

御発言メモ

平成 16 年 10 月 7 日

技術検討小委員会（6）&長計策定会議（9）への意見書

2004年10月6日

原子力資料情報室 伴英幸

1. 直接処分コストについてのコメント

1.1. 詳細なデータの公開とともに試算結果が公表されたことは、原子力委員会の情報公開に対する姿勢を示すもので、よいことだと受け止めます。その上で、一つ一つの単価や費用算定額について公開できない理由があれば、それをきちんと説明して下さることが望ましいと思います。

1.2. 試算結果は、シナリオ比較のための諸条件、さまざまなレベルの仮定の基に直接処分コストを試算した結果です。議論の過程では、たとえば使用済み燃料を90年間貯蔵する案も出されました。比較のためには処分までの貯蔵年数を同じにすることになりましたが、仮に、貯蔵年数を90年とした場合あるいは更に長期にした場合には、処分場の処分孔間距離や坑道間距離は「力学的安定値」に収まっていきそうです。面積はガラスの場合の2倍程度に収まりそうです。処分場面積が大きくなることから処分場選定の困難や処分場建設の困難が指摘されましたが、これら様々な困難も緩和されそうです。また、処分費用も相当に減ることになりそうです。つまり、政策が決まればそれに最適な方法があるといえます。

また、電力各社は高燃焼度燃料を利用するようになってきています。高燃焼度燃料の使用済みが主要な使用済み燃料になると、六ヶ所再処理工場では再処理できなくなります（平均燃焼度45GWd/tが維持できない）。また、不溶解残渣が増えて、再処理に対して技術的障害となることが予想されます。ガラス固化体の処分にしても、現在想定している内容と同様の条件では困難になり、貯蔵期間を50年を大きく超えて延ばさなくてはならなくなることも予想されます。

他方、今回は使用済みMOX燃料の処分コストを単純に4倍と置きましたが、これに対しても、厳密なチェックが必要だと考えます。ウラン燃料の燃焼度が55GWd/tへと（あるいは将来はさらにあがるかもしれませんが）増えていけば、MOX燃料の燃焼度も40GWd/tから上げていくこととなるでしょう。そうなると、使用済みMOX燃料の処分は、今回仮定したような、1体を1つのキャニスターに入れて処分することさえ困難となると考えられます。処分までを考慮して燃焼度を規制するなどの規制も考慮しなければならないと考えます。今点は使用済み燃料も同様でしょう。

『使用済み燃料の諸部説処分コスト算定結果に関する留意点』では「ガラス固化体の費用算定の際と同等の保守性を有する結果を得るべく」となっていますが、単に保

守性と述べるだけでなく、コスト比較が可能な条件として設定したことも加えて明記するべきだと考えます。

1.3. 使用済み燃料の地層処分にに関する研究の遅れは国の責任だと考えています。直接処分策の研究開発の必要性は以前からの指摘されていたことです。

直接処分コスト試算の添付資料では、高レベル放射性廃棄物や TRU 廃棄物の研究開発が相当に進んでいるような印象を受けますが、果たしてどうでしょうか？ 一般の人が目にする例で言えば、深地層研究所の宣伝パンフレットには、地下深部は未知の世界と言った記述があります。また、核燃料サイクル開発機構のいわゆる 2000 年レポートや NUMO の 2004 年の「高レベル放射性廃棄物地層処分の技術と安全性」を見ても、これから研究開発することが本当に沢山あることが分かります。

政策を変更するとこれまでの研究が水泡に帰すかのような発言がありますが、直接処分の今後の課題を、ガラス固化体に共通の部分、応用可能部分、直接処分固有の部分などに分けて、ガラス固化体のこれまでの研究開発をベースに対比させていただくとより分かりやすいと考えます。

1.4. 政策変更コストについて

代替火力関連の算定については、技術検討小委員会のタスクではありませんので、「基本シナリオのコスト比較に関する報告書」では言及されないと思いますが、もしその考えでしたら、代替火力関連を同報告書から削除することを求めます。さらに、シナリオのコストに加算するべきでないことは以前にも述べましたが、書き込むとすれば、政策変更に伴う課題の欄にするべきです。

課題の欄では、まず、政策変更コスト発生の責任者を明らかにするべきです。直接処分コストを市民から隠蔽して、政策を強引に進めてきた国や電力各社の責任を考えるなら、政策変更コストを「国民負担」にするべきではないと考えます。

政策変更に対してはさまざまな対応策があるはずですが、コスト比較のために設定した電力需要を前提として、炊き増しのみが考えられています。省エネ策を中心とした多様な対応を考えるべきです。

その上で、内容にも大きな疑問があります。このような場合は、今考えられる最も低い限界コストを提示するべきです。「喪失電力量」の算出根拠が曖昧な上、代替分の単価設定を見ると、火力の建設で対応していると考えられます。火力の稼働率を考えると、主として燃料費ですむのではないのでしょうか？ 仮に、増設が必要だとすれば、このような荒っぽいやり方でなく、厳密に増設分を算定する必要があると考えます。原子力発電に関しては のサイクルコストだけでなく、運転維持費も含めるべきです。火力 3 タイプの単純な平均も荒っぽいやり方です。

