

中部電力株式会社の 供給約款変更認可申請に係る査定方針案(案)

平成26年3月14日

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電気料金審査専門小委員会

目次

はじめに	P 2
基本的な考え方	P 5
1. 人件費	P 9
2. 燃料費	P 25
3. 購入・販売電力料	P 36
4. 設備投資関連費用	P 50
5. 事業報酬率	P 61
6. 修繕費	P 72
7. 公租公課	P 78
8. 原子力バックエンド費用	P 81
9. その他経費・控除収益	P 89
10. スマートメーター関連費用	P 104
11. 費用の配賦・レートメイク	P 112
(参考)	
委員等名簿	P 127
電気料金審査専門小委員会の審査経緯	P 128

はじめに

審議の経緯

1. 平成25年10月29日付けで、中部電力株式会社（以下、「中部電力」という。）から電気事業法第19条第1項の規定に基づき、供給約款変更認可申請（以下、「料金認可申請」という。）が出された。
2. 平成25年11月7日の第6回電気料金審査専門小委員会（中部電力審査の第1回目）以降、本委員会は、中部電力から経済産業省に提出された料金認可申請について審議し、平成26年3月14日の第14回電気料金審査専門小委員会まで9回開催。審議の透明性を高めるため、委員会の審議は、議事内容、配布資料を含め、全て公開形式で開催した。加えて、全9回について、消費者団体、中小企業団体、消費者庁からオブザーバーとしての参加を得、活発にご議論を頂いた。
3. また、広く一般の意見を聴取するため、第6回小委員会においては、消費者団体、中小企業団体関係者を招き、意見を聴取（自治体関係者はビデオにて意見陳述）。平成25年12月26日には中部電力の値上げに係る公聴会が名古屋にて開催され、委員5名が参加するとともに、第11回委員会においては公聴会に寄せられた意見が事務局から報告された。また、第11回委員会においては、「国民の声」に寄せられた生の意見を公表するなど、随時の議論に反映してきた。
4. 平成25年12月10日の第9回審査専門小委員会以降、委員が2～3人1組となって、担当分野につき査定方針の検討を行った。委員は、事務局が中部電力から提出を受けた契約書のコピーを含む資料を確認し、必要に応じて電力会社に対し資料の追加提出を要請した。委員から事務局等に対するヒアリングは、延べ101回、約126時間実施した。
5. 経済産業省は、平成25年11月11日（月）から11月15日（金）まで中部電力に対し、電気事業法第107条の規定に基づく立入検査である「特別監査」を実施し、帳簿等を直接確認した。
6. 委員は「特別監査」の実施状況を確認した。
7. 委員は事務局に対し、担当分野の査定方針に係る資料の作成を指示し、事務局はヒアリング時の委員の指摘や追加コメントを踏まえ資料を作成・修正し、委員による資料の確認を受けた。

委員分担表

分野	関係費目	担当委員
効率化関係	修繕費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、養成費研究費、固定資産除却費、減価償却費(設備投資)	秋池、梶川
人件費	役員給与、給料手当、給料手当振替額(貸方)、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費、雑給	永田、南、山内
燃料費	燃料費	安念、辰巳、松村
購入・販売電力料	地帯間購入電源費・送電費、他社購入電源費・送電費、地帯間販売電源料・送電料、他社販売電源料・送電料	安念、辰巳、松村
原子力バックエンド費用	使用済燃料再処理等発電費、使用済燃料再処理等既発電費、特定放射性廃棄物処分費、原子力発電施設解体費	永田、南、山内
公租公課	水利使用料、固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税法法人税等	永田、南、山内
修繕費	修繕費	秋池、梶川

分野	関係費目	担当委員
設備投資関連費用	減価償却費、固定資産除却費、事業報酬(レートベース)	永田、南、山内
事業報酬	事業報酬(事業報酬率)	永田、南、山内
その他経費	廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、損害保険料、原子力損害賠償支援機構一般負担金、養成費、電気料貸倒損、共有設備費等分担額、共有設備費等分担額(貸方)、建設分担関連費振替額(貸方)、附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)、電力費振替勘定(貸方)、株式交付費、株式交付費償却、社債発行費、社債発行費償却、開発費、開発費償却	秋池、梶川
その他経費・控除収益	託送料、事業者間精算費、普及開発関係費、研究費、諸費、遅収加算料金、託送収益、事業者間精算収益、電気事業雑収益、預金利息	安念、辰巳、松村
スマートメーター関連費用	修繕費、減価償却費等	安念、辰巳、松村
費用配賦・レートメイク		安念、辰巳、松村

基本的な考え方

基本的な考え方①

電気事業法第19条第1項に基づく電気料金の値上げ申請について、一般電気事業供給約款料金算定規則等の電気事業法関連規定、「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」(平成24年3月)、及び平成24年5月11日の東京電力株式会社の値上げ認可申請審査以降、6社の申請を審査した結果を踏まえた、「一般電気事業供給約款料金審査要領」(平成25年12月5日改定(※))(以下、「審査要領」という。)に照らし、申請された料金が「料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること」等の電気事業法の要件に合致し、最大限の経営効率化を踏まえたものであるかを審査する。

※ 審査要領は、先行6社における査定方針を踏まえ、内容の明確化を図る形で平成25年12月5日に改定された。中部電力の申請は、審査要領の改定前に出されたが、新審査要領は旧審査要領と反するものではなく、内容が明確化されたものであり、新審査要領は10月15日の第5回電気料金審査専門小委員会の議論を踏まえ、10月22日には意見募集のため公表されていたところであることから、本件申請に当たっては、新審査要領に基づき審査を行う事とした。

その結果、以下の基本的な考え方に基づき、全費用項目を査定すべきである。

- (1) 電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、普及開発関係費(公益的な目的から行う情報提供に係るものを除く。)、寄付金及び団体費は原価算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。また、電気の供給にとって優先度が低いものや、規制料金として回収することが社会通念上不適切なもの(交際費、政治献金、書画骨董等)については、原価算入を認めない。これらは、申請された原価に含まれる費用のうち、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの(電気事業法第22条第1項の規定に基づき一般電気事業者等が届け出た料金その他の供給条件に係る購入電力料等)についても適用する。
- (2) 契約及び法令に基づき発生する費用のうち、算定方法の定めがあるものについては、事実関係や算定方法を確認する。

基本的な考え方②

- (3) 資材調達や工事・委託事業等に係る費用であって、申請後に契約を締結し、又は契約締結に係る交渉を行うものについては、削減を求めることが困難であるものを除き、これまでの入札の実施等による効率化努力の実績や他の事業者の効率化努力との比較を行いつつ査定を行う。

これまでの関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力(以下、「関西電力等」という。)の査定においては、調達発注価格を決める際の主要な構成要素の一つである委託人件費について東京電力のものと比較し、コスト削減前の東京電力と概ね同様の水準であることを確認した上で、東京電力が「東京電力に関する経営・財務調査委員会」等の第三者による確認を受け10%の調達価格削減を織り込んだ例を勘案し、各費用項目の性格に応じ、コスト削減を求めることが困難である費用(※1)を除き、コスト削減額が原則10%に満たない場合には、未達分を減額査定したところである。その際各電力が震災後に行った取組のうち、原価織り込み前に削減したものについては、未達分から除外して算定したところである。

今回の中部電力の申請についても、この方針に沿って査定を行うことが適当である。中部電力は申請原価上、設備投資及び修繕費等(以下、「設備投資等」※2という。)の資機材・役務調達のうち、今後契約を締結するものについて、①東日本大震災前の価格水準から10%の調達価格を削減することと、②子会社・関係会社との契約取引に係る費用のうち一般管理費等のコスト削減可能な部分についても、出資比率に応じ10%の調達価格を削減することを基本方針とし、これらを合わせた平均10.31%(うち子会社・関係会社取引分0.31%)を設備投資等への効率化として織り込んでいる(コスト削減を求めることが困難な費用を除く)。この効率化の水準は東京電力及び関西電力等の査定水準と同等である。

また、価格水準について、中部電力と東京電力のそれぞれの委託人件費単価を比較したところ、中部電力の方が低い水準であった。更に、公共工事設計労務単価(※3)と比較することが可能な37職種(電工、機械運転工、塗装工等)について、中部電力、中部5県平均及び全国平均の単価を見比べたところ、中部電力が今回の原価算定に適用した平成25年度単価は中部5県平均及び全国平均より低い水準であるとともに、震災前の平成23年度単価と同じ水準であった。

以上を勘案すると、中部電力の設備投資等の効率化の織り込みについては適当であると考えられる。

※1 コスト削減が困難な費用の例・・・市場価格がある商品・サービスの単価、既存資産の減価償却費、公租公課 等

※2 設備投資、修繕費、固定資産除却費、廃棄物処理費、委託費、普及開発関係費、研究費、養成費等

※3 農林水産省及び国土交通省が公共事業労務費調査に基づき、公共工事設計労務の単価を決定したもの

- (4) 申請事業者の関係会社との取引に係る費用のうち、一般管理費等については、削減を求めることが困難であるものを除き、出資比率等を勘案し、申請事業者に求める効率化努力の水準と比較しつつ査定を行う。

基本的な考え方③

- (5) 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの(相談役及び顧問等)に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設(社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。)に係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、原価算入を認めない。
- (6) 人件費、修繕費、事業報酬等、審査要領にメルクマールなどの査定方針が記載されている費用項目については、これを踏まえ査定を行う。
- (7) 「その他経費」については、審査要領に従い、比較査定(ヤードスティック査定)を行う。

1. 人件費

人件費の概要①

- 人件費は、電気事業を運営する従業員、検針員等の人員を雇用等するための費用であり、役員給与、給料手当、給料手当振替額(貸方)、退職給与金、厚生費、委託検針費、委託集金費及び雑給の8営業費項目で構成されている。
1. 役員給与: 役員に対して支給される給与。ただし、従業員の職務を兼務する役員に対して当該職務に関して支給される給与を除く。
 2. 給料手当: 従業員に対する給与。
 3. 給料手当(控除口(貸方)): 組合活動、欠勤、懲戒休業等による給料の不払分。
 4. 給料手当振替額(貸方): 「給料手当」に計上する金額のうち、建設工事等に従事した者の給料手当を各該当科目へ振り替えた金額。
 5. 退職給与金: 従業員に対する退職に係る支払額。
 6. 厚生費(法定厚生費): 健康保険料、労災保険料、厚生年金保険料、雇用保険料、労災補償費、健康診断費等の額。
 7. 厚生費(一般厚生費): 保険費、厚生施設費、文化体育費、慶弔費、団体生命保険料等の額。
 8. 委託検針費: 従業員以外の者に検針を委託する場合の個人支給の手当及びこれに準ずるもの。
 9. 委託集金費: 従業員以外の者に集金を委託する場合の個人支給の手当及びこれに準ずるもの。
 10. 雑給: 従業員以外の者(役員を除く)に対する給与・厚生費及び退職金。

人件費の概要②

- 人件費については、「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や査定方針に従い算定。
- 人件費について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削減などにより、前回改定に比べ387億円減少。

(億円、人)

	①今回 H26～H28	②前回 H20	③差引 ①－②	主な増減要因
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	
基 準 賃 金	916	874	43	
基 準 外 賃 金	166	203	▲ 37	・社員年収をメルクマール水準(624万円/人)まで引き下げ
諸 給 与 金	200	420	▲ 220	
控 除 口	▲ 79	▲ 52	▲ 27	・出向にかかる会社負担分を一部原価不算入
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	
法 定 厚 生 費	181	189	▲ 8	・健康保険料の会社負担率をH28に53.49%まで引き下げ
一 般 厚 生 費	49	53	▲ 4	・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
人 件 費 計	1,682	2,069	▲ 387	
経 費 対 象 人 員	17,975	16,057	1,918	・定期採用の抑制 (H25実:505名、H26予:450名、H27予:400名、H28予:400名)

注:控除口は出向者の給与の戻入分等

注:給料手当振替額は建設工事等への従事者分の振替額

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

●人件費に関する部分(抜粋)

第2章 第1節 基本的な考え方

(略)

5. 従業員以外の者であってその業務内容が不明確なもの(相談役及び顧問等)に係る費用や宿泊施設、体育施設その他の厚生施設(社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除く。)に係る費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、原価算入を認めない。

第2節 営業費

1. 人件費

(1) 役員数については、最大限の効率化努力を前提に、業務執行上必要不可欠なものとなっているかを確認する。

(2) 役員給与のうち、社内役員の給与については、国家公務員の指定職の給与水準の平均(事務次官、外局の長、内部部局の長等の平均)と比較しつつ査定を行う。

(3) 給料手当のうち、従業員1人当たりの年間給与水準(基準賃金、諸給与金等)については、厚生労働省の「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、水道事業及び鉄道事業の平均値と比較しつつ査定を行う。その際、地域間の賃金水準の差については、地域の物価水準を踏まえ、消費者物価指数、人事院の「国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差」、厚生労働省の「賃金構造基本統計調査」等を参考に判断する。

(4) 申請事業者から関係会社又は団体等への出向者に係る給料手当については、電気事業の遂行に必要かつ有効であると認められるものに限り原価への算入を認める。

(5) 退職給与金については、人事院の「民間の企業年金及び退職金等の調査結果」及び中央労働委員会の「賃金事情等総合調査」における労働者1,000人以上の企業平均値を基本とする。また、従業員の年金資産の期待運用収益率については、過去の申請事業者の期待運用収益率や他の事業者の期待運用収益率を踏まえ査定を行う。

(6) 法定厚生費については、健康保険料の事業主負担割合の法定下限が50%であることを踏まえ、単一・連合やガス事業及び水道事業等における健康保険組合の事業主負担割合を勘案しつつ査定を行う。

(7) 一般厚生費については、労働者1,000人以上の企業平均値を基本とする。ただし、持株奨励金については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。

(8) 委託検針費、委託集金費、雑給等については、業務内容を踏まえ、他の事業者に係るこれらの費用と比較しつつ査定を行う。

(9) 地方議員兼務者の電気事業に従事していない時間に係る給与については、原価への算入を認めない。

(略)

「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- 役員報酬・従業員給与の大幅な引き下げを行ったことについては、思い切ったものとして評価する。むしろ必要な人材の確保に影響が出るのではないかと心配している。労働条件の大幅な低き下げによって優秀な人材が流出し、事業運営がうまくいかなかった例も存在する。高度な人材に支障が出ることは避けるべき。
- 電力事業の社会的使命を達成するにふさわしい人材の確保とそれに見合う人件費が必要。極端な削減は社員の志気を縮減させる。特に専門技術者については当該企業だけでなく国家的な人材資源と位置付け、然るべき対応がなされるべきである。異業種との比較論もあるが、単なる量的比較は合理的根拠なく、的確さを欠く。
- 人員数(労働生産性)は最近5年間増加している。設備の高経年化や原発安全性対応等が要因とのことだが、それらを除いた労働生産性は本当に向上しているのか。
- 今後3年間では増員が計画されていますが、業務の効率化と併せて電力の安定供給の維持に本当に適正な社員数なのか精査と説明を求めます。
- 役員報酬を現在の半分にすべき。
- 人件費は、特に役員給与については経営責任としてもっと減額することも必要である。
- 従業員の給料や賞与の引き下げは地域社会への間違った迎合である。値上げを理由とした給与の引き下げはあまりにも発想が貧困。技術者の生活安定と技術水準の更なる向上を求めたい。
- 従業員規模が同様の大手企業と比較されていますが、競争性がない中で考えると、公務員並みにすべきと思います。
- 削減計画の中で報道発表の情報では役員報酬を1,800万円に引き下げるとか平均給与を20%下げて年収620万円位にするとのことですが、赤字企業である事を考えるとこれが妥当なのでしょうか。上場企業と言われればそこまでですが平均からするとかなり高いと感じます。
- 福利厚生が、一般企業と比べて妥当かを見極めて頂きたい。

検討の結果(人員計画①)

(1) 人員計画

① 業務運営の効率化の取り組み

これまで組織の統廃合(営業所、電力センター及び支店給電制御所の統廃合)や、業務の集中化(給与・厚生サービスセンターの設置、営業所の電話受付業務及び料金業務の集中処理化)等を実施。

② 在籍人員(各年度末時点)

平成24年度(実績)17,378人、25年度17,731人、26年度18,049人、27年度18,296人、28年度18,304人

③ 経費対象人員(各年度末時点、上記②の内数で建設従事者、附帯事業従事者、無給者を除く)

平成24年度(実績)16,968人、25年度17,328人、26年度17,686人、27年度17,915人、28年度17,932人

- ・原価算定期間(26-28年度)の3カ年平均の経費対象人員は17,975人(20年度改定16,057人 +1,918人)
- ・平成25年4月より「改正高年齢者等の雇用の安定等に関する法律」が施行されたことに伴い、満65才までの再雇用者(シニア・スタッフ)を経費対象人員に含めて整理。

④ 新規採用者数

平成24年度(実績)546人、26年度450人、27年度400人、28年度400人

⑤ 退職者数(括弧書きは定年者数で内数)

平成24年度(実績)413人(33人)、25年度246人(33人)、26年度171人(43人)、27年度232人(99人)、28年度599人(458人)

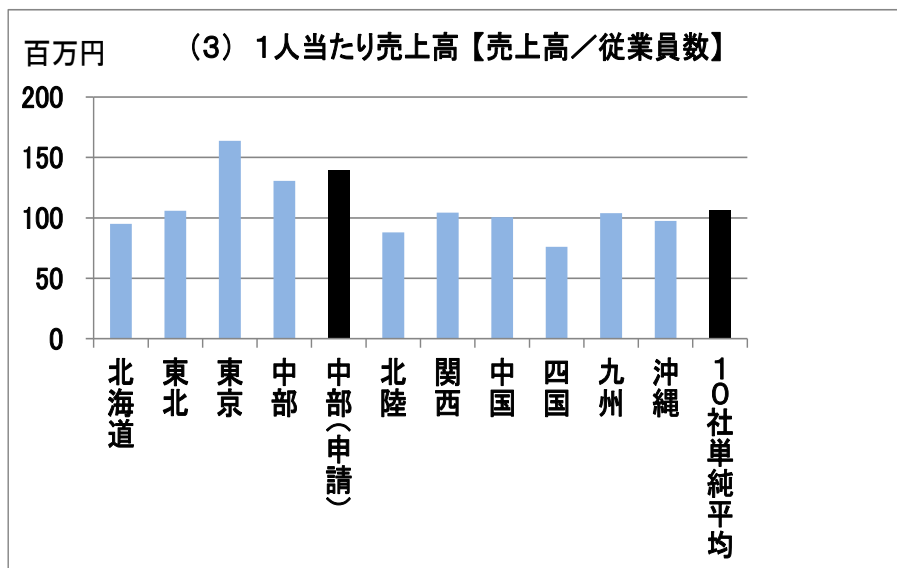
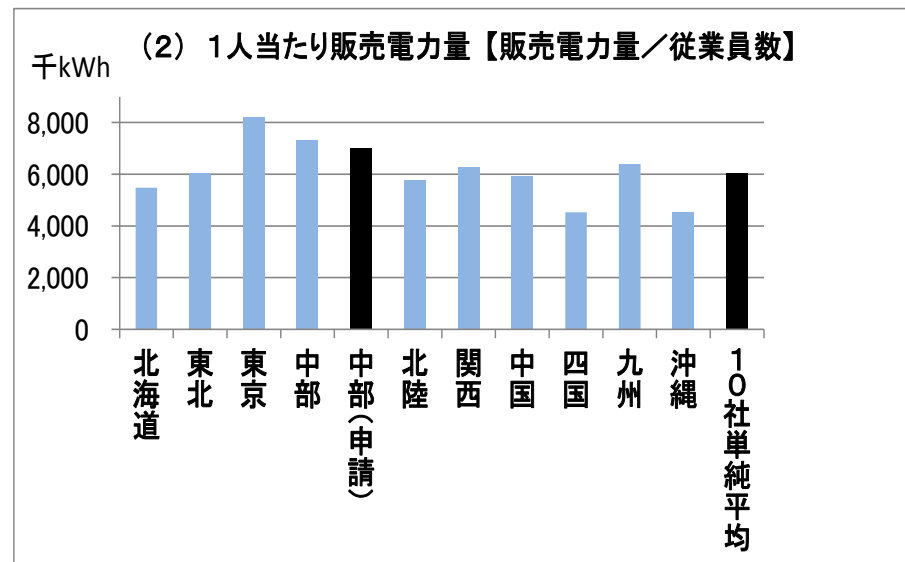
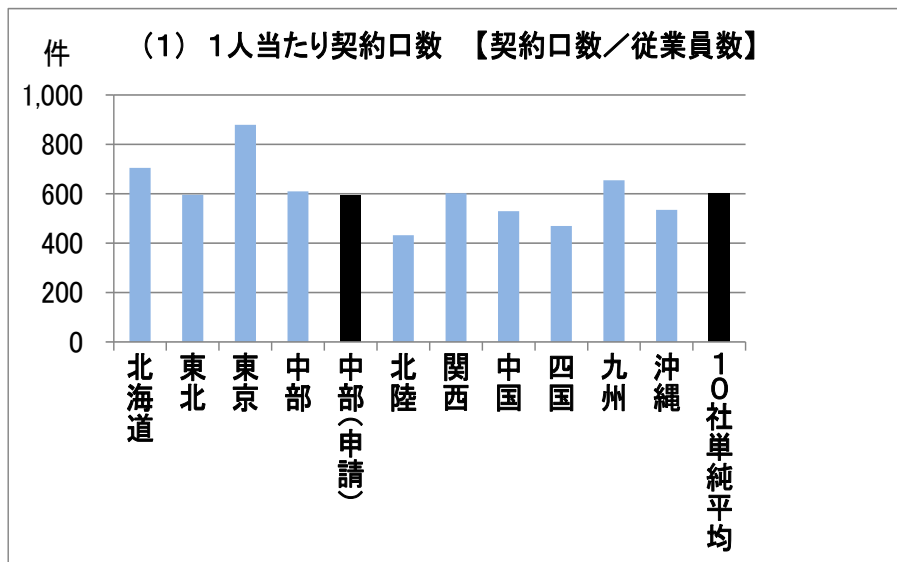
⑥ 他の一般電気事業者との生産性の比較

1人当たり契約口数は電力10社平均(24年度実績、特殊事情除く※)より低い水準であるが、1人当たり販売電力量及び1人当たり売上高は電力10社平均より高い水準である。

※電力10社平均の算定にあたっては、東京電力の損害賠償及び福島原発事故対応要員と、四国電力の火力・原子力関連企業への出向者を除いている。

検討の結果(人員計画②)

◆他の一般電気事業者との生産性の比較(平成24年度)



※東京電力、四国電力及び電力10社平均値は、東京電力の損害賠償及び福島原発事故対応要員と、四国電力の火力・原子力関連企業への出向者を除いて算定。

出典：有価証券報告書(平成24年度)等

検討の結果(役員報酬)

(2) 役員数

- 申請原価上、平成20年の料金改定より社内取締役(常勤)を2名及び社内監査役(常勤)を1名減員している。

(3) 役員報酬の水準

- 申請原価上、審査要領に定める国家公務員指定職の給与水準の平均(事務次官、外局の長、内部部局の長等の平均)と同等の水準となっている。

◆ 役員数及び役員報酬の比較

	中部電力					
	25年度申請			20年改定		
	社内	社外	計	社内	社外	計
取締役(常勤)	10	-	10	12	-	12
取締役(非常勤)	-	2	2	-	2	2
監査役(常勤)	2	-	2	3	-	3
監査役(非常勤)	-	4	4	-	4	4
合 計	12	6	18	15	6	21
申請原価(百万円)	263			836		
1人あたり平均 (百万円)	18	8	-	52	8	-

	関西電力			九州電力			東北電力			四国電力			北海道電力		
	査定			査定			査定			査定			査定		
	社内	社外	計	社内	社外	計	社内	社外	計	社内	社外	計	社内	社外	計
取締役(常勤)	14	-	14	13	-	13	16	-	16	12	-	12	11	-	11
取締役(非常勤)	-	3	3	-	1	1	-	-	-	-	1	1	-	1	1
監査役(常勤)	3	-	3	3	-	3	2	-	2	2	-	2	2	-	2
監査役(非常勤)	-	4	4	-	3	3	-	3	3	-	3	3	-	3	3
合 計	17	7	24	16	4	20	18	3	21	14	4	18	13	4	17
1人あたり平均 (百万円)	18	8	-	18	8	-	18	8	-	18	8	-	18	8	-
社内取締役3名減 平成27年度2名減															

◆ 国家公務員指定職の年収概算

	給与改定特例法 による減額前	給与改定特例法 による減額後 ※2
指定職俸給表8号俸 (事務次官等) ※1	2,265万円	2,044万円
指定職俸給表6号俸 (外局の長官等) ※1	1,995万円	1,800万円
指定職俸給表4号俸 (内部部局の長等) ※1	1,724万円	1,556万円
単純平均	1,994万円	(先行他社の基準) 1,800万円

※1 人事院規則9-42 別表に定めるところによる

※2 平成24年4月1日から平成26年3月31日までの間適用

※3 上記の概算は経済産業省によるもの

検討の結果(給料手当:基準賃金、基準外賃金(超過労働給与を除く)及び諸給与金①)

(4)従業員1人当たりの年間給与水準(基準賃金、基準外賃金(超過労働給与を除く)及び諸給与金)

- 申請は審査要領に定められた方法に沿って算定が行われているが、一般的な企業の平均値及び類似の公益企業との比較は、平成26年2月に公表された平成25年賃金構造基本統計調査を基本とする。

◆従業員1人当たりの年間給与水準の査定の考え方

①給与水準の査定の基本的な考え方

- 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基本とする。
- 他方、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基本とすることは、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し、同種同等の観点から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とともに、地域間の賃金水準の差を考慮する。
- なお、実際に従業員に支給される給与の水準は労使間の交渉により決定されるものである。
- また、どのような賃金体系を採用するかについても、従業員のモチベーションの維持・向上を図る責務を持つ事業者の自主性に委ねられるべきものである。

②一般的な企業の平均値

- 様々な企業を対象とした賃金構造基本統計調査における従業員1,000人以上企業の常用労働者(正社員)の賃金の平均値(平成25年調査:589万円)に、中部電力の場合には短時間勤務者(シニア・スタッフ)の労働時間を反映することが適当である。

③類似の公益企業との比較

- 公益企業の対象業種は、大規模なネットワークを有するという事業の類似性や、料金規制及び競争実態を勘案し、ガス・水道・鉄道の3業種とすることが適当である。その際、これら企業との同種同等比較を行う観点から、年齢、勤続年数、学歴について申請会社との相違を補正する。
- その上で、これら3業種それぞれの水準との比較を行う観点から、3業種の単純平均(※)に、中部電力の場合には短時間勤務者(シニア・スタッフ)の労働時間を反映することが適当であり、これと上記の一般的な企業の平均値との単純平均とすることが適当である。

※賃金構造基本統計調査におけるガス、水道、鉄道の人員数は、鉄道のウエイトが8割を超えており、加重平均を行うことは各業種との比較を行う視点では適当ではないと考えられる。

