技術報告

高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)の経済性評価

武井 正信^{1,*}, 小杉山 真一^{1,†2}, 毛利 智聡¹, 片西 昌司^{1,*}, 國富 一彦¹

Economical Evaluation on Gas Turbine High Temperature Reactor 300 (GTHTR300)

Masanobu TAKEI, Shinichi KOSUGIYAMA, Tomoaki MOURI, Shoji KATANISHI and Kazuhiko KUNITOMI

¹Oarai Research And Development Center, Japan Atomic Energy Agency, 4002 Narita-cho,
Oarai-machi, Higashi-ibaraki-gun, Ibaraki 311-1393, Japan

(Received August 22, 2005 and accepted in revised form January 4, 2006)

Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI) has been developing a graphite moderate and helium cooled High Temperature Gas-cooled Reactor (HTGR) with gas turbine, the GTHTR300 based on experience gained in development and operations of the High Temperature Engineering Test Reactor (HTTR) in JAERI. The GTHTR300 is a simplified and economical power plant with a high level of safety characteristics and a high plant efficiency of approximately 46%. Cost evaluation for plant construction and power generation is studied in order to clarify the economical feasibility of the GTHTR300. The construction cost is estimated to be about 200 thousands Yen/kWe. The power generation cost is estimated to be about 3.8 Yen/kWh by the conditions of 90% load factor and 3% discount rate. The economical feasibility of the GTHTR300 is certified. The present study is entrusted from Ministry of Education, Culture, Sports, Science and Technology of Japan.

KEYWORDS: GTHTR300, high temperature gas-cooled reactor, construction cost, capital cost, operating cost, fuel cost, power generation cost

I. 緒 言

日本原子力研究所(原研; 現在, 日本原子力研究開発機構)では, 平成13年度から, 高温ガス炉の熱利用研究の一環として, 高温ガス炉を用いた電気出力約 300 MW のガスタービン発電システム(Gas Turbine High Temperature Reactor 300: GTHTR300)の設計を行っている。これは, 原研の高温ガス炉である高温工学試験研究炉(HTTR)における経験を踏まえて, 高温ガス炉固有の安全上の特長を十分に活かし, 高い安全性をもつプラントシステムを構築し, 安全設備の簡素化等を図り経済性の点でも有利なプラントとすることを目指している¹⁾。

GTHTR300は, Fig. 1 に示すように, 横置型ガスタービンの採用, 熱交換器容器と動力変換容器の分離等, 独自の概念に基づく発電システムである。GTHTR300 では, 高温ガス炉の特徴を生かした水・蒸気系設備の削減, 主要系統の簡素化, 補助系設備の合理化, 原子炉格納容器の削除等により, 建設コストを低減している。さらに, 高いプラント熱効率および高燃焼度の効果により, 経済性に優れたプラントとなっている。

GTHTR300 については別途, 設計研究の全体計画¹⁾, 安全設計方針²⁾, 燃料設計^{3,4)}, 核熱流動設計⁵⁾, 発電系設

Fig. 1 Plant layout of GTHTR300²⁾

計⁶⁾, 保守・点検^{7,8)}, 再処理⁹⁾について報告がなされている。本報では, GTHTR300 の経済性を検討した結果について報告する。

本報は, 電源開発促進対策特別会計法に基づく文部科学省からの受託事業として, 日本原子力研究所が実施した平成16年度「核熱利用システム技術開発」の成果である。

II. 建設コスト

1. 評価条件

プラント諸元は次のとおりである。

①構成: 4 ユニット/プラント

¹ 財団法人原子力開発機構 大洗研究開発センター

* Corresponding author, E-mail: katanishi.shoji@jaea.go.jp

^{†1} 現在, 原子燃料工業株式会社(Nuclear Fuel Industries, Ltd.)

^{†2} 現在, 東京電力株式会社(Tokyo Electric Power Company)

- ②プラント出力： 熱出力 600 MWt/ユニット
電気出力約 275 MWe/ユニット(グロス)
約 269 MWe/ユニット(ネット)

- ③平均燃焼度： 120 GWd/t

また、プラント建設における想定は次のとおりである。

- (1) 習熟効果を加味した N 号機プラントで、軽水炉発電プラントのリプレース対応で建設する。
- (2) モジュラー工法を採用する。
- (3) 敷地内に専用港を有し、海上からの機器搬入が可能とする。
- (4) 建屋・構築物の検討条件は HTTR をベースとし、地盤条件は HTTR と同じとする。
- (5) 評価範囲は、設備設計・製作、プラント建設および試運転(R & D 費、許認可対応費、土地代、敷地造成費、燃料費および予備品費は範囲外)とする。

