

軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価^(注)

キーワード：軽水炉，燃料燃焼度，燃料サイクル費，
燃料交換計画，設備利用率，発電コスト

山 地 憲 治 松 村 哲 夫

〔要 旨〕

加圧水型軽水炉の炉心モデルに基づき，取出燃焼度 30,000 MWd/t～60,000 MWd/t，運転サイクル 9 ヶ月～18 ヶ月（運転サイクル間の停止期間 3 ヶ月）の範囲内に 12 ケースの平衡サイクルにおける燃料交換計画を設定し，簡略化された経済性評価モデルで燃料サイクル費と発電コストを算出した。

燃料サイクル費は，検討した範囲内では取出燃焼度を高くするほど低下した。また，取出燃焼度を一定に保って運転サイクルを長期化すると燃料サイクル費は上昇するが，その上昇率は高燃焼度化することで緩和された。燃料サイクル費の内訳を検討すると，高燃焼度化することでウラン濃縮費は上昇するが天然ウラン精鉱費はほぼ横這いであり，燃料サイクル費の低下をもたらしているのは燃料成型加工費とバックエンドサービス費の大きな低下であることがわかった。

発電コストも高燃焼度化するほど低下した。また，運転サイクル長期化により発電所設備利用率が高まり固定費が大きく節減され，その節減分が運転サイクル長期化による燃料サイクル費増分を上回るので，どの取出燃焼度レベルにおいても運転サイクル長期化によって発電コストは低下した。運転サイクル長期化による発電コスト低下幅は高燃焼度化するほど大きいことがわかった。取出燃焼度を 60,000 MWd/t，運転サイクルを 18 ヶ月とすることで現在の標準的条件である 30,000 MWd/t，9 ヶ月サイクルの場合より発電コストが 10% 以上低下する等，燃料高燃焼度化を運転サイクル長期化と組合せて実施することによる大きな経済的利益が明らかにされた。

- | | |
|--------------------|---------------------|
| 1. はじめに | 4. 評価結果 |
| 2. 評価の前提 | 4.1 燃料サイクル費 |
| 3. 評価方法と使用データ | 4.2 発電コスト |
| 3.1 燃料交換計画設定 | 4.3 計算結果評価にあたっての留意点 |
| 3.2 経済性評価モデルと使用データ | 参考文献 |

1. はじめに

燃料サイクルバックエンドのサービス単価予

測値が大きく上昇し，プルトニウムの価値を高めるべき高速増殖炉の実用化予想時期が遠のいた現在では，軽水炉において，ウラン濃縮度を

(注) 本報告は，1984年8月に電力中央研究所研究開発本部から刊行した調査報告「軽水炉燃料高燃焼度化の動向とその経済性」[1]の中の第4章に若干の加筆を行なったものである。上記調査報告は1983年12月から研究開発本部参事大野博教授を中心とするグループにより行なわれた調査研究をとりまとめたものであり，ここに報告する経済性評価試算についてもグループ内の活発な議論は極めて有意義であった。大野氏をはじめグループに参加された矢島正之(企画部)，中岡章(研究開発本部原子力部)，田中博(エネルギー研究所原子力部)の各氏に心より謝意を表したい。

高めて同じ重量の燃料からより多くのエネルギーを発生させる高燃焼度化の経済的の魅力が高まってきている。また、設備利用率を高めて固定費の節減をねらう運転サイクルの長期化は、高燃焼度化を同時に実施することで一層その発電コスト低減効果を高め得るものと期待されている。高燃焼度化の経済性については既に何件か報告されている¹⁾が、解析の前提条件の明らかなものは少ない。

高燃焼度化の経済性評価は燃料サイクル費構成要素の諸単価、金利等解析の前提により大きく変化するので、評価計算の前提と手順が明らかで、様々なケースを短時間で解析できるモデルがあると便利と思われる。ここで報告する軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価はこのような要請に応えるもので、運転サイクルの長期化も同時に考慮して評価した結果を報告する。

2. 評価の前提

対象炉型としては、炉物理計算が比較的容易な加圧水型軽水炉 (PWR) を選んだ。燃料交換計画は、無限増倍係数 k_{∞} を指標とする臨界性によって決定し、炉停止余裕、余剰反応度制約、各種反応度係数、熱水力学的制約等の考察は行っていない。また、経済性評価モデルも簡略化されており、UF₆ 転換、再処理で回収されるプルトニウムや減損ウランのクレジット等コスト構成上小さいと予想される項目は考慮されていない。

運転サイクル9ヶ月 (全出力運転9ヶ月・3ヶ月停止)、取出燃焼度 30,000 MWd/t を基準点として、燃焼度については、10,000 MWd/t おきに 60,000 MWd/t まで4点、運転サイクル長については12ヶ月 (全出力運転12ヶ月・3ヶ月停止) と18ヶ月 (全出力運転18ヶ月・