④地域補正

- 審査地域の物価水準を踏まえ、消費者物価指数、人事院の「国家公務員給与等実態調査及び職種別民間給与実態調査の結果に基づく地域別の民間給与との較差」、厚生労働省の「賃金構造基本統計調査」等を参考に判断する。
- 中部電力における地域補正の比較対照とする消費者物価地域差指数については、中部電力の従業員が勤務している地域(東海、東北、関東及び北陸)の従業員数で加重平均しているが、審査要領におけるメルクマールと照らして妥当である。

検討の結果(給料手当:基準賃金、基準外賃金(超過労働給与除く)及び諸給与金②)

◆賃金構造基本統計調査の常用労働者1,000人以上企業の統計値

		全産業 (正社員)	電気	ガス	水道	鉄道
年間給与 万円	H24	594	657	672	577	586
	H25	589	643	657	580	590
労働者数 十人	H24	650,086	12,508	1,584	2,997	18,881
	H25	610,598	11,376	1,588	2,700	17,933

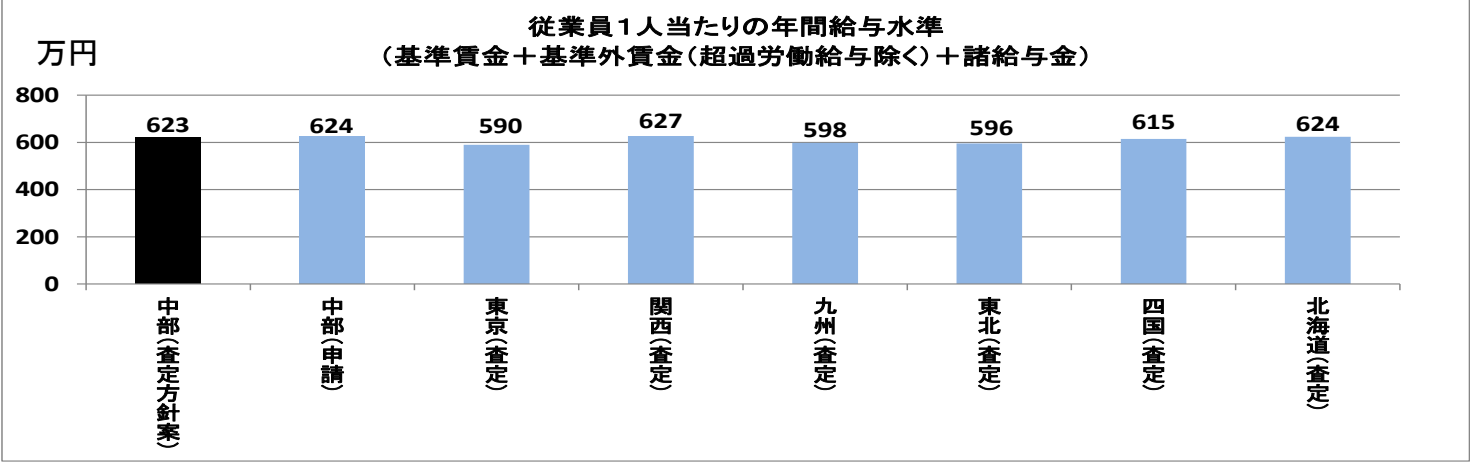
◆地域補正係数の比較(平成24年度以降の料金値上げ申請に係る査定ベース)

H24以降の値上げ申請事業者	中部(申請) ※1	北海道	東北	関西	四国	九州
地域補正係数(査定)	100.5209	99.0	96.0	100.1089	96.3	96.3

地 域	東海	中部(申請 比較) ※2	北海道	東北	関東	近畿	四国	九州
消費者物価指数地域差指数 (平成24年) ※3	100.4	100.6577	102.5	99.0	102.6	101.8	97.2	97.0

※1 中部(申請)は、中部電力の従業員が勤務している都道府県別の、それぞれの平成24年賃金構造基本統計調査の単価を、各勤務地の従業員数で加重平均。
※2 中部(申請比較)は、中部電力の従業員が勤務している地域(東海、関東、北陸、東北)の、それぞれの消費者物価指数地域差指数を各地域の従業員数で加重平均。
※3 消費者物価指数の全国平均に対する地方指数は、平成22年以降の集約が行われていないため、平成21年の指数(総務省調査)をベースに、公表されている消費者物価指数の伸び率を反映し、平成24年の地域差指数を算定。

◆従業員1人当たりの年間給与水準の比較(平成24年度以降の料金値上げ申請に係る査定ベース)



検討の結果(給料手当:基準賃金、基準外賃金(超過労働給与除く)及び諸給与金③)

(5)その他

- 中部電力の相談役、顧問及びこれらに関連する人件費は原価に算入されていないことを確認した。
- 地方議員兼務者の人件費は原価に算入されていないことを確認した。

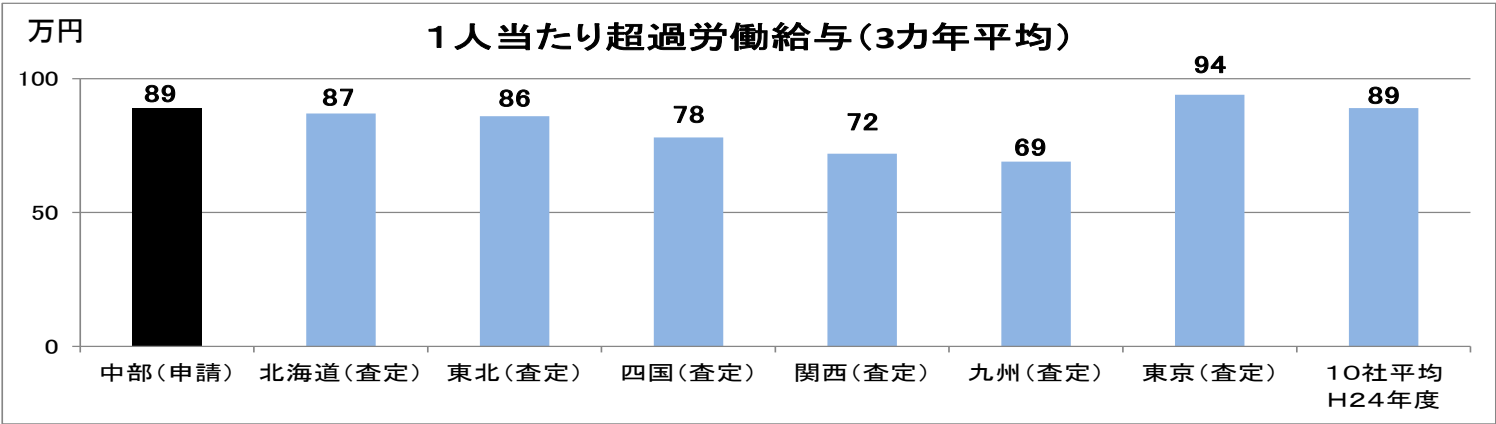
検討の結果(給料手当:基準外賃金(超過労働給与)、給料手当振替額)

(6)基準外賃金(超過労働給与)

- 超過労働給与については、事業の性質や景気によって左右され、全産業との比較は適当ではないため、一般電気事業者との比較を行った。この結果、1人当たりの水準が一般電気事業者の平均値と同等の水準になっていることを確認した。

(7)給料手当振替額

- 地域密着型携帯情報サービス料に係る費用については、電気事業とは認められない費用であることから、料金原価から除いて附帯事業従事者の給料手当に振替るべきである。



※東京はH22年度、関西及び九州はH23年度、それ以外はH24年度の10社平均と比較。

検討の結果(給料手当:出向者給与等の負担)

(8) 出向者給与等(控除口)

- 中部電力が給与等を負担している出向者については、電気事業の遂行に必要なかつ有効であると認められるものに限り原価への算入を認める。
- 名古屋大学への出向者2名及び浜松医科大学への出向者1名については、いずれも中部電力が出資する寄付講座への出向であり、この費用は申請原価に算入されていない。また、審査要領において、寄付金は電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、合理的な理由がある場合を除き、原価への算入を認めないこととなっている。これらを踏まえ、両大学への出向者給与を原価に算入することは認めない。

◆原価算入を認める出向先及び出向者数 44社・団体710人

①エネルギー団体等:24団体155人

エネルギー団体等出向先	人数(人)	エネルギー団体等出向先	人数(人)
電力中央研究所	2	火力原子力発電技術協会	1
日本原子力発電	10	ダム水源地環境整備センター	1
エネルギー総合工学研究所	1	日本原燃	40
省エネルギーセンター	2	電気安全環境研究所	1
海外電力調査会	1	原子力発電環境整備機構	6
日本電気協会	6	電力研究国際協力機構	1
石炭資源開発	3	中部電力健康保険組合	4
BWR運転訓練センター	1	電力系統利用協議会	4
原子力環境整備促進・資金管理センター	1	新エネルギー導入促進協議会	1
新エネルギー財団	1	テプコシステムズ	2
新エネルギー・産業技術総合開発機構	2	世界原子力発電事業者協会	1
原燃輸送	3	中部電気保安協会	60

②グループ会社:20社555人

グループ会社出向先	人数(人)	グループ会社出向先	人数(人)
中電配電サポート	71	知多棧橋管理	5
愛知電機	1	中電防災	7
トーエネック	35	テクノ中部	36
東海コンクリート工業	1	知多エル・エヌ・ジー	55
愛知金属工業	2	霞棧橋管理	3
新日本ヘリコプター	1	中電シーティーアイ	34
中電輸送サービス	9	中電ウイング	8
中部精機	10	中電ビジネスサポート	3
中部プラントサービス	127	チュウブエレクトリックパワーオーストラリア	5
シーテック	141	チュウブエレクトリックパワーコルトバガス	1

検討の結果(退職給与金)

(9) 退職給与金

- 審査要領を踏まえ、人事院調査のデータ値及び中労委のデータ値における1,000人以上企業等の退職給付水準と比較し、これらのデータ値の平均値に基づく費用を上限として原価算入を認めるが、中部電力の退職給付水準は、この上限の範囲内となっていることを確認した。

◆退職給付水準の比較

単位:千円

	退職一時金	年金	合計
中部電力 標準者(※1)	10,508	14,399	24,907
北海道電力 標準者(※2)	7,777	17,166	24,943
東北電力 標準者(※3)	10,769	16,337	27,106
四国電力 標準者(※4)	9,095	16,385	25,480
関西電力 標準者(※5)	23,418	5,544	28,962
九州電力 標準者(※6)	11,630	14,280	25,910
東京電力 標準者(※7)	15,500	9,900	25,400
人事院調査(※8)	9,344	17,182	26,526
中央労働委員会調査(※9)	10,792	12,641	23,433

申請

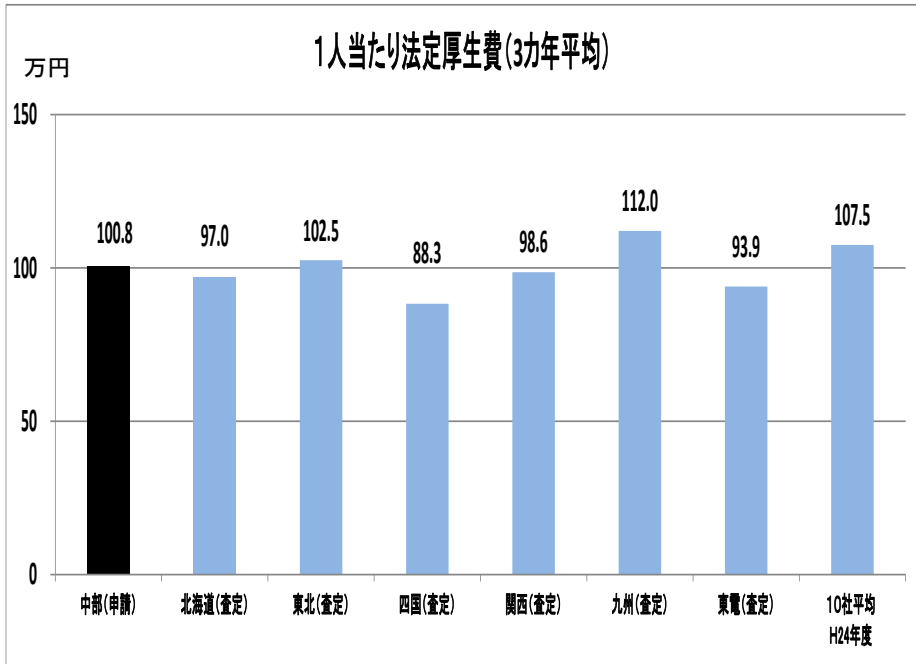
先行他社の基準
平均24,980

※1 中部電力の標準者は高卒、定年、主任クラス、勤続41.5年。年金は確定給付企業年金における一時金受領額及び確定拠出年金における会社掛金累計の合計額。
※2 北海道の標準者は高卒、再雇用年齢(満57才)、副長クラス、勤続39年。年金は確定給付年金一時換算額と確定拠出年金の拠出額の合計。
※3 東北の標準者は高卒、定年、副長クラス、勤続41.5年。年金は確定給付年金と確定拠出年金の拠出額の合計。
※4 四国の標準者は高卒、定年、副長クラス、勤続41.5年。退職一時金には確定拠出年金を含む。年金は確定給付年金。
※5 関西の標準者は高卒、定年、主任クラス、勤続41年。年金は確定拠出年金(実受給額はこれを下回る可能性有)
※6 九州の標準者は高卒、定年、係長クラス、勤続41.5年。年金は確定給付年金一時金換算額、確定拠出年金の拠出合計額。
※7 東京の標準者は高卒、57歳退職、勤続39年。
※8 人事院調査は「民間の企業年金及び退職金等の調査結果」(H23) 1000人以上の勤続42年を対象。
※9 中央労働委員会調査は「賃金事情等総合調査」(H23)
資本金5億円以上かつ労働者1,000人以上の企業から中央労働委員会が独自に選定。退職年金制度併用企業の高卒、事務・技術、男子、定年。

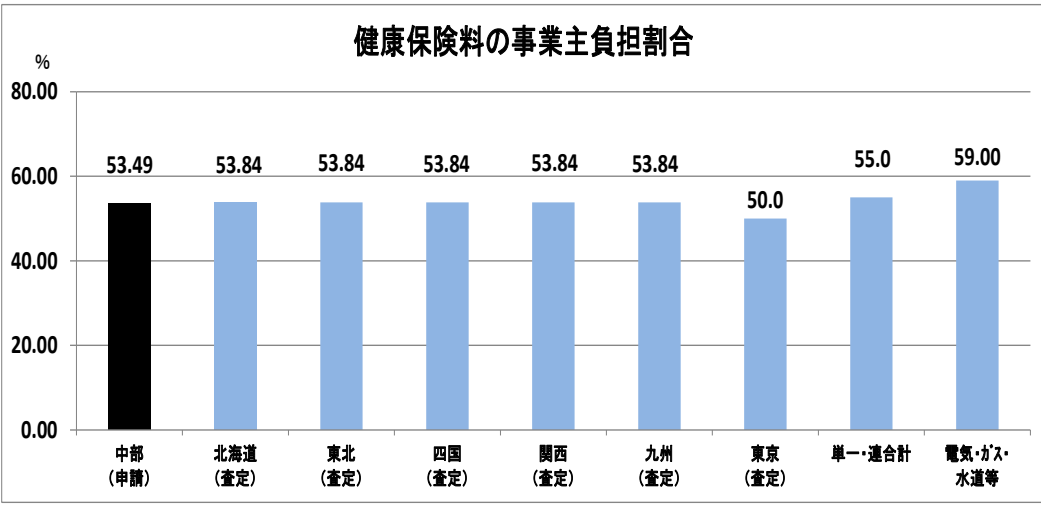
検討の結果(法定厚生費)

(10) 法定厚生費

- 健康保険料、雇用保険料、介護保険料、厚生年金保険料、児童手当拠出金及び労災保険料は、標準月額報酬・標準賞与額(算定基礎)、社会保険料率により機械的に算定されていることを確認した。
- また、健康保険料の事業主負担割合については、健康保険組合の現勢(平成25年3月末現在)によれば、単一・連合の計の負担割合は55%となっているが、近年における単一・連合及び類似の公益企業の低減傾向を踏まえ、原価算定期間(平成26年度～28年度)内は年々引き下げて、28年度末には53%台の負担割合とした中部電力の申請は妥当である。



※平成24年度有価証券報告書等



※「単一・連合の計」及び「電気・ガス・水道等」は健康保険組合連合会「健康保険組合の現勢」平成25年3月末現在。
※単一・連合とは、一つの会社又はその関連企業を母体として設立している組合。
※中部は平成28年度末時点の事業主負担割合、北海道、東北、四国、関西及び九州は平成27年度末時点の事業主負担割合。東京は当時の電気料金審査専門委員会では当時比較した単一・連合計の56%で査定すべきとされた。

(健康保険組合の現勢のデータに基づいて計算)						原価算定期間			
年度末	20	21	22	23	24	25	26	27	28
負担割合	56.30	56.15	56.07	55.24	54.89	54.54	54.19	53.84	53.49

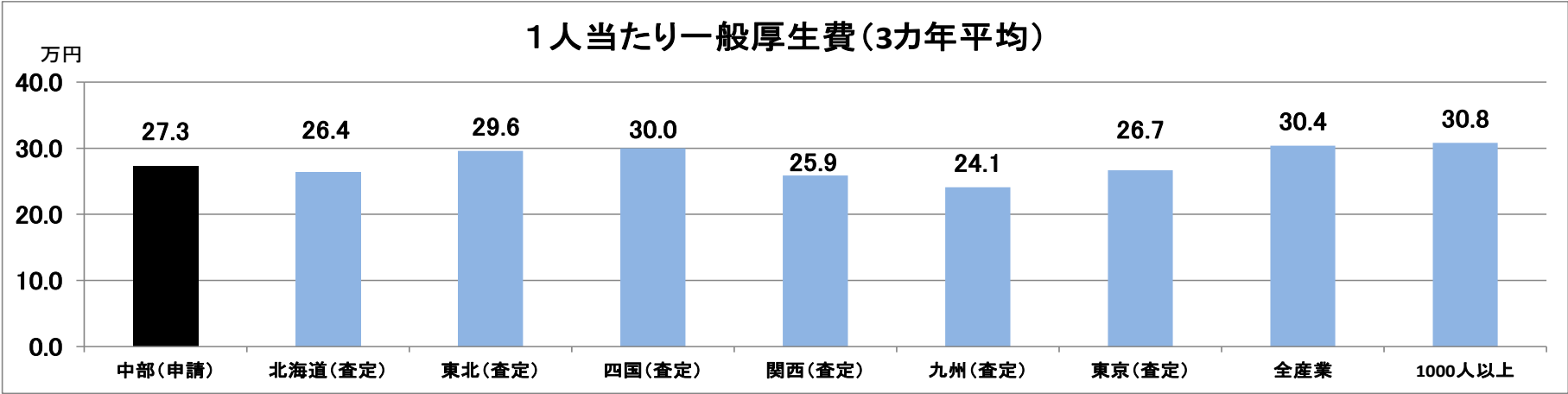
実績値 ▲0.35%/年

毎年度 ▲0.35%削減

検討の結果(一般厚生費)

(11)一般厚生費

- 審査要領を踏まえ、経団連「2012年度福利厚生費調査結果報告」の1,000人以上企業の平均値と比較した。この結果、中部電力の申請は、この平均値以下の水準にあることを確認した。この範囲においては、どのような福利厚生施策に重点を置くかは従業員のモチベーションの維持、向上を図る責務を持つ事業者の自主性に委ねられるべきものである。
- 宿泊施設、体育施設その他の厚生施設に係る費用については、社宅・寮等であって、電気事業を遂行するために必要と認められるものを除き、原価に含まれていないことを確認した。なお、社員の社宅及び独身寮に係る清掃、賄い、貯水槽の点検及び防火管理業務等に係る委託費用が料金原価に算入されているが、これらの業務は競争入札導入等による効率化が期待できることから、当該費用についても本査定方針(案)の基本的な考え方(3)及び(4)に示す方針を適用し、効率化努力分(▲10.31%)を原価に反映することが妥当である。



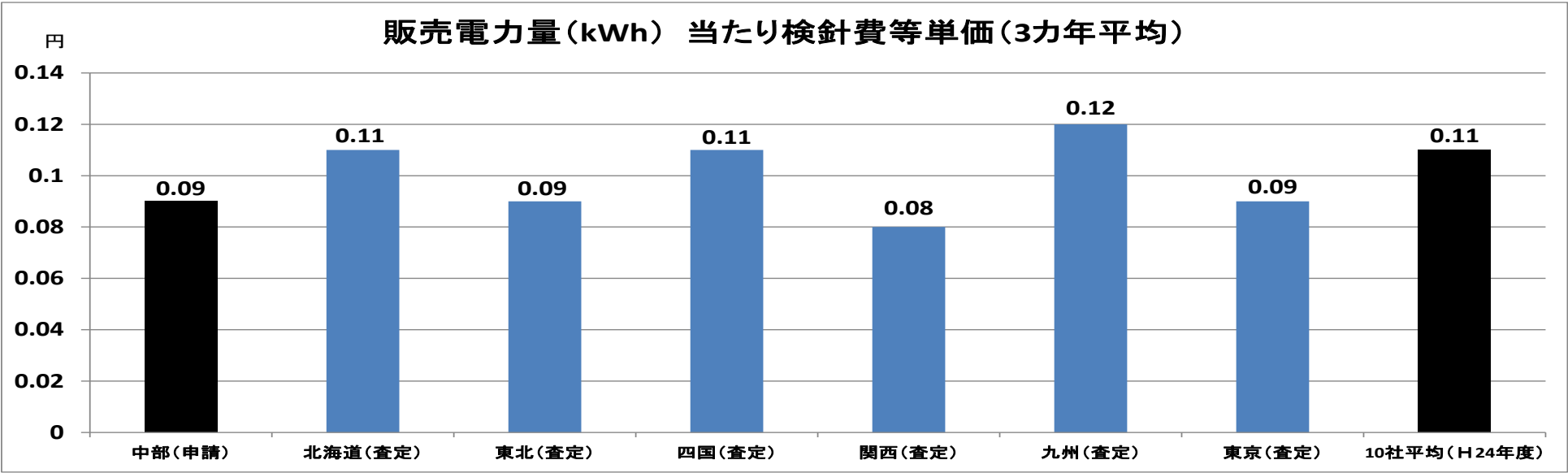
※各社の1人当たり単価は、原価算定期間(平成25～27年度)の一般厚生費の平均原価を、同期間中の平均経費対象人員で除したものと

※全産業等の出典は2012年度福利厚生費調査結果報告(日本経済団体連合会)

検討の結果(委託検針費、委託集金費及び雑給)

(12) 委託検針費、委託集金費及び雑給

- 業務の形態に応じ賃金水準が定まるため、全産業との比較は適当ではなく、他の一般電気事業者との比較が適当である。このため、一般電気事業者の販売量(kWh)あたりの平均単価と比較した結果、中部電力の申請は、この平均単価以下の水準であることを確認した。
- 地域密着型携帯情報サービス料に係る費用については、電気事業とは認められない費用であることから、料金原価から除くべきである。



※ 中部(申請)は、集金にかかる費用は委託集金費と雑給に計上。
※ 北海道(査定)は、検針及び集金にかかる費用は全て「委託費」の原価として計上していることから、上記グラフの単価は、原価算定期間(平成25～27年度)における「委託費計上分」の原価と雑給の3カ年平均原価を、同期間中の平均販売電力量で除したもの。
※ 他社の販売量当たり単価は、原価算定期間(平成25～27年度)における委託検針費、委託集金費及び雑給の3カ年平均原価を、同期間中の平均販売電力量で除したもの。
※ 東京はH22年度、関西及び九州はH23年度、それ以外はH24年度の10社平均と比較。

2. 燃料費

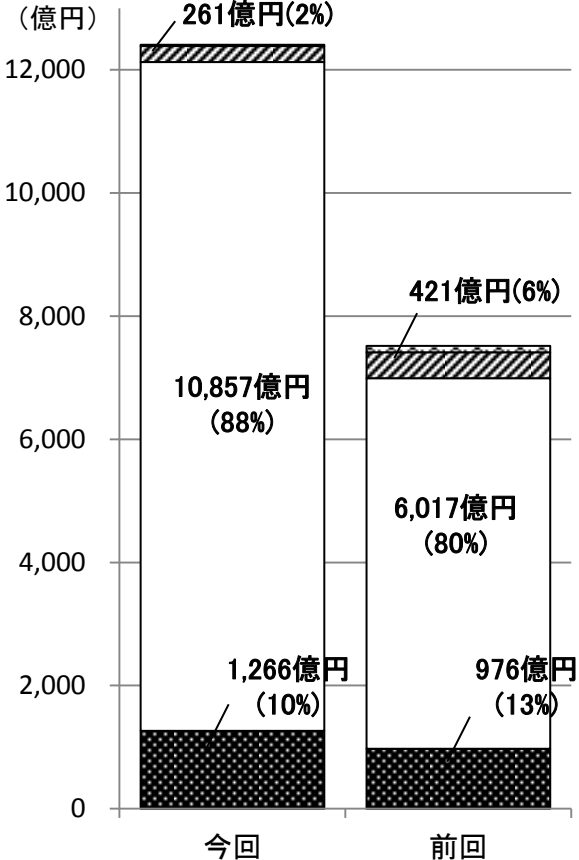
燃料費の概要

1. 燃料費は、石炭、LNG、原重油等の火力燃料費、核燃料費及び新エネルギー等燃料費の合計額であり、供給計画等を基に算定した数量に、時価等を基に算定した単価を乗じて算定される。
2. 火力燃料費については、火力発電の稼働増等により、26～28年度の3カ年平均で、4,969億円の増。
3. 核燃料費については、原子力発電の稼働減に伴い、前回改定に比べ、▲80億円。
4. なお、火力燃料費の算定にあたっては、平成25年6～8月の通関レート(TTM=99.0円／ドル)を適用している。

■燃料費の算定内訳(中部電力・申請原価)

		今回申請[H26～H28] A			前回[H20] B			差引 A－B		
		金額 (億円)	発電電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)	金額 (億円)	発電電力量 (億kWh)	単価 (円/kWh)
火 力	水	—	86	—	—	97	—	—	▲11	—
	火	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 エ ネ		—	1	—	—	0	—	—	1	—
自 社 計		12,403	1,272	9.75	7,514	1,321	5.69	4,889	▲49	4.06

■燃料費の内訳(原価織込;3年平均)



※四捨五入の関係で、積み上げと合計が一致しない場合がある。

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

- 燃料費、購入電力料については、原価算定期間内に契約が満了するものについて、他の事業者の取組状況や市場の状況を踏まえ、燃料においては共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所からの調達や入札等の努力を求め、その取組によって実現可能な効率化を反映する等、個別に可能な限り効率化努力を評価する。

