

(第8回電気料金審査専門小委員会資料6-1)

(億円、億kWh、円/kWh)

	今回(H26~H28) A			前回(H20) B			差引 A-B		
	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価
水 力	—	86	—	—	97	—	—	▲11	—
火 力	12,384	1,146	10.81	7,415	969	7.65	4,969	177	3.16
石 油 系	261	14	19.09	421	25	16.96	▲160	▲11	2.13
ガ ス 系	10,857	845	12.85	6,017	656	9.18	4,840	190	3.67
石 炭 系	1,266	287	4.41	976	288	3.39	290	▲2	1.03
原 子 力	20	39	0.50	100	255	0.39	▲80	▲216	0.11
新 工 業	—	1	—	—	0	—	—	1	—
自 社 計	12,403	1,272	9.75	7,514	1,321	5.69	4,889	▲49	4.06

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

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) LNG

- ・LNG長期契約の調達価格については、契約時期の影響等に左右されるが、現行契約の価格フォーミュラと調達数量を確認したところ、至近の実績では、平均すれば、全日本通関LNG価格(JLC)よりも割高な価格での調達となっている。
- ・中部電力は、安価で安定、そして柔軟な燃料調達を図るため、エネルギー生産・開発を担う上流開発に参画するとともに、国境を越えて燃料の共同調達に取り組んでいくことを表明しており、具体的な取組として、米国フリーポートプロジェクトへの参画、豪州イクシスプロジェクト等のLNG関連の上流権益の取得、韓国ガス公社(KOGAS)とのLNGの共同調達の実施、インドガス公社(GAIL)とのLNGの共同調達の可能性や在庫調整などについての協議開始などをあげている。
- ・また、原価算定期間中の年間調達予定数量約1,346万tのうち、約1,243万tを長期契約等により確保しており、このうち、約370万t分が、原価算定期間内に価格改定を迎える。また、未定分約103万tについてはスポット契約にて調達する前提で原価に織り込んでいる。
なお、LNG長期契約における調達義務に関し、不可抗力による引取不能は免責されるが、不可抗力以外であれば、契約未達数量はテイクオアペイ(引き取らない場合にも支払義務あり)と定められていることを確認した。また、契約中の途中解約については、不可抗力が長期間継続する場合や債務不履行等の特別な場合を除き不可となっていることを確認した。
- ・LNGの購入価格は、原油価格を指標とした価格フォーミュラにより決定されるが、申請原価は、25年6~8月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油価格(JCC)等を、プロジェクト毎の価格フォーミュラに適用し算定していることを確認した。
- ・原価算定期間内に価格改定を迎える長期契約の改定後価格について、中部電力から提出された基本契約書においては、価格改定協議の指標として、価格改定協議期間中及び価格改定対象期間の日本向け長期LNG契約に対して「競争力」を持つこと等を定めていることを確認した。
- ・北米におけるシェールガス産出に伴い国際的な天然ガスの需給構造が変化していく中で、今回の原価算定期間以降に輸入されるものではあるが、関西電力や東京電力など我が国企業が、これまでの通例であった石油価格リンクではなく、天然ガス価格にリンクしたLNG調達契約を結ぶといった新たな動きが見られる。さらに、昨年5月以降、複数の米国シェールガスのプロジェクトについて、米国政府から日本向けの輸出許可が得られている。
- ・今回の申請原価において、中部電力は、原価算定期間内に価格改定がある契約のうち、平成26年度に改定を迎えるものについてはJLCを適用し、平成27年度に改定を迎えるものについてはJLCから一定の価格低減を見込み原価に織り込んでいるが、上記のようなLNG調達をとりまく環境の変化を踏まえ、将来の効率化努力を先取りした調達価格を織り込んだ原価算定を

行うことが適当である。

- ・具体的には、先行他電力の査定と同様、26年度については、原価算定期間に契約更改等が実施される長期プロジェクトのうち、合意済みの更改価格等が現時点で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。加えて、27年度以降については、契約更改交渉までに十分に交渉のリードタイムがあり、また、米国からシェールガスが非F T A締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス連動価格を一部反映した原価織り込み価格とすることが適当である。また、四国電力と同様、マレーシアから日本向けの平均価格で購入するとしている契約については、マレーシアから日本向けの長期プロジェクトが今後順次価格改定を迎える際に調達各社がそれぞれ効率化努力を行うことを踏まえた査定を行うことが適当である。
- ・スポット購入価格については、直近25年6～8月のJ K M（日本・韓国向けL N Gスポット価格指標）実績にて織り込んでいるが、先行他電力の査定と同様、一般電気事業者全体の平均調達価格を原価織り込み価格とすることが適当である。
- ・なお、織り込み額の具体的な算定に当たっては、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、L N G調達契約について、電気事業法第106条に基づく報告徴収を行うべきである。

（イ）石炭

- ・石炭の各年度の購入価格は、輸入国別に、直近25年6～8月の中部電力の購入実績または全日本通関石炭価格のいずれか安い価格を原価織込価格としており、先行他電力の査定基準である「各国別の全日本通関石炭価格を、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」を下回っていることを確認した。
- ・中部電力は、石炭の調達にあたり、供給の分散化及び経済性の向上を目指し、近距離ソースであるインドネシア炭比率の向上や亜瀝青炭の導入などに取り組んでいること、フランス電力公社（E D F）の燃料調達部門であるE D Fトレーディング社との業務提携による調達力の強化等を進めていることを表明している。

（ウ）石油

- ・中部電力は、発電所の環境規制への対応のために主に低硫黄の重原油を使用していることを確認した。
- ・今回の申請原価において、中部電力は、原油等の原価算定にあたり、全日本通関原油価格（J C C）と比べ季節による価格変動が大きい低硫黄原油の価格を平準化し原価に反映するため、ディファレンシャル方式を使用している。具体的には、直近25年6～8月のJ C Cに、当該油種価格とJ C Cの1年間の価格差（平均）を反映させ算出している。原油については、過去の料金改定においても、同様の考え方により、J C Cとの格差を基に算定されていることを確認したため、ディファレンシャル方式による原価算定を認めることが適当である。

その他

- ・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、中部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」に示された考え方を踏まえて算定された額を原価算入価格とする。
- ・各燃料の調達価格や諸経費について、最新の契約実績を踏まえて再算定した結果、申請との差がある場合には、料金原価から減額すべきである。

