

検討を深めるべき論点について

平成26年9月17日
資源エネルギー庁

目 次

1. 前提計画（需要の見直しについて）		P 2
2. 燃料費について		P 7
3. 自家発電等（供給力対策）の活用について		P 28
4. 卸電力取引所取引の活用について		P 31
5. 経営効率化計画について		P 40
6. レートメークについて		P 50
7. 値下げの条件について		P 56

1. 前提計画 需要の見直しについて

1. 需要の見直しについて(意見等)

北海道電力の申請内容

- 現行料金の原価算定期間(H25-27)の残り2年間(H26-27)における販売電力量や年間最大電力の見通しについては、前回認可時から変更していない(平成25年度供給計画ベースに基づいている)。

主な意見

《電気料金審査専門小委員会》

- 需給のバランスの見通しについて、25年度の実績が減っていることが気になる。今後も減っていくのではない。需要の想定が甘くないか。
- 平成25年度の販売電力量は、想定316億kWhに対して、実績306億kWhと低くなっており、平成26年度の電力量の見込み(318億kWh)が跳ね上がっているように見える。見込みが過大となっていないか示して欲しい。
- 需給の見直しについては、実際の需要が少ないので、分析した上で、その値を反映させることが重要ではないか。
- 再値上げにより、冬場の暖房用には灯油などの利用が増え、電気の利用が減る可能性が高いのではない。また、いわゆる離脱需要ももっと増えるのではないか。
- 需要予想は、kWh(量)とkW(最大電力)を区別する必要がある。kW(最大電力)の想定が高すぎるからもっと低くし、その分発電所も廃止して値上げ幅を減らすといった議論をこの委員会で行うべきとは思わないが、kWh(量)については料金に直結する。電気料金の価格弾力性は相対的に低いと考えられているが、これだけ大きな値上げ率なので、需要に無視できない影響を与える可能性がある。再値上げによる需要への影響を考慮するのか、無いものとするのか、早急に方針を決める必要がある。過去の値上げによる価格弾力性値を見て決めればよいのではないか。
- 需要減を反映する場合、原価÷販売電力量で計算される料金単価は逆に上昇する可能性もあるが、どう考えるか。

1. 需要の見直しについて(論点)

- 需要想定を見直すことにより、結果として料金単価が上昇する場合には、需要想定を見直さないことでよい。

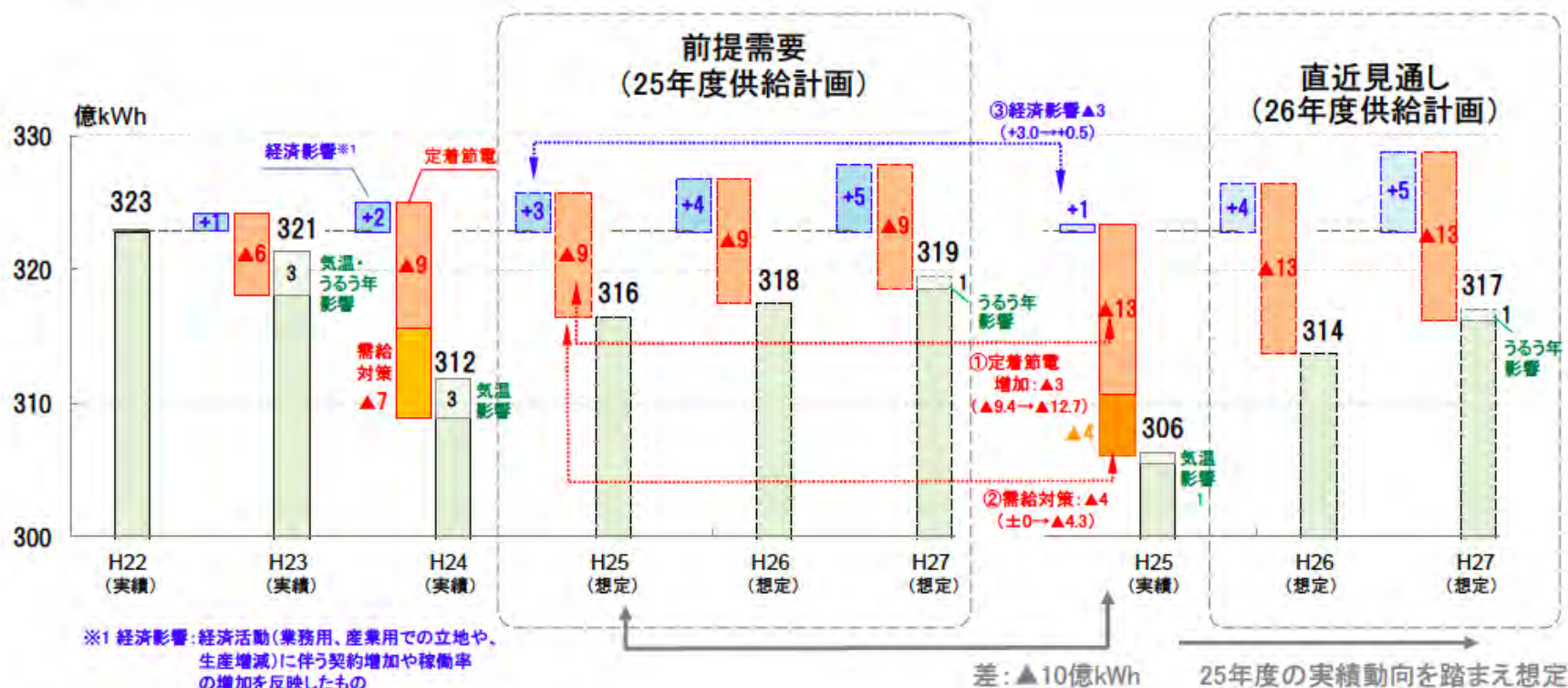
平成25年度需要実績および平成26年度需要見通しについて(No.1・2)

2

○平成25年度実績(306億kWh)は、前提需要(316億kWh)を▲10億kWh程度下回った。

○要因として、①定着節電量の増加で▲3億kWh程度、②需給対策の影響(自家発電の稼働増)で▲4億kWh程度、③経済影響(産業用の生産減等)で▲3億kWh程度と分析。

○平成26年度供給計画では、上記のうち定着節電量の増加が平成26年度以降も継続するものと判断し、前提需要から▲3億kWh/年程度を下方修正した結果、平成26年度の直近見通しとしては314億kWhと想定している。



需要を見直した場合の料金収入・燃料費等への影響試算(1)(No.7)

3

○需要を平成25年度改定時の前提需要(25年度供給計画)から、直近の見通し(26年度供給計画)に見直した場合、料金収入および燃料費等の影響額(平成26-27年度の平均)は以下のとおり。

○算定の結果、料金収入が68億円の減少、燃料費が50億円の減少となり、18億円の収入不足。

○なお、料金収入の減少を電力量料金に限定した場合でも8億円の収入不足。

■電力量比較

(百万kWh)

	改定時 (H25供計)	H26供計	差
26年度	31,755	31,379	▲376
27年度	31,948	31,710	▲238
26-27平均 (建設・事業用除き)	31,852 (31,781)	31,545 (31,483)	▲307 (▲298)

▲50億円の内訳

(百万kWh、億円)

	電力量	金額
燃料費	▲305	▲43
購入電力料	▲42	▲8
販売電力料(※)	17	2
事業税		▲1
合計	▲330	▲50

※控除収益

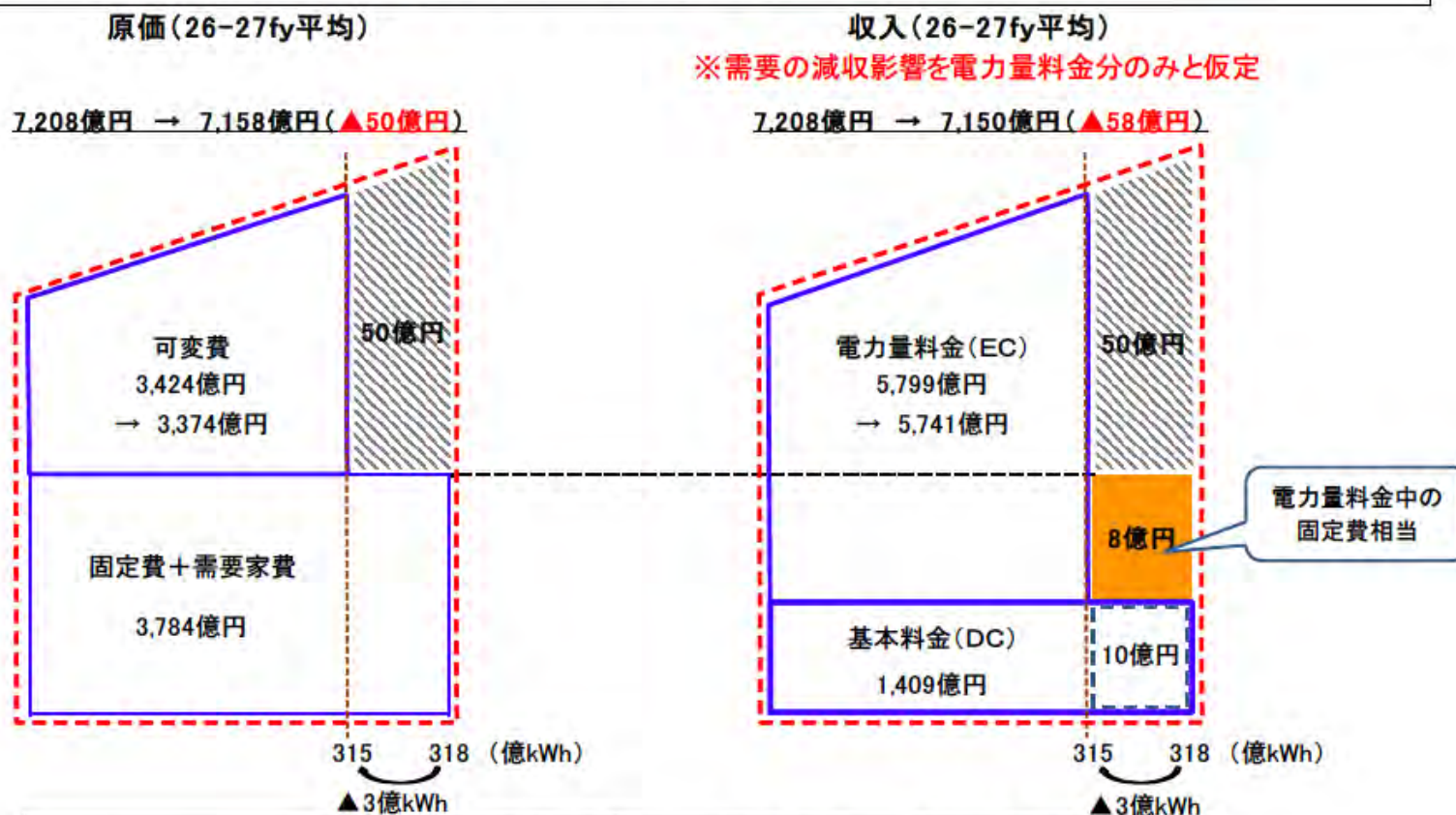
■収支影響試算(26-27年度平均)

