

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26年9月29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

はじめに	P 2
基本的な考え方	P 4
1. 経営効率化計画	P 6
2. 燃料費	P 16
3. 購入・販売電力料	P 29
4. 公租公課（事業税）	P 38
5. 使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費	P 41
6. 費用の配賦・レートメイク	P 46
7. 値下げの条件	P 52
(参考)	
委員等名簿	P 58
開催実績	P 59

はじめに

- (1) 平成26年7月31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26年8月7日の第15回電気料金審査専門小委員会(北海道電力審査の第1回目。)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26年9月29日の第19回電気料金審査専門小委員会まで5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5回について、オブザーバー(消費者団体、中小企業団体、消費者庁)の参加を得て、活発にご議論をいただいた。
- (3) また、広く一般の意見を聴取するため、第15回、第16回小委員会においては、自治体関係者、消費者団体、中小企業団体関係者を招き、意見を聴取。平成26年9月11日には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18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18回小委員会においては、「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26年8月7日の第15回小委員会以降、委員が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、必要に応じて電力会社に対し資料の追加提出等を要請した。
- (5) 委員は事務局に対し、査定方針に係る資料の作成を要請し、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。委員から事務局等に対するヒアリングは、延べ41回、約58時間実施した。

基本的な考え方

基本的な考え方

電気事業法第19条第1項に基づく電気料金改定の申請については、電気事業法第19条、一般電気事業供給約款料金算定規則や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)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)に照らし、申請された料金が「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必要がある。

北海道電力の今回の申請は、泊原子力発電所の再稼働が前回認可時の想定よりも遅延していることを理由とするものであり、電源構成変分認可制度(一般電気事業供給約款料金算定規則第19条の2)に基づいて提出された。これは、一般電気事業者の電気料金について、料金値上げの認可を経ていることを条件に、当該原価算定期間内において、社会的経済的事情の変動による電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動(燃料費等)を料金に反映させる料金改定を認める制度である。

それらを踏まえ、以下の基本的な考え方に基づき、査定を行うこととする。

- (1) 審査の前提として、需要家に更なる負担を求めるに当たり、今般の料金改定の「前提計画」として位置付けられている経営効率化計画が、前回改定の査定方針及び認可時に求めた経営効率化を反映したものであるかどうか、その進捗状況・内容等を十分に確認する。
- (2) 電源構成変分認可制度の直接の対象となる費目(燃料費、使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費、地帯間購入電源費、他社購入電源費、地帯間販売電源料、他社販売電源料、事業税)については、泊原子力発電所の再稼働の遅延という社会的経済的事情の変動による電源構成の変動に基づく、当該部分の将来の原価の変動のみが料金に反映されているかどうかを確認し、必要な査定を行う。

1. 経営効率化計画

1. 電気料金は、料金算定に当たっての前提となる供給計画(工事計画含む)、経営効率化計画、資金計画等の各種経営計画(前提計画)に基づいて算定される。
2. 電気料金審査専門小委員会においては、とりわけ、効率化計画の進捗状況等の確認を行った。また、主に需要と供給に関する前提計画についても、料金算定に当たって妥当なものであるかどうか検討を行った。
3. 前提計画のうち、燃料費、購入・販売電力料、バックエンド関連費用、事業税に関する計画については、それぞれの個別原価の項目の中で、併せて検討を行った。

【参考】経営効率化計画について

平成7年の「電気事業審議会料金制度部会中間報告」(平成7年)を受けて、事業者においてとりまとめられ、公表されることとされており、「電気料金に対する国民の十分な理解を得ることに資する」とされている。

「電気事業審議会料金制度部会中間報告」(平成7年)(抜粋)

I 総論

1. 中間とりまとめまでの検討概要

(一)事業者の経営効率化を促す料金制度

②経営効率化の内容の公表

規制当局による料金規制に加え、電気事業者の自主的取り組みとして、料金改定に当たって、電気事業者は予め経営効率化の内容を国民に示すこととし、かかる効率化努力を織り込んだ原価を持って料金申請を行うことが必要である。

II 各論

2. 経営効率化計画及び料金の定期的評価

[i]経営効率化計画

(2)具体的には、「経営効率化計画」は、中長期的な取り組みや目標、毎年の経営方針やこれらを受けた設備投資の合理化目標、各種の業務計画等を需要家に理解し易い形で取りまとめ、毎年度公表することが適当である。その際、需要家にとって経営効率化努力の成果がどのように料金に反映されるかが大きな関心事であることに鑑み、公表される内容が極力具体的かつ定量的であることが望ましい。

＜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＞

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。

＜特別変動可変費の算定＞

【営業費】

○燃料費

○バックエンド費用

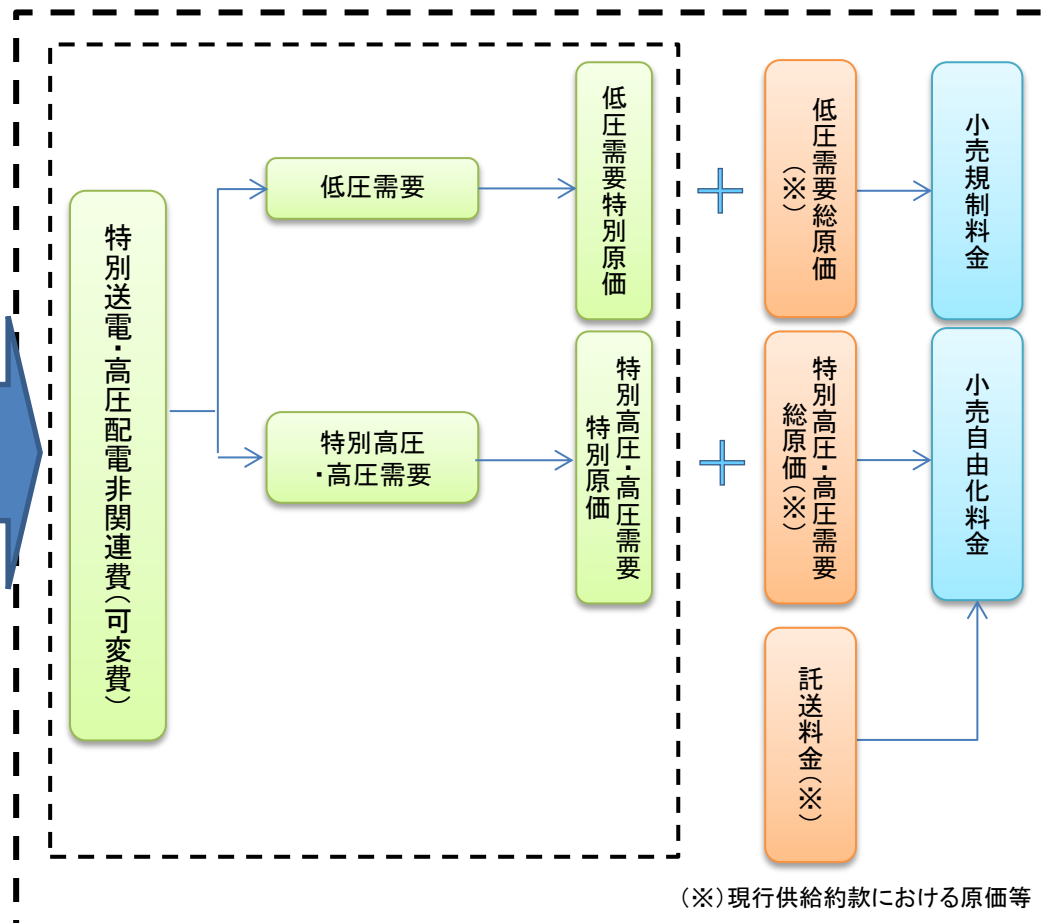
- ・使用済燃料再処理等発電費
- ・特定放射性廃棄物処分費

○購入電力料等

- ・地帯間購入電源費
- ・他社購入電源費
- ・地帯間販売電源料
- ・他社販売電源料

○事業税

＜費用の配賦、レートメイク＞



＜第17回 電気料金審査専門小委員会 資料4(北海道電力資料)より＞

○現行の電気料金に反映している経営効率化及び国から示された査定方針への対応状況

(億円)

費用項目	平成25年度					平成26年度					平成27年度				
	前回認可			実績 ②	増減 ②－①	前回認可			計画 ④	増減 ④－③	前回認可			計画 ⑥	増減 ⑥－⑤
	前回申請	査定方針	計 ①			前回申請	査定方針	計 ③			前回申請	査定方針	計 ⑤		
人件費	125	35	160	121	▲ 39	125	34	159	(10) 161	1	125	34	159	(10) 160	1
需給関係費	34	13	48	71	23	43	43	86	(64) 110	24	43	44	88	(41) 88	1
設備投資 関連費用	11	11	22	14	▲ 8	31	10	41	34	▲ 7	49	10	59	60	1
修繕費	79	9	88	99	10	103	10	113	133	20	102	23	125	133	8
諸経費等	67	66	133	142	9	66	24	90	124	34	64	42	106	116	11
資産売却	—	—	—	4	4	—	—	—	10	10	—	—	—	—	—
合 計	316	135	451	449	▲ 2	368	121	489	(73) 571	82	383	153	536	(51) 557	21

※ 上表は、第16回審査専門小委員会(8/22)の資料6-1「経営効率化計画の論点」の2頁に掲載の表に、資料7-2「経営効率化への取り組みについて」の11頁＜国から示された査定方針＞の増減説明欄に記載した人件費の既実施分・同12頁＜現行料金に反映している経営効率化＞に記載した需給関係費の今回申請原価に反映した追加の効率化分等を加え、同14・15頁に記載した「一時的な繰り延べ等」を除いているため、合計は一致しない。

注1：「前回申請」は、前回料金改定申請時に効率化額として織り込んでいたもの。

注2：「査定方針」は、前回認可時に、総原価洗い替えを行った上で査定方針において3カ年平均で示されたものを、あらためて年度展開したもの。

注3：「実績」及び「計画」には、前回認可における査定には対応しているが「コスト削減」には含んでいないもの(違約金等)を含む。

注4：平成26・27年度の人件費の計画欄には、人事労務諸制度の見直しなどによる既実施分10億円程度(平成27年度も継続を前提)を含む。()内は、当該分を再掲。

注5：平成26・27年度の需給関係費の計画欄には、今回申請原価に反映した追加の効率化分を含む。()内は、当該分を再掲。

＜第17回 電気料金審査専門小委員会 資料4 北海道電力資料＞

平成25・26年度の査定方針への対応状況①(人件費・需給関係費)

＜人件費＞

(億円)

項目	平成25年度			平成26年度		
	原価	実績	増減	原価	計画	増減
役員報酬を1,800万円/人に引き下げ	0.3	0	▲ 0.3	0.3	0	▲ 0.3
従業員の給料手当を624万円/人に引き下げ	11	2	▲ 9	12	※1 10	▲ 2
退職給与金の年金資産運用収益率を2%に設定	21	0	▲ 21	21	21	0
その他	2	2	0	1	5	+4
合計	35	4	▲ 31	34	35	+1

