

御発言メモ

平成16年10月7日

1 自動車リサイクル法(2002年成立、2005年1月施行)

- ・フロン類、エアバック類、破碎くず 3品の回収、再資源化をメーカー、輸入業者に義務づける
- ・費用は消費者が負担する 自動車世帯普及率 110%(2003 (財)自動車検査登録協会)

消費者の負担費(車を購入時に支払う)

軽自動車、小型車	約1万円(試算)	} 平均1.3万円
普通車	約1.5万(同じ)	

400万台/年間の廃車が出る(80%のリサイクル率)

(2015年には95%まで達成)

一家庭生涯における車の買い換え(家庭維持年数50年)

約10万km走行	} 平均使用年数 10年(2003年)
新車希望、モデルチェンジ	

軽・小型車、普通車リサイクル費用

$$1.3万円 \times 5回 = 6.5万円 / 生涯$$

$$1.3万円 \div 10年 = 1300円 / 年$$

2 家電リサイクル法(エアコン、テレビ、冷蔵庫、洗濯機)

- ・消費者が負担する費用 = リサイクル料金 + 管理代 + 収集運搬料

引き取った廃家電4品目合計 1051万台/年(2003 経済産業省、環境省)

リサイクル料金

エアコン	3500円	} 計 13200円 (内5%消費税含まず)
テレビ	2700円	
冷蔵庫	4600円	
洗濯機	2400円	

一家庭生涯の買い替え回数(家庭維持 50年)

10年買い替え(内閣府消費動向調査)2004.3

$$50年 \div 10年 = 6回$$

$$13200円 \times 6回 = 79200円 / 生涯$$

$$13200円 \div 10年 = 1320円 / 年$$

3 パソコン回収リサイクル費用 (平成15年9月までに販売されたもの)

各機種共 3000~4000円/1台 4.3年買い替えとして(内閣府消費動向調査)2004.3

$$(3000 \sim 4000円) \div 4.3年 = 700 \sim 930円 / 年$$

4 兵庫県内 20万人都市の事例(2004年9月)

有償指定袋制度の導入による家庭系ゴミ収集・処理の有料化

ゴミ焼却処理量(クリーンセンター家庭系可燃ゴミ)

6.5万トン/年間 処理量 (ゴミ処理費 約3.5万円/トン)

550g/1市民/1日 排出量

$6.5万トン \times 3.5万円 = 22.75億円/年$ (行政処理費用)

ゴミ袋(有料指定袋)の費用

現在(10, 20, 30 Lの三種) 10円/1枚 月10枚使用



$10円 \times 10枚 = 100円/月$

改訂(均一重量制) $2円/L \times 30L \times 10枚 = 600円/月$

*500円/月の増加

一家庭生涯にかかるゴミ処理(袋)費用

$600円 \times 12ヶ月 \times 50年 = 36万円/生涯$

$600円 \times 12ヶ月 = 7200円/年$

原子力政策検討に当たっての新たな視点について

平成16年10月7日

日本原子力研究所理事長

岡崎俊雄

原子力エネルギーは、長期的な国民生活の保障という観点に立った議論がとりわけ重要性を占める政策分野である。従って、原子力エネルギーに対する政策決定に当たっては長期の将来を予測することが不可欠であるが、時間が長くなればなるほど不確実性が増すことから、これまでの政策判断に当たって整理された定量的な議論が尽くされたとは言えないが、今回の策定会議において多面的かつできる限りの定量性をもって分析・評価・整理しようという試みは原子力に対する国民の理解を得る上で大変有意義なこととして評価したい。

そこで今回の整理結果を参照しつつ、原子力政策の基本に対する国民の理解を深めるにはどうしたらよいかという視点に立って何点か意見を申し上げたい。

【核燃料リサイクル政策の基本について】

核燃料リサイクル政策は、主としてエネルギーセキュリティと環境保護の観点を重視するとの基本的考え方の下で進められてきたわけであるが、今回の長期計画の改定の機会に、近年の社会情勢の変化を踏まえ、経済性の観点を含めて幅広く政策の是非の議論が進められた。小委員会での政策変更コストを含んだ検討の結果を見た限りでは、これまでの基本的考え方を転換することなく、核燃料リサイクルを進めていくことが適当であると考え。このことは、一昨年制定された「エネルギー政策基本法」及び昨年閣議決定・国会報告された「エネルギー基本計画」において、「安定供給の確保」と「環境への適合」を何よりも重視するという基本的考え方と軌を一にするものであると評価される。

ただし、今回の検討に当たって提起された核燃料リサイクルの経済性、使用済み燃料の直接処分等種々の論点を含め、これからの原子力政策に対する哲学や基本的考え方について、国民の理解を求めるより一層の努力が必要と考える。

【政策課題の構築にあたって】

今後、シナリオ1を中心に具体的政策を改めて構築していくと考えられるが、これまでの議論を振り返ってみると、核燃料リサイクルの確立を実現するという観点だけではなく、将来の技術革新、社会情勢など不確定要素に対応するという観点への対処が必要になったと理解される。

また、近年、各国の原子力政策が、資源、環境、核不拡散、社会的受容性の観点における様々な不確実性に対する見通しによって多様化してきている中であって、非核兵器国にして原子力平和利用先進国である我が国が、今回、改めてリサイクル政策の選択を確認するにあたっては、このような国際的な核燃料リサイクル政策に関連する「不確実性」に対しても適切に対応することが必要である。

このため、「柔軟性」に配慮した新たな政策展開が強く求められることになった。

【柔軟性について】

不確実性には社会的な要因によるものと技術的な要因によるものがある。今後の策定会議は、原子力の研究開発利用に関する国の施策の議論に移っていくと考えられるが、これまでの議論を通じて明らかになった社会と技術両面に根ざした不確実性に対応するために体系化される国の施策が、政策判断を行うに当たっての不確実性を減少させる役割と政策選択の幅を広げるといった役割の両面に配慮されたものとなることを求めたい。これを研究開発政策に適用すれば、研究活動の多様性と研究計画・成果の柔軟性に十分に配慮した検討が必要ということであると考えられる。

平成16年10月7日
核燃料サイクル開発機構
殿塚 猷一

基本シナリオの総合的評価について

今回、事務局から、経済性と核不拡散性の評価結果の案が示され、10の視点からの評価が出揃った。ここで、基本シナリオの総合的評価の方法とその結論についての私の考えを纏めてみたい。

(1) 総合的評価の方法

4つの基本シナリオの総合評価については、以下のような流れで実施することを提案する。

[第1段階： シナリオの成立性判断]

- ・ まず、安全の確保、技術成立性、立地困難性、政策変更に伴う課題の4つの視点から、各シナリオが現実的に成立し得るものか否かを判断する。**成立性を見込めないシナリオは、この時点で排除する。**
- ・ **条件付きで成立する場合は、その条件をできるだけ定量化し、経済性等に反映する。**例えば、直接処分場の安全性を担保するために配慮した保守的な設計や、政策変更コストがこれに相当し、実際には既に評価がなされているとの認識。
- ・ **定量化できない条件については、課題として明記する。**

[第2段階： 比較・評価]

- ・ 第1段階で付加された条件を含めて、5つの視点（エネルギーセキュリティ、環境適合性、経済性、核不拡散性、海外の動向）から比較・評価を行う。
- ・ 比較・評価の結果から、**各シナリオの特徴を明確にする。**
- ・ **最も望ましいシナリオを選定する。**

