

北海道電力株式会社の 供給約款変更認可申請に係る査定方針案

平成25年7月26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 28
3. 購入・販売電力料	P 33
4. 設備投資関連費用	P 41
5. 事業報酬率	P 50
6. 修繕費	P 60
7. 公租公課	P 66
8. 原子力バックエンド費用	P 69
9. その他経費・控除収益	P 76
10. スマートメーター関連費用	P 92
11. 費用の配賦・レートメイク	P 95
(参考)	
電気料金審査専門小委員会の審査経緯	P 109
委員等名簿	P 110

はじめに

審議の経緯

1. 平成25年4月24日付けで、北海道電力株式会社(以下、「北海道電力」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4月25日の第25回電気料金審査専門委員会(北海道電力審査の第1回)以降、本委員会は、北海道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25年7月26日の第4回電気料金審査専門小委員会(※)まで8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8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。
(※)平成25年7月1日の審議会の見直しに伴い、委員会名が「総合資源エネルギー調査会 総合部会 電気料金審査専門委員会」から「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」に変更された。
3. また、広く一般の意見を聴取するため、第25回委員会においては、消費者団体、中小企業団体関係者を招き、意見を聴取。(自治体関係者は第26回に出席し、意見陳述。)平成25年6月20日には北海道電力の値上げに係る公聴会が札幌にて開催され、委員3名が参加するとともに、第32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32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6月14日の第31回審査専門委員会以降、委員が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、事務局が北海道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、必要に応じて両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100時間実施した。(東北・四国・北海道の合計値)
5. 経済産業省は、平成25年5月20日(月)から5月24日(金)まで北海道電力に対し、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
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
修繕費	修繕費	秋池、梶川、八田
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	秋池、梶川、八田
原子力バックエンド費用・公租公課	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、水利使用料、固定資産税、雑税、電源開発促進税、事業税、法人税等	永田、南、山内
設備投資関係費用	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

分野	関係費目	担当委員
事業報酬	事業報酬(事業報酬率)	永田、南、山内
その他経費(効率化関係)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、養成費	秋池、梶川、八田
その他経費・控除収益	補償費、託送料、事業者間精算費、損害保険料、原子力損害賠償支援機構一般負担金、普及開発関係費、研究費、諸費、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)、附带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、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

(敬称略)

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及び「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)を踏まえた「一般電気事業供給約款料金審査要領」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。

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) 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として、広告宣伝費(普及開発関係費、ただし公益的な目的から行う情報提供を除く)、寄付金、団体費(合理的理由があり、支出内容を公表する場合を除く)は原価算入を認めない。また、従来より規制料金として回収することが社会通念上不適切とされてきたもの(交際費、政治献金、書画骨董等)についても、原価算入を認めない。

これは、北海道電力から申請された料金原価に含まれる費用のうち、国が原価の内訳を把握すべきもの(届出料金に基づく卸供給に係る購入電力料等)についても適用する。

- (2) 既存契約及び法令に基づき算定される費用については、事実関係や算定方法の妥当性を確認する。

基本的な考え方②

(3) 今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、以下の方針に基づき減額すべきである。

北海道電力は、東北電力及び四国電力と同様に、資材調達や工事・委託事業等に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについて、入札の実施の有無にかかわらず約7%の調達価格削減を織り込んで申請している。

関西電力、九州電力からの申請においては、自らの調査に基づき7%の調達価格削減を織り込んで申請していたが、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(※)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、両社が震災後に行った経営効率化の取組のうち、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。

東北電力及び四国電力からの申請についても、基本的には関西電力、九州電力からの申請と同様の考え方を適用し査定を行うべきとした上で、四国電力については、23年度の競争発注比率が4%程度と他社と比較して低い水準にあることや、従来型の電子式計器の調達価格が震災後においても東京電力と比較して大幅に高かったことが明らかになっており、また、地域補正後の委託人件費についても東京電力のものと比較して0.5%程度割高であると考えられることから、10.5%の調達価格削減に満たない場合に、未達分を減額査定すべきであるとした。東北電力については、被災3県を中心に資材費や人件費が上昇傾向にあるものの、委託人件費の水準は概ね同様であることから、東京電力、関西電力、九州電力と同様、震災前の価格水準から10%の調達価格削減を求めることとした。

北海道電力からの申請についても、基本的には関西電力、九州電力からの申請と同様の考え方を適用し査定を行うべきである。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が確認できたため、東京電力、関西電力、九州電力と同様、震災前の価格水準から10%の調達価格削減を求めることが適当である。

※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

基本的な考え方③

- (4) 更に、子会社・関係会社に対しても、本社並の経営合理化を求めるため、今後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、出資比率に応じ10%の追加的コスト削減を行うことを前提に原価を減額する。
- (5) 人件費、修繕費、事業報酬等「一般電気事業供給約款料金審査要領」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、これに基づき査定を行う。
- (6) 「その他経費」については、「一般電気事業供給約款料金審査要領」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、前回原価において年金資産の運用環境が極めて好調であったことにより、マイナス計上となった退職給与金が、その反動などから72億円増加。
- 一方、役員報酬の削減、社員の年収水準引下げ、厚生費の削減などにより、人件費全体では前回原価と比較して10億円増加。

(単位: 億円)

	今回: A (H25～27平均)	前回: B (H20)	差: C A-B	主な増減要因
役員給与	3	6	▲ 3	・役員報酬削減
給料手当	397	446	▲ 49	・社員の年収水準をメルクマール(643万円)まで引下げ
基準賃金	286	308	▲ 22	
基準外賃金	54	58	▲ 4	
諸給与金	76	152	▲ 76	
控除口	▲ 19	▲ 72	53	
給料手当振替額(貸方)	▲ 8	▲ 7	▲ 1	
退職給与金	65	▲ 8	72	・数理計算上の差異償却費の増
厚生費	73	82	▲ 9	□
法定厚生費	57	62	▲ 5	・健康保険料の会社負担割合を引下げ
一般厚生費	16	20	▲ 4	・厚生施設費の削減、カフェテリアプラン縮小
雑 給	10	10	0	
人件費計	539	530	10	
経費対象人員(人)	5,691	5,592	99	・泊発電所3号機運転開始に伴う建設専従からの振替増(+104)など

※ 控除口は、出向者に関する出向先からの給料の戻入分等

※ 給料手当振替額は、建設工事等への従事者分の振替額

※ 経費対象人員は各年度平均の人員数

※ 四捨五入の関係で、合計等が合わない場合がある(以降のページ同様)

(注) 当社の委託検針・集金にかかる費用は、スタッフへの個人委託から別会社への委託に切り替えているため、委託費に計上している。

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

- 人件費(基準賃金及び賞与等)については、「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。その際、地域間の賃金水準の差についても考慮する。役員給与や福利厚生費についても、同様の考え方を適用する。

「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- 北海道電力は企業努力をしているのか。役員・社員数、報酬、企業年金、福利厚生費、給料の見直し等を行なうべき。人員計画や役員数が事業規模に見合ったものかどうか厳正な検討を求めます。電力の安定供給の維持に本当に適正な社員数になっているかを検討し、総括原価方式の「あるべき適正な費用」におさえるべきです。
- 北海道電力株式会社様は徹底したコスト削減を行ったのでしょうか？例えば、固定資産の売却(本社ビルの売却、福利厚生施設の売却、福利厚生の見直し、社宅制度などの見直しなど)や余剰人員のリストラなどです。普通の企業なら、こうした最大限の企業努力をするものだと思いますが、それらコスト削減をすべて公表した上で、電気料金の値上げ幅の妥当性を見極めるべきだと思います。単に、役員や社員の給与カットだけでお茶を濁すことのないようにして欲しいです。
- 人件費の抑制について、電力会社の給与は一般企業や公務員より高く、原発停止等で採算が悪化している企業であれば、先ず給与の削減をすべきであり、同時に人員の削減が必要である。
- 退職給与金について3年間で65億円が計上されており、数理計算上の差異償却費の増としているが、H17年度に年金制度の見直しを行っているものの、未だ確定給付年金を残していることから生ずるもの。
- 総括原価に算入する健康保険料の事業者負担割合、役職員給与等については関西電力・九州電力の値上げ時に設定した基本方針に基づいた査定を行ってください。
- 役員報酬・職員給与は減額しても、北海道平均と比べてなお高額であり、経営努力の余地はまだ残されている。
- 泊原子力発電所ができた頃からの歴代役員は、報酬を返上すべき。
- 料金原価に織り込まれていない相談役・顧問の給与についても、高額であるため、減額すべき。

検討の結果(人員計画①)

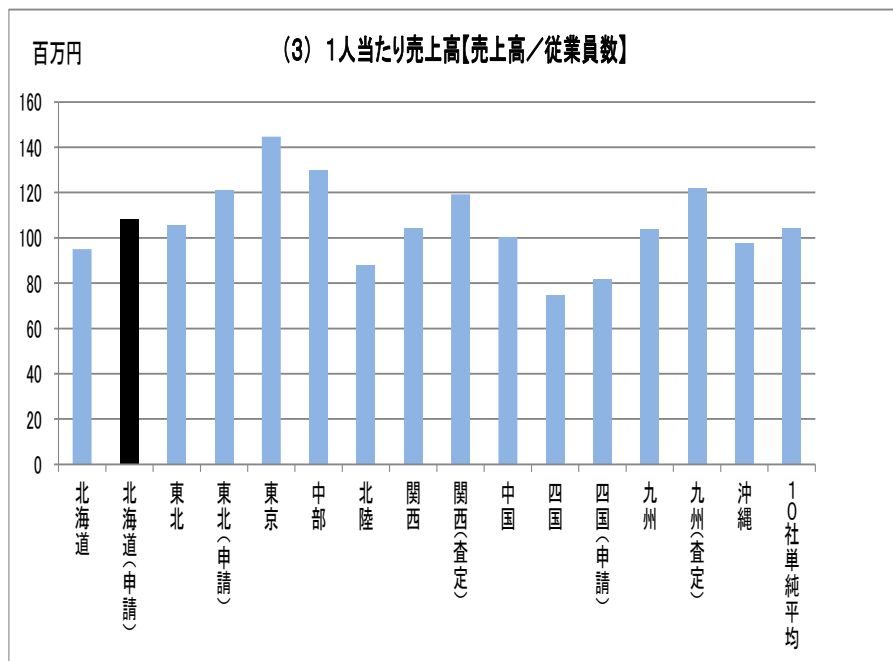
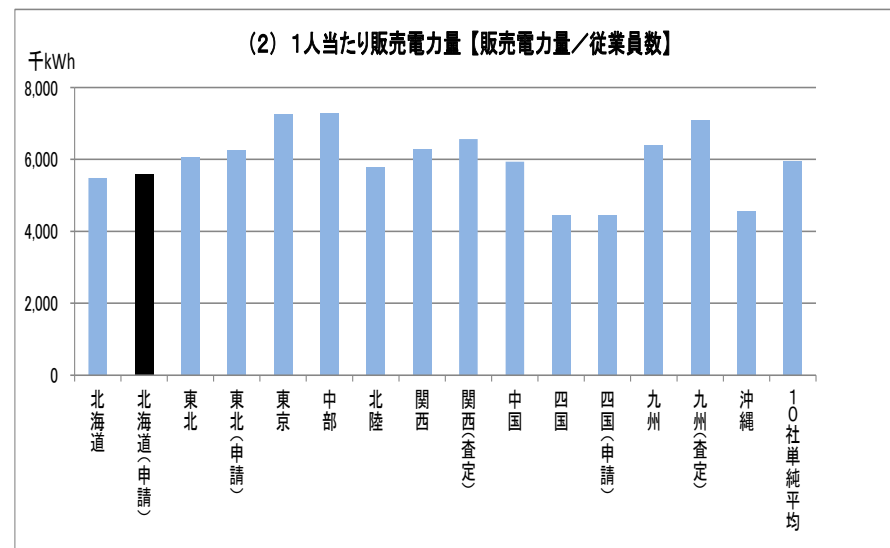
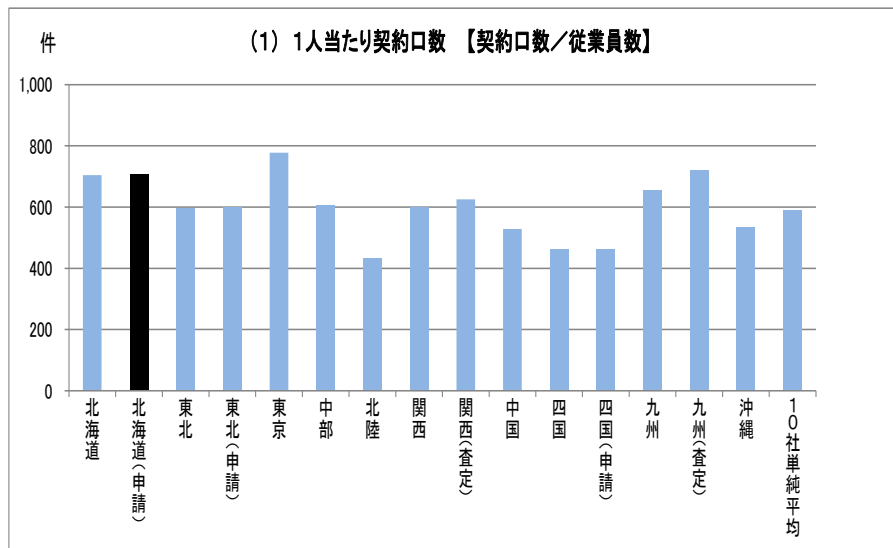
- ① これまで業務効率化の取り組みとして、事業所の統廃合、業務の集中化(総務・労務・経理業務等の本店集中化、引越し・契約アンペア変更等の電話受付業務の集中化等)、組織のスリム化(本店マネージャー職位の削減)、新規採用の抑制、早期退職施策等を実施。
- ② 在籍人員及び経費対象人員
 - ・在籍人員は、ピーク時の平成7年度末6,526人から23年度末は5,691人、27年度末は5,768人。
 - ・平均経費対象人員(在籍人員から建設従事者、無給者を除く)は、23年度5,696人、27年度5,688人。25-27年度の3カ年平均では5,691人。
- ③ 新規採用者数は、25年度214人、26年度187人、27年度181人。
- ④ 退職者数は、25年度135人、26年度163人、27年度195人。
- ⑤ 他の一般電気事業者と生産性を比較すると、1人当たりの契約口数及び1人当たりの売上高は10社平均より高い水準であるが、1人当たり販売電力量は10社平均より低い水準である。1人当たり販売電力量が低い水準となっている要因としては、契約口数に比して一契約当たりの販売電力量が少ないことや、電力使用量が多い自由化部門の需要が少ない地域であること等が考えられる。

また、他電力と比較して他社受電が少ないこと、送電線等の流通設備が多いことといった北海道電力の事情を勘案し、「発電部門の1人当たりの自社発電電力量」、「流通部門の1人当たりの流通設備数」による比較を行ったところ、10社平均を上回るか10社平均と遜色ない水準であることを確認した。

以上から、生産性比較による人員数の削減を原価上求める必要はないものと考えられる。

検討の結果(人員計画②)

(3)他の一般電気事業者との生産性の比較(平成24年度)



出典: 有価証券報告書(平成24年度)等

検討の結果(役員報酬①)

