理化(8) 競争拡大等による発注価格の削減(16)
修繕費	118 (14%)	工事・点検周期の見直し、工事仕様の合理化(36) 競争拡大等による発注価格の削減(82)
その他経費	151 (19%)	委託費、賃借料などにおける仕様変更や単価見直し等による削減(50) 普及開発関係費、研究費、寄付金・事業団体費等の削減(69) 競争拡大等による発注価格の削減(32)
合計	806	

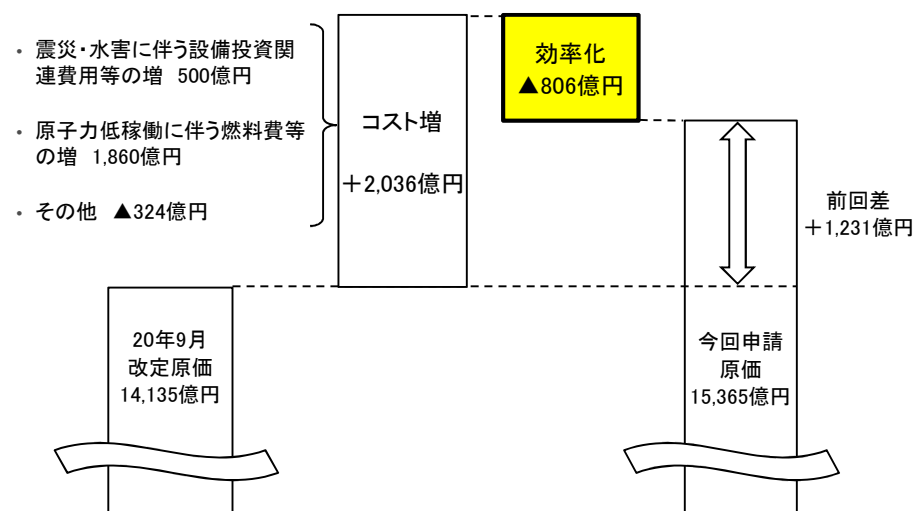
資材・役務調達の
競争拡大
(再掲)(※)

130

競争拡大等による発注価格の削減
(競争発注比率3割程度を目指す)

※価格削減効果を最大限織込むため、競争予定以外の特命契約予定案件に対しても競争拡大による効果(▲7%)を織込んでいる。
対象費目は、設備工事費(減価償却費)、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

□料金原価の主な増減



【参考】原価の増減内訳

p11

- 今回の申請原価は、前回改定（平成20年度）と比較して、火力燃料費の増加等に伴う2,036億円のコスト増に対し、806億円の効率化を反映しております。

（億円）

項目	コスト増（効率化以外の減を含む）		経営効率化による減	
人件費	・設備保全対策の強化等に必要な社員増 ・年金資産に関する数理計算上の差異償却額の増 等	113	・給料手当等の削減 ・退職金制度の見直し 等	▲ 321
燃料費	・原子力低稼働に伴う火力発電電力量の増 ・火力発電燃料価格の上昇 ・原子力低稼働に伴う原子力燃料費の減 等	1,282	・熱効率の向上 ・八戸火力5号の燃料転換（軽油→LNG） 等	▲ 136
購入電力料	・燃料価格の上昇 ・他社からの購入電力量の増（卸、新エネ、自家発） 等	570	・共同火力、自家発等の購入価格削減 等	▲ 56
設備投資 関連費用 （資本費）	・緊急設置電源や復旧工事による減価償却費の増 ・既設設備の償却進行による減 等	▲ 138	・工事仕様・工法の合理化 ・競争拡大等による発注価格の削減	▲ 24
修繕費	・火力点検費用の増 ・経年化設備更新等による取替修繕費の増 等	175	・工事・点検周期の見直し、工事仕様の合理化 ・競争拡大等による発注価格の削減	▲ 118
その他経費	・原子力損害賠償支援機構一般負担金の増 ・原子力発電所の安全対策等による委託費の増 ・原子力低稼働に伴うバックエンド費用の減 等	133	・仕様変更や単価見直し ・競争拡大等による発注価格の削減 等	▲ 151
販売電力料	・燃料価格の上昇 ・原子力の低稼働に伴う地帯間販売電力量の減 等	▲ 45	—	—
上記以外	・法人税率の引下げ 等	▲ 54	—	—
合計	2,036億円		▲806億円	

（注）金額は平成25～27年度の3カ年平均

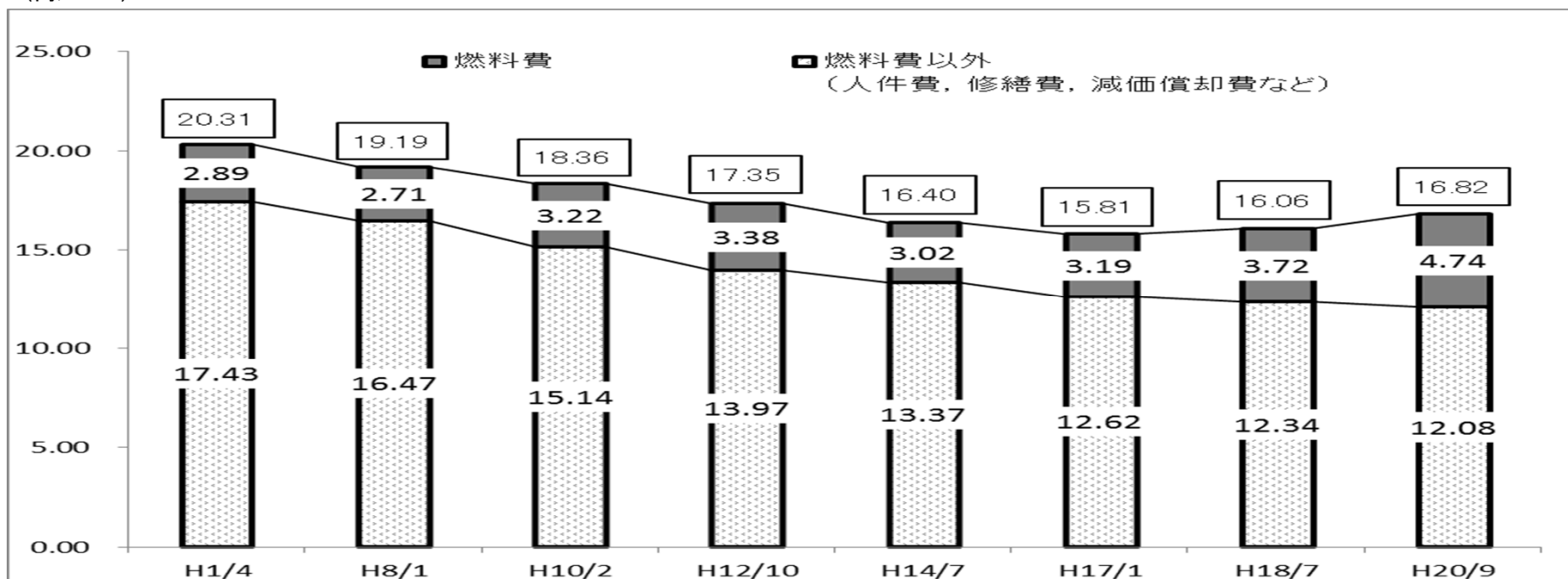
【参考】電気料金の推移

p12

- 当社は、平成元年の電気料金改定から7回の改定を実施し、うち6回は、経営効率化の成果を電気料金の引下げという形でお客さまに還元してまいりました。

(円/kWh)

＜販売電力量あたり料金原価単価の推移＞



※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

＜料金改定実績(平成元年以降)＞

実施年月	H8.1	H10.2	H12.10	H14.7	H17.1	H18.7	H20.9	単純合計
改定率	▲8.61%	▲6.09%	▲5.68%	▲7.10%	▲4.23%	▲3.05%	改定前の水準を維持	▲34.76%

(注)1.H12.10改定以降は規制部門の料金改定率である。

2.規制部門の対象範囲は以下のとおり。

H12.10およびH14.7: 高圧供給以下, H17.1: 高圧供給500kW未満および低圧供給, H18.7以降: 低圧供給

3.H8.1から燃料費調整制度が導入され、燃料の価格に合わせて電気料金が調整されている。

4. 原価の内訳(人件費)

p13

- ・ 役員給与の削減, 社員年収の引下げ, 退職給付制度と福利厚生制度の見直し等により, 前回改定原価と比較して, 208億円減少の1,299億円となっております。

(億円)

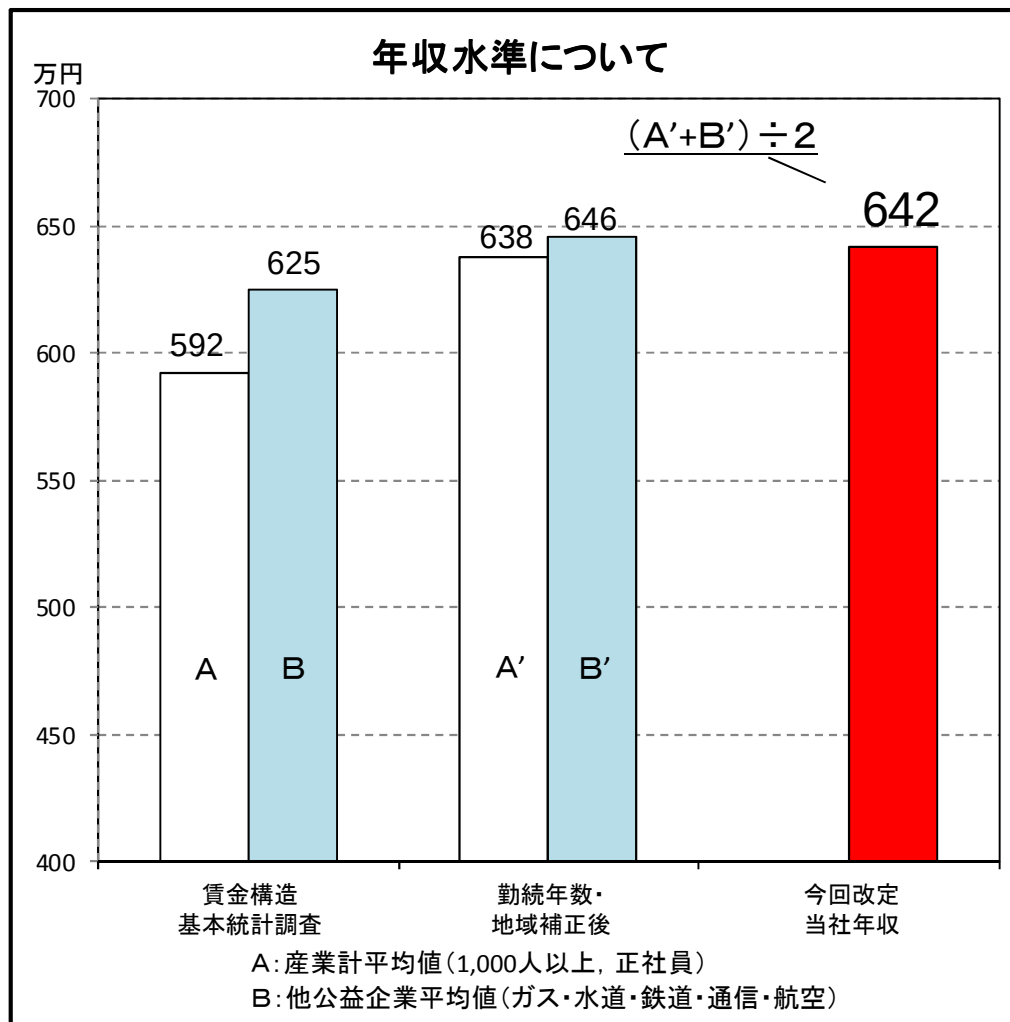
	今回 (H25~27) A	前回 (H20) B	差 A-B	備考
役員給与	6	8	▲2	・ 役員給与の削減
給料手当	882	1,094	▲212	・ 社員年収(所定内給与+賞与)をメルクマール水準(642万円)まで引下げ
給料手当振替額	▲8	▲9	2	
退職給与金	162	137	25	・ 年金資産に関する数理計算上の差異償却額の増加 ・ 退職給付制度の見直しによる計上費用の減少
厚生費	180	196	▲16	・ 健康保険料事業主負担率見直し(65%→56%) ・ 福利厚生制度の見直し
委託検針費	43	45	▲2	・ 委託検針単価の削減等を反映
委託集金費	7	8	▲1	・ 委託集金単価の削減等を反映
雑給	28	29	▲2	
人件費計	1,299	1,507	▲208	

