

AGR の 経 済 性

Economic Aspects of the AGR

木 下 誠 人*

Makoto Kinoshita

I. ま え が き

AGR は英国において、1965 年に、ダンジネス B 発電所の建設が決定して以来、現在までにすでに 745 万 kW が建設中または建設認可申請中である。これらの AGR の経済性に関して、1967 年末に英国議会の科学特別委員会 (Select Committee on Science and Technology) が出した答申書の中に 2 つの注目すべき評価を發表している。1 つは英国の中央電力庁 (Central Electricity Generating Board, 略して、CEGB) が現在建設中の AGR 発電所と 1975 年までに建設する AGR 発電所を主な対象としたものであり、もう 1 つは英国の動力省が新燃料白書をまとめるに際して行なった 1970 年から 1980 年までに建設される AGR を対象にした評価である。

本稿では、これら英国における AGR の経済性評価と 1966 年に、当社が英国原子力公社 (UKAEA) と共同で行なった日本における AGR のコスト見積結果を基にして、今後建設される AGR の経済性を見通しをまとめ同時に AGR の経済性に寄与する AGR の技術的特長などについて記述した。

II. 英国での AGR のコスト

1. CEGB の評価

今回 CEGB が科学特別委員会に提出した、新しい A

第 1 表 現在建設中の AGR と火力発電所のコスト比較

Table 1. Cost comparison of the present AGR and conventional station

発電所名	AGR*		石炭火力	石油火力**
	ダンジネス B	ヒンクレーポイント B	ドラックス	ペンブローク
初期投資額 £/kW (千円/kW)	104.82 (90.0)	93.90 (81.0)	54.08 (46.6)	51.0 (44.0)
発電原価 d/kWh (円/kWh)	0.511 (1.84)	0.470 (1.69)	0.564 (2.03)	0.53 (1.91)

* 上表の AGR には、CEGB が UKAEA に支払うロヤリテイは含まれていない。これを含めると AGR の発電原価は 0.014^d(0.05)/kWh 上る。

** 石油の輸入税を含む。

GR の経済性評価は 1966 年 9 月の貨幣価値を基準にしたものであり、前回のダンジネス B の評価を修正するような格好になっている。ただし、評価の基準は貨幣価値の基準が変わった (前回は 1964 年) 点を除けば、すべて前回と同じである。第 1 表に CEGB が行なった現在建設中の AGR のコスト評価の要約を示す。

ここで、初期投資額というのは、発電所建設費、建設中利息、初装荷燃料費を発電所運転開始時点に換算した値を示す。また発電原価というのは、初期投資額、発電所の運転中にかかる取換燃料費、運転費、税金、保険、さらに、発電所閉鎖後にかかる残存燃料の処理費およびクレジットなどをすべて発電所運転開始時点の価値に換算し、これを年金率で償却期間中均一になるように割り振り計算された平均の発電原価を指す。

第 1 表のダンジネス B 発電所の初期投資額および発電原価は、CEGB が 1964 年の貨幣価値を基にして行なったダンジネス B の経済評価の際の値より約 12% 上昇している。この上昇の原因としては、次の点が上げられている。

- 1) CEGB の仕様変更に伴う主契約価格の上昇
- 2) エスカレーション (1964 年 4 月から 1966 年 9 月までの貨幣価値の変動) によるコスト上昇
- 3) CEGB の直営工事、特に取水、排水工事費を安く見積っていたためのコスト上昇

要するに値上りは、主に発電所をとりまく経済的条件の変化によるものとされている。

AGR の 2 番目の実用発電所であるヒンクレーポイント B のコストは、同じコスト項目で同一条件で示されているが、この表に示されているように、実質的にダンジネス B より初期投資額で 10%、発電原価で 8% 低下したことになる。このコスト低下は、冷却材圧力を 150 psi 上げ、燃料要素の直径を 7 インチから 7.5 インチに増して送風機動力を減少させたり、軸方向シャッフリングの代りにチャンネル全部の取換え方式を採用し、燃料取扱系の簡素化を計り、また密封形送風機の採用および原子炉建家とタービン建家を含むプラント配置の合理化