(1) 役員数

- 北海道電力は平成20年の料金改定時と同数である。

(2) 役員報酬の水準

- 一般電気事業供給約款料金審査要領(以下、「審査要領」)において、基準賃金及び賞与等と同様の考え方を適用することが定められているが、賃金構造基本統計調査のような基本となる統計が必ずしも存在しない。
- 人事院による「民間企業における役員報酬(給与)調査」における調査結果を勘案して、国家公務員のトップである事務次官の給与水準が設定されていることを踏まえると、電力会社の役員報酬についても国家公務員の指定職の給与水準と同レベルとすることが適当である。

検討の結果(役員報酬②)

(1)北海道電力、東北電力及び四国電力の役員数及び役員報酬の比較

	北海道電力						東北電力						四国電力					
	25年度申請			20年改定			24年度申請			20年改定			24年度申請			20年改定		
	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	社内	社外	計
取締役(常勤)	11	-	11	12	-	12	16	-	16	16	-	16	12	-	12	15	-	15
取締役(非常勤)	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-
監査役(常勤)	2	-	2	2	-	2	2	-	2	2	-	2	2	-	2	2	-	2
監査役(非常勤)	-	3	3	-	3	3	-	3	3	-	3	3	-	3	3	-	3	3
合 計	13	4	17	14	3	17	18	3	21	18	3	21	14	4	18	17	3	20
申請原価(百万円)	290			615			570			786			499			713		
1人あたり平均 (百万円)	20	8	17	42	8	36	30	10	27	42	12	38	33	8	28	40	11	36

(2)平成24年民間企業における役員報酬(給与)調査

第28表 平成23年における役員(比較対象役員)の年間報酬額

単位:千円

区 分		年間報酬額
企 業 規 模 計		32,067
3,000人以上	3,000人以上	44,917
	1,000人以上3,000人未満	32,144
	500人以上1,000人未満	24,889

※年間報酬額には、平成23年中に支給された賞与を含む。

※集計

①本調査における役員は、平成23年1月から12月までの全期間を通じて常勤の役員として専務取締役(社長、副社長、専務取締役、常務取締役等)、部長等兼任の取締役、監査役等の役職に在任した者を対象とした。

②このうち、「比較対象役員」を役員数5人以上の企業における「社長を補佐し、会社の業務全般を統括している役員」、かつ、「各社1人」と定義して集計した。

③比較対象役員の年間報酬額の算出に際しては、母集団に還元して行った。

(注)比較対象役員の調査実人員は524人で、その具体的な役職名は、「会長」(5.1%)、「副会長」(0.2%)、「副社長」(41.8%)、「専務取締役」(37.0%)、「常務取締役」(13.0%)、「取締役」(2.7%)、「その他(相談役等)」(0.2%)であった。

(3)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	(関電・九電査定) 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(超過労働給与除く)及び諸給与金①)

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

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24年調査:594万円)と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べきである。
- 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(※)を算出し、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妥当である。

※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、これらの中で鉄道のウエイトが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。

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)

④地域補正

- 申請においては、地域補正係数は、人事院や各都道府県人事委員会が実施した「平成24年職種別民間給与実態調査」における全国の民間給与(411,570円)に対する北海道の民間給与(407,564円)の比率(0.99)を用いて補正を行っている。
- 購買力の元となる給与水準の決定には、地域の物価水準が大きな影響を与えと考えられるが、申請方式と消費者物価指数を見比べたところ、大きな乖離が見られず、かつ、申請の水準は消費者物価指数で補正した場合と比較して低い水準となっていることから、申請における補正方式については妥当なものと考えられる。

⑤その他

- 顧問・相談役の人件費は原価算入されていない。

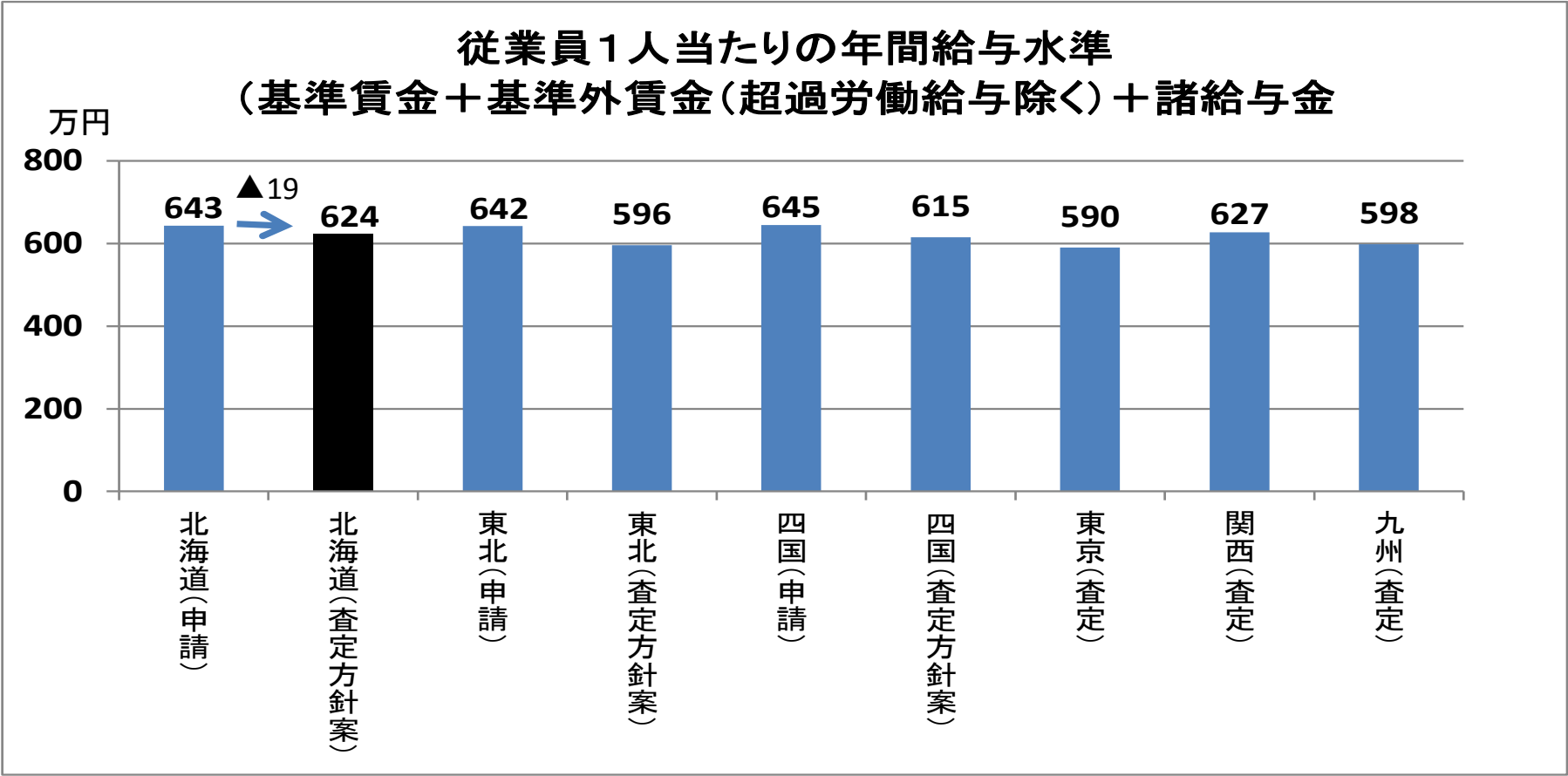
<地域補正の係数>

	北海道	東北	四国
申請ベースの補正係数	99.0	96.0	96.3
消費者物価指数地域差指数	102.5	99.0	97.2

※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。

<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>

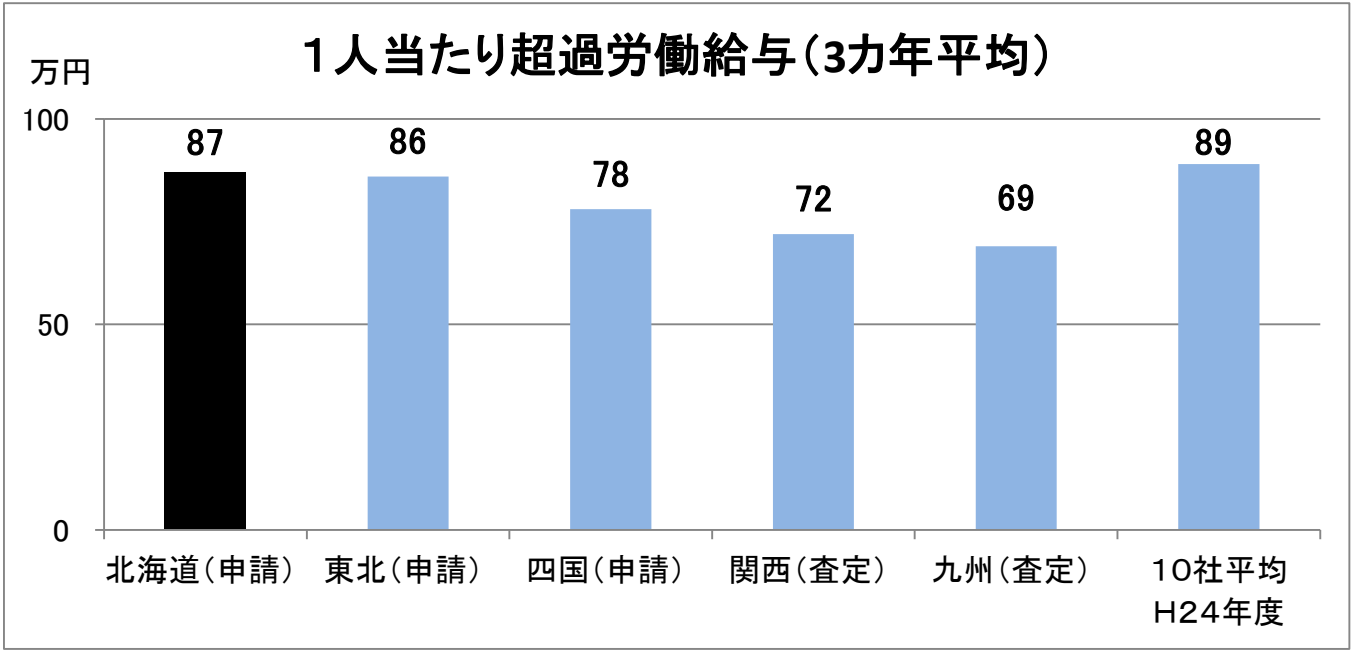
		全産業 (正社員)	電気	ガス	水道	鉄道	通信	航空
年間給与 万円	H23	592	677	644	618	592	606	663
	H24	594	657	672	577	586	590	717
労働者数 十人	H23	515,859	11,201	1,768	4,180	13,411	3,605	1,611
	H24	650,086	12,508	1,584	2,997	18,881	6,438	2,143



検討の結果(給料手当:基準外賃金(超過労働給与))

(2) 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く一般電気事業者との比較を行った。その結果、1人当たりの水準が一般電気事業者の平均値を下回っていることを確認した。



(3) 出向者給与等(控除口)

- 北海道電力が給与等を負担している出向者については、電気事業本体に関係が深いものに限って原価算入されていることを確認した。
- 原価算入を認める出向者数:262名
- 関係会社9団体(248名):ほくでんサービス、北海電気工事、ほくでんエコエナジー、ほくでん情報テクノロジー、北海道パワーエンジニアリング
- 電力・エネルギー関係8団体(14名):電力系統利用協議会、海外電力調査会、日本原子力研究開発機構、原子力発電環境整備機構、北海道電気保安協会等

検討の結果(給料手当:出向者給与等の負担(参考))

(参考)出向先及び出向者数

<北海道電力:17社・団体>

出向先	人数
北海道パワーエンジニアリング	10
ほくでんエコエナジー	17
北海電気工事	24
北海道計器工業	2
北電総合設計	2
ほくでんサービス	167
ほくでん情報テクノロジー	11
北電興業	7
ほくでんアソシエ	8
グループ会社 計	248

出向先	人数
電力系統利用協議会	3
海外電力調査会	2
石炭資源開発	1
日本原子力研究開発機構	2
原子力発電環境整備機構	2
新エネルギー産業技術開発機構	1
電力中央研究所	1
北海道電気保安協会	2
電力・エネルギー 関係団体 計	14
合計	262

検討の結果(退職給与金)

- 常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本とする等の基準をできる限り統一的に適用するとの考え方に基づき、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べきであるが、北海道電力の退職給付水準は、この上限の範囲内となっている。

(退職給付水準)

単位:千円

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

関電・九電査定
平均24,980

- ※1 北海道の標準者は高卒、定年扱い(満57才)、副長クラス、勤続39年。年金は確定給付年金一時金換算額と確定拠出年金の拠出額の合計。
- ※2 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一時金換算額と確定拠出年金の拠出額の合計。
- ※3 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。
- ※4 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)
- ※5 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。
- ※6 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。
- ※7 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(退職給与金:年金資産の運用)

- 社員の年金資産の運用について、申請上その期待運用収益率は0%で設定されているが、過去の期待運用収益率の設定や他社の設定水準を踏まえれば、料金原価における期待運用収益率は2.0%と設定することが妥当である。

＜電力会社における退職給付債務等の計算の基礎の推移(連結決算ベース)＞

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
H20年度	割引率	2.0%	2.0-2.5%	2.0%	2.0%,2.5%	2.0%	2.0%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%
	期待運用収益率	3.5%	0.0-2.5%	2.5%	2.0-6.0%	3.0%	3.0%	0.5%	0.0%	3.0%	2.0%
H21年度	割引率	2.0%	1.7-2.5%	2.0%	1.8%,2.0%	2.0%	2.0%	2.2%	2.0%	2.0%	2.0%
	期待運用収益率	3.5%	0.0-2.5%	2.5%	0.5-2.5%	2.0%	2.5%	0.5%	2.0%他	0.0%	0.0%
H22年度	割引率	2.0%	1.8-2.5%	2.0%	1.8%,2.0%	2.0%	2.0%	2.1%	2.0%	2.0%	2.0%
	期待運用収益率	3.5%	0.0-6.5%	2.5%	0.5-2.5%	2.0%	1.25-2.5%	1.7%	2.0%	2.0%	0.0%
H23年度	割引率	2.0%	1.8-2.5%	2.0%	1.8%,2.0%	2.0%	2.0%	1.8%	2.0%	2.0%	2.0%
	期待運用収益率	0.0%	0.0-3.3%	2.5%	0.5-2.5%	2.0%	1.25-2.5%	1.7%	2.0%	2.0%	0.0%
H24年度	割引率	2.0%	1.1-2.2%	2.0%	1.2-1.8%	2.0%	2.0%	1.4%	2.0%	2.0%	2.0%
	期待運用収益率	0.0%	0.0-2.5%	2.5%	0.5-2.5%	2.0%	1.25-2.5%	1.7%	2.0%	2.0%	0.0%