2. 長計策定に関する公聴会の青森での開催をお願いします

第 8 回策定会議で委員にのみ配布された要請書は、「青森で早期のヒアリング開催」を求めるものでした（参考 1）。シナリオ間の総合評価案が事務局から出され、さらに議論を重ねるためにも青森での公聴会の開催はたいへん意義のあることだと考えます。第 8 回の意見書で提出しました青森県政策推進室のアンケート結果をみても、また、三村知事の策定会議でのご発言においても満足している人が極めて少数と推測されます（「やや不満 8%、不満 20%、なんとも言えない 50%」という別のアンケート結果を知事は引用されました）。さらに、国民的合意は深まっていないとの新潟県知事のご発言を伺うにつけ、決定した政策への理解を求めるのみならず、政策決定の過程において十分に意見を聞く必要があると考えます。その意味からも、青森県での公聴会の開催をお願いします。

3. シナリオ間総合評価についてコメント

3.1. 安全の確保：この点が一番重要な評価軸だと考えます。シナリオ 並びにについては、再処理工場、MOX 加工工場での事故のリスクが高まります。シナリオ は高速増殖炉を将来の目標として、初めて、意味を持つシナリオですが、高速増殖炉の事故のリスクも高くなります。

また、再処理を続けることによって、常に一定量のプルトニウムが施設内に留まり、また、プルスーマル利用によってプルトニウムが日本中の原発へ輸送され続けることとなります。原子力施設への攻撃が懸念される中で、安全の確保はさらに困難となります。

3.2. 環境適合性：次に重要な評価軸がこれです。シナリオ 1 & 2 は再処理することにより、放射性物質の環境放出が日常的に起こり、そのことによる環境汚染が懸念されます。たとえば、放射性のクリプトン 85 は過去の大気圏核実験の結果、大気 1 立方メートルあたり 1 Bq 程度に上昇していますが、六ヶ所再処理工場が稼働し続けることで、青森上空の大気中の濃度は 3000 倍程度に達してしまうことが予想されます。

また、海外再処理工場の周辺の白血病増加の報告は、因果関係は未だ証明されていないとはいえ、放射能による影響を十分に疑わせるものです。六ヶ所再処理工場を稼働させれば、将来、同施設周辺での増加も懸念されます。

3.3. 核不拡散：日本の核燃料サイクル政策は、とりわけ核（技術）の拡散が世界的に問題となっている現状において、懸念を増大するものです。また、東北アジアの緊張をいっそう高めることにつながります。

IAEA の事務局長のエルバラダイ事務局長は世界の核（技術）拡散状況への対策と

して、核燃料サイクル政策のきわめて厳しい制限を提案しています（Carnegie International Non-Proliferation Conference Washington, DC 21 June 2004）。

IAEAにより未申告核物質・原子力活動が存在しないことの「結論」を得ましたが、統合保障措置への移行は、軽水炉に限られており、たとえば核燃料サイクル開発機構の高レベル放射性物質研究施設（CPF）では再処理施設と同等の厳しい査察が協議されていると聞いています。また、六ヶ所再処理工場の稼動と同時に査察日数は大幅に増えることとなります。それでも、六ヶ所での大量のプルトニウムの取り扱いでは、保障措置の最大の技術目標である「有意量の転用の適時の探知」が保証し得ないことは、核物質管理学会の萩野谷徹前日本支部長らも指摘している通りです。これらは大きな懸念材料となります。核燃料サイクル政策を放棄することが世界的核拡散に対抗する防止策だと考えます。

3.4. 経済性：コスト比較では直接処分政策が有利であるとの結果が出ました。第15回の「長計についてご意見を聞く会」に出席して意見を述べたメリーランド大学のステイブ・フェッター教授のコスト比較方法に従えば、再処理政策と直接処分政策が収支均衡するウラン価格はおよそ2億3600万円/トンUとなり、現在のウラン価格をトン当たり約550万円とすると、実に43倍に高騰するまで再処理に有利な状況にならないこととなります（今回の試算結果を基に計算）。再処理が有利になることはないと言えます（参考2）。

3.5. 資源の節約：核燃料サイクルでは大きな節約になりません。原子力発電および核燃料サイクルは、拡大するエネルギー需要を想定して、それに対応するものであり、むしろ消費を拡大させる方向へ作用し、省エネは進みません。資源節約を考えるなら、省エネこそを積極的に推進する政策を第1に考えるべきで、そのためには、原子力及び核燃料サイクルからの撤退が効果的だと考えます。

3.6. 海外の動向：表ではドイツ・スイス・ベルギーがシナリオ に分類されていますが、これらの国では、すでに政策変更を行っており、シナリオ に分類すべきものです。恣意的な分類だとの感を否めません。さらに、イギリスも軽水炉用再処理工場 THORP は第1期の契約分の再処理終了をもって同工場は閉鎖される計画です。したがって、3つの核兵器国を除いて、すべてがシナリオ に分類されます。

