

<新モデル紹介>

原子力発電コストモデル*

キーワード：原子力，発電コスト，核燃料サイクルコスト

矢島正之 牧野文夫

〔要旨〕

原子力発電コストモデルは、各電源の発電コストの長期的傾向を把握し、原子力発電の経済性を評価するために構築された。本稿は、このモデルの構造を明らかにし、発電コストの計算と電源開発計画・燃料価格・稼働率等に関するシミュレーション分析の結果を検討したものである。

これまでの計算によると、放射性廃棄物の処理・処分や廃炉等のバック・エンドの費用を加えても、原子力発電の他電源に対する経済的優位性は今後とも動かないと考えられる。また、相対的にコストの安い原子力のウェイトが高まるため、総平均の発電コストの上昇は抑えられ、長期にわたり安定的に推移していくことになる。しかしながら、原子力発電コストの計算には多くの不確実性がともなうため、今後とも精緻なインプット・データを作成することにより、評価の信頼性を高めていくことが重要である。

なお、本研究報告は当所の所内研究「原子力発電コストの長期展望」の57年度中の作業結果をとりまとめたものである。

- | | |
|------------------|-------------------|
| 1. まえがき | 4.2 電源開発シミュレーション |
| 2. モデルの概要 | 4.3 燃料価格感度分析 |
| 3. モデルの構造 | 4.4 稼働率シミュレーション |
| 3.1 費用項目別コスト計算方式 | 5. 核燃料サイクル・サブモデル |
| 3.2 電源別発電コスト計算方式 | 5.1 モデルの構造 |
| 4. 発電コストの推計 | 5.2 核燃料サイクルコストの推計 |
| 4.1 標準ケース | 6. 今後の課題 |

1. まえがき

原子力高度化時代を迎えて、原子力発電の経済性向上が重要な問題となる中で、OPEC 諸国による原油価格大幅引き下げがあいつぎ、有力な石油代替エネルギー源としての原子力発電の経済性が改めて議論されるようになった。

このような背景のなかで、2000年に至る各電源の発電コストの長期的傾向を把握し、原子

力発電の経済性を評価するために、原子力発電コスト計算モデルを構築した。今回開発したモデルの第1の特色は、核燃料サイクルコストの各ステップを計算するサブルーチンをもち、ウラン精鉱から成型加工に至るフロントエンドのみならず、再処理、放射性廃棄物の処理・処分

* 本モデルの設計資料に関して情報システム部高橋誠主査研究員および研究開発本部吉備信也主査研究員の絶大な協力を得たことに感謝する。

などのバックエンドの費用の計算が可能になったことである。これによって核燃料サイクルコストの原子力発電の経済性に及ぼす影響が分析できるようになった。また、本モデルが感度分析またはシミュレーション分析用に設計されており、燃料価格・建設価格や稼働率の変化と減価償却方法の違いなどの算定条件の変化に対応し得るよう、汎用性を配慮してつくられていることが第2の特色である。

本稿では、この原子力発電コストモデルの構造を紹介し、あわせて仮説的な電源開発計画にもとづいて今後の電源別発電コストの経済性を検討した。

2. モデルの概要

モデルを構築し、発電コストを算定するにあたって、つぎの諸前提を置いた。

- 1) 原子力発電は軽水炉のみとして、使用済燃料は再処理するが、生産されたプルトニウム、回収されたウランは2000年までリサイクルせず貯蔵する。

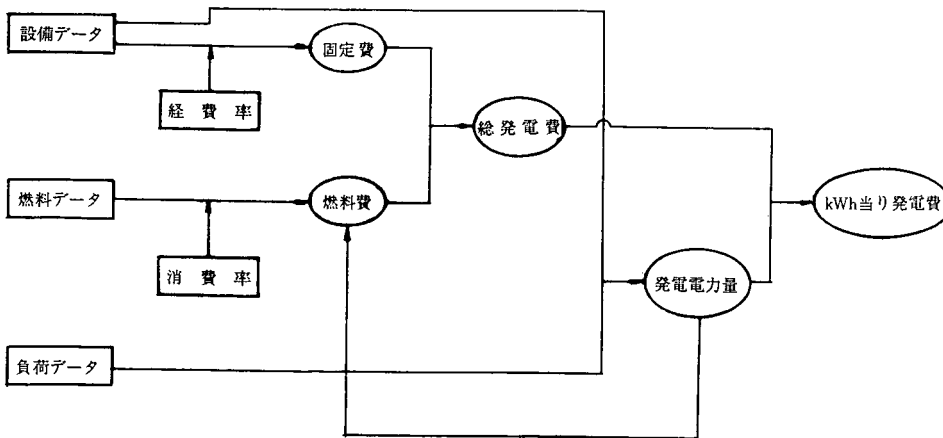
- 2) 対象とするプラントは、ある年に稼働している全プラントとする。なお、以下において、新設プラントとは1980年以後に運開するプラント、既設プラントとは1979年以前に運開したプラントと定義する。
- 3) 初年度コストではなく耐用年間平均コスト・ベースで計算する。
- 4) 1980年基準の卸売物価指数でデフレーターした実質価格で計算する。

モデルの概要は、図2.1のフローチャートに示される。

インプットデータは設備データ・燃料データ・負荷データから構成される。

設備データの内訳は、運開年(年)・設備容量(kW)・建設費(円)・法定耐用年数・物理的耐用年数である。運開年・設備容量・建設費は各プラントごとに計上され、耐用年数は原子力・火力・水力の発電方式別に与えられる。

燃料データは、原子力・石油火力・石炭火力・LNG火力・揚水式など発電方式別に与えられる燃料単価からなる。原子力発電の核燃料サ



□ : インプット・データ

○ : アウトプット・データ

図 2.1 モデルのフローチャート

イクル費はサブルーチンでサイクルの各ステップごとに計算される。また今回の計算では、揚水式の燃料単価として深夜電力単価を用いた。

負荷データとしては、各種発電方式別に物理的耐用年間に経年的に変化する稼働率を用いた。

設備データの建設費からは固定費が算出される。固定費は金利・償却費・その他固定費・保守修繕費から構成される。これらは費用項目別に与えられる経費率を建設費に乗ずることによって求められる。原子力発電の場合には、これらの費用に加えて廃炉費と運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費が計上される。

燃料データは燃料費を計算するために用いられる。火力発電の場合には、発電方式別に、重原油価格 (円/k l)・石炭価格 (円/t)・LNG 価格 (円/t) に消費率と発電電力量を乗ずることにより燃料費が求められる。揚水発電の場合には、消費率の代わりに揚水発電効率 (揚水式で 1 kWh 発電するのに必要な電力量) が用いられる。また、原子力の場合には、燃料費はサブモデルで計算されるが、その算式については 6 節で説明する。

