

電気料金の値上げ申請について

平成25年10月
中部電力株式会社

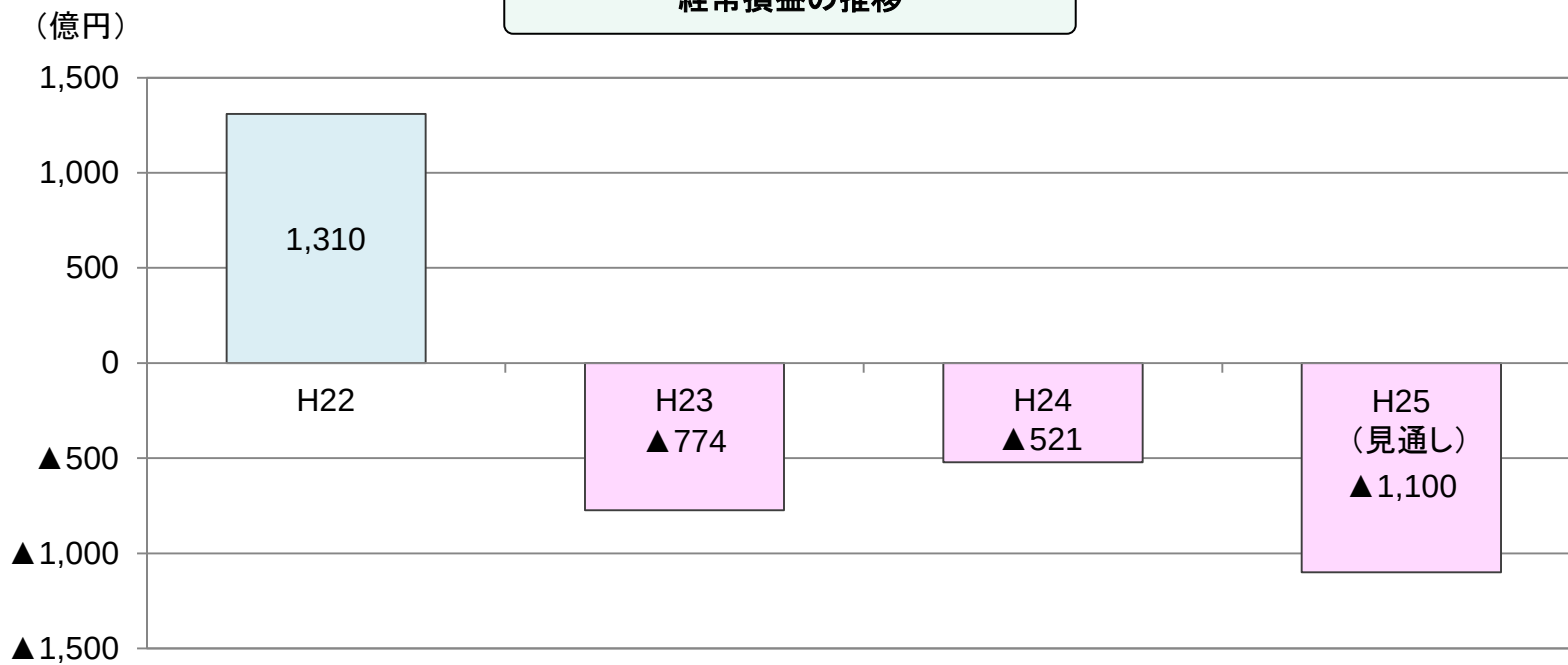
資料目次

1. 当社の経営状況		P2～3	5. 原価および収入		P27～28
・当社の経営状況		P2	・規制部門		P27
【参考】当社の財務状況		P3	・自由化部門		P28
2. 電気料金の値上げ申請の概要		P4	6. 消費税率の変更について		P29
3. 原価算定の概要		P5～8	7. 規制部門の料金		P30～35
・前回改定時との比較		P5	・ご家庭向け電気料金設定の考え方		P30
・前提諸元と発受電電力量の概要		P6	・ピークシフト電灯の設定		P31
【参考】原価算定上の原子力運転計画		P7	・選択約款の変更		P32
・経営効率化の内訳		P8	【参考】主な選択約款(時間帯別電灯・低圧 季節別時間帯別電力)		P33
4. 原価の内訳		P9～26	【参考】主なご契約メニューの値上げ影響		P34
・人件費		P9	【参考】従量電灯Bにおける値上げ影響		P35
【参考】人件費のメルクマール		P10	8. 自由化部門の料金		P36～37
【参考】人員数の推移		P11	・値上げの内容		P36
・燃料費、購入・販売電力料		P12	・値上げ影響額の例		P37
・修繕費		P13	9. 料金のお支払い制度の変更		P38
【参考】修繕費の推移		P14	10. お客さまへのご説明について		P39～42
・減価償却費		P15	・規制部門		P39
【参考】設備投資額の推移		P16～17	・自由化部門		P40
・事業報酬		P18	【参考】お客さまのお役に立つ情報・お問い合わせ窓口のご案内(規制部門)		P41
【参考】事業報酬の算定方法①		P19	【参考】お客さまのお役に立つ情報・お問い合わせ窓口のご案内(自由化部門)		P42
【参考】事業報酬の算定方法②		P20	【補足資料】燃料費調整の前提諸元		P43～44
【参考】事業報酬の算定方法③		P21	【補足資料】電気料金改定手続きの概要		P45
・公租公課		P22			
・原子力バックエンド費用		P23			
【参考】原子力バックエンド費用		P24			
・その他経費・控除収益		P25			
【参考】普及開発関係費・研究費・諸費		P26			

1. 当社の経営状況

- 当社は平成23年5月の浜岡原子力発電所の全号機停止以降、火力燃料費が大幅に増加し、昨今の円安進行とも相俟って、極めて厳しい経営状況にあります。
- そうしたなか、当社は聖域を設けない経営効率化に取り組み、鋭意収支状況の改善に努めてまいりましたが、最大限の経営効率化の成果を見込んだとしても、現行の料金水準では電力の安全・安定供給に必要な費用を賄うことが困難な状況にあります。
- 当社の最大の使命である電力の安全・安定供給を継続していくために、誠に心苦しい限りですが、電気料金の値上げについて、お願いせざるを得ないとの判断にいたしました。
- お客さまには、誠に申し訳ございませんが、電気料金の値上げについて何卒ご理解を賜りますよう、お願い申し上げます。

経常損益の推移



火力燃料費(億円)

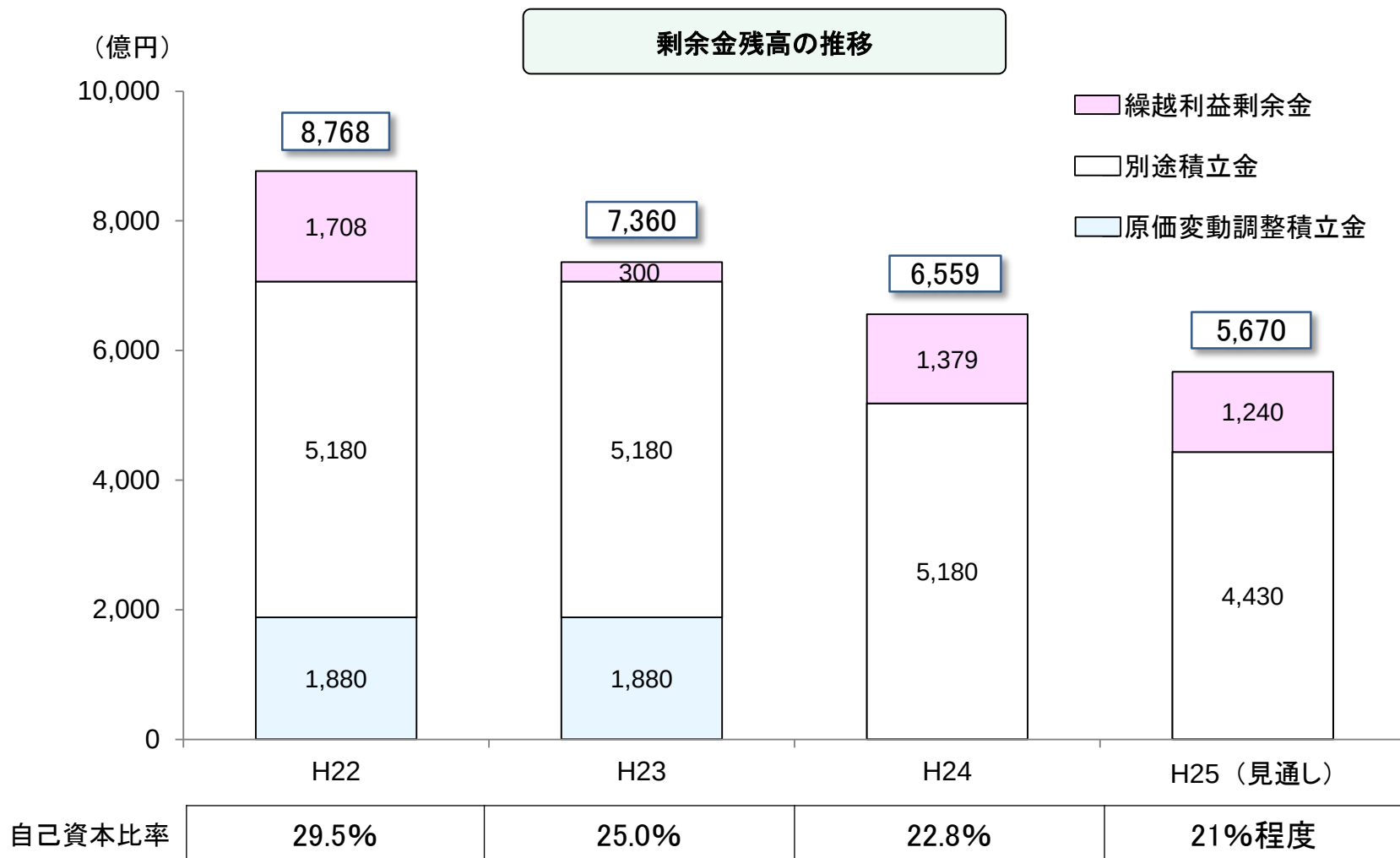
6,686

10,397

11,948

12,470

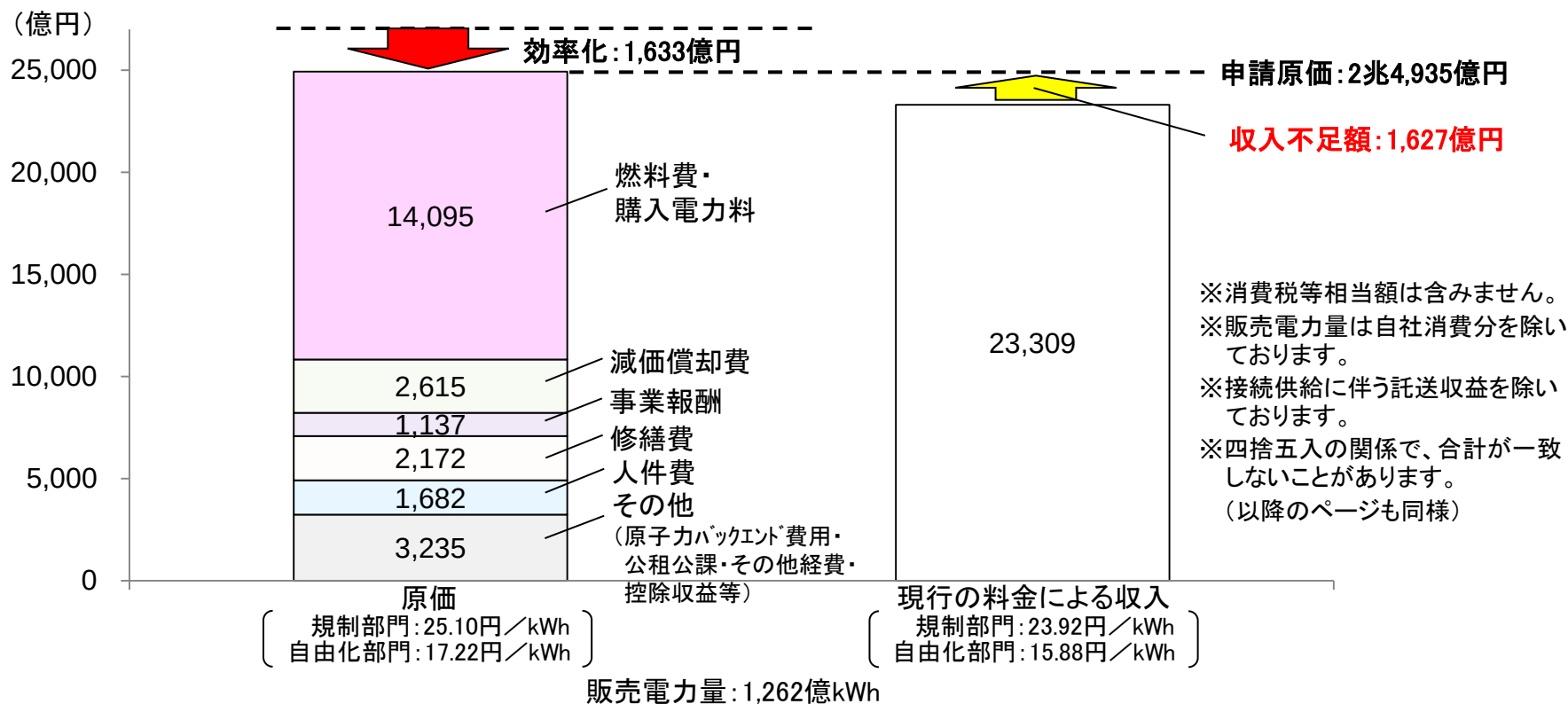
- 赤字継続に伴い、当社の自己資本は大幅に減少しており、非常に厳しい財務状況となっております。
- このまま自己資本の減少が続けば、電力の安全・安定供給に対する備えだけでなく、シェールガス関連投資など将来のコスト低減に向けた取り組みも困難になります。
- なお、早期の収支改善見込みが得られない場合には、「繰延税金資産」の取り崩しを余儀なくされ、自己資本がさらに大きく減少する可能性もあります。



2. 電気料金の値上げ申請の概要

- 「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、料金原価の算定期間を平成26～28年度の3年間といたしました。
- また、申請原価(年平均)には、これまでの「電気料金審査専門小委員会」でのご指摘事項も踏まえたうえで、最大限の経営効率化による1,633億円のコスト削減を反映しております。
- しかしながら、火力燃料費の大幅な増加によって、申請原価の総額は2兆4,935億円となり、当該期間に現行料金を継続した場合の収入見込が2兆3,309億円であることから、収入不足額は1,627億円となります。
- このため、お客さまにはご負担をおかけすることとなり、誠に心苦しい限りですが、平成26年4月1日から、規制部門のお客さまについては、4.95%の値上げを、自由化部門のお客さまについては、8.44%の値上げをお願いさせていただくことといたしました。

原価と「現行料金による収入」との比較(平成26～28年度平均)