[第3段階： 核燃料サイクル政策の検討]

- ・ シナリオの比較・評価に基づき、**核燃料サイクルに係る政策の在り方を検討する。**
- ・ 政策検討に当たっては、「**最も望ましいシナリオ**」をベースとする。
- ・ なお、この段階で政策の確保（柔軟性）の検討結果を参照し、**政策の柔軟性**という観点から、**大きな問題がないことを確認する。**

(2) 総合的評価の実施

上記に提案した「(1) 総合的評価の方法」に則り、4つの基本シナリオを評価すると、以下のような結果となる。

[第1段階： シナリオの成立性判断]

シナリオ1

- ・ 特別な付加条件無しに成立性が見通せる。

- ・ 高速増殖炉サイクルについても、経済性向上等の課題はあるものの、技術的成立性はほぼ確認されている。今後の研究開発の議論の中で、実用化に向けた道筋を議論することが重要である。

シナリオ 2

- ・ 条件付きで、概ね、成立性が見通せる。
- ・ **安全の確保について、不確定要素はあるものの、可能な限り保守的な設計検討の形で、直接処分場コストに、ある程度加味されている。**

シナリオ 3

- ・ 条件付きで、概ね、成立性が見通せる。
- ・ **安全の確保について、不確定要素はあるものの、可能な限り保守的な設計検討の形で、直接処分場コストに、ある程度加味されている。**
- ・ **政策変更コストについては、核燃料サイクルコストの中で加味する必要がある。**

シナリオ 4

- ・ 実際に商用再処理プラントの実績を積むことなしに、**将来の高速増殖炉サイクルに向けた技術を長期に亘って維持することは困難**である。別途、多大な技術維持コストが必要になるとともに、再開する時点で多くの時間を要すると考えられる。
- ・ 将来の政策が明確でない中で、**中間貯蔵施設等の立地を進めることは困難**である。
- ・ これらのことから、机上の議論では成立性が見込めるとしても、**現実問題としては成立性が無い**と言わざるを得ない。したがって、このシナリオは、この段階で排除すべきである。

[第 2 段階： 比較・評価]

第 1 段階で排除されたシナリオ 4 を除き、シナリオ 1 ~ 3 の比較・評価を実施する
エネルギーセキュリティ

- ・ **我が国の地政学的な特徴等を考慮し、将来に亘りエネルギーの自給率を高めることが可能なシナリオを重視すべき**である。
- ・ また、**科学技術創造立国であることを世界に示す**という観点からも、エネルギーセキュリティを見るべきである。
- ・ 上記の観点に立てば、**軽水炉サイクルから高速増殖炉サイクルに移行するシナリオ 1 のみが、エネルギーセキュリティを担保**できる。

環境適合性

- ・ **放射性廃棄物の発生量の観点**からは、シナリオ 1 では高レベル放射性廃棄物の発生が抑えられ、シナリオ 3 では低レベル放射性廃棄物の発生が抑えられる。低レベル廃棄物と高レベル廃棄物の取扱いの難しさを考慮すれば、**シナリオ 1 が相対的に望ましいシナリオ**と評価できる。なお、シナリオ 2 は、高レベル放射性廃棄物が 2 種類（ガラス固化体、使用済燃料）発生し、更に、使用済燃料としては MOX 使用済燃料も含めた直接処分が必要となるため、3

つの中で、最も望ましくないシナリオと言える。

- ・ **資源の有効利用（リサイクル）の観点からは、将来的に高速増殖炉サイクルを導入しウランの利用効率を高めるシナリオ1が、最も有効なシナリオと評価される。**

経済性

- ・ 政策変更コストを加味しない比較では、シナリオ3が最も経済性が高い。ただし、シナリオ1とシナリオ3の差は発電コストにして0.5～0.7円/kWhであり、一家庭の年間負担額で600～840円程度である。この差は、シナリオ1の効用と比較して、十分許容できるものとする。
- ・ さらに、政策変更コストを考慮すると、シナリオ3の優位性は逆転する。
- ・ シナリオ2は、シナリオ1と経済性の点で大差が無い。

核不拡散性

- ・ シナリオ3の場合に超長期的に亘る核物質防護対応が必要となる。

海外の動向

- ・ 海外の動向は参考になる点はあるが、各国各様であり比較・評価の決め手にはならない。我が国の国情に合った政策を選択する必要がある。
- ・ むしろ、国際的な情勢として、我が国が再処理路線を確保する意味合いを評価すべきである。非核兵器保有国である我が国が、原子力平和利用を目的とした再処理を行う権利を保有できることは、我が国にとって重要である。これを担保できるのはシナリオ1である。

シナリオ1～3の特徴

(シナリオ1)

- ・ エネルギーセキュリティ、環境適合性の点で、大きな効用が期待される。

(シナリオ2)

- ・ エネルギーセキュリティ、環境適合性の効用で見るとべき点がなく、かつ、経済性の観点でも大きなメリットは無い。

(シナリオ3)

- ・ エネルギーセキュリティ、環境適合性の効用で見るとべき点が無い。
- ・ 経済性については、政策変更コストを加味しなければ、最も優れる。しかし、現実政策として政策変更コストまでを加味すれば、シナリオ1に対する優位性は担保されない。

最も望ましいシナリオの選定

- ・ 上記～までの考察に基づき、**軽水炉サイクルから高速増殖炉サイクルに移行するシナリオ1が最も望ましいシナリオ**と言える。

現行政策との関連

- ・ 社会情勢、原子力を取り巻く状況の変化も踏まえ、多角的な視点から核燃料サイクルの必要性について検討・評価を行った。その結果、昭和31年以来現行に至るまでの原子力長計や、エネルギー基本計画に基づき、**我が国が進めてきた核燃料サイクル路線の必要性が、改めて確認された**と言える。

[第3段階： 核燃料サイクル政策の検討]

「最も望ましいシナリオ」であるシナリオ1をベースに、新計画策定に向け政策を検討する。

選択肢の確保（柔軟性）

- ・ シナリオ1については、現在の人材、技術、知識ベース、国際的理解が維持され、様々な状況変化に対応が可能であり、政策の柔軟性という観点から大きな問題はない。

核燃料サイクル政策の検討

- ・ 我が国のエネルギーセキュリティや、リサイクル社会に適合する原子力を目指す観点から、将来的に高速増殖炉サイクルへ移行する再処理政策が必要。
- ・ これに向け、技術の維持・発展を考えれば、まず、民間での軽水炉サイクル定着を図る六ヶ所再処理工場の操業を早急に開始するとともに着実に運転実績を積むことが重要である。このために必要な国の施策を講じる必要がある。
- ・ 高速増殖炉サイクル実用化に向けた研究開発を着実に進める必要がある。今後実施する高速増殖炉サイクル研究開発の検討の中で、軽水炉サイクルから高速増殖炉サイクルへの移行方策を検討する必要がある。

一般の方々との相互理解の醸成

- ・ 今回の検討結果を受け、核燃料サイクル路線に対する一般の方々との相互理解を深める手立てを講じる必要がある。
- ・ 過去、直接処分と比較してコスト面では不利であるが、エネルギーセキュリティ等の効用の大きさを踏まえて、核燃料サイクル路線を選択した。その差は、一家庭当たり年間600～840円程度の負担に相当するものである。社会情勢の変化の中で、この差は、リサイクル社会へ対応するためのコストとも見ることができ、他のリサイクルコストと比較して決して大きなものではない。
- ・ さらに、現時点での現実的な政策としては、政策変更コストまでを加味する必要があり、その場合は、核燃料サイクル路線の方が有利となる。
- ・ このような事情を、一般の方々に、正しく説明する必要がある。