※1 平成26年度の「従業員の給料手当を624万円/人に引き下げ」の計画欄には、第16回審査専門小委員会(8/22)の資料7-2「経営効率化への取り組みについて」の11頁＜国から示された査定方針＞の増減説明欄に記載した人件費の既実施分10億円程度を含む。

＜需給関係費＞

(億円)

項目	平成25年度			平成26年度		
	原価	実績	増減	原価	計画	増減
購入電力料の更なる削減	13	16	+3	5	2	▲ 3
卸電力取引所の更なる活用	—	3	+3	35	0	▲ 35
その他	0	0	0	2	1	▲ 1
小計	13	19	+6	43	3	▲ 40
今回申請原価に反映した効率化の深掘り	—	—	—	—	※2 64	+64
合計	13	19	+6	43	67	+24

※2 平成26年度の計画欄には、第16回審査専門小委員会(8/22)の資料7-2「経営効率化への取り組みについて」の12頁＜現行料金に反映している経営効率化＞に記載した今回申請原価に反映した追加の効率化分等を含む。

<第17回 電気料金審査専門小委員会 資料4 北海道電力資料>

平成27年度の査定方針への対応状況①(人件費・需給関係費)

<人件費>

(億円)

項目	平成27年度			増減説明
	原価	計画	増減	
役員報酬を1,800万円/人に引き下げ	0.3	0	▲ 0.3	経営効率化の観点から全費目の洗い出しを行う中であわせて検討
従業員の給料手当を624万円/人に引き下げ	12	10	▲ 2	賞与削減について組合と協議のうえ、達成を目指す
退職給与金の年金資産運用収益率を2%に設定	20	20	0	
その他	2	5	+ 3	一般厚生費等の更なる削減を実施
合計	34	35	+ 1	

<需給関係費>

(億円)

項目	平成27年度			増減説明
	原価	計画	増減	
購入電力料の更なる削減	4	2	▲ 2	H26年度の交渉状況(一部交渉継続中)によりH27年度を推定
卸電力取引所の更なる活用	35	0	▲ 35	泊発電所の停止により卸販売は未達成の見込み
その他	5	2	▲ 3	泊発電所の停止長期化により、亜瀝青炭導入化遅延(今回申請原価はH27から導入する前提)等
小計	44	4	▲ 40	
今回申請原価に反映した効率化の深掘り	—	41	+ 41	国内炭の増量や、購入を中心とした卸取引の最大限の活用等
合計	44	45	+ 1	

＜第17回 電気料金審査専門小委員会 資料4 北海道電力資料＞

平成25・26年度の査定方針への対応状況②(設備投資関連費用等)

＜設備投資関連費用＞

(億円)

項目	平成25年度			平成26年度		
	原価	実績	増減	原価	計画	増減
特別監査の結果を踏まえ、先行投資や不使用設備等に係る費用を削減	8	0	▲ 8	7	0	▲ 7
工事価格の更なる削減等	3	3	0	3	3	0
合計	11	3	▲ 8	10	3	▲ 7

＜修繕費＞

(億円)

項目	平成25年度			平成26年度		
	原価	実績	増減	原価	計画	増減
特別監査の結果を踏まえ、先行投資や不使用設備等に係る費用を削減	4	0	▲ 4	4	0	▲ 4
工事価格の更なる削減等	5	20	+14	6	30	+24
合計	9	20	+10	10	30	+20

＜諸経費等＞

(億円)

項目	平成25年度			平成26年度		
	原価	実績	増減	原価	計画	増減
節電・省エネ推進を目的とした費用等を削減	10	3	▲ 7	8	3	▲ 4
IPP契約解約に伴う違約金	42	42	0	—	—	—
調達価格の更なる低減等	14	34	+20	16	55	+39
合計	66	79	+13	24	58	+34

＜第17回 電気料金審査専門小委員会 資料4 北海道電力資料＞

平成27年度の査定方針への対応状況②(設備投資関連費用等)

＜設備投資関連費用＞

(億円)

項目	平成27年度			増減説明
	原価	計画	増減	
特別監査の結果を踏まえ、先行投資や不使用設備等に係る費用を削減	6	0	▲ 6	将来の設備増設等に対応するための先行投資など、既に設備が設置されていることから、費用削減が困難
工事価格の更なる削減等	4	11	+ 7	資機材調達価格の更なる低減を実施
合計	10	11	+ 1	

＜修繕費＞

(億円)

項目	平成27年度			増減説明
	原価	計画	増減	
特別監査の結果を踏まえ、先行投資や不使用設備等に係る費用を削減	4	0	▲ 4	将来の設備増設等に対応するための先行投資など、既に設備が設置されていることから、費用削減が困難
工事価格の更なる削減等	19	31	+ 12	資機材調達価格の更なる低減を実施
合計	23	31	+ 8	

＜諸経費等＞

(億円)

項目	平成27年度			増減説明
	原価	計画	増減	
節電・省エネ推進を目的とした費用等を削減	8	3	▲ 4	節電・省エネの推進は、短期的には需要抑制、中長期的には電力設備の有効活用などによるメリットがあることから、今後も効率化に努めつつ活動を継続
調達価格の更なる低減等	34	49	+ 15	資機材・役務調達価格の更なる低減を実施
合計	42	52	+ 11	

- 経営効率化概要の中での「役員報酬引き下げ」「役員定員の見直し」「保有施設の売却処分」「設備投資見直し」「火力発電への原料炭確保」等、まだまだ見直しの項目が多々ある事は明白な事実。
- 原発停止で経営が苦しくなっていることは理解するが、役員報酬削減等の経営努力なしでの大幅値上げには反対。
- 自ら効率化をせずに、赤字の責任を消費者に転嫁するのは許せない。東北電力はコンバインド発電を導入する等で努力している。
- 北海道の平均年収は低いが、事業採算が合わなければ、平均まで社員の年収を下げるのが当然。一般企業もそうしている。
- 経費を使い切る為の、必要ない工事(実際に私がやっていた物は使用出来る物の交換や無駄遣いと思えない工事)等を辞めること。
- 電源構成変分認可制度に基づく申請ではあるが、経営コスト削減努力は当然。社会保険料の会社負担率、従業員の賞与・給与、役員報酬は傾いている会社でありながら、道内企業では考えられない好待遇が維持されている。少なくとも原発が動くまでは積極的に身を切り、消費者と痛みを分かちあっていただきたい。
- 役員の責任を果たすためには数は減らさず報酬は一般職員並みにすべき。本来は過去30年間の役員の責任も問うべき。
- 北海道電力においては徹底したコスト管理と、企業の存亡をかけてライフラインを死守するという強い使命感を持って事に当たっていただくことを切に願いつつ、北海道電力株式会社の電気料金値上げには反対する。
- バブルで破綻した企業例だが、役員報酬は今の北電の半分、トップを外部から入れ、高くない従業員給与も20%カット。節電はもちろん、コピーの仕方等の小さい節約を積み重ねてコストを減らす工夫をした。競争の激しい中、CSRにも力を入れ、消費者のニーズをつかむ努力を重ね、借金を減らし利益を上げた。道民は節電に取り組んでいるが、北電は節電を謳っていないが小さい積み重ねでコストを減らす努力を怠っている。原発の安全対策にも費用がかかり、それも費用を膨らます一因となっている。
- 北電の経営努力が感じられない。2014年度は590億円の削減の予定だが、十分か。再値上申請後に公表した合理化策は社宅売却の10億円のみとなっていて、役員報酬、社員給与も道内のサラリーマンの平均年収386万円に対して大きなギャップがある。消費者と分け合う意味でも率先的に合理化策を示して欲しい。

- (1) 今般、北海道電力より申請が行われた「電源構成変分認可制度」では、燃料費、購入・販売電力料等が直接の査定対象項目となるが、需要家に更なる負担を求めるに当たり、今般の料金改定の「前提計画」として位置付けられている経営効率化計画が、前回改定の査定方針及び認可時に求めた経営効率化を反映したものであるかどうか、その進捗状況・内容等を十分にチェックする必要がある。
- (2) また、これまでの料金審査専門小委員会、公聴会及び国民の声においても、他の論点にもまして、北海道電力による徹底的な経営効率化の取組を求める意見が多数寄せられた。
- (3) 北海道電力よりヒアリング及び資料の提出等を通じて確認を行ったところ、前回の料金改定時の査定方針で求めた原価算定期間を通じた経営効率化については、概ね進捗していると評価できるものの、一部コスト削減等において未達となっている費目があり、原価を超える支出が見られた。原価上は織り込まれていないため、料金には反映されないものの、それに見合うべく他の費目で効率化の深堀りを行っているものと考えられる。他の費目での効率化の深堀りは通常であれば望ましく、効率化インセンティブを維持する観点から尊重されるべきである。しかしながら、財務基盤の毀損等を背景として再値上げを行う局面に当たっては、原価に織り込まれていない支出をしている限り、その分純資産が削られ要資金調達額が増えていく等の観点からは、効率化の深堀りによって生み出される原資は、需要家への還元や財務基盤強化に充てられるべきと考えられる。
- (4) 北海道電力においては、第18回小委員会において、「平成27年度の計画については、現時点で考えている取組を提示したものであるが、来年度に向けて引き続き、効率化のさらなる上積みを図っていく。なお、個別の査定項目への対応に関しては、先行投資に係る査定対応など一部達成できないものもあるが、経営全般にわたる効率化により吸収していく」、「厳しい収支状況ではあるが、現在取り組んでいる経営全般にわたる効率化の成果も見込まれることから、値上げ実施後の一定期間は値上げ幅を圧縮する等の措置を講じたいと考えている」と、表明した。あらためて、北海道電力においては、一段の経営効率化の取組を行うことを具体的に表明することを求めたい。その上で、コスト削減において一部未達となっていること等も踏まえ、更なる効率化の徹底により、需要家に還元する方策(需要家負担の急激な増加を緩和する措置)を検討し、実施することが期待される。

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、時価等を基に算定した単価を乗じて算定される。
2. 電源構成変分認可制度に基づく申請であることから、燃料消費数量の変更に伴う変動の反映を基本とし算定する。
3. 具体的には、泊原子力発電所の発電再開時期の遅れに伴い、火力燃料費は、原価算定期間の残存期間である平成26～27年度の2力年平均で2,188億円となり、前回認可時の想定に比べ +789億円となっている。核燃料費については、原子力発電の稼働減に伴い11億円となり、▲50億円となっている。