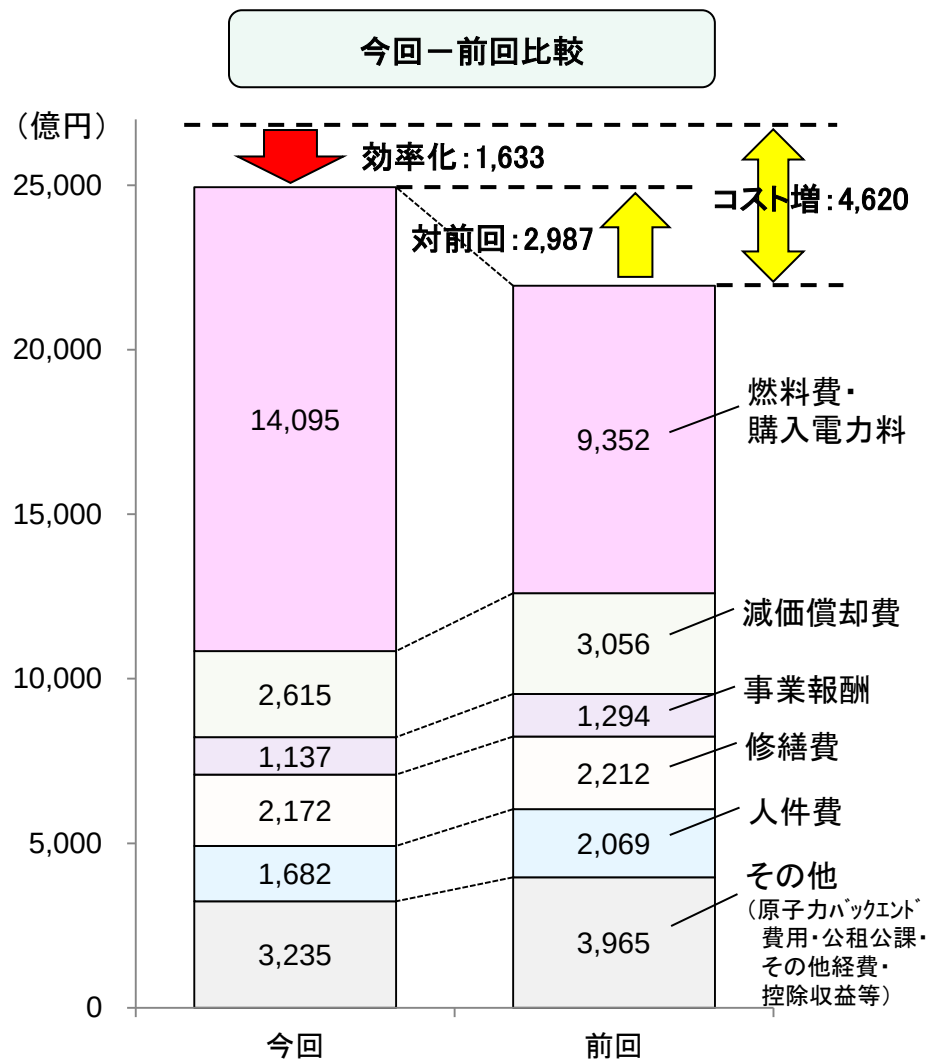


3. 原価算定の概要（前回改定時との比較）

- 今回の申請原価（平成26～28年度）は、最大限の経営効率化によるコスト削減1,633億円を反映していることもあり、燃料費を除くすべての項目において、前回改定（平成20年度）の原価額を下回っております。
- しかしながら、火力発電電力量の増加や燃料価格の上昇により、燃料費が大幅に増加しているため、申請原価の総額（小売対象原価）は、前回改定と比べ2,987億円増加しております。

◆原価の内訳

		(億円)		
		今回 (H26～H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
人	件 費	1,682	2,069	▲387
燃	料 費	12,403	7,514	4,889
修	繕 費	2,172	2,212	▲40
資	本 費	3,752	4,350	▲599
	減 価 償 却 費	2,615	3,056	▲442
	事 業 報 酬	1,137	1,294	▲157
購	入 電 力 料	1,691	1,837	▲146
公	租 公 課	1,496	1,604	▲108
原	子 力 バ ッ ク エ ン ド 費 用	173	334	▲161
そ	の 他 経 費	2,141	2,391	▲251
控	除 収 益	▲495	▲333	▲162
総	原 価 ①	25,015	21,979	3,036
接	続 供 給 託 送 収 益 ②	▲80	▲31	▲48
小	売 対 象 原 価 ③=①+②	24,935	21,948	2,987
改	定 前 料 金 収 入 ④	23,309	22,127	1,181
差	引 過 不 足 ⑤=③-④	1,627	-	-



3. 原価算定の概要（前提諸元と発電電力量の概要）

- 販売電力量については、節電にご協力いただいた実績等を踏まえ想定しております。（前回差▲95億kWh）
- 発電電力量については、前回改定と比べ、販売電力量の減少はあるものの、原子力発電電力量や受電電力量が減少していることから、火力発電電力量（LNG）が増加しております。

◆原価算定の前提諸元

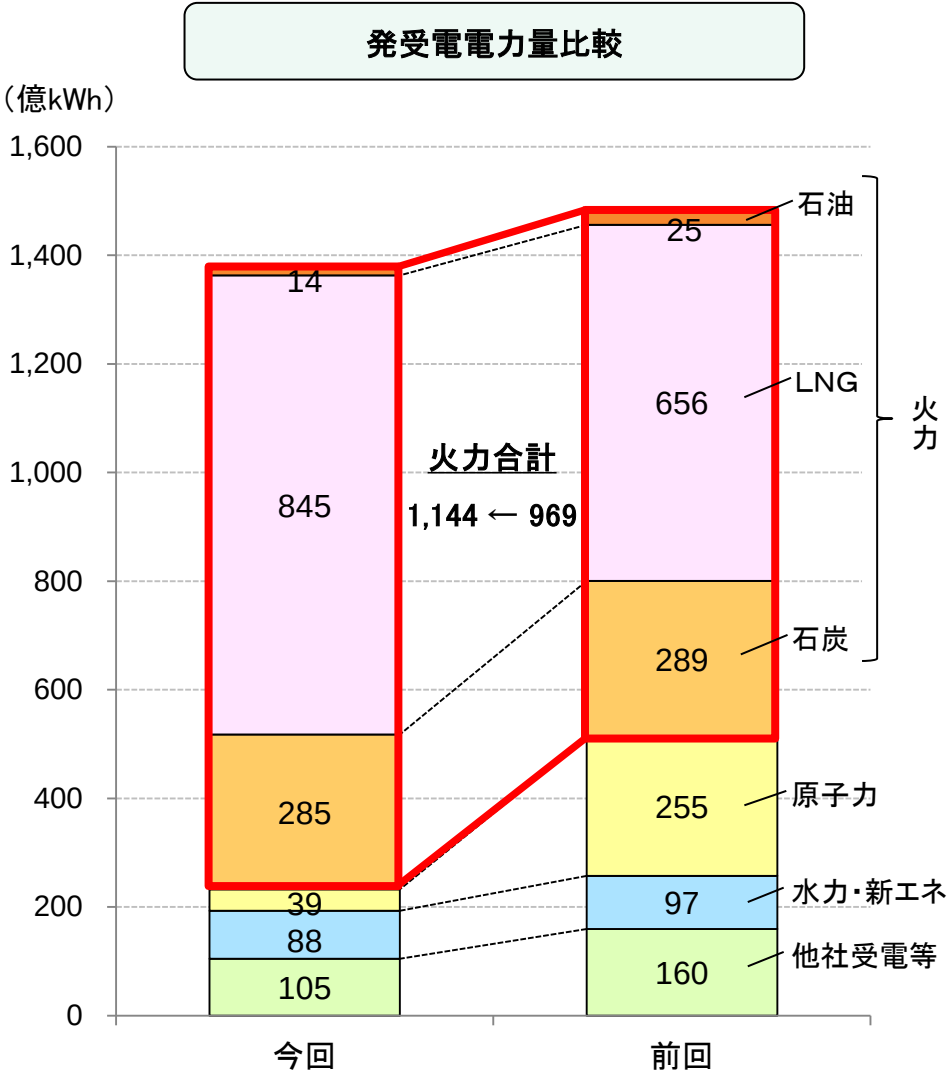
	今回 (H26～H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
販売電力量（億kWh）	1,262	1,357	▲95
原油価格（\$ / b）	105.5	82.9	22.6
為替レート（円 / \$）	99.0	113.0	▲14.0
原子力利用率（ % ） (浜岡3～5号機利用率)	12.4 (12.4)	59.6 (83.0)	▲47.2 (▲70.6)
事業報酬率（ % ）	2.9	3.2	▲0.3
経費対象人員（人）	17,975	16,057	1,918

※販売電力量は、自社消費分を除いております。

※原油価格・為替レートは、直近3か月の貿易統計価格（平成25年6～8月の平均値）を参照しております。

※原価算定上の前提条件として、浜岡原子力発電所4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しております。なお、5号機については、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定していません。また、原子力利用率の下段（ ）内は、平成21年1月に運転終了した浜岡1・2号機を除いた値を表示しております。

※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おります。



【参考】原価算定上の原子力運転計画

7

- 現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規制基準を踏まえた安全性向上対策(4号機:平成27年9月末完了目標、3号機:平成28年9月末完了目標)を実施しており、原価算定上の前提として、4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しております。
- なお、5号機については、海水が混入した設備の点検および健全性評価を進めるとともに、新規制基準への対応について引き続き検討を進めていることから、原価算定期間中(平成26～28年度)の発電電力量は想定しておりません。

ユニット名	H26 (設備利用率:0.0%)	H27 (設備利用率:7.0%)	H28 (設備利用率:30.2%)
浜 岡 3 号 機			29/1 
浜 岡 4 号 機		28/1 	
浜 岡 5 号 機	原価算定期間中の発電電力量は想定しておりません。		

3. 原価算定の概要（経営効率化の内訳）

- 当社は、平成23年5月の浜岡原子力発電所の全号機停止以降、徹底した経営効率化に努めており、平成25年4月からは「経営効率化緊急対策本部」を設置し、これまで以上に踏み込んだ経営効率化に取り組んでおります。
- 今回の原価算定にあたっては、平成26～28年度の3か年平均で1,633億円のコスト削減を反映し、値上げ幅を最大限抑制しております。

◆経営効率化の内訳

（億円）

	H26～H28 平均	主な内容
人 件 費	460	・役員給与の削減 ・基準賃金の削減をはじめとした社員年収水準の引き下げ ・保養所の全廃等による厚生費の削減 等
燃 料 費・購 入 電 力 料	580	・上越火力発電所運転開始による熱効率向上（燃料費の低減） ・安価な燃料調達による燃料費の削減 ・購入電力料の削減 等
設 備 投 資 関 連 費 用	83	・競争発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比▲10%等） ・新技術・新工法の採用による投資額の削減
修 繕 費	331	・競争発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比▲10%等） ・新技術・新工法の採用、仕様の見直し、設備の効率的運用等による削減
そ の 他	179	・競争発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比▲10%等） ・販売拡大活動やイメージ広告等の普及開発関係費の削減 ・寄付金・団体費等の諸費の削減 ・販売に係る研究費の削減 等
合 計	1,633	

4. 原価の内訳(人件費)

- 人件費は「審査要領」やこれまでの「電気料金審査専門小委員会」で示されたメルクマールや査定方針に従い算定しております。
- 人件費は、社員年収削減のほか、役員給与の削減や福利厚生制度の見直しによる厚生費の引き下げなどにより、前回改定と比べ387億円削減しております。

◆人件費の内訳

(億円)

	今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B	備 考
役 員 給 与	3	8	▲6	・役員給与をメルクマール水準(1,800万円/人)まで引き下げ
給 料 手 当	1,203	1,445	▲242	・社員年収をメルクマール水準(624万円/人)まで引き下げ
給 料 手 当 振 替 額	▲20	▲20	▲0	
退 職 給 与 金	148	246	▲97	・数理計算上の差異償却費用の減 ・退職給与金はメルクマール水準(2,491万円/人)
厚 生 費	230	242	▲11	・健康保険料の会社負担率を平成28年度に53.49%まで引き下げ ・保養所の全廃等を反映
委 託 検 針 集 金 費	61	68	▲7	
雑 給	57	81	▲24	・嘱託員数の削減 ・顧問等の給与を全額不算入
合 計	1,682	2,069	▲387	
経 費 対 象 人 員	17,975人	16,057人	1,918人	・定期採用の抑制(H25実:505名、H26予:450名、H27予:400名、H28予:400名)

【参考】人件費のメルクマール

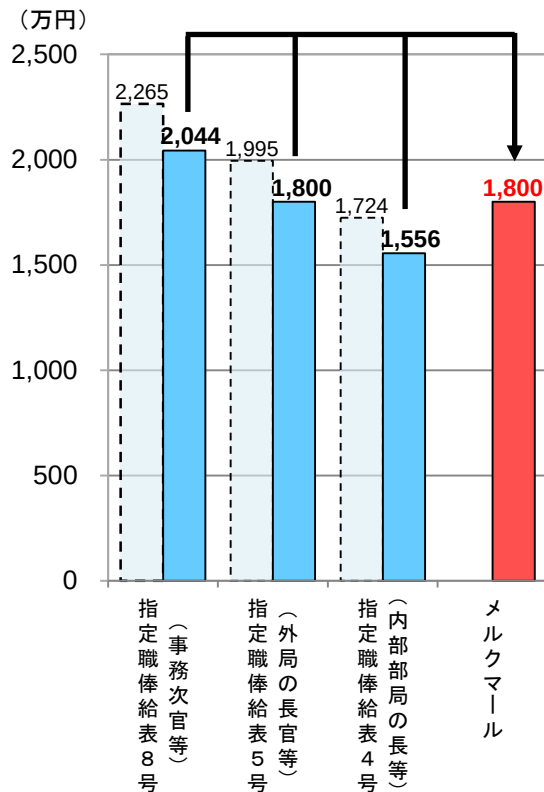
10

- 役員給与、給料手当、退職給与金等は、「審査要領」や「電気料金審査専門小委員会」で示されたメルクマールに基づき算定しております。

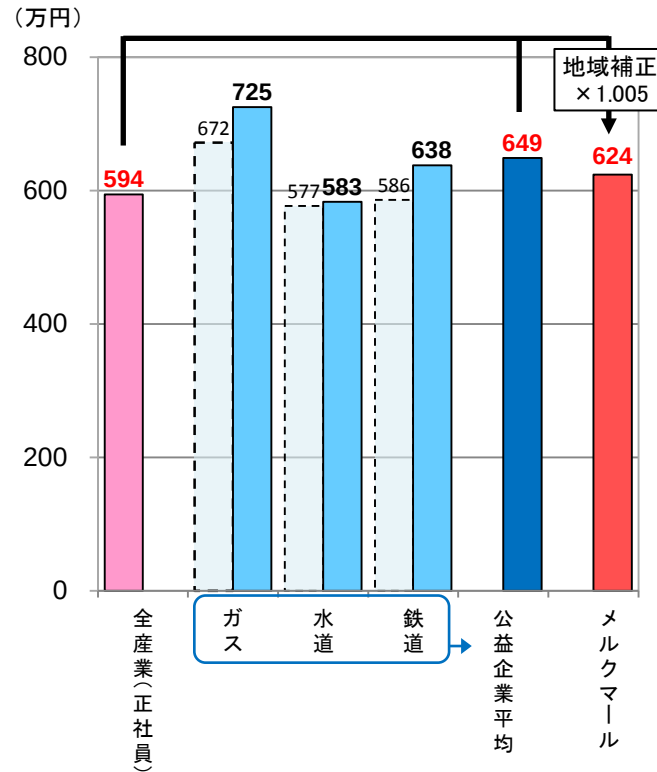
※「審査要領」や「料金審査専門小委員会」で示されたメルクマール

- ・役員給与 : 国家公務員の指定職(事務次官・外局の長官・内部部局長等)の平均
- ・給料手当 : 「1千人以上の大企業平均」と「ガス・水道・鉄道の3業種平均(年齢・勤続年数・学歴を補正)」の平均
- ・退職給与金 : 「人事院調査」と「中央労働委員会調査」の平均