※出典は電力各社の有価証券報告書より

※割引率及び期待運用収益率について、会社によっては「主として」と表記している場合があるが、本表ではその記載を省略している。

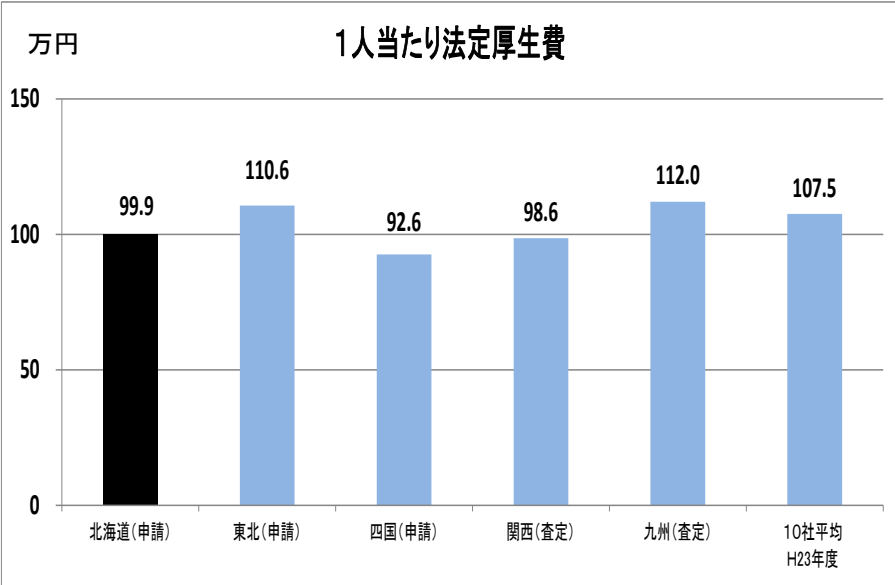
※昨年度以降、料金値上げ申請を行った事業者における料金原価上の期待運用収益率について、東京電力は2.5%、九州電力は2.0%、東北電力は2.1%、四国電力は2.0%で設定している。関西電力は確定拠出年金制度を導入しているため、年金資産を保有していない。

＜退職給付に関する会計基準の適用指針(抜粋)＞

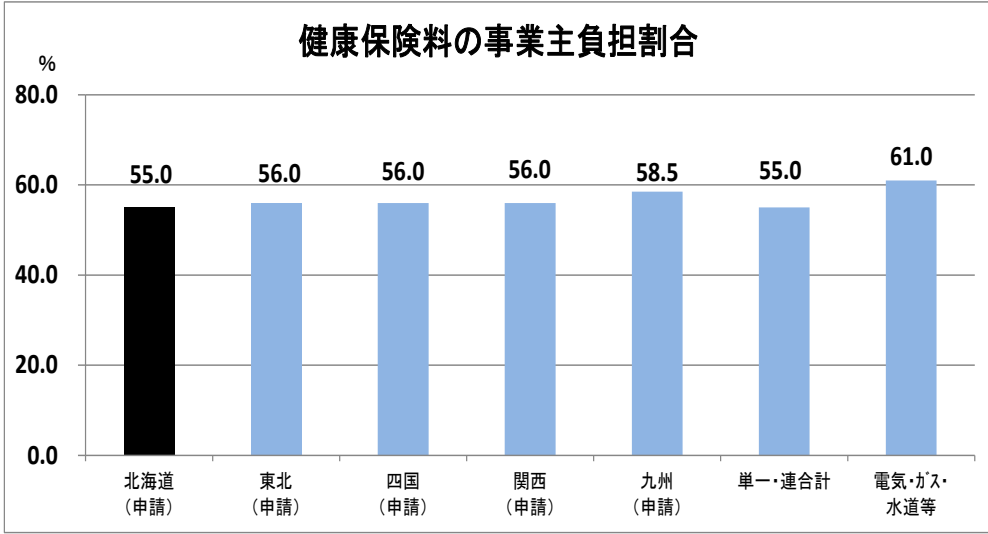
長期期待運用収益率は、年金資産が退職給付の支払に充てられるまでの時期、保有している年金資産のポートフォリオ、過去の運用実績、運用方針及び市場の動向等を考慮して設定する。

検討の結果(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24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25年度～27年度)内は年々引き下げて、27年度末には53%台の負担割合とすべきである。



※ 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24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。

(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
負担割合	56.30	56.15	56.07	55.24	54.89	54.54	54.19	53.84

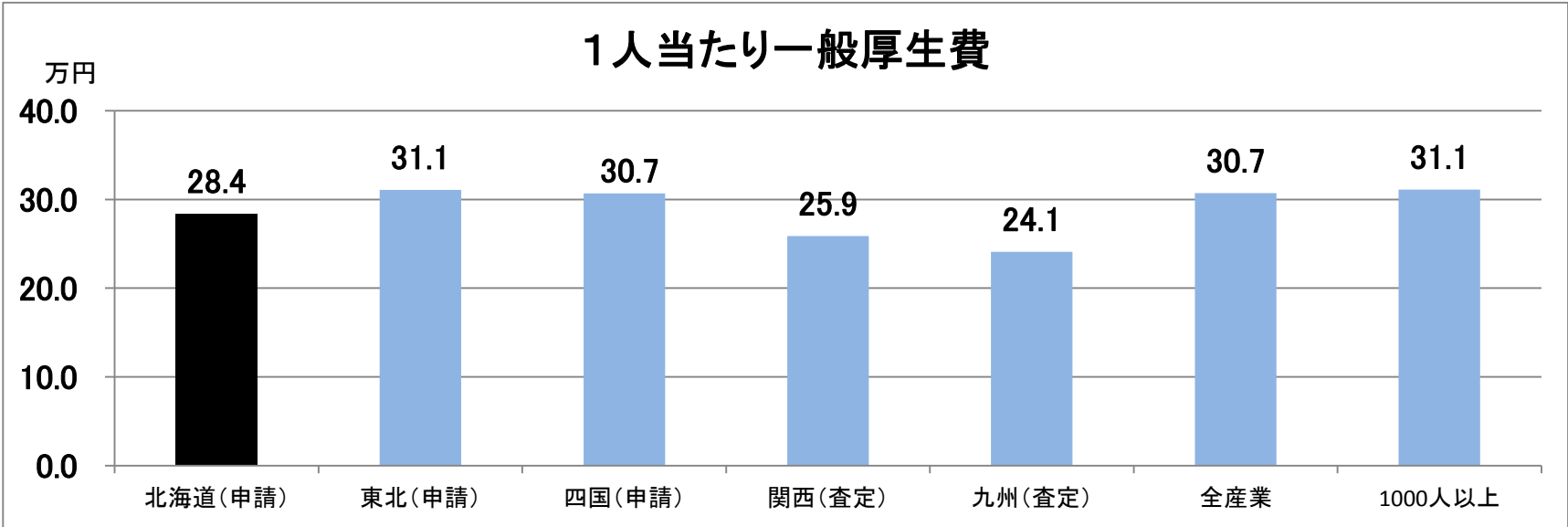
実績値

▲0.35%/年

毎年度▲0.35%削減

検討の結果(一般厚生費)

- 常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本とする等の基準をできる限り統一的に適用するとの考え方にに基づき、経団連「2011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、北海道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。
- 一部の厚生施設にかかる運営・維持費用が料金原価に算入されていたが、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、料金原価への算入を認めないことが妥当である。

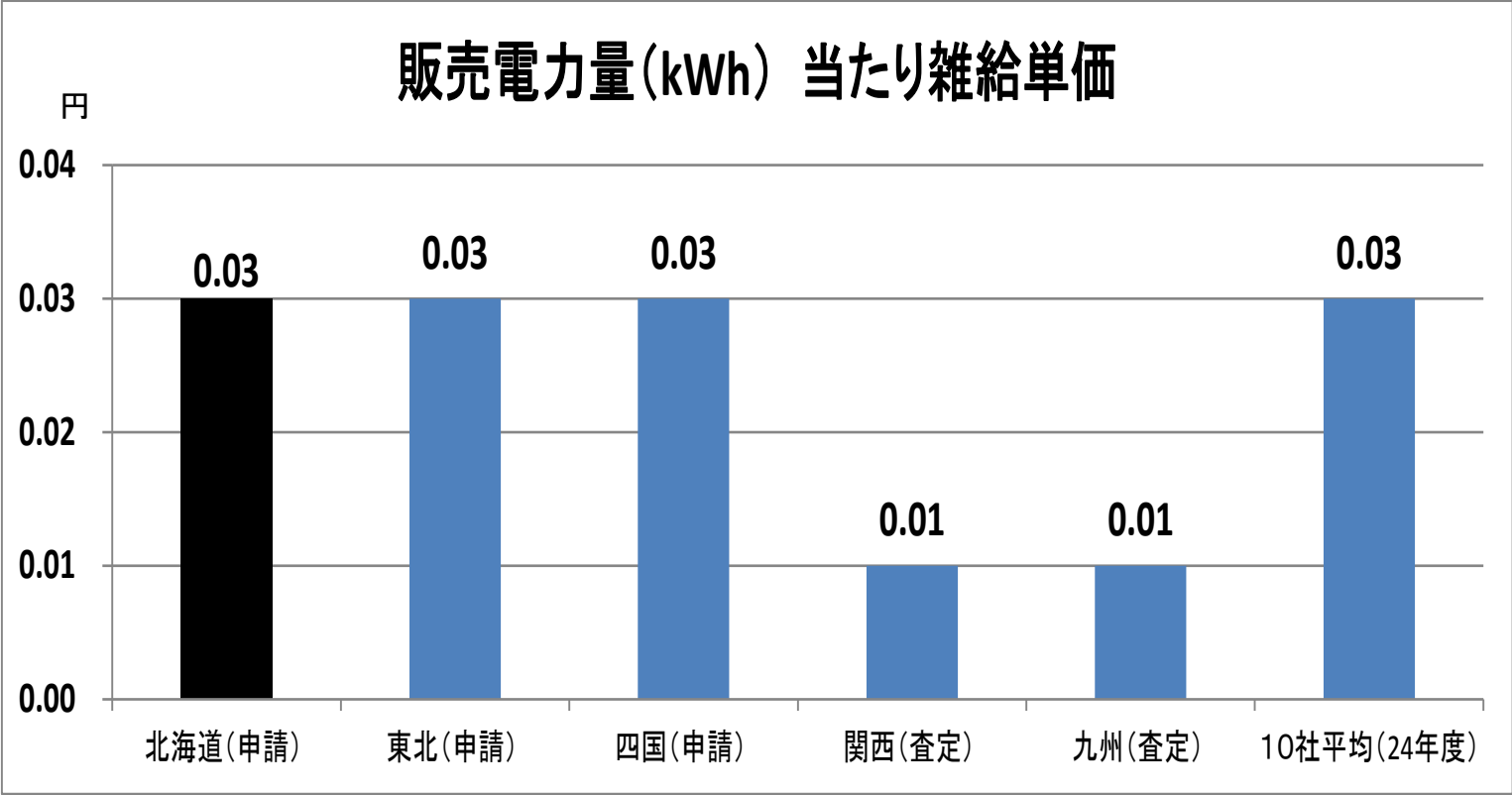


※各社の1人当たり単価は、原価算定期間(平成25～27年度)の一般厚生費の平均原価を、同期間中の平均経費対象人員で除したもの

※全産業等の出典は2011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(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、同程度以下の水準であることを確認した。

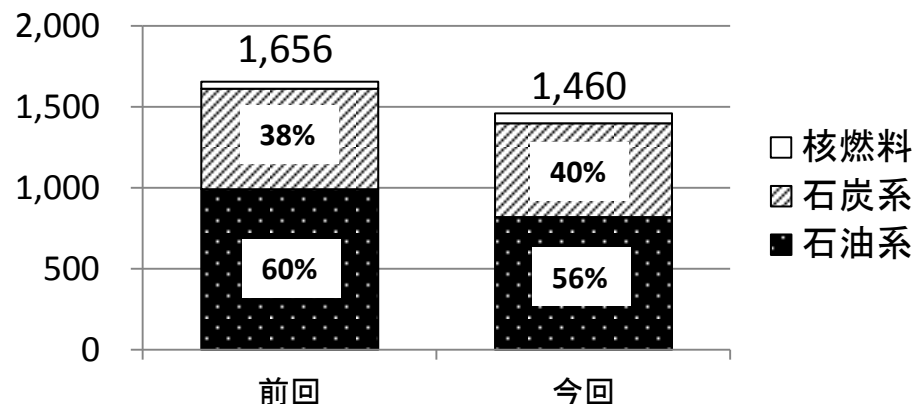


2. 燃料費

燃料費の概要

1. 燃料費は、石炭、重油等の火力燃料費、核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、時価等を基に単価を乗じて算定される。
2. 泊原子力発電所3号機が平成21年12月に営業運転を開始したこと等により、火力燃料費は、前回改定と比べ、25～27年度の3カ年平均で▲213億円。核燃料費は+18億円。

【北海道電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25～H27]	今回-前回 (億円)
燃料費	1,656	1,460	▲195
火力燃料費	1,612	1,399	▲213
石油系	991	819	▲172
石炭系	621	580	▲41
核燃料費	44	61	18



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、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

- 最も単価の安い燃料から順に稼働する(メリットオーダー)を徹底して欲しい。
- 入札により、安価な燃料調達を求める努力をすべき。
- 火力燃料調達における価格低減努力について検証をするとともに、より低価格な火力燃料の調達方法も含めた調達の計画と目標を反映させた原価への反映を求める。

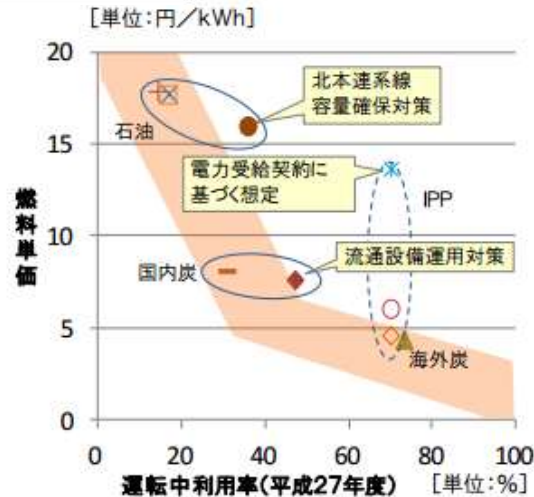
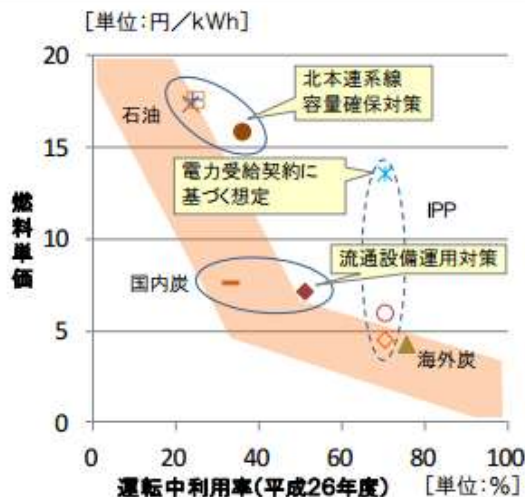
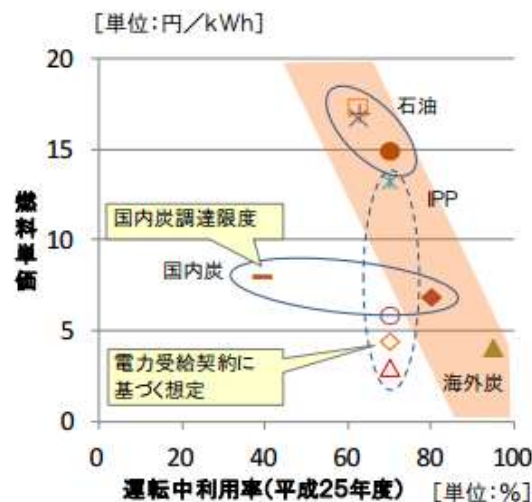
検討の結果(メリットオーダーの確認)