（査定方針案該当箇所：P33～35）

⑫ 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られているか、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。
- ・日本原電及び北陸電力志賀原子力発電所からの購入電力料については、人件費等の費用について、中部電力並の削減努力を反映しているか。

購入電力料について、中部電力は、契約満了などに伴い他社からの受電電力量が減少したため、前回改定と比べ146億円減（64億kWh減）の1,691億円を原価に算入している。

また、販売電力料について、卸電力取引所の活用や新電力に対する常時バックアップを反映したことにより、前回改定と比べ153億円増（7億kWh増）の261億円を原価に算入している。

購入電力料の算定概要（第8回電気料金審査専門小委員会資料6 - 2）

（億円、億kWh、円/kWh）

	今回(H26~H28) A			前回(H20) B			差引 A-B			備考 (主な差異理由)	
	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価		
地帯間購入電力料 (他の電力会社からの購入)	153	4	42.66	419	46	9.06	▲266	▲43	33.60	・受電電力量の減 ・固定費の減	
〇他電力会社 以外からの電力 の購入料	卸電気事業者 (電源開発・日本原電)	545	36	15.09	608	69	8.84	▲63	▲33	6.26	・固定費の減 ・受電電力量の減 ・燃料価格上昇等に 伴う増
	卸供給事業者	373	37	10.08	507	53	9.51	▲134	▲16	0.57	・受電電力量の減
	自家発電等 (自発電・取引所取引等)	226	22	10.46	209	25	8.32	17	▲4	2.14	・燃料価格上昇等に 伴う増
	新エネルギー	395	38	10.33	94	7	13.12	301	31	▲2.79	・太陽光買取量の増
	計	1,538	133	11.57	1,418	154	9.19	120	▲22	2.39	
購入電力料計	1,691	136	12.39	1,837	201	9.16	▲146	▲64	3.23		

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

販売電力料の算定概要（第8回電気料金審査専門小委員会資料6-2）

（億円、億kWh、円/kWh）

	今回(H26~H28) A			前回(H20) B			差引 A-B			備考 (主な差異理由)	
	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価	金額	電力量	単価		
地帯間販売電力料 (他の電力会社への販売)	10	1	8.95	107	11	9.56	▲97	▲10	▲0.61	・送電電力量の減	
（他電力会社販売以外への電力売し料）	常時バックアップ	116	9	13.31	-	-	-	116	9	13.31	・今回から反映 (織込み)
	取引所取引	134	9	15.50	-	-	-	134	9	15.50	・今回から反映 (織込み)
	計	250	17	14.40	-	-	-	250	17	14.40	
販売電力料計	261	19	14.06	107	11	9.56	153	7	4.50		

※ 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

中部電力は「購入電力料における原子力発電については、前回改定と比べて187億円減の366億円を原価に算入している。なお、購入電力料の削減は、今後契約更改するものについて、更なる効率化を求めるべきと考えられる費用（人件費・修繕費・諸経費等）を対象に、交渉による費用低減を先取りした形で、平成26年～28年平均で約40億円のコスト削減を織り込んでおり、購入電力料における原子力発電についても、効率化努力を反映した上で料金原価に算入している。」としている。

原子力発電の購入電力料原価内訳（対前回改定比較）

（第8回電気料金審査専門小委員会資料6-2）

（億円）

費用項目	今回織込	前回改定	差引	備考(増減説明等)
人件費	26	33	▲8	人件費単価の減
修繕費	51	110	▲59	停止時定検費用の減
委託費	50	55	▲5	定検関連委託費の減
普及開発関係費	1	2	▲1	発電所PR関連費の減
諸費	27	19	8	安全対策関連費の増
除却費	3	11	▲8	大規模取替工事減少に伴う減
再処理関係費	16	39	▲23	発電計画の差異による再処理等引当金の減
一般負担金	26	-	26	原子力損害賠償支援機構法に基づき今回から計上
減価償却費	88	137	▲49	償却進行に伴う減
事業報酬	31	41	▲10	償却進行に伴う報酬対象資産の減
核燃料費	-	48	▲48	今回は受電を想定していなかったため織込み無し
送電料金	-	6	▲6	同上
その他	47	51	▲4	バックエンド関連費用の減
合計	366	552	▲187	
効率化額(再掲)	(▲28)	-	-	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

また、日本原子力発電株式会社（以下「日本原電」という。）について、中部電力は「日本原電の役員報酬、人件費等の水準について、当社が確認したところ、平成23～25年度の一人当たりの役員報酬・給料手当は、下記表のとおりであった。なお、日本原電からの購入電力料における料金原価の算定にあたっては、役員報酬、給料手当を当社並みの水準に引き下げるとともに、修繕費・諸経費等については、効率化努力を反映したうえで算入している。」としている。

日本原電の役員報酬・人件費等の水準（第8回電気料金審査専門小委員会資料6-2）

	当社	日本原子力発電		
	H26～H28 平均 (今回申請)	H25 推定実績	H24 実績	H23 実績
一人当たり役員報酬※1 (百万円/人)	18	20	25	28
一人当たり給料手当※2 (万円/人)	624	720	770	801

※1 社内役員のみ。
※2 超過労働給与を除く

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、中部電力は、原子力発電所の利用率が大幅に低下（浜岡3～5号機の利用率：前回83.0% 今回12.4%）していることなどから、使用済燃料再処理等費として、前回原価と比べ95億円減の124億円を原価に算入している。

なお、契約相手方の広告宣伝費等について、中部電力は「日本原燃の再処理積立金には、事業運営に必要な費用として、寄付金・諸会費（団体費）・広告宣伝費が含まれているが、今回の料金原価における積立金は、審査要領に準拠し、寄付金・交際費を全額カットするとともに、諸会費・広告宣伝費については、内容を精査したうえで必要と判断した件名のみ織り込んでいる。」としている。

