



AGR-Jに関する英国原子力公社との共同検討概要

穴 原 良 司*

Ryoji Anahara

The Outline of AGR-J Joint Study between UKAEA and FAPIG

Synopsis

This article describes the outline of the technical description and the estimated generating costs of Advanced Gas Cooled Reactor for Japan. Two sizes of reactor were examined, 300 MW and 600 MW, referred to as AGRJ-300 and AGRJ-600 respectively.

The investigation was performed jointly by the UKAEA (United Kingdom Atomic Energy Authority) and Fuji Electric Co., Ltd. and FAPIG (The First Atomic Power Industry Group)

当社は、過去9か月間、第一原子力産業グループ (FAPIG) の協力を得て、英国原子力公社 (The United Kingdom Atomic Energy Authority, UKAEA) とAGRに関する共同検討を行ない、AGRを日本に建設した場合のコスト評価 (建設費、発電原価) を進めてきた。この共同作業は AGR for Japan の意味から、AGR-J プロジェクトとよばれ、去る昭和41年10月に完結した。ここでは、その経過の概要および主な結論を記したい。

I. ま え が き

昭和41年10月27日、英国原子力公社 (以下UKAEAとよぶ) と富士電機は、AGR-J共同設計の完了を伝えた次のような趣旨の共同発表を行なった。

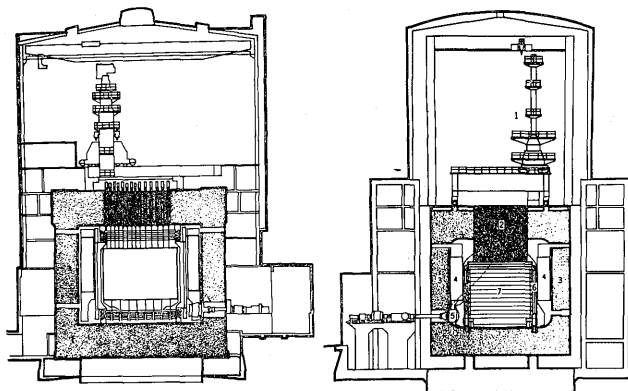
「UKAEA と富士電機を中心とする FAPIG 各社は、わが国における AGR 形原子力発電所の経済性を評価するため、過去9か月間詳細な設計研究を協力して進めてきたが、このほどその全作業を完了し、次の結論を得た。

- 1) 日本における耐震条件に対しても、AGRを耐震化することが可能であり、そのもつ本質的な安全性は十分に維持されている。
- 2) AGRの発電コストは、今回検討された出力30万kWおよび60万kWの範囲内では、kWhあたり2円から2.50円以下である。」

AGRは申すまでもなく、Advanced Gas Cooled Reactor (改良ガス冷却炉) の略で、英国原子力公社が、いわゆるコールドホール形の改良形として、過去8年間開発をつづけてきたものである。この原子炉は、本質的には黒鉛減速ガス冷却炉で、燃料がステンレススティール被

覆、濃縮二酸化ウランに変わった所を除くと、構造的にもほとんど従来のマグノックス炉と変る所はなく、したがって AGR 技術は、英国のマグノックス炉開発実績の上にたったその延長とみなされている。AEAはこの燃料の開発のために、燃料のテストベッドとして、ウィンズケールに出力30MWの実験炉をつくり、過去3年間、のべ30,000本におよぶ燃料の照射試験 (最高20,000 MWD/t) を行なってきた。そしてこのすぐれた成績によって、燃料形式を確定し、これを従来のマグノックス炉の炉心とむすびつけて、商用AGRのダンジネスB発電所 (600MW×2) の建設をはじめたわけである。

世上よく、ウィンズケール AGR 30MW からいきなり600MW×2の建設へふみきったようにいわれ、そのために実証性に欠ける所があると取沙汰されているが、これはAGRの内容を充分理解されないためにおこる誤解といわなければならない。ダンジネスBのAGR



