

経済産業大臣 中川 昭一 様

資源エネルギー庁長官 日下 一正 様

原発発電単価試算に基づく原発優遇策に関する質問状

若狭連帯行動ネットワーク

経済産業省の総合資源エネルギー調査会・電気事業分科会では、コスト等検討小委員会の発電単価試算報告に基づき、制度・措置検討小委員会で電力自由化の下での原発優遇策を検討しています。また、総合資源エネルギー調査会・需給部会では、2030年までの長期エネルギー需給見通しを策定中です。これらと並行して、原子力委員会では、「原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画」いわゆる長計の見直しを議論しています。政府、電力会社、原子力メーカーが文字通り「危機感」をもって原発・核燃料サイクル政策の立て直しを図ろうとしています。その方策を今年末までに策定すべく検討が進められています。しかし、議論のベースとなる発電単価試算について曖昧な点が多く、電気事業連合会や関西電力本社に問い合わせても、回答が拒否されたままです。これでは国民的な議論など到底できないと思われまます。そこで、貴職に質問致しますので、3週間以内に文書で回答願いたく、よろしくお願い申し上げます。

1. 総合資源エネルギー調査会第17回電気事業分科会(2004年1月23日)へ提出された「バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益性の分析・評価」および電気事業連合会から提出された資料のうち「モデル試算による各電源の発電コスト比較」に基づけば法定耐用年数発電単価(原子力16年、LNG火力15年)および有価証券報告書による発電単価(設備利用率80%換算)では、原子力はLNG火力に負けています。この有価証券報告書による発電単価には「未回収金」等に相当するバックエンド費の多くが算入されていませんので、原子力はLNG火力より一層高つくこととなります。原子力が発電単価でLNG火力に勝てるのは今回の試算によれば平均運転年数が19年以上(設備利用率80%、1999年試算では27年以上)になったときです。つまり、現実のキャッシュフローが問題になる電

力自由化の下では、原子力はLNG火力と発電単価で競争できず、「経済性の観点から見れば原子力は新設も更新もあり得ない」というのが現実的判断ではありませんか。だからこそ、今年度供給計画では、巻および珠洲の原発建設計画が断念され、計画中の原発も1~3年延期されたのではありませんか。にもかかわらず、「原子力の経済性は他の電源との比較において遜色はない」という判断は一体どこから出てくるのでしょうか。具体的に説明して下さい。

2. 電気事業連合会の試算した発電コストの想定条件が最も重要なところで隠されています。次の諸点についてデータを明らかにし、説明して下さい。

(2-1) 原発の建設単価を1999年試算の29.1万円

/kWから27.9万円/kWへ4%削減しただけで資本費が2.3円/kWhから2.0円/kWhへ13%(割引率3%)も削減されていますが、これは建設投資期間が意図的に短くされない限りこれほど削減できません。1999年モデルでは「建設期間6年間、最初の5年間で均等投資」を仮定していると私たちは推定していますが、違いますか。他方、電事連試算では「建設期間4年間、4年間で均等投資」を仮定していると私たちは推定していますが、電気事業連合会は企業利益に係わることだからと回答を拒否しています。基礎データのゴマカシが隠されたままでは試算結果を信用できません。経済産業省が責任を持ってこの基礎データを公表して下さい。

(2-2)40年運転年数発電単価における再処理単価(使用済核燃料1t当たりの処理単価)は「40年間800t/年のフル操業による3.2t処理」を仮定して架空の再処理単価が設定されていますが、1999年試算では電力会社と日本原燃との契約等に基づく現実的な再処理単価が設定されていました。このように再処理単価が25%も引き下げられたため、再処理発電単価が大きく下がっています。私たちの試算によれば、再処理単価を1999年と同様に設定すれば、使用済核燃料の輸送費が増えた分だけ再処理発電単価はむしろ増えます。再処理廃止措置費を含めればさらに高くなっています。これを隠すために、再処理単価を意図的に架空の値に設定したと私たちは考えていますが、いかがですか。電気事業連合会は操業度を5%増減した場合の感度分析を行っていますが、その際に再処理単価は変わらないと仮定されていると私たちは推定していますが、違いますか。これでは発電単価への影響が減った分だけ日本原燃の負債が増える形になり、本来の意味での発電単価の感度分析にならないではありませんか。