などの技術的改良によるものである。

ヒンクレーポイント B 以降、1975 年までに建設する AGR は、初期投資額がヒンクレーポイント B よりさらに約 £10 (8,640円)/kW 低下すると見積っている。このコスト低下は、AGR の技術的改良、繰返し製作することによる節約および発電所のユニット数を増すことによって達成できる。

2. 動力省の評価

1) 動力省の評価基準

動力省は、昨年秋発表された新燃料白書をまとめるに際して、作業グループ (W.G.) を作り、1976 年から 1980 年までに建設する AGR に発電所のコスト見積を行なっている。この W.G. は、UKAEA や CEGB の専門家と科学技術省、動力省の代表によって構成された。この作業の目的が、第 2 期原子力発電計画以降 1976 年から 1980 年までに建設する、やや将来の原子力発電のコスト調査を目的としていたため、現在 CEGB が使用し

ている評価基準よりも原子力に不利となるような評価基準が使われている。W.G. の評価基準と現在の CEGB の評価基準の相違点を第 2 表に示す。1976 年から 1980 年までに建設される AGR のコストは、次の 3 つの規模で AGR 発電所が建設される場合に対してそれぞれ見積っている。

- a. 小 規 模 800 万 kW
- b. 中 規 模 1,800 万 kW
- c. 大 規 模 3,200 万 kW

また、この期間のコスト見積には第 3 表のコスト資料が使用されている。

2) 動力省が評価した AGR のコスト

動力省 W.G. が行なった 1970~1980 年の間の AGR および火力発電所のコスト評価を第 4 表に示す。

第 4 表 AGR と火力との発電原価比較
単位: d/kWh(円/kWh)

Table 4. Generating costs for 1970~80 AGR and conventional stations estimated by the W.G.

	前 期	後 期
1970~1975 運開		
AGR(原子力)*	0.52(1.87) (ヒンクレー ポイント B)	0.46(1.66)
火 力		
無税石油 (2.7 ^d /therm)		0.44(1.58)
税付石油 (3.8 ^d /therm)		0.53(1.91)
石 炭 (4.5 ^d /therm)		0.60(2.16)
1976~1980 運開		
AGR (原子力)*		
小規模計画	0.40(1.44)	0.36(1.30)
中規模計画	0.38(1.37)	0.34(1.22)
大規模計画	0.37(1.33)	0.33(1.19)
火 力		
無税石油 (2.7 ^d /therm)		0.42(1.51)
税付石油 (3.8 ^d /therm)		0.51(1.83)
石 炭 (4.5 ^d /therm)		0.58(2.09)

* 上表の AGR には CEGB が UKAEA に支払う報償料は含まれない。

第 2 表 W.G. と CEGB の経済性評価基準の相違点

Table 2. Differences between the ground rules of the CEGB and those of the W.G.

	W.G. 評価基準	CEGB 評価基準
1. 貨幣価値	1966年3月	1966年9月
2. 利 率		
運 転 中	8%/年	7.5%/年
建 設 中	8%/年	5.5%/年
建設中利息	建設費の15%	建設費の約11%
3. 負 荷 率	75%	75%
4. 初装荷燃料	取替燃料と同じ価格のウラン精鉱使用	取替燃料より安い価格のウラン精鉱使用
5. Pu 価 格	£ 2/g total Pu	£ 2/g total Pu