【火力燃料費】

(1)メリットオーダーの確認

- 北海道電力の燃料計画について、需給運用に係る制約を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から順に運転することを基本に計画を策定していることを確認した。

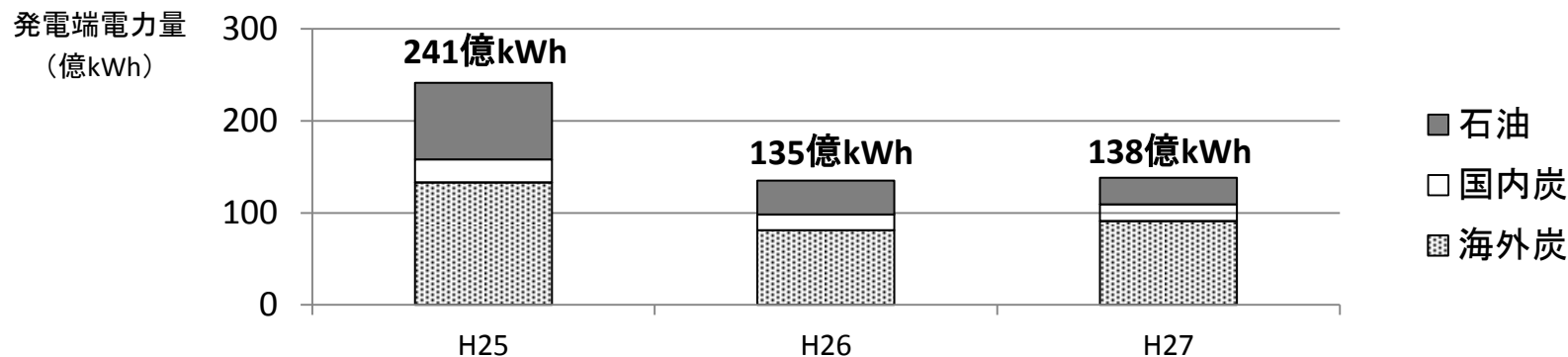
■火力発電所の稼働率と単価の関係



※第26回電気料金審査専門委員会
資料7-2(北海道電力提出資料) P18

(注)D発電所は、北海道本州間連系設備(北本連系線)における電力の制限を回避するために、連続運転を基本としている。

■燃料別の自社火力発電電力量(発電端)割合



検討の結果(石炭)

(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)石炭

①海外炭

- ・ 海外炭の各年度の購入価格は、直近24年12月～25年2月の自社の各国別購入価格等を基に算定されており、原価においては、CIF価格について、全日本通関CIF価格より471円/t割安な価格での織り込みとなっていることを確認した(また、先行他電力の査定基準である「各国別の全日本通関CIF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」よりも下回っている)。
- ・ 海外炭の調達にあたっては、長期契約を基本に、短期・スポット契約や市況連動価格などの価格決定方式の多様化により、安定性と経済性の追求を図っていることを確認した。
- ・ 今回の申請原価には、亜瀝青炭の導入による効率化努力は織り込まれていないが、電気料金審査専門小委員会において、北海道電力から、「泊発電所再稼働後に予定されている確認試験の結果が良好であれば、最早で27年度上期から亜瀝青炭の導入が可能」との説明がなされたことも踏まえ、当該取組による燃料費削減期待額を織り込んで、原価を減額すべきである。

②国内炭

- ・ 国内炭については、原価算定期間中に現行長期契約の価格改定を迎えるところ、現行価格据え置きで申請原価に織り込まれているが、鉱区の深部化・奥地化により、採掘費用や輸送費用などが上昇基調となっていることを踏まえれば、妥当である。

検討の結果(石油・原料以外の諸経費・核燃料費)

(ウ)石油

- ・ 北海道電力は、石油火力発電所については全て重油を使用しており、北海道に製油所を有する元売との長期契約をベースに、安定確保を図っていることを確認した。
- ・ また、脱硫装置を設置しているユニットにおいて、経済性に優れる高硫黄C重油を最大限活用することなどにより、コスト抑制を図っていることを確認した。
- ・ 今回の申請原価においては、国産重油については、直近24年12月～25年2月の購入価格において参照する、24年度第3四半期及び第4四半期における元売りと大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格等を基に算定されており、輸入重油については、24年12月～25年2月の購入価格を算定する際に参照する指標価格等を適用し算定されていることを確認し、妥当であると判断した。

(3)原料以外の諸経費について

- ・ 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、北海道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」に示された考え方に基づき、原価を減額すべきである。

【核燃料費】

- ・ 北海道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、泊原子力発電所1号機が平成25年12月、同2号機が平成26年1月、同3号機が平成26年6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（電源開発や日本原子力発電）、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、共同火力、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)

		前回			今回申請			差異			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	1,566	12,427	7.93	1,505	11,315	7.52	▲61	▲1,112	▲0.41	○地帯間購入電力料の主な要因 ・RPSクレジット購入に伴う増 1億円
	火 力	2,120	29,473	13.90	2,052	30,413	14.82	▲68	940	0.92	
	(再掲)入札案件	1,400	12,849	9.18	1,160	11,167	9.62	▲240	▲1,682	0.44	○他社購入電力料の主な要因 ・自家発火力の増（需給対策による受電増） 35億円 ・固定価格買取制度開始による新エネ購入電力量の増 29億円 ・取引所取引の増 14億円
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	新エネ	971	6,334	6.52	1,399	9,240	6.60	428	2,905	0.08	
	合 計	4,657	48,234	10.36	4,956	50,968	10.28	299	2,733	▲0.08	
販売電力料	水力	-	30	-	-	-	-	-	▲30	-	・入札案件の固定費減 ▲19億円 ・卸供給（入札案件除く）の固定費減 ▲18億円
	火力	30	515	17.18	280	2,310	8.26	250	1,795	▲8.92	
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○地帯間販売電力料の主な要因 ・他電力会社への送電電力量の減 ▲5億円
	新エネ	-	63	-	-	35	-	-	▲28	-	
	常時バックアップ	34	376	11.10	147	1,772	12.08	113	1,396	0.98	○他社販売電力料の主な要因 ・卸電力取引所の活用による増 23億円
	合 計	64	985	15.42	426	4,117	9.65	363	3,132	▲5.77	

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、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

- 再生可能エネルギーも、現在372万kWの発電が可能でありながら、北電は96万kWの買い取りしか認めていません。税金を投入した買い取り制度のもと、電力会社にとっては再生エネの購入コストはいちばん低くなっているはずですが。
- 北海道電力は年間を通して予備力が大きいという特徴があります。春・夏・秋の余剰電力は卸電力市場を活用して売電し、利用者にとって料金負担の軽減に繋がる効率的な事業計画を示してください。
- 北電は再生可能エネルギーの購入を制限していることも疑問です。現在再生可能エネルギーに税金が投入されていて購入コストが低くなっているにもかかわらず、再生可能エネルギーの購入を制限して、あたかも原発を再稼働しないために燃料費が高くなったことが値上げの理由であるとする電気料金値上げ申請は、合理性に欠け、認めることはできません。
- 北海道電力(株)は年間を通してその予備力が多いという特徴を持ちます。ピークシフト、メリットオーダー、発電設備の効率的活用の追求、卸電力市場の活用による売電等、利用者の負担減につながる取り組みはどのようにしているのか。

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は、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。

- 他社原子力については原価には織り込まれていないが、他社水力については気象条件に依存するため、過去の実績などから算定して織り込まれている。
- 他社火力(石炭・石油)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、年間の基準利用率の変動範囲が設けられていない一方で、当該利用率を協議することも可能となっているが、契約先との協議が整わなかったため、入札の前提である70%を基準利用率として織り込まれている。
- スポット取引(購入)については、至近の購入実績(平成24年度)を基に算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、契約更新時の固定費用の削減交渉等を行い、3ヶ年平均で▲3億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り組みを反映した原価への織り込み等の確認

①大規模発電所建設に伴う料金原価の低減努力の確認

- 原価算定期間中における供給予備率を確認したところ、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もなお、総体的に見て高い水準であることが確認された。また、北海道電力は、発電における規模の経済を発揮させるために大規模な発電所を建設し、需要が追いついてくるまでは供給予備率も高めの水準で推移してきたところであるが、当該予備率を踏まえると、更なる卸電力取引所取引の活用が可能と考えられることから、「平成26年度の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、稼働中ユニット毎の限界費用を算定したうえで、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。なお、北海道電力は供給

検討の結果②

バランス上停止させている電源を保有しているが、これらの電源は起動までに約24時間を要し、変動する市場価格に応じて柔軟に電気を投入することはできないことから、試算の対象には含めない。

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ているものの、量の拡大については、前提計画において離脱需要を想定しているにもかかわらず、これに伴う増量を織り込んでいないため、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。

3. その他の検討結果

① 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。

② 法人税等

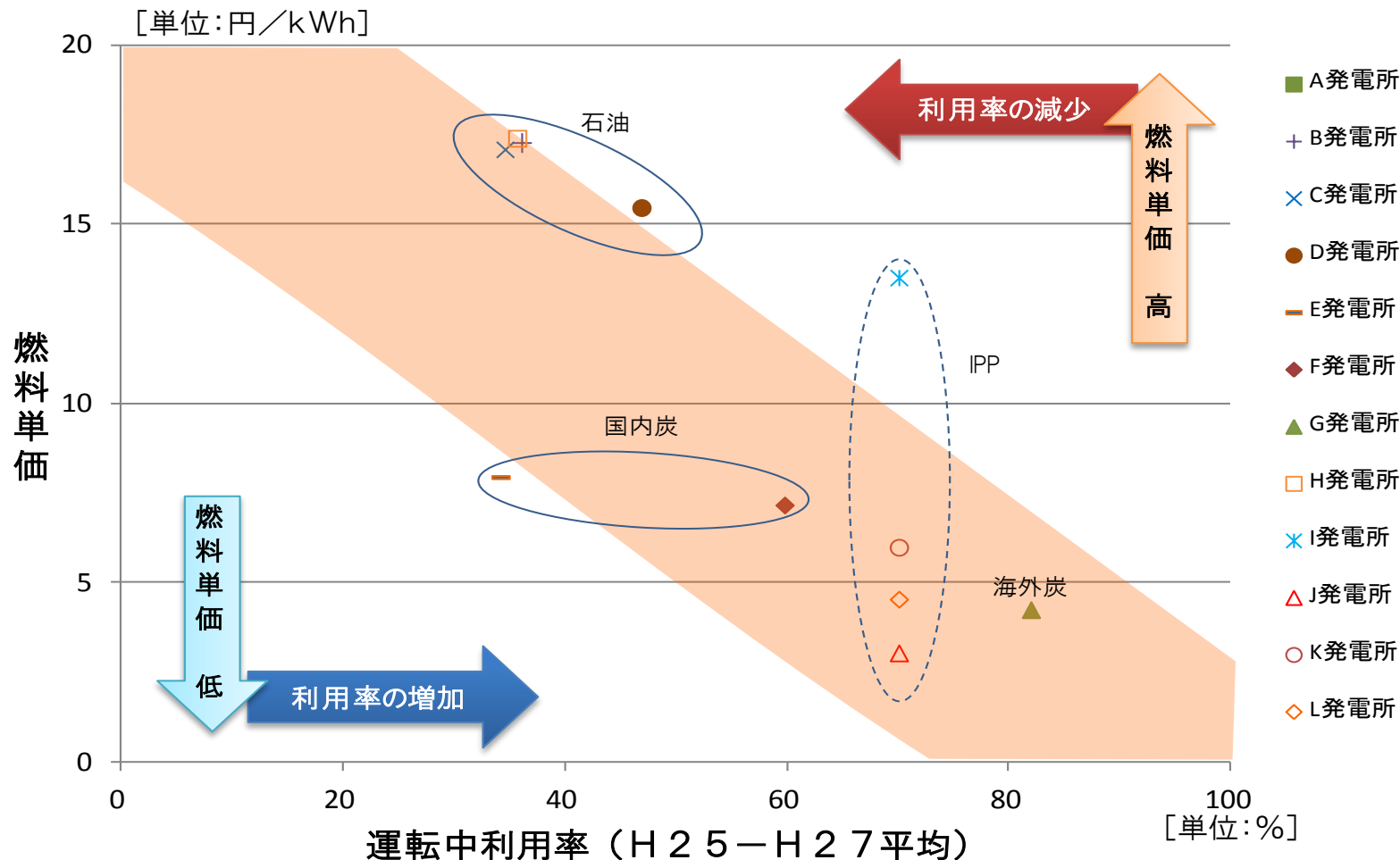
- 購入電力料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの（電気事業法第22条（卸供給の供給条件）に基づく届出を受けているもの）については、卸供給料金算定規則に基づいて算定しているが、今後契約を締結するものについて、税制改正により想定される法人税率等を上回る分については料金原価から減額すべきである。

検討の結果③

③ その他

- 購入電力料に含まれる修繕費に係る算定の一部において、今後契約を締結するものについて、直近の契約値で織り込まれているが、定期検査の内容を精査し、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、RPSクレジットに係る算定において、最新の義務量及び公表されている取引価格等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。

○需給運用に係る制約を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から高利用率となるよう計画を策定。



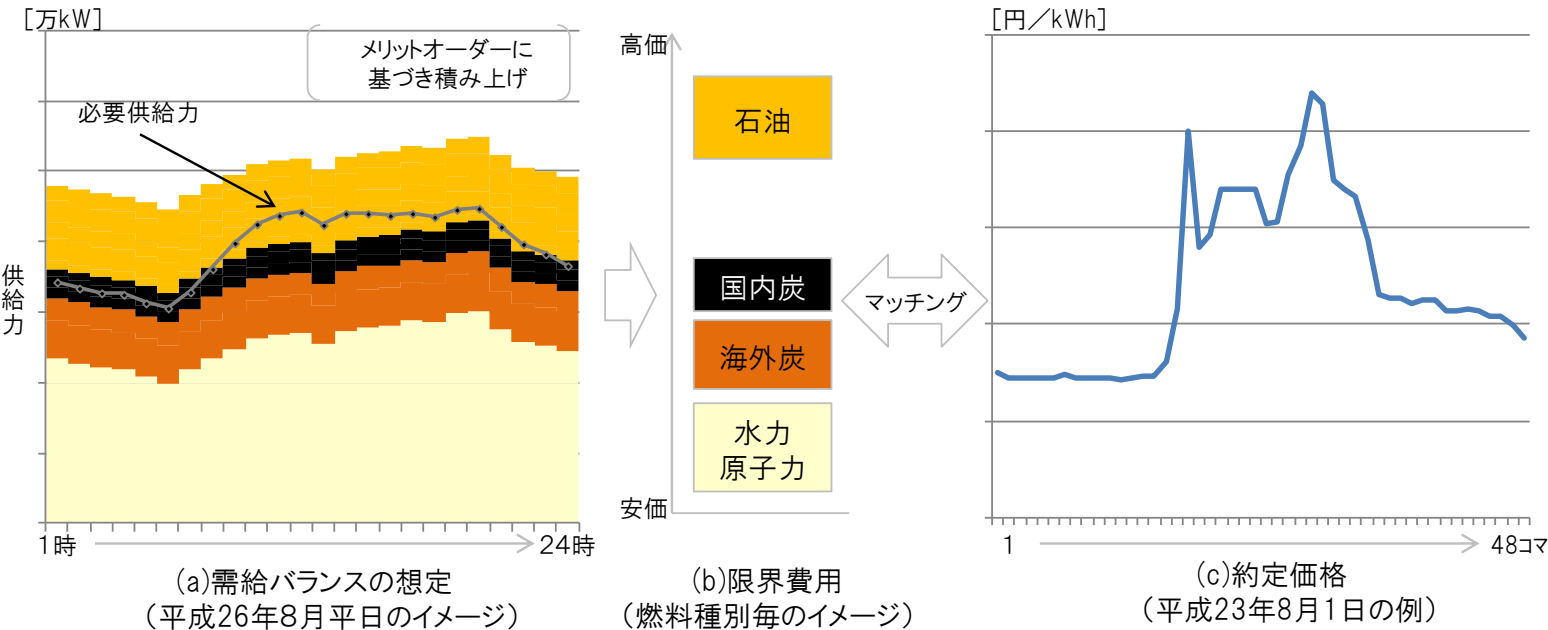
※A発電所は、需給ひっ迫時などの緊急時に発電する設備でありメリットオーダーの対象外で運用していることからグラフから割愛した。
D発電所は、北海道本州間連系設備(北本連系線)における電力の制限を回避するために、連続運転を基本としている(参考③)

