

電事連の2004年原発電電単価試算を斬る！

高い」のに「安く見せる」トリックのイロハ教えます

電気事業連合会（電事連）は今年1月、原発のバックエンド費を18兆8千億円と見積もり「40年運転発電単価でみれば他電源と遜色がない」との結論を導きました。総額が政府一般歳出予算の4割にのぼることは皆さんご承知の通りです。

ところが、これは原発から出る使用済核燃料の半分以上を再処理せず、しかも、六ヶ所再処理工場が100%のフル稼働で動くといふ非現実的な仮定をして導出されたものです。実際のバックエンド費は総額でも発電単価でも試算値の2倍に跳ね上がる可能性があるのです。

また、電事連が試算している再処理発電単価は、核燃料を原子炉装荷から8年後に再処理する「通常ケース」と50年後に再処理する「中間貯蔵ケース」の加重平均値になっており、中間貯蔵の割合が高いほど安くなるという現在価値換算のトリックを使っています。

まだ導入されていないクリアランスレベルを先取りし、一層のコスト削減のため線量目標値など安全規制の緩和を公然と求めています。原発の優先送電をルール化し、返還放射性廃棄物管理費など未回収金を「国民から広く薄く」回収するよう要求しています。本当に「遜色ない」のであれば、このような優遇措置は不要です。ところが、実際には原発は高づくのです。電事連が駆使した、そのからくりを今から暴き出しましょう。

20年以下の運転年数では原発に競争力なし

原発の発電単価は1999年試算から40年運転の平均発電単価に変わっています。それまでは原発の減価償却が終わる16年の平均発電単価が試算されていました。それが1999年に突然変わったのです。その理由は極めて単純です。従来の法定耐用年数（原子力16年、火力15年）で平均化する耐用年発電単価では、原発はLNG

耐用年発電単価（電事連2004年試算）

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
原子力	7.5	7.3	7.3	7.4	7.5
石炭火力	6.7	6.9	7.2	7.4	7.7
LNG火力	6.7	6.9	7.0	7.2	7.3

40年運転発電単価（電事連2004年試算）

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
原子力	5.0	5.0	5.1	5.3	5.6
石炭火力	5.0	5.2	5.4	5.7	6.0
LNG火力	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4

注 いずれも設備利用率はすべて80%

火力に負けるようになったからです。

上の表は電事連が今年1月に試算したものです。が、耐用年発電単価ではLNG火力に負けています。そこで運転年数を40年に延ばし、やっとLNGや石炭火力に勝てたのです。実は、原発の運転年数が1999年試算時には27年以上、2004年試算では19年以上でなければ火力に勝てないのです。1999年と比べて原子力と火力との差が少し縮まったのは、LNGの燃料価格が1999年資産時の1.5倍へ急騰したからです。それでも、これだけの差があるのです。

原子力は20年以上平均してずっと設備利用率80%で運転し続けて初めて勝てるのですから、20年経つまではずっと負け続けていることになり、電力自由化の下では、5年ないし10年も負け続けられれば、電力市場の土俵から降りなければなりません。

40年運転発電単価で勝てても、耐用年発電単価で負けていてはどうしようもないのです。そのことを一番よく知っているのは電力会社自身です。だから、電事連は「1999年原子力部会試算モデルに合わせ40年の運転年数での試算を行うとともに、現実に稼働しているプラントのコストに近い値で収益性をみるとの観点から運転年

数を法定耐用年数(火力15年、原子力16年)とする試算を合わせて行った」と報告書にわざわざ書き、耐用年発電単価では火力に負けていることを示したのです。

LNG火力等では、原発とは異なり 建設期間が短く、コンバインドサイクル発電やコージェネレーション等による総合熱効率の向上など技術革新のスピードが速く、減価償却が終われば旧設備の廃止措置や最新鋭設備への更新も容易です。フットワークが軽く、どんどん更新されていくLNG火力と、動きが遅く事故・事件続きの原発が競争するのは容易ではありません。

有価証券報告書でも原発の敗北は明らか

原子力が発電単価で火力に負けていることは、このようなモデル試算だけでなく、有価証券報告書の単年度発電単価分析でも明らかです。電事連は「有価証券報告書による2000～2002年度平均の発電単価は原子力8.3円/kWh(実績設備利用率78%)、火力10.0円/kWh(同41%、80%換算では7.3円/kWh)」と正直に書いています。つまり、実際のキャッシュフローに基づく単年度の現状評価でも、設備利用率80%では、原発の発電単価は火力より1.0円/kWh程度高いのです。

1999年試算でも、当時の通産省が下表のように同様の計算をしていました。1998年度の発電単価は、原子力7.11円/kWh(設備利用率84.2%)、火力9.39円/kWh(同39.5%)であり、このまま見れば、原子力のほうが2.2円/kWhも安く見えます。そこで、私たちは 原子力と火力の設備利

用率を逆にすれば原子力は約14円/kWh、LNG火力は約6円/kWhになり、逆転する」と主張しました。今回の電事連試算で、私たちの主張の正しさが改めて示されたのです。つまり LNG火力を基底負荷電源にする方が発電単価は安くなるのですが、原発を負荷調整用にするのは危険であるだけではなく、負荷調整電源の発電単価が現在より5割増になるため、原子力を基底負荷電源に使うしかないのです。

