

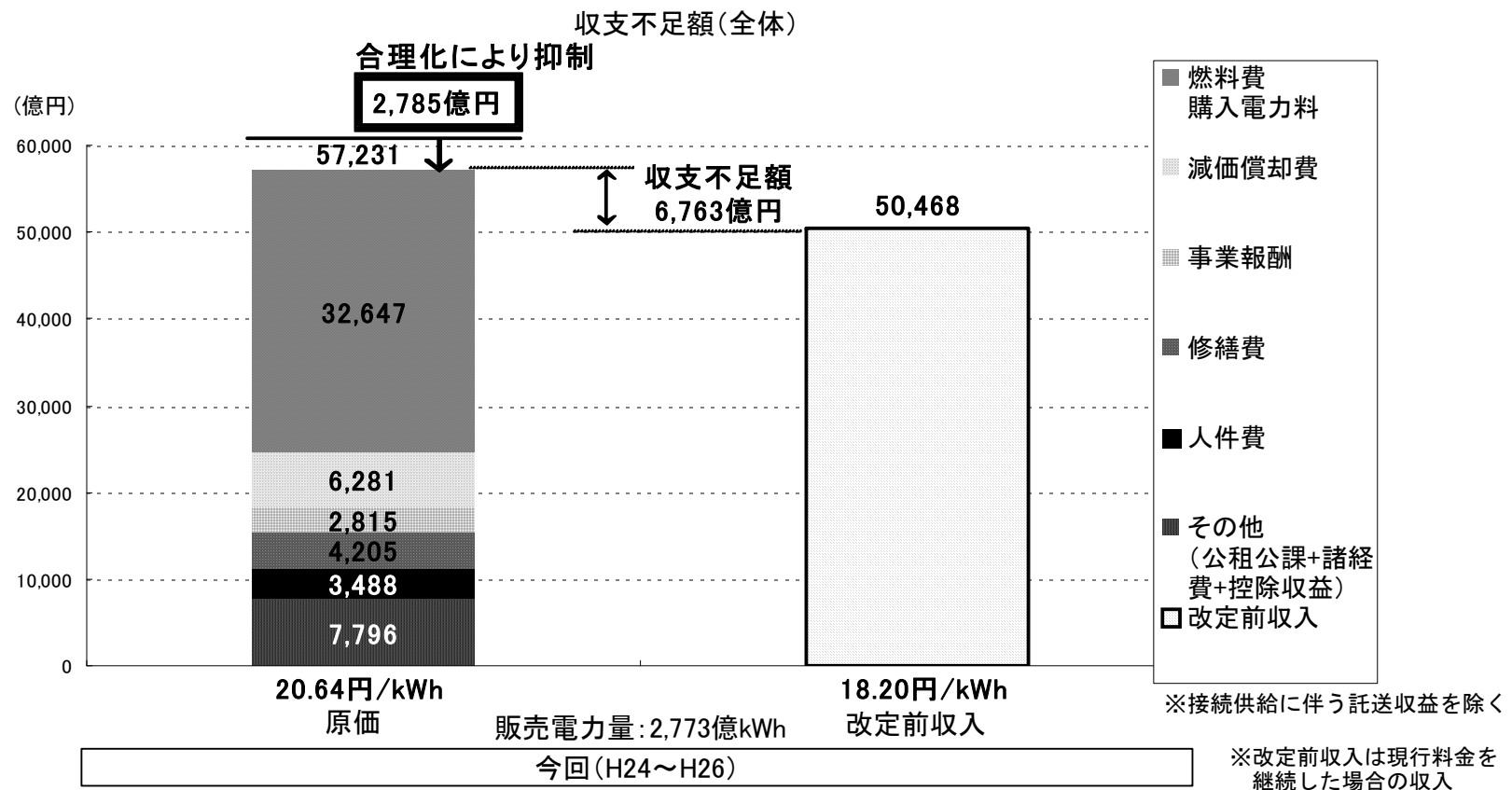
料金認可申請の概要について

平成24年5月
東京電力株式会社

1. 料金改定の概要	P2	5. 今回の改定におけるご家庭向け 料金の考え方 ...	P25
2. 原価算定の概要	P3~5	6. 新たな料金メニュー	P26~34
前回改定時との比較	P3	ご家庭など向け	P26
【参考】需給バランスなどの原価諸元	P4	【参考】主なご家庭など向けの選択約款 (既存の料金メニュー)...	P27
【参考】合理化額の内訳	P5	中小企業のお客さま①~②	P28~29
3. 原価算定の内訳	P6~20	【参考】サマーアシストプランの試算例 (金属製品)(食品スーパー)(オフィス)	P30~32
人件費	P6	大企業のお客さま	P33
【参考】全産業・他公益企業との 人件費水準比較	P7	【参考】節電にご協力頂くお客さまへのメリッ ト還元に向けた新たな取り組み ...	P34
燃料費・購入電力料等	P8	7. 値上げに係るお客さまへのご説明...P35~38	
【参考】燃料費・購入電力料等の推移	P9	規制部門	P35
修繕費	P10	自由化部門	P36
減価償却費	P11	【参考】電気料金の節約につながる情報発信	P37
【参考】緊急設置電源費用	P12	【参考】「節電&節約ナビ」のイメージ ...	P38
事業報酬	P13	【補足】	P39~49
【参考】設備投資額の推移	P14	有識者会議で議論された主な項目の結果	P40
公租公課	P15	燃料費調整の前提諸元①~② ...	P41~42
その他経費・控除収益	P16	事業報酬(レートベース)	P43
【参考】普及開発関係費・諸費・研究費 ①~②	P17~18	事業報酬(事業報酬率)	P44
【参考】安定化維持費用	P19	個別原価計算フロー①~②	P45~46
【参考】賠償対応費用	P20	自由化部門の料金	P47
4. 規制・自由別比較	P21~24	諸条件が変化した場合の原価への影響(年間)	P48
規制部門の原価・収入	P21	主なご契約種別の値上げ影響 ...	P49
自由化部門の原価・収入	P22		
モデル料金の推移	P23		
【参考】標準的なご家庭におけるモデル料金の推移	P24		

1. 料金改定の概要

- 経済産業省「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」（以下「有識者会議」）の提言を踏まえ、料金原価の算定期間を平成24～26年度の3年間（複数年間）といたしました。
- 原価については、合理化実施により2,785億円削減するものの、燃料費を中心として大幅な増加が避けられないため、総額で5兆7,231億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、5兆468億円となる見通しです。※数値はいずれも年平均値
- この結果、収支不足額は年平均6,763億円となり、お客さまには大変ご迷惑をおかけし、誠に申し訳ございませんが、規制部門については10.28%の値上げをお願いせざるを得ない状況にあります（自由化部門は16.39%の値上げとなります）。このため、赤字構造の早急な改善に向け、このたび、規制部門料金の値上げ認可申請をさせて頂いた次第です（平成24年7月1日実施を希望しております）。



2. 原価算定の概要（前回改定時との比較）

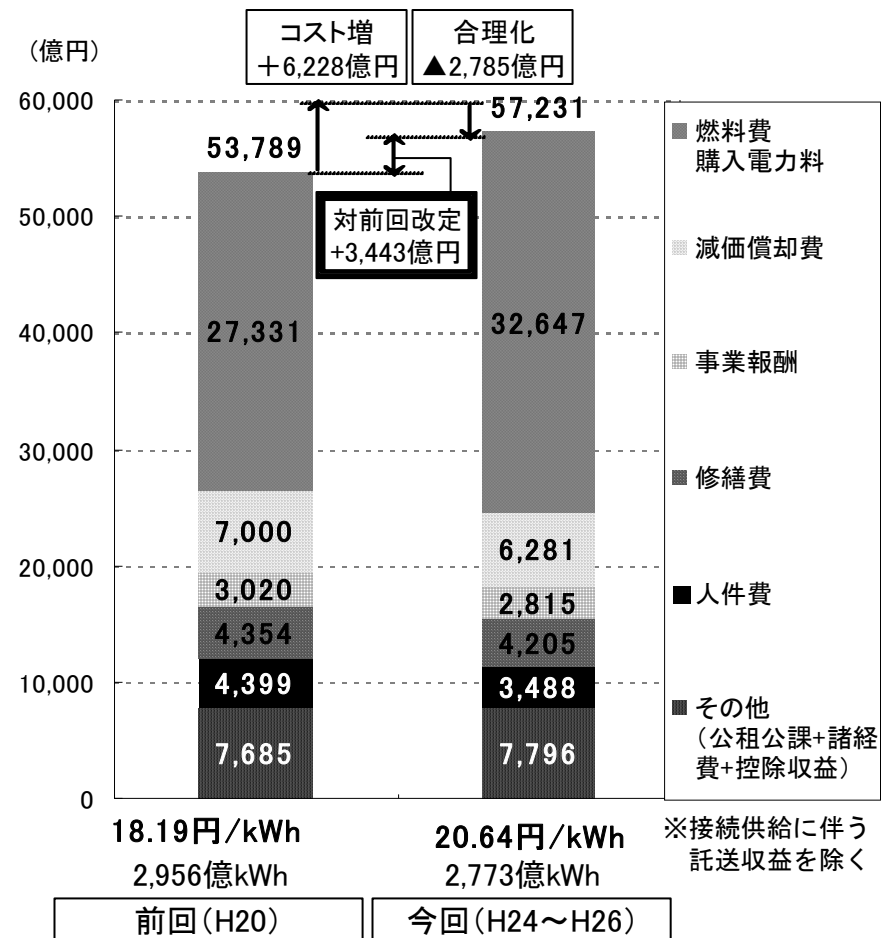
- 平成24～26年度の年平均総原価は、前回改定（平成20年度）と比較して、総合特別事業計画における合理化（2,785億円）により、人件費、資本費などを削減するものの、原子力発電所の稼働低下等に伴う燃料費、購入電力料や緊急設置電源に係る費用などの増分（6,228億円）を吸収しきれず、3,443億円の増加となる見込みです。

(億円)

	前回 (H20) A	今回 (H24～H26) B	差異 B-A
人件費	4,399	3,488	▲911
燃料費	20,038	24,704	4,666
火力燃料費	19,722	24,593	4,871
核燃料費	315	110	▲205
修繕費	4,354	4,205	▲149
資本費	10,019	9,096	▲924
減価償却費	7,000	6,281	▲719
事業報酬	3,020	2,815	▲205
購入電力料	7,293	7,943	650
公租公課	3,493	3,048	▲445
原子力バックエンド費用	1,059	668	▲391
その他経費	5,747	6,569	822
委託費	1,767	2,328	561
一般負担金	0	567	567
上記以外	3,980	3,674	▲307
控除収益	▲2,241	▲2,097	144
総原価①	54,162	57,624	3,462
接続供給託送収益②	▲373	▲393	▲20
小売対象原価③=①+②	53,789	57,231	3,443 ※
改定前収入④	53,789	50,468	▲3,320
差引過不足⑤=③-④	—	6,763	—

※6,228億円のコスト増を合理化(2,785億円)により3,443億円の抑制

今回－前回改定比較(全体)



【参考】需給バランスなどの原価諸元

- 販売電力量は、震災以降の節電効果等による需要低迷を見込んで想定しております(対前回改定比 ▲6%)。
- 供給力は、柏崎刈羽原子力発電所の再稼働を一部見込みますが、大幅な原子力発電量減(構成比: 前回22%→今回7%)による不足分を主に火力発電の稼働増により代替(同: 前回72%→今回86%)する予定です。
- この結果、燃料費、購入電力料等が大幅なコスト増(+5,130億円)となることは避けられず、収支を大きく圧迫する要因となります。
※購入電力料等は電力量に応じて変動する費用に限ります。

	前回 (H20) A	今回 (H24~H26) B	差異 B-A
販売電力量(億kWh)	2,956	2,773	▲184
原油価格(\$/バレル)	93.1	117.1	24.0
為替レート(円/\$)	107	78.5	▲29
原子力利用率(%)	43.1	18.8	▲24.3
事業報酬率(%)	3.0	3.0	0.0
平均経費人員(人)	37,317	36,363	▲954

(注)

※燃料費の算定諸元となる原油価格・為替レートは、燃料費調整との整合を踏まえ、申請時期の直近3ヶ月の貿易統計価格(H24/1~H24/3平均値)を参照しております。

※柏崎刈羽原子力発電所の稼働については、今後、安全・安心を確保しつつ、地元のご理解を頂くことが大前提ですが、今回の申請における3年間の原価算定期間においては、25年4月から順次再稼働がなされるものと仮定しております。

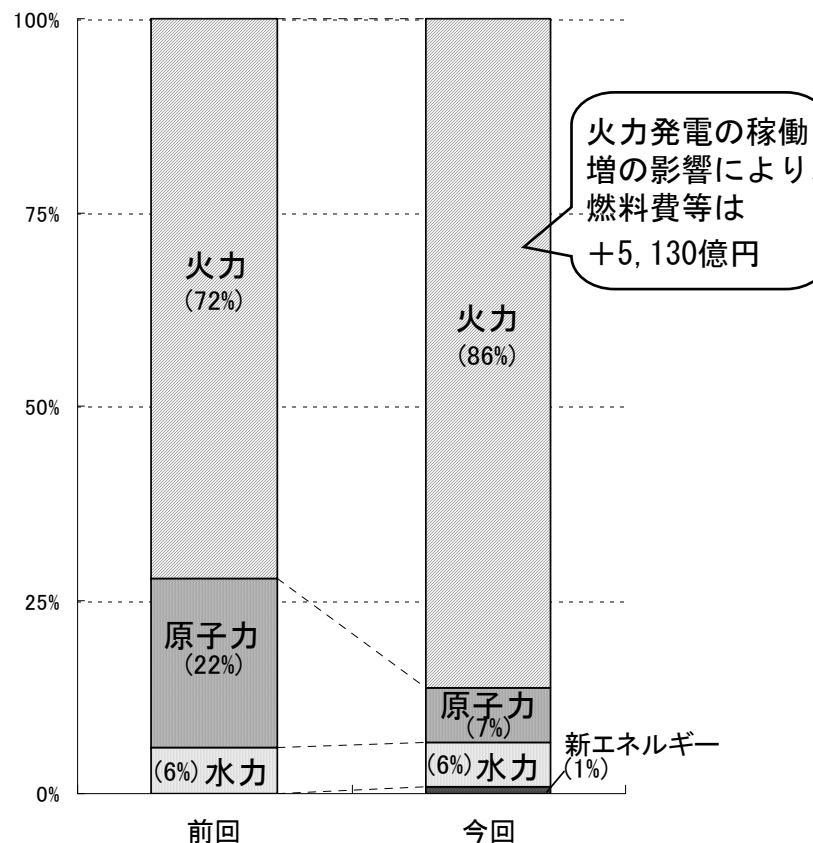
具体的には、柏崎刈羽1・5・6・7号機は25年度から順次、同3・4号機は26年度から順次、稼働がなされるものと仮定しております。

<原子力利用率> H24: 0% H25: 22% H26: 35%

(注) 今回の原子力利用率の算定においては、福島第一1~4号機を除いております。

※事業報酬率は、有識者会議の提言および当社の資金調達リスクを踏まえ、現行料金と同水準の**3.0%**と設定しております。

【発電電量の構成比】



【参考】 合理化額の内訳

- 総合特別事業計画における平成24～26年度のコスト削減額は、年平均で3,054億円を見込みます。
- この削減額のうち、原価における平成24～26年度の合理化額は、年金制度見直しによる一時的な影響等原価に含まれない削減を除いた2,785億円です。
- 緊急特別事業計画の時点（約2,200億円）から、約600億円の深掘りとなります。

<合理化額総額>

(億円)

