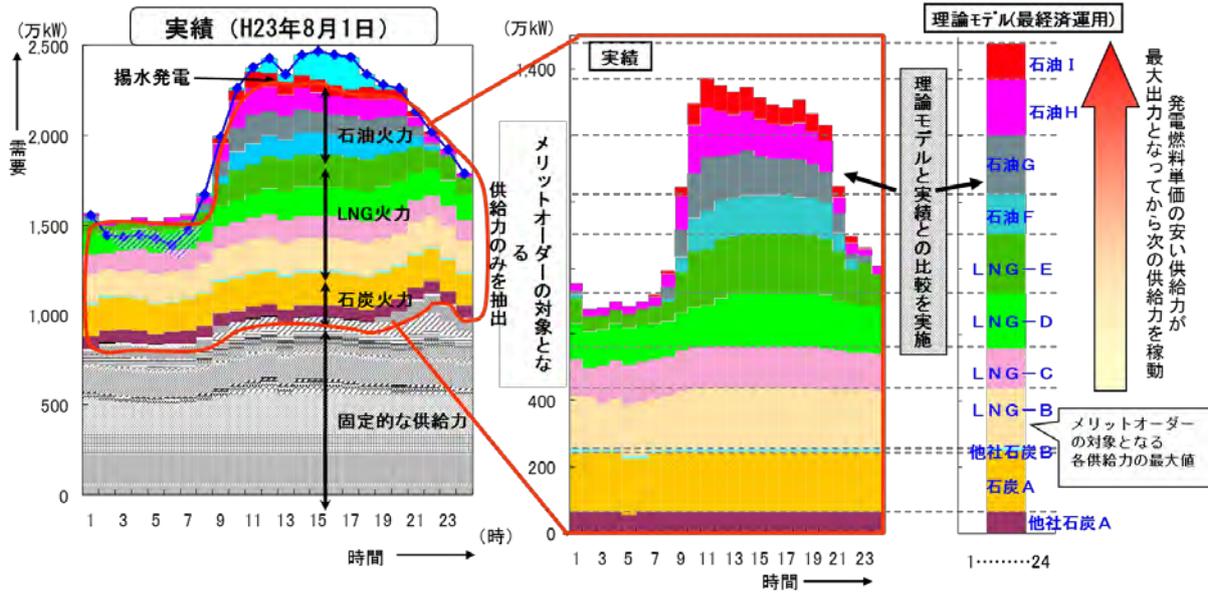
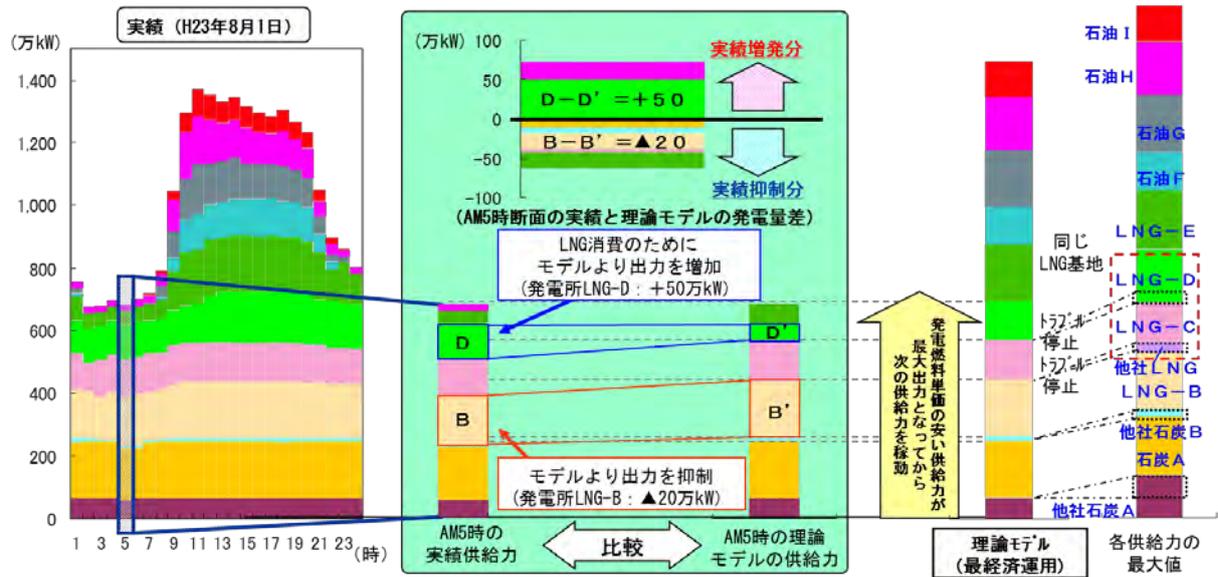


