

購入電力料の算定概要（関西電力、第12回電気料金審査専門委員会資料10-2）

（億 kWh、億円、円/kWh）

	今回改定 (H25-H27年度平均)			前回改定 (H20年度)			差引 (今回-前回)			備 考 (料金の差異理由)	
	電力量	料金	単価	電力量	料金	単価	電力量	料金	単価		
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	8	203	25.25	109	1,002	9.18	▲101	▲799	16.07	・契約満了に伴う減 ・受電電力量の減	
（電力会社以外からの購入）	卸電気事業者 (電源開発・日本原電)	125	1,309	10.43	154	1,262	8.22	▲28	47	2.21	・燃料価格上昇に伴う単価増
	卸供給事業者	124	1,169	9.46	137	1,301	9.48	▲14	▲132	▲0.02	・契約満了に伴う減
	自家発電等 (自家発電・取引所取引等)	33	432	13.21	26	611	23.70	7	▲179	▲10.49	・契約更改による固定費の減 ・取引所取引の増
	新エネルギー	18	157	8.60	12	128	10.32	6	29	▲1.72	・買取制度開始による数量増
	合計	300	3,067	10.22	329	3,302	10.04	▲29	▲235	0.18	
購入電力料計	308	3,269	10.61	438	4,303	9.82	▲130	▲1,034	0.79		

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

購入電力料の算定概要（九州電力、第12回電気料金審査専門委員会資料11-2）

（億 kWh、億円、円/kWh）

	今回原価 (平成25~27年度平均)			前回原価 (平成20年度)			差 引 (今回原価-前回原価)			備 考 (主な差異理由)		
	電力量	料金	単 価	電力量	料金	単 価	電力量	料金	単 価			
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00			
（電力会社以外からの購入）	卸供給	卸電気事業者 (電源開発等)	89	609	6.86	91	551	6.07	▲2	57	0.79	契約更改等による固定費の減 ▲50 燃料価格上昇等に伴う増 +107
		公営電気	9	77	8.08	11	92	8.74	▲1	▲16	▲0.66	契約更改等による固定費の減 ▲15
		共同火力	26	256	9.80	24	183	7.63	2	73	2.17	大分共火3号分の運開に伴う増等 +11 燃料価格上昇等に伴う増 +62
		IPP	19	154	8.16	28	229	8.28	▲9	▲75	▲0.12	契約期間満了(新日環住金八幡、J× 日証日石)に伴う減
		計	55	487	8.93	62	505	8.11	▲8	▲18	0.82	-
	自家発電等 (取引所取引)	7	67	9.97	5	39	8.23	2	27	1.74	取引所取引の増	
	再生可能エネルギー (太陽光、風力、バイオ、RPS)	22	166	7.44	13	138	10.32	9	27	▲2.88	再エネ導入量の増	
	計	172	1,327	7.71	171	1,233	7.20	1	94	0.51		
追加調達	1	24	17.51	0	0	0.00	1	24	17.51	共火(基準超過)の設備増 +5 相対取引の増 +19		
購入電力料計	174	1,351	7.79	171	1,233	7.20	2	118	0.59	-		

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

（第12回電気料金審査専門委員会資料10-2）

（億円）

費用項目	今回繰込	前回改定	差引	備考（増減説明等）
人件費	22	19	3	発電所人員数、退職給付費用の増加
修繕費	82	108	▲26	停止時定検費用、大規模工事の減少
委託費	7	12	▲6	調査関係委託業務の減少
普及開発関係費	—	—	—	
諸費	97	71	26	長期定検に伴う費用増、緊急安全対策関連費の増加
除却費	—	9	▲9	除却費用の減少（前回：大規模取替分の除却費用計上）
再処理関係費	14	42	▲28	発電計画の差異による再処理等引当金の減少
一般負担金	29	—	29	「原子力損害の賠償に関する法律」に基づき今回から計上
減価償却費	135	157	▲21	償却進行に伴う減少
事業報酬	41	47	▲5	償却進行に伴う報酬対象資産（簿価）の減少
核燃料費	—	47	▲47	今回繰込については、発電停止を前提として算定
送電料金	—	8	▲8	”
その他	55	73	▲18	発電計画の差異等による減少
効率化額	▲17	—	▲17	
合計	466	594	▲128	