	H24	H25	H26	H24～H26	主な内容
資材・役務調達	459	492	502	484	工事・点検の中止・実施時期の見直し、関係会社取引における競争的発注方法の拡大、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し等
買電・燃料調達	425	235	173	277	経済性に優れる電源の活用、燃料価格（単価）の低減、電力購入料金の削減等
その他経費	910	958	977	948	寄付金の廃止、厚生施設の削減、普及開発関係費の削減、テーマ研究の中止等
人件費	909	969	1,196	1,024	人員削減、給与・賞与の削減、福利厚生制度の見直し等
設備投資関連費用	11	64	77	50	中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し
合計 (①+②)	2,713	2,718	2,924	2,785	

<緊急特別事業計画における合理化額>

	H24	H25	H26	H24～H26
アクションプラン ①	2,003	2,157	2,464	2,208

※緊急特別事業計画に基づく「改革推進のアクションプラン」（昨年12月9日公表）におけるコスト削減額のうち、原価外項目を除いた額。

<総合特別事業計画で追加した合理化額>

	H24	H25	H26	H24～H26
資材・役務調達	214	182	119	172
買電・燃料調達	357	167	123	216
その他経費	4	54	59	39
人件費	126	94	83	101
設備投資関連費用	11	64	77	50
追加削減額 ②	711	561	460	577

※自由化部門の先行値上げにおいて反映した合理化額(1,934億円)は、左記アクションプランにおけるH24年度値(2,003億円)に該当します。ただし、燃料調達に係る合理化相当(68億円)を合理化額としてではなく燃料費等の減として反映したため、両者の数値は一致しません。

3. 原価算定の内訳（人件費）

- アクションプランに掲げた人員・賃金削減計画に加え、合理化の深掘りにより、前回改定に比べ900億円程度削減（社員年収削減（管理職▲25%，一般職▲20%）、年金水準の低下など）いたします。
- 役員給与については全額カットいたします。
- 福利厚生費についても、厚生・体育施設の全廃止、利子補給水準の見直しを反映いたします。

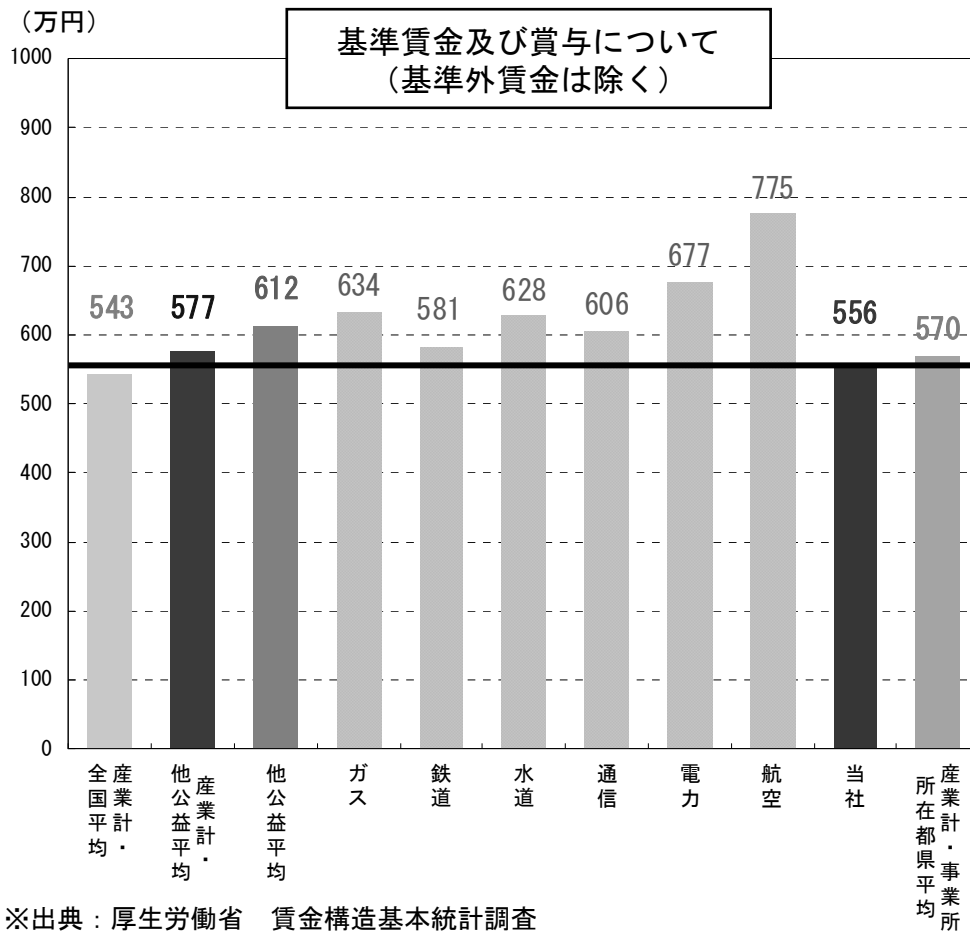
(億円、人)

	前 回	今 回	差 異	備 考
役 員 給 与	8	0	▲8	原価から全額カット
給 料 手 当	3,008	2,445	▲564	
基 準 賃 金	1,991	1,777	▲215	社員年収削減（管理職▲25%，一般職▲20%），H24夏季賞与を原価からカット，平日・休日時間外手当割増率を法定下限水準まで引下げ（平日：30%→25%，休日：40%→35%）
基 準 外 賃 金	370	370	0	
諸 給 与 金	777	369	▲409	
控 除 口 等	▲130	▲71	60	
給料手当振替額	▲22	▲20	2	
退 職 給 与 金	576	342	▲234	現役・0B共に確定給付企業年金の給付利率の下限保証引下げおよび終身年金30%減額による経常費用減を反映
厚 生 費	542	475	▲67	
法 定 厚 生 費	402	365	▲38	健康保険料の会社負担割合引下げ反映（会社負担率：73%→60%）
一 般 厚 生 費	140	110	▲30	厚生・体育施設の廃止，リフレッシュ財形の廃止，財形年金貯蓄の利子補給廃止
委 託 検 針 費	185	163	▲22	委託検針員コスト減反映
委 託 集 金 費	49	34	▲15	委託集金員コスト減反映
雑 給	52	49	▲3	顧問制度廃止
人 件 費 計	4,399	3,488	▲911	
経 費 対 象 人 員	37,317	36,363	▲954	25年度末に社員数36,000人体制（23年度期初比約▲3,600人）

※社員数は、建設人員、附帯事業人員等を含むことなどから経費対象人員と異なる値となります。

【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較

- 合理化により前回改定から人件費の約2割カットを行った結果、一人当たりの人件費(基準賃金+賞与=556万円/人・年)は、有識者会議で指摘された全産業平均および他公益企業平均と比較して、適切な水準に抑制しているものと考えております。



<有識者会議報告書>

- 一般電気事業者の規制料金原価として認めるべき人件費については、一般電気事業者が競争市場にある企業と異なり地域独占の下で競争リスクがないことを勘案し、一般的な企業の平均値を査定のメルクマールとして採用することが基本。
- 他方で、電気事業は事業規模が極めて大きいことから、小規模・零細企業の平均値をメルクマールとすることは、現実にそぐわない面があることや、公益事業としての側面を考慮すれば、規模や事業内容の類似性を持つ企業との比較も加味することが適当。
- 一般電気事業者の従業員は平均で14,000人（最小の事業者でも1,300人）であることから、産業ごと・規模ごとに比較可能な統計である「賃金構造基本統計調査」における常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本に、ガス事業、鉄道事業等類似の公益企業の平均値とも比較しつつ、査定を行うことが適当。
- その際、地域間の賃金水準の差についても考慮することが適当

※出典：厚生労働省 賃金構造基本統計調査

※従業員1,000人以上の企業を対象

※他公益平均はガス・鉄道・水道・通信の単純平均

※産業計・他公益平均は産業計と他公益平均の単純平均

※産業計・事業所所在都県平均は都道府県別データのうち当社事業所所在都県を対象とした

3. 原価算定の内訳（燃料費・購入電力料等）

●原子力発電所の低稼働に伴う火力発電所の稼働増影響等により、前回改定に比べ5,130億円程度の増加が避けられない見通しです。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	前回			今回			差異		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
自 社 計	20,663	2,732	7.56	24,992	2,550	9.80	4,329	▲182	2.24
水 力	0	122	0.00	0	111	0.00	0	▲11	0.00
火 力	19,722	1,958	10.07	24,593	2,199	11.18	4,871	242	1.11
石油系	8,124	511	15.89	6,114	383	15.95	▲2,010	▲128	0.06
ガス系	11,272	1,349	8.36	17,786	1,659	10.72	6,514	310	2.36
石炭系	325	98	3.33	693	157	4.40	368	60	1.07
原子力	941	653	1.44	398	239	1.67	▲542	▲414	0.23
新エネ	0	0	0.00	0	1	0.00	0	0	0.00
他 社 計	2,993	535	5.59	3,794	488	7.77	801	▲47	2.18
水 力	95	71	1.32	67	61	1.10	▲27	▲10	▲0.22
火 力	2,911	405	7.19	3,503	431	8.13	592	26	0.94
原子力	▲12	59	▲0.21	▲18	▲28	0.64	▲5	▲87	0.85
新エネ	0	0	0.00	242	24	9.92	242	24	9.92
合 計	23,656	3,268	7.24	28,786	3,038	9.47	5,130	▲230	2.23
	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価
合 計	23,656	2,956	8.00	28,786	2,773	10.38	5,130	▲184	2.38

※燃料費に加え、原子力バックエンド費用、地帯間・他社購入販売電力料を含みます(いずれも電力量に応じて変動する費用に限ります)。
 ※販売電力量は自社分を除きます。

【参考】燃料費・購入電力料等の推移

● 今回の原価算定期間を3年間とし、平成24～26年度の平均値を採用することで、燃料費の増額を抑制しております。

(億円, 億kWh, 円/kWh)

	今回 (H24～H26平均)			H24			H25			H26		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
自 社 計	24,992	2,550	9.80	27,687	2,494	11.10	24,868	2,569	9.68	22,420	2,588	8.66
水 力	0	111	0.00	0	124	0.00	0	107	0.00	0	102	0.00
火 力	24,593	2,199	11.18	27,671	2,369	11.68	24,413	2,182	11.19	21,696	2,047	10.60
石油系	6,114	383	15.95	8,467	536	15.80	6,772	426	15.90	3,103	188	16.52
ガス系	17,786	1,659	10.72	18,808	1,741	10.80	16,815	1,570	10.71	17,735	1,666	10.65
石炭系	693	157	4.40	395	92	4.28	826	186	4.43	859	193	4.44
原子力	398	239	1.67	16	0	0.00	455	279	1.63	724	438	1.65
新工ネ	0	1	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00	0	1	0.00
他 社 計	3,794	488	7.77	4,041	518	7.80	3,767	472	7.98	3,576	475	7.53
水 力	67	61	1.10	63	69	0.92	64	58	1.11	75	56	1.32
火 力	3,503	431	8.13	3,747	426	8.79	3,498	435	8.04	3,263	431	7.58
原子力	▲18	▲28	0.64	0	0	0.00	▲35	▲45	0.77	▲19	▲38	0.49
新工ネ	242	24	9.92	231	23	10.02	240	24	9.86	257	26	9.89
合 計	28,786	3,038	9.47	31,727	3,012	10.53	28,635	3,041	9.42	25,996	3,063	8.49
	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価
合 計	28,786	2,773	10.38	31,727	2,720	11.66	28,635	2,781	10.30	25,996	2,817	9.23

※燃料費に加え、原子力バックエンド費用、地帯間・他社購入販売電力料を含みます(いずれも電力量に応じて変動する費用に限ります)。

※販売電力量は自社分を除きます。

3. 原価算定の内訳（修繕費）

- アクションプランからの更なる深掘りとして、工事や点検の中止・実施時期の見直しなどを織り込んでおります。安定供給を前提としつつ、設備健全性を見極めながら工事や点検を厳選することで得られる削減効果の深掘り等により、前回改定に比べ150億円程度削減する見込みです。
- なお、スマートメーター導入等の新規増要因はあるものの、有識者会議においてメルクマール(比較基準)事例として挙げられた過去の修繕費率と比較しても、適切な水準に抑制しているものと考えております。

(億円)

		前回	今回	差異
水	力	100	150	50
火	力	990	913	▲76
原	子	875	709	▲166
新	工	0	3	3
送	電	297	318	21
変	電	255	189	▲66
配 電	一般修繕費	718	553	▲166
	取替修繕費	1,042	1,303	261
	配電計	1,761	1,856	95
業	務	77	66	▲10
合	計	4,354	4,205	▲149

※スマートメーター関連の増：130億円

<有識者会議報告書>

- 例えば、各社ごとに、過去実績を元にした基準（例えば、帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率）をメルクマールとして設定することが適当。

(億円)

		今回	直近5ヶ年
平均修繕費(A)		4,205	4,115
平均帳簿原価(B)		301,204	285,737
比率(A)/(B)		1.40%	1.44%

【主なコスト削減施策】

- 関係会社との取引における発注方法の工夫
 - ・競争発注の拡大や市場価格を意識したベンチマークの実施
- 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
 - ・代理店取引からメーカー直接取引への見直しや、分離発注など
- 工事や点検の中止・実施時期の見直し

3. 原価算定の内訳（減価償却費）

- 緊急設置電源の増設、大型新規電源（広野6号、常陸那珂2号）運転開始等の増加要因はあるものの、償却進行の影響等により、前回改定に比べ700億円程度削減する見込みです。
- また、有識者会議の提言等を踏まえ、長期計画停止火力（横須賀5～8号、鹿島3,4号等）に係る減価償却費は全額カットいたします。
- なお、原子力発電所の低稼働もあり、火力緊急電源の設置を進めたため、火力部門の減価償却費は全体で若干の増加となります。

【前回改定との比較】

	(億円)		
	前回	今回	差異
水力	439	371	▲ 68
火力	1,434	1,463	29
原子力	990	900	▲ 90
新エネ	—	9	9
送電	1,832	1,611	▲ 221
変電	777	643	▲ 133
配電	1,404	1,168	▲ 236
業務	124	116	▲ 8
合計	7,000	6,281	▲ 719

※長期計画停止火力はカットしております(▲10億円)

CC(コンバインドサイクル)化とは、ガスタービン発電設備に対して廃熱回収ボイラー、蒸気タービンおよび発電機などを追加設置するもので、熱効率向上や環境負荷低減に寄与します。

【緊急設置電源の運転開始】

発電所名	種類	出力(MW)	使用開始	竣工額	減価償却費(億円)				
					H24	H25	H26	3年計	3年平均
姉崎	DE	6	23年 4月	2	0	0	長期停止	1	0
横須賀	3号	GT	23年 8月	7	除却			0	0
	5,6号	GT	23年 6月	28	6	除却		6	2
袖ヶ浦	GE	112	23年 7月	17	除却			0	0
大井	1号	GT	23年 8月	93	35	除却		35	12
	2号	GT	23年 9月	100	15	12	長期停止	27	9
川崎	GT	128	23年 8月	74	28	除却		28	9
千葉	3号1軸	GT	23年 8月	272	39	33	28	100	33
	3号1軸(CC化)	CC	26年 4月	479	0	16	60	75	25
	3号2軸	GT	23年 9月	231	34	29	24	87	29
	3号2軸(CC化)	CC	26年 6月	274	0	3	34	37	12
	3号3軸	GT	24年 7月	285	28	34	29	91	30
鹿島	3号3軸(CC化)	CC	26年 7月	271	0	3	34	37	12
	7号1軸	GT	24年 7月	159	16	19	17	51	17
	7号1軸(CC化)	CC	26年 5月	367	0	12	46	58	19
	7号2軸	GT	24年 7月	298	30	36	31	96	32
	7号2軸(CC化)	CC	26年 7月	268	0	3	34	37	12
	7号3軸	GT	24年 7月	235	23	28	24	76	25
	7号3軸(CC化)	CC	26年 6月	288	0	6	35	41	14
合計				3,748	254	233	396	883	294