＜参考＞ 経費対象人員(人)	12,685	12,322	363	・ 定期採用抑制(平成25~27年度予定220名) ・ 過去3ヵ年平均比38%減
-------------------	--------	--------	-----	---

【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較

p14

- 当社の申請における平均年収(基準賃金, 時間外手当を除く基準外賃金, 諸給与金)については, 「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人以上の産業計と他公益企業の平均値を基本として算定しております。
- 具体的には, 産業計(正社員)の平均値に勤続年数補正および地域補正を行った値(638万円)と, 他公益企業平均値に勤続年数補正および地域補正を行った値(646万円)の単純平均642万円としております。



○審査要領

- 「賃金構造基本統計調査」における常用労働者1,000人以上の企業平均が基本。
- ガス事業・鉄道事業等類似の公益企業平均値とも比較しつつ査定。
- 地域間の賃金水準の差についても考慮。

○平均勤続年数の差

当社	賃金構造 基本統計調査
20.0年	15.3年

※勤続年数補正 : 当社社員の勤続年数区分ごとの在籍人員で統計値を補正

○地域補正

- 「人事院勧告・報告」の「地域別民間給与」を参考にし, 全国と東北の賃金格差▲4%を反映。

4. 原価の内訳(燃料費, 購入・販売電力料)

p15

- 電源の最経済運用を前提として、燃料調達の効率化を最大限に織り込んでおりますが、原子力発電所の低稼働(自社原子力利用率: 前回70.0%⇒今回8.1%)に伴う火力発電電力量の増加や、燃料価格の上昇等により、燃料費は前回改定原価と比較して、1,146億円の大
幅な増加となっております。
- 購入・販売電力料については、購入・販売ともに電力量は減少しておりますが、燃料価格の上昇等により、購入電力料で514億円、販売
電力料で45億円の増加となっております。なお、今後の取引所取引の活用拡大を想定し、織込みをしております。

(燃料費)

(億kWh, 億円, 円/kWh)

		今回(H25～H27) A			前回(H20) B			差 A－B		
		発受電 電力量	金額	単価	発受電 電力量	金額	単価	発受電 電力量	金額	単価
燃 料 費	水力	82	－	0.00	87	－	0.00	▲ 6	－	0.00
	火力	575	5,056	8.80	487	3,808	7.81	87	1,248	0.99
	石油系	59	998	16.78	84	1,404	16.65	▲ 25	▲ 406	0.13
	ガス系	293	3,169	10.80	197	1,761	8.95	97	1,407	1.85
	石炭系	222	890	4.01	206	643	3.12	16	247	0.89
	原子力	23	12	0.51	201	108	0.54	▲ 177	▲ 96	▲ 0.03
	新エネ	10	60	6.15	11	67	5.86	▲ 2	▲ 7	0.29
自社計		689	5,128	7.44	787	3,982	5.06	▲ 97	1,146	2.38

(購入・販売電力料)

購 入	地帯間購入	108	1,392	12.93	122	1,221	9.97	▲ 15	171	2.96
	他社購入	248	2,252	9.06	236	1,909	8.08	12	343	0.98
	購入計	356	3,644	10.23	359	3,130	8.73	▲ 3	514	1.50
販 売	地帯間販売	165	2,080	12.60	218	2,072	9.51	▲ 53	8	3.09
	他社販売	4	44	12.34	1	7	10.96	3	37	1.38
	販売計	169	2,124	12.60	218	2,079	9.52	▲ 50	45	3.08
購入－販売 計		188	1,520	8.11	140	1,051	7.49	47	470	0.62

4. 原価の内訳(修繕費)

- ・ 修繕費の原価算定にあたっては、安定供給の維持に必要な工事を織り込む一方で、競争拡大等による発注価格の削減などの効率化を図るものの、設備数量の増加により前回は若干上回るレベルとなりました。
- ・ 修繕費率(帳簿原価に対する修繕費の比率)は2.24%となり、「審査要領」に記載のメルクマール(過去の修繕費率)と比較しても下回っております。

(億円)

		今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差 A－B
水	力	113	103	10
火	力	462	428	34
原	子	175	230	▲55
新	工	15	－	15
送	電	186	164	22
変	電	90	78	12
配	電	792	710	82
	一般修繕費	212	271	▲59
	取替修繕費	580	439	141
業	務	57	118	▲61
合	計	1,889	1,832	57

【主な増加要因】

- ・ 火力点検費用の増
- ・ 経年化設備更新、震災復興対応およびスマートメーター導入による取替修繕費の増 など

【主な効率化の概要】

- ・ 競争拡大等による発注価格の削減 ▲82億円
- ・ 劣化状況の詳細評価等に基づく工事・点検周期の見直し、工事仕様の合理化 ▲36億円

【メルクマール修繕費率との比較】

(億円)

	今 回 A	直近5カ年※ B
平均修繕費 (a)	1,889	1,893
平均帳簿原価(b)	84,290	75,513
修繕費率 (a/b)	2.24%	2.51%

※H18～22年度実績の平均

【直近5カ年をH18～22年実績の平均とする理由】

- ・ 平成23年度は、東日本大震災や新潟・福島豪雨による甚大な設備被害の復旧(災害特別損失に計上)を着実に進めることを優先し、既に計画していた工事については実施時期の繰り延べ等を実施。
- ・ その結果、平成23年度の修繕費実績が極端に低い水準となったことから、メルクマール修繕費率は平成18～22年度の直近5カ年を基に算定。

4. 原価の内訳(減価償却費)

p17

- ・ 前回改定原価と比較して、緊急設置電源(42億円/年)や原町火力を含む震災・水害復旧工事(200億円/年)、原子力安全性向上対策工事(57億円/年)などによる増要因があります。
- ・ 一方で、償却の進行などにより、全体として184億円減少しております。(新エネ設備は、省令等の改正による新区分。)

今回原価と前回原価の比較

(億円)

	今回(H25～H27)				前回 (H20) B	差 A-B
	H25	H26	H27	平均 A		
水力	102	107	106	105	105	0
火力	546	473	485	501	391	111
原子力	362	340	407	369	567	▲ 197
新エネ	12	13	14	13	—	13
送電	363	360	358	361	394	▲ 34
変電	200	191	190	193	236	▲ 42
配電	365	365	365	365	390	▲ 26
業務	151	155	159	155	164	▲ 9
合計	2,101	2,005	2,084	2,063	2,247	▲ 184

主な電源の運開予定

設備	種別	出力 (万kW)	運転開始 年月
飯野	水力	0.023	H26.2
第二薮神	水力	0.45	H28.3
八戸5号 コンバインド サイクル化	軽油 (LNG)	39 (41)	H26.8 (H27.7)
原町1号	石炭	100	H25.4
原町2号	石炭	100	H25.3
新仙台 3-1号 3-2号	LNG	49 49	H28.7 H29.7
原町太陽光	太陽光	0.1	H27.1
(仮称)石巻 太陽光	太陽光	0.03	H28.3

(注)原町1・2号は、災害復旧後の運転再開時期

4. 原価の内訳(事業報酬)

- 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」(以下「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。
 - レートベース(電気事業に必要な資産の価値)については、電気事業固定資産の償却進行による減はあるものの、建設中の資産の増加や積立金の取崩し(※)により前回改定原価と比較して、720億円の増加となっております。
 - 事業報酬率については、「算定規則」に則り計算し3.0%となっております。
 - この結果、事業報酬は、前回改定原価と比較して22億円増加の883億円となっております。
- ※前回原価では積立金相当額を控除

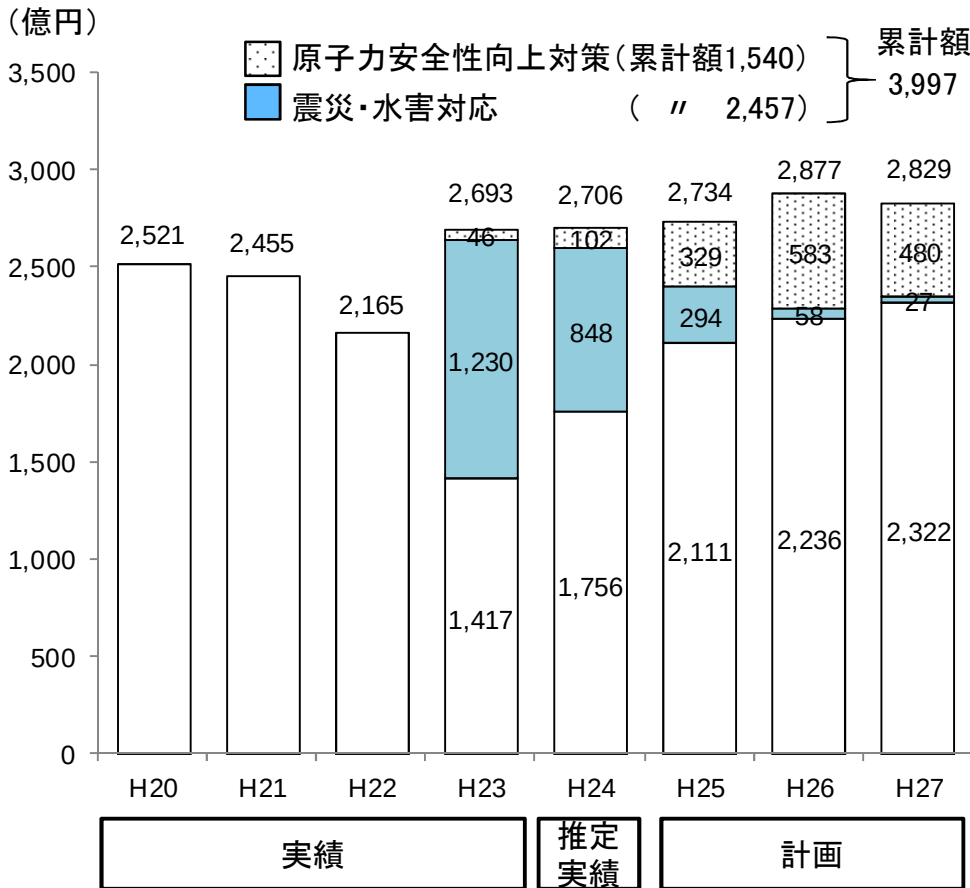
(億円)

		今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差 A－B	備考
電 気 事 業 固 定 資 産		24, 229	26, 002	▲1, 773	償却の進行による減
建 設 中 の 資 産		987	596	391	原子力安全性向上対策工事等の増
核 燃 料 資 産		1, 600	1, 418	182	原子力低稼働による増
特 定 投 資		465	129	336	日本原燃への増資
繰 延 資 産		－	1	▲1	
運 転 資 本	営 業 資 本	1, 411	1, 216	195	総原価見直しによる増
	貯 蔵 品 (燃 料 ・ そ の 他)	733	554	179	燃料貯蔵品の増
	計	2, 145	1, 770	375	
原 変 ・ 別 途 積 立 金		－	▲1, 210	1, 210	積立金の取崩し
レ ー ト ベ ー ス 合 計 ①		29, 426	28, 706	720	－
事 業 報 酬 率 ②		3. 0%	3. 0%	－	－
事 業 報 酬 ③＝①×②		883	861	22	－

【参考】設備投資額の推移

- 東日本大震災や新潟・福島豪雨水害への対応、および原子力発電所のさらなる安全性向上対策の投資は、震災発生から平成27年度までの実績・計画累計額で3,997億円に上ります。
- 設備投資額は、前回改定時に比較して368億円増加しておりますが、これには震災・水害対応(126億円/年)や原子力安全性向上対策(464億円/年)が含まれており、これらを除くと前回改定から222億円/年減少しております。

□ 設備投資額の推移 (注) 附帯事業を除く。



□ 前回改定との差異 (億円)

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差 A-B
水力	168	104	65
火力	740	420	320
原子力	515	162	353
新エネ	15	—	15
送電	352	771	▲ 419
変電	281	218	63
配電	438	434	4
業務	173	162	12
原子燃料等	131	175	▲ 44
合計	2,813	2,445	368

4. 原価の内訳(公租公課)

p20

- 公租公課は、法人税法、地方税法及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・原子力発電所稼働状況等の前提計画を基に算定した結果、償却の進行に伴う固定資産税の減や販売電力量の減に伴う電源開発促進税の減、税制改正に伴う法人税等の減などにより、前回改定原価と比較して50億円減少しております。