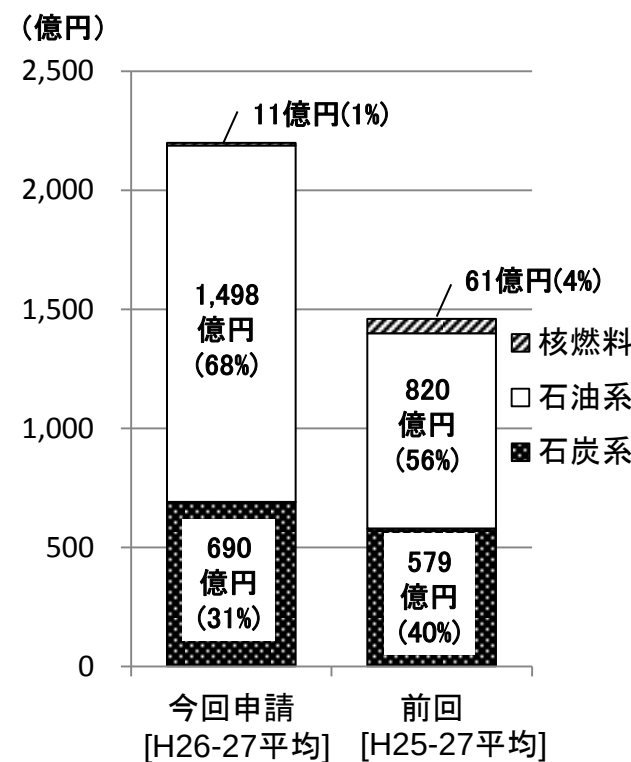
■燃料費の算定内訳(北海道電力・申請原価)

		今回申請:A [H26-H27平均]			前回:B [H25-27平均]			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)
水	力	—	34	—	—	35	—	—	▲1	—
火	力	2,188	235	9.33	1,399	171	8.17	789	63	1.16
	石炭系	690	143	4.81	579	121	4.77	111	22	0.04
	国内炭	203	28	7.26	148	20	7.50	56	8	▲0.24
	海外炭	487	115	4.22	432	102	4.24	55	14	▲0.02
	石油	1,447	89	16.19	802	49	16.32	645	40	▲0.13
	その他※1	51	2	26.87	18	1	25.10	33	1	1.77
原	子力	11	20	0.55	61	106	0.57	▲50	▲87	▲0.02
新	工ネ	—	1	—	—	1	—	—	0	—
自	社計	2,199	290	7.59	1,460	314	4.65	739	▲24	2.94

※1 内燃力発電所向けA重油、ガスタービン発電所および緊急設置電源向け軽油。

※2 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

■燃料費の内訳(原価織込)



第2節 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

- ・技術革新や経営革新の努力と反省がなさに等しい。原発再稼働ありきですべてが解決という、企業として先を見据えた自然エネルギーを活用した将来的な工夫や研究が、形として見えてこない。石炭、水力、安価な自然エネルギーなどの活用検討によりコスト削減を図れないか。
- ・道民が安心できる、再生可能エネルギーの拡大・脱原発を柱としたビジョンを速やかに示すべきである。
- ・原発に頼らない再生可能エネルギー転換に是非取組んでいただきたい。北海道の広大な土地、自然環境に恵まれた立地から、最も適した地域で、全国のモデル地域になりえる可能性も十分ある。
- ・北海道条例108号、北海道省エネルギー・新エネルギー促進条例に沿って、電力の多様化を推進し北海道におけるエネルギー政策の展望を道民に明らかにしていただきたい。108号条例施行以来10年以上が経っているが、北電はこの間電力多様化に向けてどんな目標を持って、どんな取り組みをし、その成果はどんなものか、情報開示を求める。
- ・消費者は再生可能エネルギーへの転換を願っている。北海道電力には、電源の多様化を推進するとともに新しいエネルギー開発に努力し、新しいエネルギー分野の展望を指し示していただくことを要望する。そのために一時的に電力コストが上がるのであれば納得する。
- ・資源のない日本においては、原子力発電を最大限活用しながら外のエネルギーに少しずつ移行していくことが現実的と考えます。
- ・北電は経営努力が全く足りないのに値上げで何とかしようとしていることに強い反感を持ちます。北海道は自然エネルギーの宝庫ですが、これらの発電による電気の買い上げに制限を設けています。その理由として、自然エネルギーは不安定なために、現在のシステムに乗せるには限度があると言っています。しかし、そのシステムを新たに構築することが、電力会社の仕事であり、使命ではないでしょうか？いつまでも古いシステムにしがみついて、できないを言っている場合ではありません。
- ・火力の発電単価を出したときに平成22年と比べて2倍弱になっている。単価を減らしていくためにどうしていくべきと考えているか。
- ・普通の製品であれば価格に転嫁するが、水産物はその時々々の市況によって値段が設定される。そんな中で北電は独占企業として、燃料費の増加分を簡単に価格に転嫁してしまうというのは考えられない。納得できない思いでいる。我々事業者も省エネに取り組んでコスト削減している。北電においても企業努力をされたい。
- ・ほとんど企業努力をしないで火力発電が増えたために燃料代が増え電気料金を値上げするのはおかしいと思います。増えた火力発電の燃料も世界で一番高く買っているとのこと。
- ・北電の経営状況が悪いのは、火力発電が石油と石炭のみで、効率が良く価格も安いガス発電を導入してこなかった経営姿勢にある。
- ・老朽化した火力発電所のエネルギー効率が悪いことも経営破たんの原因である。過去30年の経営陣が老朽化した火力発電所の設備を維持管理してこなかったためであろう。
- ・火力発電における燃料費は今回の値上げの主たる理由に挙げられており効率的な運用が極めて重要です。そのためには、最も単価の安い燃料から順に稼働すること(メリットオーダー)を引き続き徹底すべきです。

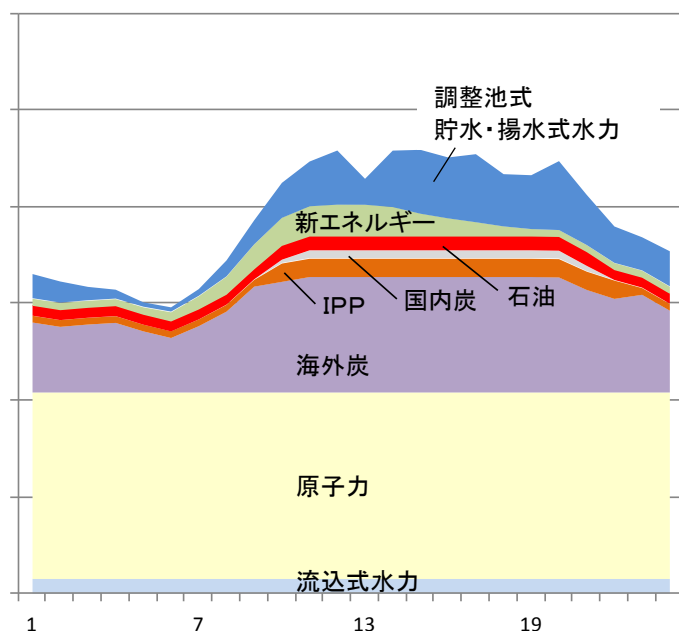
【火力燃料費】

(1) メリットオーダーの確認

① 電源別の供給電力量の配分

- 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。

■ 一日の供給力の内訳(イメージ) (第15回電気料金審査専門小委員会資料8-3)



一日の供給力の内訳(イメージ)

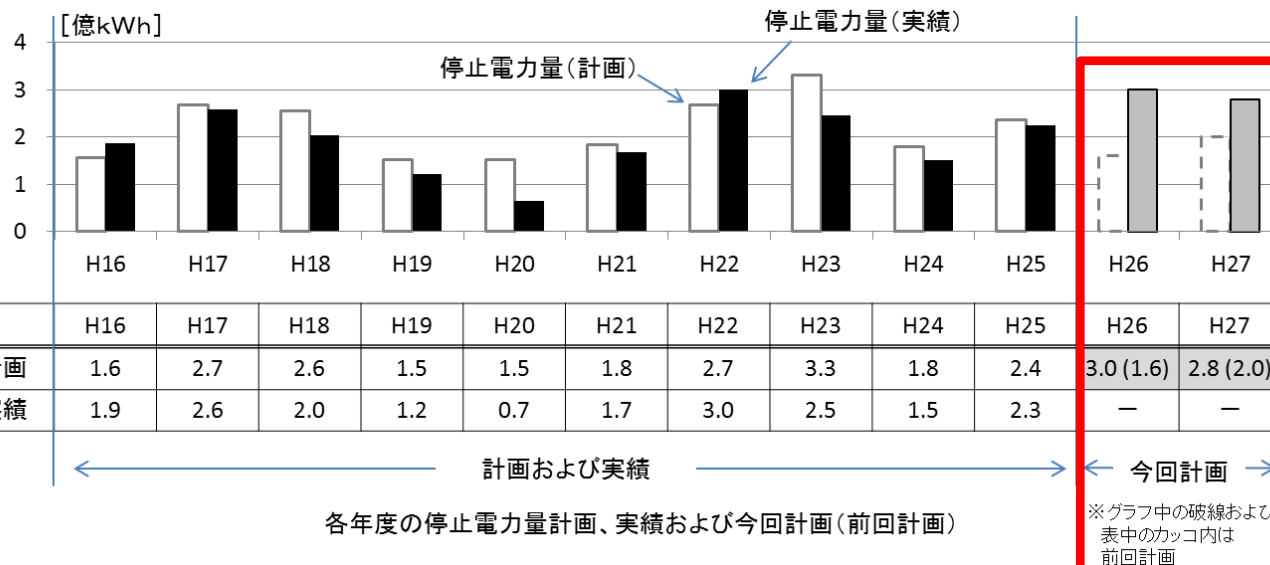
電源種別		燃料単価※ [円/kWh]
ピーク ↑	石油	16 - 32
	他社火力	17
	国内炭	7 - 8
	IPP	5 - 14
	海外炭	4
ベース		

※ 平成26・27年度2ヵ年の平均値
(以降の燃料単価、運転中利用率の記載も同様)

i)水力発電

- 電源別の供給電力量のうち、自社水力発電については、一般水力と揚水式からなり、それぞれ発電電力量を算定している。一般水力については可能発電電力量から作業停止計画による減少分を控除して算定される。
- 北海道電力は、今回の申請において、前回認可時の想定に比べ、一般水力については前回計画以降に発生した機器の故障による作業停止計画の追加により、発電電力量の減少を想定している。また、揚水式については、原子力発電所の発電再開時期の見直しに伴い、発電電力量の減少を想定している。
- しかしながら、原価算定期間より前に修繕が可能だったのではないかという指摘を踏まえ、前回認可からの作業停止計画の追加による発電電力量の減少については、電源構成変分認可制度に基づく社会的経済的事情の変動によるものとは位置付けられないため、認めるべきではない。
- また、一般水力の可能発電電力量については、過去30ヵ年(昭和58(1983)年度～平成24(2012)年度)の河川からの流入実績を用いて算定していることを確認したが、既に平成25(2013)年度の流入実績が確定しており、これを織り込むことにより可能発電電力量が増加することから、原価への織り込みについても、至近実績に置き換えるべきである。
- これらの結果をもとに、自社火力の発電電力量の分担及び燃料消費数量の再算定を行い、その結果をもとに算定された費用を上回る部分について料金原価から減額すべきである。