3ヶ月停止) の2つの長期サイクルを加え3点、両者を組合わせて合計12ケースを検討した。

使用した経済性評価モデルは平衡サイクルにおける燃料サイクル費と発電原価を評価する簡略化されたモデルであるが、高燃焼度化による経済性効果の基本的特徴は解明できると思われる。

3. 評価方法と使用データ

3.1 燃料交換計画設定

コスト計算に必要な各ケースでの ²³⁵U 装荷量の計算方式について以下に述べる。運転サイクル毎に装荷する新燃料中の ²³⁵U の量は、燃料取替バッチ数及び燃料濃縮度から決まる。燃料取替バッチ数は各ケースの取出平均燃焼度を規定しているため、以下の簡単な式で決められる。

$$\left(\frac{\text{取替バッチ数}}{\text{}}\right) = \frac{\text{(取出平均燃焼度)}}{\text{(運転サイクル燃焼度)}} \quad (1)$$

運転サイクル燃焼度は9ヶ月全出力運転で10,000 MWd/t になるようにしているため、12ヶ月、18ヶ月サイクルでは各々 13,333 MWd/t、20,000 MWd/t となり、燃料取替バッチ数は各ケースに対して表3.1のようになる。バッチ数が整数でない場合、例えば12ヶ月運転サイクルで取出平均燃焼度が30,000 MWd/t の場合、2.25 という数値は取出し燃料集合体の中で運転サイクル2回照射のものが3/4、運転サイクル3回照射のものが1/4である事を意味する。新装荷燃料の重量は表3.1に示したバッチ数の逆数の割合だけ装荷する事になる。例えば、バ

1) 軽水炉燃料高燃焼度化の経済性を評価した文献には〔2〕～〔4〕があり、これらは文献〔1〕の3.4節でその概要が紹介されている。なお、その後、沸騰水型軽水炉における高燃焼度化について検討した文献〔5〕が公表されている。

表 3.1 各ケースに対する取替燃料バッチ数

取燃焼度	運転サイクル長		
	9ヶ月全出力運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	3	2.25	1.5
40,000 MWd/t	4	3	2
50,000 MWd/t	5	3.75	2.5
60,000 MWd/t	6	4.5	3

バッチ数 2.25 の場合、炉心の全燃料の内 44.4% を新燃料に交換する事になる。取替装荷燃料の重量で示せば表 3.2 のようになる。

表 3.2 平衡サイクル取替装荷燃料の重量

(単位: t-U/GWe)

取燃焼度	運転サイクル長		
	9ヶ月全出力運転 ^{(*)1} 3ヶ月停止	12ヶ月全出力運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	27.325 ^(**2)	36.434	54.651
40,000 MWd/t	20.494	27.325	40.988
50,000 MWd/t	16.395	21.860	32.790
60,000 MWd/t	13.663	18.217	27.325

(*)1 9ヶ月全出力運転でサイクル燃焼度 10,000 MWd/t となるよう比出力を設定する。

(*)2 原子炉のウランインベントリは 81.976 t-U/GWe であり、このとき 1 回あたり 1/3 炉心ずつ燃料交換 (3 バッチ交換) することになる。

次に、各ケースでの新装荷燃料の濃縮度の計算方法を述べる。運転サイクル終端 (EOC: End of Cycle) で炉心の増倍係数 (k_{eff}) は 1.0 以上なくてはならない。この条件から各ケースでの必要な濃縮度が求められる。本報告では燃料集合体の無限増倍係数 (k_{∞}) を計算し、これから k_{eff} を推定した。

1,100 MWe 級の PWR 炉心のデータには Zion 発電所の 2 号炉のデータを使用した^[6]。表 3.3 (a) に Zion 2 号炉の炉心のデータを示す。 k_{∞} の計算に必要な燃料集合体に関するデータを主に示す。 k_{∞} の計算には燃料集合体計算コード RECORD^[7]を使用した。表 3.3 (b) に RECORD の計算条件を示す。

EOC での k_{eff} の算出方法を述べる。EOC

表 3.3 炉心のデータおよび計算条件

(a) Zion 2 号炉の炉心データ

炉心	炉心定格熱出力	3,250 MWt
	炉心定格電気出力 (グロス)	1,086 MWe
	燃料集合体数	193 体
燃料集合体	燃料タイプ	15×15
	燃料棒ピッチ	1.430 cm
	燃料有効長	365 cm
	燃料集合体ピッチ	21.504 cm
	燃料ベレット直径	0.9294 cm
	被覆管内径	0.9486 cm
	被覆管外径	1.072 cm
ウォーター・ロッド	21 本	

