

JAERI-Research



JP0150331

2001-014



プルトニウムリサイクルの経済性に関する分析

2001年3月

立松 研二・田中 洋司・佐藤 治

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の問合せは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村）あて、
お申し越しください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-1195 茨城県那珂郡
東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information Division,
Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-
gun, Ibaraki-ken 319-1195, Japan.

プルトニウムリサイクルの経済性に関する分析

日本原子力研究所東海研究所エネルギー・システム研究部

立松 研二・田中 洋司・佐藤 治

(2001年1月31日受理)

耐用年均等化発電原価計算法を用いて代表的なプルトニウム利用炉の発電原価を計算し、プルトニウムリサイクル利用の経済性について分析を行った。その結果、想定した前提条件の下で、プルトニウム利用炉の発電原価は、現行の地層ウランを用いた濃縮ウラン軽水炉に比べて割高であり、経済性を向上させるために以下の改善が必要であるとの所見を得た。FBRに関しては、建設費の削減および燃焼度 100GWd/t 以上を達成すること、全 MOX 炉および低減速スペクトル炉 (RMWR) に関しては、高燃焼度化による燃料装荷量の削減を行うことである。特に、RMWR に関しては燃焼度 70GWd/t の炉心が実現できれば、現行の濃縮ウラン軽水炉に近い経済性が期待できる。

An Analysis on the Economics of Plutonium Recycle

Kenji TATEMATSU, Youji TANAKA and Osamu SATO

Department of Nuclear Energy System
Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received January 31, 2001)

Lifetime levelised costs of generating electricity were calculated for representative plutonium fueled reactors, and the economics of plutonium recycle was analyzed based on the calculated results. It was found from this analysis that, under the conditions assumed for the analysis, the generating costs of plutonium fueled reactors are higher than that of enriched uranium fueled LWRs with a current uranium price. In order to increase the economics of plutonium fueled reactors the following improvements will be necessary: It is important for FBRs to reduce construction costs and to realize fuel discharge burn-up higher than 100GWd/t. It is necessary for fully MOX fueled LWRs and reduced moderation water reactors (RMWRs) to reduce the amount of core inventory of plutonium by increasing fuel discharge burn-up. In particular the generation cost of RMWRs will be lowered to the level close to that of enriched uranium fueled LWRs, if the fuel burn-up as high as 70GWd/t can be achieved.

Keywords: Generating Cost, Plutonium Recycle, Construction Cost, Fuel Discharge Burn-up

目 次

1. まえがき.....	1
2. 前提条件.....	2
2.1 発電原価の計算方法.....	2
2.2 原子力発電プラントの特性.....	2
2.3 核燃料サイクルの特性.....	3
3. 分析結果.....	5
3.1 標準的条件下での発電原価.....	5
3.2 前提条件の違いによる発電原価の変化	7
3.3 所見と考察	8
4. あとがき.....	9
参考文献	10
付録.....	11
A1：耐用年均等化発電原価の計算方法	11
A2：計算の前提条件	15

Contents

1. Introduction	1
2. Assumptions	2
2.1 Method and Common Assumptions	2
2.2 Reactor Characteristics.....	2
2.3 Characteristics of Nuclear Fuel Cycle Systems.....	3
3. Results of Analysis.....	5
3.1 Generating Costs under Reference Conditions.....	5
3.2 Sensitivity of Costs to Assumptions.....	7
3.3 Findings and Discussion.....	8
4. Concluding Remarks.....	9
References.....	10
Appendix.....	11
A1: Method of Calculating Lifetime Levelised Generating Costs.....	11
A2: Detailed Assumptions of Calculation	15

1. まえがき

二酸化炭素等の温室効果ガスの人為的排出による地球気候の変動が 21 世紀には深刻な影響を及ぼすことが懸念されており、この問題に対応するために化石エネルギーの大量消費に依存した社会のあり方を見直すとともに、非化石エネルギーへの大規模な転換が必要とされている。原子力は、①ライフサイクルを通じて二酸化炭素の排出量がきわめて小さい、②コストが低く、また安定している、③燃料の備蓄が容易であるなどの特徴を持ち、すでにわが国では発電の 40% 弱、世界全体でも同 18% 程度を賄っている。非化石エネルギーの中で、自然エネルギーへの期待が欧米を中心に高まっているが、これまでの実績に照らして判断すれば、原子力は最も現実的なオプションであると言える。

しかし、原子力にも資源問題がある。原子力を基幹的電源として超長期に利用し、気候変動問題に対応していくためには、ウラン資源の利用度を飛躍的に高めるプルトニウム増殖か、または海水ウランの利用を実現する必要がある。後者はまだ小規模実験で可能性が確認された段階にあり、将来戦略のための選択肢に含めるのは時期早尚である。一方、前者については、これまで高速増殖炉の開発が進められてきたが、原型炉「もんじゅ」の事故の後にこれまでの開発方針が見直され、技術開発の先行きが不透明な状況にある。

当研究グループは先に、原子力発電の超長期的な利用を保証するための将来技術オプションについて検討を行った¹⁾。この中で、①高速増殖炉が実現できれば、過大なウラン資源を用いることなく、超長期の原子力発電が可能となること、②低減速スペクトル炉（水型増殖炉）で 1 を超える正味転換比と初期プルトニウム所要量の低減が実現できれば、高速増殖炉の実用化の成否にかかわらず、ウラン資源の究極消費量を低い水準に抑制できることなどを示した。

ところで、プルトニウムの増殖サイクルを実現するためには、増殖を可能とする新たな原子炉のほかに、使用済燃料の再処理と MOX 燃料加工が不可欠である。増殖炉はその技術的特徴に応じて現行の濃縮ウラン軽水炉よりもコスト高となる可能性がある。使用済燃料の再処理は、増殖サイクルの下では現行技術よりも低コストの新技術が採用される可能性もあるが、燃料の平均燃焼度の上昇などコストをさらに押し上げる要因もある。MOX 燃料加工は、少なくとも現状ではきわめて高コストである。増殖サイクルの実現のためには技術的課題だけでなく、このような経済性の向上に向けた課題の解決も不可欠である。

そこで、この分析では原子力の超長期的な利用に必要なプルトニウムリサイクル技術を、経済性の観点から吟味した。無論、数十年先の技術の経済性には大きな不確実性がある。経済性の良否について一定の見通しを得ることはできるが、経済性の有無を断じることは不可能である。ここでは、標準的な条件設定のほかに、不確実性が大きく、かつ経済性に感度の高い因子について感度解析を行い、発電原価が前提条件に応じてどのように変化するかを分析することによって、経済性改善のための要件を定量的に検討した。以下、第 2 章に分析の前提条件を、また第 3 章にその結果をまとめた。なお、前提条件の詳細を付録に収録した。

2. 前提条件

2.1 発電原価の計算方法

本分析では、濃縮ウラン利用の軽水炉（以下、単に軽水炉と呼ぶ）、全 MOX 炉（炉心全体に MOX 燃料を装荷した軽水炉）、低減速スペクトル炉²⁾（RMWR）および高速増殖炉（FBR）を対象として、これら炉型を使用した原子力発電システムの発電原価を計算した。発電原価の計算には幾つかの方法があるが、ここでは UNIPEDE 方式³⁾を用い、技術的な耐用年数にわたって均等化した発電原価を求めた。価格基準年は西暦 2000 年、為替レートは発電プラントの耐用年数にわたって 110 円/ドル、また長期割引率は 5%とした。

計算対象とした費用項目は、建設費、運転維持費、廃炉費および核燃料サイクル費（高レベル廃棄物処分費を含む）である。炉型間のコスト比較を有意なものとするために、各炉型とも運転開始年を 2020 年～2030 年頃と想定し、可能な限りこの条件を踏まえた形で原子力発電プラントの特性を設定した。なお、軽水炉を含めてどの炉型も、使用済燃料の再処理を行うものとした。また、プラントの所内率は考慮せず、発電端でのコストを求めた。

2.2 原子力発電プラントの特性

対象炉型のうち RMWR については、燃焼度の違いが発電原価に及ぼす影響を検討するために、転換比は同一（1.01）であるが、燃焼度が異なる BWR 型の 2 炉型を考慮した⁴⁾。RMWR-1 は燃焼度 45GWd/t、RMWR-2 は燃焼度 70GWd/t である。また、FBR としてはナトリウム冷却、MOX 燃料利用を想定し、燃焼度が 100GWd/t (FBR-1) および 150GWd/t (FBR-2) の 2 炉型を考慮した。

各炉型の発電プラント特性を表 1 に示す。原子炉の耐用年数としては 40 年および 60 年の場合を検討した。発電単価の比較は同一設備利用率で行うことが望ましいため、設備利用率は原則として 90%とした。全 MOX 炉については、入手した設計データにおいて燃焼度が他の炉型に比べて低い上、想定設備利用率もやや低い。今回の分析では、これ以外の情報が入手できなかつたため、これらの条件で計算を行ったが、今後条件が他の炉型並に改善されれば発電原価がこの分析よりもやや小さくなることを付記する。

建設費は、軽水炉と全 MOX 炉が 20 万円/kWe とした。これは現状の建設費よりかなり低いが、上記のように運転開始年を 2020 年～2030 年頃と想定しており、次世代軽水炉の設計目標値を使用したものである。RMWR の建設費は、炉心の設計がまだ固まっていないために不確実性はあるものの、概ね軽水炉並みと考えられている。しかし、一次冷却系ポンプの大型化の必要性であることから、ここでは軽水炉の 10% 増の 22 万円/kWe とした。

FBR の建設費には RMWR 以上の不確実性がある。実用化以降の習熟効果や技術進歩によるコスト削減の可能性は十分あるが、こうした技術的成熟にはかなり時間がかかるとみた方が妥当と判断される。ここでは現実的に達成の容易な建設費として、軽水炉の 1.5 倍相当の 30 万円/kWe に設定した。

運転維持費については、全炉型において建設費の 5.3% 相当額が毎年必要とされるものと想定した。また、廃炉費用として、プラント閉鎖後に建設費の 20% 相当額が必要とされるものと想定した。

表1 原子力発電プラントの特性

	軽水炉	全MOX炉	RMWR-1	RMWR-2	FBR-1	FBR-2
燃焼度 [GWd/t]	45	33	45	70	100	150
設備利用率 [%]	90	86.7			90	
耐用年数			40年または60年			
燃料装荷量 [t/GWe/年]	21.1	29.9	32.8	18.5	C 12.9 B 7.4	C 8.8 B 1.8
建設費 [万円/kWe]	20		22		30	
運転維持費			平均年間費用を建設費の5.3%とする			
廃炉費用			解体及び解体廃棄物処分費用を建設費の20%とする			

