

## 〔コメント4〕 炉物理・炉設計の見地から(3) 次世代型軽水炉開発の背景

日立 竹田 練 三

### 1. 序

ここ数年、国内の軽水炉プラントは、計画を上回る順調な運転を続けており、過去十数年にわたって実施されてきた種々の改良設計が、運転実績として、その効果をあらわしてきた。このような実績をふまえて、燃料経済性向上、特に燃料の高燃焼度化によって、この目的を達しようとする計画が積極的に推進されている。

一方、軽水炉の次の世代を担うと考えられている高速増殖炉は、ウラン需要の伸びの鈍化にともない、従来の実用炉の概念では、軽水炉と経済的に競合可能となる時期が相当遅くなるとの見方が強まり、高速炉の実用化推進で先頭を走っているフランスにおいても、軽水炉から取り出された使用燃料を再処理して得られたプルトニウムは、高速炉の初装荷燃料のためにすべてを貯蔵しておくという従来の方針を変更し、軽水炉の取替燃料として、天然ウランにプルトニウムを富化して使用する、プルスーマル利用の実施を決定した。

このような状況に対応して、軽水炉について基本にもどって再度見直し、かなりの新たな投資を前提に次世代型の軽水炉を検討する動きが出ている。

### 2. 原子力発電設備容量の見通しと天然ウラン需給

本題に入る前に、今後50年以上にわたって軽水炉が発電システムの主流を占めるとする根拠についてふれておきたい。60年末現在で、国内の発電設備容量は、2450万kWである。現在、電調審の実績等から10年後の予測は、かなりの確度で予測が可能であり、1995年は、約4000万kW程度と考えられる。以後、5年あたり1000万kWずつ新設されていくとすれば、2030年には11000万kWとなり、現在国の予測の内、下限値として示されている10700万kWに対応する。一方、100万kWのプラント1機1年間運転するのに必要な天然ウラン量は、約140tであり、今後、プラント利用率の向上と設計改良による天然ウラン節約の効果が相殺して、この140tという量は、それほど大きく変動することなく継続していくものと考えられる。以上のデータに基づき、2030年と2050年までの累積天然ウラン需要を評価すると、それぞれ $U_3O_8$ で56, 103万ショート・トンになる。この量は、西側世界の確認埋蔵量約500万ショート・トン $U_3O_8$ のそれぞれ10, 20%に対応する。石油の例からみて、今後発見されるであろう天然ウラン資源や、国内に確保可能な発電プラント建設サイトの限界等を考えあわせると、種々のタイプの発電炉の中で、プラント建設コストがもっとも安いとされている軽水炉が、今後50年以内に天然ウラン資源の高騰により、その地位を追われることはないとする。

### 3. 天然ウラン資源と増殖炉

核分裂炉の最終的な姿として転換比が1を越える高速増殖炉の開発が行われている。このような増殖炉が実現した場合、現在の軽水炉のみで発電を続けた場合に比べて、天然ウラン資源が実効的に100倍になるといわれている。すなわち、増殖炉の場合は、ウラン-238にプルトニウムを富化してリサイクルするとき、リサイクルあたりの燃焼度を50 GWd/tとすると、20回のリサイクルで初めに装荷したウラン-238を使いきることになり、リサイクルあたりのロスを2%とすると、全量使いきるまでのロス分40%を除いた初装荷量の60%を使いきるができる。この値が、現在の軽水炉でプルトニウムをリサイクルしない場合の天然ウラン利用率0.55%の約100倍になっている。したがって、天然ウラン資源がなくなるまでに、増殖炉が開発されるならば、濃縮のテイルのウランを残しておきさえすれば、増殖炉時代までにどれだけ省ウランをはかったかと、今後核分裂炉が出しうるエネルギーの全量とは無関係である。すなわち、燃料サイクルコスト低減のために、単位出力あたりの所要天然ウラン節約をはかることは有効であるが、50年後に増殖炉の実用化を前提にするかぎり転換比1以下の炉に長期的な資源節約効果を期待することは出来ない。

### 4. プルトニウム・バランス

今後20年間のプルトニウムの需要と供給の関係を図1に示す。

まず供給量をみると、国内では、動力炉・核燃料開発事業団の東海事業所にある再処理プラントが稼動している唯一のプラントであり、年間90tの再処理が行われている。それ以外は海外にたよっており、フランスのCOGEMA、イギリスのBNFLに対して、いわゆる旧契約1,500t、新契約3,200tの契約があり2000年頃までに、プルトニウムが返送されてくる計画である。国内の第2再処理工場がようやく具体化し、1996年から年間400t、2000年から年間800tの再処理が行われる。これらの再処理の結果得られる核分裂性プルトニウムを累計すると、図1のプルトニウム累積生産量になる。