参考 1) 青森の市民団体からの要請書

原子力開発利用長期計画策定会議 議長・近藤駿介様

原子力開発利用長期計画策定会議 委員各位

2004年9月9日

核燃サイクル阻止一万人訴訟原告団 / 核廃棄物搬入阻止実行委員会 / 青森県生活協同組合連合会 / 青森県保険医協会 / 核燃料サイクル施設問題青森県民情報センター / 核燃から郷土を守る上十三地方住民連絡会議 / 核燃から海と大地を守る隣接農漁業者の会 / 六ヶ所牛小舎 / グリーン・アクション六ヶ所 / 花とハーブの里 / ネットワークみどり / 核の中間貯蔵施設はいらない！下北の会 / 核燃はいらないわ三沢の会 / 核燃を考える住民の会 / 核燃はいらない十和田ネットワーク / 核燃止めよう浪岡会 / 核の再処理はイラナイ・八戸の会 / 放射能から子どもを守る母親の会 / 弘前脱原発・反核燃の会 / 核燃を勉強する会

長計会議での原子力政策に関する活発な議論については、私たちの地元青森県のマスコミでも紹介され、核燃サイクル立地県の住民として非常に注目しています。

それは、今回の長計改訂作業の最大のテーマが、私たちの地元青森県にある六ヶ所再処理工場を中心とする核燃料サイクル問題となっているからです。総額19兆円以上にも上るとされるバックエンドコスト問題や、使用済み核燃料の直接処分に関する試算隠しなど、核燃料サイクルをめぐる状況の大きな変化や、昨今の原子力行政策に対する信頼の失墜に、私たち青森県民は不安と共に重大な関心を持たざるを得ません。

青森でも、六ヶ所再処理工場の計画推進をめぐる様々な議論や動きが活発になっています。再処理工場のウラン試験をめぐる議論にも賛否両論あり、多くの県民の間で、不安と疑問の声があがっています。

さらに私たち青森県民が懸念するのは、私たちの将来を決定づけるような重要な問題が地元の多様な意見を踏まえる機会を持っていないことです。今回の長計策定会議は、今まで見る限り、東京ばかりでの開催となっており、傍聴も簡単にはできないのが現実です。会議には青森県に関連する委員が選ばれたり、三村知事からの意見聴取が予定されているようですが、残念ながら県内の多様な意見を求めるものではありません。

青森県の将来はどなるのか、多くの県民は地元の声を改訂作業に反映させることを強く願っております。そのため私たちは、策定会議の地元青森での早期のヒヤリング開催を強く要請いたします。

以上

以上 20 団体連絡先：核廃棄物搬入阻止実行委員会

平野良一（青森県南津軽郡浪岡町浪岡字細田 197-2

TEL 0172-62-2012 FAX 0172-62-2023）

参考 2) 地層処分問題研究グループのコスト試算に関する論文を紹介します。

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と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 倍の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	

*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によって再現することができないが、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。

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費用が上乗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ため、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抽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あとになるほど寄与は小さくなる。

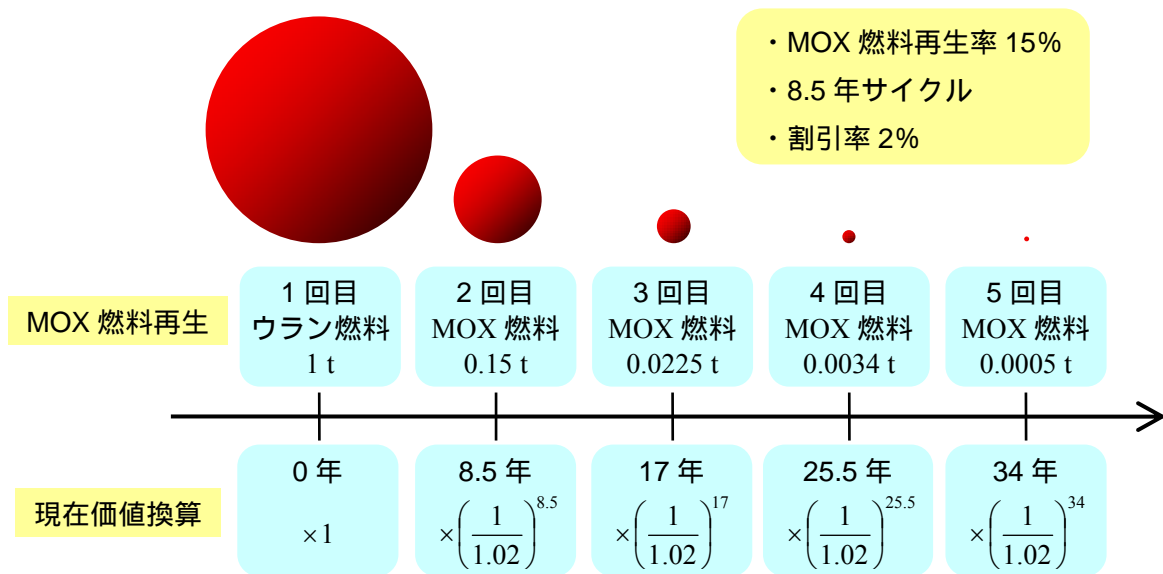


図1 再処理軽水炉サイクルコストの計算イメージ

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 1 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