(2-3)再処理発電単価は、中間貯蔵せずに再処理する通常ケースと原子炉取出後45年間中間貯蔵したのちに再処理する中間貯蔵ケースの各発電単価の質量割合による加重平均が取られています。私たちは両ケースの発電単価を別々に試算しました。その結果は表1および表2の通りです。これを電気事業連合会に示し、電気事業連合会による試算値を公表するよう求めたところ、「個別には試算していない。」「そのような試算は意味がない。」との回答でした。しかし、第17回電気事業分科会では「全量再処理するケース、全量再処理しない等ケースを複数想定すべき」との意見が出て、「次回までに明らかにする」との確認でした。「全量再処理するケース」は通常ケースそのものであり、「全量再処理せず中間貯蔵した場合」のコストは中間貯蔵期間を無限大とした場合に相当しますので、中間貯蔵ケースの発電単価が一つの目安になります。通常ケースと中間貯蔵ケースの各発電単価を試算しなければ加重平均することはできませんので、電気事業連合会はこれらを別々に試算しているはずですが、これらのデータを電気事業連合会に公表させて下さい。さらに、電気事業分科会で宿題になっている「全量再処理するケース、全量再処理しない等ケース」の発電単価の試算値を公表して下さい。もし、まだ試算していないとすれば、いつ頃、試算結果を公表するのか、その予定を明らかにして下さい。

(2-4)LNG火力の原料である天然ガスの価格は資源エネルギー庁による今年2月の「エネルギー価格の見通しについて」(第4回需給部会2004年2月25日資料)によれば、リファランケースで1999年\$160/t、2000年\$242/t、2010年\$179/t、2020年\$202/t、2030年\$208/tと想定されていますが、電気事業連合会の想定では、2002年度平

均価格28,090円/t(121.98円/\$で\$230/t)で燃料上昇率0.27%とされています。この想定では2010年で\$235/t、2020年で\$241/t、2030年で\$248/tとなり、資源エネルギー庁のリファレンスケースより20～35%も高く見積もられています。これを考慮すれば、電気事業連合会のLNG火力発電単価は当面下がる傾向にあり、10～20%程度安くなると私たちは考えますが、いかがですか。

3. 電力負荷率の低い日本では、原子力発電量が電力需要の基底負荷を超えており、電力需要の少ない時期には現時点でもすでに過剰です。資源エネルギー庁による推定でも、日本の人口は2006年度をピークに減少し、2030年度には1980年頃の水準に戻り、15歳未満11.3%(2000年14.6%)、65歳以上29.6%(同17.3%)と高齢化が進みます。労働力人口は1997年度以降すでに減少し続けており、世帯数も2015年度をピークに減少すると予想されています。このため、エネルギー需要はほとんど伸びず、2022年度以降減少すると推定されています。電力化率が高まるとはいえ、電力需要は2020年代には伸び率が大幅に鈍化し、早ければ2025年度以降減少し、さらに、省エネルギー化が進めば今後30年間平均0.4%程度でほとんど伸びないと推定されています。このような下では、これまでのように原子力などの大型固定電源を増やしてこれらを優先的に運転する時代遅れの原発優先給電制度を導入するのではなく、省エネルギーを進めると共に、ピークを含めてエネルギー消費量そのものを減らすための都市計画や輸送体系の刷新を進め、地域経済に根ざした分散型熱電併給のコージェネレーション発電の比重を増やすのが妥当であると私たちは考えますが、いかがですか。