今後、20年間にわたり予定されているプルトニウムの利用計画は、“ふげん”、“常陽”の他、1995年運開予定の新型転換炉実証炉（電気出力60万kW）、1991年運開予定の高速増殖炉原型炉“もんじゅ”（電気出力28万kW）、2000年運開予定の実証炉（電気出力100万kW）等が、新型炉開発に関するものである。一方、軽水炉へのプルトニウム利用については、昭和57年の総合エネルギー調査会原子力部会報告で、少数体混合酸化物燃料照射及び実用規模実証を経て、1990年代半ば頃には、本格利用が可能になるよう努力をする必要があると述べるとともに、本格利用時のプルトニウムサーマル利用の規模として、本格利用開始時には、炉心の1/3を混合酸化物燃料とするいわゆる1/3炉心利用でBWR、PWR各5基程度、2000年時点で約20基

程度となるとの見通しが述べられている。一方、図1をみると、開発炉が予定通りプルトニウムを使用するとすれば余剰プルトニウムは殆どなくなり、2000年以降20基という計画は無理で、本格利用開始時と同じ10基程度を継続するのがせいぜいである。このように見通しが変わってきたのは、第2再処理工場が、当初計画の1,200 tから800 tに減少されたためであり、原子力部会のプルトニウム・リサイクル小委員会を再開して、計画全般の見通しが行われている。

## 5. 発電費と燃料サイクル費

原子力発電において、発電コストに占める燃料サイクル費の割合は、発電所が建設された当初で約25%であるが、発電所が古くなって、プラントの償却が進むにつれて、建設費が安くなり、相対的に燃料サイクル費が占める割合が増加する。プラント運転開始後16年を経過すると、発電コストに占める燃料サイクル費の割合が相対的に大きくなり、50%近くに達する。したがって、今後長期間にわたって、他の発電システムに比べて優位性を維持していくためには、燃料サイクル費の低減をはかっていくことが有効である。

現在の軽水炉の燃料サイクルとサイクル費の内訳を図2に示す。天然ウラン費と、濃縮費で全体の約半分を占め、再処理費が全体の1/3を占めている。

なお、再処理費は、放射性廃棄物がガラス固化された状態で、海外に委託している再処理工場から送り返されてくるところまでを含んだ費用であり、このガラス固化体を処分する費用までを含めると、さらに50%程度コストが上昇すると考えられている。又、プルトニウムは、新しい燃料として1 gあたり5から25ドルの価値を持つと考えられているが、今回の評価では、核分裂生成物の処理の費用等、今後長期にわたって発生する可能性のある未評価のコストと相殺するとして、プルトニウム価値は零と評価している。

## 6. 燃料サイクル費低減策

以上述べた背景の下で、今後の軽水炉の炉心システムの改良にあたっては、燃料サイクル費の低減を中心に考えていくのが妥当であり、図3の左から順にステップをふんで開発を進める。

第1ステップは、現在の燃料集合体の構造を変えずに、濃縮度を高くして高燃焼度化をはかり、単位出力あたりの再処理量を低減する。濃縮度を高めていくと、ウラン-235に対する水の量が少なくなるので、第2のステップとして、燃料集合体の構造を変更して、熱中性子の利用率を高くする熱中性子高利用をさらにおし進めて、再処理費の低減と同時に天然ウラン節約を図る。次のステップは、いずれもプルトニウムの有効利用を積極的に図るもので、第3番目は、いわゆるプルトニウムサーマル利用にあたり、使用済燃料を再処理して得られたプルトニウムを、天然ウランや再生ウランに混合して使用する。以上は、現在運転中の炉にバックフィットして利用できるものである。第4、5ステップはスペクトル・シフト炉心及び高転換バーナー炉心で、

燃焼中にできるだけ多くのプルトニウムを蓄積すると同時に、燃料の寿命末期に、蓄積されたプルトニウムを燃やしきってしまう。先に述べたウラン資源は現在の軽水炉を2030年から2050年頃まで運転するのに十分な量だけ存在するので、次世代型炉の燃料としては、プルトニウムをリサイクルして使用するよりは、濃縮ウランを燃料とし、運転中にウラン-238から生れる新しい燃料のプルトニウムを出来るだけ多く作りながら、かつ燃料の寿命中にウラン-235とプルトニウムを燃やしきってしまうワンス・スルー方式が適当である。このワンス・スルー方式というのは、米国等で計画されている使用済燃料をそのまま廃棄物として貯蔵する方式ではなく、使用済燃料貯蔵プールで一定期間貯蔵した後、再処理して使用済燃料をプルトニウム、再生ウラン、廃棄物に分けて処理処分する現在の軽水炉燃料と同じ方式を意味している。そして、燃料は長期間燃焼させる高燃焼度型として、使用済燃料の量を減らし、再処理量を削減するとともに、ウラン、プルトニウムを効率よく燃焼させて天然ウラン資源を節約して、燃料サイクル費を大幅に低減することを目的としている。第6番目の高転換リサイクルは、プルトニウムをできるだけ残して、次の炉心にリサイクルしていく方式である。