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

使用済燃料再処理等費（関西電力、第12回電気料金審査専門委員会資料10-3）

（百万円）

		今回				前回	差引
		H25～H27 A	H25	H26	H27	H20 B	C=A-B
制度措置分 （日本原燃分）	積立金（将来分）	11,493	10,409	11,395	12,676	24,952	▲13,549
	積立金（過去分）	20,738	20,738	20,738	20,738	20,738	0
	小計	32,231	31,147	32,133	33,414	45,690	▲13,459
その他 （輸送費）	発電所構内の輸送	108	76	124	124	759	▲651
	六ヶ所工場への輸送	1,161	1,157	1,153	1,174	1,615	▲454
	海外工場への輸送	165	155	144	196	188	▲23
	保険料・補償料	1	1	1	1	α	1
	小計	1,436	1,390	1,422	1,496	2,562	▲1,126
合計		33,668	32,538	33,555	34,910	48,252	▲14,584

使用済燃料再処理費等（九州電力、第12回電気料金審査専門委員会資料11-3を加工）

（百万円）

		今回				前回	差引
		H25～H27 A	H25	H26	H27	H20 B	C=A-B
制度措置分 （日本原燃分）	積立金（将来分）	10,158	6,712	11,468	12,295	13,718	▲3,559
	積立金（過去分）	7,581	7,581	7,581	7,581	7,581	0
	小計	17,740	14,294	19,049	19,876	21,299	▲3,559
その他 （輸送費）	発電所構内の輸送	94	83	99	99	450	▲356
	六ヶ所工場への輸送	578	575	580	580	649	▲71
	海外工場への輸送	0	0	0	0	54	▲54
	保険料・補償料	1	1	1	1	3	▲2
	小計	673	659	680	680	1,156	▲483
合計		18,413	14,953	19,730	20,557	22,455	▲4,042

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

○ 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、契約相手先から関西電力及び九州電力に対し、料金に含まれている寄付金等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、広告宣伝費、寄付金、団体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」とするとともに、「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原価から減額すべきである」としている。

○ また、査定方針案においては、「関西電力が北陸電力及び日本原電に支払う原子力発電による購入電力料については、受電量に応じて支払う電力量料金と受電量にかかわらず支払う基本料金の組み合わせで設定されている。今回申請では、原価算定期間における受電量をゼロと見込んでおり、核燃料費等受電量に応じて支払う電力量料金は原価に算入されていないことなどから、原子力発電に係る購入電力料全体で前回（20年改定）に比べて128億円の減となっている。他方で、今回申請においては、停止中の原子力発電所に係る維持管理や安全対策工事などに必要と見込まれる費用が原価算入されているが、これらの費用については、購入の相手方との契約書原本等を確認した結果、以下の理由から、原価に算入することを認めることが適当である。

①当該原子力発電所は契約の相手方との共同開発であると認められる。

②このため、人件費、修繕費や減価償却費等の原子力発電所を安全に維持管理する費用や、将来の稼働に向けた投資に要する費用についても、自社電源同様、負担する義務があると考えられる。

また、関西電力が契約している発電所は、発電設備としては健全な状態にあり、北陸電力及び日本原電においては、発電再開に向けた準備を実施中である。なお、敦賀発電所についても、発電設備としては健全な状態にあり、日本原電において、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であり、原子力規制委員会の有識者会合において、敦賀発電所敷地内破砕帯の評価が行われているところであるが、現時点で、原子力規制委員会としての最終的な結論は出されていない。