C : 炉心 B : 径方向ブランケット

2.3 核燃料サイクルの特性

この分析で用いた核燃料サイクルのモデルを図1に示す。上記のように全炉型で使用済燃料の再処理を行うことを想定しており、工程間のリードタイムおよびラグタイムをこの図に示すように設定した。

使用済燃料が原子炉から取り出されて再処理されるまでの冷却期間を軽水炉および全MOX炉では4年、RMWRおよびFBRでは2年とした。高レベル放射性廃棄物(HLW)の埋設処分は、再処理後40年を経て行われるものとした。また、濃縮、成型加工および再処理の各工程における物質ロス率をいずれも1%とした。

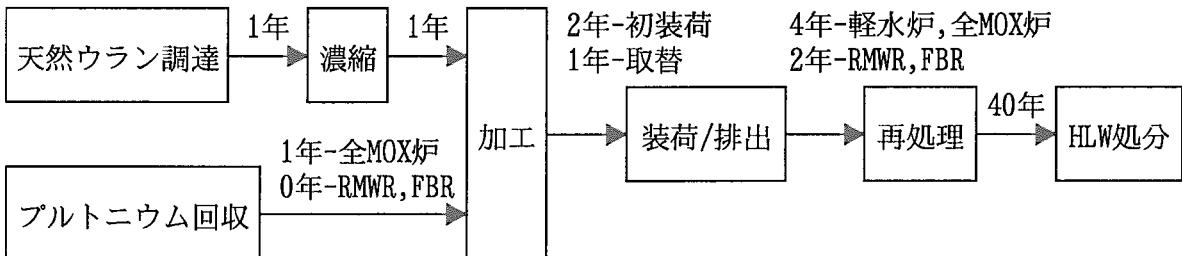


図1 核燃料サイクルの概要

天然ウラン価格および核燃料サイクルの各工程の単価は、表2に示すように設定した。天然ウラン価格については、現状の地層ウラン価格を適用した場合に加えて、ウラン価格の上限値の目安となる海水ウラン価格を適用した場合についても検討した。海水からのウラン捕集費用⁵⁾は、平成10年度における原研高崎研と電中研の共同研究の中で、ブイ方式、浮体方式および延繩方式の場合が試算されているが、このうち延繩方式によるものを採用した。なお、これらの天然ウラン価格は原子炉の耐用期間中一定とした。

核燃料サイクル工程単価については、濃縮ウラン燃料の場合は、成型加工費を現状の8万円/kgとし、再処理費を現状の海外契約価格の推定値である20万円/kgとした。

MOX燃料については以下のように想定した。成型加工費に関しては、全MOX炉ではふげん燃料製造実績の下限値20万円/kgを使用し、FBRでは導入想定時期の2030年～2050年頃には技

技術革新および工場の大規模化を通じて大幅に低減し得ると仮定して現状よりもかなり小さい 23 万円/kg とした。RMWR では、稠密燃料の集合体の加工に高い精度が要求されることなどを考慮して FBR の 20% 増の 28 万円/kg とした。

一般に、再処理単価は燃焼度やプルトニウム富化度に依存することが考えられる。特に、超高燃焼度の FBR 燃料の場合には、他のプルトニウム利用炉の再処理単価よりもかなり高くなる可能性もある。しかし、燃焼度等の影響を定量的に考慮するのが困難であること、また、低除染プロセスなどの低成本の新技術が採用される可能性も考えられることから、ここではプルトニウム利用炉の MOX 燃料については、一律に再処理単価 39 万円/kg を与えた。一方、新技術の実用化などによる大幅なコスト低下の可能性も考慮し、比較ケースとして濃縮ウラン燃料と同じ 20 万円/kg を適用した場合も検討した。

HLW 処分費は、高レベル廃棄物のガラス固化体を入れるキャニスター 1 本あたり 7600 万円とした。なお、再処理プロセスで回収されるウランおよびプルトニウムのクレジットはいずれの炉型においても考慮していない。

表2 核燃料サイクル工程の単価

	軽水炉	全MOX炉	RBWR-1	RBWR-2	FBR-1	FBR-2	単位
天然ウラン (地層)	17.16			-			ドル/1bU ₃ O ₈
天然ウラン (海水)	2.8			-			万円/kg・U
UF ₆ 転換	6			-			ドル/kg・U
濃縮	125			-			ドル/kg・SWU
加工	濃縮ウラン燃料	8		-			万円/kg・U
	MOX燃料	-	20	28	23		万円/kg・HM
	径方向ブランケット		-		8		万円/kg・HM
使用済燃料輸送			2				万円/kg・HM
再処理	濃縮ウラン燃料	20		-			万円/kg・U
	MOX燃料	-		20または39			万円/kg・HM
	径方向ブランケット		-		20		万円/kg・HM
HLW処分			7600				万円/本
ウランクレジット			0				ドル/kg・U
Puクレジット			0				円/g・Puf

3. 分析結果

3.1 標準的条件下での発電原価

前提条件として、MOX 燃料の再処理単価を基準ケース（39 万円/kg）、原子力発電プラントの耐用年数を 40 年とした場合の耐用年均等化発電原価を図 2 に示す。

この図に示すとおり、この分析で想定した条件の下では濃縮ウラン利用の軽水炉（地層ウランを使用した場合）が最も低コストであり、プルトニウム利用炉はいずれもこれよりコスト高である。この軽水炉の発電原価は、総合エネルギー調査会原子力部会で報告された試算値 5.9 円/kWh と比べてもかなり小さいが、これは主として建設費の将来的低減を見込んでいることによる。なお、海水ウランを使用した場合には発電原価が約 20% 上昇する。

プルトニウム利用炉の中では、高燃焼度型の低減速スペクトル炉 RMWR-2 が最も低コストであり、海水ウランを使用した軽水炉と同等の発電原価となった。一方、低減速スペクトル炉は燃焼度の影響が大きく、低燃焼度 RBWR-1 の場合には、最も高コストとなる。濃縮ウラン軽水炉と比べて遜色ない経済性を確保するためには、燃料所要量の低減、もしくは燃料加工、再処理単価の低減が必要とされる。

全 MOX 炉は、海水ウラン利用の軽水炉よりも高コストとなった。低減速スペクトル炉と同様に燃料装荷量が大きく、燃料費が大きいことが原因である。前記のとおり、設計の改善、特に高燃焼度化が可能であれば、発電原価をかなり低減すると予想される。

FBR は、他のプルトニウム利用炉に比べて、建設費と運転維持費は高いが、燃料、特に炉心への MOX 燃料の装荷量がきわめて小さいために燃料費は安い。合計の発電原価は軽水炉より 25% ~40% 増である。発電原価の低減には建設費と運転維持費の削減が不可欠である。

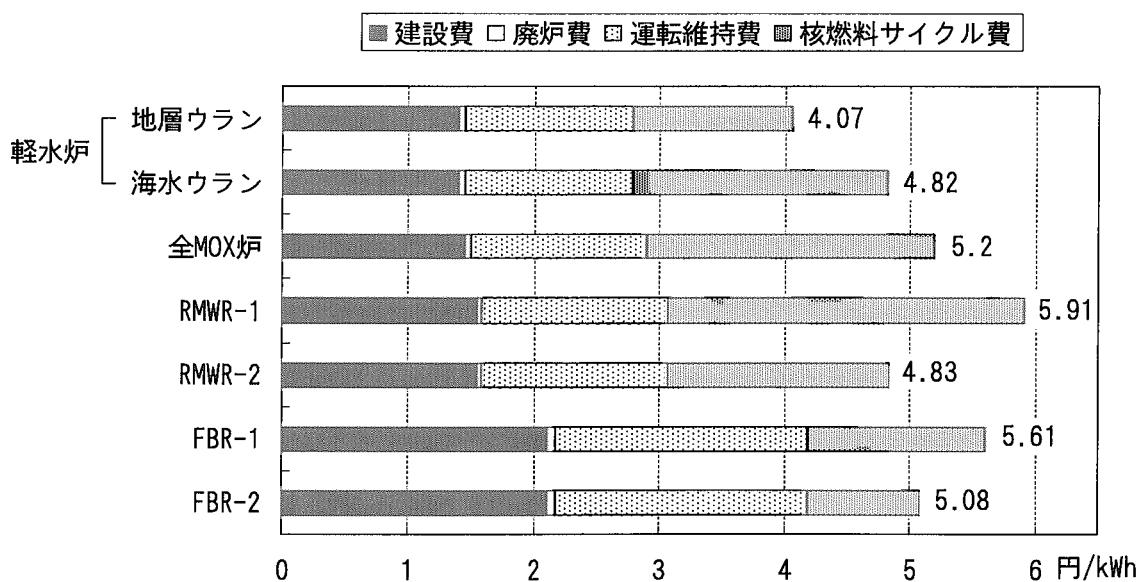


図2 発電原価の炉型間比較（基準ケース、耐用年数40年の場合）

なお、技術的耐用年数に基づく発電原価では、経済耐用年数に基づいて計算した発電原価よりも建設費に係る年経費が小さくなり、運転維持費と燃料費のウェートが大きくなる。特に、この分析では年間運転維持費を建設費の 5.3%相当額と仮定しているため、建設費高の FBR では運転維持費のウェートがきわめて大きい。したがって、今後前提条件の中でもとりわけ運転維持費に関して、より詳細な検討が必要とされている。

上記の発電原価における燃料サイクル費の構成を図 3 に示した。上記計算結果は、プルトニウム利用炉の再処理単価が 39 万円/kg（基準ケース）の場合であったが、図 3 では 20 万円/kg（比較ケース）の場合についても表示した。

濃縮ウラン燃料を利用する場合の核燃料サイクル費は、地層ウランおよび海水ウランを使用した場合にそれぞれ 1.28 円/kWh および 2.03 円/kWh である。天然ウラン調達費用で比較すると海水ウランは地層ウランの約 5.7 倍であるが、核燃料サイクル費で見ると約 1.6 倍程度であり天然ウラン価格の上昇による核燃料サイクル費への影響は比較的小さい。