付言すれば、この有価証券報告書の発電単価には、バックエンド費用のうち、再処理費の6割(再処理引当金相当)と高レベル放射性廃棄物処分費(拠出金単価相当+1999年以前の未払拠出金単価累計の1/15相当、ただし、2000年度は2/15相当)は含まれていますが、これら以外の再処理工場廃止措置費、使用済核燃料輸送費、中間貯蔵費、高レベル放射性廃棄物やTRU(超ウラン)廃棄物の貯蔵・輸送・処分費および返還高・低レベル放射性廃棄物管理費は含まれていません。これらを含めれば、原発の実際の発電単価はさらに0.30～0.45円/kWh程度高くなり、減価償却のかなり進んだ今の原発でも、一層競争力が失われるのです。

また、有価証券報告書による原発発電単価は単年度評価ですので、減価償却が進むにつれて、事故等で変動しながら、年と共に傾向的に低下していきます。だから、厳密には、運転初年度からの長期的な平均をとって評価する必要があります。東電や関電の原発ではとくにこれが大切です。

有価証券報告書による発電単価と設備利用率(1999年試算時の評価)

発電単価[円/kWh]	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年
原子力	8.66	8.83	8.78	8.10	7.54	7.45	7.11
火力	9.56	9.49	8.77	9.12	9.72	10.22	9.39
設備利用率[%]	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年
原子力	74.2	75.4	76.6	80.2	80.8	81.3	84.2
火力	48.2	46.1	50.7	44.8	44.3	41.1	39.5

注:1998年度の(電源構成%、発電電力量構成%、設備利用率%)は、原子力(20.3、36.3、84.2)、LNG火力(24.9、24.4、49.8)、石炭(11.1、14.9、70.2)、石油(21.8、11.4、18.7)、その他火力(1.8、1.6、-)である。

設備利用率が落ちれば、原発には致命的打撃

有価証券報告書でも明らかなように、原発の経済性はその設備利用率に大きく影響されます。

1999年試算および2004年試算では、原発の設備利用率を80%とし、有価証券報告書でも80%程度になっています。原発を基底負荷電源として恒常的に運転することによって、このような高い設備利用率が実現できているのです。ところが、原発には事故や故障、最近では東京電力のひび割れ隠し事件のように設備利用率が大きく下がるときがあります。こうなると、原発の発電単価は極めて悪くなります。2003年度の有価証券報告書の発電単価が出れば明らかになることでしょう。

1999年試算では40年運転でも設備利用率が60%を割り込めばLNG火力より総発電単価が高くなります。2004年試算でもほぼ同じ結果になっています(設備利用率が約58%以下でLNG火力に負けず)。

設備利用率を上げるため、電力会社は定期検査期間を短縮し、核燃料の燃焼度を向上させようと躍起になっています。核燃料を高燃焼度化して連続運転期間を延ばし、昼夜突貫工事やひび割れ放置の維持基準などで定期検査期間を短くすれば、設備利用率が上がり、発電単価は下がります。また、加圧水型原発PWRでは定期点検時の核燃料交換割合を1/3炉心から1/4炉心へ変更しようとしています。そうなれば使用済核燃料の発生量が減り(生成放射エネルギーは変わりませんが)、発生時期が先送りになるため、現在価値換算の核燃料サイクル費と発電単価を見かけ上、一層減らすことができるのです。しかしこれらによって重大事故の危険は高まるのです。

再処理を先送りにするほど安くなる

1999年試算と2004年試算のモデルでは、使用済核燃料を再処理する時期によって「通常ケース」と「中間貯蔵ケース」に分けています。

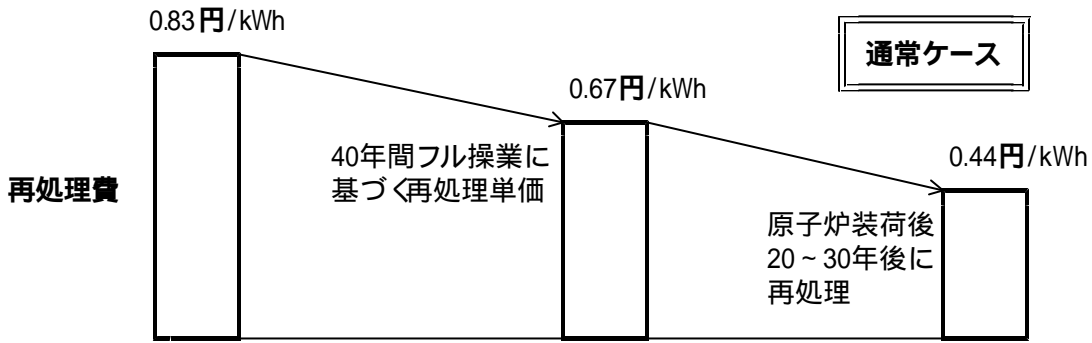
通常ケースでは3年冷却後(初装荷8年後)に再処理し、中間貯蔵ケースでは中間貯蔵施設で45年冷却後(初装荷50年後)に再処理することになっています。このため、中間貯蔵ケースでは中間貯蔵費が新たに発生するものの、再処理が先送りされる分だけ再処理費の現在価値換算値が大きく割り引かれます。たとえば、次頁の図のように、**1999年試算の再処理発電単価は、通常ケースで0.83円/kWhですが、中間貯蔵ケースでは0.24円/kWhと割弱へ減るのです。**