第 3 表 1976~1980 年に建設される AGR の見積に使用されたコスト資料

Table 3. Cost data used in estimating cost for 1976~80 AGR stations

項 目	コ ス ト
1. 設計開発費	
小規模	£8(6.9千円)/kW*
中および大規模	£5~4(4.3~3.45千円)/kW
2. CEGB の直営工事および経費	
a. 土地購入と整地	
2×120万 kW 発電所	£1.5m (13億円)
4×120万 kW 発電所	£2.5m (21.6億円)
b. 技術取まとめ費	
2×120万 kW 発電所	£1.5m (13億円)
4×120万 kW 発電所	£2.5m (21.6億円)
c. 予 備 費	建設中利息を除く建設費の 2%
d. 建 設 中 利 息	建設中利息を除く建設費の 15%

* これは、3 つのコンソーシャが存続している 1970~1975 年の間の設計開発費と同じである。

第 4 表に示されている AGR のコストは、第 2 表の CEGB の評価による AGR のコストとは、評価基準が異なるため直接比較できない。たとえば第 2 表のヒンクレーポイント B の発電原価は 0.47^d(1.69)/kWh であるが、第 4 表のヒンクレーポイント B は、0.52^d(1.87)/kWh となっている。これは、ヒンクレーポイント B の値上りを意味するものではなく、W.G. の評価基準が現在使用されている CEGB の基準からずれたことに起因するものである。ダンジネス B の発電原価をこの W.G. の基準で計算すると 0.56^d(2.02)/kWh となる。

W.G. の評価基準で見積られた AGR の発電原価は、1970~1975 年の間に 0.52^d(1.87)/kWh から 0.46^d

第5表 経済的条件の変化がAGRの発電原価におよぼす値(1980年運開のAGRを基準として)

(単位: d/kWh(円/kWh))

Table 5. Effect of changes in economic assumptions on generating costs of AGR (1980)

経済的条件	発電原価におよぼす値 (+は上昇, -は低下を示す)
1. 償却期間 5年延長(20→25年) 10年延長(20→30年)	-0.016 (0.058) -0.027 (0.097)
2. 利率 2%上昇(8→10%/年)	+0.034 (0.122)
3. 負荷率 10%低下(75→65%/年)	+0.032 (0.115)
4. ウラン精鉱 \$ 1/lb 上昇	+0.007 (0.025)
5. プルトニウム価値 £ 1/g 上昇	-0.008 (0.028)
6. 初期投資額 £ 5/kW 上昇	+0.019 (0.068)

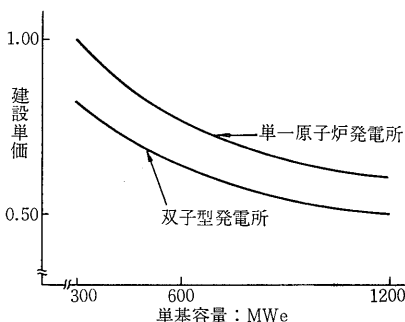
(1.66)/kWh まで低下し、石油消費税を含まない場合の石油火力発電所のコストに近いものとなる。また1976年から1980年の期間に建設されるAGRの発電原価は、0.4^d(1.44)/kWh 以下すなわち 0.4^d(1.44)~0.33^d(1.19)/kWh まで低下する見込みである。この期間ではAGRの発電原価はどんな在来火力よりも有利となると結論づけている。なお、まわりの経済的条件が変化した場合のAGRの発電原価への影響は第5表に示されるようなものとなる。

3) 1976~1980年運開のAGRの特長

(1) 単基容量と発電所容量

現在建設中のAGRは、単基容量60万kWの原子炉に、60万kWのタービンを組合せ、これを2つならべて双子形の発電所に統一している。1975年までに建設されるAGRでは、これ以上の単基容量の大形化は行なわず、ユニットの数を増してたとえば4基の原子炉とタービンで250万kW級の発電所を建設する計画である。

一方、1976~1980年に建設するAGRは、原子炉の単基容量を120万kW級に上げ、タービンは初めは60



第1図 単基容量と建設単価との関係

Fig.1 AGR capital cost variation with unit size

万kWを採用するが末期には、原子炉と同様120万kWにする計画である。また発電所の容量は2ユニットをならべ2×120万kWの双子形発電所や、4×120万kWの発電所を建設する計画である。