使用済燃料再処理等費（第8回電気料金審査専門小委員会資料6-3）

		今回				前回	差引
		H26	H27	H28	H26～H28 A	H20 B	A-B
制度措置差分 (日本原燃分)	積立金(将来分)	—	1,966	8,552	3,506	12,533	▲9,027
	積立金(過去分)	8,248	8,248	8,248	8,248	8,248	0
	小計【注1】	8,248	10,214	16,801	11,754	20,782	▲9,027
その他 (輸送費等)	発電所の陸上輸送	203	143	243	196	371	▲174
	六ヶ所再処理工場への輸送【注2】	616	370	257	414	629	▲215
	海外再処理工場への輸送【注3】	109	69	48	75	67	9
	保険料・補償料	3	2	3	3	2	1
	その他	—	—	—	—	89	▲89
	小計	931	585	551	689	1,157	▲469
合計	9,179	10,799	17,352	12,443	21,939	▲9,496	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

- 【注1】 将来発電に係る積立金は、日本原燃(株)の事業計画等を踏まえ、総事業費と使用済燃料の総処理量から算出される積立単価に、当該年度の積立対象となる使用済燃料の発生数量を乗じて、毎年度の金額を算定している。
過去発電に係る積立金は、平成15年度までの発電に対応した費用を、平成17年度から15年間で均等に積立てるもの。
- 【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「法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの（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は、契約相手先から中部電力に対し、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、料金原価に織り込まれていないことを確認した。」としており、「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。」としている。

また、中部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料金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187億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料金原価に算入されているが、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、料金原価に算入することを認めることが適当である。

発電電力量の全量を受電会社に供給することとしているなど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。

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、中部電力が契約している発電所は、北陸電力及び日本原電においては、津波対策や耐震強化に係る改良工事を実施中であるなど、安全機能の維持や発電再開に向けた準備を実施中である。なお、日本原電敦賀発電所の敷地内破砕帯については、原子力規制委員会の有識者会合で「耐震設計上考慮する活断層」であると考え、評価書にとりまとめられ、平成25年5月の原子力規制委員会で報告・了承されている。当該評価書には「今後、新たな知見が得られた場合、必要があれば、これを見直すこともあり得る」旨も記載されており、評価書とりまとめ後の平成25年7月に、新たなデータとして調査報告書を日本原電から原子力規制委員会へ提出している。これらを踏まえ、平成25年12月の原子力規制委員会において、評価書の見直しの要否を議論するため、有識者による評価会合及び現地調査を行うことが了承された。有識者による現地調査は、平成26年1月に実施済みであるが、評価会合の実施時期については未定であり、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、中部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、中部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、料金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、中部電力も出資している会社であり、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、中部電力のコスト削減努力並に料金原価から減額し、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、中部電力のコスト削減努力に照らし、10%減額すべきである。

特に、人件費については、日本原電の現行の常勤役員一人当たり報酬額2,000万円（平成25年度推定実績）を中部電力同様、国家公務員指定職と同水準（1,800万円）とするとともに、中部電力の役員と兼務している非常勤役員への報酬については料金原価への算入を認めない。また、一人当たり従業員給与については、720万円（平成25年度推定実績）であるところ、中部電力の査定後の水準である623万円まで料金原価を削減すべきである。なお、他社の査定方針も踏まえ、さらに中部電力が北陸電力及び日本原電と交渉した結果、平成26年度の受給契約において、査定

後原価を下回ると確認できたものを料金原価に反映すべきである。

また、北陸電力（志賀2号機）の諸費の一部については、料金原価算定期間に発生する見込みのないものについて料金原価から減額すべきである」としている。

使用済燃料再処理等費については、査定方針案においては「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」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。ただし、制度措置分（日本原燃分）のうち、再処理により発生する放射性廃棄物の処分費用の算定に用いている処分単価については、申請時点において平成25年度の処分単価により算定しているが、平成26年度の処分単価に改定されたことに伴い、当該処分単価を反映した料金原価とすべきである。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。広告宣伝費、寄付金、団体費等については、「制度措置分（日本原燃分）については、法令に基づき経済産業大臣がその費用の内訳に係る資料の提出を受けているもの（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、日本原燃から中部電力に対し、料金に含まれている広告宣伝費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。」としている。

また「その他（輸送費）」については「六ヶ所再処理工場への使用済燃料の輸送費等については、日本原燃の「再処理施設の使用計画」（以下「使用計画」という。）に基づき算定されているが、使用計画が変更されたことに伴い、変更後の使用計画に基づき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。」としており、さらに「今後契約を締結するものについては、効率化努力（コスト削減を求めることが困難な費用を除く）を織り込んでおり、「基本的な考え方」に示された考え方に照らして妥当であると考えられる。」としている。

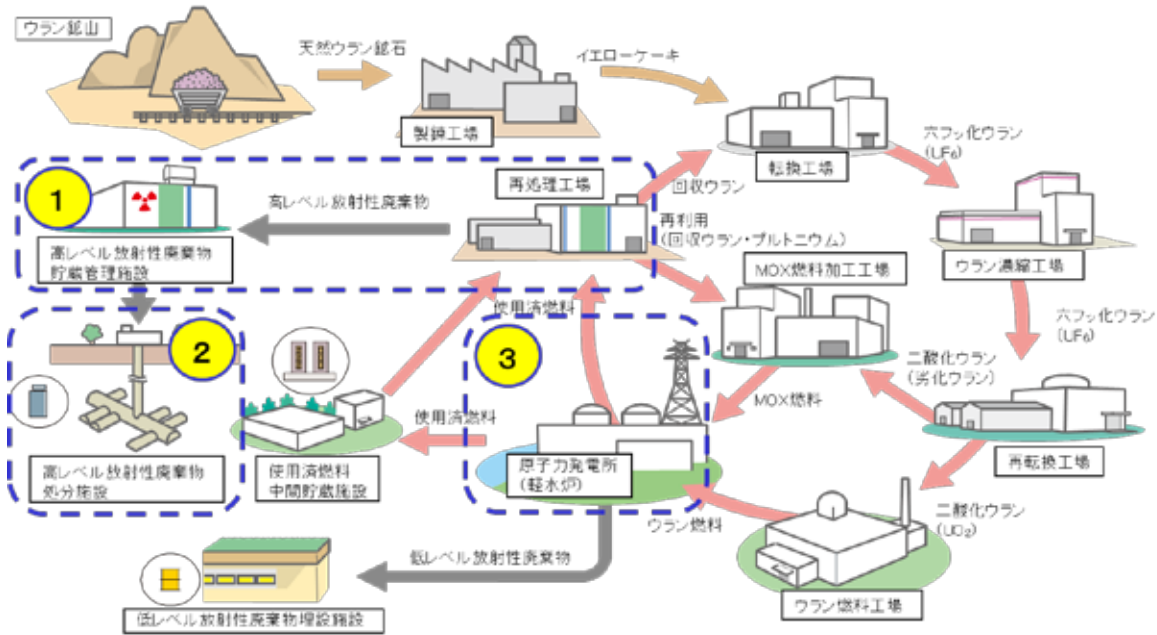
（査定方針案該当箇所：P40～43、P87）

② 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。原子力発電所の廃炉に関わる会計制度の変更により、発電所設備の減価償却、解体引当金について、原価への計上方法が変更されたが、それによる電気料金の値上げがどの程度になるのか定量的に分かりやすく説明しているか。