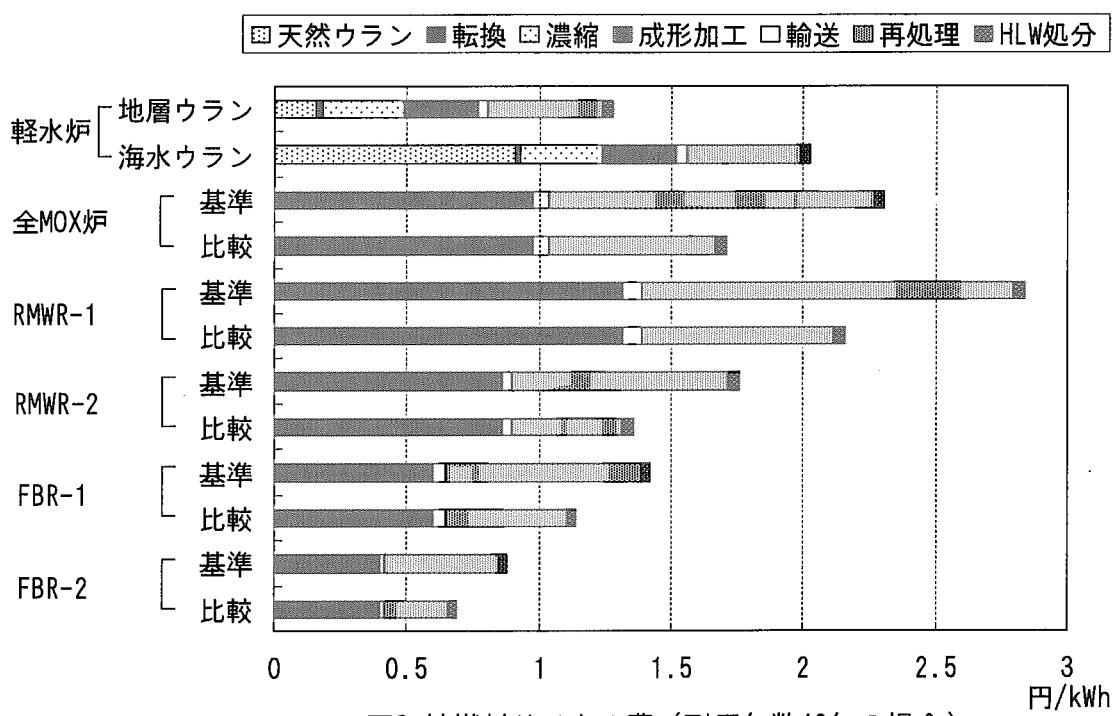


図3 核燃料サイクル費（耐用年数40年の場合）

プルトニウム利用炉の核燃料サイクル費は、概して燃焼度が低い炉型ほど、高くなっている。また、成型加工費と再処理費の合計で全体の 9 割以上を占めており、残りが使用済燃料輸送費および高レベル廃棄物の最終処分費になっている。したがって、MOX 燃料の再処理単価を 39 万円/kg から 20 万円/kg までほぼ半減できれば、核燃料サイクル費を 20%～26% 低減することが可能である。ただし、再処理費に関しては不確実性が大きく、今後の技術動向如何では超高燃焼度の FBR 燃料の再処理単価がかなり高価になり、FBR 燃料サイクルのコストはこの計算値よりも大きくなる可能性もある。

3.2 前提条件の違いによる発電原価の変化

この分析では、原子炉プラントの耐用年数が 40 年の場合と 60 年の場合、また MOX 燃料の再処理単価が 39 万円/kg の場合と 20 万円/kg の場合について発電原価を計算した。これらの前提条件の下での、各炉型の発電原価の範囲は図 4 に示すとおりである。横軸は原子力プラントの耐用年数であり、縦軸は発電原価である。濃縮ウラン軽水炉（地層ウラン利用または海水ウラン利用）については、耐用年数 40 年と 60 年に対応した 2 点が、またプルトニウム利用炉については耐用年数 40 年または 60 年と、MOX 燃料再処理単価 39 万円/kg または 20 万円/kg を組み合わせた 4 点が示されている。

耐用年数を 40 年から 60 年に延長した場合には、建設費の年経費額が 9% 低減する。しかし、これによる発電原価全体の低減率は濃縮ウラン軽水炉（地層ウラン利用）の場合で 4% 程度である。FBR は発電原価に占める建設費の割合が大きいために、耐用年数の延長による発電原価の低減は他の炉型よりも大きいが、それでも 5% 弱である。

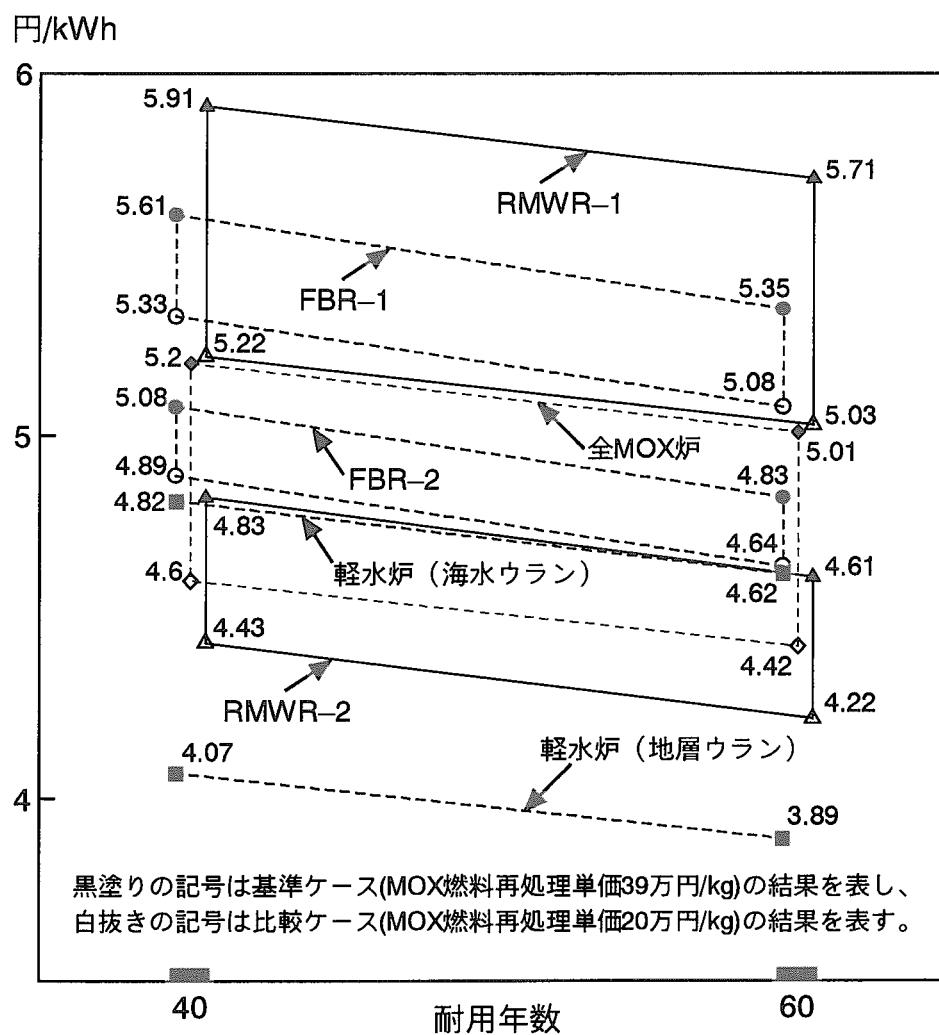


図4 発電原価の比較

MOX 燃料の再処理単価を 39 万円/kg から 20 万円/kg に低下させた場合には、耐用年数を延長した場合に比べて、発電原価の低減効果が大きい。この傾向は MOX 燃料装荷量の大きい炉型ほど顕著であり、全 MOX 炉および RMWR-1 ではともに 12%程度低減する。したがって、再処理単価 20 万円/kg の場合には、全 MOX 炉の発電原価は濃縮ウラン軽水炉（海水ウラン利用）よりも小さくなり、RMWR-1 の発電原価は FBR-1 より小さくなる。また、RMWR-2 の経済性もかなり改善され、濃縮ウラン軽水炉（地層ウラン利用）の発電原価よりも 10%弱大きい程度となる。

3.3 所見と考察

以上の分析結果から、プルトニウムリサイクルの経済性に関して得られた所見は、次のとおりである。

- (1) 現行の地層ウランを用いた濃縮ウラン軽水炉に比べると、プルトニウム利用炉の発電原価は割高である。水型炉（全 MOX 炉と低減速スペクトル炉）では燃料装荷量が多いために燃料費が大きく、FBR の場合には建設費が大きいことがその原因となっている。
- (2) FBR は、燃焼度 100GWd/t ないしは 150GWd/t が達成できれば、核燃料サイクル費は濃縮ウラン軽水炉と同等あるいはそれよりも低コストになる可能性が高い。したがって、建設費を削減するための設計の改善が特に重要である。
- (3) 全 MOX 炉は、濃縮ウラン軽水炉並の建設費が可能と予想されるが、現行設計では燃料装荷量が多いために成型加工および再処理単価の動向に応じて、燃料サイクル費がきわめて高価になる可能性がある。したがって、高燃焼度化による燃料装荷量の低減および MOX 燃料サイクル技術のコスト低減が特に重要である。
- (4) 低減速スペクトル炉は、濃縮ウラン軽水炉に近いコストで建設可能と予想されるが、上記の全 MOX 炉と同様に燃料装荷量が多く、燃料サイクル費が高価となる可能性が強い。そこで、高燃焼度化による燃料装荷量の低減が重要であり、燃焼度 70GWd/t の炉心が実現できれば、濃縮ウラン軽水炉（海水ウラン利用）と同等、またはそれ以上の経済性を確立する可能性がある。また、MOX 燃料サイクル技術のコスト低減も重要である。

なお、この分析では比較的容易に入手可能な資料と単純化した条件の下で、濃縮ウラン軽水炉とプルトニウム利用炉の発電原価を計算し、計算結果の比較を通じてプルトニウムリサイクルの経済性向上のための課題を検討した。したがって、未検討もしくは検討の不十分な部分も多く残されている。中でも重要な課題としては、プルトニウム利用炉の運転維持費に関する検討、回収ウランとプルトニウムの価値及びプルトニウム利用炉におけるプルトニウム調達費用の考慮などが挙げられる。特に、前者は発電原価に大きな影響を与える可能性があり、費目別に支出を積み上げる方法で信頼性の高い費用見積りを行うことが不可欠であると考えられる。