	改定時前提需要	平成26年度供給計画	差引き
電力量(建設・事業用除き) (A)	317.8億kWh	314.8億kWh	▲3.0億kWh
料金収入 (B)	7,208億円	7,140億円	▲68億円
基本料金	1,409億円	1,399億円	▲10億円
電力量料金 (B')	5,799億円	5,741億円	▲58億円
燃料費等 (C)			▲50億円
影響額 (B-C)			▲18億円
(B'-C)			▲8億円

【参考】需要を見直した場合の料金収入・燃料費等への影響試算(2)

4

○燃料費等の減少による原価の減少(▲50億円)に対して、料金収入での減収影響を電力量料金のみと仮定した場合でも、原価の減少を上回る減収額(▲58億円)となる。



	申請需要 ①	H26供計 ②	差異 ②-①
原価(A)	7,208億円	7,158億円	▲50億円
電力量(B)	317.8億kWh	314.8億kWh	▲3.0億kWh
単価(C)=(A)/(B)	22.68円/kWh	22.74円/kWh	+0.06円/kWh

2. 燃料費

(1) 水力発電について

北海道電力の申請内容

- ・水力発電所(自社)については、以下のとおりに分類され、それぞれ電力量を算定している。
 - ・一般水力:河川からの流入に対するダム調整能力等により貯水池式(①)と自流式(②)に分類。自流式は更に調整池式と流込式に分類して電力量を想定。
 - ①貯水池式:至近30年の河川からの流入実績の平均を用いて発電電力量を算定
ダムを利用して河川からの流入を大量に貯留し年間単位で使用(年間を通じて火力発電所の燃料使用を抑制出来るよう、需要の高い時間帯から使用)
 - ②自流式:至近30年の河川からの流入実績の平均を用いて月別の発電電力量を算定
 - ・調整地:ダムを利用して河川からの流入を貯留し週間単位で使用。
 - ・流込式:ダムによる調整が少なく河川の流入をそのまま使用。
 - ・揚水式:昼夜間の需要格差を利用して夜間にポンプで水をくみ上げ昼間に発電
- ・前回認可時に比べ、
 - ・原発の再稼働の遅れに伴い揚水発電電力量が減少(H26・27年度合計▲84百万kWh:前回361百万kWh→今回277百万kWh)
 - ・作業停止計画が増加し発電電力量が減少(H26・27年度合計▲221百万kWh:前回▲358百万kWh→今回▲579百万kWh)
- ・なお、至近30年の実績については、H24実績までの実績(1983～2012年度)を用いて算定している。

主な意見

《電気料金審査専門小委員会》

- ・作業停止は絶対にやらなければならないものなのか、後ろ倒し等が可能なものなのか、明確に説明していただきたい。今後水力発電を有効利用できるのではないかと考えている。
- ・水力発電の修繕について、必要性があると考えていることはわかった。本格改定だとしたら、原価算定期間よりも前に出来たのではないかと含めてチェックすることになるが、今回は変分改定なので、本格改定時から変わった部分をこのように審査すべきなのか、基本方針はこの委員会でまず決めるべき。
- ・水力発電の修繕について、現状が妥当なのかどうかについて、我々が決めなければならない。判断の基礎としては、事業者の自助努力の及ばない要素なのかどうかということに尽きると考えている。
- ・修繕の必要性については、資料4スライド2で説明いただいているが、必要と言っておきながら、繰り延べできた実績もあることから、過去に修繕が可能だったものを、あえて残りの原価算定期間内に織り込んできているように見える。強い合理性が必要だと思う。
- ・水力発電所の作業停止については、クロノジカルに過去の計画との比較を長めにとった資料か、年単位で細かく分解した資料を示してもらうこと等が必要かもしれない。

2. (1)水力発電について(意見等)

9

主な意見

《公聴会》

- ・ 技術革新や経営革新の努力と反省がなきに等しい。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。

消費者庁チェックポイント

【燃料費、購入電力料等】

- ②メリットオーダーを徹底するための方策について、原油や石炭のほか、水力や再生可能エネルギー、LNGの今後の活用見通しを含め、明確に説明しているか。

2. (1)水力発電について(論点)

- ・ 発電電力量について、原発の再稼働の遅れに伴い揚水発電が減少するとともに、作業停止計画が増加し、発電電力量が減少しているが、特に、前回認可時の想定より増えている作業停止計画の増加について、査定上どのように考えるべきか。
- ・ 平均可能電力量を算出するための30カ年の実績については、至近のH25実績(豊水)を織り込むべきではないか。

《出水率の変遷及び平均可能電力量への影響(概算)》

- ・ 出水率：S58(1983年度):89.6%、H25(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年実績への更新に伴う増減(概算):+24百万kWh

水力発電所における供給電力量減少の理由について(No.5)

7

- 原子力発電所の発電再開時期見直しに伴い、揚水運転の機会が減少したことから前回計画に対して揚水発電電力量の減となった。
- その他、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などにより、前回計画に対して発電電力量が減となった。

○水力発電所の差(今回計画期間H26-H27の合計値)

[単位:百万kWh]

	今回計画 A	前回計画 B	差 C=A-B
水力発電所	6,785	7,006	▲221
(内 揚水発電電力量)	277	361	▲84
(内 作業停止計画の追加等を考慮した発電電力量)	504	640	▲136

○主な作業停止計画の追加、延長による影響

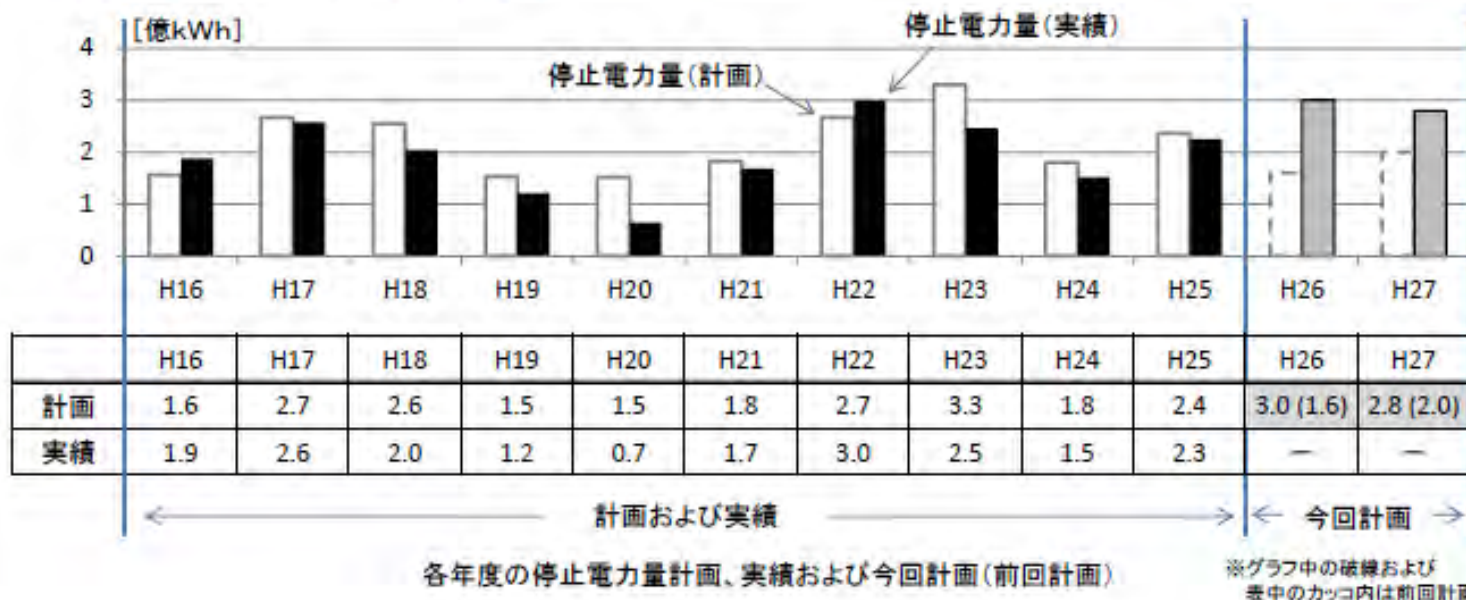
[単位:百万kWh]

発電所名	日数	電力量	主な追加、延長等の理由	工程
日高発電所	312	▲35	放水路トンネル覆工コンクリートのひび割れ等修理	追加
右左府発電所	108	▲25	発電所～ダム間の電力ケーブル絶縁劣化に伴うケーブル取替	
昆布発電所	73	▲12	水車ガイドベーン電動サーボモーターのベアリング損傷に伴う修理	
瀬戸瀬発電所	66	▲19	水車ランナ部品等の摩耗増大に伴う部品修理	延長
層雲峡発電所	58	▲20	発電機空気冷却器損傷に伴う空気冷却器取替	
春別発電所	129	▲23	水車操作機構損傷に伴う部品取替	
合計	746	▲134		

1-1. 水力発電所の補修計画について

3

- 今回追加で作業停止を予定している水力発電所は、既に故障が発生しているものや経年劣化の急速な進行により設備的に限界に来ているもの。
- これまで状態監視保全を行いながら事後保全も含めて可能な限り作業停止の延期を計画して来たが、計画していたもの以外の故障も追加となるなど、更なる作業停止の延期については発電所の状態を見ながら判断している状況。
- これまでも年度展開を図りながら補修計画を策定しており、作業の実施、延期については、発電所の状態を見ながら、需給状況等を総合的に勘案し、作業実施前に最終的な判断をしている。
- 補修計画等に伴う停止電力量の実績は、年度毎で変動はあるものの、計画に対して平均で10%程度の差であり、概ね計画に近い値となっている。



2. 燃料費

(2) 太陽光発電について

2. (2)太陽光発電について(意見等)

北海道電力の申請内容

- 太陽光発電については、以下のとおり発電量を算定している。

【低圧及び高圧500kW未満】

種類別に、過去の実績傾向により月毎の想定kWを算出し、当該kWに過去実績の平均受電率と日数を乗じて発電量を算出。

- ・低圧10kW未満：至近1ヵ年の実績をもとに想定(H24年9月～H25年8月)
- ・低圧10kW以上：至近6ヶ月の実績をもとに想定(H25年3月～H25年8月)
- ・低圧W発電：至近1ヵ年の実績をもとに想定(H24年9月～H25年8月)
- ・低圧屋根貸し：実績値据置 H25年8月
- ・高圧500kW未満：至近6ヶ月の実績をもとに想定(H25年3月～H25年8月)