(b) 燃料集合体計算条件

運転条件	高温全出力
比出力	36.506 MW/t ^(*)
減速材温度	566.5 度K
燃料温度	900.0 度K
炉心圧力	15.5 MPa
減速材ボロン濃度	0.0 ppm

(*) Zion 2 号炉の比出力は 36.684 MW/t であり、ここで設定した PWR 炉心の比出力 36.506 MW/t (サイクル燃焼度より決められる) とほとんど一致している。

に運転サイクルを n 回燃焼した燃料集合体が N_n 体炉心に入っているとす。 n 回燃焼した燃料集合体の k_{∞} は RECORD の計算から求まっており、この値を k_n とする。当然、運転サイクルの長さによって k_n の値は異なる。以上の値から k_{eff} を次式により近似した。

$$k_{eff} = \frac{\sum_n k_n \cdot N_n}{\sum_n N_n} - k_L \quad (2)$$

ここで、 k_L は炉心外への中性子の洩れ等による増倍係数の低下量であり、この値は 9 ヶ月サイクルで運転されている 1,100 MWe 級の PWR 炉心の設計データと今回もとめた k_{∞} の差を参考にして求めた。実際には 6.58% Δk の値を使用し、この時基準点 (9 ヶ月サイクル、取出燃焼度 30,000 MWd/t) において新装荷燃料の濃縮度が 3% となる。

濃縮度 3, 4, 5, 6 重量% の燃料に対して以上の方法で EOC の k_{eff} を求め、これが 1.0 と

なる濃縮度を内挿により求めた。求まった各ケースに必要な燃料の濃縮度の値を表 3.4 に示す。

表 3.4 平衡サイクル取替装荷燃料のウラン濃縮度 (単位:重量%)

運転サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	3.00(*)	3.28	3.80
40,000 MWd/t	3.57	3.78	4.21
50,000 MWd/t	4.13	4.40	4.90
60,000 MWd/t	4.73	4.98	5.44

(*) 基準点として設定

3.2 経済性評価モデルと使用データ

コスト構成上小さいと予想される項目を無視して燃料サイクル費を構成する要素として以下の項目だけを考える。

- フロントエンドについて

天然ウラン精鉱費、ウラン濃縮費、燃料成形加工費

- バックエンドについて

再処理する場合、使用済燃料輸送費と再処理費

再処理しない場合、使用済燃料貯蔵費と使用済燃料処分費

以上の各要素項目の費用発生時点は、燃料がエネルギーを発生する時点と異なっているので、直接費のほかに時間コスト、つまり燃料サイクルにおける運転資本費 (Working Capital Charge) を考慮しなければならない。運転資本費を正確に評価するためには、実際のキャッシュフローの想定をしなければならないが、ここでは簡単のため直接費支払い時点から燃料の炉内滞在期間の中央点までの金利で時間コストを考える²⁾。フロントエンドの費用項目についてはエネルギー発生に先立って費用支払いがあるので金利分はプラスとなり、バックエンドにつ

いては後で支払うのでマイナスになる。

燃料の平均炉内滞在時間は燃料交換計画設定により、表 3.5 のようになる。また、各要素費用の発生時点は表 3.6 のように仮定した。

各燃料サイクルサービスの単価は、1980 年円表示による実質価格で表 3.7 のように設定した。利用可能なものについては最近の実績価格

表 3.5 平衡サイクル燃料の平均炉内滞在時間 (炉停止中も含む)

(単位:年)

運転サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	3.0000	2.8125	2.6250
40,000 MWd/t	4.0000	3.7500	3.5000
50,000 MWd/t	5.0000	4.6875	4.3750
60,000 MWd/t	6.0000	5.6250	5.2500

表 3.6 燃料サービスのリードタイムとラグタイム (単位:年)

フロントエンドの リードタイム (燃料の原子炉装 荷時点から)	天然ウラン精鉱	2	
	ウラン濃縮	1.5	
	燃料成型加工	1	
バックエンドのラ グタイム (燃料の原子炉取 出時点から)	再処理する 場合	使用済燃料輸送 および再処理	3
	使用済燃料 を処分する 場合	使用済燃料貯蔵 開始	5
		使用済燃料処分	35

- 2) 燃料の炉内滞在期間中央点までの金利で運転資本費を計算することの誤差は、炉内滞在期間中に分布する発電収入を炉内中央点で代表させることによりもたらされる。たとえば、基準点とした炉内滞在期間3年の場合、実際の発電収入が各年毎に年央に生じるとすれば、3年間の炉内滞在期間の中央点でそれを近似することの誤差は

$$\frac{1}{3} \left\{ \frac{1}{1+r} + 1 + (1+r) \right\} - 1$$

ここに r = 金利、で表わされる。 $r=8\%$ /年の場合、誤差は 0.001975 である。より一般に炉内滞在期間 (N 年とする) 中均等に発電収入があるとすれば誤差は

$$\frac{1}{N} \int_{-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} (1+r)^x dx - 1 = \frac{(1+r)^{\frac{N}{2}} - (1+r)^{-\frac{N}{2}}}{N \ln(1+r)} - 1$$