■水力停止電力量計画の推移等 (第18回電気料金審査専門小委員会資料8)



■出水率の変遷及び平均可能電力量への影響(概算)

- 出水率
昭和58(1983)年度: 89.6%
平成25(2013)年度: 114.3%
- 平均可能電力量
1983～2012年度実績: 3,002百万kWh

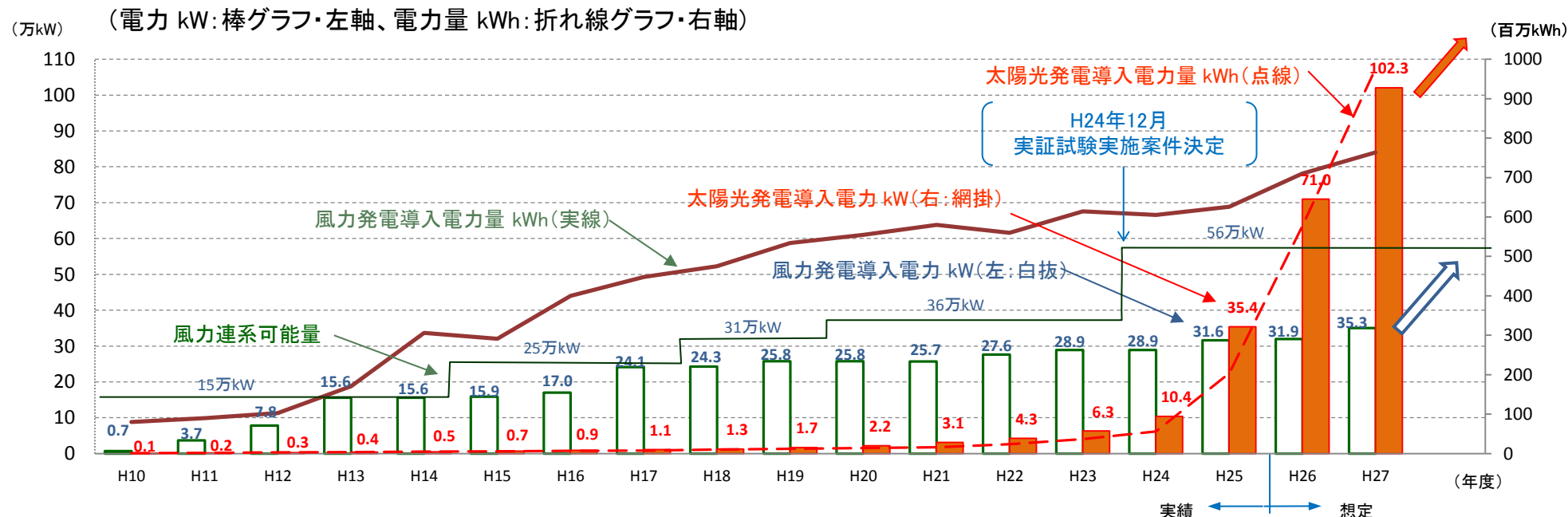


1984～2013年実績への置き換えに伴う増減(概算): +24百万kWh

ii)再生可能エネルギー

- 再生可能エネルギー(以下「再エネ」という。)については、北海道電力において、既存系統による調整が可能な範囲内で、直近実績を踏まえて織り込んでいることを確認した。
- しかし、平成26年度分については、他社の太陽光・風力共に前回認可時の想定よりも電力量が減少している。これは、申込事業者事由による受給開始時期の遅れや計画の中止を理由とするもの(太陽光)、直近の実績置き換えにより想定量が減少するもの(風力)等を理由とするものである。特に、太陽光については、電圧別に見た場合、低圧及び高圧の発電量は増加しているにもかかわらず、特別高圧の発電量が大きく減少したことが、全体の発電量減少につながっている。
- 今般の値上げにおいて、再エネを最大限織り込むことにより、燃料費を削減し、値上げ幅を極力圧縮することが求められている点に鑑みれば、他社受電分についても、少なくとも前回認可時の計画に基づく発電量は維持する必要がある、前回認可時の想定から減少した分(ただし、各年度毎の電源別発電量の減少分に限る)については、原価上は、電源構成変分認可制度に基づく社会的経済的事情の変動によるものとは位置付けられないため、認めるべきではない。
- また、発電電力量の算定に当たっては過去実績の平均受電率を用いているが過去の傾向がより適切に反映されるようにすべきである。
- これに伴い、自社火力の発電電力量の分担及び燃料消費数量の再算定を行い、その結果をもとに算定された費用を上回る部分について料金原価から減額すべきである。

■太陽光発電及び風力発電の導入状況 (第18回電気料金審査専門小委員会資料7)



■太陽光発電及び風力発電の算定内訳(他社)

	今回申請:A		前回:B		差引:A-B	
	H26	H27	H26	H27	H26	H27
太陽光	576	975	653	814	▲77	161
風力	710	764	711	711	▲1	53

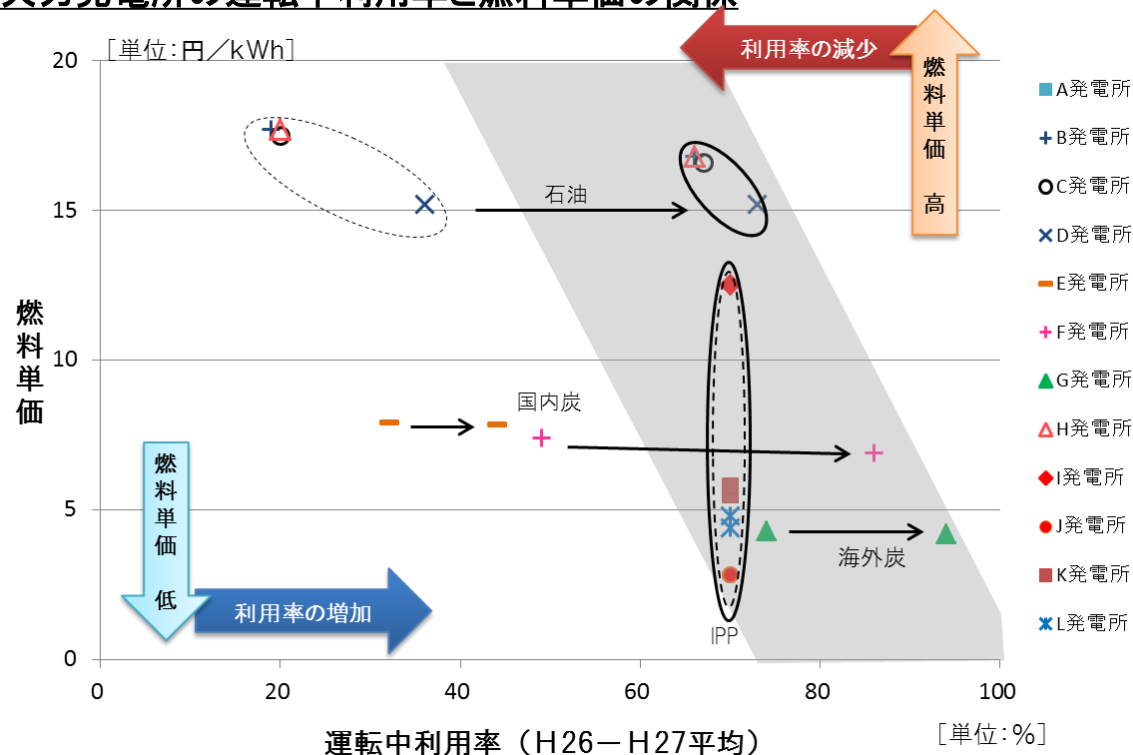
送電端(百万kWh)

②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上で、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、自社火力発電所については海外炭をベースからミドル電源、国内炭及び石油をピーク電源として計画を想定しており、当該想定を基に各火力燃料の前回認可からの数量変動を見込んでいる。

※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8-3

■火力発電所の運転中利用率と燃料単価の関係



※グラフ中の点線は前回計画、実線は今回計画を示す。

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。

E発電所は、使用可能な燃料の調達に限度があることから、他発電所と比較して運転中利用率の増加も限定的となる。

■運転中利用率と発電燃料単価

[自社火力] (単位: 円/kWh)

発電所		運転中利用率[%]			燃料単価
		今回	前回	差	
石油	A	6	0	6	32
	B	66	19	47	17
	C	67	20	47	17
	D	73	36	37	16
国内炭	E	44	32	12	8
	F	86	49	37	7
海外炭	G	94	74	20	4

- 定期点検工期等について、最大限の努力を行い期間を短縮すべきであり、当該短縮に伴いより安価な電源の活用が見込まれる分については、料金原価から減額すべきである。
- なお、織り込み額の実際の算定に当たっては、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、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行うべきである。

(2) 各燃料の原価織込価格に関する検討

- 各燃料の原価織込価格は前回認可単価を基本として算定されており、特に前回認可調達分については以下のとおりの単価の考え方をういている。
 - 海外炭については、各年度の購入価格は平成24年12月～平成25年2月の自社の各国別購入価格等を基に算定している。なお、平成27年度については亜瀝青炭活用による効率化を反映している。
 - 国内炭については、長期契約分は前回時契約価格、スポット契約分は平成24年度契約価格を基に算定している。
 - 国産重油については、平成24年度第3四半期及び第4四半期における元売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している。
 - 輸入重油については、平成24年12月～平成25年2月の自社の実績平均購入価格を基に算定している。
- 追加調達分についても、原則前回認可単価を用いているが、国内炭については平成25年度の契約価格を新たに適用している。これは、増産に要する不可避の追加コスト(増員、追加重機リース料等)を反映したものであり、妥当であることを確認した。
- 制度趣旨に遡れば、「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)において、「原価算定期間内において事業者の自助努力の及ばない電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させる料金改定を認める」と記載されており、そこにおいて重視されているのは、「原価の適正性」であると考えられる。したがって、追加調達分について、電気事業法第19条の「能率的な経営の下での適正な原価」としての原価の適正性を保つためには、その構成要素たる数量及び単価双方を査定対象としなければ不十分である。
- 原子力の想定発電量を単に火力発電量で置き換えるだけでは、文字通り機械的な計算で済んでしまうことから、自動変動(転嫁)ではなく、電気事業法第19条の認可にかからしめ、公聴会等を経る通常の査定プロセスと同様とした制度趣旨を没却する。
- 燃料費の単価変動の大きさに鑑みれば、燃料費の追加調達分については、実際の調達時点が認可時の想定よりもずれる(新規調達分が生じる)ことから、前回認可単価を維持する必然性に乏しい。また、本来、先行他社の最新の査定方針内容(例：LNGについて、シェールガスの影響を反映した原価織り込み価格とすること等)については、前回認可時の燃料費そのものにも反映すべきとの考えも可能であるが、少なくとも追加調達分については反映を行うべきと整理される。
- 電源構成変分認可制度による値上げが、実質的に短期間内の再値上げであることも踏まえると、需要家の負担抑制の観点から、燃料費における更なる経営効率化を求める社会的要請に配慮する必要がある。
- 以上を踏まえると、電源構成変分認可制度において燃料費単価も見直し対象となり、この趣旨についてあらためて明確化する観点から一般電気事業供給約款料金審査要領に明記することとする。