固定費と燃料費から総発電費用が求められ、これを設備容量と稼働率から計算される発電電力量で除することによって、kWh 当り発電費用が算出される。

以上の説明から明らかなように、モデルは「積上げ」計算方式を採用している。これは、諸条件の変化に対応しうるよう汎用性を考慮したため、シミュレーション又は感度分析を行いやすいように構築されている。

モデルのインプット・データとアウトプット・データは付表 1 に掲げられる。

3. モデルの構造

3.1 費用項目別コスト計算方式

発電費用は金利・償却費・その他固定費・保守修繕費および燃料費により構成されるが、原子力発電では廃炉費と運転に伴い発生する低レベル廃棄物の処分費も含まれる。金利・償却費は、設備建設に伴う金利・減価償却費とし、その他固定費は、(1) 固定資産税、(2) 人件費、保険料等の直接費、(3) 業務分担費、事業税、法人税、その他経費等の間接費を含むものとする。また、保守修繕費は通常は直接費として計上されるのであるが、ここでは将来の技術変化あるいは追加設備の設置等によるコスト増を考慮して特に 1 項目としてとり上げることにした。

各費用項目の算式は、つぎの通りである。

1) 金利・償却費(各年別)

$$\begin{aligned} \text{金利・償却費} &= \text{建設費} \times \text{年経費率(各年別)} \\ &= \text{建設費} \times (\text{金利} + \text{減価償却率}) \end{aligned}$$

2) その他固定費(各年別)

$$\begin{aligned} \text{その他固定費} &= \text{建設費} \times \text{年経費率(各年別)} \\ &= \text{建設費} \times \text{その他固定費率} \end{aligned}$$

3) 保守修繕費(各年別)

$$\begin{aligned} \text{保守修繕費} &= \text{建設費} \times \text{年経費率(各年別)} \\ &= \text{建設費} \times \text{保守修繕費率} \end{aligned}$$

4) 燃料費(各年別)

a. 原子力発電

$$\text{核燃料サイクル・コスト(6 節参照)}$$

b. 火力発電(燃料種別)

$$\begin{aligned} \text{燃料費} &= \text{設備容量} \times \text{年間時間数} \times \text{年利用率(経過年数別)} \\ &\quad \times \text{燃料消費率} \times \text{燃料単価(各年別)} \end{aligned}$$

c. 揚水発電

燃料費＝設備容量×年間時間数×年利用率×揚水発電効率¹⁾×深夜電力単価(各年別)

1) 揚水発電で1kWhを発電するために必要とされる電力量。

5) 廃炉費(各年別, 原子力のみ)

わが国における最近の調査研究により, 廃炉総額は建設費(法定耐用年間すなわち運開後の16年間の物価上昇率を考慮)の20%とする。

また, 今回の計算では, 減債基金方式により法定耐用年間にわたり毎年均等額ずつ廃炉費用を積立てるものとした。年間積立額の算式はつぎの通り。

$$d = \frac{0.2c \times i \times (1+r)^{16}}{(1+i)^{16} - 1}$$

d : 年間積立額

c : 建設費

i : 金利

r : 実質価格上昇率

6) 運転にともない発生する低レベル放射性

廃棄物の処分費(各年別, 原子力のみ)

今回の計算では, 発生後1年間貯蔵された後, 翌年に処分されるものとした。

計算式はつぎの通り。

$$L_t = V_0 \times \delta_{t-2} \times W_{t-2} \times (P_{1t} \times \alpha_t + P_{2t} \times \beta_t)$$

ここで, L : 運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費(円, BWR・PWR 別)

V_0 : 廃棄量…現在における BWR・PWR (100万kW) 別年間発生本数 (200 l ドラム)

δ : 減容効果(現在の発生量1に対する比率)

W : プラントの設備容量 (100万

kW)

P_1 : 海洋処分費用(円/本)

P_2 : 陸地処分費用(円/本)

α : 海洋処分比率

β : 陸地処分比率

$$(\alpha_t + \beta_t = 1)$$

t : 年度

3.2 電源別発電コスト計算方式

プラント別のコスト計算は上述の計算方式にしたがって計算されるが, それをもとにして発電方式別の発電コストあるいは総電源平均発電コストは次に説明する方式で計算される。計算に際しては, 設備を1979年までに既に運開になっているもの(既設設備)と1980年以降に運開になるもの(新設設備)とに分けている。

まず, 金利・償却費, その他固定費, 保守修繕費に関しては, 原子力, 火力(石油火力, 石炭火力, LNG火力), 水力(一般水力, 揚水式水力)の発電方式別につきのような計算方式にしたがって計算される。

1) 金利・償却費

$$\text{既設設備金利・償却費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における} \\ \text{既設設備のプラ} \\ \text{ント別金利・償} \\ \text{却費} \end{array} \right.$$

$$\text{新設設備金利・償却費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開と} \\ \text{なっている新設} \\ \text{設備のプラント} \\ \text{別金利・償却費} \end{array} \right.$$

$$\text{金利・償却費(各年別)} = \text{既設設備金利・償却費} + \text{新設設備金利・償却費}$$

2) その他固定費

$$\text{既設設備その他固定費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における} \\ \text{既設設備のプラ} \\ \text{ント別その他固} \\ \text{定費} \end{array} \right.$$

$$\text{新設設備その他固定費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開と} \\ \text{なっている新設} \\ \text{設備のプラント} \\ \text{別その他固定費} \end{array} \right.$$

その他固定費 (各年別) = 既設設備その他固定費 + 新設設備その他固定費

3) 保守修繕費

既設設備保守修繕費 (各年別) = \sum 既設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における既} \\ \text{設設備のプラント} \\ \text{別保守修繕費} \end{array} \right\}$

新設設備保守修繕費 (各年別) = \sum 新設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開とな} \\ \text{っている新設設備} \\ \text{のプラント別保守} \\ \text{修繕費} \end{array} \right\}$

保守修繕費 (各年別) = 既設設備保守修繕費 + 新設設備保守修繕費

原子力発電については、つぎのような計算式で計算される、運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費と廃炉費が加算される。

4) 運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費

既設設備低レベル廃棄物処分費 (各年別) = \sum 既設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における既} \\ \text{設設備のプラント} \\ \text{別低レベル廃棄物} \\ \text{の処分費} \end{array} \right\}$

新設設備低レベル廃棄物処分費 (各年別) = \sum 新設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開とな} \\ \text{っている新設設備} \\ \text{のプラント別低レ} \\ \text{ベル廃棄物の処分} \\ \text{費} \end{array} \right\}$

低レベル廃棄物処分費 (各年別) = 既設設備低レベル廃棄物処分費 + 新設設備低レベル廃棄物処分費

5) 廃炉費

既設設備廃炉費 (各年別) = \sum 既設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における既設} \\ \text{設備のプラント別廃} \\ \text{炉費} \end{array} \right\}$