他方で、関西電力は契約の相手方に対して効率化努力を求めていくべきであり、既設分の減価償却費や固定資産税等といった効率化努力が見込めない費用を除く人件費や修繕費等について、関西電力自身による効率化努力分と比較し、既に織り込まれている効率化努力分では足らざる部分については、原価から減額すべきである。

とりわけ、日本原電については、関西電力の関連会社であり、役員における人的関係等を考慮すれば、日本原電からの購入電力料に含まれる人件費については、関西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、関西電力のコスト削減努力に照らし、10%減額すべきである。

なお、北陸電力（志賀2号機）の修繕費のうち、定期検査費用の一部については、原価算定期間に発生する見込みがないと考えられることから、原価から除くべきである」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。ただし、「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、日本原燃から関西電力及び九州電力に対し、料金に含まれている寄付金等の額などを示した書類での回答があり、その書類を確認したところ、広告宣伝費、寄付金、団体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」、さらに、「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」としている。

（査定方針案該当箇所：P52、P53、P96）

⑳ 原価算定上、平成25年7月から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、関西電力は、「今回の料金原価の算定においては、現在稼働している大飯発電所3・4号機に加え、原子力安全・保安院におけるストレステスト1次評価結果の審査が最も進んでいたことから、安全性に関する議論が一定程度進んでいると考えられることを勘案し、高浜3・4号機を平成25年7月から稼働と仮定している」とのことである。
- また、「原子力の稼働停止による、電気料金原価への影響については、高浜3・4号機のみ停止する場合、燃料費等は年平均1,400億円増加する。加えて、大飯3・4号機も停止すれば、燃料費等は年平均3,450億円増加することとなり、収入不足はほぼ倍増するため、原子力発電所が全台停止する前提では、改定率は大幅に増加する可能性がある」とのことである。
- 九州電力は、「原子力規制委員会が策定する新たな安全基準(平成25年7月までに施行予定)の骨子案が2月6日に公表されたところであり、それを踏まえて当社自らが実施するプラントの安全性確認について、速やかに原子力規制委員会による評価が行われることを前提として、原価上は平成25年7月からの再稼働を想定している」とのことである。
- また、「再稼働がない場合、燃料費が約3,500億円増加し、規制・自由化部門合計の値上げ率は約35%まで上昇するとの試算結果を公表している」とのことである。

㉑ バックエンド費用について、その内容及び電気料金との関係が分かりやすく明確に情報提供されているか。

- バックエンド費用については、①「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、②「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき、使用済燃料の再処理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、③「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等の必要な費用を引き当てること義務づけられている費用等からなる。原子力発電所の利用率の低下に伴い、関西電力は、平成20年原価に比べて350億円減の455億円を、九州電力は、同116億円減の274億円を原価に算入している。

原子力バックエンド費用の算定概要（関西電力、第12回電気料金審査専門委員会資料10-3）

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差 引	備考
			C=A-B	
使用済燃料再処理等費	337	483	▲146	
使用済燃料再処理等発電費	129	275	▲146	原子力利用率の減(前回77.4%⇒今回34.5%)
使用済燃料再処理等既発電費	207	207	0	
特定放射性廃棄物処分費	60	170	▲110	
当期発電対応分	35	85	▲50	原子力利用率の減(前回77.4%⇒今回34.5%)
平成11年末迄の発電対応分	25	85	▲60	平成25年度抛出終了による減
原子力発電施設解体費	58	153	▲94	原子力利用率の減(前回77.4%⇒今回34.5%)
合 計	455	805	▲350	