バックエンド費用については、使用済燃料再処理等費（「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」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）、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」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）、原子力発電施設解体費（「廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ」における検討を踏まえ、平成25年9月に改正された「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に必要な費用を引き当てるのが義務づけられている費用）等からなる。中部電力は、原子力発電所の利用率が大幅に低下（浜岡3～5号機の利用率：前回83.0% 今回12.4%）していることなどから、前回改定に比べ161億円減の173億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結果（第8回電気料金審査専門小委員会資料6-3）

- ①使用済燃料再処理等費 … 使用済燃料の再処理工場への輸送や再処理に係る費用
 ②特定放射性廃棄物処分費 … 高レベル放射性廃棄物の最終処分に係る費用
 ③原子力発電施設解体費 … 運転終了後の原子力発電所の解体に係る費用



【出典】原子力・エネルギー図面集2012 7-2-1

(億円)

	今回 (1-26~1-28) A	前回 (1-10) B	差引 A-B	備考
使用済燃料再処理等費	124	219	▲95	
使用済燃料再処理等発電費	42	137	▲95	・浜岡3～5号機利用率の減(前回83.0%⇒今回12.4%)
使用済燃料再処理等既発電費	82	82	0	
特定放射性廃棄物処分費	4	62	▲58	
当期発電対応分	4	34	▲31	・浜岡3～5号機利用率の減(前回83.0%⇒今回12.4%)
平成11年末迄の発電対応分	—	28	▲28	・平成25年度提出終了による減
原子力発電施設解体費	45	52	▲8	・算定方法変更による差(生産高比例法⇒定額法)
合計	173	334	▲161	

※四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある。

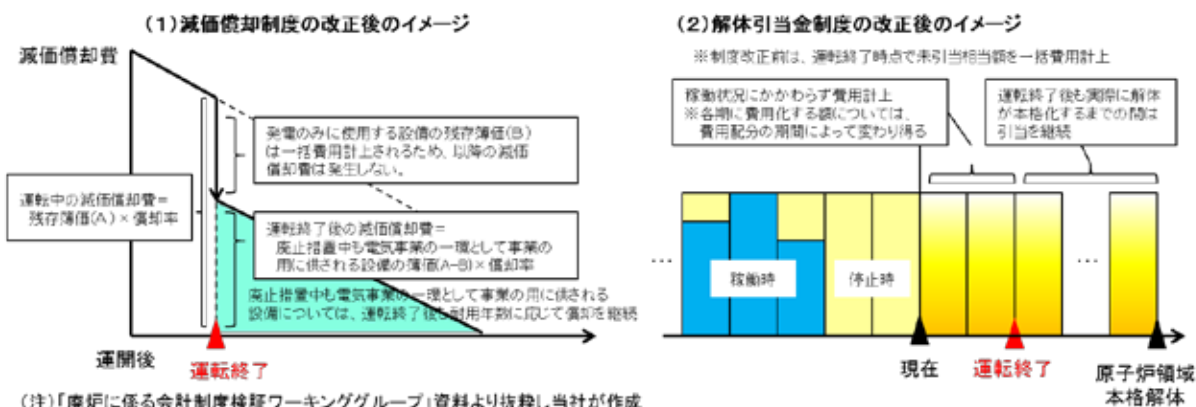
原子力発電施設解体費は、原子力発電施設の解体費用を、運転開始から解体が本格化するまでの間（原則50年間）定額法で引き当てるものであり「原子力発電施設解体引当金に関する省令」に基づき算定されている。当該省令は平成25年10月に改正されており、生産高比例法（運転期間40年、平均設備利用率76%を前提として想定総発電電力量を設定）で稼働実績に応じて引当を行っていたものを、定額法へ変更（稼働状況に左右されない着実な引当、各期の引当額平準化）し、運転期間40年に安全貯蔵期間10年を加えた期間を原則的な引当期間（解体本格化までに引当）とするものである。中部電力は「今回の申請原価においては、旧制度により算定した場合と比べ34億円増加しているが、今回の省令改正では解体費用総額に変更がないため、長期的に見れば、電気料金への影響はありません。」としている。

電気事業会計規則等の一部改正の影響（解体引当金）（第13回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査委員会資料3-2、第13回電気料金審査専門小委員会参考資料3）

(百万円)

		今回				前回 H20 B	差引 A-B
		H26	H27	H28	H26~H28 A		
浜岡原子力 発電所	1号機 (H21.1.30運転終了)	—	—	—	—	—	—
	2号機 (H21.1.30運転終了)	—	—	—	—	123	▲123
	3号機	1,294	1,294	1,294	1,294	1,884	▲590
	4号機	1,308	1,308	1,308	1,308	1,584	▲276
	5号機	1,873	1,873	1,873	1,873	1,638	235
合計		4,475	4,475	4,475	4,475	5,230	▲755
(参考)旧制度により算定した場合		—	568	2,536	1,034		

廃炉会計制度見直しによる電気料金負担への影響（第13回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査委員会資料3-2、第13回電気料金審査専門小委員会参考資料3）



⑳ 浜岡原子力発電所の再稼働に向けて行う安全対策も含めた新規の設備投資が、今後、どの程度の期間、原価に織り込まれるかについて合理的な説明をしているか。

中部電力は「新規規制基準を踏まえ必要となる設備対策として、津波・地震対策、電源確保対策、冷却・注水対策など総工事費2,796億円の工事を計画している。このうち原価算定期間においては、防波壁地盤改良などの地震対策として平均48億円、防波壁設置などの津波・浸水対策として平均65億円、ガスタービン発電機の高台設置などの電源確保対策として69億円、緊急時海水取水設備の設置などの冷却・注水対策として平均124億円、フィルタベント設備の設置などその他の工事として平均198億円を計画しており、原価算定期間の平成26～28年度合計では1,511億円（平均504億円）の工事を計画している。」としている。