結論

- ・ 全量再処理路線（シナリオ1）をベースとした政策を選択すべきである。すなわち、多角的な評価の結果、現行の核燃料サイクル路線の妥当性が確認されたと言える。
- ・ 六ヶ所再処理工場における軽水炉使用済燃料再処理を進めることが重要である。このため、民間での活動に期待・支援する観点から、これに必要な国の施策（制度措置等）を、従来計画どおり整備する必要がある。
- ・ 全量再処理路線の効用を享受するためには、将来的に高速増殖炉サイクルに繋げることが重要である。このため、高速増殖炉サイクルの実用化に向けた研究開発を進める必要がある。

今回は、「安定供給の確保」、「環境への適合性」、「市場原理の活用」というエネルギー政策基本法の3本柱を基本理念とした産業界の考え方を述べた。今回、使用済み核燃料の処分費用に関し、4つのシナリオに関する処分費用が提示された事により、核燃料サイクル政策を議論する上で必要となる材料は出揃った事になる。

1. 原子力長期計画の主要な論点

原子力長期計画策定を進めるにあたっては、評価の視点10項目に関するシナリオ評価を総合的に評価して、原子力政策として何処に重点を置いた政策を提示する事が日本のエネルギー政策策定としてふさわしいかを議論することになる。

今回の経済性評価結果が示すところは、直接処分の核燃料サイクルコストは再処理より約0.5～0.7円/kWh 低いが、政策変更に伴う費用として約0.9円～1.5円/kWhが追加コストとして発生するため、全体コストとしては再処理の方が低くなるということである。原子力の長期政策を論ずるにあたって、重要な論点は、エネルギー政策基本法が定める、「安定供給の確保」、「環境への適合性」とのバランスから、この経済性評価結果の差で現行の再処理政策を見直すべきか否か、という点である。

電機工業会としては、「安定供給の確保」、「環境への適合性」に重点を置いた政策こそが今日本のエネルギー長期政策に叶うものと考える。

2. 国際社会で受け入れられる核不拡散政策

今日の再処理政策は、単に経済性の観点から選択された政策ではなく、エネルギー資源の乏しい日本が長期的に安定したエネルギーを確保する為の選択であった。その政策遂行の歴史は、そこで取り扱われる核原料物質の取り扱いが、核不拡散の観点から国際的安全保障の枠組みの中で許容され得る仕組みかどうか、またその運用実績が如何に積み重ねられたかを検証する歴史でもあった。このように長期に亘る政策の一貫性を堅持しこれを着実に遂行する事により、日本は国際社会の理解を得え今日の原子力政策を支える枠組みを確立する事ができた。従って今後の政策もこの延長線上で議論されるべきである。

また、技術開発の分野でもこの政策を実現するための技術開発を長期的な視野に立って推進する事が必要であった。日本が核燃料サイクルを完成させる上で必要な技術開発を今後とも継続する為には、国際社会が受け入れる事のできる政策を一貫して推し進めることが重要である。

3. 核燃料サイクル技術の確立

原子力が、環境への適合性、安定供給の確保の観点から選択肢の一つであり、これを継続する為には国際社会に対して筋の通った一貫性のある長期的政策を提示する必要がある。提示された4つのシナリオに対する経済性評価に加え、再処理政策推進の為の重要な論点をここで挙げておきたい。

原子力発電を継続する為には、国際社会が納得できる形で如何にプルトニウム処理が行われ得るかという技術的道筋を提示する事が、日本の原子力長期政策を論ずる場合の必須の課題である。これは何れのシナリオで有っても避けて通る事の出来ない課題であり、経済性を考慮しながら実用化技術を着実に確立して行かなくてはならない。

この技術開発の計画は再処理のみならず、将来的には、寿命の長いマイナーアクチナイド(MA)を回収し、高速炉等で燃焼(核変換)させて、これら放射線元素を燃料サイクルの輪の中でクローズさせ、より一層の環境負荷低減を実現する技術開発も含まれる。

現在、直接処分政策がとられている米国でも、昨年、米国議会で「先進核燃料サイクル推進計画」(AFCI:Advanced Fuel Cycle Initiative)が承認され、将来構想として高速炉での完全リサイクルに向けた研究開発が進められている。

非核保有国の日本が国際社会の中で、プルトニウムの取り扱いが許されている以上、核保有国以上に一貫した政策を提示する必要がある、これを支える技術開発も長期的な視野にたって、確固たる長期政策の下で推し進められるべきものとする。

- 以上 -

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、不安と疑問の声が上がっています。

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、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。

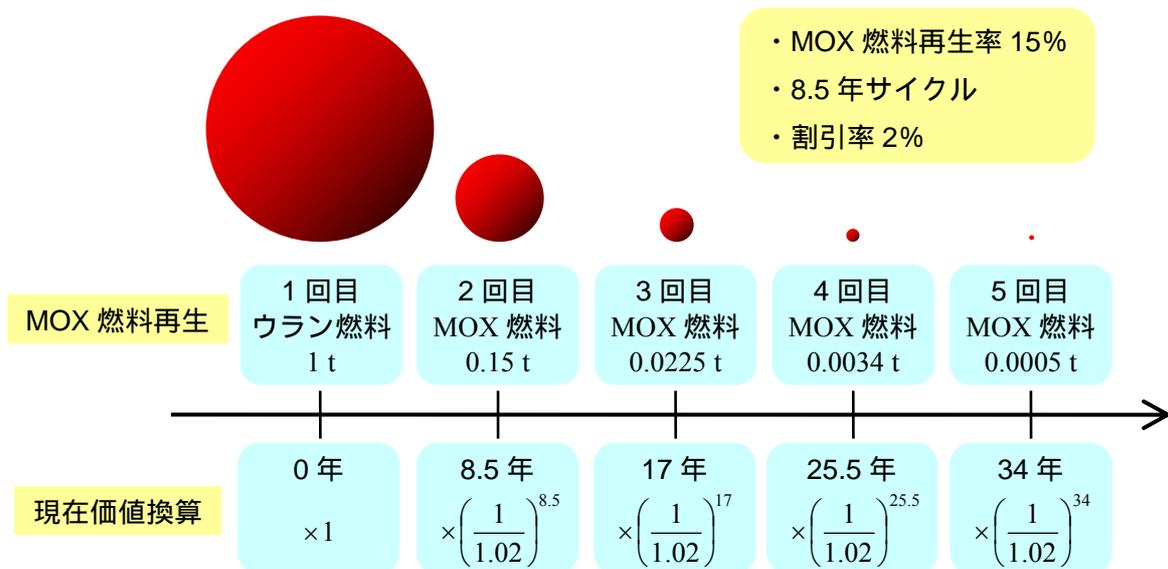


図1 再処理軽水炉サイクルコストの計算イメージ

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。

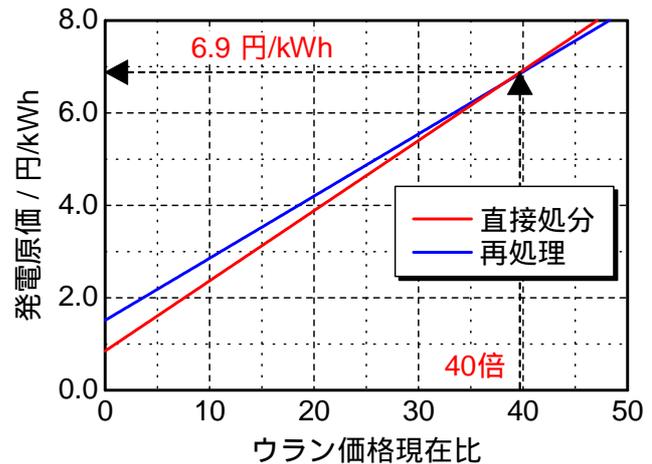


図 2 ウラン価格に対する再処理サイクルと直接処分の発電原価 (基準ケース)