(億円)

	今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差 A－B	備考
水利使用料	27	27	▲1	
固定資産税	330	340	▲10	償却進行等による課税標準額の減
雑税	17	22	▲5	
県市町村民税	2	2	0	
事業所税	1	1	0	
不動産取得税・登録免許税	1	1	0	
都市計画税	2	2	▲0	
核燃料税	4	9	▲5	
印紙税・その他	7	6	0	
電源開発促進税	301	317	▲16	課税標準の販売電力量の減
事業税	183	180	3	
法人税等	119	140	▲21	法人税率の引下げ等による減
合計	976	1,026	▲50	

4. 原価の内訳(原子力バックエンド費用)

p21

- 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, 原子力発電所の設備利用率が大幅に低下することなどから, 前回改定原価と比較して148億円の減少となっております。

(億円)

	今回 (H25～H27) A	前回 (H20) B	差 A-B	備 考
①使用済燃料再処理等費	42	115	▲73	
使用済燃料再処理等発電費	15	88	▲73	原子力発電電力量の減
使用済燃料再処理等既発電費	27	27	-	平成16年度までの発電に対応する分
②特定放射性廃棄物処分費	4	37	▲32	
当期発電分	2	29	▲27	原子力発電電力量の減
平成11年度までの発電分	2	8	▲5	平成25年度で過去分の拠出が終了することによる減
③原子力発電施設解体費	5	47	▲42	原子力発電電力量の減
バックエンド費用計	51	199	▲148	

【前提となる原子力発電電力量および設備利用率】

	単位	今回 A	前回 B	差 A-B	備 考
原子力発電電力量	億kWh	23	201	▲177	
設備利用率	%	8.1	70.0	▲61.9	

- ①使用済燃料再処理等費……使用済燃料の再処理等に要する費用。
- ②特定放射性廃棄物処分費…使用済燃料の再処理後に生じる特定放射性廃棄物の最終処分に係る費用。
- ③原子力発電施設解体費……原子力発電施設を解体するために要する費用。法令に基づく引当金を計上。

4. 原価の内訳(その他経費・控除収益)

- 普及開発関係費や賃借料等の減額を織り込むものの、原子力損害賠償支援機構一般負担金や固定資産除却費の増加により、前回改定原価と比較して153億円増加しております。

□ その他経費

(億円)

		今回 (H25-H27) A	前回 (H20) B	差 A-B
その 他 の 経 費	廃棄物処理費	119	85	35
	消耗品費	53	52	1
	補償費	14	35	▲21
	賃借料	269	333	▲64
	託送料	15	13	2
	事業者間精算費	4	5	▲1
	委託費	529	483	46
	損害保険料	9	12	▲4
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	107	-	107
	普及開発関係費	27	100	▲74
	養成費	12	21	▲9
	研究費	53	68	▲16
	諸費	125	116	8
	固定資産除却費	415	300	115
	その他※	10	7	3
小計		1,760	1,631	129

※電気料貸倒損、共有設備費等分担額、建設分担関連費、
 附帯事業分担関連費、電力費振替勘定、社債発行費

□ 控除収益※

(億円)

		今回 (H25-H27) A	前回 (H20) B	差 A-B
控 除 収 益	遅収加算料金	▲14	▲19	5
	託送収益	▲3	▲3	0
	事業者間精算収益	▲31	▲27	▲3
	電気事業雑収益	▲121	▲141	20
	預金利息	0	▲1	1
	小計	▲168	▲192	23

※地帯間・他社販売電力料を除く

合計(その他経費＋控除収益)	1,592	1,439	153
----------------	-------	-------	-----

【主な差異要因】

(増加)

- ・原子力損害賠償支援機構一般負担金 +107
- ・委託費 +46(原子力安全対策+84 LNG気化▲48 他)
- ・廃棄物処理費 +35(灰処理費+22 他)
- ・固定資産除却費 +115(緊急設置電源除却+157 他)

(減少)

- ・普及開発関係費 ▲74(オール電化関連・イメージ広告減)
- ・賃借料 ▲64(線路使用料▲16 機械賃借料▲21 他)
- ・補償費▲21(TV受信対策▲19 他)

【参考】普及開発関係費，寄付金，団体費，研究費の内訳

p23

- ・ 審査要領に基づき普及開発関係費のイメージ広告やオール電化販売関連，および寄付金を全額原価からカットするとともに，事業団体費，研究費については，電力の安定供給の観点から費用の優先度を考慮し，精査した上で原価への織り込みを行っております。
- ・ その結果，前回改定原価と比較して，全体で102億円の減少となっております。

(億円)

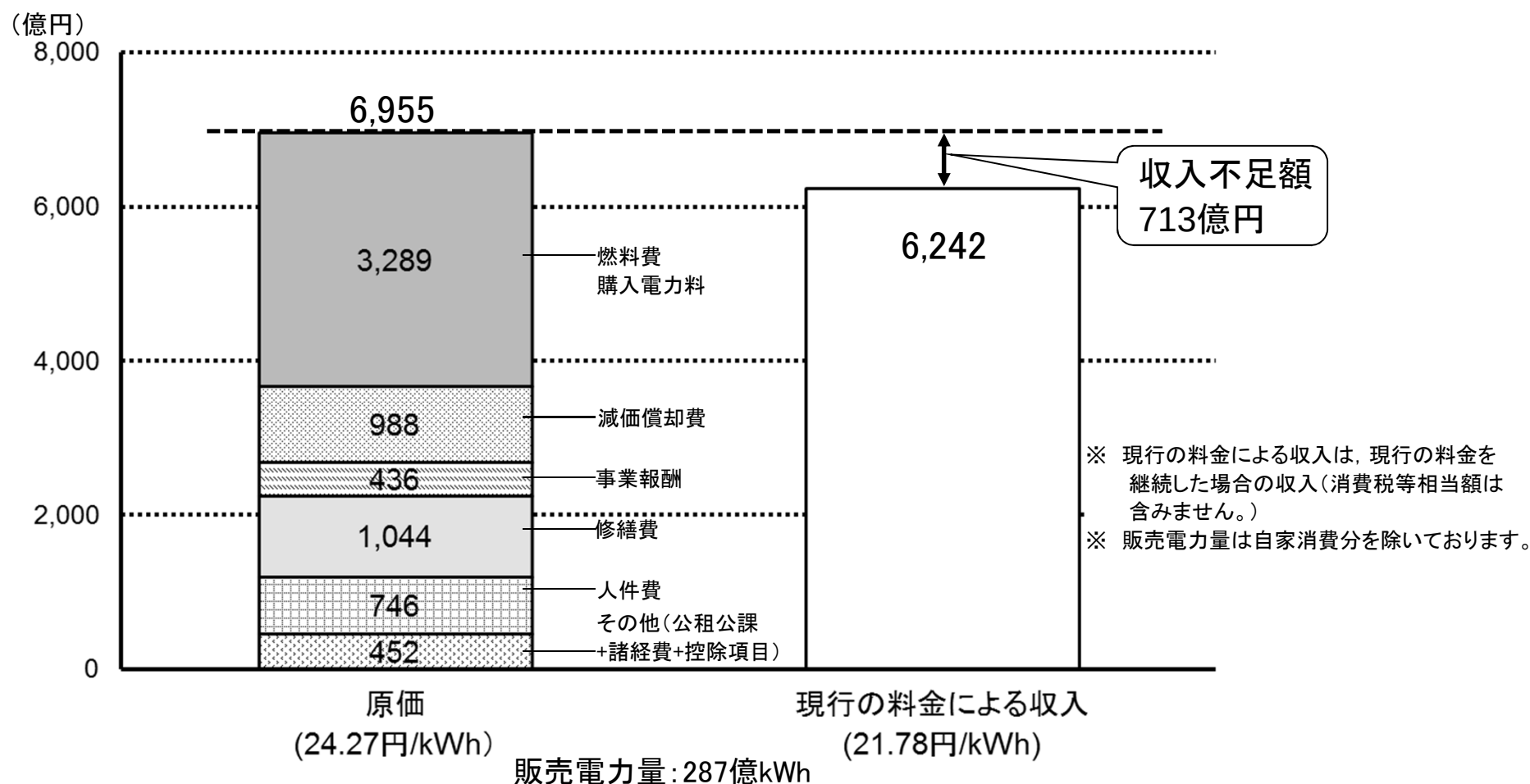
項 目	今回 (H25-H27) A	前回 (H20) B	差 A-B	備考
普及開発関係費	27	100	▲ 74	
①イメージ広告，販売拡大広告	-	12	▲ 12	全額不算入
②オール電化等販売拡大活動	-	48	▲ 48	全額不算入
③PR館(販売関連)	-	0	0	全額不算入
④電気安全に係る周知・電気料金メニュー関連・省エネ関連活動	13	13	0	
⑤発電所立地・エネルギーに関する理解促進活動	7	12	▲ 5	
⑥その他公益的目的のための情報提供	6	15	▲ 9	
寄付金	-	3	▲ 3	全額不算入
諸会費・事業団体費	5	14	▲ 9	
海外電力調査会	0.9	1	▲ 0.1	
原子力安全推進協会	3	0.6	2.4	
電力系統利用協議会	0.5	0.6	▲ 0.1	
海外再処理委員会	0.2	0.2	0.0	
世界原子力発電事業者協会東京センター	0.2	0.1	0.1	
その他	-	11.5	▲ 11.5	上記5団体以外(電事連等)は不算入
研究費	53	68	▲ 16	
自社研究費	24	29	▲ 6	研究内容を精査のうえ算入
分担金(電中研等)	29	39	▲ 10	
合 計	84	186	▲ 102	

5. 原価及び収入(規制部門)

p24

- ・ 規制部門の原価額は平成25～27年度平均6,955億円で申請させていただいておりますが、一方で原価算定期間における現行の電気料金を継続した場合の収入は6,242億円と見込んでおり、経営効率化を最大限反映しているものの、年平均713億円の不足となります。
- ・ このため、お客さまにはご負担をお願いし、大変申し訳ございませんが、規制部門平均で2.49円/kWh(11.41%)の値上げ申請を行うことといたしました。

原価と「現行の料金による収入」の比較(規制部門・平成25～27年度平均)

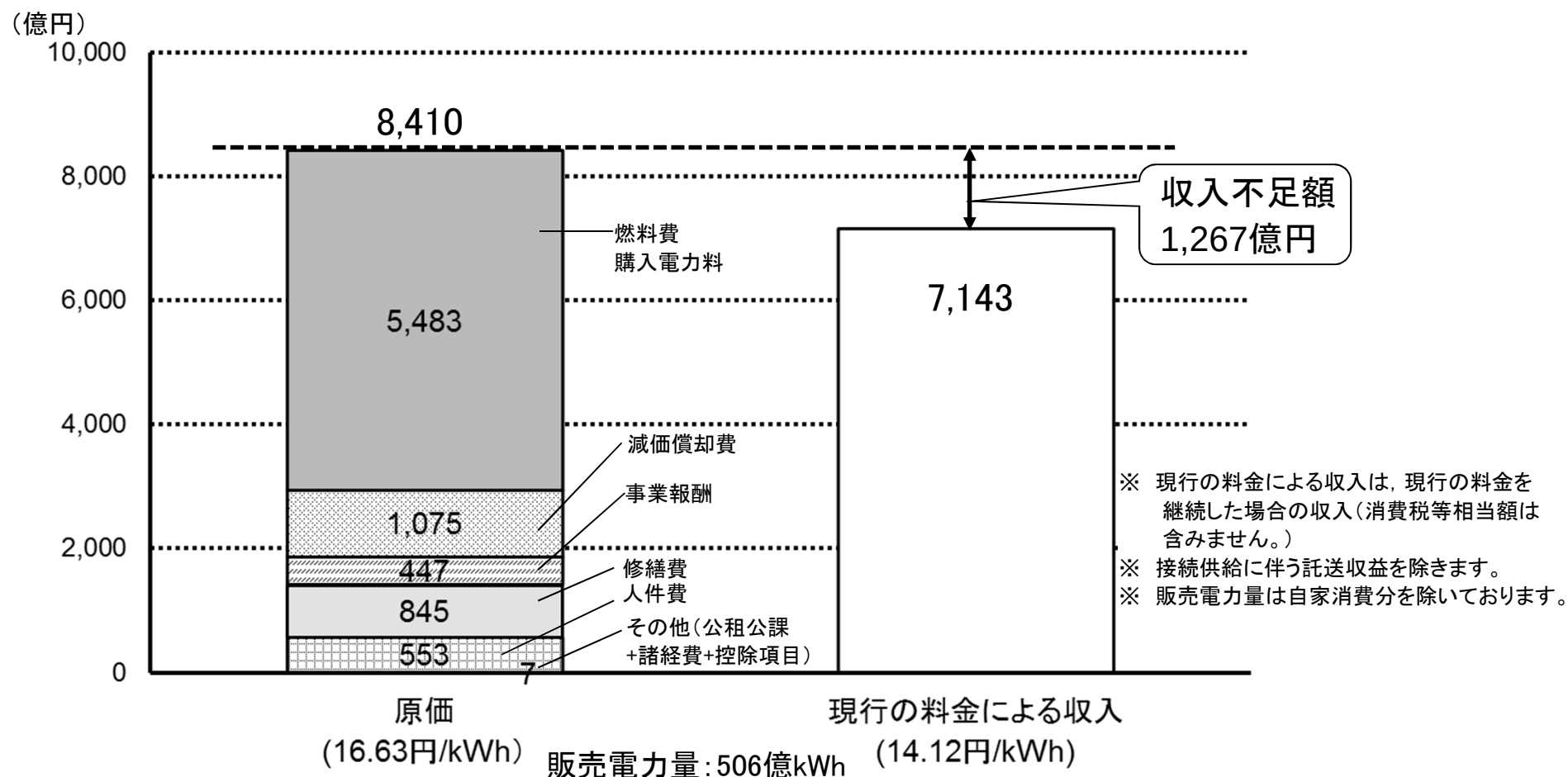


5. 原価及び収入(自由化部門)

