

Original Paper

Cost Evaluation and Reduction of OTEC by Optimization of Individual Components Including Water Intake Facilities

Eisei NIGEME^{*1}, Toshinori KOJIMA^{*2†}, Takuya ITO^{*2}, and Seiichi SUZUKI^{*2}

(Received February 19, 2016)

取水等設備を含む個別最適化による海洋温度差発電コストの低減と評価

辻目英正^{*1}, 小島紀徳^{*2†}, 伊藤拓哉^{*2}, 鈴木誠一^{*2}

Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) is widely expected to be highly practical technology, largely for the reasons of using inexhaustible renewable energy and continuous electricity generation under any weather conditions. One point to be considered in OTEC is the cost of electricity generation, of which a large portion is found to be accounted for the cost of water intake facilities by the analyses of the report for demonstration plant at Kumejima. In this paper, we examined the cost in various settings, including water intake facilities optimization.

Against the power generation cost 120.5 ¥/kWh at 1,250 kW scale of Kumejima demonstration plant (the intake facilities in business, without the grant), is reduced to 50.5 ¥/kWh by optimization of individual components including water intake facilities, and is further reduced to 43.4 ¥/kWh by integrating water intake pipes to one pipe. The present findings indicate that an optimized OTEC system will be sufficiently cost competitive against a small scale diesel generator in a small island. Though it is required to further reduce the cost of power generation for the full-scale dissemination of OTEC, there is a limit in the current state of the water intake and power generation technologies under the constraint of the surface water temperature. There is a need to consider economies of scale and the form and effect of the high-temperature side heat source auxiliary equipment.

海洋温度差発電 (OTEC) は、再生可能エネルギーの中でも資源量が多く、気象の影響を受けず 24 時間発電可能なことから、実用化が広く期待されている。しかし OTEC の発電コストは高く、中でも取水コストが大きな割合を占める。本稿では、既に報告されている久米島での OTEC 実証計画書を基に、取水を含めた設定条件を最適化した場合の発電コストを試算、評価した。

久米島実証計画の 1,250 kW 規模での発電コスト 120.5 円 /kWh (取水施設を内部化、助成なし) に対して、取水施設の最適化により、50.5 円 /kWh、さらにリスク対応として設置されている取水管 2 条を統合することで 43.4 円 /kWh となる。新たな技術開発を仮定しなくとも、諸設定の最適化で、離島の小規模ディーゼル発電と十分価格競争が可能である。OTEC の本格的普及には、発電コストの更なる低減を要するが、表層水水温の制約の下、現状の取水技術、発電装置技術では限界があり、スケールメリットや高温側熱源補助装置の形態、効果について検討する必要がある。

Key Words

Ocean Thermal Energy Conversion, Water intake facilities, Optimization, Sensitivity analysis

※1 Design Water, Co., Ltd
530-1, Miwamachi, Machida-City, Tokyo 195-0054, Japan
※2 Seikei University, Department of Science and Engineering
3-3-1, Kichijojikita-cho, Musashino-City, Tokyo 180-8633,
Japan

† Corresponding Author (kojima@st.seikei.ac.jp)

※1 株式会社デザインウォーター
〒195-0054 東京都町田市三輪町530-1
※2 成蹊大学理工学部物質生命理工学科
〒180-8633 東京都武蔵野市吉祥寺北町 3-3-1

1. 緒言

海洋温度差発電（以降、OTEC）は再生可能エネルギーで環境に優しく24時間連続発電可能などメリットも大きく、佐賀大学をはじめ、アメリカ、フランスなどで研究開発が進められてきた。LCA評価によりCO₂削減効果も大きいと期待されている¹⁾。

しかし発電コストが高く実用化に至っていない。主因は温度差が小さいためにカルノー効率の制限を受け、発電効率が2.2%と低いことにある。所要の出力を得るには大量の取水が必要になり設備費が嵩み、所内率も60%と大きくなるので送電端効率も0.86%と低くなるからである。

これまで我が国でもこの実用化に向けた検討がなされてきた。例えば平成23年3月、沖縄県久米島町は「久米島海洋深層水複合利用基本調査²⁾（以降、久米島報告書²⁾）」で1,250 kW規模 OTEC 実証実験を計画した。平成26年3月、沖縄県のエネルギービジョン・アクションプラン³⁾ではシナリオIIとしてOTECで10.1万kW（1,000 kW × 101台）を期待している。しかし、取水、発電、海洋深層水の複合利用の調整を含め、全体としての最適化やコスト面での検討は十分とはいえない点も多い。特に取水施設は従来工法の延長にありOTEC向き（低コスト大量取水）ではない。

本研究は、取水工法を改善し、熱サイクルの温度設定、発電装置、取水施設を含め、発電コストに影響する独立変数の感度分析と全体的な最適化を進め、サイト、工法、設計、積算に裏付けられた上で、化石燃料を代替し本格的普及が可能なるまでに発電コストを低減できるかを検証する。