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

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

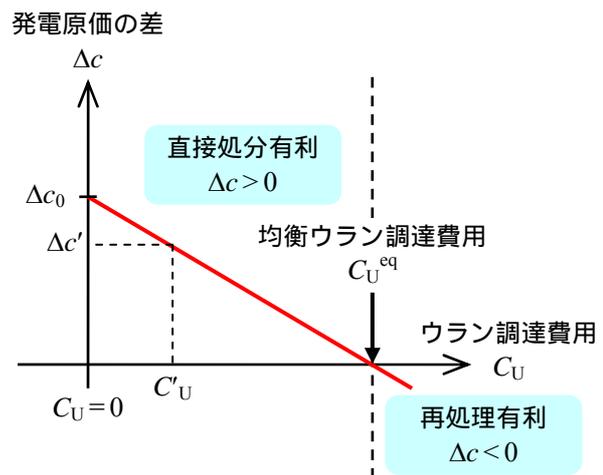


図 3 ウラン調達費用に対する発電原価の差

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。

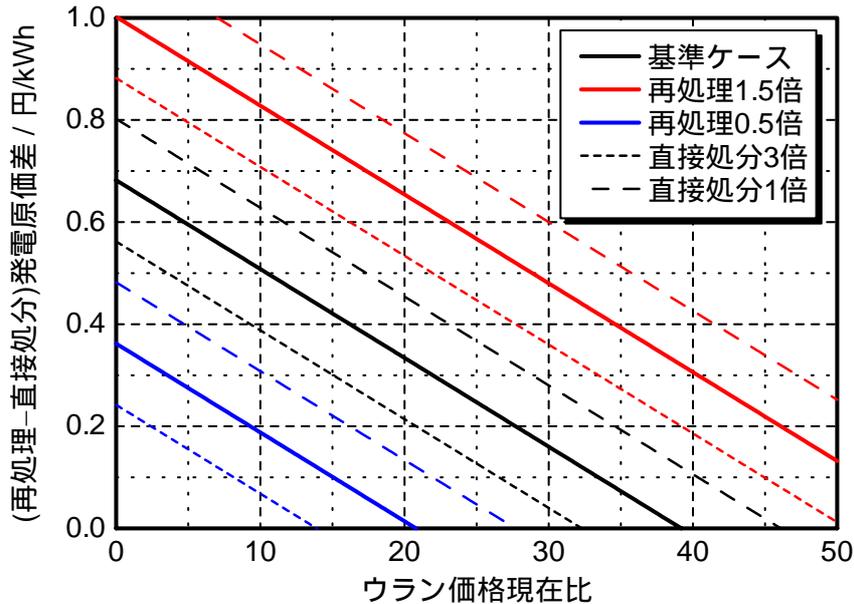


図4 ウラン価格に対する再処理サイクルと直接処分の発電原価の差

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

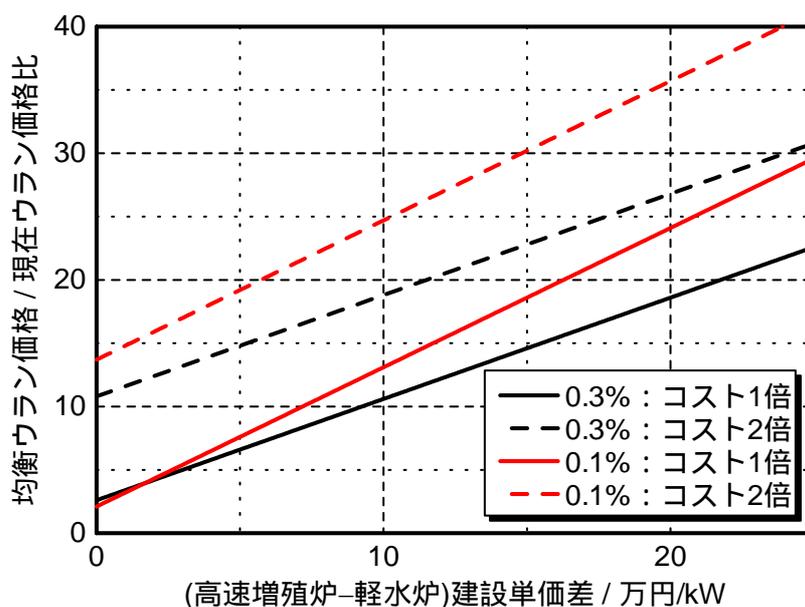


図 5 再処理サイクルと直接処分の発電原価の差と均衡ウラン価格の関係

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 、 、 の順で小さくなる。全量再処理(シナリオ)と全量直接処分(シナリオ)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. 経済性その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。