1999年試算では使用済核燃料発生量の2/3を通常ケース、1/3を中間貯蔵ケースとしており**再処理発電単価0.63円/kWhはこれらの加重平均値(=0.83円/kWh×2/3+0.24円/kWh×1/3)になっています。**しかし、中間貯蔵ケースでは中間貯蔵発電単価0.09円/kWhが発生します。これを合わせた再処理・中間貯蔵発電単価を求めると、次頁の図のように、通常ケースで0.83円/kWh、中間貯蔵ケースで0.33円/kWhになり、加重平均では0.66円/kWhになります。中間貯蔵の割合が増えれば増えるほど0.33円/kWhに近づき、中間貯蔵期間をさらに50年先送りすれば現在価値換算発電単価はさらに割り引かれて0.15円/kWhまで減少します。つまり、再処理を先送りにすればするほど再処理・中間貯蔵発電単価は下がっていくのです。

非現実的な再処理単価と再処理先送り

電事連は2種類の再処理発電単価を試算しています。一つ目は「2005～2046年コスト見積」に基づく発電単価試算、二つ目は再処理時期を1999年モデルに合わせた「2004年試算」です。いずれも、再処理発電単価が安くなったかのように見せかけています。そのトリックは次頁の図の通りです。

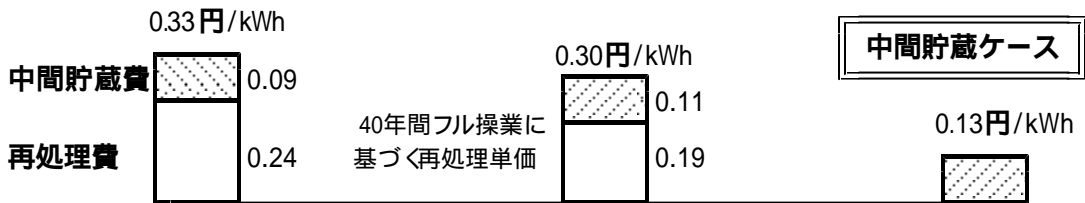
1999年試算では3.51億円/tUだった再処理単価が2004年試算では2.63億円/tUへと25%も下がりました。1999年試算の再処理単価は六ヶ所再処理工場のコストを減価償却期間内(建物38



1999年試算 十数年間の処理量に基づく再処理単価 原子炉装荷から8年後に再処理

電事連の2004年試算 40年間フル操業に基づく再処理単価 8年後に再処理

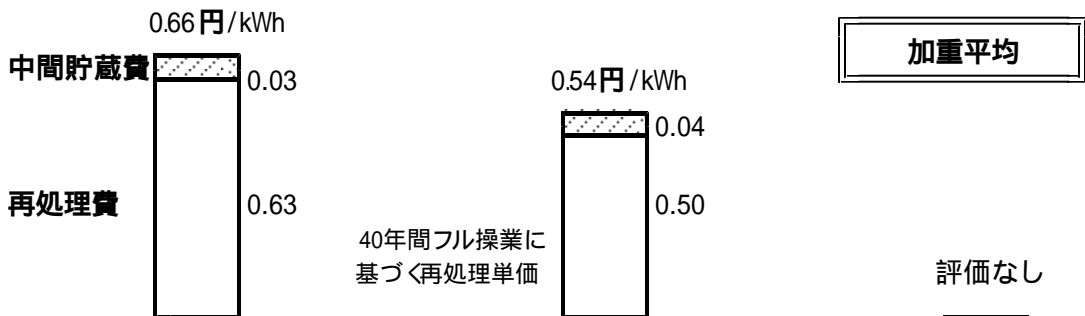
2005～2046年コスト試算 20～30年後に再処理



1999年試算 原子炉装荷から50年後に再処理

電事連の2004年試算 50年後に再処理

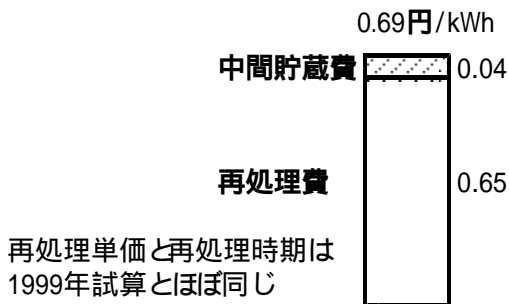
2005～2046年コスト試算 中間貯蔵後の再処理試算なし



1999年試算 通常:中間貯蔵 = 2/3 :1/3

電事連の2004年試算 64% :36%

2005～2046年コスト試算 (加重平均をとれない)



2004年試算には再処理廃止措置発電単価0.07円/kWhがこれに加わる

電事連の2004年試算 (耐用年発電単価)