「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- 火力発電の燃料費は効率的な運用が重要。メリットオーダーをしっかりといただきたい。
- 水力発電の発電設備利用率の引き上げや、石炭発電の効率化等によって燃料費の低減に努めてほしい。
- 火力発電の燃料費増が今回の値上げ申請の主因であるとしていますが、調達における価格交渉努力について検証するとともに、より安価な火力燃料の調達に向けて今後の目標値と達成計画を明らかにし、その交渉努力を先取りする形での原価反映を求めます。
- 申請のガス系の金額10,857億円は、企業努力で大幅な削減ができるものと考えます。米国から始まっているシェールガス開発で世界のLNG価格は下がる中、中部電力は企業努力をすることにより、安い燃料を購入することができます。
- 火力燃料費については、調達努力も見られますが、今後更に調達工夫をして、燃料費削減も可能だと思われます。

検討の結果(メリットオーダーの確認①)

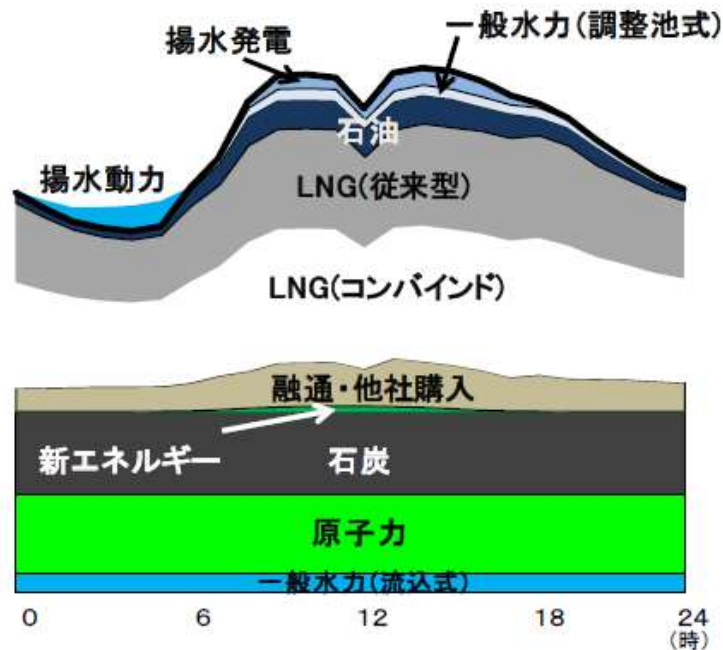
【火力燃料費】

(1) メリットオーダーの確認

(ア) 電源別の供給電力量の配分

- 中部電力は、申請原価の前提となる電源別の供給電力量を、以下の手順により算定していることを確認した。
 - ベース供給力(自社原子力・一般水力)及び調整裕度の少ない電源(他社火力・IPP・自家発・新エネ・取引所取引)の電力量を算定
 - 揚水発電量及び動力量を算定
 - 自社火力の電力量を算定

■一日の供給力の内訳(イメージ) (第7回電気料金審査専門小委員会資料7-2)



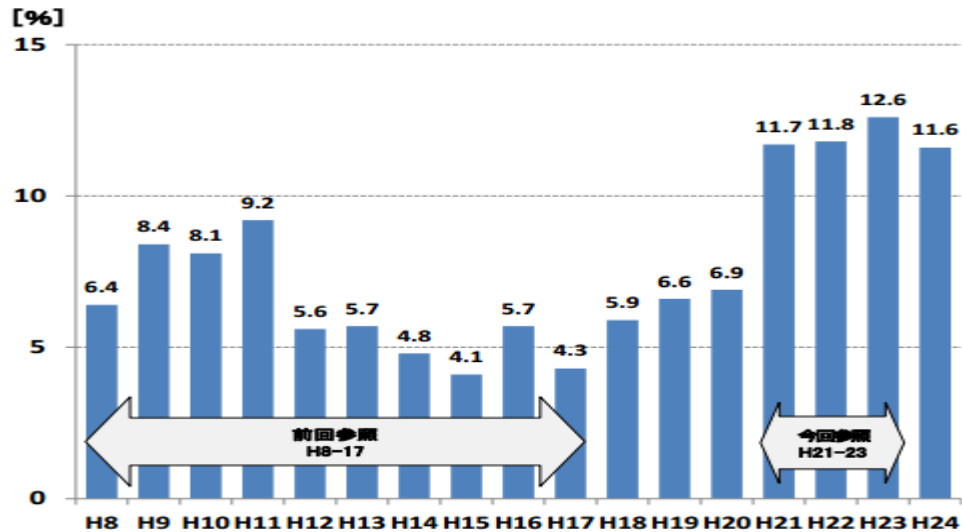
- 一般水力
純国産の再生可能エネルギーで、環境性に優れており、ピーク・ベース供給力として活用
- 石炭火力・原子力
発電燃料単価が安価であり、ベース供給力として活用
- LNG火力
発電燃料単価は石油に比べ安価だが、石炭に比べ高い。環境性に優れており、ベース～ミドル供給力として活用
- 石油火力
発電燃料単価は高いが、調達の柔軟性に優れており、ピーク供給力として活用
- 揚水式水力
電力供給に余裕のある夜間に水をくみ上げ昼間に発電。追従性に優れておりピーク供給力として活用
- 新エネルギー
環境性に優れている太陽光・風力等を活用

検討の結果(メリットオーダーの確認②)

- 電源別の供給電力量のうち、一般水力については、可能発電電力量から溢水電力量を控除して算定される。中部電力は、今回の申請においては、平成21年度以降の溢水電力量の増加を理由に、21～23年度の3ヶ年の水力停止率をもとに溢水電力量を想定している。21年度以降の溢水電力量の増加の一因として、中部電力は、①近年、短時間の集中豪雨が発生するケースが増加しており、出水に伴う発電機停止による溢水電力量実績が増加していること、②水車発電機保守の効率化に伴う過去の作業停止量の一時的減少の反動、が考えられるとしている。
- しかしながら、①については、異常気象が継続するかどうかは定かではないこと、②については、これまで水車発電機の保守効率化に取り組んできたことは評価できるものの、過去の料金改定や供給計画策定時において、至近10ヶ年の水力停止率をもとに溢水電力量を算定してきたことが確認されたことから、今回、観測期間を変更する特段の事情はないと考えられるため、申請原価においても、至近10ヶ年(15～24年度)の水力停止率の実績をもとに溢水電力量を想定することが適当である。この結果をもとに、自社火力の発電電力量の分担及び燃料消費数量を再算定すべきである。

■水力停止率の推移等 (第12回電気料金審査専門小委員会資料6)

【水力停止率*の推移】 (※) 水力停止率 = 溢水電力量 / 可能発電電力量 × 100 (%)



【水力発電量の内訳(今回申請・前回改定差)】

第6回電気料金審査専門小委員会 資料4
P6原価算定の概要(前掲諸元と発電電力量の概要)より抜粋



＜水力・新エネルギーの前回差＞			
(単位: 億kWh)			
	今回	前回	差
水力・新エネルギー	88	97	▲9
(内訳)			
水力	78	80	▲2
新エネルギー	8	17	▲9
新エネルギー	2	少	2

【減少理由】

- 「水力・新エネルギー」の発電電力量の減少は、前回改定よりも需要想定が下回ったことから、ピーク時間帯に発電する揚水発電電力量が減少することによります。
- なお、自流分の発電電力量の若干の減少は、至近年の短時間豪雨等に伴う発電機停止実績の増加を反映して想定した結果によるものです。

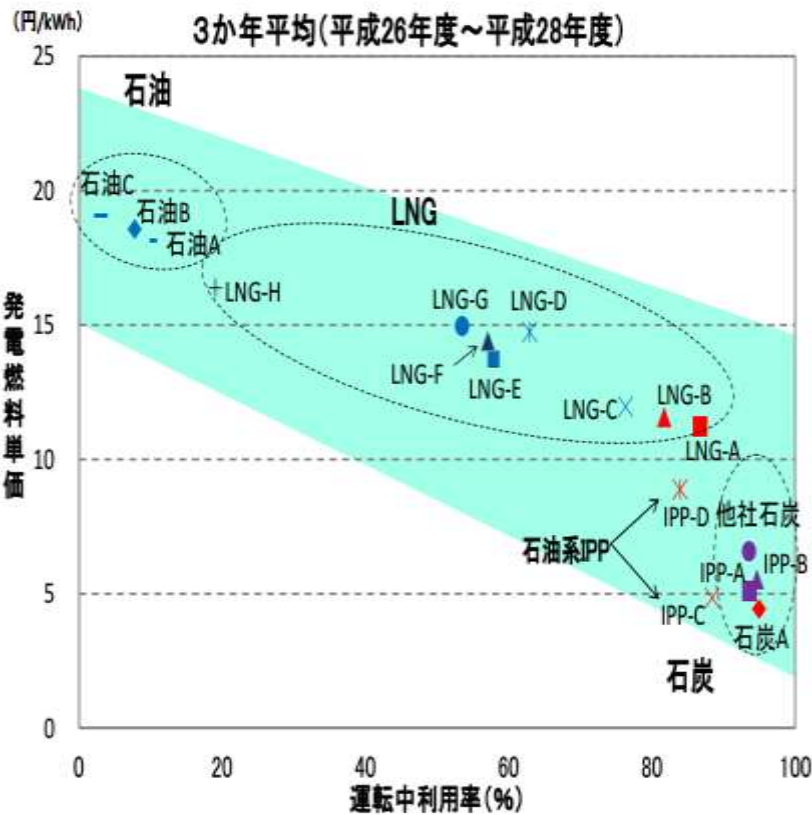
検討の結果(メリットオーダーの確認③)

(イ)火力発電における発電所別の発電電力量の配分

- 申請における自社火力の発電所別の発電電力量は、発電所の定期検査や補修停止等を考慮したうえで、メリットオーダーに基づき算定されていることを確認した。具体的には、発電燃料単価の安い石炭火力をベース供給力とし、次に熱効率が高いコンバインドサイクル型LNG火力を優先的に配分したうえで、残りを従来型のLNG火力、石油火力の順にて賄うことを基本としていることを確認した。他社火力については、契約に基づき、自社火力と同様に経済性を考慮して計画していることを確認した。

※メリットオーダーの検証例：第7回電気料金審査専門委員会 資料7-2(中部電力提出)を参考添付

■火力発電所の稼働率と単価の関係



■燃料別の火力発電電力量(発電端)割合

燃料別の自他社火力発電電力量(発電端)比率
(平成26年度～平成28年度の3か年平均)



※1 ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回して発電し、さらにその高温ガスの排熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式
※2 ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、蒸気タービンを回して発電する従来型の方式
※3 補修等の計画停止を除いた、設備を自由に使える期間において、発電設備をどの程度利用したかを表す指標(【参考】原子力・火力の運転中利用率参照)

■運転中利用率と発電燃料単価

運転中利用率※3と発電燃料単価(3か年平均)

発電所	運転中利用率(%)	発電燃料単価(円/kWh)
石炭A	95.0	4.4
LNG-A	86.8	11.2
LNG-B	81.7	11.6
LNG-C	76.3	12.0
LNG-D	62.9	14.8
LNG-E	57.8	13.7
LNG-F	57.1	14.5
LNG-G	53.5	15.0
LNG-H	19.0	16.4
石油A	9.9	18.1
石油B	7.8	18.6
石油C	3.0	19.1
IPP-A	93.7	5.1
IPP-B	94.7	5.6
IPP-C	88.4	4.9
IPP-D	83.9	8.9
他社石炭	93.6	6.6

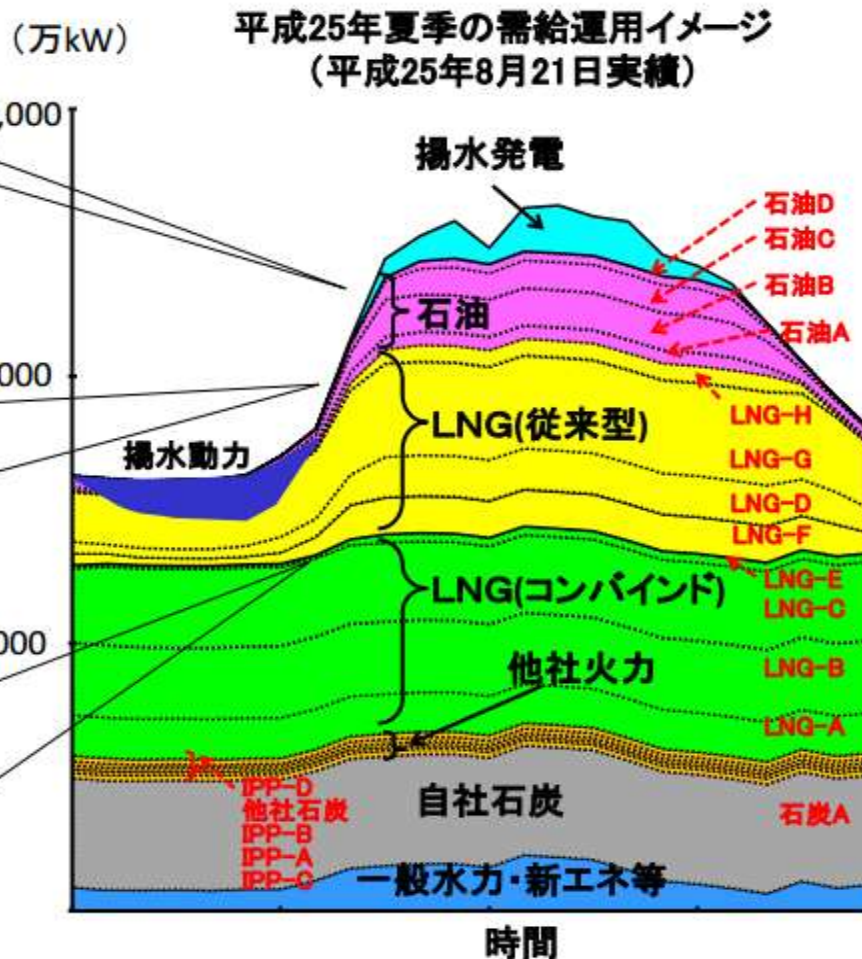
・LNG火力は、コンバインドサイクル型と従来型に分けて記載
・発電燃料単価は、自社は燃料可変費、他社は契約単価のうち可変費

・時々刻々と変化する電力需要や制約等を踏まえた上で、メリットオーダーの考え方に基づいて、全体最適となる発電設備の組み合わせを計画しながら需給運用を行っている。

・電力需要は、気象条件等により大きく変動し必ずしも予測通りとはならない。

・需要の急激な変動に追従して供給力を調整し、電力品質を維持するため、出力変化速度が速く負荷追従性に優れたLNG火力で出力調整(一時的に減少)する場合がある。

・LNG-Eは、電力需要が減少する夜間帯に停止し、昼間帯をフル出力とした(日間起動停止)。
※LNG(従来型)は、夜間帯のみの停止が設備上困難であることから、電力需要に柔軟に対応可能なLNG(コンバインド)の日間起動停止を有効に活用している。



メリットオーダーによる火力の配分

- 純国産の再生可能エネルギーで、環境性に優れた一般水力や新エネルギー等を優先的に配分。
- 残りを調整裕度が大きい火力発電所や揚水発電所に配分。なお、配分にあたり、発電燃料単価の安い火力機を最大限活用することが基本。
- 具体的には、発電燃料単価が安価な石炭火力はベース供給力として運転。次に熱効率の高いコンバインドサイクルLNG火力を優先的に配分。
- LNG従来型は、昼間帯は高稼働運用、夜間帯は電力需要の変化に合わせて運用するミドル供給力として活用し、電力需要が減少する昼休みや夜間帯は、発電機出力の調整を実施する。
- 石油火力と揚水発電はピーク対応とし、電力需要の変化に合わせて運用する。電力需要が減少する昼休みや夜間帯は、運用可能な範囲で出力を減少、または、発電機を停止する。
- 他社受電については、契約に基づき、自社火力と同様にメリットオーダーを考慮して計画する。

(参考)その他メリットオーダーに制約を与える事例

- ・燃料貯蔵可能量の上(下)限逸脱を回避するための燃料計画消費
- ・流通設備の運用限度超過を回避するための発電機出力調整

検討の結果(LNG①)

(2)各燃料の購入実績および原価織込価格に関する検討

(ア)LNG

①至近の各社調達実績と全日本通関価格との比較

- LNG長期契約の調達価格については、契約時期の影響等に左右されるが、現行契約の価格フォーミュラと調達数量を確認したところ、至近の実績では、平均すれば、全日本通関LNG価格(JLC)よりも割高な価格での調達となっている。

②調達コスト削減に向けた取り組みの実施状況

- 中部電力は、安価で安定、そして柔軟な燃料調達を図るため、エネルギー生産・開発を担う上流開発に参画するとともに、国境を越えて燃料の共同調達に取り組んでいくことを表明しており、具体的な取組として、米国フリーポートプロジェクトへの参画、豪州イクシスプロジェクト等のLNG関連の上流権益の取得、韓国ガス公社(KOGAS)とのLNGの共同調達の実施、インドガス公社(GAIL)とのLNGの共同調達の可能性や在庫調整などについての協議開始などをあげている。

③原価算定期間中における価格改定対象数量

- 中部電力は、原価算定期間中の年間調達予定数量約1,346万tのうち、約1,243万tを長期契約等により確保しており、このうち、約370万t分が、原価算定期間内に価格改定を迎える。また、未定分約103万tについてはスポット契約にて調達する前提で原価に織り込んでいる。
- なお、LNG長期契約における調達義務に関し、不可抗力による引取不能は免責されるが、不可抗力以外であれば、契約未達数量はテイクオアペイ(引き取らない場合にも支払義務あり)と定められていることを確認した。また、契約中の途中解約については、不可抗力が長期間継続する場合や債務不履行等の特別な場合を除き不可となっていることを確認した。

④LNG購入価格の算定

- LNGの購入価格は、原油価格を指標とした価格フォーミュラにより決定されるが、申請原価は、25年6～8月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油価格(JCC)等を、プロジェクト毎の価格フォーミュラに適用し算定していることを確認した。
- 原価算定期間内に価格改定を迎える長期契約の改定後価格について、中部電力から提出された基本契約書においては、価格改定協議の指標として、価格改定協議期間中及び価格改定対象期間の日本向け長期LNG契約に対して「競争力」を持つことと等を定めていることを確認した。
- 北米におけるシェールガス産出に伴い国際的な天然ガスの需給構造が変化していく中で、今回の原価算定期間以降に輸入されるものではあるが、関西電力や東京電力など我が国企業が、これまでの通例であった石油価格リンクではなく、天然ガス価格にリンクしたLNG調達契約を結ぶといった新たな動きが見られる。さらに、昨年5月以降、複数の米国シェールガスのプロジェクトについて、米国政府から日本向けの輸出許可が得られている。
- 今回の申請原価において、中部電力は、原価算定期間内に価格改定がある契約のうち、平成26年度に改定を迎えるものについてはJLCを適用し、平成27年度に改定を迎えるものについてはJLCから一定の価格低減を見込み原価に織り込んでいるが、上記のようなLNG調達をとりまく環境の変化を踏まえ、将来の効率化努力を先取りした調達価格を織り込んだ原価算定を行うことが適当である。

検討の結果(LNG③・石炭)

- 具体的には、先行他電力の査定と同様、26年度については、原価算定期間に契約更改等が実施される長期プロジェクトのうち、合意済みの更改価格等が現時点で最も低価格なものの価格（いわゆるトップランナー価格）を原価織り込み価格とする。なお、トップランナー価格の選定に当たっては、各電力会社の調達努力を阻害しないよう、申請会社以外の一般電気事業者のものから行うことが適当である。加えて、27年度以降については、契約更改交渉までに十分に交渉のリードタイムがあり、また、米国からシェールガスが非FTA締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス連動価格を一部反映した原価織り込み価格とすることが適当である。また、四国電力と同様、マレーシアから日本向けの平均価格で購入するとしている契約については、マレーシアから日本向けの長期プロジェクトが今後順次価格改定を迎える際に調達各社がそれぞれ効率化努力を行うことを踏まえた査定を行うことが適当である。
- スポット購入価格については、直近25年6～8月のJKM（日本・韓国向けLNGスポット価格指標）実績にて織り込んでいるが、先行他電力の査定と同様、一般電気事業者全体の平均調達価格を原価織り込み価格とすることが適当である。
- なお、織り込み額の具体的な算定に当たっては、正確性を確保する観点から、非公表を条件に、一般電気事業者に対し、LNG調達契約について、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行うべきである。

(イ)石炭

- 石炭の各年度の購入価格は、輸入国別に、直近25年6～8月の中部電力の購入実績または全日本通関石炭価格のいずれか安い価格を原価織込価格としており、先行他電力の査定基準である「各国別の全日本通関石炭価格を、原価算定期間における自社の国別調達予定数量で加重平均した価格」を下回っていることを確認した。
- 中部電力は、石炭の調達にあたり、供給の分散化及び経済性の向上を目指し、近距離ソースであるインドネシア炭比率の向上や亜瀝青炭の導入などに取り組んでいること、フランス電力公社(EDF)の燃料調達部門であるEDFトレーディング社との業務提携による調達力の強化等を進めていることを表明している。

検討の結果(石油・原料以外の諸経費・核燃料費)

(ウ)石油

- ・ 中部電力は、発電所の環境規制への対応のために主に低硫黄の重原油を使用していることを確認した。
- ・ 今回の申請原価において、中部電力は、原油等の原価算定にあたり、全日本通関原油価格(JCC)と比べ季節による価格変動が大きい低硫黄原油の価格を平準化し原価に反映するため、ディファレンシャル方式を使用している。具体的には、直近25年6～8月のJCCに、当該油種価格とJCCの1年間の価格差(平均)を反映させ算出している。原油については、過去の料金改定においても、同様の考え方により、JCCとの格差を基に算定されていることを確認したため、ディファレンシャル方式による原価算定を認めることが適当である。

(3)その他

- ・ 火力燃料の調達に係る諸経費のうち、子会社・関係会社取引において、中部電力が今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方を踏まえて算定された額を原価算入価格とする。
- ・ 各燃料の調達価格や諸経費について、最新の契約実績を踏まえて再算定した結果、申請との差分がある場合には、料金原価から減額すべきである。

【核燃料費】

- ・ 中部電力から提出された「料金算定の前提となる需給関係資料」(以下「前提計画」という。)においては、安全を確保しつつ地元の理解を前提として、原価算定期間において、浜岡原子力発電所3号機が平成29年1月、同4号機が平成28年1月から再稼働されることを仮定している。
- ・ 前提計画に基づき、原価算定期間中に原子炉に装荷された核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼相当分が、核燃料減損額として、法令等に基づき適切に計上されていることを確認した。

3. 購入・販売電力料

購入・販売電力料の概要①

1. 購入電力料は、他の一般電気事業者から購入する電気に係る費用である地帯間購入電源費・送電費、卸電気事業者（電源開発株式会社や日本原子力発電株式会社（以下「日本原電」という。）、公営電気事業者、IPP等から購入する電気に係る費用である他社購入電源費・送電費に分類される。
2. 販売電力料は、他の一般電気事業者に販売する電気に係る収益である地帯間販売電源料・送電料、新電力（常時バックアップ）等に販売する電気に係る収益である他社販売電源料・送電料に分類される。

購入・販売電力料の概要②

(単位:百万kWh、百万円、円/kWh)

		今回申請(H26～H28)			前回(H20)			差引			備 考
		電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価	電力量	料金計	単価	
購入電力料	水 力	3,403	27,344	8.03	4,911	38,254	7.79	▲1,508	▲10,910	0.24	○地帯間購入電力料の主な要因 ・受電電力量の減 ・固定費の減 ○他社購入電力料の主な要因 ・卸供給（入札案件除く）の固定費の減 ・入札案件の受電電力量の減（契約終了等） ・入札案件の燃料価格上昇等による増 ・固定価格買取制度開始による新エネ購入電力量の増 ▲209億円 ▲70億円
	火 力	6,420	65,693	10.23	8,674	80,812	9.32	▲2,254	▲15,119	0.92	
	(再掲)入札案件	3,308	34,650	10.48	4,630	45,349	9.79	▲1,322	▲10,699	0.68	
	原子力	—	36,582	—	5,762	55,236	9.59	▲5,762	▲18,654	—	
	新エネ	3,825	39,509	10.33	720	9,447	13.12	3,105	30,062	▲2.79	
	合 計	13,649	169,128	12.39	20,067	183,749	9.16	▲6,418	▲14,621	3.23	
販売電力料	水力	115	1,029	8.95	1,123	10,734	9.56	▲1,008	▲9,705	▲0.61	○地帯間販売電力料の主な要因 ・送電電力量の減 ○他社販売電力料の主な要因 ・卸電力取引所取引の増（今回より反映） ・常時バックアップの増（今回より反映） ▲97億円 134億円 116億円
	火力	867	13,433	15.50	—	—	—	867	13,433	15.50	
	原子力	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	新エネ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	常時バックアップ	871	11,595	13.31	—	—	—	871	11,595	13.31	
	合 計	1,853	26,057	14.06	1,123	10,734	9.56	730	15,323	4.50	

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

<営業費>

2. 燃料費、購入電力料については、原価算定期間内に契約が満了するものについて、他の事業者の取組状況や市場の状況を踏まえ、燃料においては共同調達の実施等、購入電力料においては卸電力取引所からの調達や入札等の努力を求め、その取組によって実現可能な効率化を反映する等、個別に可能な限り効率化努力を評価する。

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 中電は発電していない日本原電に基本料金を払っている。日本原電は発電量がゼロにもかかわらず、過去最高の利益が出たとの報道がある。いくら払っているかについて、個別契約ということで公開されていないが、300億円払っていると報道されている。一般企業であれば、見直しが協議されるはずである。
- 日本原電に原子力が動いていないのに基本料金を払っている。中部電力は300億円支払っていると報道されており、電気料金で負担させようとしている。使用していないのに、なぜ払わなければならないのか。
- 原発が動いていない日本原電(日本原子力発電株式会社)に基本料金として、年間推定約300億円を支払っていますが、そのコストを家庭向けに押しつけるのも間違っていると思います。
- 中部電力は他社(日本原電、北陸電力)の原発から電気を購入していましたが、福島原発事故により受電は停止しています。しかし、1kwhももらっていない現在でも毎年約500億円の費用をはらっています。
- 受電が見込めない日本原電、北陸電力への支出をやめるべき。

検討の結果①

(1) メリットオーダー及び価格低減努力の確認

他社から購入する電力量について、メリットオーダーとなるよう配分されているかを確認したところ、以下のとおりである。

- 他社原子力については料金原価には織り込まれていないが、他社水力については契約相手先からのヒアリングを踏まえ、過去の実績を踏まえた標準的な供給電力量(自社一般水力の可能発電電力量に相当)から、補修作業などによる減少分を控除して織り込まれている。
- 他社火力(石炭)については、契約等による制約を考慮し、運転単価(可変費)の安い電源がより高稼働となるよう織り込まれている。
- IPPについては、契約上、年間の基準利用率が決まっており、契約に基づく変動範囲内で、契約相手先と協議の上、可能な限り受電するよう織り込まれている。なお、契約更改を迎える契約について、受給継続について合意できていないことから、契約満了後は料金原価に織り込まれていない。
- スポット取引(購入)については、至近の購入実績を基に、平成26年度以降の購入は段階的に増加していくものと想定して織り込まれている(料金原価への織り込みは今回申請が初めて)。
- 価格低減努力については、今後契約更改するものについて、更なる効率化を求めるべきと考えられる費用(人件費・修繕費・諸経費等)を対象に、3ヶ年平均で▲40億円が織り込まれている。