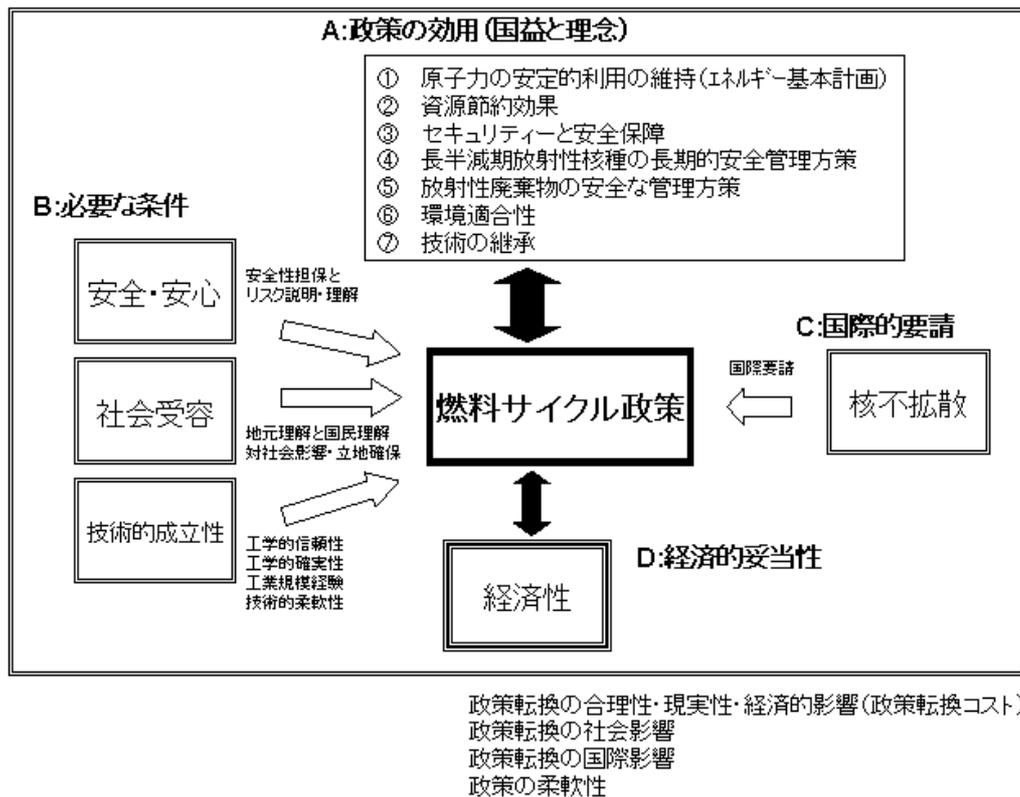


図 - 1 燃料サイクル総合評価項目の関係

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。

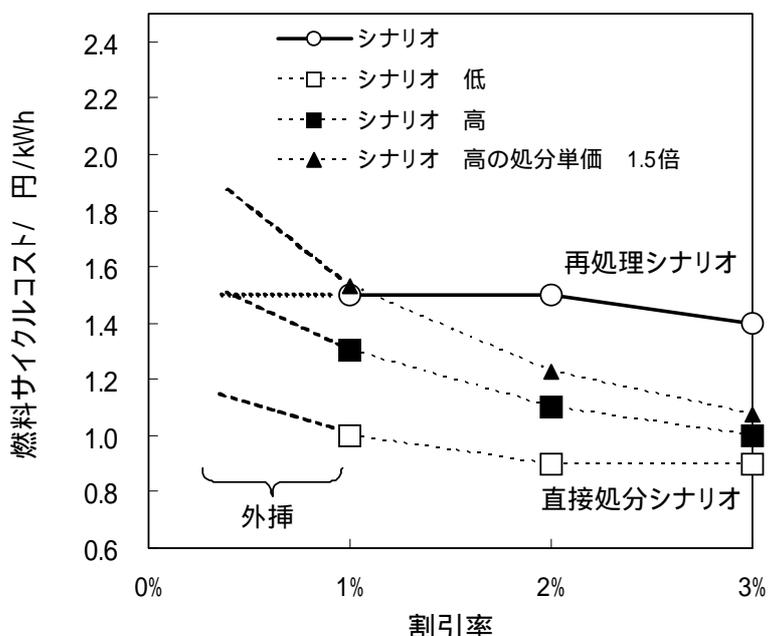


図 2 燃料サイクルコストと割引率の関係

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 の上乗せが生じる。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。

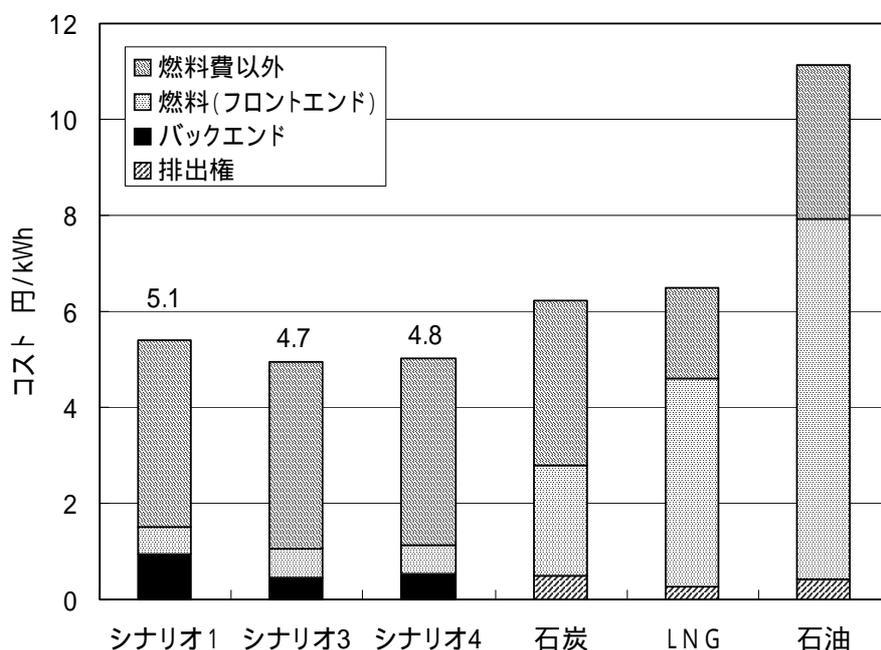


図 - 3 発電単価におけるバックエンドコストの位置づけ

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。

新計画策定会議（第9回）

意見書（Y L T P 9）

核燃料サイクルバックエンド政策総合評価の、今後の進め方について

2004年10月7日

吉岡 齊

1．政策シナリオの設定の仕方（提案）

1 - 1．第4回（7月29日）から今回まで、4つの仮想事業シナリオについて、それぞれの事業シナリオが完璧に実現されるという想定のもとに、10個の「評価の視点」から、それぞれの事業シナリオの量的・質的な特徴を分析してきました。今回でその作業は一段落しました。その次のステップとして実施すべきは、評価の対象となる政策シナリオのリストを立てて、10個の「評価の視点」から、政策評価を行うことです。できれば次回に、評価対象とする政策シナリオの暫定リストを作成するのが望ましいと思います。

1 - 2．7月から繰り返し何度も述べてきたように、4つの仮想事業シナリオは、コスト・資源所要量・廃棄物発生量などの定量的計算のためのツールであり、政策評価の対象ではありません。なぜなら政策以外のものは、論理的に、政策評価の対象とはなり得ないからです。

仮想事業シナリオは個々の政策シナリオ実施によって実現する可能性のある状態について、定量的イメージをつかみ、またそれに関連する課題を理解するために、役立つものですが、所詮は「絵に描いた餅」です。それは政策評価の対象とはなり得ません。

1 - 3．失礼を承知で申し上げれば、今まで原子力関係者は、複数の「絵に描いた餅」を見比べ、そこから一足飛びに、おいしそうに見える「絵に描いた餅」を開発すべきだという結論を導き出す、という思考様式を得意としてきたように思われます。またそうした「絵に描いた餅」を描く際には、都合の悪い側面をできるだけ目立たぬように描こうとする傾向が顕著だったように思います。

そうした「古い思考様式」にのっとれば、「仮想事業シナリオをそのまま政策評価する」という論理的に無意味な作業が、あたかも正統な判断様式のように見えてくるから不思議です。しかしそれは「古い思考様式」が、政策選択の方法論として誤っていることを意味するに過ぎません。この「古い思考様式」からの卒業が急務です。

1 - 4．仮想事業シナリオの分析は、核燃料サイクルバックエンドの経済性等について、種々の有益な知見を与えてくれました。この知見を有効に活用するために、「今までの作業との連続性に配慮した形で」、次のステップである「政策シナリオの政策評価」へと、進む必要があります。

1 - 5 . 次に、「今までの作業との連続性に配慮した形で」、政策シナリオを設定するための、具体的方法について述べます。

政策シナリオとして、次の4つのカテゴリーを立てます。

政策シナリオ1：全量再処理をめざす政策

政策シナリオ2：再処理と直接処分のベストミックスをめざす政策

政策シナリオ3：全量直接処分をめざす政策

政策シナリオ4：立ち止まって考える政策

以上の4つのカテゴリーの政策シナリオは、今まで分析してきた4つの仮想事業シナリオに、それぞれ大まかに対応します。「めざす」というキーワードを入れることにより、仮想事業シナリオと政策シナリオを対応づけようというのが、この方法の核心です。