（第10回電気料金審査専門小委員会資料6-1）

◆浜岡原子力発電所の安全性向上対策の概要

（億円）

対策区分	対策概要	総工事費	H26	H27	H28	平均
地震対策	・防波壁地盤改良 ・配管・電路類サポート改造 等	165	75	35	35	48
津波・浸水対策	・防波壁の設置 ・発電所敷地東側西側盛土の嵩上げ 等	772	175	11	9	65
電源確保対策	・電源盤などの上層階および高台への設置 ・ガスタービン発電機の高台設置 ・外部電源の信頼性強化 等	439	116	51	39	69
冷却・注水対策	・可搬型注水ポンプ等の追加配備 ・緊急時海水取水設備の設置 ・緊急時淡水貯槽の設置 等	636	234	75	64	124
その他	・フィルタベント設備の設置 ・火災による損傷防止 ・溢水による損傷防止 ・保管場所・アクセスルートの確保 等	784	205	168	220	198
合 計		2,796	805	339	367	504

㉑ 原価算定上、浜岡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、バックエンド費用（㉒）や浜岡原子力発電所の再稼働に必要な新規の設備投資（㉓）についての見込みも含め、明確に説明しているか。


再稼働することを織り込んだ理由について、中部電力は「現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規規制基準を踏まえた安全性向上対策（4号機：平成27年9月末完了目標、3号機：平成28年9月末完了目標）を実施しており、原価算定上の前提として、4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定し、5号機については、海水が混入した設備の点検および健全性評価を進めるとともに、新規規制基準への対応について引き続き検討を進めていることから、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定していない。」としている。

さらに「原子力発電電力量を想定しない場合、燃料費・原子力バックエンド費用の合計は、申請原価から440億円程度増加し、規制・自由化部門合計での改定率影響は1.89%程度となり、申請に比べ値上げ幅は4分の1程度増加する。」としている。

なお、設備投資に係る減価償却費は原子力発電所が稼働するか否かによって変わらない。

原子力の供給電力量想定（第7回電気料金審査専門小委員会資料7-2）

ユニット名	平成26年度 (設備利用率:0.0%)	平成27年度 (設備利用率:7.0%)	平成28年度 (設備利用率:30.2%)
浜岡3号機			29/1
浜岡4号機		28/1	29/1
浜岡5号機	原価算定期間中の発電電力量は想定していません。		

 : 電力量想定期間

原子力発電電力量を想定しない場合の電気料金原価への影響（第12回電気料金審査専門小委員会参考資料）

(億円)

	申請原価	再稼働を反映しない 場合の影響額	備考
燃料費	12,403	+ 480	火力: + 500 原子力: 20
原子力バックエンド費用	173	40	
合計	12,576	+ 440	
収入不足額	1,627	+ 440	[改定率] 収入不足額 ÷ 23,309億円 (改定前料金収入)
改定率	6.98%	+ 1.89%	

[規制部門と自由化部門の関係について]

- ②⑤ 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。
- ②⑥ 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95%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（1,429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、規制部門、自由化部門毎の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5.2%、自由化部門が4.1%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「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：P115)

[需要の推計、見込みと実績の乖離について]

⑳ ピーク需要の推計は、合理的な根拠に基づき適切に行われているか。また、ピーク需要比については、景気拡張期、後退期をどのように織り込んでいるか明らかにされているか。

査定方針案においては、ピーク電力需要の推計について「低圧需要の最大電力は、サンプル調査（1,429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。」としている。

また、今般の認可申請にあたっては、中部電力は「最大電力の想定は、用途別に想定した月間の電力量をもとに「電気の使われ方（負荷率）」や「節電影響」を加味して想定している」とのことであり、景気拡張期や後退期の織り込みについては「経済動向を示す指標である実質GDPおよび鉱工業生産指数（IIP）について、業務用需要および産業用需要を想定するために使用している。」としている。

（査定方針案該当箇所：P115）

前提となる経済見通し（第7回電気料金審査専門小委員会資料7-1）

	H23 (実績)	H24 (実績)	H25 (推定実績)	H26 (想定)	H27 (想定)	H28 (想定)
中部の人口(万人) ¹	0.2 1,600	0.2 1,598	0.1 1,596	0.2 1,593	0.2 1,590	0.2 1,586
実質GDP(兆円) ²	0.3 513.7	1.2 519.7	2.7 533.7	0.6 536.9	1.2 543.4	1.2 549.9
鉱工業生産指数(IIP) ² (平成22年=100)	0.7 98.7	2.9 95.8	3.6 99.2	2.4 101.6	1.5 103.1	1.6 104.7

1 実績や国立社会保障・人口問題研究所の推計値を踏まえて設定しています。
2 計画策定時点のシンクタンクの予測や政府経済見通し等を踏まえて設定しています。
3 表内上段は対前年増加率。

㉑ 過去の原価算定期間内における販売電力量（特に、供給約款に係る部分）及び原価項目について、見込み値及び実績値並びにその乖離を公表しているか。また、今後についても、同様に公表するか。

電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の報告書（平成24年3月）の提言を受け、これまで自由化部門が赤字の場合のみ公表されていた部門別収支を毎年度公表するよう「電気料金情報公開ガイドライン」が改正された。部門別収支の公表に当たっては、ホームページ上で、過去の原価算定期間における販売電力量や原価項目の実績値を公表している。なお、今般の改定における原価算定期間の見込み値についても公表している。