(参考1)「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)

7. 原価算定期間及び電源構成変動への対応

(3)対応の方向

②電源構成の変動への対応

原価算定期間の複数年化に伴い、料金算定当初に想定した電源構成が原子力発電の稼働状況等により大きく変動した場合、原価の適正性が維持できないと考えられる。

ただし、原料輸入価格の変動を自動的に電気料金に反映させる燃料費調整制度と異なり、どの電源を稼働させるかは経営判断そのものであり、恣意的な料金転嫁を防ぐ必要がある。

このため、一般電気事業供給約款料金算定規則を改正し、原価の適正性を予め行政が確認する料金値上げの認可を経ていることを条件に、当該原価算定期間内において事業者の自助努力の及ばない電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させる料金改定を認めることが適当である。なお、当該料金改定実施後、その改定の原因となった事象が解消された場合には、何らかの形で速やかに再改定を行うことが求められる。

なお、認可を経るとしても総原価を洗い替える必要がないことから、査定プロセスが簡略化され、より短期間での料金改定が可能となると考えられる。

(参考2)

一般電気事業供給約款料金算定規則

(変動額認可料金の算定)

第19条の2 一般電気事業者(沖縄電力を除く。以下この条において同じ。)は、法第19条第1項の規定により同項の認可を受けた供給約款(第20条の2の規定により同条第1項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第19条第4項又は第7項の規定による変更の届出があったときは、その変更後のもの)で設定した料金を当該料金(これらの規定により変更後の供給約款を届け出た一般電気事業者にあつては、当該変更後の供給約款を届け出る前に定めていた供給約款で設定した料金)を算定した際に第二条第一項の規定により定められた原価算定期間内に次に掲げる変動額を基に変更しようとするとき(社会的経済的事情の変動により、法第十九条第一項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第二号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に伴う同号の規定により算定した燃料費の変動が見込まれるときに限る。)は、第二条から第十九条までの規定にかかわらず、当該変動額を基に変更しようとする供給約款で設定する料金を算定することができる。

一 燃料費の変動額(社会的経済的事情の変動による法第十九条第一項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第二号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に起因する変動額(以下「外生的燃料費等変動相当額」という。))に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

二～八 (略)

- 具体的には、海外炭及び重油の追加調達単価について、調達単価が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べきである。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。
- なお、織り込み額の実際の算定に当たっては、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、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行うべきである。

(3) 中長期的な取組

- 北海道電力では、既設火力発電所の経年化への対応、燃料種の多様化、電源の分散化を図り、将来的な電源の安定供給を確実なものとするため、LNG火力として石狩湾新港発電所の導入を計画しており、平成31年2月の1号機の運転開始予定に向け、今後、LNGの調達を行っていくことを確認した。当該LNGの調達に当たっては、他事業者との連携も含め最大限のコスト削減を行うことが求められる。あわせて、1号機の建設に当たっては機器や工事の発注において競争発注を行ったところであるが、2号機以降については「新しい火力電源入札の運用に係る指針」に基づく火力電源入札制度を活用するなど、一層の努力が求められる。

(4) 燃料費調整制度の対象数量

- 燃料費調整制度の前提となる対象数量については、電源構成変分認可制度により、残存原価算定期間における燃料消費数量と整合的に考えるべきである。

【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、泊発電所1号機が平成28年1月、同2号機が平成28年3月、同3号機が平成27年11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）、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～H27)			前回(H25～H27)			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	1,504	10,843	7.21	1,505	10,987	7.30	▲2	▲144	▲0.09	○他社購入電力料の主な要因 ・需給対策による自家発火力の受電増 219億円 ・北海道「ワーエッジ」アリングの受電増 86億円 ・卸電力取引所取引の増 83億円 ・FIT対象電力の回避可能費用単価の増 51億円
	火 力	3,965	68,466	17.27	2,052	29,987	14.62	1,914	38,479	2.65	
	（再掲）入札案件	1,121	10,855	9.69	1,160	11,167	9.62	▲40	▲312	0.07	
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	新エネ	1,724	15,688	9.10	1,399	9,033	6.46	325	6,655	2.64	
	合 計	7,193	94,996	13.21	4,956	50,006	10.09	2,237	44,990	3.12	
販 売 電 力 料	水力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○他社販売電力料の主な要因 ・卸電力取引所取引の減 ▲44億円 ・常時バックアップの増 12億円
	火力	12	212	17.02	280	4,658	16.65	▲267	▲4,447	0.37	
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	新エネ	-	-	-	-	37	-	-	▲37	-	
	常時バックアップ	217	3,048	14.07	147	1,844	12.57	70	1,204	1.50	
	合 計	229	3,260	14.23	426	6,539	15.33	▲197	▲3,279	▲1.10	

（注）購入電力料は電源費、販売電力料は電源料のみを計上（送電費・送電料を含まない）。

一般電気事業供給約款料金審査要領(抜粋)

第2節 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

- 北海道には鉄鋼会社の自家発電設備など、いくらでも電気を安く仕入れることができるのだ。何の経営努力もなしに値上げをするのは、いかがなものか。
- 再生可能エネルギー買取りによって、支出を免れたコストが「回避費用」が不当に低く計算されているのではないか、検討いただきたい。
- 再生可能エネルギーであれば、一度価格が決まれば安定して購入できますし、何よりも北電は自分の懐から、再生可能エネルギーの買い取り価格が火力発電などより少し高い価格で買い取る分のお金を出しているわけではないのに、拒否または普及させようとしない理由がわかりません。
- 査定対象項目の燃料費について、火力燃料費抑制のために具体的に行った対策、ピークシフト・メリットオーダーの具体例、卸電力取引所等の活用実態、再生可能エネルギーの活用実態について説明してください。

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適正に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(石油)については、自社火力(石油)と同等の燃料単価であり、発電機の出力行変化速度などの運用特性も同等であることから、自社火力(石油)と同程度の運転中利用率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。
- 卸電力取引所取引については、直近の査定方針(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)に基づいて、売り・買いに係る約定量を想定して織り込まれている。
- なお、今回の申請においては、電源構成変分認可制度に基づく申請であるため、「燃料消費数量」の変更に伴う購入・販売電力料の変動のみを基本として算定している。

(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 卸電力取引所取引の活用について

- 今回の申請においては、直近の査定方針に基づいて、売り・買いに係る約定量及び約定額を想定している。しかしながら、試算の前提条件のうち、電気の安定供給に必要な予備力を「最大電源ユニット相当」とするなど相違している点があるため、当該相違点について確認した結果、不合理とは考えられない点を除き、直近の査定方針と同様の前提条件とし、これにより再算定した結果の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料金原価から減額すべきである。
- なお、試算の前提条件である予備力については、「最大電源ユニット相当」ではなく「需要予測の8%」とした上で、最大電源ユニット相当が計画外停止した場合における求償リスク(全国融通の受電に伴う費用)を過去の実績に基づいて想定し、これを考慮すべきである。

(参考)直近の査定方針における前提条件

- 電気の安定供給に必要な「需要予測の8%」の予備力を確保した上で、「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料金原価から減額する。また、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。さらに、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とし、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てバランス停止ユニットも試算の対象に含める。

(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(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)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、前回認可時と同様、前提計画における離脱需要を踏まえ、料金原価に織り込まれていることを確認した。

(3) その他の検討結果

① 更なる効率化努力

i) 他社火力

- 電力量に係る算定においては直近の受電計画を反映しているが、単価に係る算定においては前回認可時の単価で算定している。他方で、他社火力ではあるものの、北海道電力株式会社の100%子会社であるとともに、親会社が調達する燃料(重油)と同等の調達単価で料金原価には織り込まれている。このため、親会社が調達する燃料の追加調達単価について、更なる効率化努力(トップランナー価格での原価織り込み価格)が求められたことに伴い、他社火力にも同様の効率化努力を求め、これを料金原価から減額すべきである。

ii) 自家発火力(供給力対策)

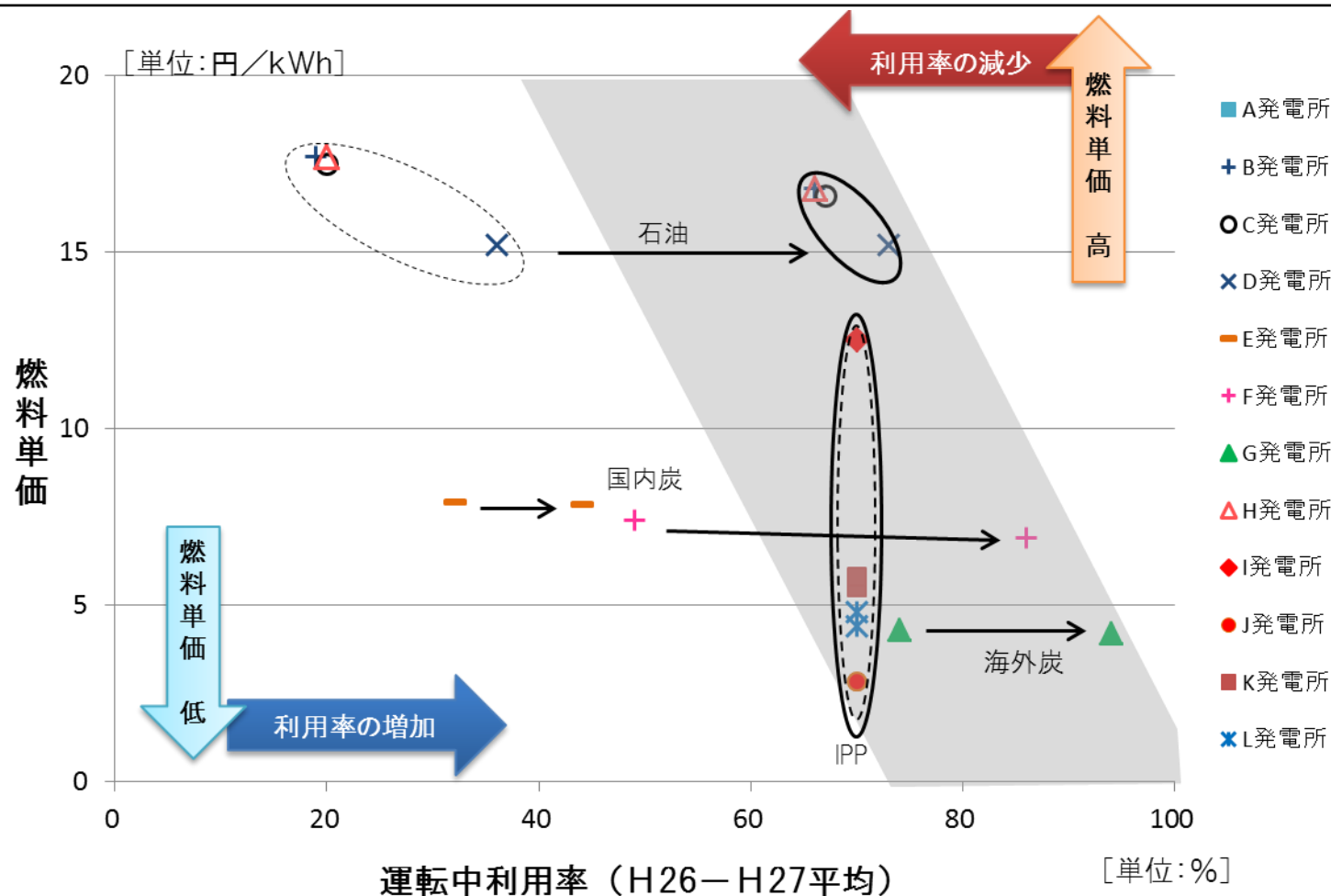
- 電力量に係る算定においては直近の実績を反映しているが、単価に係る算定においては前回認可時の単価で算定している。このため、電力量の増加分については、前回認可時の単価に、更なる効率化努力(一定水準の単価削減努力)を求め、これを料金原価から減額すべきである。