2. 久米島海洋深層水複合利用基本調査の概要と問題点

久米島報告書²⁾におけるOTEC施設で発電コストの算出に関わる諸元をTable 1のKumejima Report欄に示す。表層水平均水温25.7℃、定格出力1,250 kW、取水量は表層水30万m³/日、深層水24万m³/日とし、表層水、深層水は海洋深層水の複合利用を行う別事業者から0.7円/m³で購入し、助成で発電コストは25円/kWhとなり、加え、固定価格買取制度で事業性があるとしている。

しかし、前述アクションプラン³⁾のように10万kWに拡張した場合、深層水取水量は2,000万m³/日に及び、複合利用で使い切れず、取水も含めOTECで採算性を評価する必要がある。また、事業費の助成や固定価格買取制度は過渡的なもので、大規模な発電においては収支の前提とすべきものではない。取水事業をOTEC事業に取込み、助成を期待しない、グロスの発電コストは、Kumejima (modified)欄に示す120.5円/kWhとなる。

工事費の構成は取水で77%、発電装置で23%、所内率は取水で53%、発電装置で7%、計60%となり、発電コストには取水施設の割合が大きい。OTEC発電コスト低減のためには、まず取水施設の工法や設計の最適化、さらには熱サイクル温度や発電装置を含めた全体的な最適化が必要である。

最適化過程の比較のため、Table 1にはOptimization with

2 pipes欄、取水管を1条に統合したOptimization after integration欄を併記し、変更が生じた項目に着色した。

3. 最適化手法

3.1 対象項目、諸条件の設定および計算手順

(1) 独立変数と諸条件の設定

施設諸設定の全体的最適化において、対象となる項目、設定の根拠、計算式などをTable 2に示した。対象となる項目は独立変数と従属変数に分けることができ、独立変数はTable 3に示す表層水、深層水の水温、取水量、および高温側、低温側の熱源温度差の6つを選ぶことができる。これにより従属変数は一意的に算出されるか、別途個別最適化の上、発電コストが最小になる組み合わせから決定できる。

(2) 計算手順と感度分析

計算手順の概要をFig. 1に示す。出力は久米島報告書²⁾に倣い1,250 kWとし、独立変数一つずつTable 3の範囲で変化させ、他は括弧内の標準値もしくは最適化された値で固定すれば、発電装置の熱サイクル温度、熱交換機プレート面積（比）、工事費などが求められる。

取水施設は、熱サイクルから求められる水温、流量を与条件とした概略設計で得られる管径、水頭差の組み合わせから、所内率などの従属変数を算出し、発電コストが最小になるものを選ぶことができる。独立変数一つずつ同様な計算過程を踏み、全体的最適化と発電コスト最小値を得ることができる。

3.2 発電装置の評価法

(1) 高温側熱源温度、低温側熱源温度と熱サイクル

熱サイクルにおける熱、物質収支をFig. 2に示す。慣例に倣い、高温側は向流接触、低温側は並流接触とした。高温側熱源（表層水）単位流量に対する出力、低温側熱源（深層水）流量をFig. 2に併記した。

独立変数として、高温側熱源温度、流量、低温側熱源温度、流量、熱サイクルとの温度差を設定すると、従属変数として、発電効率、熱交換プレート面積、発電装置の価格等が求まる。実際の計算では、熱交換プレート面積は簡易法⁴⁾としてFig. 2から対数平均温度差を与え、出力あたりの伝熱面積比を求め、久米島報告書²⁾の伝熱面積比から、コストは面積に比例すると仮定して求められる。本簡略法ではFig. 2の高温側熱源と熱サイクルの温度差 ΔT_1 には潜熱分が加わるため、実際のプレート面積は若干小さくなるが、後述のように標準値近傍（0.5℃～1.5℃）で発電コストへの影響は小さい。

また、熱交換プレート面積を評価するため、発電効率をカルノー効率×機械効率と定義し、カルノー効率の対象温度は熱サイクル内の温度としている。久米島報告書²⁾の高温側、低温側熱源温度、出力から、高性能ORC機の機械効率は55%、カルノー効率は3.9%、発電効率は2.2%と算定できる。

(2) 発電装置の出力と価格

本検討では熱サイクルの最適化を伴うため、熱交換プレー

Table 1 Detail condition of demonstration plant at Kumejima and comparison with the results of the optimization