4. 2005年3月末以前の発電分に対応するバックエンド費のうち再処理準備金や原発解体準備

金などの手当がされていない約3兆900億円は「未回収」であり、電力会社はこれを託送料金に上乗せして「広く薄く回収する」よう政府に求めています。第3回制度・措置検討小委員会(2004年3月19日)でもその検討が始まりました。これらの「未回収金」は、英仏再処理委託に基づく返還廃棄物管理費8700億円、TRU廃棄物処分費5400億円、再処理工場への使用済核燃料輸送費2300億円、廃止措置など再処理関連費1兆5100億円、高レベル放射性廃棄物輸送費400億円ですが、いずれも事前に発生が予想されることから、事前に電力会社が自主的に積み立ておくべきものです。そうでなければ、これまでの発電単価試算はこれらの「未回収金」を過小評価したものになり、全く無意味になります。電力会社は、これらの「未回収金」について、これまで準備金制度がなかったとか、会計制度上8～9割の発生確率が必要で100万円単位の制度で見積もられない限り費用として計上できなかったとかの言い訳をしていますが(第2回制度・措置検討小委員会2004年3月18日)、発生者責任を自覚するのであれば、電力会社自ら外部積立金または基金として残すか、資産として積み立てて資産運用するなど何らかの会計処理が可能だったはずだと私たちは考えますが、いかがですか。その場合、総括原価方式に甘んじて「未回収金」を放置し、電力会社を行政指導しなかった政府の責任はどうなるのですか。

1999年以前の高レベル放射性廃棄物処分拠出金の9/15の2800億円については、2005～2013年に電力会社が1/15ずつ毎年拠出することで合意済みのはずですが、この分が「未回収金」として3兆900億円に追加されることはありませんか。

電力会社は、これまで原子力予算4662億円(2002年度)による原子力研究開発費負担・人材育成の政府による肩代わり、原発解体準備金や再処理準備金への租税特別措置による777億円

(2002年度)の減税、1兆7680億円(2002年度、9電力会社・日本原電・日本原燃の合計)の低利融資などさまざまな特別措置を受けてきました。また、従来の総括原価方式の下では、総資産に対し8%もの高い報酬が資産維持費として保証され、電力独占市場の下で電力会社は優遇され続けてきました。このうえ、原発だけに「未回収金」の託送料金上乘せを認めるのであれば、電力会社と政府の責任を棚上げにし、結果として新規参入電気事業者(特定規模電気事業者PPS)との競争条件を電力会社に有利にすることにつながり、不公平だと私たちは考えますが、いかがですか。

5. 2005年4月以降2046年までの発電分に対応するバックエンド費の未手当分の一部、約4兆1600億円について、電力会社は「確実に回収できる制度がない」と主張し、何らかの法的措置を政府に求めています。このバックエンド費には、MOX燃料加工費やウラン燃料バックエンド費が含まれておらず、これらを含めると未手当分は約5兆5900億円になります。また、2046年以前には再処理されない使用済核燃料3.4t分の中間貯蔵・輸送・再処理等に関する未手当分も含まれないため、これも加算すると未手当分は少なくとも約12兆円に上ります。2046年以降も原発を運転するとすれば、それに伴うバックエンド費がさらに追加されます。これら将来の未手当分を外部積立金や拠出金などとして回収し、過去の「未回収金」と一体化して電力会社とは別の会社へ移す案も出されています。これは発生者責任の原則に反すると私たちは考えますが、いかがですか。もし、将来分を過去分と一体化して託送料金から回収する方式をとるのであれば、「原発優先給電制度」ともあいまって、原子力からの電力供給を拒否する国民の権利を一方的に否定することになり、憲法違反

だと私たちは考えますが、いかがですか。

6. 原子力バックエンド事業は数十年ないし数百年かかる超長期の事業であり、技術的・経済的な不確実さが大きいと、電力会社は「官民の役割分担」と称して、政府がバックエンド事業に一層の責任を負うように求めています。使用済核燃料を全量再処理する原子炉等規制法は非現実的であり、電力会社は暗に使用済核燃料の直接処分を選択肢に含める「柔軟な核燃料サイクル政策」への転換を求めています。とりわけ、電力会社は、使用済核燃料の原発サイト内貯蔵量が満杯に近づいており、バックエンド対策の不備から原発が運転できなくなることを危惧しています。経済産業省は使用済核燃料を全量再処理する方針の転換を全く検討していないのですか。