p25

- 自由化部門の原価額は平成25～27年度平均8,410億円となります。一方で原価算定期間における現行の電気料金を継続した場合の収入は7,143億円と見込んでおり、経営効率化を最大限反映しているものの、年平均1,267億円の不足となります。
- このため、お客さまにはご負担をお願いし、大変申し訳ございませんが、自由化部門平均で2.51円/kWh(17.74%)の値上げをお願いすることといたしました。

原価と「現行の料金による収入」の比較(自由化部門・平成25～27年度平均)



6. 規制部門の電気料金(ご家庭の電気料金の推移)

p26

- ・ 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:280kWh/月の場合)の電気料金は、現在のお支払額と比べて8.08%の値上がりとなり、月額7,223円(値上げ額540円)となる見込みです。
- ・ お客さまにはご負担をお願いし、大変申し訳ございませんが、ご理解をいただきますよう、お願い申し上げます。

(単位:円/月)

	H12改定	H14改定	H17改定	H18改定	H20改定	今回
現行料金	6,876	6,612	6,402	6,418	6,571	6,683
改定料金 (申請料金)	6,554	6,285	6,121	6,228	6,571	7,223
増減額	▲322	▲327	▲281	▲190	0	540
増減率	▲4.7%	▲4.9%	▲4.4%	▲3.0%	0.0%	8.08%

※契約種別:従量電灯B, 契約電流:30A, 使用電力量:280kWh/月の場合

※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10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価にもとづく燃料費調整額を含みます。)

※今回改定の現行料金および申請料金には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

※現行料金および申請料金には、消費税等相当額を含みます。

※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

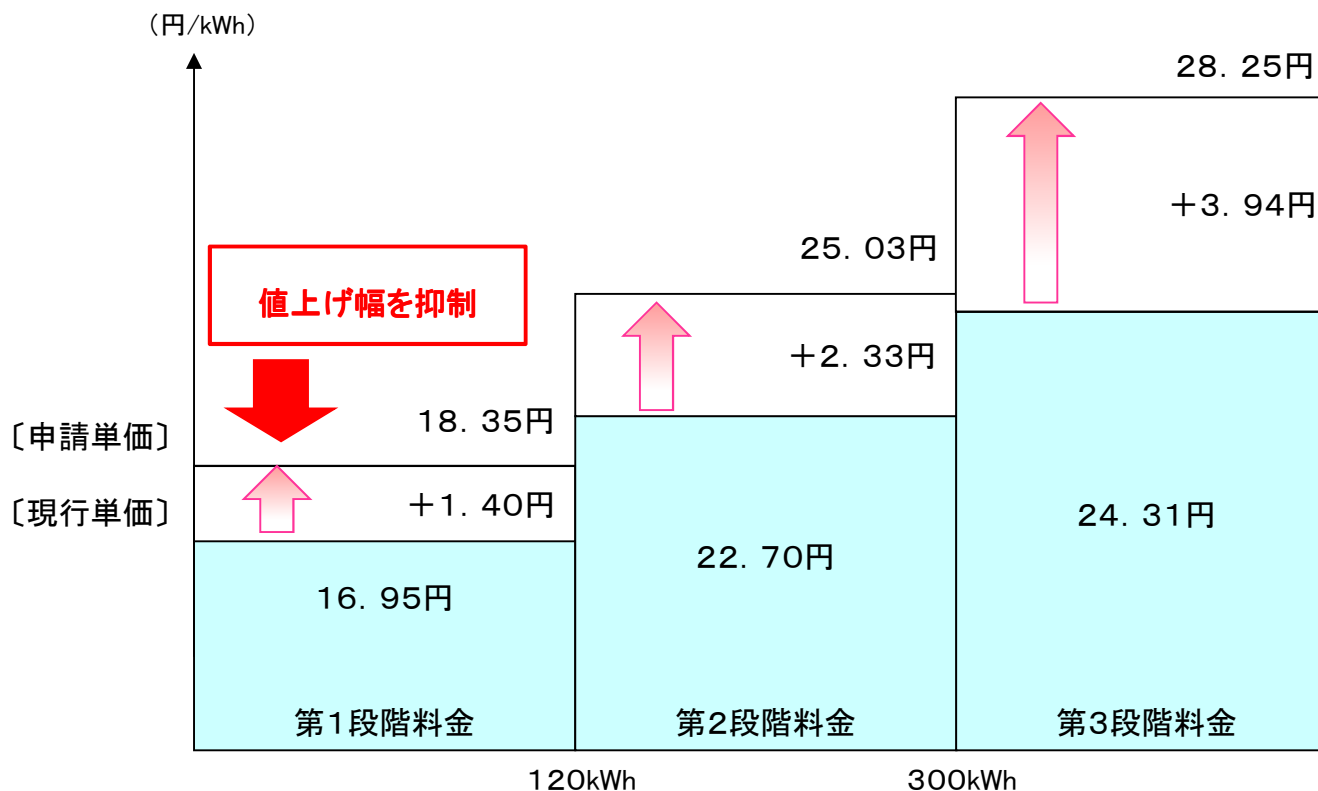
※実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金により変動する場合があります。

6. 規制部門の電気料金(ご家庭向け電気料金設定の考え方)

p27

- ご家庭向け電気料金は、ご使用量の増加に伴い料金単価が上昇する3段階料金を設定しております。
- 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段階料金の値上げ幅を抑制しております。
- また、省エネルギー推進の観点から、第3段階料金については、値上げ幅を大きくしております。

3段階料金制度(従量電灯Bの場合)



※現行単価には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。

※現行単価および申請単価には、消費税等相当額を含みます。

※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

6. 規制部門の電気料金(ご家庭など向けの新たな料金メニュー)

p28

- ・ 夏季のピーク抑制効果によりさらなる負荷平準化を図ることを目的に、選択約款に新たな料金メニュー(ピークシフト季節別時間帯別電灯)を設定いたします。
- ・ ピーク時間(夏季の毎日13時から16時)の料金を昼間時間よりも割高に設定し、ピーク時間の節電インセンティブとさせていただくとともに、あわせて、夜間時間の料金を設定し、電気のご使用を昼間時間から夜間時間、またはピーク時間から昼間時間もしくは夜間時間に移行していただくことにより、電気料金の節約が可能となります。

1. 季節区分

夏 季…毎年7月1日から9月30日

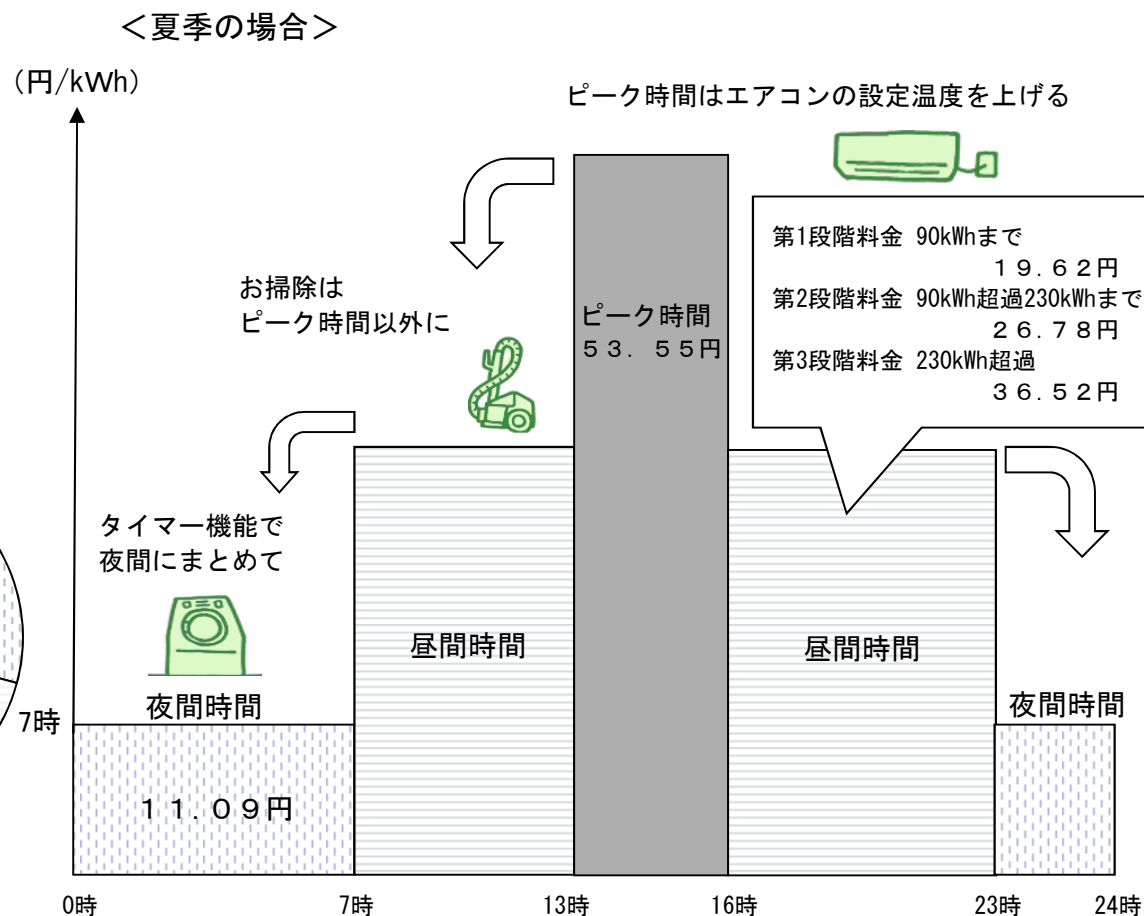
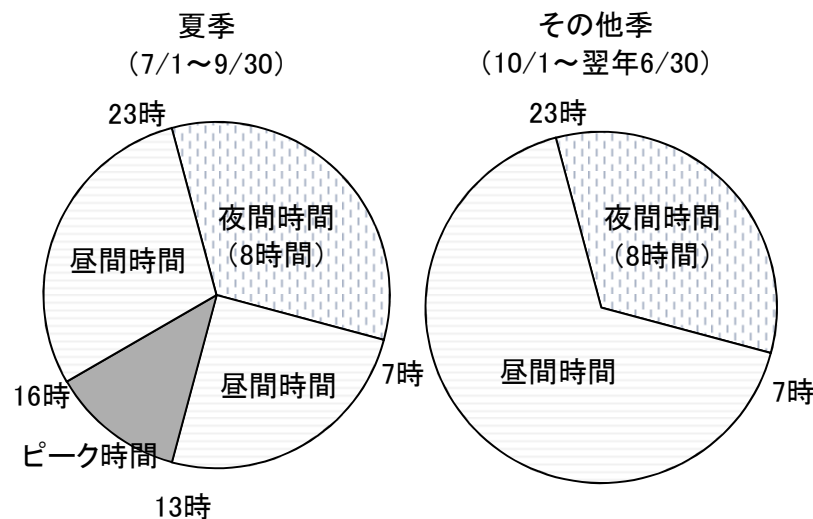
その他季…毎年10月1日から翌年の6月30日