4. あとがき

原子力発電の経済性に対する要求は近年厳しくなりつつある。高速増殖炉原型炉「もんじゅ」の事故後に設置された高速増殖炉懇談会の答申では、将来の FBR が濃縮ウラン軽水炉なみの経済性を達成することを要求している。確かに、火力発電の技術進歩に伴う低コスト化や自然エネルギーによる発電が量産化と習熟効果でコストを急速に下げつつあるなど、将来型炉に軽水炉なみの発電コストを要請する背景はある。しかし、原子力発電のコストについては、次の二つの点を考慮する必要がある。

原子力発電に代わって、超長期的に基幹的な電源となり得る有力な選択肢は今のところ存在しない。そこで、100 年を超える超長期にわたって、原子力発電が電力供給に大きな役割を果たし得る可能性を確保することが求められる。このためには資源問題の解決が必須であり、増殖炉は長期的な視野から原子力発電システムの不可欠の一部であると考える必要がある。したがって、増殖炉の発電コストに関しては、これを転換炉と比較評価してその導入の是非を論ずるべきものではなく、むしろ転換炉と増殖炉を一体のものとして他の電源と比較し、原子力発電の経済的優劣を検討すべきものと考えられる。

今ひとつ、現在の電力料金の中で発電コストの占める割合についても考慮する必要がある。電気事業の各年の設備投資において、発電設備の占める割合は半分に満たない。また、近年ピーク需要が増大する中で、ピーク対応用に発電と送配電設備が整備され、このために電力料金がベースロード電源の発電コストから乖離して、大幅に高くなっている。したがって、電力供給コストの低減のために重要なのは、発電技術の低コスト化よりも、むしろ料金制度の抜本的な見直し等による負荷の平準化を通じて、負荷率を向上させることであると考えられる。

上記諸点に加えて、将来コストの推定に不可避の不確実性を併せ考えると、長期的な技術選択肢をコストの観点から厳しくふるいにかけることは、貴重な選択肢を失う可能性のある不合理な意思決定プロセスであると言わざるを得ない。増殖炉技術の評価と選択においては経済性の展望を参考しながらも、技術的な特性に依拠した判断を行うことが必要と考えられる。

したがって、「まえがき」にも述べたように、この分析はプルトニウム利用炉の経済性、つまり経済的観点からみたプルトニウム利用炉の発電技術としての適格性を問うのではなく、あくまで経済性向上の見地に立って改善すべき技術的課題を抽出することを目的として、濃縮ウラン軽水炉との発電原価の比較を実施したものである。この分析結果が、低減速スペクトル炉等のプルトニウム利用炉の今後の研究開発のための指針として役立てられることを願うものである。

参考文献

- 1) 立松研二、佐藤治、田中洋司、“低減速スペクトル炉の導入効果に関する分析”、JAERI-Research 2000-025、(2000).
- 2) 岩村公道、他、“低減速スペクトル炉の研究”、JAERI-Research 99-058、(1999).
- 3) OECD/NEA, "The Economics of the Nuclear Fuel Cycle", OECD, Paris, 1994.
- 4) R. Takeda et al., "General Features or Resource-Renewable BWR (RBWR) and Scenario of Long-Term Energy Supply", Proc. of International Conference on Evaluation of Emerging Nuclear Fuel Cycle Systems. Golbal'95, Versaillers, France, Sep.11-14, 1995,p-938.
- 5) 須郷高信、斎藤恭一、“海水ウラン採取技術の現状と展望”、日本原子力学会誌、vol.36、no.7、p619-623、(1994).

付 錄

A1：耐用年均等化発電原価の計算方法

本分析では、UNIPEDE 方式を用いて、技術的な耐用年数にわたって均等化した発電原価を算出した。これは建設費、運転維持費、燃料費および廃炉費などの全ての費用が現実に支出される時期を特定し、これを現在価値換算して耐用期間中の均等化コストを求める方法である。具体的な算出式を以下に示す。

A1.1 核燃料サイクルの各工程費用の算出式

①天然ウラン調達費用

$$F_1(t) = M_f \times a \times f_1 \times P_1(t)$$

ここで、

F_1 : 天然ウラン調達費 (円)

M_f : ウラン鉱の量 (kg)

a : 単位換算係数 (lb U₃O₈ / kgU)

f_1 : 総ロス係数 (-)

P_1 : ウラン鉱の単価 (円/lb U₃O₈)

$$M_f = \frac{e_p - e_t}{e_f - e_t} \times M_p$$

e_f : 天然ウラン中の U₂₃₅ 濃度 (-)

e_p : 装荷燃料の濃縮度 (-)

e_t : 劣化ウランの廃棄濃度 (-)

M_p : 装荷燃料の量 (kg)

$$f_1 = (1 + l_2) \times (1 + l_3) \times (1 + l_4)$$

l_2 : 転換時のマテリアルロス (-)

l_3 : 濃縮時のマテリアルロス (-)

l_4 : 成型加工時のマテリアルロス (-)

②転換費用

$$F_2(t) = M_f \times f_2 \times P_2(t)$$

ここで、

F_2 : 転換総費用 (円)

M_f : ウラン鉱の量 (kg)

f_2 : 総ロス係数 (-)

P_2 : 転換の単価 (円/kgU)

$$f_2 = (1 + l_2) \times (1 + l_3) \times (1 + l_4)$$

l_2 : 転換時のマテリアルロス (-)

l_3 : 濃縮時のマテリアルロス (-)

l_4 : 成型加工時のマテリアルロス (-)

③濃縮費用

$$F_3(t) = S \times f_3 \times P_3(t)$$

ここで、

F_3 : 濃縮総費用 (円)

S : 分離作業単位 (kg·SWU)

f_3 : 総ロス係数 (-)

P_3 : 濃縮の単価 (円/kg·SWU)

$$S = M_p V_p + M_t V_t + M_f V_f$$

ここで、

M_p : 装荷燃料の量 (kg)

M_t : 劣化ウランの量 (kg)

M_f : ウラン鉱の量 (kg)

$$M_t = M_f - M_p$$

$$V_x = (2e_x - 1) \ln \frac{e_x}{1 - e_x}$$

$x = f, p$ 及び t

e_f : 天然ウラン中の U_{235} 濃度 (-)

e_p : 装荷燃料の濃縮度 (-)

e_t : 劣化ウランの廃棄濃度 (-)

$$f_3 = (1 + l_3) \times (1 + l_4)$$

l_3 : 濃縮時のマテリアルロス (-)

l_4 : 成型加工時のマテリアルロス (-)

④装荷燃料の成型加工費用

$$F_4(t) = M_p \times f_4 \times P_4(t)$$

ここで、

F_4 : 成型加工総費用 (円)

M_p : 装荷燃料の量 (kg)

f_4 : ロス係数 (-)

P_4 : 成型加工の単価 (円/kgU)

$$f_4 = (1 + l_4)$$

l_4 : 成型加工時のマテリアルロス (-)

⑤使用済み燃料の輸送費用

$$F_5(t) = M_p \times P_5(t)$$

ここで、

F_5 : 輸送総費用 (円)

M_p : 装荷燃料の量 (kg)

P_5 : 輸送の単価 (円/kgU)

⑥再処理および中間貯蔵の費用

$$F_6(t) = M_p \times P_6(t)$$

ここで、

F_6 : 再処理および中間貯蔵の総費用 (円)

M_p : 装荷燃料の量 (kg)

P_6 : 再処理および中間貯蔵の単価 (円/kgU)

⑦高レベル廃棄物の最終処分費用

$$F_7(t) = M_p \times P_7(t)$$

ここで、

F_7 : HLW最終処分総費用 (円)

M_p : 装荷燃料の量 (kg)

P_7 : HLW最終処分の単価 (円/kgU)

A1.2 核燃料サイクル費の算出式

核燃料サイクル費は次式のように表される

$$c = \frac{1}{P} \cdot \frac{F}{U}$$

ここで、

c : 核燃料サイクル費 (円/kWh)

P : 設備容量 (kWe)

U : 割引き総稼働時間 (H)

F : 割引き総核燃料サイクル費 (円)

また、割引き総核燃料サイクル費は次式のように表される

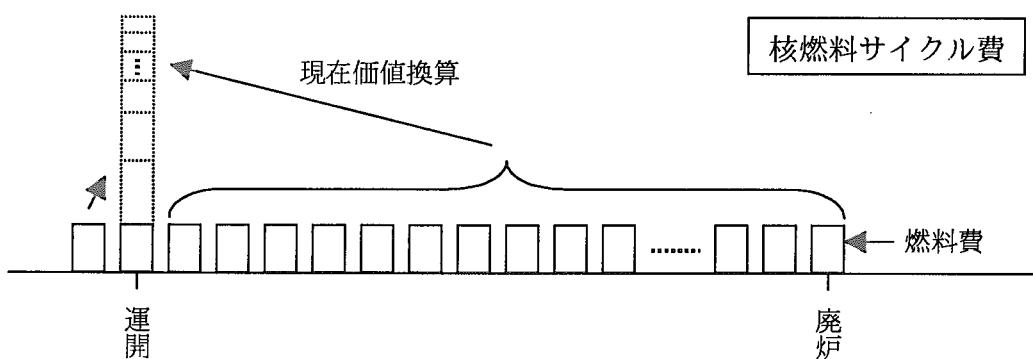
$$F = \sum_{i=1}^7 \sum_t \frac{F_i(t)}{(1+r)^t}$$

ここで、

i : 核燃料サイクル工程

$F_i(t)$: t 年において発生する工程*i*の費用 (円)

r : 割引率 (-)



図A1-1 割引き核燃料サイクル費の計算方法

A1.3 発電原価の算出式

発電原価は、次式のように表される

$$C = \frac{1}{P} \cdot \frac{I + OM + D}{U} + c$$

ここで、

C : 発電原価 (円/kWh)

P : 設備容量 (kWe)

I : 建設費 (円)

OM : 割引き総運転維持費 (円)

U : 割引き総稼働時間 (H)

D : 割引き廃炉費 (円)

c : 核燃料サイクル費 (円/kWh)