年、機械装置11年)に回収するため日本原燃と電力会社との間で交わされた覚書等(非公開)に基づいて当時の通産省がはじき出した値です。ところが、電事連の両試算では2005～2046年の40年間にわたって100%のフル操業で3.2万tUを再処理した場合の均等化再処理単価」が用いられています。40年間100%のフル操業は絶対にはあり得ません。50%操業なら再処理単価は2倍に跳ね上がります。電事連は実際のキャッシュフローに基づかない「非現実的な再処理単価」に基づいて発電単価を試算しているのです。

その結果、電事連の再処理発電単価は1999年試算と比べて、通常ケースで0.83円/kWhから0.67円/kWhへ、中間貯蔵ケースで0.24円/kWhから0.19円/kWhへ、加重平均で0.63円/kWhから0.50円/kWhへ減ったように見えるのです。

ところが、ベースとなる六ヶ所再処理工場のコスト構造は1999年試算時とほとんど変わりません。現に、電事連の耐用年発電単価試算に用いられた再処理単価は3.45億円/tUであり1999年試算時の3.51億円/tUにほぼ等しいのです。したがって、1999年試算の再処理発電単価と比較するのであれば、2004年試算の耐用年再処理発電単価と比較すべきです。

2004年試算の耐用年再処理発電単価は、下表の()内のように通常ケースで0.86円/kWh、中間貯蔵ケースで0.25円/kWh、加重平均で0.65円/kWhであり、1999年試算よりやや高くなっています。これは使用済核燃料輸送費が高くなったためですが、1999年試算には含まれていなかった再処理廃止措置費を含めれば、通常ケースで0.95円/kWh、加重平均で0.72円/kWhとさらに高くなります。このように再処理発電単価は実

際には1999年試算時より高くなっているのですが、それを安く見せるため40年間100%フル操業で再処理するという非現実的な仮定をこっそり用いたのです。電力会社のどこも、こんな安い単価で再処理できるとは夢にも思っていないのに…。

再処理の時期も発電単価に影響します。1999年試算や2004年試算では、再処理時期は通常ケースで原子炉装荷から8年後、中間貯蔵ケースで50年後です。ところが、2005～2046年コスト見積では、すべて20～30年後に再処理することになっています。そのため、再処理発電単価は前頁の図に示したように、8年後に再処理する場合の0.67円/kWhから0.44円/kWhへと一層安くなるのです。この0.44円/kWhは、電事連見積の再処理発電単価0.59円/kWhから廃止措置0.03円/kWh、操業(ガラス固化貯蔵)、操業(低レベル廃棄物処理・貯蔵)および操業廃棄物輸送処分に相当する0.12円/kWhを差し引いた値です。つまり1999年試算の通常ケースの再処理発電単価0.83円/kWhから半減しているのです。

では、どうして20～30年後になるのかと言えば、電事連によるコスト見積では、2004年以前の使用済核燃料1.4万tUと2005年以降の1.8万tU、計3.2万tUが再処理されることになっていますが、1.4万tUを800tU/年のフル操業で再処理するには18年かかります。5年間の原子炉装荷期間を考慮すれば、2005年以降発生する使用済核燃料は早くても初装荷から23年後でないと再処理されません。2004年以前の使用済核燃料には1985年以前のものもありますから、2005年以降では平均して「初装荷から20～30年後に再処理される」ことになってしまうのです。つまり事実上、再処理が先送りされているのです。

再処理・中間貯蔵発電単価 [円/kWh] (括弧内は、再処理発電単価と中間貯蔵発電単価の内訳)

	通常ケース	中間貯蔵ケース	試算値
1999年試算(40年運転)	0.83 (0.83, 0.00)	0.33 (0.24, 0.09)	0.66 (0.63, 0.03)
2004年試算(40年運転)	0.67 (0.67, 0.00)	0.30 (0.19, 0.11)	0.54 (0.50, 0.04)
2004年試算(16年の耐用年)	0.86 (0.86, 0.00)	0.36 (0.25, 0.11)	0.69 (0.65, 0.04)

注 再処理廃止措置発電単価は含まず。通常ケースと中間貯蔵ケースは独自に試算

バックエンド費発電単価 [円/kWh] (括弧内は再処理廃止措置費発電単価の内数)

	通常ケース	中間貯蔵ケース	試算値
1999年試算(40年運転)	1.14 (-)	0.48 (-)	0.92 (-)
2004年試算(40年運転)	0.98 (0.05)	0.48 (0.01)	0.81 (0.03)
2004年試算(16年の耐用年)	1.22 (0.09)	0.55 (0.03)	0.99 (0.07)

注 MOX燃料加工発電単価は含まず。通常ケースと中間貯蔵ケースは独自に試算

さらに、1999年と2004年のいずれの試算モデルでも、中間貯蔵ケースでは、高レベル放射性廃棄物やTRU廃棄物の貯蔵費が0とされ、TRU廃棄物の処理・処分費も中間貯蔵期間だけ先送りされて割り引かれます。したがって、バックエンド費全体の現在価値換算発電単価についても通常ケースと中間貯蔵ケースに分けて評価する必要があります。