2. 時間帯区分

ピーク時間…夏季の毎日13時から16時まで

昼 間 時 間…ピーク時間を除く7時から23時まで

夜 間 時 間…毎日23時から翌朝の7時まで



※届出予定単価には、消費税等相当額を含みます。

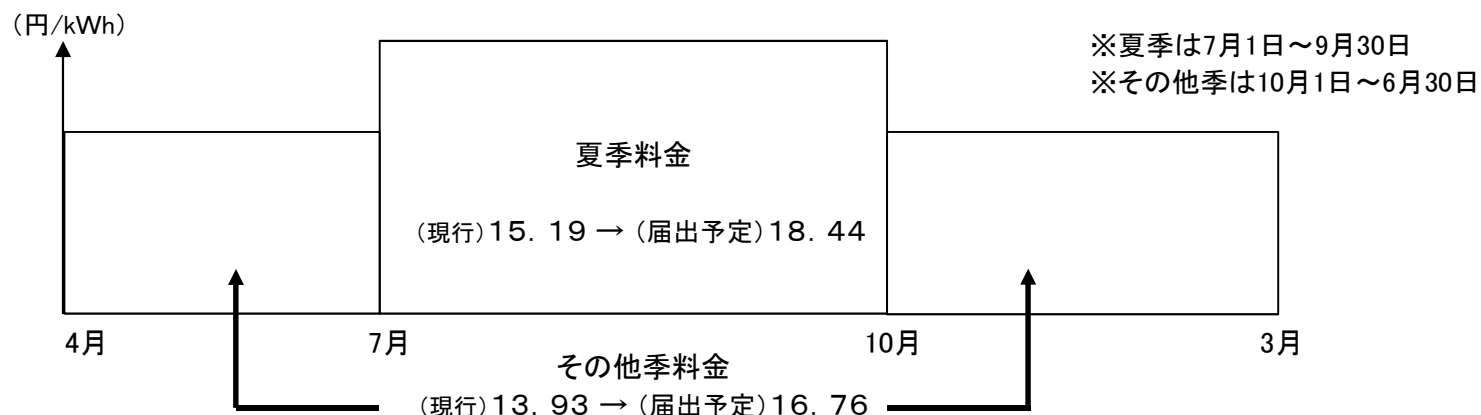
※選択約款は、平成25年2月14日に申請した電気供給約款の認可内容に応じて料金やその他変更内容を見直し、経済産業大臣に届け出る予定です。

6. 規制部門の電気料金(今回変更を予定している選択約款)

p29

○低圧高稼動契約(比較的大きな商店や飲食店など、負荷率が高いお客さま向け料金メニュー)における加入の目安となる負荷率の変更

- 低圧で電気の供給を受けて、電灯または小型機器と動力をあわせて(合計30kW以上)ご使用され、負荷率が高いお客さま向けの料金メニューです。
- さらにご加入いただき易くなるよう、ご加入の目安の電灯・動力の合成負荷率を24%程度から21%程度へ引き下げを行ないました。



※現行単価には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。

※現行単価および届出予定単価には、消費税等相当額を含みます。

※選択約款は、平成25年2月14日に申請した電気供給約款の認可内容に応じて料金やその他変更内容を見直し、経済産業大臣に届け出る予定です。

○取扱いの変更について

- 当社は、電力設備を効率的に使用するため、ピーク需要のシフト・カットなど、負荷平準化に資するための料金制度を拡充し、負荷平準化に努めてまいりました。
- その結果、数多くのお客さまのご協力をいただき、5時間・8時間通電機器や通電制御型夜間蓄熱式機器を導入いただいたことで、管内の深夜夜帯(1時から6時)における負荷平準化が進んだことから、次のとおり取扱いを変更させていただきます。
 - (1) 「時間帯別電灯の5時間・8時間通電機器割引、通電制御型夜間蓄熱式機器割引」の新規加入の停止
 - (2) 「深夜電力B(8時間通電型)の通電制御型夜間蓄熱式機器割引」の新規加入の停止
 - (3) 「深夜電力C(5時間通電型)」のメニューの新規加入の停止
- 新規加入の停止は、お客さまへの十分な周知期間を設ける観点等から、平成26年3月31日までを経過措置期間として設定いたします。なお、既に参加済みのお客さまにつきましては、引き続きご利用いただけます。

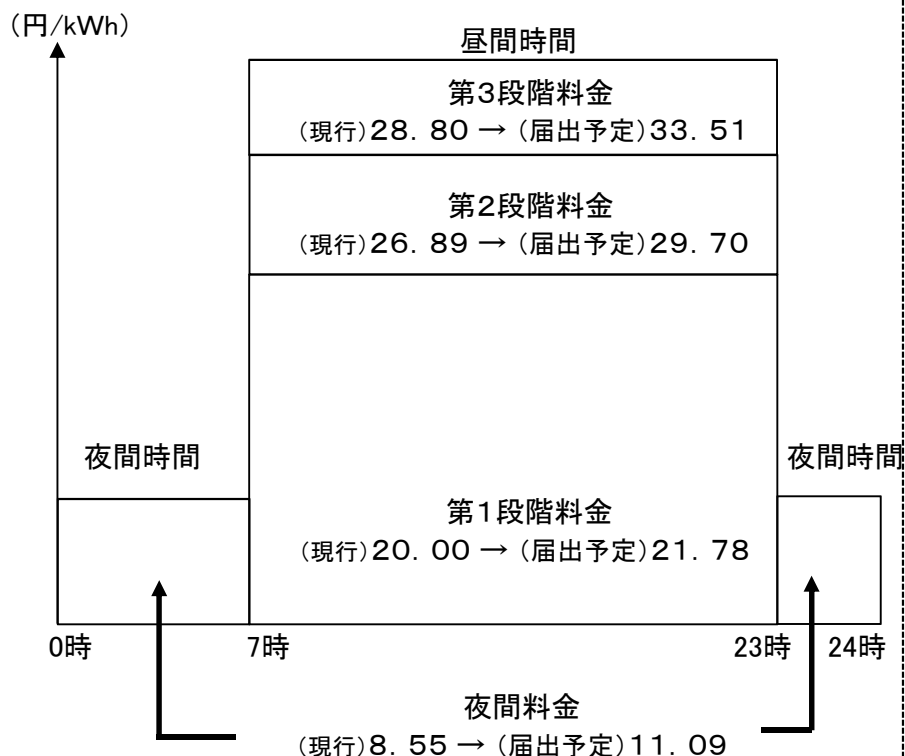
【参考】主な選択約款（従来からの料金メニュー）

p30

- 当社は、電力設備の効率的な使用、負荷平準化につながる選択約款メニューを従来から設定してまいりました。

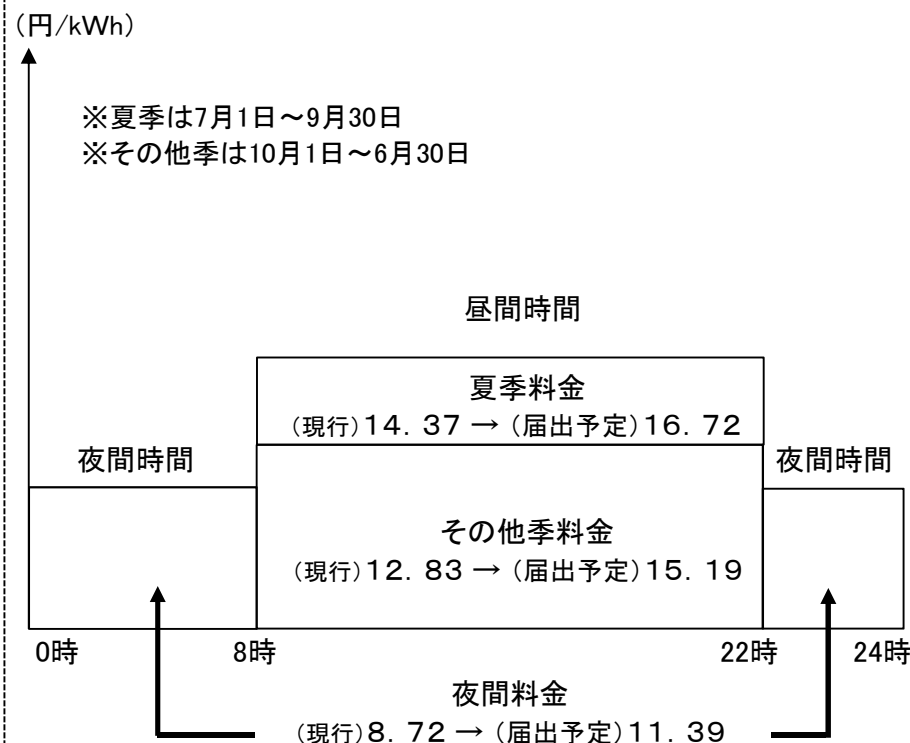
○時間帯別電灯A（やりくりナイト8）

（主にご家庭のお客さまがご加入でき、電気のご使用について昼間時間から夜間時間への負荷移行を促進し、負荷平準化を図る料金メニュー）



○低圧季節別時間帯別電力

（動力をご使用されるお客さまがご加入でき、昼間時間と夜間時間の時間帯を設定することにより負荷平準化を図る料金メニュー）



※現行単価には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。

※現行単価および届出予定単価には、消費税等相当額を含みます。

※選択約款は、平成25年2月14日に申請した電気供給約款の認可内容に応じて料金やその他変更内容を見直し、経済産業大臣に届け出る予定です。

【参考】主なご契約メニューの値上げ影響

p31

	1ヶ月の使用量	現行料金	改定料金 (申請・届出予定料金)	値上げ額	値上げ率
従量電灯B (契約電流:30A)	280kWh	6,683円	7,223円	540円	8.08%
従量電灯C (契約容量:13kVA)	1,100kWh	29,949円	33,688円	3,739円	12.48%
時間帯別電灯A (契約容量:6kVA)	640kWh	13,339円	15,271円	1,932円	14.48%
低圧高稼動契約 (契約電力:43kW)	9,300kWh	192,016円	218,335円	26,319円	13.71%
低圧電力 (契約電力:6kW)	350kWh	11,131円	12,020円	889円	7.99%

※「1ヶ月の使用量」は、平成23年度実績に基づくものです。ただし、時間帯別電灯Aについては、エコキュートを設置いただいた場合のモデルによるものです。

※現行料金には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価にもとづく燃料費調整額を含みます。

※現行料金および申請・届出予定料金には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金と太陽光発電促進付加金を含みます。