2. 建設コスト低減の工夫

(1) 機器・系統設計

GTHTTR300 では、以下に示す特徴・コンセプトを設計に取り入れることにより、建設コストの低減を図った。

- (1) 原子炉圧力容器内の冷却材流路構成を工夫し、圧縮機出口からの比較的低温な He ガスの一部を原子炉圧力容器冷却に利用することにより原子炉圧力容器温度を抑制する。この結果、原子炉冷却材出口温度が 850℃に達するにもかかわらず、原子炉圧力容器材として HTTR で採用されている高温強度に優れた $2_{1/4}\text{Cr}-1\text{Mo}$ 鋼ではなく、より低価格で軽水炉において十分な実績のある Mn-Mo 鋼材を採用することが可能となり設備費の増大を抑制できた。
- (2) 主冷却系を中間冷却器なしの前置冷却器のみによる 1 段冷却とした。中間冷却器を採用しない場合、熱効率が 2%程度低下する一方、建設コストが約 7%低減する。これら増減の発電単価に与える影響を評価した結果、建設コスト低減分による発電単価低減への寄与の方が大きいことを確認した。また、1 段冷却とすることにより、保守等の運転維持費も低減できる。
- (3) 固有の安全性の特徴を生かし、建家構造にコンファインメント機能²⁾を持たせることにより原子炉格納容器を不要としながら安全性を確保することとした。この結果、格納容器の構造・形状、サイズおよび建家構造・サイズ等により差異があるが、格納容器を採用した場合に比べて 2~10%程度は建設コストを低減できたと考えられる。
- (4) プラント補助設備の主な合理化設計として、He 純化設備、冷却水設備および補機冷却水設備を例に述べる。He 純化設備については、HTTR の 1 次 He 純化設備の運転データを基に不純物濃度および運転管理の観点から合理化を検討し、HTTR では純化系 1 系統に 2 基ずつ設けられている酸化銅反応筒およびモレ

キュラーシーブトラップを 1 系統に 1 基ずつとした。冷却水設備および補機冷却水設備については、配管・弁の口径および数量、ポンプ容量、保守・点検性等を考慮し、最も経済的な系統構成を検討した。その結果、冷却水設備はユニット毎に独立系統とし、補機冷却水設備は 4 ユニット間での共用とすることとした。

(2) プラント建設

評価対象とするプラントは N 号機であり、商用初号機と比べ設計は標準化され、各設備の製作および現地据付についても習熟効果が期待できる。具体的には次のとおりである。

- (1) 習熟効果： 標準化された設備・機器の生産を繰り返すことにより生産性が向上する。
- (2) 連続生産の効果： 同一の資材、部品を一括調達することにより材料費が削減できる。また、治工具類をユニット間で再利用することにより治工具費が削減できる。
- (3) 標準化効果： 同一設計により複数プラントを建設できること、および許認可業務が軽減されることにより設計費が削減できる。

初号機の各費目のコスト分布は、加工費/現地据付費/材料費/治工具費/設計費/その他に対して、15%/25%/20%/1%/22%/17%となる。習熟効果により、N 号機の加工費は約 12%に低減され、現地据付費は約 22%に低減される。連続生産の効果により、N 号機の材料費は約 18%に低減され、治工具費はほぼ 0%となる。また、標準化の効果によって設計費は約 7%に低減される。これらの効果により、全体として N 号機の建設コストは、初号機に対して約 24%低減される。

その他に、プラント号機数によらず採用の有無によりコスト低減が期待できる効果としてモジュラー工法の効果が挙げられる。これは、機器・装置・配管を可能な限り工場でのモジュールに組んで現地に運び、現地据付作業を減らすことにより人件費等が削減できるもので、小型モジュール炉では大きな効果が見込める。しかしながら、GTHTTR300 の場合、構成機器のサイズ、重量、構造的な特徴の観点から、原子炉圧力容器等の原子炉設備、主冷却設備、炉容器室冷却設備および電気・計装設備等の主要設備については、モジュラー工法の適用が困難である。したがって、モジュール化可能な範囲はポンプ等の比較的小型な機器とその周りの配管類に限られ、モジュラー工法による建設コストの低減効果は採用しない場合の 1%弱である。

3. 建設コスト

建設コストの評価結果を Table 1 に示す。原子炉設備には、原子炉圧力容器、炉内構造物、反応度制御系、燃料取扱・貯蔵設備、炉容器冷却設備等が含まれる。動力変換設備には、タービン・圧縮機、発電機、動力変換容器、主