(注) DE:ディーゼルエンジン GE:ガスエンジン GT:ガスタービン CC:コンバインド・サイクル

※緊急設置電源の横須賀5,6号系列はGT火力であり、長期計画停止中の横須賀5,6号機(重原油)とは異なる設備です。

【参考】緊急設置電源費用

- 原子力発電所の低稼働の影響を受け、需給逼迫への対応として、敷地や送電余力のある箇所等に設置した緊急電源による原価増影響は総額で490億円程度(償却290・報酬60・賃借60・除却50億円等)と見込んでおります。

(億円)

発電所名	種類	出力 (MW)	使用開始	竣工額	減価償却費					レート ベース ②	事業 報酬 ③=②*3%	固定資産 除却費 ④	賃借料					原価計 (年平均) ⑥=①+③+④+⑤	
					H24	H25	H26	3年計	3年平均 ①				H24	H25	H26	3年計	3年平均 ⑤		
姉崎	DE	6	23年 4月	2	0	0	長期 停止	1	0	1	0		0	0	0	0	0	0	
横須賀	3号	GT	76	23年 8月	7	除却		0	0	0	0	5	119	18	0	137	46	57	
	5, 6号	GT	254	23年 6月	28	6	除却	6	2	1	0	4							
袖ヶ浦	GE	112	23年 7月	17	除却			0	0	0	0	6	39	4	0	43	14	21	
大井	1号	GT	128	23年 8月	93	35	除却	35	12	8	0	14	0	0	0	0	0	26	
	2号	GT	81	23年 9月	100	15	12	長期 停止	27	9	50	1	0	0	0	0	0	11	
川崎	GT	128	23年 8月	74	28	除却		28	9	7	0	14	0	0	0	0	0	23	
千葉	3号1軸	GT	334	23年 8月	272	39	33	28	100	33	191	6	0	0	0	0	0	39	
	3号1軸 (CC化)	CC	500	26年 4月	479	0	16	60	75	25	214	6	0	0	0	0	0	32	
	3号2軸	GT	334	23年 9月	231	34	29	24	87	29	163	5	0	0	0	0	0	34	
	3号2軸 (CC化)	CC	500	26年 6月	274	0	3	34	37	12	109	3	0	0	0	0	0	16	
	3号3軸	GT	334	24年 7月	285	28	34	29	91	30	227	7	0	0	0	0	0	37	
	3号3軸 (CC化)	CC	500	26年 7月	271	0	3	34	37	12	100	3	0	0	0	0	0	15	
常陸那珂	DE	106	23年 7月	94	除却			0	0	0	0	10	2	0	0	2	1	11	
鹿島	7号1軸	GT	268	24年 7月	159	16	19	17	51	17	126	4	0	0	0	0	0	21	
	7号1軸 (CC化)	CC	416	26年 5月	367	0	12	46	58	19	157	5	0	0	0	0	0	24	
	7号2軸	GT	268	24年 7月	298	30	36	31	96	32	237	7	0	0	0	0	0	39	
	7号2軸 (CC化)	CC	416	26年 7月	268	0	3	34	37	12	105	3	0	0	0	0	0	15	
	7号3軸	GT	268	24年 7月	235	23	28	24	76	25	187	6	0	0	0	0	0	31	
	7号3軸 (CC化)	CC	416	26年 6月	288	0	6	35	41	14	122	4	0	0	0	0	0	17	
合計					3,842	254	233	396	883	294	2,004	60	53	160	21	0	182	61	468

(注) DE:ディーゼルエンジン GE:ガスエンジン GT:ガスタービン CC:コンバインド・サイクル

※緊急設置電源の横須賀5, 6号系列はGT火力であり、
長期計画停止中の横須賀5, 6号機(重原油)とは異なる設備です。

※このほか、固定資産税18億円、委託費4億円

3. 原価算定の内訳（事業報酬）

- 「事業報酬」とは、多額の資産を有する電力会社がこれに伴う資本の調達・維持に要する資本コストに相当するもので、経済産業省令（一般電気事業供給約款料金算定規則）により、事業資産価値（レートベース）に一定の事業報酬率を乗じて算定されます。
- 今回、償却進行に伴う帳簿価額の減少等により、前回改定に比べ200億円程度削減する見込みです。
- なお、有識者会議の提言等を踏まえ、長期計画停止火力（横須賀5～8号、鹿島3,4号等）に係る事業報酬は、全額カット（レートベース：▲56億円，事業報酬：▲2億円）いたします。
- また、福島第一原子力発電所5,6号および福島第二原子力発電所は、自主的にレートベースからカット（レートベース：▲3,407億円，事業報酬：▲102億円）いたします。
- 上記の事業報酬率は、震災に伴う今後の当社に対するリスクの上昇を懸念して更に高まる可能性があります。有識者会議の提言をも踏まえ、電気料金への影響を勘案し、前回並み（3.0%）とさせていただきます。
※詳しくはP43・44をご参照下さい。

(単位：億円)

	レートベース (X)			事業報酬 (Y) = (X) × 3.0%				
	前回	今回	差異	前回	今回	差異		
特定固定資産	82,155	71,239	▲10,915	2,465	2,137	▲327		
建設中の資産	3,086	4,358	1,272	93	131	38		
核燃料資産	9,214	7,223	▲1,990	276	217	▲60		
特定投資	504	2,254	1,750	15	68	53		
運転資本	営業費1.5か月分	4,957	5,572	615	149	167	18	
	貯蔵品	燃料貯蔵品1.5か月分	2,465	3,074	609	74	92	18
		一般貯蔵品1.5か月分	115	104	▲11	3	3	▲0
	計	2,580	3,178	598	77	95	18	
	計	7,537	8,750	1,213	226	263	36	
繰延資産	0	0	0	0	0	0		
小計	102,496	93,826	▲8,671	3,075	2,815	▲260		
原変・別途	▲1,846	0	1,846	▲55	0	55		
合計	100,650	93,826	▲6,825	3,020	2,815	▲205		

【参考】設備投資額の推移

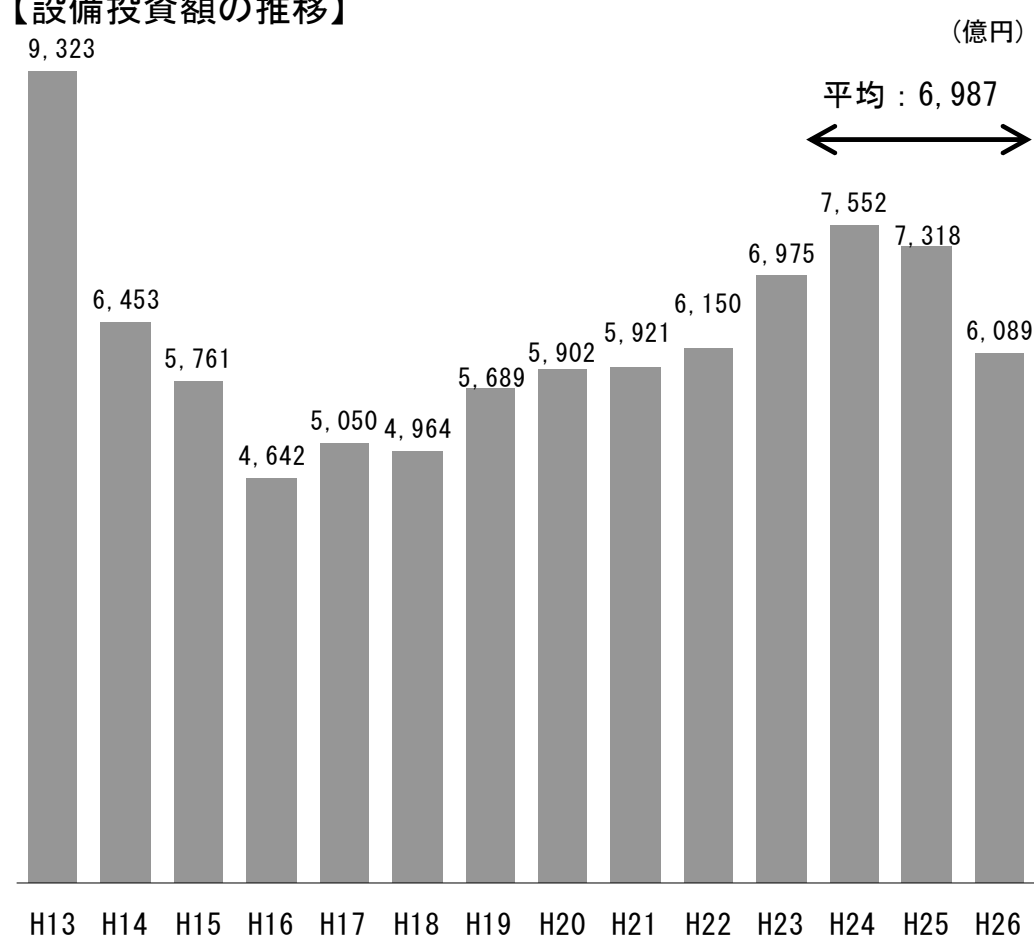
- 電源設備の投資額は、需給逼迫に伴う緊急設置電源に係る投資や原子力発電所における防潮堤設置等の津波対策および耐震対策の影響等により、前回改定に比べて1,700億円程度増加する見込みです。
- 一方、流通設備の投資額は、経年劣化による改良投資(鉄塔建替等)の増加はありますが、大型の拡充投資を減少させたことから、前回改定時と概ね同水準に留めております。

【設備投資額の内訳】

		(億円)		
		前回	今回	差異
拡 充	水 力	27	68	41
	火 力	418	1,614	1,196
	原子力	300	74	▲ 226
	新工ネ	12	18	6
	送 電	1,013	628	▲ 385
	変 電	121	147	26
	配 電	686	523	▲ 163
	業 務	55	3	▲ 52
	計	2,632	3,075	443
	改 良	水 力	88	154
火 力		403	463	60
原子力		478	1,056	578
新工ネ		0	0	0
送 電		406	674	268
変 電		273	480	207
配 電		642	698	56
業 務		144	106	▲ 38
計	2,434	3,630	1,196	
電源計	1,726	3,446	1,720	
流通計	3,340	3,259	▲ 81	
原子燃料	960	282	▲ 678	
総計	6,026	6,987	961	

※業務は流通計に含みます。
※今回値はH24～H26平均値

【設備投資額の推移】



H13 H14 H15 H16 H17 H18 H19 H20 H21 H22 H23 H24 H25 H26

※H13～H22までは実績値、H23～H26までは計画値。

3. 原価算定の内訳（公租公課）

- 公租公課は、各税法等（河川法・法人税法・地方税法等）に基づき、投資額・販売電力量・原子力発電所稼働状況等の各計画諸元をもとに算定しております。
- ※ 法人税等については、繰越欠損金による税額の減少（税制改正により、控除対象は平成24年度以降80%に留まり、残る20%は課税対象となります。）を反映しております。

(億円)

	前 回	今 回	差 異	備 考
水利使用料	41	41	0	
雑 税	101	84	▲17	
核燃料税	39	22	▲17	原子力利用率の低下による減
使用済核燃料税	6	6	0	
市町村民税・道府県民税	4	5	0	
事業所税	6	6	0	
不動産取得税	3	6	4	
都市計画税	21	19	▲2	
印紙税その他	22	21	▲2	
固定資産税	1,159	1,107	▲52	償却の進行等による減
電源開発促進税	1,159	1,091	▲68	需要減による減
事業税	655	669	14	
法人税等	379	56	▲322	
合 計	3,493	3,048	▲445	

3. 原価算定の内訳（その他経費・控除収益）

- 諸経費は、アクションプランからの更なる深掘りを加えた合理化策を反映し、加えて有識者会議の提言を踏まえた原価からのカット等を個別に実施しております。
- 一方で、原子力損害賠償に係る一般負担金や賠償対応費用、安定化維持費用により、トータルでは増加が避けられない見通しとなっております。

		前回	今回	差異			前回	今回	差異
その他 の 経 費	廃棄物処理費	138	153	15	控除 収 益	託送収益（接続除き）	▲29	▲31	▲1
	消耗品費	191	207	15		事業者間精算収益	▲5	▲3	2
	補償費	129	60	▲70		電気事業雑収益	▲500	▲473	26
	賃借料	1,485	1,477	▲8		預金利息	▲0	—	0
	託送料	200	204	3		小計	▲534	▲507	26
	事業者間精算費	30	33	3	合計（その他経費＋控除収益）				
	委託費	1,767	2,328	561	5,214	6,062	849		
	損害保険料	52	43	▲9	【主な差異要因】				
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	0	567	567	◇一般負担金（＋567）				
	普及開発関係費	210	28	▲183	※原子力損害賠償支援機構法第38条に基づき機構に納付				
	養成費	60	32	▲28	◇委託費（＋561）				
	研究費	348	176	▲172	賠償対応費用：＋229、安定化維持費用：＋215				
	諸費	321	247	▲74	使用済燃料中間貯蔵：＋93 等				
	電気料貸倒損	25	24	▲1	◇固定資産除却費（＋190）				
	固定資産除却費	770	959	190	緊急設置電源除却：＋53				
	共有設備費等分担額	26	32	6	五井火力除却：＋36 等				
	共有設備費等分担額（貸方）	▲0	▲0	0	◇廃棄物処理費（＋15）				
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲4	▲7	▲4	広野6号・常陸那珂2号増設による石炭灰運搬費用：＋16 等				
	附帯事業営業費用分担関連費〃（貸方）	▲10	▲7	3	◇消耗品費（＋15）				
電力費振替勘定（貸方）	▲8	▲1	6	安定化維持費用：＋57 等					
株式交付費	0	15	15	◇電気事業雑収益（＋26）					
社債発行費	17	0	▲17	契約超過金の減：＋18 等					
小計	5,747	6,569	822						

※その他経費は原子力バックエンド費用、控除収益は地帯間・他社販売電力料を除きます。

【参考】普及開発関係費・諸費・研究費 ①

- 諸経費のうち、有識者会議において原価算入の可否について提言された項目は以下のとおりです。

【電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書における主な記載内容】

値上げ認可時に原価として認めることが適当ではない費用

(7) 広告宣伝費（普及開発関係費）

- メディア等におけるイメージ広告や販売を単純に拡大するための営業等の広告宣伝費については原価算入を認めるべきではない。
- ただし、インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知、需要家にとって電気の安全に関わる周知、電気予報等需給逼迫時の需要抑制要請といった公益的な目的から行う情報提供は、事業を実施する上で優先度の高い費用であると考えられることから、原価算入を認めるべき。
- オール電化関連の費用は、負荷平準化に資するといった側面があるものの、現状行われている広告宣伝は販売電力量の増加という営業目的の側面もあるため、原価算入を認めるべきでない。
- PR館等の費用は、発電所立地に係る理解促進に資する部分は情報提供と考えられるが、単純な販売促進に係る部分については原価への算入を認めるべきではない。

(億円)

		前回	今回	差引	備考
普及開発関係費	①メディア等におけるイメージ広告や販売拡大目的の広告宣伝費	64	0	▲64	原価から全額カット (東京電力自然学校運営費、尾瀬広報業務委託、Switch!カード関連、電気の史料館等)
	②オール電化関連費用	29	0	▲29	原価から全額カット (エコキュート・エコアイス普及奨励金等)
	③PR館等の費用のうち単純な販売促進に係る部分	21	0	▲21	
	④インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知	6	3	▲3	
	⑤お客さまの電気安全に関わる周知	8	6	▲1	お客さま電気設備安全確保関連 等
	⑥でんき予報等需給逼迫時の需要抑制要請	0	0	0	
	⑦発電所立地に係る理解促進に資する情報提供	60	5	▲54	原子力情報誌の購入費用(お客さま配布用・公共施設配布用)、地域訪問用広報誌の作成費用 等
	⑧④～⑦以外の公益的な目的から行う情報提供	23	13	▲10	福島第一原子力発電所の作業状況報告・賠償関連等に係る広報関連費用 等
	合計(①～⑧)	210	28	▲183	