(※)低圧10kW以上と高圧500kW未満については、運転開始から1年未満のものが多いことから6ヶ月で算定

【高圧500kW以上及び特別高圧】

各個別申込みについて、連系時期を想定し、利用率を乗じて電力量を算定。なお、利用率は平成25年度実績を採用。

- 今回申請で用いている発電電力量については、メガソーラにおける先方工事の遅延などを踏まえ、前回申請に比べ減少している。

主な意見

《電気料金審査専門小委員会》

- 第15回電気料金審査専門小委員会資料6-3の商工会議所のアンケートにも、北海道でもう少し再生可能エネルギーが使えるのではないかと意見があるが、供給力に最大限織り込んでいるのか。
- 新エネルギーについては、送配電等の系統の追加投資がない範囲で最大限織り込むということを検討いただきたい。
- 北電は、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、エネルギー政策の展望を明らかにしていただきたい。新エネルギーを開発し拡大することで、北海道での新たな産業育成が進み、地域での「仕事おこし」につながる。公共事業の企業責任として、電力の「安全、安定、安価」の実現に向け、電源多様化を推進するとともに、社会貢献として新しいエネルギー開発に努力し、道民に展望を指し示していただきたい。
- 「再エネ導入量が増えた場合に、他社購入電源費が増加するが、燃料費等は減少」とあるが、再生エネルギーを購入する金額と、石油等の自家発から購入するコストを比較したときに、電気料金で考えれば、再生可能エネルギーを入れた方が、安くなるのではないのか。
- 第17回電気料金審査専門小委員会資料4スライド11について、新エネの容量(kW)の話になっているが、実際の発電電力量(kWh)はどうなっているか、資料をお願いしたい。

2. (2)太陽光発電について(意見等)

主な意見

《公聴会、国民の声》

- ・ 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り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、使命ではないのでしょうか？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。

消費者庁チェックポイント

【燃料費、購入電力料等】

- ②メリットオーダーを徹底するための方策について、原油や石炭のほか、水力や再生可能エネルギー、LNGの今後の活用見通しを含め、明確に説明しているか。

【今後、中長期的に取り組むべき事項】

- ②消費者が電気料金を理解するに当たって、電力事業、原子力政策を含めたエネルギー政策の今後の在り方は消費者の重要な関心事項である。再生可能エネルギーの使用拡大等、エネルギーの多様化について消費者の関心が高いが、こうしたことについて、十分な検討と説明・情報提供をすることになっているか。
- ③新エネルギーの原価への織込みについて、連系可能手段の整備や調整力などについて明確に説明しているか。
- ④今後の新エネルギー普及に応じて焚き減らしがどのように可能で、それが料金値下げにどう影響するかについて明確に説明しているか。

2. (2)太陽光発電について(論点)

- ・ 太陽光の発電電力量について、前回認可時の想定に比べ一部減少しているところがあり他社の工事の遅れを主要因とするものであるが、査定上どのような考えるべきか。

【再エネ導入量が増加した場合の料金原価へ与える影響】

○固定価格買取制度による再生可能エネルギー(以下「再エネ」という。)の購入費用については、料金原価上、再エネを買い取ることによる燃料費等の減少分(回避可能費用)を他社購入電力料に計上している。

○具体的には、再エネ買取量に回避可能単価を乗じた金額を計上しており、当該単価は以下のとおり。

回避可能単価	平成26年4月～9月まで	5. 88円／kWh
	平成26年10月(料金改定 ^(注1))以降	9. 36円／kWh
新回避可能単価 ^(注2)	平成26年4月～9月まで	10. 10円／kWh
	平成26年10月(料金改定)以降	11. 90円／kWh

(注1) 今回の申請では、平成26年10月実施を前提に料金原価を算定している。

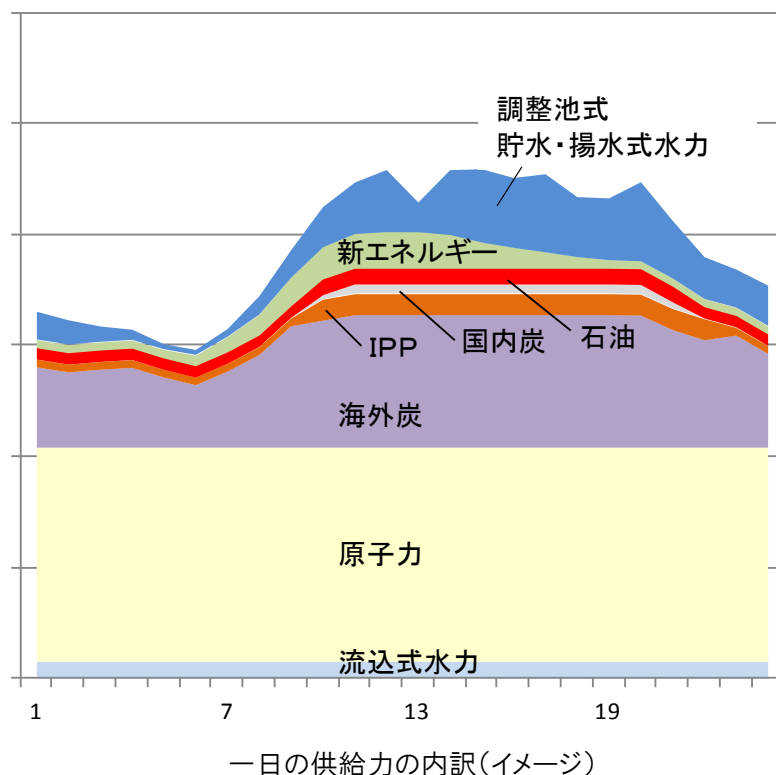
(注2) 新回避可能単価は、平成26年4月1日以降に「固定価格買取制度」の認定を受けた設備に適用するもの。

○他方で、料金算定の前提となる供給力については、経済合理性に基づき、継続的に低廉で安定した電力の供給が行えるよう計画を想定(メリットオーダー)しているため、再エネ導入量が増加すれば、燃料単価が高い自社・他社の石油火力の運転を抑制することとなる。

○このため、再エネ導入量の増加を、設備形成や実運用を考慮せずに、自社火力(16～32円／kWh)と他社火力(17円／kWh)の運転を抑制することで対応すると仮定すれば、一般的に料金原価は減額する可能性が高い。(参考)

(参考)料金算定の前提となる供給力(第15回 電気料金審査専門小委員会 資料8-3)

2



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カ年の平均値
(以降の燃料単価、運転中利用率の記載も同様)

1-4. 太陽光の織り込み電力量について

6

○太陽光の電力量は以下のように算出している。

- ・低圧～高圧500kW未満: 至近の導入量の伸び等を反映して想定した設備容量と、月別の稼働率に基づき算出。
- ・高圧500kW以上および特別高圧: 個別申し込みの受給開始時期と、月別の稼働率に基づき算出。

○低圧～高圧500kW未満および高圧500kW以上では、固定価格買取制度に伴う新規申し込みの増加により、前回に比べ電力量は増加。

○特別高圧は、新規申し込みの増加はあるものの、申し込み事業者事由による受給開始時期の遅れや計画の中止により、前回に比べ電力量は減少。

○太陽光合計では、前回計画に比べてH26年度は減少しているが、H27年度では増加しており、2ヵ年平均でも増加している。

太陽光電力量内訳

(百万kWh)

	前回			今回			増減		
	H26	H27	2ヵ年平均	H26	H27	2ヵ年平均	H26	H27	2ヵ年平均
低圧～高圧500kW未満	85	102	93	173	239	206	88	137	113
高圧500kW以上	238	241	240	296	400	348	58	159	108
特別高圧	331	472	400	108	337	222	▲ 223	▲ 135	▲ 178
太陽光合計	654	815	733	577	976	777	▲ 77	161	44

減少要因

- ①受給開始時期の遅れ
- ②計画の中止

2. 燃料費

(3) 火力燃料費について

北海道電力の申請内容

各燃料の原価織込価格は、前回改定時(平成25年9月1日実施)の認可単価を基本とし算定。海外炭CIF価格及び重油購入価格については認可単価と同額で織り込んでいる。国内炭購入価格についても認可単価を基本としているが、増量契約分については平成25年度増量契約単価を基に織り込んでいる。詳細は以下のとおり。

- 【石炭】・海外炭は、24年12月～25年2月の自社調達実績平均価格に諸経費を加え価格を算定し織込。
 - ・国内炭は、長期契約分は現行契約価格、スポット契約分は平成24年度契約価格を基に算定し織り込み。ただし、火力発電電力量の増加に伴う増量契約については平成25年度契約価格を基に算定し織込。
- 【石油】・国産C重油については、24年度第3四半期・第4四半期における元売りと大口需要家のチャンピオン交渉価格を基に算定し織込。
 - ・輸入C重油については、24年12月～25年2月の自社の実績平均購入価格を基に算定し織込。
- 【LNG】・織り込み無し。

主な意見

《電気料金審査専門小委員会》

- ・供給計画によると海外炭の単価が安い、海外炭の比率をもっと高められないのか。また、亜瀝青炭の量を増やす余地はないのか。メリットオーダーは徹底されているのか。
- ・メリットオーダーの徹底の観点から、燃料費については、修繕期間の短縮化等、今までの発想を超えて検討いただきたい。
- ・燃料費増加分が経営を圧迫しているのは分かるが、1年しか経たないうちの値上げ申請であり、しかも値上げ幅が大きいことから、更なる燃料費の削減努力をしていただきたい。
- ・第17回電気料金審査専門小委員会資料4スライド19で説明されている工期短縮について、平成17年や平成9年等、やり出した時期が古い。前回の値上げよりも前であるなど、今回の値上げに関係ないように感じた。今回の値上げに当たっての更なる効率化の資料にはなっていない。
- ・これまでの査定では、LNGについてはトップランナー価格を査定の基準にしてきたと思う。北海道電力はLNGを使っていないが、今回石油や海外炭で同様の考え方を取り入れることはできないのか。
- ・燃料費について、過去外部の専門家を招いて話を伺ったときに、シェールガスはアメリカが輸出をしないのではないかという意見があったが、その後、柔軟になった。世界の状況が変わってきたことを受けて、何らかの削減目標を考えていくことが必要ではないか。その際、トップランナーがいいかどうかも含めて議論していきたい。
- ・そもそも電変における査定の対象について、考え方を固めなければならない。特に燃料費についてはどこをどう査定するのか決まっていけないので、それを議論しなければならない。ローヤーとして、次回以降議論したい。

2. (3)火力燃料費について(意見等②)

主な意見

《公聴会》

- ・ 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。

《国民の声》

- ・ 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。

消費者庁チェックポイント

【燃料費、購入電力料等】

- ②メリットオーダーを徹底するための方策について、原油や石炭のほか、水力や再生可能エネルギー、LNGの今後の活用見通しを含め、明確に説明しているか。
- ⑤燃料費の単価引下げの努力を徹底する必要がある。平成26年度135万トン、平成27年度132万トンと国内炭火力発電所の燃料調達見込量が減少している理由を明確に説明しているか。苫東厚真発電所における垂れき青炭導入試験の期間の短縮について検討を行い、明確に説明しているか。石狩湾新港発電所の運転開始時期の前倒しについて検討を行い、明確に説明しているか。

2. (3)火力燃料費について(論点)