Table 1 GTHTR300 construction cost

Component	Million Yen	Yen/kWe
Reactor components	17,080	62,200
Reactor pressure vessel	4,095	14,900
Core components	4,229	15,400
Reactivity control system	3,060	11,100
Shutdown cooling system	956	3,500
Vessel cooling system	1,285	4,700
Fuel handling and storage system	3,101	11,300
Radioactive waste treatment system	354	1,300
Power conversion system	14,011	51,000
Turbine and compressor	3,414	12,400
Generator	1,435	5,200
Power conversion vessel	1,872	6,800
Heat exchanger	3,008	11,000
Heat exchanger vessel	2,220	8,100
Hot piping	2,062	7,500
Auxiliary system	6,723	24,400
Helium purification system	1,125	4,100
Helium storage and supply system	1,131	4,100
Cooling water system	1,479	5,400
Radiation management system	965	3,500
Ventilation and air conditioning system	1,376	5,000
Other systems	647	2,300
Electric system, control and instrumentation system	5,780	21,000
Electric system	4,000	14,500
Control and instrumentation system	1,780	6,500
Buildings	11,071	40,300
Total	54,665	198,900

要熱交換器、高温配管等が含まれる。補助設備には、He 純化設備、He 貯蔵供給設備、冷却水設備、換気空調設備、放射線管理設備等が含まれる。また、建屋・構築物には、原子炉建屋、共用熱交換建屋が含まれる。GTHTR300 の建設コストは4ユニット/プラント構成のプラントで54,665百万円/ユニット(218,660百万円/プラント)であり、出力あたりの単価は19.9万円/kWeである。この結果は、ユーザー要件¹⁾の16~20万円/kWeを満足している。なお、東京電力柏崎刈羽原子力発電所6号機および7号機(135.6万kWe)、九州電力玄海発電所4号機(118万kWe)をモデルプラントとして電気事業連合会(電事連)が行ったモデル試算¹⁰⁾では、建設コストは27.9万円/kWeとされている。これを基に2020年代以降のGTHTR300と最新の大型軽水炉との建設コスト比較を行った結果をFig. 2に示す。なお、軽水炉については、性能向上とコスト削減に向けた検討が行われており、今後さらにコストの削減が見込まれる。軽水炉は4ユニット/プラント構成のGTHTR300と同等の発電容量である玄海発

Fig. 2 Construction cost

電所4号機を想定し、設備の内訳は米国のEEDB報告書¹¹⁾の内容を参考に、GTHTR300の設備分類に合わせて次のように分類した。

- (1) 原子炉設備： 原子炉压力容器、燃料取扱設備、安全保護設備(ECCS)、等
- (2) 動力変換設備： タービン、発電機、給・復水系設備、タービン補機、1次冷却水設備、等
- (3) 補助設備： 1次系補機冷却設備、化学体積制御設備、ホウ酸回収設備、補助給水設備、等
- (4) 電気設備、計測制御設備
- (5) 建屋・構築物： 原子炉建屋、原子炉格納容器、タービン建屋、補助建屋、その他建屋

原子炉設備については、非常用炉心冷却系設備が受動的な炉容器冷却設備のみと合理化されているにもかかわらずGTHTR300の方が高コストとなっている。これは、GTHTR300は出力密度が小さいために、110万kWe級軽水炉の原子炉压力容器と同等サイズの原子炉压力容器が4基必要となることが主要な原因である。原子炉設備以外の設備については、水系および蒸気系の設備が軽水炉よりも大幅に低減している点、それに伴い電気・計装設備の設備数や容量も低減している点、および原子炉格納容器がなく、原子炉建家容積自体も軽水炉より小さいといった点の効果により、GTHTR300の建設コストが低くなっている。また、OECD/NEAの報告¹²⁾によると、米国内に130万kWeの改良型軽水炉発電プラントを建設する場合の建設コストは、2,057(million 1997US\$)/プラント、出力当たり1,582(1997US\$/kWe)とされており、1997年為替レート終値(130円/\$)で換算すると、約267,000百万円/プラント、約21万円/kWeとなる。

上述した軽水炉プラントの試算あるいは報告例はいずれも土地代を含む新規建設であるとともに、市場、経済事情および規制に関する国による差異等のため条件が同じではなく単純に比較はできないが、GTHTR300が建設コストの観点で軽水炉プラントと同等以上の経済性を有する可能性が確認できた。

III. 発電コスト

1. 評価条件

発電コストは、資本費、運転維持費および燃料費をコスト構成要素として、電事連が行った電源別発電コストの試算¹⁰⁾に準拠した方法で求めた。これは運転年数発電原価方式と呼ばれるもので、OECDにおいても一般的に採用されている方法であり、次の式により発電単価を求める。

$$\text{発電単価(円/kWh)} = \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費}}{\text{発電電力量(送電端)}}$$