しかしどのカテゴリーにおいても、具体的政策シナリオを選択する幅は相当に大きなものとなります。また反対に、互いに異なるカテゴリーに分類される政策シナリオが、具体的内容においてきわめて似通ってくることも十分ありえます。したがって、カテゴリー相互の優劣を論ずることは、あまり意味がありません。

豊かな具体的内容を含む種々の政策シナリオの比較検討という形で、政策評価を進める必要があるゆえんです。

2 . 評価対象とすべき政策シナリオの例示

2 - 1 . どのような政策シナリオを評価対象とするかは、今回の主題です。次回までに、核燃料サイクルバックエンド政策シナリオに関して、各委員からの提案を募集し、暫定リストを決めるのが望ましいと思います。

議論を先導するために、今回は2つの政策シナリオ選択肢を立て、それぞれに暫定的に10個の評価項目（視点）を当てはめてみました。この要領で、すべての政策シナリオ選択肢について、ひとつひとつ評価を行えばよいのです。

第1の選択肢は「政策シナリオ吉岡案」、第2の選択肢は「現行の政策シナリオ」です。

「政策シナリオ吉岡案」は、政策シナリオの4つのカテゴリーのうち、第2カテゴリー、つまり「再処理と直接処分のベストミックスをめざす政策」に分類されます。「現行の政策シナリオ」はもちろん、第1カテゴリーです。

バックエンドの中でも、使用済核燃料の取扱方式が、今回の主要な争点ですので、それに密接に関連する6点に絞って、2つの政策選択肢の骨子を整理します。（研究段階の事業については言及しませんが、「費用対効果のみで個別案件ごとに判断」という線で、どのシナリオの支持者も一致していると思います。）

なお前回のべたように、「原子力発電規模の現状維持を目指す」ことが、ここでの評価の大前提となっています。その前提が変われば評価も変わってきます。これについては原子力発電に関する政策総合評価の場で、改めて議論がなされるでしょう。

2 - 2 . 「政策シナリオ吉岡案」の骨子

- 1 . 再処理：再処理を選択肢のひとつとして残します。ただし民間事業者を束縛し又は束縛感を与えている法令を廃止します。政策による圧力も加えません。
- 2 . 直接処分：直接処分については、使用済核燃料発生事業者が自主的に選択できるよう、政府が可及的速やかに、必要な法令整備を進めます。また研究開発の重点課題に指定して、十分な予算措置を施します。
- 3 . 六ヶ所村再処理工場：商業運転の可否については、日本原燃の自主的判断に委ねます。ただし日本原燃が商業運転を可とした場合、政府はプルトニウム需給バランス維持の観点から、英仏からの返還プルトニウム在庫の費消（プルサーマルの進展等による）が近づいたと判断されるまで、日本原燃に実施延期を要請します。その要請解除を受けて日本原燃が自主的に、実施時期を決定します。運転開始後も政府は、プルトニウム需給バランスの観点から生産調整に関する政府介入を行います。
- 4 . 使用済核燃料貯蔵：政府の責任で、使用済核燃料貯蔵事業を推進します。その制度設計に際しては、貯蔵の無際限の長期化を防ぐ仕組みを工夫します。（例えば、原因者負担による、期間に関して逓増式の料金体系を設けます。一定期間を過ぎると割増率も跳ね上がるようにします。）。
- 5 . プルサーマル：使用済核燃料発生事業者（原因者）が、自社発生分について、それぞれ実施できる仕組みとします。なお原因者が「固定化」という選択肢も選択できるための法令整備について検討を進めます。またその研究開発も重点課題として進めます。プルサーマル実施計画は民間各社の自主性にゆだねます。
- 6 . コスト国民負担：経済産業省が計画しているバックエンドコスト引当金（全量再処理を前提としている）は導入しません。また再処理にせよ直接処分にせよ、余分の国民負担を発生させないよう万全の仕組みを作ります。そのために以下のような措置を適用します。政府系法人が民間と契約して事業を進める場合は総括原価方式とします。引当金は単位数量ごとの固定価格で清算し、目標未達成の場合は未達成相当分を国民に返還します。民間企業倒産の場合は、当該事業の実施企業の連帯責任により負債を返済させ、税金投入を防ぎます。

2 - 3 . 「現行の政策シナリオ」の骨子

- 1 . 再処理：再処理を事実上唯一の選択肢として堅持します。民間事業者を束縛し又は束縛感を与えている法令を堅持し、政策による圧力も加え続けます。
- 2 . 直接処分：直接処分を可能とする法令整備は一切進めませんし、その検討も致しません。また研究開発のための予算措置も講じません。
- 3 . 六ヶ所村再処理工場：早期運転開始を民間に要請します。プルトニウム需給バランス維持の観点からの生産調整に関する政府介入は行いません。
- 4 . 使用済核燃料貯蔵：民間事業者の自主的取組みを支援します。政府が事業主体となることはありません。
- 5 . プルサーマル：政府の行政指導のもとで、民間事業者が一体となって実施計画を策定し、大量処理体制の早期構築を目指します。（2010年までに、年間5トン程度の

プルトニウムを処理するシステムを構築します)。プルトニウムの固定化を選択肢として検討することはせず、研究開発もしません。

6. コスト国民負担：経済産業省が計画している総額5.1兆円の新たなバックエンドコスト引当金を、あらゆる種類の電力から徴収する形で、導入します。コストオーバーランや企業倒産などによる追加の国民負担リスクに関しては、特段の防護措置を講じません。

2 - 4 . 2つの政策シナリオの「中間案」

以上2つの核燃料サイクルバックエンド政策シナリオ以外にも、種々の政策シナリオがありうると思います。それについて次回までに、委員からの募集を行うのが適切です。

他の政策シナリオとして例えば、上記2つの政策シナリオの「中間案」もあり得ます。例えば以下のようなものです。

1. 再処理：再処理は当面、使用済核燃料処理・処分の事実上唯一の選択肢であり続けます。ただし民間事業者を束縛し又は束縛感を与えている法令を廃止します。政策による圧力も加えません。
2. 直接処分：直接処分については、直ちに解禁へ向けての法令整備を行うわけではありませんが、民間事業者が将来選択できるようにする方向で検討を進めます。また研究開発を進めます。
3. 六ヶ所村再処理工場：商業運転の可否および開始時期については、日本原燃の自主的判断に委ねます。なおプルトニウム需給バランス維持の観点からの操業延期要請や生産調整に関して、特段の政府介入は行いません。
4. 使用済核燃料貯蔵：政府の責任で、使用済核燃料貯蔵事業を推進します。ただしその制度設計に際しては、貯蔵の無際限の長期化を防ぐ特段の仕組みは考えません。
5. プルサーマル：使用済核燃料発生事業者（原因者）が、自社発生分について、それぞれ実施できる仕組みとします。「固定化」という選択肢について、法令整備へ向けた検討は当面行いませんが、その研究開発を進めます。プルサーマル実施計画は民間各社の自主性にゆだねます。
6. コスト国民負担：経済産業省が計画しているバックエンドコスト引当金を導入します。しかしその原資は原子力発電のみから徴収します。また余分の国民負担を発生させないよう万全の仕組みを作ります。そのために以下のような措置を適用します。政府系法人が民間と契約して事業を進める場合は総括原価方式とします。引当金は単位数量ごとの固定価格で清算し、目標未達成の場合は未達成相当分を国民に返還します。民間企業倒産の場合は、当該事業の実施企業の連帯責任により負債を返済させ、税金投入を防ぎます。

