

核燃料サイクルのコスト評価について

地層処分問題研究グループ
<http://www.geodispo.org/>

核燃料サイクルの発電原価は、再処理または直接処分の選択、各費用の単価と発生時期、割引率などによって決まるが、通常 1~2 円/kWh の範囲にあり、その差は一見小さい。しかし、再処理によるコスト上昇とつり合う「均衡ウラン価格」という観点からみると、この差は大きい。再処理サイクルと直接処分の発電原価の差に対する均衡ウラン価格の関係を定式化したところ、即時再処理サイクルの場合、現時点での発電原価の差 0.1 円/kWh につき、均衡ウラン価格は現在価格の約 6 倍、均衡ウラン価格における発電原価の上昇は約 0.9 円になることがわかった。公表されているバックエンド費用のデータから、即時再処理サイクルと直接処分の差は 0.65 円/kWh 前後と試算され、この場合の均衡ウラン価格は現在価格の約 40 倍で、これに対応する発電原価は現在より約 6 円増加する。つまり再処理サイクルは、原子力発電が他の電源に対して相当に不利になるほどウラン価格が上昇する事態にならない限り直接処分よりもコストが高い。これは、再処理サイクルが本質的にウラン消費型であり、ウラン価格の上昇に対して直接処分並みに費用が上昇するため、高速増殖炉利用を伴わなければ再処理サイクル自体のメリットは小さい。しかし、高速増殖炉について同様の計算を行ったところ、原子炉の建設費と燃料サイクル費用が現在の軽水炉再処理サイクル程度に下がらなければ、ウラン価格が現在の 10 倍程度以上上昇するまで経済性がなく、どのように導入を図りうるかは不確かである。コスト以外の論点として、再処理によって高レベル放射性廃棄物の量や毒性が低減するといったことも、地層処分の安全性評価という観点からは効果は小さく、六ヶ所再処理工場を予定通り稼動することに意義を見出すには、高速増殖炉利用のために現時点でプルトニウムを大量に扱うことに意味があり、六ヶ所工場稼動以外に技術継承の道がないということではなければならないが、現状ではそのことに広く合意が得られているとはいえない。六ヶ所再処理工場稼動の大きな理由が、プルトニウム利用に関する問題ではなく、使用済み核燃料の置き場の確保問題にあるならば、そうした問題と再処理工場の稼動問題を切り離して議論できる状況をつくっていくことこそが、原子力発電の賛否の立場によらず、原子力発電についての国民的な合意形成のために望ましいと考えられる。

1. はじめに

原子力発電の発電コストを評価するにあたって、核燃料サイクル関係の費用はウランおよび MOX 燃料、再処理、中間貯蔵、廃棄物処分といった費目からなり、再処理をするかしないかで費用は自ずと変わるが、発電原価試算では収入と支出は現在に近いほど価値が高いものとして割引率で現在価値換算をするため、割引率や発電後いつの時期に再処理や処分をするかによっても結果は変わる。実は、これまでに発表されている総合資源エネルギー調査会の核燃料サイクルの発電原価も、再処理の時期や分量について特定の場合*を仮定したものだのだが、最終結果とし

*使用済み核燃料の 64%が即時再処理、36%が 50 年後再処理と仮定しており、割引率が高くなるほど、後者のコストが低くなるのが効いて、100%即時再処理よりも発電原価は低くなる。

てのkWhあたりの単価だけが普遍的な意味を持つ数字であるかのように扱われてきた。

現在、原子力長期計画の新計画策定会議では、核燃料サイクル政策の議論のための基礎資料の一つとして、直接処分も含めたコスト評価を行っているが、ここでも再処理および直接処分の時期や分量について、代表的と思われるシナリオを想定して kWh あたりの単価を計算することになっている。

しかしながら、シナリオごとの発電原価を単なる数字として扱ってしまうと、核燃料サイクルのコストに関係するさまざまな条件が与える影響を読み取ることが難しい。また、よほど特殊な設定をしない限り、発電原価は 1~2 円/kWh程度の範囲にあるので、各シナリオの発電原価の差は 1 円/kWh程度以内という一見狭い範囲に収まってしまい、最終結果の単価のみを比べたのでは、その差の意味を考えることも難しい。

本稿では、シナリオごとの核燃料サイクルのコストの差を多角的に考えるために、発電単価の構成要素の影響が理解しやすいように簡単な定式化をし、ウラン価格の上昇に対する核燃料サイクルの経済性を評価した*。その結果、即時再処理サイクルと直接処分の発電原価が等しくなるには、ウラン価格が現在よりも約 40 倍上昇することが必要であり、そのようなウラン価格のもとでの発電原価は、現時点よりも約 6 円/kWh上昇するという関係が導かれた。コスト評価から得られる結論は目新しいものではないが、再処理によるMOX燃料の軽水炉サイクル利用は、直接処分にくらべて経済的に不利であり、ウラン資源のエネルギーセキュリティという観点からも高速増殖炉サイクルを伴わなければほとんど意味がなく、また高速増殖炉も、ウラン価格の相当な上昇と建設費の大幅な低減がなければ、積極的な導入は難しいと予測されるというものである。

II. 再処理サイクルと直接処分の発電原価の比較

II-1 基本ユニットと基準ケース

本稿では、核燃料サイクルの発電コストは、個別のシナリオの設定に従って全体をまとめて計算した最終結果として扱うのではなく、燃料の取得から廃棄物処分までをサイクルの 1 回分として、ウラン燃料のユニットと MOX 燃料のユニットとに分けて表した。この表式により、さまざまなシナリオへの対応が容易になり、また発電コストの構成要素の影響がわかりやすい定式化が可能となった。

基本となるユニットとして、ウラン燃料と MOX 燃料のそれぞれについて、再処理ケースと直接処分ケースに分けたサイクル 1 回分の費用を求める。再処理については、使用済み核燃料の中間貯蔵をしない即時再処理ケースと、中間貯蔵後に再処理をする遅延再処理ケースとに分けた。したがってウラン燃料について 3 つ、MOX 燃料についても 3 つの合計 6 つのケースの基本ユニットを設けた。基本ユニットへの費用の振り分けとして、再処理は次世代の MOX 燃料用のプルトニウムを取得する工程でもあるが、ここでは再処理費用はすべて使用済み核燃料の後処理費用として扱う。すなわち MOX 燃料のユニットでは、燃料製造用のプルトニウムの取得費用はゼロであり、燃料加工費用だけを燃料費として扱う。したがって、それぞれのユニットに含まれる費用

*核燃料サイクルと直接処分のコストを、両者が等しくなるウラン価格を指標として評価することは、鈴木・清瀬著「核燃料サイクル工学」（日刊工業新聞社、1981）のように典型的な手法であり、たとえば最近では M. Bunn *et al.* “The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel” (2003) がある。後者はインターネットで入手可能。URLはhttp://bcsia.ksg.harvard.edu/BCSIA_content/documents/repro-report.pdf。