また、割引き総固定運転維持費および

総稼働時間は次式のように表される

$$OM = \sum_{t=1}^d \frac{om_t}{(1+r)^t}$$

$$U = \sum_{t=1}^d \frac{u_t}{(1+r)^t}$$

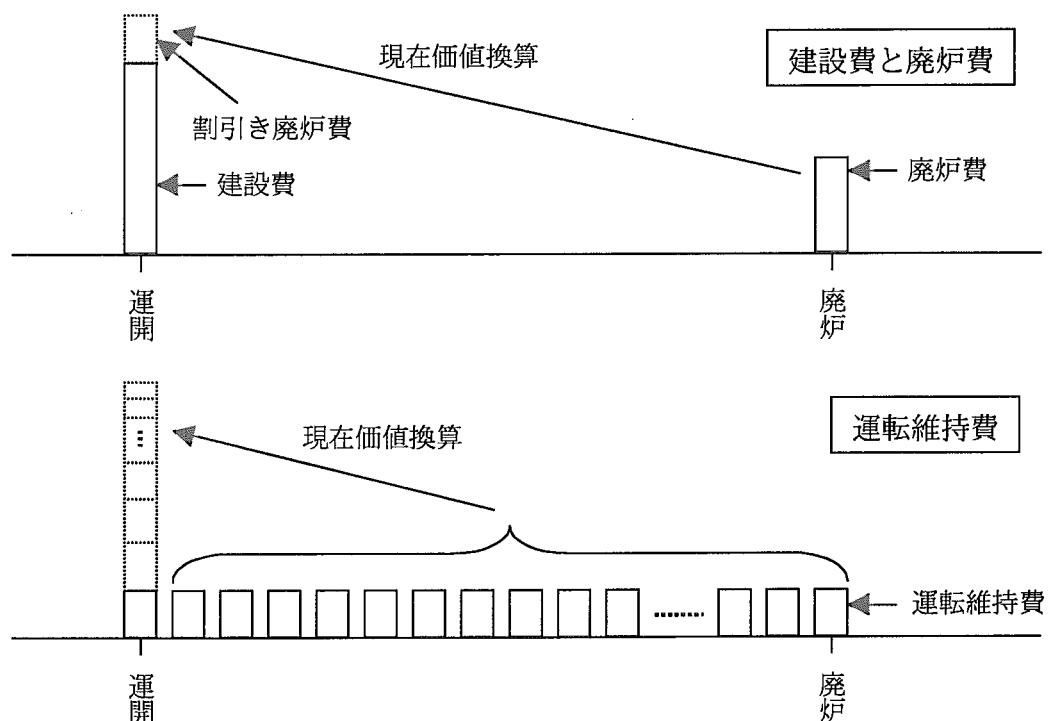
ここで、

om_t : t 年の運転維持費 (円/年)

u_t : t 年の稼働時間 (H)

d : 耐用年数 (年)

r : 割引率 (-)



図A1-2 割引き運転維持費および廃炉費の計算方法

A2 計算の前提条件—コストデータベースと分析使用値—

A2.1 概要

発電炉におけるプルトニウムリサイクルの経済性を分析するため、プルトニウムリサイクル型の各炉型による発電コスト及び核燃料サイクルコストを評価した結果が本報告書の本文に記載されている。この評価のため、従来、原子力発電コスト或いは核燃料サイクルコストの評価に用いられた経済協力開発機構/原子力機関（OECD/NEA）のデータ並びにわが国で行われた評価に用いられたデータを調査して整理した。

低減速スペクトル炉に関しては、現在炉心の検討が行われ、その増殖性、安全特性などが評価検討されている。炉をサポートする核燃料サイクルの概念の検討はまだ行われていない。低減速スペクトル炉はプルトニウムを利用する炉であり、燃料のプルトニウム富化度も高速炉と大差ないことから、その核燃料サイクルのコスト関連のデータは高速炉に準ずるものと考えられる。以下にプルトニウムリサイクル炉のコスト影響の評価に用いたコストデータベース及び評価に使用したコスト単価について示す。

低減速スペクトル炉はプルトニウムの本格利用を狙う将来型炉であり、同様に将来型炉であるFBRに関する核燃料サイクル開発機構（JNC）の核燃料サイクルコスト評価とあまり評価ベースがかけ離れていては議論にならないと考えられることから、JNCが使用している核燃料サイクルコスト単価を参照するとともに、低減速スペクトル炉特有のコスト要因を考慮して、単位コストを設定した。

A2.2 核燃料サイクルの主要なコストデータベースについて

原子力発電及び核燃料サイクルのコスト評価に関する世界的な活動として、OECD/NEAのものがある。OECD/NEAは原子力に関する多面的な評価活動を支援しており、その一環として核燃料サイクルのコスト評価が行われている。OECD加盟国の専門家がワーキンググループを作りそこで核燃料サイクルの経済性評価を行い、レポートを出版する。レポートは1984年、1989年、1994年に発行されている。分析に使用した核燃料サイクルを構成する各工程のコスト単価の評価値がレポートの中に示されている。OECD/NEAによる各工程のコストは標準値、下限値、上限値が評価されている。上限値/下限値は施設規模の大小や評価上の保守性等を考慮されたものになっている。今回参照データしたレポートをOECD/NEA85、89、94の記号で示す。

わが国内では、(財)エネルギー経済研究所(the Institute of Energy Economics, Japan、以下IEEJと略称する)が、主に軽水炉の経済性を他の発電システムと比較評価している。コストデータの範囲は軽水炉のフロントエンドからバックエンドの広い範囲が示されている。ただし、軽水炉 MOX 燃料関係は評価対象には含まれていない。今回使用した IEEJ の資料を IEEJ91 及び IEEJ95 の記号で表した。

プルトニウムを利用する高速炉に関しては、JNCが開発主体となって核燃料サイクル技術の開発を行っている。1997年の高速増殖炉懇談会(以下FBR懇談会と略称する)及び1999年～2000年にかけて行われた原子力長期計画策定会議における資料の中に、高速炉の核燃料サイクル側のコストが含まれる。また、その開発の一環として核燃料サイクル側のコストが時折、国等の委員会或いは学会が支援する委員会などにおいて発表される。

軽水炉のバックエンドのコストは、国が中心になった委員会(主に総合エネルギー調査会 原

子力部会、以下、総エネ調と略称する)で検討評価されている。電気事業審議会料金制度部会(以下、電事審料と略称する)によれば、バックエンドの費用分類は下記の通りである:

原子力バックエンド費用ー再処理過程ー再処理費用

　　ー高レベル放射性廃棄物処分費用

　　ー解体過程　ー解体費用

　　ー解体放射性廃棄物処理処分費用

バックエンド費用の内、再処理過程の再処理費用並びに解体過程の解体費用は費用見積もりをベースにして、再処理引当金並びに解体引当金として、既に積立が行われている。最近、残りの再処理過程における高レベル放射性廃棄物処分費用及び原子炉の解体過程における解体放射性廃棄物処理処分の費用の見積もりが行われた。なお、高レベル放射性廃棄物については、衆議院経済産業委員会(以下、衆経産委と略称する)の法律案に基づき昨年末、処分実施主体及び拠出金の資金管理主体が決定された。

高速炉に関するバックエンドの費用の見積もりは、実証炉計画が白紙に戻されたため現在、未だなされていない。

A2.3 核燃料サイクルに関する文献値と今回の設定値

調査して参考用データベースとして纏めた核燃料サイクル単価と今回の設定値との関係を表A2-1に示した。OECD/NEAの核燃料サイクル単価は標準値と、下限値、上限値が評価されている。表では、標準値を○で示し、上限値と下限値を□で示した。その他のソースによる核燃料サイクル単価は通常1点のみ評価されている。

なお、今回の核燃料サイクル関係のコストデータのうち、ウラン購入価格、濃縮価格のように、わが国の産業が国際的な市場から購入していると考えられるものは米国ドル単位で表し、わが国で商業化されているもの、商業化が計画されているもの等のコスト、即ち、ウラン燃料加工、ウラン燃料再処理、MOX燃料加工、MOX燃料の再処理、高レベル廃棄物処分等に関しては、円単位で表している。

(1) 天然ウラン購入費

OECD/NEA94の評価によれば、標準値は\$50/kgUであり、年率1.2%で上昇するとされている。これはNEAのウラングループの推奨値である。下限値は\$40/kgU、上限値は\$90/kgUと評価されている。

IEEJ95の評価によれば、ウラン精鉱の需要は近年の原子力開発のスローダウンにより緩和状態にあるため、1993年の価格は17.16\$/lb U₃O₈(44.6\$/kgU)、1994~2000年では価格は横ばいで、2001年以降は年率1.0%で上昇するとされている。この17.16\$/lb U₃O₈の価格は1993年の米国国内供給平均価格とEuratomの中長期価格の平均であるとされている。

今回は、IEEJ95の17.16\$/lb U₃O₈(44.6\$/kgU)の値を採用するものとした。ただし、本検討の内容から判断して、将来にわたり価格の上昇は考慮しないものとした。

(2) 海水ウラン購入費

IAEA97によれば、海水からウランを回収するコストは約340\$/kgU(約3.74万円/kgU)である。国内の評価では、原研高崎研では、1984年から海水ウラン捕集材の研究を行っており、放射

線グラフト重合法による纖維状アミドキシム樹脂を捕集材として開発した。それを捕集材として年間 2,000t 規模の海水ウラン回収のコスト評価が原研と電中研の共同研究で行なわれた。その結果、JAERI99 によれば、上記捕集材を用いた延縄方式による海水ウラン回収費は約 28,000 円/kgU であった。一方、原子力 eye99 によれば、上記と同じ捕集材を使用した海上浮体構造物方式による回収システムでは、約 138,000 円/kgU であった。これは延縄方式の約 5 倍である。

今回の分析では、JAERI99 の約 28,000 円/kgU の値を採用する。

(3) ウラン転換費

酸化ウランを六フッ化ウランに転換する費用である。OECD/NEA94 の標準値は 8\$/kgU、下限値、上限値はそれぞれ、6\$/kgU と 11\$/kgU である。回収ウランを転換する場合は、約 18\$/kgU となるとされている。

IEEJ95 では、ウラン転換技術は技術的に成熟段階にあり、1994 年度以降 6\$/kgU で推移するとされている。

今回の分析では、6\$/kgU の値を使用した。

(4) ウラン濃縮費

OECD/NEA94 の評価値はガス拡散法或いは遠心分離法によるウラン濃縮である。1991 年当時の濃縮費実績値は 70~160\$/SWU の範囲であった。OECD/NEA94 では、ウラン濃縮費の標準値は 110\$/SWU であり、下限値と上限値はそれぞれ、80\$/SWU と 130\$/SWU と評価された。改良型遠心分離法或いはレーザー濃縮法では、大幅にコストが低減されると考えられており、AVLIS が導入された場合には、濃縮費は約 1/2 になると予測されている。

IEEJ95 の評価では、米国 USEC 社と欧州 EURODIF 社の濃縮単価を両者の濃縮役務割合(4:1)で平均した値として 125\$/kgU と評価されている。また濃縮技術は成熟段階技術であると考えられ、1994 年以降は横這いとされている。