- ・ 火力発電所の定検工期等について、最大限の努力を求め、期間を短縮すべきではないか。
- ・ 短期間での二度目の値上げであることも踏まえ、燃料費については、これまで以上に厳格な査定を行うべきではないか。先行他社での査定も踏まえて各社が独自の調達努力を行っていることを踏まえ、増分の調達単価等については、更なる効率化努力が促されるよう、査定上も、燃種毎にトップランナー基準や一定の調達努力の織込等のメルクマールを用いるべきではないか。

火力発電所の定検工期短縮について(No.8)

19

○火力発電所の定検については、分解点検、機器の作動・調整試験などをボイラー・タービン等の各機器にて実施するとともに、設備の劣化・損傷等が確認された場合は、修理・取替等を実施する。

○定検工期については、以下の各項目の適用により最大限の短縮を図っている。

項目	概要	短縮日数	適用発電所
24時間作業の実施	定検内の各作業(タービン本体分解点検等)のうち定検工期に影響する作業を24時間で実施して定検工期を短縮	最大19日間程度(標準工期ベース) 苫東厚真1号機 19日間(63日→44日) 苫東厚真2号機 16日間(72日→56日) 苫東厚真4号機 18日間(75日→57日)	苫東厚真1,2,4号機(H17～)
休日付加の取止め	週1回の休日およびゴールデンウィーク休日の付加取止め	(工期による)	全発電所(H17～) ※苫東厚真は年末年始・お盆休日の取止めも実施
ボイラー炉内用機械式足場の採用	ボイラー炉内用機械式足場の採用(ボイラー改造実施要)により、従来の足場に対し組立作業期間を短縮	3日間程度 例]苫東厚真2号機 組立 2日間(15日→13日) 解体 1日間(9日→8日)	苫東厚真1,2号機(H9～) 伊達2号機(H9～) 知内2号機(H10～) 苫東厚真4号機(H14～)
タービン強制冷却装置の採用	外気によりタービンを強制的に冷却する装置を設置して、自然冷却に対し冷却期間を短縮	2日間程度 (6日→4日)	苫東厚真2号機(H12～) 苫東厚真4号機(H14～)
作業性向上等の設備対策	①作業用電源、作業用照明の常設化、②作業用ステージの追設、③吊り装置の設置等により作業効率を向上	(仮設作業期間短縮)	全発電所(H19～)
屋外仮設エレベータの設置	ボイラー上部での作業規模(作業員数)が大きい場合、屋外仮設エレベータを設置して作業員や資機材の運搬待ち時間を短縮	12日間程度 (162日→150日)	苫東厚真4号機 ※平成24年度定検で適用

燃料費の効率化について(No.8)

17

- 燃料調達にあたっては、調達地域・契約時期の分散化および競争入札の導入を始めとする多様な調達方法の採用などの取り組みにより、コスト低減に努めてきた。
- 平成25年度については、海外炭購入価格が全日本CIF価格を下回ったものの、当初の効率化目標を下回る結果となった一方で、石油に比べ安価な国内炭の追加調達に最大限努めるなど、一層の燃料費の削減に努めた結果、年間のコスト削減額としては前回改定時を上回る結果となった。
- 平成26年度以降についても、燃料調達方法の多様化、国内炭の追加調達、泊発電所再稼働後の亜瀝青炭の早期導入に向けた検討に加え、中長期的にはLNG火力における燃料調達コスト低減に向けた取り組みなど、燃料費低減に向けたあらゆる取り組みについて検討を進めていく。

<現在進めている主な効率化内容>

- ・燃料調達方法の多様化による削減
- ・石炭保管料などの燃料の受入・払出し業務に関する経費等の削減
- ・水力発電所の出力増強
- ・石油に比べ安価な国内炭火力の稼働増

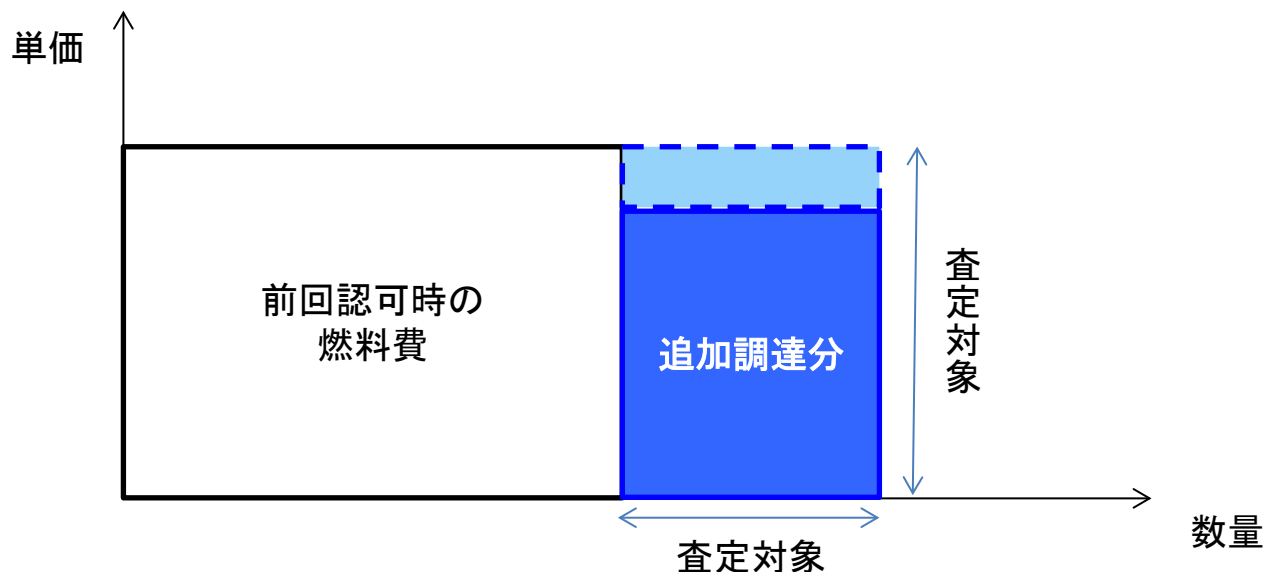
<今後の主な取り組み>

- ・亜瀝青炭の早期導入に向けた検討を継続
(泊発電所再稼働後の早期導入を指向)
- ・中長期的にはLNG火力の導入に向け、燃料調達コストの削減に向けた検討を継続

+

2. (3)火力燃料費について(検討①:単価の査定について)

- 電源構成変分認可制度において、以下の観点から、火力燃料費の査定に当たって追加調達分の単価の見直しを行うことでよい。
- 制度趣旨に遡れば、有識者会議報告書で重視されているのは、「原価の適正性」であり、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、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させることが求められている。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。
- 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ことから、少なくとも追加調達分については反映を行うべき。
- 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」であることを踏まえると、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。



2. (3)火力燃料費について(検討①:参考)

(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)

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)

2. (3)火力燃料費について(検討②:単価の査定方法について)

- 電源構成変分認可制度において、追加調達分の燃料費単価の査定を行うに当たっては、例えば以下のような手法が考えられることから、それぞれの手法について、詳細な検討を行い、適切な手法を選択することとしてはどうか。
- 実際の査定に当たっては、必要な情報について、今後、一般電気事業者に対し、非公表を条件に、報告徴収を電気事業法第106条に基づき行い、その結果を元に価格を査定をすることでよいか。

①燃料種別ごとに単価のトップランナー査定を行う。

← 各燃料の調達単価について、トップランナーを用いて査定を行ってはどうか。他の要素(例:亜瀝青炭の使用量)も加味すべきか。

②燃料種別に効率化のメルクマール(%)を設定する。

← 燃料調達単価について、一定のメルクマール(例えば、想定原価と比較した実績の削減率に準拠した率)を用いて査定を行ってはどうか、

③発電単価のトップランナーに基づいて査定を行う。

← 電源種別ごと、または火力全体の発電単価のトップランナーを用いて査定を行ってはどうか。稼働率等、様々な要素を加味することとなる(電源構成を加味することも可能となる)が、可変費のみを対象とする電源構成変分認可制度の趣旨に照らすと、固定費の影響をどのように考慮すべきか。

※各電力会社のコスト削減努力を阻害しないよう、査定上、トップランナー価格の選定は、申請会社以外のものから行うべきかどうか。

3. 自家発電等（供給力対策）の活用について

3. 自家発電(供給力対策)の活用について(意見等)

27

北海道電力の申請内容

- 購入電力料のうちの「自家発電など(自家発電・取引所取引など)」については、平成26～27年度の2ヶ年平均で、購入電力量を約18億kWh、金額にして約354億円(平均単価は19.88円/kWh)を申請している。
- このうちの「自家発電火力(供給力対策)^(注)」については、平成26～27年度の2ヶ年平均で、購入電力量を約11億kWh、金額にして約250億円と過半を占めている。

(注)自家発電火力は、申請時点では供給先が未定(未契約)であるものの、泊原子力発電所の再稼働までの需給状況が厳しい期間において、供給力対策として自家発電事業者から余剰電力の購入を見込んでいるもの。

(参考)前回認可における扱い

- ✓ 前回認可においては、自家発電火力・水力・バイオマス(供給力対策)として、平成25年度に、購入電力量を約5億kWh、金額にして約111億円を料金原価に算入することを認めたが、平成26～27年度の2ヶ年間の購入は予定していなかった。また、認可申請時には、前年度(平成24年度)の購入実績の平均単価で算定していたため、それに対して10%の調達価格の削減努力を求めた上で認可している。

主な意見

《国民の声》

- 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。何の経営努力もなしに値上げをするのは、いかなものか。

消費者庁チェックポイント

【燃料費、購入電力料等】

- ⑥購入電力料の単価引き下げの努力は徹底されているか。

3. 自家発電(供給力対策)の活用について(論点)

- 自家発電(供給力対策)の活用について、どのように電力量を算定しているか。その際、前回認可時と同様に、実績を踏まえた上で、更なる効率化努力や価格低減努力を織り込むべきではないか。

2. 購入電力料の算定概要

2

- 泊発電所の稼働減に伴う卸供給事業者や自家発および卸電力取引所からの購入増を織り込んで算定。
- 取引所での購入については、直近の査定方針を踏まえたマッチング結果に基づき織り込み。
- また、新エネルギーについては電力量を最新の想定値に置き換えるとともに、回避可能費用(※)の増加を反映。
- (※)再生可能エネルギーを買い取るにより、抑制される燃料費などの費用

(単位: 億kWh、億円、円/kWh)

	今回: A (H26-27平均)			前回: B (H25-27平均)			差: C A-B		
	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価	電力量	金額	単価
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	-	2	-	-	1	-	-	1	-
他社購入電力料 (電力会社以外からの購入)	72	948	13.18	50	499	10.06	22	449	3.12
卸電気事業者 (電源開発)	9	62	6.76	9	62	6.88	0	▲ 0	▲ 0.12
卸供給事業者	28	378	13.59	24	296	12.51	4	82	1.08
自家発など (自家発・取引所取引など)	18	354	19.88	3	52	17.74	15	302	2.14
新エネルギー	17	155	8.97	14	89	6.35	3	66	2.62
購入電力料計	72	950	13.21	50	500	10.09	22	450	3.12