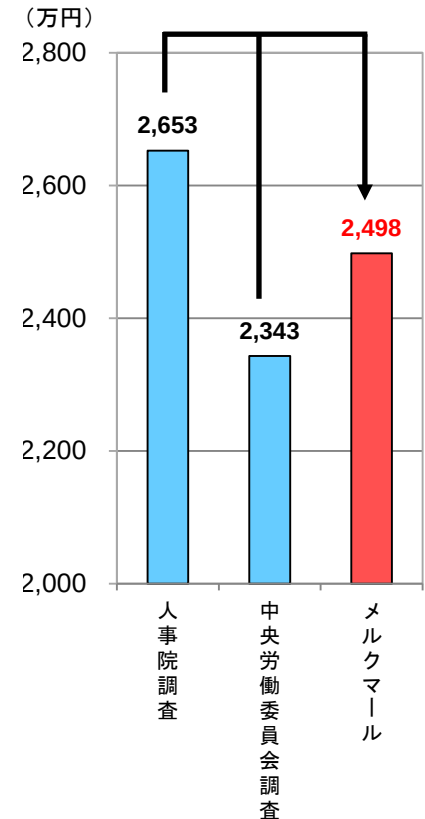
1人当たりの役員給与



1人当たりの給料手当



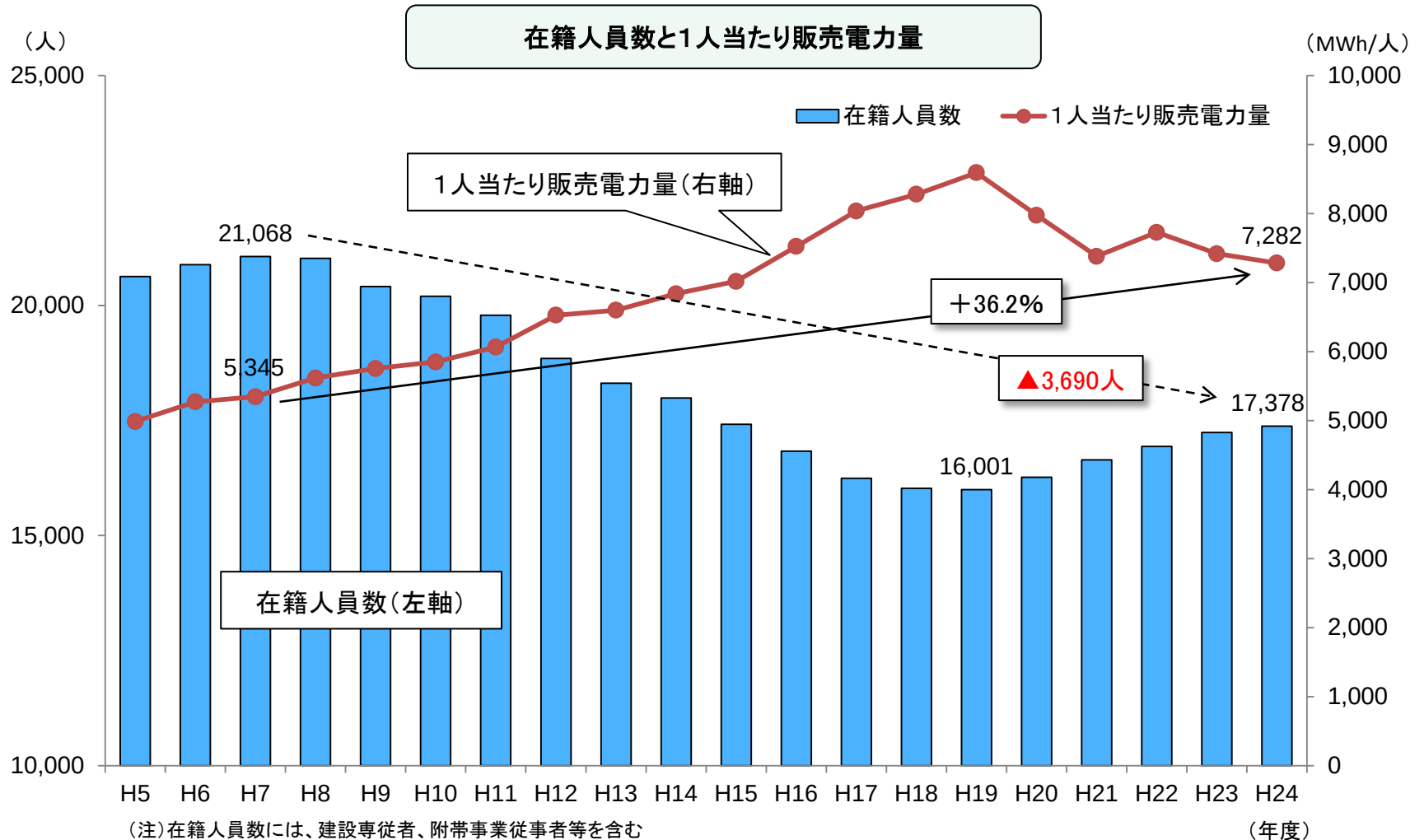
1人当たりの退職給与金



※点線グラフは、給与改定特例法による減額前

※点線グラフは、年齢・勤続年数・学歴補正前

- 当社は聖域を設けない業務効率化を継続的に推進し、採用数を大幅に抑制するなど電力業界の中でもいち早く、徹底的に要員のスリム化に取り組んできた結果、従業員数は平成19年度に約16,000名まで減少しました。
- その後は、流通設備の高経年化対応や原子力発電所の廃止措置・安全性向上対策、太陽光発電連系申込の増加等に対応するため要員は増加しているものの、平成24年度の従業員数はピーク時の平成7年度と比べ3,690人少ない水準となっており、労働生産性は36.2%向上しております。



4. 原価の内訳(燃料費、購入・販売電力料)

- 原子力発電所の利用率低下(浜岡3～5号機の利用率: 前回83.0%⇒今回12.4%)に伴い火力発電電力量が増加したことや、燃料価格が上昇したことから、燃料費は前回改定に比べ大幅な増加となります。
- 購入・販売電力料については、受電電力量の減少などにより購入電力料が減少する一方で、卸電力取引所の活用や新電力に対する常時バックアップを反映したことにより、販売電力料が増加しております。

◆燃料費の内訳

(億円, 億kWh, 円/kWh)

		今回(H26～H28) A			前回(H20) B			差引 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
燃 料 費	水 力	－	86	－	－	97	－	－	▲11	－
	火 力	12,384	1,146	10.81	7,415	969	7.65	4,969	177	3.16
	石 油 系	261	14	19.09	421	25	16.96	▲160	▲11	2.13
	ガ ス 系	10,857	845	12.85	6,017	656	9.18	4,840	190	3.67
	石 炭 系	1,266	287	4.41	976	288	3.39	290	▲2	1.03
	原 子 力	20	39	0.50	100	255	0.39	▲80	▲216	0.11
	新 工 ネ	－	1	－	－	0	－	－	1	－
合 計		12,403	1,272	9.75	7,514	1,321	5.69	4,889	▲49	4.06

※バイオマス発電電力量は石炭系に含んでおります。

◆購入・販売電力料の内訳

(億円, 億kWh, 円/kWh)

購 入 電 力 料	地 帯 間 購 入	153	4	42.66	419	46	9.06	▲266	▲43	33.60
	他 社 購 入	1,538	133	11.57	1,418	154	9.19	120	▲22	2.39
	計	1,691	136	12.39	1,837	201	9.16	▲146	▲64	3.23
販 売 電 力 料	地 帯 間 販 売	10	1	8.95	107	11	9.56	▲97	▲10	▲0.61
	他 社 販 売	250	17	14.40	－	－	－	250	17	14.40
	計	261	19	14.06	107	11	9.56	153	7	4.50
購入・販売電力料差引		1,431	118	12.13	1,730	189	9.13	▲299	▲71	3.00

4. 原価の内訳(修繕費)

- 修繕費については、設備の高経年化対策、スマートメーター導入、太陽光発電連系に伴う電圧変動対策などの増加要因はあるものの、調達価格の削減に加え、設備の効率運用等の効率化を料金原価に反映したことにより、前回改定と比べ40億円減少しております。
- また、「審査要領」においてメルクマールとして例示されている自社の過去の修繕費率※と同水準となっております。
(※修繕費率:帳簿原価に占める修繕費の割合)

◆修繕費の内訳

(億円)

		今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B
水	力	86	124	▲38
火	力	615	714	▲98
原	子	185	202	▲17
新	工	1	-	1
送	電	96	100	▲3
変	電	130	128	2
配	電	1,013	889	123
	一般修繕費	271	292	▲21
	取替修繕費	741	597	144
業	務	46	55	▲9
合	計	2,172	2,212	▲40

◆前回料金原価からの主な増加要因

(億円)

- ・ 設備の高経年化に伴う増 : 193
- ・ スマートメーター導入等による取替修繕増 : 63
- ・ 太陽光発電連系に伴う電圧変動対策による増 : 35

◆経営効率化計画に基づき、 今回料金原価に反映した効率化施策

(億円)

- ・ 競争発注の拡大等による調達価格の削減 : ▲229
- ・ 新技術・新工法の採用、仕様の見直し、
設備の効率運用等による削減 : ▲102

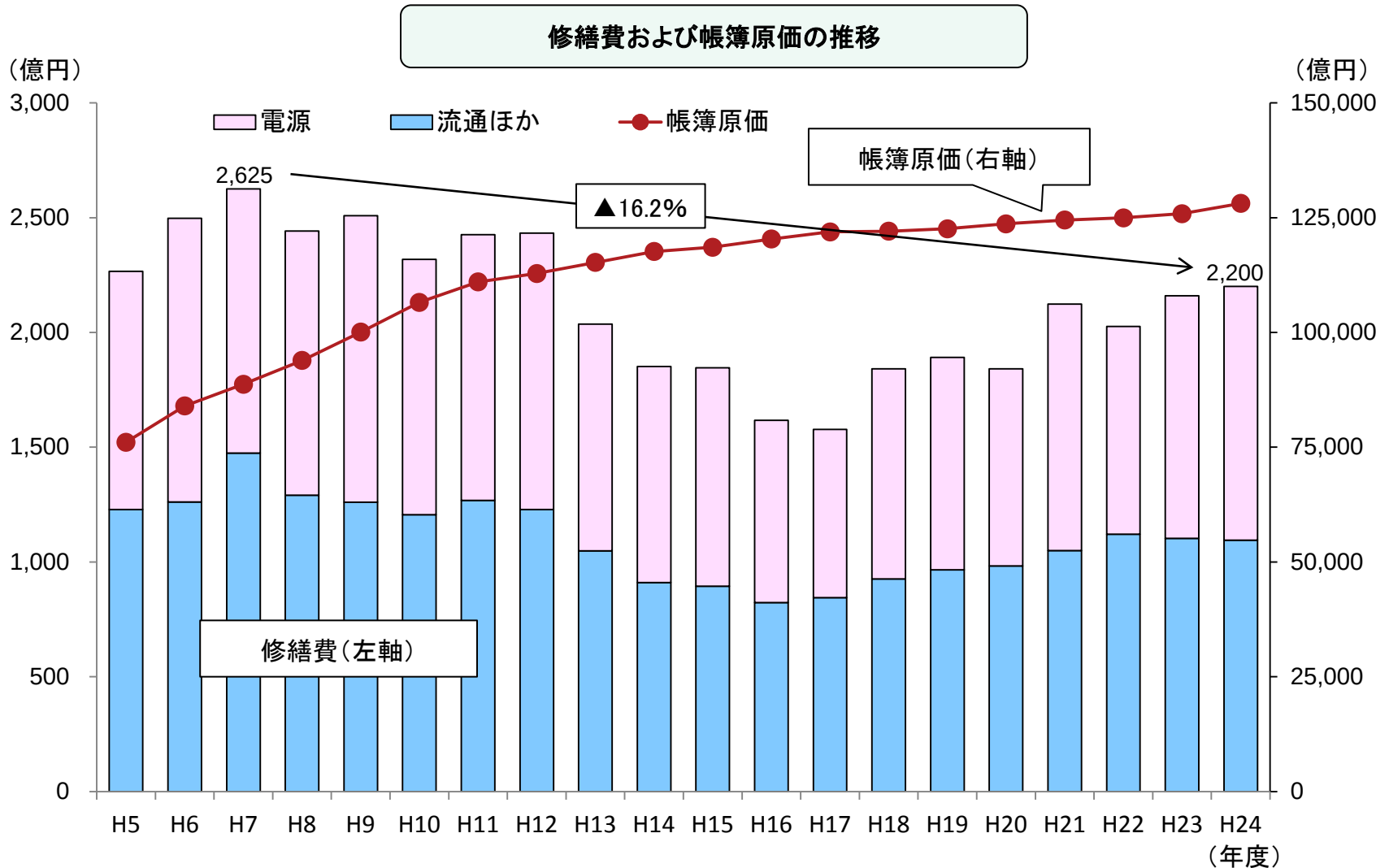
◆メルクマールとの比較

(億円)

	今回	直近5ヶ年※
平 均 修 繕 費 (A)	2,172	2,070
平 均 帳 簿 原 価 (B)	132,066	125,167
比 率 (A/B)	1.64%	1.65%

※ : 直近5か年はH20～H24年度実績の平均。

- 修繕工事の実施にあたっては、設備の状況を踏まえたうえで、点検・補修内容の見直しや工事の実施時期の繰り延べを行うなど、費用の抑制に努めてまいりました。
- 近年は、既存設備の高経年化などに伴い修繕工事が増加傾向にあるものの、平成24年度の修繕費は2,200億円となり、ピーク時の平成7年度と比べ16.2%低減しております。



4. 原価の内訳(減価償却費)

- 減価償却費については、上越火力発電所の運転開始※や、原子力の安全性向上対策等の増加要因はあるものの、償却進行や経営効率化による設備投資額削減の影響等により、前回改定に比べ442億円減少しております。
- (※ 1-1号：平成24年7月、1-2号：平成25年1月、2-1号：平成25年7月、2-2号：平成26年5月(予定)に運転開始)

◆減価償却費の内訳 (億円)

		今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B	備 考
水	力	181	184	▲2	・償却進行
火	力	715	846	▲130	・償却進行 (上越火力新設による増 260億円)
原	子 力	345	446	▲101	・償却進行 (安全性向上対策による増 140億円)
新	工 ネ	9	-	9	・設備区分の新設
送	電	553	707	▲154	・償却進行 (500kV第二基幹系統送電線等 ▲58億円)
変	電	345	355	▲10	・償却進行
配	電	339	380	▲40	・償却進行
業	務	126	139	▲13	・償却進行
合	計	2,615	3,056	▲442	

【参考】設備投資額の推移

16

- 電源設備に係る投資額は、浜岡原子力発電所の安全性向上対策や西名古屋火力発電所7号機の建設などの影響により、前回改定に比べ740億円増加しております。
- 流通設備(送電、変電、配電)に係る投資額は、設備の新增設工事の減少などはあるものの、高経年化に対応した改良工事(電線張替、変圧器取替等)の増加などにより、前回改定に比べ288億円増加しております。
- 原子燃料に係る投資額は、原子力発電所の稼働減により、前回改定に比べ157億円減少しております。

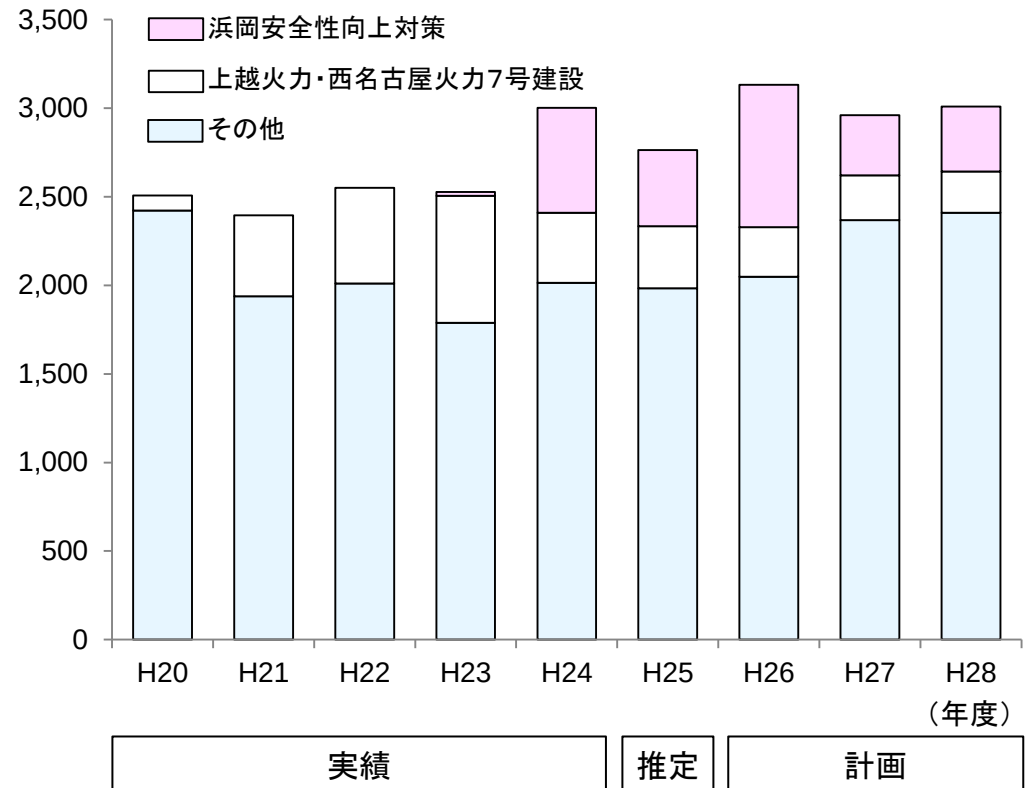
◆設備投資額の内訳

(億円)