※四捨五入の関係で、合計が合致しない場合がある。

原子力バックエンド費用の算定概要

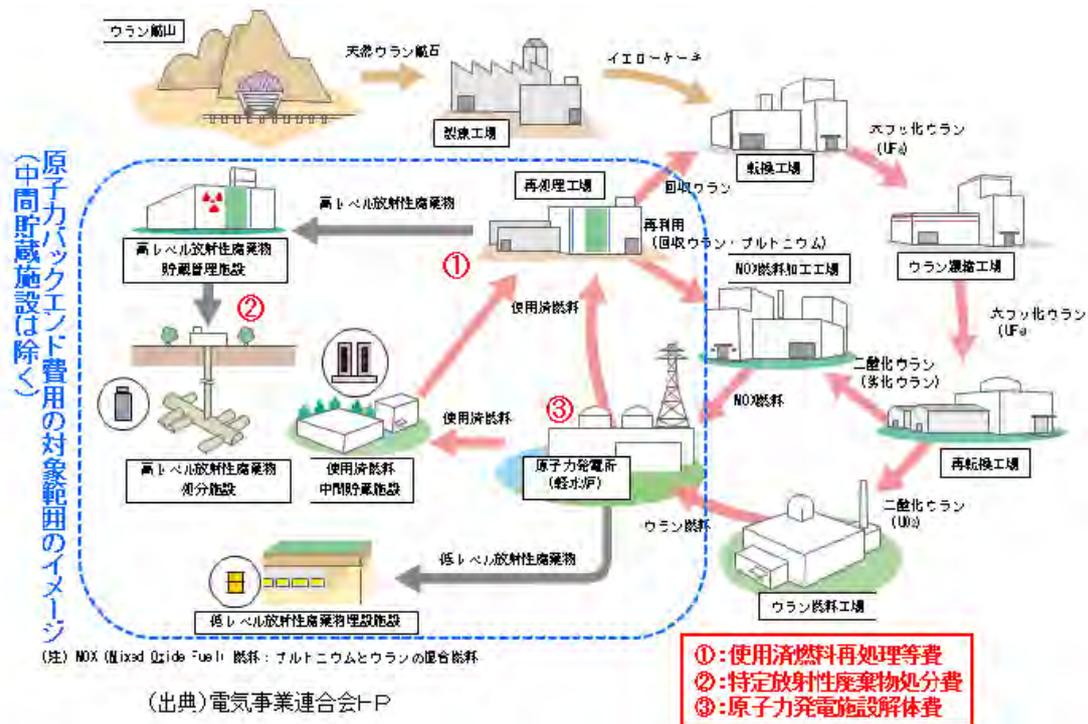
(九州電力、第12回電気料金審査専門委員会資料11-3を加工)

	今回 (H25~H27) A	前回 (H20) B	差 引	備考
			C=A-B	
使用済燃料再処理等費	184	225	▲40	
使用済燃料再処理等発電費	108	149	▲40	原子力利用率の減(前回83%⇒今回55%)
使用済燃料再処理等既発電費	76	76	0	
特定放射性廃棄物処分費	38	88	▲50	
当期発電対応分	27	51	▲23	原子力利用率の減(前回83%⇒今回55%)
平成11年末迄の発電対応分	11	38	▲27	平成25年度抛出終了による減
原子力発電施設解体費	52	77	▲25	原子力利用率の減(前回83%⇒今回55%)
合 計	274	390	▲116	

※四捨五入の関係で、合計が合致しない場合がある。

- また、原子力バックエンド費用について、両電力会社が電気料金審査専門委員会で説明した詳細資料については、両電力会社及び経済産業省のホームページでも公表している。

<原子力バックエンド費用の概要>



[規制部門と自由化部門の関係について]

- ② 原価の部門間の配分について、規制部門と自由化部門を比較した妥当性が検証でき、定量的で平易な説明を行っているか。
- ③ 規制部門と自由化部門の損益構造が、バランスのとれたものとなっているか。

- 査定方針案においては、原価の部門間の配分について、「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。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90%超（関西電力：約94%、九州電力：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」としている。
- また、「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（関西電力、九州電力共にスマートメーターを活用して約2万件データを取得）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」としている。
※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。
- さらに、「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、関西電力は、規制部門が5.6%、自由化部門が4.7%、九州電力は、規制部門が6.4%、自由化部門が5.5%、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」としている。
- 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」としている。

(査定方針案該当箇所：P122)