新設設備廃炉費 (各年別) = \sum 新設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開となっ} \\ \text{ている新設設備のプ} \\ \text{ラント別廃炉費} \end{array} \right\}$

廃炉費 (各年別) = 既設設備廃炉費 + 新設設備廃炉費

燃料費は、原子力、火力（石油火力、石炭火力、LNG火力）、揚水に対して次のような計算方式にしたがって計算される。

6) 燃料費

既設設備燃料費 (各年別) = \sum 既設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における既設} \\ \text{設備のプラント別燃} \\ \text{料費} \end{array} \right\}$

新設設備燃料費 (各年別) = \sum 新設設備 $\left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開となっ} \\ \text{ている新設設備のプ} \\ \text{ラント別燃料費} \end{array} \right\}$

燃料費 (各年別) = 既設設備燃料費 + 新設設備燃料費

発電コスト計算のための発電方式別発電電力量は、以下の計算式で計算される。

7) 発電方式別発電電力量

発電電力量 (発電方式別・各年別) = $\frac{\text{設備容量} \times \text{年間時間数} \times \text{年利用率}}{\text{利用率}}$

したがって、発電方式別の各年別発電コストの計算はつぎの通りである。

8) 原子力の発電コスト

総コスト (各年別) = $\frac{\text{金利} \cdot \text{償却費} + \text{その他固定費} + \text{保守修繕費} + \text{運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費} + \text{廃炉費} + \text{燃料費}}{\text{発電電力量}}$

発電コスト (各年別) = 総コスト / 発電電力量

9) 火力（石油火力、石炭火力、LNG火力）、揚水式の発電コスト

総コスト (各年別) = $\frac{\text{金利} \cdot \text{償却費} + \text{その他固定費} + \text{保守修繕費} + \text{燃料費}}{\text{発電電力量}}$

発電コスト (各年別) = 総コスト / 発電電力量

10) 一般水力の発電コスト

総コスト (各年別) = $\frac{\text{金利} \cdot \text{償却費} + \text{その他固定費} + \text{保守修繕費}}{\text{発電電力量}}$

発電コスト (各年別) = 総コスト / 発電電力量

以上の発電方式別発電電力量と総コストを用いて、次の方式で総電源平均発電コストが計算される。

11) 総電源平均発電コスト

総電源平均発電コスト (各年別) = $\frac{\sum \left\{ \begin{array}{l} \text{発電方式別} \\ \text{総コスト} \end{array} \right\}}{\sum \left\{ \begin{array}{l} \text{発電方式別} \\ \text{発電電力量} \end{array} \right\}}$

4. 発電コストの推計

2節で説明した発電コスト計算のために必要な諸前提から、各電源別（原子力・火力・水力）および総電源平均発電コストの2000年に至る動向を推計した。また、シミュレーション分析・感度分析としては、（a）電源開発規模、（b）燃料価格、（c）減価償却法、（d）稼働率、（e）建設価格等の変化が発電コストに与える影響を分析した。それらの前提条件を以下のようにまとめる。

（a）電源開発規模

1983年以降の最大電力の増加率は標準ケースでは年率3%とし、これよりも高いケースと低いケースとを想定する。これらに対応する電源開発計画を設定した場合の発電コストを計測する。

(%)

	最大電力増加率 (1983~2000年)
ハイケース	4
標準ケース	3
ローケース	2

（b）燃料価格上昇率

シミュレーションとしては、燃料価格の年上昇率が標準ケースに対し±1%変化した場合の発電コストを計測する。

（i）核燃料サイクル

(%)

	精 鈹	転 換	加 工	輸 送
	1982~2000	1982~2000	1981~2000	1981~2000
ハイケース	3.0	3.0	1.0	3.0
標準ケース	2.0	2.0	0.0	2.0
ローケース	1.0	1.0	-1.0	1.0
	再 処 理		Pu, U クレジット	
	1982~1985	1986~2000	1982~1985	1986~2000
ハイケース	8.0	3.0	8.0	3.0
標準ケース	7.0	2.0	7.0	2.0
ローケース	6.0	1.0	6.0	1.0

(ii) その他

(%)

	石油・LNG		深夜電力
	1982~1983	1984~2000	1982~2000
ハイケース	-17.4	1.0	2.0
標準ケース	-18.4	0.0	1.0
ローケース	-19.4	-1.0	0.0

（c）減価償却法

標準ケースは定額法とし、シミュレーション・ケースでは定率法による発電コストを計算する。

（d）稼働率

シミュレーションでは、稼働率を10~90%まで10%きざみで変化させ、各稼働率に対応した発電コストを計測する。

以上を前提として標準ケースの計算と各シミュレーション・感度分析を行う。

4.1 標準ケース

まず標準ケースについて、各電源別（原子力・火力・水力）および総平均発電コストの2000年までの推移を見ておく（図4.1）。まず第1に、1983年以降は原子力が最も安く、この傾向は2000年まで継続している。火力に関しては原油価格の値下げの影響によって、発電コストは1983年に低下するものの、それ以降は2000年まで大きく変化することはない。原油価格の値下りによる燃料費低下にもかかわらず、火力は1990年代前半まで最もコストの高い電源となっている。水力の発電コストは1990年代前半から最も顕著に上昇する。これは燃料費が高く稼働率が低い揚水発電プラントの増設が続くことによるものである。そのため1990年代前半には水力の発電コストは最高になり、それ以後もコスト上昇は続く。2000年における水力と原子力の発電コストの格差は約9円/