は表 1 のようになる。

表 1 サイクル 1 回分の費用計算をする 6 つの基本ユニット

基本ユニット種別		燃 料	中間貯蔵	再処理	廃棄物処分
ウラン燃料	即時再処理	ウラン調達～燃料加工		即時再処理	HLW・TRU 処分
	遅延再処理	ウラン調達～燃料加工	中間貯蔵	遅延再処理	HLW・TRU 処分
	直接処分	ウラン調達～燃料加工	中間貯蔵		直接処分
MOX 燃料	即時再処理	MOX 燃料加工		即時再処理	HLW・TRU 処分
	遅延再処理	MOX 燃料加工	中間貯蔵	遅延再処理	HLW・TRU 処分
	直接処分	MOX 燃料加工	中間貯蔵		直接処分

表 1 の 6 つの基本ユニットについて、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会の資料における処理単価と費用発生時期の設定に従い、燃料 1 tあたりの費用と売電発電量、kWhあたりの発電原価を計算した結果が表 2 である*。同資料には、濃縮ウラン燃料製造のためのウラン調達から燃料加工までの費用についての記載がないので、最終結果として発表されている発電原価内訳を再現するように、同調査会の 1999 年度試算の資料の再転換・成型加工単価を若干変更した。また、使用済み核燃料の地層処分の費用はコスト等検討小委員会では扱っていないので、仮想的にガラス固化体地層処分の 2 倍とし、MOX燃料の直接処分はさらにその 3 倍とした†。割引率は 2%であり、表中の合計費用と売電発電量は、ウラン燃料もMOX燃料も燃料装荷時に現在価値換算した値である。再処理の時期は、コスト等検討小委員会の資料に従い、原子炉から取出し後 3 年目（即時再処理）と 45 年目（遅延再処理）とした。燃料の炉内装荷年数は 5 年、再処理からMOX加工を経てMOX燃料が装荷されるまでに 0.5 年が想定されているので、新燃料を装荷する周期はそれぞれ 8.5 年と 50.5 年になる。本稿では以下、便宜上、表 2 を基準ケースとして使うことにする。

表 2 核燃料サイクルコストの基準ケース（割引率 2%）

燃 料	サイクル方式	発電原価 (円/kWh)	合計費用 (万円/t)	売電発電量 (万 kWh/t)
ウラン燃料	3 年後再処理	1.65	56404	34233
	45 年後再処理	1.25	42567	
	直接処分	1.00	34287	
MOX 燃料	3 年後再処理	1.87	56894	30429
	45 年後再処理	1.42	43311	
	直接処分	1.61	49091	

3 年後再処理と 45 年後再処理とでは、割引率が 0%であれば 45 年後再処理のほうが中間貯蔵の

*コスト検討小委の再処理単価は年度展開費用の合計と処理量の合計から再現することができないのだが、ここでは公表されている単価をそのまま用いた。

†原子力長計新計画策定会議の技術検討小委員会の資料によれば、直接処分の費用の不確定な部分にはガラス固化体処分の 2 倍をあてている。また、熱解析結果に基づく処分場地下施設の設定によれば、使用済み核燃料 1 tあたりの廃棄体の占有面積は、直接処分ではガラス固化体処分の約 2 倍程度となっており、用地取得費等もこれに比例するので、処分費用全体もガラス固化体の 2 倍を基準ケースとした。MOX燃料の直接処分の場合、占有面積はウラン燃料の場合の 2~4 倍になるので、中間をとって 3 倍とした。

費用が上乘せされる分だけ費用総額も高いのだが、割引率が 2%の場合、再処理時期が遅くなるために現在価値換算した再処理費用が低くなるのが効いて、45 年後再処理のほうが合計費用も低くなっている。また、再処理をする場合の燃料 1t あたりの合計費用は MOX 燃料とウラン燃料で大きな差がないにもかかわらず、MOX 燃料の発電原価が 1 割強高いのは、燃焼度がウラン燃料では 45000 MWd/t、MOX 燃料では 40000 MWd/t と設定されているためで、この違いに比例して MOX 燃料は燃料 1t あたりの売電発電量がウラン燃料の 9 分の 8 になり、発電原価は約 1 割高くなる。表 2 より、MOX 燃料のほうがウラン燃料よりも発電原価が高いので、サイクルを繰り返すほど発電原価は高くなるのがわかる。

再処理による軽水炉サイクルでは、各サイクルの再処理で取出したプルトニウムから次世代の MOX 燃料が作られるものとして、各回の費用と発電量を足し合わせてから、発電原価を求める。MOX 燃料の次世代再生率を 15%とすると、サイクルのたびに MOX 燃料は 0.15 倍ずつ減っていくことになり、これを重みとしてサイクル回数分の費用と発電量を足し合わせることになる。また、表 2 の MOX 燃料の費用と発電量は、MOX 燃料の装荷時に価値換算したものなので、各サイクルの燃料装荷時から 0 年時点に現在価値換算する必要がある。計算のイメージを図 1 (MOX 燃料再生率が 15%、8.5 年サイクル、割引率 2%の場合) に示したが、サイクルを繰り返してもサイクルが進むほど寄与は小さくなる。

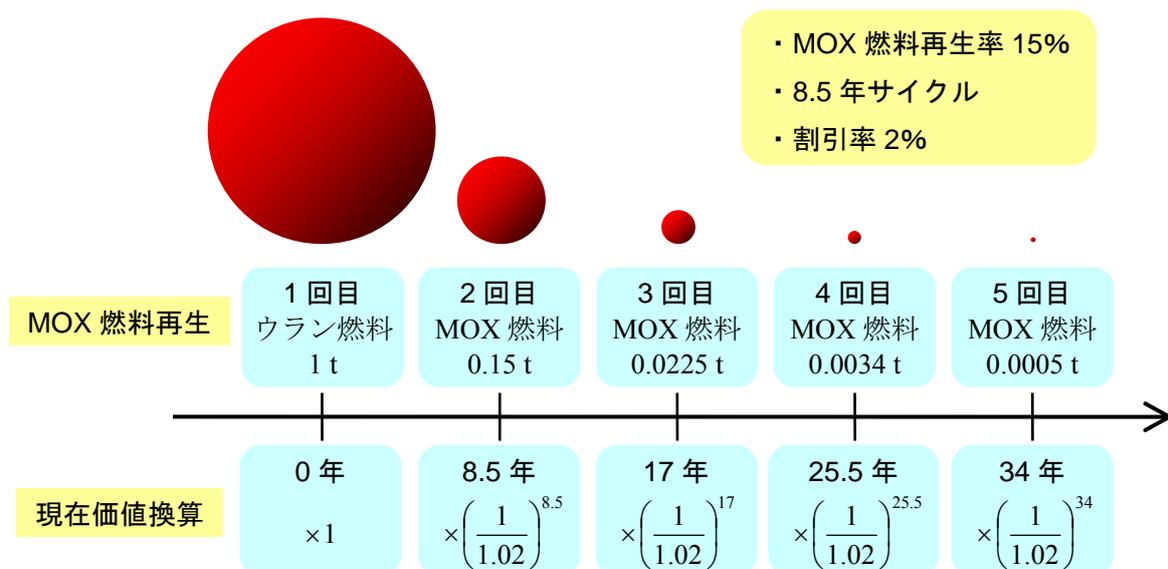


図 1 再処理軽水炉サイクルコストの計算イメージ

表 2 の即時再処理の欄の数値を使って、図 1 の場合の軽水炉サイクルコストを実際に計算すると

$$\text{発電原価} = \frac{56404 + \left(\frac{0.15}{1.02^{8.5}} + \frac{0.15^2}{1.02^{2 \times 8.5}} + \frac{0.15^3}{1.02^{3 \times 8.5}} + \dots \right) \times 56894 \text{ 円}}{34233 + \left(\frac{0.15}{1.02^{8.5}} + \frac{0.15^2}{1.02^{2 \times 8.5}} + \frac{0.15^3}{1.02^{3 \times 8.5}} + \dots \right) \times 30429 \text{ kWh}} = 1.67 \text{ 円/kWh} \quad (1)$$