② 補償費

- 汚染負荷量賦課金に係る算定において、電力量が増加したことに伴う増分費用が織り込まれているが、電源構成変分認可制度上、自社火力の電力量が増加したことに伴う増分費用は認めていないこと等から、これを料金原価から除くべきである。

参考資料①(第15回 電気料金審査専門小委員会 資料8-3) メリットオーダー

- 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想定。
- 原子力発電所の停止に伴い全ての発電所で運転中利用率が増加。
- 燃料単価の安価な発電所はほぼフル運転であり、高価な発電所もベース電源並みの高稼働率。



※グラフ中の点線は前回計画、実線は今回計画を示す。

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。

E発電所は、使用可能な燃料の調達に限度があることから、他発電所と比較して運転中利用率の増加も限定的となる。(参考⑧)

卸電力取引所取引の活用に係る査定方針案(抜粋)

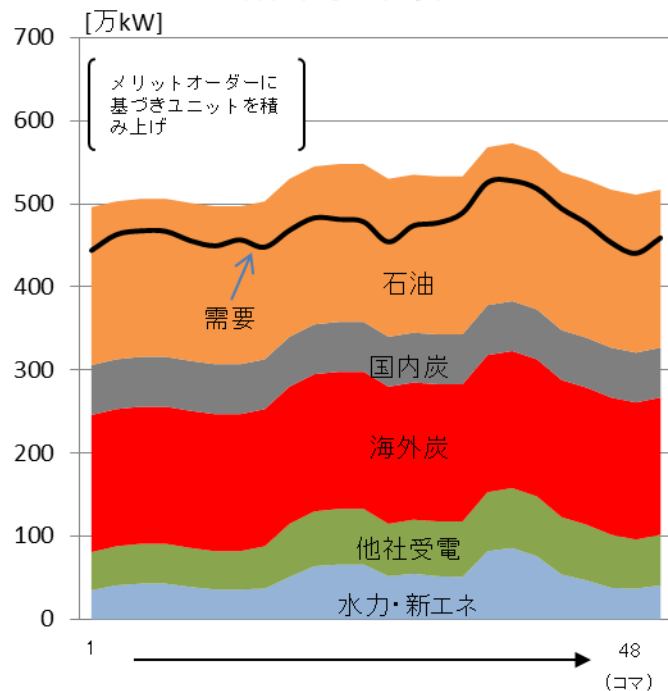
電気の安定供給に必要な「需要予測の8%」の予備力を確保した上で、「原価算定期間における各月毎の代表日のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成^①し、稼働中及びバランス停止中^(注)のユニット毎の限界費用を売りと買いそれぞれについて算定^②した上で、過去実績の約定価格(365日×48コマ)^③とコマ毎にマッチングさせた場合の売り・買い入札に係る約定量^④、約定額及び利益額を想定し、当該利益額と料金原価に織り込まれている利益額を比較して上回る部分について料金原価から減額する。

(注) バランス停止ユニットとは、各代表日において必要な需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

<①需給バランス(概念図)の作成>

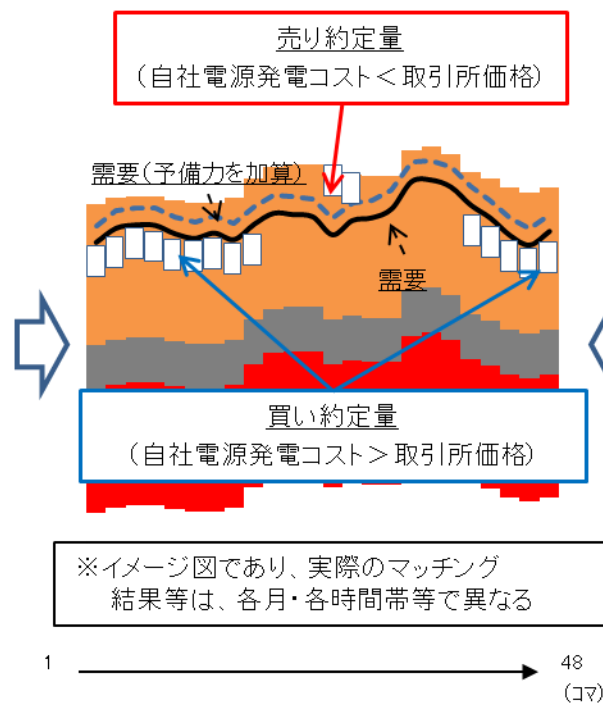
<②限界費用の算定>

(各月毎の代表日)



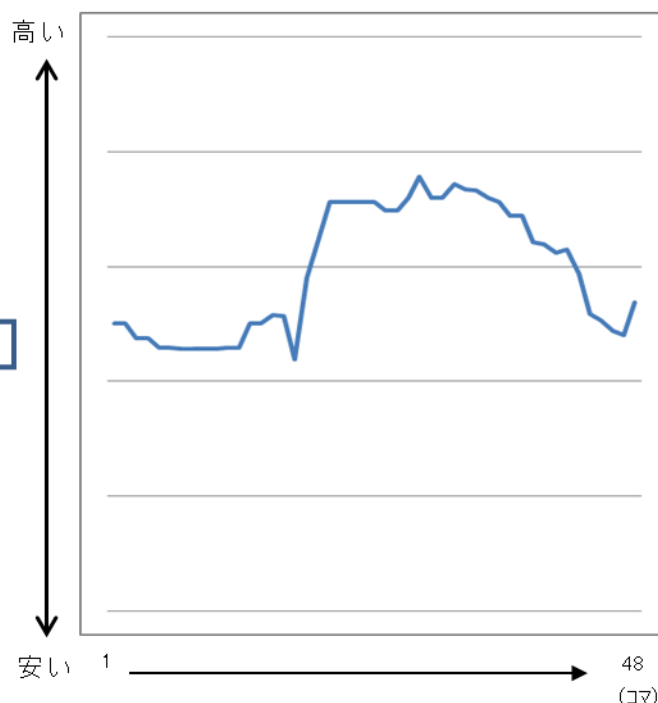
<④マッチングさせた場合の約定量(※)>

(円/kWh)



<③過去の約定価格>

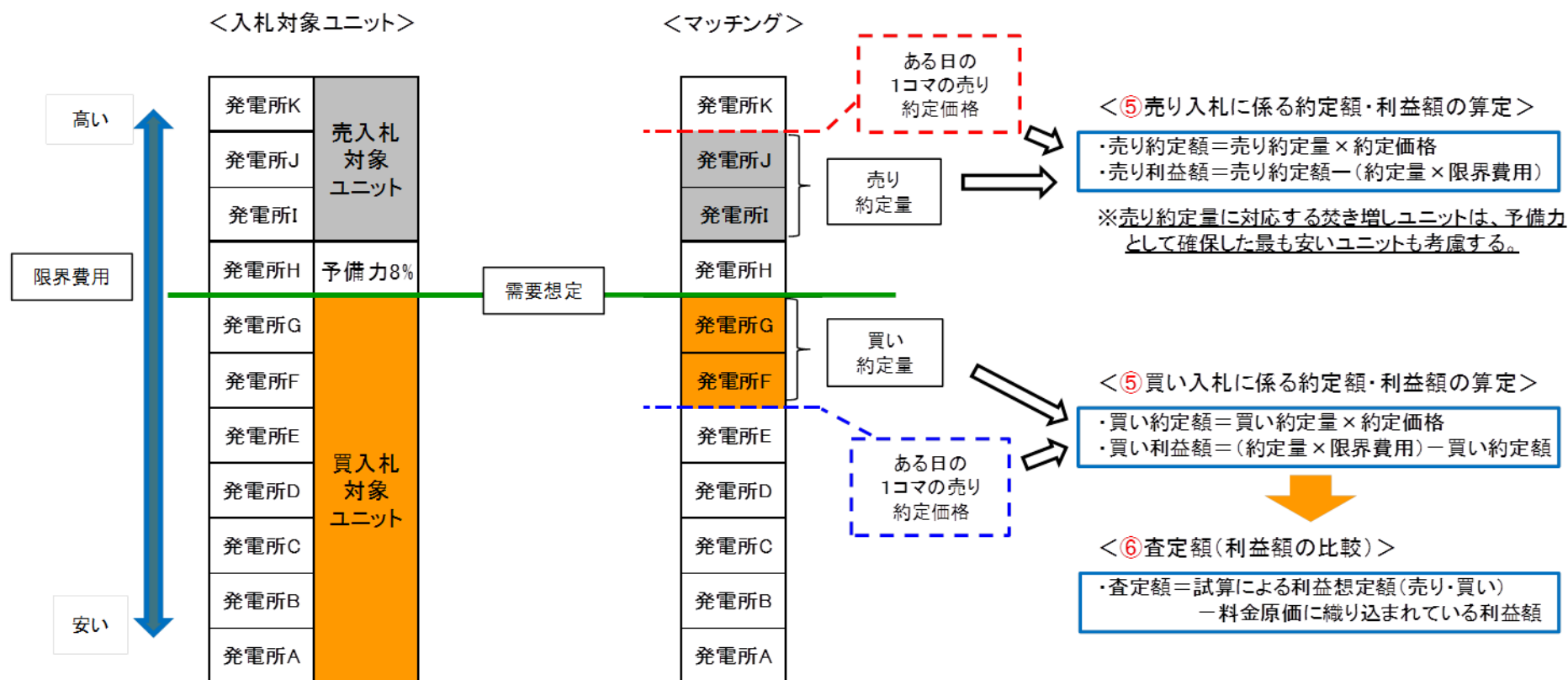
(平成25年4月～26年3月)



卸電力取引所取引の活用に係る査定方針案(抜粋)