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

*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。

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

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

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。

*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 2509.6 万 kW と 2064.6 万 kW）で加重平均した。

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 MOX 利用が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いと仮定した場合、天然ウランの必要量を下げのために、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。

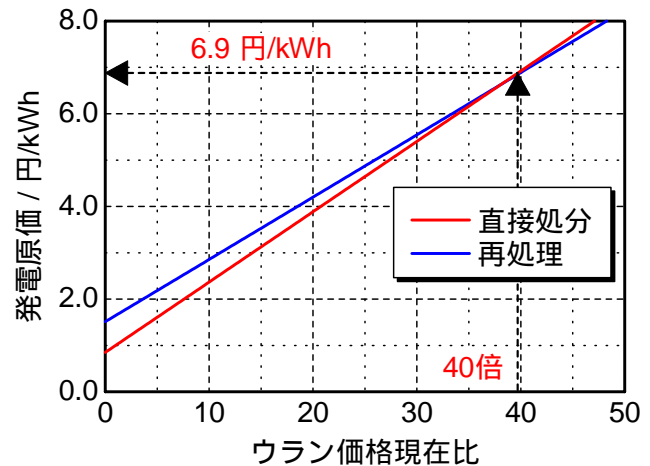


図 2 ウラン価格に対する再処理サイクルと直接処分の発電原価 (基準ケース)

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^{eq} 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。 $C_U = C_U^{eq}$ のとき $\Delta c = 0$ であるから

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

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' のもとでの発電原価の差 $\Delta c'$ 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 1 t 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 1 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

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

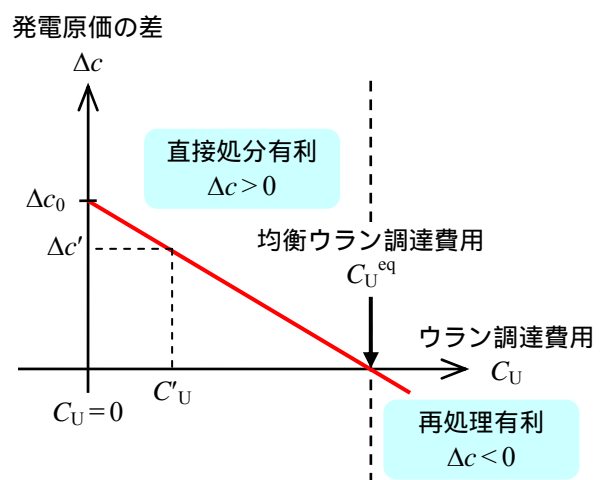


図 3 ウラン調達費用に対する発電原価の差

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、発電原価の差の低下より均衡ウラン価格の低下の度合いは鈍い。表 3 から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 $\Delta c=0$ 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。

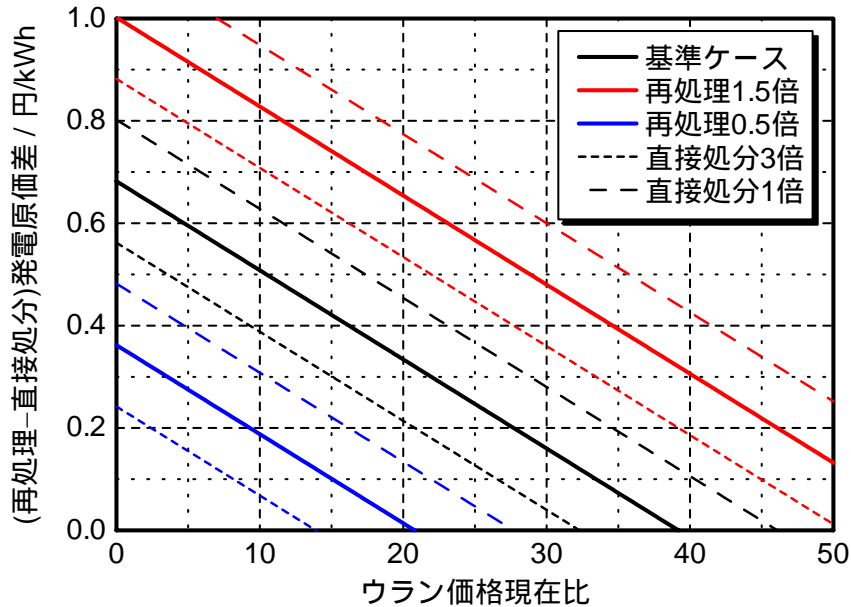


図4 ウラン価格に対する再処理サイクルと直接処分の発電原価の差

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操作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操作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操作費用がゼロでも、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原価を 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 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。 $\Delta K=47.8$ 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