需給バランスとユニット毎の限界費用について

第28回委員会で頂いたご指摘を踏まえ、卸電力取引所取引における約定内容について、以下のとおり他社と同様の前提を置いた試算は可能。

- 限界費用については、平成26年度における各月毎の代表日(平日および休日)の需給バランスに基づきユニット毎に算定。
- 市場価格については、過去実績(例:平成23年度)における卸電力取引所取引の約定価格実績を使用。

※なお試算の詳細については、今後の卸電力取引所取引等への影響が懸念されることから、公表は差し控えさせて頂きたい。



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)

		前 回 (H20) A	今回申請 (H25-27) B	差 引 C=B-A	備 考
特定固定資産		8,903	10,577	1,674	泊3号機増設(1,164)、京極1・2号機新設(638)
建設中資産		1,476	732	▲744	泊3号機増設(▲1,132)、石狩湾新港発電所新設(122)
核燃料資産		745	1,273	528	泊3号機増設による増
特定投資		79	233	154	日本原燃(株)増資による増
運転資本	営業資本	534	547	13	
	貯蔵品	220	200	▲20	
	計	754	747	▲7	
繰延償却資産		1	—	▲1	
小 計		11,959	13,562	1,603	
原価変動調整積立金・別途積立金		▲365	—	365	積立金の取崩し
合 計		11,594	13,562	1,968	

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

<レートベース>

算定規則第4条第3項(参考1参照)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。

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。

<減価償却費・固定資産除却費>

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。個別査定を行うことに伴い、第4節に定める比較査定の対象から外す。

<低稼働率の設備に係る営業費>

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。

(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

- 北海道電力においては、燃料費、人件費、設備投資費、修繕費、団体費、広報費等、あらゆる支出について、一般企業以上の徹底的な経営効率化、コスト削減を進めてください。
- H20年時の販売電力量と比較すれば、H25～27年の販売電力量想定は10億kwh減るにもかかわらず、発電設備はそのままという事は、一般製造企業に例えると設備過剰ということだ。過剰設備の維持費まで値上げに反映されるのは、どう考えても消費者として理解できない。
- 原発を止めて電力不足対策のため燃費の悪い発電の増設をしてきて設備投資にお金がかかり電気料が上がるのは納得いかないです。
- 平成13年に施行された北海道省エネルギー・新エネルギー促進条例において、すでに「新エネルギーの開発及び導入に自ら積極的に努める」ことが事業者の責務として求められていることなどもふまえ、道内で生産される再生可能エネルギーに対応できる設備投資を進め、その分を今後の需給計画に組み入れていくべきです。
- 電気は足りていたのに無理やり3号機を造り電力供給が過剰になり経営方針を誤ったのです。その証拠に5年前と今年度の原価比較(全体)を見ると原価償却費38.1%上り修繕費29.6%上りと上がり燃料費は11.8%下がっています。上がっている分は3号機増設分です。減価償却費、立地対策、安全対策、使用済み核燃料処理コスト、さらに福島のような事故が起きたときの補償費用、廃炉費用まで入れたらいくらくらいになると北電は見積もっているのか、それを出してもらわなければ原発をこのまま継続しての値上げは認められません。
- 原発の安全対策経費は、廃炉費用に向けるべきです。
- この5年間に原価コストを増大させた最大の要因は、泊3号機の建設による、減価償却費、修繕費、さらには3.11の福島原発事故を受けての安全対策費の増大など、原発の維持コストの増大にあることが明らかです。再稼働を前提とした値上げは断じて認めることはできません。

検討の結果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などの工事計画、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。25年度から27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ヶ年平均266億円が見込まれている。

なお、北海道電力の供給予備率が需給運用上求められる供給予備率を上回っていることが確認されたが、原子力発電所の再稼働の見通しが申請時点の仮定に基づくものであることから、安定供給の責任を担う電力会社として高めの供給予備率を持っていたとしても、直ちに問題であるとは言えない。むしろ、十分な供給予備力を前提とした場合、他の電力会社等に継続的に販売することは困難であっても、卸電力取引所取引を最大限活用することは可能と考えられることから、販売電力料において、電力システム改革専門委員会で表明した自主的取り組みの内容を踏まえた料金原価の低減努力が織り込まれているかを確認すべきである（3. 購入・販売電力料を参照）。

1. 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
- ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、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

(建設中の資産)

・交際費、寄付金、団体費

(※)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。なお、建設仮勘定のうち建設準備口(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)については、特別監査において査定することとしている。

- 上記の考え方にに基づき、査定を行った資産に関わる減価償却費等の営業費用についても、有識者会議報告に従い、料金原価への算入を認めるべきでない。
- 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。
- 固定資産(備品)に整理されている書画骨董類については、全て自主カットを行い、料金原価から除かれていることを確認した。
- 建設中の資産については、工事計画の認可などにより実施することが確定する建設工事のために要する金額の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、レートベースの前提である設備投資に関し、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に基づき料金原価から減額すべきであり、その結果を特定固定資産及び建設中の資産並びにこれらに係る減価償却費にも反映すべきである。

検討の結果③

(2) 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)

	前 回 (H20) A	今回申請 (H25-27) B	差 引 C=B-A	備 考
石炭資源開発(株)	3	3	▲0	
新エネルギー・産業技術総合開発機構	0	0	—	
日本原燃(株)	69	220	151	増資
日本原子力研究開発機構	7	7	—	
原子力損害賠償支援機構	—	3	3	新規
合 計 (レートベース)	79	233	154	

検討の結果④

(3)核燃料資産

①加工中等核燃料資産について

- ・ 原価算定期間中におけるウラン在庫の保有年数を確認したところ、北海道電力の安定供給を確保するために必要な最低限の在庫保有年数を超えた水準であることが確認されたことから、25年度～27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やこれまでの調達量(在庫量)を踏まえ、新規契約の締結見送り、引取量の減量・繰り延べなどにより、必要な在庫水準まで調達量を削減すべきである。
- ・ ウラン精鉱の購入価格について、震災以降、ウラン精鉱の価格がほぼ横ばいで推移していることを勘案して直近実績レベルで織り込んでいることを確認した。
- ・ 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原価から減額すべきである。

②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

(4) 運転資本

- ・ 運転資本のうちの営業資本（減価償却費、公租公課を除いた費目に12分の1.5を乗じて得た額）の算定において、算定規則では「退職給与金のうちの引当金純増額を控除」と規定されているが、退職者数の増加等から引当金純減額が発生し、これを営業資本に加算している。当該加算分については、算定規則に照らして適当ではないと考えられるため、料金原価から減額すべきである。
- ・ その他の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、これに応じて料金原価から減額することが適当である。

(5) 平成24年度実績置き換えによる減価償却費及び事業報酬

- ・ 申請時点における平成24年度想定と平成24年度実績にずれが生じていることが確認されたため、直近の実績を反映した料金原価に補正を行うべきである。

2. 固定資産除却費

- ・ 除却損については、算定規則に基づき、減価償却後の残存簿価から適正な見積価額を差し引いたものが除却されていることを確認した。
- ・ 除却費用に関し、今後契約を締結するもの、契約交渉を行うものについては、「基本的な考え方」に示された考え方にに基づき減額すべきである。

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	
火力発電設備	
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	

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

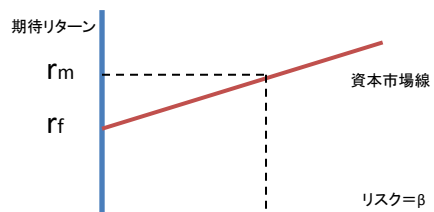
③

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)

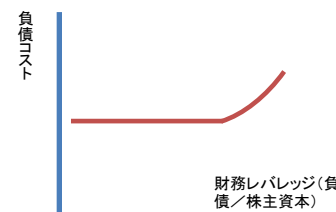
CAPM: Capital Asset Pricing Modelと資本市場資本線



○株式のリスクは市場ポートフォリオの価値の変化に対する株式の感応度(β)によって決まる。

○株式のリスク(β)に投資家が求めるリスク・プレミアムは比例する。

資本構成と負債コスト



○企業の財務レバレッジが高まれば、債権者は債務不履行や倒産リスクを問題にし、より高い利率を要求する。

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、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

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切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切な期間の平均(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。
- ・ 北海道電力の申請は、震災後から値上げ検討表明日までの β 値(0.91)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%	6.21%
他 人 資 本 報 酬 率 (B)	70%	1.49%
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:0.91(北海道電力:H23.3.11~H25.3.27)

○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率

(A) 自己資本報酬率 (17~23年度の7カ年平均値)

(%)

	ウェイト	17FY	18FY	19FY	20FY	21FY	22FY	23FY	17~23FY
公社債利回り	0.09	1.43	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	—
自己資本利益率	0.91	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	—
自己資本報酬率	100%	7.41	7.44	7.83	4.42	4.47	6.43	5.45	6.21

(B) 他人資本報酬率

	23FY
平均有利子負債利率	1.49%

→ 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。

「公聴会」及び「国民の声」等の主な意見

- 事業報酬は当面0。
- 現行の総括原価方式の事業報酬の決め方は、資産が多ければ多いほど報酬額が大きくなる仕組みになっている。
- 原発停止で燃料費が上がった、増えたといいますが前回価格設定は3号機が動く前、燃料費が上がっているはずはありません。上っているのは事業報酬や減価償却費、修繕費、おまけにこんな時人件費まで上げようとしています。原発安全対策の為の費用等、実は原発の存続の費用です。賛成も同意もできません。
- 原価に占める修繕費増が223億円(129.6%)、資本費増が291億円(129.3%)で、この2つを合わせると営業費用増加分553億円の92.9%を占め、いずれも原発関連費用となっている。この費用増がコスト押し上げの大半を占めており、値上げ要因は、原子力発電依存が招いた結果ではないか。それにもかかわらず、事業報酬が増加しているのは、道民の負担増で自社の儲けを増やす考えか。

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) 関西電力及び九州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。東北電力及び四国電力の料金値上げ審査における査定方針案においても同様に妥当としたところであり、北海道電力についても同様とすべきである。
- (4) なお、他人資本報酬率については、平成24年度値が確定したため、申請時点における平成23年度値に代えて直近の実績を採用することが妥当である。
- (5) 7月24日時点の β 値は、0.94であり、これにより計算される事業報酬率は2.9%となり、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))

- 北海道電力の申請は、震災後から値上げ検討表明日までの β 値(0.91)を採用。
- 東北電力及び四国電力の査定方針案は、震災後から査定方針案のとりまとめ日までの β 値(0.94)が妥当であるとした。
- 関西電力及び九州電力の査定時は、震災後から査定方針案のとりまとめ日までの β 値(0.91)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		震災後から直近まで	
	申請日前日(査定)		審査専門員会取りまとめ日(査定)		審査専門員会取りまとめ日(査定)		値上げ検討表明日(申請)			
	①2011.3.11～2012.5.10平均 (サンプル数 285日)		②2011.3.11～2013.3.6平均 (サンプル数 488日)		③2011.3.11～2013.7.24平均 (サンプル数 583日)		④2011.3.11～2013.3.27平均 (サンプル数 502日)		⑤2011.3.11～2013.7.24平均 (サンプル数 583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	0.86	0.40	0.87	0.40
東北	1.42	0.56	1.32	0.48	1.26	0.47	1.30	0.48	1.26	0.47
東京	1.44	0.27	1.31	0.27	1.34	0.29	1.30	0.27	1.34	0.29
中部	0.61	0.35	0.73	0.36	0.75	0.40	0.72	0.36	0.75	0.40
北陸	0.65	0.42	0.76	0.37	0.80	0.41	0.75	0.37	0.80	0.41
関西	0.71	0.39	0.83	0.35	0.86	0.36	0.83	0.35	0.86	0.36
中国	0.62	0.41	0.78	0.41	0.82	0.45	0.77	0.41	0.82	0.45
四国	0.55	0.37	0.79	0.36	0.90	0.41	0.79	0.35	0.90	0.41
九州	0.74	0.44	0.86	0.38	0.88	0.38	0.87	0.39	0.88	0.38
9社平均 (沖縄除く)	0.82	0.41	0.91	0.37	0.94	0.40	0.91	0.38	0.94	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。
- ・ 他人資本報酬率については、直近の平成24年度値を採用。

○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%	6.36%
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:0.94(震災後から直近:H23.3.11～H25.7.24)
- 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) (%)

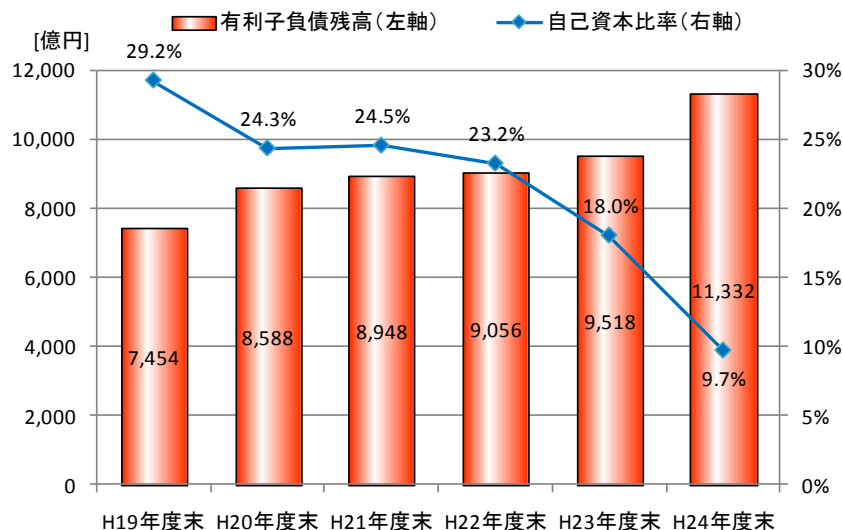
	ウエ卜	1 7 F Y	1 8 F Y	1 9 F Y	2 0 F Y	2 1 F Y	2 2 F Y	2 3 F Y	17～23 F Y
公 社 債 利 回 り	0.06	1.43	1.85	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	—
自 己 資 本 利 益 率	0.94	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	—
自 己 資 本 報 酬 率	100%	7.61	7.62	8.04	4.51	4.57	6.60	5.59	6.36