(2) 卸電力市場の活性化に向けた自主的取組を反映した料金原価への織込み等の確認

① 卸電力取引所の活用について

- 申請においては、「電力システム改革専門委員会」(平成25年7月1日から「電力システム改革専門小委員会」に名称変更)で表明した自主的取組の内容を踏まえつつ、原価算定期間における売り約定量、買い約定量については、いずれも至近の取引実績に基づき算定することを基本とし、平成26年度以降の取引量は段階的に増加していくものと想定している。しかしながら、電気の安定供給に必要な「原則8%」の予備力を確保した上で、卸電力取引所の更なる活用が可能と考えられることから、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中^(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマツ

検討の結果②

チングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額」を想定し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分については、料金原価から減額すべきである。また、試算に当たっては、取引量増加に伴う市場の厚みを考慮した上で、需給バランスとマッチングさせる過去実績の約定価格を約定見込み量に応じて補正するとともに、過去実績の約定価格が大きく上昇又は下落(コマ毎の平均から 2σ (シグマ)程度)している場合にも補正を行うべきである。また、利益額を算定する際の限界費用は予備力として確保した最も安いユニットも考慮することが妥当である。なお、今回の試算では、スポット市場のみならず、先渡し市場の更なる活用も考慮し、バランス停止ユニットも試算の対象に含めるべきである。

(注) バランス停止ユニットとは、各代表日において必要な供給予備力を確保した上で、緊急時以外の稼働を予定していない発電設備

②常時バックアップ料金の見直し・量の拡大の確認

- ・ 常時バックアップ料金の見直しについては、電力システム改革専門委員会における方向性を踏まえ、基本料金を引き上げ、従量料金を引き下げる形で算定し、量の拡大についても、前提計画において離脱需要を踏まえ、料金原価に織り込まれていることを確認した。ただし、量の拡大に係る算定においては、最新の契約実績を踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。

(3)原子力発電による購入電力の確認

- ・ 中部電力が北陸電力及び日本原電に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。
- ・ 今回申請では、原価算定期間における受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は料金原価に算入されていないことなどから、原子力発電に係る購入電力料全体で前回(20年改定)に比べて187億円の減となっている。
- ・ 他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が料金原価に算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、料金原価に算入することを認めることが適当である。

検討の結果③

- ① 発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。
 - ② このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。
- また、中部電力が契約している発電所は、北陸電力及び日本原電においては、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であるなど、安全機能の維持や発電再開に向けた準備を実施中である。なお、日本原電敦賀発電所の敷地内破砕帯については、原子力規制委員会の有識者会合で「耐震設計上考慮する活断層」であるとする旨、評価書にとりまとめられ、平成25年5月の原子力規制委員会で報告・了承されている。当該評価書には、「今後、新たな知見が得られた場合、必要があれば、これを見直すこともあり得る」旨も記載されており、評価書とりまとめ後の平成25年7月に、新たなデータとして調査報告書を日本原電から原子力規制委員会へ提出している。これらを踏まえ、平成25年12月の原子力規制委員会において、評価書の見直しの可否を議論するため、有識者による評価会合及び現地調査を行うことが了承された。有識者による現地調査は、平成26年1月に実施済みであるが、評価会合の実施時期については未定であり、現時点で、原子力規制委員会としての最終的な結論は出されていない。
 - 他方で、中部電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、中部電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、料金原価から減額すべきである。
 - とりわけ、日本原電については、中部電力も出資している会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、中部電力のコスト削減努力並に料金原価から減額し、その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費についても、中部電力のコスト削減努力に照らし、10%減額すべきである。
 - 特に、人件費については、日本原電の現行の常勤役員一人当たり報酬額2,000万円(平成25年度推定実績)を中部電力同様、国家公務員指定職と同水準(1,800万円)とするとともに、中部電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については料金原価への算入を認めない。また、一人当たり従業員給与については、

検討の結果④

720万円(平成25年度推定実績)であるところ、中部電力の査定後の水準である623万円まで料金原価を減額すべきである。なお、他社の査定方針も踏まえ、さらに中部電力が北陸電力及び日本原電と交渉した結果、平成26年度の受給契約において、査定後原価を下回ると確認できたものを料金原価に反映すべきである。

- また、北陸電力(志賀2号機)の諸費の一部については、料金原価算定期間に発生する見込みのないものについて料金原価から減額すべきである。

(4) その他の検討結果

① 広告宣伝費、寄付金、団体費等

- 購入電力料のうち、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの(電気事業法第22条(卸供給の供給条件)に基づく届出を受けているもの)については、契約相手先から中部電力に対し、料金に含まれている寄付金等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、料金原価に織り込まれていないことを確認した。

② 効率化努力

- 購入電力料、販売電力料とも、原価算定期間内に契約期限を迎えないものについては、契約内容を確認し、適正に算定されていることを確認した。
- 今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額すべきである。

③ 法人税等

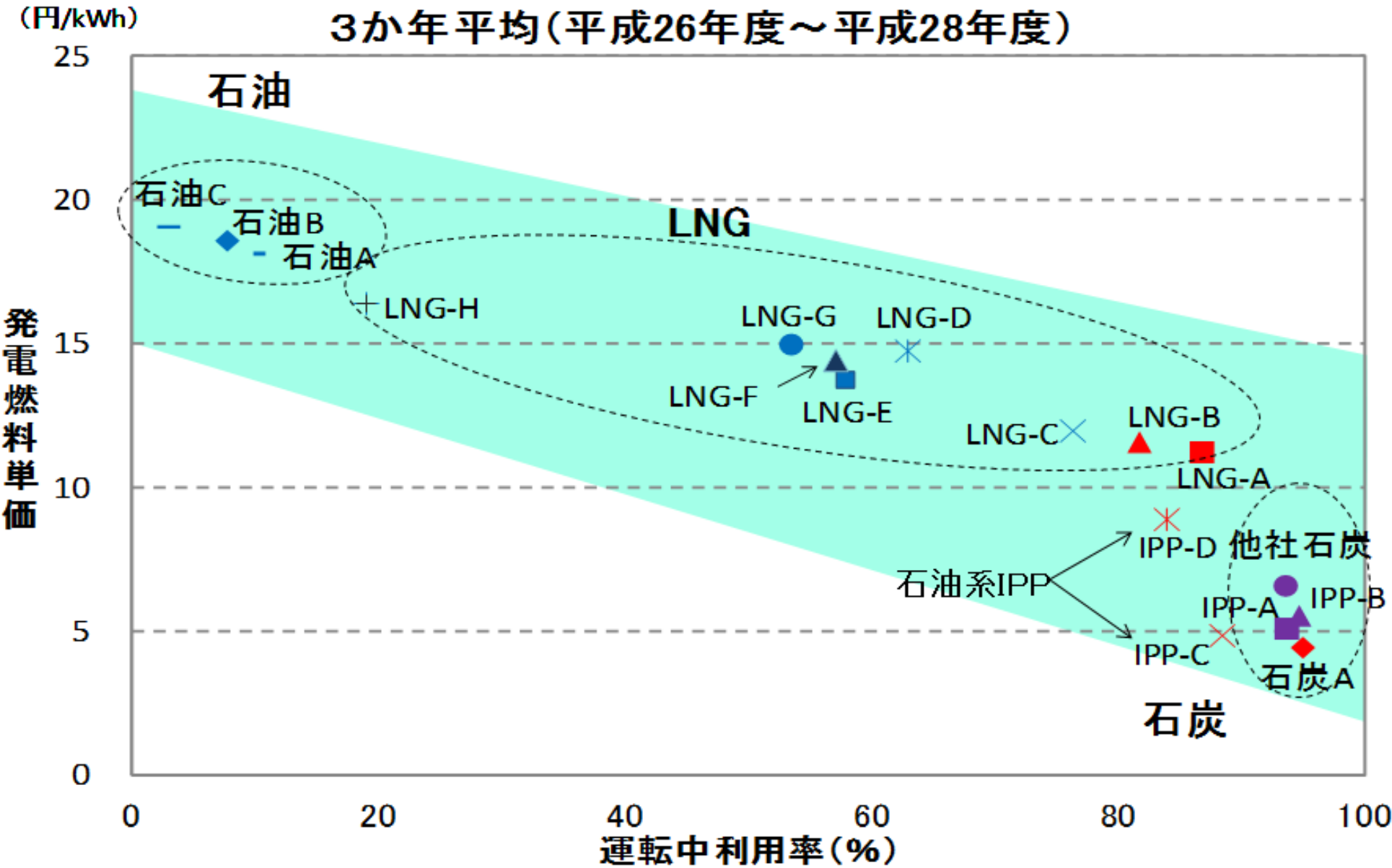
- 購入電力料のうち、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの(電気事業法第22条(卸供給の供給条件)に基づく届出を受けているもの)については、卸供給料金算定規則に

検討の結果⑤

基づいて算定しているが、今後契約を締結するものについては、平成26年度税制改正の大綱(閣議決定)において、復興特別法人税の1年前倒し廃止が決定されたため、税制改正により想定される法人税率等を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。また、自社の料金原価に算入している一株当たりの配当金額での交渉を行うことを前提に、当該配当金額から算定される法人税等を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

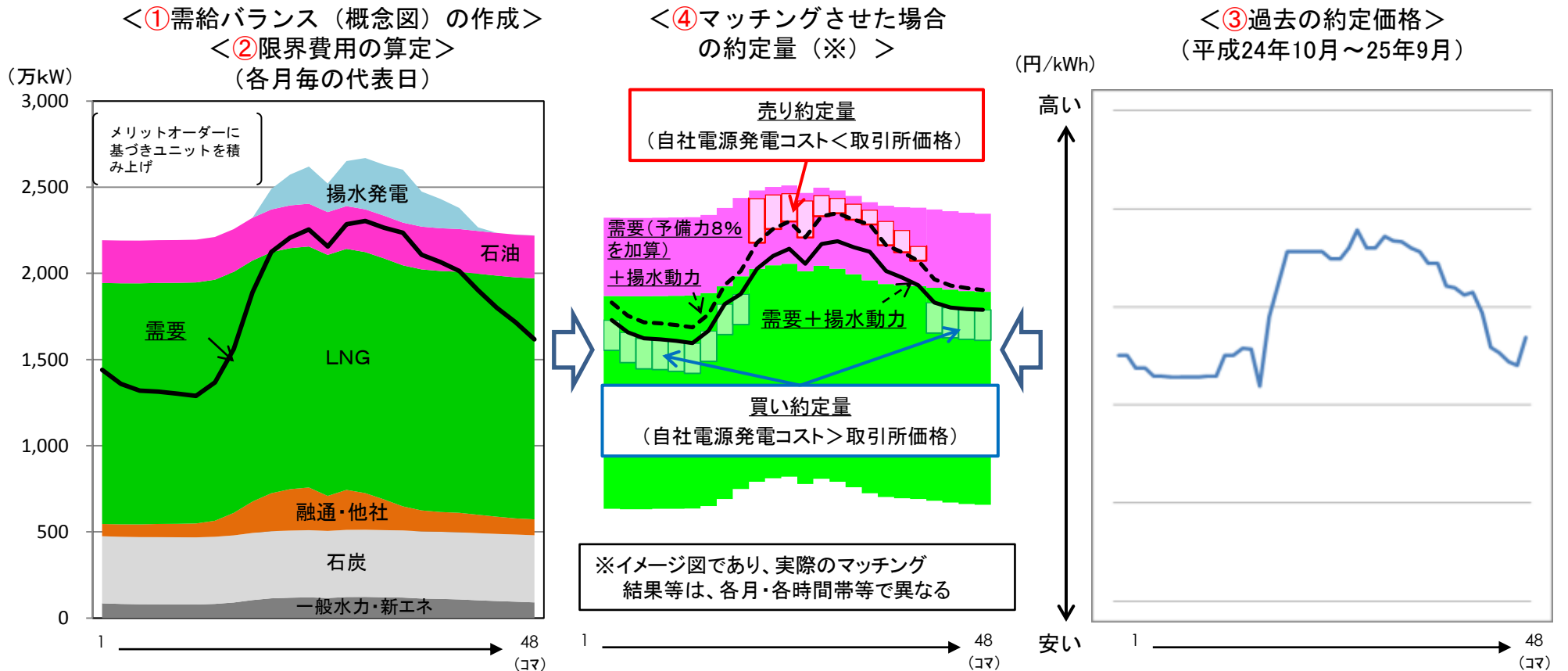
④ その他

- 溢水補償金に係る算定の一部において、過去実績を踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。
- 今後契約を締結するものについて、人件費に係る算定の一部に発電所に係る人員の増加を織り込んでいるが、更なる効率化が可能と考えられることから、当該増加分に係る人件費相当分について料金原価から減額すべきである。また、養成費に係る算定において、事業を実施する上で必要な費用と認められないものについては、料金原価から除くべきである。
- 料金認可申請以降に受給契約を締結したもののうち、査定後原価を下回ると確認できたものを料金原価に反映すべきである。



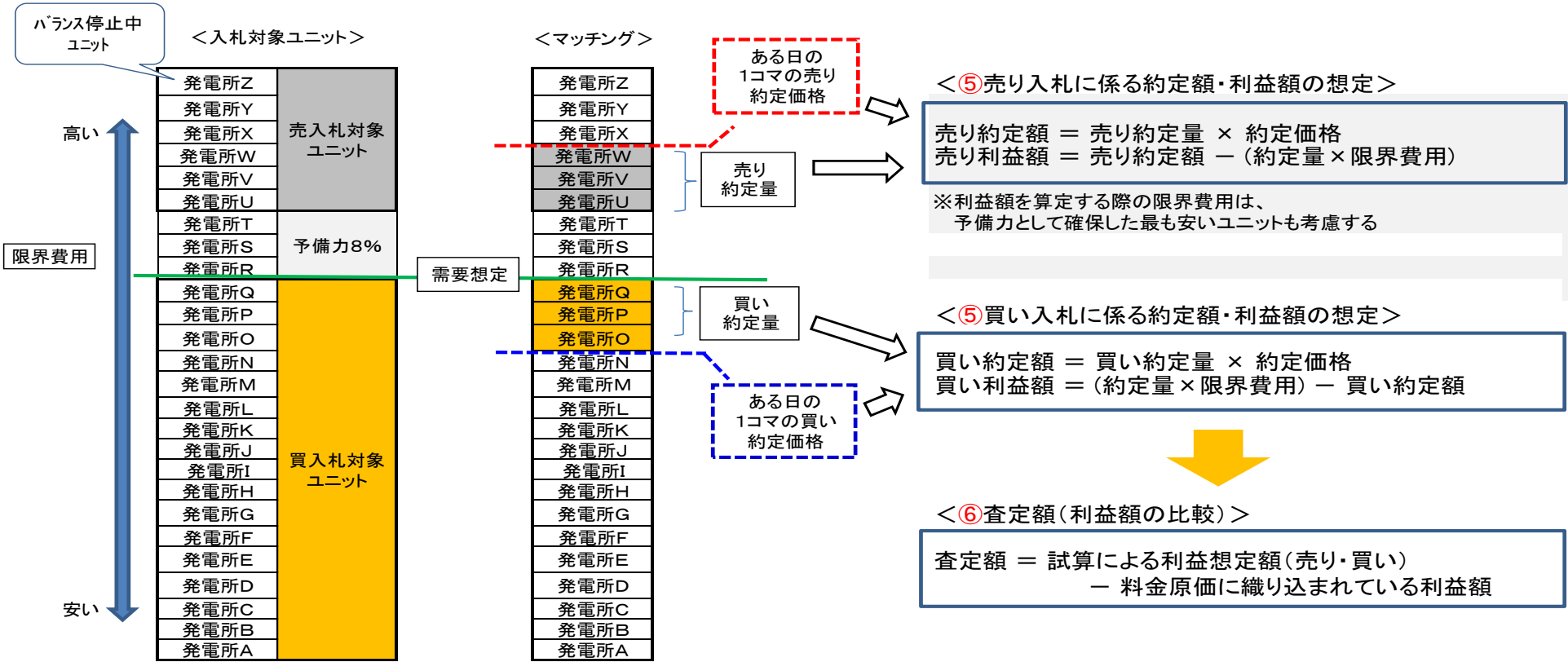
卸電力取引所の活用に係る査定方針案(抜粋)

(前略)電気の安定供給に必要な「原則8%」の予備力を確保した上で、卸電力取引所の更なる活用が可能と考えられることから、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成^①し、稼働中及びバランス停止中^(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定^②した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)^③とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量^④、約定額及び利益額」を想定し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分については、料金原価から減額すべきである。(後略)



卸電力取引所の活用に係る査定方針案(抜粋)

(前略)電気の安定供給に必要な「原則8%」の予備力を確保した上で、卸電力取引所の更なる活用が可能と考えられることから、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成し、稼働中及びバランス停止中(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額及び利益額」を想定⑤し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較⑥して上回る部分については、料金原価から減額すべきである。(後略)



日本原電、中部電力との基本契約について

1. 日本原電 敦賀発電所1号機

昭和44年11月1日付(昭和61年3月14日付・平成17年2月23日付・平成21年9月3日付一部改定)にて、日本原電、北陸電力、関西電力及び中部電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電敦賀の発生電力及び電力量のうち、運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を受電三社へ供給する。
- 受電三社が受電する割合は、中部4、北陸1、関西5とする。
- 営業運転開始予定期日は、昭和45年月31日とする。
- 原電敦賀の長期間停止の場合又はその利用率がはなはだしく低い場合には、基本料金の負担について別途四社で協議する。
- 定めのない事項については、別途四社で協議する。

2. 日本原電 敦賀発電所2号機

昭和54年2月9日付(昭和57年9月17日付一部改定)にて、日本原電、北陸電力、関西電力及び中部電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 原電の敦賀発電所2号機の発生電力及び電力量から運転維持に必要な電力及び電力量を除いた全量を中部、北陸及び関西へ供給する。
- 中部、北陸及び関西は、受給電力及び電力量のそれぞれ33%、34%、33%を受電する。
- 電力受給開始日は営業運転開始の日とし、昭和61年3月末を目途とする。
- 受給地点、受給電力及び電力量、受給方法、料金等については、別途協議して定める。

北陸電力、中部電力との基本契約について

3. 北陸電力 志賀原子力発電所2号機

平成8年3月15日付にて、北陸電力、関西電力及び中部電力の間で、以下の内容が締結されたことを確認。

- 北陸が広域運営の本旨に則り、志賀2号機の建設及びこれに関連する系統の整備を行いその供給余力を中部及び関西に融通送電することにより、北陸の設備の有効活用を図るとともに、中部及び関西の需給安定に資することを目的とする。
- 中部及び関西は、志賀2号機より発生する電力のうち、運転開始以降10年間、さらに運転開始後11年目以降の5年間についても、中部、関西合わせて最大60万kWを受給し、中部4、関西5の比率により配分する。
- 定めのない事項もしくはより難しい事項が生じたときは、誠意をもって3社協議する。
- 予期せぬ事由により、電力の受給が相当期間中断された場合や受給開始後に原価の大幅な変動が生じた場合の融通料金の取扱いについては、相応の負担を原則としてその都度3社協議のうえ決定する。

原子力発電の購入電力料原価内訳(対前回改定比較)

(億 円)

費用項目	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
人 件 費	26	33	▲8	人件費単価の減少
修 繕 費	51	110	▲59	停止時定検費用の減少
委 託 費	50	55	▲5	定検関連委託費の減少
普 及 開 発 関 係 費	1	2	▲1	発電所PR関連費の減少
諸 費	27	19	8	安全対策関連費の増加
除 却 費	3	11	▲8	大規模取替工事減少に伴う減少
再 処 理 関 係 費	16	39	▲23	発電計画の差異による再処理等引当金の減少
一 般 負 担 金	26	—	26	原子力損害賠償支援機構法に基づき今回申請から計上
減 価 償 却 費	88	137	▲49	償却進行に伴う減少
事 業 報 酬	31	41	▲10	償却進行に伴う報酬対象資産の減少
核 燃 料 費	—	48	▲48	今回申請では発電停止を前提として算定
送 電 料 金	—	6	▲6	同上
そ の 他	47	51	▲4	バックエンド関連費用の減少
効 率 化 額 (再 掲)	(▲28)	—	—	
合 計	366	552	▲187	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

4. 設備投資関連費用

レートベースの内訳

1. 事業報酬は設備投資等の資金を調達するために要するコストであり、銀行等からの借入金や社債に対する支払利息や発行株式に対する配当金等を賄うもの。具体的には、真実かつ有効な電気事業資産(レートベース)に適正な報酬率を乗じるというレートベース方式で算定される。
2. レートベースとは、特定固定資産・建設中の資産・核燃料資産・特定投資・運転資本及び繰延償却資産の合計額をいう。

(億円)

		今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
特定固定資産		34,109	36,744	▲ 2,635	償却進行等による減少
建設中資産		1,043	934	109	浜岡原子力発電所安全性向上対策等による増加
核燃料資産		2,450	2,613	▲ 162	日本原燃への前払金残高減等による減少
特定投資		719	192	527	日本原燃の増資の引受けおよび特定投資案件の増等による増加
運転資本	営業資本	2,458	1,960	499	燃料費増等による増加
	貯蔵品	1,594	958	636	燃料費増等による増加
	計	4,052	2,917	1,135	
繰延償却資産		-	-	-	
小 計		42,372	43,400	▲ 1,027	
原価変動調整積立金・別途積立金※		▲ 3,163	▲ 2,960	▲ 203	レートベース控除額の増(剰余金残高相当額)による減少
合 計		39,209	40,440	▲ 1,230	

※: 今回申請＝別途積立金および繰越利益剰余金の合計額から繰延税金資産を控除した値

前回申請＝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

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

<営業費>

4. 設備関係費(減価償却費、固定資産除却費)については、経営効率化を評価するに当たっては、事業者一律の基準を設けることなく、個別に査定を行う。設備の調達等に当たり、複数の調達先があるものについては、入札等を行うことを原則とし、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものについては、例えば、一定の基準等で原価を査定する。火力発電所を新設・増設・リプレースする場合に入札を行わずに自社で建設する場合には、入札された場合に想定される価格低減効果等を基準に査定する。また、固定資産除却費のうち、除却損については、除却物品の帳簿原価等から当該除却物品の適正な売却価額の見積額を控除することを前提に原価への算入を認める。個別査定を行うことに伴い、第5節に定める比較査定の対象から外す。
6. 電力会社間の同種の設備と比較して、著しく低い稼働率となっている設備に係る減価償却費等の営業費については、正当な理由がある場合を除き原価算入を認めない。

<事業報酬>

算定規則第4条に基づいて申請事業者が算定した事業報酬については、第1節の基本的考え方を踏まえ、以下の観点から、適正性の審査を行うこととする。

1. レートベース

算定規則第4条第3項のそれぞれの項目の適正性を審査するものとする。具体的には、各項目の額が営業費の算定との関係において整合的であるか否か、特定投資において「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」か否か等につき審査するものとする。また、特定投資に計上した投資が配当を得られるものである場合には、その配当を原価から適切に控除しているかを確認するものとする。

供給設備については、デマンド・レスポンス(需給調整契約を含む)等を踏まえた需要見通しを前提にした設備に限定し、長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。

なお、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備については、レートベースから除外する。

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

(参考1)一般電気事業供給約款料金算定規則(抜粋)

第四条 3 次の各号に掲げるレートベースの額は、別表第一第二表により分類し、それぞれ当該各号に掲げる方法により算定した額とする。

- 一 特定固定資産
- 二 建設中の資産
- 三 核燃料資産
- 四 特定投資
- 五 運転資本
- 六 繰延償却資産

(参考2)電気料金制度・運用の見直しに関する有識者会議報告書(抜粋)

長期停止発電設備については、原価算定期間に立ち上げが可能であるなど緊急時の即時対応性、改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえて、レートベースに算入することが適当である。

なお、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備については、レートベースから除外することが適当である。その際、当該設備に係る減価償却費等の営業費用についても基本的に原価算入は認められないと考えられる。(37頁)

「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- 浜岡原発の稼働が見込まれないのに、なぜ電気料金に加えるのか。稼働が決まってから入れればよいのではないか。
- 今の所、浜岡原発の再稼働は白紙状態です。なのに、なぜ、3,000億円などという大金を使って、殆ど意味もない防潮堤を造るのでしょうか。
- 浜岡原発の再稼働が折り込まれているが、原発は固定費が高く、発電するしないにかかわらず、浜岡原発では維持管理費が年間約1,000億円もかかる。
- 稼働もしていない原子力発電の建設から整備までの費用を、何故私達が費用を支払わなくてはならないか。
- 停止している原発でも大きな費用がかかっています。原発にこだわるべきではありません。
- この値上げ分で浜岡原発の津波対策工事に充てるのであれば、それはもってのほかという以外にありません。
- 浜岡の防波壁を作るお金があるならば、もっと他に使うべきところはたくさんあると思っています。
- 原発の維持費1,000億円を火力発電の燃料費に回せば、経営の負担は軽くなるはずです。

検討の結果①

(1) 前提計画(供給計画、工事計画)

需要想定に基づく供給予備力及び設備の効率性を勘案し、供給設備の拡充工事や改良工事等の工事計画、点検補修などの修繕計画を策定し、その計画に基づき設備関係の料金原価を算定している。平成26年度から28年度の設備投資については、原子力発電所の更なる安全性向上対策(津波・浸水対策等)などにより、3年平均3,034億円が見込まれている。

(2) レートベース、減価償却費

① 固定資産関連の特別監査に基づく査定

- 固定資産関連が、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備、建設中の資産(※)等を中心に行われた特別監査(立入検査)の結果を確認したところ、以下の項目についてはレートベースから除くべきである。

(特定固定資産)

- ・送電線異電圧
- ・送電線空回線及び空管路
- ・発電設備・変電設備等に係る長期間不使用の土地、建物、機械装置
- ・社宅の空室分
- ・その他(無償貸与の土地・設備、スポーツ施設、PR施設等)

(建設中の資産)

- ・発電設備・変電設備に係る工事計画が未確定の建物、機械装置

(※)設備の新設や改良のための設備投資額は、電気事業固定資産として竣工するまでの期間、建設仮勘定として整理されるが、「建設中の資産」とは、建設仮勘定の平均帳簿価額(資産除去債務相当資産を除く)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50%を乗じた額。

- 上記の考え方にに基づき、査定を行った資産に係る減価償却費等の営業費用についても、料金原価への算入を認めるべきでない。

検討の結果②

- 汽力発電設備については、電力会社間の同種の設備と比較して、正当な理由なく著しく低い稼働となっている設備がないことを確認した。
- 特定固定資産に整理されている書画骨董、予備品及び予備設備については、料金原価に含まれていないことを確認した。
- 建設中の資産については、工事計画が未確定なものを除き、工事計画の認可等により実施が確定した工事に要する金額の2分の1のみがレートベースに算入されていることを確認した。また、交際費、寄付金、団体費及び建設準備口（建設工事の実施が確定する前に建設準備のために要する金額）が料金原価に含まれていないことを確認した。