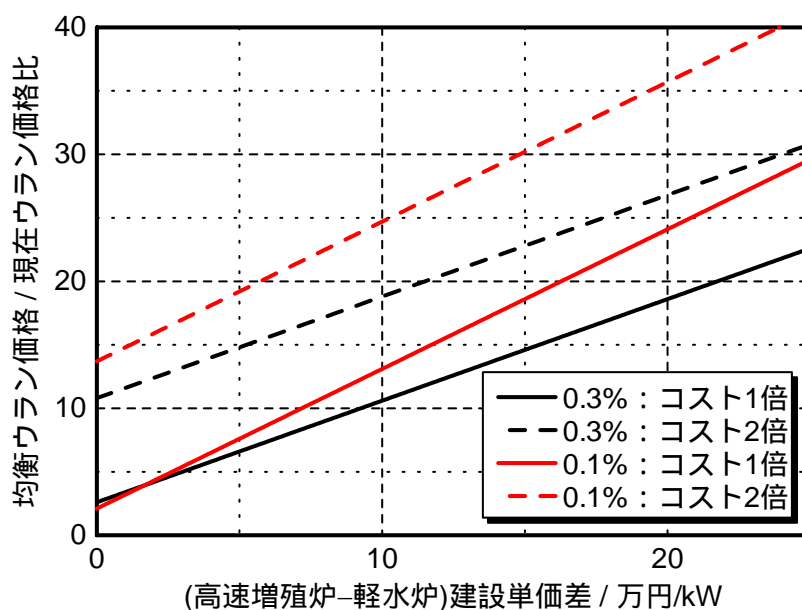


図 5 再処理サイクルと直接処分の発電原価の差と均衡ウラン価格の関係

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 239 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ことではなく、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。

FCOST-UT モデルによる核燃料サイクルコスト計算の再現について

for 原子力委員会・新計画策定会議・技術検討小委員会（第6回）

山地憲治（041007）

1. 前回技術検討小委員会に提出した資料の訂正

第5回技術検討小委員会（2004年9月24日開催）に提出した資料のうち、「添付3：HLW 処分場建設・運転コストに相当する HLW 処分単価（円/tU）の算出」が下記2点の誤った前提の下で算出された結果であることが判明したので訂正する。

HLW 処分場建設・運転コスト支出の現在価値換算に2%の割引率を適用していた。

15%の次世代燃料生成率と8.5年のタイムラグの下、無限回リサイクルから発生する全ての HLW を考慮していた。

これらを修正して再計算した結果、 Y_1' =12166 万円/t-U（2035 - 76 年の操業期間に均等に搬入）、 Y_2' =15615 万円/t-U（燃料装荷後 48 年目から 30 年間で均等に搬入）となった（それぞれ2割程度小さくなった）。但し、修正した結果においても、HLW 処分単価が OECD/NEA の標準設定値より一桁程高額になっているという結論は変わらない。

2. シナリオ - の核燃料サイクルコスト計算の再現

1) 計算条件：

- すべての費用算定において割引率は3%を適用。
- フロントエンドの費用単価は平成11年モデルと同じ（その後、ウラン精鉱や転換、濃縮、加工などの費用単価が公開されないため）。
- バックエンドの費用単価（MOX 燃料加工を含む）は、HLW 処分と使用済み燃料直接処分を除いて電気事業分科会コスト等検討小委（2004年1月）と同じ。
- HLW（ガラス固化体）の処分単価は、上記の修正後の Y_2' =15615 万円/t-U を使用。
- 使用済み燃料直接処分単価は事務局から連絡のあった最新（10月6日未明のメール）の算定値（3%、万円/tU）：最大 37700、最小 16700（軟岩、4体、横置き；補足検討2）を使用。直接処分のラグタイムは事務局設定と同じく、燃料装荷後 58 年。

2) シナリオ設定条件：

- シナリオ については使用済み燃料の中間貯蔵の量と期間についてモデル上の扱いが異なるので、コスト等検討小委（2004年1月）と同じ条件とした。
- シナリオ については、3.2万トンUを再処理し、3.4万トン（約7分の1はMOX 使用済み燃料）を直接処分すると仮定。なお、物量計算では約7万トンの使用済み燃料が発生するとされているが、事務局のコスト計算資料では約6.6万トンとなっているのでそれを採用した。
- シナリオ については事務局想定と同じく、全量貯蔵後処分。
- シナリオ についても事務局想定と同じく、全量貯蔵後再処理と直接処分が半々。

3) kWh単価の計算結果と考察：

表 1 に結果の総括表を示す。

- ・ 事務局の計算と F C O S T - U T の計算結果は概ね一致している。
- ・ ウラン燃料コストの違いはフロントエンドの費用単価が完全には一致していないため。
- ・ 使用済み燃料貯蔵費用は貯蔵需要の発生特性(最大貯蔵量や個々の燃料の貯蔵期間など)によって単価が異なると考えられるので、詳細に検討する場合には再計算が必要である。
- ・ 回収されたプルトニウムのリサイクル利用について、事務局の計算では暫定的な処理が行われている(計算期間中に利用されず終端時に蓄積しているプルトニウムや回収ウランのクレジットをゼロとしているなど)が、F B R で利用する場合などについて今後の検討が望まれる。