となる。式(1)の括弧内のMOX燃料再生率と割引率による項の和は、初項と公比が $0.15 / 1.02^{8.5} = 0.12676$ の等比級数の和になっているので、無限回サイクルの場合、 $0.12676 / (1 - 0.12676) = 0.14516$ である。MOX燃料の次世代再生率が 15%と低いので、サイクル全体のコスト 1.67 円/kWhは、1

回目のウラン燃料の3年後再処理のコスト1.65円/kWhとほとんど変わらない。結局、サイクルのコストの大部分は1回目のウラン燃料をどう扱うかで決まっており、MOX燃料による0.02円/kWhの増加もMOX燃料の1回目による寄与がほとんどである。50.5年周期の遅延再処理の無限回サイクルの場合は、式(1)の8.5を50.5に変え（無限等比級数の和は0.05840になる）、表2の遅延再処理の欄の数値を使って（ウラン燃料とMOX燃料の現在価値換算した費用をそれぞれ56404→42567、56894→43311に変更）、1.26円/kWhが得られる*。

直接処分については、発電は最初のウラン燃料1回だけであるから、表2の発電原価である1.00円/kWhがそのまま発電原価になるので、本稿の基準ケースにおける軽水炉サイクルと直接処分の発電単価の差は0.65円/kWhとなる。

基準ケースの即時再処理サイクルコストは1.7円/kWh、直接処分コストは1.0円/kWh

II-2 サイクルコスト計算の定式化——均衡ウラン価格

表2に示したように、MOX燃料ユニットのほうがウラン燃料ユニットよりもコストが高いため、再処理が直接処分よりも経済的であるためには、ウラン価格が上昇してウラン燃料ユニットとMOX燃料ユニットのコストの関係が逆転しなければならない。その条件を定式化するために、式(1)の例を一般化すると、再処理サイクルの発電原価 c_c は

$$c_c = \frac{C_C^U + rC_C^M}{G^U + rG^M} \quad (2)$$

と書くことができる。ここで C_C^U はウラン燃料（1回目の発電）の再処理ユニットの費用合計、 C_C^M はMOX燃料（2回目以降の発電）の再処理ユニットの費用合計で、 G^U はウラン燃料の売電発電量、 G^M はMOX燃料の売電発電量である。表2に示したように、売電発電量は再処理と直接処分で共通である。MOX燃料の再生係数 r は、MOX燃料の再生率 r_M と割引率 q による現在価値換算因子の積の合計であり、MOX燃料サイクルが N 回あるとすると、各回のMOX燃料の装荷時期を T_1, T_2, \dots, T_N として

$$r = \frac{r_M}{(1+q)^{T_1}} + \frac{r_M^2}{(1+q)^{T_2}} + \dots + \frac{r_M^N}{(1+q)^{T_N}} = \frac{r_M}{(1+q)^T - r_M} \left(1 - \frac{r_M^N}{(1+q)^{NT}} \right) \xrightarrow{N \rightarrow \infty} \frac{r_M}{(1+q)^T - r_M} \quad (3)$$

となる。式(3)の2つ目の等号は、サイクル周期が T で等間隔の場合に等比級数の和として得られ、最後の右辺は周期 T の無限回サイクルの場合である。 r は割引率が0%のとき最大であり、割引率が大きくなるほど小さくなる。基準ケースでは $r_M = 0.15$ なので、 r は最大でも0.1765であるから、MOX燃料サイクルがコスト全体に与える影響はあまり大きくないことがわかる。

以下、ウラン価格の変化が発電原価に与える影響をみるために、天然ウランの調達費用を C_U として、再処理サイクル費用 C_C^U を

$$C_C^U = C_U + C_{C-U}^U \quad (4)$$

のように、ウランの調達費用とそれ以外に分けて書くと、再処理サイクルの発電原価 c_c は

*コスト等検討小委では、使用済み核燃料の64%が8.5年周期の即時再処理サイクルで、残りの36%が50.5年周期の遅延再処理サイクルとして、核燃料サイクルの発電原価を算出しており、割引率が2%の場合、その加重平均は1.53円となっている。表2の数値を使って、この結果が再現されている。

$$c_C = \frac{C_U + C_{C-U}^U + rC_C^M}{G^U + rG^M} = \frac{1}{G^U + rG^M} C_U + \frac{C_{C-U}^U + rC_C^M}{G^U + rG^M} \quad (5)$$

と書き換えられる。同様に、直接処分の発電原価 c_D もウラン調達費用 C_U とそれ以外に分けて

$$c_D = \frac{C_U + C_{D-U}^U}{G^U} = \frac{1}{G^U} C_U + \frac{C_{D-U}^U}{G^U} \quad (6)$$

と書き換える。式(5)と(6)からわかるように、再処理サイクルも直接処分も、発電原価はウラン調達費用 C_U の1次関数である。

以下、実用のために具体的な数値を入れた計算では、途中計算の段階で四捨五入をせずに有効数字を多めにとっているが、これは数値の一致を保つためであって、そのような精度をコスト計算に保証しているものではない。

基準ケースでは、濃縮度 3.9%のウラン燃料を仮定した*。この場合、ウラン濃縮での廃棄材濃縮度を 0.3%とし、転換と再転換でのロス率をそれぞれ 0.5%と 2.5%とすると、ウラン燃料 1 tの製造に必要な天然ウランの量が 9.029 tとなり、現在のウラン価格を 550 万円/tUと設定した場合に、ウラン調達費用は 4966 万円/tUとなる。天然ウランの調達は燃料装荷年の 2.3 年前という設定なので、2%の割引率を適用すると、現在価値換算額は $4966 \text{ 万円/tU} / (1.02)^{-2.3} = 5197 \text{ 万円/tU}$ となる。したがって基準ケースの場合、 $C_{C-U}^U = 56404 - 5197 = 51207 \text{ 万円/tU}$ 、 $C_{D-U}^U = 34287 - 5197 = 29090 \text{ 万円/tU}$ である。基準ケースではMOX燃料の次世代再生率 15%、8.5 年周期サイクル、割引率 2%より、 $r=0.14516$ であるから、式(5)の分母の $G^U + rG^M = 34233 + 0.14516 \times 30429 = 38650 \text{ 万kWh}$ となり、式(5)と(6)は次のように書ける。

$$c_C = \frac{1}{38650} C_U + \frac{51207 + 0.14516 \times 56894}{38650} = 2.587 \times 10^{-5} C_U + 1.539 \text{ 円/kWh} \quad (7)$$

$$c_D = \frac{1}{34233} C_U + \frac{29090}{34233} = 2.921 \times 10^{-5} C_U + 0.850 \text{ 円/kWh} \quad (8)$$