※購入電力料は電源費のみを計上(送電費を含まない)。

※端数処理の関係で、合計が合わない場合がある。

4. 卸電力取引所取引の活用について

4. 卸電力取引所の活用について(意見等)

北海道電力の申請内容

- 卸電力取引所取引については、平成26～27年度の2ヶ年平均で、購入電力量を約6.24億kWhとし、販売電力量を約0.12億kWhとして申請している。
- ＜原価への織り込み＞
- 泊発電所の発電再開時期の遅れに伴い、原価算定期間においては買い取引が主体となるが、売り取引についても可能な限り実施していく。
- 料金原価への織り込みについては、直近の査定方針に基づいて算定。
- 電気の安定供給に必要な予備力を確保した上で、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・買い入札に係わる約定量、約定額を想定し、原価に織り込み。

主な意見

《電気料金審査専門小委員会》

- 取引所取引については、北海道電力の織り込み方法が、中部電力の方法と全く同じかどうか、事務局で検証していただき、個別審査の際に教えてほしい。仮に違っているのだとしたら、北海道電力特有の事情について、教えていただきたい。
- 予備力については、北電の例に沿って8%ぐらい必要だと思っているということだと理解。この予備力については、ある意味長期を想定した予備力を言っている。次の冬に備えて8%ぐらいの予備力を確保することが当然だが、それを確保しようとする、発電所の容量の関係から8%ぎりぎりに押さえることが難しいので、自然に14%になるという説明で、長期の予備力を指していることを確認させて欲しい。仮にそうだとすると、前日の断面は長期の断面よりも、予備力は低くなっているということによいか。取引所取引をやる時の予備力が8%を超えて確保していないかについて、事務局に確認して欲しい。
- 8～10%の予備力については、長期的な話。日々の需要予測というよりは、設備導入をいつ行うかという指標になっている。卸取引所取引については、運用制約や単機最大容量等を考慮して、出せるものを出すというスタンス。日々の運用については、3%の予備力を目安とすることが需給検証小委で決まっている。北海道では連系線の制約があるので、最大機が落ちたときを考慮して進めている。(北海道電力)
- 長期で確保しておく予備力よりも、1日前に確保しておく予備力が大きいことはないということについて、賛同いただけたと理解。

消費者庁チェックポイント

- 特に無し。

4. 卸電力取引所の活用について(論点)

- 卸電力取引所の活用について、中部電力における査定方針を踏まえ、北海道電力の試算についてどのように考えるか。

《北海道電力による試算の前提条件》

- ① 平成26・27年度の各月毎の代表日(平日および休日)のメリットオーダーに基づいた需給バランスを作成
- ② 稼働中およびバランス停止中^(注)のユニット毎の限界費用を算定
- ③ ①および②を過去実績(平成25年4月～平成26年3月)の約定価格(365日×48コマ)とコマ毎にマッチング
- ④ 「売り」、「買い」ともに対象
- ⑤ 「売り」は需給運用上必要な予備力(最大電源ユニット相当)を確保し、これを超えるユニットを卸電力市場に投入

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

《上記試算に係る論点》

- 需給運用上必要な予備力を確保し、これを超えるユニットを卸電力市場に投入することを前提条件としているが、売り約定量を試算する場合、当該予備力はどのように考えるべきか。
 - 予備力について、中部電力は「原則8%」としたが、北海道電力は「最大電源ユニット相当」としている。

■ 卸電力取引所の活用に係る査定方法イメージ図①

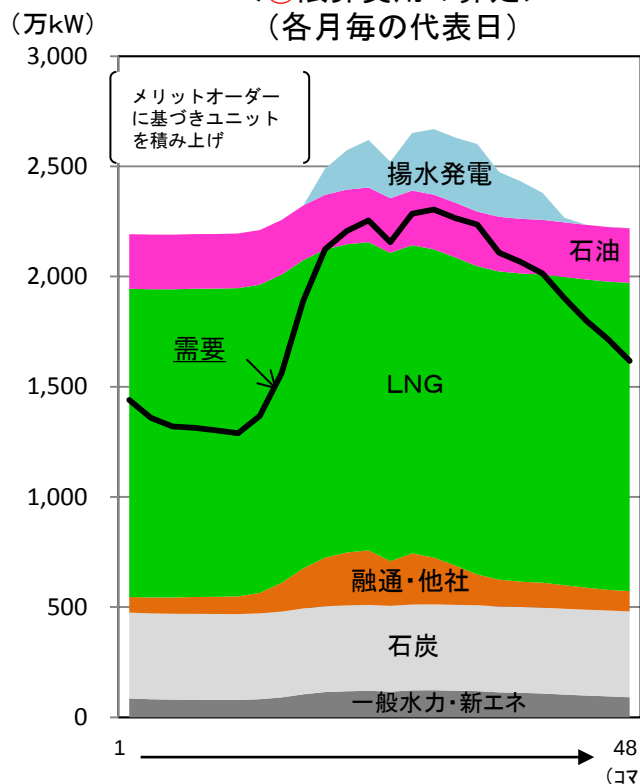
卸電力取引所の活用に係る査定方針案(抜粋)

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

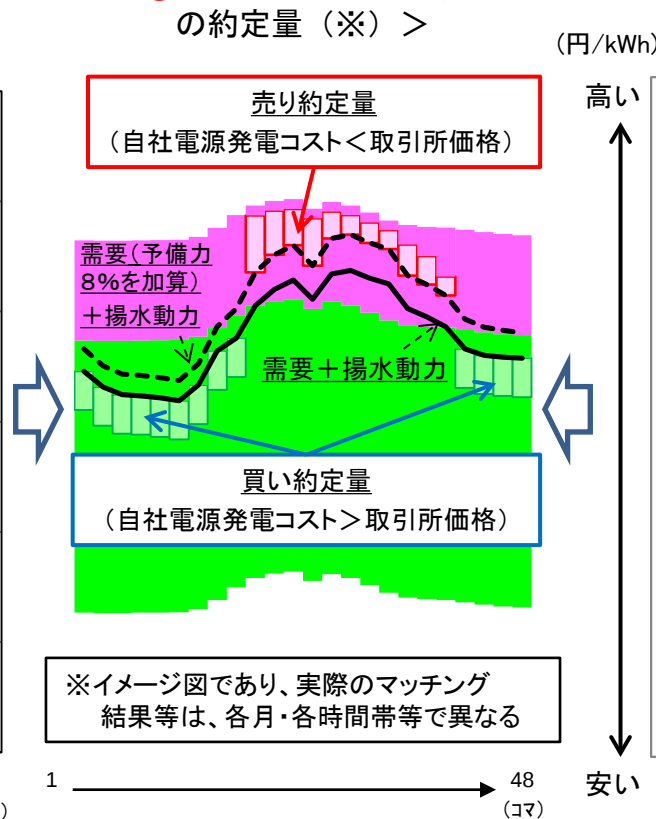
<①需給バランス(概念図)の作成>

<②限界費用の算定>

(各月毎の代表日)

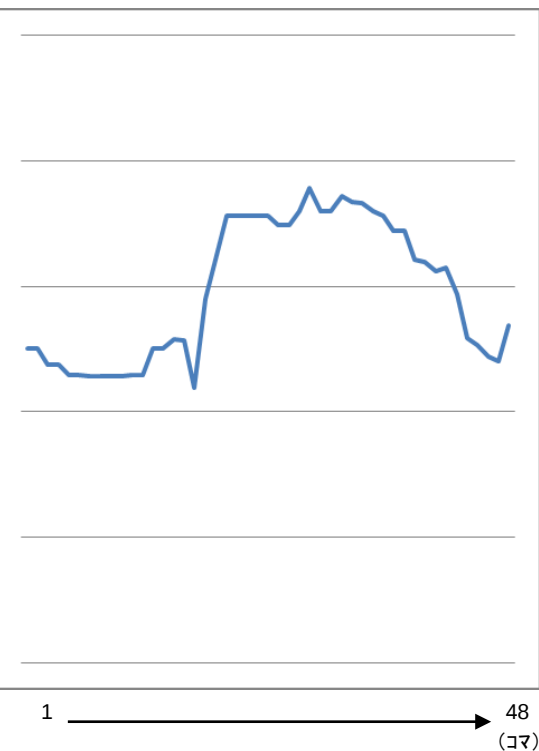


<④マッチングさせた場合の約定量(※)>



<③過去の約定価格>

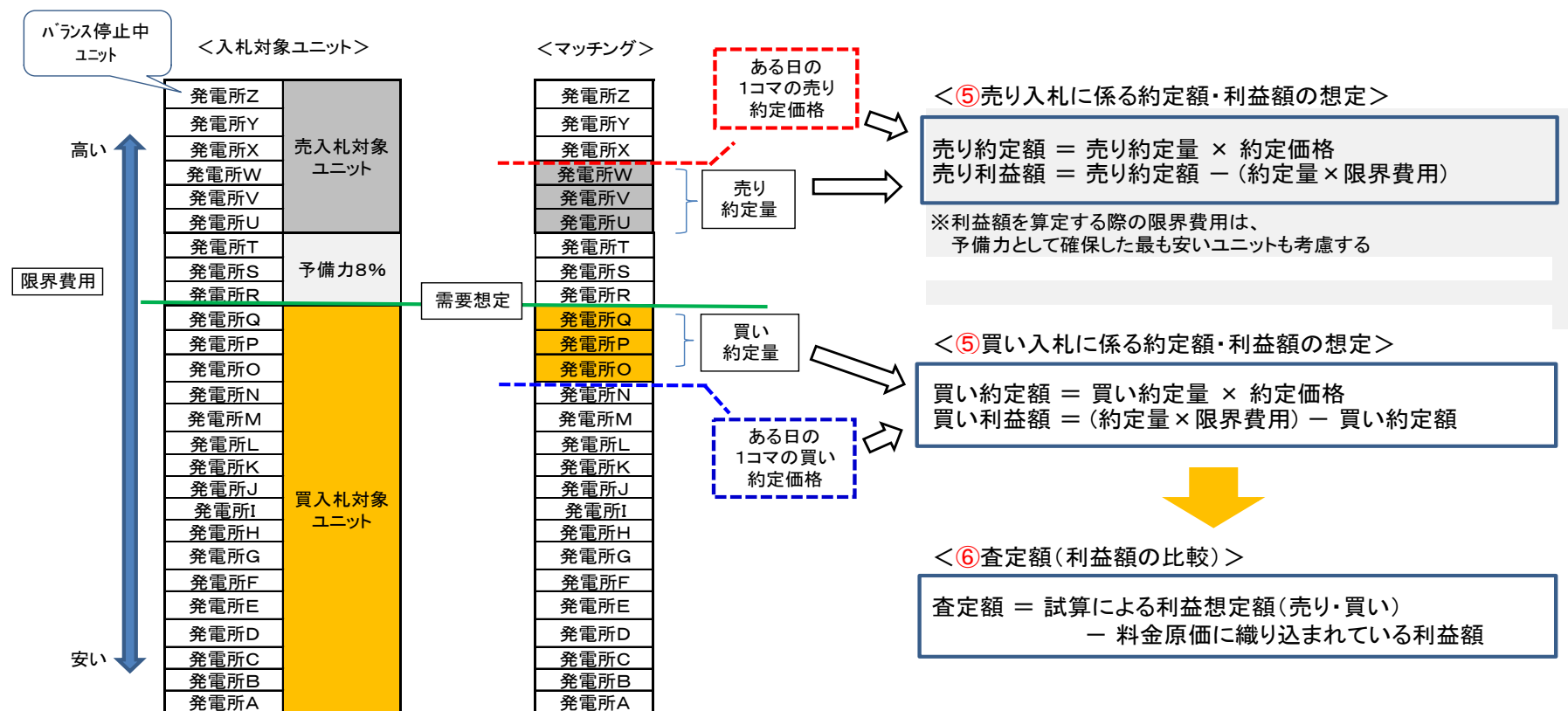
(平成24年10月~25年9月)