1999年試算のバックエンド費発電単価は上表のように、通常ケースで1.14円/kWh、中間貯蔵ケースで0.48円/kWh、加重平均で0.92円/kWhとなります。1999年試算では再処理廃止措置費用が含まれていなかったため、これを差し引けば、上表のように**2004年試算のバックエンド費の耐用年発電単価は1999年試算値にほぼ等しくなります**。再処理単価の設定が両者でほぼ等しいことからこのことは当然の結果だと言えます。

このように、バックエンド費に関する評価では、再処理単価を非現実的なものに設定した2004年の40年運転発電単価ではなく、少なくとも耐用年発電単価で評価し、比較すべきであることは明らかです。この観点から言えば、再処理廃止措置費や使用済核燃料輸送費が増えた分だけバックエンド発電単価は増えたと言えるのです。

また、再処理を先送りにすればするほど再処理に伴って発生する諸費用が現在価値で大きく割り引かれ、現在価値換算のバックエンド費発電単価が小さくなります。これにより、原発の経済性が回復できるかのように見えます。しかし、これは大量の使用済核燃料の処理処分問題を先送りするだけであり、放射能汚染の危険が減るわけではなく、また、再処理費総額は減らず、中間貯蔵費が増え続けるのです。ここで注意す

べきことは、**現在価値換算で発電単価が減るのは、あくまで、発電時にバックエンド費をすべて電気料金として回収している場合だけです**。もし未回収分があって、発電から長時間経ってから回収するのであれば、**現在価値換算にはなりません。結局高くつくのです**。この問題は次の未回収金の問題につながります。

バックエンド費の未回収は避けられない

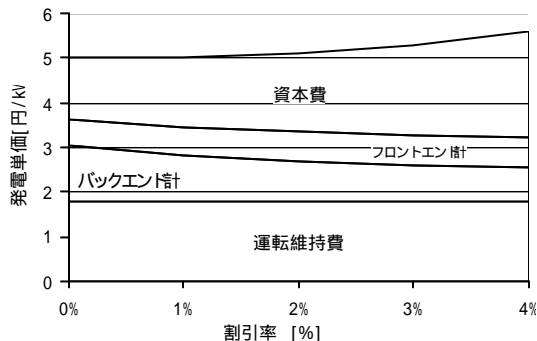
電事連が2005～2046年コスト見積りをしながら発電単価に繰り入れていない費用があります。返還高レベル放射性廃棄物管理費 3000億円、返還低レベル放射性廃棄物管理費 5700億円、1999年以前の先送り高レベル放射性廃棄物処分費の9/15相当の2800億円、計1兆1500億円です。これらを原発の発電単価に組み込めば、**返還高 低放射性廃棄物管理費で0.06円/kWh、先送り高レベル放射性廃棄物処分費の9/15相当で0.07円/kWh(2005年から9年間)、計0.13円/kWh(2014年以降は0.06円/kWh)の積み上げになります**。これらは過去の発電時に回収していないため、これからの発電時に回収しなければならないのです。つまり、発電時にさかのぼっては現在価値換算できないのです。コストを発電時点で回収せずに先送りにすればこのようなことが起こります。結果として、実際の発電単価は高くなります。また、再処理に限らず、MOX燃料加工、中間貯蔵、高レベル放射性廃棄物やTRU廃棄物の処理・貯蔵・処分などバックエンド技術は未確立でコスト的に不透明なものばかりです。**コスト見積りが過小評価であれば未回収金が生じます**。また、発電単価試算に含まれるバックエンド費でも、**使用済核燃料再処理引当金(期末要**

支払額の60%)、原発施設解体引当金および高レベル放射性廃棄物処分拠出金以外は発電時に積み立てられていませんので、これら以外のバックエンド費は必然的に未回収になり、返還廃棄物管理費と同様に、後日回収時点での実際の発電単価は高くなるのです。このように、原発ではバックエンド費の未回収は避けられません。本来なら発電単価で試算されているコストの未回収分先送りによる発電単価上昇を考慮しなければならぬのです。

電力会社は返還廃棄物管理費等の未回収金について「総括原価方式の下で処分法が定まっておらずコストに入れることができなかった」と主張していますが、バックエンドが未解決のままにゴーサインを出したのは当時の政府と電力会社です。バックエンドの先送りによって未回収金が出ることを前提として推進してきたのですから、未回収金の回収が問題になった時点でそれを原発の発電単価として計上するのは当然のことです。電力自由化の下でそれを電気料金に転嫁できずに電力会社が損をしても、それは自業自得ではないでしょうか。バックエンドを先送りしてきた責任を棚上げにして、国民全体に責任を転嫁し、未回収金を他の電源のコストに一樣に繰り入れて回収するというのは本末転倒です。

割引率」に惑わされるな

1999年試算では割引率3%を基準としています。発電単価を試算する際には、コストの発生時期が発電時期と必ずしも一致しませんので、どこかの時点にすべてのコストを割り戻して発電単価を求める必要があります。この割り戻し計算に用いられるのが「割引率」です。銀行の利子と基本的には同じです。この割引率が大きくなれば、図のように資本費発電単価やフロントエンド費発電単価は大きくなり、バックエンド費発電単価は小さくなります。運転維持費発電単価は変わりません。この違いは、コストの発生時期が発電時期より前か後かの違いです。前であれば大