また、今後の対応について、中部電力は「お客さまへのご説明について、継続して丁寧に対応していく。」としている。

販売電力の見込みと実績（第10回電気料金審査専門小委員会資料6-3）

（単位：百万kWh、百万円、％）

		平成20年改定	平成20年度		平成21年度		平成22年度		平成23年度		平成24年度	
		想定	実績	増減率	実績	増減率	実績	増減率	実績	増減率	実績	増減率
供給約款	電力量	36,155	35,363	2.2%	34,179	5.5%	35,975	0.5%	33,939	6.1%	33,090	8.5%
	料金収入	819,052	838,684	2.4%	778,628	4.9%	801,177	2.2%	794,682	3.0%	800,776	2.2%
【再掲】 従量電灯	電力量	30,054	29,457	2.0%	28,595	4.9%	30,067	0.0%	28,355	5.7%	27,619	8.1%
	料金収入	669,955	687,440	2.6%	639,812	4.5%	662,286	1.1%	655,626	2.1%	660,301	1.4%
選択約款	電力量	6,867	6,711	2.3%	7,260	5.7%	7,967	16.0%	8,283	20.6%	8,517	24.0%
	料金収入	104,056	109,588	5.3%	112,183	7.8%	122,131	17.4%	136,157	30.9%	146,835	41.1%
【再掲】 3時間帯別電灯	電力量	2,736	2,850	4.2%	3,485	27.4%	4,303	57.3%	4,767	74.2%	5,201	90.1%
	料金収入	44,972	49,932	11.0%	57,200	27.2%	69,858	55.3%	82,490	83.4%	93,248	107.3%
規制部門 合計	電力量	43,022	42,074	2.2%	41,439	3.7%	43,942	2.1%	42,222	1.9%	41,607	3.3%
	料金収入	923,108	948,272	2.7%	890,811	3.5%	923,308	0.0%	930,840	0.8%	947,612	2.7%

- 1 端数処理の関係で、合計が合わない場合がある
- 2 増減率は、平成20年改定との対比である

[新料金体系への移行に向けた情報提供等について]

- ②⑨ プランの変更について、各消費者が試算できるよう、工夫しているか。各消費者の使用実績を基にした各プランの値上がり幅を周知しているか。

中部電力は「ご契約メニューを変更した場合の影響額については、ホームページ上でシミュレーションが可能となるようにしている。また、ご契約メニュー毎の値上げの影響額については、検針時における配布チラシ等で幅広くお知らせするとともに、ホームページ上でのシミュレーションが可能になっている。また、お電話でお問い合わせいただいたお客さまについても、年間の値上げ影響額等を丁寧にご説明している。」としている。

- ③⑩ 省エネ、節電のインセンティブが高まる料金メニュー等が設定されているか。オール電化やピークシフトメニューによる節電インセンティブや料金節約方法は分かりやすく説明されているか。また、供給約款料金と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。

査定方針案においては「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段階格差率よりも、2・3段階格差率を拡大させている。これは、1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、3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。」としている。

中部電力は「生活必需的な電力量に相当する第1段階には比較的低廉な料金を、概ね平均的な使用量に相当する第2段階には平均的な料金を、それを超過する第3段階には割高な料金を適用している。今回の申請においては、毎日の暮らしに必要不可欠なご使用量に相当する第1段階料金の値上げ幅を小さくし、省エネルギー推進という観点から、第3段階料金については、値上げ幅を大きくしている。また、ピーク時間(夏季の平日13~16時)を中心とした電気の使用方を工夫していただくことで、電気料金の低減が可能となる「ピークシフト電灯」を新たに設定した。」としている。

電気料金の節約や省エネに関するお客さまへのご説明については「ホームページにおいて、契約メニュー変更によるシミュレーション等や、電気を効率よくお使いいただくための節電・省エネ方法について紹介している。」としている。

また、供給約款料金と選択約款料金については「料金算定規則に基づき、電気の使用形態や供給原価の差異等をふまえつつ、規制部門に配分された原価と選択約款も含めた規制部門全体の料金収入が一致するように設定している。」としている。

査定方針案においては「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。中部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。」としている。

(査定方針案該当箇所 : P123、124)

③① 浜岡原子力発電所3号機及び4号機の再稼働に伴う燃料費・修繕費・減価償却費が営業費用に与える影響を消費者に分かりやすく情報提供を行っているか。対象となる消費者に応じた適切な方法で、新料金体系及び原価項目（公租公課も含む）の増減要因等を、事前に周知・説明することになっているか。

また、情報提供に当たっては、消費者の居住地に関わりなく、適時かつ公平に広報・周知体制が取られているか。

さらに、値上げ認可申請の理解のため、消費者や消費者団体からの要望に応えるとともに、積極的に説明会等の開催を提案しているか。

中部電力は「原価算定上の前提として、浜岡原子力発電所3号機及び4号機の発電電力量を想定しており、これまでの電気料金審査専門小委員会及び家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会等にて申請原価における原子力発電費や安全対策費について説明するとともに、その説明資料をホームページに掲載しお知らせしている。申請の理由や料金等の変更内容については、検針時に配布するチラシ等に掲載するとともに、プレス発表の添付資料や電気料金審査専門小委員会・家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査会での説明資料をホームページに、適宜、掲載している。また、自治体、消費者団体など各種団体へ訪問等によりご説明している（約1,000件）。さらに、各種団体に向けての説明会の開催をお声がけしており、愛知県消費者団体連絡会、三重県生活協同組合連合会および長野県消費者団体連絡協議会等が主催する説明会に出席し、丁寧にご説明している。」としている。

経済産業省としては、中部電力に対して、引き続き丁寧な周知・説明を求めてまいりたい。

③② また、消費者への負担に加えて、取引先、株主、金融機関等各ステークホルダーの負担についても定量的なデータを明示する等分かりやすく周知・説明することとしているか。

中部電力は「原価算定にあたっては、取引先については、競争発注の拡大等により、発注価格を削減していくこととし、株主の皆様には、平成26年3月期の期末配当についても、中間配当に引き続き見送る予定であり、金融機関からは、格付の低下など当社財務リスクが高まる中、引き続き融資をいただいている。なお、当該内容については「13回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査委員会」において説明をするとともに、同資料を第11回電気料金審査専門小委員会参考資料3として提出し、当社ホームページでも公表している。」としている。

各ステークホルダーの負担(第13回家庭用電気料金の値上げ認可申請に関する調査委員会資料
3-2、第11回電気料金審査専門小委員会参考資料3)

(単位:億円)