各コスト構成要素に共通の条件として、プラント諸元のほかに、設備利用率を80%, 90%, および想定プラント運転年数を40年と設定した。また、燃料費を除く構成要素の内訳項目には、建設コスト×経費率という考え方で算出する項目がいくつか含まれる。各経費率は固定資産税率および事業税率等の法律で定められるものを除いては、プラントの建設および運転実績等に基づき電気事業者により定められる。したがって、豊富な建設・運転実績がある軽水炉発電プラントとは異なり、基本設計段階のGTHTR300については明確な根拠により定めることが困難な経費率がある。そのような経費率については、公開されている軽水炉あるいは高速増殖炉等のコスト試算・分析情報から引用することとした。

以下に各構成要素についての評価の考え方および評価条件を示す。

(1) 資本費

資本費の内訳は、減価償却費、報酬(金利)、固定資産税および廃炉費であり、それぞれ毎年かかる費用を現在価値換算し合計したものの総和を資本費とした。

(a) 減価償却費

減価償却費は定率法により求めた。主な条件は次のとおりである。

①償却年数: 40年(想定プラント運転年数と同じ)

②割引率: 3%および4%

③残存簿価: 運転最終年時点で5%

(b) 報酬

報酬については、運転初年度は建設費に対して、2年目以降は減価償却残高に対して割引率3%および4%を乗じて求めた。なお、建設中利子は報酬に含まれるものとした。

(c) 固定資産税

固定資産税については、運転初年度は建設費に対して、2年目以降は減価償却残高に対して税法上定められている固定資産税率1.4%を乗じて求めた。

(d) 廃炉費

廃炉費は、施設の解体費用および解体廃棄物の処理費用からなり、原子力発電施設解体引当金として運転期間中毎年積み立てるものとした。また、廃炉措置は運転終了後7年間の冷却期間をおいた後に開始すると仮定した。

① 放射性解体廃棄物の物量

各費用の算出において、放射性解体廃棄物の物量を評価する必要がある。GTHTR300を構成する各機器の解体時放射能レベルは、材料の放射化および核分裂生成物(Fission Products: FP)の沈着の観点から概略評価した。また、主に主冷却系設備への沈着FPを対象に、解体時の化学除染を想定した。除染の効果は、1970年代半ばから1980年代初頭にかけてドイツで行われたHeガスタービン発電高温ガス炉システム開発プロジェクトにおいて検討および実験された化学除染¹³⁾の報告内容を適用した。ただし、具体的な除染内容は今後の検討課題であるため、除染により発生する2次廃棄物は考慮しないこととした。解体廃棄物の放射能レベルを区分するための基準は、原子炉等規制法施行令第十三条の九(廃棄物埋設)および総合エネルギー調査会原子力部会による検討報告¹⁴⁾等を参考にした。Table 2に放射性解体廃棄物の物量評価結果を示す。高βγ低レベル放射性廃棄物には、可動反射体ブロック、上部遮へい体等が含まれる。コンクリートビット埋設対象低レベル放射性廃棄物には、固定反射体、金属炉内構造物、圧縮機翼、再生熱交換器、前置冷却器、停止時冷却設備、He純化装置(フィルタ)等が含まれる。極低レベル放射性廃棄物には、タービン翼、圧縮機(翼以外)、気体廃棄物処理設備、1次生体遮へい等が含まれる。

② 解体費用

解体費用は、解体廃棄物物量の評価結果を基に、電事連による再処理施設の廃止措置費用見積もり¹⁵⁾の考え方等を参考に概略評価した。評価対象は、系統除染、設備解体、建屋解体および解体廃棄物の廃棄体化(ドラム缶や容器への封入)までの工程における人件費、設備費、管理費等であり、解体時の機器汚染および線量のレベルに応じた解体方法、装備、工数および人工単価を考慮しての積上げ方式による概算とした。

③ 処理費用

処理費用は、廃棄体の輸送費用および処分費用の合計と

Table 2 Amount of radioactive waste in GTHTR300 decommissioning

High β γ low level waste	220
Low level waste (concrete pit storage)	1,500
Extreme low level waste	3,800
Below clearance level	7,500

(Unit: m³)

Table 3 Unit price of radioactive waste disposal

	High β γ low level waste	Low level waste (concrete pit storage)	Extreme low level waste
Transport	600	100	—
Disposal	1,200	200	—
Total	1,800	300	157

(Unit: 10,000 Yen/m³)

した。解体廃棄物の放射能レベルに応じた輸送単価および処分単価は、総合エネルギー調査会原子力部会による検討報告¹⁴⁾および電事連による再処理施設の廃止措置費用見積もり¹⁵⁾から、Table 3 に示すとおりとした。

(2) 運転維持費

運転維持費は、修繕費、諸費、給料手当、業務分担費および事業税であり、それぞれ毎年かかる費用を現在価値換算し合計したものの総和を運転維持費とした。

(a) 修繕費

修繕費については、建設費に修繕費率を乗じて求めた。修繕費率は、GTHTR300 の具体的な保守・点検計画が検討段階であり、確定していないことから、大型軽水炉発電プラントと同等と仮定し、OECD/NEA による原子力発電所の運転・保守コスト試算¹⁶⁾における日本のモデルケースプラント(135万 kWe)の評価で使われた値1.4%を用いた。