#### 7. 高転換リサイクル炉心の天然ウラン利用率と開発目標

KWU社のHCRの天然ウラン利用率を評価した結果を図4に示す。PRに使用されているHCRの仕様は、燃焼度が50 GWd/t、富化度が核分裂性プルトニウムで7.5 w/oで転換比が0.92である。HCRの運転を続けるために必要なプルトニウムは、通常の軽水炉(LWR)の使用済燃料から取り出されるプルトニウムを使用するものとし、燃料の仕様として、燃焼度が30 GWd/t、濃縮度3 w/o、使用済燃料から取り出される核分裂性プルトニウムは0.55 w/oの値を用いる。

まず、1 tの混合酸化物燃料をHCRに装荷するとする。天然ウラン925 kgと核分裂性プルトニウム75 kgが、50 GWd/t燃焼する間に50 kgが核分裂を起し、天然ウラン881 kgと核分裂性プルトニウム69 kgが残る。第2サイクルに入り、第1サイクルと同じく1 tの混合酸化物燃料を装荷するためには、天然ウラン44 kgと核分裂性プルトニウム6 kgを補充する必要がある。LWRから、6 kgの核分裂性プルトニウムを取り出すためには、濃縮ウラン1.09 t、したがって天然ウランにすると5.96 tが必要である。この間LWRからも32.7 kgが核分裂に寄与するので、HCRとLWRで、核分裂に寄与した天然ウラン量が、HCRで50 kg、LWRで32.7 kg、合計82.7 kg、その間に使用された天然ウランは、HCRで44 kg、LWRで5960 kgで合計6004 kgとなり、天然ウラン利用率は、1.4%となる。なお、LWRの天然ウラン利用率は、0.55%であり、HCRの天然ウラン利用率は、現行のLWRの2.5倍にすぎない。なお、この計算は、LWRとHCRのみで、一定出力の発電を継続するものとし、HCRに最初に装荷されるプルトニウムは、別途供給されるとしている。

又、KWU社の評価によると、1回のリサイクルあたりの約2%のプルトニウムがロスするとしており、プルトニウム-241の $\beta$ 崩壊等を考慮すると、実効的な天然ウラン利用率は更に低下する。一方、現行のLWRの2倍近くまでの天然ウラン利用率の改善は、リサイクルをしない現在のLWRの方式で、実現の可能性がある省ウランを目的としたHCRでは、KWU社の設計と同程度以上の転換比確保が望ましいと考えている。