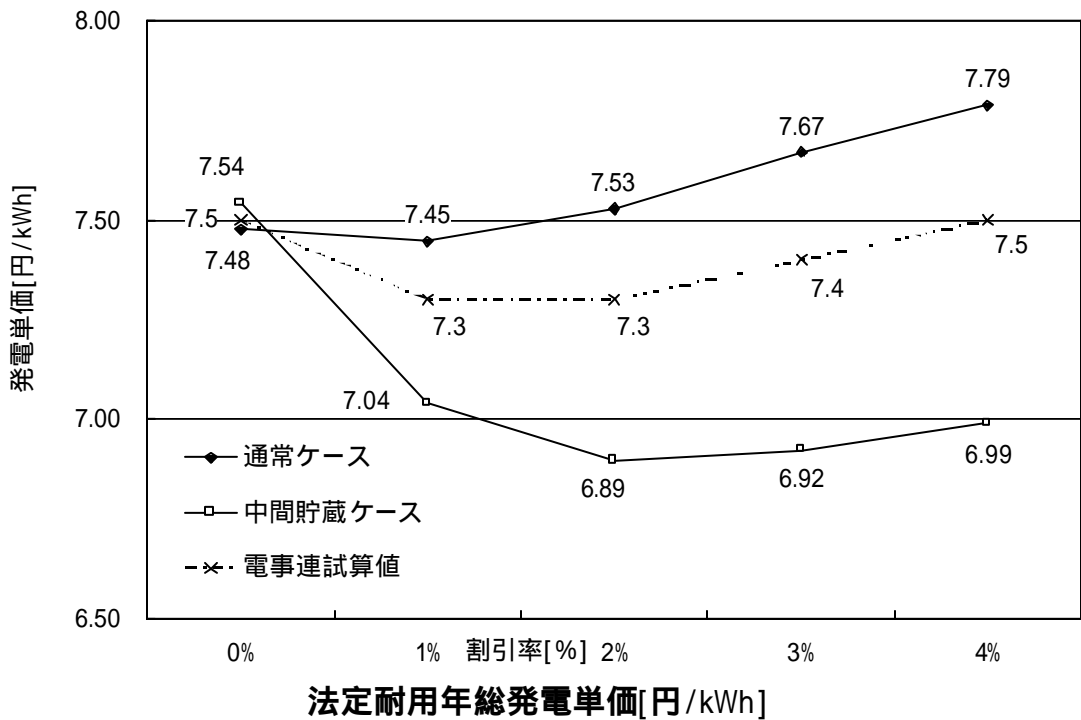
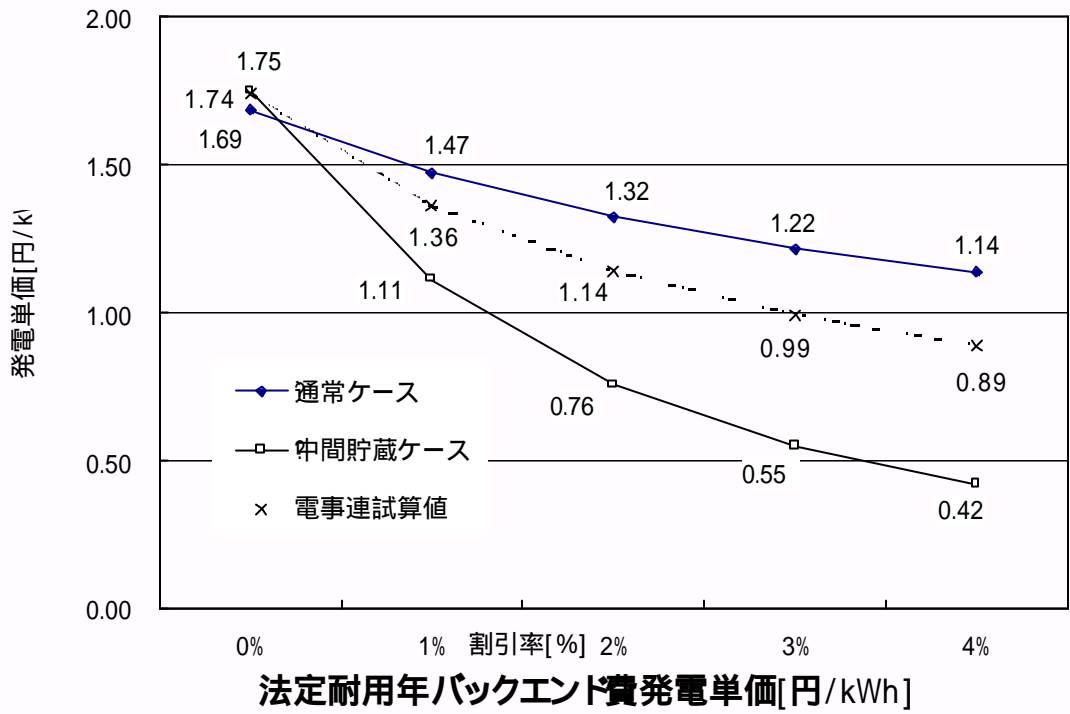