(b) 諸費

諸費については、建設費に諸費率を乗じて求めた。諸費率も現段階では GTHTR300 に即した値の設定が困難であることから、比較的保守的に設定してある大型高速増殖炉発電プラント(150万 kWe)のコスト試算¹⁷⁾での値を適用し、1.55%とした。

(c) 給料手当

給料手当は、電力会社のホームページ(例えば、<http://www.tepco.co.jp/>)等で公開されている有価証券報告書から引用した従業員の給与と一般管理費(退職給与金、厚生費、養成費)とを合わせた費用に従業員数を乗じて求めた。

GTHTR300 のプラント運用に携わる従業員数については、GTHTR300(4 ユニット/プラント)と同等発電容量の110万 kWe 軽水炉発電プラントの状況を参考に設定した。発電部門のうち、当直運転員は4ユニットに対して10人/班、あるいは2ユニット毎に5人/班の構成とし、参考とした軽水炉発電プラント同様に教育・訓練を受ける班を含めた当直勤務6班体制、計60人とした。発電部門、保修部門および技術部門の日勤者数については、主要建家容積比に比例するものと仮定した。軽水炉の日勤者数は約75人/プラントであり、GTHTR300 の建家容積は軽水炉の約2/3であることから、GTHTR300 の日勤者を約50人と設定した。したがって、GTHTR300 の従業員数は、約28人/ユニットと評価した。

(d) 業務分担費

業務分担費については、電事連によるコスト試算¹⁰⁾の考え方にに基づき、修繕費、諸費および給料手当を合わせたものに業務分担費率を乗じて求めた。業務分担費率は、諸費率同様に大型高速増殖炉発電プラントのコスト試算¹⁷⁾での値を適用し、0.42%とした。

(e) 事業税

事業税についても、電事連によるコスト試算¹⁰⁾の考え方にに基づき、資本費、修繕費、諸費、給料手当、燃料費お

よび業務分担費の合計に税法上定められている事業税率1.3%を乗じて求めた。

(3) 燃料費

燃料費の算出は、OECD/NEA の報告書¹⁸⁾に記載されている均等化核燃料サイクルコストの計算方法を用いて行った。この計算方法では、発電所が一定期間運転するものとして、発電のために必要となる燃料費と発生電力量から、燃料サイクルコストを求める。具体的には、

燃料サイクルコスト(円/kWh)

$$= (\text{燃料費(円)}) / (\text{発生電力量(kWh)})$$

の計算式を用い、現在価値換算を行った上で求めている。

高温ガス炉の燃料サイクルは基本的に軽水炉と同様であるため、フロントエンドについては OECD/NEA による軽水炉燃料サイクルコストの試算¹⁸⁾を基に、バックエンドについては電事連による軽水炉燃料サイクルコストの試算¹⁰⁾を基にコスト単価を設定した。ただし、高温ガス炉燃料に特有な事項については軽水炉燃料ベースの条件を見直す、あるいは別途検討を行い設定した。なお、再処理で回収したウランとプルトニウムは高速炉で使用されることを想定している。ウランとプルトニウムのクレジットは、軽水炉の燃料サイクルコスト試算と同じく含めていない。主なコスト諸元を Table 4 に示す。

高温ガス炉燃料に特有な事項に関して、軽水炉燃料ベースから見直した条件の概要は次のとおりである。

(a) 再転換・成形加工

GTHTR300×4 基の燃料製造を想定した燃料製造プラントの概略設計を行い、燃料製造コストの評価を行った¹⁹⁾。これにより、再転換・成形加工単価を約56.2万円/

Table 4 Unit price of fuel cycle

	LWR	GTHTR300	Unit	Loss factor
Unit price				
Uranium purchase, conversion	6	6	1,000 yen/kg-U	
Enrichment	13	13	1,000 yen/kg-SWU	0.5%
Fabrication	84	562	1,000 yen/kg-U	1.0%
Storage	91	176	1,000 yen/kg-HM	
Reprocessing	351	1,063	1,000 yen/kg-HM	2.0%
Waste disposal	335	985	1,000 yen/kg-HM	
MOX fuel fabrication	310	—	1,000 yen/kg-HM	
Other items for GTHTR300				
Uranium inventory			7.1 t-U	
Fuel enrichment			14 wt%	
Tails assay for enrichment			0.25 wt%	

kg-U と設定した。

(b) 再処理

GTHT300×16基からの使用済燃料の再処理を想定した前処理プラントの概略設計を行い、前処理コストの評価を行った⁹⁾。これにより、前処理分の再処理単価増分は約2.7万円/kg-HMと見積もられた。また、劣化ウランによる希釈倍率を3.1倍とし、希釈による処理量の増加を再処理単価の増加として取り込むこととした。したがって、再処理単価は、