今回の分析では、125\$/kgU の値を使用した。

(5) ウラン燃料加工費

OECD/NEA94 のウラン燃料加工価格の分析によれば、1994 年時点での加工技術は成熟しており、また市場は供給過剰傾向であることから、非常に競争原理が働いていることである。燃焼度 43,000MWd/t 燃料の通常の価格は 2.2~4.4 万円/kgU の範囲にある。その標準値は 3.0 万円/kgU であり、感度分析の下限値 2.2 万円/kg U (-30%)、上限値は 3.9 万円/kgU (+30%) としている。

わが国の加工単価について、IEEJ95 では、技術的に成熟段階にあると考え、1994 年以降 8 万円/kgU と評価されている。この価格は山地等 89 の国内商業ベースの実績値と同じである。IEEJ95 の評価値は、単純に 1994 年 1 月の為替レートをベースにして比較すると、OECD/NEA94 の標準値の約 2.5 倍である。

今回の分析では、8 万円/kgU の値を使用した。

(6) MOX 加工費

OECD/NEA94 の分析では、MOX 燃料加工費は、MOX 燃料加工工場の建設費が高いこと及び工場のモジュール性が強いことから、UO₂燃料加工費に比べ高くなる。LWR 級 MOX の加工費に

ついて、OECD/NEA94 の標準値は 800\$/kgHM である。1\$を 110 円で換算すると 8.8 万円/kgHM となる。OECD/NEA94 ではウラン加工費の 4 倍を前述の標準値と想定しており、3 倍を下限値、5 倍を上限値としている。下限値、上限値はそれぞれ、7.7 万円/kgHM (-30%)、11 万円/kgHM (+30%) である。欧州の産業界では、2010 年頃には、MOX 燃料加工費は UO₂ 燃料加工費の 3 倍程度にまで低下すると考えられているとのことである。

わが国の場合、JNC99 では、IEEJ95 のウラン加工費 8 万円/kgU を引用し、LWR 用 MOX 燃料の加工費をその 3 倍(24 万円/kgHM)としている。将来型の LWR には、その 2 倍(16 万円/kgHM)、の値を使用している。

FBR 級 MOX の加工費については、1997 年の FBR 懇談会で使用された JNC97 では、現状技術では約 48 万円/kgHM であり、研究開発の目標値は 27 万円/kgHM としている。現状技術ベースのプラントに研究開発を反映した実用化想定期 (2030 年頃) のプラントを設定し、更に革新的燃料集合体を採用して評価した値として 23 万円/kgHM としている。最近の JNC00 における FBR 実用化戦略目標値は、16 万円/kgHM とされており、施設規模が 50 及び 200tHM/年の先進リサイクル施設により実現することが検討されている。この FBR 実用化戦略目標値は、前述の 1997 年の JNC 目標値からさらに約 40% 下方修正されている。

今回の分析では軽水炉用 MOX 燃料の加工費を 20 万円/kgHM とし、FBR 用 MOX 燃料の加工費を上記の 23 万円/kgHM とした。RMWR 用 MOX 燃料加工費は下記のようなコストアップ要因を考慮して 28 万円/kgHM とした：

- ・ 短尺な燃料要素を持つ、非常に稠密なグリッド型燃料集合体概念が使用される。
- ・ 燃料要素は炉心燃料に加え内部ブランケット及び上下軸方向ブランケットのペレットを内包し、ペレットスタック部が 5 段積み構造になる。

(7) 使用済燃料輸送費

OECD/NEA の評価では、欧州圏内輸送に対して、1991 年価格で 50\$/kgHM である。これを 1\$=110 円で換算すると 5.5 千円/kgHM になる。

IEEJ91 では海外再処理時の輸送コストとして 3.4 万円/kgHM とし、1991 年以降は横這いしている。IEEJ95 では 2.0 万円/kgHM とし、1994 年以降一定で推移すると評価している。JNC97 では上記の IEEJ95 の値を国内輸送として引用している。更に FBR の使用済燃料輸送用キャスクも軽水炉用と大差ないとして、同じコスト単価を使用している。

今回の分析では、2.0 万円/kgHM を各炉型の燃料について共通に使った。

この費用は原子炉サイトから、再処理施設までの輸送にかかる費用である。

(8) 使用済燃料貯蔵費

OECD/NEA での評価では、使用済燃料のプール貯蔵を前提にしている。OECD/NEA85 では $(4.4+0.4*n)$ \$/kgHM、OECD/NEA94 では $(5.5+0.5*n)$ \$/kgHM の相関式 (n は貯蔵年数) が採用されている。貯蔵期間を 50 年とすると、それぞれ 2.7 千円/kgHM、3.4 千円/kgU となる。

わが国では電中研 95 において、10,000tU の使用済燃料を貯蔵する場合について各種貯蔵方式の経済性比較が行われている。重金属重量当たりの貯蔵費は、金属キャスク貯蔵：60.3 千円/kgU、プール貯蔵：102.3 千円/kgU、横置サイロ貯蔵：28.8 千円/kgU、コンクリートキャスク貯蔵：32.0 千円/kgU、ボールト貯蔵：35.1 千円/kgU であった。

今回、プルトニウムリサイクル型原子炉の使用済燃料の場合には、貯蔵期間が短いので、再処理コストに含めて取り扱った。

(9) UO₂燃料再処理費

OECD/NEA84 の評価による再処理費は 1981 年価格で 750\$/kgHM、OECD/NEA94 による 1991 年価格で 720\$/kgHM である。後者は 1\$を約 135 円とすると、9.7 万円/kgU である。この費用には、研究開発費も含まれており、更に 25%の削減が見込まれることである。

わが国の軽水炉燃料の再処理は從来、フランス或いは英國で海外再処理されていた。IEEJ91 の評価では 19.2 万円/kgU とされ、IEEJ94 の評価では 24.8 万円/kgU で 1994 年以降一定と評価されていた。1997 年の第 3 回 FBR 懇談会における JNC の説明資料である JNC97 では、海外再処理費の推定値として 20 万円/kgU が使用されている。

なお、海外再処理費がカバーする範囲について、例えば MOX 燃料への加工費、その輸送費、返還廃棄物の輸送費等が含まれているか等を、明確にする必要がある。平成 12 年 10 月 15 日の朝日新聞発表によれば、複数の電気こと業者が合計 600 トンの使用済燃料をフランスのゴジェマ社に再処理海外委託を行う。その際の 1 千億円を上回る費用の中には、MOX 燃料への加工費も含まれることである。この場合、MOX 燃料への加工、燃料及び返還廃棄物の輸送費を含み約 17 万円/kgU となることになる。

今回、UO₂燃料及び FBR のブランケット燃料の再処理費として、20 万円/kgU を使用した。

(10) MOX 再処理費

軽水炉用 MOX 燃料の再処理費について、OECD/NEA89 では標準値が 850\$/kgHM、下限値は 500\$/kgHM、上限値は 1000\$/kgHM と示されている。

更に、同 OECD/NEA89 には下記の記載があり、注目される：

- ① MOX 燃料と UO₂燃料とを同時再処理 (co-processed) するように特別に設計されたプラントにおいては、UO₂燃料単独の場合とくらべて特に高コストになることはない。
- ② 高いプルトニウム濃度をもつ高速炉用燃料に関する技術的経験でも、コスト単価を上昇するような要因は考えられない。

IAEA97 には、FBR の MOX 燃料の再処理に関して下記 2 点が記載されている：

- ・ 欧州に於ける高速炉級 MOX 燃料の再処理の累積量は、フランスでは約 30t で、英國では約 25t である。
- ・ 1980 年代後半から 1990 年代全般にかけて EDRP (European Demonstration Reprocessing Plant) (60tHM/年) の設計検討が行われ、コスト評価の結果、プラント（燃料加工施設及び廃棄物処理プラントも含む）の資本費はそれがサポートする 1500MWe 級 FBR 3 基の資本費の 10%以下であることが示された。しかし、欧州の FBR の再処理コスト単価に関する直接的な情報は得られていない。

FBR 用 MOX 燃料の再処理に関して、FBR 懇談会で使用された資料、即ち JNC97 によれば、現状技術で約 80 万円/kgHM であり、2030 年頃とされる実用化段階での目標値は 50 万円/kgHM とされている。これに対して研究開発を前提とした試算値は約 41 万円/kgHM となることである。最近の JNC00 によれば FBR 実用化戦略目標値は 27 万円/kgHM である。前述の JNC 試算値は FBR 実用化戦略目標値の約 1.4 倍である。

今回の分析で使用した再処理単価は、標準値として JNC の試算値相当の 39 万円/kgHM を、比較値として 20 万円/kgHM を使用した。これらは上記の OECD/NEA89 の①及び②の記載内容を前提にして、単純に OECD/NEA89 の 850\$/kgH を 1\$=110 円で変換（9.35 万円/kgHM）して比較すると、前者は約 4 倍、後者は約 2 倍である。

(11) 高レベル放射性廃棄物処分費

OECD/NEA97 の評価は、英国 BNFL の設計経験に基づく 16,800 体のガラス固化体処分施設の概念設計に基づき行われた。基準値は 0.99 万円/kgU である（下限値と等しいとされている）。この値は処分開始年に現在価値換算したものである。上限値は、異なる国の中規模な施設概念に基づく保守的な値として、6.4 万円/kgU と設定されている。

わが国では、高レベル放射性廃棄物の処分は 1998 年～1999 年にかけて総合エネルギー調査会原子力部会において審議された。総エネ調 99 では、再処理過程で発生する高レベル放射性廃棄物は、2015 年までに 40,000 本のガラス固化体が発生するとの推定に基づき、40,000 本の容量をもつ処分施設に処分する費用が見積もられた。1999 年 5 月の総合エネルギー調査会原子力部会において、岩種、深度、人工バリアー仕様、地下施設へのアクセス方式などをパラメータとして代表 11 ケースの試算が行われ、積み上げられた処分費用は約 2.7～3.1 兆円となる結果が報告された。六ヶ所再処理工場の年間の再処理量およびガラス固化体発生量に基づき、ウラン燃料の再処理 1t（重金属重量）当たり 1.25 本のガラス固化体が発生するとして、重金属重量あたり単価を推定すると約 9.5 万円/kgHM となる。（なお、OECD/NEA94 に記載されている、BNFL の設計経験に基づく再処理・処分の施設概念では、再処理量 900t/年に対しガラス固化体発生数は 600 体/年である。この場合、上記に比べガラス固化体の発生数及び再処理量当たり単価は半減する。）