【関西電力】需給運用実績のメリットオーダー検証例（H23年8月1日）①
 （第16回電気料金審査専門委員会資料7-1）

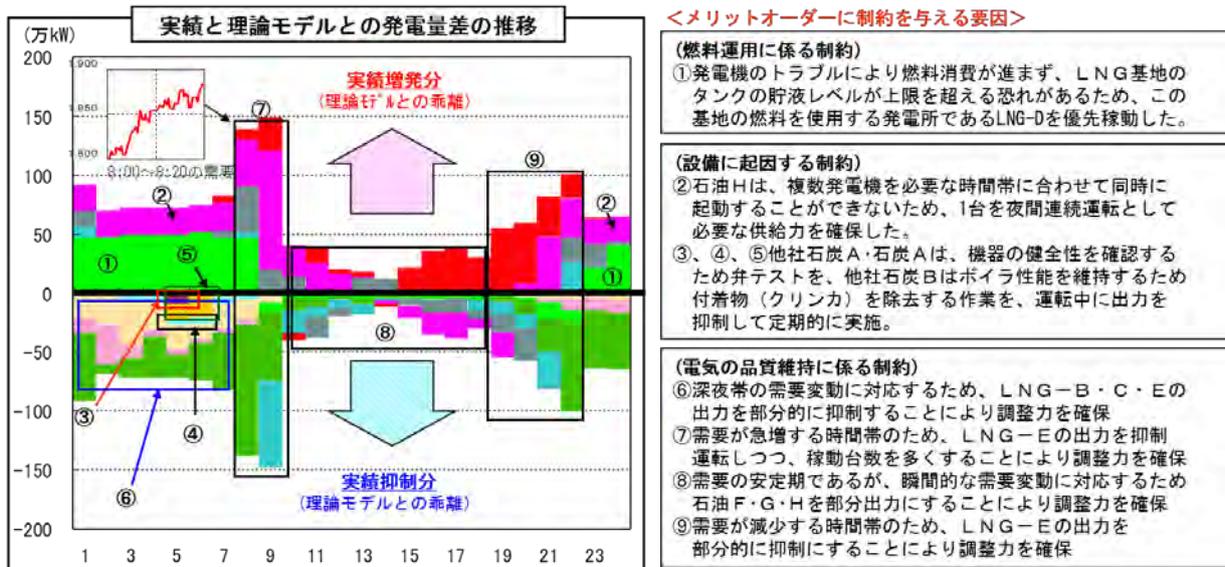


【関西電力】需給運用実績のメリットオーダー検証例（H23年8月1日AM5時断面）②
 （第16回電気料金審査専門委員会資料7-1）



【関西電力】需給運用実績のメリットオーダー検証例（H23年8月1日）③

（第16回電気料金審査専門委員会資料7-1）



【九州電力】火力発電所、原子力発電所の設備利用率（実績、計画）

（第16回電気料金審査専門委員会資料7-2）

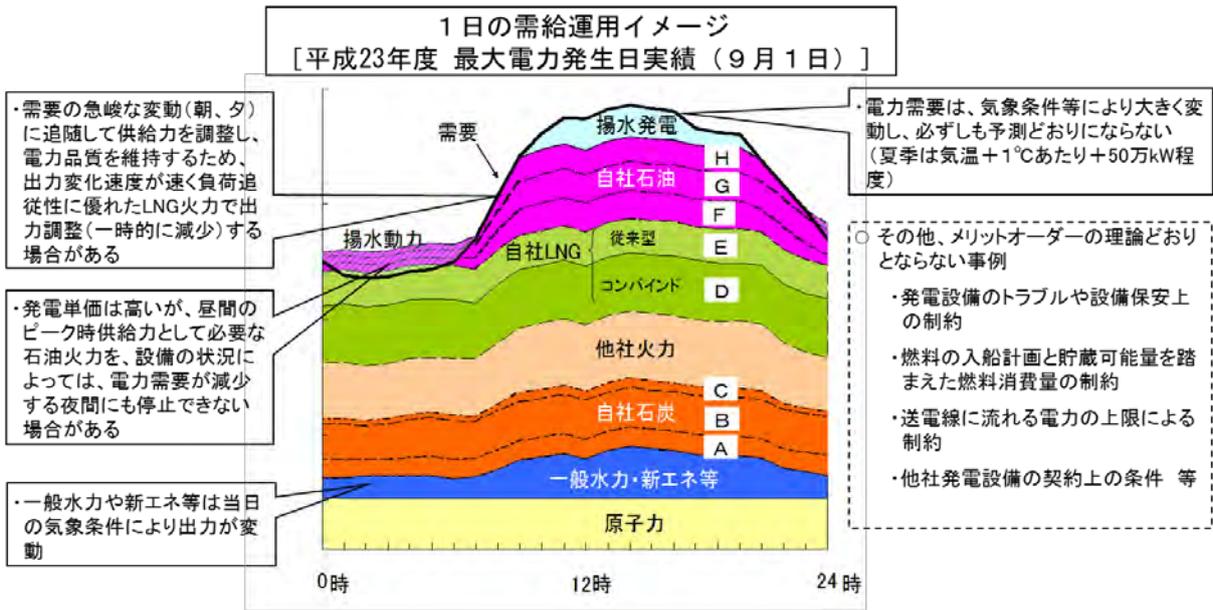
【火力発電・原子力発電の設備利用率】

(%)

		実績				推定	原価算定期間			
		H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27	
火力発電設備	石炭	A発電所	69	96	71	97	77	96	68	93
		B発電所	86	80	84	83	83	91	78	78
		C発電所	33	24	41	38	29	36	36	36
		計	74	77	74	80	73	84	69	76
	LNG	D発電所	50	53	58	77	82	75	66	62
		E発電所	33	32	38	68	85	65	52	41
		計	43	44	49	73	83	71	59	53
	石油	F発電所	6	3	13	31	62	30	22	17
		G発電所	5	5	14	36	61	31	21	20
		H発電所	3	2	7	25	46	32	28	15
I発電所		1	1	0	0	23	14	10	3	
計		4	3	10	27	53	29	22	16	
原子力発電設備	玄海原子力発電所	90	82	80	33	0	17	56	63	
	川内原子力発電所	75	91	84	27	0	72	73	73	
	計	85	85	81	31	0	36	62	66	