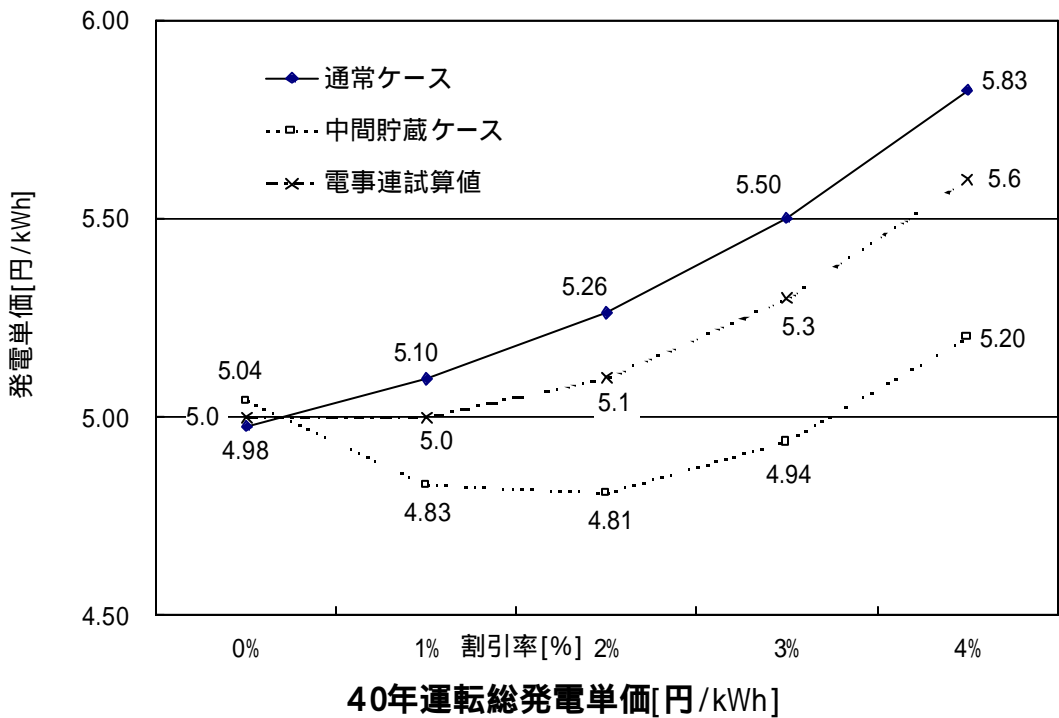
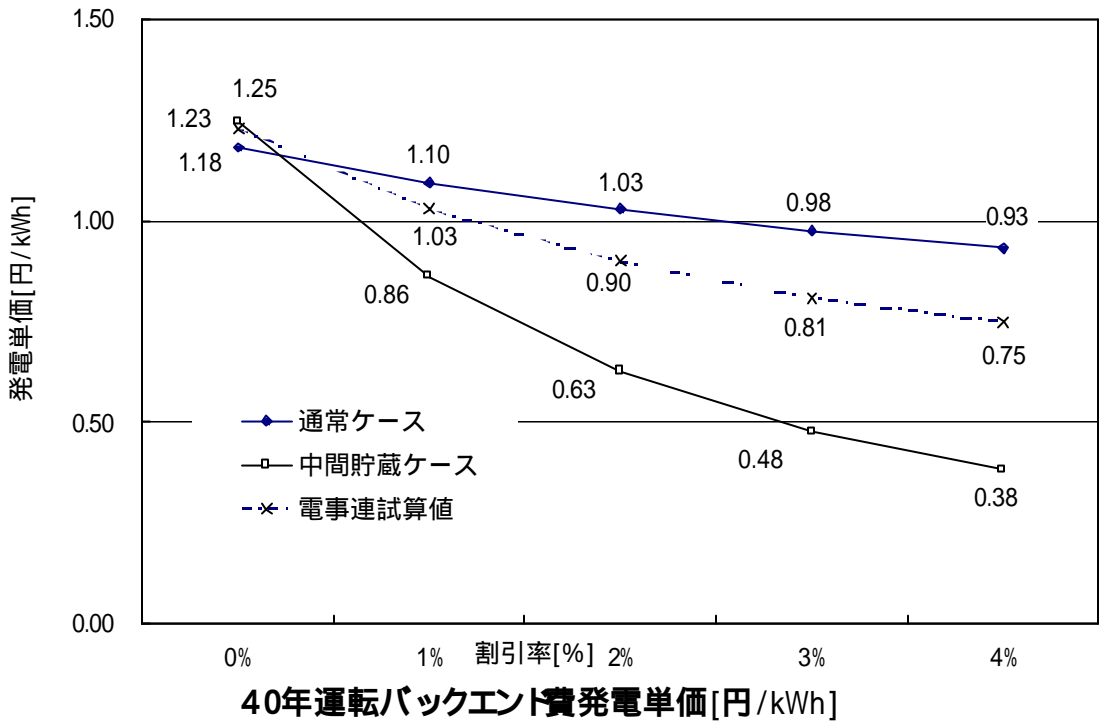
きくなり、後であれば小さくなります。総発電単価はこれらの総和ですので、一旦小さくなった後で大きくなったりします。MOX燃料加工・輸送費はフロントエンド費に分類されていますが、再処理された後で発生するコストですので、割引率との関係ではバックエンド費と同じです。