原子炉の単基容量を60万kWから120万kWに上げることは技術的には、コンクリート圧力容器の採用で、なんら困難となる問題はないことが報告されている⁽³⁾。

AGRの建設費は、単基容量を2倍にすることで、kW当り、約20%低下する。また双子形発電所にする、kW当りの建設費は約15%低下するといわれている。これは双子形発電所にするによって、燃料取扱設備や廃棄物処理設備が2つの原子炉に対して1つですむことになるため、これらの装置と建物の建設費および発電所の設計取まとめ費の節約が可能となるためである。第1図は、単基容量の大形化と双子形発電所設計による建設費低下の傾向を示す⁽⁴⁾。

(2) 比出力

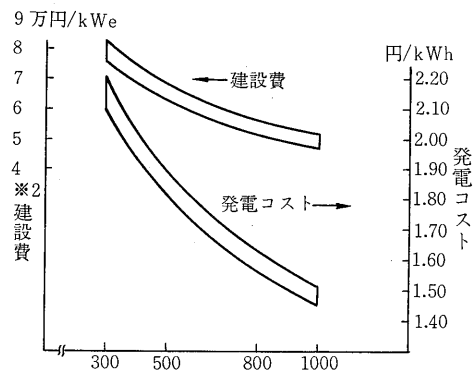
1976~1980年に建設されるAGRには、現在開発中の高比出力燃料が採用される予定になっている。これは現在建設中のダンジネスBの比出力の約2倍となり、初装荷燃料は、同一出力では現在のAGRの約半分ですむことになる。これによってAGRの初装荷燃料費は約£6(5.2千円)/kW低下する見込みである。

III. 日本でのAGRのコスト

当社は、1966年に第一原子力産業グループ(FAPIG)の協力をえて、英国原子力公社と共同してわが国の条件下で設計したAGRのコストの見積を行なった。これによると日本に建設した場合のAGRの発電原価は、

AGR-300 MWe で 2.48 円/kWh

AGR-600 MWe で 1.96 円/kWh



1. 単一原子炉発電所を対象にした値である。
2. 初装荷燃料を除く。

第2図 1975年ごろ運転に入るAGRの建設費と発電コスト予想⁽⁴⁾

Fig.2 Estimated capital and generating cost for AGR operational later than 1975 in Japan

となった。これはいずれも単一原子炉発電所を対象にしたもので、1966年1月の技術レベルで設計したものである。これに関する詳細は、すでに本誌 (Vol. 40, No.2 1967) に紹介されているのでこれを参照されたい。

1975 年ごろ建設される AGR の性能は第 7 表に示すような値が期待されている。この性能に対応する AGR の建設費と発電原価を上記のように日本の条件に置き直して見積った結果を第 2 図に示す。図に示すように単基容量 80 万 kW では発電原価は約 1.6 円/kWh となる。

第 6 表 1975 年ごろ運転に入る AGR の予定性能⁽⁴⁾

Table 7. Expected performance of AGR operational later than 1975

	300 MW	500 MW	800 MW	1,000 MW
1. 正 味 熱 効 率	42.7%	42.7%	42.7%	42.7%
2. 装 荷 U 量				
初 期	29 te	49.5 te	81.0 te	102.0 te
平 衡 状 態	30.5 te	51.5 te	84.0 te	105.0 te
3. 濃 縮 度 (新)				
初 期	1.69%	1.53%	1.39%	13.5%
平 衡 状 態	2.97%	2.74%	2.54%	2.49%
4. 濃 縮 度 (使用後)				
平 衡 状 態	0.93%	0.76%	0.64%	0.61%
5. Pu 生 成 量				
分 裂 性 (kg/装荷U量)	110	185	305	380
6. 燃 焼 度 (MWD/teU)	24,000	24,000	24,000	24,000
7. 成 型 加 工 費 (千円/teU)	20,000	20,000	20,000	20,000