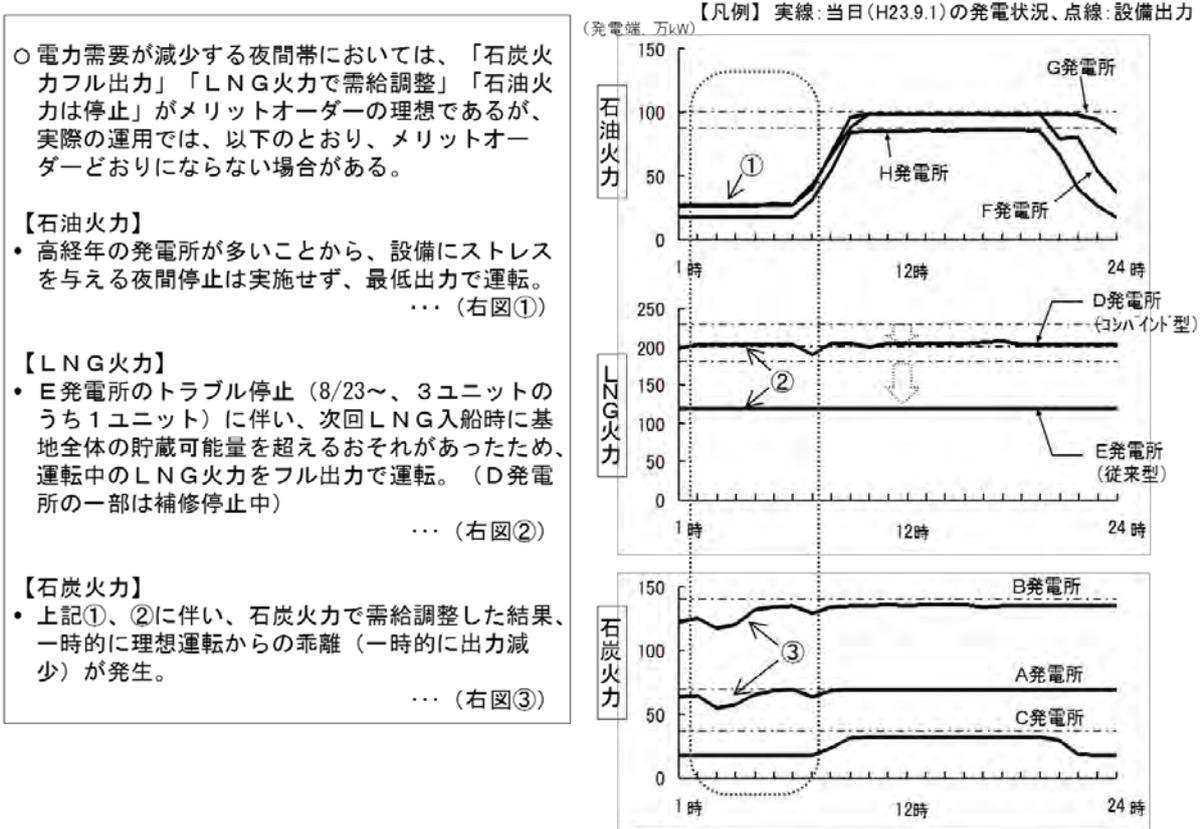
【九州電力】 メリットオーダーを踏まえた需給状況（実運用における制約等）

（第16回電気料金審査専門委員会資料7-2）



【九州電力】 平成23年9月1日におけるメリットオーダー対象電源（自社火力発電所）の発電状況

（第16回電気料金審査専門委員会資料7-2）



（査定方針案該当箇所：P32、P39～P45）

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。また、LNGの調達の関し、中途解約の違約金について、どのように設定されているか明らかにされているか。

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、予め燃料費を削減できないか。

○ 関西電力、九州電力の燃料計画について、最も経済性のある石炭をベースとして、次に経済性のあるLNGを優先的に消費、残りの所要量を石油の順にて賄うことを基本としている。この結果、関西電力は、原子力利用率の低下に伴う火力燃料使用量の増により、火力燃料費が平成20年原価に比べて4,436億円増の9,120億円（うち石油系3,379億円、ガス系5,268億円、石炭系474億円）、核燃料費が同263億円減の201億円を、九州電力は、火力燃料費が1,669億円増の4,586億円（うち石油系1,243億円、ガス系2,652億円、石炭系691億円）、核燃料費が同19億円減の204億円を原価に算入している。

【関西電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25~H27]	今回-前回 (億円)
燃料費	5,148	9,321	4,173
火力燃料費	4,685	9,120	4,436
石油系	1,583	3,379	1,796
ガス系	2,808	5,268	2,460
石炭系	295	474	179
核燃料費	463	201	▲263

【九州電力】	前回 [H20]	今回申請 [H25~H27]	今回-前回
燃料費	3,162	4,818	1,656
火力燃料費	2,917	4,586	1,669
石油系	602	1,243	641
ガス系	1,677	2,652	975
石炭系	638	691	53
核燃料費	223	204	▲19