(B) 他人資本報酬率

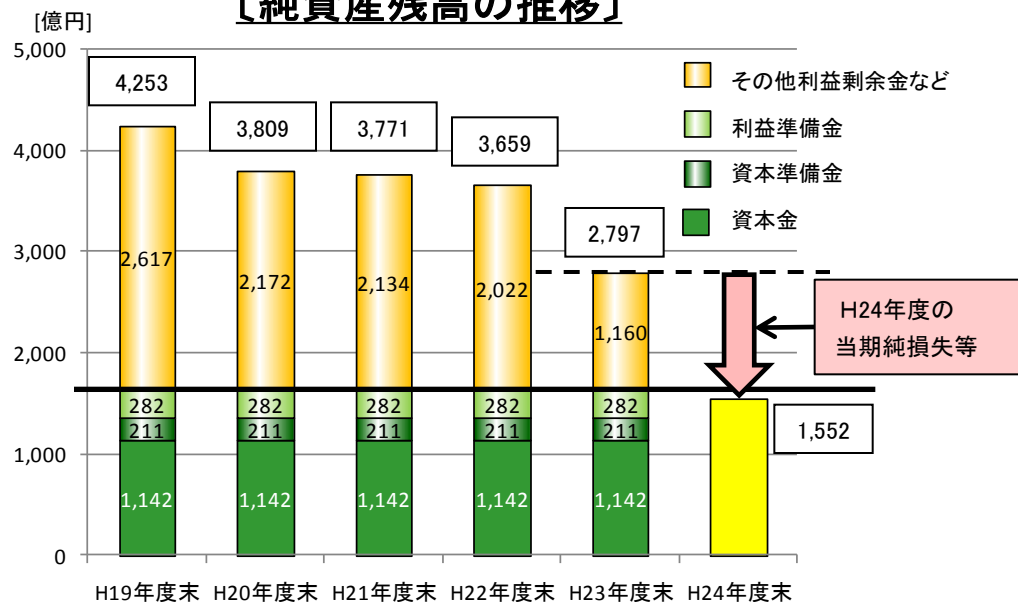
	2 4 F Y
平均有利子負債利子率	1.44%

参考資料③（自己資本比率の推移等）

〔有利子負債残高と自己資本比率の推移〕



〔純資産残高の推移〕



〔資金調達額の推移（個別）〕

(億円)

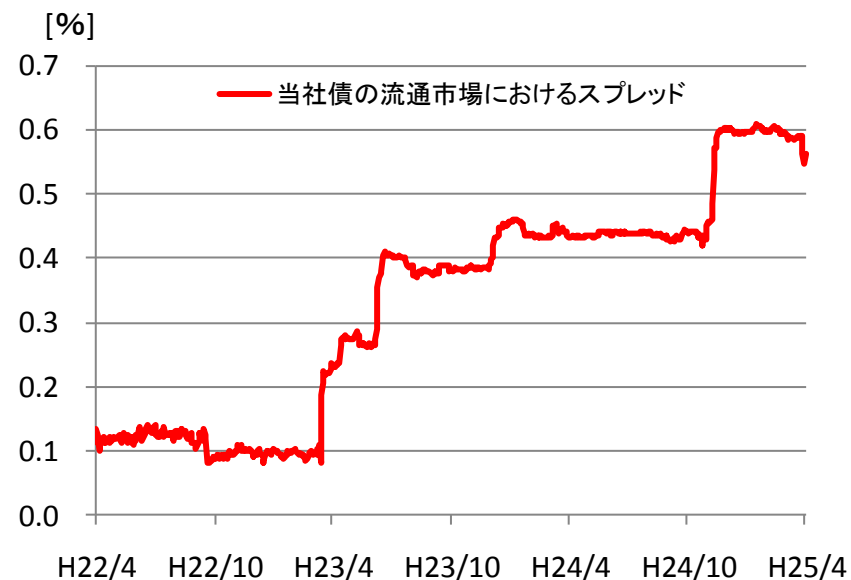
	H21年度	H22年度	H23年度	H24年度
社債	600	600	-	800
借入金	1,463	1,835	2,472	3,280
長期借入金	200	300	1,397	1,720
短期借入金	1,263	1,535	1,075	1,560
CP（純増減）	40	150	△190	-
資金調達額計	2,103	2,585	2,282	4,080

有利子負債残高	8,948	9,056	9,518	11,332
（対前年度末）	359	107	462	1,813

※1 CP: コマーシャルペーパー

※2 切捨て表示のため、合計が合わない場合がある

〔社債スプレッドの推移（残存10年程度）〕



（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。

<北海道電力>

(単位: 億円)

	前 回	今回申請	差 異	備 考
水 力	37	57	20	経年化対策工事、浚渫工事の増など
火 力	161	273	113	経年化対策工事、定期検査基数の増など
原 子 力	126	204	78	泊3号機運転開始に伴う定期検査基数の増など
新 エ ネ	-	10	10	設備区分の新設(地熱など)
送 電	54	52	▲1	
変 電	29	45	16	経年化対策工事、供給用仮設工事の増など
配 電	普通修繕費	126	75	▲51 設備更新に伴う補修工事の減など
	取替修繕費	195	237	42 スマートメーター導入、設備老朽化に伴う取替工事の増など
	小 計	320	312	▲9
業 務	26	23	▲3	資機材発注の効率化による減など
合 計	754	977	223	

	今 回	直近5ヶ年
修繕費率	2.63%	2.72%

※直近5ヶ年はH19～23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费率等)等をメルクマールとして設定する。査定時には、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。

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 北海道電力は経営合理化やコスト削減を行い、今後の事業の将来性等について道民の理解を得た上で電力料金を設定すべき。
- 電気料金値上げ認可審査は、厳格な査定を行い、値上げ幅の圧縮に努めてもらいたい。査定内容は具体的に公表し、道民に対して納得のいく説明をして頂きたい。
- 北海道電力は原子力発電所の再稼働で料金が下がるというが、原発施設の原価償却費・修繕費、安全対策費など、事故がなくても経費がかかっている。

1. 修繕費率の妥当性の確認

修繕費率の算定については、一定の長期間である直近5ヶ年の実績を基本として算出することが妥当である。メルクマールとした修繕費率は、直近5ヶ年で2.65%（平成20～24年度実績）であり、修繕費申請額の帳簿原価に対する比率は2.63%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。なお、平成24年度の修繕費が明らかになっていることから、メルクマールとして平成20～24年度実績を採用することとした。

2. 他方で、北海道電力においては、前回改定時以降、大規模な原子力発電所が運転開始し帳簿原価が大きくなったこと、また、前回改定時に比べて大幅に火力修繕費が増加していることを踏まえ、過去5か年（平成20～24年度）と比較した火力修繕費の増加分について、過去10年間（平成15～24年度）の実績を元に回帰分析の手法により想定される経年化による増加分や平成24年度の定検先送りの影響を考慮してもなお過大と考えられる分については、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、修繕費も原価から除くべきである。

- ・送電線異電圧
- ・送電線空回線及び空管路
- ・発電所・送電設備等における長期間不使用の土地、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)

4. 災害復旧修繕費については、関西電力及び九州電力の査定と同様に、過去10年間の実績を基本に、当該10年間に於いて損害額が最大の年及び最小の年の実績を除いた8年間の実績の平均値により算出すべきである。この場合、平成24年度の災害復旧修繕費が明らかになっていることから、平成15～24年度の期間を適用すべきである。(申請は、過去10年間(平成14～23年度)の実績平均値(最大の年及び最小の年の実績を除く。))。)

過去10年間(平成15～24年度)の実績から最大値、最小値を除いた平均値より申請値が下回っていることを確認した。

5. 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)

	北海道		
	申請ベース	5年平均 H20-24	差引
平均修繕費	977	899	78
平均帳簿原価	37,127	33,909	3,218
修繕費率(%)	2.63	2.65	▲ 0.02

【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	平均値
北海道電力	11.7	1.2	2.0	3.5	2.0	0	0	0	0	2.0	1.3

○災害復旧修繕費の今回申請額

(単位:億円)

	今回申請額	備 考
北海道電力	1.3	過去10年間(14～23年度)の実績から算出 (最大値、最小値を除く)

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）

		北海道電力			備考
		前回改定 （20年原価）	今回申請 （25-27平均）	今回－前回	
1	水利使用料	11	12	0	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	116	138	21	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	14	21	7	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	124	121	▲2	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	69	74	5	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	60	49	▲10	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	394	415	21	

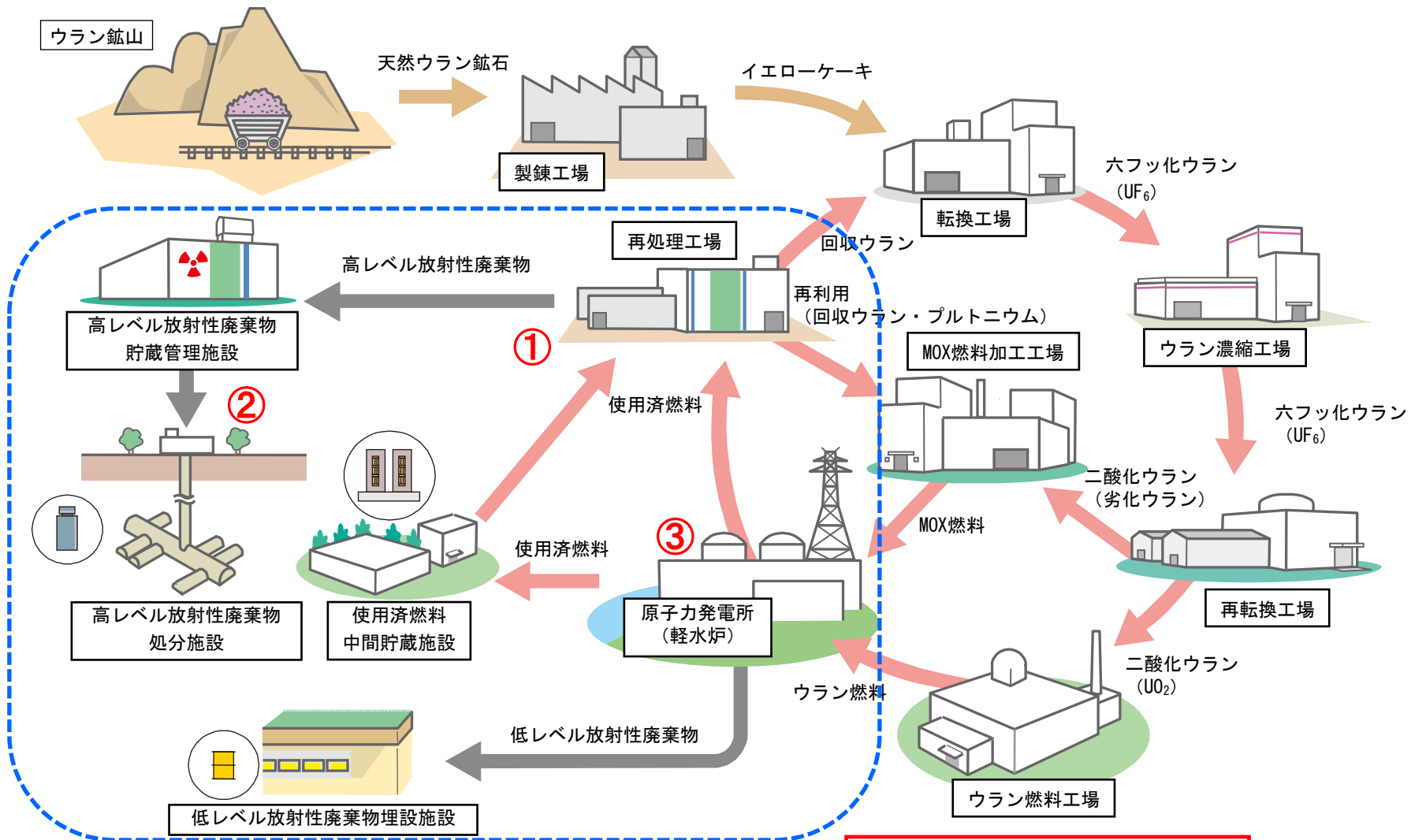
検討の結果

- 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る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

原子力バックエンド費用の対象範囲のイメージ
(中間貯蔵施設は除く)



(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。

(単位: 百万円)

		前回	今回	差異	備 考
制度措置分 (日本原燃分)	積立金(将来分)	2,744	4,383	1,639	泊発電所3号機の運転開始による発電電力量の増等
	積立金(過去分)	1,669	1,669	-	
	計	4,413	6,052	1,639	
制度外分 (海外・JAEA分)	引当金	-	-	-	
その他 (輸送費)	発電所構内の輸送	177	44	▲ 133	輸送基数減(H20:3基→H25~H27:3基)
	六ヶ所工場への輸送	▲ 43	193	235	H19輸送量の大幅減による精算(H20=前回原価)による反動増
	海外工場への輸送	2	2	0	
	保険料・補償料	2	0	▲ 1	
	計	138	238	100	
合 計		4,551	6,290	1,739	

(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)

	前回	今回申請	差異	備 考
拠出金(将来分)	1,018	1,064	46	泊発電所3号機の運転開始による発電電力量の増等
(発電電力量: 暦年GWh)	7,643	9,147	1,504	1・2号: ▲1,844(7,643→5,799), 3号: +3,348(0→3,348)
(拠出金対象本数: 本)	25.2	30.4	5.2	
(拠出金単価: 千円/本)	40,413	34,999	▲5,414	
拠出金(過去分)	731	211	▲520	H25拠出終了による減
(拠出金対象本数: 本)	18.1	6.0	▲12.1	
(拠出金単価: 千円/本)	40,413	34,999	▲5,414	
合 計	1,750	1,275	▲475	

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】
引当額は、総見積額(解体費用及び廃棄物処理処分費用)に、運転開始から終了に至るまでに生み出す想定総発電電力量に対して、当該年度に発生した発電電力量の量に応じて、引き当てる。

(単位:百万円)

		前回	今回申請	差異	備 考
泊	1 号 機	967	974	8	
	2 号 機	1,136	912	▲224	
	3 号 機	-	858	858	平成21年12月運転開始
合 計		2,102	2,744	642	

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 廃炉にすれば、追加安全費用、バックエンド費用が削減できる。
- 原子力発電でもバックエンド費用や安全対策に関わる費用など、多額のコストが必要である。原発を廃炉にすべきである。
- 前回の改訂時と比較すると、原価に占める燃料費は減少しており、その反対に原発施設関係の減価償却費・修繕費・原子力バックエンド費用をはじめとするその他経費部分が大幅に増えています。これまでの電力供給源を原発に依存してきた経営のあり方が、電力原価を押し上げるになっているのではないのでしょうか。
- 原子力バックエンド費用の内訳をはっきりしてほしいです。

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。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、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの(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、日本原燃から北海道電力に対し、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、広告宣伝費等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原価から除くべきである。