オールドベリイ炉(300MW) ダンジネスB炉(600MW)
第1図 オールドベリイとダンジネスB比較 (同一スケール)

Fig. 1. Comparison of Dungeness B (AGR 600MW) and Oldbury (Magnox 300MW) Station (same scale)

* 原子力部

600MW×2 は、ウィンズケール AGR から延長ではなく、むしろ構造的にはオールドベリイ 300MW×2 から延長とみる方がより正しい（オールドベリイはコンクリート圧力容器を用いたインテグラルデザイン形式のマグノックス炉で、その比較を第1図に示す）。英国で 600MW×2 のプラントに AGR が採用された背景には、このような考え方があるのである。

さて AGR の技術的特長は次のように要約される。

- 1) 世界における最も安全な原子力システムであること。

これは、コンクリート圧力容器の中に、炉心、ボイラなどの一次系を全部おさめたこと、燃料にステンレススチール被覆の UO_2 を使い、これらが冷却材の CO_2 と高温下にてほとんど反応しないことの二つに起因している。

- 2) 蒸気条件は 565℃, 167 気圧という、完全に新鋭火力なみの特性を示し、新鋭火力スチームタービンの採用が可能であること（超臨界タービンも使用可能である）。

- 3) 運転中に燃料取換えが可能であるから、燃料とりのために炉をとめる必要がないこと。

これらの特長はどの一つをとっても、現在の軽水炉（BWR, PWR）には期待し得ない特性である。

英国では、この AGR を英国の第2次原子力発電計画（8,000 MW, 1970～75 年）の全プラントに採用する予定であり、すでに 1965 年ダンジネス B 発電所（600MW×2）を着工し、つづいて近くヒンクレイポイント B 発電所（625MW×2）が発注される予定である。特にダンジネス B プラントの引合においては、AGR とならんで軽水炉（BWR, PWR）もあわせ入札させ、同一条件下で技術的、経済的比較を行なって、AGR の優位をきめたといういきさつもあって、AGR の国際的評価は急に高まってきた。

AGR が技術的にすぐれていることは疑い得ないにしても、しかし果たして本当に軽水炉よりも安くなり得るものなのであろうか。ダンジネス B プラントで、軽水炉より約 7% 低い発電原価が得られたというのは英国における特殊条件があつてのことではなかったのか。あるいは故意に軽水炉をしめ出すために、AGR を有利にするような政治的配慮がなされた結果ではなかったのか。

英国は再三にわたって、そのような不公平さはないことを公式に声明したが、軽水炉一辺倒に流れるわが国にあっては、とかくそのような見解が多く示されたのは事実である。

これをはっきりさせるためには、日本国内に日本の特殊事情をおりこんで AGR を建設した場合、その建設費

および発電原価がいくらになるか、を実際に検証してみる以外に方法がない。これが AGR-J プロジェクトの出発であった。

II. AGR-J プロジェクト

AGR-J プロジェクトの主な目的は、AGR を日本に建設した場合のコストを他の原子炉形式と比較して求めることにある。このためには、日本における特殊条件、すなわち耐震性、金利条件、輸入税、サイトの特殊性などをおりこんだ精密な評価を行なう必要があり、UKAEA と富士電機（FAPIG）がこれに協力して当たった。評価に用いた基本条件は次のとおりである。

- 1) プラントの出力は、300MW と 600MW（それぞれ原子炉単基）の二つを想定した。仮定設計条件を第1表に示す。
- 2) プラントの主契約者は UKAEA、日本側の副主契約者は富士電機とし、FAPIG 各社が下請けすると仮定した。
- 3) 今回の作業に当たって、UKAEA 側は、主として炉心およびタービン発電機、燃料などを提供すると仮定し、FAPIG 側はそれ以外のプラント構成部品、たとえば、コンクリート圧力容器、ボイラ、電気部品、および廃棄物処理設備などのプラント付属装置、建設仮設備、建設工程などを担当すると仮定した。