再処理単価

$$= 2.7 \text{ 万円/kg-HM} + 3.1 \times \text{軽水炉再処理単価}$$

により、約106.3万円/kg-HM(再処理廃止措置を含む)と設定した。

(c) 中間貯蔵

使用済燃料の貯蔵方式は、プール貯蔵、キャスク貯蔵、ボルト貯蔵、サイロ貯蔵等が挙げられる。ここでは、軽水炉使用済燃料の貯蔵で実績のあるキャスク貯蔵を想定し、GTHT300 使用済燃料の中間貯蔵単価を設定した。軽水炉の使用済燃料中間貯蔵の単価をベースに、中間貯蔵単価は燃料のウラン密度に逆比例し、発熱率に比例すると仮定した¹⁹⁾。電事連によるコスト試算¹⁰⁾および水プール貯蔵に対する各方式のコスト比較²⁰⁾を基に、GTHT300 使用済燃料の中間貯蔵単価を保守的に設定した結果、約17.6万円/kg-HMとした。

(d) 廃棄物処理処分

GTHT300の燃料サイクルから発生する主な放射性廃棄物は、高レベル廃棄物(HLW)、超ウラン(TRU)核種を含む放射性廃棄物および照射済黒鉛廃棄物であり、廃棄物処理・処分費は、

$$\begin{aligned} \text{廃棄物処理・処分費} &= \text{HLW 貯蔵輸送処分費} \\ &+ \text{TRU 廃棄物処理貯蔵処分費} \\ &+ \text{黒鉛廃棄物処分費} \end{aligned}$$

とする。

① HLW 貯蔵・輸送・処分費

GTHT300の燃焼度は約120 GWd/tと高いことから、軽水炉に比べて高レベル廃棄物の発生量の増加が予想される。ORIGENコード^{21,22)}を用いて、軽水炉とGTHT300の高レベル廃棄物発生量を比較した結果、GTHT300の高レベル廃棄物発生量は軽水炉の約2.5倍となった。そこで、HLW 貯蔵輸送処分単価は、

HLW 貯蔵輸送処分単価

$$= 2.5 \times \text{LWR の HLW 貯蔵輸送処分単価}$$

により、約62.2万円/kg-HMと設定した。

② TRU 廃棄物処理・貯蔵・処分費

GTHT300の燃焼度が高いことから、TRU 廃棄物についても発生量の増加が予想される。そこで、高レベル廃棄物と同じ倍率を仮定し、

TRU 廃棄物処理貯蔵処分単価

$$= 2.5 \times \text{LWR の TRU 廃棄物処理貯蔵処分単価}$$

により、約21.5万円/kg-HMと設定した。

③ 黒鉛廃棄物処分費

GTHT300では、約2年ごとの定期検査において1/2炉心分の燃料交換を行うこととしているが、その際に燃料領域に接している可動反射体ブロックおよび制御棒案内ブロックも半数を交換する。燃料体については燃料体ブロック、コンパクトマトリックスおよび被覆層から黒鉛廃棄物が発生する。また、使用済可動反射体ブロックおよび制御棒案内ブロックも黒鉛製である。これら黒鉛廃棄物は軽水炉にはないため、その処分費については新たに考慮する必要がある。そこで、本検討では黒鉛廃棄物を低レベル廃棄物として、浅地中コンクリートピット処分とすることと想定した。浅地中コンクリートピット処分単価は、電事連による再処理施設の廃止措置費用見積もり¹⁵⁾を参考に、300万円/m³(輸送単価100万円/m³+処分単価200万円/m³)とした。これを基に、燃料交換ごとに発生する黒鉛廃棄物量と使用済燃料量から換算し、黒鉛廃棄物処分単価を約14.8万円/kg-HMと設定した。

2. 評価結果

(1) 資本費

資本費の評価結果をTable 5に示す。また、設備利用率80%および割引率3%の条件における軽水炉との比較をFig. 3に示す。比較対象とした軽水炉のデータは、電事連による130万kWeのモデルプラントに対する試算結果^{10,23)}を用いて推測したものである。GTHT300の資本費では、廃炉費が軽水炉に比べて高くなっているのが特徴であるが、全体としてはプラント熱効率が高いことにより、軽水炉の2.13円/kWhに対してGTHT300は1.57円/kWhと約25%低い結果となった。廃炉費が高くなる要因としては、原子炉圧力容器および1次生体遮へい等の比較的放射能レベルが高い解体廃棄物となる設備・構造物が軽水炉よりも多いことが挙げられる。