このままでは使いにくいので、ウラン調達費用 C_U を現在のウラン価格での調達費用との比 R_U で表すことにすると、式(7)と(8)の C_U の係数に現在のウラン調達費用 5197 万円/tUをかけたものが R_U の係数になるので

$$c_C = 0.1345 R_U + 1.54 \text{ 円/kWh} \quad (9)$$

$$c_D = 0.1518 R_U + 0.85 \text{ 円/kWh} \quad (10)$$

となる。

式(9)と(10)をグラフにしたのが図 2 である。再処理サイクルと直接処分の発電原価の差は 1 円以下であるが、ウラン価格が上昇すると、どちらの発電原価もほぼ同様に上昇するため、ウラン価格が上昇しても再処理サイクルはなかなか直接処分より経済的に優位にならない。2本の直線の交点で、再処理サイクルと直接処分の発電原価は等しくなり、このときのウラン価格を均衡ウラン価格と呼ぶ。グラフから、均衡ウラン価格は現在のウラン価格の約 40 倍であることがわかる。そのときの発電原価は約 7 円/kWhにも達し、現在の発電原価から 6 円/kWh近くも上昇している。このような状況では、再処理と直接処分の関係よりも、原子力発電と他の電源との競争力の関係

*コスト検討小委員会のウラン濃縮度設定であるBWR炉 3.8%、PWR炉 4.1%を現在稼働中のBWR炉とPWR炉の発電容量（各々2637.6 万kWと 1936.6 万kW）で加重平均した。

が大きく変わっている可能性が高い。すなわち、ウラン価格の上昇によって再処理サイクルが直接処分に対して経済的に優位に立つときがあるとすれば、原子力発電自体の経済性が問題になるような状況であろう。

以上から明らかなように、軽水炉による再処理サイクルでは、ウラン価格の上昇に対して、エネルギーセキュリティ対策としての効果はほとんどない。これは、MOX燃料の再生率が低く、また表2に示したようにMOX利用のユニットがウラン利用のユニットよりもコスト的に優位でないため、軽水炉サイクルは基本的には直接処分と同様にウラン消費型であることに変わりはない。

ウラン価格が現在の価格よりも大幅に上昇したときには、ウラン濃縮役務の単価が変わらなると仮定した場合、天然ウランの必要量を下げするために、ウラン濃縮工程の廃棄材濃縮度を低くすることでコストの上昇を緩やかにすることができる。たとえば廃棄材濃縮度を0.3%から0.2%にすると再処理サイクルと直接処分がつりあうウラン価格は現在の48倍、0.1%では54倍となる(ただし均衡ウラン価格での発電単価6.9円/kWhは変わらない)。

- ・再処理サイクルはウラン価格上昇に対して直接処分と同様に発電原価が上昇する。
- ・再処理サイクルが直接処分よりコスト有利になるとき、ウラン価格は現在の40倍上昇し、発電単価は6円高くなっている。

II-3 発電原価の差と均衡ウラン価格

図2に示したように、均衡ウラン価格は式(5)と(6)の直線の交点である。式(5)と(6)から、均衡ウラン価格の表式を求める。再処理サイクルと直接処分の発電原価の差 $\Delta c = c_C - c_D$ は

$$\begin{aligned} \Delta c &= \frac{C_U + C_{C-U}^U + rC_C^M}{G^U + rG^M} - \frac{C_U + C_{D-U}^U}{G^U} = \left(\frac{1}{G^U + rG^M} - \frac{1}{G^U} \right) C_U + \left(\frac{C_{C-U}^U + rC_C^M}{G^U + rG^M} - \frac{C_{D-U}^U}{G^U} \right) \\ &= -\frac{rG^M}{G^U(G^U + rG^M)} C_U + \Delta c_0 \end{aligned} \quad (11)$$

と書ける。ここで Δc_0 は

$$\Delta c_0 = \frac{C_{C-U}^U + rC_C^M}{G^U + rG^M} - \frac{C_{D-U}^U}{G^U} \quad (12)$$

であり、ウラン調達費用が0のときの発電原価の差、すなわち再処理サイクルと直接処分の発電原価のうち、ウラン調達費用以外の部分による発電原価の差である。式(11)は、式(5)と(6)の差であるから、ウラン調達費用 C_U の1次関数である。一般に再処理サイクルのほうが直接処分よりも発電原価は高いので $\Delta c_0 > 0$ であり、図3に示したように、 Δc はウラン価格の上昇に対して直線的に減少し、 C_U が均衡ウラン費用 C_U^0 以上になると、 $\Delta c < 0$ となって発電原価は逆転して、再処理サイクルのほうが安くなる。 $C_U = C_U^0$ のとき $\Delta c = 0$ であるから

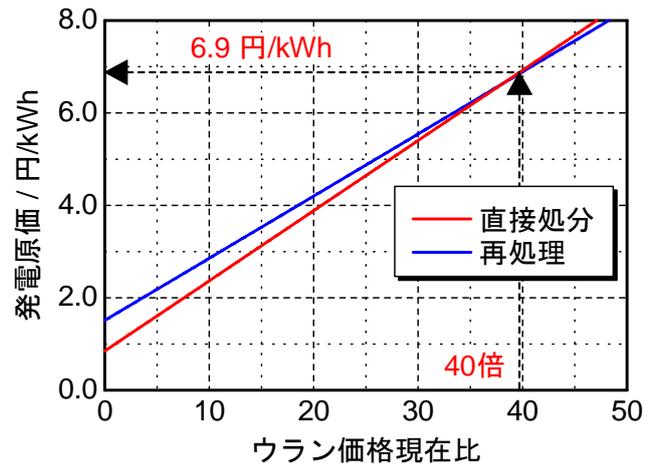


図2 ウラン価格に対する再処理サイクルと直接処分の発電原価 (基準ケース)

$$C_U^{eq} = \frac{G^U(G^U + rG^M)}{rG^M} \Delta c_0 = \frac{G^U}{rG^M} (C_{C-U}^U + rC_C^M) - \frac{G^U + rG^M}{rG^M} C_{D-U}^U \quad (13)$$