しかしこれらは、このプロジェクトを効率よく短期間に進ませるための仮想分担であって、同じ分担が実際の際にとられるかどうかはわからない。

- 4) 値段は 1966 年 7 月の時点をとった。

この共同作業の草案は 1965 年 12 月のクリスマス直前、英国リズレーの UKAEA Reactor Group Headquarter で、Mr. K. H. Dent（ガス冷却炉主任技師）お

第1表 仮定設計条件
Table 1. Assumed design conditions

プラント条件	原子炉一基、タービン発電機1セットから成る。
原子炉形式	AGR（微濃縮 UO_2 燃料、ステンレススチール被覆、 CO_2 冷却、黒鉛減速）
正味出力	300MW および 600MW
設計寿命	85% 負荷率, 30 年間
燃料取換え	負荷時取換え
運転条件	50%
	送電電圧 154kV (300MW) 275kV (600MW)
冷却水温度（設計）	20℃ 海水
平均燃焼率	20,000 MWD/T
サイト	東海村 *

* ただし東海村は冷却水取水条件、地盤条件などの点で、必ずしも一般的条件をみたすとは考えられないので、経済的評価にあたっては、東海サイトにこだわらずさらに一般的サイトを想定し、結果が一般性を失わないようにした。

よび筆者の間で作成され、翌年 5 月 UKAEA の原子炉グループ理事 Mr. Stewart と当社前田専務との間の agreement 調印によって正式に発効された。この agreement は、上記の作業分担について規定しているほか、費用の負担については、英国側、FAPIG 側ともに無償で上記データおよび図面を相手に供給すること、それぞれのグループが必要とした費用は相手に請求しないことを明文化させた。この諒解によって、FAPIG 側は作業期間中延 5 名の技術者を英国に派遣して、打合せを行なった一方、AEA 側も延 4 名の技術者を日本に派遣して、技術内容の検討およびコスト評価について意見の交換を行ない、結果の正確さを期した。そして 1966 年 10 月、これに関する全作業を完了し、この結果を、日英共同声明の形で公表したわけである。

III. 技術 的 評 価

最近の進歩をおりこんだ AGR 300 MW および 600 MW のプラント特性を第 2 表に示した。これからわかるとおり、最近の AGR は、ダンジネス B と比べて、特性的には、冷却材の圧力を 30 気圧から 41 気圧に上昇させ、出力密度の上昇、送風機容量の減少をはかっていることが注目される。

600MW の炉心断面図を第 2 図に示した。

以下プラントの主要部分について若干の解説を加える。

第 2 表の特性中、特に注目すべき AGR の特徴は、プラントの正味効率 (41%, 42% それぞれ 300MW, 600 MW に対して) 蒸気温度および圧力 (565℃, 158 気圧) であり、それぞれ太字で示した。

また 600 MW AGR の炉心直径および高さは、東海炉 (150 MW) のそれとほぼ同様であり、電気出力密度が約 4 倍に上昇していることがわかる。炉心のチャンネル間隔は約 40cm、東海炉の約 2 倍弱にあたり (チャンネルの径も東海炉の約 10cm の約 2 倍である)。これをつくるグラファイトは、CO₂ との間の酸化をおさえ、放射線下での寸法変化に対しても著しい改良を加えられた等方性グラファイトで、特に英国において AGR 用に開発されたものを用いている。

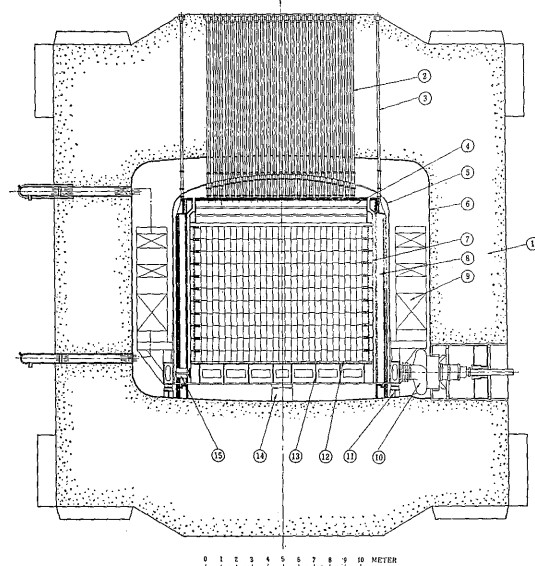
しかしこのグラファイトも、AGR におけるほどの高出力密度および高圧下においては、酸化減量の増加をさげ得ないので、減速材グラファイト全体を比較的低温に保つよう、入口ガスを循環させて冷却する方法をとる。これがいわゆる再循環方式といわれるもので、第 3 図にその概要を示す。