	今回 (H26~H28) A	前回 (H20) B	差引 A-B
電 源	1,631	891	740
水 力	201	145	56
火 力	780	698	81
原子力	640	48	593
新工ネ	10	-	10
流 通	1,107	819	288
送 電	287	296	▲10
変 電	439	220	219
配 電	382	303	79
業 務	157	130	28
原 子 燃 料	139	296	▲157
合 計	3,034	2,135	899

設備投資額の推移

(億円)

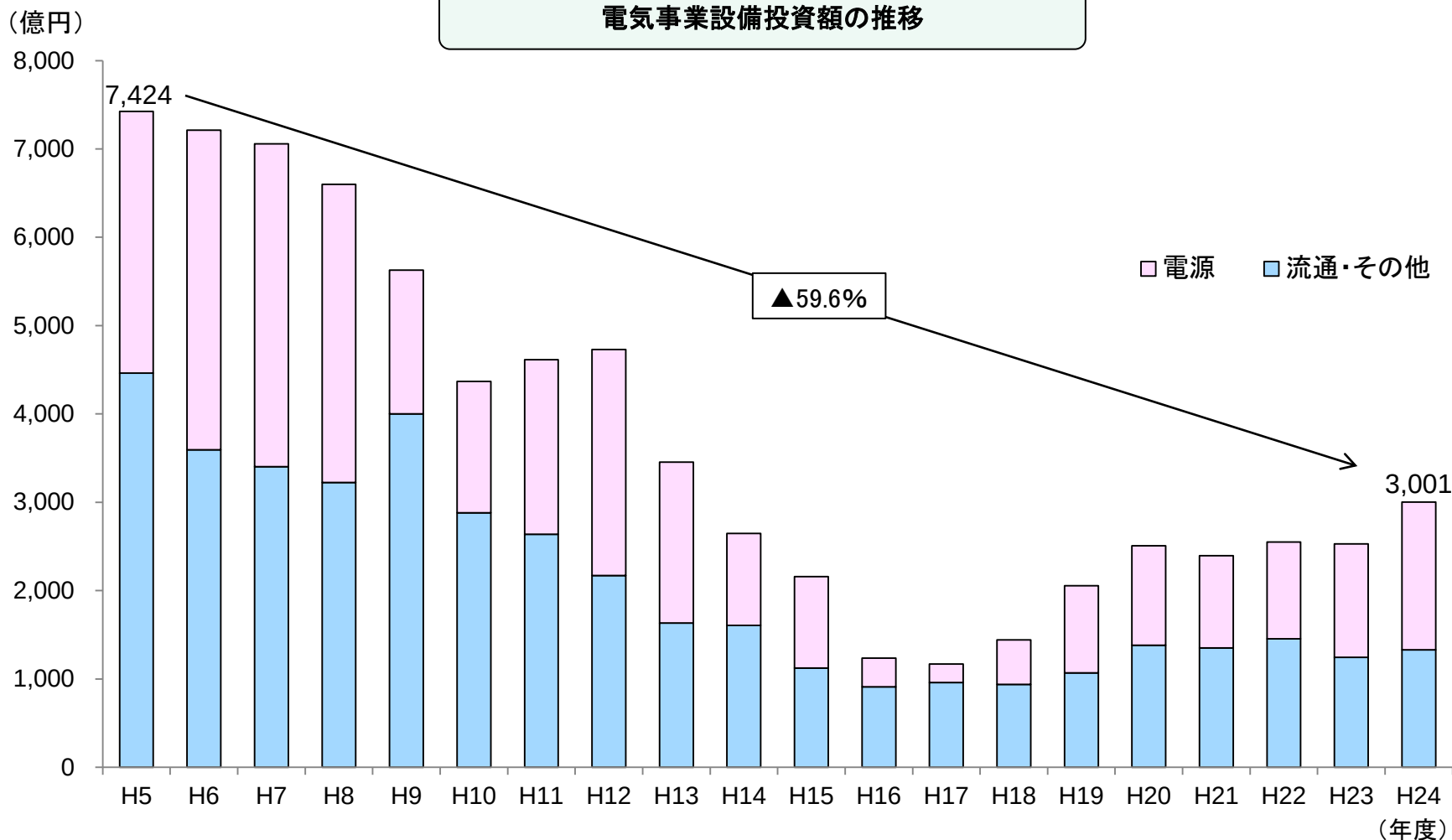


※附帯事業に係る設備投資は含みません。

【参考】設備投資額の推移

- 設備投資の実施にあたっては、電力の安定供給に必要不可欠な案件に厳選するとともに、新技術や新工法の積極活用など、コスト削減を徹底しております。
- 近年は、浜岡原子力発電所の安全性向上対策工事や火力発電所の建設工事、流通設備の高経年化対応など設備投資額の増加要因はあるものの、平成24年度の設備投資額は3,001億円となり、平成5年度に比べ59.6%低減しております。

電気事業設備投資額の推移



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、事業運営に要する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」)に基づき、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。
- 特定固定資産の減少などによりレートベースが減少したことや、事業報酬率が2.9%に低下したことから、事業報酬は前回改定に比べ157億円減少しております。
- なお、長期計画停止発電所・販売に係るPR施設・保養所等はレートベースから除いております。
- また、お客さまのご負担増加を可能な限り軽減するため、支払利息低減効果のある剰余金残高相当額をレートベースから自主的に控除しております。

(億円)

		今回 (H26～H28) A	前回 (H20) B	差 引 A－B
レ ー ト ベ ー ス	特 定 固 定 資 産	34,109	36,744	▲2,635
	建 設 中 の 資 産	1,043	934	109
	核 燃 料 資 産	2,450	2,613	▲162
	特 定 投 資	719	192	527
	運 転 資 本	4,052	2,917	1,135
	営 業 資 本	2,458	1,960	499
	貯 蔵 品 (燃 料 ・ そ の 他)	1,594	958	636
	繰 延 償 却 資 産	－	－	－
	小 計	42,372	43,400	▲1,027
	剰 余 金 残 高 相 当 額	(注1) ▲3,163	(注2) ▲2,960	▲203
ス	合 計 ①	39,209	40,440	▲1,230
事 業 報 酬 率 ②		2.9%	3.2%	▲0.3%
事 業 報 酬 ① × ②		1,137	1,294	▲157

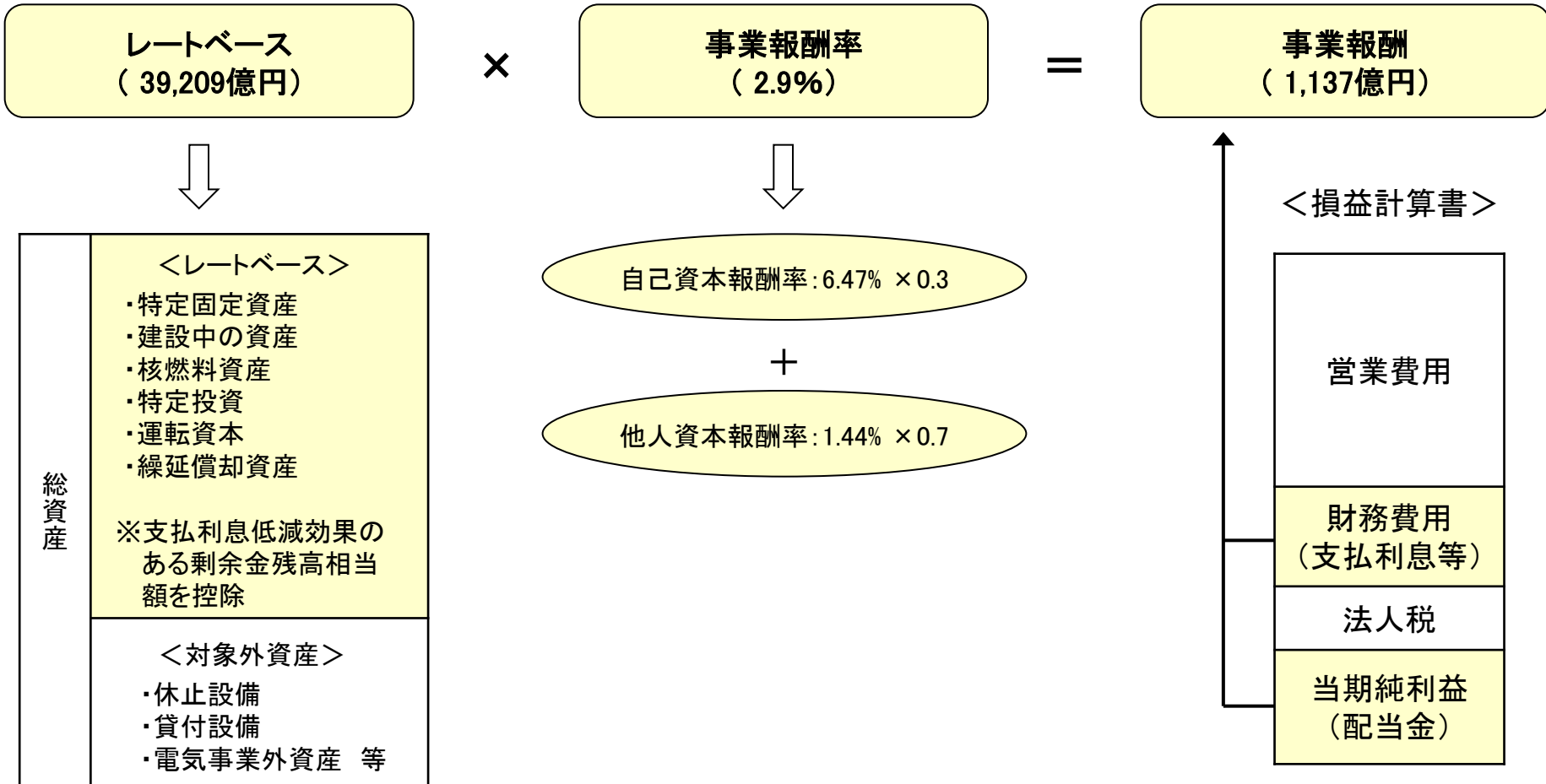
(注1) 別途積立金、繰越利益剰余金の合計額から繰延税金資産を除いた値

(注2) 原価変動調整積立金と電力小売部分自由化以前に積み立てた別途積立金の合計額

【参考】事業報酬の算定方法①

19

- 事業報酬とは、電気事業の運営に必要となる資金調達コスト(支払利息や配当金等)に当たるものです。
- その算定方式は、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、レートベース方式が採られており、電気事業外資産などはレートベースから除いております。



- 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)
	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
	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
	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
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
	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
	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③

- 「算定規則」等に則り算出した自己資本報酬率および他人資本報酬率を30:70で加重平均することにより算定しております。
- リスクを表す β 値については、平成23年9月20日から平成25年9月17日までの2年間に於ける一般電気事業者9社の平均値である0.96を適用しております。

(1) 自己資本報酬率（観測期間：7年、 β 値：0.96）

	（比率）	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H17～H23
公 社 債 利 回 り	（4%）	1.43%	1.85%	1.69%	1.55%	1.41%	1.18%	1.08%	—
自 己 資 本 利 益 率	（96%）	8.00%	7.99%	8.44%	4.70%	4.77%	6.95%	5.88%	—
自 己 資 本 報 酬 率	（100%）	7.74%	7.74%	8.17%	4.57%	4.64%	6.72%	5.69%	6.47%

β 値・・・ β とは、株価指数に対する個々の企業の株価の感応度で、企業の相対的リスクの大きさを表す値です。自己資本報酬率算定の際、自己資本利益率のウェイト付けに適用します。

(2) 他人資本報酬率（観測期間：1年、一般電気事業者10社平均有利子負債利子率）

	H24
他 人 資 本 報 酬 率	1.44

(3) 事業報酬率

	資本構成	報酬率	（参考） 前回
自 己 資 本 報 酬 率	（30%）	6.47%	5.13%
他 人 資 本 報 酬 率	（70%）	1.44%	2.36%
事 業 報 酬 率	（100%）	2.9%	3.2%

4. 原価の内訳(公租公課)

- 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、販売電力量や設備投資等の前提計画をもとに算定しております。
- 法人税や電源開発促進税、固定資産税などが減少したことから、公租公課は前回改定に比べ108億円減少しております。

◆公租公課の内訳

(億円)

	今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B	備 考
水 利 使 用 料	31	30	2	
固 定 資 産 税	465	488	▲23	・償却進行等による課税標準の減
雑 税 ※	31	38	▲8	
電 源 開 発 促 進 税	483	515	▲32	・販売電力量の減
事 業 税	315	274	41	・総原価の増
法 人 税 等	172	260	▲88	・法人税率引き下げ、配当金前提の変更等による減
合 計	1,496	1,604	▲108	

※ 住民税、事業所税、核燃料税、印紙税等

4. 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、原子力発電所の利用率が大幅に低下(浜岡3～5号機の利用率:前回83.0%⇒今回12.4%)したことなどから、前回改定に比べ161億円減少しております。
- なお、原子力発電施設解体費につきましては、平成25年10月からの制度変更の内容を反映しております。