電気の安定供給に必要な「需要予測の8%」の予備力を確保した上で、「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料金原価から減額する。

(注) バランス停止ユニットとは、各代表日において必要な需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



4. 公租公課(事業税)

1. 公租公課(事業税)は、各税法(地方税法)に基づき、今回改定による収入の増分に税率を乗じて算定。
2. 課税対象である収入金額の増加により、前回改定からの増分として9億円を計上。

一般電気事業供給約款料金算定規則(抜粋)

(営業費の算定)

第三条

2 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
(変動額認可料金の算定)

第十九条の二

八 事業税の変動額(外生的燃料費等変動相当額に限る。以下この条及び第十九条の二十二において同じ。)

【申請原価の内訳】

(単位: 億円)

	今回申請 (H26～27平均)	前回 (H25～27平均)	差引	備 考
収入	3,161	2,019	1,142	課税対象収入(今回改定対象費目原価)の増
控除項目	881	449	432	他社購入電力料の増
課税対象	2,280	1,570	710	



税率 1.267%反映

増分事業税

9

- 算定規則及び地方税法に基づき算定されていることを確認した。

5. 使用済燃料再処理等発電費、 特定放射性廃棄物処分費

使用済燃料再処理等発電費の概要①

(1) 使用済燃料再処理等発電費

1. 使用済燃料再処理等発電費は、「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：億円)

	今回：A			前回：B				差：C A-B	備考
	H26	H27	H26～27 平均	H25	H26	H27	H25～27 平均		
制度措置分(日本原燃分) 積立金(将来分)	—	18	9	10	61	60	44	▲ 35	原子力利用率低下に伴う引当減
その他(輸送費)	1	5	3	1	1	5	2	1	
発電所構内の輸送	—	1	1	—	—	1	0	0	
六ヶ所再処理工場への輸送	1	4	2	1	1	4	2	0	
海外再処理工場への輸送	0	0	0	0	0	0	0	0	
保険料・補償料	—	0	0	—	—	0	0	0	
合 計	1	23	12	11	62	65	46	▲ 34	

(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。

特定放射性廃棄物処分費の概要②

(2) 特定放射性廃棄物処分費

1. 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: 億円)

	今回申請 (H26～27平均)	前回 (H25～27平均)	差引	備 考
拠出金(将来分)	0	11	▲ 10	拠出金対象本数減に伴う拠出金減
（発電電力量: 暦年GWh）	337	9,147	▲ 8,810	原子力利用率低下に伴う発電電力量減
（拠出金対象本数: 本）	1.2	30.4	▲ 29.2	発電電力量減に伴う拠出金対象本数減
（拠出金単価: 千円/本）	34,999	34,999		
拠出金(過去分)	—	2	▲ 2	H25拠出終了による減
（拠出金対象本数: 本）	—	6.0	▲ 6	
（拠出金単価: 千円/本）	34,999	34,999		
合 計	0	13	▲ 12	

- 北電は原発の再稼働を前提とした再値上げを申請していますが、当面安く見せかけている原発も決して安いものではなく、将来、消費者は廃炉費用や放射性廃棄物の処理費用として何らかの形でとんでもない電気代を払わせられることになります。
- 値上げ申請に北電を追い込んでいるのは火力発電の燃料費でなく原発の巨大な固定支出。使用済み燃料の再処理実績は無いが、契約に基づき毎年巨額な費用を日本原燃に支払っている。実績が無いのに料金を支払うのは経営に不都合。再処理契約を北電から破棄できないのか。消費者にも契約内容の開示を行うべきではないか。
- 原発の導入には国の政策や指導があったことから、北電は国に責任を問うことはできないのか。国費の補助を得てでもできるだけ早期に廃炉にした方が、放射性廃棄物の処理費用も含めて長期的に安価で安全ではないか。
- 原発の生産コストは本当に安価なのか。原発が稼働すれば料金値下げをするとの話だが、将来廃炉費用や使用済み核燃料の処分費用などを負担することになる。
- 使用済み核燃料処理費用については長期にわたって支払い続けなければならない費用であり、核燃料サイクルは破綻し、使用済み核燃料の保管場所すらない状況である。テロなどのリスクも含めるとこの使用済み核燃料のコストは膨大な額となることは想像に難くない。

(1) 使用済燃料再処理等発電費

- ・ 「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) 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。

6. 費用の配賦・レートメーク

- まず、「前提計画」(需給や効率化計画等)をチェックした上で、社会的経済的事情の変動による電源構成の変動があった場合、一般電気事業供給約款料金算定規則に基づき、燃料費、バックエンド関係費用、購入・販売電力料、事業税の変動額から算定される特別変動額を、低圧需要と特別高圧・高圧需要の費用に配分し、原価算定期間の残存期間における低圧需要の変動原価(当初認可時の3年平均原価を上回る部分)と変動収入が一致するように小売規制料金を設定(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>

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。

<特別変動額の算定>

【営業費】

○燃料費

○バックエンド費用

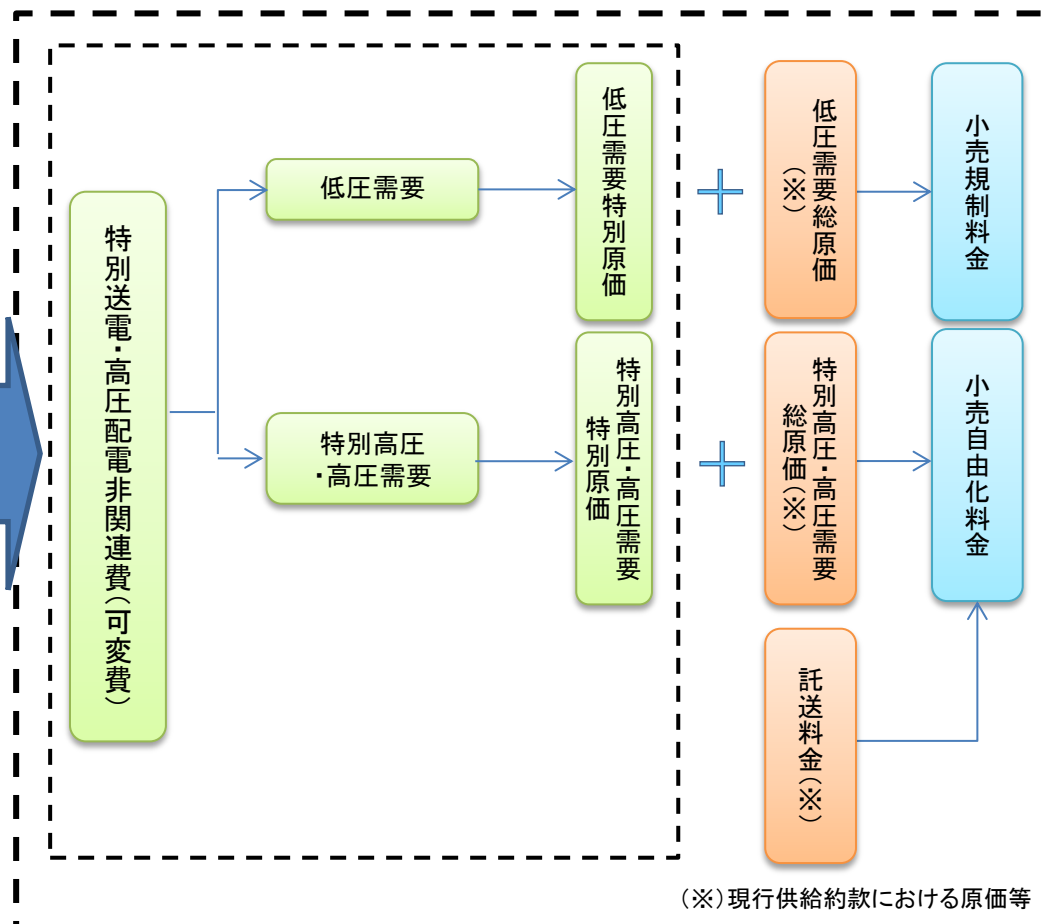
- ・使用済燃料再処理等発電費
- ・特定放射性廃棄物処分費

○購入電力料等

- ・地帯間購入電源費
- ・他社購入電源費
- ・地帯間販売電源料
- ・他社販売電源料

○事業税

<費用の配賦、レートメイク>



- 北電は再値上げの申請をしているが、大幅な電気量金の値上げは、消費者の生活への影響が大きく、際限のない電気料金の値上げには十分な検討が必要。一般家庭用では2012年度に比べ約26%、オール電化「ドリーム8」は約60%アップと聞いている。北電の赤字分を消費者だけが押し付けられなければならないのか。
- 19万のオール電化世帯では家計が苦しくなる家庭がたくさんある。北電はドリーム8を積極的に進めないといったが、自宅にもオール電化を進める電話かかってきた。苦しむ家庭を増やすつもりか聞きたい。値上げの影響が大きいオール電化住宅の料金については、詐欺まがいのように北電が積極的にオール電化を推し進めた責任をもっと考えて欲しい。
- オール電化の家庭は、去年の値上げ前と比べると額で、月1万3千円あまり高くなり、年間15万6千円の負担増とのこと。年金生活者は火が怖いのでオール電化にしている。
- こんな上がり幅とても信じられません。一般家庭(オール電化じゃない)と同じ上がり幅にとどめて頂けないでしょうか。正直なところ、オール電化をやめたいです。その際の補助金など少し出して頂くとか、選択肢を提示していただきたい。

検討の結果(費用の配賦)

① 個別原価計算について

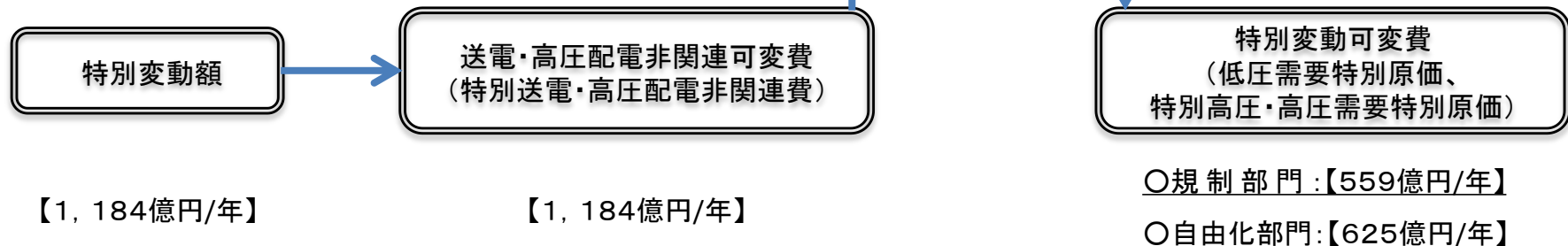
個別原価計算においては、算定規則に基づき各費用の配分計算が適切に行われていることを確認した。

〔 特別変動額を送電・高圧配電非関連可変費として配分し、当該可変費を特別高圧・高圧需要及び低圧需要ごとに、現行供給約款認可時の発受電量における割合により配分し、特別変動可変費に整理。 〕