②中部電力によるレートベース控除（剰余金残高相当額）

- 中部電力は今回申請において別途積立金及び繰越利益剰余金の合計額から繰延税金資産を控除した額に相当する額をレートベースの額から自主的にカットしていることを確認した。

検討の結果③

③特定投資

- 特定投資については、資源開発、研究開発などエネルギーの安定的確保を図るためのものについて認められている。今回計上されている費用のうち、特定投資先から過去に配当の実績があり、当該配当が今後も見込まれるものについて料金原価から減額すべきである。
- その他の費用については、特定投資の趣旨に合致していると認められる。

(億円)

	今回申請 (H26-28)	前 回 (H20)	差 引	備 考
石炭資源開発	7	7	-	
日本原燃	603	185	418	増資
日本原子力研究開発機構	18	-	18	新規
原子力損害賠償支援機構	6	-	6	新規
ウラン鉱山プロジェクト	85	-	85	新規
新華南石油開発	-	0	▲ 0	投資先清算(H23年5月)
合 計 ①	719	192	527	
事業報酬率 ②	2.9%	3.2%	▲ 0.3%	
事業報酬 ③=①×②	21	6	15	

検討の結果④

④核燃料資産

(i)加工中等核燃料資産について

- 平成26年度～28年度に新たに取得する核燃料資産(加工中等核燃料資産)については、原子力発電所の稼働状況を踏まえ、新規契約の締結見送り、引取量の減量・繰り延べにより、可能な限り至近の調達量を削減して織り込んでいることを確認した。
- ウラン精鉱の購入価格等については、震災以降、ウラン精鉱の価格等がほぼ横ばいで推移していることを勘案し、直近実績を踏まえて再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。
- 成型加工に関する契約等のうち、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額すべきである。

(ii)再処理の前払金について

- 日本原燃株式会社(以下「日本原燃」という。)に対する再処理の前払金については、日本原燃が行う再処理事業は巨大な設備産業であり、建設に当たっては多額の資金調達を必要とする一方、これらの資金は、再処理料金の支払い開始前の建設工事等の段階で必要となることから、日本原燃による市中金融機関からの借入や出資等と併せて、原子力発電所を所有する事業者各社が再処理料金の前払いを実施したものである。
- 本前払金は、料金原価に算入される再処理費用を前払いするものであり、費用性資産としての性格を有している。また、本前払金により、日本原燃の金利相当部分が減少し、再処理費用が減額されることとなっている。以上から、本前払金は資産価値を有するため、レートベースに算入することは妥当であると考えられる。

検討の結果⑤

⑤運転資本

- 営業資本及び貯蔵品（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）については、算定規則等に基づき算定されていることを確認した。
- 一方、人件費など算定の前提となった個別の原価項目において減額査定が行われた場合には、これに応じた料金原価から減額することが適当である。

⑥原価算定期間中に再稼働を見込まない原子力発電所の取り扱い

- 中部電力では、浜岡原子力発電所3号機（平成29年1月稼働想定）、4号機（平成28年1月稼働想定）については原価算定期間中に再稼働を見込んでいるが、5号機については原価算定期間中の再稼働を見込んでいない。
- 審査要領上、「長期停止発電設備については、原価算定期間内に緊急時の即時対応性を有すること及び改良工事中などの将来の稼働の確実性等を踏まえてレートベースに算入する。」となっている。
- 中部電力においては、浜岡原子力発電所5号機について、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策等の実施を計画し、再稼働に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼働するものと想定していることから、レートベース及び減価償却費を算入することは妥当である。

(3) 固定資産除却費

- 固定資産除却費（除却損・除却費用）に係る算定において、今回申請では電源の除却を計画していないことから案件毎の個別算定は行っておらず、過去実績を基に設備投資に占める除却損の比率等を求めて算定している。他方で、過去の料金改定における料金原価と実績費用を比較したところ、一定のかい離が確認されたことから、当該かい離の要因を踏まえ再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

検討の結果⑥

(4) その他設備投資関連(減価償却費、固定資産除却費、事業報酬)

- 支店の新築工事に係る必要性について、現在の支店は建物自体の老朽化に加え、防災・セキュリティ面や複数の建物に事務室が分散することによる労働生産性の低下など機能面での劣化も進行している等を理由としているが、料金値上げを行う局面で事業を実施する優先度が高いとは認められないため、料金原価(事業報酬)から減額すべきである。
- CO2クレジット投資額に係る算定において、前提諸元による為替レートと違った為替レートで算定しているが、この差額分について料金原価(事業報酬)から減額すべきである。
- 旧型地中機器の経年取替に係る算定において、過去実績を基に1台当たりの取替工事単価を計算しているが、一部の機器にあっては種類の違う機器を平均した単価としているところ、それぞれの機器で取替工事単価を計算し、当該単価をそれぞれの機器の取替台数に乗じて算定すべきと考えられることから、再計算して上回る部分について料金原価(減価償却費、事業報酬)から減額すべきである。
- PR館に付随する屋外施設については、電気事業に供しない施設であることから、料金原価(減価償却費、事業報酬)から除くべきである。
- 子会社((株)トーエネック)が過去に行った不適切な請求を含めて料金原価を算定することは適切ではないため、料金原価算定期間における設備投資額等を再算定して上回る部分について料金原価(減価償却費、固定資産除却費、事業報酬)から減額すべきである。

5. 事業報酬率

事業報酬の概要①

電気事業法の目的とは

○電気事業法は、その法目的において、「電気事業の運営を適正かつ合理的ならしめることによって、電気の使用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発達を図る」(電気事業法第1条)ことを目的としている。

総括原価方式による電気料金規制とは

○公共料金にかかる規制は、国民生活上の必需財について、

①その財の安定的な供給の維持・確保を図るために、その供給に要する費用の回収を確実にする一方で、

②当該供給事業者が過度の利益を得ることを防止することにより使用者の利益を保護する、

という両面の観点から行われている。

○電気事業についても、独占の弊害や、過当競争による二重投資の弊害を防止し、需要家に対して電気を安定的かつ低廉に供給するため、一般電気事業者に独占的な供給を認めつつ、供給義務と料金規制を課しており、「料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたもの」(電気事業法第19条第2項第1号)であることを求めている。

適正な利潤(事業報酬)とは

○事業を継続的に実施するには、かかる費用を適切に回収するのみならず、資金を円滑に調達する必要があり、この資金調達に要するコストが「資本コスト」である。「資本コスト」は、銀行等からの借入金や社債発行による「他人資本コスト」と株式の発行による「自己資本コスト」で構成される。電気事業においては、発電、送電、変電、配電等の設備の形成にあたって巨額の資金を要することになるが、電気事業者は、この資金(資本)を調達するためのコストを何らかの形で電気料金から回収できなければ、資金調達に支障が生じ、事業を継続することができなくなるリスクがある。

○企業は、①銀行等からの借り入れや社債の発行による調達(他人資本)、②株式の発行等による調達(自己資本)のいずれかの手段により資金調達を行うが、銀行もしくは社債等の債権者にとっては負債利子率、株主にとっては自己資本利益率(自己資本コスト)以上の投資収益率が見込まれれば、企業は継続的かつ円滑に資金調達を実施することが可能となるため、電気事業法においては、これらの投資収益率(資本コスト)に相当する額を「適正な利潤」(事業報酬)として電気料金による回収を認めている。

○かつては、支払利息、配当金額及び利益準備金を積み上げ、料金原価に算入していたが、各社ごとの資本構成の差異等によって原価水準に差が出ることや、電気事業者における資金調達コスト低減のインセンティブが乏しいことといった点を考慮し、1960年に現在の事業報酬制度を導入した。

○1958年の電気料金制度調査会報告書において、「真実かつ有効な資産の価値に対し公正な報酬が与えられるべき」とされているが、現在の審査要領においても同様の考え方が採用されている(レートベース対象の投資について、「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か否かについて審査すること」と確認的に規定)。

事業報酬の概要②

- 一般的に、電気事業に債権者や株主が期待するリターンを適切に算定する観点から、①他人資本(借入)コストと自己資本コストを電気事業者としてあるべき自己資本比率に基づき加重平均し、②他人資本コストは電気事業者平均の有利子負債利率の実績を、③自己資本コストは株式市場における電気事業のリスク(β)を踏まえた期待収益率を採用することとしているが、具体的な数字については、認可申請のタイミングで適正性について検証することとなる。

※一般電気事業供給約款料金算定規則(省令)においては、①は自己資本報酬率と他人資本報酬率を3:7とすること、②は全電力会社の平均有利子負債利率、③は全産業(全電力除き)の自己資本利益率を上限、公社債利回りの実績値を下限として算定した率とされている。

- この報酬率は電気事業者に共通の方法により設定されるため、各電気事業者においては、これよりも低いコストで資金調達した場合には利益として、内部留保が可能となる効率化インセンティブが働く効果がある。
- なお、一般的には他人資本報酬率に比べ自己資本報酬率が高いが、株式投資のプレミアム(リスク)を反映した結果であり、また、自己資本報酬率を低く設定することは、株主の期待リターンを低下させることになり、株式の発行が困難となるリスクがある。この結果、社債や融資等負債の比率が高まる(財務レバレッジが高まる)と、自己資本比率の低下を招き、電気事業者の事業リスク及び財務リスクが高まることから、金利が上昇するおそれがある。

事業報酬

=事業を実施するための資本(自己・他人)の調達・維持に必要な費用

=

レートベース

=能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値

×

事業報酬率

=債権者や株主が期待するリターン(資本コスト)

固定資産

電気事業固定資産

水力発電設備
汽力発電設備
原子力発電設備
内燃力発電設備
新エネルギー等発電設備
送電設備
変電設備
配電設備
業務設備
その他

附帯事業固定資産

事業外固定資産

固定資産仮勘定

建設仮勘定

除却仮勘定

核燃料

投資その他の資産

長期投資

その他

流動資産

現金及び預金

貯蔵品

その他

繰延資産

合計

$$\text{事業報酬率} = [\text{自己資本報酬率} \times 30\%] + [\text{他人資本報酬率} \times 70\%]$$

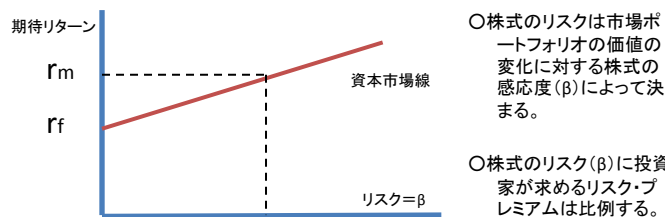
③

公社債利回り実績値 $\times (1-\beta)$
+ 全産業(全電力除き)の自己資本利益率 $\times \beta$
 β : 企業リスク(株式市場の株価平均が1単位変動する際の個別企業の株価変動感応度)
※ 国債(10年)、地方債(10年)、政府保証債(10年)

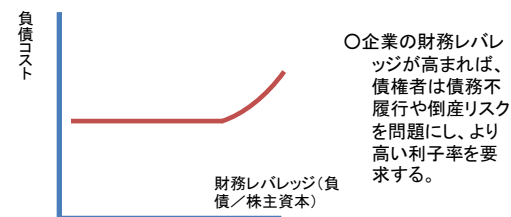
②

10電力会社の平均有利子負債利率*
* 有利子負債利率 = 支払利息 ÷ 有利子負債残高(社債+長期借入金+短期借入金+CP)

CAPM: Capital Asset Pricing Modelと資本市場線



資本構成と負債コスト



一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

(事業報酬)

算定規則第4条に基づいて申請事業者が算定した事業報酬については、第1節の基本的考え方を踏まえ、以下の観点から、適正性の審査を行うこととする。

2. 報酬率

算定規則第4条第4項により算定されているか否かにつき審査するものとする。

(1) 自己資本報酬率

公に適正と認められ広く公表・認知されている「自己資本利益率」及び「国債、地方債等公社債の利回り」につき、その率が事業者の経営状況を判断するに適当な期間の平均値を用いるものとする。

自己資本報酬率の設定に当たっては、東日本大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する一方で、資金調達に支障が生じないよう、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定する。

すべての一般電気事業を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率(以下「全産業自己資本利益率」という。)を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率(以下「公社債利回り実績率」という。)を下限として以下の算式により各年度ごとに算定した値の一般電気事業の経営状況を判断するに適当な期間の平均(全産業自己資本利益率が公社債利回り実績率を下回る場合には公社債利回り実績率)。

自己資本報酬率 = $(1 - \beta) \times \text{公社債利回り実績率} + \beta \times \text{全産業自己資本利益率}$

β 値: 一般電気事業の事業経営リスク、市場全体の株式価格が1%上昇するときの一般電気事業の株式の平均上昇率

β 値 = 一般電気事業の収益率と株式市場の収益率との共分散 / 株式市場の収益率の分散

(2) 他人資本報酬率

当面は直近1年間の有価証券報告書上公表されている各事業者の有利子負債利子率を用いるものとする。

事業報酬率の算定(申請ベース)

- ・ 料金算定規則及び審査要領を踏まえ、自己資本報酬率及び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定している。
- ・ 中部電力の申請においては、平成23年9月20日から平成25年9月17日(値上げ検討表明日)までの2年間の β 値(0.96)により算定した事業報酬率(2.9%)となっている。

○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%	6.47%
他 人 資 本 報 酬 率 (B)	70%	1.44%
事 業 報 酬 率	100%	2.9%

○自己資本報酬率

- ・ 観測期間:7年間(H17~H23)
- ・ β 値:0.96(中部電力:H23.9.20~H25.9.17)

○他人資本報酬率

- ・ 観測期間:1年間
- ・ 各事業者の平均有利子負債利子率

(A) 自己資本報酬率 (17~23年度の7カ年平均値)

(%)

	ウェイト	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度	22年度	23年度	17~23年度
公 社 債 利 回 り	0.04	1.43	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	—
自 己 資 本 利 益 率	0.96	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

(B) 他人資本報酬率

	24年度
平均有利子負債利子率	1.44%

→ 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ェイト付けに適用いたします。

検討の結果①

- (1) 事業報酬率は、審査要領上、電気事業をめぐる経営リスクが、他の一般的な事業会社の経営リスクと比較してどのような位置にあるかという点(β 値)を勘案し決定され、審査要領にも示されているように、東日本大震災後の状況も勘案し事業報酬率を設定する必要がある。
- (2) 東京電力の料金値上げ審査における査定方針においては、震災以降、電気事業の経営リスクは格段に高まり、震災前後で経営リスクに断絶があると考えられることから、本来は例えば2年程度の一定の長期間を採るべきと考えられるが、平成23年3月11日から申請日前日(平成24年5月10日)までの期間を β 値の採録期間としたところである。
- (3) 関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力の料金値上げ審査における査定方針においては、 β 値の採録期間を申請の際に用いた震災後から値上げ検討表明日(決算発表日)までとすることや、東京電力による申請の査定方針と同様、震災後から申請日前日までとすることも方策として考えられたが、値上げ検討表明日、申請日のいずれも事業者による恣意性を排除できないこと、電気事業の事業リスクを反映させるためには、2年程度の一定の長期間を採るべきことから、平成23年3月11日から電気料金審査専門委員会での査定方針案のとりまとめ日までとすることが妥当であるとしたところである。
- (4) β 値については、採録期間を1年未満とした場合の β 値は大きく変動しており、また、震災以降半年程度の β 値は高騰しているが、以降は比較的安定していること、震災の前後で β 値は大きく異なることから、査定方針案のとりまとめ日までの直近2年間とすることが妥当である。
- (5) なお、自己資本報酬率については、算定に用いる一般電気事業を除く全産業自己資本利益率の平成24年度値が確定したことから、申請時点における平成17年度から平成23年度までの平均値に代えて、平成18年度から平成24年度までの平均値を採用することが妥当である。
- (6) 3月12日までの直近2年間を採録期間とする β 値は1.04であり、これにより計算される事業報酬率3.0%に照らして、申請における事業報酬率2.9%は妥当である。

参考資料①(事業報酬率の算定(β値))

中部電力の申請は、平成23年9月20日から平成25年9月17日(値上げ検討表明日)までの2年間のβ値(0.96)を採用。

関西電力、九州電力、東北電力、四国電力及び北海道電力の査定時は、震災後から査定方針案の取りまとめ日までのβ値(関西・九州:0.91、東北・四国・北海道:0.94)を採用。

東京電力の査定時は、震災後から申請日前日までのβ値(0.82)を採用。

電力会社名	東京電力		関西電力・九州電力		東北電力・四国電力		北海道電力		中部電力	
	申請日前日(査定)		審査専門委員会取りまとめ日(査定)		審査専門小委員会取りまとめ日(査定)		審査専門小委員会取りまとめ日(査定)		値上げ検討表明日(申請)	
	2011.3.11～2012.5.10平均 (サンプル数 285日)		2011.3.11～2013.3.6平均 (サンプル数 488日)		2011.3.11～2013.7.24平均 (サンプル数 583日)		2011.3.11～2013.7.26平均 (サンプル数 585日)		2011.9.20～2013.9.17平均 (サンプル数 491日)	
	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数	β値	相関係数
北海道	0.66	0.43	0.85	0.40	0.87	0.40	0.87	0.40	0.95	0.40
東北	1.42	0.56	1.32	0.48	1.26	0.47	1.25	0.48	1.06	0.41
東京	1.44	0.27	1.31	0.27	1.34	0.29	1.33	0.29	1.09	0.27
中部	0.61	0.35	0.73	0.36	0.75	0.40	0.74	0.40	0.80	0.43
北陸	0.65	0.42	0.76	0.37	0.80	0.41	0.80	0.42	0.87	0.42
関西	0.71	0.39	0.83	0.35	0.86	0.36	0.86	0.36	0.94	0.37
中国	0.62	0.41	0.78	0.41	0.82	0.45	0.82	0.45	0.91	0.48
四国	0.55	0.37	0.79	0.36	0.90	0.41	0.91	0.41	1.05	0.44
九州	0.74	0.44	0.86	0.38	0.88	0.38	0.88	0.38	0.93	0.38
9社平均 (沖縄除く)	0.82	0.41	0.91	0.37	0.94	0.40	0.94	0.40	0.96	0.40

(資源エネルギー庁作成 出典:Yahoo!Japanファイナンス)

●このβ値は、東証株価指数(TOPIX)や日経平均株価などの株価指数の値動きに対して各社の株価がどれくらいの相関で動いているかを示す指数のこと。(市場全体の株式が1%上昇する場合の当該株式の平均上昇率(感応度))

参考資料②(事業報酬率の算定)

- ・ 料金算定規則及び審査要領を踏まえ、自己資本報酬率及び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定している。
- ・ 自己資本報酬率については、直近の平成24年度までの7ヶ年平均値を採用。

○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%	6.53%
他 人 資 本 報 酬 率 (B)	70%	1.44%
事 業 報 酬 率	100%	3.0%

○自己資本報酬率

- ・観測期間:7年間(H18~H24)
- ・β値:1.04(H24.3.12~H26.3.12)

○他人資本報酬率

- ・観測期間:1年間
- ・各事業者の平均有利子負債利子率

(A) 自己資本報酬率 (18~24年度の7カ年平均値) (%)

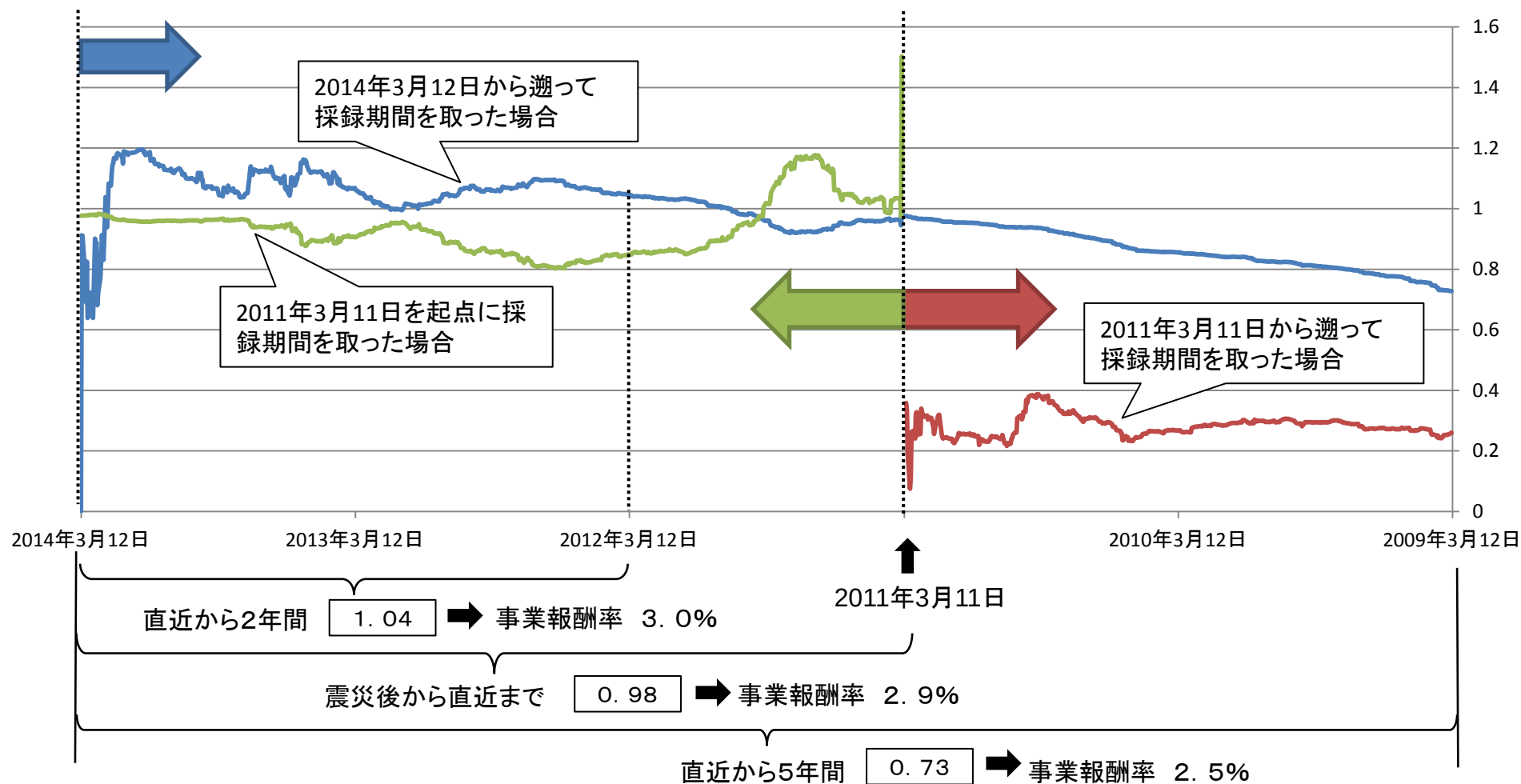
	ウェイト	18年度	19年度	20年度	21年度	22年度	23年度	24年度	18~24年度
公 社 債 利 回 り	0.00	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	0.81	—
自 己 資 本 利 益 率	1.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	—
自 己 資 本 報 酬 率	100%	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	6.53

(B) 他人資本報酬率

	24年度
平均有利子負債利子率	1.44%

参考資料③採録期間とβ値の関係

採録期間とβ値の関係(～2014年3月12日)



参考資料④ β 値に関する金融アナリストの見方

- β 値の採録期間は、震災直後を入れるのは違和感がある。
- 採録期間は2年採れば十分ではないか。ほとんど変わらないと思う。
- その時々によって、状況が違うので、一概には言えないが、採録期間は長ければ長いほど良いと思う。ただし震災直後は排除した方が良い。「過去2年」と「過去5年」、「震災以降今まで」の中だと、震災後の電力業界の情勢変化を反映した上で、一番長く採れる震災以降直近までが良いのではないかと。ただし、震災直後のパニック要素を排除したいと言うことであれば、2年間とするのも、フェアな見方になる。
- 株式市場は震災前と震災後で別物になった。かつては通信やJRと同じように利回り銘柄とされ、安定銘柄と見なされていたが、今トレードしている人は短期の人が多し。 β 値については、母体数が多いとはいえないのは確かだが、実態に合っているかが問題である。震災前は別にすべき。あえて震災直後を抜く必要はないと思う。
- そもそも過去の β 値をとってもしょうがないが、将来 β をとるためにやむなくとっているということが大前提。地震前まで採るとやり過ぎである。そういう意味では過去2年間として、スライドしていくイメージが良いが、長く採るという方向とは反対になる。
- 電力システム改革により普通の会社を目指すのであれば、 β 値は1だ。決めてしまえば良い。

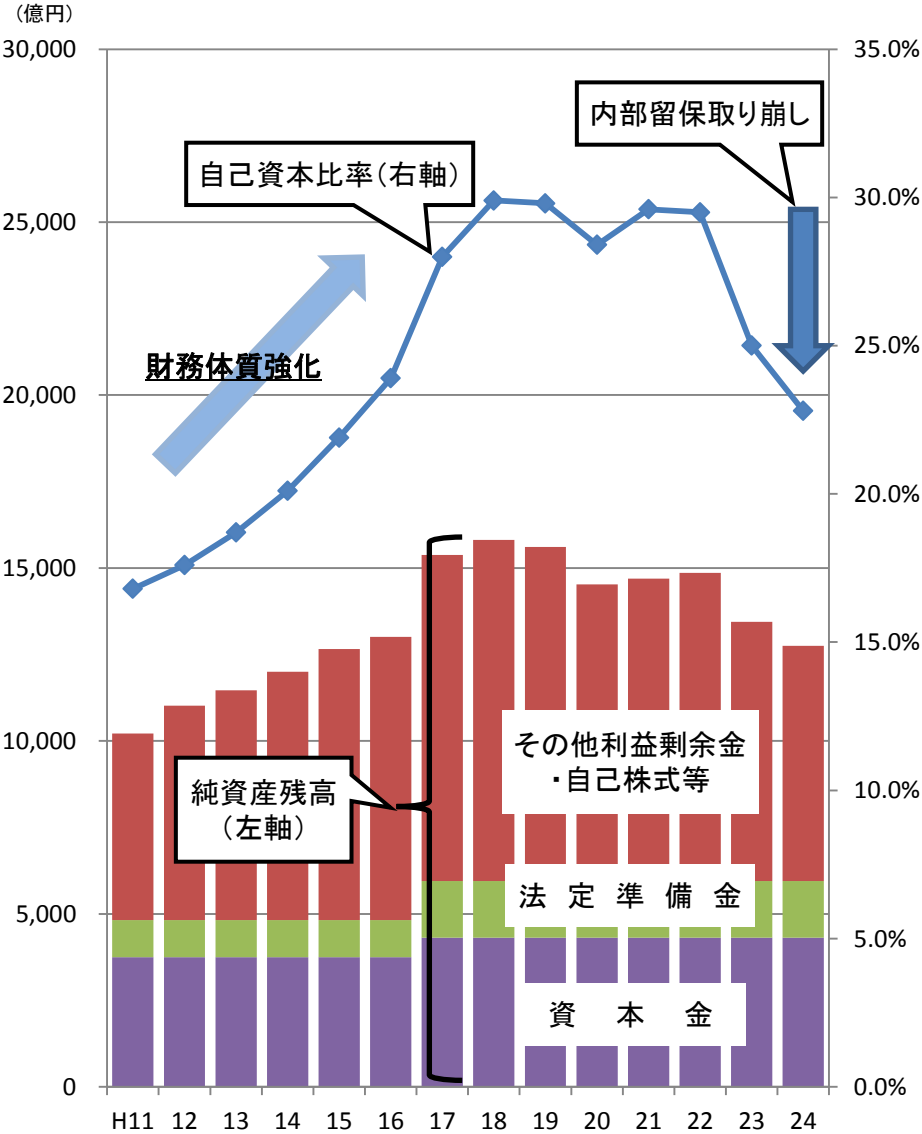
ヒアリング実施先

大和証券株式会社 阿部聖史氏
みずほ証券株式会社 新家法昌氏
外 金融関係者 1名

アール・ビー・エス証券会社 福永顕人氏
モルガン・スタンレーMUFG証券株式会社 又吉由香氏

参考資料⑤（自己資本比率の推移等）

《純資産残高と自己資本比率の推移》



※法定準備金＝資本準備金＋利益準備金

【資金調達額の推移(個別)】

(億円)