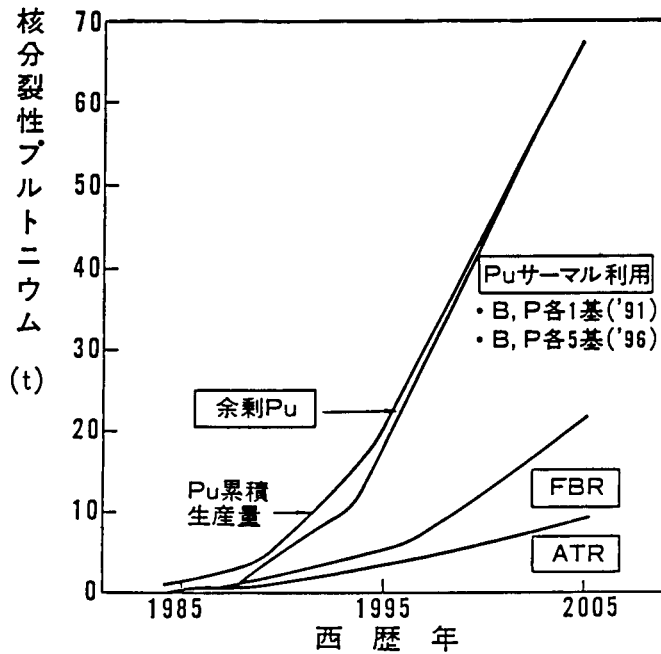


図1 プルトニウムの供給と需要及び有効利用法の考え方

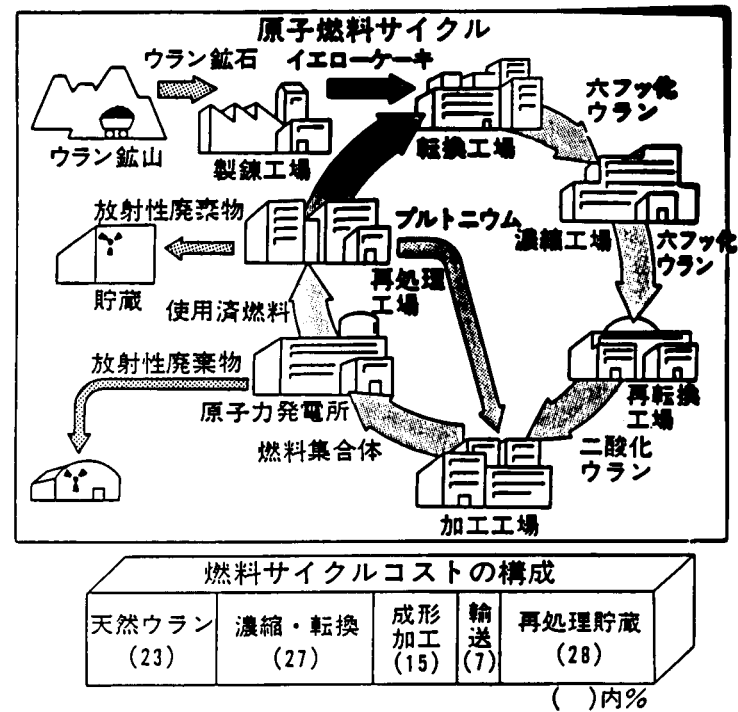


図2 軽水炉の燃料サイクルとコスト構成

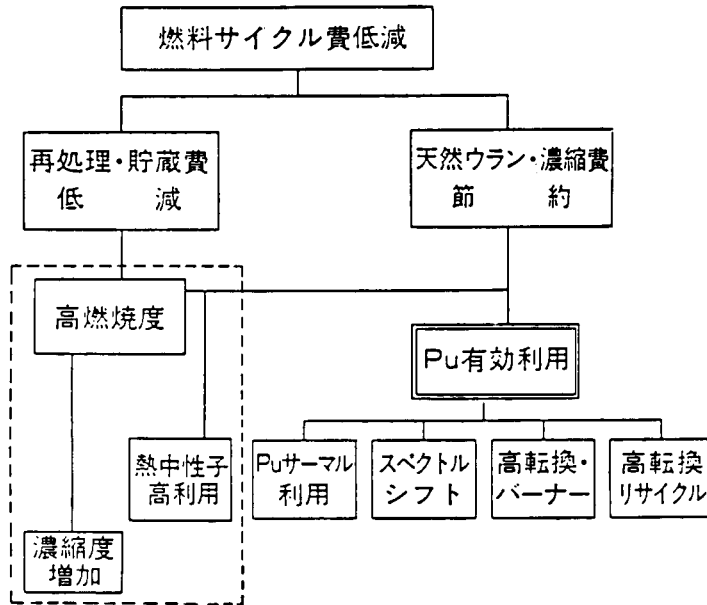
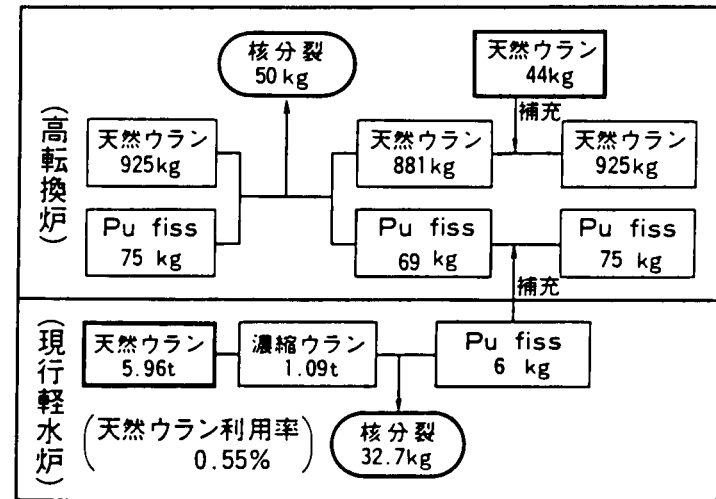


図3 燃料サイクル費低減策

	燃焼度	濃縮度	再処理後の取出しPu <sub>fiss</sub> 量
現行軽水炉	30GWD/t	3 w/o <sup>235</sup> U	0.55 w/o
高転換炉	50GWD/t	7.5w/o Pu <sub>fiss</sub>	6.9 w/o



$$\text{天然ウラン利用率} = \frac{\text{核分裂した天然ウラン}}{\text{使用された天然ウラン}} = \frac{50\text{kg} + 32.7\text{kg}}{44\text{kg} + 5960\text{kg}} = 1.4\%$$

図4 高転換・リサイクル型炉(HCR)の天然ウラン利用率