4) kWh 単価から計算した核燃料サイクル費用総額：

6.6 万 tU から生産される電力量(kWh)に FCOST-UT モデルで評価した kWh 単価を乗じて核燃料サイクルコストの総額を計算した。結果を表 2 に示す。この結果は、コスト等検討小委で評価したバックエンド費用総額(同じ 6.6 万トンの燃料を対象にして約 1.9 兆円)とは、計算方式も費用の範囲も異なるので、両者の比較はできない。しかし、シナリオ間の比較はできる。

当然であるが、kWh 単価と同じく、コスト総額もシナリオ A、B、C の順で小さくなる。全量再処理(シナリオ A)と全量直接処分(シナリオ C)の格差は、核燃料サイクルコスト総額では、最大約 1.4 兆円、MOX 燃料加工を含むバックエンドコスト総額では最大約 1.6 兆円と極めて大きな値になる。

以上

表 1 FCOST-UT による kWh 単価の再現結果(単位：円/kWh)

シナリオ

	FCOST-UT の再現値	技術検討小委の値
ウラン燃料	0.65	0.59
MOX 燃料	0.07	0.06
再処理(輸送込み)	0.54	0.57
HLW 貯蔵・輸送・処分	0.14	0.15
TRU 処理・貯蔵・処分	0.08	0.09
中間貯蔵(輸送込み)	0.04	0.03
SF 直接処分	-	-
燃料サイクル計	1.51	1.5

シナリオ

	FCOST-UT の再現値	技術検討小委の値
ウラン燃料	0.66	0.6
MOX 燃料	0.05	0.05
再処理(輸送込み)	0.35	0.42
HLW 貯蔵・輸送・処分	0.08	0.1
TRU 処理・貯蔵・処分	0.05	0.07
中間貯蔵(輸送込み)	0.05	0.05
SF 直接処分	0.07-0.15	0.06-0.13
燃料サイクル計	1.31-1.39	1.3-1.4

シナリオ

	FCOST-UT の再現値	技術検討小委の値
ウラン燃料	0.70	0.64
MOX 燃料	-	-
再処理(輸送込み)	-	-
HLW 貯蔵・輸送・処分	-	-
TRU 処理・貯蔵・処分	-	-
中間貯蔵(輸送込み)	0.11	0.12
SF 直接処分	0.09-0.20	0.10-0.21
燃料サイクル計	0.90-1.01	0.9-1.0

シナリオ

	FCOST-UT の再現値	技術検討小委の値
ウラン燃料	0.67	0.63
MOX 燃料	0.01	0
再処理(輸送込み)	0.10	0.10
HLW 貯蔵・輸送・処分	0.06	0.06
TRU 処理・貯蔵・処分	0.02	0.02
中間貯蔵(輸送込み)	0.11	0.12
SF 直接処分	0.04-0.10	0.05-0.10
燃料サイクル計	1.01-1.07	1.0-1.0

表2 核燃料サイクルコスト総額(6.6万 tU、約23兆7000億 kWh)(単位:兆円)

シナリオ	核燃料サイクルコスト総額(内 MOX 加工を含むバックエンドコスト)
シナリオ	35.8(20.4)
シナリオ	31.1-33.0(15.4-17.3)
シナリオ	21.4-24.0(4.7-7.4)
シナリオ	24.0-25.4(8.1-9.5)

燃料サイクルの経済性について

京都大学原子炉実験所
山名 元

1. 経済性と他の評価項目の関係

総合的な評価は、下図のA～Dの区分で行われるべきである。

- A：政策の効用（国益と理念）に関わるもの
- B：政策の実現のための条件に関わるもの
- C：国際関係から要請されるもの
- D：経済的妥当性

策定会議における今までの評価によって、A：政策の効用（資源節約効果、環境適合性等）を検討した上で、これに関わるB：現実的な条件（立地問題、社会的受容など）を調べてきた。「経済性（コスト）」は、あくまで「効用に対する出費の妥当性」を評価する指標であり、単独で吟味されるものではない。今まで検討してきた4つのシナリオの「効用」は全て異なるので、今後の総合評価においては「効用とコストのバランス評価」が冷静に行われることを期待する。