IV. 経済性改善につながる AGR の特徴

1. 負荷時燃料取替方式

AGR は負荷時燃料取替方式を採っているので、燃料取替のために軽水炉などのように原子炉を停止する必要はない。原子力発電所の運転で豊富な経験を有する UKAEA と CEGB は、ダンジネス B 発電所の評価では、負荷時燃料取替方式の AGR は、軽水炉に比べ約 5 % 負荷率が高くなると見積っている。これは定期検査を両炉形ともに 2 年に 1 回行なうとし、このための停止期間を 21 日と見積り、軽水炉の燃料取替は 1 年に 1 回とし、このための停止期間を 30 日と見積り、次の計算によっている。

	AGR	軽水炉
1. 定期検査の年 (1 年目)	21 日	30 日
2. 定期検査がない年 (2 年目)	0 日	30 日

2 年間に定検と燃料取替のため停止する日数

したがって、軽水炉が AGR より余分に毎年停止する日数は

$$\frac{60-21}{2} = 19.5 \text{ 日}$$

最近の情報では、CEGB は原子力発電所の定期検査を今までの 2 年に 1 回から 4 年に 1 回にするとのことである。定期検査の周期が長くなってくると、負荷時燃料取替方式では、発電所の停止期間が少なくなり、利用率が高くなる。同じ条件で運転したとすると、これによって AGR の負荷率は高くなる可能性を持つ。わが国ではまだ原子炉の定期検査が 1 年周期であるため、負荷時燃料取替方式も停止時燃料取替方式も英国のように負荷率が違うという計算は成り立たないが、原子力発電所の運転経験を積むことによって、わが国でもあまり遠くない将来に定期検査を英国と同様 2 年に 1 回さらには 4 年に 1 回とするようになるものと考えられる。こうなると AGR を実際に運転した場合の負荷率向上が期待できる。これは AGR の燃料費が安いということと相まって発電原価の低下に結びつくものである。

負荷時燃料取替方式がもたらすもう一つの利点は、燃料の管理に柔軟性があるということである。この意味はたとえば、停止時燃料方式の場合には、向う 1 年間に使用する燃料の濃縮度は、その期間の負荷率を想定して決めておく必要があること、しかもその燃料は成形加工のために 1 年前に注文しておく必要があること、また実際に運転している発電所が予定した負荷率からずれた場合に燃料取替時期と定期検査時期との間にずれが生ずること、逆に余分の発電所停止をさけるため燃料取替時期と定期検査を同時に行なおうとすると、場合によっては充分燃焼しないまま燃料を取り出さなければならなくなり、燃料費の値上りをまねくことなどのために燃料の管理が非常に複雑になる。AGR ではこのような問題はないため一定仕様の燃料を注文しておき、充分燃焼した燃料から取り出すことができるので、初めに予定した燃料サイクルを、最も経済的に運営管理することができる。

2. 安 全 性

従来原子力発電所は、居住地からはずれ、負荷中心地からはずれた地点に建設されるのが常識となっていたが、AGR は、英国において負荷中心地に近接して建設されようとしている。たとえば、250 万 kW のヘイジャム発電所は、ランカスター (人口 5 万) から 4 マイルの所であり、125 万 kW のハートルプール発電所は、人口 8 万のウエストハートルプールから約 4 マイルの地点にある。これは AGR が本質的に安全性の高い構造であり、大量の放射能が外部へ放出されるというような事故が考えられないことによるものである。原子力発電所を負荷中心に近接して建設できるようになれば、かなりの出費を要する送電設備が節約されることになり、受電端における電気料金の低下を可能にする。英国の例では、ウィルファ原子力発電所から北西部の工業地帯までの送電設備に約 200 億円かかったといわれていることからみ