【電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書における主な記載内容】

値上げ認可時に原価として認めることが適当ではない費用

(イ) 寄付金

- 民間企業として一定の社会貢献を行うとともに、地域社会等との関係で電気事業の円滑な実施に資するといった観点から、料金原価上、一般的には諸費として整理されてきたが、費用の優先度を考慮すれば、原価算入を認めるべきではない。

(ウ) 団体費

- 各種業界団体における活動には公益的な観点があることや業界団体に加入することで情報収集が容易になるといったメリットはあるが、費用の優先度を考慮すれば、原価算入を認めるべきでない。

※上記(ア)～(ウ)でも、合理的理由がある場合には、支出内容の公表を条件に原価算入を認めることが適当。

※また、電力中央研究所の一括分担金のように、一定の比率により一般電気事業者間の負担額が定まるものは、個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価算入を認めることは適当ではない。

(億円)

		前回	今回	差異	備考
諸費（寄付金）		20	0	▲20	原価から全額カット
諸費（諸会費）		13	0	▲13	原価から全額カット
諸費（事業団体費）	電気事業連合会	21	0	▲21	原価から全額カット
	海外電力調査会	2	2	0	海外電気事業の調査研究等
	海外再処理委員会	3	2	▲1	使用済燃料輸送契約等の交渉・調整
	日本原子力技術協会	3	3	0	原子力の技術整備・安全確保
	電力系統利用協議会	2	2	0	ネットワーク利用公平性確保
	その他	3	0	▲3	原価から全額カット
	合計	33	9	▲24	
研究費（電力中央研究所分担金）		99	76	▲23	研究内容を精査のうえ算入

※前回改定(20億円)の寄付金の内訳は、自治体・地域社会の活動：10億円，学術・研究・教育：5億円，環境保全：2億円，芸術文化：1億円，国際交流・協力：1億円，災害援助他：1億円となっております。

【参考】安定化維持費用

- 福島第一原子力発電所1～4号機の作業員の放射線管理、線量低減対策に加え、敷地境界の放射線量低減を推進していくための費用の増加が避けられない見通しです。
- これらの対策を着実に実施することで、放射性物質の抑制・管理、原子炉プールの冷却機能等の維持に努めていきたいと考えております。

【安定化維持費用の内訳】

		(億円)
		H24～26 平均
委託費		215
	放射線管理業務委託費	113
	滞留水処理装置の運転委託費	57
	上記以外の委託費	45
修繕費		215
	滞留水処理装置の点検・保守費用	166
	上記以外の修繕費	49
消耗品費等：保護衣・防護具等の購入費用等		58
合計		487

※特別損失に計上される費用については、
料金原価に算入しておりません。

【放射線管理業務の内訳】

- 構内放射性物質濃度・放射線量測定業務
- 個人線量管理業務
- 水質管理・気体管理等環境管理業務
- 放射性廃棄物・産業廃棄物管理業務
- 放射性保護衣・防護具管理業務
- 放射線計測器管理・点検・修理・貸出業務
- 出入管理・搬出入管理業務
- 環境影響評価業務 等

【滞留水処理業務の内訳】

- 浄化装置運転業務
- セシウム吸着設備保守・管理業務
- 廃スラッジ貯蔵施設保守・管理業務
- 淡水化装置保守・管理業務 等

【参考】賠償対応費用

- 原子力事業者として、原子力損害の被害者の方々の目線に立った「親身・親切」な賠償を実現することが不可欠であり、その対応に伴う影響として、委託費を中心に280億円程度の原価増が避けられない見通しです。
- 主な内訳は、補償運営センターやコールセンターにおける受付業務委託費用、および業務運営に係る専門家等のコンサルティング費用などです。
※被害者の方々にお支払いする賠償額自体については料金原価に算入しておりません。

<費用の見通し>

(億円)

	H24	H25	H26	H24-26 平均
委託費 ※	372	206	108	229
賃借料	22	15	14	17
通信運搬費	16	11	5	11
その他	29	22	15	22
合計	439	254	143	278

※受付業務関連 … 121億円程度 (H24-26平均)

コンサルティング関連 … 87億円程度 (H24-26平均)

<賠償対応業務体制>

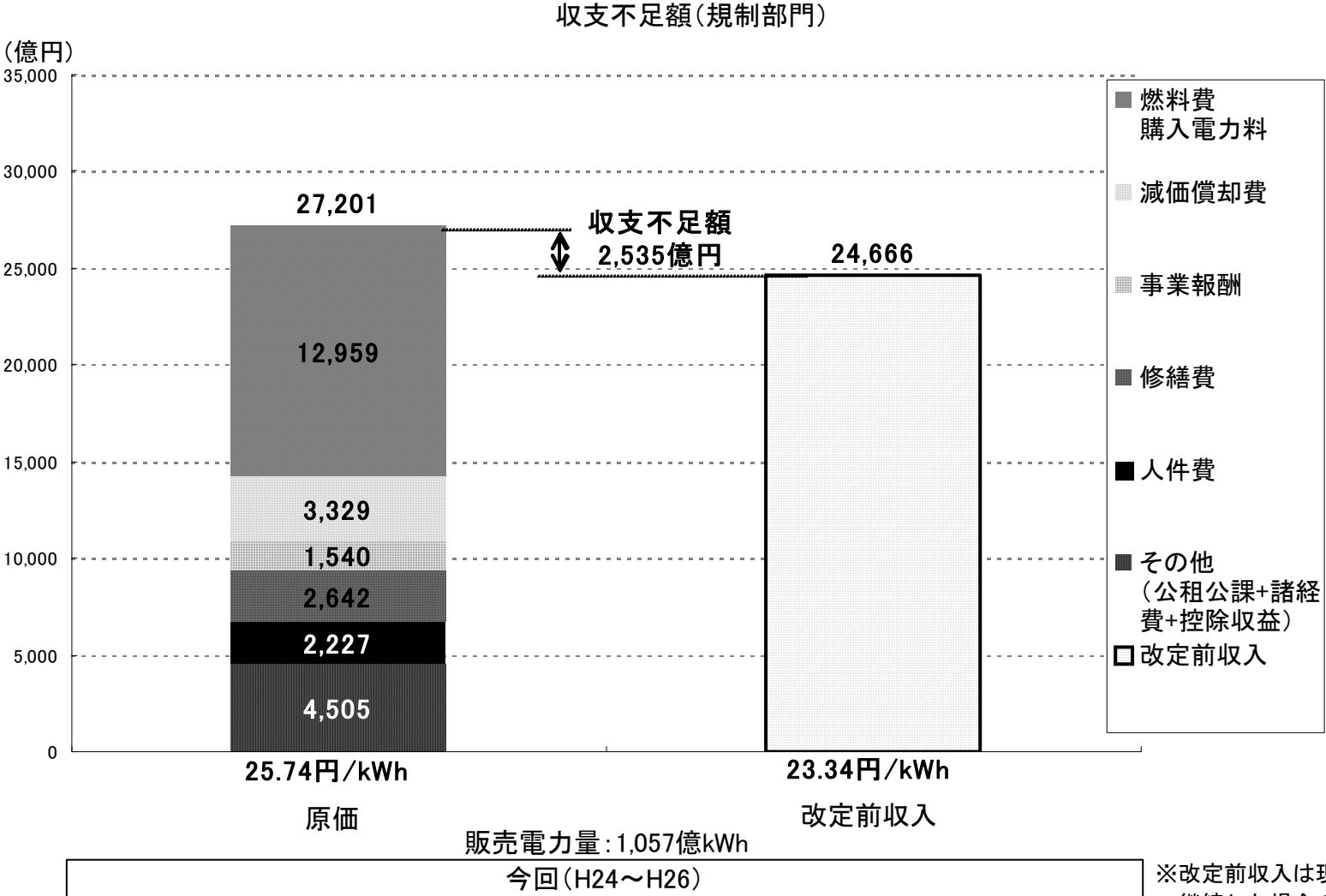
①本部 (全体の 支援・ 管理)	②補償相談センター(コールセンター) 拠点：東京	(電話での受付・ご説明)
	③補償運営センター 拠点：東京	(請求書等の発送・受領 確認・支払手続き)
	④補償相談センター 拠点：東北から静岡(14箇所)	(説明会・相談窓口 個別訪問 請求書等の配布・受付)

<福島原子力補償相談室の要員数 (4月20日現在) >

	要員数 (カッコ内は社員数 (再掲))	
①本部	約 200人	(約 200人)
②補償相談センター(コールセンター)	約 3,700人	(約 100人)
③補償運営センター	約 7,400人	(約 1,500人)
④補償相談センター(拠点)	約 1,900人	(約 1,800人)
合計	約 13,100人	(約 3,600人)

4. 規制・自由別比較（規制部門の原価・収入）

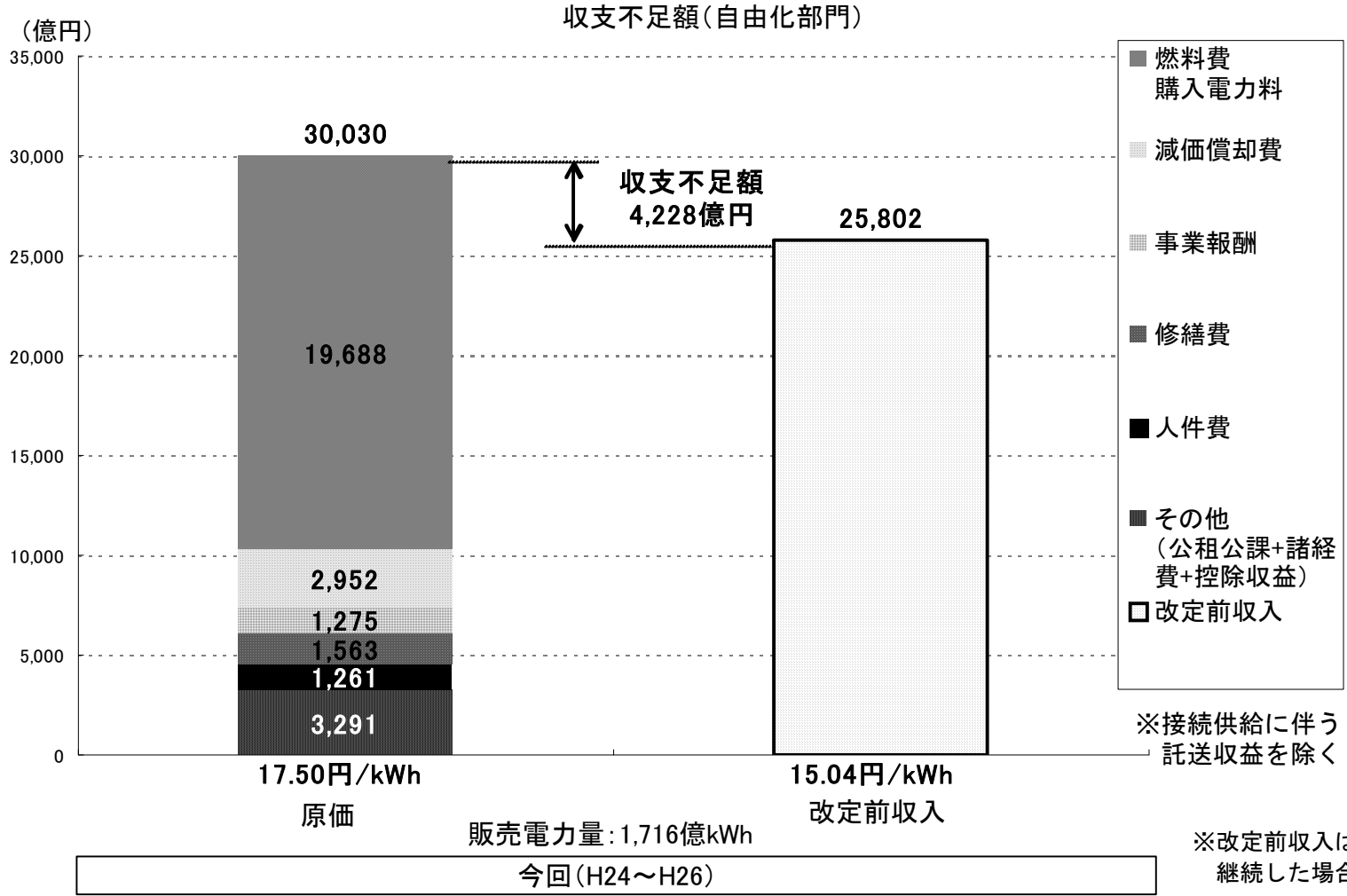
●原価算定期間に見込まれる規制部門の原価額を算定した結果、現行料金を継続した場合には、年平均2,535億円不足となります。この結果、お客さまには誠にご迷惑をおかけいたしますが、規制部門平均で2.40円/kWhの値上げをお願いせざるを得ない状況にあります。



※改定前収入は現行料金を継続した場合の収入

4. 規制・自由別比較（自由化部門の原価・収入）

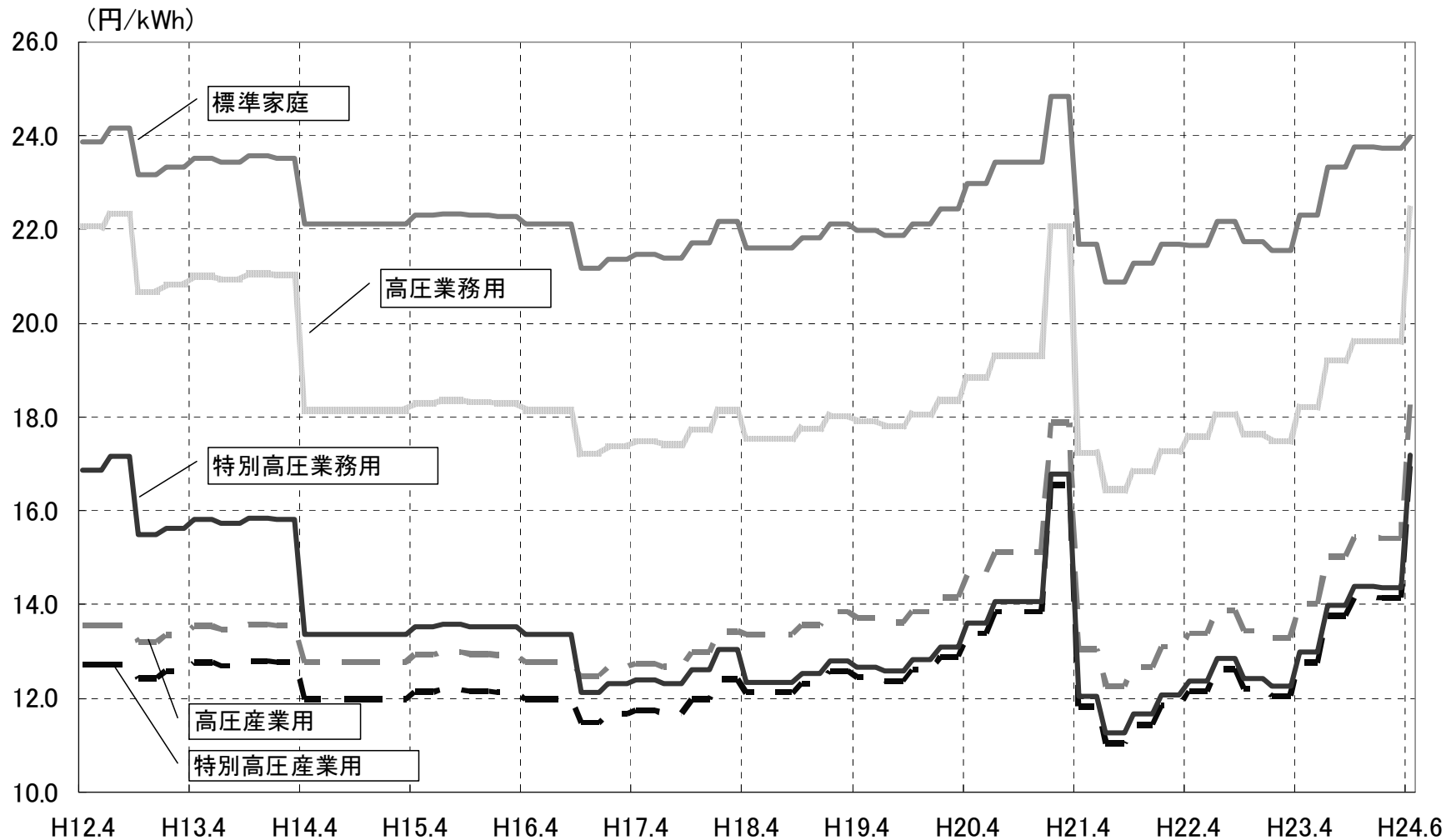
●原価算定期間に見込まれる自由化部門の原価額を算定した結果、現行料金を継続した場合には、年平均4,228億円不足となります。この結果、お客さまには誠にご迷惑をおかけいたしますが、自由化部門平均で2.46円/kWhの値上げをお願いせざるを得ない状況にあります。