となる。この時、 $N=3$ 年、 $r=8\%$ /年の場合、誤差 0.0024、 $N=6$ 年、 $r=8\%$ /年の場合、0.0089 となる。いずれの場合も誤差は 1% 以下であり、この近似による誤差は無視できる範囲に収まっていると考えてよい。

表 3.7 燃料サイクルサービス単価の設定

天然ウラン精鉱 ^(*1)	9,000 円/lbU ₃ O ₈
ウラン濃縮 ^(*1)	34,000 円/SWU
燃料成型加工 ^(*1)	87,000 円/kg-U
使用済燃料輸送 ^{(*1), (*2)}	30,000 円/kg-HM ^(*4)
使用済燃料再処理 ^(*1)	160,000 円/kg-HM ^(*4)
使用済燃料貯蔵 ^{(*3), (*5)}	70,000 円/kg-HM ^(*4)
使用済燃料処分 ^(*5)	100,000 円/kg-HM ^(*4)

- (*1) 矢島, 牧野「原子力発電コストモデル」電力経済研究 No. 17 (1983) 中の表 5.3 による〔8〕。1980 年円価値による 1982 年での価格を示している。
- (*2) 国内輸送を想定し, 海外輸送の半額とした。
- (*3) 30年間の貯蔵を想定しているが, 輸送費を含めて, 貯蔵開始時点で費用は一括前払いと考えた。
- (*4) HM は Heavy Metal の略で厳密には核分裂反応で消滅したウラン等の重量 (ここで検討した範囲の燃焼度では装荷量の 3~6% 程度) を差し引くべきであるが, 今回の計算では装荷時のウラン重量を用いた。
- (*5) 使用済燃料貯蔵および処分について経済性評価を行っているのは文献〔9〕~〔18〕等でほとんど米国の文献である。ここでは, これら文献の評価値と比べてやや高目に想定した。

に基づいて設定されており実質価格の変動はないものと考えた。また, 運転資本費計算のための金利としては 8% を用いた。

発電コストは, 燃料サイクル費に資本費と保守・補修費等を加えて求められる。資本費と保守補修費は年経費率の考え方をを用いて下式により求めた。

$$\left(\begin{array}{l} \text{資本費および} \\ \text{保守補修費等} \end{array} \right) = \frac{r \cdot C}{8760 \cdot f} \text{ [円/kWh]} \quad (3)$$

ここに, C: 発電所建設単価 [円/kW], r: 年経費率, f: 設備利用率

今回の計算では, 軽水炉の建設費として, C=300,000 円/kW (1980 年円表示), 年経費率 r=20% とした。設備利用率 f は運転サイクルの仮定から求められ, 9ヶ月サイクルのとき f=75%, 12ヶ月のとき f=80%, 18ヶ月のとき f=85.7% である。

なお, 経済性評価計算のフローチャートを図 3.1 に示しておく³⁾。

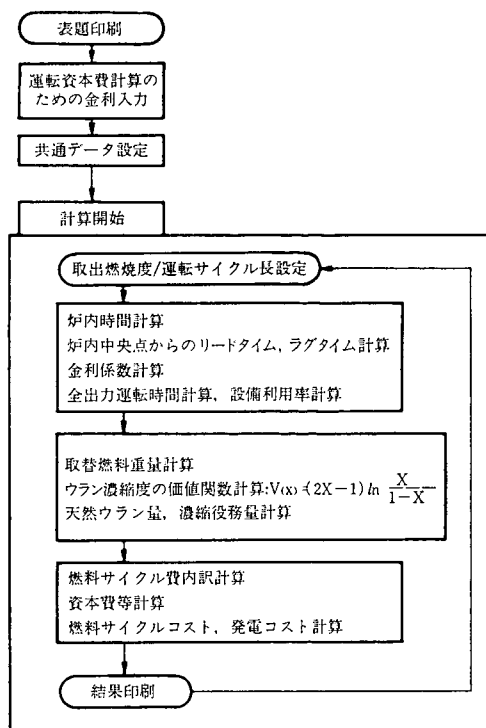


図 3.1 経済性評価モデルのフローチャート

4. 評価結果

4.1 燃料サイクル費

計算した 12 ケースの燃料サイクル費を, 運転サイクル長と取出燃焼度とをそれぞれ x 軸, y 軸とする 3 次元空間に整理すると図 4.1 を得る。この図より, どの運転サイクル長においても計算した 30,000 MWd/t~60,000 MWd/t の範囲では, 高燃焼度化するほど燃料サイクル費が低下することがわかる。また, 取出燃焼度一定下で長期サイクル化すると燃料サイクル費は上昇するが, その上昇率は高燃焼度化することで緩和される。