※現行料金および申請・届出予定料金には、消費税等相当額を含みます。

※現行料金および申請・届出予定料金の低圧高稼動契約および低圧電力には、「その他季」の電力量料金単価を適用し、力率は90%で算定しています。

※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

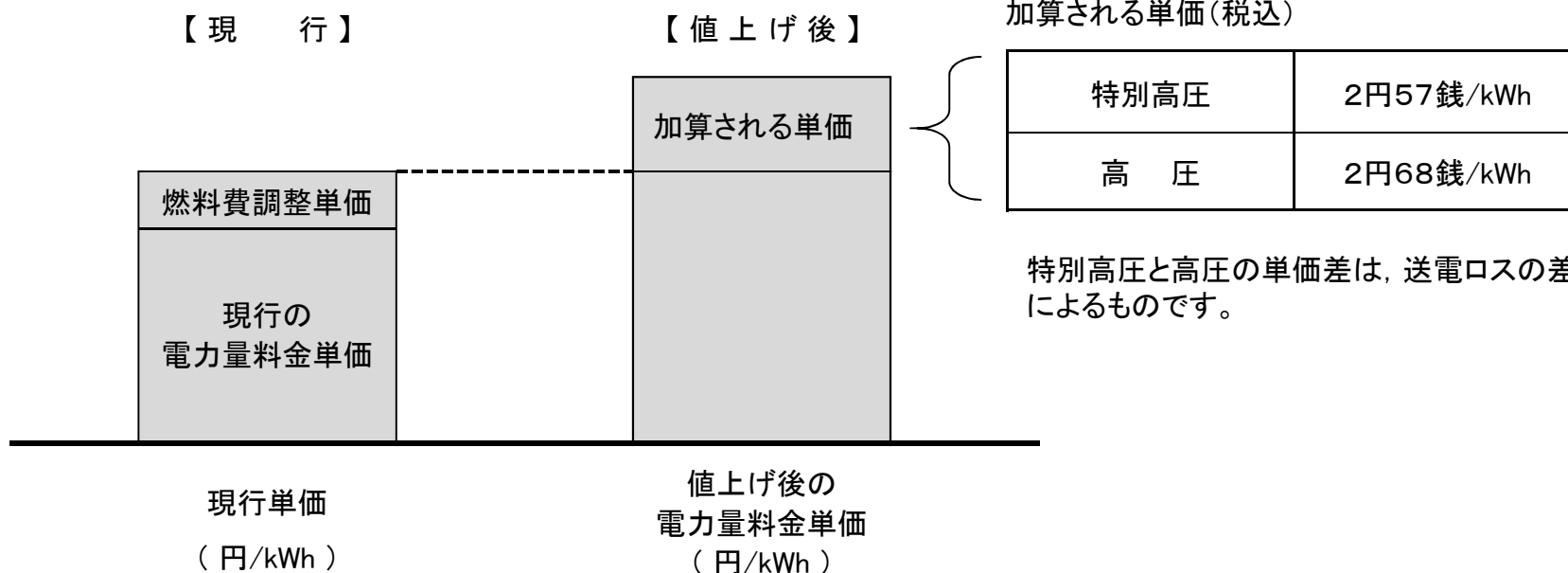
※実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金により変動する場合があります。

7. 自由化部門の電気料金(値上げのお願いの概要)

p32

- 自由化部門のお客さまにつきましては、引き続き当社とご契約いただける場合、平成25年7月1日からの値上げをお願いすることといたします。具体的には、現在の契約期間満了後の新たなご契約については、平成25年7月1日以降、値上げ後の電気料金を規定した契約内容とさせていただきます。なお、平成25年7月1日が、現行の電気料金を規定した契約の期間途中である場合は、契約期間満了まで、その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きましては、現行の電力量料金単価に燃料費調整単価を加えたものに以下の加算単価を一律に上乗せしたものといたします。なお、基本料金単価は、変更いたしません。

料金値上げのイメージ図



※ 現行単価には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。

※ 現行単価および値上げ後の電力量料金単価には、消費税等相当額を含みます。

※ 値上げ後の料金は、燃料費調整により変動する場合があります。

7. 自由化部門の電気料金(値上げの影響額の例)

p33

- 自由化部門のお客さまの値上げ影響額は、例えば以下のとおりです。

高圧(6kV)で契約電力が500キロワット以上のお客さまの値上げ影響

■ 事務所ビル・商業施設等のお客さま(業務用電力)

- ・契約電力 : 1,000 kW
- ・月間使用電力量 : 270,000 kWh の場合

1ヶ月あたりの料金での比較			
現 行	値上げ後	値上げ額	値上げ率
約482.5万円	約554.9万円	約72.4万円	15.01%

■ 工場等のお客さま(高圧電力)

- ・契約電力 : 1,000 kW
- ・月間使用電力量 : 320,000 kWh の場合

1ヶ月あたりの料金での比較			
現 行	値上げ後	値上げ額	値上げ率
約515.5万円	約601.3万円	約85.8万円	16.64%

高圧(6kV)で契約電力が500キロワット未満のお客さまの値上げ影響

■ 事務所ビル・商業施設等のお客さま(業務用電力)

- ・契約電力 : 90 kW
- ・月間使用電力量 : 20,700 kWh の場合

1ヶ月あたりの料金での比較			
現 行	値上げ後	値上げ額	値上げ率
約38.8万円	約44.3万円	約5.5万円	14.18%

■ 工場等のお客さま(高圧電力S)

- ・契約電力 : 130 kW
- ・月間使用電力量 : 31,200 kWh の場合

1ヶ月あたりの料金での比較			
現 行	値上げ後	値上げ額	値上げ率
約53.0万円	約61.3万円	約8.3万円	15.66%

※ 電力量料金単価は「その他季」、力率は100%で算定しています。

※ 現行料金には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価にもとづく燃料費調整額を含みます。

※ 現行料金および値上げ後の料金には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

※ 現行料金および値上げ後の料金には、消費税等相当額を含みます。

※ 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、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により変動する場合があります。

7. 自由化部門の電気料金

(事務所ビル, 商業施設, 工場などのお客さま向けの新たな料金メニュー)

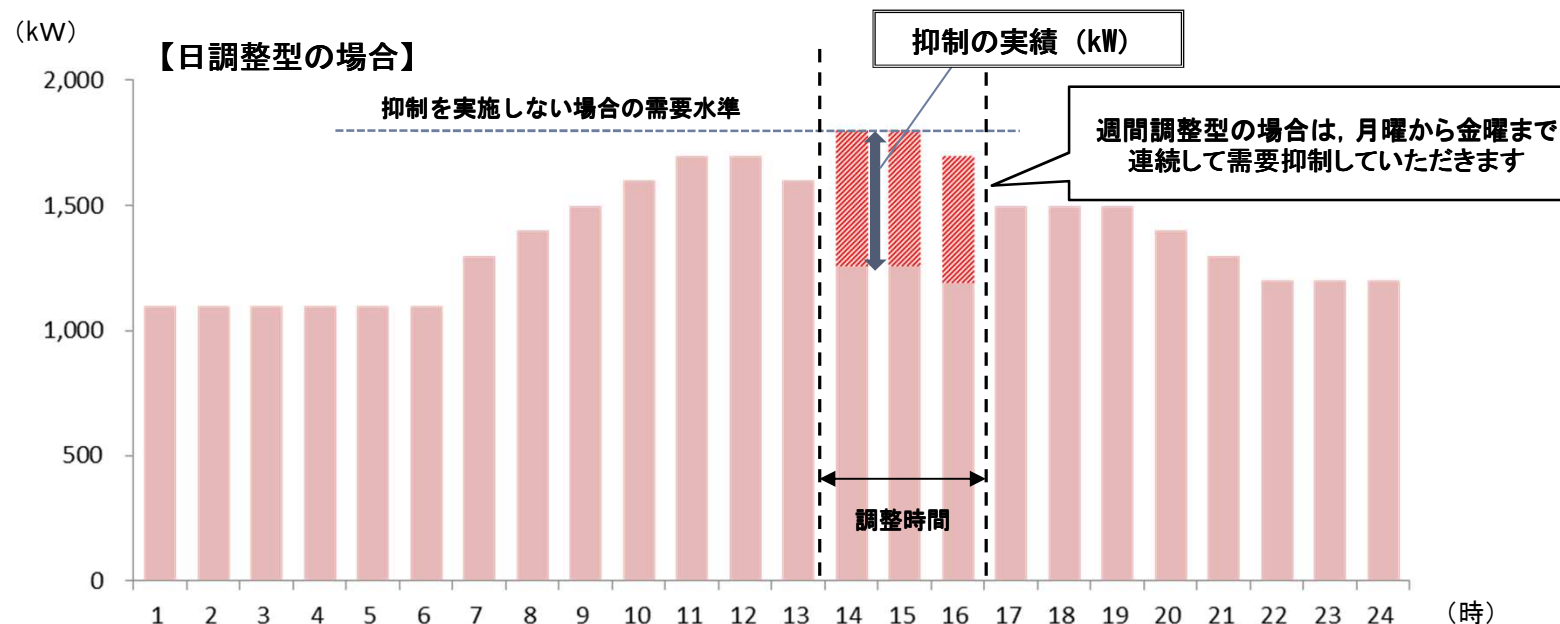
p34

- ・ 夏季(7~9月)に需給逼迫が予想される場合, 当社からの通告により, 対象日の13時~16時に一定規模以上の需要抑制を実施していただき, 抑制の実績(kW)に応じて電気料金を引きささせていただきます料金メニュー(需要抑制通告契約)を新たに設定いたします。
- ・ 本メニューの加入に際しては, お客さまがリアルタイムに使用量を把握できるBEMS(ビル・エネルギー管理システム), デマンド監視装置等を導入されていることが条件となります。

○需要抑制通告契約の概要

夏季のピーク時間(7~9月の13~16時)に需要抑制していただきます。

	対象お客さま	需要抑制の単位	通告タイミング
日調整型	契約電力500kW以上	1日単位	前日まで
週間調整型	契約電力500kW未満	1週間(平日)単位	前週金曜まで



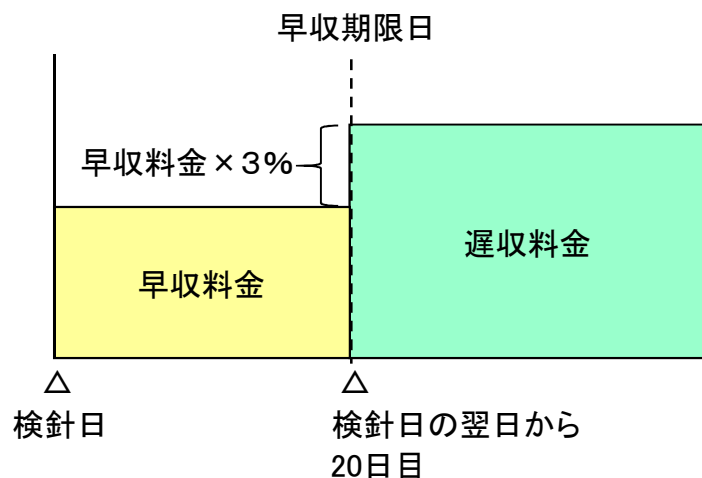
8. 料金のお支払い制度の変更

p35

- お客さまからのご意見・ご要望にお応えするために、平成27年4月から、現行の「早遅収料金制度」を廃止し、「延滞利息制度」を導入することといたしました。

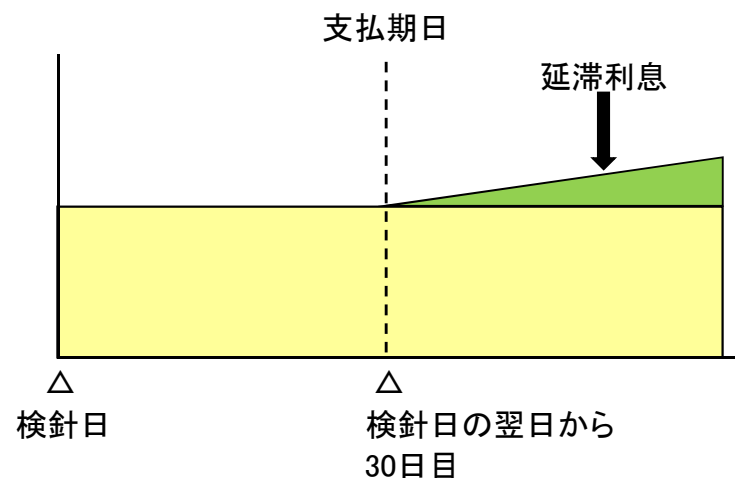
現行：早遅収料金制度

- 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には、早収料金に一律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いた場合に、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。



- 規制部門のお客さまは、支払期日の翌日から10日目までにお支払いいただいた場合は、延滞利息をいただきません。

9. お客さまへのご説明について(規制部門)

p36

- ご家庭を中心とする規制部門のお客さまにつきましては、ホームページでのお知らせのほか、検針時にお配りする「東北電力ニュース」等を通じて、料金値上げ申請に至った背景、経営効率化への取組み等について幅広くお知らせしてまいります。
- また、お客さま訪問時等、あらゆる機会を通じてお客さまに丁寧にご説明してまいります。

ご家庭などのお客さま	● ホームページにおいて、詳細かつタイムリーな情報提供を行なうとともに、お客さまご自身の料金値上げによる影響額をご試算いただける「電気料金シミュレーション」サイトを設けます。 ● 検針時にお配りする「東北電力ニュース」や「電気ご使用量のお知らせ」の裏面等を活用し、幅広くお知らせしてまいります。 ● リーフレット等のツールを活用し、お客さまとのあらゆる機会を通じて丁寧にご説明に努めてまいります。
各種団体さま	● 各種団体さまに、訪問等を通じて、丁寧にご説明してまいります。
お問い合わせへの対応	● 料金値上げ申請に関するお客さまからのご意見・ご質問等につきましては、専用フリーダイヤルを設置し、お問い合わせの具体的な内容に応じて丁寧な対応に努めてまいります。 ● ホームページの料金改定サイトからも料金値上げ申請や、電気料金に関するお客さまからのお問合せを受付ける専用フォームを設置し、お客さまへの丁寧な対応に努めてまいります。