となる。式(13)はやや込み入っているが、現在のウラン調達費用 C_U' のもとの発電原価の差 $\Delta c'$ が既知の場合には、ウラン調達費用が均衡ウラン費用 C_U^{eq} から現在のウラン費用 C_U' に下がったために発電原価の差が0から $\Delta c'$ に開いたと考えれば、均衡ウラン費用はもう少し簡単に

$$C_U^{eq} = \frac{G^U(G^U + rG^M)}{rG^M} \Delta c' + C_U' \quad (14)$$

と求められる（図3参照）。両辺を現在のウラン調達費用 C_U' で割ると、均衡ウラン価格と現在のウラン価格の比 R_U^{eq} が

$$R_U^{eq} = \frac{C_U^{eq}}{C_U'} = \frac{G^U}{C_U'} \frac{G^U + rG^M}{rG^M} \Delta c' + 1 = \frac{G^U + rG^M}{rG^M} \frac{\Delta c'}{c_U'} + 1 \quad (15)$$

と表される。ここで

$$c_U' = \frac{C_U'}{G^U} \quad (16)$$

はウラン燃料発電における現在のウラン調達費用部分の発電原価である。

式(15)で $\Delta c'$ にかかる係数を具体的に見積もると以下ようになる。ウラン燃料1tあたりの現在の調達費用 C_U' は、II-2でみたように5197万円であるから、これをウラン燃料の売電発電量34233万kWh/tで割って、ウラン調達の発電原価は $c_U' = 0.1518$ 円/kWhである。これもII-2でみたように、MOX燃料の次世代再生率15%で、8.5年周期のサイクルでは割引率2%の場合、 $r=0.14516$ であり、 $(G^U + rG^M) / rG^M = 38650 / (30429 \times 0.14516) = 8.75$ となるので、式(15)は

$$R_U^{eq} \approx \frac{8.750}{0.1518} \Delta c' + 1 = 57.6 \Delta c' + 1 \quad (17)$$

となる。 $\Delta c'$ にかかる係数は割引率に依存するが、MOX燃料の再生率15%、8.5年サイクルの場合、53~62となる。この数字はウラン価格やウラン濃縮の廃棄材濃縮度の設定などにより変化するが、現時点での簡便な目安としては、発電原価で0.1円/kWhの差があると、均衡ウラン価格は現在の約6倍になる。式(1)より再処理サイクルの発電原価 c_C が1.67円/kWh、表2より直接処分の発電原価 c_D が1.00円/kWhであったから、現在の発電原価の差 $\Delta c' = 0.67$ 円/kWhであり、式(17)よりウラン価格が現在の約40倍になったときに再処理サイクルのほうが直接処分よりも安くなる。

均衡ウラン価格での発電原価と現在の直接処分の発電原価との差を $\delta c'$ とすると、式(14)から

$$\delta c' = \frac{C_U^{eq} - C_U'}{G^U} = \frac{G^U + rG^M}{rG^M} \Delta c' \quad (18)$$

と書ける。すなわち、再処理サイクルと直接処分の発電原価の差が $\Delta c'$ のときに、均衡ウラン価格

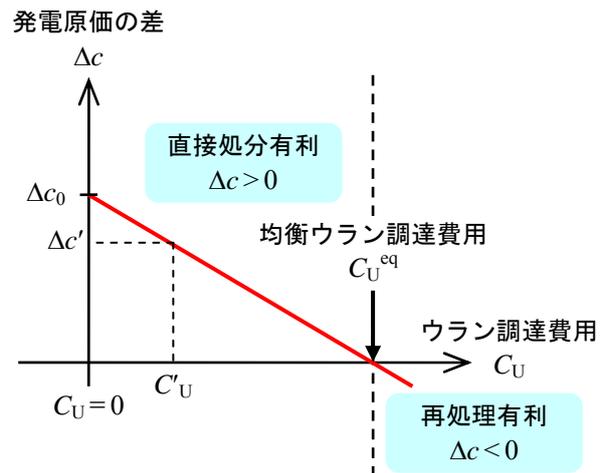


図3 ウラン調達費用に対する発電原価の差

での発電原価での増分は、 $\Delta c'$ の $(G^U + rG^M)/rG^M$ 倍であるという簡単な関係が得られた。この倍率はウラン燃料とMOX燃料の売電発電量とMOX燃料の再生率と割引率だけで決まり、現在のウラン価格やウラン濃縮の廃棄材濃縮度の設定に依存しない。式(3)に示したようにMOX燃料の再生係数 r は割引率が高いほど小さくなるが、割引率0%~4%の場合7.5~10.5であり、目安として、発電原価で0.1円/kWhの差があると、均衡ウラン価格において発電原価は現在より約0.9円/kWh増加すると考えればよいであろう。基準ケースの例では、割引率2%で、 $\Delta c' = 0.67$ 円/kWhであるから、均衡ウラン価格では $\delta c' = 8.8 \times 0.67 = 5.9$ 円/kWhの発電原価増となり、図2に示した結果と一致する。ただし、 $\Delta c'$ も割引率に依存して変わり、また遅延再処理では r と $\Delta c'$ の双方が変わる。表3に、即時再処理と遅延再処理の双方について、割引率ごとに現在のウラン価格に対する均衡ウラン価格の比と、直接処分との発電原価の差をまとめた。

表3 均衡ウラン価格比と直接処分との発電原価の差 (カッコ内が $\Delta c'$ で単位は円/kWh)

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
即時再処理	43 (0.79)	41 (0.72)	40 (0.67)	39 (0.63)	38 (0.60)
遅延再処理	47 (0.85)	41 (0.47)	35 (0.25)	26 (0.12)	12 (0.03)

遅延再処理は発電原価が割引率に強く依存するので、発電原価の差と均衡ウラン価格とも割引率に強く依存しているが、割引率を増加させたとき、均衡ウラン価格は発電原価の差ほどには低下しない。表3からおおよその目安として、現在の処理単価設定のもとでは遅延再処理で割引率が高い場合を除いて、均衡ウラン価格は現在のウラン価格の約40倍であるとみて差し支えないであろう。このときの発電原価は上に述べたように現在より約6円/kWhの上昇となる。

- ・即時再処理サイクルでは、発電原価の差0.1円/kWhにつき、均衡ウラン価格は現在価格の約6倍上昇し、均衡ウラン価格での発電原価は約0.9円/kWh増加する。
- ・遅延再処理サイクルでは、均衡ウラン価格は割引率に強く依存するが、割引率2%程度以下では即時再処理と同程度である。

II-4 サイクルコストの構成要素と均衡ウラン価格

再処理サイクルの発電原価では再処理操業費用 C_R^U 、直接処分の発電原価では使用済み核燃料の地層処分費用 C_{DD}^U が大きな割合を占めている。この2つの費用が変動したときの均衡ウラン価格を求めるために、式(11)において、これら2つの項を Δc_0 から分けて書くと

$$\Delta c = -\frac{rG^M}{G^U(G^U + rG^M)}C_U + \frac{1 + \alpha r}{G^U + rG^M}C_R^U - \frac{1}{G^U}C_{DD}^U + \left(\frac{C_{C-U-R}^U + rC_{C-R}^M}{G^U + rG^M} - \frac{C_{D-U-DD}^U}{G^U} \right) \quad (19)$$