	H21年度	H22年度	H23年度	H24年度
社 債	1,100	900	0	200
借 入 金	3,947	7,013	13,809	10,358
長期借入金	400	1,570	8,220	5,060
短期借入金	3,547	5,443	5,589	5,298
C P (純増減)	▲ 2,130	310	▲ 1,120	0
資金調達額計	2,917	8,223	12,689	10,558

有利子負債残高	25,207	25,099	30,045	32,969
対前年度末	▲ 2,232	▲ 108	4,946	2,923

【当社債の流通市場におけるスプレッドの推移(残存10年程度)】



(データの出所：日本証券業協会 売買参考統計値)

6. 修繕費

修繕費の概要

- 修繕費は、固定資産の通常の機能を維持するため、部品の取替え、損傷部分の補修、点検等に要する費用である。

＜中部電力＞

(単位:億円)

	今回申請 (H26-28)	前回 (H20)	差 引	備 考
水 力	86	124	▲38	実施時期の見直し、調達単価削減による減
火 力	615	714	▲99	設備の効率的運用、調達単価削減による減
原 子 力	185	202	▲17	
新 エ ネ	1	-	1	設備区分の新設
送 電	96	100	▲ 4	
変 電	130	128	2	設備の高経年化に伴う変圧器修理の増など
配 電	1,013	889	124	
普通修繕費	271	292	▲21	
取替修繕費	741	597	144	高圧絶縁電線劣化更新、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
業 務	46	55	▲ 9	
合 計	2,172	2,212	▲40	

	今 回	直近5ヶ年
修繕費率	1.64%	1.65%

※直近5ヶ年はH20～24年度実績平均

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

- 修繕費については、事業者各社一律に設定するのではなく、各社ごとに、過去実績を元にした基準(帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率等)等をメルクマールとして設定する。その際、修繕費率の算定期間は一定の長期間とすることとし、直近5年間を基本とする。査定時においては、効率化努力と併せて、今後想定される投資の増加に対する事業者の取組を個別に考慮する。なお、災害等復旧に係る修繕費については、直近10年間から年間の災害等復旧に係る修繕費が最大の年及び最小の年を除いた8年間の実績平均値を基本とする。

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 資機材、役務調達に競争原理が持ち込まれていない。実質90%が特命発注になっている。これが中部電力のコストを高止まりさせていると思われる。競争発注率を早期に100%に引き上げていただきたい。併せて中部電力の競争発注比率にかかる情報公開をお願いしたい。
- 資機材、役務調達で、極めて随意契約が多い。競争発注といいながら、指名競争入札が圧倒的だと言われている。
- 修繕費は、H18年以降増加傾向にあり、無駄な費用がないかどうか精査して低減を目指すべきである。
- 今回申請された修繕費のうち、配電部門で前回査定時より約150億円増と多額の取り替え修繕費が計上されています。そのうち、スマートメーター関連費用を除く設備の高経年化対策として多額の増加を見込んでいますが、その内訳と必要性について説明をしてください。

(1) 修繕費率の妥当性の確認

メルクマールとした修繕費率(帳簿原価に占める修繕費の割合)は、直近5年間(平成20～24年度実績)で1.65%であり、修繕費申請額の修繕費率は1.64%であることから、メルクマールの範囲内になっていることを確認した。

(2) 配電設備の取替修繕費

配電設備の取替修繕費については、前回改定時及び直近の実績と比べて大幅に増加しているが、これは経年劣化に伴う配電設備の更新計画が原価算定期間開始後に大きく増加していることが主な要因となっている。

更新計画は、寿命予測、公衆災害・供給支障等のリスク及び必要な原因究明・対策品の開発・検討手法の検証などを踏まえたものとなっているが、原価算定期間より前に着手することが可能であったにもかかわらず、着手しなかったために増加した費用については、料金原価から減額すべきである。

(3) 特別監査に基づく査定等

レートベースに関連する修繕費は、電気事業の運営にとって真に必要不可欠なものであるかについて、先行投資、不使用設備、予備品／予備設備等を中心に行った特別監査(立入検査)の結果を確認し、以下の項目については、レートベース、減価償却費との整合性を踏まえ、修繕費も料金原価から減額すべきである。

- ・送電線異電圧
- ・送電線空回線及び空管路
- ・発電設備・変電設備等に係る長期間不使用の建物、機械装置
- ・社宅の空室分
- ・予備品及び予備設備
- ・その他(無償貸与設備、スポーツ施設、PR施設等)

検討の結果②

- (4) 災害復旧に係る修繕費については、直近10年間(平成15～24年度)から年間の災害復旧に係る修繕費が最大の年及び最小の年を除いた8年間の実績平均値より申請値が下回っていることを確認した。
- (5) 子会社((株)トーエネック)が過去に行った不適切な請求を含めて料金原価を算定することは適切ではないため、料金原価算定期間における修繕費を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

【参考1】メルクマールとした修繕費率

(単位:億円)

	今回申請	20～24年度 5か年平均	差 引
平均修繕費(A)	2,172	2,070	102
平均帳簿原価(B)	132,066	125,167	6,899
修繕比率(A／B)	1.64%	1.65%	▲0.01%

【参考2】災害復旧修繕費の発生推移及び最大値、最小値を除いた平均値

(単位:億円)

	15年度	16年度	17年度	18年度	19年度	20年度	21年度	22年度	23年度	24年度	直近10年間(15～24年度)から 最大の年及び最小の年を除いた 8年間の実績平均値
中部電力	3	11	3	3	3	2	28	7	12	5	6

○災害復旧修繕費の今回申請額

(単位:億円)

	今回申請額	備 考
中部電力	6	直近10年間(15～24年度)から 最大の年及び最小の年を除いた 8年間の実績平均値

7. 公租公課

公租公課の概要

- 公租公課は、各税法等（河川法、法人税法、地方税法、電源開発促進税法等）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する。

一般電気事業供給約款料金算定規則（抜粋）

第三条

2 五 水利使用料 河川法に定めるところにより算定した流水占用料等の合計

七 固定資産税、雑税、電源開発促進税及び事業税 地方税法、電源開発促進税法その他の税に関する法律に定めるところにより算定した額

十一 法人税等 発行済株式（自己株式を除く。）の数及び一株当たりの配当金額を基に算定した配当金並びに会社法に定めるところにより算定した利益準備金を基に法人税法及び地方税法により算定した額

【申請原価の内訳】

（単位：億円）

		中部電力			備考
		前回改定 (20年原価)	今回申請 (26-28平均)	今回－前回	
1	水利使用料	30	31	2	河川法に基づき、水力発電所毎の出力に単価を乗じて算定。
2	固定資産税	488	465	▲23	地方税法に基づき、土地、家屋、償却資産を課税客体として課税
3	雑税	38	31	▲8	核燃料税、都市計画税、県市町村民税、印紙税等
4	電源開発促進税	515	483	▲32	電源開発促進税法に基づき、課税対象電力量に0.375円/kWhを乗じて算定
5	事業税	274	315	41	地方税法に基づき、収入金額に税率を乗じて算定（収入金課税方式）
6	法人税等	260	172	▲88	法人税法及び地方税法に基づき、配当原資相当分に対し課税
	合 計	1,604	1,496	▲108	

検討の結果

(1) 固定資産税

- ・ 子会社((株)トーエネック)が過去に行った不適切な請求を含めて料金原価を算定することは適切ではないため、料金原価算定期間における固定資産税を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

(2) 印紙税

- ・ 「所得税法等の一部を改正する法律」により、印紙税法の一部が改正され(平成25年4月)、平成26年4月1日以降に作成される「金銭又は有価証券の受取書」に係る印紙税の非課税範囲が拡大(3万円未満→5万円未満)されており、当該減税分を反映したものとすべきである。

(3) 法人税

- ・ 「平成26年度税制改正の大綱(閣議決定)」において、復興特別法人税の1年前倒し廃止が決定されたため、当該減税分を反映したものとすべきである。

(4) その他

- ・ 算定規則及び各税法に基づき算定されていることを確認した。
- ・ 特別監査の反映等により前提諸元の査定に伴う税額の減を適切に反映すべきである。

8. 原子力バックエンド費用

原子力バックエンド費用の概要①



(注) MOX (Mixed Oxide Fuel) 燃料：プルトニウムとウランの混合燃料

(出典)電気事業連合会HP

- ①: 使用済燃料再処理等費
②: 特定放射性廃棄物処分費
③: 原子力発電施設解体費

原子力バックエンド費用の概要②

1. 使用済燃料再処理等発電費・使用済燃料再処理等既発電費

○使用済燃料再処理等発電費・既発電費は、「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」(以下「法」という。)に基づき、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等の費用に充てるため積み立てが義務づけられている費用のほか、使用済燃料の輸送費等の当期費用を計上している。

【参考: 積立金の算定等】

使用済燃料再処理等積立金は、法に基づき、電気事業者が使用済燃料の発生等に応じて積み立てるものであり、再処理等に要する費用として、再処理事業者である日本原燃に支払うこととなっている。なお、積立金の額は、事業者からの届け出を基礎とし、経済産業省で算定している。将来発電分に係る積立金の額は、再処理等の実施主体である日本原燃の事業実施計画等を踏まえ、積立単価に、当該年度積立対象となる使用済燃料の発生数量(六ヶ所再処理分)を乗じ、これに利息相当分を加えて、毎年度の金額を算出している。過去発電分に係る積立金の額は、平成17年度から15年間で積立てることとされている。

(単位: 百万円)

		今回申請 (H26～H28)	前回 (H20)	差引	備 考
制度措置分 (日本原燃分)	積立金(将来分)	3,506	12,533	▲ 9,027	原子力発電所の利用率が低下したことなどから、前回改定に比べ減少
	積立金(過去分)	8,248	8,248	0	
	計	11,754	20,782	▲ 9,026	
制度外分 (海外・JAEA分)	引当金	0	89	▲ 89	前回: 海外における再処理費
その他 (輸送費)	発電所の陸上輸送	196	371	▲ 174	輸送数量の減少に伴う減
	六ヶ所再処理工場への輸送	414	629	▲ 215	輸送数量の変動に伴う分担率の減少等による減
	海外再処理工場への輸送	75	67	9	輸送容器の廃止措置に向けた施設改修費用の増
	保険料・補償料	3	2	1	
	計	689	1,068	▲ 379	
合 計		12,443	21,939	▲ 9,496	

(注) 制度措置分とは、使用済燃料に係る再処理等の計画があるものをいう。

原子力バックエンド費用の概要③

2. 特定放射性廃棄物処分費

○特定放射性廃棄物処分費は、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」(以下「法」という。)に基づき、原子力発電所から発生する使用済燃料の再処理等を行った後に生ずる特定放射性廃棄物の最終処分に必要な費用を拠出することが義務づけられている費用である。

【参考: 拠出金の算定方法】
拠出金の額は、法に基づき、高レベル放射性廃棄物の単位数量当たりの最終処分業務に必要な金額(拠出金単価)に、使用済燃料の再処理を行った後に生ずる廃棄物の量及び過去分の量(1/15)を乗じて得た金額とされている。

(単位: 百万円)

	今回申請 (H26～H28)	前回 (H20)	差引	備 考
拠出金(将来分)	376	3,445	▲3,069	原子力利用率低下による減
(発電電力量: 暦年GWh)	2,971	25,688	▲22,717	
(拠出金対象本数: 本)	10.7	89.3	▲78.6	
(拠出金単価: 千円/本)	34,999	38,574	▲3,575	
拠出金(過去分)	0	2,773	▲2,773	平成25年度拠出終了
(拠出金対象本数: 本)	0.0	71.9	▲71.9	
(拠出金単価: 千円/本)	34,999	38,574	▲3,575	
合 計	376	6,218	▲5,842	

原子力バックエンド費用の概要④

3. 原子力発電施設解体費

○原子力発電施設解体費は、電気事業法第35条（償却等）の規定を実施するための「原子力発電施設解体引当金に関する省令」に基づき、原子力発電施設の解体及び解体廃棄物の処理処分に必要な費用を引当することが義務づけられている費用である。

- 【参考：引当金の算定方法】（平成25年9月省令改正後）
- ①引当方法：定額法（稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化）
 - ②引当期間：運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間（解体本格化までに引当）

（単位：百万円）

		今回申請 (H26～H28)	前回 (H20)	差引	備考
浜岡	1号機	0	0	0	平成21年1月運転終了
	2号機	0	123	▲123	前回：総見積額の増分反映田成21年1月運転終了
	3号機	1,294	1,884	▲590	算定方法変更による差（生産高比例法から定額法へ）田成28年1月運転開始
	4号機	1,308	1,584	▲276	算定方法変更による差（生産高比例法から定額法へ）田成29年1月運転開始
	5号機	1,873	1,638	235	算定方法変更による差（生産高比例法から定額法へ）原価算定期間内運転停止
合 計		4,475	5,230	▲755	

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 使用済核燃料再処理費用として毎年124億円支払っているが、核燃料サイクル政策をやめれば必要ない費用である。
- 原発には原子力特有の費用がかかっている。それは使用済燃料にかかる処理費用である。さらに立地対策費用や事故の損害賠償費用や廃炉費用が加わると、原発ほど高くつく発電方法はない。
- バックエンド費用も事業報酬を押し上げている。

検討の結果①

(1) 使用済燃料再処理等費

① 算定方法の確認

- 「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。ただし、制度措置分(日本原燃分)のうち、再処理により発生する放射性廃棄物の処分費用の算定に用いている処分単価については、申請時点において平成25年度の処分単価により算定しているが、平成26年度の処分単価に改定されたことに伴い、当該処分単価を反映した料金原価とすべきである。また、その他(輸送費)については、既契約等に基づいて算定されていることを確認した。

② 広告宣伝費、寄付金、団体費等

- 制度措置分(日本原燃分)については、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの(原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律に基づくもの)であり、日本原燃から中部電力に対し、料金に含まれている広告宣伝費等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、広告宣伝費が原価に算入されているが、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から除くべきである。

③ 六ヶ所再処理工場輸送費等

- その他(輸送費)のうち、六ヶ所再処理工場への使用済燃料の輸送費等については、日本原燃の「再処理施設の使用計画」(以下「使用計画」という。)に基づき算定されているが、使用計画が変更されたことに伴い、変更後の使用計画に基づき再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

④ 効率化努力の確認

- その他(輸送費)のうち、今後契約を締結するものについては、効率化努力(コスト削減を求めることが困難な費用を除く)を織り込んでおり、「基本的な考え方」に示された考え方に照らして妥当であると考えられる。

検討の結果②

(2) 特定放射性廃棄物処分費

- ・「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。ただし、算定に用いている拠出金単価については、申請時点において平成25年度の拠出金単価により算定しているが、平成26年度の拠出金単価に改定されたことに伴い、当該拠出金単価を反映した料金原価とすべきである。

(3) 原子力発電施設解体費

- ・「廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ」における検討を踏まえ、平成25年9月に改正された「原子力発電施設解体引当金に関する省令」及び前提計画に基づいて算定されていることを確認した。

9. その他経費・控除収益

その他経費の概要①

1. その他経費は、設備の運転又は点検、警備、業務のシステム化を他に委託する費用である委託費や事務所建物等の賃料(借地借家料)、鉄塔等の設置に要する土地等の使用料(道路占用料、線下補償料等)等に係る費用である賃借料など21項目に分類される。
2. 控除収益は、自社電源線等の設備を他社が使用することによって発生する収益である託送収益(接続供給託送収益を除く。)や支払期日を超えて支払われる電気料金に係る延滞利息等の収益である電気事業雑収益など5項目に分類される。

		今回申請 (H26-28)	前回 (H20)	差引
その他経費	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
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	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
	電気料貸倒損	11	6	5
	共有設備費等分担額	20	8	13
	共有設備費等分担額(貸方)	▲0	▲0	▲0
	建設分担関連費振替額(貸方)	▲6	▲5	▲1
	附帯事業営業費用分担関連費〃(貸方)	▲11	▲4	▲7
	電力費振替勘定(貸方)	▲2	-	▲2
	社債発行費	5	5	0
	小計	1,857	2,141	▲285

※その他経費は原子力バックエンド費用・固定資産除却費、
控除収益は地帯間・他社販売電力料を除く。

		今回申請 (H26-28)	前回 (H20)	差引
控除収益	遅収加算料金	-	23	▲23
	託送収益(接続除き)	23	11	12
	事業者間精算収益	1	1	1
	電気事業雑収益	210	190	20
	預金利息	0	0	▲0
	小計	235	226	9

合計(その他経費+控除収益)	1,622	1,916	▲294
----------------	-------	-------	------

【主な増減要因】

- ◇原子力損害賠償支援機構一般負担金(+124)
- ◇廃棄物処理費(+39)
灰処理費用の増：+43 等
- ◇委託費(+27)
スマートメーター対応：+44
ソフトウェア開発委託の増：+30
LNG基地管理業務委託費の減：▲97 等
- ◇諸費(▲262)
受益者負担金の減：▲123
CO2排出権償却の減：▲56 等
- ◇補償費(▲71)
テレビ電波障害対策費の減：▲57 等
- ◇普及開発関係費(▲61)
オール電化等販売拡大活動費用の減：▲38 等

その他経費の概要②

【その他経費（具体的な内訳の例）】

- 廃棄物処理費：火力や原子力発電等によって発生する廃棄物の処理にかかる費用。火力の灰処理費、排水処理費、排煙処理費、雑廃棄物処理費、原子力の放射性廃棄物処理費、雑廃棄物処理費等。
- 消耗品費：潤滑油脂費、被服費、図書費、光熱費・水道料、発電用消耗品費、自動車等燃料費等。
- 補償費：契約、協定、覚書等による補償義務に基づいて定期的または臨時的に支払う費用等。汚染負荷量賦課金、伐採補償費、損害賠償費用等。
- 賃借料：事務所建物等の賃料である借地借家料、鉄塔等の設置に要する土地等の使用料（道路占用料、電柱敷地料等）、その他車輛、タンク、事務機器等のリース料（機械賃借料、雑賃借料）等。
- 託送料・事業者間精算費：自社及び自社の供給区域内の新電力が、他社の送電設備等を利用することによって発生する費用。
- 委託費：設備の運転又は点検・維持、警備、業務のシステム化、コールセンター等の運営、電気料金収納にかかる各種手数料等を他に委託する費用。
- 損害保険料：原子力損害の賠償に関する法律の規定による保険料、原子力損害賠償補償契約に関する法律の規定による補償料、電力設備の火災保険、運送保険等の損害保険契約に基づいて支払う保険料。
- 原子力損害賠償支援機構一般負担金：原子力損害賠償支援機構法の規定により原子力事業者が共同で納付する負担金。
- 普及開発関係費：広報活動、新規需要開発、電気使用合理化等に要する費用。テレビ・ラジオ放送費、PR館や展示館等の運営費、発電所見学会開催費、お客様周知用チラシ（料金改定等）やパンフレット印刷費等。
- 養成費：電気技術の能力向上を目的とする研修費や社員の基礎的能力の向上を目的とする研修費等。
- 研究費：自社研究の費用、委託研究の費用、共同研究のための分担金、その他研究のために要する費用。
- 諸費：通信運搬費、旅費、寄付金（反対給付を期待しないで任意に支出した金額）、団体費（諸会費及び事業団体費等）、雑費（会議費、諸手数料、公共施設等分担金、受益者負担金等）、雑損（貯蔵品の棚卸損や評価損等）。

その他経費の概要③

- 電気料貸倒損：電灯電力収入で回収できない費用。
- 共有設備費等分担額・同(貸方)：ダム等の共有設備の維持、運転等の管理を分担する費用。
- 建設分担関連費振替額(貸方)：電気事業及び附帯事業の建設に間接に関連した費用(人件費、旅費等)の建設仮勘定への振替額。
- 附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)：附帯事業の営業に間接に関連した費用(人件費、修繕費、減価償却費等)の振替額。
- 電力費振替勘定(貸方)：建設工事や附帯事業に使用する電力料金を一括控除し、建設仮勘定や附帯事業営業費用へ振り替えるもの。
- 株式交付費：新株発行の際に発生する登録免許税、金融機関及び証券会社の取扱手数料等。
- 社債発行費：金融機関及び証券会社の取扱手数料等。

【控除収益(具体的な内訳の例)】

- 遅収加算料金：電気料金を早収期間内経過後に支払われた場合に発生する収益。
- 託送収益・事業者間精算収益：他社及び他の一般電気事業者の供給区域内の新電力が、自社の送電線等の設備を使用することによって発生する収益。
- 電気事業雑収益：自家用発電機設置者から系統全体の周波数安定・維持に係る費用を徴収して得た収益であるアンシラリーサービス料金、需要家からの要請による引込線等の移設工事をして得た収益である諸工料、電柱に他社の通信線等を共架して得た収益である共架料、臨時需要に応じるために供給設備の工事をして得た収益である臨時工事費等がある。
- 預金利息：預金残高に対して発生する利息による収益。

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

(営業費)

- 一般経費(委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等)については、透明性を高める観点から個別査定を行う項目を可能な限り拡大する。個別査定に当たっては、入札等を経たものは査定を行うことなくそのまま原価として認めるが、入札等を行わないものは、例えば、技術革新の見込まれる案件はトップランナー基準、過去の類似事例の入札実績等を基準に原価を査定する。個別査定を行わない項目については、比較査定を実施することにより、経営効率化を原価に反映させる。
- (1) 社宅・寮等の賃借料については、入居率や周辺物件の平均的賃料水準等を勘案し査定を行う。ただし、発電所や変電所の近隣にある社宅・寮等に係る賃借料については、合理的な理由がある場合には、これにかかわらず原価への算入を認める。
 - (2) 普及開発関係費については、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については、原価に算入することを認める。ただし、公益的な目的から行う情報提供であっても、販売促進としての側面が強いものに係る費用やイメージ広告に類似するものに係る費用については、原価算入を認めない。オール電化関連の費用については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。PR館等の費用については、販売促進に係る応分の費用については、原価への算入を認めない。ただし、原価への算入を認めないとする費用であっても、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。
 - (3) 寄付金については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。
 - (4) 団体費については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮すれば、原価への算入を認めない。ただし、合理的な理由がある場合には、算定の額及び内容を公表することを前提に原価への算入を認める。
 - (5) 研究費における一括分担金のように、事業者間で販売電力収入等一定の比率により各社の負担額が定まるものについては、個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価算入を認めない。

(控除項目)

- 算定規則第5条に基づいて申請事業者が算定した控除項目については、契約及び法令に基づき発生する費用のうち、算定方法の定めがあるものについては、事実関係や算定方法を確認し、その項目ごとに、申請事業者が適切な効率化努力を行った場合における経営を前提として算定した額であるか否かにつき審査するものとする。

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 中電は世界で一番危険な浜岡を再稼働させるため、大宣伝しようとしている。来年度は1,000回以上のバスツアーを予定し、この費用が14年度以降、6億2,100万円に増えると聞く。赤字というのに考えられない。
- 団体費や広報費について、さらに削減できるのではないか。一般企業以上の徹底的な経営効率化、コスト削減をお願いしたい。
- その他経費の宣伝費の中に、原発の宣伝やオール電化の見開き広告が入っている。

検討の結果①

(1) 賃借料、託送料、養成費、研究費

- ・ 上記調達費用に関し、今後契約を締結するものについては、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき料金原価から減額すべきである。

(2) 廃棄物処理費

- ・ 石炭灰処理費用は、自社灰捨地の延命化対策後の処理計画に基づき適正に算定されていることを確認した。

(3) 消耗品費

- ・ 情報処理帳票代については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除くべきである。
- ・ 図書費については、過大となっているものは料金原価から減額すべきである。
- ・ 制服費用については、経費対象人員の人数に置き換え、再算定して上回る分について料金原価から減額すべきである。

(4) 補償費

- ・ 契約等を確認し実績を上回る部分について、合理的な説明が出来ない部分については、原価から減額すべきである。
- ・ 法令、締結済の契約、覚書等に基づき適正に算定されていることを確認した。

(5) 賃借料

- ・ 道路占用料、水面使用料、線路使用料、電柱敷地料、線下補償料は法令及び契約等に基づく義務的借料であるため、過去の支払実績、協定書等により適正に算定されていることを確認した。
- ・ 借地借家料のうち、他の物件を手当することが困難である発電所や変電所に付随した社宅・寮を除き、周辺物件の平均的賃料水準や地価水準を上回る社宅・寮の賃借料についての上回る部分は、電気事業の運営上必要不可欠とは言えない費用であることから料金原価から減額すべきである。

検討の結果②

- 線路使用料に含まれている法人税等については、平成26年度税制改正の大綱(閣議決定)において、復興特別法人税の1年前倒し廃止が決定されたため、税制改正により想定される法人税率等を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

(6) 託送料

- 託送料のうち、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの(電気事業法第24条の4(卸電気事業者の振替供給)に基づく届出を受けているもの)で、今後契約を締結するものについては、平成26年度税制改正の大綱(閣議決定)において、復興特別法人税の1年前倒し廃止が決定されたため、税制改正により想定される法人税率等を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。また、自社の料金原価に算入している一株当たりの配当金額での交渉を行うことを前提に、当該配当金額から算定される法人税等を再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。
- 委託費に係る算定の一部において、個別件名を確認したところ、料金原価算定期間に発生する見込みのないものについて料金原価から減額すべきである。
- 需要家所有の配電線等使用料に係る算定において、最新の契約実績を踏まえて再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。

(7) 事業者間精算費

- 「一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に関する省令」及び前提計画等に基づいて算定されていることを確認した。

(8) 委託費

- PCB(ポリ塩化ビフェニル)関連業務委託については、委託事業者選定後の単価に置き換え、再算定して上回る分について料金原価から減額すべきである。
- 原子力警備・防災業務等委託については、実績に基づいた単価に置き換え、再算定して上回る分について料金原価から減額すべきである。