でも送電設備費がかなり大きくなることわかる。

V. む す び

英国議会の科学技術特別委員会に提出されている CEGB による現在建設中の AGR のコスト評価、動力省による 1976 年～1980 年の AGR コスト評価、わが国の条件の下での AGR の経済性調査とコスト見通しなどから、AGR の経済性に関して次のようなこにがいえる。

- (1) 英国における AGR は、順調に経済性向上をとげており、現在建設中のシンクレイポイント B ではローヤリティを含めてすでに発電原価は 60 万 kW 級で、1.74 円/kWh となっている。また余裕を見た評価をしても、1976～1980 年に建設される AGR は、ローヤリティを含めて 120 万 kW 級で 1.5 円/kWh～1.24 円/kWh 程度まで低下する見通しである。

- (2) 日本における AGR でも、1975 年ごろ建設されるものは、80 万 kW 級で約 1.6 円/kWh まで発電原価を低下させることができる見通しである。

- (3) AGR が本質的に安全性の高い構造になっていることと、負荷時燃料取替方式を採用していることは現在の AGR の発電原価には数字として現われてこないが、将来の AGR で、実質的にコスト低下の可能性を持つ要因として注目される。

参考文献

- (1) Report from the Select Committee on Science and Technology, Session 1966-67
 (2) CEGB, An Appraisal of the Technical and Economic Aspects of Dungeness B Nuclear Power Station, 1965
 (3) J.D. Thorn, Development Trends in CO₂ Cooled Nuclear Power Stations, AGR Symposium, Frankfurt, April; 1966.
 (4) K.H. Dent, the Advanced Gas Cooled Reactor System, Nuclex 66, Sep., 1966.
 (5) A Letter from the UKAEA, Feb., 1967. (未発表)

付-1

現在建設中の AGR と火力発電所のコスト内訳 (1966 年 9 月の貨幣価値基準)

Appendix 1. Cost break down of the present AGR and conventional power station

項 目	単 位	ダンジネス 経済性評価 1964年現在 (AGR)	現 在 の 見 積				
			ダン ジ ネ ス B (AGR)	シンクレイポイント B (AGR)		ドラックス(石炭火力)	
				G/T なし	G/T あり	G/T なし	G/T あり
1. 発電所出力	MW	1,200	1,200	1,250	1,320	3,750	3,960
2. 送電端出力	"	1,197	1,200	1,250	1,320	3,750	3,960
3. 発電所効率	%	41.5	41.5	41.7	—	37.5	37.5
4. 入札価格	£M	75.715	85.423	86.934	88.777	177.100	183.440
5. 資本費調整	£M	3.805					
6. CEGB 直営工事	£M	3.807					
7. CEGB 技術費	£M	1.400					
8. 発電所建設費(4+5+6+7)	£M	84.727					
9. 建設中利子	£M	9.118					
9'. 全資本資(8+9)	£M	93.845					
10. kW 当り建設費	(£/kW) (万円/kW)	78.40 (6.77)					
11. 初装荷燃料費	(£/kW)	15.44					
11'. 初期投資額	(£/kW) (万円/kW)	93.84 (8.11)					
12. 最終燃料クレジット	(£/kW)	1.58	2.12	1.39			
13. 取換燃料費	(£/kW)	25.92	29.42	28.54		121.56	
14. 利用率調整	(£/kW)						
15. 諸経費	(£/kW)	6.09	7.89	7.56		6.50	
16. 保 険	(£/kW)	3.41	2.72	2.61		0.32	
17. 会 計 (11'-12+13+14+15+16)	(£/kW)	127.68	142.73	131.22		182.46	
18. 発電原価	(d/kWh) (円/kWh)	0.457 (1.64)	0.511 (1.84)	0.470 (1.69)		0.564 (2.03)	

注: 1. () 中の値は、1£が864円として円の単位に換算した値である。

2. G/T はガスタービンを表わす。



*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。