グラファイトブリックのおおのは、キー方式によって相互に連結され、しかも全周は、強固な構造の炉心拘束シリンダによって保持され (これは東海炉の耐震方式

第 2 表 代表的 AGR の特性パラメータ

Table 2. Typical parameters for AGR power plant units

パラメータ	単位	300 MW	600 MW
正 味 出 力	MW	300	600
発 電 機 端 出 力	MW	316	630
正 味 効 率	%	41	42
格 子 間 隔	cm	39.4	39.4
燃料チャンネル数	—	260	430
全チャンネル数	—	300	500
炉心直径(反射体含み)	cm	9.5	11.6
炉心高さ(")	cm	7.8	8.8
平均燃料定格	MW/TU	10	10
冷却材圧力(最高)	ata	41	41
炉 心 内 全 流 量	kg/s	1,800	3,000
原子炉入口温度	℃	300	265
チャンネル出口温度	℃	650	675
ボイラ給水温度	℃	160	160
スーパーヒータ蒸気圧力	ata	158	158
スーパーヒータ蒸気温度	℃	565	565
レヒータ蒸気温度	℃	565	565



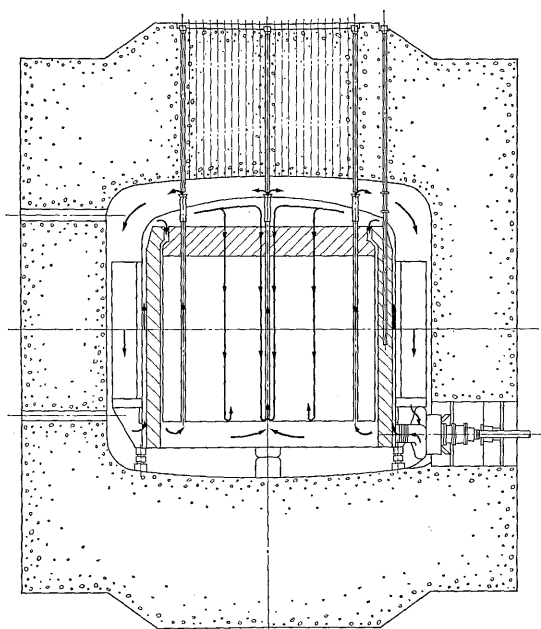
- | | |
|--------------|-----------------|
| ① コンクリート圧力容器 | ⑨ ボイラ |
| ② スタンドパイプ | ⑩ 冷却ガス循環機 |
| ③ 計測用スタンドパイプ | ⑪ ローラユニット/支持ビーム |
| ④ 頂部中性子しゃへい | ⑫ 支持板 |
| ⑤ 圧力シリンダ | ⑬ グリッド |
| ⑥ 圧力容器メンブレン | ⑭ 中心支持台 |
| ⑦ 炉心拘束シリンダ | ⑮ 冷却ガス流入量制御装置 |
| ⑧ ボイラしゃへい | |