検討の結果③

- 電話受付業務委託のうち業務範囲拡大分については、電気料金の値上げが必要な状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除くべきである。
- 共架業務委託の新規実施については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除くべきである。
- 営業所等警備業務委託のうち相談役宅の警備については、人件費における顧問等の給与は原価算入を認めないとの考え方を踏まえ、料金原価から除くべきである。
- 地域密着型携帯情報サービス料に係る費用については、電気事業とは認められない費用であることから、料金原価から除くべきである。

(9) 損害保険料

① 原子力関係

- 「原子力損害の賠償に関する法律」及び「原子力損害賠償補償契約に関する法律」に基づき適正に算定されていることを確認した。

② 原子力以外

- 既存契約等に基づき適正に算定されていることを確認した。

(10) 原子力損害賠償支援機構一般負担金

- 「原子力損害賠償支援機構法」及び関係法令に基づいて、今後負担することになると想定される金額が適正に織り込まれていることを確認した。

検討の結果④

(11) 普及開発関係費

- 審査要領において、原価への算入を認めないこととされている販売促進を目的とした広告宣伝費、オール電化関連費用、PR館の販売促進関連費用については、原価算入されていないことを確認した。
- 他方で、節電や省エネ推進を目的としたものであっても、PR・コンサルティング活動に係る費用については、販売促進的側面が強いと考えられることから、料金原価から除くべきである。
- 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のみ原価算入を認めるが、ホームページやパンフレット・チラシ等を利用したものなど、厳に必要なもののみ原価算入を認めるべきである。
- 特定の需要家に限定した専用サイトを利用した情報提供や他の取り組みと重複していると考えられる費用については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度が低いと考えられることから、料金原価から除くべきである。
- 普及開発関係費のうち、団体費的な性格を持つ費用(各種団体の活動費用等)については、料金原価から除くべきである。
- PR館に付随する屋外施設管理費については、電気事業に供しない施設に係る費用であることから、料金原価から除くべきである。
- 原子力広報についても、イメージ広告に近い情報発信に係る費用については料金原価から除くべきである。
- 発電施設等の施設見学会に係る費用については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度の観点から、主に電源立地地域を対象とするものに限定して原価算入を認めるべきである。
- 地域密着型携帯情報サービス料に係る費用については、電気事業とは認められない費用であることから、料金原価から除くべきである。

検討の結果⑤

(12) 養成費

- ・ 研修先の設定する単価が、単価表において予め決まっていることを確認した。
- ・ 販売促進に係る研修費用等については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除くべきである。

(13) 研究費

- ・ 電中研などの分担金及び自社研究費のうち、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度が低い研究については、料金原価から除くべきである。
※なお、研究成果については、広く社会に普及するよう、既に公表されている内容をより充実させるべきである。
- ・ 電中研の分担金については、本来、電力会社本体で行うことも考えられる業務を集中的に行うため各社が費用を分担するものであり、分担金に含まれる人件費については、中部電力のコスト削減努力並に料金原価から減額すべきである。その他の一般管理費等のコスト削減可能な経費については、効率化努力を織り込んでおり、中部電力のコスト削減努力に照らして妥当であると考えられる。

(14) 諸費

① 寄付金

- ・ 審査要領のとおり、料金原価へ算入されていないことを確認した。

② 団体費

- ・ 海外電力調査会、海外再処理委員会、原子力安全推進協会、電力系統利用協議会、世界原子力発電事業者協会東京センター、日本卸電力取引所、地域共同防災協議会(6団体)については、事業目的など合理的な理由があると考えられることから、料金原価への算入を認めるが、これ以外の団体費については、審査要領のとおり、料金原価へ算入されていないことを確認した。

検討の結果⑥

③その他

- 定期調査事前周知に係る郵送費、海外派遣職員への督励に係る旅費及び社内提案活動に係る賞金については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から除くべきである。
- 移動電話料のうち、人員数を用いて算定している費用については、経費対象人員の人数に置き換えて再算定して上回る部分について料金原価から減額すべきである。
- 急速充電器利用サービス料については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、EV・PHVタウン構想に沿って導入した電気自動車等を円滑に活用していくにあたり、近隣の他の急速充電器が利用できないなど、電気事業の運営上必要不可欠の場合に限り、急速充電器利用サービスに係る運営費用や分配金を除いた費用について原価算入を認めるべきである。

(15)電気料貸倒損

- 当年度の電灯・電力収入に改定率を乗じた額を基に算定されるため、査定による改定率の変更分を反映すべきである。

(16)共有設備費等分担額・同(貸方)

- 積算の考え方が予算額をベースにしているものについては、実績をより反映している直近(24年度)の実績を上回る部分について、合理的な説明が出来ない部分については原価から減額すべきである。
- 事業の実施時期等について、合理的な説明が出来ない部分については原価から減額すべきである。
- 既存の協定書または実施計画書に基づき適正に算定されていることを確認した。

(17)建設分担関連費振替額(貸方)

- 個別原価の査定による電気事業工事資金の減額を反映すべきである。

(18)附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)

- 過去の実績等に基づき適正に算定されていることを確認した。

検討の結果⑦

(19) 電力費振替勘定(貸方)

- ・ 個別原価の査定による改定率の変更分を反映すべきである。

(20) 社債発行費

- ・ 過去の支払実績、実施計画等により適正に算定されていることを確認した。

(21) 託送収益

- ・ 託送収益に係る算定において、最新の契約実績を踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。

(22) 事業者間精算収益

- ・ 「一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に関する省令」及び前提計画等に基づいて算定されていることを確認した。

(23) 電気事業雑収益

- ・ 延滞利息に係る算定において、過去の入金データに制約があることから、過去1ヶ月分のデータのみで早収料金に対する延滞利息率を算定しているが、その後のデータが入手できたことから、当該データも踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。
- ・ 償却電気料取立益及び工事補償金受入差益に係る算定において、特殊要因を除き、過去3ヶ年実績を踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。
- ・ 変圧器リサイクルセンター有価物売却に係る算定において、有価物の単位当たり売却単価や変圧器1台当たりから発生する有価物の重量を、最新の諸元で見直した値で再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。
- ・ LNG冷熱費に係る算定において、中部電力の電気料金単価を算定の諸元に用いているが、料金改定後の電気料金単価で再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。

検討の結果⑧

- 接続検討料に係る算定において、至近実績を踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。
- 鉄塔貸付料に係る算定において、最新の諸元で見直した貸付料で再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。
- 罹災保険金受入差益に係る算定において、過去3ヶ年実績を踏まえて再算定して足らざる部分について料金原価から減額すべきである。

(24) 預金利息

- 過去実績等に基づいて適正に算定されていることを確認した。

(参考)事業団体費

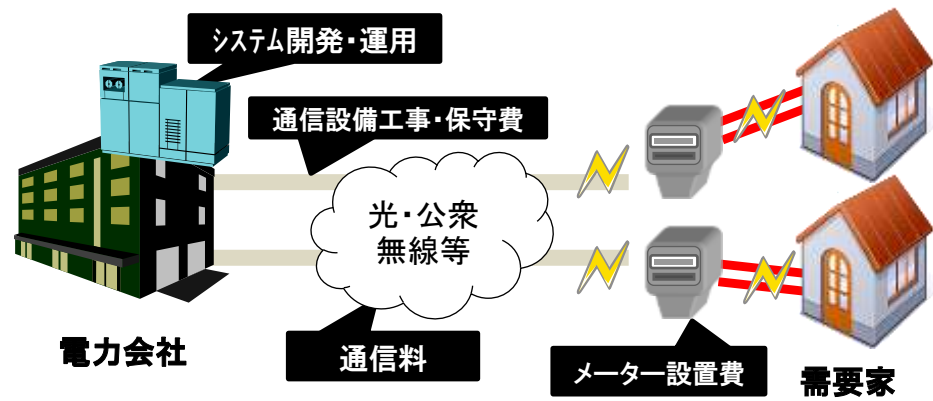
団体名称	主な参加企業	主な事業内容	原価算入の理由	年間負担額 (百万円)
海外電力調査会	設立：1958年 一般電気事業者（10社） 電源開発、日本原子力発電	海外の電気事業に関する調査研究、情報収集、分析提供を実施。また電気事業に関する海外の関係機関・団体との交流及び技術協力を実施。	個社単独では実施できないような海外電気事業の調査研究や、海外の関係機関との交流および協力等を行っており、特に福島第一原子力発電所事故以降、世界の原子力政策の把握と国際協力が一層重要視されている。	112
海外再処理委員会	設立：1977年 一般電気事業者（9社）※1 電源開発、日本原子力発電	海外再処理委託業務および海外再処理に伴う放射性廃棄物の輸送、MOX燃料輸送等に係る契約交渉や契約業務履行の補助、調整ならびに輸送に関わる海外PA活動を行い、会員企業の窓口として各社間の調整を実施。	電力9社などが、英仏再処理事業者と使用済燃料の再処理契約・海外再処理に伴う輸送契約等を締結するに際し、その窓口として契約交渉・契約履行の補助や各社間の調整を電力会社に代わり、一元的・恒常的に行っている。	84
原子力安全推進協会	設立：2012年 （日本原子力技術者協会から改組） 一般電気事業者（9社）※1 電源開発、日本原子力発電、その他メーカー	事業者が自主的かつ継続的に安全性向上に取り組み、世界最高水準の安全性を追求するため、事業者から独立した専門家集団として、国内外原子力関係機関と連携を図り、安全性対策を評価し事業者に提言・勧告する。原子力発電所等の運営状況を定期的に確認し、安全への取り組み具合を評価する。これらの活動に関する人材育成等も行う。	原子力事業者の安全確保活動を支援することを目的としており、事業者の取り組みを評価・提言・勧告を行うこと、原子力発電所の運営状況を個別に評価し、安全性の向上を行う。	425
電力系統利用協議会	設立：2004年 一般電気事業者（10社） 電源開発、その他発電事業者	電気事業法第93条第1項に定める送配電等業務の円滑な実施を支援する中立機関。 電力系統に関するルールの策定・監視。送電線空き容量等の系統情報公開システムの開発・運用、地域間連系線整備計画に係る調整のための情報および便宜の提供を行う。	一般電気事業者が所有する送配電ネットワークを新電力や卸自家発電事業者が公平に利用できるよう設立された唯一の中立機関であり、電力の安定供給確保と連系線利用等の利便性を向上させる。	94
世界原子力発電事業者協会東京センター（WANO）	設立：1989年 一般電気事業者（9社）※1 電源開発、その他発電事業者	1986年のチェルノブイリ事故後、再発防止のため原子力事業者(35の国・地域)により、設立された民間の組織。会員間で運転経験情報の交換、発電所の訪問評価(ピアレビュー)、良好事例などの技術支援・技術交換を実施。	原子力発電所の事故・事象を全世界の事業者間で共有し、再発防止に努めることを目的としており、原子力発電所の安全性・信頼性の向上に必要不可欠な最新の知見や運転経験を収集することは、原子力事業の運営に役立つ。	45
日本卸電力取引所	設立：2003年 一般電気事業者（9社）※1 電源開発、その他発電事業者	電力を有効に利用するため、電気の現物取引を行う日本唯一の取引所。1日単位で取引を行うスポット市場や、特定期間を通じて取引を行う先渡し市場などを運営し、共通の利益を図る。	全国規模の需給調整、供給余力の電力販売および経済的な電力を調達するために、電力の取引を実施する必要がある。	1
地域共同防災協議会 (6団体)	石油会社 化学メーカーなど	法令に基づく防災資機材の共同運用を以下の6団体で実施。(註：※は前回改定以降に新規加盟の団体) 衣浦共同防災協議会、九号地共同防災組織、飛島共同防災協議会、霞共同事業(株)、※中京地区広域共同防災協議会、※江京津港東共同防災協議会	本協議会は、石油コンビナート等災害防止法に基づき配備が義務付けられている防災資機材を共同運用している。 ・消防自動車、放水砲など防災資機材の維持管理 ・共同防災組織および防災要員の訓練・教育	153

※1 沖縄電力を除く

10. スマートメーター関連費用

申請原価に計上されているスマートメーター関連費用の概要

- 中部電力は、新設および検定有効期間満了による取替に加えて、計画取替（導入の前倒し）を行うことにより、平成34年度までに、低圧契約すべての需要家にスマートメーターを導入する計画としている。
- メーターの取替修繕費には、26～28年度の3年平均で、約121億円を計上。（従来型計器からの増分費用は約63億円）。
- 通信設備の工事やシステム開発・運用費等を含めると、スマートメーター関連費用の総額は約197億円。



原価算入内訳	26年度	27年度	28年度	3ヶ年平均※2	備考
修繕費(計器)	13	149	202	121	計器に係る取替修繕費* *(低圧計器) H26: 1.25万台、H27: 101.53万台、H28: 145.76万台 等
修繕費(その他)	少	3	5	3	建物点検、システム保守 等
委託費	61	72	14	49	システム開発委託 等
減価償却費	1	1	30	10	伝送路・通信回線、システムサーバー設置 等
諸費	2	4	6	4	通信機器の回線使用料 等
消耗品費	1	4	1	2	保守用ハンディターミナル付属品 等
その他	5	2	3	4	研究費、養成費、賃借料
人件費※1	1	4	4	3	通信設備構築・保守運用(26年度:13人 27年度:48人 28年度:48人) ※1 申請原価の人件費総額のうち、当該業務に従事する社員にかかる費用を再掲
合 計※2	85	240	265	197	※2 表示単位未満の四捨五入の関係で積上と合計は必ずしも一致しない。

「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- スマートメーター導入によって、料金設定の選択肢が増す期待と共に消費者自身の省エネ行動にもつながると思う。
- スマートメーターの設置は、電力使用量の「見える化」等により、消費者が情報を利用して節電・省エネ行動につなげられる利点や、事業の効率化の両面からも有効な手段であり、個人情報保護への対応を図りながら早期に低コストで導入すべき。

検討の結果①

(1)スマートメーターの導入計画について

- 特別高圧・高圧については、原価算定期間中に設置完了予定。低圧については、26年10月より設置開始予定。
- 28年4月からの自動検針実施を目指し、27年度までに、システムの開発・機能検証・業務検証等を行う計画。

【電圧別・年度別のスマートメーター導入計画】

	需要構成比	展 開 計 画
特別高圧・高圧(500kW以上) 約7千口※	約5割	・全数設置済 ・検針の自動化実施済 ・パルス提供による見える化実施済
高圧(500kW未満) 約105千口※	約2割	・平成24年1月から設置開始し、 平成28年度取替完了予定 ・パルス提供による見える化実施済
低 圧 約8,800千口※	約3割	・平成26年10月より設置開始し、 平成34年度に取替完了予定 ・Bルート機能具備

	25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度	31年度	...	34年度
特別高圧 高圧(500kW以上)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	100%
高圧(500kW未満)	65%	83%	100%	100%	100%	100%	100%	...	100%
低 圧	—	0%	10%	23%	36%	48%	61%	...	100%
総需要に対する割合	63%	67%	71%	75%	80%	84%	88%	...	100%

※ 口数については、平成25年3月末時点実績。需要構成比は平成24年度実績に基づき算定。

【システム開発等の計画】

	25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	～34年度
スマートメーター導入	調査	一部エリアに設置	検測取替・新設工事等による設置			
システム開発・改修	提案募集	スマートメーター制御管理システムの開発・検証 スマートメーター通信システムの開発・検証	既存システム群の改修			
伝送路構築		スマートメーター伝送路の構築				
自動検針導入				自動検針(高圧含む)		
節電・需要抑制に向けた取組	スマートメーターを活用した新たな料金メニュー検討・導入					

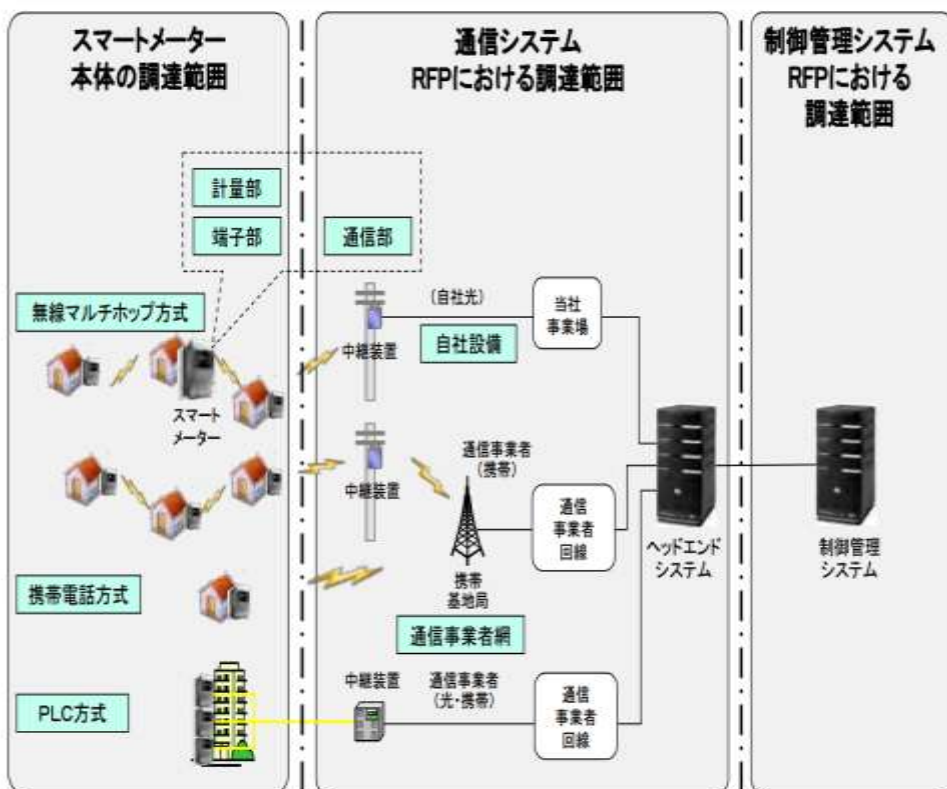
検討の結果②

(2)スマートメーター本体、通信方式及び関連するシステム等の調達方針について

- 中部電力は、スマートメーター本体および関連するシステム等の調達について、「仕様の標準化を図るとともに、公正・公平を確保したうえで、提案募集(RFP)などを通じて、オープンな形で実質的に競争のある調達により調達コストの削減を図る」ことを表明し、具体的な調達手続きを進めている。(第9回・第12回電気料金審査専門小委員会)

1. スマートメーターに係る調達について

- スマートメーター本体の調達にあたっては、仕様の標準化を図り、今後、一般競争による調達を実施してまいります。
- スマートメーターに係る制御管理システムおよび通信システムは、RFP※により外部知見を得たうえで合理的に調達しております。



※RFP: Request For Proposal (提案募集)

2. スマートメーターに係るシステム調達にあたって

- スマートメーターに係る制御管理システムおよび通信システムの調達に際し、外部の知見や他事業者の既存インフラを最大限活用したコスト抑制と機能・品質向上の両立、および、競争による徹底したコストダウンを目的としてRFPを実施することとしました。
- 両システムのRFPは、次の3つの基本的な考え方に基づき実施しました。

【3つの基本的な考え方】

1. 徹底したコストカットの実現

- 中長期的な設備投資抑制の観点から、他事業者の既存インフラも最大限活用する。
- 国内外の事業者が参加した入札により、安価な資材調達などが可能となるよう、各資材や通信規約などをオープンな仕様とする。

2. 外部接続性の担保

- 標準的な通信規約の採用などにより、様々なサービスを提供しようとする事業者が、メータデータに容易にアクセスできるよう配慮する。
- 悪意を持った者のアクセスを防ぐための、セキュリティを確保する。

3. 技術的拡張可能性の担保

- 将来のサービスの多様化などを見据え、十分な拡張可能性を確保する。
- 通信事業者のインフラも含めた様々な通信手段が「適材適所」で活用できる、柔軟性を備える。

(3) 通信及びシステム関連費用等の精査

- ・ 制御管理システムの開発については、平成24年4月、他電力に先駆けてRFPプロセスを実施し、複数の提案者から寄せられた提案を約9ヶ月かけて精査し、平成25年1月に契約を締結していることを確認した。申請原価においては、制御管理システムの開発に要する費用について、契約に基づいた費用算定が行われていることを確認した。
- ・ 通信システムの開発については、平成25年7月からRFPプロセスを開始しており、申請時点においてはRFPの実施中であったことから、申請原価においては、通信RFP実施前の中部電力の試算に基づき算定されている。

5. 審査プロセスについて

- 資格審査、技術評価などにより、資格要件・技術要件を満たすベンダーを選定後、価格評価を行い契約先を選定しております。
 - － 資格審査: 当社で規定したRFPに定める参加資格を満たしている事を確認する。
 - － 技術評価・技術検証: 業務・システム要件の実現性、提案製品の適合度、プロジェクト遂行能力など、提案書審査に加え、プレゼンテーションや実機による動作検証を行い、提案内容の評価する。
 - － 価格評価: 見積内容の評価する。
- 審査の公平性・透明性確保の観点から、審査プロセスおよび全ての評価項目をRFPに記載しベンダーに公表しております。



検討の結果④

- 通信システムのRFPにおいては、コストミナムな通信システムの実現を図る観点から、「国際標準規格の採用」「特定方式に限定しない＜適材適所＞の通信手段の導入」「徹底したコストダウンと拡張可能性の確保」「運用開始時からの高い通信接続率の確保」を求めていることを確認した。また、最適かつ経済的な通信システム実現方法の提案に資するよう、RFPへの応募を希望する事業者に対し、守秘義務契約を締結したうえで、需要家の密度（メーター位置に関する情報）や、中部電力が保有する光ケーブルを用いて提供可能な中継装置の位置情報と伝送路構築費（工事費・資材代）の情報を提供していることを確認した。
- さらに、平成25年12月に相手先の選定・契約に至ったことから、複数事業者からの提案を審査し、契約に至るまでのプロセスについて説明を求めた。この過程で、選定した事業者の提案内容に基づき決定した仕様は以下のとおりであり、申請原価算定時の想定より、導入完了までの全体コストが▲12.6%程度低減することが見込まれるとの資料の提出を受けた。

＜今回選定された提案内容に基づき決定した仕様＞

分類		適用仕様		
		RFP実施前(弊社想定)	RFP実施後	
基本的な考え方		外部接続性、技術的拡張可能性、コスト削減の3原則に基づく		
システム	システム構成	国際標準準拠(CIMを採用)		
	データフォーマット	国際規格を採用(IECを採用)		
通 信	広 域 (自社光回線比率)※ (自社光ケーブル)※※	他社インフラの活用も含め適材適所で組み合わせる (自社光 82%) (新設分1,558km)	⇒ (自社光 47%) (新設分1,098km)	
	Aルート方針		3方式(無線マルチホップ、1:N無線、PLC)を適材適所で組み合わせる	
	適用比率※	マルチホップ	98.4%	⇒ 94.3%
		1:N無線	1.4%	⇒ 5.5%
		PLC	0.1%	⇒ 0.1%
	Bルート(設置方法)		当初から設置分全てに具備	
	通信接続率		運用開始当初(H28年4月)から95%以上を確保	

※ 記載の数値は提案時の設計値であり、今後の詳細設計や施工時に変わる可能性があります。

※※ 記載の数値はモデルケースによる算定値であり、今後の詳細設計や施工時に変わる可能性があります。

- 通信システム及び伝送路構築に関する費用については、通信RFPの結果を踏まえた仕様の見直しにより、例えば、自社光ケーブルの設置及び維持管理に要する費用の減や、事業者回線を活用する集約装置の設置・運用に要する費用の増、導入初期における接続率向上対策の実施などがあると考えられるが、通信RFPの結果を踏まえた見直しにより影響を受ける件名すべてについて、26～28年度に要する費用の再算定を行い、申請との差分がある場合には、料金原価から減額すべきである。
- また、スマートメーター通信などへの活用後も、一部活用できていない部分が生じている光ケーブルの償却費等については、既存の自社設備も含め、料金原価から一定の減額を行うべきである。

(4)スマートメーターの単価等について

- 中部電力は、東京電力仕様のスマートメーターを一般競争入札により調達することとしており、申請原価上、東京電力の査定単価である10,300円を織り込んでいる。当該単価は、計量部と通信部をあわせた価格であるところ、通信RFPの結果、通信部の平均価格は申請時の想定を下回る見込みであるとの説明が中部電力からなされているが、料金原価との関係では、(3)で述べたとおり、通信RFPの結果を踏まえた見直しにより影響を受ける件名すべてについて、26～28年度に要する費用の再算定を行い、申請との差分がある場合には、料金原価から減額することが適当である。
- また、今回、中部電力は、スマートメーターの導入に伴い、スマートメーターの取替工事に関する「お知らせ葉書」の郵送を新たに計画し、その増分費用を申請原価に織り込んでいるが、お知らせ葉書の内容は、事前訪問の際に説明するものと基本的に同じであり、他社の料金査定においても、こうした費用は想定されていなかったことを踏まえ、料金原価上、当該増分費用については計上を認めない。

検討の結果⑥

(5)スマートメーターの導入・活用について

- スマートメーターの早期導入に関する強い期待があることを踏まえ、中部電力は、検満、新設申込等に加えて、一部計画取替(導入完了時期の前倒し)を行い、平成34年度に完了する予定。
- 中部電力は、自らも参画して実施している豊田市実証での取組の成果や、国内外の事例の分析も踏まえながら、デマンドレスポンス料金メニューの実効力を見極めたうえで、「スマートメーターならではの」効果的な料金メニューを導入していくこと、従来型の季節別時間帯別料金(TOU)メニューについても、より細やかな時間帯区分とするなど一層の充実化を図ることで、お客さまの選択肢拡大を図っていくことを電気料金審査専門小委員会で表明した。
- また、スマートメーター導入による業務効率化、「見える化」によるお客さまサポート、HEMSとスマートメーターの連携等にも取り組んでいくことを表明し、申請原価上、スマートメーターの導入拡大に伴う現地出向費用の削減効果を織り込んでいることを確認した。今後も、導入・運用コストの削減を一層徹底するとともに、新たな料金メニューや自動検針の早期導入等、設置したスマートメーターを最大限活用する施策により、需要家への新サービスの提供や電力会社の経営効率化に活かしていくべきである。

【新たな料金メニューの導入に関する計画】

	25年度	26年度	27年度	28年度
スマートメーターの導入状況	オープンな形で実質的に競争のある調達	スマートメーターの設置		
デマンドレスポンスの導入状況	・豊田市実証において実証中の料金メニュー(CPP型)の節電・需要抑制効果の分析 ・国内外のデマンドレスポンス実証研究への参画・調査	調査結果等を踏まえ、スマートメーターを活用した、より柔軟な料金メニュー(CPP型等の需要抑制メニュー)の導入		
季節別時間帯別料金メニューの拡充状況		「ピークシフト電灯」の導入 「3時間帯別電灯」の加入条件緩和 季節別時間帯別料金メニューの一層の充実		