※なお、本年4月以降、自由化部門の値上げをお願いさせていただいているところですが、当該値上げ後の料金と規制部門認可後に確定した自由化部門料金との差額相当は、認可後に電気料金から割り引かせていただきます。

4. 規制・自由別比較（モデル料金の推移）

- 自由化部門のお客さまにおかれましては、当社のご説明不足により、混乱を招き、誠にご迷惑をおかけいたしますが、4月以降の料金値上げを順次お願いしているところです。
- なお、ご家庭を含む規制部門のお客さまの料金は経済産業大臣の認可後に確定されることとなるため、4月以降、認可時までには、現行料金を継続させていただくこととなります。



※消費税等相当額を含みます。

【参考】標準的なご家庭におけるモデル料金の推移

- 今回の規制部門の料金改定では、標準的なご家庭の電気料金は6.9%の値上がりとなり、月額7,453円(値上げ幅は480円)となる見込みです。誠にご迷惑をおかけいたしますが、何卒ご理解を賜りたいと存じます。
- なお、月間10kWh程度の節電を実施していただいた場合、月額の料金は7,195円程度と試算されます。

(円/月, 円/\$, \$/b)

	H12改定	H14改定	H16改定	H18改定	H20改定	今回	【参考】 10kWh/月の 節電を する場合
旧料金	7,048	6,764	6,479	6,532	6,797	6,973	
新料金	6,721	6,418	6,142	6,269	6,797	7,453	7,195
改定率	▲ 4.6%	▲ 5.1%	▲ 5.2%	▲ 4.0%	0.0%	6.9%	—
為替 レート	107	122	109	117	107	78.5	78.5
原油CIF 価格	26.6	22.5	34.8	57.3	93.1	117.1	117.1

※契約種別：従量電灯B、契約電流：30A、使用電力量：290kWh/月の場合

※消費税等相当額および口座振替割引額を含みます。

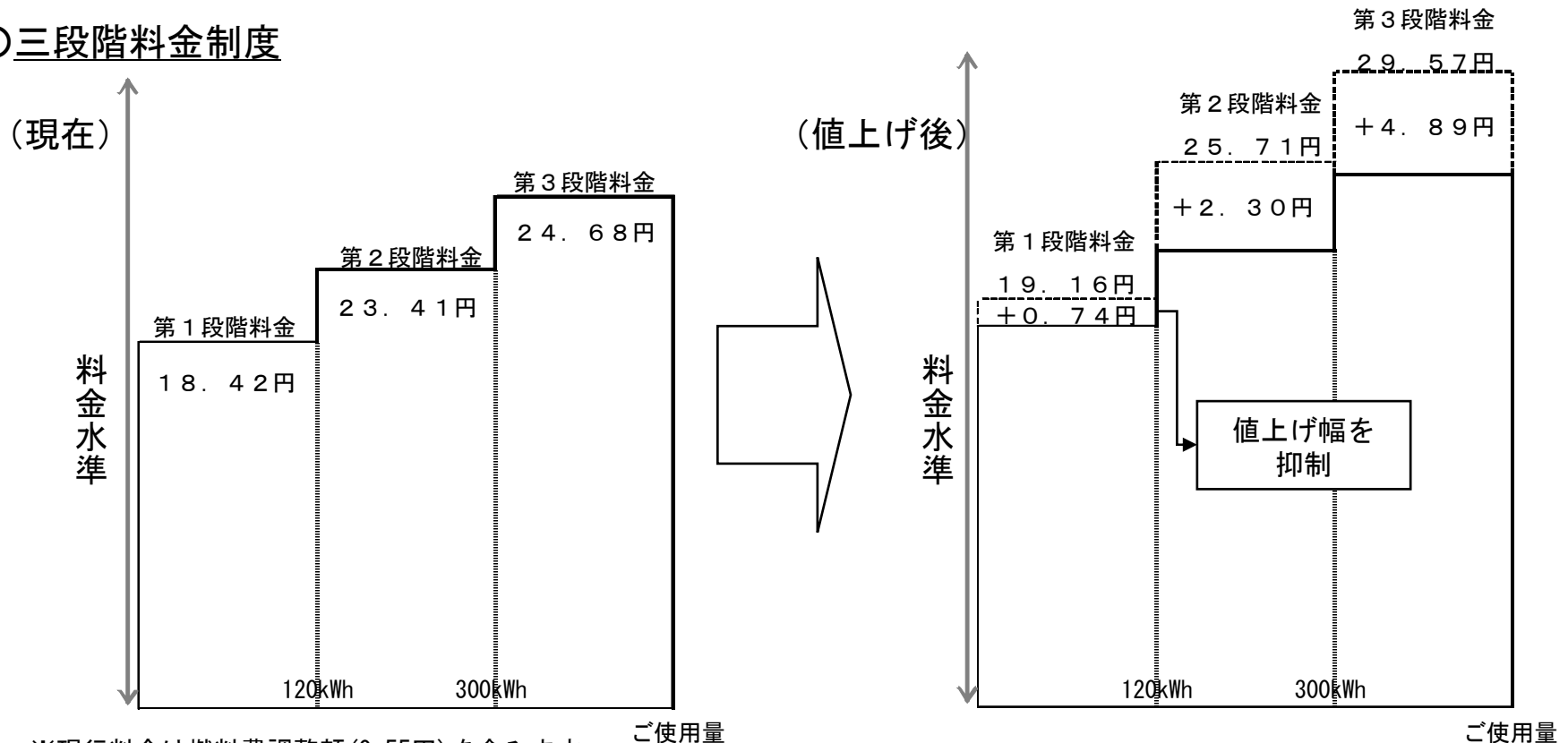
※旧料金は、改定前料金で旧約款ベースの燃料費調整額を含めたものです(今回の旧料金には、H24/6分の燃料費調整額を含みます)。

※今回の料金には、太陽光発電促進付加金を含みます。なお、平成24年7月1日に施行される再生可能エネルギー発電促進賦課金については、政府にて検討中のため含んでおりません。

5. 今回の改定におけるご家庭向け料金の考え方

- 一般のご家庭向け電気料金については、現在、ご使用量の増加に伴い料金単価が上昇するいわゆる3段階料金制を採用させていただいており、ご家庭に必要不可欠な電気のご使用量に相当する料金(第1段階)を相対的に低水準に留めております。
- 今回の値上げに当たっても、第1段階の値上げ幅を軽微に留めることで以下を実施したいと考えております。
 - ・ 照明や冷蔵庫など生活に必要不可欠な電気のご使用への影響を軽減させていただく
 - ・ 節電の実施によるメリットが大きくなる料金体系とさせていただく

○三段階料金制度

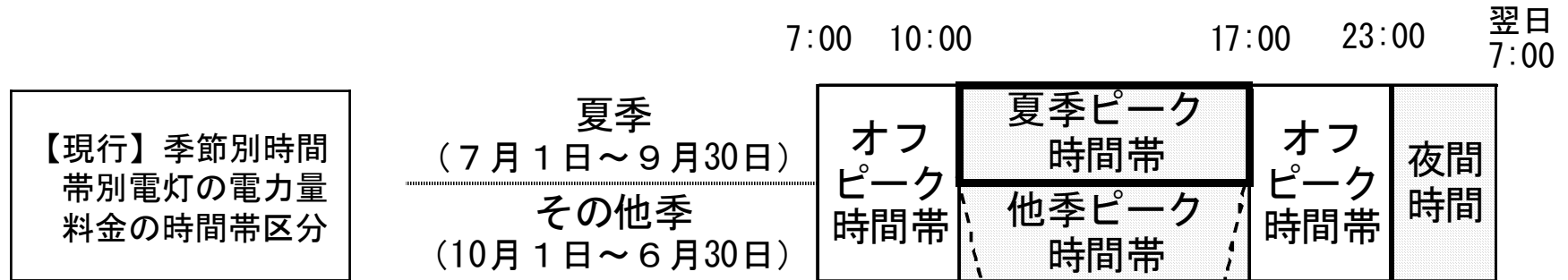


※現行料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。
 ※消費税等相当額を含みます。
 ※今回、基本料金は変更いたしません。

6. 新たな料金メニュー（ご家庭など向け）

- メニュー面では、夏季の限定された時間帯に高いピーク料金を設定し、ピーク時の節電インセンティブとさせていただき方向とし、あわせて、夜間時間帯の料金を安く設定することにより、電気のご使用を昼間から夜間に移行していただく新たな料金メニュー（ピーク抑制型季節別時間帯別電灯）を設定いたします。

○現行料金メニューとのピーク時間帯の比較



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置が必要です。



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置は不要です。

【参考】 主なご家庭など向けの選択約款（既存の料金メニュー）²⁷

- 今回の値上げに当たっても、昼夜間の料金格差を維持・継続することで、引き続きピーク需要を抑制していただくなど、節電にご協力いただける方々にメリットのあるメニューをご提供させていただきます。
- ※ そのほか、お支払い方式による割引メニュー（口座振替割引、一括前払契約）などの料金メニューを提供させていただきます。

○ 時間帯別電灯 [夜間8時間型]

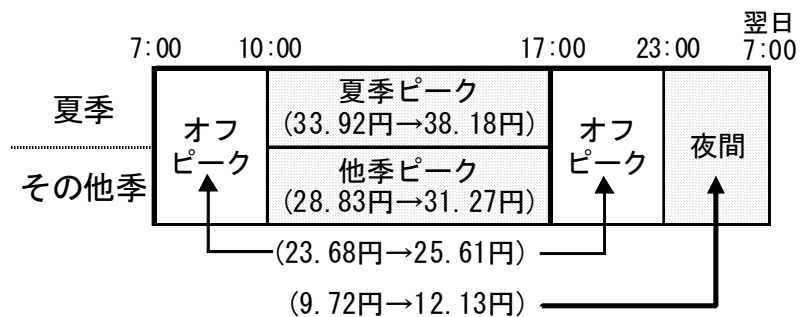
（夜間の料金を安くさせていただくメニュー）



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置は不要です。

○ 季節別時間帯別電灯

〔 夜間の料金を安くさせていただき、同時にピーク需要の抑制をお願いするメニュー 〕



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置が必要です。

○ 低圧高負荷契約（中小企業のお客さま向け）

電灯・動力設備をあわせて（合計15kW以上*）ご使用いただくお客さまで、年間を通じて負荷率を向上していただくことにより、電気料金が割安になるメニュー。

*お客さまの選択肢を拡大するため、適用範囲を現行の30kW以上から引き下げます。



※現行料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。

※消費税等相当額を含みます。

※今回、基本料金は変更いたしません。

（注）夏季は7月1日～9月30日，その他季は10月1日～6月30日

6. 新たな料金メニュー（中小企業のお客さま）①

- 小口（中小企業等）のお客さま向けに、夏季ピーク時の節電のご協力に対して料金を割引する新たなメニューをご提供させていただいております。【サマーアシストプラン（公表済み）】

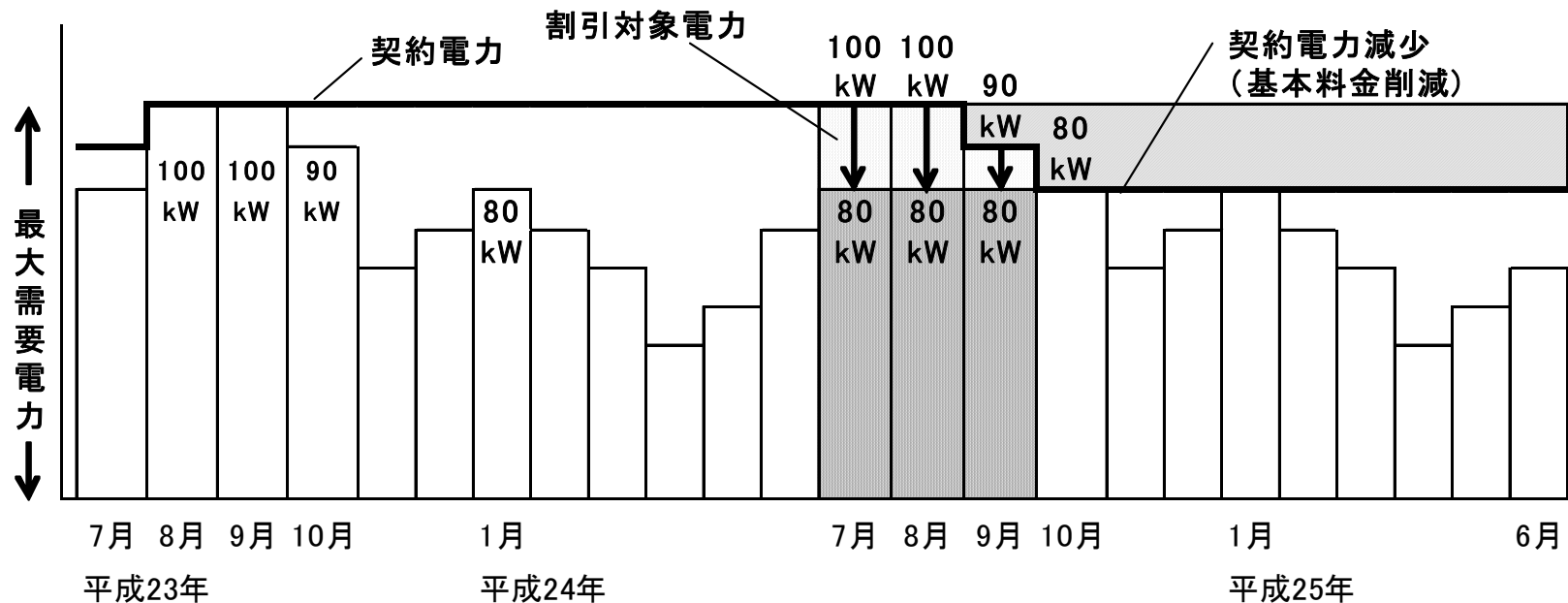
○デマンドダイエットプラン
 今夏（7月～9月）の各月の最大需要電力が契約電力を下回った場合に、下回った分の電力(kW)に応じて電気料金を割引させていただくメニュー。

契約電力500kW未満（小口）のお客さま【申込不要】

割引対象電力 ～以下の例の場合

7月分	20kW (100kW－80kW)
8月分	20kW (100kW－80kW)
9月分	10kW (90kW－80kW)