平成26~28年度平均(原価算定期間)		
お客さま	・規制部門:平均4.95%(482) ・自由化部門:平均8.44%(1,145)	1,627
役員	・役員給与の削減	▲460
従業員	・基準賃金の削減を始めとした社員年収水準の引下げ ・保養所の全廃等による厚生費の削減等	
取引先等	・安価な調達による燃料費の削減、購入電力料の削減 ・競争的発注の拡大等による調達価格の削減 ・販売活動に係る普及開発関係費・研究費等の削減等	▲1,391 (▲1,173)
合計		▲1,851 (▲1,633)

※()内の数値は、費用換算後の値

配当等の状況 <発行済み株式数 約7.5億株(自己株式除く)>			
株主	配当	平成26年3月期中間配当より無配(震災前60→0円/株)	▲450
	1株あたりの純資産	平成22年度末:1,960円 → 平成25年度見通し:1,580円程度	▲2,900程度
		震災前	震災後(直近)
金融機関	格付け	ムーディーズ:Aa2、R&I:AA+	ムーディーズ:A3、R&I:A+
	借入金残高	平成22年度末:10,261億円	平成24年度末:22,099億円

③ (料金改定が認可される場合・料金改定後も)消費者からの問合せ・苦情に対して、丁寧な説明(適切な場合には業務への反映)等消費者対応に万全を期しているか。

中部電力は「お客さまからのご意見やご質問に対しては、値上げ申請に関するご意見・ご要望等に専門窓口(電気料金値上げ申請に関する専用ダイヤル)を値上げ申請日に設置する他、ホームページ等からのお問い合わせへの受付体制を整えるとともに、必要に応じて、お客さま訪問等、あらゆる機会を通じてお客さまへ継続して丁寧に説明していく。」としている。

また「詳細なご説明を希望される一般のお客さまや、消費者団体・経済団体等の各種団体、自治体等に向けては、値上げ申請の理由や料金等の変更内容について、リーフレット等を活用し、詳細にご説明している。加えて、お客さまからのお問い合わせが多いご質問とその回答については当社ホームページに掲載している。」としている。

[資産売却等]

- ③4 保有する不動産や子会社等の株式、子会社等が所有する資産の売却について、積極的に行っているか。その進捗の公表を行っているか。

中部電力は「経営効率化の一環として、事業所の統廃合や社宅などの厚生施設の廃止を進めるとともに、土地をはじめとする保有資産の売却を実施してきた。平成12年度の電気事業法改正以降、積極的に資産活用・売却を推進し、平成24年度までの13ヵ年で、約2000件、約110万㎡の土地を約260億円で売却した。また、平成25年4月に設置した経営効率化推進会議のもとで、当社が保有する施設全般について改めて必要性を検証しており、憩の家、クラブハウスについては平成25年度末に全施設の営業を終了する等の決定をしている。今後については、電気事業ならびに当社グループの成長と言う観点から、常に必要性を検証しながら、保有資産のスリム化・有効活用を図っていく。」としている。また「子会社・関係会社から行う資機材・役務調達のうち、今後契約を締結するものについて、東日本大震災前の価格水準から10%の調達価格を削減することと、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%の調達価格を削減することを反映し、合わせて東日本大震災前の水準から10.3%程度の経営効率化を反映した。」としている。

なお、電気料金については電気事業に要する費用を積み上げて総原価を算定するものであり、電気事業資産以外の資産については、原価と直接的な関係はないが、査定方針案においては「今後契約を締結するものについて、東日本大震災前の価格水準から10%の調達価格を削減することと、子会社・関係会社と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も、出資比率に応じ10%の調達価格を削減することを基本方針とし、これらを合わせた平均10.31%（うち子会社・関係会社取引分0.31%）を設備投資等への効率化として織り込んでいる（コスト削減を求めることが困難な費用を除く）。この効率化の水準は東京電力及び関西電力等の査定水準と同等である。」としている。

（査定方針案該当箇所：P 7）

- ③5 電力会社本体が行う附帯事業について、電力事業に負担となるような事業については、必要な見直しがなされているか。

中部電力は「エネルギーに関するノウハウや既存の設備等、有形無形の経営資源を有効活用することで効率的な附帯事業運営を行っている。単年でみると平成 23・24 年度は赤字となっているが、これは附帯事業の大宗を占めるガス供給事業において、売上と仕入に適用される単価のタイミングのずれの影響で赤字が発生していることによるものであり、過去3か年平均では営業利益を計上している。」としている。

なお、電力会社が行う附帯事業に係る費用は、電気事業と適正に区別することが電気事業会計規則で定められており、附帯事業に直接関係するものはもとより、電気事業と共通する費用や設備についてもそれぞれの使用割合により区分し、電気料金原価から控除している。資産については、電気事業に必要なかつ有効なものであるかについて、特別監査において確認を行うこととなっており、附帯事業に係る資産については電気事業資産の対象外と整理される。

[電灯需要の伸び予測、最大電力量想定及び節電予測]

③⑥ 次のような観点も踏まえて、最大電力量の根拠として、特に節電を行うことによる影響をどのように見込んでいるのかについて、明確かつ合理的に説明されているか。

(1) 需給逼迫への対策として行われた節電要請の継続や他の代替エネルギー自給の流れ、値上げによる負担増回避のための節電等が需要の伸びに与える影響。

中部電力は「節電影響については、無理のない範囲での節電が定着しているものと考え、平成25年度実績と同量を見込んでいる。なお、実績の出ていない冬季については、昨年10月に実施された電力需給検証小委員会です承された算定手法に則り、アンケート結果である定着率およそ8割を踏まえ算出している。他の代替エネルギー自給の流れについては、過去の最大電力実績の推移に含まれており、先行きの想定においても、過去の実績傾向並みに、最大電力の低減という形で織り込まれていると考えている。値上げによる影響については、今回のように総原価を見直したうえでの値上げは昭和55年以来であり、電気料金水準と節電意識の関係についてはデータが少ないため、アンケートを継続して実施していくことにより評価していきたいと考えている。」としている。

(2) 節電予測について、電力会社が行ったアンケート結果の評価。

中部電力は「実施したアンケートの方法は、昨年10月に実施された電力需給検証小委員会です承されていることから、アンケート結果は妥当性を有していると考えている。」としている。

< 今後の節電の継続率 >

大口	小口	家庭
84%	84%	78%

(3) 定着する節電量の想定。(一定量とするか、一定率とするか。)