今回の分析では、高レベル放射性廃棄物処分費として各炉型で共通して約 9.5 万円/kgHM の値を使用した。付録 A1 「発電原価の計算方法」で示すように、高レベル廃棄物は再処理後 40 年後に処分されるものとして、コストは評価の基準年に割り戻される。

A2.4 原子炉建設単価データと設定値

軽水炉の建設コストの動向を見るため、2000 年から 2010 年までに運転開始予定の軽水炉の建設単価について電中研 99 に記載された数字をグラフ化して図 A2-1 に示す。建設単価は平成 10 年度電力供給計画をもとに算出されたものである。10 年間の平均値は約 33 万円/kWe である。

最近の新聞発表<日経 1999/00/17>によれば、従来 136 万 kWe 級 ABWR の建設コストは約 4000 億円であったが、基本設計の共通化により約 20% 削減できる見通しとの報道があった。これによれば、136 万 kWe 級の ABWR の建設コストは約 3200 億円となり、建設単価は約 24 万円/kWe となる。以下に示す LWR 次世代炉の建設単価目標値にするためには、出力規模増加等により更に約 20% のコスト削減が必要である。

神田等 99、JNC00 等にも示されているように、次世代軽水炉の建設単価目標値として約 20 万円/kWe が一般的に使用されているようである。現状からの予想では容易ではなさそうであるが、長期的には建設費の削減は進むと考えられる。

FBR は建設費が高いと一般的に考えられている。JNC がその課題評価委員会に提出した JNC99 によれば、130 万 kWe 級の FBR は同出力規模の軽水炉の約 1.4 倍とされている。また同資料では電気事業者の FBR 実証炉設計研究による建設費は同出力規模の軽水炉の 1.4～1.5 倍であつ

たとのことである。JNC00 の FBR 実用化戦略調査研究によれば、機器の集合・合体及び大容量化で 150～160 万 kWe 級まで大型化して約 30 万円/kWe である。FBR 実用化戦略目標を約 20 万円/kWe には更なるコストダウンが必要としている。その要素技術として、ループ数の削減、3 次元免震、2 次系削除などがあげられている。単価を 2/3 に抑制する見通しがどの程度なのかは明確ではないが、更なる削減を追求して研究開発が進められている。

IAEA97 によれば、欧州では FBR 建設単価を LWR 並にするのは困難と考えられており、FBR の高稼働率のポテンシャルを活用して発電単価を同等以下にすることが考えられている。

今回の検討では、RMWR の 2020～2030 年の導入時点では、LWR の建設単価を 20 万円/kWe とし、FBR のものはその 1.5 倍の 30 万円/kWe とした。RMWR の建設単価は、基本的には LWR と同等と考えられるが、原子炉容器径の大型化、それに伴う原子炉建家物量の増加の可能性、その他の不確かさを工学的に判断して LWR の 10% 増の 22 万円/kWe とした。今回の設定値を前述の図 A2-1 に併記して示した。

A2.5 参照文献

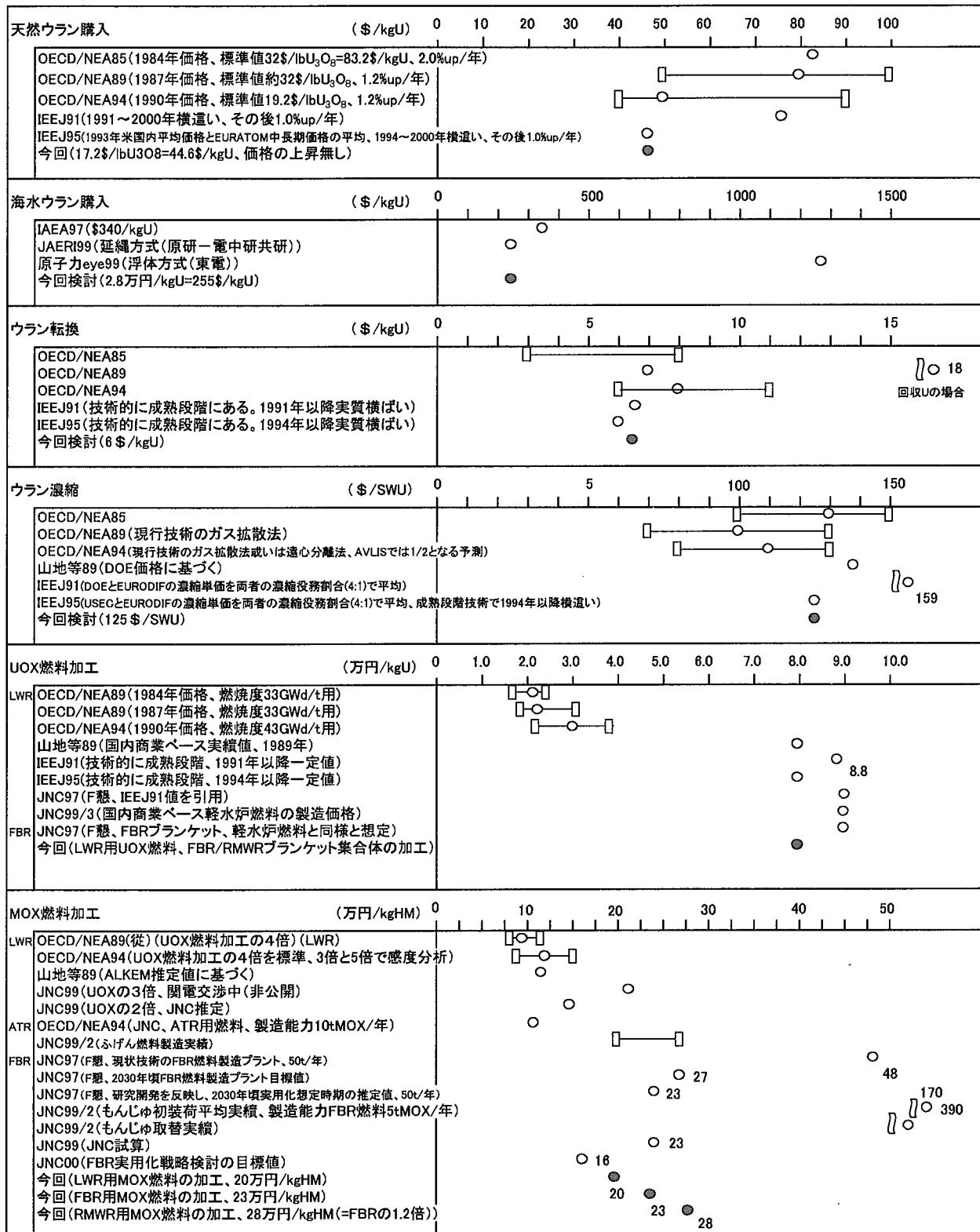
アルファベット順及びあいうえお順に示す：

- | | |
|------------|--|
| IAEA97 | Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies: Adjusting to New Realities, Int. Sym. 3-6 June 1997, Vienna, Austria. |
| IEEJ91 | 関圭一、「電源別発電コストの試算、分析」、エネルギー経済、第 17 卷 第 12 号（1991 年 12 月）。 |
| IEEJ95 | 小松崎均、「わが国電気事業のコスト構造分析と今後の課題」、（財）エネルギー経済研究所（第 311 回）定例研究報告会資料、1995 年 6 月。 |
| JAERI00 | JAERI-Research 2000-025, 低減速スペクトル炉の導入効果に関する分析、立松、佐藤等。2000 年 5 月。 |
| JNC97 | 第 3 回 FBR 懇談会資料 資料 3-4 号「FBR 燃料サイクルの経済性について」及び【参考資料】「核燃料サイクルコスト試算条件の設定根拠について」（第 3-4 号ページの表）。 |
| JNC99 | 高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究「研究開発課題説明資料」、平成 11 年 8 月、JNC。 |
| JNC00 | 日本原子力学会「2000 年春の年会」総合報告 3、FBR サイクルの実用化戦略調査研究の現状、(2) 開発目標と設計要求、佐藤和二郎、他。3 月 29 日、2000 年。 |
| OECD/NEA85 | The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, OECD/NEA, 1985. |
| OECD/NEA89 | Plutonium Fuel - An Assessment, OECD/NEA, 1989. 及び
The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, OECD/NEA, 1989. |
| OECD/NEA94 | The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, OECD/NEA, 1994. |
| 神田等 99 | 次世代 PWR の運転サイクル長期化の可能性に関する評価、辻倉、神田、日本原子力学会誌、Vol.41, No.8 (1999). |
| 衆経産委 00 | 「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律案」(2000 年 5 月 30 日 衆議院経済・産業委員会)、原産マンスリー、2000 年 7 月、p·51~82。 |
| 総エネ調 99 | 「総合エネルギー調査会 原子力部会中間報告（案）」—高レベル放射性廃棄物 |