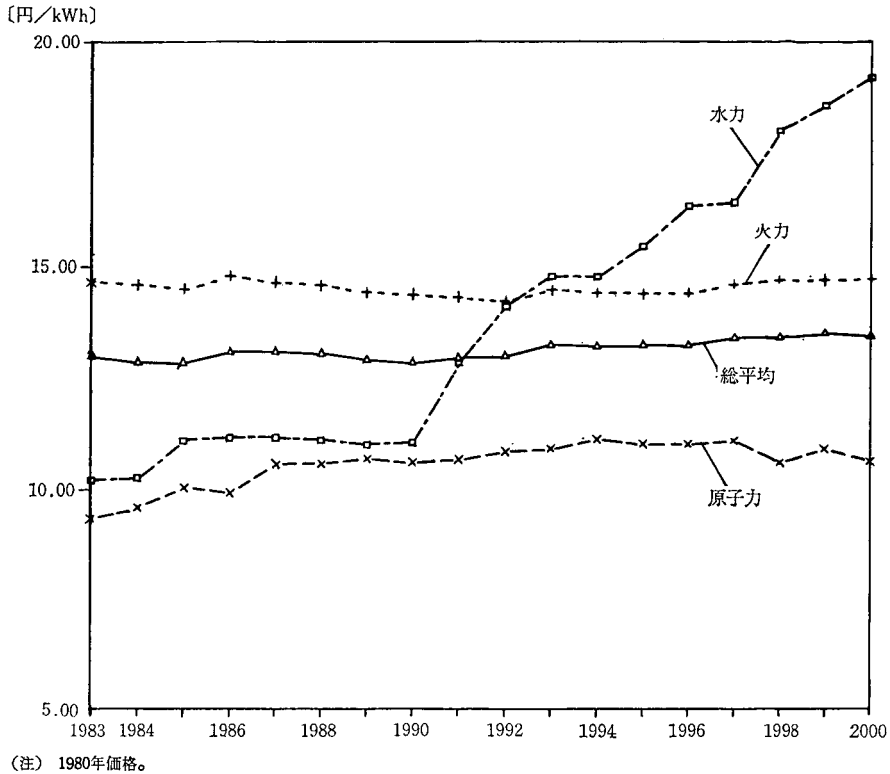


図 4.1 電源別発電コスト (標準ケース——新設・既設合計)

kWh に拡大する。総平均発電コストは、ほぼ横這いの水準で 2000 年まで安定的に推移していく。これは、コストの低い原子力が全体の発電電力量に占める比率が増大することによって、総平均コストの上昇が抑制されるからである。

4.2 電源開発シミュレーション

最大電力の増加率が標準ケースよりも高いケース (4%) と低いケース (2%) を想定し、これらに対応する電源開発規模を設定した場合の電源別発電コストに与える影響を計測した (新設・既設合計)。いずれの電源においても、開発規模が小さくなるにしたがって発電コストは低下する。これは償却期間を経過した資本費の安いプラントの占める割合が増加するため

ある。

高ケースと低ケースの発電コストの差は 2000 年で原子力が約 1.5 円/kWh, 火力が約 1.0 円/kWh, 水力が約 8.0 円/kWh となり、電源開発規模が発電コストに及ぼす影響は、水力・原子力・火力の順に大きい。

水力については、開発規模が大きいほど水力全体の発電量に占める揚水のウェイトが大きくなること、またその発電コストが高いことの理由により、電源開発規模の影響を強く受けている。火力では、発電コストに占める燃料費の割合が大きく資本費のウェイトが小さいために、開発の影響は小さい。火力と比べ、資本費の大きい原子力では、開発規模が発電コストに及ぼす影響はやや強くあらわれる。

4.3 燃料価格感度分析

燃料価格の年間上昇率が標準ケースに対し、 $\pm 1\%$ 変化した場合の発電コストに与える影響につき感度分析を行った（新設・既設計）。燃料価格の変化の影響は火力に最も大きくあらわれる。2000 年における高ケースと低ケースの差は 4～5 円/kWh となる。水力では燃料費の高い揚水の増設にともない、燃料価格の変化の影響が強くあらわれる。2000 年時点での高ケースと低ケースの差は 3～4 円/kWh である。原子力では燃料価格の変化の影響が比較的小さい。2000 年時点における高ケースと低ケースの差は 1～2 円/kWh である。

燃料価格の変化が発電コストに及ぼす影響は、火力・水力・原子力の順に大きい。これは、各電源の発電コストに占める燃料費のウェイトの違いを反映している。

4.4 稼働率シミュレーション

稼働率の変化が各電源の発電コストに与える影響についてシミュレーション分析を行った（新設・既設計）。計算結果は、図 4.2 と図 4.3 に示される。

1982 年：稼働率の変化の影響は、原子力・水力・火力の順に大きくあらわれる。原子力に

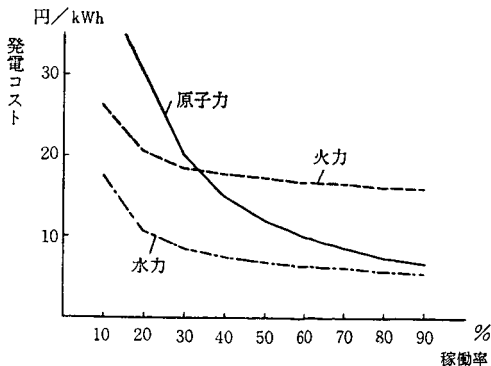


図 4.2 稼働率シミュレーション (1982 年)

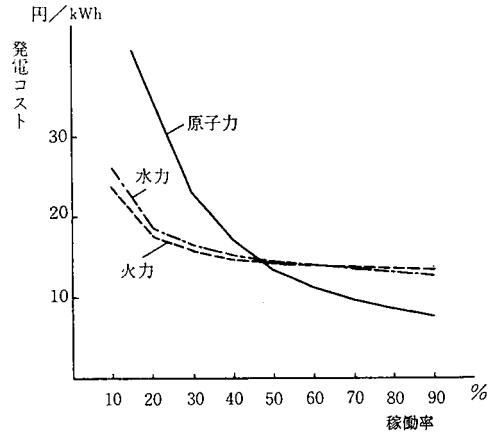


図 4.3 稼働率シミュレーション (2000 年)

対する影響が最も大きいのは、原子力のコストは大部分が固定費的性格をもっているためである。これに対して、火力では燃料費の割合が大きいため稼働率変化の影響は最も小さい。

水力は法定耐用年数を経過したプラントが多いため、あらゆる稼働率に対して最も安い電源である。原子力と火力の発電コストは 30～35% の稼働率で均衡し、その稼働率水準を上回ると原子力のコストが火力のコストを下回る。

2000 年：1982 年と比べると、コストの高い揚水の増設により、水力のコストの上方シフトが著しい。原子力も建設価格や核燃料サイクルコストの上昇によって、コストは若干上方にシフトする。これに対し、火力のコストは 1983 年における原油の値下げの影響により下方にシフトする。このため、原子力のコストは、稼働率が 45～50% のところで水力のコストを下回ることになる。また、原子力と火力の発電コストが均衡する稼働率は 45～50% に上昇する。原子力の火力に対する経済的優位性は 1982 年に比べ、若干低下するものの、ベースロード電源としての原子力の優位性は 1982 年に比べてより明白にあらわれている。

5. 核燃料サイクル・サブモデル

今回開発したモデルは、核燃料サイクルの各ステップを計算するサブルーチンをもち、ウラン精鉱から成型加工に至るフロントエンドのみならず、再処理や放射性廃棄物の処理・処分などのバックエンドの諸費用が原子力発電の経済性に及ぼす影響を分析できるように構築されて