(2) 運転維持費

運転維持費の評価結果をTable 6に示す。また、資本費と同様に、設備利用率80%および割引率3%の条件における130万kWe軽水炉との比較をFig. 4に示す。GTHT300の運転維持費は、プラント全体の設備数・物

Table 5 GTHT300 capital cost

Load factor	80%		90%	
Discount rate	3%	4%	3%	4%
Depreciation cost	1.02	1.12	0.90	0.99
Interest cost	0.24	0.35	0.21	0.31
Property tax	0.11	0.12	0.10	0.11
Decommissioning cost	0.21	0.15	0.18	0.14
Total	1.57	1.74	1.40	1.55

(Unit : Yen/kWh)

Fig. 3 Capital cost (Discount rate 3%)

Fig. 4 Operating cost (Discount rate 3%)

Table 6 GTHTR300 operating cost

Load factor	80%		90%	
	3%	4%	3%	4%
Discount rate	3%	4%	3%	4%
Maintenance cost	0.41	0.41	0.36	0.36
Miscellaneous cost	0.45	0.45	0.40	0.40
Personnel cost	0.19	0.19	0.17	0.17
Head office cost	0.01	0.01	0.01	0.01
Business tax	0.05	0.06	0.05	0.05
Total	1.11	1.11	0.99	0.99

(Unit : Yen/kWh)

Fig. 5 Fuel cost (Discount rate 3%)

Table 7 GTHTR300 fuel cost

Discount rate	3%	4%
Uranium purchase and conversion cost	0.14	0.15
Enrichment cost	0.29	0.31
Fabrication cost	0.43	0.44
Storage cost	0.02	0.02
Reprocessing cost	0.40	0.38
Waste disposal cost	0.18	0.15
Total	1.46	1.44

(Unit : Yen/kWh)

量が軽水炉と比べて少ない分修繕費が低くなること、およびプラント熱効率が高いことにより、軽水炉の1.71円/kWhに対してGTHTR300は1.11円/kWhと約35%低い結果となった。

(3) 燃料費

燃料サイクルコストの評価結果をTable 7に示す。また、割引率3%の条件における130万kWe軽水炉との比較をFig. 5に示す。GTHTR300の燃料サイクルコストは1.46円/kWhであり、軽水炉の1.47円/kWhとほぼ同等である。項目別に見ると、フロントエンドでは、燃料濃縮度が14 wt%と高いことおよび被覆燃料粒子であることか

Fig. 6 Power generation cost (Discount rate 3%)

Table 8 GTHTR300 power generation cost

Load factor	80%		90%	
Discount rate	3%	4%	3%	4%
Capital cost	1.57	1.74	1.40	1.55
Operating cost	1.11	1.11	0.99	0.99
Fuel cost	1.46	1.44	1.46	1.44
Total (LWR) ¹⁰⁾	4.14 (5.3)	4.28 (5.6)	3.84 (—)	3.97 (—)

(Unit : Yen/kWh)

ら, GTHTR300 の濃縮工程および再転換・成型加工工程のコストが軽水炉よりも高くなった。一方, バックエンドでは, ほとんどの工程において GTHTR300 の方が単価が高くなるが, 高燃焼度であることから発生する使用済燃料の量が軽水炉よりも少ないこと, およびプラント熱効率が高いことにより, GTHTR300 の方が軽水炉よりもバックエンドコストが低くなった。この結果, 燃料サイクルコスト全体としては GTHTR300 と軽水炉とは同等になった。

(4) 発電コスト

以上まとめた GTHTR300 の発電コストを軽水炉との比較も含めて Table 8 に示す。設備利用率ならびに割引率により幅があるが, いずれも 4 円/kWh 前後であり, 特に GTHTR300 では十分可能と判断される設備利用率 90% ではユーザー要件¹⁾である 4 円/kWh 程度を満足する結果となった。また, 電事連による 130 万 kWe 級軽水炉プラントの試算結果^{10,23)}との比較では, 1 円/kWh 以上低コストであり, GTHTR300 が経済的な優位性を有する見通しが確認された。設備利用率 80%, 割引率 3% における軽水炉との発電コスト比較を Fig. 6 に示す。

IV. 結 言

GTHTR300 の経済性について, 建設コストおよび発電コストの試算による評価を行った。

建設コストについては, 同等発電容量の大型軽水炉発電プラントと比較し, 出力密度が小さいことによる原子炉設備の物量増大等のコスト増加要因がある一方で, 高温ガス炉の特徴を生かした水・蒸気系設備の大幅削減, 主要系統

の簡素化, モジュールタイプのユニット構成による補助系設備の合理化, 原子炉格納容器不要を含めた建家・構造物の容積増加抑制, 高いプラント熱効率等の効果により, 全体としては軽水炉発電プラントよりも建設コストが低くなる結果が得られた。