第 2 図 600MW 炉 心 断 面 図

Fig. 2. Section of 600 MW AGR core

と同じ考え方である), この重量全体はグリッドを経て、ローラ式サポータにより、熱膨張を逃がしつつ耐震保持されている。

炉心周囲をとりまくのは、内外 2 層の軟鋼板の間にカーボンをはさんだ構造より成る中性子しゃへい体で、軟鋼円筒板は炉心の保持の役目をも果たす。中性子しゃへい



第3図 原子炉内のガスの流れ

Fig. 3. Gas flow circuit in reactor

い体はまたボイラシャへいともよばれ、その目的は下記の二つである。

- 1) 原子炉運転中、ボイラ中の水および蒸気を放射化させないこと。
- 2) 原子炉停止時に、ボイラ点検のため、人が圧力容器内に入り得ること。

同様構造の中性子シャへい体は炉心上部にもおかれる。

またいわゆる圧力シリンダは、第3図からわかるように出口、入口ガスをしきるものであるが、内、外にはガス送風機による差圧（600MW で高々1.5気圧）しかかからないから、むしろ温度バリアという方が適当かもしれない。材料は軟鋼、したがって外側にステンレス積層からなる熱絶縁がおかれる。

コンクリート圧力容器を貫通する燃料スタンドパイプは、燃料チャンネルと1対1に対応して同数あり、これが燃料取扱いを著しく簡単化していること、ダンジネスBの場合と同様である。また燃料構造も、本概念設計では36ピンで、ダンジネスBの場合と同一にとった。

燃料の平均燃焼度 20,000 MWD/T, 100% 負荷率の時の新燃料取換えひん度は

300MW : 0.13 チャンネル/日

600MW : 0.214チャンネル/日

である。各燃料は約半分もえたとこでいわゆる axial shuffling を行なうため一度とり出され、この時あわせて radial shuffling を行なって、また再そう入される。したがって axial shuffling を含む燃料操作の回数は、

300MW : 0.26 チャンネル/日

600MW : 0.428チャンネル/日

となる。

ボイラは一段再熱付の貫流形で、材料は、再熱管およびスーパーヒータ部分の一部はステンレススティール、スーパーヒータ残部と、エバポレータはクロムモリブデン鋼、エコノマイザは炭素鋼である。ボイラは全体として炉心外側をとりまいており、境界がなく、その数は1個と考えるのが適当といえる。

最後にコンクリート圧力容器について、圧力容器はいわゆるプリストレスコンクリート圧力容器で、軟鋼板で内側をライニング（ライナの厚さ13mm）され、さらにそれに冷却水用配管がとりつけられている。この冷却水と、さらにライナ内側にもはられたステンレス断熱材によって、コンクリート圧力容器の最高温度は60℃におさえられる。

冷却水管は安全上の配慮から、50%容量のもの2組を独立にもたせており、また冷却水は放射能をおびるおそれがあるので、循環閉回路とし、バイパスフィルタを設けてある。

プリストレス用ケーブルは、7mm径の心線を187本よりにしたものを使っている。ちなみにコンクリートの総重量はそれぞれ28,800トン、48,000トンで、それほど大きいものではない。

コンクリート圧力容器の試験圧力は、設計圧力の1.25倍にとった。

炉心以外のプラント各機器については、紙数の都合で説明を省略し、ただ建設工期は300MW : 42 か月、600MW : 46 か月であることを記すにとどめる。

IV. 経済的評価

経済的評価は、発電所総建設費と発電原価の二つに対して行なわなければならない。

1. 発電所総建設費

発電所総建設費は、プラントコスト、主および副主契約者費、危険負担費、R & D 費、顧客直接費および顧客間接費より成る。各内容は次のとおり。

1) プラントコスト

プラントを構成する機器部品費で、仮設備費および輸送費を含む。これは英国側および日本側より、前記した分担によって算出されたすべての部品費の和である。

2) 主および副主契約者費および危険負担費

主契約者費は、顧客に対するプラント全体の建設および特性に関する保証について契約的責任をもつため、プラント総合設計および図面を作成するとともに、いかなる納期遅延、設計変更についても財政的、技術的責任を負わなければならない。このための費用を主契約者費とよび、今回の概念設計では、UKAEAがこの任に当ると仮定した。