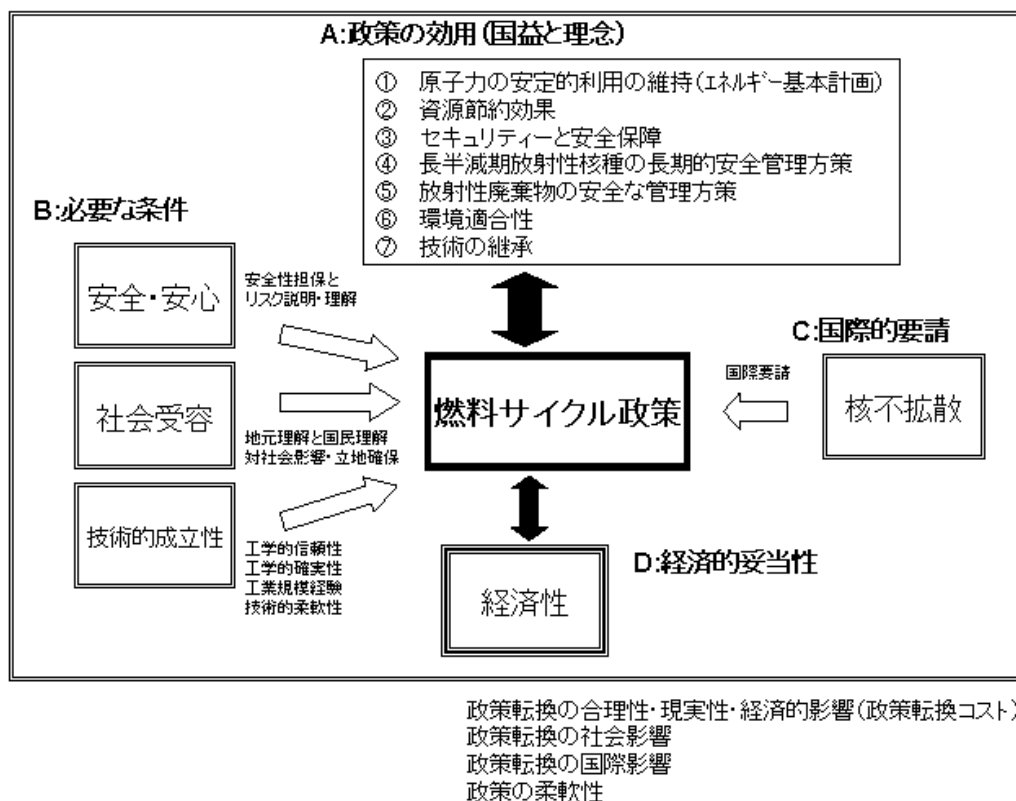


図 - 1 燃料サイクル総合評価項目の関係

2. 現在価値換算評価について

(1)割引について

今回の試算で得られた燃料サイクルコストの結果を、抜粋して下図に示した。直接処分シナリオでの燃料サイクルコストは、割引率に大きく依存するが、全量再処理シナリオの燃料サイクルコストは割引率にほとんど依存しない。これは、全量再処理シナリオでは、大きな出費が想定期間

の初期に偏っているためであり、直接処分シナリオでは逆に大きな出費が遠方（将来）に寄っているためであると推定される。

確実度の高い将来的事業への投資やそのための料金設定を定める際にこの手法が適切に使われているものと理解するが、今回のように、不確定要素（事業の技術仕様、事業の将来的な価値やそれを取り巻く環境）を多く含む直接処分シナリオと、既に技術的・経営的に確定している事業（再処理とガラス固化体処分）を中心とした再処理シナリオの比較は、本来、性質の違うものを対比しているように見える。将来の費用便益を厚生経済学的（限界効用の逡減）に割り引くことだけでは「将来のために現在とるべき負担」を表現しにくいように思えてならない。

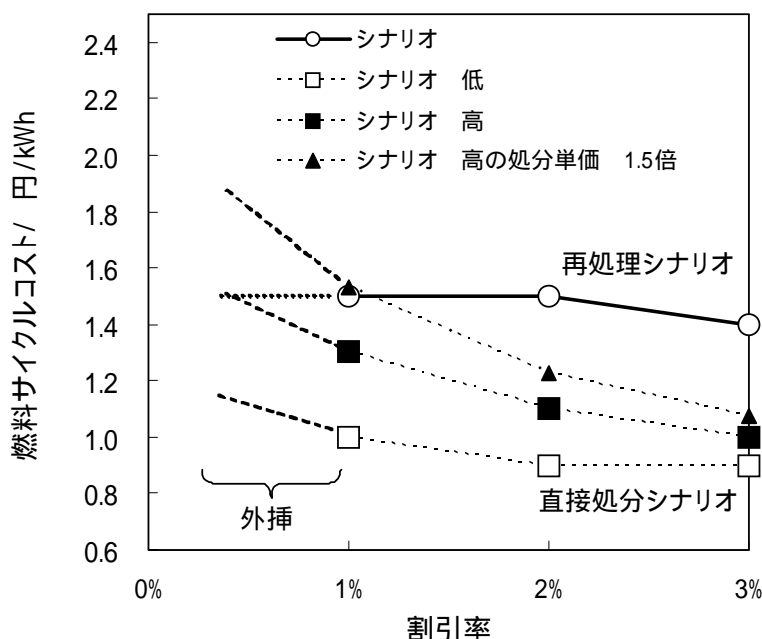


図 2 燃料サイクルコストと割引率の関係

現世代の負荷を将来に処理するという事業の特殊性を含めて、割引率の考え方については、再度専門家の意見を聞く必要があるのではないかと。

(2) 直接処分の単価

直接処分のコストを仮想的に1.5倍すると図の のプロットとなり、影響度が大きいことが分かる。これは、シナリオ においては、燃料サイクルコストにおける直接処分コストの重みが大いいためである。直接処分については、種々の技術的な不確定部分が残されていることが提示されているが、このような技術的不確定部分がコスト増に影響する場合には、シナリオ の燃料サイクルコストは敏感に増加に向かうと考えられる。