■ 卸電力取引所の活用に係る査定方法イメージ図②

卸電力取引所の活用に係る査定方針案(抜粋)

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



4. 卸電力取引所の活用(1)

10

○卸電力取引所の活用方針

当社は、需給状況を勘案し、安定供給を前提に取引所取引を活用して収支改善に寄与していく方針の下、

◇取引所での供給余力の販売による利益獲得

◇取引所からの電力調達による燃料費の低減

を図るべく、取引所取引を行っていく。

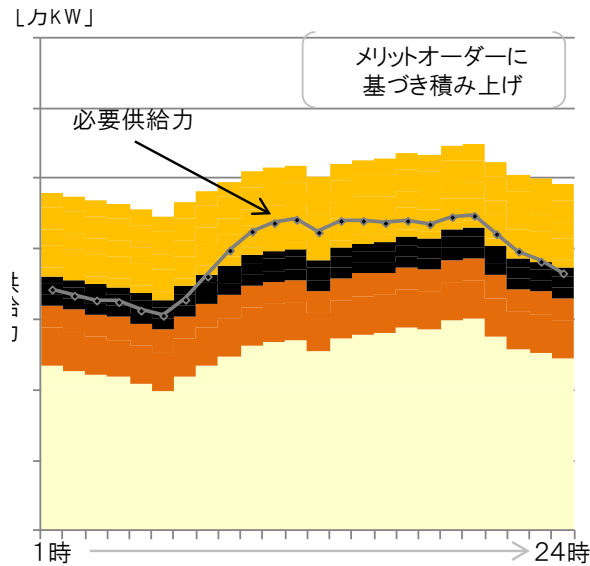
取引所取引への入札量は、売り入札については、需給ひっ迫が解消し、予備力確保や電源・燃料面に問題がない状況を前提に年間20億kWh以上の入札を目指していく。また、買い入札についても引き続き行っていく。

○原価への織り込み

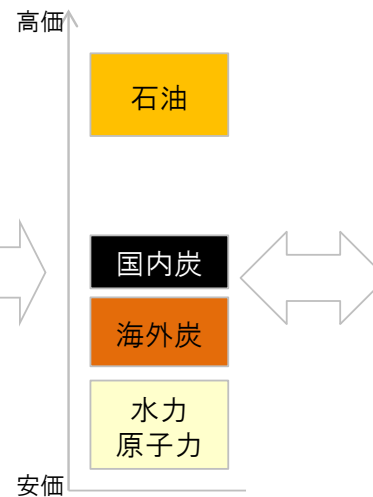
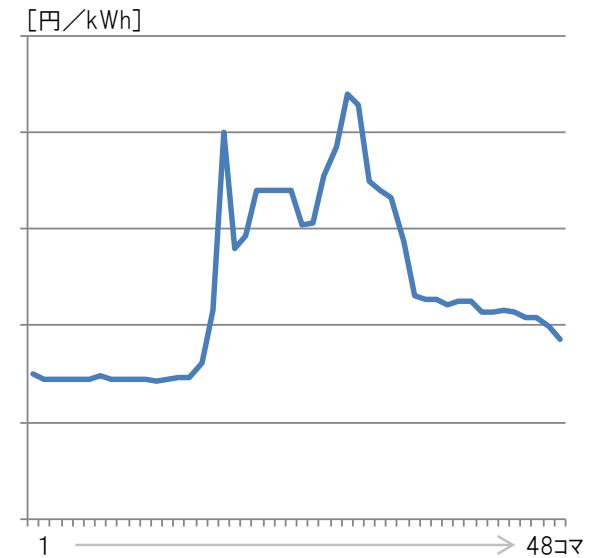
泊発電所の発電再開時期の遅れに伴い、原価算定期間においては買い取引が主体となるが、売り取引についても可能な限り実施していく。

料金原価への織り込みについては、直近の査定方針に基づいて算定。

電気の安定供給に必要な予備力を確保した上で、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、約定額を想定し、原価に織り込み。



(a)需給バランスの想定イメージ

(b)限界費用
(燃料種別毎のイメージ)

(c)約定価格のイメージ

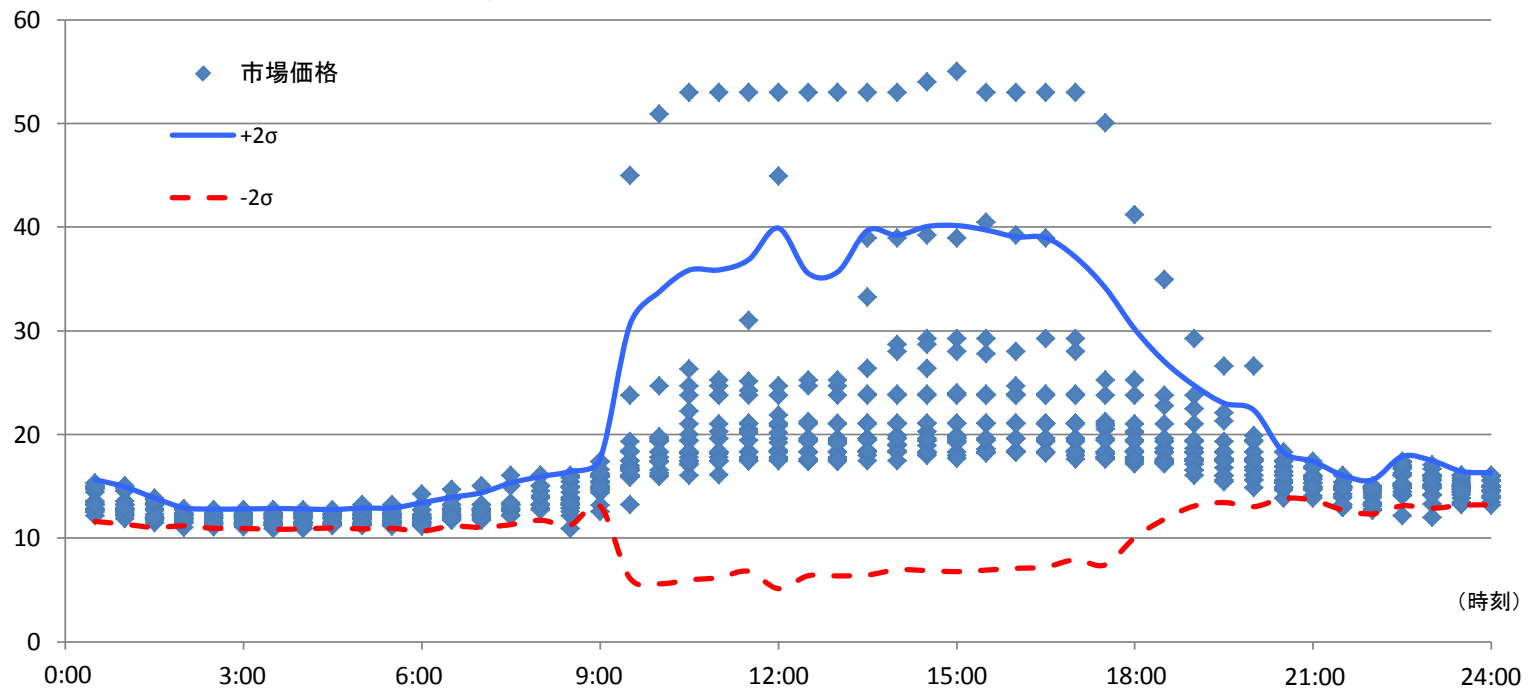
4. 卸電力取引所の活用(3)

12

- 約定価格が大きく上昇又は下落(コマ毎の平均から 2σ 程度)している場合に補正を実施。
- -2σ を下回る市場価格は -2σ に、 $+2\sigma$ を上回る市場価格は $+2\sigma$ に補正。
- $\pm 2\sigma$ の範囲においては、市場価格全体のうち5%程度が補正の対象。

(円/kWh)

市場価格の実績(平成25年8月平日)



4. 卸電力取引所の活用(4)

13

- 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。
- 日本卸電力取引所(JEPX)取引監視・取引検証四半期報告書に報告された仮想約定量入札価格をもとに算定した価格変動影響は以下のとおり。

市場分断がないと仮定したときの約定量を1.1倍した仮想的な約定量での買い/売り入札価格

(円/kWh)

	25年度春期	25年度夏期	25年度秋期	25年度冬期	25年度平均
システムプライス平均: α	15.86	15.52	16.68	18.01	—
買い量を1.1倍するために必要な入札価格: β	17.27 (1.09)	17.83 (1.15)	18.02 (1.08)	19.96 (1.11)	— (1.11)
売り量を1.1倍するために必要な入札価格: γ	15.21 (0.96)	14.75 (0.95)	15.83 (0.95)	17.40 (0.97)	— (0.96)

(注)・下段()はシステムプライスとの比率 [買い: β/α 、売り: γ/α]

・日本卸電力取引所 取引監視・取引検証 四半期報告書のデータをもとに当社が作成

5. 経営効率化計画について

論点等(第16回電気料金審査専門小委員会)

- ・ 規制需要家の料金を定める供給約款の認可基準としては、電気事業法第19条において、「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」等が規定されており、これまで平成24年度以降に料金値上げ申請が行われた事業者に対しては、各費用の性格に応じて、適切な経営効率化努力を反映した原価査定を行ってきた。
- ・ 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・販売電力料等の4項目8費用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。
- ・ 上記を踏まえ、今回の改定に当たって、経営効率化が十分に進捗・達成していると言えるか。仮に一部が達成できていない場合は、その理由に合理性があると言えるか。
- ・ また、追加的・自主的な効率化の取り組みについて、原価算定期間内において年度毎にどこまで織り込んでいくか。

主な意見(第15回電気料金審査専門小委員会)