3. 「政策シナリオ吉岡案」の4つのポイント

3-1. 吉岡案のポイントは4つあります。

第1は、政府の役割・権限の及ぶ範囲の明確化です（必ずしも縮減一辺倒ではありません）。政府は、セキュリティとセイフティーに関わる問題については、事業の直接統制を行うことができますし、その役割は増えています。また私企業では手に負えないような超長期の時間を要する事業について、最終的な責任を負わねばなりません。ここでも役割は増えています。しかしそれ以外の問題に関しては、原子力施設の立地問題も含めて、民間の自主性に任せます。

3-2. 第2は、事業者の自己決定・自己責任原則の徹底です。いかなる事業者も、ある特定の事業の実施を選択した以上は、そのリスクを全面的に引き受けて頂く、ということです。ここで事業者とは個々の会社を指します。会社ごとに選択が分かれても構いません。なお事業者の選択肢が1つしか許されていない場合、自己決定の余地はありません。選択肢の拡大により事業者は、複数の選択肢の中から最も合理的なオプションを選ぶことができます。そのために政府はインフラストラクチャー整備を進める必要があります。

3-3. 第3は、無用の国民負担を回避することです。核燃料サイクル政策の在り方をめぐる今日の議論の最大の争点は、コスト負担問題です。巨額のコストを国民が負担させられる恐れが濃厚であり、しかもその国民負担が将来際限もなく拡大していく恐れがあるために、コスト負担問題が中心的な争点となっているのです。「コスト負担に十分見合うメリットが国民に還元され、しかも国民が余分の追加コストを支払わされずにすむ」ことが、もし確実に保証されるのであれば、現行政策は国民的合意を得られるでありましょう。さもなければ代替政策を考える必要があります。

本策定会議では、「マスコミはコストばかり問題にしている」という趣旨の不満がたびたび表明されていますが、コスト問題が注目を浴びるのは然るべき根拠あつてのことです。現在はコスト問題における重要な節目の時期に当たります。「コスト負担に十分見合うメリットが国民に還元され、しかも国民が余分の追加コストを支払わされずにすむ」ことの確実な保証が、国民合意形成のために必要なのです。

2-4. 第4は、立地問題の合理化です。原子力施設の立地に関して、従来は政府が事業者を指導・監督する立場から、強力な介入を行ってきました。それは「国策」として立地を進めるという表現がぴったり当てはまるものでした。そうした様式を廃止することが必要です。政府は法令整備を行うなど裏方として働くにとどめ、直接の協議当事者とはなりません。事業者（政府系法人の場合も含む）と立地地域社会との関係は、基本的には二者間の、それぞれ自立した主体としての、対等な契約関係となります。

それが原子力立地をますます困難化するのではないかという懸念もありますが、それは当たりません。事業者と自治体が1対1で真剣に向き合うことにより、両者の相互理解が促進されます。それにもとづいて本音の協議が行われるようになります。事業者は、社運をかけて本当に進めたい事業について、「国策」用語ではなく自分の言葉で語るようにな

るでしょう。自治体は事業者が有限の資産しか持たずしかも厳しい競争にさらされている存在であることを理解し、合意を得たいのならば事業者の受け入れ可能な条件について真剣に考慮するようになるでしょう。言うまでもなく自由化時代においては、協議の決裂はすなわち事業者の撤退を意味します。もし自治体が事業者の撤退を望まないならば、協議がまとまる可能性は大いにあります。

こうした1対1の本音の協議の実現を妨げているのが、「国策」に他なりません。それが諸悪の根源です。それを無力化することにより、まとまる話しはまとまり、まとまらない話は破談に終わる、という正常な状態が回復されます。国が出しゃばらないことが、合意促進の不可欠の要件です。

4 . 2つの政策シナリオに対する政策評価（評点記入）

4 - 1 . 2つの政策選択肢について、評価表のサンプルをつくってみました。これを参考にして、他の政策選択肢についても、政策評価を行うことが可能です。

評価のアイテム	政策シナリオ吉岡案	現行政策シナリオ
分類カテゴリー	2（ベストミックスを目指す）	1（全量再処理を目指す）
技術的成立性	C	C
	再処理、ガラス固化体処分、直接処分の三者はいずれも実績が乏しい。処分については技術の確証も困難。	
社会的成立性	C +	C -
	事業者は有利な選択肢を選べるので引き受け可能性が増す。国民負担リスクが免責されるので国民的合意が得やすい。国際社会からはソフトな方向への変化と受け止められる。実施に必要な施設群の立地は、いずれも困難。	
保安上の特性	C	D
	プルトニウムエコノミーのシステムは、リスクが高すぎる。プルトニウム含有廃棄物の盗難による核爆弾製造リスクとは比較にならない。もし後者の方が重要なら国際社会はなぜ直接処分禁止条約を結ばないのか。	

安全上の特性	C +	C -
	多数の死傷者を出す過酷事故のリスクの有無を考慮すれば、結果は明らか。	
安定供給特性	C +	C -
	原子力発電が供給安定性に劣ることは、毎年のように起きる電力需給逼迫問題により明らか。再処理・ガラス固化は直接処分よりも、国際世論・国内世論の変化に対して脆弱（1回の中小事故で、唯一の施設の閉鎖もありうる）。なお複数の選択肢があった方が、リスク分散の観点からベター。	
環境上の特性	B	C
	過酷事故リスクの有無、日常的な放射能放出、の観点からは再処理・ガラス固化が劣る。地層から地下水への浸透リスクに関しては、ガラス固化の方がやや有利（非放射性廃棄物では、ガラスよりもセラミックがはるかに優れているが）。	
経済上の特性	C	D
	試算結果をみれば結果は明らか。ただし試算は所詮は試算。コストオーバーランが国民負担につながる確実な仕組みが必要。青天井の国民負担リスクは決定的なマイナス材料。なお再処理・ガラス固化と直接処分では、前者の方がコストオーバーランリスクが大。（処分部分は大差ないが、再処理部分の不確実性が大）。	
柔軟性	B	C
	複数の選択肢があった方がベター。また不測の事態（故障）が深刻な結果（過酷事故）につながるぬよう、リスク回避のための逃げ道（安全装置）を整備することは重要。	
政策変更課題	評点をつける対象ではない。	評点をつける対象ではない。
海外の動向	評点をつける対象ではない。	評点をつける対象ではない。

4 - 2 . 表を読む上での留意事項は、以下の通りです。

大筋で、上位のアイテムほど優先順位が高くなります。

「成立性」のない技術は、直ちに棄却すべきであり、他のアイテムを考慮する必要はありません。「成立性」については、包括的に評価せねばなりません。ここでは便宜的に「技術的成立性」と「社会的成立性」に分けます。事業的成立性は後者に入ります。

「保安」は原子力民事利用の大前提であり、原子力基本法の根幹に位置します。

「安全」もそれに準じます。(70年代に原子力基本法に追加。)

「安定供給」「環境」「経済」は、いわゆる3つのEです。

「柔軟性」は、最下位のアイテムではありませんが、それ以外のものとやや性格が異なるので、末尾に置きました。

評点は、A B Cの3段階とし、さらに必要に応じて+ - を付けました。A B Cは絶対評価で、火力発電よりも総合的に優れているのがA、同等程度又は適切な比較が困難なのはB、劣っているのがCです。Cの中でもとくに劣っており容認しがたい水準と判断される場合は、Dの評点を付けます。+ - は、同じ評点の場合にあえて順位を付けるための補助手段です。