9. お客さまへのご説明について(自由化部門)

p37

- 自由化部門の全てのお客さまにつきまして、料金値上げをお願いする背景や経営効率化への取組み等をご説明してまいります。
- なお、契約更改のお願いにあたっては、訪問のほか、料金値上げのお願い文書の郵送、電話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、使用電力量の低減に向けた省エネ手法のご紹介や、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以上のお客さまなど	● お客さまを訪問のうえ、料金値上げをお願いする背景や経営効率化への取組み、影響額等を丁寧にご説明してまいります。 ● また、使用電力量の低減に向けた省エネ手法のご紹介や、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未満のお客さまなど	● 電気料金値上げのお願いについての文書を郵送にてお届けのうえ、電話や訪問等を通じて、料金値上げをお願いする背景や経営効率化への取組み、影響額等を丁寧にご説明してまいります。 ● また、使用電力量の低減に向けた省エネ手法のご紹介や、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。
お問い合わせへの対応	● 電気料金値上げに関するご意見・ご質問等の専用窓口(高圧のお客さま専用お問い合わせダイヤル)を設置し、お問い合わせへの丁寧な対応に努めてまいります。

- 当社ホームページ等を活用し、電気を効率よくお使いいただくための省エネや節電の方法等、お客さまのお役に立つ情報をご紹介します。

【節約コースのご紹介】

節約したい目安の金額(例;300円, 500円コース)にあわせて、手軽にできる省エネ方法の組み合わせをご紹介します。

1. 確認したい節約コースを選択

「節約コース」のご紹介

節約したい金額の目安にあわせた省エネの手法をご紹介します。
特に、夏や冬は空調機器の使用電力が増えるため、エアコンや暖房機器の節電とあわせて取り組むと効果的です。

⇒ 月間約**300円**節約コース

⇒ 月間約**500円**節約コース

さらに…**夏と冬は空調機器**で節電アップ！

⇒ +夏の節約コース 月間約 **300円**

⇒ +冬の節約コース 月間約 **300円**

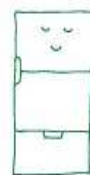
2. 省エネ方法をご紹介

⇒ 月間約**300円**節約コース

 **冷蔵庫**

節約効果(月間)
約**308円** / 約12kWh

⇒ 月間約**500円**節約コース

 **冷蔵庫** +  ⇒  **白熱灯からLEDに**

節約効果(月間) 約**503円** / 約20kWh

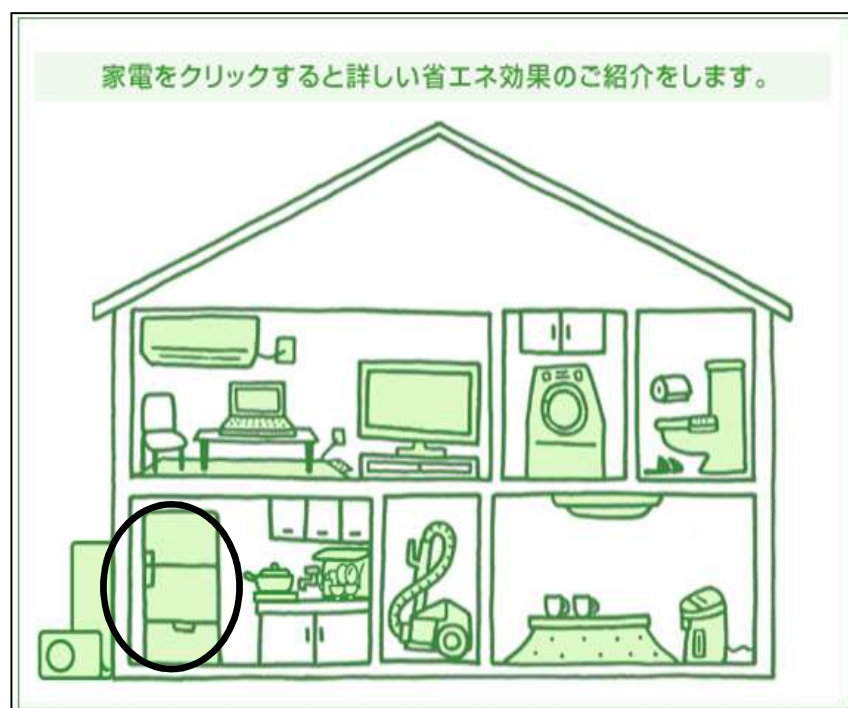
(掲載イメージ)

- 当社ホームページ等を活用し、電気を効率よくお使いいただくための省エネや節電の方法等、お客さまのお役に立つ情報をご紹介します。

【家電製品の上手な使い方】

家電製品ごとの上手な使い方をご紹介します。

1. 確認したい家電製品を選択



2. 上手な使い方をご紹介します

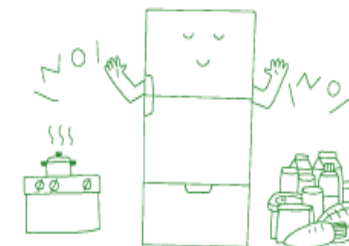
冷蔵庫

冷蔵庫の置き方を工夫する

- ・ 本体の周辺(上部及び左右)に適当な間隔をあけて置きましょう。
- ・ 直射日光の当たるところや、火の元など熱を発する器具の近くを避けて置きましょう。

適切な使い方で省エネ効果アップ

- ・ 詰め込みすぎは厳禁です。
- ・ 1ヵ月に1度は掃除、庫内の整理を。手早く食品が取り出せます。
- ・ 熱いものは冷ましてから入れましょう。
- ・ ドアの開閉は短く、手早くしましょう。



(掲載イメージ)

【参考】省エネや電気料金の節約につながる情報発信③

p40

- 当社ホームページ等を活用し、電気を効率よくお使いいただくための省エネや節電の方法等、お客さまのお役に立つ情報をご紹介します。

【省エネチェックシート】

省エネによる節約金額の目安をご紹介します。

1. 確認したい電気機器を選択



2. 上手な使い方とその効果をご紹介します

節約電力量 (月間)	15.33kWh	節約電力量 (年間)	70.97kWh
節約金額 (月間)	337円	節約金額 (年間)	1,570円
選択項目をリセット		CO2削減量 (年間)	24.1kg

エアコン		70.97kWh 節電
エアコン	冷房は、温度設定を27℃から28℃に設定する。 (外気温度31度、2.20kWのエアコン、1日9時間使用)	☒ Yes
上手な使い方	暖房は、温度設定を21℃から20℃に設定する。 (外気温度6度、2.20kWのエアコン、1日9時間使用)	☐ Yes
	冷房時間を1日1時間短縮する。 (外気温度31度、2.20kWのエアコン、設定温度28度)	☐ Yes
	暖房時間を1日1時間短縮する。 (外気温度6度、2.20kWのエアコン、設定温度20度)	☒ Yes

[エアコンの省エネ削減根拠](#)

(掲載イメージ)

- 使用電力量の低減に向けた省エネ手法のご紹介のほか、お客さまの電気のご使用状況を踏まえ、効率的なエネルギー利用に繋がるきめ細かなコンサルを行なっております。
- また、ピーク需要抑制により電気料金の低減に繋がる、デマンド監視装置の普及に向けて取り組んでまいります。

お客さまの電気ご使用状況を踏まえた省エネコンサル	● 使用電力量の低減に向けた省エネ手法のご紹介を行なうほか、お客さまの電気のご使用状況を踏まえながら、効率的なエネルギー利用に繋がる、きめ細かなコンサルを行なっております。
デマンド監視装置による夏季および冬季の最大需要電力抑制	● 最大需要電力が設定値を超えそうな場合は、警報の発出、もしくは設備の自動制御を行ないピーク需要を抑制することで電気料金を低く抑えることが出来るデマンド監視装置の普及を図っております。

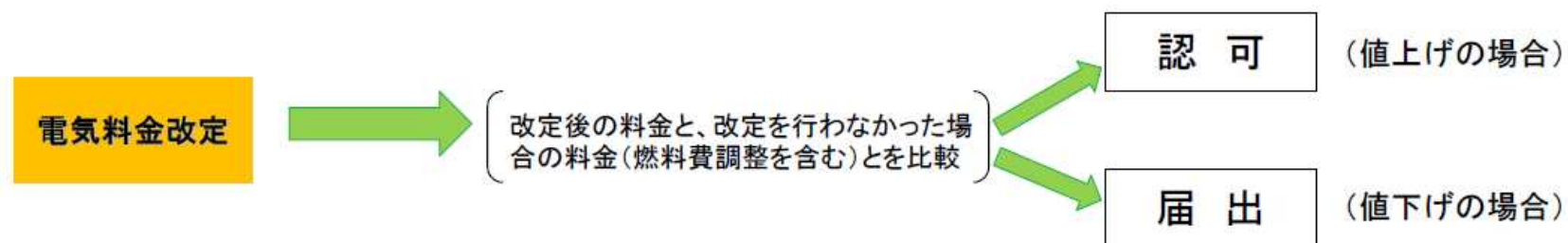


補足資料

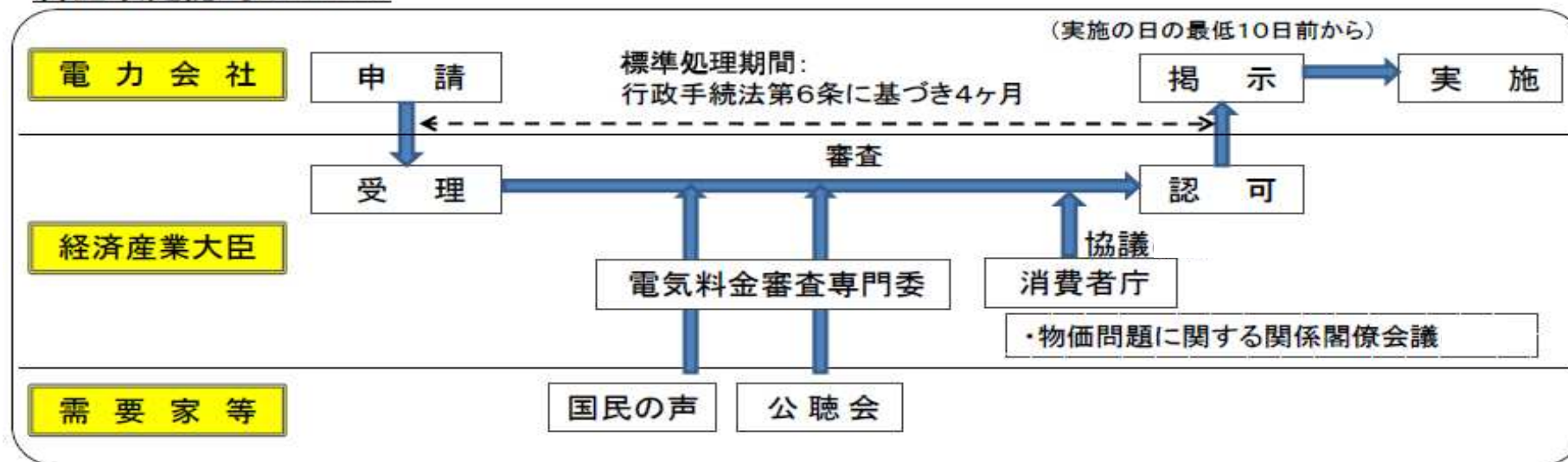
電気料金改定手続きの概要

p43

- 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)
電気料金認可手続き(H24.11資源エネルギー庁)

燃料費調整の前提諸元①

p44

- ・ 発電構成や燃料価格の見直しにあわせ基準燃料価格および基準単価を変更しております。
- ・ 火力発電における燃料消費数量の増加により、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、価格の変動に伴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(今回－現行)
基準燃料価格		円/kℓ	31,000	31,400	400
換算係数	α	—	0.2136	0.1152	▲ 0.0984
	β	—	0.1845	0.2714	0.0869
	γ	—	0.7769	0.7386	▲ 0.0383
基準単価(税抜・平均)		円/kWh	0.158	0.195	0.037