- ・ 北海道電力は、道民や産業界からの理解を得るためには、徹底的な合理化と効率化を図り、身を削る覚悟で、全社を挙げて、全力で経営努力を行い、値上げ幅の圧縮を図るべきである。
- ・ 電変制度の対象外であっても、再値上げなので、特に査定方針に従って経営を行ってきたか、しっかり説明してほしい。
- ・ 原価に織り込まれていない支出をしている限りは、その分純資産が削られて、安定供給を支える基盤や資金調達の必要額が増えていく。役員報酬は査定より200万円多いが、消費者は、この危機的な状況下においても、役員報酬を200万円増額することが当然だと思っていると認識するだろう。役員を減らしたことで、効率化したことの説明になるのか疑問。元役員の報酬や車代、電中研への支出削減努力もアピールしてほしい。
- ・ 経営効率化の取り組みは最も大切で丁寧な説明が必要。各費目の査定内容と実績との比較を詳細に示してほしい。修繕費は繰り延べが多いが、単純な繰り延べでは消費者的に安定供給への懸念がある。単価低減による効率化、量の見直し、時期の繰り延べはそれぞれ本質的に違う。各項目について要因別に示してほしい。27年度の効率化見込みも詳細を示してほしい。

主な意見(第16回電気料金審査専門小委員会)

- 深刻な影響を受ける道民や事業者の方々の思いを真摯に受け止め、あらゆる分野で聖域を設けず、コストを徹底的に見直し、たとえ少額であっても一つ一つを着実に積み上げ、経営の合理化・効率化に向け、最大限の努力を不断に実施すべき。経営状況や昨年値上げの際に需要家に約束した効率化の進捗状況等も、十分な情報を丁寧かつ分かりやすく説明してほしい。
- 値上げや原発が動けば解消するという考えは甘い。他人のせいで経営悪化しているように聞こえる。経営悪化の防止策や血の滲むような経営努力をしているのかを分かるように説明しないと消費者は納得しない。何か還元してくれれば値上げもやむなしとなるかもしれないが、消費者が歩み寄りできるようなものを示してほしい。
- 血の滲むような努力は、現段階ではやっていなかった。今回示された計画は消費者は到底納得出来ないと思うが、それは北海道の消費者が考えていくこと。未達部分は、これから達成していくとの説明だが、3年平均で達成する必要がある、来年度単年で達成すればよいわけではない。電中研の研究費は削減しているが、原価を上回る支出である。
- 修繕費の繰り延べが大きい、補修を後回しにし、将来に負担を先送りしただけのものが含まれている可能性があり、原価算定期間終了後に急増するかもしれないので、経営全体で効率化を達成しているという説明には納得できない。
- 今回の値上げは、地元経済への影響も甚大なので、電変対象外でも経営効率化を確認する必要がある。費用の先延ばしや支出の削減が血の滲むような努力に繋がっているのか。従業員数は平成7年度から790名減らしているが、更なる削減計画があるのか。
- 消費者が納得する説明をすべき。一生懸命に能率的経営をしているのか疑問。削減分はユーザーに還元することを検討してほしい。
- 経営効率化については査定方針への対応と、会社の経営安定の2つの側面がある。前回の査定を全体で達成している部分は無視できないが、査定は当小委で作った目標値でもあり、未達項目は、その理由を説明してほしい。
- 効率化は電変の対象費目ではないが、見ざるをえない。よく見ていきたい。
- 消費者への還元をやりすぎると、効率化のインセンティブが削がれる面があるが、経営効率化の不断の努力は中長期にわたって、社会コストを低減するために重要であり、もう少し議論が必要。

主な意見(国民の声)

- 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は思えない工事)等を辞めること。

主な意見(公聴会)

- 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きたい。
- 役員の責任を果たすためには数は減ら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る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。

消費者庁チェックポイント

【経営効率化】

消費者に大幅な負担増を求める前提として、項目ごとに査定ベースの効率化を達成するにとどまらず、原価に算入されていない項目であっても、最大限の企業努力を真摯に行うべきである。また、その内容を積極的に消費者に伝え、共感を得られるよう努めるべきである。

- ⑦費用項目別に見て、査定ベースの効率化を未達成のものについて、その理由を明確に説明しているか。
- ⑧人件費削減について、平成25年度実績(120億円)が査定額(125億円)を達成していないが、平成26年度において更なる削減に取り組んでいるか。役員報酬の削減に積極的に取り組んでいるか。また、平成27年度計画では査定額を達成すべくどのような方針で臨むのか。
- ⑨役員報酬については、平成24年度から段階的に減額幅を拡大しているとされているが、具体的にどの程度削減されているかを明確に説明しているか。
- ⑩人件費中、退職給与金における運用による減少の補てんをしていることについて、明確に説明しているか。
- ⑪競争入札比率については、平成25年度実績が38%となり、目標(30%)を上回っているが、平成26年度及び27年度も引き続き高い水準を目指すための具体的な方法を説明しているか。
- ⑫修繕費について、平成26年度は、供給リスクを大幅に増加させない範囲で繰り延べを進めるとされているが、繰り延べによりかえって修繕費用が過大になった例がないかの検証はなされているか。
- ⑬平成26年度の普及開発関係費等の削減の主な取組として、「省エネ情報館」の閉鎖などを挙げているが、平成26年度及び27年度に更に削減できる事業や削減時期の前倒しの余地はないか。
- ⑭資産売却(営業拠点の土地・建物、有価証券等)、グループ会社の再編・統廃合等について、平成26年度及び27年度における更なる取組の余地はないか。
- ⑮電力中央研究所への支出削減について明確に説明しているか。

5. 経営効率化計画について(論点)

- 規制需要家の料金を定める供給約款の認可基準としては、電気事業法第19条において、「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」等が規定されており、これまで平成24年度以降に料金値上げ申請が行われた事業者に対しては、各費用の性格に応じて、適切な経営効率化努力を反映した原価査定を行ってきた。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・販売電力料等の4項目8費用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、事業者によって十分に情報が開示され、その進捗状況・内容等がチェックされる必要がある。
- 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、他の論点にも増して、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ている。
- 前回改定時の査定方針で求め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掘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掘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という観点からは、効率化の深掘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ではないか。
- 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とともに、コスト削減において一部未達となっていることを踏まえ、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、実施する必要があるのではないかと。特に、役員報酬等については、削減を求める意見が多いことから、少なくとも査定水準までの引き下げを強く求めるべきではないか。

○現行(平成25～27年度)の電気料金に反映している経営効率化額と、国から示された査定方針に基づく補正額の合計への対応については、費用支出の繰り延べを除いても、総額で概ね達成している。

・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。

・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。

○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か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。

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。

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	

平成25・26年度の査定方針への対応状況②(設備関連費用等)

<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

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	

6. レートメイクについて

北海道電力の申請内容

- ・ 規制部門に配分した原価変動額を、現行料金の原価算定期間の残り2年間ににおける規制部門の販売電力量で除し、消費税等相当額を加算した額(4. 11円／kWh)を、電力量料金単価に一律の上乗せすることを基本として料金設定。
- ・ 新たな料金メニューはなし。

主な意見

《電気料金審査専門小委員会、公聴会、国民の声》

- ・ 一律同額値上げということが公平なのかということは、こちらでも考えないといけない。三段階料金の率を維持する方が良いか、それとも値上げ額を一律にする方が良いかは検討したい。
- ・ ユーザー負担の軽減につながる新たな料金メニューは検討できないか。消費者が自己防衛する際に、現時点でスマートメーターがない中でも、北電のメニュー提案が重要。消費者に向けて新しい料金メニューを発していただきたい。

《公聴会》

- ・ 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。

《国民の声》 ※オール電化を利用している需要家から同様の意見多数あり。

- ・ 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。
- ・ 北海道電力(株)自らが光熱水費が安くなると推奨していたオール電化住宅電気料の値上げ幅を一番大きくすることについても許しがたいです。
- ・ 今回の一連の値上げ・再値上げは「深夜電力料金の狙い撃ち値上げ」であるといっても過言ではない！！とても酷過ぎます・・・ドリーム8を契約している世帯に対して対策すべき！！

消費者庁チェックポイント

【料金体系等】

- ⑯消費者が電気料金を節約できる新たなメニューを提供するとともに、既存メニューも含めて前回値上げ時よりも積極的に広報・普及に取り組むこととしているか。
- ⑰供給約款料金及び選択約款料金の設定において、消費者にとっての平等性が確保されているか。特にオール電化住宅は、電気使用量が多いために値上げ額が大きくなっている。平成27年度も灯油からのシフトをする家庭が増加するとの想定だが、オール電化を導入していない場合との平等性は確保されているか。
- ⑱三段階料金の段階別料金設定において、少額一般家庭利用者にとって負担が緩和されるための方策が検討されているか。

6. レートメイクについて(論点)

- 3段階料金について、現行の1段-2段及び2段-3段の格差率をなるべく維持するのがよいか、それとも各段ごとの値上げ額を一律とするのがよいのか。
- 需要家の選択肢拡大のため、新たなメニューの設定等が必要ではないか。

6. レートメークについて(参考①)

51

【北海道電力の3段階料金の推移】

(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。

【各社格差率の比較】

(単位:円/kWh)

事業者名	北海道電力		9社平均 (北海道電力以外)	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力
	申請	現行										
第1段階	23.99	19.88	19.63	18.24	19.43	20.68	17.48	20.84	20.34	20.00	17.13	22.49
第2段階	30.17	26.06	25.38	24.87	25.91	25.08	21.29	27.27	26.90	26.50	22.63	27.93
第3段階	33.57	29.46	28.34	28.75	29.93	27.97	22.98	31.09	28.98	29.95	25.57	29.87
率(1段/2段)	0.80	0.76	0.77	0.73	0.75	0.82	0.82	0.76	0.76	0.75	0.76	0.81
率(3段/2段)	1.11	1.13	1.12	1.16	1.16	1.12	1.08	1.14	1.08	1.13	1.13	1.07
差(2段-1段)	6.18	6.18	5.75	6.63	6.48	4.40	3.81	6.43	6.56	6.50	5.50	5.44
差(3段-2段)	3.40	3.40	2.96	3.88	4.02	2.89	1.69	3.82	2.08	3.45	2.94	1.94
差(3段-1段)	9.58	9.58	8.71	10.51	10.50	7.29	5.50	10.25	8.64	9.95	8.44	7.38