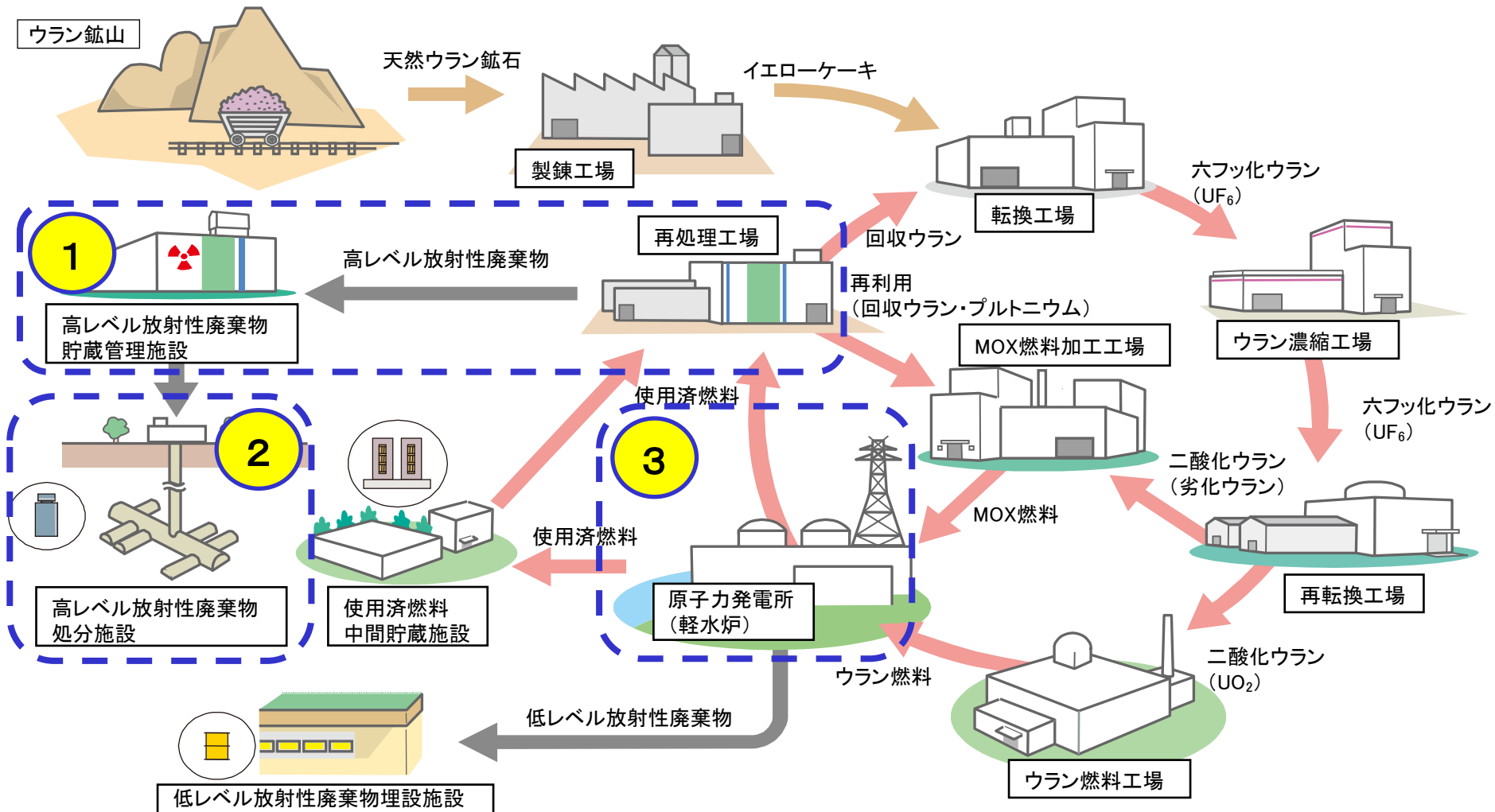
◆原子力バックエンド費用の内訳

(億円)

	今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B	備 考
使 用 済 燃 料 再 処 理 等 費	124	219	▲95	
使用済燃料再処理等発電費	42	137	▲95	・浜岡3～5号機利用率の減(前回83.0%⇒今回12.4%)
使用済燃料再処理等既発電費	82	82	0	
特 定 放 射 性 廃 棄 物 処 分 費	4	62	▲58	
当 期 発 電 対 応 分	4	34	▲31	・浜岡3～5号機利用率の減(前回83.0%⇒今回12.4%)
平成11年末迄の発電対応分	－	28	▲28	・平成25年度拠出終了による減
原 子 力 発 電 施 設 解 体 費	45	52	▲8	・算定方法変更による差(生産高比例法⇒定額法)
合 計	173	334	▲161	

【参考】原子力バックエンド費用

- ①使用済燃料再処理等費 …… 使用済燃料の再処理工場への輸送や再処理に係る費用
 ②特定放射性廃棄物処分費 …… 高レベル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 …… 運転終了後の原子力発電所の解体に係る費用



4. 原価の内訳(その他経費・控除収益)

- 原子力損害賠償支援機構一般負担金や火力発電所の高稼働に伴う廃棄物処理費・消耗品費等の増加はあるものの、調達価格の削減に加え、営業・広報活動費用の削減や、研究内容の厳選、寄付金等の削減などを料金原価に反映したことにより、その他経費については、前回改定に比べ251億円減少しております。

◆その他経費

(億円)

	今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B
廃 棄 物 処 理 費	161	121	39
消 耗 品 費	89	68	21
補 償 費	20	91	▲71
賃 借 料	202	262	▲59
託 送 料	65	76	▲11
事 業 者 間 精 算 費	8	15	▲7
委 託 費	887	860	27
損 害 保 険 料	15	12	3
原賠機構一般負担金	124	-	124
普 及 開 発 関 係 費	19	80	▲61
養 成 費	21	16	5
研 究 費	88	128	▲40
諸 費	141	402	▲262
固 定 資 産 除 却 費	284	250	34
そ の 他	17	10	7
合 計	2,141	2,391	▲251

◆控除収益(販売電力料を除く)

(億円)

	今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B
託 送 収 益	23	11	12
事 業 者 間 精 算 収 益	1	1	1
電 気 事 業 雑 収 益	210	190	20
遅 収 加 算	-	23	▲23
預 金 利 息	0	0	▲0
合 計	235	226	9

◆前回料金原価からの主な増減要因

(億円)

- ・ 火力発電所高稼働等による廃棄物処理費・消耗品費の増 : 60
- ・ 原賠機構一般負担金をH23より計上 : 124
- ・ スマートメーターへの対応等に伴う委託費の増 : 27
- ・ 諸費・補償費の減 等 : ▲285

◆経営効率化計画に基づき、 今回料金原価に反映した主な効率化施策

(億円)

- ・ 競争発注の拡大等による調達価格の削減 : ▲121
- ・ 販売拡大活動やイメージ広告等の普及開発関係費の削減 : ▲21
- ・ 寄付金、団体費等の諸費の削減 : ▲19
- ・ 販売に係る研究費の削減 : ▲16

【参考】普及開発関係費・研究費・諸費

- 「審査要領」の内容を踏まえ、イメージ広告やオール電化関連業務、販売活動に係るPR館運営費を全額カットしております。
- 研究費については、電中研分担金も含めて研究内容を個別に精査し、電力の安定供給の観点から研究件名を厳選しております。
- 寄付金については全額原価に算入していません。
- また、団体費については、12団体のみを原価に算入しております。

◆普及開発関係費・研究費・諸費

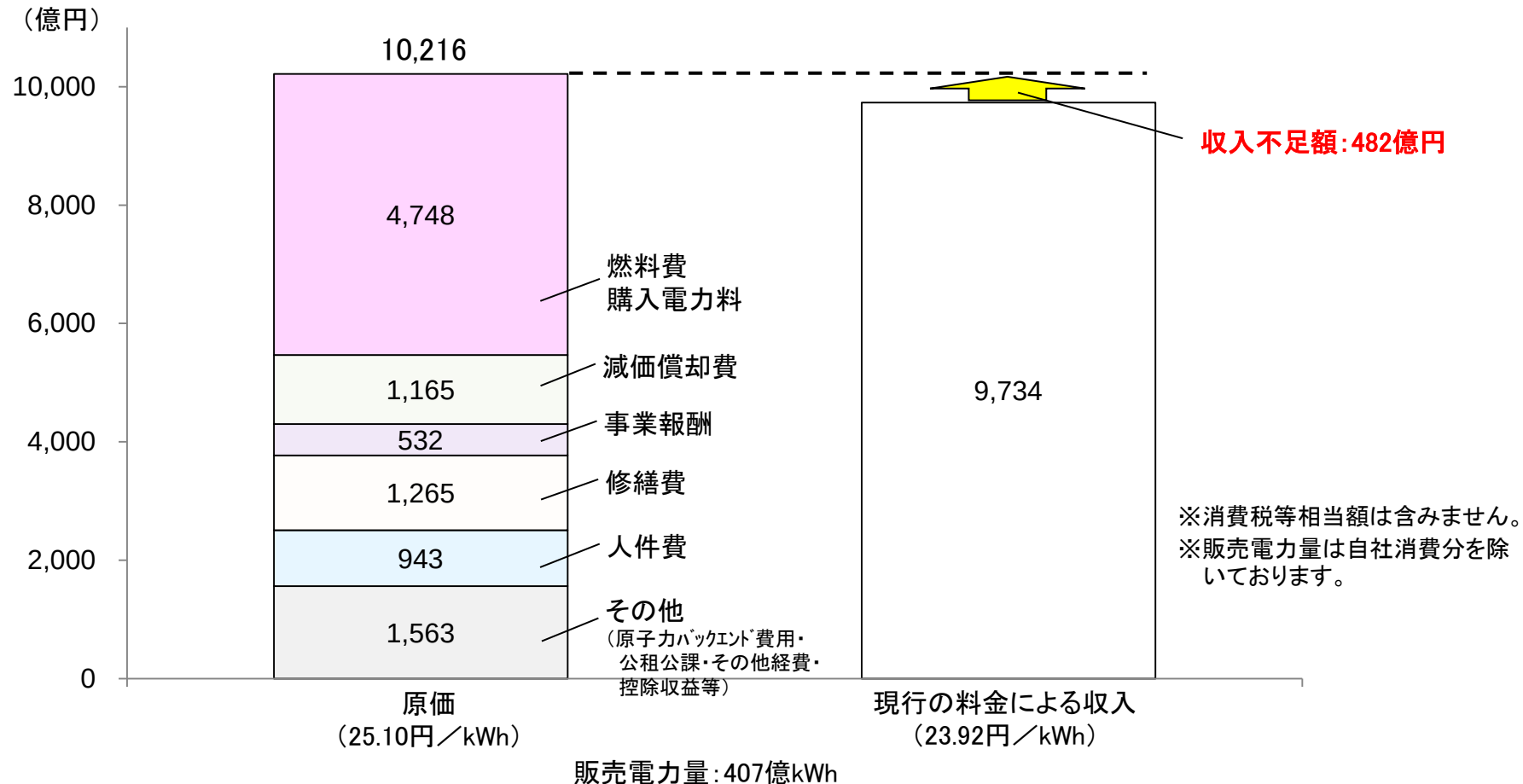
(億円)

			今 回 (H26～H28) A	前 回 (H20) B	差 引 A-B	備 考
普 及 開 発 関 係 費	① イ メ ー ジ 広 告		-	12	▲12	・全額不算入
	② オ ー ル 電 化 関 連 費 用		-	38	▲38	・全額不算入
	③ P R 館（販売関連）		-	3	▲3	・全額不算入
	④ 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		19	27	▲8	・省エネ推進及びピーク電力の抑制を目的としたPR、コンサルティング等
	合 計		19	80	▲61	
研 究 費	自 社 研 究 費		49	81	▲32	・研究内容を精査のうえ算入
	分 担 金（電中研等）		39	47	▲8	
諸 費	寄 付 金		-	5	▲5	・全額不算入
	団 体 費	1 2 団 体	9	5	4	・海外電力調査会(1)、海外再処理委員会(1)、原子力安全推進協議会(4)、電力系統利用協議会(1)、世界原子力発電事業者協会(0.5)、日本卸電力取引所(0.1)、地域共同防災協議会(6団体合計:1.5) ※()内は今回の算入額
		そ の 他	-	19	▲19	・上記12団体以外の団体費は全額不算入 (電気事業連合会を含む)

5. 原価および収入（規制部門）

- 原価算定期間における規制部門の原価は、3か年平均で1兆216億円となります。
- 一方、当該期間での現行の料金による収入は、9,734億円となる見込みであり、最大限の経営効率化によるコスト削減を反映しても、年平均482億円の不足となります。
- そのため、お客さまにはご負担をおかけすることとなり、誠に心苦しい限りですが、規制部門で平均1.18円/kWh(4.95%)の値上げをお願いいたします。

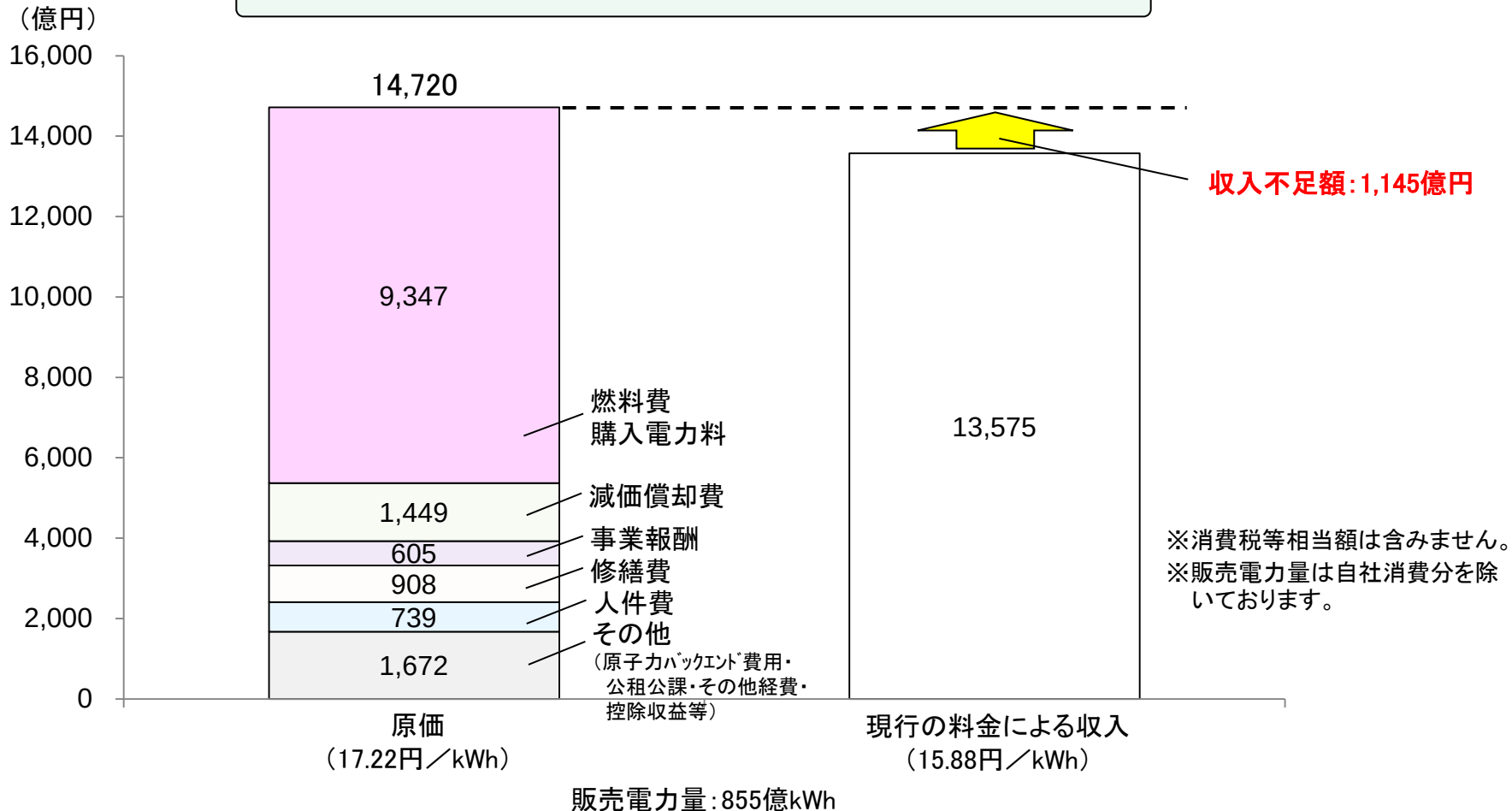
原価と「現行の料金による収入」の比較（規制部門・平成26～28年度平均）



5. 原価および収入（自由化部門）

- 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1兆4,720億円となります。
- 一方、当該期間での現行の料金による収入は、1兆3,575億円となる見込みであり、最大限の経営効率化によるコスト削減を反映しても、年平均1,145億円の不足となります。
- そのため、お客さまにはご負担をおかけすることとなり、誠に心苦しい限りですが、自由化部門で平均1.34円/kWh(8.44%)の値上げをお願いいたします。