合計 50kW

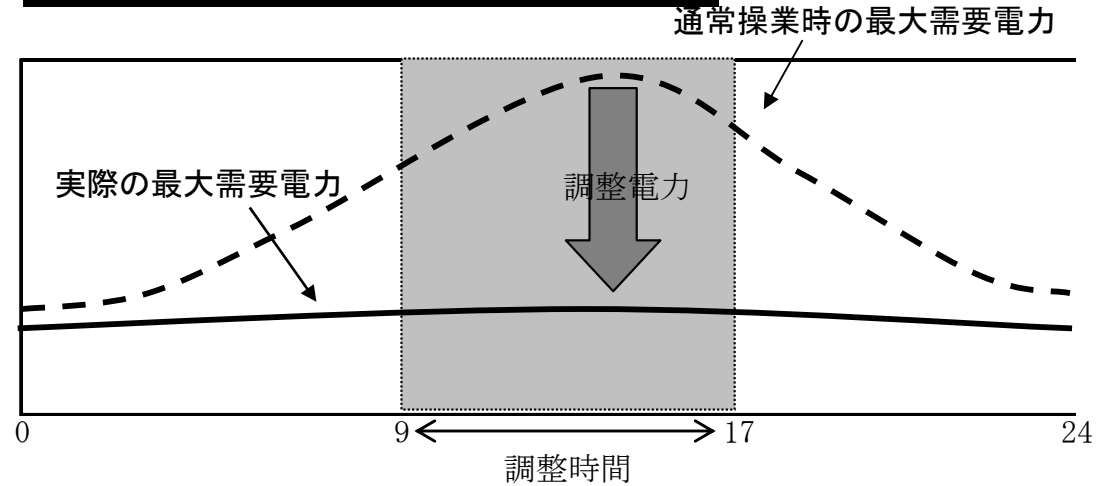


6. 新たな料金メニュー（中小企業のお客さま）②

○サマーホリデープラン

今夏（7月中旬～9月初旬）において、土・日曜日、祝日などの休業日を平日に変更するなど、平日に新たな休業日を計画的に設定し、契約電力の50%以上を削減していただける場合に、電気料金を割引させていただくメニュー。

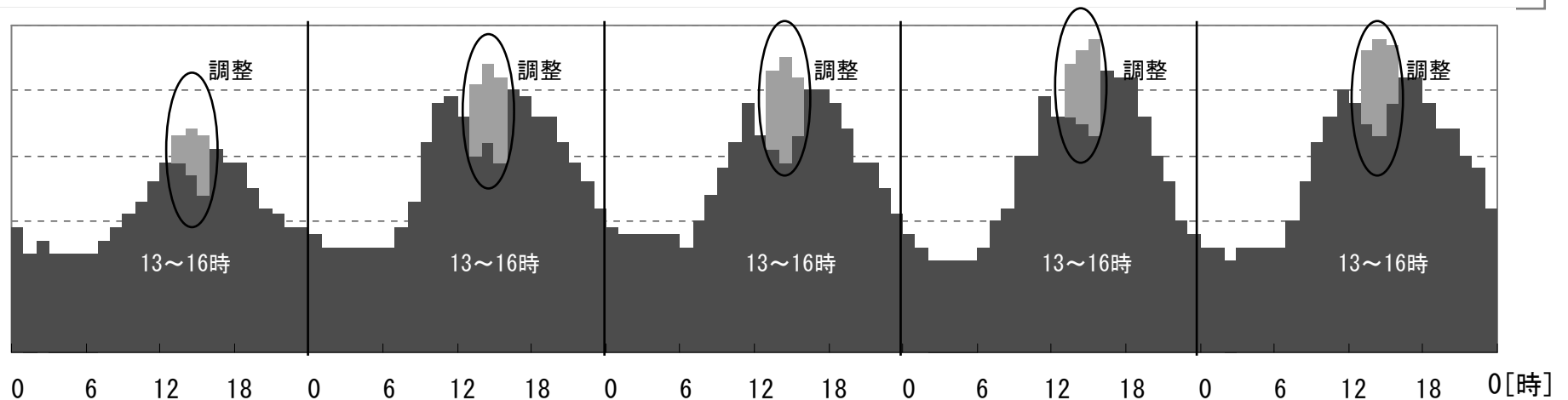
契約電力500kW未満（小口）のお客さま



○ウィークリープラン

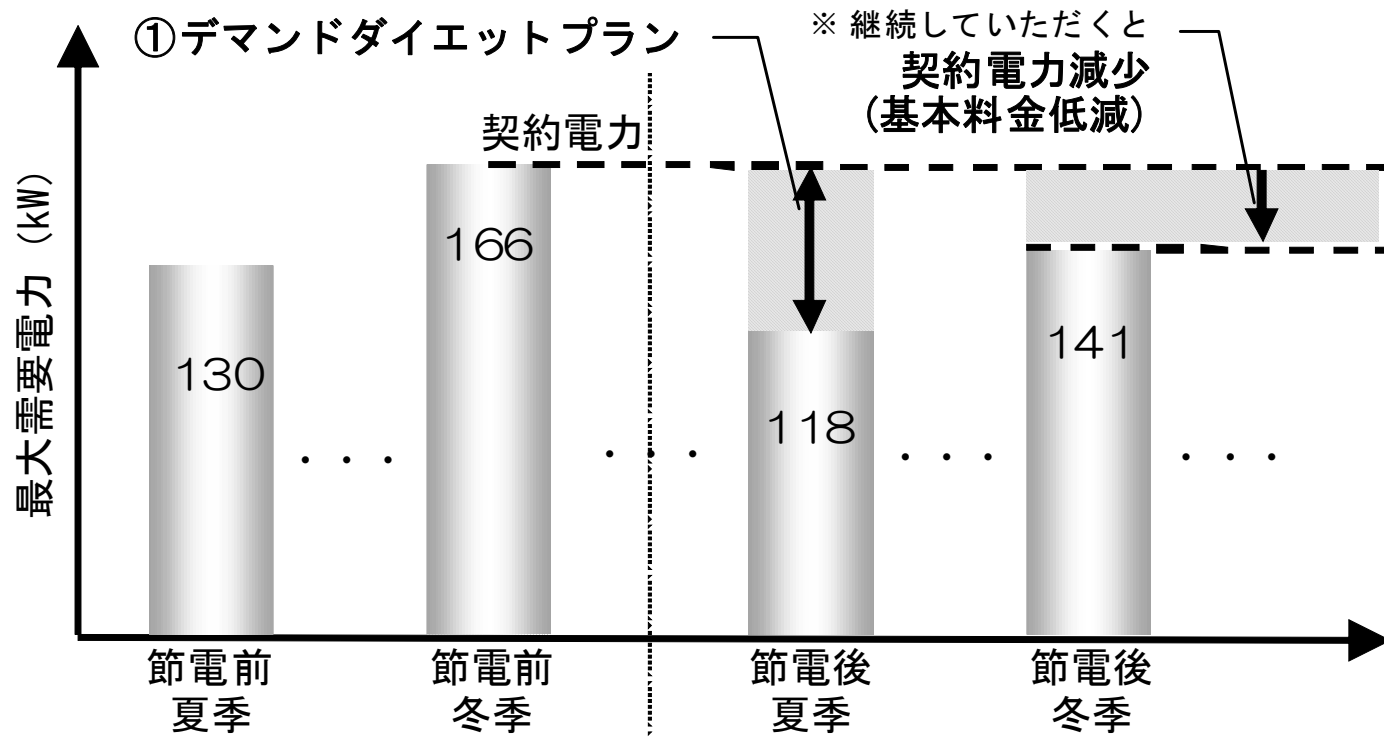
電気のご使用がピークとなる時間帯（夏季（7月～9月）の平日午後1時～4時）に、週単位でさらに50kW以上の電力削減が可能なお客さまに、削減の実績（kW）に応じて電気料金を割引させていただくメニュー。

契約電力500kW未満（小口）のお客さま



【参考】 サマーアシストプランの試算例（金属製品）

プラン活用で年間約38万円（値上げ率14.4%→9.1%）お安くなります
①デマンドダイエットプラン※+②サマーホリデープラン（5日）を組み合わせた場合



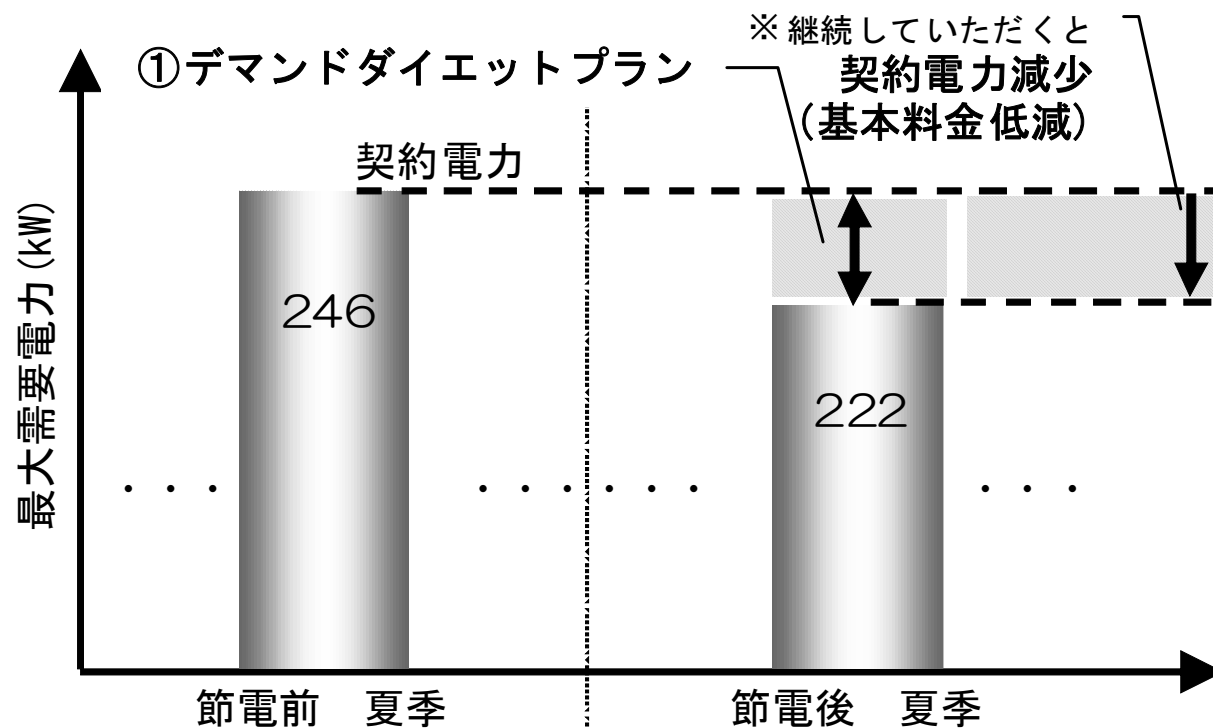
※東京電力のデータをもとに試算しておりますので、実際の割引額はお客さまごとのご使用状況により異なります。

※消費税等相当額を含みます。

＜設定条件＞
契約内容 : 契約電力166kW
年間電気料金 : 約813万円（当プランを活用しない場合）
節電手法の例 : ○不使用エリアの照明間引き
○空調設定温度の緩和（夏季28℃設定）
○生産プロセス調整（ピーク電力発生時の処理量抑制など）

プラン活用で年間約46万円（値上げ率13.1%→9.2%）お安くなります

①デマンドダイエツトプラン※ + ③ウィークリープラン（1週間）を組み合せた場合



※東京電力のデータをもとに試算しておりますので、実際の割引額はお客さまごとのご使用状況により異なります。

※消費税等相当額を含みます。

<設定条件>

契約内容 : 契約電力246kW

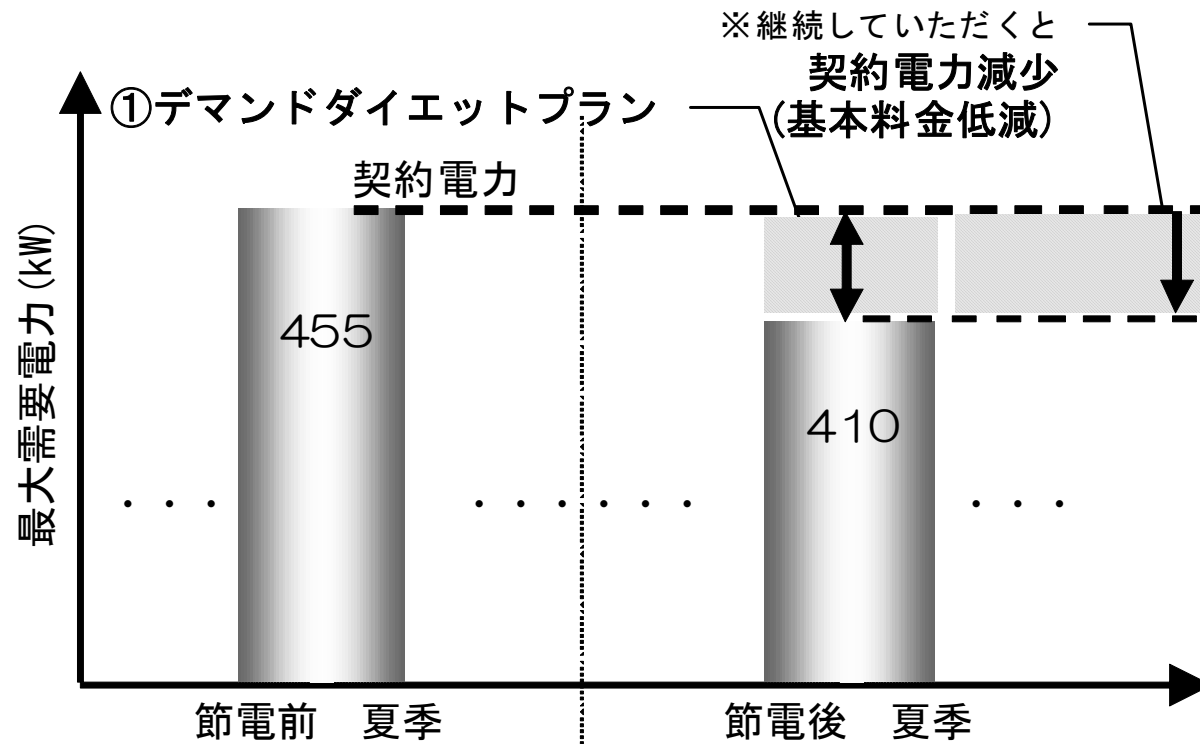
年間電気料金 : 約1,334万円（当プランを活用しない場合）

節電手法の例 : ○冷凍・冷蔵ショーケースの設定温度変更
○省エネ型蛍光灯やLED照明などへの切り替え
○デマンドコントロールシステムの採用

【参考】 サマーアシストプランの試算例（オフィス）

プラン活用で年間約101万円（値上げ率13.6%→9.3%）お安くなります

- ①デマンドダイエツトプラン※ + ②サマーホリデープラン（5日）
+ ③ウィークリープラン（1週間）を組み合せた場合



※東京電力のデータをもとに試算しておりますので、実際の割引額はお客さまごとのご使用状況により異なります。

※消費税等相当額を含みます。

<設定条件>

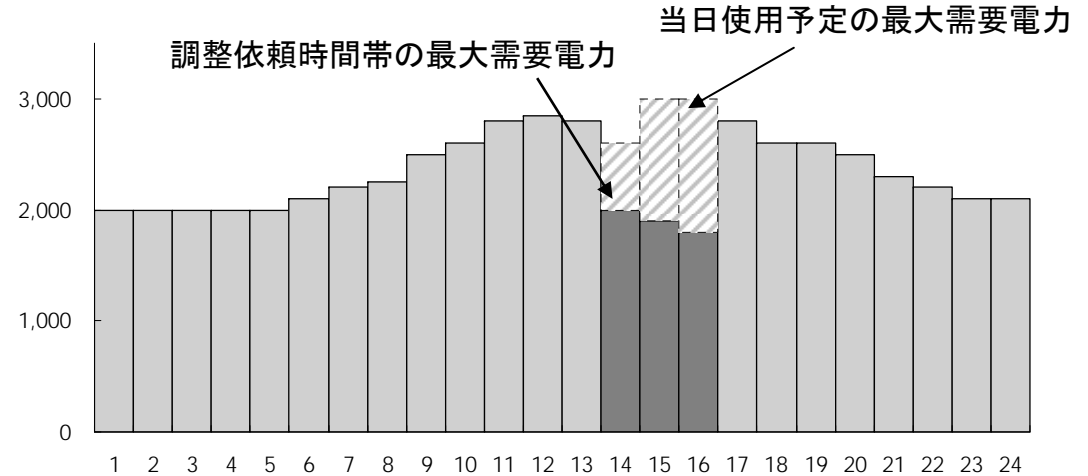
- 契約内容 : 契約電力455kW
- 年間電気料金 : 約2,662万円（当プランを活用しない場合）
- 節電手法の例 : ○空調設定温度の緩和（28℃）
○不使用エリアや共用部における照明の間引き・消灯
○長時間離席時の0A機器電源の0ff