原子力発電が火力発電に比べて全般的に劣っているという判断をとるならば当然、どの選択肢についても、評点は全般的に辛くなります。

5 . 「経済性について(暫定版)」へのコメント

5 - 1 . 政策変更コストについて評価することは重要なことです。しかし「経済性について(暫定版)」における、政策変更コストの取り扱いには、ひとつの致命的欠陥があります。22ページの総括表「算定結果のまとめ」が、該当箇所です。

そこでは、事業シナリオ3(全量直接処分)および事業シナリオ4(当面貯蔵)について、「使用済核燃料の貯蔵能力増強が一切なされず、かつ六ヶ所村再処理工場で受け入れた約1000トンの使用済核燃料が発生元に返還される結果、原発に併設された使用済核燃料貯蔵プールが順次満杯となり、それにより原発が順次停止し、火力発電所の新設によってその喪失分を代替する」という事態が発生した場合の追加コストを、原子力発電コストに単純に加算した数字が、「参考値」として示されております。

5 - 2 . しかしながらこの「プール満杯による原発大量停止」は、必ず起こる事態ではなく、確率論的事象です。その発生確率を評価し、それを推定追加コスト(ハザードに相当)に掛け合わせて、リスクの数値をはじき出す必要があります。その数字ならば、原子力発電コストに加算することも可能です。

しかし資料では、「貯蔵プール満杯による原発大量停止」というハザードについて、確率論的リスク評価(イベントツリー、フォールトツリーを立てた個別原発ごとの評価を、全て足し合わせた評価)は行われていません。それを行わない以上、2つの数字は性質が異なるのですから、加算は無意味です。

5 - 3 . 強いて表の形にしたいのならば、政策変更コストのうち、火力発電所の新設による代替分を、約 0 . 9 ~ 1 . 5 ではなく、0 . 0 ~ 1 . 5 とするのが適切です（下限の合理的推定ができない以上、下限を 0 . 0 とするのが適切です。資料では合理的推定なしに上限を 1 . 5 としていますので、それとの整合性の観点からも下限を 0 . 0 とするのが妥当です）。その結果として、事業シナリオ 3 の「参考値」は、約 5 . 4 ~ 6 . 2 ではなく約 4 . 7 ~ 6 . 2 となります。事業シナリオ 4 の「参考値」は同様に、約 4 . 9 ~ 6 . 3 となります。この表記ならば、間違いとまでは言えません。

5 - 4 . 私は、「貯蔵プール満杯による原発大量停止」リスクについて、精密なリスク評価をおこなっていませんが、直観的に小さいと判断します。その最大の理由は、「原発と共生する強い意思をもつ都道府県は、一般的にいて、原発の廃止に直結するおそれの高い事態の発生を、放置するとは考えにくい」というものです。代替火力発電所が大量に建設された場合、原発は熾烈なコスト競争を強いられ、その多くが廃止されると予想されるからです。角を矯めて牛を殺す結果となります。

なお代替火力発電所の多くは、独立系発電事業者が建設することとなるでしょう。それにより独立系発電事業者のシェアと競争力が増し、九電力会社の市場支配力が弱まり、自由な電力市場の発展にとって好ましい効果をもたらされます。

5 - 5 . 六ヶ所村再処理工場が凍結又は廃止された場合、約 1 0 0 0 トンの使用済核燃料が返還されるという仮定は、適切ではありません。そのようなルールがないからです。類似ケースに公害防止協定があります。それは単なる紳士協定ではなく、法的効力のある（裁判で効力を発揮する）「契約」であると、最近では認められるようになってきていますしかし「誠実協議条項」のような抽象的なものは、法的効力がないと解するのが妥当ですそのようなものを根拠に日本原燃が使用済核燃料の搬出に同意しても、電力会社はそれを受け入れる法的義務はありません。（大塚直・北村喜宣変『環境法学の挑戦』、第 2 - 2 章、日本評論社、2 0 0 2 年）。無理強いすれば電力会社が日本原燃に対し、差止請求を行い、損害賠償を求めることとなるでしょう。

5 - 6 . ハザードの発生確率はともかくとして、プール満杯問題を招くリスクを背負う形で、電力会社が原子力発電事業を進めていたことは、重大な問題です。政府が中間貯蔵施設の建設のための法令整備をなかなか進めないなど、電力会社のリスク回避対策実施を遅らせてきたことは、さらに大きな問題です。電力会社と政府はみずから「安定供給」を損なうような政策展開・事業展開をしてきたこととなります。早くから状況変化に柔軟に対応できるような仕組みを作っておくべきだったといえます。

5 - 7 . 青森県知事は第 8 回会議（9 月 2 4 日）の席上、私の質問に答えて、次のような趣旨のことを述べました。「再処理工場があまり稼働せず、大量の使用済核燃料が蓄積したあとで、工場の廃止が決まった場合、蓄積した使用済核燃料の県外搬出に関する協議が行われることとなる。」

もちろん 1 9 9 8 年の「覚書」（協定書）には法的効力はありませんので、かりにそうした事態が生じたとしても、日本原燃には県外搬出の法的責任はありません。しかし大量

に六ヶ所村再処理工場に使用済核燃料を溜め込めば、道義的責任は重くなります。そしてそれを果たそうとすると、電力安定供給に赤信号が点滅します。

電力安定供給の観点からは、使用済核燃料をこれ以上、六ヶ所村再処理工場に搬入しないのが適切です。1年分程度を上限としてはどうでしょうか。

なお上記のような事態は、政策変更によっても起こりますが、1回の中小事故によっても起こります。構造的欠陥を疑わせる事故を起こした場合には、たとえ人身事故ではなくても、5～10年の停止は十分に起こりうることです（もんじゅの前例があります）。六ヶ所村再処理工場は日本唯一の商業再処理工場ですので、その長期停止は再処理そのものの長期停止、つまり事業シナリオ1又は2の破綻を意味します。それほど脆弱な事業シナリオだということに留意すべきでしょう。

5 - 8 . この計算で注目すべき点は、追加コストが純粹にバーチャルな性格のものだという点です。リアルな追加コストではありません。だからそれは電力料金値上げや、政府による電力会社への損失補填の根拠とはなり得ません。

リアルな追加コストが、そもそも発生するか否かを、検討する必要があります。もし原子力発電コストが火力発電コストよりも高いのであれば、追加コストは発生しません。

これに関連して言えば、コスト等検討小委員会の評価（2004年1月）は、以下の3点において、原子力発電コストを過小評価しています。第1は、超長期のコスト評価を本来目的としていない現在価値換算という手法を使っていることです。第2は、政府の原子力関係予算（原子力発電会社にとっては外部費用）をコスト計算からすべて除外していることです。第3は、原発のみに固有のものではないが原発にとくに重くのしかかる各種のインフラストラクチャーコスト - - 揚水発電施設の建設・維持費、長距離送電網の建設・維持費、立地関係費など - - を全て勘定に入れていないことです。リアルな追加コストを評価するには、これらのコストを評価した上で、コスト等検討小委員会の評価に加算するのが適切です。

5 - 9 . ジャーナリストの関心は、キロワットアワー当たりの数字よりも、金額そのものにあります。ところで資料によれば、事業シナリオ3のサイクルコストについては、0.94～1.07円という数字が出ています。それを使えば、直接処分コストは、11兆5500億円から13兆1500億円となります。事業シナリオ1との差額は、7兆3300億円から5兆7300億円となります。

以上。