いる。

本章では、核燃料サイクル・サブモデルの構造、計算の諸前提および推計結果について説明する。

5.1 モデルの構造

核燃料およびその燃焼後発生する放射性廃棄物は、図 5.1 に示されるようなプロセスをたど

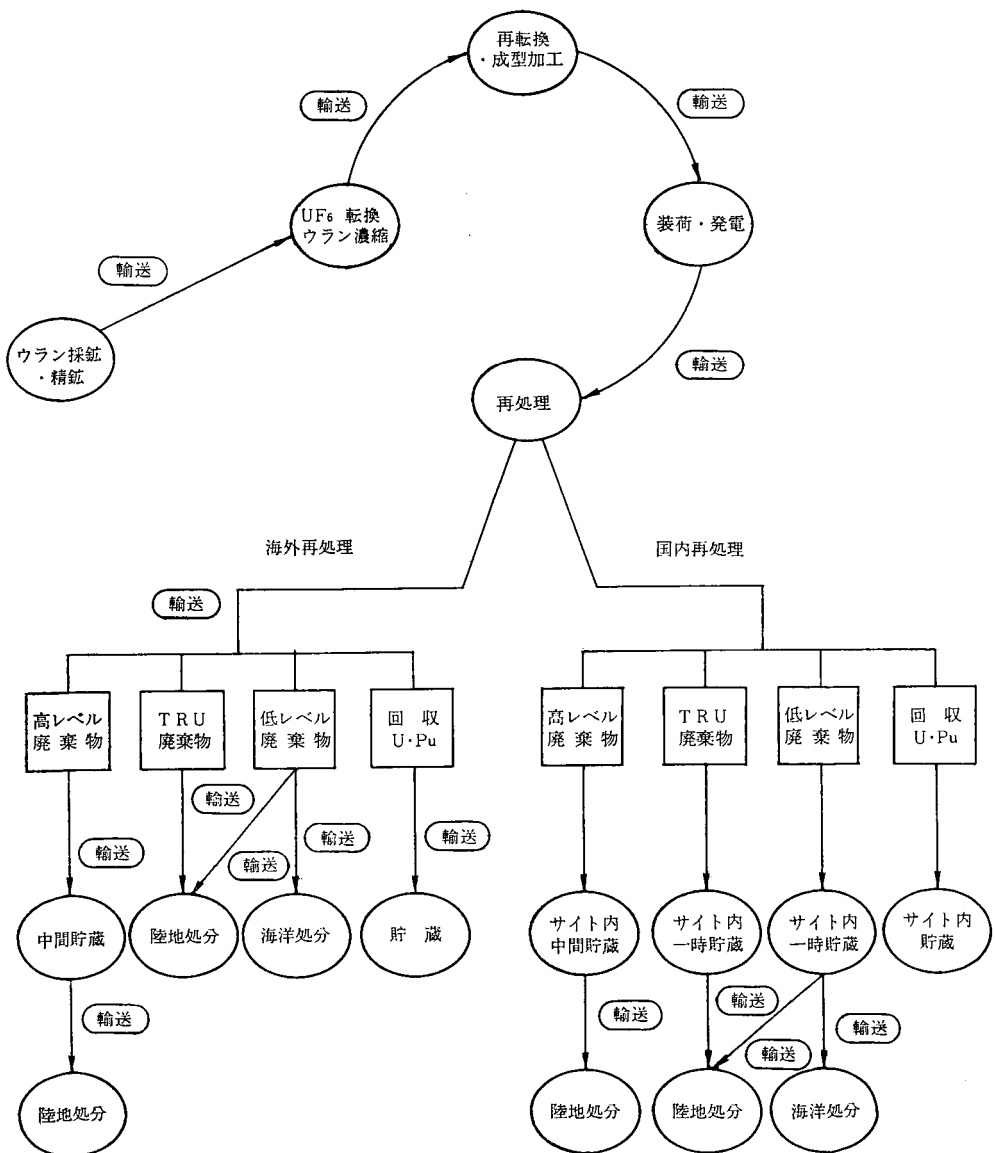


図 5.1 核燃料および廃棄物の流れ

る。同図では、使用済燃料を廃棄物として処理・処分することなく、再処理することを前提としている。また、再処理後発生する放射性廃棄物の処分等に関しては、いくつかのケースが考えられるが、この図は表 5.1 に示されるシナリオに基づき作成されている。

ウラン採鉱場で採鉱・精錬された天然ウラン (U_3O_8) は濃縮工場に輸送され、 UF_6 に転換さ

れ所定の U^{235} 濃度まで濃縮される。濃縮されたウラン (UF_6) は成型・加工工場に輸送され、酸化燃料 (UO_2) に再転換され、燃料集合体に組み上げられる。燃料集合体は原子力発電所に輸送され、発電に供される。発電に供された使用済燃料は再処理工場に輸送され再処理される。ここで再処理はイギリス、フランスでの海外再処理と国内再処理の両方を併用する。海外

表 5.1 核燃料サイクル各工程の時系列およびシナリオ

工 程	時 系 列	シ ナ リ オ
ウラン精錬	装荷 2 年前に購入	<ul style="list-style-type: none"> ○ 成品はウラン転換・濃縮工場に輸送する。 ○ 輸送期間 (2 ~ 3 ヶ月)。
UF_6 転換・ウラン濃縮	装荷年 2 年前	<ul style="list-style-type: none"> ○ UF_6 転換とウラン濃縮は同一サイトで行うため輸送は不要。 ○ 減損ウランは濃縮工場に貯蔵。 ○ 成品は国内の成型加工工場に輸送 (1 ~ 2 ヶ月)。
再転換・成型加工	装荷 1 年前	<ul style="list-style-type: none"> ○ 再転換と成型加工は同一サイトで行うため輸送は不要。 ○ 新燃料集合体は原子炉サイトへ輸送され、原子炉内に一時貯蔵 (数ヶ月)。
装荷・発電	(装荷年)	<ul style="list-style-type: none"> ○ BWR では燃料は炉内に 4 年滞在。 ○ PWR では燃料は炉内に 3 年滞在。 ○ 稼働率は 65%。
使用済燃料取出し	装荷後 4 年 (BWR) " 3 年 (PWR)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 炉より排出された使用済燃料は炉内プールで 18 ヶ月冷却貯蔵される。 ○ 18 ヶ月冷却・貯蔵された使用済燃料は、海外再処理工場へ輸送される (3 ヶ月) か、国内再処理工場へ輸送される (1 ヶ月)。
再 処 理	炉取出し後 3 年	<ul style="list-style-type: none"> ○ 再処理工場到着後 6 ~ 12 ヶ月プール内で一時貯蔵後、再処理。 ○ 1989 年までは海外再処理、1990 年以降は国内再処理とする。
回収 Pu, U の貯蔵 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 再処理後、1 年目に返還され直ちに貯蔵。Pu は Pu サーマル又は FBR 導入時より使用。 ○ U のリサイクルは 2000 年までは考えない。 ○ サイト内で貯蔵 Pu の貯蔵期間は Pu リサイクル開始年まで。 U のリサイクルは 2000 年まで考えない。
〔国内再処理〕	再処理後直ちに貯蔵	
高レベル廃棄物 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 返還受入れ後、中間貯蔵サイトに輸送し、30 年間貯蔵する。 ○ 30 年間貯蔵後、最終処分場に輸送され陸地処分される。 ○ 再処理後直ちにサイト内で 30 年間中間貯蔵する。 ○ 30 年間貯蔵後最終処分場に輸送され、陸地処分される。
〔国内再処理〕		
TRU 廃棄物 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 返還後直ちに最終処分場に輸送され、陸地処分される。 ○ 再処理後直ちにサイト内で一時貯蔵する (期間 1 年)。 ○ 一時貯蔵後最終処分場に輸送され、陸地処分される。
〔国内再処理〕		
低レベル廃棄物 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 返還後直ちに海洋処分および陸地処分。 ○ 再処理後サイト内で一時貯蔵し (期間 1 年)、その後海洋処分および陸地処分。
〔国内再処理〕		