6. 新たな料金メニュー（大企業のお客さま）

○デイリープラン

前日のご連絡により、翌日の定められた時間（3時間）に一定規模以上の負荷調整が可能な場合に、削減の実績（kW）に応じて電気料金を割引させていただくメニュー。

契約電力500kW以上（大口）のお客さま



参考：既存の需給調整契約

○計画調整契約

電気の需給が厳しくなる期間において、平日に休業日を設定したり、昼休みをずらすなどにより計画的に電気のご使用を調整していただくメニュー。

- ・ 夏季休日契約
- ・ ピーク時間調整契約 等

○随時調整契約

主として電気の需給が厳しくなる期間において、需給逼迫時に当社からの事前のご依頼により緊急的に電気のご使用を調整していただくメニュー。

- ・ 緊急時調整契約
- ・ 業務用緊急時調整契約 等

【参考】節電にご協力頂くお客さまへのメリット還元に向けた新たな取り組み ³⁴

- 新たな需要抑制方策の一環として、ピーク需要の抑制につながるビジネスプランを、原子力損害賠償支援機構と東京電力が共同で広く社外から募集させていただきました。
- 具体的には、お客さま側の対応により重点をおいた多様なビジネスモデルを新たに社外から公募・審査を行い、業務ご提携に向けた交渉を行っております。
- これにより、ピーク需要の抑制にご協力いただくお客さまに新たなビジネスプランを通じたメリットを還元する仕組み作りをさせていただきこととし、同時に東京電力も投資抑制等のさらなる経営効率化につながる、新たなピーク需要抑制の実現を図ってまいります。

◆採択案件概要

ビジネスプラン名	代表提案者	ビジネスプラン概要
ネガワットアグリゲーションビジネス	通信・サービス関連企業	オフィス、スーパー等の需要家へエネルギーマネジメントシステムを導入し、電力使用機器を制御することにより創出される節電（＝ネガワット）を集約（＝アグリゲート）し、東京電力に提供。
流通小売・サービス業向け『デマンドレスポンスソリューション』	コンサルタント会社	遠隔監視システムを活用し、スーパーマーケット、パチンコ店を中心とした中規模商業施設を取りまとめ、ピーク需要を抑制。省エネコンサルの徹底により、抑制の確実性を向上。
①デマンド監視装置による夏期最大需要電力の抑制、②デマンドコントロール装置による空調機自動制御	電気保安事業者	デマンド監視装置やデマンドコントローラーを設置し、最大電力が設定値を超えると、ブザーによる通知、エアコンの自動制御等によってピーク需要を抑制。シンプルなシステムにより、安価なピーク抑制を実現。
スマートカットプラン～需給逼迫回避に向けた需要家サイドでのネガワット創出プラン～	エネルギー企業	ピーク時に、代表提案者が燃料を供給する顧客等が保有する、休止中の自家発電設備を稼働させる指令を出し、顧客の東京電力からの受電を抑制。既存設備の有効活用により、効率的なピーク抑制を実現。
需給統合計画によるピーク需要抑制シナジー事業	総合電機メーカー	BEMSによる多数の需要家のピーク抑制、エアコン遠隔操作によるピーク抑制等の取組を、代表提案者の需給統合計画システムによって取りまとめ、最適化。

7. 値上げに係るお客さまへのご説明（規制部門）

- ご家庭を含む規制部門のお客さま（ご契約数：約2,800万口）は、検針時などにお知らせをさせていただくとともに、幅広いネットワークをお持ちの団体さまへの個別のご説明や日常業務におけるお客さまとの接点を活用したご説明を実施してまいります。

● 検針時などのお知らせ

- ・ 検針時の配布チラシ・検針票裏面などを活用し、お客さまへもれなくお知らせさせていただきます。
- ・ また、当社ホームページを通じて、詳細でタイムリーな情報をご提供いたします。

● 各種団体のお客さまへのご説明

- ・ 昨夏の節電のお願い訪問を通じて関係を築かせていただいた各種団体さまなど約8,000箇所（窓口数）へ個別にご説明いたします。

＜主な訪問予定団体さま＞

自治体さま、中小企業を統括する団体さま、消費者団体さま 等

● 日常業務におけるお客さま接点を活用したご説明

- ・ 日常業務で各ご家庭にお伺い（出向）し、直接お会いするお客さまに対し、丁寧なご説明を実施いたします。
- ・ カスタマーセンターの対応要員を強化し、お客さまからのご意見・ご質問にお応えいたします。

【参考】 出向件数 27万件／月 入電件数 85万件／月 ※H23年度実績

- ・ お客さまへのご説明は、値上げの内容に加えて、お客さまの電気料金ご負担軽減策も情報提供させていただきます。
- ・ お客さまご説明資料は、自治体・団体さま向け、ご家庭向けなどご対象層に応じてご用意いたします。

7. 値上げに係るお客さまへのご説明（自由化部門）

- ご契約期間と値上げの実施日につきましては、当社のご説明不足から多大なご迷惑・ご心配をおかけしたことをお詫び申し上げます。
- いずれのお客さまにも、まずは、燃料費等の大幅な増加による当社の深刻な経営状況を丁寧にご説明させていただき、4月1日からの値上げをお願いさせていただいておりますが、値上げの実施日としてお願いした4月1日をご契約期間の途中である場合には、お客さまのご了承を確認できない限り、それぞれのご契約期間満了まで、現在のご契約内容（電気料金単価）を継続させていただきます。また、お電話や書面によりお客さまのご意向を確認させていただくなど、より丁寧な対応を心がけてまいります。

大口のお客さま（契約電力500kW以上） [約1.3万口]

1月17日の値上げ発表以降、2月上旬までにお客さま全数をご訪問のうえ、値上げの背景、内容についてご説明を行い、ご契約の交渉を進めさせていただいております。

→お客さまごとのご使用状況に応じたコンサルトや料金メニューを組み合わせたご提案も含め、引き続きききめ細かく対応してまいります。

中小企業など小口のお客さま（契約電力500kW未満） [約22.4万口]

値上げにご理解をいただけるよう、可能な限りお客さまとの接触機会を設け、丁寧にご説明させていただきます。

- ✓ 2月上旬から順次、全てのお客さまに対して値上げに関するお願い文書をご郵送
- ✓ 専用お問い合わせダイヤルを設置し、ご意見・ご要望をお受けするとともに、お客さまに対して、当社から電話等によるお願い文書送達のご確認・内容のご説明を実施（3月5日開始）
- ✓ 併せて、中小企業のお客さま向け料金プラン（節電に応じて割引させていただく新たなメニュー）もご案内（各種中小企業団体さまにもご案内）

→今後も、電話、書面のご郵送、ご訪問等を通じて、引き続き値上げにご理解をいただくためのきめ細かな活動を実施してまいります。

- 値上げによる家計のご負担を少しでも減らせる節電&節約手法をご紹介します。

■当社ホームページにおいて「節電&節約ナビ」を掲載

○節約目標額に応じた節電手法が一目でわかります。

【節電&節約パック】

- ・ 値上げ額に相当する節電手法が簡単に分かるパッケージをご紹介します。

【詳しいナビゲーション】

- ・ 各機器毎の様々な節電&節約手法をお客さまの生活スタイルにあわせてチェックすることで、節電効果（節約金額）を概算でご覧いただくことができます。

○家電を買い換えた場合の効果のご紹介

【簡単篇】

- ・ ご家庭において消費電力の多い、エアコン、冷蔵庫、照明、テレビの買換効果の一例を掲載いたします。

【詳細カスタマイズ篇（社外サイトを活用）】

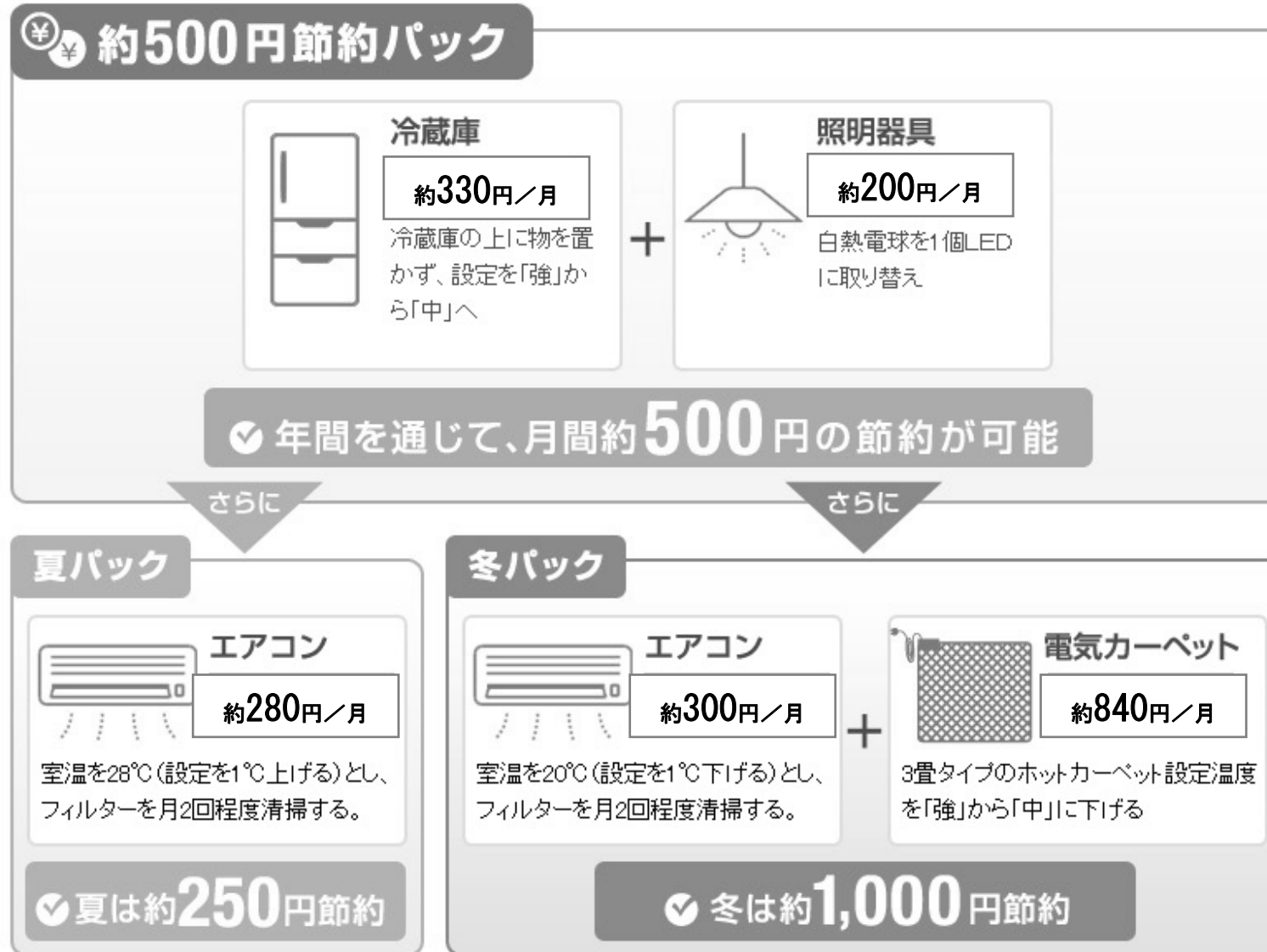
- ・ 機器買換による節約効果をメーカー、機種毎に比較できる環境省の「しんきゅうさん」サイトへのリンクを実施（環境省ご了解済み）いたします。

■社外メディアとの連携

○当社ホームページ以外にも、社外メディアのご協力を仰ぎながら、一人でも多くのお客さまに情報をお伝えしてまいります。

【参考】「節電&節約ナビ」のイメージ

■【節電&節約パック】のイメージ（節約金額は、本資料の電気料金での試算）



以下、補足資料

【補足】有識者会議で議論された主な項目の結果

(億円)

	前回 (H20改定) a	H24	H25	H26	H24-H26 合計	H24-H26 平均 b	対前回 b-a	備考
人件費 (基準賃金 + 賞与)	2,640 (100.0)	1,957 (74.1)	2,073 (78.5)	2,035 (77.1)	6,064	2,021 (76.6)	▲618	<有識者会議で紹介されたメルクマール(比較基準)事例> ・全産業平均(1000人以上) : 543万円/年 ・ガス・鉄道・水道・通信平均(1000人以上) : 612万円/年 ※賃金構造基本統計調査 →(当社前回) 707万円/年 (=2,640億円/37,317人) →(当社今回) 556万円/年 (=2,021億円/36,363人)
修繕費	4,354 (100.0)	3,915 (89.9)	4,368 (100.3)	4,333 (99.5)	12,615	4,205 (96.6)	▲149	<有識者会議で紹介されたメルクマール(比較基準)事例> ・修繕費率(=修繕費/帳簿原価) …直近5ヶ年の場合(H18~22年度) : 1.44% →(当社前回) 1.53% (=4,354億円/284,739億円) →(当社今回) 1.40% (=4,205億円/301,204億円) ※301,204億円×1.44%=4,337億円
普及開発関係費	210 (100.0)	29 (13.8)	27 (13.0)	27 (12.7)	83	28 (13.2)	▲183	・福島第一原子力発電所の作業状況報告・賠償関連等に係る 広報関連費用(8) ・お客さまの電気安全に関わる周知に係る費用(6) ・発電所立地に係る理解促進に資する情報提供費用(5) ・契約の案内、電気料金メニューの紹介等に係る費用(3) ・その他(公益的目的活動)(6) ※オール電化推進活動費用、企業イメージ向上に資する広告 宣伝活動費用等は原価からカットしております(3)
諸費 <寄付金>	20 (100.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0	0 (0.0)	▲20	・全額原価からカットしております
諸費 <事業団体費> <諸会費>	47 (100.0)	9 (19.6)	9 (19.6)	9 (19.6)	28	9 (19.6)	▲38	・日本原子力技術協会(3)、海外電力調査会(2)、 海外再処理委員会(2)、電力系統利用協議会(2)の4件名 を原価に織込 ※電気事業連合会への拠出金(18)等を原価からカットして おります
研究費 <電中研分担金>	99 (100.0)	67 (68.3)	79 (80.0)	81 (82.4)	228	76 (76.9)	▲23	・研究内容を精査のうえ算入しております

※上記表の下段()は、H20改定を100とした場合の比率

【補足】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発電構成や燃料価格の変更に合わせ見直しを実施しております。
- 火力発電比率の上昇に伴い、基準単価(kWhあたり原油換算消費数量)は16%程度拡大することから、燃料価格の変動に伴う燃料費調整の感応度は、現行に比べ相対的に大きくなります。

		前回	今回	差引
基準燃料価格		42,700	44,300	+1,600
換算 係数	α	0.2782	0.1989	▲0.0793
	β	0.3996	0.4425	+0.0429
	γ	0.2239	0.2506	+0.0267
基準単価(税抜・平均)		0.177	0.206	+0.029

※基準単価は実際には電圧により異なります。(今回 → 低圧:0.211円 高圧:0.204円 特高:0.201円)

①基準燃料価格 (44,300円/kl)