中部電力は「平成23～25年度の節電実績を踏まえ、平成26年度以降も一定量で継続するものを見込んでいる。」としている。

節電影響(第7回電気料金審査専門小委員会資料7-1)

	H23	H24	H25	H26 H28 平均
最大電力 (万kW)	114	141	140	140
電力量 (億kWh)	23	31	33	33

平成24年度については、他社への応援を目的として、お客さまに依頼した自家発電の焼き増しによる14万kWの需要減を、実績から控除しています。

③⑦ 供給予備力はどのような根拠で算出されるのか明らかにされているか。その際、供給予備率の水準は、原価算定期間内の電源構成の変動等も踏まえて、明確かつ合理的に説明されているか。また、仮に、予備力を上回る電気供給を行わなければならなくなった場合、その対応はどのようなものか明らかにされているか。

中部電力は「想定以上の高気温による電力需要の増加や電源の計画外停止等、需給変動リスクが発生した場合でも、安定供給を維持するためには、一定の供給余力（供給予備率）を確保しておく必要がある。この供給予備率は、最大3日平均電力需要に対して少なくとも8%程度を確保することを目安としており、今回の計画では、火力電源の補修時期を適切に設定すること等で、夏季需要ピークだけでなく端境期も含めたすべての期間で安定供給の目安となる供給予備率を確保している。なお、トラブルによる停止リスクが高い高経年火力機が供給力の一翼を担っていることや、浜岡原子力発電所の発電電力量（平成28年1月から織込み）は一定の仮定のもと織り込んだものであるなど、供給力確保に不透明さを含むことから、安定供給に万全を期すため、12～13%台の供給予備率となっている。」としている。

また「仮に、予備力を上回る電力供給を行わなければならなくなった場合、卸電力取引市場からの電力調達、他一般電気事業者からの融通受電など、可能な限り供給力追加対策を行うほか、大口のお客さまにおける随時調整契約による需要抑制や、一般のお客さまへの節電要請など、需給両面の対策を実需給の直前まで取組む。」としている。

[適切な審査等]

- ⑳ 消費者への情報提供の内容に関し、消費者等からの意見を踏まえた継続的な改善をしていくことにしているか。

電気料金の認可プロセスについては、平成24年3月にとりまとめた「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」報告書や、消費者委員会・消費者庁の提言内容を踏まえ、料金審査プロセスを改善するとともに、その後の経験も踏まえて見直しを行っている。

現在、電気料金審査専門小委員会の委員には、消費者問題の専門家にも参画いただくとともに、電気料金審査専門小委員会の審議については会議資料及び議事録のホームページ掲載や傍聴、インターネット中継を通じて公開している。また、電気事業法上開催が求められている公聴会については、約2か月間の募集期間を設けるとともに、消費者団体等を通じ633団体に周知の依頼を行った結果、公聴会における意見陳述人は、20名であった(当日1名欠席)。さらに、公聴会には、電気料金審査専門小委員会の委員5名にもご参加いただいた。

なお、電気料金の適正性について国民の皆様のご理解を得るためには、徹底した情報公開を含め、透明性の高いプロセスが重要。引き続き、消費者庁・消費者委員会の意見も聴きながら、継続的な改善に努めてまいりたい。

- ㉑ 公聴会終了後の審査プロセスにおいても、一層の情報公開を行うことにしているか。例えば、査定方針案の公表を計画しているか。

電気料金審査専門小委員会においては、すべて公開のもとで御審議いただいた。3月14日に開催された第14回電気料金審査専門小委員会においては、査定方針案が提示・公表されたところ、最終的な査定方針についても公表することを予定している。

- ㉒ (料金改定が認可される場合)改定された料金の実施時期は、改定に関する消費者の理解の浸透状況を踏まえたものとなっているか。

新料金の実施時期についても査定対象であるが、電気料金の値上げについては、消費者庁に協議することが求められているところ、当該プロセスの中で判断することとしたい。

[今後、中長期的に取り組むべき事項]

- ④ 消費者が電気料金を理解するに当たって、電力事業、核燃料サイクル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り、また、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、十分な説明と情報提供をすることになっているか。

今後のエネルギー政策については、いかなる事態においても国民生活や経済活動に支障がないようエネルギー需給の安定に万全を期すことが何よりも重要。中長期的なエネルギー政策の方針を定める、エネルギー基本計画については、先日政府の原案を取りまとめたところ。今後、現在進めている与党プロセスを経て、閣議決定する予定。国民生活と経済活動に直結する重要な問題であり、丁寧なプロセスを経た上で決定していきたい。

- ⑤ 今回の原価算定期間終了後には、浜岡原子力発電所の再稼働の本格化により電源構成が大きく変わり、原価算定期間に比べ燃料費が大幅に削減されることによる値下げも想定されるが、その際の値下げ幅について、検証を行うこととしているか。

中部電力は「今後も引き続き、全社を挙げて、聖域を設けず、更なる徹底した効率化に取り組んでいく。今後の電気料金改定については、その時点における収支状況や経営効率化の進捗状況等を総合的に勘案のうえ判断していく。」としている。

原価算定期間終了後の事後評価の仕組みとしては、平成24年3月の「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」報告書において、原価と実績の比較等について規制・自由化部門に分けて評価を実施し、必要に応じて電気事業法第23条に基づく料金変更認可申請命令の発動の要否を検討することが提言され、これを受け「電気料金情報公開ガイドライン」を平成24年3月30日に改定するとともに、「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」を平成25年3月19日付けで改定し、客観的な基準を設定した。一般電気事業者は、当該ガイドラインに基づき、原価と実績値の比較、これまでの利益の使途、収支見通し等について、規制部門と自由化部門に分けた自己評価を公表・説明する。また、行政は、当該基準に基づき、原価算定期間終了後も料金改定を行っていない一般電気事業者について、（イ）規制部門の電気事業利益率の直近3か年度平均値が、一般電気事業者10社の過去10か年度平均値を上回っているかどうかを確認し、上回っている場合には、（ロ）前回料金改定以降の超過利潤累積額が事業報酬の額を超えているか、又は自由化部門の収支が直近2年度間連続で赤字であるかどうかを確認し、該当する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対象とするとともに、確認結果を毎年公表することとしている。中部電力の原価算定期間終了後の料金についても、この基準に基づき、客観的な評価を行うとともに結果を公表することにより、適切な検証を行っていく。