図 4.2 は, 高燃焼度化することによる燃料サイクル費内訳の変化を, 運転サイクル長 9 ヶ月

3) 経済性評価計算プログラムのリストは参考文献〔1〕に掲載しているので参照されたい。

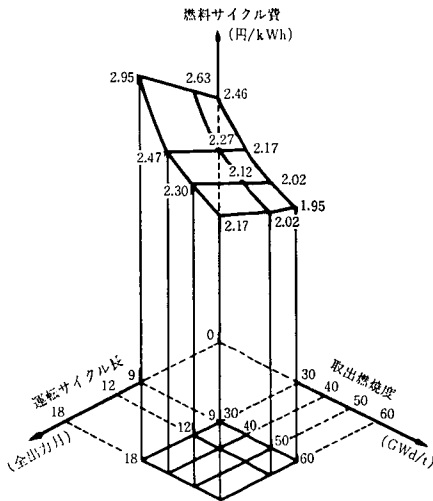


図 4.1 高燃焼度化および長期サイクル化による燃料サイクル費変化パターン (再処理する場合)

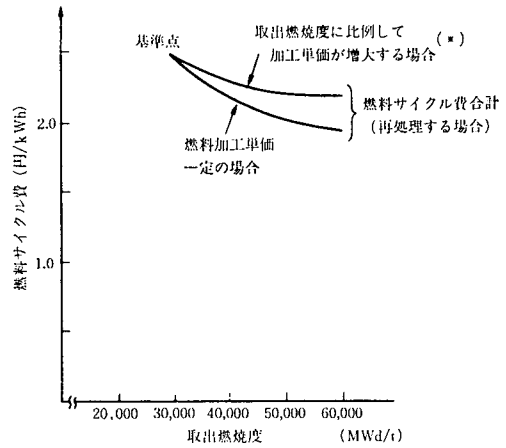


図 4.3 高燃焼度化実現のために燃料加工単価が増大する場合の燃料サイクル費の変化パターン (運転サイクル長: 9ヶ月全出力運転, 3ヶ月停止)

(*) 取出燃焼度 x MWd/t の場合, 燃料加工単価が $87,000 \times \frac{x}{30,000}$ (円/kg・U) になると考えた。この時 kWh あたり加工費の直接費分は一定となる。

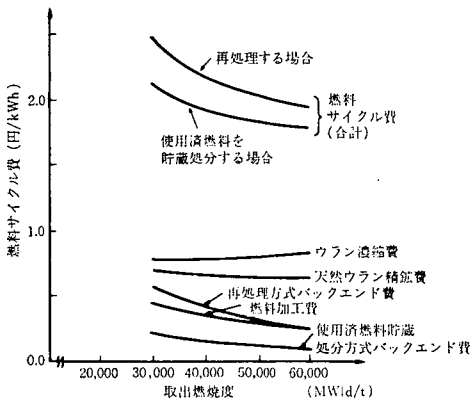


図 4.2 燃焼度による燃料サイクル費の各成分の変化パターン (運転サイクル長: 9ヶ月全出力運転, 3ヶ月停止)

のケースについて示したものである。高燃焼度化することでウラン濃縮費は上昇するが天然ウラン精鉱費はほぼ横這いであり、燃料サイクル費の低減をもたらしているのは燃料加工費とバックエンドサービス費の大きな低下であることがわかる。この計算では高燃焼度化しても燃料加工費やバックエンドサービス費の重量あたり単価は変わらないものと仮定しているので、これら費用項目は取出燃焼度の逆数にほぼ比例し

て低下したのである。特に、わが国の実績値に基づいて設定した燃料加工とバックエンドサービスの単価 (表 3.7 参照) は諸外国の値に比べて高いので、上記の解析結果では高燃焼度化による燃料サイクル費節減効果が顕著に表れている。これが取出燃焼度 60,000 MWd/t の水準に達してもなお燃料サイクル費低下の傾向を示す原因であると思われる。

また、図 4.3 に示すように、取出燃焼度を上昇させるために可燃毒物 (パーナブルポイズン) の追加やより厳しい品質管理が必要となり、燃料加工単価が燃焼度に比例して上昇する (この場合、kWh あたり燃料加工費の直接費は一定となる) としても、燃料サイクル費は低下する。なお、米国の 1982 年核廃棄物法では、使用済燃料処分費として、使用済燃料重量あたりの単価でなく、発生エネルギーあたりの単価で料金 (1 mill/kWh) をとるとされているが、これは高燃焼度化のインセンティブを減少させ

ることになる。Nuclear Fuel 誌（1984年4月23日号）では、1982年核廃棄物法による使用済燃料処分料金を前提とすると、BWRで33,000~35,000 MWd/t、PWRでも40,000 MWd/tが最適点になるという評価結果が報じられている^[19]。