原子力安全・保安院はこの3月に内規を定め、新燃料を原発サイトへ搬入する際には、使用済核燃料の再処理委託先を示すか、原発サイト内の貯蔵容量に余裕があることを示せばよいことにしています。中間貯蔵施設ができれば、再処理委託先、中間貯蔵委託先または原発サイト内貯蔵容量の余裕のいずれかを示せばすむように内規を変えようとのことですが、これは事実上の再処理の超長期延期＝全量再処理方針の転換と同じだと私たちは考えますが、いかがですか。このような「曖昧な解決策」をとらず、原発・核燃料サイクル政策を抜本的に転換すべきだと私たちは考えますが、いかがですか。

7. 英仏へ再処理委託して回収されたプルトニウム約33tについては核不拡散対策をとる必要があります。MOX燃料加工によるプルサーマル以外に、回収プルトニウムを高レベル廃液と混ぜてガラス固化またはセラミック固化し、核拡散抵抗性を高めて密閉保管する選択肢もあります。

高速増殖炉の実用化が究極の目標へ退いた今、プルサーマルを実施しなければならない理由も必然性も全くありません。

関西電力など電力会社の品質マネジメントシステムは社内規定等の不備が是正され、システムの枠組みができたばかりであり、研修も不十分であり、検診や検査システムの機能や力量が品質保証を厳正に行えるレベルにはありません。そのことは、電力会社が出資し役員を出し大量の社員を出向させている日本原燃での六ヶ所再処理工場の不正溶接等で明らかです。それは電力会社の品質マネジメントシステムの欠陥を鏡のように映し出しているのです。品質管理と品質保証の区別もできず、社会的信用が地に落ちた電力会社に危険なプルサーマルを強行させるのではなく、プルサーマルを中止すべきだと私たちは考えますが、いかがですか。もし、強行するというのであれば、今なぜプルサーマルを急いでやる必要があるのか、国民に納得のできる説明をして下さい。

8．六ヶ所再処理工場のウラン試験を強行すれば、施設が放射能で汚染されるため、核燃料サイクル政策転換のための政策的柔軟性が狭まり、その後の施設の管理・処分費も高くなります。ウラン試験は再処理工場を動かすためのものであり、その再処理工場をなぜ今動かす必要があるのか、全く理解できません。私たちの試算によれば、日本の使用済ウラン燃料を全量再処理してプルサーマルを実施したと仮定しても、それで節約できるウラン資源量は約74年の可採年数が約1年延びるだけです。ウラン価格が安値で安定している下で、なぜ今、品質保証に全く信頼の置けない電力会社に無理矢理プルサーマルを行わせる必要性が一体どこにあるのですか。六ヶ所再処理工場のウラン試験を中止させ、再処理やプルサーマルの必要性を根本的に検討し

直すべきだと私たちは考えますが、いかがですか。

9．資源エネルギー庁が第4回需給部会(2004年2月25日)に提出した資料によれば、日本の石油輸入は中東依存度が高いとはいえ、探鉱成功率の上昇、水平坑井掘削技術の実用化、カナダ・オイルサンドなど非在来型石油の供給拡大等により、中国の需要増加を見込んで、極端な需給逼迫は想定できず、かつてのようなバーゲニングパワーは今の原発には存在しません。それどころか、東京電力の不正事件による東京電力所有原発の全面停止は、原発による電力供給が決して安定したものではないこと、原発がなくても電力供給に支障がないことを明らかにしています。

これらの事実を踏まえれば、原発新增設計画を中止し、バックエンドに関する国民的合意なき原発の運転を中止し、原発・核燃料サイクル政策を抜本的に転換すべきだと私たちは考えますが、いかがですか。