3. バックエンドコストの相対的重み

シナリオ とシナリオ のバックエンドコストの違い（0.94 円/kWh と 0.46 円/kWh）は、0.48 円/kWh である。この値の重みを他の電源と比較して考えたい。次図は、火力発電の発電単価（40年評価）と今回得られた発電単価を比較したものである。火力発電については、将来的に必要な可能性のある炭酸ガス排出権の買い取り費を参考のために加えてある（610 円/kgCO₂）。

石炭火力発電の発電単価の一部は脱硫装置の設置や灰の処理のための費用であるが、これらはいわば「石炭火力発電のバックエンドコスト」といえる。また、将来的に炭酸ガス排出権費用を考慮するならば、これに更に 0.51 円/kWh の上乘せが生じる。すなわち、石炭火力発電におけるバックエンドコストは、再処理シナリオを選択するための負担である 0.48 円/kWh と同程度あるいはそれ以上であると考えられる。また、火力発電単価が過去に 2 円/kWh～数円/kWh の大

きな変動を示してきたことや、シナリオ での直接処分単価が、技術的な不確定性のためにアップする可能性も残されていることを加味して考えると、両シナリオのコスト差 0.48 円/kWh は、火力発電の持っている、環境対策コスト(バックエンドコスト)の幅と比べて同程度あるいはそれ以下程度のものであるという印象を持つ。

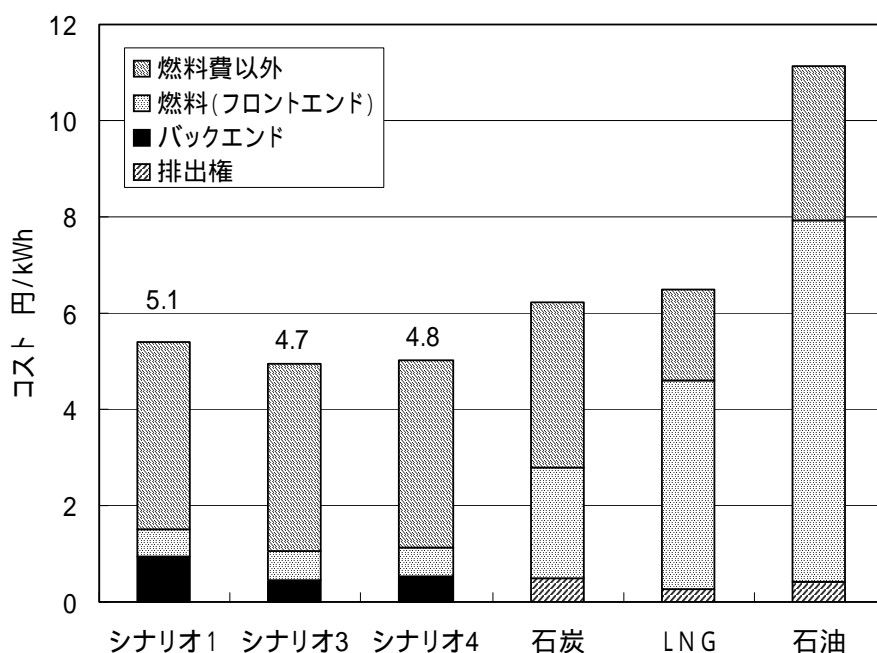


図 - 3 発電単価におけるバックエンドコストの位置づけ

シナリオ は、資源節約、Pu の管理、エネルギー自給、環境適合性、原子力発電の安定化、将来的な柔軟性の確保などの様々な効用の実現を図るシナリオであるが、これらの効用に対する支出として、0.48 円/kWh の出費は妥当な範囲にあると言えるのではないかという印象を持つ。

4 . 特殊な物質の管理方策としての費用 (PCB との対比)

使用済燃料は、特殊な放射性物質であるという点で、プラスチックなどの一般的なリサイクル物質とは性格的に異なる。産業活動によって過去に生産された典型的な「毒性物質」の例として、PCB (ポリ塩化ビフェニル) を挙げることが出来る。PCB は、現在、法律によって使用が禁止され保管されているが、保管量とその処理 (燃焼、化学分解など) に想定されるコストは以下の通りである。

- ・国内の PCB 保管量 約 15 万トン
- ・分解処理コスト (推定) 10,000 ~ 20,000 円/kg

単純な総処理コストは、3兆2000億円となるが、容器の洗浄費用や保管費用、輸送の費用やプロジェクト費用などを含めるとこれ以上になる可能性が高い。環境庁は約15年をかけてこれらの処理を行いたい考えであるが、高温焼却や化学的分解処理の事業の実施に対して、住民の反対が根強いことが原子力とよく似ている。

使用済燃料は単なる廃棄物ではなく資源であるので、負の遺産としての PCB との立場はまったく異なるが、毒性の高い放射性物質を管理しながら利用してゆくという核燃料サイクルの理念の「効用」の費用価値を理解するための、参考情報として紹介した。