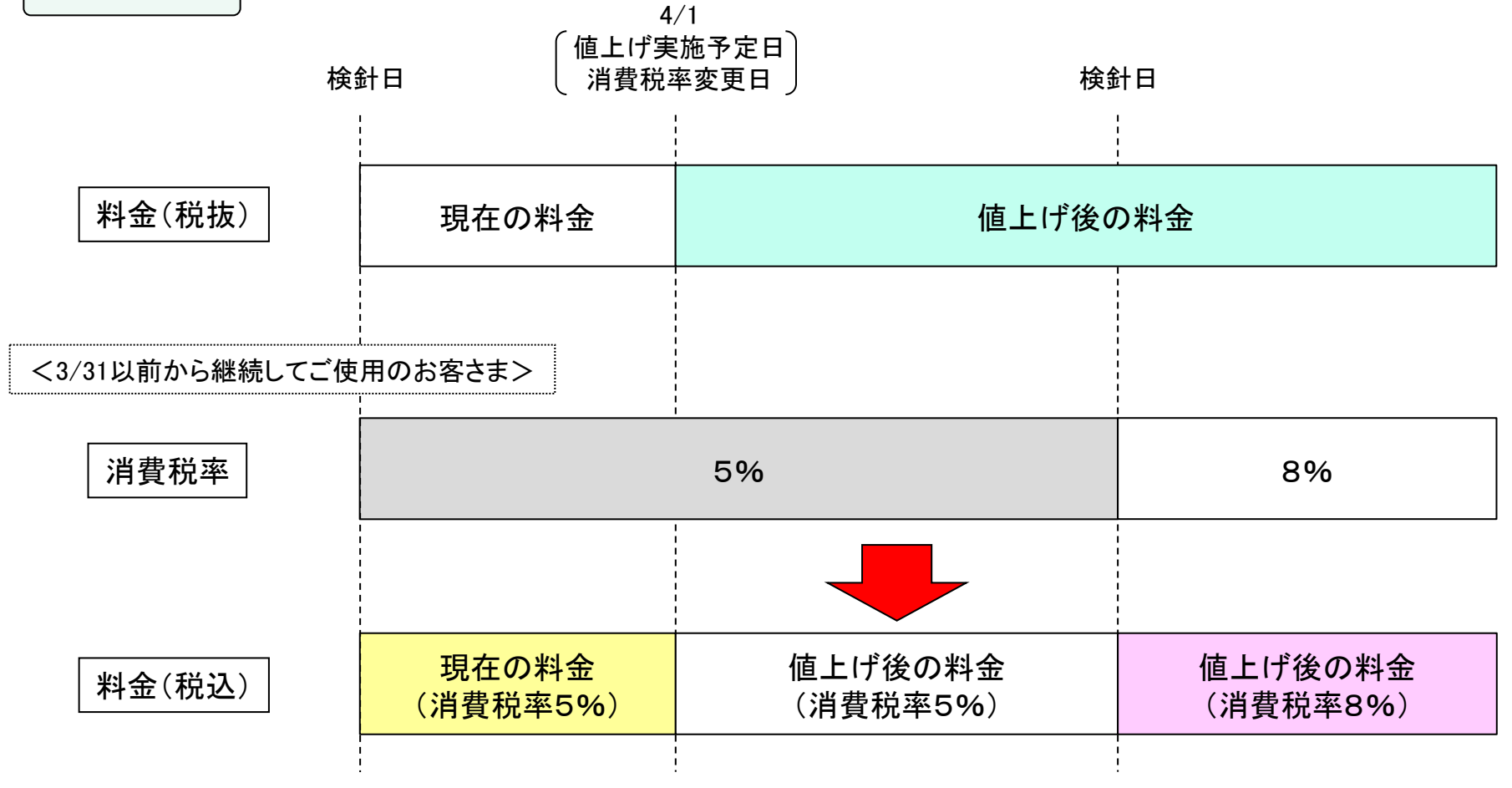
原価と「現行の料金による収入」の比較(自由化部門・平成26～28年度平均)



6. 消費税率の変更について

- 平成26年4月1日から、消費税率が現行の5%から8%へ変更となります。
- 平成26年3月31日以前から継続して電気をご使用いただいている場合、平成26年4月の検針日の前日までのご使用分については、5%の消費税率に基づく料金を適用させていただきます。

イメージ図



※消費税率について、上記の期間に新たに契約を開始もしくは廃止をされた場合等、これによらない場合がございます。

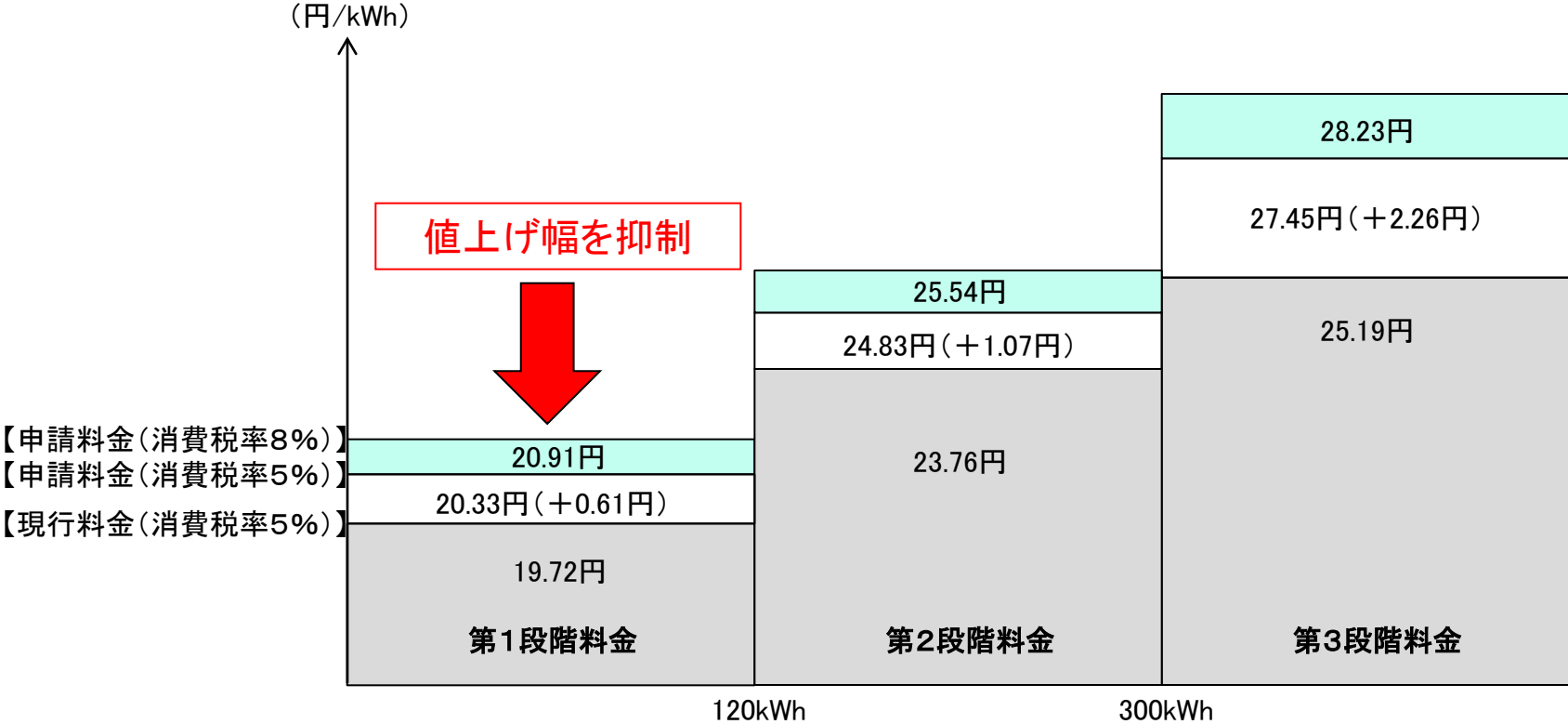
※料金の算定期間が値上げ実施日をまたぐ場合、日割り計算をいたします。

※実際の値上げ実施日は、経済産業大臣の認可を受けて決定されます。

7. 規制部門の料金(ご家庭向け電気料金設定の考え方)

- ご家庭向け電気料金は、ご使用量の増加に伴い電力量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。
- 今回の値上げにあたりましては、毎日の暮らしに必要な不可欠なご使用量に相当する第1段階料金の値上げ幅を小さくしております。また、省エネルギー推進という観点から、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。

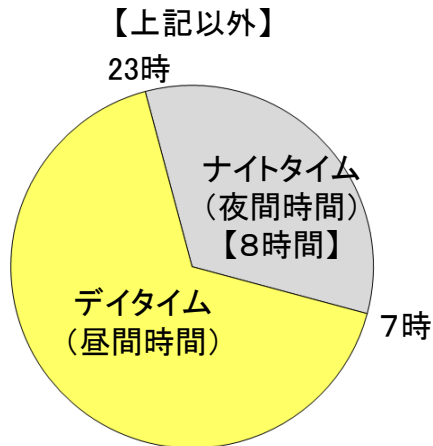
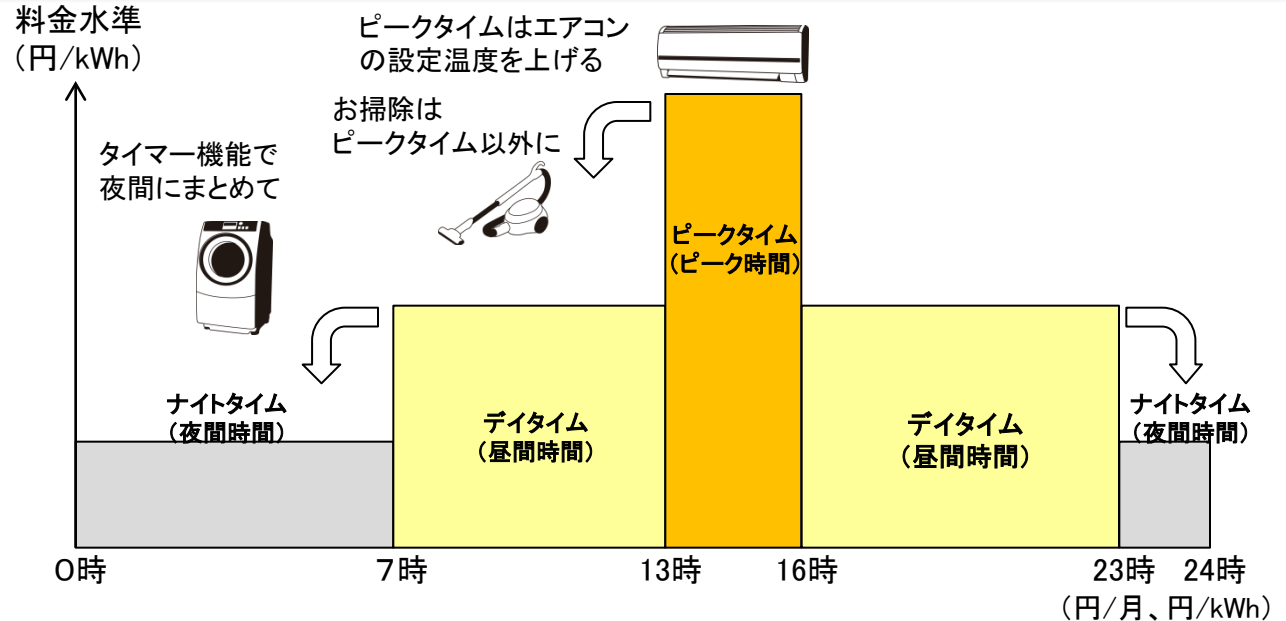
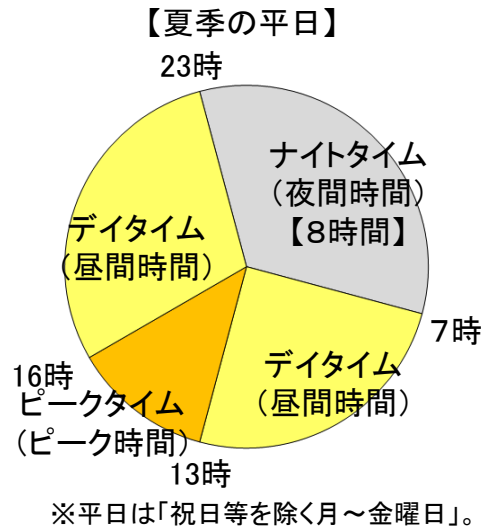
3段階料金制度(従量電灯Bの場合)



※()内は、現行料金(消費税率5%)から申請料金(消費税率5%)への値上げ幅を示しています。
※現行料金には、平成25年6~8月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。
※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。

7. 規制部門の料金(ピークシフト電灯の設定)

- お客さまにお選びいただけるメニューとして、新たにピークシフト電灯を設定いたします。
- これは、ピークタイム[夏季(7/1～9/30)の平日13～16時]の料金をより高く設定することにより、ピークタイムの節電や、電気のご使用をピークタイムからデイトタイム・ナイトタイムに、またはデイトタイムからナイトタイムに移行していただくことで、電気料金の低減が可能になるメニューです。
- 今回、認可申請した料金の実施に合わせて、当メニューを実施いたします。

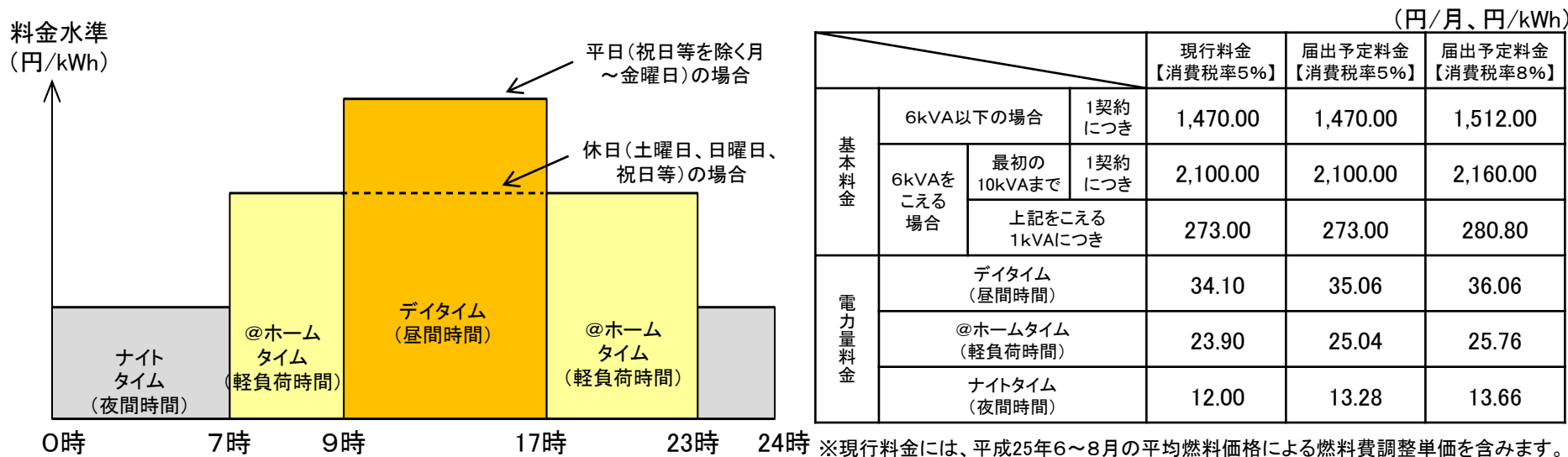


				届出予定料金 【消費税率5%】	届出予定料金 【消費税率8%】
基本料金	6kVA以下の場合		1契約につき	1,260.00	1,296.00
	6kVAを こえる 場合	最初の10kVAまで	1契約につき	1,890.00	1,944.00
		上記をこえる1kVAにつき		273.00	280.80
電力量料金	ピークタイム(ピーク時間)			56.62	58.23
	デイトタイム(昼間時間)	～90kWh		23.18	23.85
		91～230kWh		28.31	29.12
		231kWh～		31.28	32.17
	ナイトタイム(夜間時間)			13.28	13.66

7. 規制部門の料金(選択約款の変更)

【3時間帯別電灯のご加入条件の一部変更について】

- 3時間帯別電灯は、時間帯によって異なる電力量料金単価を設定することにより、割安な時間帯に電気のご使用を移行していただくことで、電気料金の低減が可能になるメニューです。
- 今回、より多くのお客さまにお選びいただけるよう、ご加入条件の一部を変更(「夜間蓄熱型機器等の保有」を廃止)いたします。
- 今回、認可申請した料金の実施に合わせて、当変更を実施いたします。