となる。ここで C_{C-U-R}^U はウラン燃料の再処理サイクル費用 C_C^U からウラン燃料調達費用 C_U と再処理操業費用 C_R^U を除いたもの、 C_{C-R}^M はMOX燃料の再処理サイクル費用 C_C^M から再処理操業費用 αC_R^U を除いたものである。 α はウラン燃料の再処理操業費用に対するMOX燃料の再処理操業費用の比で、ここでは $\alpha=1$ とおき、ウラン燃料とMOX燃料の再処理操業費用は同じであるものとしておく。同様に、 C_{D-U-DD}^U はウラン燃料の直接処分総費用 C_D^U からウラン燃料調達費用 C_U と使用済み核燃料の地層処分費用 C_{DD}^U を除いたものである。

割引率2%の8.5年周期サイクルについて、式(19)の各費用内訳を表4に示した。

表4 基準ケースの各費用内訳 (再処理サイクル周期 8.5 年)

(単位は万円/t)

	合計	C_U	C_R^U	C_{C-U-R}^U	C_{C-R}^M	C_{DD}^U	C_{D-U-DD}^U
C_C^U	56404	5197	21593	29614			
C_C^M	56894		21593		35300		
C_D^U	34287	5197				8216	20874

表4の各費用内訳を代入すると C_U 、 C_R^U 、 C_{DD}^U の係数はそれぞれ

$$-\frac{rG^M}{G^U(G^U + rG^M)} = -\frac{0.14516 \times 30429}{34233 \times (34233 + 0.14516 \times 30429)} = -3.3385 \times 10^{-6} \text{ t/万kWh} \quad (20)$$

$$\frac{1 + ar}{G^U + rG^M} = \frac{1 + 1 \times 0.14516}{34233 + 0.14516 \times 30429} = 2.9629 \times 10^{-5} \text{ t/万kWh} \quad (21)$$

$$-\frac{1}{G^U} = -\frac{1}{34233} = -2.9212 \times 10^{-5} \text{ t/万kWh} \quad (22)$$

残りの項についても

$$\frac{C_{C-U-R}^U + rC_{C-R}^M}{G^U + rG^M} - \frac{C_{D-U-DD}^U}{G^U} = \frac{29614 + 0.14516 \times 35300}{34233 + 0.14516 \times 30429} - \frac{20874}{34233} = 0.2890 \text{ 円/kWh} \quad (23)$$

以上、式(20)から(23)をまとめて

$$\Delta c = -3.3385 \times 10^{-6} C_U + 2.9629 \times 10^{-5} C_R^U - 2.9212 \times 10^{-5} C_{DD}^U + 0.2890 \text{ 円/kWh} \quad (24)$$

が得られる。

式(24)は、各費用の実際の数値を代入する必要がありやや使いにくいので、式(9)(10)と同様に、ウラン調達費用 C_U 、再処理操業費用 C_R^U 、使用済み核燃料直接処分の地層処分費用 C_{DD}^U の基準ケースの想定費用に対する比率をそれぞれ R_U 、 R_R 、 R_{DD} で表して書き換えると

$$\Delta c = -0.0174 R_U + 0.64 R_R - 0.12 R_{DD} + 0.29 \text{ 円/kWh} \quad (25)$$

となる(式(25)の各係数は C_U 、 C_R^U 、 C_{DD}^U を式(24)の対応する係数にかければ得られる)。ただし、使用済み核燃料の地層処分費用 R_{DD} はガラス固化体地層処分費用に対する比率にとってあるので、基準ケースで $R_{DD} = 2$ である。式(25)から、再処理操業費用と直接処分の地層処分費用は、**図3**のようなウラン価格に対する Δc のグラフの切片 Δc_0 だけを変えるので、これらの費用を変えたときに、グラフは同じ傾きのまま平行移動することになる。**図4**には、基準ケース($R_U = 1$ 、 $R_R = 1$ 、 $R_{DD} = 2$)と、再処理費用が基準ケースの0.5倍($R_R = 0.5$)と1.5倍($R_R = 1.5$)の場合を実線で示した。また、これら3つの場合ごとに、直接処分の地層処分費用がガラス固化体の1倍($R_{DD} = 1$)と3倍($R_{DD} = 3$)の場合を、対応する再処理費用の実線と同じ色の破線で示した。均衡ウラン価格は各直線が横軸のゼロ点と交わる価格であり、多くの場合、ウラン価格が数十倍上昇しないと再処理サイクルの発電原価は直接処分の発電原価とつり合わない。

均衡ウラン価格の現在価格との比 R_U^{eq} は、式(25)の左辺の $\Delta c = 0$ とにおいて R_U について解いた

$$R_U^{eq} = 36.9 R_R - 6.9 R_{DD} + 16.7 \quad (26)$$

より求められる。**図4**に示した例で再処理がもっとも有利になる再処理操業費用0.5倍、直接処分費用3倍の場合でも、均衡ウラン価格は現在のウラン価格の約14倍である。

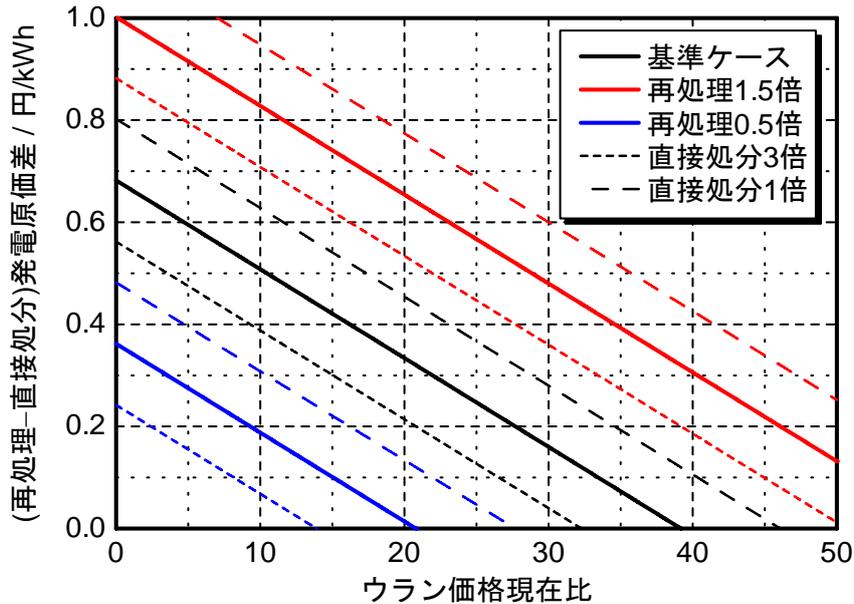


図4 ウラン価格に対する再処理サイクルと直接処分の発電原価の差

この他に、たとえば式(25)の左辺の $\Delta c=0$ において R_R について解くと

$$R_R^{\text{eq}} = 0.027R_U + 0.188R_{\text{DD}} - 0.45 \quad (27)$$

が得られ、再処理サイクルと直接処分がつり合う再処理作業費用が現在の費用の何倍であるかがわかる。基準ケース ($R_U=1$ 、 $R_{\text{DD}}=2$) の場合、 $R_R=-0.05$ であり、 R_R がマイナスなので再処理費用がゼロになったとしても、再処理サイクルの発電原価は直接処分の発電原価を下回らない。同様にして、式(25)を R_{DD} について解くと

$$R_{\text{DD}}^{\text{eq}} = -0.145R_U + 5.33R_R + 2.41 \quad (28)$$

となり、基準ケース ($R_U=1$ 、 $R_R=1$) の場合、使用済み核燃料の地層処分費用がガラス固化体の地層処分費用の7.6倍にならないと、再処理サイクルと直接処分の発電原価はつり合わない。