3. 電気料金設定の考え方 ②

具体的な算定例

- ① 規制部門に配分した原価変動額(H26-27の2年間計:1,118億円)を、現行料金の原価算定期間(H25-27)の残り2年間(H26-27)における販売電力量(29,334GWh)で除し、一律の上乗せ単価(税抜)を算定

$$1,118 \text{ 億円} \div 29,334 \text{ GWh} = 3.81 \text{ 円/kWh (税抜)}$$

- ② ①の単価に消費税率を乗じて、一律の上乗せ単価(税込)を算定

$$3.81 \text{ 円/kWh (税抜)} \times 1.08 = 4.11 \text{ 円/kWh (税込)}$$

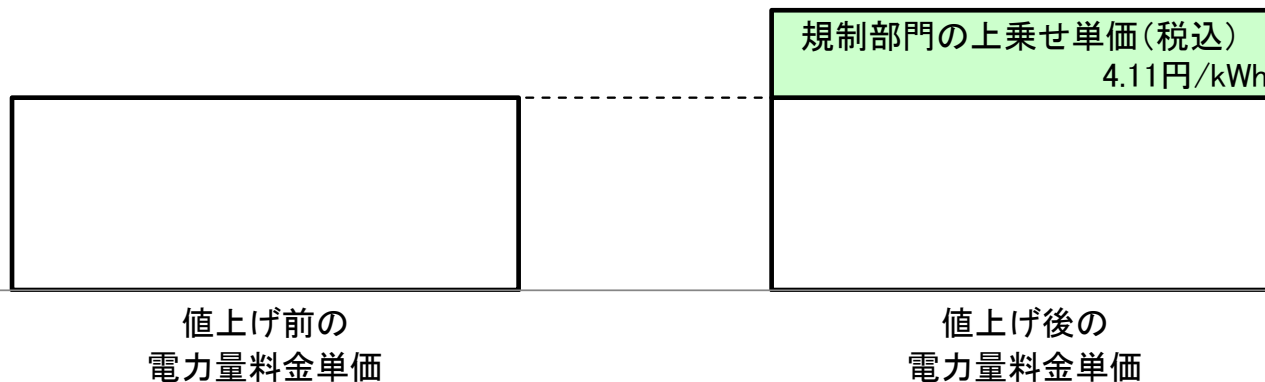
- ③ 現行の電力量料金単価(税込)に、②の単価を加算し、値上げ後の電力量料金単価(税込)を算定

(例:従量電灯B 第2段階料金の場合)

$$26.06 \text{ 円/kWh (税込)} + 4.11 \text{ 円/kWh (税込)} = 30.17 \text{ 円/kWh (税込)}$$

(例:低圧電力の場合)

$$13.65 \text{ 円/kWh (税込)} + 4.11 \text{ 円/kWh (税込)} = 17.76 \text{ 円/kWh (税込)}$$



料金メニューによるご負担軽減について(No.12)

30

○当社は、冬季の夕方に年間の最大電力が発生するという北海道の需要特性を踏まえた料金メニューを設定してきた。
○現在、更なるお客さまの選択肢拡大と、電気のご使用方法の工夫によりご負担の軽減につながる既存料金メニューの見直しについて検討中。

<参考:ご選択いただける料金メニュー(選択約款・電灯)の概要>

メニュー 名称	時間帯別電灯 (ドリーム8)	ピーク抑制型時間帯別電灯 (ドリーム8エコ)	3時間帯別電灯 (eタイム3)
概要	・昼間と夜間の2時間帯別に電力量料金を設定し、昼間から夜間への負荷移行を促す料金メニュー	・冬期間(12月～3月)に限り、昼間にピーク時間を追加し、3時間帯別の電力量料金を設定することで、ピーク時間から他の時間への負荷移行も促す料金メニュー ※冬期間以外は時間帯別電灯(ドリーム8)と同様	・朝晩・午後・夜間の3時間帯別に電力量料金を設定し、より電力需要の少ない時間帯への負荷移行を促す料金メニュー ・従来の加入要件(夜間蓄熱型機器等の保有)は昨年9月の改定により廃止
時間帯 区分	22時～6時・24時～8時も選択可	22時～6時・24時～8時も選択可	

7. 値下げの条件について

北海道電力の申請内容

- ①料金の前提より早く再稼働する場合は、営業運転復帰後、原価算定期間内に速やかに値下げ
- ②料金の前提より遅く再稼働(原価算定期間内に再稼働)する場合は、原価算定期間終了後に、速やかに値下げ
- ③原価算定期間終了後に再稼働する場合は、営業運転復帰後、速やかに値下げ

主な意見

《電気料金審査専門小委員会》

- ・ 遅くとも2か月以内に値下げを行うということだが、仮に6月1日が適合する場合、その日から値下げ実施するということが確認でき安心した。
- ・ 他の電力会社も含めて、本来原価算定期間終了後は改定するのが普通ではないか。原価算定期間が1年の時には、原価算定期間を過ぎても何年も同じ原価が適用されているケースがあったが、それはおかしいという議論が有識者会議であったはずである。しかし、毎年改定すると事後チェックする時間がないことから、原価算定期間を3年間にした。したがって、原価算定期間終了後の次の4月1日に改定を行い、行わない場合は理由を説明するという取扱いだったはずである。
- ・ 実際に動き出してから2か月後か、4月1日のうち、遅い方の日から改定するべき。他の値上げした事業者も、原価算定期間終了後に原価が動いていれば、4月1日から下げるよう検討するべき。
- ・ 値下げの時期は分かるが、いくら下げるかについてはどのように検討していくのか。
- ・ 原子力の稼働が、原価算定期間の最後の方であれば、吸収する余地があるのかもしれないが、原価算定期間中に想定よりかなり遅れて再稼働することになった場合に、費用を吸収できるのかという懸念がある。収入よりも費用が大きくなる計画であったときに速やかに値下げを行った結果、経営の安定性が失われることも考える。いろいろなケースを委員の中でも議論していきたい。
- ・ 再稼働時期と値下げとの関係については、おそらく1基再稼働することが分かった段階では、他の2基がどうなるか確実にない可能性が高いことから、基本原則としては、3基連続再稼働ではなく、1基ずつ動くということであり、仮に1基動いても、他は未確定の中で判断していくことになるのではないかと。
- ・ 料金審査専門小委員会や国によるフォローアップが重要。
- ・ 他の電力会社でも、前提よりも遅く再稼働がなされた状況で、はたから見て、料金を下げることが自然になっているにも関わらず値下げを行わない状況になっていれば、最終的には値下げ変更命令もありうる。不自然な価格の動きがあるのであれば、この委員会でも変更命令の必要性を検討すべき。北電については認可するに当たって、更に追加で条件を付ける話をしているので、何らかの形で重点的に見る以上の条件を付けるべき。

主な意見(続き)

《電気料金審査専門小委員会》

- ・ 10%値上げしていて、再稼働の結果5%確実に下がると言えるときであっても、値上げ認可時に査定された役員報酬や営業費、電中研への研究費等を全て元に戻して、1%値下げになるというときに、形式的には値下げなので届出でいいはずだが、本当にそれで適正なのかどうかは考える必要があり、変更命令を検討すべきである。そのようなことを防ぐためにも、書き込める範囲において、何らかの形で書くことが不可欠だと思っている。全ての場合分けを書くことは不可能なので、定性的な記載が残るのは分かるが、歯止めはかけるべき。
- ・ 再稼働後の値下げについて、電変制度上においては、価格に転嫁した部分のうち、取り過ぎたキャッシュを返すという考えだと理解している。費用はP/L、収入はキャッシュフローに近い概念であり、コスト削減できた部分に戻すという理解で良いのではないか。

《公聴会、国民の声》

- ・ 泊原発3基の未だ再稼働の見通しが立っていない中での値上げ申請だが、3度目の再々値上げも懸念される。
- ・ 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。

消費者庁チェックポイント

【今後の料金値下げ】

- ⑳ 今般の値上げ認可申請は電源構成変分認可制度によるものである。今後、電源構成の変動が今般の認可申請において想定している時期よりも早く解消された場合には、速やかに料金値下げが実施されることを確保できる措置がとられているか。また、想定通りの時期以降であっても、原価算定期間内に解消された場合には、原価算定期間終了後、速やかに費用削減分を引き下げることを確保する措置がとられているか。さらに、原価算定期間終了後に、改定の原因となった事象が解消された場合には、各号機の再稼働に応じて順次、速やかに再稼働による原価低減分の値下げを行うことを確保する措置がとられているか。それぞれの場合に、1～3号機の再稼働時期に応じて原価低減分や値下げ幅が消費者に分かるよう、事例などを用いて具体的に情報開示を行っているか。
- ㉑ 原価算定期間内に、今回の値上げの原因となった自助努力の及ばない電源構成の変動が解消されない場合であっても、原価算定期間内は値上げは行わないことを確保する措置がとられているか。

- 電源構成変分認可制度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、条件を付すことが想定されるが、その際には、以下の点に留意すべきではないか。
- ① 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書で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こととする。
 - ② 今回の再値上げは、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以上、想定よりも再稼働が早まった場合、原則として、泊原子力発電所が1基ずつ再稼働する度に本来消費者に還元されるべきではないか。その際、残りの2基についても、原則として想定どおりの時期に再稼働することを前提とするべき。
 - ③ 値下げを機動的に実施する観点から、泊原子力発電所の各号機が営業運転開始後、遅くとも翌々月までに値下げを実施することが必要。
 - ④ 原価算定期間内に値下げを行った場合において、原価算定期間が終了した時点で、新しい原価算定期間の下で、更なる値下げが必要となるのではないか。
 - ⑤ また、仮に原価算定期間内に1基も再稼働しなかった場合においては同期間内に値下げを行うことは出来ないが、原価算定期間後に、原則として、1基再稼働する度にしっかりと値下げを実施することが必要となるのではないか。
 - ⑥ 値下げ幅等の適正性を確認する観点から、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。

【参考】再稼働時期の場合分け①

58

泊3号機(27年11月再稼働予定)	泊1号機(28年1月再稼働予定)	泊2号機(28年3月再稼働予定)	番号
①原価算定期間内に想定より早く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	1
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	2
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	3
		④原価算定期間後に再稼働	4
	②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	5
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	6
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	7
		④原価算定期間後に再稼働	8
	③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	9
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	10
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	11
		④原価算定期間後に再稼働	12
	④原価算定期間後に再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	13
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	14
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	15
		④原価算定期間後に再稼働	16

【参考】再稼働時期の場合分け②

59

泊3号機(27年11月再稼働予定)	泊1号機(28年1月再稼働予定)	泊2号機(28年3月再稼働予定)	番号
②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	17
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	18
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	19
		④原価算定期間後に再稼働	20
	②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	21
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	22
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	23
		④原価算定期間後に再稼働	24
	③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	25
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	26
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	27
		④原価算定期間後に再稼働	28
	④原価算定期間後に再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	29
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	30
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	31
		④原価算定期間後に再稼働	32

【参考】再稼働時期の場合分け③

60

泊3号機(27年11月再稼働予定)	泊1号機(28年1月再稼働予定)	泊2号機(28年3月再稼働予定)	番号
③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	33
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	34
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	35
		④原価算定期間後に再稼働	36
	②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	37
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	38
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	39
		④原価算定期間後に再稼働	40
	③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	41
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	42
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	43
		④原価算定期間後に再稼働	44
	④原価算定期間後に再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	45
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	46
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	47
		④原価算定期間後に再稼働	48

【参考】再稼働時期の場合分け④

61

泊3号機(27年11月再稼働予定)	泊1号機(28年1月再稼働予定)	泊2号機(28年3月再稼働予定)	番号
④原価算定期間後に再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	49
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	50
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	51
		④原価算定期間後に再稼働	52
	②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	53
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	54
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	55
		④原価算定期間後に再稼働	56
	③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	57
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	58
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	59
		④原価算定期間後に再稼働	60
	④原価算定期間後に再稼働	①原価算定期間内に想定より早く再稼働	61
		②原価算定期間内に想定どおりに再稼働	62
		③原価算定期間内に想定より遅く再稼働	63
		④原価算定期間後に再稼働	64