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。

【現行供給約款認可時の発受電量割合】

	発受電量[GWh/年]	割合[%]
低圧需要 (規制部門)	16,016	47.231
特別高圧・高圧需要 (自由化部門)	17,894	52.769
合計	33,910	—



【1,184億円/年】

【1,184億円/年】

検討の結果(レートメイク①)

② 基本料金及び電力量料金の設定について

今回の料金改定の要因が燃料費である可変費の増加のみであることから、基本料金を据え置いて、電力量料金を値上げすることは妥当である。

③ 3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。今回の申請では、1・2段階格差率よりも、2・3段階格差率が大きくなっており、生活に必要な電気の使用への負担の軽減及び需要対策への効果の観点から、妥当と考えられる。

(単位:円/kWh)

改定年月日	S49.6	S51.6	S55.2	S56.10	S63.1	H1.4	H8.1	H10.2	H12.10	H14.10	H17.4	H18.7	H20.9	H25.9	現行	今回申請
第1段階	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	19.33	19.88	23.99
第2段階	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	25.34	26.06	30.17
第3段階	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	28.64	29.46	33.57
率(1段/2段)	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	0.76	0.80
率(3段/2段)	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	1.13	1.13	1.11
差(2段-1段)	2.03	4.05	6.10	7.60	7.10	7.05	6.24	5.82	5.54	5.39	5.23	5.41	5.41	6.01	6.18	6.18
差(3段-2段)	1.45	2.15	4.20	5.30	3.70	2.93	2.59	2.41	2.30	2.04	1.78	1.69	1.69	3.30	3.40	3.40
差(3段-1段)	3.48	6.20	10.30	12.90	10.80	9.98	8.83	8.23	7.84	7.43	7.01	7.10	7.10	9.31	9.58	9.58

※ 平成18年7月、平成20年9月および平成25年9月の単価には消費税等相当額(税率5%)を含み、現行および今回申請の単価には消費税等相当額(税率8%、平成26年4月～)を含む。

※ 燃料費調整額を含まない。

④ 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。北海道電力の供給約款料金及び選択約款料金の単価については、供給約款料金の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) 新たなメニューの設定等について

需要家の選択肢を拡大する観点から、ピーク抑制型時間帯別電灯のピーク時間(現行:冬期間の16時～18時)及び3時間帯別電灯の午後時間(現行:13時～18時)について、ピーク時間及び午後時間の時間帯を選択できるよう設定を追加する予定。

ii) 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、値上げの影響額等の説明のほか、オール電化住宅の需要家などへのダイレクトメールによる周知を実施しており、これまで以上に、徹底的な経営効率化への取組等、需要家の理解が得られるよう、丁寧な説明及び対応に万全を期していくことが必要である。

7. 値下げの条件

値下げの条件の概要

1. 「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)において、「原因となった事象が解消された場合には、何らかの形で速やかに再改定を行うことが求められる」とされていることを踏まえ、本スキームによる値上げ認可時に、電気事業法第100条に基づき、原因となった事象が解消された場合には速やかに料金値下げを実施するよう、条件を附することが想定される。

(参考1)「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) 抜粋

原価算定期間の複数年化に伴い、料金算定当初に想定した電源構成が原子力発電の稼働状況等により大きく変動した場合、原価の適正性が維持できないと考えられる。

ただし、原料輸入価格の変動を自動的に電気料金に反映させる燃料費調整制度と異なり、どの電源を稼働させるかは経営判断そのものであり、恣意的な料金転嫁を防ぐ必要がある。

このため、一般電気事業供給約款料金算定規則を改正し、原価の適正性を予め行政が確認する料金値上げの認可を経ていることを条件に、当該原価算定期間内において事業者の自助努力の及ばない電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させる料金改定を認めることが適当である。なお、当該料金改定実施後、その改定の原因となった事象が解消された場合には、何らかの形で速やかに再改定を行うことが求められる。

(参考2)電気事業法

第100条 許可又は認可には、条件を附し、及びこれを変更することができる。

2 前項の条件は、公共の利益を増進し、又は許可若しくは認可に係る事項の確実な実施を図るため必要な最小限度のものに限り、かつ、当該許可又は認可を受ける者に不当な義務を課することとなるものであつてはならない。

「公聴会」及び「国民の声」の主な意見

- 川合克彦社長は記者会見で、泊が稼働すれば料金を値下げすると明言した。
- 北電もただ原発再稼働を待つだけではなく、こういった効率の良い発電所を建設するなど、将来を見据えた大胆かつ画期的な投資をし、その設備によるコスト回収での将来での値下げを構想するなどの計画をたてるべきではないでしょうか。
- 相場の変動により支出が少なくなったであろうという年でさえも、利用者に電気料金値下げという形で利益が還元されたことなど一度もありません。
- 値下げの約束を履行しようとする意気込みすら感じない。再値上げは認められない。
- 料金値下げを人質にとった泊発電所の再稼働には道民の一人として強く反対する。
- 泊発電所再稼働さえすればすみやかに値下げということをアピールしつつの再三の値上げ申請をなさる姿勢には思考停止の気配、あるいは、国からの指示というバックグラウンドについて思い致さずにはられません。
- 値上げ申請に際し経営危機にある私企業なら当り前の、役員報酬のカットなどの経営努力すら自発的には全く果たせない上に、安全性を無視して、早期の原発再稼働ができなければ更に値上げするといい、もしくは再稼働すれば値下げするなど言い、道民を恐喝して自己利益をもぎ取ろうという反社会的姿勢での電気料金再値上げなど言語道断。
- いろいろなことを全てやって、それをすべて公表して欲しい。色々隠し事ばかりで、値上げの真意が理解できない。原発を動かしたら、値下げするのか、それもハッキリしない。
- 泊原発が再稼働した際には、速やかに電気料金の値下げを実施して頂きたいと思います。
- 泊稼働後は値下げし今回の値上げ分を補てんすると各地の北電説明会で住民に説明して歩くなど悪質なふるまいをしている。
- 再稼働の基数、時期など、考えられるパターンごとの値下げの時期についての考えを示してください。

(1) 基本的な考え方

- 「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)に記載されているとおり、料金改定実施後、その改定の原因となった事象が解消された場合には、再度料金改定を行う必要がある。
- 今回の北海道電力の値上げ申請は、泊原子力発電所の再稼働時期の遅れを理由とするものであることから、泊原子力発電所が再稼働した場合には、値上げの原因となった事象が解消され、値下げを行う必要が生ずることとなる。値上げ認可時に、電気事業法第100条に基づき、原因となった事象が解消された場合には速やかに料金値下げを実施するよう、条件を附す。
- 値下げの具体的な内容については、以下の通り考えるべきである。

(2) 再稼働時期(※)と値下げ時期との関係

① 原価算定期間内に想定よりも早く再稼働する場合

- 今回の北海道電力の申請においては、泊原子力発電所の3号機が平成27年11月、1号機が平成28年1月、2号機が平成28年3月に再稼働することを前提として、前回認可時よりも増加する燃料費等の追加費用が計上され、値上げ率が算定されている。
- このように、泊原子力発電所が1基ずつ再稼働することが前提とされている以上、原則として、
 - (i) 各号機が1基でも想定よりも早く再稼働する場合においては、それにより削減される燃料費等のコスト分を需要家に還元するため、原価算定期間内に速やかに値下げを行うべきである。その際、他の各号機については、想定どおりの時期に再稼働する想定に基づくことを前提とすることが考えられる。
 - (ii) 仮に1基のみ想定より早く再稼働するが、残りの2基が想定よりも遅れて再稼働することが確定的な場合であっても、燃料費等の追加費用が、今回認可時の想定を下回ることが明らかとなる場合には、原価算定期間内に値下げを行うべきである。
 - (iii) 上記(i)・(ii)において原価算定期間内に値下げを行った場合であっても、原価算定期間終了後、新たな原価算定期間の下で原価を再算定することにより、再稼働による燃料費等の費用削減効果を最大限織り込むことが可能となることから、原価算定期間終了後直ちに改めて値下げを行うべきである。
- なお、速やかな値下げを行う必要性と、値下げ率の計算や事務手続、後述する電気料金審査専門小委員会でのフォローアップ等を考慮し、原価算定期間内に値下げを行う場合には、原則として、再稼働の翌々月までを値下げの実施時期とすべきである。(ただし、翌々月の到来が原価算定期間終了をまたぐ場合においては、原価算定期間終了時点とする。)

②原価算定期間内に想定よりも遅れて再稼働する場合

- 今回の値上げは、原価算定期間において各号機がすべて想定通りに再稼働することを前提としているため、1～3号機がすべて想定よりも遅れて再稼働する場合は、原価算定期間内の値下げは求められないのが原則である。
- 他方、原価算定期間内に、想定より遅れても1基でも再稼働していれば、原価算定期間後はそれを前提として料金を算定することが可能であることから、原則として、原価算定期間終了後直ちに値下げを行うべきである。

③原価算定期間後に再稼働する場合

- 原価算定期間後に再稼働する場合は、原則として、1基再稼働するごとに値下げを行うべきである。その際、原則として、再稼働の翌々月までを値下げの実施時期とすべきである。

※原則として営業運転開始時

(3) 値下げ率

- 再稼働の時期や原価算定期間との関係等によって値下げ率が異なることが想定され、事前に一意的に決めることが困難である。
- したがって、具体的な値下げ率そのものについて条件とはせず、後述する電気料金審査専門小委員会でのフォローアップを通じ、適正な値下げが実施されることを確認すべきである。
- なお、中長期的に考えれば、北海道電力においては、少なくとも昨年(平成25年)改定以前の水準まで、着実に電気料金を下げていくことを目指すべきである。

(4) 電気料金審査専門小委員会によるフォローアップ

- 値下げの実施時期や値下げ幅(値下げ率)等の適正性を確認・検証するとともに、広く情報を公開する観点から、値下げの時期を問わず(原価算定期間内外問わず)、電気料金審査専門小委員会によるフォローアップが必要である。

参考資料

(敬称略)

	秋池 玲子	ボストン コンサルティング グループ シニア・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 代表社員 会長
	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
山口 敏文	北海道生活協同組合連合会 専務理事
青山 直樹	日本商工会議所 産業政策第二部 担当部長
岡田 恵子	消費者庁消費者調査課長

平成26年 7月31日	北海道電力より、電気料金認可申請の提出
第15回 (8月7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 前提計画 (需要想定・供給電力量) 個別の原価 (燃料費、購入・販売電力料)
第16回 (8月22日)	自治体関係者等からの意見聴取 経営効率化計画 個別の原価 (使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費、 公租公課、費用の配賦・レートメイク)
第17回 (9月 5日)	指摘事項への回答 値下げに関する論点
9月11日	北海道電力値上げに関する公聴会 (札幌会場)
第18回 (9月17日)	検討を深めるべき論点
第19回 (9月29日)	査定方針案の検討