(3) 効率化努力の確認

- 使用済燃料再処理等発電費のうちの「その他(輸送費)」については、今後契約を締結するものについて、「基本的な考え方」に示された考え方に基づき原価から減額すべきである。

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。

3. 原子力発電施設解体費

- 「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、電柱敷地料等)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。

その他経費の概要②

		前回	今回申請	差異
その他経費	廃棄物処理費	68	73	5
	消耗品費	25	26	1
	補償費	25	20	▲5
	賃借料	87	92	5
	託送料	60	59	▲1
	事業者間精算費	—	0	0
	委託費	319	403	84
	損害保険料	6	6	0
	原子力損害賠償支援機構一般負担金	—	65	65
	普及開発関係費	50	14	▲36
	養成費	7	8	1
	研究費	24	20	▲4
	諸費	90	89	▲1
	電気料貸倒損	3	7	3
	共有設備費等分担額	3	2	▲0
	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)	▲3	▲2	1
	附帯事業営業費用分担関連費〃(貸方)	▲0	▲0	▲0
	電力費振替勘定(貸方)	▲1	▲0	1
	株式交付費	—	—	0
	社債発行費	1	2	1
小計		763	885	122

※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。

(億円)

		前回	今回申請	差異
控除収益	遅収加算料金	▲10	▲7	3
	託送収益(接続除き)	0	▲2	▲1
	事業者間精算収益	—	▲1	▲1
	電気事業雑収益	▲46	▲57	▲11
	預金利息	0	0	0
小計		▲56	▲66	▲10

合計(その他経費+控除収益)	707	819	112
----------------	-----	-----	-----

【主な差異要因】

◇原子力損害賠償支援機構一般負担金 (+65)

◇委託費 (+84)

原子力発電所安全対策費用 : +25

情報処理システム関連費用 : +30 等

◇普及開発関係費 (▲36)

オール電化関連費用の減 : ▲22 等

(注) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある

その他経費の概要③

【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④

- 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)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。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。
- (2)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。
- (3)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。
- (4)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、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

- PR施設である「とまりん館」にも北電が支出していると思いますが、これは発電に不可欠な経費ではありませんので、一切経費に算入するべきではない。
- 「とまりん館」は閉館するべき。
- テレビ、新聞等への広告料をカットすべき。
- 独占企業であるにも関わらず、かなりの広告費を使っている。それもコストに入っているなら、不当な値上げではないか。不必要な広告費は削るべき。
- 普及開発関係費については、関西電力・九州電力の査定時と同様に、総括原価方式の趣旨「あるべき適正な費用」に抑えるべき。
- 随意契約を含む調達費用の削減率は7%とされていますが、せめて関西電力や九州電力と同様の10%程度にすべき。経営効率化には、競争入札率を100%にすることが望ましいと考える。事業の特性上、競争入札が困難なものについては、その事についての説明責任を果たすべき。
- 競争入札比率の目標(15%から30%へ)を立てていますが出来るところから速やかに達成するべき。

検討の結果①

(1) 廃棄物処理費、消耗品費、託送料、委託費、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費

① 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

① 低レベル放射性廃棄物処理費(埋設費)の算定誤りを修正することにより料金原価から減額すべきである。

(3) 消耗品費

① 図書費については、業務上必要性が認められないものや、過大となっているものは料金原価から除くべきである。

(4) 補償費

① 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

① 道路占用料、水面使用料、線路使用料、電柱敷地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、料率改定動向調査、協定書等により適正に算定されていることを確認した。

② 借地借家料のうち、合理的な理由なく入居率が90%(※)を下回る社宅・寮についての下回る部分は、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。また、周辺物件の平均的賃料水準を上回る部分についても原価から減額すべきである。ただし、発電所や変電所に付随した社宅・寮については、必要となる都度手当することが困難であることから、一般管理(業務)に整理されている社宅・寮のみ減額の対象とする。

※「住宅・土地統計調査(総務省)の空き家率の算出 平成20年度」を参考とした。

検討の結果②

- ③顧問にかかる費用(社宅)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るべきではないとの考え方を踏まえ、料金原価から除くべきである。
- ④借地借家料のうち、ショールームのような販売促進にかかる施設や保養所のような電気事業に供しない施設にかかるものについては料金原価から除くべきである。

(6) 託送料

- ①託送料のうち、コスト積み上げベースで料金が算定され、国がその内容を確認することが可能なもの(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)のうち、今後契約を締結するものについては、税制改正により想定される法人税率等を上回る分について料金原価から減額すべきである。
- ②託送料に係る算定の一部において、他の電力会社の料金改定等を踏まえ、最新の単価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。

(7) 事業者間精算費

- ①事業者間精算費に係る算定の一部において、他の電力会社の料金改定等を踏まえ、最新の単価で置き換えて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。

(8) 委託費

- ①情報システム関連費用のうち、お客さま系システム(需要家との契約や料金計算、請求などの重要業務を処理するシステム)に係るホスト計算機からオープン系への更新費用については、電気料金の値上げを行う状況であること、及び、電気料金システム改革の詳細制度設計が今後行われる中で情報システムの再構築に着手することは時期尚早と考えられることから、緊急性のあるもの以外については、料金原価から減額すべきである。
- ②販売促進にかかる費用や普及開発関係費に類似する費用については、電気料金の値上げを行う状況下における費用の優先度を考慮し、料金原価から減額すべきである。

検討の結果③

(9) 損害保険料

① 原子力関係

- i) 「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

- i) 既存契約等に基づき適正に算定されていること確認した。

(10) 原子力損害賠償支援機構一般負担金

- ① 「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。

(11) 普及開発関係費

- ① 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。
- ② 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。
- ③ 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、厳に必要なものののみ原価算入を認めるべきである。
- ④ 台風災害等による停電関係広報のように、上記以外の媒体を使用せざるを得ないものについては原価算入を認めるべきである。
- ⑤ 特定の電子ツールを用いたり、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、または企業イメージ的な調査・広報誌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ため料金原価から除くべきである。

検討の結果④

- ⑥普及開発関係費のうち、団体費的な性格を持つ費用(研究会や懇談会等の活動費用等)については、料金原価から除くべきである。
- ⑦PR館に付随するスイミングプール管理費等の電気事業に供しない施設に係る費用については料金原価から除くべきである。
- ⑧原子力広報についても、イメージ広告に近い情報発信等については料金原価から除くべきである。

(12) 養成費

- ①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。

(13) 研究費

- ①電中研などの分担金及び自社研究のうち、以下に該当するものについては料金原価から除くべきである。
 - i) 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
 - ii) 海外の会議や団体に参加し、情報収集を行う研究であって実質的に団体費に類似するもの
 - iii) 重複している研究

※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。

- ②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、北海道電力のコスト削減努力並に原価から減額し、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、北海道電力のコスト削減努力に照らし、10%減額すべきである。

検討の結果⑤

(14) 諸費

① 寄付金

i) 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

i) 諸会費(北海道地区広域共同防災協議会)及び事業団体費(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、原子力環境整備促進・資金管理センター、日本卸電力取引所)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、原価への算入を認めるが、中央電力協議会については、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、料金原価から除くべきである。

③ 顧問・相談役にかかる費用(旅費)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るべきではないとの考え方を踏まえ、料金原価から除くべきである。

(15) 電気料貸倒損

① 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。

検討の結果⑥

(16) 共有設備費等分担額・同(貸方)

①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)

①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)

①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。

(19) 電力費振替勘定(貸方)

①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

①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) 遅収加算料金

①過去の発生実績等に基づき適正に算定されていることを確認した。

(22) 託送収益

①既契約及び前提計画等に基づいて適正に算定されていることを確認した。

(23) 事業者間精算収益

①「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。

(24) 電気事業雑収益

①IPP契約の解約に伴う違約金について、申請においては、通常は発生しない極めて稀な事象に伴う収益であり、かつ今回の例では金額的な重要性も大きいとして「特別利益」として計上され、料金原価には織り込まれていない。一方で、類似の事例について、実決算において「電気事業の運営に伴って通常発生するもの」として扱っている会計整理の実例として以下のようなものがある。

- FITへの移行による解約に伴う精算金に係る収益について、北海道電力においては、初めて発生した収益であり、今後は、継続的に発生する見込みのない収益を「電気事業雑収益」で整理。
- IPP契約の解約に伴う違約金に係る収益について、他の電力会社においては、IPP契約締結後、営業運転開始前に、IPP事業者からの解約申し出によって発生したものがあり、現時点でも他の電力会社以外では発生していない稀な事象に伴う収益を「電気事業雑収益」で整理。

以上の実例を踏まえると、今回の申請において織り込まれなかった違約金についても、「電気事業の運営に伴って通常発生するもの」に該当すると判断し、会計規則上は「電気事業雑収益」（算定規則上は控除収益）として整理し、当該違約金に係る収益について料金原価から減額すべきである。

- ②電柱広告料に係る算定において、子会社との契約に基づき、過去に取り決めた電柱使用利用率で算定して織り込んでいるが、当該利用率の根拠がないため、子会社における電柱広告事業収支を確認して収益折半となるよう、料金原価から減額すべきである。
- ③諸工料に係る算定の一部において、単価請負工事を前提に想定しているが、当該単価を現時点で見直して回収不足が発生しないよう、見直し後の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。
- ④アンシラリーサービス料に係る算定において、改定後の新単価ではなく、旧単価に小売り料金の改定率を乗じて算定しているが、改定後の新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

(25) 預金利息

① 預金利息に係る算定において、収入の伸びと考えられる要因に相関させて収入を想定しているが、当該要因の伸びと収入の伸びとの相関性がないと考えられるので、収入そのものの伸び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。

(26) 平成24年度実績置き換え

① 上記のほか、申請時点における直近実績(平成21～23年度平均等)を基に算定している料金原価について、平成24年度実績が確定したことに伴い、当該実績を直近実績に反映(平成22～24年度平均等)した料金原価に補正を行うべきである。

(参考) 諸会費

団体名称	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)
北海道地区 広域共同防災 協議会	設立：2007年 ・ 北海道石油共同備蓄株式会社 ・ 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 ・ 出光興産株式会社 ・ J X 日鉱日石エネルギー株式会社 ・ 北海道電力株式会社	 ・ 大容量泡放水砲と大容量泡放水用防災 資機材の維持管理 ・ 広域共同防災組織訓練の計画・実施 ・ 防災要員の教育計画・実施等	知内発電所において、石油コンビナート等災害 防止法により義務付けされた防災資機材を共同 で運用するため、必要な経費であることから原 価に算入。	11

(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、主要各国の調査・分析、電気事業に関する海外の関係機関や団体との交流・協力、海外に対する日本の電気事業の情報提供を実施。	個々の電力会社では実施できない海外電気事業の調査研究等や海外の関係機関・団体との交流・協力等を実施しており、福島第一原子力発電所の事故以来、海外電力との協力関係構築や情報発信の重要性は一層増している。	68
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	電力会社が英仏事業者に委託した再処理及び輸送等に係わる、電力会社共通の業務（契約協議等）を実施。	英仏事業者への委託業務について常設の事務局を設置し、効率性の観点から電力会社に代わって一元的・恒常的に実施している。	4
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	日本の原子力安全レベルを世界最高水準に引き上げることを目的に、事業者の意向に左右されない独立性の仕組み・体制を構築し、事業者に対して、安全性向上対策や原子力施設の評価と提言・勧告等を実施。	原子力事業者から独立した立場と強い指導力のもと、原子力発電所の安全性を一層向上させるための活動を実施している。	170
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に向け、NW（ネットワーク）業務の実施に関する基本的な指針の策定、NW業務の円滑な実施に必要な事業者に対する指導・勧告、NW業務についての事業者からの苦情の処理及び紛争の解決を実施。	ネットワーク利用の公平性確保に関して、電気事業法に規定された唯一の送配電業務支援機関である。	24
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	チェルノブイリ原子力発電所事故を契機に設立され、世界の原子力発電所の安全性・信頼性向上を目的に、ピアレビュー（相互評価活動）、技術支援、運転経験情報交換等を実施。	原子力発電所の安全性・信頼性を継続的に向上させるため、海外の知見、運転経験を広く収集し発電所運営に役立てるとともに、ピアレビューへの参画・受入れなどを通じて、更なる改善に役立てている。	15
原子力環境整備促進・資金管理センター	設立：1976年 特定実用発電用原子炉設置者	「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」（再処理等積立法）に基づき、特定実用発電用原子炉設置者が積み立てる再処理等積立金の資金管理業務を実施。	再処理等積立金の資金管理業務は、再処理等積立法に基づき定められた「資金管理業務規程」に従って実施されるものであり、特定実用発電用原子炉設置者等が当該運営管理費を負担する必要がある。	3
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	電力小売自由化範囲の拡大および競争促進に向けた環境整備を行うことにより、電源調達の多様化および自前の発電所による電力供給を補完することを目的として、現物の電気のスポット取引並びに先渡し取引を仲介。	国民生活・経済活動に必要な不可欠なエネルギーである電力の調達・供給を仲介し、電力需給の調整を図る重要な役割を担っている。	1

※1 沖縄電力を除く

10. スマートメーター関連費用

スマートメーターの導入計画と、申請原価に計上されている関連費用の概要

- 北海道電力は、27年度上期から本格導入を開始し、新設および検定有効期間満了による取り替えに合わせて設置を進め、36年度までに低圧契約全ての需要家にスマートメーターを導入する計画で、関連費用を申請原価に織り込み。
- メーターの取替修繕費は、従来型計器(機械式・電子式計器)を導入した場合と比較して、約12億円の増(年平均)。
- これに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17億円(年平均)。

《導入計画》

	H25	H26	H27	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36
実証試験	実証試験											
スマートメーター導入	仕様検討	仕様確定 調達対応	○スマートメーター導入 (新設および検定有効期間満了による取り替えにより10年間で低圧契約全てのお客さまに導入)									
	○スマートメーターの導入に向けた各種システムの改修など											
自動検針導入	仕様検討	調達対応	データ収集・管理 システムの開発									
	通信ネットワーク構築											
	○自動検針の導入に向けた各種システムの改修 など											
	モデル実施の前倒しも含め、 機力、早期導入について 検討											
	自動検針導入											
節電・需要抑制に向けた取組	Web料金お知らせサービス(平成23年12月開始) ⇒お客さまのパソコン等による検針結果、請求情報、過去24ヶ月分の電気ご使用量・料金実績をグラフで確認可能											
						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						

《申請原価に計上されている関連費用(H25～H27)》

原価算入内訳	北海道電力					備考
	H25	H26	H27	合計	平均	
修繕費 (増分費用)	—	—	36.0	36.0	12.0	スマートメーター導入に伴う取替修繕費の増分 (H27:50.5万台)
消耗品費	—	—	0.3	0.3	0.1	スマートメーター用無停電工器具購入費用など
減価償却費	0.1	0.1	0.1	0.4	0.1	メーターの新設に伴う台数増加分の減価償却費、データ集約装置などの通信設備分の減価償却費
賃借料	—	0.4	0.9	1.3	0.4	検針ハンディターミナルのリース費用など
委託費	1.6	1.7	6.8	10.2	3.4	検針システム開発、営業システム改修費用など
研究費	0.3	—	—	0.3	0.1	スマートメーター導入実証試験
諸費・養成費・普及開発関連費	0.0	0.0	0.2	0.2	0.1	ハンディターミナルのソフトウェア保守管理費用、社員研修費など
人件費	0.2	0.4	0.6	1.2	0.4	スマートメーターの導入等の業務に従事する社員に関する費用
合計				49.9	16.6	