以上

添付資料：

表1 40年運転発電単価[円/kWh]の若狭連帯行動ネットワークによる試算、電事連試算値との比較

表2 法定耐用年発電単価[円/kWh]の若狭連帯行動ネットワークによる試算、電事連試算値との比較

表1 40年運転発電単価[円/kWh]の若狭連帯行動ネットワークによる試算、電事連試算値との比較

	割引率	通常ケース	中間貯蔵ケース	加重平均値	電事連試算値
バックエンド計	0%	1.18	1.25	1.21	1.23
	1%	1.10	0.86	1.01	1.03
	2%	1.03	0.63	0.89	0.90
	3%	0.98	0.48	0.80	0.81
	4%	0.93	0.38	0.73	0.75
フロントエンド計	0%	0.60	0.60	0.60	0.60
	1%	0.63	0.60	0.62	0.62
	2%	0.66	0.60	0.64	0.64
	3%	0.68	0.62	0.66	0.66
	4%	0.71	0.64	0.68	0.68
核燃料サイクル費計	0%	1.78	1.84	1.80	1.83
	1%	1.73	1.46	1.63	1.64
	2%	1.69	1.23	1.52	1.53
	3%	1.66	1.09	1.46	1.47
	4%	1.64	1.02	1.42	1.43
資本費	0%	1.40	1.40	1.40	不明
	1%	1.57	1.57	1.57	
	2%	1.78	1.78	1.78	
	3%	2.04	2.04	2.04	
	4%	2.38	2.38	2.38	
運転維持費	0%	1.80	1.80	1.80	不明
	1%	1.80	1.80	1.80	
	2%	1.80	1.80	1.80	
	3%	1.80	1.80	1.80	
	4%	1.80	1.80	1.80	
総発電単価	0%	4.98	5.04	5.0	5.0
	1%	5.10	4.83	5.0	5.0
	2%	5.26	4.81	5.1	5.1
	3%	5.50	4.94	5.3	5.3
	4%	5.83	5.20	5.6	5.6

注：運転維持費発電単価を1.80円/kWhとし、資本費 = 総発電単価 - 運転維持費発電単価とした。

表2 法定耐用年発電単価[円/kWh]の若狭連帯行動ネットワークによる試算、電事連試算値との比較

	割引率	通常ケース	中間貯蔵ケース	加重平均値	電事連試算値
バックエンド計	0%	1.69	1.75	1.71	1.74
	1%	1.47	1.11	1.34	1.36
	2%	1.32	0.76	1.12	1.14
	3%	1.22	0.55	0.98	0.99
	4%	1.14	0.42	0.88	0.89
フロントエンド計	0%	0.63	0.63	0.63	0.63
	1%	0.66	0.61	0.64	0.64
	2%	0.68	0.61	0.65	0.65
	3%	0.70	0.62	0.67	0.67
	4%	0.72	0.64	0.69	0.69
核燃料サイクル費計	0%	2.31	2.38	2.34	2.37
	1%	2.13	1.72	1.98	2.00
	2%	2.00	1.37	1.77	1.79
	3%	1.92	1.17	1.65	1.66
	4%	1.86	1.06	1.57	1.58
資本費	0%	3.36	3.36	3.36	不明
	1%	3.52	3.52	3.52	
	2%	3.73	3.73	3.73	
	3%	3.95	3.95	3.95	
	4%	4.13	4.13	4.13	
運転維持費	0%	1.80	1.80	1.80	不明
	1%	1.80	1.80	1.80	
	2%	1.80	1.80	1.80	
	3%	1.80	1.80	1.80	
	4%	1.80	1.80	1.80	
総発電単価	0%	7.48	7.54	7.5	7.5
	1%	7.45	7.04	7.3	7.3
	2%	7.53	6.89	7.3	7.3
	3%	7.67	6.92	7.4	7.4
	4%	7.79	6.99	7.5	7.5

注：運転維持費発電単価を1.80円/kWhとし、資本費 = 総発電単価 - 運転維持費発電単価とした。