再処理の場合、再処理に伴って発生・生成される廃棄物および核燃料物質（ウランおよびプルトニウム）は、国内に返還され、それぞれ貯蔵・処分される。国内再処理の場合は、これら廃棄物、核燃料物質はサイト内で貯蔵され、廃棄物はその後処分される。

核燃料サイクルはウランの購入から再処理後の廃棄物処理・処分まで長期の年月を必要とするところから、そのコストの算出に際しては、このような時間差を無視することはできない。時間の要素を考慮しながらサイクル・コストを評価するために、モデルは核燃料サイクルの各ステップのコストを炉内中央年に現在価値化している。

サイクル・コストの計算式は次の通りである。

1) ウラン精鉱

$$C_1(t) = 2.6 \times \alpha_1 \times p_1(t - T_1) \times (1+i)^{T_1}$$

2) 転換

$$C_2(t) = \alpha_2 \times p_2(t - T_2) \times (1+i)^{T_2}$$

3) 濃縮

$$C_3(t) = \alpha_3 \times p_3(t - T_3) \times \beta \times (1+i)^{T_3}$$

4) 成型・加工

$$C_4(t) = p_4(t - T_4) \times (1+i)^{T_4}$$

5) 使用済燃料輸送

$$C_5(t) = \alpha_5 \times p_5(t - T_5) / (1+i)^{T_5}$$

6) 再処理

$$C_6(t) = \alpha_6 \times p_6(t - T_6) / (1+i)^{T_6}$$

⋮

n) サイクルの n 番目のステップ

$$C_n(t) = \alpha_n \times p_n(t - T_n) / (1+i)^{T_n}$$

サイクル・コスト

$$CT(t) = \sum_{k=1}^n C_k(t)$$

ここで、

p_1 : ウラン精鉱価格 (円/lb-U₃O₈)

p_2 : 転換価格 (円/kg-U)

p_3 : 濃縮価格 (円/kg-SWU)

p_4 : 成型・加工費 (円/kg-U)

p_5 : 使用済燃料輸送費 (円/kg-HM)

p_6 : 再処理費 (円/kg-HM)

p_n : サイクルの n 番目のステップの価格

α_n : n ステップの倍率

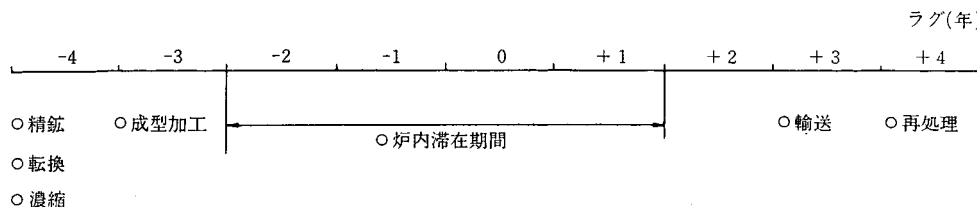
β : 単位分離作業当量

t : 年

T : 炉内中央年までの各ステップ手当年数

i : 金利

核燃料サイクルコストの計算に必要なインプット・データは、サイクルの各ステップの単価 (p_n)、サイクルの物質収支 (α_n, β)、炉内中央時点を基準年としたタイム・ラグ (T) および利子率 (i) である。核燃料サイクルの各工程



注) BWRケース。
BWRでは炉内滞在期間は4年である。炉内中央時点は3年目とした。
PWRでは炉内滞在期間は3年、炉内中央年は2年目となる。したがって、炉内中央時点を基準年として、精鉱、転換、濃縮は3年目に、成型加工は2年前に手配されることになる。

図 5.2 核燃料サイクルのシナリオにもとづくタイム・ラグ (再処理まで—BWR)