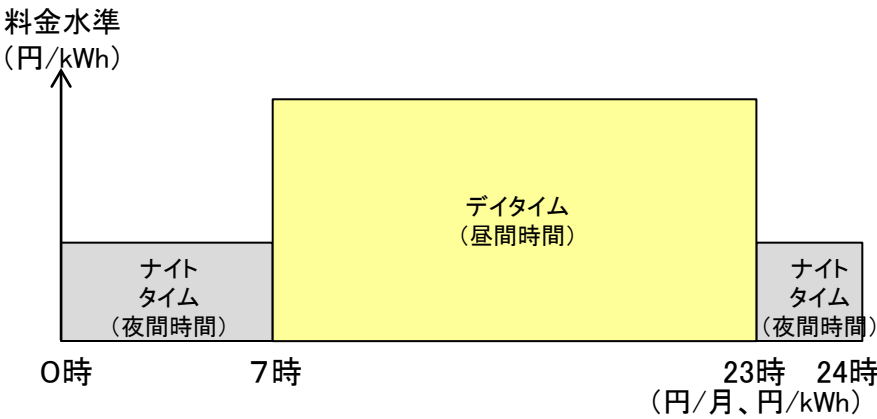
【全電化住宅割引・5時間通電機器割引・通電制御型機器割引および第2深夜電力について】

- 全電化住宅割引(3時間帯別電灯)、5時間通電機器割引(3時間帯別電灯・時間帯別電灯)、通電制御型機器割引(3時間帯別電灯・時間帯別電灯・低圧深夜電力B・沸増型電気温水器契約)および第2深夜電力の新規ご加入を停止いたします。
(既にご加入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。)
- 新規ご加入の停止は、お客さまへの十分な周知期間を設けるため、以下のとおりといたします。
 - 全電化住宅割引 : 平成28年3月31日をもちまして加入停止とさせていただきます。
 - 5時間通電機器割引・通電制御型機器割引および第2深夜電力 : 平成27年3月31日をもちまして加入停止とさせていただきます。

- 季節や時間帯によって異なる電力量料金単価を設定することにより、割安な時間帯に電気のご使用を移行していただくことで、電気料金の低減が可能になるメニューです。

時間帯別電灯

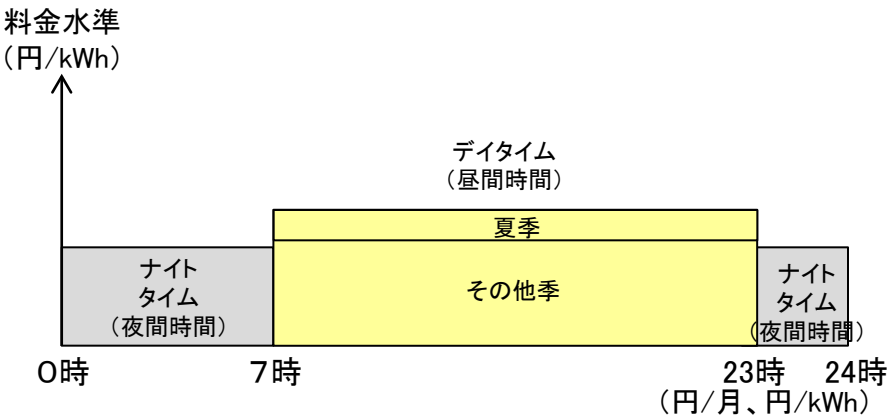
※電気のご使用をナイトタイムに移行していただくことで電気料金の低減が可能になるメニューです。



			現行料金 【消費税率5%】	届出予定料金 【消費税率5%】	届出予定料金 【消費税率8%】
基本料金	6kVA以下の場合	1契約につき	1,260.00	1,260.00	1,296.00
	6kVAをこえる場合	最初の10kVAまで 1契約につき	1,890.00	1,890.00	1,944.00
		上記をこえる1kVAにつき	273.00	273.00	280.80
電力量料金	デイトタイム (昼間時間)	～90kWh	23.37	23.67	24.34
		91～230kWh	28.22	28.90	29.72
		231kWh～	30.00	31.93	32.84
	ナイトタイム (夜間時間)		12.00	13.28	13.66

低圧季節別時間帯別電力

※業務用エアコンや工場のモーターなどの動力をお使いのお客さま向けの時間帯別料金メニューで、電気のご使用をナイトタイムに移行していただくことで電気料金の低減が可能になるメニューです。



			現行料金 【消費税率5%】	届出予定料金 【消費税率5%】	届出予定料金 【消費税率8%】
基本料金	最初の3kWまで	1契約につき	3,465.00	3,465.00	3,564.00
	上記をこえる1kWにつき		1,092.00	1,092.00	1,123.20
電力量料金	デイトタイム (昼間時間)	夏季	15.62	17.55	18.05
		その他季	14.44	15.67	16.11
	ナイトタイム (夜間時間)		12.00	13.28	13.66

※夏季は7/1～9/30、その他季は10/1～翌年6/30。

※現行料金には、平成25年6～8月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。

【参考】主なご契約メニューの値上げ影響

- 規制部門の主なご契約メニューにおける、値上げ影響額は以下のとおりです。

契約種別	1か月のご使用量		お支払い額		値上げ額 (月額)	値上げ率
			現在 (月額)	値上げ後 (月額)		
従量電灯B 30アンペア	300kWh	税抜	7,177円	7,432円	255円	3.6%
		税込	7,535円 (消費税率5%)	8,026円 (消費税率8%)	491円	6.5%
従量電灯C 12キロボルトアンペア	1,000kWh	税抜	26,590円	28,355円	1,765円	6.6%
		税込	27,919円 (消費税率5%)	30,623円 (消費税率8%)	2,704円	9.7%
3時間帯別電灯 10キロボルトアンペア 〔通電制御型蓄熱式機器 2kVA〕	760kWh 〔デイ 78kWh @ホーム 296kWh ナイト 386kWh〕	税抜	14,925円	15,712円	787円	5.3%
		税込	15,671円 (消費税率5%)	16,968円 (消費税率8%)	1,297円	8.3%
低圧電力 8キロワット 〔力率 90%〕	530kWh 〔夏季 159kWh その他季 371kWh〕	税抜	15,264円	15,959円	695円	4.6%
		税込	16,027円 (消費税率5%)	17,235円 (消費税率8%)	1,208円	7.5%

※低圧電力は、1年間のご使用量(夏季・その他季)を1か月当たりとしたものです。

※現在および値上げ後のお支払い額は、平成25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相当額を含みます。

※従量電灯B、従量電灯Cおよび3時間帯別電灯は、口座振替初回引落とし割引を反映しています。また、3時間帯別電灯には、全電化住宅割引および通電制御型蓄熱式機器割引を反映しています。

※現在のお支払い額は、平成25年6～8月の平均燃料価格による燃料費調整額を含みます。

※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ございます。

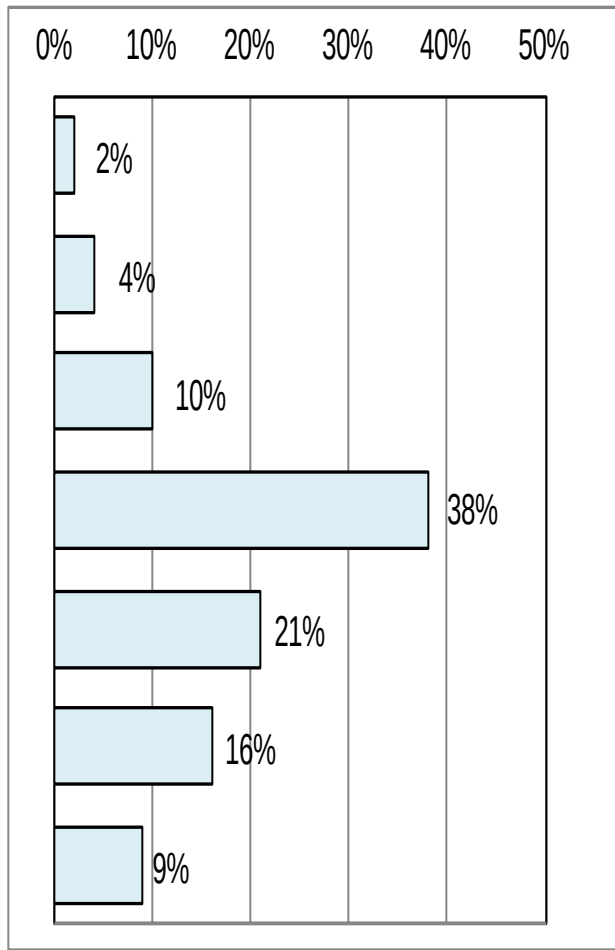
【参考】従量電灯Bにおける値上げ影響

35

- ご家庭等で最も多くご契約いただいている従量電灯Bにおける、ご使用量ごとの値上げ影響額は、以下のとおりです。

契約 アンペア	1か月の ご使用 量	お支払額		値上げ額 (月額)	値上げ率
			現在 (月額)		
10A	50kWh	税抜	1,168円	1,199円	2.7%
		税込	1,226円 (消費税率5%)	1,294円 (消費税率8%)	5.5%
15A	90kWh	税抜	2,065円	2,119円	2.6%
		税込	2,168円 (消費税率5%)	2,288円 (消費税率8%)	5.5%
20A	150kWh	税抜	3,461円	3,564円	3.0%
		税込	3,634円 (消費税率5%)	3,849円 (消費税率8%)	5.9%
30A	230kWh	税抜	5,564円	5,748円	3.3%
		税込	5,842円 (消費税率5%)	6,207円 (消費税率8%)	6.2%
40A	340kWh	税抜	8,412円	8,753円	4.1%
		税込	8,832円 (消費税率5%)	9,453円 (消費税率8%)	7.0%
50A	430kWh	税抜	10,867円	11,402円	4.9%
		税込	11,410円 (消費税率5%)	12,314円 (消費税率8%)	7.9%
60A	520kWh	税抜	13,322円	14,051円	5.5%
		税込	13,988円 (消費税率5%)	15,175円 (消費税率8%)	8.5%

○ご契約のアンペア別のシェア(平成24年度実績)



※現在および値上げ後のお支払い額は、平成25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相当額を含み、口座振替初回引落とし割引を反映しています。

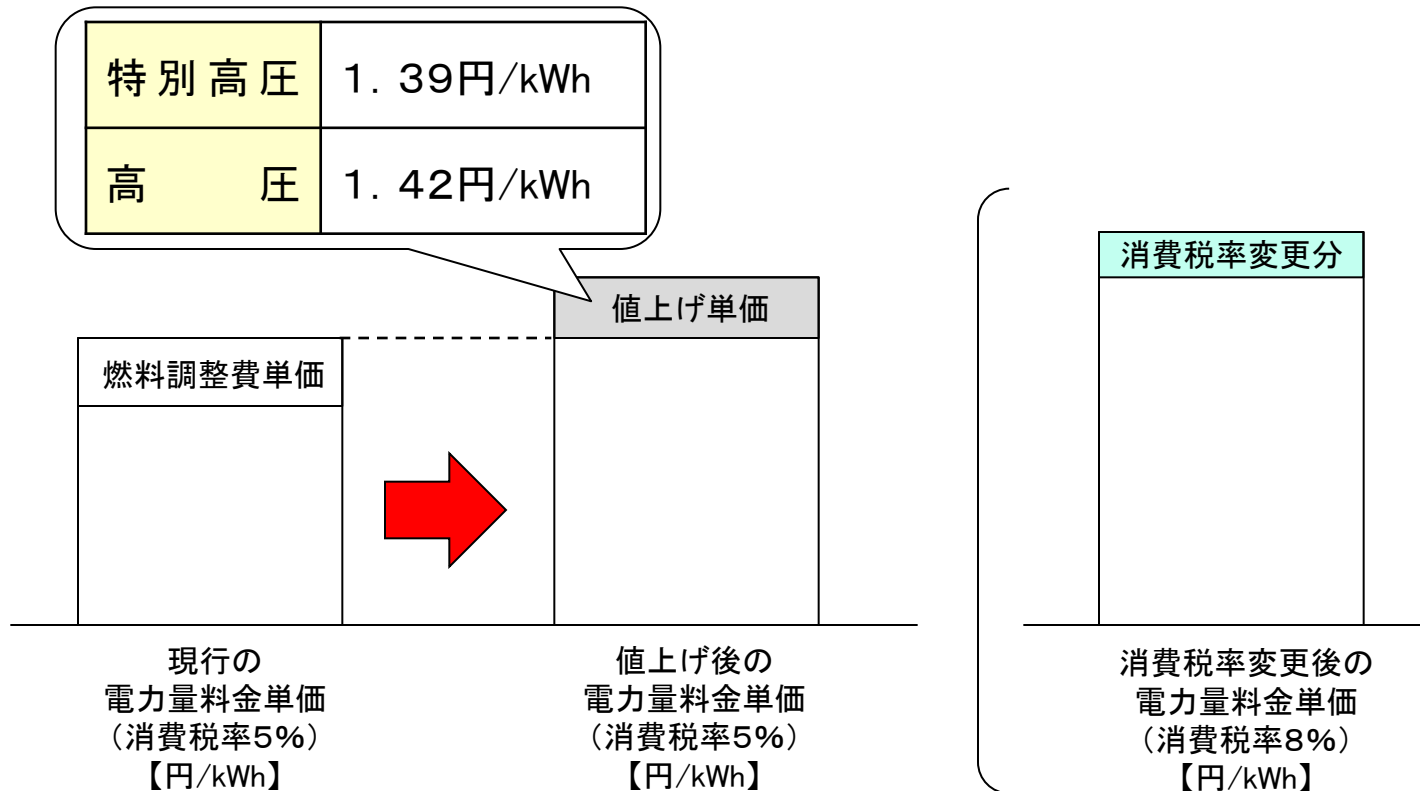
※現在のお支払い額は、平成25年6～8月の平均燃料価格による燃料費調整額を含みます。

※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ございます。

8. 自由化部門の料金(値上げの内容)

- 自由化部門のお客さまにつきましては、平成26年4月1日より、値上げをお願いいたします。
- 自由化部門の料金は、現行の電力量料金単価に以下の値上げ単価を等しく上乗せさせていただきます。
- 規制部門の料金が国の審査により変更となった場合は、自由化部門の料金についても、規制部門の料金で認可された原価に基づき、見直しをさせていただく予定です。



※特別高圧と高圧の値上げ単価差は、送電ロスの差によるものです。

※現行の電力量料金単価には、平成25年6～8月の平均燃料価格による燃料費調整単価を含みます。

※値上げ後の電力量料金単価は、燃料費調整により変動する場合がございます。

8. 自由化部門の料金(値上げ影響額の例)

● 自由化部門の主なご契約メニューにおける、値上げ影響額は以下のとおりです。

		契約電力	1か月の ご使用量		お支払い額		値上げ額 (月額)	値上げ率
					現在 (月額)	値上げ後 (月額)		
500kW以上の お客さま	業務用電力	900kW	207,000kWh 夏季: 62,100kWh その他季: 144,900kWh	税抜	400.5万円	428.7万円	28.2万円	7.0%
				税込	420.5万円 (消費税率5%)	463.0万円 (消費税率8%)	42.5万円	10.1%
	高圧電力	1,000kW	300,000kWh 夏季: 81,000kWh その他季: 219,000kWh	税抜	519.2万円	560.1万円	40.8万円	7.9%
				税込	545.2万円 (消費税率5%)	604.9万円 (消費税率8%)	59.7万円	10.9%
500kW未満の お客さま	業務用電力	90kW	17,100kWh 夏季: 5,130kWh その他季: 11,970kWh	税抜	35.3万円	37.6万円	2.3万円	6.6%
				税込	37.0万円 (消費税率5%)	40.6万円 (消費税率8%)	3.6万円	9.6%
	高圧電力	100kW	20,000kWh 夏季: 5,400kWh その他季: 14,600kWh	税抜	39.3万円	42.1万円	2.7万円	6.9%
				税込	41.3万円 (消費税率5%)	45.4万円 (消費税率8%)	4.1万円	10.0%

