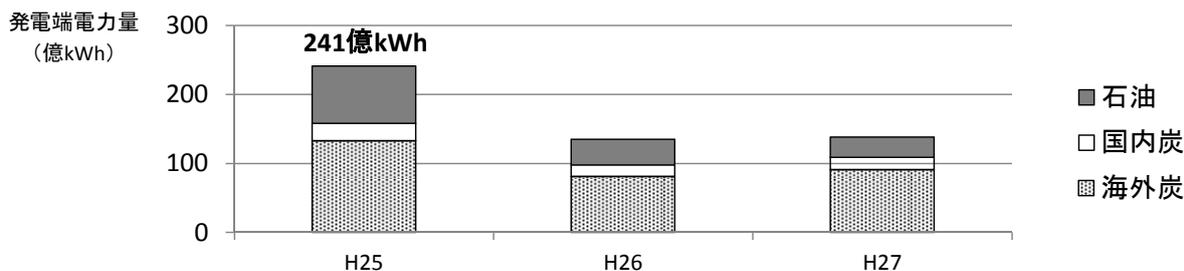


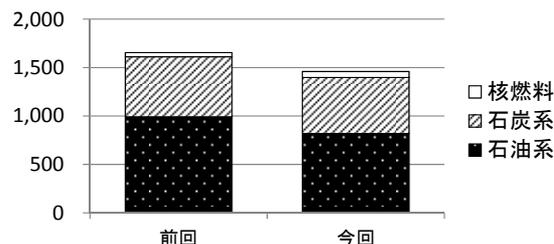
◇燃料別の自社火力発電電力量（発電端）割合



- ⑰ 今回の原価算定期間において、燃料調達の長期契約の満了件数及び契約更改等によるコスト削減の定量的な見込みはどのようになっているか。
- ⑱ 燃料費の低廉化について、具体的な取組方針が、必要な情報とともに説明されているか。また、これらの取組による燃料費削減期待額を織り込んで、あらかじめ燃料費を削減できないか。

○ 北海道電力は、泊発電所3号機の運転開始に伴う火力発電電力量の減少により、火力燃料消費量が前回原価と比べ減少している。この結果、火力燃料費は前回原価と比べ213億円減の1,399億円（うち石油系819億円、石炭580億円）、核燃料費は同18億円増の61億円を原価に算入している。

【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



○燃料費について、査定方針案においては、以下のとおりとなっている。

(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、C I F 価格について、全日本通関C I F 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C I F 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。

(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。

(査定方針案該当箇所：P31、P32)

⑭ 他の電力会社及び電気事業者に支払う購入電力料、販売電力料及び再処理積立金について、その内容は明らかにされているか。特に、

- ・購入電力料の契約相手方の広告宣伝費、寄付金、団体費等は合理的理由があるものに限定されているか、そのほか、契約相手方にコスト削減努力を求め、定量的なコスト削減を織り込んでいるか。
- ・北本連系設備増強によるメリットについて、明確かつ合理的に説明されているか、購入・販売電力料にどのように反映されているか。また、卸電力市場の活用をどのように見込んでいるのか。

- 購入電力料について、北海道電力は、固定価格買取制度開始や自家発からの購入などにより、前回原価と比べ27億円増の510億円を原価に算入している。また、再処理積立金については、「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」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であるが、北海道電力は、泊発電所3号機の運転開始に伴い、前回原価と比べ16億円増の61億円を原価に算入している。
- そのほか、契約相手方の広告宣伝費等について、北海道電力は「卸供給の広告宣伝費、寄付金、団体費については、事業の円滑・効率的な運営の観点から算入した諸会費（1件）を除き、今回原価に算入していない。再処理積立金に含まれるものについては、寄付金を全額カットするとともに、諸会費・広告宣伝費は内容を精査した上で必要と判断した件名のみ原価に算入している」とのことである。
- 北本連系設備増強について、北海道電力は「北本連系設備は、北海道の系統信頼度向上、周波数の安定維持などを目的に設置されている重要な設備である。北海道と本州を結ぶ唯一の連系線であり、大規模電源脱落時の周波数変動リスクに十分対応できるよう、30万kWの増強を計画し、平成31年3月の運開を目指している」とのことである。
- また、卸電力市場の活用について、北海道電力は「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であり、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、買い入札についても引き続き行っていく。今回原価への織り込みについては、売り約定量は泊発電所3号機の運転開始により入札・約定量が増加した平成22年度、買い約定量は泊発電所が全台停止し約定量が増加した平成24年度の実績などに基づいて想定した」とのことである。

購入電力料の算定概要（第28回電気料金審査専門委員会資料5-2）

（単位：億kWh、億円、円/kWh）

	今回:A (H25-27平均)			前回:B (H20)			差:C (A-B)			備考 (主な差異理由および差異金額)	
	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)	-	1	-	-	-	-	-	1	-	RPSクレジット購入による増	
(電力会社以外からの購入)	卸電気事業者 (電源開発)	9	64	7.09	9	65	7.67	0	▲2	▲0.58	契約更改などによる固定費の減 ▲2
	卸供給事業者	24	298	12.58	27	340	12.67	▲3	▲43	▲0.09	契約更改などによる固定費の減 ▲37 電力量の減などに伴う減 ▲5
	自家発など (自家発・取引所取引など)	3	56	19.07	2	13	8.96	1	43	10.11	契約満了に伴う減 ▲7 需給対策による自家発購入増 +35 取引所取引の増 +14
	新エネルギー	14	91	6.50	10	63	6.52	4	28	▲0.02	買取制度開始による電力量の増
	合計	50	508	10.25	47	482	10.36	3	26	▲0.11	
購入電力料計	50	510	10.28	47	482	10.36	3	27	▲0.08		