新エネルギー (地熱蒸気料)	22	28	6

○ 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

①至近の各社調達実績と全日本通関価格との比較

- 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、関西電力は、全日本通関LNG価格（JLC）よりも割安な価格、九州電力はJLCよりも割高な価格での調達となっている。
- また、全電力会社から、事務局を通じて、平成23年度以降に価格改定交渉が妥結したプロジェクトのうち、平成25年度～27年度に輸入されるものの合意価格について聴取したところ、直近のJLC価格と比べ、低いものも一部見受けられるが、概ね高いものが多かった。

②調達コスト削減に向けた取り組みの実施状況

- 関西電力においては、プルーフプロジェクトへの参画による競争力のある売買条件の獲得、調達ソースの多様化、長期専用船の導入による需給に応じた効率輸送の実現等の取り組みを行い、その結果を今回の料金原価に織り込んでいることを確認した。また、今回の料金原価には織り込まれていないが、中長期的な取り組みとして、LNGの指標価格を天然ガス価格とした新規契約の締結による価格指標の多様化、在来型と比べて安価な非在来型ガス由来のLNG購入等の取り組みを行っていることを確認した。
- 九州電力においては、LNGマスター売買契約先の拡大、自社船の最大活用による輸送コストの削減等を行い、その結果を今回の料金原価に織り込むとともに、中長期的な取り組みとして、ウィートストーンプロジェクト上流権益の確保、他社との新規共同調達プロジェクトの立ち上げに向けた取り組み等を行っていることを確認した。

③原価算定期間中における長期契約の価格改定対象数量

- 関西電力については、長期契約9プロジェクト11契約（約591万トン／年）のうち、原価算定期間中に、5プロジェクト7契約（約176万トン／年）が価格改定を迎える。九州電力については、6プロジェクト7契約（約245万トン／年）のうち、原価算定期間中に4プロジェクト5契約（約129万トン／年）が価格改定を迎える。
- また、スポット調達分として、関西電力は約136万トン／年、九州電力は約50万トン／年を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。