高燃焼度化はリードタイム、ラグタイムを長くするので金利分（燃料サイクル費における運転資本費）の効果も大きい。表4.1は運転サイクル長9ヶ月のケースについて、直接費と金利分を分けて内訳を示したものである。同表より、ウラン濃縮費の上昇は主に金利分の上昇であること、バックエンドサービス費の低下には金利分の効果も大きいこと等がわかる。

4.2 発電コスト

図4.1と同じく、計算した12ケースの発電コストを、運転サイクル長と取出燃焼度とをそれぞれx軸、y軸とする3次元空間に整理する

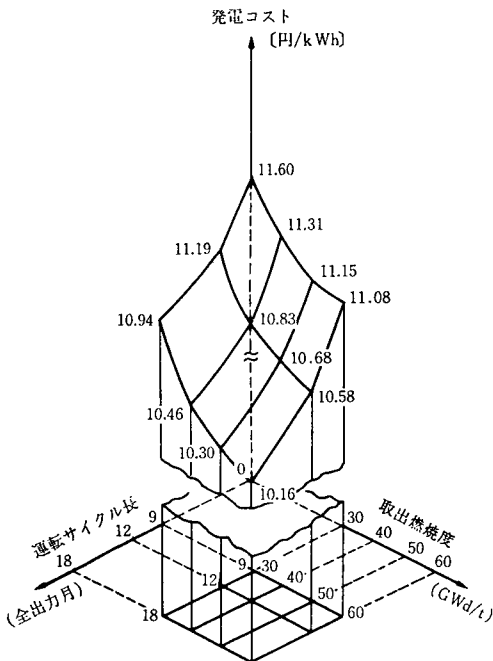


図 4.4 高燃焼度化および長期サイクル化による発電コスト変化パターン

と図4.4を得る。

運転サイクル長期化による固定費の低減効果は大きく、燃料サイクル費の増分を上回っており、どの燃焼度レベルでも長期サイクル化により発電コストは低下している。そして、長期サイクル化による発電コスト低下中は高燃焼度化するほど大きくなっている。

明らかに高燃焼度化と長期サイクル化を組合わせて実施することが経済的に有利であり、取出燃焼度を60,000 MWd/t、運転サイクルを18ヶ月全出力運転3ヶ月停止とすることで、基準の30,000 MWd/t、9ヶ月サイクルの場合より発電コストは約1円40銭（約12%）低下している。

なお、取出燃焼度30,000 MWd/tの場合を例として、長期サイクル化による発電コスト内訳の変化を表4.2に示す。

4.3 計算結果評価にあたっての留意点

以上説明してきたように、モデル計算により高燃焼度化および長期サイクル化の経済的メリットが定量的に評価された。ただし、冒頭にも述べたように、ここで用いたモデルは簡略化されたものであり、計算結果の評価にあたってはモデル簡略化およびデータ設定からくる制約についても留意する必要がある。

燃料交換計画設定については、余剰反応度制約を満たすためのバーナブルポイズンが考慮されていないこと等により、高燃焼度化・長期サイクル化を達成するために必要な取替燃料のウラン濃縮度が低目に評価されている可能性がある。これは高燃焼度化・長期サイクル化のメリットをやや過大に評価することになる。

また、経済性評価モデルでは再処理で回収されるプルトニウムや減損ウランの価値が無視されている。これらの回収燃料は売却あるいはリ

表 4.1 高燃焼度化による燃料サイクル費内訳の変化
 運転サイクル長：9ヶ月全出力運転(10,000 MWd/t)、3ヶ月停止

(単位：円/kWh)

取出燃焼度	30,000 MWd/t			40,000 MWd/t			50,000 MWd/t			60,000 MWd/t		
	費用項目	直接費	金 利	合計	直接費	金 利	合計	直接費	金 利	合計	直接費	金 利
天然ウラン精製費	0.533	0.165	0.698	0.481	0.174	0.655	0.449	0.186	0.635	0.431	0.203	0.634
ウラン濃縮費	0.609	0.158	0.767	0.591	0.182	0.773	0.580	0.21	0.790	0.581	0.241	0.822
燃料加工費	0.362	0.077	0.439	0.271	0.07	0.341	0.217	0.067	0.284	0.181	0.065	0.246
再処理方式 バックエンド費 (使用済燃料貯蔵 処分方式バック エンド費)	0.790	-0.231	0.559	0.593	-0.19	0.403	0.474	-0.163	0.311	0.395	-0.146	0.249
合計	(0.707)	(-0.505)	(0.202)	(0.530)	(-0.385)	(0.145)	(0.424)	(-0.312)	(0.112)	(0.354)	(-0.264)	(0.090)
再処理する場合 (使用済燃料貯蔵 処分する場合)	2.29	0.17	2.46	1.94	0.23	2.17	1.72	0.30	2.02	1.59	0.36	1.95
	(2.21)	(-0.1)	(2.11)	(1.87)	(0.05)	(1.92)	(1.67)	(0.15)	(1.82)	(1.55)	(0.24)	(1.79)