副主契約者費は、下請会社に対する技術料、建設中利子、危険負担費、R & D などの和で、今回の作業では富士電機がこれを担当した。

危険負担費は文字どおりリスク負担費である。

3) 顧 客 直 接 費

この中には、土地代、整地費、変電所費、ケーソン費（もし必要ならば）、取水工事土木費 および 輸入税が含まれる。今回の作業においては、土地は一般的サイトを想定して 3.5 億円を計上したが、ケーソン費は、これを除外した。（東海村においては、地盤の関係から、ケーソン工事を必要としたが、敦賀地点では、地盤がよくケーソンを要しない。したがってケーソン工事費は、土地条件によって変わり、一般的経済性評価にあたっては、これを含めないこととした。）また輸入税については、東海炉建設の経験から得られた数字を用いた。

4) 顧 客 間 接 費

この中には、現地事務所費、建設中利子および本社費が含まれ、吉村部会ルールにしたがい、それぞれ次のように仮定した。

(1) 現 地 事 務 所 費

$$[(1)+(2)+(3)] \times 3\%$$

(2) 建 設 中 利 子

$$[(1)+(2)+(3)+(4a)] \times 0.4 Mi$$

M = 建設期間 (年)

i = 6.5% 金利 (1 年あたり)

(3) 本 社 費

$$[(1)+(2)+(3)+(4a)+(4b)] \times 2\%$$

これらの全体の和が発電所総建設費となる。

2. 発 電 原 価

発電原価を求めるには、まずその基礎的計算条件を明らかにしておかなければならない。今回の作業に当っては、わが国の電力会社で用いられている条件および吉村部会ルールを参考とし、日本における最も一般的な基礎条件をかため、これによって AGRJ の発電原価：円/kWh を求めた。

発電原価は、資本費分、燃料費分および運転費分の三つに分けられる。おのおのに関係する基礎条件について簡単に解説する。

1) 資本費分 (建設費分)

(1) 金利および償却

中央 3 電力の 1964 年度金利は、東京、関西、中部電力おのおのに対して、それぞれ 8.35%, 6.89%, 8.68% であった。この値は各社および年数によって変るが、この検討では 8% を用いた。

また償却法は、初年度原価に対しては定額償却法をとったが、平均発電原価に対しては現在価値換算法を用いた。現在価値換算法は現在、主要電力会社の将来発電所

に対して普通この方法が多く使われようとしているからである。現在価値換算法は、すべての価値評価をある特定の現在時点に換算して求める方法で、現在時点には商業発電を開始する時点をえらんだ(付録参照)。

また償却期間は 20 年とした (設計的には第 1 表に示されるように、30 年としてある)。

(2) 負 荷 率

80% をとった。

負荷率は、AGR が負荷時燃料取換え方式のため、軽水炉より 5% ほど高い負荷率をとり得る、たとえば、軽水炉 80% の負荷率に対して、AGR は 85% が対応するという考え方もあるが、ここでは AGR も軽水炉と同じく 80% をとることとした。これは現行法によって、発電所は年 1 回の定期点検を行なうので、AGR とでも炉の停止を余儀なくされ、軽水炉はこの期間に燃料取換えを行なうため、AGR の利点がちょっと発揮しにくいことによっている。しかし定検が 2 年に 1 回となると AGR の負荷率は上昇してくることが期待される。

(3) 残 存 価 値

日本の現行の考え方にしたがって、原子力発電所に対する残存価値を 5% とした (火力に対しては 10% がとられている)。

(4) 固 定 資 産 税

現行法により

はじめの 5 年間：発電所総建設費年間償却の

1.4% の $\frac{1}{5}$

次の 5 年間： " "

1.4% の $\frac{2}{5}$

その後 " "