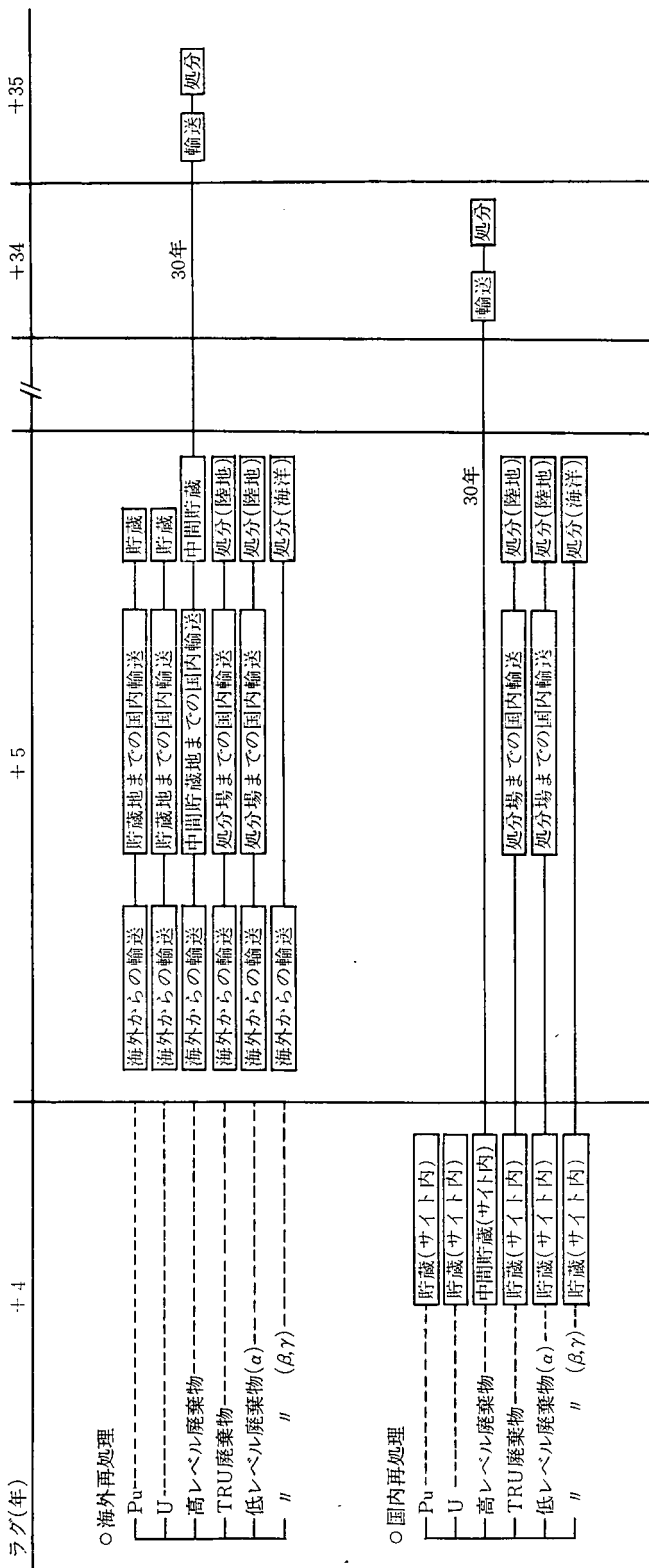


図 5.3 核燃料サイクルのシナリオにもとづくタイム・ラグ (続・再処理後の廃棄物処理・処分等)

に基づいて設定した(図 5.2, 5.3)。また、各工程の物質収支は表 5.2 に掲げられる。表は以

表 5.2 核燃料サイクルの年間物質収支
100万kW

		BWR	PWR
ウラン精鉱 t(u)		159	177
UF ₆ 転換 t(u)		158	176
ウラン濃縮	成品 t(u)	31.3 (av 2.56%)	26.8 (3.25%)
	減損ウラン t(u)	125	148
	Y kg swu/kg	3.25	4.75
	作業分離量 tSWU	102	127
転換・成型加工 t(u)		31.2	26.7
再処理	使用済燃料 tHM	30.3	25.9
	回収ウラン t(u)	30.0	25.7
	回収 Pu (Pu fi)	0.246 (0.163)	0.251 (0.171)
再処理廃棄物	高レベル (本キャニスタ)	23	19
	TRU (200 l ドラム)	180	160
	低レベル 陸上処分 (200 l ドラム) 海洋処分	260 240	220 200

のタイム・ラグは、表 5.1 に示されるシナリオ下の 4 つの前提のもとに、電気出力 100 万 kW の BWR および PWR について求めたものである。なお実際の計算に際しては、対象となる原子力発電所の出力の 100 万 kW に対する比率を求めて各ステップの物質投入量が求められる。

- 1) ベースとなる装荷燃料および使用済燃料に関する炉心特性データは、新型転換炉実証炉評価検討専門部会中間報告書の値を用いる。
- 2) 初期炉心と平衡炉心では特性データが異なるため、寿命期間 30 年の平均値を年間の物質収支とする。
- 3) 各工程のロスは 0.5% とする。
- 4) ウラン濃縮における減損ウラン (tail assay) 濃度は 0.25% とし、作業分離量は DOE の濃縮役務基準表より推算する。

なお、今回の計算では実質利子率は 6% とした。

5.2 核燃料サイクルコストの推計

前節で説明した核燃料サイクルコストの計算方法と諸前提にもとづき核燃料サイクルコストを推計した。図 5.4, 表 5.4 および表 5.5 には、BWR ケースについて計算した結果が示されている。計算に用いた主要な価格データは、表 5.3 に示す通りである。

また、使用済燃料は 1989 年までは海外で、1990 年以降は国内で再処理されるものとした。

核燃料サイクルコストは、1981 年時点で 3.1 円/kWh であったのが、2000 年には 4.0 円/

表 5.3 核燃料サイクルに関するコスト・データ (1980年価格, 円)

		'82			備考
ウラン精錬	lb-U ₃ O ₈	9,000	'83~ 2%		DOE 公示価格。
	kg-U	2,000	(エスカレーション)		
濃縮	kg-SWU	34,000	'83~ 2%		DOE 確定量契約料金。
	kg-U	87,000	(エスカレーション)		
使用済燃料輸送	kg-HM	60,000	'83~'88 2%	'89 '90~ 2%	構内輸送費と海上輸送費を含む。
	(海外輸送)		(エスカレーション)	35,000 (エスカレーション)	
再処理(海外・国内)	kg-HM	160,000	'83~'85 7%	'86~ 2%	ガラス固化費用を含む。
			(エスカレーション)	(エスカレーション)	

表 5.4 核燃料サイクルコスト (1981, 82, 83 年—海外再処理)

(1980 年価格)

ステップ No.	1981 年 円/kWh	(%)	1982 年 円/kWh	(%)	1983 年 円/kWh	(%)
1	0.76	24.8	0.95	29.5	0.97	29.7
2	0.01	0.4	0.01	0.3	0.01	0.3
3	0.54	17.8	0.52	16.0	0.56	17.3
4	0.65	21.2	0.63	19.6	0.57	17.5
5	0.28	9.1	0.28	8.8	0.29	8.9
6	0.83	27.0	0.84	26.1	0.86	26.4
7	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
8	0.01	0.2	0.01	0.2	0.01	0.2
9	0.04	1.4	0.04	1.3	0.04	1.3
10	0.09	3.0	0.09	2.9	0.10	3.0
11	0.01	0.2	0.01	0.2	0.01	0.2
12	0.04	1.3	0.04	1.3	0.04	1.3
13	0.04	1.4	0.04	1.3	0.04	1.3
14	0.04	1.4	0.04	1.4	0.04	1.4
15	0.02	0.6	0.02	0.5	0.02	0.6
16	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
小計	3.36	109.7	3.53	109.4	3.56	109.5
フロントエンド計	1.97	64.1	2.11	65.3	2.11	64.8
バックエンド計	1.40	45.6	1.42	44.1	1.45	44.7
Pu クレジット	-0.18	-5.8	-0.18	-5.6	-0.19	-5.7
U クレジット	-0.12	-3.9	-0.12	-3.8	-0.12	-3.8
合計	3.07	100.0	3.23	100.0	3.25	100.0

- 注) 1. 精鉱
 2. 転換
 3. 濃縮
 4. 成型加工
 5. 輸送
 6. 再処理
 7. Pu, U の海外から国内貯蔵地までの輸送
 8. Pu, U の貯蔵
 9. 高レベル廃棄物の海外から国内中間貯蔵地までの輸送
 10. 高レベル廃棄物の中間貯蔵
 11. 高レベル廃棄物の輸送
 12. 高レベル廃棄物の処分
 13. TRU 廃棄物, 低レベル廃棄物 (α , β , γ) の海外より国内処分場までの輸送
 14. TRU 廃棄物の処分
 15. 低レベル廃棄物 (α) の処分
 16. 低レベル廃棄物 (β , γ) の処分