- ・ 基準ケースからの再処理作業と使用済み核燃料地層処分の費用変動が0.5~1.5倍の範囲で、均衡ウラン価格は、現在のウラン価格の15~65倍で、2~10円/kWhの発電原価増に相当する。
- ・ 基準ケースでは再処理作業費用がゼロでも、再処理サイクルのコストは直接処分を上回る。

III. 新長計策定会議のコスト計算シナリオ

現在、原子力委員会の新長計策定会議では、再処理の経済性を考える材料として、4つのシナリオによるコスト計算を行っている。このコスト計算では、エネルギー需給展望に基づく原子力発電の発電量の推移に対して、2002年から2060年度までの発電で発生する費用を年度展開し、現在価値換算した費用と収入から発電原価を決める方法をとっている。

本稿の6つの基本ユニットの組合せを使えば、表2に示した数値と再処理の時期の情報だけで、同様の計算を簡便に行える。4つのシナリオを計算するためのユニットの組合せと割引率2%の試算結果を表5に示す。ここでは、一定周期の無限サイクルではないため、式(3)の最後の右辺は使えないが、シナリオに応じたMOX燃料再生係数 r を決めれば手順は単純である。

表5 原子力長計策定会議の4つのシナリオに対応する発電原価 (単位は円/kWh)

シナリオ	内訳	ウラン燃料	MOX燃料	発電原価
シナリオ1	64%	即時再処理 (8年後)	即時再処理 (58.5年後)	1.6 (1.5)
	36%	遅延再処理 (50年後)	即時再処理 (58.5年後)	
シナリオ2	64%	即時再処理 (8年後)	直接処分	1.5 (1.4)
	36%	直接処分		
シナリオ3	100%	直接処分		1.0 (1.0)
シナリオ4	50%	遅延再処理 (50年後)	即時再処理 (58.5年後)	1.2 (1.1)
	50%	直接処分		

策定会議では、発電量の年度推移に細かな設定をしているので、本稿の方式はまったく同じ扱いではないが、直接処分の地層処分費用が本稿での基準ケースと大きな違いがなければ、0.1円/kWh程度の差でほとんど同じ結果になるはずである。ただし売電収入は、コスト等検討小委では燃料の炉内装荷年で分割して割引率を適用していたが、策定会議では発電量を分割せず取出し年に収入があるものと仮定するとしているので、これに合わせるため表2とはやや違う売電量を用いた。この違いにより発電原価は4~5%増になる。表2の売電量を使った場合の発電原価をカッコ内に示した。シナリオ1では、全体の約3分の1が遅延再処理になるので、直接処分とのコスト差は、式(1)の完全即時再処理の場合よりも小さくなる。ただし、均衡ウラン価格はやはり現在のウラン価格の約40倍である。これは表3で見たように、遅延再処理は即時再処理よりも直接処分との発電原価の差は小さいものの均衡ウラン価格の低下は鈍いためである。なお、シナリオ1において、40年後以降は操業費用が0.5倍の第2再処理工場で処理されると仮定した場合、シナリオ1は0.1円下がり、売電量の算出方法ごとに、それぞれ1.5(1.4)円/kWhとなった。

IV. 高速増殖炉サイクルと直接処分の発電原価の比較

高速増殖炉については、不確定要素が大きいので、ここでは直接処分の発電原価との比較は、ごく初歩的な粗い見積りとどめる。

高速増殖炉サイクル部分の発電原価 c_F がサイクルの各回で変わらないとすれば、サイクルの1回分だけを考えればよい。高速増殖炉の燃料1tあたりの燃料サイクル費用 C_C^F をMOX燃料のサイクルの費用 C_C^M の α_F 倍であるとする、 c_F は

$$c_F = \frac{C_C^F}{G^F} = \frac{\alpha_F C_C^M}{G^F} \quad (29)$$

と書ける。高速増殖炉の燃料1tあたりの売電発電量 G^F は、高速増殖炉の平均燃焼度を仮に60000 MWd/tとするとMOX燃料の40000 MWd/tの1.5倍であるから、MOX燃料の即時再処理の発電単価を c_M とすると

$$c_F = \frac{2}{3} \alpha_F c_M \quad (30)$$

と表せる。

高速増殖炉と直接処分の発電原価の比較では、原子炉の建設費用を考慮する必要がある。コスト等検討小委員会の資料によれば、軽水炉について、建設単価に比例する費用は減価償却費、固定資産税といった資本費と、運転費用としての修繕費があり、同小委のコスト試算結果を再現するように設定した修繕率を使うと、建設単価の1万円/kWの増加は、割引率2%の場合、発電原

価にして 0.12 円/kWh の増加を生じる。

以上から、高速増殖炉でも建設単価あたりの発電原価の増分が同じであると仮定すると、高速増殖炉と直接処分の発電原価の差 Δc は、建設単価の差を ΔK 万円/kW として

$$\Delta c = c_F - c_D = 0.12\Delta K + 0.67\alpha_F c_M - c_D \quad (31)$$

と書ける。表 2 の基本ユニットのうちのMOX燃料の発電原価 $c_M=1.87$ 円/kWhと、式(10)の基準ケースの直接処分の発電原価の数値より

$$\Delta c = 0.12\Delta K + 1.25\alpha_F - 0.15R_U - 0.85 \quad (32)$$

となる。さらに直接処分の地層処分費用を分離すると、

$$\Delta c = 1.25\alpha_F + 0.12\Delta K - 0.15R_U - 0.12R_{DD} - 0.61 \quad (33)$$

となる。式(25)と同様、基準ケースでは $R_{DD}=2$ である。ここで $\Delta c=0$ とおき、式(26)と同様に均衡ウラン価格と現在のウラン価格との比を求めると

$$R_U^{eq} = 8.2\alpha_F + 0.8\Delta K - 0.8R_{DD} - 4.0 \quad (34)$$

となる。

高速増殖炉の建設単価については、たとえば原型炉「もんじゅ」は電気出力 28 万kWに対して建設費 5900 億円となっており、発電容量あたりの建設単価は 210.7 万円/kWである。コスト等検討小委員会では、軽水炉のモデルプラントとして電気出力 130 万kWで 27.9 万円/kWを想定しているので、高速増殖炉もこれに合わせることをして、電気出力 28 万kWを 130 万kWに換算する際に電気出力の比の 3 乗根に比例するものと仮定すると建設単価は 75.7 万円/kWとなり、軽水炉との発電単価の差は 47.8 万円/kWとなる。式(34)に $\Delta K=47.8$ 万円/kWを代入すると、 $\alpha_F=1$ 、 $R_U=1$ の場合、 $\Delta c=6$ 円/kWh、 $R_U^{eq}=40$ となり、均衡ウラン価格は現在のウラン価格の 40 倍である。