1.4% の $\frac{3}{5}$

とした。

(5) 保 険

原子力発電所の評価に対し、普通日本でとられている方法によって、発電所総建設費の 0.5% / 年間をとった。

2) 燃 料 費 分

(1) 初期および取換燃料費

初期および取換燃料は全部英国で成形加工して輸入すると仮定した。新燃料費は、主として濃縮ウラン費および成形加工費より成るが、濃縮ウラン費は、1962 年 U S A E C の値をそのまま採用した。1970 年代に、英国ケープンハースト濃縮ウラン工場より生産される濃縮ウラン価格は、ほぼ現行 U S A E C 価格と同程度になることが予想されているが、ここでは計算の仮定を明らかにするためこのようにしたものである。したがってこのことは、決して AGR 用燃料の濃縮ウランを、米国より購入することを意味するものではない。

次に成形加工費であるが、西ドイツ向け AGR 燃料の

成形加工費の数字が発表されている（フランクフルト資料 No.9 1966年）ので、それをあげておきたい。すなわち 1971 年 UKAEA が供給し得るであろう 600 MW AGR 向けの燃料成形加工費は、

初期燃料に対して 19,300 円/kgU

取換燃料に対して 16,200 円/kgU

と予想されている。（英国より西ドイツへの輸送費を含む）この数字は日本向けの場合にも一つの参考としての意味をもつと思われる。

(2) 残 存 燃 料 費

発電所の寿命期間終了後で残存する燃料は、すべて使用済み燃料として扱い、再処理を行ない、ウランおよびプルトニウムのクレジットをつけた。

(3) 燃料再処理費および輸送費

燃料の再処理は、日本国内で行なうことを仮定し、その費用は、原子力委員会の決定にしたがい、900万円/TU とした。また使用済み燃料の輸送費は、比較的近い距離を考えて、100 万円/TU とした。この値は燃料輸送キャスク、輸送設備、輸送費のすべてをふくむものである。

(4) ウランおよびプルトニウムクレジット

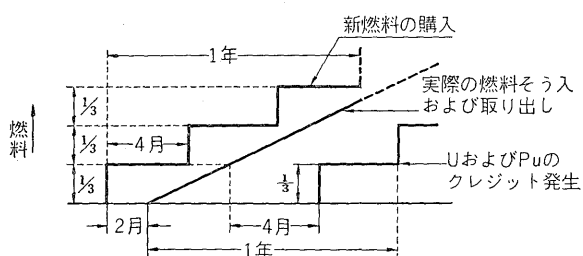
取り出された燃料と等しい濃縮度をもつ UF₆ 価格から、輸送費と、UNH から UF₆ への転換費をひいた値をもってウランクレジットと考えた。

またプルトニウムクレジットは、原子力委員会の発表どおり、核分裂性プルトニウムにつき、3,600 円/グラムとした。

(5) 燃料の購入および取り出し

燃料は初期装荷の全量が、コミッショニング開始前 2 か月、すなわち商業運転開始前 8 カ月に現地に到着し、炉からとり出されてから 6 か月後に、ウランおよびプルトニウムのクレジットを発生するものと考えた。

また取り換え燃料は 4 か月分のバッチごとに、少なくとも 2 か月前に現地に到着しているものとして、すべての金利計算を行なった（現在価値換算）。この関係を第 4 図に示した。



第 4 図 燃料そう入および取り出し
Fig. 4. Fuel charge and discharge

2) 運 転 費

直接運転費と間接運転費とにわかれる。

直接運転費は、人件費と修理費および雑費より成る。

運転要員の数は、電力会社のやり方で大幅に変わるものであるが、実際に必要な運転要員の数として、AEA から 70 人 (300MW) および 80 人 (600MW) が推奨された。1 人年間費用は 100 万円としたが、これは現在電力会社で考えられている年間平均費用から求めている。