発電コストについては, 同等発電容量の大型軽水炉発電プラントと比較し, 廃炉時に放射性解体廃棄物が多く発生することによる廃炉費の増大, および被覆燃料粒子の使用や燃料交換時に発生する黒鉛廃棄物等のために燃料サイクル中の多くの工程において単価が増大することがわかった。しかしながら, その他の発電コスト構成要素費用は軽水炉と同等以下であり, さらには高いプラント熱効率および高燃焼度の効果により, 総合的な発電コストは軽水炉よりも十分低くなることが確認できた。

以上より, GTHTR300 は小型炉であるにもかかわらず, 最新の大型軽水炉と比較して十分な経済的競争力を有する発電システムであると評価される。

— 参考文献 —

- 1) 國富一彦, 片西昌司, 高田昌二, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)の設計研究,” 日本原子力学会和文論文誌, 1[4], 352 (2002).
- 2) 片西昌司, 國富一彦, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)の安全設計方針,” 日本原子力学会和文論文誌, 2[1], 55 (2003).
- 3) 片西昌司, 國富一彦, 武井正信, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)用高燃焼度燃料の成立性評価(I),” 日本原子力学会和文論文誌, 1[4], 373 (2002).
- 4) 片西昌司, 武井正信, 中田哲夫, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)用高燃焼度燃料の成立性評価(II),” 日本原子力学会和文論文誌, 3[1], 67 (2004).
- 5) 中田哲夫, 片西昌司, 高田昌二, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)の核熱流動設計,” 日本原子力学会和文論文誌, 2[4], 478 (2003).
- 6) 高田昌二, 瀧塚貴和, 國富一彦, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)の発電系設計,” 日本原子力学会和文論文誌, 1[4], 341 (2002).
- 7) 小杉山真一, 瀧塚貴和, 國富一彦, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)発電系設備の保守・点検の基本方針,” 日本原子力学会和文論文誌, 2[3], 319 (2003).

- 8) 小杉山真一, 武井正信, 瀧塚貴和, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)発電系設備の点検方法・手順,” 日本原子力学会和文論文誌, 2[4], 532 (2003).
- 9) 武井正信, 片西昌司, 國富一彦, 他, “高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)使用済燃料再処理,” 日本原子力学会和文論文誌, 2[4], 490 (2003).
- 10) 電気事業連合会, “モデル試算による各電源の発電コスト比較,” 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 コスト等検討小委員会(第9回), 資料4, (2004).
- 11) *Energy Economic Data Base (EEDB) Program: Phase IX Update*, ORNL/SUB-87-86004/5, (1987).
- 12) *Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants*, OECD/NEA, (2000).
- 13) J. Hanulik, H. Schmied, J. Wahl, “Plate-out measurements and decontamination of a component of the AVR reactor at Jülich,” IAEA Specialists Meeting on Coolant Chemistry, Plate-out and Decontamination in Gas-cooled Reactors, Jülich, FRG, Dec. 2-4, 1980.
- 14) “商業用原子力発電施設解体廃棄物の処理処分にに向けて,” 中間報告書, 総合エネルギー調査会原子力部会, (1999).
- 15) “再処理施設の廃止措置費用の見積もりについて,” 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 コスト等検討小委員会 (第2回), 資料2-2, 電気事業連合会, (2003).
- 16) 原子力発電所の運転・保守コスト予測, 日本原子力産業会議, OECD/NEA, (1995).
- 17) “軽水炉及び高速増殖炉の経済性評価,” 資料 No.8711360, 財団法人原子力情報センター, (1987).
- 18) *The Economics of the Nuclear Fuel Cycle*, OECD/NEA, (1994).
- 19) 武井正信, 片西昌司, 中田哲夫, 他, 高温ガス炉ガスタービン発電システム(GTHTR300)の燃料サイクルコストの検討, JAERI-Tech 2002-089, 日本原子力研究所, (2002).
- 20) “原子燃料サイクルバックエンドの確立に向けて,” 電中研レビュー No. 40, 電力中央研究所, (2000).
- 21) *ORIGEN2.1: Isotope Generation and Depletion Code Matrix Exponential Method*, CCC-371, ORNL, (1991).
- 22) O. W. Hermann, R. M. Westraal, *ORIGEN-S: SCALE System Module to Calculate Fuel Depletion, Actinide Transmutation, Fission Product Buildup and Decay, and Associated Radiation Source Terms*, NUREG/CR-0200, Revision 6, Vol. 2, Sect. F7, ORNL/NUREG/CSD-2/V2/R6, (2000).
- 23) 「原子力発電の経済性について」, 総合エネルギー調査会原子力部会第70回会合(資料3), 通産省資源エネルギー庁, (1999).