④LNG購入価格の算定

- 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、24年7月～9月の購入価格を算定する際に参照する全日本通関原油CIF価格を、プロジェクト毎の価格フォーミュラを適用し算定され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、両電力会社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およ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。
- また、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ところである。

- 審査専門委員会に参考人として招聘した天然ガス問題の専門家からは、LNG取引について、当面、我が国のLNG輸入価格は原油価格によって左右される構造が継続する見込みであるものの、石油リンクなのか、天然ガス価格リンクなのかとの世界的なせめぎ合いが起きており、価格決定方式に関し、日本やアジアでも新しい、より競争力のある調達に向けた交渉が今は行われつつあるとの指摘があったところである。
- 今回の申請原価においては、改定後価格について、関西電力は24年7月～9月のJLC価格並み、九州電力は現行価格据え置き又は値上げで申請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査定を行うべきである。
- 具体的には、25年度および26年度については、申請会社以外の一般電気事業者も含め、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べきである。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FTA締結国に輸出開始が見込まれる時期でもあることから、天然ガス価格リンク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。
- なお、JLCが変動した場合、燃料費調整制度により電気料金の調整が行われることとなるが、JLCは我が国全体のLNG輸入価格の平均であり、他の電力会社の既契約分も含めた輸入価格の加重平均によって算定されるものであることから、個々の契約がJLCに与える影響は確定的ではない。このため、上記の想定に基づき特定の契約に係る原価織り込み価格を査定する場合に、JLCが下落する見通しであるとして、料金単価の調整を踏まえ査定額を修正することまでは要しないと考えることが適当である。
- また、スポット購入価格については、関西電力、九州電力ともに、それぞれ直近24年7～9月の自社の実績値として、関西電力が73,800円/t、九州電力が67,761円/tを原価に織り込んでいるが、スポット調達は調達のタイミング等によって価格が大きく変動する面があることから、各社の実績値ではなく、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べきである。
- 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、申請会社以外の一般電気事業者に対し、LNG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) 石油

- 関西電力、九州電力ともに、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から、中東産原油が8割以上を占める全日本通関原油価格と比べると、購入価格が割高となっている。
- 一方で、供給安定性の確保と価格低減の同時達成の観点から、原油の調達先の分散化、価格指標の多様化等を図っていることを確認した。
- 重原油の各年度の購入価格は、直近24年7月～9月の自社の購入価格を基に算定されている。原油については、当該購入期間に参照する産油国の政府公式販売価格等を適用し算定されており、重油については、当該期間における元売りと大口需要家間のいわゆるチャンピオン交渉の結果に基づく決定価格等を適用し算定されていることを確認した。

(ウ) 石炭

- 発電効率向上や設備コスト抑制のため、主に豪州から熱量の高い石炭を調達していることから、全日本の通関価格と比較すると購入価格が割高となっているが、経済性のある石炭調達の観点から、両社とも、調達国や契約交渉時期の分散化等の取り組みを行っていることを確認した。関西電力と九州電力が実施する米国炭の共同調達によるコスト削減効果も織り込んでいることを確認した。

- また、九州電力は、発電所設備仕様を踏まえつつ、豪州炭との混炭による低品位炭（亜瀝青炭）の導入を実施し、当該コスト削減効果を織り込んでいることを確認した。
- 石炭の各年度の購入価格は、直近24年7月～9月の自社の各国別購入価格等を基に算定されているが、一部の購入価格について、各国別の全日本通関CIF価格を上回るものがあることから、個社の国別の調達数量の差異を踏まえつつ、全日本通関CIFを上限として原価算入を認めるべきである。

○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、関西電力・九州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に基づき、原価を減額すべきである。

(査定方針案該当箇所：P30、P33～P38)

⑭ 他の電力会社及び電気事業者に支払う購入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。また、広告宣伝費、寄付金、団体費等は削減されているか。契約相手方に対して、電力会社は削減努力を求め、定量的な削減を織り込んでいるか。

- 購入電力料については、関西電力は、原子力発電所からの停止による購入量の減少により、平成20年原価に比べて、1,034億円減の3,269億円を、九州電力は、燃料価格の上昇等により、同118億円増の1,351億円を原価に算入している。購入電力料における原子力発電については、関西電力のみ原価算入がされているが、受電量はゼロと見込んでおり電力量料金は支払わないものの、発電所の維持管理のための基本料金として、平成20年原価に比べて128億円減の466億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、原子力利用率の低下に伴い、関西電力は、平成20年原価に比べて146億円減の337億円、九州電力は同40億円減の184億円を原価に算入している。