次頁の図は、割引率によってバックエンド費発電単価や総発電単価がどのように変わるかを示しています。いずれも電事連の2004年試算のデータに基づく計算値です。通常ケースと中間貯蔵ケースの差が割引率とともに広がっていく様子がわかります。電事連の試算値はこれらの加重平均値(64%・36%)ですので、両者の中間の通常ケース寄りです。電事連は、「原子力の発電単価は火力と比べて遜色ない」としていますが、電事連が現実のコストに近い値で収益性を見るために試算した法定耐用年発電単価の加重平均値ではLNG火力に負けており、通常ケースで見れば、その差がさらに広がるのは一目瞭然です。

建設投資パターンを細工している？

1999年試算では明記されていませんが、原発の建設期間中の投資への利子は初年度残存簿価に含まれ、これが資本費発電単価に大きく影響します。建設中の設計変更などで遅れれば遅れるほど利子が増え、建設費の元利合計である初年度残存簿価も増えます。建設投資のパターンは公開されていませんが、1999年試算では「建設期間6年、最初の5年間で均等投資」と反





定すれば資本費発電単価の試算値によく合い、2004年試算では「建設期間4年、4年間の均等投資」と仮定すれば比較的良好に合います。つまり1999年試算と2004年試算とでは建設投資パターンが違っているのです。当然ですが、建設期間を短くした2004年試算のほうが資本費発電単価は小さくなります。このため、資本費発電単価が1999年試算の2.3円/kWhから2.0円/kWhに減っているのです。建設単価も確かに減っていますが、29.1万円/kWから27.9万円/kWhへの4%にすぎず、これだけでは資本費発電単価の十数%減少を説明できません。原発の発電単価を抑えるため、電事連が非公開の建設投資パターンを勝手に細工したとしか思えないのです。

原発の発電単価は安全規制緩和で安くなる

原発の発電単価は安全規制を緩和することにより安くなります。電事連の2004年試算では、まだ法的に認められていないクリアランスレベルが導入されたものとして廃棄物処分費を算定しています。もし、これが認められないと2千億円高くなります。また、MOX燃料加工や返還廃棄物貯蔵に伴う廃棄物を六ヶ所村に集中貯蔵することを仮定しており、これが認められなければ1200億円が余分にかかる試算しています。

さらに、処分施設の線量目標値を緩和すれば900億円、ウラン廃棄物の半分とはつりコンクリートを素堀トレンチ処分にすれば260億円を削減でき、再処理工場や返還廃棄物管理施設の保守点検費を1/3カットすれば3650億円も浮き、中間貯蔵施設を1カ所に集中立地すれば600億円が節約できるとはしています。深地層処分の岩盤強度が想定より弱く、地下水流速が速ければ2200億円程度高くなります。

つまり、バックエンド費の1兆円程度が安全規制や立地点の技術的・政治的特性によって左右されるのです。その意味では原発の発電単価は極めて政治的に「試算」されたものだと言えます。

原子力関係予算・寄付金・補償金

原発には毎年原子力予算が約5千億円規模(1998年度4691億円、2004年度予算案4718億円)で支出されており、これが原発の研究開発費や立地点への利益還元に使われています。これがないと原発を推進できないのですから、当然発電単価に繰り入れるべきです。通産省が1999年当時試算したところによれば、通産省の5年間の平均原子力予算1290億円を1998年度原発電力量で割った発電単価は0.39円/kWhでした。当時の科学技術庁分を含めた原子力予算(1998年度4691億円)では1.42円/kWhになります。毎年同規模の額が予算化されるため、現在価値換算しても発電単価はほとんど変わりません。電力会社による年間数十億円にのぼる寄付金などを加算し、原発の割合増を考慮すると、**原子力予算等発電単価は約1.4円/kWhになります**。漁業補償金は建設費に含めながら、同趣旨の原子力予算等を発電単価に盛り込まないのは筋が通りません。この分は結局、電源開発促進税や税金として「広く薄く国民負担」にされているのです。

原発優遇策の導入を許すな

電事連は、原発の発電単価について、国民には「他電源と比べて遜色ない」と言って原発推進を正当化しながら、政府に対しては「実際には高くつくため、原発優遇策を導入してほしい」と訴えています。巻原発や珠洲原発の計画撤回や敦賀3・4号炉増設計画等の相継ぐ延期は「新規原発では電力自由化に生き残れない」という電力会社の判断を端的に表しています。運転中の原発についても設備利用率が下がらないように原発の優先送電を求め、未回収金を広く薄く回収するように要求しています。電力自由化の下では生き残れない原発、重大事故の危険と負の遺産を生み出し続ける原発、このような原発になぜ優遇策を導入しなければならないのでしょうか。原発全面廃棄が最も経済的な選択なのです。