また修理費および雑費は、AGR においては BWR などよりかなり低いことが特徴で、年間あたり

300MW : 2.5 億円

600MW : 3.5 億円

と見積られた。これは C E G B (英国中央電力庁) における原子力発電所の運転実績および AGR の評価から得られた推奨値である。

また間接費には、本社費および事業税が含まれるが、いずれも国内現行の数値にしたがった。

この基本条件にしたがって求められた発電原価は、20 年、80% 負荷率で

300MW : 2.48 円/kWh

600MW : 1.96 円/kWh

となる。

上記したこれらの技術的検討は、1966 年 1 月の時点における水準にもとづいていたが、その後の技術向上は、燃料取扱い系の簡単化、圧力容器内部配置の改良、コンクリート圧力容器設計の合理化などを可能にしており、さらに燃料表面温度、中心温度の上昇によって、燃料定格の向上ももたらされつつある。これは炉心およびボイラサイズの縮小にもつながり、資本費の低下をもたらしことになる。これらのコスト低下による発電コストの低減がみこまれており、結局 300MW で 2 円 30 銭台、600 MW で 1 円 80 銭台が、1967 年はじめに着工する AGR プラントにおいて達成可能とみこまれている。

以上の検討のほかに、われわれはさらに、AGR のコストを軽水炉と直接比較する作業を行ない、まったく同一のサイトに、同一の計算法によるコスト検討を行なうて、AGR が 300MW クラスにおいてもなお軽水炉と競争可能であることの確信を得た。

これが AGR-J プロジェクトの概要である。

V. 要 約

過去 9 か月間の AGR-J プロジェクトを通じて、これに参加された方々は、当社をはじめ川崎重工、清水建設、荏原製作所、日商などきわめて多数にのぼり、UKAEA もまた、この作業のために多くの時間を費した。もしわれわれに東海炉建設の経験がなかったならば、これだけの短期間に、これだけの精度をもたせた検討は到底期待し得なかったであろう。この AGR-J の作業を通して、AGR が、まさしくマグノックス炉の技術的延長と考えられるものであることを認識し得たことも、われわれに

とって大きな収獲の一つであったといってもよいであろう。

AGR-J プロジェクトは 1966 年 10 月をもって終り、日本国内に建設される AGR は 300MW プラントにおいても充分軽水炉と競争可能であることを確認し得た。

今後はこの検討結果にもとづいて、さらに AEA と協

力を密にし、市場開拓への努力がつづけられるであろう。

前記したように、本作業は 9 か月もの間、FAPIG 各社の多数の方の努力によって結実したものであり、筆者は単にそれになづさわった一員にすぎないことを報告し、ここに改めて多数の方に深甚の謝意を表したい。



付 録 現 在 価 値 換 算 法

現在価値換算法とは、発電所期間中にかかるすべての費用を、全部現在時点にひきもどして求めようというもので、現在の時点には発電所が竣工試験を完了し、商業運転のできる日が選ばれている。すなわちそれまでの建設期間に投下した資本は、その日までの金利 (6.5%) がかけられ、さらに運転開始後 20 年間に発電所にかかる費用の一切、たとえば装荷されるすべての燃料費、人件費などは金利 8% と仮定して、完工時点の価値にひきなおされて現在価値が求められているのである。たとえば発電開始 1 年後に 1 億円の燃料を買いたいという場合、これを現在価値になおすためには、金利 8% の預金利子で預金して、1 年後に 1 億円にするためには現在いくら預金すればよいかということに置き換えればよく、その

現在価値は $1 \text{ 億円} / (1 + 0.08) = 0.925 \text{ 億円}$ ということになる。同様にして 2 年後の 1 億円は、現在価値で $1 \text{ 億円} / (1 + 0.08)^2 = 0.86 \text{ 億円}$ となる。

逆に建設期間中に投下した費用を現在価値になおすときは、もしそれをそのまま銀行に預金したならば、年利 (6.5%) で利子を生んでいくはずと考えるので、数字上という限りは、実際に投下した額より多くの額が現在価値として計上されてくることになる。たとえば完工前 1 年の時点での 1 億円の投下額は、現在価値でいえば $(1 + 0.065) \text{ 億円}$ となり、2 年前の 1 億円は $(1 + 0.065)^2 = 1.135 \text{ 億円}$ となる。すなわちこの計算を行なうためには、何時の時点でいくらの支出をするという、明確な予定表がまず作られていることが必要である。



＊本誌に記載されている会社名および製品名は，それぞれの会社が所有する
商標または登録商標である場合があります。