表 5.5 核燃料サイクルコスト (1990, 2000年—国内再処理) (1980年価格)

ステップ No.	1990年 円/kWh	(%)	2000年 円/kWh	(%)
1	0.87	25.7	1.07	26.5
2	0.07	2.2	0.09	2.2
3	0.82	24.2	1.00	24.9
4	0.57	16.7	0.57	14.2
5	0.17	4.9	0.20	5.1
6	0.99	29.1	1.20	30.0
7	0.01	0.3	0.01	0.3
8	0.12	3.4	0.14	3.5
9	0.01	0.2	0.01	0.2
10	0.05	1.5	0.06	1.5
11	0.02	0.6	0.03	0.6
12	0.05	1.5	0.06	1.6
13	0.02	0.6	0.02	0.6
14	0.00	0.0	0.00	0.0
小計	3.77	110.9	4.47	111.2
フロントエンド計	2.34	68.8	2.73	67.8
バックエンド計	1.43	42.1	1.74	43.4
Pu クレジット	-0.22	-6.5	-0.27	-6.7
U クレジット	-0.15	-4.3	-0.18	-4.5
合計	3.40	100.0	4.02	100.0

- 注) 1. 精鉱
 2. 転換
 3. 濃縮
 4. 成型加工
 5. 輸送
 6. 再処理
 7. Pu, U のサイト内貯蔵
 8. 高レベル廃棄物の中間貯蔵
 9. 高レベル廃棄物の輸送
 10. 高レベル廃棄物の処分
 11. TRU 廃棄物, 低レベル廃棄物 (α) の輸送
 12. TRU 廃棄物の処分
 13. 低レベル廃棄物 (α) の処分
 14. 低レベル廃棄物 (β, γ) の処分

kWh になる。またフロントエンド計は 1981 年に 2.0 円/kWh であったのが、2000 年には 2.7 円/kWh となり、バックエンド計は 1.4 円/kWh から 1.7 円/kWh に推移する。総発電コスト (Pu, U クレジットを除く) の構成比をみると、フロントエンド計は 1981 年で 58.5 % (バックエンド 41.5%), 2000 年で 61.0 % (バックエンド 39.0%) であり、バックエンド計をいく分上回る。費用項目別構成比では、

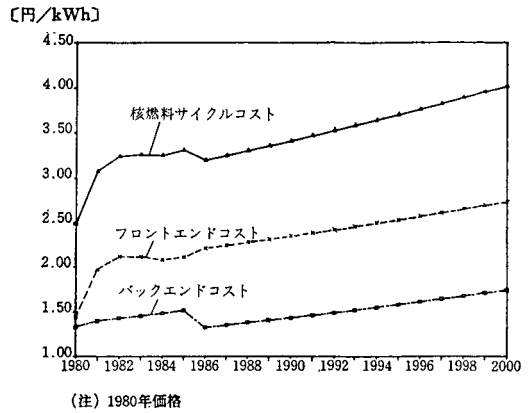


図 5.4 核燃料サイクルコスト

1981 年時点では再処理 (24.6%), 精鉱 (22.6 %), 成型・加工 (19.4%), 濃縮 (16.2%), 廃棄物処理・処分 (8.6%), 使用済燃料輸送 (8.3%), 転換 (0.3%) の順に大きいが、2000 年では、再処理 (26.9%), 精鉱 (23.8%), 濃縮 (22.4%), 成型・加工 (12.7%), 廃棄物処理・処分 (7.7%), 使用済燃料輸送 (4.5%), 転換 (2.0%) の順となる。

総発電コストに占めるサイクルコストの割合は、1981 年から 2000 年まで 35% 前後で推移していきと考えられる。

6. 今後の課題

2000 年以降の原子力発電の経済性を評価するために、プルトニウム・ウランのリサイクルが可能となるような核燃料サイクル・サブモデルの拡張改良を行う。同時に、再処理費・建設費等についても詳細な分析ができるようにサブモデルを作成し、一層の汎用性をもつ発電コスト計算モデルを構築する。

やじま まさゆき
 經濟部
 社会環境研究室
 まきの ふみお
 經濟部
 経営研究室

付表 1 インプット・アウトプットデータ

(1) インプットデータ		発電方式(原子力・石油火力・石炭火力・LNG火力 一般水力・揚水式) 別 既設・新設別
1) 電源設備	プラント名 運開年(年) 設備容量(kW) 建設費(円) 法定耐用年数(年) 物理的耐用年数(年)	発電方式別経過年数別 年度別
2) 稼働率	設備利用率(%)	年度別 核燃料サイクルの物量バランス, タイムラグ(いくつかのシナリオにもとづく)
3) コスト(1980年価格)	重原油価格(円/kJ) 石炭価格(円/t) LNG 価格(円/t)	年度別 核燃料サイクルの物量バランス, タイムラグ(いくつかのシナリオにもとづく)
a. 火力燃料単価	精鈾(円/lb-U ₃ O ₈) 転換(円/kg-U) 濃縮(円/kg-SWU) 成型加工(円/kg-U) 輸送(円/kg-HM) 再処理(円/kg-HM) Pu クレジット(円/kg-Puf) Uクレジット(円/kg-U) Pu 輸送・貯蔵(円/kg-Puf) U輸送・貯蔵(円/kg-U) 高レベル廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) TRU 廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) α廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) β, γ廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) 使用済燃料処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-HM) 割引率(%)	海外再処理, 国内再処理
b. 核燃料サイクル単価(kW 比例)	運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費 (kW 比例, 円/200 l ドラム) 廃炉費(円/プラント)	ワンスルー・ケース 原子力のみ 年度別・陸地処分・海洋処分別単価 陸地処分と海洋処分の比率(経年的変化) 減容効果 プラント別年度別積立額 建設費エスカレーション 金利
c. バックエンド費	金利償却費率(%) その他固定費率(%) 保守修繕費率(%)	発電方式別
d. 固定費	(2) アウトプット・データ	年度別
1) 燃料消費量	石油(kJ) 石炭(t) LNG(t)	年度別

2) 核燃料サイクル諸量その他		年度別・サイクルの各ステップごと（運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分，廃炉を含む）
3) 発電電力量 (kWh)		年度別・発電方式別
4) 発電原価		年度別・発電方式別
a. 発電費用	金利・償却費 (円) その他固定費 (円) 保守修繕費 (円) 燃料費 (円) (核燃料サイクル費一ステップ別) 運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費 (円) 廃炉費 (円)	年度別・発電方式別
b. 発電単価 (円/kWh)		年度別・発電方式別・経費費目別