表 4.2 長期サイクル化による発電コスト内訳の変化

取出燃焼度：30,000 MWd/t

(単位：円/kWh)

サイクル長	9ヶ月全出力運転・3ヶ月停止			12ヶ月全出力運転・3ヶ月停止			18ヶ月全出力運転・3ヶ月停止		
	費用項目	直接費	金 利	合計	直接費	金 利	合計	直接費	金 利
天然ウラン精製費	0.533	0.165	0.698	0.587	0.175	0.762	0.686	0.199	0.885
ウラン濃縮費	0.609	0.158	0.767	0.696	0.175	0.871	0.861	0.208	1.069
燃料加工費	0.362	0.077	0.439	0.362	0.073	0.435	0.362	0.070	0.432
再処理方式 バックエンド費	0.790	-0.231	0.559	0.790	-0.227	0.563	0.790	-0.223	0.567
小計	2.29	0.17	2.46	2.43	0.2	2.63	2.70	0.25	2.95
燃料サイクル費 資本費・保守補修費 (建設費に対する 年経費率で計算)	—	—	9.13	—	—	8.56	—	—	7.99
合計	—	—	11.6	—	—	11.2	—	—	10.9

サイクルにより価値を生じ、燃料サイクル費を低減させる。この費用低減量を回収燃料のクレジットと呼んでいるが、電力生産量 (kWh) あたりのクレジットは高燃焼度化することで低下するので⁴⁾、これを無視することは高燃焼度化の経済性の過大評価をもたらす。ただし、回収燃料のクレジットは、ウランについて燃料サイクル費の高々5%程度と予想され、プルトニウムについては現在の条件では想定が難しいが、影響は小さいと思われる。

使用した入力データについては、特に経済性評価のためのデータに不確実性が大きい。ウラン濃縮サービス単価は今後設定値より低下すると思われるし、現在商業化されていないバックエンドサービスの諸単価について不確実性が大きいことは言うまでもない。これらコストデータは常に最新のものにして評価を改訂していく必要がある。また、燃料サイクルの運転資本費計算のための金利設定値についてもパラメトリックに変化させて結果を調べる必要がある。

しかし、以上のような限界と留意点があるにしても、得られた結果のパターンを大きく変えるような要因は見あたらず、高燃焼度化および長期サイクル化に経済的メリットが存在することは確実である。

4) 3.1節で述べた燃料集合体計算コード RECORD の計算結果によると、原子炉から取り出された使用済燃料中に残存する核分裂性プルトニウムの量は燃料が炉内で生産したエネルギー1MWdあたりで表示すると表4-1のようになっている。同表より明らかなように、エネルギー生産あたりの核分裂性プルトニウム回収量は取出燃焼度が高くなるほど少なくなる。また、表4-2には取出使用済燃料中の²³⁵Uの濃縮度を示しているが、これも取出燃焼度が高くなるほど小さくなっている。また表には示されていないが、燃焼度が高くなるほど²³⁵Uの割合が増えウラン燃料としての価値は下がる。つまりエネルギー発生量あたりでの回収燃料の価値(クレジット)は高燃焼度化するほど相対的に減少するのである。

なお、エネルギー生産量1MWdあたりの²³⁵U消滅量は表4-3に示すようになる。同表は軽水炉におけるエネルギー生産のうち²³⁵Uによる割合を示していると考えられる。同表脚註に示したように、1gの²³⁵U消滅あたり約0.8MWdのエネルギー発生があるので、基準ケース(9ヶ月サイクル、30,000MWd/t)の場合で全エネルギーの約60%が²³⁵Uから発生したと考えられる。残りは、一部²³⁵Uの高速核分裂等の寄与もあるが、ほとんどは炉内で²³⁸Uから生産されたプルトニウムが核分裂することにより発生したものである。表4-3は基準ケースにおいても全エネルギーの約1/3はプルトニウムにより生産されており、高燃焼度化すると²³⁵Uの寄与が下がりプルトニウムによるエネルギー生産の比率が高まることを示している。つまり、高燃焼度化によりプルトニウムを軽水炉内でより多く燃やして有効利用をはかることができるのである。

表4-1 燃料が生産したエネルギーあたりで表示した使用済燃料中に残存する核分裂性プルトニウム量 (単位: g/MWd)

サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	0.1919	0.1924	0.1911
40,000 MWd/t	0.1573	0.1599	0.1647
50,000 MWd/t	0.1328	0.1347	0.1388
60,000 MWd/t	0.1150	0.1169	0.1224