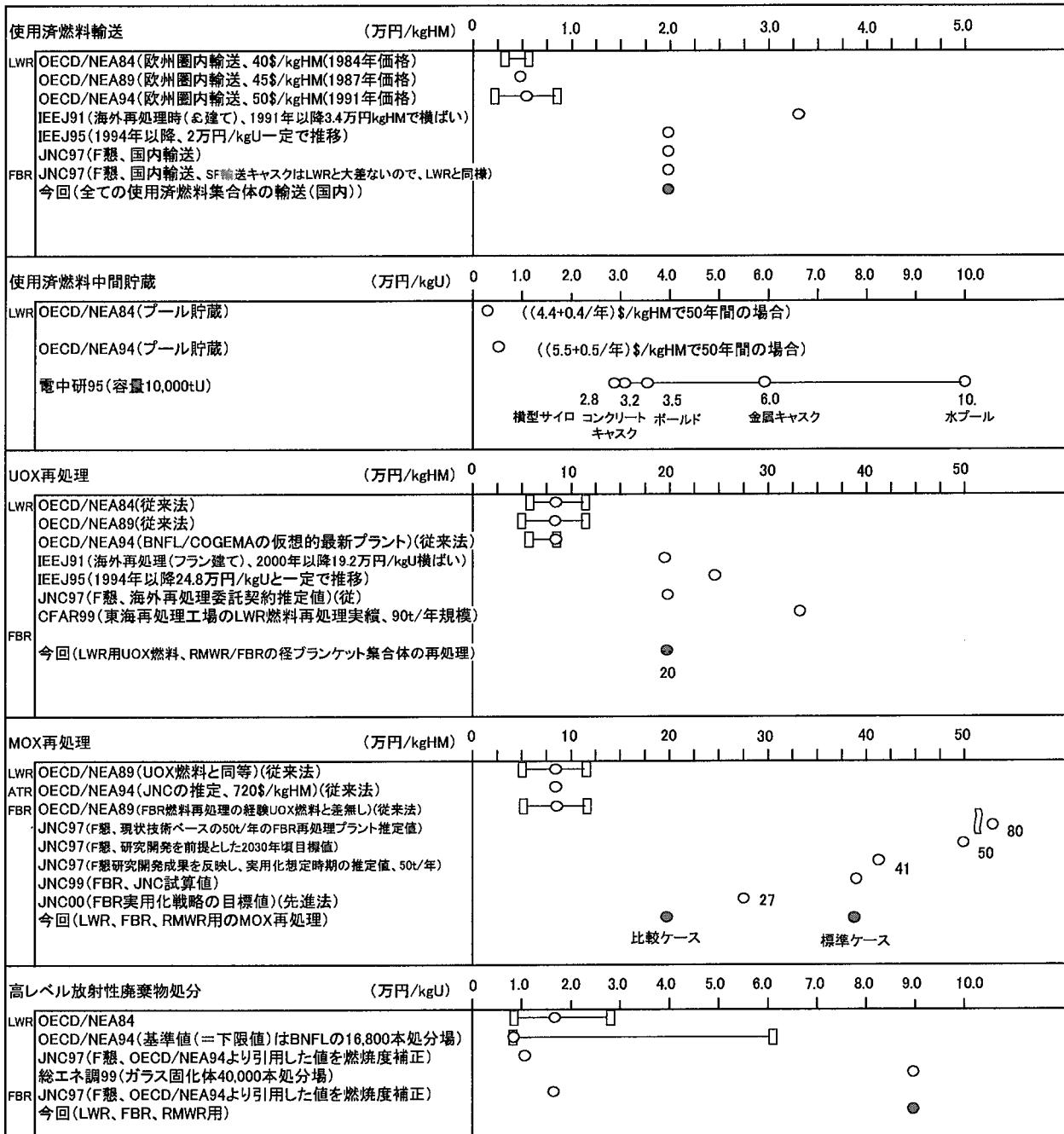
処分事業の制度化のあり方－（1999年1月14日付け）、原産マンスリー、1999年2月、p·49～94。並びに、「高レベル放射性廃棄物の処分費」（総合エネルギー調査会 原子力部会 資料）（1998年10月15日付け）、原産マンスリー、1998年11月、p·41～102。

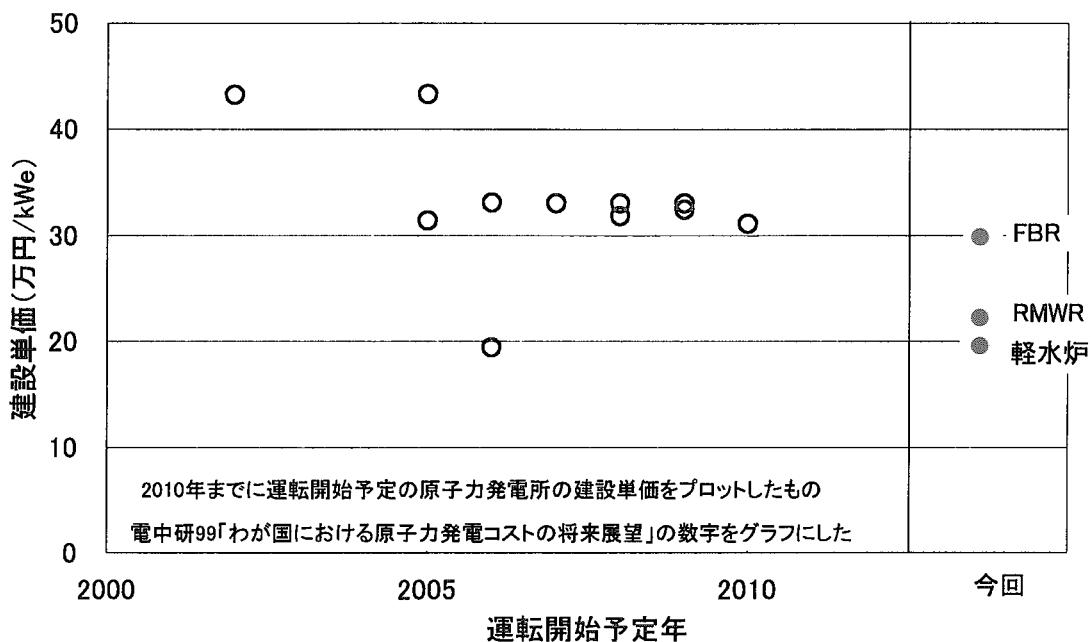
- 電事審料 98 「電気こと業審議会料金制度部会 中間報告」、平成11年8月。日経1999/00/17
原発の基本設計共通化、東電、建設コスト 20%削減。日本経済新聞、平成 11
年 11 月 17 日。
- 電中研 98 わが国における原子力発電コストの将来展望。国武、長野、鈴木。電力中央研
究所報告、Y98019、平成 11 年 6 月。及び、わが国における原子力発電のコス
ト構造分析。国武紀文。電力中央研究所報告、Y98019、平成 11 年 1 月。
- 山地等 87 燃料サイクル最適化モデルの構造と最適解の特性、長野、山地、電力経済研究、
No.26 (1989年1月)、p·71。

表A2-1 核燃料サイクルコスト単価(1/2)



表A2-1 核燃料サイクルコスト単価(2/2)





図A2-1 建設単価の推移

This is a blank page.

国際単位系(SI)と換算表

表1 SI基本単位および補助単位

量	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質量	モル	mol
光度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表3 固有の名称をもつSI組立単位

量	名称	記号	他のSI単位による表現
周波数	ヘルツ	Hz	s^{-1}
力	ニュートン	N	$m \cdot kg/s^2$
圧力、応力	パスカル	Pa	N/m^2
エネルギー、仕事、熱量	ジュール	J	N·m
工率、放射束	ワット	W	J/s
電気量、電荷	クーロン	C	$A \cdot s$
電位、電圧、起電力	ボルト	V	W/A
静電容量	ファラード	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンス	S	A/V
磁束	ウェーバ	Wb	$V \cdot s$
磁束密度	テスラ	T	Wb/m^2
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A
セルシウス温度	セルシウス度	°C	
光束度	ルーメン	lm	$cd \cdot sr$
光度	ルクス	lx	lm/m^2
放射能	ベクレル	Bq	s^{-1}
吸収線量	グレイ	Gy	J/kg
線量当量	シーベルト	Sv	J/kg

表2 SIと併用される単位

名称	記号
分、時、日	min, h, d
度、分、秒	°, ', "
リットル	l, L
トントン	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

$$1 \text{ eV} = 1.60218 \times 10^{-19} \text{ J}$$

$$1 \text{ u} = 1.66054 \times 10^{-27} \text{ kg}$$

表5 SI接頭語

倍数	接頭語	記号
10^{18}	エクサ	E
10^{15}	ペタ	P
10^{12}	テラ	T
10^9	ギガ	G
10^6	メガ	M
10^3	キロ	k
10^2	ヘクト	h
10^1	デカ	da
10^{-1}	デシ	d
10^{-2}	センチ	c
10^{-3}	ミリ	m
10^{-6}	マイクロ	μ
10^{-9}	ナノ	n
10^{-12}	ピコ	p
10^{-15}	フェムト	f
10^{-18}	アト	a

(注)

- 表1～5は「国際単位系」第5版、国際度量衡局1985年刊行による。ただし、1eVおよび1uの値はCODATAの1986年推奨値によった。
- 表4には海里、ノット、アール、ヘクタールも含まれているが日常の単位なのでここでは省略した。
- barは、JISでは流体の圧力を表す場合に限り表2のカテゴリーに分類されている。
- EC閣僚理事会指令ではbar、barnおよび「血圧の単位」mmHgを表2のカテゴリーに入れている。

換算表

圧	MPa(=10 bar)	kgf/cm ²	atm	mmHg(Torr)	lbf/in ² (psi)
力	1	10.1972	9.86923	7.50062×10^3	145.038
	0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233
	0.101325	1.03323	1	760	14.6959
	1.33322×10^{-4}	1.35951×10^{-3}	1.31579×10^{-3}	1	1.93368×10^{-2}
	6.89476×10^{-3}	7.03070×10^{-2}	6.80460×10^{-2}	51.7149	1

力	N(=10 ⁵ dyn)	kgf	lbf
	1	0.101972	0.224809
	9.80665	1	2.20462
	4.44822	0.453592	1

$$\text{粘度 } 1 \text{ Pa}\cdot\text{s} = 10 \text{ P(ポアズ)} (\text{g}/(\text{cm}\cdot\text{s}))$$

$$\text{動粘度 } 1 \text{ m}^2/\text{s} = 10^4 \text{ St(ストークス)} (\text{cm}^2/\text{s})$$

エネルギー・仕事・熱量	J(=10 ⁷ erg)	kgf·m	kW·h	cal(計量法)	Btu	ft · lbf	eV	仕事率 1 PS(仏馬力)
	1	0.101972	2.77778×10^{-7}	0.238889	9.47813×10^{-4}	0.737562	6.24150×10^{-18}	= 4.184 J (熱化学)
	9.80665	1	2.72407×10^{-6}	2.34270	9.29487×10^{-3}	7.23301	6.12082×10^{-19}	= 4.1855 J (15 °C)
	3.6×10^6	3.67098×10^5	1	8.59999×10^5	3412.13	2.65522×10^6	2.24694×10^{26}	= 4.1868 J(国際蒸気表)
	4.18605	0.426858	1.16279×10^{-6}	1	3.96759×10^{-3}	3.08747	2.61272×10^{19}	= 75 kgf·m/s
	1055.06	107.586	2.93072×10^{-4}	252.042	1	778.172	6.58515×10^{21}	= 735.499 W
	1.35582	0.138255	3.76616×10^{-7}	0.323890	1.28506×10^{-3}	1	8.46233×10^{18}	
	1.60218×10^{-19}	1.63377×10^{-20}	4.45050×10^{-26}	3.82743×10^{-20}	1.51857×10^{-22}	1.18171×10^{-19}	1	

放射能	Bq	Ci	吸収線量	Gy	rad
	1	2.70270×10^{-11}		1	100
	3.7×10^{10}	1		0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58×10^{-4}	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