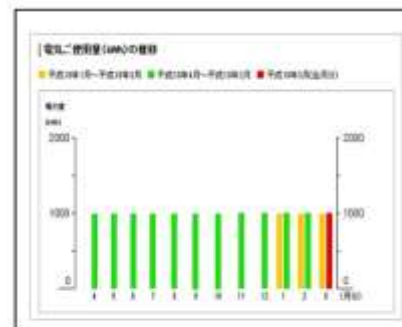
【「見える化」によるお客さまサポートの例】

4. 「見える化」によるお客さまサポート①

◆電気使用状況の詳細な「見える化」

従 来

「電気料金照会サービス」
・使用量を1月単位でお知らせ。



スマートメーター導入後(H27.7~)

「今後の見える化サービス(イメージ)」
・1日当たりの使用量を、Aルート※経由で時間別にお知らせ。



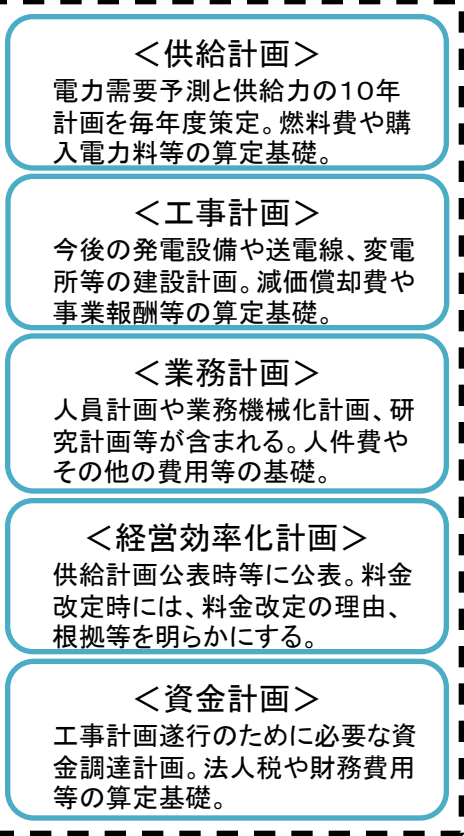
※メーターからの使用量等の情報を、電力会社を介してお客さまへ提供する情報提供ルートを目指す。

11. 費用の配賦・レートメイク

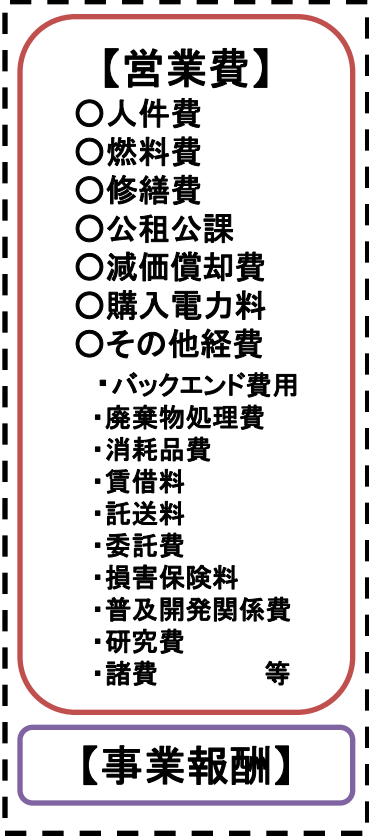
費用の配賦・レートメイクの概要

- 1. 算定された総原価は、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づき、自由化部門と規制部門の費用に配分され、配分された費用の合計額と料金収入が一致するように、規制料金の各メニューが設定される。
- 2. 具体的には、総原価を各発電費（水力、火力、原子力、新エネ）、送電費、変電費、配電費、販売費、一般管理費の9部門への整理した後、送電・高圧配電関連費用とそれ以外の費用に整理し、低圧需要関係費用のみ集計した上で、小売規制料金を決定（レートメイク）する。

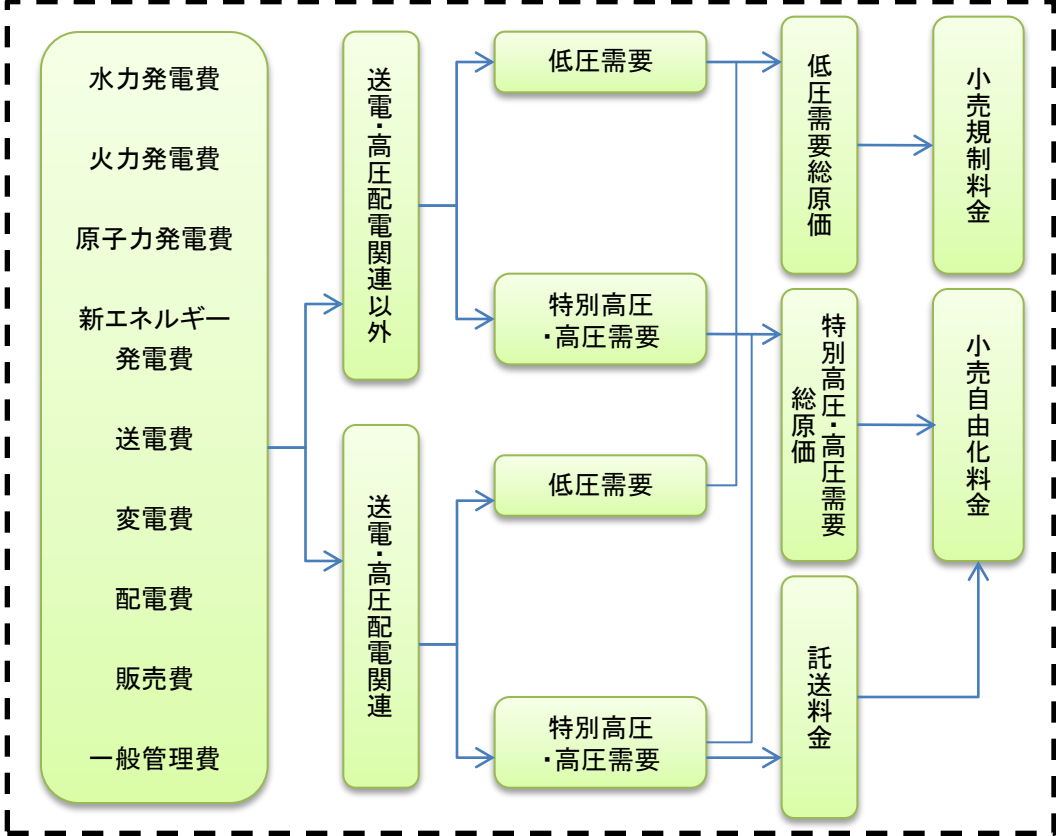
<前提計画>



<総原価の算定>



<費用の配賦、レートメイク>



「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- 赤字の9割以上が自由化部門の赤字です。これを規制部門である、私たち国民家庭向け電気料の値上げに押しつけるのは筋違いだと思います。
- 自由化部門と規制部門の料金格差の根拠が不明朗であり、原価構成要素の一つずつの説明を正確にし、正しく原価を計算するべきである。
- 規制部門は平均4.94%、自由化部門は平均8.5%という数字を対比させて発表しているのは、規制部門の値上げ幅がさも低いかのように見せかけて、消費者を納得させようという意図が中部電力にあると疑わざるを得ません。
- 庶民の電気料金は値上げどころか下げるべきです。大手企業の電気料金を値上げしてください。
- 中部電力は、少なくともこれまでの電力会社の審査の際に出されていた項目については情報を公開し、国民が理解・納得できるようにしてください。
- 地域の暮らしを支えている中小企業に対して、分かりやすく丁寧な説明をお願いしたい。
- 中部電力の消費者に対する説明は全く不足しています。
- チラシ、請求書では高齢者に分かりにくい。行政単位別に説明会を開催する、アドバイザーによる訪問説明など説明を行っていく必要があるのではないか。
- 料金査定での想定と実績との原価の乖離等、電気料金の妥当性を事後的・継続的に検討・評価する仕組みを作ってください。

検討の結果①

(1) 個別原価計算

個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。また、事業者が独自に設定した基準についても、計器等の費用を口数比ではなく直接各需要に整理している等、より実態に即した費用配分となっている。総原価の95%が固有費及び直課により配分されていることは妥当であると考えられる。

固定費の各需要種別への配分方法は「2:1:1法※」等が算定規則により規定されているが、その際、低圧需要の最大電力は、サンプル調査(1,429件のデータを取得)に基づく推計値が用いられており、過大推計されていないことが確認された。

※最大電力に2、夏期・冬期尖頭時責任電力に1、発受電量に1の割合で合成された値により固定費を配分する方法。

また、規制部門、自由化部門毎の総原価に対する事業報酬の割合については、前回改定時以降の燃料費の増加等に伴う収益構造が改善され、規制部門が5.2%、自由化部門が4.1%となっており、それぞれの部門における固定費の割合を適切に反映したものであることが確認された。

なお、今回改定以降の収益構造の変化については、事後評価において部門別収支が毎年公表され、原価算定期間終了後には原価と実績の部門別評価を実施することとなっているが、経済産業省は、料金変更認可申請命令の発動基準に基づき、収益構造のゆがみが著しく、また、構造的なものと認められる場合には、事業者が料金改定を促すとともに、事業者がこれに応じない場合には、電気事業法第23条に基づく料金変更認可申請命令の発動を検討すべきである。

(参考) 固有費及び直課比率

(単位: 億円)

		水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売	合計
固有費		499 (75.8%)	14,405 (96.6%)	1,114 (79.0%)	13 (61.7%)	931 (76.2%)	768 (77.5%)	2,179 (79.9%)	637 (63.8%)	20,545 (89.6%)
一般 管理等	直課	100 (15.2%)	265 (1.8%)	218 (15.5%)	5 (24.9%)	202 (16.5%)	128 (13.0%)	255 (9.4%)	47 (4.7%)	1,220 (5.3%)
	帰属	47 (7.2%)	121 (0.8%)	55 (3.9%)	2 (9.6%)	65 (5.3%)	74 (7.5%)	239 (8.8%)	276 (27.7%)	879 (3.8%)
	配賦	13 (1.9%)	124 (0.8%)	23 (1.6%)	1 (3.9%)	24 (1.9%)	20 (2.0%)	54 (2.0%)	38 (3.8%)	296 (1.3%)
		159 (24.2%)	510 (3.4%)	296 (21.0%)	8 (38.3%)	290 (23.8%)	223 (22.5%)	548 (20.1%)	361 (36.2%)	2,396 (10.4%)
合 計		658 (100.0%)	14,916 (100.0%)	1,410 (100.0%)	21 (100.0%)	1,221 (100.0%)	990 (100.0%)	2,727 (100.0%)	998 (100.0%)	22,941 (100.0%)

約95%

(参考) 夏期尖頭時責任電力の推計

固定費の配分方法(2:1:1法)における最大電力と夏期尖頭時責任電力の算出方法は次のとおり。

- ①夏期ピークにおける各需要種別の合計需要を、サンプル調査を基に各時間に展開。
- ②低圧需要の合計が最も大きい時間(20時)を低圧の最大電力とする。
- ③各需要種別の合計が最も大きい時間の低圧需要を「夏期尖頭時責任電力」とする。

<各需要種別の時間帯需要の推計>

(単位:千kW)

時間	電灯・低圧			高圧・特別高圧			合計
	電灯	低圧	計	高圧	特別高圧	計	
1	5,313	650	5,963	4,312	4,838	9,150	15,113
2	4,566	735	5,301	4,095	4,697	8,792	14,093
3	4,340	745	5,085	3,922	4,603	8,525	13,610
4	4,256	857	5,113	3,782	4,520	8,302	13,415
5	4,257	764	5,021	3,736	4,460	8,196	13,217
6	4,247	491	4,738	3,811	4,460	8,271	13,009
7	4,483	416	4,899	4,153	4,949	9,102	14,001
8	4,673	579	5,252	5,230	5,335	10,565	15,817
9	5,005	1,053	6,058	7,449	5,793	13,242	19,300
10	5,400	1,435	6,835	8,923	5,984	14,907	21,742
11	5,592	1,615	7,207	9,520	5,905	15,425	22,632
12	6,022	1,825	7,847	9,590	5,834	15,424	23,271
13	6,393	1,627	8,020	8,803	5,546	14,349	22,369
14	6,494	1,927	8,421	9,585	5,868	15,453	23,874
15	6,647	1,989	8,636	9,724	5,823	15,547	24,183
16	6,803	1,931	8,734	9,585	5,641	15,226	23,960
17	7,053	1,937	8,990	9,273	5,534	14,807	23,797
18	7,476	1,649	9,125	8,065	5,355	13,420	22,545
19	8,287	1,266	9,553	7,048	5,327	12,375	21,928
20	9,486	1,081	10,567	6,092	5,031	11,123	21,690
21	9,278	859	10,137	5,572	4,842	10,414	20,551
22	8,677	640	9,317	5,195	4,907	10,102	19,419
23	7,620	518	8,138	4,873	5,164	10,037	18,175
24	6,685	579	7,264	4,665	4,971	9,636	16,900
計	149,053	27,168	176,221	157,003	125,387	282,390	458,611



夏期尖頭時責任電力



最大電力

(参考)規制部門と自由化部門の原価配分比較① ※申請ベース

規制部門と自由化部門の原価配分比較(固定費、可変費、需要家費)

(単位:億円、円/kWh)

中部電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	4,585	11.27	4,890	12.02	741	1.82	10,216	25.10
自由化部門	5,005	5.80	9,733	11.37	61	0.07	14,720	17.22
合計	9,590	7.55	14,623	11.58	802	0.63	24,935	19.76

(参考)

(単位:億円、円/kWh)

東京電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	13,030	12.33	12,121	11.47	2,050	1.94	27,201	25.74
自由化部門	11,279	6.39	19,048	11.06	96	0.05	30,030	17.50
合計	24,310	8.61	31,169	11.22	2,145	0.74	57,231	20.64

関西電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	6,340	11.80	4,883	9.09	1,101	2.05	12,324	22.93
自由化部門	6,605	7.16	7,941	8.71	46	0.05	14,463	15.91
合計	12,945	8.86	12,824	8.85	1,146	0.77	26,786	18.52

(参考)規制部門と自由化部門の原価配分比較② ※申請ベース

(参考続き)

(単位:億円、円/kWh)

九州電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	4,057	11.59	2,863	8.18	642	1.83	7,561	21.59
自由化部門	3,560	7.07	3,860	7.70	12	0.02	7,409	14.78
合計	7,616	8.92	6,723	7.89	654	0.76	14,970	17.58

東北電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	3,789	13.22	2,640	9.21	526	1.83	6,955	24.27
自由化部門	3,975	7.86	4,435	8.77	36	0.07	8,410	16.63
合計	7,765	9.80	7,075	8.93	562	0.71	15,365	19.39

四国電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,459	13.02	832	7.43	249	2.22	2,540	22.68
自由化部門	1,360	8.24	1,156	7.08	14	0.09	2,516	15.41
合計	2,819	10.19	1,988	7.22	263	0.96	5,056	18.36

北海道電力	固定費		可変費		需要家費		合計	
	金額	単価	金額	単価	金額	単価	金額	単価
規制部門	1,959	13.40	1,077	7.37	309	2.11	3,345	22.88
自由化部門	1,611	9.42	1,208	7.06	12	0.07	2,820	16.50
合計	3,570	11.26	2,285	7.21	321	1.01	6,164	19.44

(参考)事業利益率の推移

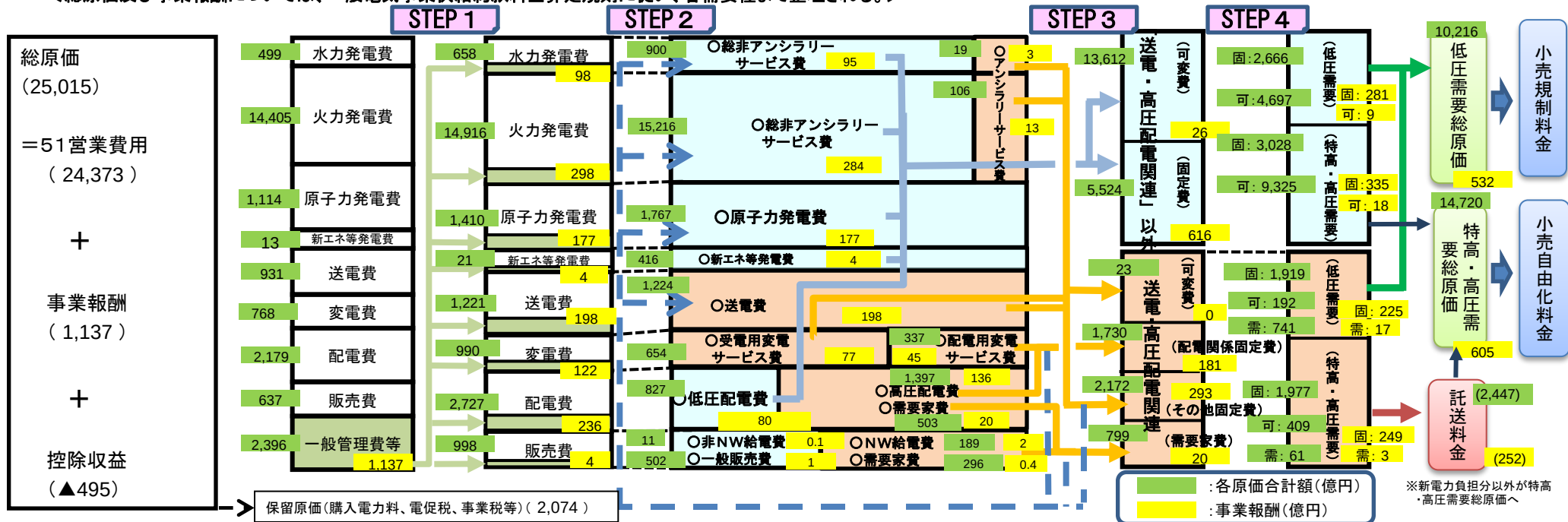
(単位: %)

		中部電力	
		規制部門	自由化部門
原価	H20年度改定時の各部門毎の総原価に対する事業報酬の割合	6.6	5.4
実績	H20年度の事業利益率	6.5	2.6
実績	H21年度の事業利益率	8.3	7.2
実績	H22年度の事業利益率	7.4	5.5
実績	H23年度の事業利益率	0.1	▲5.5
実績	H24年度の事業利益率	▲0.5	▲4.5
原価	今回申請の各部門毎の総原価に対する事業報酬の割合	5.2	4.1

※各部門毎の総原価に対する事業報酬の割合は、申請時における想定値。
事業利益率は、電気事業収益に対する電気事業利益の割合(実績値)。

(参考)事業報酬の個別原価計算フロー(平成25年度中部電力料金改定申請ベース)

＜総原価及び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に従い、各需要種まで整理される。＞



STEP 1 8 部門への整理

- ① 電気事業報酬は「一般管理費等」に整理(規則第6条第1項第九号)
- ② 一般管理費等に整理された電気事業報酬は、水力発電、火力発電、原子力発電等各部門の資産割合等に応じて配分(規則第6条第2項)。

STEP 2 送電等関連／非関連コストの整理

- ① アンシラリーサービス(瞬時瞬時の需給調整)費用の抽出(規則第6条第4項)
= 周波数制御機能を有する水力発電設備及び火力発電設備の帳簿原価比 × 認可出力のうち調整出力の割合(規則第6条第4項)
- ② 変電費、配電費、販売費の費目を細分化(規則第6条第4項)。
変電費: 受電用設備と配電用設備の建設費比等による整理
配電費: 低圧配電用設備、高圧配電用設備、需要家設備(メーター、引込線等)の建設費比等による整理
販売費: 給電、一般販売、需要家(検針、集金等)にかかる建物の床面積比等による整理

STEP 3 固定費、可変費への整理

- ① 事業報酬については、火力発電費のうち環境対策費に係るものは可変費に整理(環境対策設備の帳簿原価比による整理)(規則第8条2項第三号)

STEP 4 需要種別への整理

- ① 送電等非関連コストの固定費は、全てが低圧需要に整理される低圧配電費を除き、最大電力、ピーク需要、電力量に基づく配分比率(低圧: 37%、特高・高圧: 63%)により各需要に整理。一般販売費についてはそれまでに算定した各需要の原価比により整理。(規則第9条、第10条)。
- ② 送電等関連コストの固定費のうち、「配電用変電サービス費」と「高圧配電費」については、最大電力及び電力量に基づく配分比率(低圧: 65%、高圧: 35%)により、それ以外は新電力への離脱需要やピーク需要も考慮した配分比率(低圧: 37%、高圧: 38%、特高: 25%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧 98.90%、高圧 1.08%、特高: 0.01%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は発受電量費(低圧: 34%、特高・高圧: 66% 等)により整理。

	事業報酬計(百万円)			総原価 (百万円)	各部門の総原価に対する 事業報酬の割合
	固定費	可変費	需要家費		
規制部門(低圧)	50,614	907	1,690	53,211	5.2%
自由化部門(特高・高圧)	58,382	1,789	325	60,496	4.1%
合計	108,995	2,697	2,015	113,707	4.6%

検討の結果②

(2)レートメイク

①基本料金及び従量料金の設定について

今回の料金改定は、その主たる要因が燃料費である可変費の増加にあり、人件費を始めとする費用の削減が図られ、需要の減少により、販売電力量当たりの固定費は、ほぼ同水準であることが確認された。そのため、基本料金を据え置くことは妥当であると考えられる。

	平成20年改定		今回改定	
	原価(百万円)	単価(円/kWh)	原価(百万円)	単価(円/kWh)
固定費	501,686	11.66	458,529	11.27
可変費	343,006	7.97	488,974	12.02
需要家費	78,422	1.82	74,058	1.82
合計	923,114	21.46	1,021,561	25.10
販売電力量 (百万kWh)	43,022		40,694	

検討の結果③

②3段階料金について

3段階料金制度においては、1段階料金はナショナルミニマムの観点から低廉な水準に、2段階料金は平均的な電気使用の観点から平均的な料金に、3段階は省エネの観点から割高な料金に設定されているが、今回の申請では、1・2段階格差率よりも、2・3段階格差率を拡大させている。これは、①1段階の値上げ幅を抑制することは生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減すること、②3段階の値上げ幅を拡大することは需要対策の効果があることから、妥当と考えられる。

(円/kWh)

改定年度	S49	S51	S55	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請 (消費税5%)	今回申請 (消費税8%)
第1段	12.00	14.25	20.34	16.94	16.59	16.08	15.97	15.63	15.18	14.80	16.01	17.05	20.33	20.91
第2段	15.40	18.95	27.54	23.03	22.54	21.73	21.59	20.84	19.98	18.98	20.08	21.09	24.83	25.54
第3段	16.82	21.45	32.54	26.13	24.79	23.90	23.74	22.92	21.78	20.42	21.51	22.52	27.45	28.23
1・2段階格差	0.78	0.75	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.75	0.76	0.78	0.80	0.81	0.82	0.82
2・3段階格差	1.09	1.13	1.18	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.07	1.11	1.11

※S49～H17は税抜き単価、H18・H20・今回は税込み単価、燃料費調整単価を除く

③選択約款等について

選択約款の設定については、電気事業法上「設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれる場合」に設定でき、供給約款及び選択約款による収入と総原価等が一致することが求められている。中部電力の選択約款料金の単価については、ベースとなる供給約款、夜間の平均発電費用、過去の需要の実績等を基に設定されており、当該料金単価の設定によって供給約款単価が割高に設定されるといった事実の確認されなかった。

i) ピーク対応料金メニューの設定について

中部電力は、今回改定において、ピークシフト別電灯を新設する予定。

ii) 機器要件の扱いなどについて(夜間蓄熱機器、オール電化割引)

中部電力は、需要家の選択肢を拡大する観点から、今回改定において、「3時間帯別電灯」の「夜間蓄熱式機器等の保有要件」を廃止する予定。

また、「全電化住宅割引」(3時間帯別電灯)については平成28年3月31日、「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)及び第2深夜電力については平成27年3月31日をもって、新規加入を停止する予定。

iii) 早遅収料金制度の見直しについて

中部電力は、これまでは支払時期に応じて早収料金又は遅収料金を設定していたが、需要家サイドの声を受け、これを廃止し、延滞利息制度を導入することとしており、平成26年4月から導入予定。引き続き、需要家の声に真摯に耳を傾け、お客様の立場に立った見直しを不断に行うことが求められる。

iv) 需要家に対する電気料金値上げの周知活動について

各需要家や消費者団体等各種団体への、電気料金値上げに至った経緯、申請内容、経営効率化への取組等の説明を実施しており、引き続き需要家の理解が得られるよう、丁寧な対応に努めていくことが必要である。

新規加入の停止に当たっては、既に割引の適用を受けている需要家や、選択約款を前提として機器投資を検討している需要家等に配慮するとともに、需要家等への十分な周知期間が必要であることを踏まえた対応とすることが適当である。

また、需要家の選択肢を多様化することで、震災以降大きく変化した電力需給をめぐる環境に対応する観点からは、需要家間の公平性を確保しつつ、既存契約者への一定期間後の割引の見直し(※)等を含め、料金メニュー全般について、スマートメーターの導入後抜本的に見直すことが期待される。その際、スマートメーターの導入を待たずとも、可能なメニューについては、早期に導入を図っていくことが重要である。

※ 既存契約者であっても、機器更新後は、他の需要家との公平性の観点から、割引を続けることは適当ではない。

参考資料

	秋池 玲子	ボストン コンサルティング グループ パートナー&マネージング・ディレクター
委員長	安念 潤司	中央大学法科大学院 教授
	梶川 融	太陽ASG有限責任監査法人 総括代表社員(CEO)
	辰巳 菊子	公益社団法人 日本消費生活アドバイザー・ コンサルタント協会 常任顧問
	永田 高士	公認会計士
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授
	南 賢一	西村あさひ法律事務所 パートナー弁護士
委員長代理	山内 弘隆	一橋大学大学院商学研究科 教授

(オブザーバー)

河野 康子	全国消費者団体連絡会 事務局長
楓 健年	愛知県消費者団体連絡会 代表幹事
青山 直樹	日本商工会議所 産業政策第二副部長
片山 朗	消費者庁消費生活情報課長

(参考)開催実績

平成25年 10月29日	中部電力より、電気料金認可申請の提出
第6回 (11月7日)	申請事業者からの説明、自治体関係者、消費者団体・中小企業関係団体からの意見聴取
第7回 (11月14日)	前提計画① (需要想定・供給電力量) 個別の原価① (人員計画、人件費)
第8回 (11月26日)	前提計画② (経営効率化計画) 個別の原価② (燃料費、購入・販売電力料、原子力バックエンド費用)
第9回 (12月10日)	個別の原価③ (修繕費、スマートメーター関連費用、その他経費・控除収益)
	※以降、委員が2～3人1組になって査定方針案の検討
第10回 (12月24日) 12月26日	個別の原価④ (設備投資関連費用、公租公課、費用の配賦・レートメイク) 中部電力値上げに関する公聴会 (名古屋会場)
第11回 (平成26年1月24日)	公聴会及び国民の声の報告 指摘事項への回答
第12回 (2月6日)	検討を深めるべき論点①
第13回 (2月26日)	検討を深めるべき論点②
第14回 (3月14日)	査定方針案の検討