「もんじゅ」は原型炉であり、高速増殖炉の導入が図られるとすれば、そのような建設単価では無理がある。現在、高速増殖炉については、軽水炉と同程度またはそれ以下の建設単価を目標とした実用化戦略調査研究が行われている。それが実現可能かどうかはわからないが、図 5 には現在の軽水炉の建設単価の 2 倍程度の範囲について、建設単価の差と均衡ウラン価格の関係を示

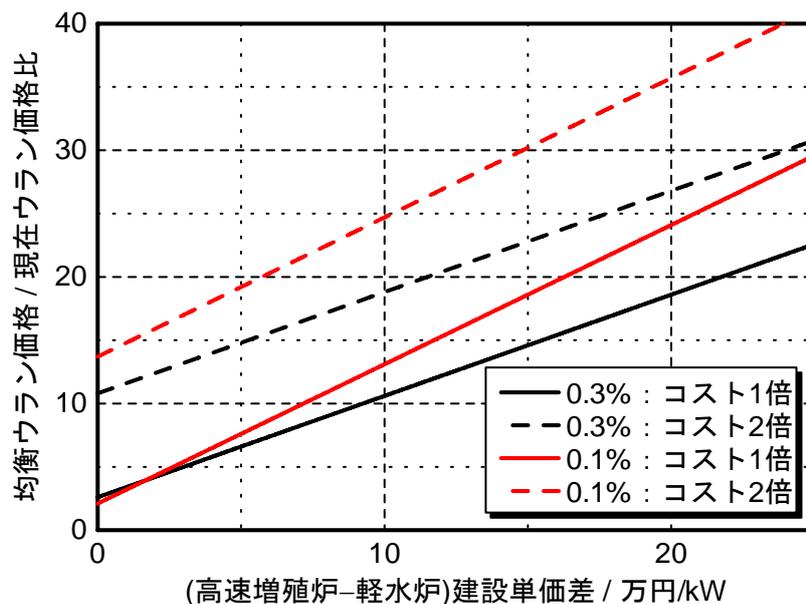


図 5 再処理サイクルと直接処分の発電原価の差と均衡ウラン価格の関係

した。燃料サイクルのコストが現在の MOX 燃料サイクルと同じ場合を実線、2 倍の場合を破線で示し、ウラン濃縮の廃棄材濃縮度が 0.3%の場合を黒、0.1%の場合を赤で示した。高速増殖炉は、建設単価、サイクルコストの両面で経済性がないと、現在よりもウラン価格が 10 倍以上高くならなければ、直接処分よりも経済的に優位ではないことがわかる。

・高速増殖炉は建設単価、サイクルコストが現在の軽水炉並みに下がらないと、ウラン価格が 10 倍程度以上上昇しても、直接処分よりコスト高である。

V. おわりに

核燃料サイクルコストについて単純なモデルを使い、おもに均衡ウラン価格という観点から、六ヶ所工場の再処理サイクルの経済性を調べた。直接処分は再処理サイクルより発電原価で 0.6 円/kWh 程度有利であり、この差がつり合うウラン価格は現行価格よりも約 40 倍高く、軽水炉での再処理サイクルは、高速増殖炉が伴わなければ意義は低い。一方で、高速増殖炉の導入も、ウラン価格の相当な上昇を伴わなければ、コスト的に厳しい。

原子力長計の策定会議でも様々な論点から検討がなされているように、我々はコストだけすべてを判断すべきと主張するものではない。しかしながら、プルトニウム利用の本質は、ウラン資源の希少化または枯渇した上での原子力利用にあるので、ウラン価格の上昇に対する再処理サイクル及び高速増殖炉の経済性は定量的な議論のために必要と考える。コスト的に見合わなくても、それを選択することに多くの人が意義を見出せるのなら、自ずとそのような選択肢は選ばれるはずである。しかしながら、核燃料サイクル政策を放棄しないという立場に立ったとしても、高速増殖炉がすんなりと導入され、軽水炉に次々と置き換わっていくかどうかは、現時点では不透明であり、今、六ヶ所再処理工場を稼働させることの意義を多くの人が共有できているかどうかは疑わしい。

本稿ではコストを中心に論じてきたが、それ以外の論点として廃棄物処分の問題に若干ふれると、再処理による放射能毒性はプルトニウムの除去により 10 分の 1 程度に低減されるのは確かであるが、ガラス固化体地層処分の安全性評価において被曝線量の支配核種はセシウム 135、ネプツニウム 237 の娘核種としてのトリウム 229 などであり、人工バリアと天然バリアが機能を果たすことを前提とする限り、プルトニウムを除去してもしなくても被曝線量の評価結果には影響はない。また直接処分では、セシウム 135 やトリウム 229 などよりも炭素 14 とヨウ素 129 の影響が大きいことが長計策定会議でも示されているが、再処理をした場合には、炭素 14 やヨウ素 129 は TRU 廃棄物として地層処分され、同様の被曝線量を与える可能性をもっていることには変わりはない。そういう意味では、TRU 廃棄物の地層処分の処分地もガラス固化体地層処分の処分地探しと同様に重大な問題であるが、このことがいまだ周知されていないということは、いずれ TRU 廃棄物の処分地を探すときに問題をおこす可能性も高い。また再処理してもしなくても、基本的には原子力発電の発電量に応じて高レベル放射性廃棄物の処分場が必要になることには変わりはない。

再処理が経済的にも廃棄物処分の観点からも大きいメリットがなく、再処理に意味をもたせる高速増殖炉の導入も不確かな現状では、将来の高速増殖炉利用のために大量のプルトニウム利用を現時点で始めておくことが必要であるなり、六ヶ所再処理工場の稼働以外に技術継承の道がないなりといったことに合意がなければ、六ヶ所工場の稼働に意義を見出すことは難しいが、現状

ではそのことに広い合意があるとは言いがたい。

もし現時点で六ヶ所再処理工場を稼動する大きな理由が、以上に述べたようなプルトニウム利用そのものに関するのではなく、過去の原子力政策の経緯による原子力施設立地地域との約束や、確保の困難な使用済核燃料の置き場対策であるのならば、社会における原子力発電の受容と原子力発電の現状とのあいだに大きな溝があるのであり、同様の困難はこれからも続くと考えられる。そのような状況だからこそ、そうした複雑に絡み合った問題を切り離して議論できるような状況をつくっていくことこそが、原子力を進める立場からも有益なはずである。そのための既定路線の遅れや変更によって、経済的にも社会的にも新たなコストを払う必要があるとしても、そのことに広い合意が得られれば、そうしたコストは受け入れられるであろう。現在、多くの関心を集めている六ヶ所再処理工場の稼動の問題について、時間をかけた丁寧な議論と熟慮が望まれる。