- ・ 基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・LNG・石炭の燃料価格の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値(今回は本年1～3月の貿易統計実績値)となるものです。
- ・ 具体的には、当社火力における各燃料の熱量構成比に原油換算比を加味した係数(α , β , γ)を算定し、これを各燃料価格に乗じて加重平均して算出します。

$$\begin{array}{l}
 \text{〔算定式〕} \\
 \begin{array}{ccccccc}
 57,802\text{円/kl} & \times & 0.1989 & + & 67,548\text{円/t} & \times & 0.4425 \\
 \text{原油価格} & & \alpha & & \text{LNG価格} & & \beta \\
 & & & & & & + & 11,452\text{円/t} & \times & 0.2506 & = & 44,300\text{円/kl} \\
 & & & & & & & \text{石炭価格} & & \gamma & & \text{基準燃料価格}
 \end{array}
 \end{array}$$

②基準単価 (0.206円/kWh)

- ・ 基準単価とは、原油換算価格1,000円/klの燃料価格変動があった場合に発生する電力量1kWhあたりの変動額です。
- ・ 具体的にはまず、火力発電の燃料消費数量(原油換算kl)に、1,000円/klを乗じることにより、原油換算価格1,000円/kl上昇の影響額を算定します。
- ・ これを総販売電力量(kWh)で除することにより、1,000円/klの変動に伴う1kWhあたりの燃料価格変動分の調整額を算定します。この値が基準単価となります。

$$\begin{array}{l}
 \text{〔算定式〕} \\
 \begin{array}{ccccccc}
 57,200\text{千kl} & \times & 1,000\text{円/kl} & \div & 2,773\text{億kWh} & = & 0.206\text{円/kWh} \\
 \text{燃料消費数量(原油換算)} & & & & \text{総販売電力量} & & \text{基準単価}
 \end{array}
 \end{array}$$

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)です。したがって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。
- ・至近3ヶ月の平均燃料価格と基準燃料価格との差分が毎月の燃料価格変動幅であり、これに基準単価を乗じることにより、1kWhあたりの燃料価格変動分の調整額が算定されます。

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を乗じて燃料費調整単価を算出します。

〔算定式〕
$$\left(\frac{\text{毎月の平均燃料価格}}{\text{XX,XXX円/kI}} - \frac{\text{基準燃料価格}}{44,300円/kI} \right) \div \frac{1,000円/kI}{\text{基準単価}} \times 0.206円/kWh = \text{毎月の燃料費調整単価}$$

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

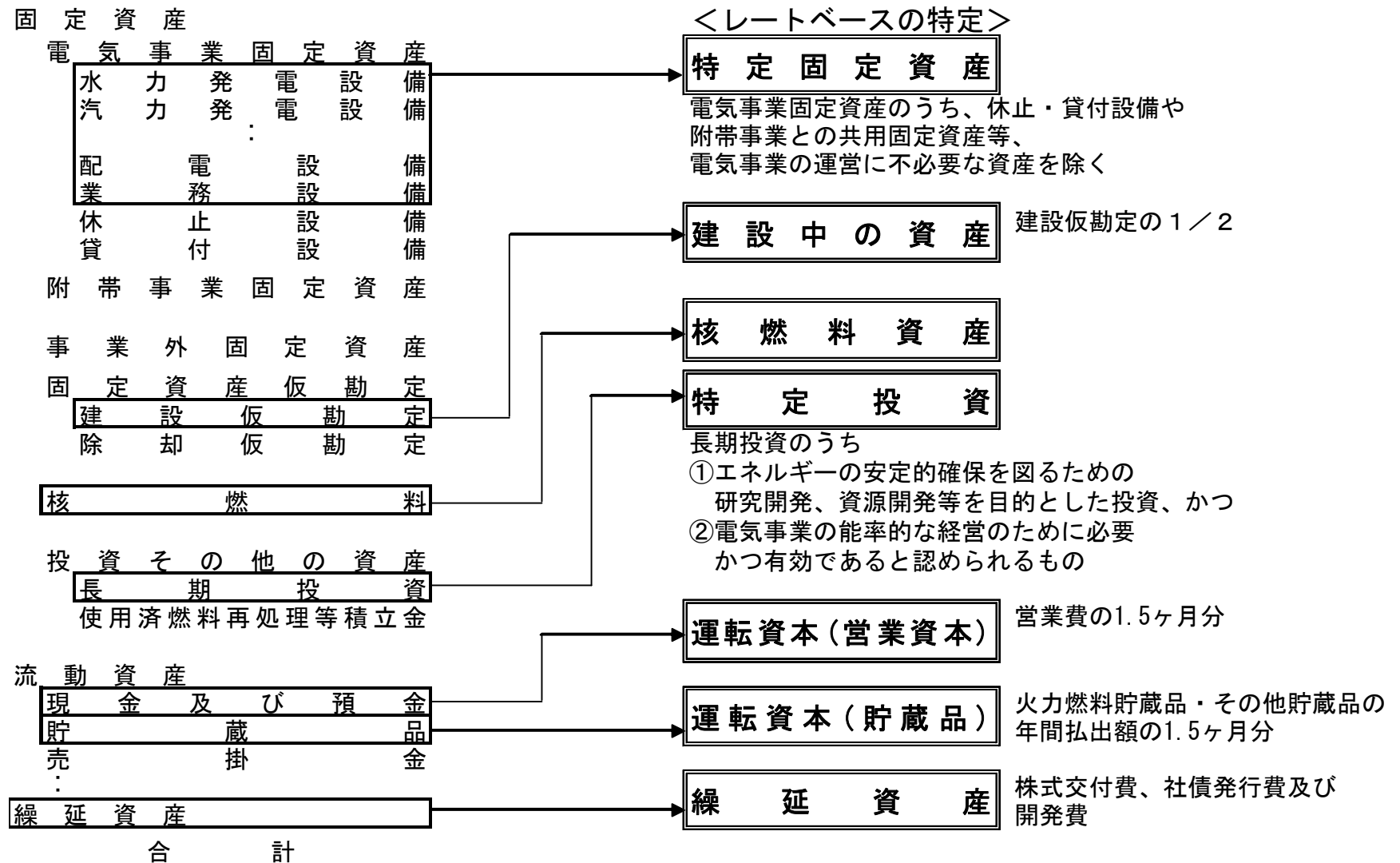
(注) 換算係数(α, β, γ)の算定方法

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③=①×②	
原油	0.1989	1.0000	0.1989	… α
LNG	0.6325	0.6996	0.4425	… β
石炭	0.1686	1.4864	0.2506	… γ
合計	1.0000	—	—	

※原油換算係数 LNG : 1lあたりの原油発熱量 ÷ 1kgあたりのLNG発熱量
 石炭 : 1lあたりの原油発熱量 ÷ 1kgあたりの石炭発熱量

【補足】事業報酬（レートベース）

- 事業報酬は、多額の資産を有する電力会社がこれに伴う資本の調達・維持に必要とするものです。
- 料金上は、「レートベース×事業報酬率」にて算定いたします。
- レートベースとは会社全体の資産のうち、電気事業の運営上必要な資産価額を特定したものです。



【補足】 事業報酬（事業報酬率）

- 料金算定省令および料金審査要領を踏まえ、自己資本報酬率ならびに他人資本報酬率を実績にもとづき算定し、30：70で加重平均することにより算出しております。
- 有識者会議では、「震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないように、一方、資金調達に支障が生じないように、適正な事業経営リスクを見極めることが適当」と記載されております。
- リスクを表すβ値については、震災後の当社のリスクは極めて高くなっているものの、電気料金への影響を勘案し、仕上りの事業報酬率が現行の3.0%据置となるよう0.9を適用いたしました。

(参考) 東京電力のβ値：1.5 一般電気事業者9社のβ値：0.9

【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%	6.32%
他人資本報酬率 (B)	70%	1.61%
事業報酬率	100%	3.0%

(参考) H20改定
5.42%
1.93%
3.0%

- 自己資本報酬率
 - ・観測期間；7年間 (H16~H22)
 - ・β値；0.9
- 他人資本報酬率
 - ・観測期間；1年間
 - ・10社の平均有利子負債利率

(A) 自己資本報酬率 (H16~H22の7ヶ年平均値)

(%)

	ウエイト	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H16~H22
公社債利回り	10%	1.40	1.34	1.82	1.68	1.58	1.35	1.03	—
自己資本利益率	90%	7.20	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	—
自己資本報酬率	100%	6.62	7.33	7.37	7.76	4.39	4.43	6.36	6.32

(B) 他人資本報酬率

	H22
平均有利子負債利率 (10社)	1.61%

β値…

株価指数に対する個々の企業の感応度で、企業の相対的リスクの大きさを表します。
 料金上は、自己資本報酬率算定の際、自己資本利益率のウエイト付けに適用いたします。

【補足】個別原価計算フロー ①

※料金算定規則にもとづく手順
※数値はH24～H26の年平均値

(億円)

総原価 57,624 = 営業費 (56,906) + 事業報酬 (2,815) - 控除収益 (2,097)										
9部門整理	水力発電費 896	火力発電費 28,003	原子力発電費 4,587	新エネ等発電費 15	送電費 3,262	変電費 1,494	配電費 4,987	販売費 1,307	一般管理費 5,162	整理を保留した原価 7,911

ABC手法による
一般管理費配分

	+304	+807	+983	+19	+843	+441	+1,270	+496
8部門整理	水力発電費 1,200	火力発電費 28,810	原子力発電費 5,570	新エネ等発電費 34	送電費 4,105	変電費 1,934	配電費 6,257	販売費 1,804

ABC手法による
機能別配分

	+696	+4,660	+688	+323	▲2	融通契約等により販売・購入した料金の整理		
						受電用変電 1,186	配電用変電 748	販売費 615
								一般販売 615
								非NW給電 8
								NW給電 162
								需要家 2,138
	水力非AS 1,831	火力非AS 33,208	総原子力 6,257	総新エネ 357	総送電 4,104			
	AS(アンシラリー) 326							

送電・高圧配電関連費

送電・高圧配電非関連費

ネットワーク関連・
非関連コスト及び
固定費・可変費・
需要家費の整理

<固定費>	10,258	<可変費>	65	<需要家>	<固定費>	13,805	<可変費>	29,198
AS ①	326	総送電 ③	49	⑤	水力非AS ⑥	1,749	水力非AS ⑧	83
総送電 ①	4,054	受電用変電 ③	4	2,138	火力非AS ⑥	4,917	火力非AS ⑧	28,291
受電用変電 ①	1,182	配電用変電 ④	1		総原子力 ⑥	5,757	総原子力 ⑧	500
配電用変電 ②	747	高圧配電 ④	10		総新エネ ⑥	36	総新エネ ⑧	321
高圧配電 ②	3,788	NW給電 ③	1		低圧配電 ⑦	1,338	低圧配電 ⑨	3
NW給電 ①	160				非NW給電 ⑥	8	非NW給電 ⑧	0

※ASは全額固定費

【補足】個別原価計算フロー ②

		送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費			保留原価		
		① (固定)	② (固定)	③ (可変)	④ (可変)	⑤ (需要家)	⑥ (固定)	⑦ (固定)	⑧ (可変)	⑨ (可変)		
需要種別々 配分	低圧	2,532	3,135	20	6	2,043	5,891	1,338	11,382	3	525	327
	高圧	1,976	1,400	19	5	82	6,576	17,813			491	428
	特高	1,215		15		13					389	
		↑ 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	44.24%	69.13%	37.30%	51.58%	99.14%	47.25%	100.00%	38.98%	100.00%		
	高圧	34.53%	30.87%	35.01%	48.42%	0.85%	52.75%		61.02%			
	特高	21.23%		27.69%		0.01%						

※1…需要家費の配分にあたっては、事業者ルールにより、一部口数比ではなく各需要種別に直課を実施

※2…事業者ルールにより電源種別別に比率設定

	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	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
低圧	8,261	1,057	7.82	18,941	1,057	17.92	27,201	1,057	25.74
高圧	3,973	1,022	3.89	24,817	1,716	14.46	30,423	1,716	17.50
特高	1,632	820	1.99				(30,030)		
合計	13,866	2,899	4.78	43,758	2,773	15.78	57,624 (57,231)	2,773	20.64

※()内は接続供給に伴う託送収益を除いた原価

【補足】自由化部門の料金

- 今回算定した原価による自由化部門の値上げ率は平均16.39%（1月17日に公表した際は約17%（16.7%））です。
- 今後、経済産業大臣による料金査定を経て、その結果を反映した原価にもとづき自由化部門の値上げ率が確定することとなります。
- その結果を踏まえて、4月以降認可までの差額相当を、認可後に電気料金から割り引かせていただく予定です。

	自由化部門先行	今回
算定方法	簡便方式 ＜1年（H24年度のみ）＞	原価洗替え ＜3年（H24～H26年度）＞
内容	・ 燃料費・購入電力料等（可変費）とコストダウンのみ反映	・ 全ての原価について再計算
燃料費等	・ 原子力稼働なき前提で算定 （H24年度：30,521億円）	・ 一部原子力再稼働（利用率18.8%）を反映 （H24～26年度 年平均：28,786億円）
コストダウン	・ アクションプランの合理化額を反映 （H24年度：1,934億円）	・ 人件費・その他経費を中心に、アクションプランに加え、追加コストダウンを反映 （H24～H26年度 年平均：2,785億円）
その他	（他の増加要因は反映せず）	・ 上記以外に、緊急設置電源（490億円）、安定化維持費用（487億円）、賠償対応費用（278億円）、一般負担金（567億円）などの増加要因を反映
（規制部門との関係）	（なし）	（総原価を算定の上、規制・自由両部門に、料金算定省令に則り配分）

	自由化部門先行	今回	差引
原子力稼働率	0.0%	18.8%	18.8%
合理化反映	1,934億円	2,785億円	851億円
平均値上げ幅（税込）	2.60円/kWh	2.58円/kWh	▲0.02円/kWh
平均値上げ率	約17%（16.7%）	16.39%	

【補足】 諸条件が変化した場合の原価への影響 (年間)

● 主な諸条件が変化した場合における年間の原価変動影響は以下のとおりです。

【原価変動影響】

	影響額	備考
原子炉1基稼働 ※柏崎刈羽原子力発電所 には7基設置	約780億円 のコスト減	・ 出力110万kW相当の原子力発電設備が稼働した場合の影響額 (年間稼働率85%の前提)。 ・ 代替単価(9.5円/kWh)は、H24~H26の自社原子力単価 (1.67円/kWh)と自社火力平均燃料費単価(11.18円/kWh)の差分 に基づき算定しております。
為替10円/\$円安	約2,950億円 のコスト増	・ H24~H26の為替レートが78.5円/\$から88.5円/\$に10円変動し た場合における火力燃料費の影響額です。
原油価格10\$/バレル上昇	約1,880億円 のコスト増	・ H24~H26の原油価格が117.1\$/バレルから127.1\$/バレルに 10\$変動した場合における火力燃料費の影響額です。
給与2割カット	約540億円 のコスト減	・ 社員給与が2割カットされた影響額です。 (管理職▲25%、一般職▲20%)
修繕費1割カット	約450億円 のコスト減	・ 修繕費が1割カットされた影響額です。

(参考)

為替・原油価格影響額は、火力ウェイトが今回値(86%)の場合のものです。

仮に前回改定並みのウェイト(72%)とした場合には、為替10円/\$円安の影響額は約2,470億円、原油価格10\$/バレル上昇の影響額は約1,570億円となります。

【補足】 主なご契約種別の値上げ影響

	現行月額	改定月額	値上げ月額 [年額]	改定率
■一般のご家庭				
[標準家庭モデル] 従量電灯B (30A, 290kWh)	6,973円	7,453円	480円 [5,760円]	+6.9%
■商店などのお客さま				
従量電灯C (12kVA, 960kWh)	25,993円	29,723円	3,730円 [44,760円]	+14.4%
低圧電力 (8kW, 470kWh)	14,235円	15,642円	1,407円 [16,884円]	+9.9%
低圧高負荷 (40kW, 9,000kWh)	180,926円	203,531円	22,605円 [271,260円]	+12.5%

※現行月額は、H24/6分の燃料費調整額(+55銭/kWh)を含みます。

※消費税等相当額および太陽光発電促進付加金を含みます。