検討の結果①

- (1)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について
- 北海道電力は、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について、電気料金審査専門委員会において、以下のような方針を表明した。
 - スマートメーターおよび関連するシステム開発などについて、最大限他社との仕様共通化を図るとともに、安定調達を前提として国内外問わず広く門戸を開放のうえ競争を実施し、安価で信頼性の高いものを調達。
 - 通信方式については、マルチホップ無線方式を主体としつつも、機器メーカーや通信事業者からの提案等を受けながら、他の通信方式も含めて適材適所で選定していくこととし、コストミニマムなネットワーク構成を目指していく。

(2)スマートメーターの単価について

- ・北海道電力は、自社のスマートメーター導入実証試験における実購入金額に、コストダウン目標を加味した単価をベースに、自動検針のための通信ユニットの他、停電補償用電池等を加えたものとして、12,200円／台を原価に織り込んでいるが、東京電力仕様のメーターの採用を念頭に検討を進めていることを踏まえ、東北電力・四国電力の査定方針と同様、東京電力の査定単価を基準に原価算入を認めることが適当である。
- ・なお、北海道電力が必要性を主張している停電用補償電池については、東北電力・四国電力の査定方針と同様、原価算入を認めるべきではない。

(3)通信設備費及びシステム関連費用等の精査

- ・通信設備費については、通信方式の如何に関わらず必要と考えられる額のみ計上されていることを確認した。システム関連費用については、申請において、関連会社等への随意契約での発注を前提とした積算がなされているもの等については、競争入札を行ったと仮定した場合の費用との差額分については、原価算入を認めない。

(4)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、北海道電力は、お客さまのニーズがあれば遅滞なくスマートメーターへ取替えること、計画の早期実現に向け検討していくことを表明した。
- ・また、きめ細かな料金区分を設定した季時別料金メニューや需給状況に応じて料金単価を変更する等の柔軟な料金メニューについて、広く検討を実施し、導入する予定であることを表明した。
- ・今後、北海道電力のスマートメーター導入にあたっては、様々な事業者からの提案も踏まえつつ、透明性・公平性のある競争発注の実施、他社との仕様共通化等を図ることにより、徹底した導入・運用コスト削減を一層図るべきである。また、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。

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>

<供給計画>

電力需要予測と供給力の10年計画を毎年度策定。燃料費や購入電力料等の算定基礎。

<工事計画>

今後の発電設備や送電線、変電所等の建設計画。減価償却費や事業報酬等の算定基礎。

<業務計画>

人員計画や業務機械化計画、研究計画等が含まれる。人件費やその他の費用等の基礎。

<経営効率化計画>

供給計画公表時等に公表。料金改定時には、料金改定の理由、根拠等を明らかにする。

<資金計画>

工事計画遂行のために必要な資金調達計画。法人税や財務費用等の算定基礎。

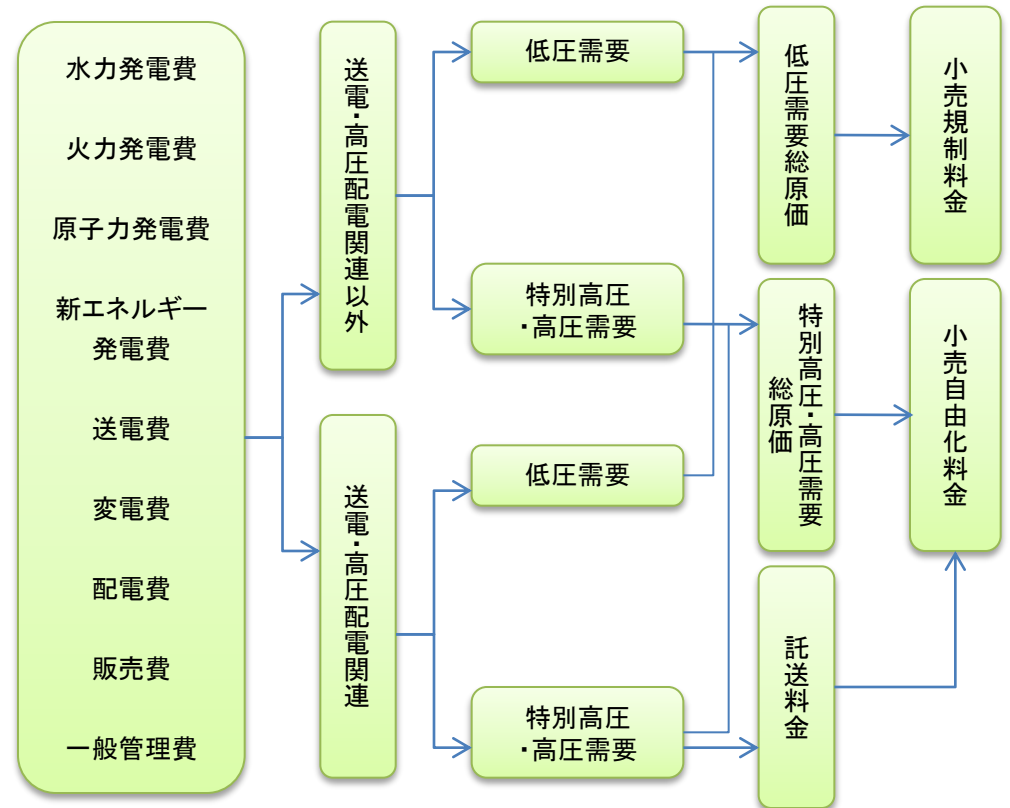
<総原価の算定>

【営業費】

- 人件費
- 燃料費
- 修繕費
- 公租公課
- 減価償却費
- 購入電力料
- その他経費
 - ・バックエンド費用
 - ・廃棄物処理費
 - ・消耗品費
 - ・賃借料
 - ・託送料
 - ・委託費
 - ・損害保険料
 - ・普及開発関係費
 - ・研究費
 - ・諸費

【事業報酬】

<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

- オール電化を推奨したにもかかわらず、オール電化利用者への負担が大きい。
- オール電化を選択した消費者に対して、納得できる料金改定にすること、平等な料金改定にすることを求める。
- オール電化利用者に対する説明が不十分。
- 厳格に審査を行い、値上げ幅の圧縮に努めるべき。

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92%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(980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、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6.6%、自由化部門が6.1%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、平成24年2月に新たに設定された料金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、料金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

<北海道電力>

【一般管理費等の配分結果】 (単位:百万円)

	水力	火力	原子力	新エネ等	送電	変電	配電	販売	合計	直課率 92%
固有費	23,453 (73.65%)	201,831 (95.39%)	96,178 (84.10%)	1,944 (91.41%)	34,839 (77.52%)	19,508 (73.79%)	65,347 (78.05%)	27,989 (67.89%)	471,090 (84.69%)	
直課	6,059 (19.02%)	4,833 (2.28%)	13,095 (11.45%)	141 (6.64%)	5,102 (11.35%)	2,498 (9.45%)	8,646 (10.33%)	2,208 (5.36%)	42,581 (7.65%)	
帰属	1,457 (4.57%)	2,209 (1.04%)	2,693 (2.35%)	14 (0.65%)	3,316 (7.38%)	3,087 (11.68%)	6,328 (7.56%)	7,833 (19.00%)	26,937 (4.84%)	
配賦	879 (2.76%)	2,732 (1.29%)	2,400 (2.10%)	28 (1.30%)	1,684 (3.75%)	1,343 (5.08%)	3,399 (4.06%)	3,197 (7.75%)	15,661 (2.82%)	
合計	31,847	211,605	114,366	2,126	44,942	26,436	83,720	41,227	556,270	

(参考) 夏季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(冬季も同様に推計)。

<各需要種別の時間帯需要の推計> 夏期・冬期尖頭時責任電力 ※表はH25夏期・冬期の最重負荷日の例示
最大電力

時間	夏 期 (8 月)					冬 期 (12 月)				
	低 圧	高 圧 ・ 特 高			合 計	低 圧	高 圧 ・ 特 高			合 計
		高 圧	特 高	計			高 圧	特 高	計	
1	1,464	1,239	645	1,884	3,348	2,850	1,231	579	1,810	4,660
2	1,519	1,110	632	1,742	3,261	3,044	1,113	597	1,710	4,754
3	1,514	1,101	663	1,764	3,278	3,067	1,140	577	1,717	4,784
4	1,575	1,099	662	1,761	3,336	2,902	1,241	580	1,821	4,723
5	1,498	1,087	664	1,751	3,249	2,639	1,358	578	1,936	4,575
6	1,389	1,104	642	1,746	3,135	2,470	1,526	548	2,074	4,544
7	1,430	1,231	627	1,858	3,288	2,375	1,744	494	2,238	4,613
8	1,453	1,509	504	2,031	3,466	2,111	1,924	377	2,301	4,412
9	1,497	2,021	336	2,357	3,854	2,028	2,194	345	2,539	4,567
10	1,461	2,427	342	2,769	4,230	1,903	2,369	345	2,714	4,617
11	1,446	2,559	348	2,907	4,353	1,871	2,398	352	2,750	4,621
12	1,516	2,567	345	2,912	4,428	1,802	2,395	345	2,740	4,542
13	1,560	2,373	313	2,686	4,246	1,756	2,303	340	2,643	4,399
14	1,535	2,554	342	2,896	4,431	1,879	2,499	344	2,843	4,722
15	1,501	2,596	340	2,936	4,437	1,996	2,570	346	2,916	4,912
16	1,513	2,496	333	2,829	4,342	2,196	2,513	342	2,855	5,051
17	1,582	2,449	322	2,771	4,351	2,506	2,477	341	2,818	5,324
18	1,679	2,320	313	2,633	4,312	2,761	2,160	334	2,494	5,255
19	1,887	2,067	292	2,359	4,246	3,068	1,779	335	2,114	5,182
20	2,072	1,764	291	2,055	4,127	3,195	1,524	328	1,852	5,047
21	1,982	1,584	287	1,871	3,853	3,155	1,390	337	1,727	4,882
22	1,850	1,473	298	1,771	3,621	3,049	1,341	347	1,688	4,737
23	1,614	1,449	595	2,044	3,658	2,629	1,282	458	1,740	4,369
24	1,572	1,347	678	2,025	3,597	2,822	1,275	505	1,780	4,602
計	38,109	43,526	10,814	54,340	92,449	60,074	43,746	10,074	53,820	113,894

(参考)規制部門と自由化部門の原価配分比較

(単位:億円、円/kWh)

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)

(単位:億円、円/kWh)

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

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

3. (4) 事業利益率の推移

		規制部門	自由化部門
原価	H20年度改定時の総原価に対する事業報酬の割合	6.5	5.7
実績	H20年度の事業利益率	▲ 5.4	▲ 7.1
実績	H21年度の事業利益率	3.5	1.8
実績	H22年度の事業利益率	4.3	6.4
実績	H23年度の事業利益率	▲ 3.1	▲ 1.3
原価	今回申請の総原価に対する事業報酬の割合	6.6	6.1

※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年度北海道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出力比 × 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、需要家用設備(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: 49%、特高・高圧: 51%)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: 32%、高圧: 68%)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: 48%、高圧: 44%、特高: 8%)により各需要に整理。需要家費は口数比等(低圧 99.062%、高圧 0.934%、特高: 0.004%)により整理。(規則第9条、第10条)
- ③ いずれも可変費は発電電量費(低圧: 47%、特高・高圧: 53% 等)により整理。



	事業報酬計(百万円)				総原価 (百万円)	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)	20,797	298	871	21,966	334,474	6.6%
自由化部門(特高・高圧)	16,870	332	106	17,308	281,950	6.1%
合計	37,667	630	977	39,274	616,424	6.4%

※上記には追加事業報酬を含む。

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

今回の料金改定においては、前回改定時と比べると、泊発電所3号機の導入、火力発電所等の経年化対策、人件費、修繕費、一般負担金、退職給付金等の増加により、販売電力量当たりの固定費が高くなっているが、泊発電所の全機が停止し、3号機の導入で見込まれていた火力燃料費低減による他費用の吸収ができなくなったことや使用電力量の少ない需要家への負担及び需要対策も考慮し、北海道電力が基本料金を据え置くとしたことについては、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	163,269	11.49	195,865	13.40
可変費	110,142	7.75	107,719	7.37
需要家費	33,210	2.34	30,890	2.11
合計	306,621	21.59	334,474	22.88
販売電力量 (百万kWh)	14,204		14,618	

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段階格差率を縮小し、2・3段階格差率を拡大している。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	S56	S63	H元	H8	H10	H12	H14	H17	H18	H20	今回申請
第1段	11.72	14.65	19.60	22.70	21.15	21.01	18.59	17.41	16.55	16.06	15.64	17.05	18.27	19.74
第2段	13.75	18.70	25.70	30.30	28.25	28.06	24.83	23.23	22.09	21.45	20.87	22.46	23.68	25.97
第3段	15.20	20.85	29.90	35.60	31.95	30.99	27.42	25.64	24.39	23.49	22.65	24.15	25.37	29.09
1・2段階格差	0.85	0.78	0.76	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.76	0.77	0.76
2・3段階格差	1.11	1.11	1.16	1.17	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.08	1.07	1.12

※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。北海道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は確認されなかった。

i) ピーク対応料金メニューの設定

北海道電力においては、平成11年7月1日にピーク抑制型時間帯別電灯を導入している。

ii) 季節別時間帯別電灯における機器要件(夜間蓄熱要件、オール電化割引)

北海道電力は、需要家の選択肢を拡大する観点から「3時間帯別電灯」の加入条件である夜間蓄熱型機器等の保有を廃止し、ピーク抑制型時間帯別電灯(ドリーム8エコ)および3時間帯別電灯(eタイム3)に設定している非蓄熱式電気暖房割引の新規加入については、平成27年8月31日までで停止としている。

iii) 早収・遅収料金の廃止について

北海道電力は、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27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、引き続き需要家のご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。

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
	八田 達夫	大阪大学社会経済研究所 招聘教授
	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
木谷 洋史	北海道消費者協会 専務理事
青山 直樹	日本商工会議所 産業政策第二副部長
長谷川 秀司	消費者庁消費生活情報課長

(参考)開催実績

平成25年 4月24日	北海道電力より、電気料金認可申請の提出
第25回 (4月25日)	申請事業者からの説明、消費者団体・中小企業関係団体からの意見聴取
第26回 (5月17日)	自治体関係者からの意見聴取 前提計画① (需要想定、供給力、人員計画) 個別の原価① (人件費)
第28回 (5月24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、修繕費、原子力バックエンド費用)
第30回 (6月6日)	個別の原価③ (設備投資関係費、スマートメーター関連費用、 その他経費・控除収益)
第31回 (6月14日)	個別の原価④ (公租公課、費用の配賦・レートメイク) ※以降、委員が3人1組になって査定方針案の検討
6月20日	北海道電力値上げに関する公聴会 (札幌会場)
※平成25年7月1日の審議会の見直しに伴い「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」に名称変更。	
第1回 (7月5日)	公聴会及び国民の声の報告 指摘事項への回答
第2回 (7月16日)	検討を深めるべき論点
第4回 (7月26日)	査定方針案の検討