表4-2 使用済燃料中の²³⁵U濃縮度 (単位: 重量% $\frac{^{235}\text{U}}{^{235}\text{U}+^{236}\text{U}+^{238}\text{U}}$)

サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	0.786	1.006	1.418
40,000 MWd/t	0.729	0.837	1.090
50,000 MWd/t	0.638	0.803	1.110
60,000 MWd/t	0.589	0.711	0.926

表4-3 燃料が生産したエネルギーあたりで表示した消滅した²³⁵U量(*) (単位: g/MWd)

サイクル長 取出燃焼度	9ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	12ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止	18ヶ月全出力 運転 3ヶ月停止
30,000 MWd/t	0.7483	0.7712	0.8127
40,000 MWd/t	0.7196	0.7465	0.7939
50,000 MWd/t	0.7066	0.7297	0.7722
60,000 MWd/t	0.6975	0.7203	0.7640

(*) ²³⁵Uの熱中性子に対する α 値(σ_c/σ_f :核分裂反応に対する捕獲反応の比)は約0.17であるので、消滅した1gの²³⁵Uのうち0.85gは核分裂したと考えられる。また1gの²³⁵Uの核分裂により約0.95MWdのエネルギーが発生する。したがって、結局軽水炉内で消滅した1gの²³⁵Uあたり約0.8MWdのエネルギー発生があると考えられる[20]。

参考文献

- [1] 大野, 山地, 矢島, 中岡, 田中, 松村: 軽水炉燃料高燃焼度化の動向とその経済性, 電力中央研究所報告, 調査報告 A84005, (1984)。
- [2] Hoffman, H., et al: Economics of Extended Burnup from a Utility Point of View, ANS Topical Meeting, Williamsburg (1982)
- [3] Scherpereel, L. R., et al: Fuel Cycle Cost Considerations on Increased Discharge Burnups, Nuclear Technology, 56, pp. 106-111 January (1982)
- [4] Murphie, W. E., et al: Projected National and World Benefits to the LWR Fuel Cycle from Extended Burnup, ANS Topical Meeting, Williamsburg (1982)
- [5] Kobayashi, Y and K. Umegaki: Sensitivity Study of Fuel Cost in Extended Burnup BWR Core, Journal of Nuclear Science and Technology, 21 [9] pp. 702-713, September (1984)
- [6] Impink, A. J. and Guthrie, B. A.: Reactor Core Physics Design and Operating Data for Cycle 1 and 2 of the Zion Unit 2 PWR Power Plant, EPRI NP-1232, December (1979)
- [7] Nases, H. K. and Skardhamar, T.: Methods of RECORD: An LWR Fuel Assembly Burnup Code, Scandpower Inc., Topical Report, December (1982)
- [8] 矢島正之, 牧野文夫: 原子力発電コストモデル, 電力経済研究, No. 17 (1983)
- [9] Cost for Spent Fuel Management, IAEA-ISFM/SUB. A/15 Rev. 2, August (1981)
- [10] A Preliminary Assessment of Alternative Dry Storage Methods for the Storage of Commercial Spent Nuclear Fuel, Report No. DOE/ET/47929-1 November (1981)
- [11] Driggers, F. E.: Economics of Water Basin Storage of Spent Light Water Reactor Fuel Report No. DP-MS-78-1, January (1978)
- [12] Clark, H. J.: Economics of Spent LWR Fuel Storage, Report No. DP-MS-80-24 October (1980)
- [13] Department of Energy Report on Fee for Spent Nuclear Fuel Storage and Disposal Services, Department of Energy, Report No. DOE/SR-0006, October (1980)
- [14] Rasnussen, D. E.: Comparison of Cask and Drywell Storage Concepts for a Monitored Retrieveble Storage/Interim Storage System, Report No. PNL-4450, December (1982)
- [15] Johnson, E. R.: Spent Fuel Storage Economics, October (1982)
- [16] Clark, H. J.: Spent LWR Fuel Storage Costs, Report No. DP-MS-81-40, November (1981)
- [17] Preliminary Estimates of the Charge for Spent-Fuel Storage and Disposal Services, U. S. Department of Energy, Report No. DOE/ET-0055, July (1978)
- [18] Economics of National Waste Terminal Storage Spent Fuel Pricing Study, TRW Energy Planning Division, Report No. Y/OWI/SUB-78/42512/2, May (1978)
- [19] Analyses Show DOE Fee will Reduce Economic Margin for Better Burnup, Nuclear Fuel, April 23 (1984)
- [20] 山地憲治: 原子炉システムにおける核燃料資源利用効率の分析, 電力中央研究所報告, 研究報告 577003, (1977)

やまじ けんじ
 經濟部エネルギー研究室
 まつむら てつお
 エネルギー研究所 原子力部
 安全管理研究室