※端数処理の関係で、差分が一致しないことがあります。

※ご使用量は、1年間のご使用量(夏季・その他季)を1か月当たりとしたものです。

※お支払い額は、力率100%、契約継続割引率2%で算定しており、平成25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相当額を含みます。

※現在のお支払い額は、平成25年6～8月の平均燃料価格による燃料費調整額を含みます。

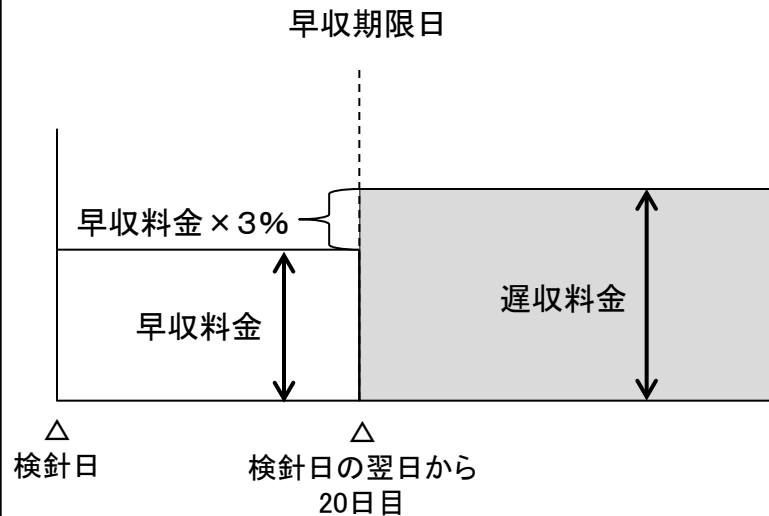
※実施日以降、実際にお支払いいただく電気料金は、燃料費調整額、再生可能エネルギー発電促進賦課金および太陽光発電促進付加金により変動する場合がございます。

9. 料金のお支払い制度の変更

- お客さまからのご意見、ご要望を踏まえ、これまでの「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。

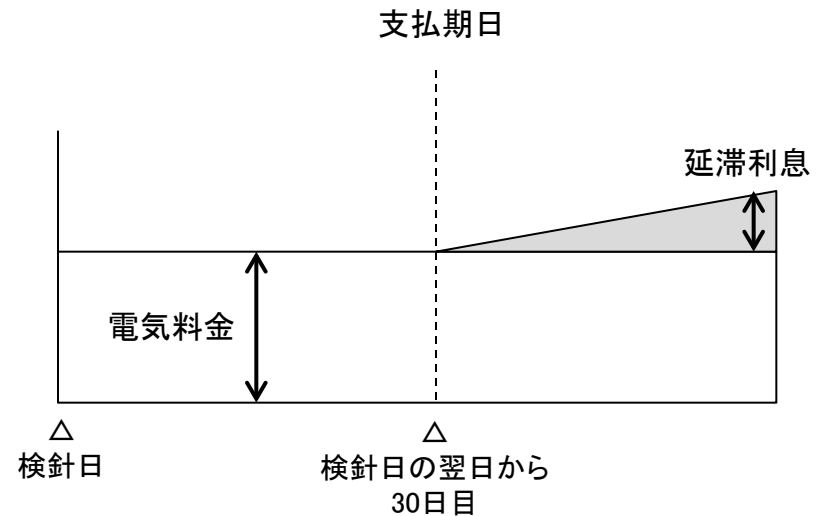
現行：早遅収料金制度

- 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、早収料金に一律3%を加算した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、その経過の日数に応じて年利10%（1日当たり約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、延滞利息はいただきません。

- ご家庭など規制部門のお客さまにつきましては、値上げを申請するに至った背景、経営効率化の取り組み、値上げ申請の内容等を当社ホームページにてお知らせする他、検針時におけるチラシの配布等により、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へ丁寧にご説明してまいります。
- さらに、各種団体の皆さまへの丁寧にご説明に努めてまいります。

ご家庭などのお客さま	● 検針時に配布させていただくチラシや検針票の裏面等により、お客さまへ幅広くお知らせしてまいります。 ● 当社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うとともに、お客さまご自身で値上げ影響額を試算することができるツールやご契約メニューを変更した場合の電気料金を比較することができるツール、節電・省エネ方法とその効果の目安を確認することができるツールをご紹介します。
各種団体さま	● 自治体さま・消費者団体さまなどの各種団体さまへの訪問等により、丁寧にご説明を実施してまいります。
お問い合わせへの対応	● 値上げ申請に関するご意見・ご要望等の専用窓口(電気料金値上げ申請に関する専用ダイヤル)を設置し、お問い合わせに対して丁寧にお応えしてまいります。

- 自由化部門の全てのお客様につきまして、値上げをお願いするに至った背景、経営効率化の取り組み、値上げの内容、値上げによる影響額等をご説明してまいります。
- なお、お客様との契約更改にあたっては、値上げのお願いについての文書の郵送や電話、訪問等を通じてお客様のご意向を確認させていただく等、丁寧な対応を心がけ、ご理解をいただけるよう努めてまいります。

契約電力500kW未満のお客様	● 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、値上げをお願いするに至った背景、経営効率化の取り組み、料金値上げの内容、料金値上げによる影響額等をご説明のうえ、契約の更改をお願いしてまいります。 ● 「電気料金値上げに関する高圧お客様専用ダイヤル」を設置し、丁寧にお応えしてまいります。
契約電力500kW以上のお客様	● 全てのお客様を訪問し、値上げをお願いするに至った背景、経営効率化の取り組み、値上げの内容、値上げによる影響額等をご説明のうえ、契約の更改をお願いしてまいります。
共 通	● 当社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うとともに、「電気料金照会サービス」や「料金プラン試算サービス」等、お客様のお役に立つツールのご提供や、電気を効率よくお使いいただくための節電・省エネ方法をご紹介します。

- 当社ホームページにおいて、契約メニュー変更によるシミュレーション等、お客さまのお役に立つツールをご紹介します。
- また、電気を効率よくお使いいただくための節電・省エネ方法についてもご紹介してまいります。

◆電気料金に関するお役立ちツールのご紹介

- 値上げによる影響額をお客さまご自身でご確認いただける「**値上げ影響額シミュレーション**」やご契約メニューを変更した場合の電気料金をお客さまご自身で比較することができる「**ご契約メニュー比較シミュレーション**」をご提供しております。
- お客さまの当月の電気料金詳細や過去のご使用量をご確認いただくことや電気料金確定のお知らせメールを受け取ることができる「**電気料金照会サービス※**」をご提供しております。
※会員登録が必要となります。（登録無料）

（例）ご契約メニュー比較シミュレーション

◆節電・省エネに関するお役立ち情報のご紹介

- 電気機器ごとの具体的な節電・省エネ方法をご紹介します。
- お客さまご自身で省エネ効果の目安を確認することできる「**省エネ効果シミュレーション**」をご提供してまいります。

（例）省エネ効果シミュレーション

◆お問い合わせ窓口

【中部電力ホームページ】 パソコン・スマートフォンサイト：<http://www.chuden.co.jp/>

【電気料金値上げ申請に関する専用ダイヤル】 0120-922-187

受付時間：月～金曜日 9:00～18:00 土曜日 9:00～17:00（日曜・祝日・12月29日～1月3日はお休みとさせていただきます）

- 当社ホームページにおいて、「電気料金照会サービス」や「料金プラン試算サービス」等、お客さまのお役に立つツールをご提供してまいります。
- また、当社ホームページやリーフレット等において、電気を効率よくお使いいただくための節電・省エネ方法をご紹介します。

◆電気料金に関するお役立ちツールのご紹介

- お客さまの過去の電気料金・ご使用量をご確認いただくことのできる「電気料金照会サービス(※)」をご提供しております。
- ご契約メニューを変更した場合の電気料金をお客さまご自身で比較することができる「料金プラン試算サービス(※)」をご提供しております。

※会員登録が必要となります。(登録無料)

(例)料金プラン試算サービス

試算する

リセット

試算結果

お客さまの最適プランは、タイムプランHです。

料金プラン	基本料金(万円/年)	電力量料金(万円/年)	電気料金(万円/年)
高圧プラン	498.98	2040.8	2539.78
高圧プランH	649.12	1768	2417.12
タイムプラン	498.98	1960	2458.98
タイムプランH	649.12	1734.8	2383.92

※上記試算結果は、お客さまにご入力いただいた契約電力等を基に試算しております。
また、契約継続割引(※)にご加入いただいている場合の割引額、燃料費調整額および太陽光発電促進付加金を含んでおりませんので、実際の電気料金と異なります。

申込書

詳細試算サービスへ

◆節電・省エネに関するお役立ち情報のご紹介

- 業種ごとの具体的な節電・省エネ方法等をご紹介します。

(例)節電方法のご紹介

運用の工夫でできる節電のポイント

空調

冷凍・冷蔵 / 圧縮空気

照明

生産

受変電・コンセント

給湯・衛生

一般動力・排水処理

【効果が高い節電のポイント①】

空調設定温度の見直し

設定温度を1℃下げると約13%の節電になります。室温は19℃を目安に設定しましょう。
ウォームビズを併用したり、天井扇や扇風機の活用で暖気を循環させて効率よく暖房しましょう。

【効果が高い節電のポイント②】

外気取入量の見直し

冬場の空調機外気取り入れ量を最適化しましょう。
ダンパ調整で外気取り入れ量を最適化しましょう。空調負荷が減り、消費電力を削減できます。

◆お問い合わせ窓口

【中部電力ホームページ】 パソコン・スマートフォンサイト: <http://www.chuden.co.jp/>

【中部電力ホームページ(法人のお客さま向け:「BizEne[ビジエネ]」)】: <http://bizene.chuden.jp/>

【中部電力ホームページ(" :「中電きっと倶楽部」)】: <http://kit.chuden.jp/>

【電気料金値上げに関する高圧お客さま専用ダイヤル】 0120-030-406

受付時間 : 月～金曜日 9:00～18:00 (土曜・日曜・祝日・12月29日～1月3日はお休みとさせていただきます)

- 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。
- 火力発電の燃料消費数量の増加により、基準単価は現行より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当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。

			今回の申請	現行	差引(今回－現行)
基準燃料価格		円／kℓ	45,900	29,500	16,400
換算係数	α	—	0.0276	0.0445	▲ 0.0169
	β	—	0.4796	0.4282	0.0514
	γ	—	0.4263	0.5104	▲ 0.0841
基準単価(税抜・平均)		円／kWh	0.205	0.172	0.033

※実際の基準単価は電圧により異なります。

〔 申請単価【消費税率5%】⇒低圧:0.223円／kWh、高圧:0.213円／kWh、特別高圧:0.210円／kWh
申請単価【消費税率8%】⇒低圧:0.229円／kWh、高圧:0.219円／kWh、特別高圧:0.216円／kWh 〕

①基準燃料価格(45,900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25年6～8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。

$$\begin{array}{lcl}
 \text{〔算定式〕} & 65,706\text{円／kℓ} \times 0.0276 + 82,406\text{円／t} \times 0.4796 + 10,702\text{円／t} \times 0.4263 = 45,900\text{円／kℓ} & \\
 & \text{原油価格} \quad \alpha \quad \text{LNG価格} \quad \beta \quad \text{石炭価格} \quad \gamma &
 \end{array}$$

②基準単価(0.205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当たりの変動額です。
- 具体的には、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。

$$\begin{array}{lcl}
 \text{〔算定式〕} & 77,774\text{千kℓ} \times 1,000\text{円／kℓ} \div 378,610.9\text{百万kWh} = 0.205\text{円／kWh} & \\
 & \text{燃料消費数量(原油換算)} & \text{総販売電力量} \quad \text{基準単価}
 \end{array}$$

- 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(前述の $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ 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か月前の平均)に $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ をそれぞれ乗じて合計し算定します。

●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)

[算定式]
$$\left(\frac{\text{〇〇〇円/kl} - 45,900\text{円/kl}}{\text{毎月の平均燃料価格}} \right) \div \frac{1,000\text{円/kl}}{\text{基準燃料価格}} \times \frac{0.229\text{円/kWh}}{\text{基準単価(消費税率8\%の場合)}} = \text{毎月の燃料費調整単価}$$

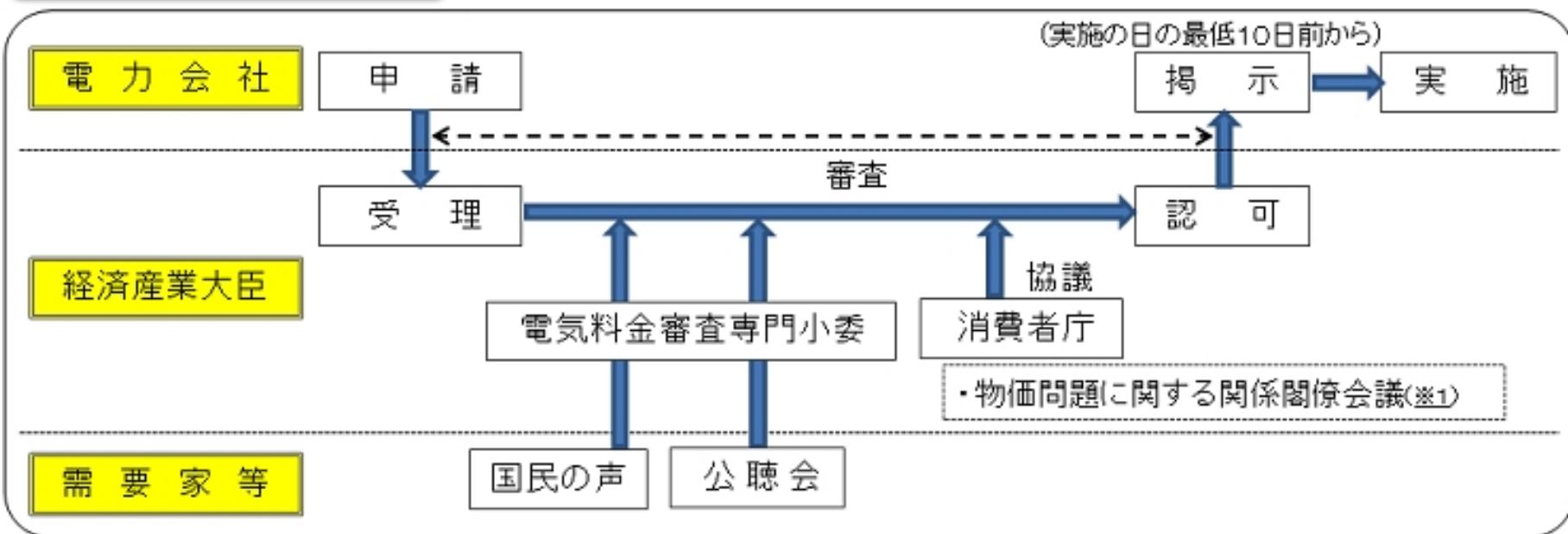
(参考) 換算係数(α 、 β 、 γ)の算定方法

	燃料構成比 a	原油換算係数 b	換算係数 c=a×b	
原油	0.0276	1.0000	0.0276	・ ・ ・ α
LNG	0.6856	0.6996	0.4796	・ ・ ・ β
石炭	0.2868	1.4864	0.4263	・ ・ ・ γ
合計	1.0000	—	—	

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

- 値上げ申請後は、電気事業法第19条に基づく経済産業大臣の審査や、広くお客さまのご意見を伺う場である公聴会（電気事業法第108条）、関係閣僚会議等を経て認可を受けます。
- 上記に加えて、「電気料金審査専門小委員会」での審査や、「消費者庁」によるヒアリングなどが行われます。

料金改定認可プロセス



(※1) 物価問題に関する関係閣僚会議(内閣官房長官が主宰)について

構成員：総務大臣、財務大臣、文部科学大臣、厚生労働大臣、農林水産大臣、経済産業大臣、国土交通大臣、内閣府特命担当大臣(金融)、内閣府特命担当大臣(消費者)、内閣府特命担当大臣(経済財政政策)、内閣官房長官。