※ 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:0.211円/kWh, 高圧:0.204円/kWh, 特高:0.196円/kWh)

①基準燃料価格 (31,400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(平成24年10～12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(α , β , γ)を算定し、以下のとおり算定します。

〔算定式〕

$$\begin{array}{ccccccc}
 57,651\text{円/kℓ} & \times & 0.1152 & + & 64,566\text{円/t} & \times & 0.2714 & + & 9,800\text{円/t} & \times & 0.7386 & = & 31,400\text{円/kℓ} \\
 \text{原油価格} & & \alpha & & \text{LNG価格} & & \beta & & \text{石炭価格} & & \gamma & & \text{基準燃料価格}
 \end{array}$$

②基準単価 (0.195円/kWh)

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

$$\begin{array}{ccccccc}
 46,261\text{千kℓ} & \times & 1,000\text{円/kℓ} & \div & 237,784\text{百万kWh} & = & 0.195\text{円/kWh} \\
 \text{燃料消費数量(原油換算)} & & & & \text{総販売電力量} & & \text{基準単価}
 \end{array}$$

③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の加重平均値(上述の $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ で加重)であり、毎月変動いたします。
- 具体的には、原油・LNG・石炭の実績貿易統計価格(3～5ヶ月前の平均)に $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ をそれぞれ乗じて合計し算定します。

④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(税込)を乗じて燃料費調整単価を算出します。

(低圧で供給を受けるお客さまの場合の算定例)

$$\begin{array}{l}
 \text{〔算定式〕} \quad (\text{XX,XXX円/kl} - 31,400\text{円/kl}) \div 1,000\text{円/kl} \times 0.211\text{円/kWh} = \text{毎月の燃料費調整単価} \\
 \begin{array}{ccc}
 \text{毎月の平均燃料価格} & \text{基準燃料価格} & \text{基準単価(税込)※}
 \end{array}
 \end{array}$$

- 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になります。

※基準単価(税込)は電圧により異なります。(今回申請(税込)⇒低圧:0.211円/kWh, 高圧:0.204円/kWh, 特高:0.196円/kWh)

(参考) 換算係数(α, β, γ)の算定方法

	熱量構成比 a	原油換算係数 ※ b	換算係数 c=a×b
原油	0.1152	1.0000	0.1152
LNG	0.3879	0.6996	0.2714
石炭	0.4969	1.4864	0.7386
合計	1.0000	—	—

・・・ α

・・・ β

・・・ γ

※ 原油換算係数 LNG : 1ℓあたりの原油発熱量 (38,200kJ) ÷ 1kgあたりのLNG発熱量 (54,600kJ)

石炭 : 1ℓあたりの原油発熱量 (38,200kJ) ÷ 1kgあたりの石炭発熱量 (25,700kJ)

事業報酬の算定方法①(レートベース)

p46

- ・ 事業報酬は、資本の調達・維持に必要となる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す。
- ・ レートベース方式が採用されており、電気事業に必要な真実かつ有効な資産に対し、事業報酬率を乗じて算定されます。

レートベース	電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効と認められる事業資産の価値
特 定 固 定 資 産	電気事業固定資産(共用固定資産(附帯に限る), 貸付設備その他の電気事業固定資産のうち適当でないものおよ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
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工事費負担金相当額を控除した額に100分の50を乗じた額
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
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つて, 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係るものに限る。)の事業年度における平均帳簿価額を基に算定した額
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
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

事業報酬の算定方法②(事業報酬率)

p47

- ・ 料金算定規則等を踏まえ、自己資本報酬率ならびに他人資本報酬率を実績に基づき算定し、30:70で加重平均することにより算出しております。
- ・ リスクを表す β 値については、震災から直近の決算発表日である平成25年1月29日までを採録し、一般電気事業者9社平均値である0.95を適用しております。

(1) 自己資本報酬率

	比 率	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H17～ H23
公社債利回り	5%	1.43	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	—
自己資本利益率	95%	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	—
自己資本報酬率	100%	7.67	7.68	8.10	4.54	4.60	6.66	5.64	6.41

(2) 他人資本報酬率

	H23
他人資本報酬率	1.49

β 値・・・

β とは、個別株式の株式市場全体に対する相対的なリスクを表す相関係数です。
料金上は、自己資本報酬率算定の際、自己資本利益率の比率に適用いたします。

【事業報酬率の算定方法】

	資本構成	報酬率
自己資本報酬率 (A)	30%	6.41%
他人資本報酬率 (B)	70%	1.49%
事業報酬率	100%	<u>3.0%</u>

(参考)
前回

5.42%

1.93%

3.0%

○自己資本報酬率

・観測期間:7年間

・ β 値:0.95

○他人資本報酬率

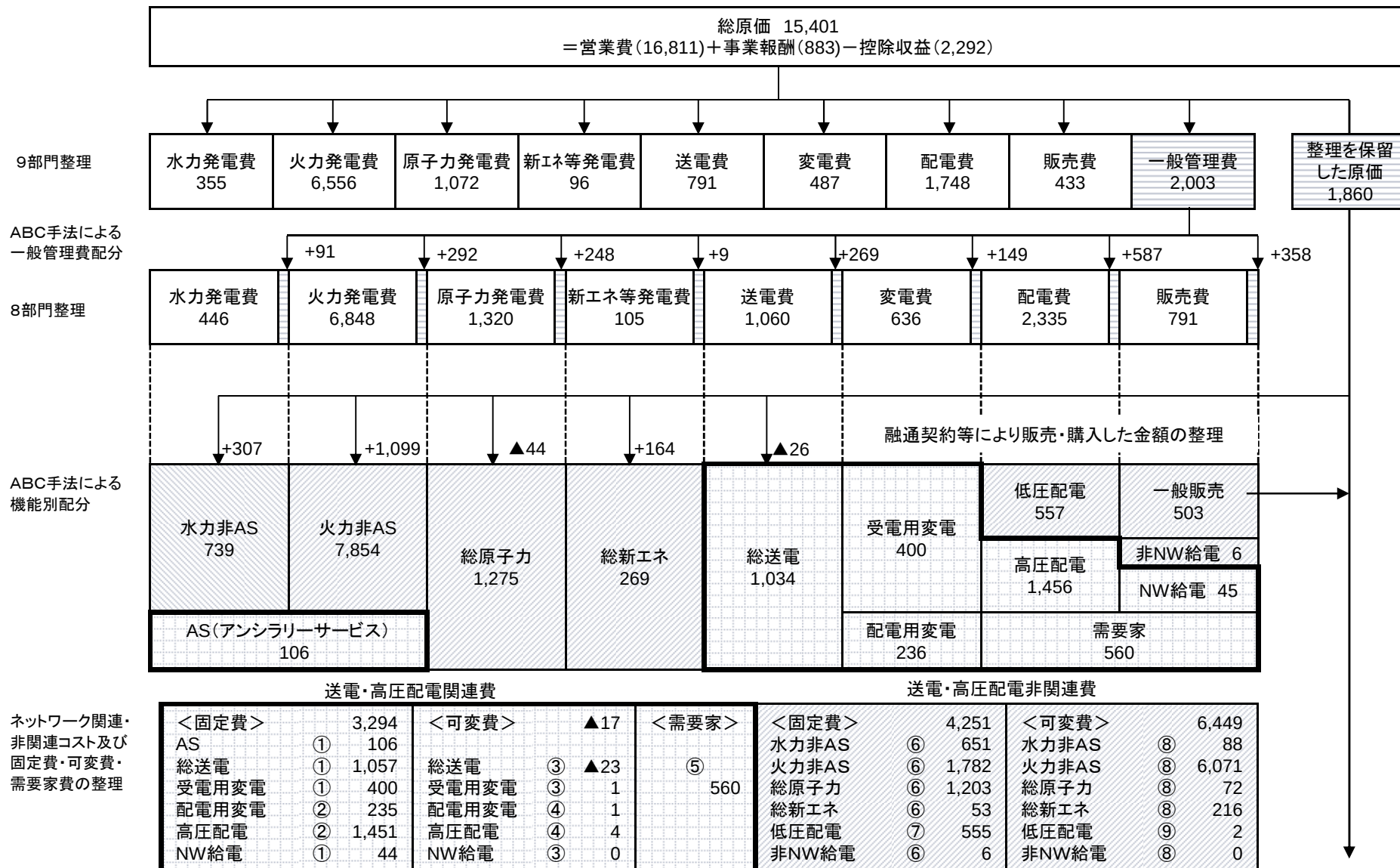
・観測期間:1年間

・10社の平均有利子負債率

個別原価算定フロー①

p48

※単位は億円、平成25～平成27年度平均
※四捨五入の関係で合計が一致しないことがあります。



個別原価算定フロー②

p49

		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)		
需要種別別 配分	低圧	604	1,104	▲8	2	524	1,421	555	2,408	2	125	216
	高圧	694	582	▲8	2	30	2,275		4,039		132	310
	特高	308		▲5		6					81	
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	

	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
低圧	37.603%	65.482%	36.995%	48.722%	98.970%	38.457%	100.000%	37.350%	100.000%	
高圧	43.207%	34.518%	38.935%	51.278%	1.021%	61.543%	—	62.650%	—	
特高	19.190%	—	24.070%	—	0.009%					

※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。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	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	2,352	287	8.21	4,603	287	16.06	6,955	287	24.27
高圧	1,432	313	4.58	6,624	506	13.09	8,410	506	16.63
特高	390	201	1.94						
合計	4,174	800	5.22	11,227	792	14.17	15,365	792	19.39

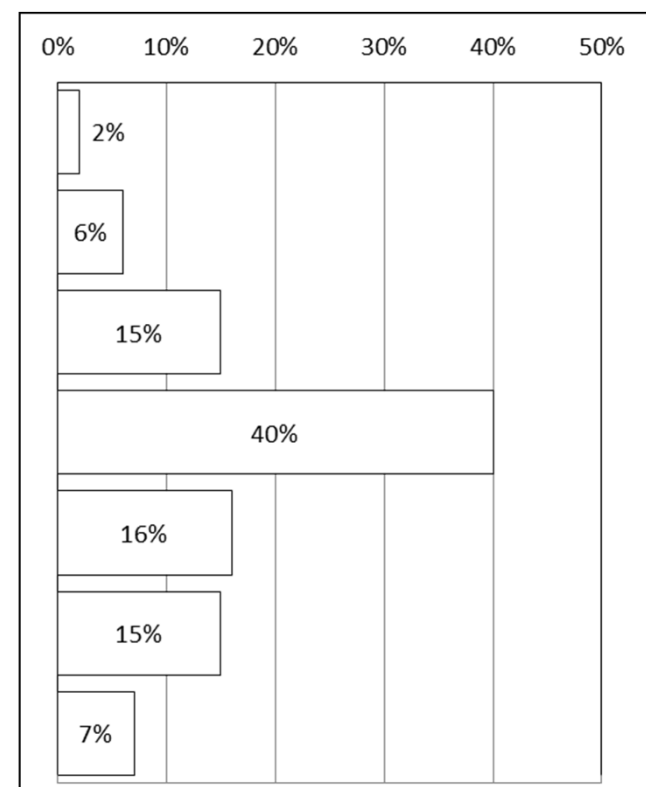
※3 合計は、接続供給に伴う託送収益を除いた値 ※4 自社分を除きます。

従量電灯Bのご契約アンペアごとの値上げ影響

p50

ご契約 アンペア	平均 ご使用量	現行の お支払額 (月額)	値上げ後の お支払額 (月額)	値上げ額 (月額)	値上げ率
10A	40kWh	1,002円	1,058円	56円	5.59%
15A	80kWh	1,848円	1,960円	112円	6.06%
20A	150kWh	3,384円	3,621円	237円	7.00%
30A	240kWh	5,764円	6,211円	447円	7.76%
40A	340kWh	8,439円	9,184円	745円	8.83%
50A	450kWh	11,458円	12,636円	1,178円	10.28%
60A	540kWh	13,983円	15,516円	1,533円	10.96%

○ご契約の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。

※平均ご使用量およ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。

※現行のお支払額には、平成24年10月～12月の平均燃料価格による燃料費調整単価にもとづく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。

※現行のお支払額および値上げ後のお支払額には、平成24年度の再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金を含みます。

※現行のお支払額および値上げ後のお支払額には、消費税等相当額を含みます。

※実際の値上げ実施日・料金等は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

※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、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により変動する場合があります。