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

（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
	火力	2,120	29,413	13.90	2,062	30,413	14.72	▲58	940	0.97	・RPSクレジット購入に伴う増 1億円
	(再)入札案件	1,400	12,849	9.18	1,160	11,167	9.62	▲240	▲1,682	0.41	○他社購入電力料の主な要因
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	・自家発火力の増(需給対策による受電増)
	新エネ	97	6354	6.52	1,395	9,240	6.62	498	2,905	0.83	・固定価格買取制度開始による新エネ購入電力量の増 2.9億円
合計	4,557	48,254	10.36	4,566	50,369	10.28	239	2,132	▲0.08	・取引所取引の増 1.4億円	
販売電力料	水力	-	50	-	-	-	-	▲30	-	-	・入札案件の固定費減 ▲1.9億円
	火力	30	555	18.18	280	2,310	8.26	250	1,755	▲6.92	・卸供給(入札案件除く)の固定費減 ▲1.8億円
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○地帯間販売電力料の主な要因
	新エネ	-	63	-	35	-	-	▲28	-	-	・他電力会社への送電電力量の減 ▲.5億円
	常時バックアップ	34	316	11.10	141	1,177	17.08	113	1,296	0.96	○他社販売電力料の主な要因
合計	64	925	15.47	476	4,111	9.65	393	3,139	▲3.11	・卸電力取引所の活用による増 2.3億円	

使用済燃料再処理等費（第28回電気料金審査専門委員会資料5-3）

（単位：百万円）

	今回:A				前回:B (H20)	差:C A-B
	H25	H26	H27	H25~27平均		
制度措置分(日本原燃分)	2,704	7,743	7,707	6,052	4,413	1,639
積立金(将来分)	1,036	6,075	6,038	4,383	2,744	1,639
積立金(過去分) 【注1】	1,669	1,669	1,669	1,669	1,669	-
その他(輸送費)	120	92	502	238	138	100
発電所構内の輸送	-	-	131	44	177	▲133
六ヶ所再処理工場への輸送 【注2】	118	90	369	193	▲43	235
海外再処理工場への輸送 【注3】	2	2	2	2	2	0
保険料・補償料	-	-	1	0	2	▲1
合計	2,825	7,836	8,210	6,290	4,551	1,739

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

【注1】積立金法の施行により、それまで電気料金に繰り込まれていなかった再処理施設の廃止措置に関わる費用等についてもその対象となり、このうち平成16年までの発電に相当する部分は、過去分として、15年間で均等に積み立てることとされている。

【注2】核燃料物質輸送という特殊性から、費用の大部分を占める輸送船や輸送容器の減価償却費等の固定的費用の支払いが発生する。輸送料金については、輸送容器の調達等において競争入札を導入するなどの方法により価格低減を図ることを前提として合意することとしている。

【注3】海外再処理工場への輸送業務は完了しているが、相手先との契約に基づき主に輸送容器の処分までの保管・保守費用を負担するもの。

- 査定方針案においては、「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」とし、「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に基づき料金原価から減額すべきである」としている。
- 使用済燃料再処理費等費については、査定方針案において、「「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」としている。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に基づき原価から除くべきである」としている。
- 卸電力市場については、査定方針案において、「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發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」としている。

（査定方針該当箇所：P36、P37、P75）

(単位:百万Wh,百万円,円/Wh)

		前年			今回申請			差異			備考
		電力量	料金	平均	電力量	料金	平均	電力量	料金	平均	
購入電力料	水力	1,588	12,427	7.83	1,505	11,315	7.52	▲81	▲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 ○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工場購入電力量の増 29億円 ・取引所取引の増 14億円
	火力 (再転)入札案件	2,120	29,413	13.90	2,052	30,113	14.62	▲68	910	0.92	
	原子力	1,400	12,826	9.18	1,160	11,167	9.62	▲240	▲1,652	▲0.41	
	新工場	976	6,324	6.52	1,295	9,240	7.60	428	2,916	0.83	
	合計	4,557	48,254	10.36	4,556	50,269	10.28	299	2,732	▲0.09	
販売電力料	水力	-	50	-	-	-	-	-	▲30	-	・入札案件の固定減 ▲19億円 ○地帯間販売電力料の主な要因 ・卸供給(入札案件除く)の固定費減 ▲18億円 ・他電力会社への送電電力量の減 ▲5億円 ○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
	火力	30	515	17.18	280	2,310	8.26	250	1,795	▲8.92	
	原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	新工場	-	63	-	-	35	-	-	▲28	-	
	需給バックアップ	31	318	11.10	141	1,177	17.08	113	1,298	0.93	
合計	64	965	15.42	426	4,117	9.85	363	3,132	▲6.77		

⑳ 原価算定上、原子力発電所が再稼働することを織り込んだ理由と再稼働しない時の電気料金への影響を明確に説明しているか。

- 原子力発電所の再稼働時期について、北海道電力は「電気料金算定のための前提として、泊発電所1号機が平成25年12月、2号機が平成26年1月、3号機が平成26年6月に発電再開するもの