| | | Unit | Kumejima Report ²⁾ | Kumejima (modified) | Optimization with 2 pipes | Optimization after integration | |
|------------------------|---|-----------------------------------|---|---------------------|---------------------------|--------------------------------|------|
| (1) Output power | Generator | kW | 1,250 | 1,250 | 1,250 | 1,250 | |
| | Operating | % | 97% | 97% | 97% | 97% | |
| | Amount of generation | 10 ⁴ kWh/y | 1,060 | 1,060 | 1,060 | 1,060 | |
| | Total ① + ② + ③ | % | (6.8%) | 60.3% | 21.6% | 22.8% | |
| | Station output | 10 ⁴ kWh/ y | 988 | 421 | 831 | 818 | |
| (2) Surface (higher T) | Entrance temperature | °C | 25.7 | 25.7 | 25.7 | 25.7 | |
| | Exit temperature | ° | 21.7 | 21.7 | 18.5 | 18.5 | |
| | Cycle ΔT ₁ | ° | -1.0 | -1.0 | -1.0 | -1.0 | |
| | Intake | 10 ⁴ m ³ /d | 30 | 29.9 | 15.0 | 15.0 | |
| | Pipe diameter | mm | 1,400 × 2 | 1,400 × 2 | 1,400 × 2 | 1,900 × 1 | |
| | Water head | m | 5.0 | 5.0 | 1.5 | 1.2 | |
| | Station use ① | % | Another business | 11.2% | 3.9% | 3.9% | |
| (3) Deep (lower T) | Entrance temperature | °C | 7.0 | 7.0 | 7.0 | 7.0 | |
| | Exit temperature | ° | 12.0 | 12.0 | 11.9 | 11.9 | |
| | Cycle ΔT ₂ | ° | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | |
| | Intake | 10 ⁴ m ³ /d | 24.0 | 24.0 | 24.0 | 24.0 | |
| | Pipe diameter | mm | 1,200 × 2 | 1,200 × 2 | 1,600 × 2 | 2,000 × 1 | |
| | Water head | m | 7.0 | 9.1 | 3.4 | 3.6 | |
| | Station use ② | % | Another business | 42.2% | 13.9% | 15.1% | |
| (4) Generator | Efficiency (η ₁ × η ₂) | % | 2.2% | 2.2% | 2.2% | 2.2% | |
| | η ₁ (Carnot)* | ° | 3.9% | 3.9% | 4.0% | 4.0% | |
| | η ₂ (Mechanical) | ° | 55% | 55% | 55% | 55% | |
| | Heat exchange area(output ratio) | High | ratio | 1.00 | 1.00 | 1.32 | 1.32 |
| | | Low | ° | 0.61 | 0.61 | 0.60 | 0.60 |
| | Station use ③ | % | 6.8% | 6.8% | 3.8% | 3.8% | |
| (5) Construction cost | Surface | 10 ⁸ ¥ | (18.2) | 18.2 | 14.6 | 9.4 | |
| | Deep | ° | (83.7) | 83.7 | 49.5 | 35.3 | |
| | Drainage | ° | Included in multistage use of deep seawater | | 13.8 | 13.8 | |
| | Generator | ° | 30.8 | 30.8 | 35.9 | 35.9 | |
| | Total | ° | 30.8 | 132.6 | 113.8 | 94.5 | |
| | (6) Annual cost | Surface | 10 ⁸ ¥/y | 0.77 | 0.61 | 0.49 | 0.31 |
| Deep | | ° | 0.61 | 2.79 | 1.65 | 1.18 | |
| Drainage | | ° | Included in multistage use of deep seawater | | 0.46 | 0.46 | |
| Generator | | ° | 1.03 | 1.03 | 1.20 | 1.20 | |
| Running | | ° | 0.15 | 0.65 | 0.40 | 0.40 | |
| Total | | ° | 2.56 | 5.07 | 4.19 | 3.55 | |
| (7) Unit cost | Surface | ¥/kWh | 7.3 | 14.4 | 5.9 | 3.8 | |
| | Deep | ° | 5.8 | 66.2 | 19.8 | 14.4 | |
| | Drainage | ° | Included in multistage use of deep seawater | | 5.6 | 5.6 | |
| | Generator | ° | 10.4 | 24.4 | 14.6 | 14.6 | |
| | Running | ° | 1.5 | 15.4 | 4.8 | 4.9 | |
| | Total | ° | 25.0 | 120.5 | 50.5 | 43.4 | |

Note) * Carnot efficiency is based on heat cycle temperature in Fig. 2 (Incl. latent heat)

Table 2 Calculation target items, configuration of conditions



Table 3 Independent variables (with standard values)

| | Unit | Surface | Deep sea |
|---------------------------------|---------------------|-----------------|-----------------|
| Temperature | °C | 20 ~ 30 (25.7) | 5.1 ~ 8.8 (7.0) |
| Water intake | 10 ⁴ t/d | 5.0 ~ 50 (30.0) | 5.0 ~ 50 (24.0) |
| Heat cycle ΔT in Fig. 3 | °C | 0.5 ~ 3.0 (1.0) | 0.5 ~ 3.0 (1.0) |

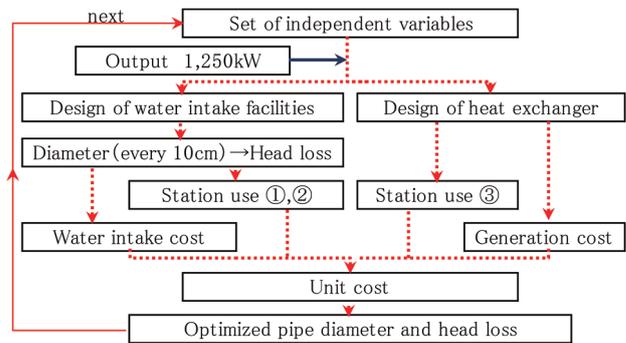


Fig. 1 Outline of optimization procedure

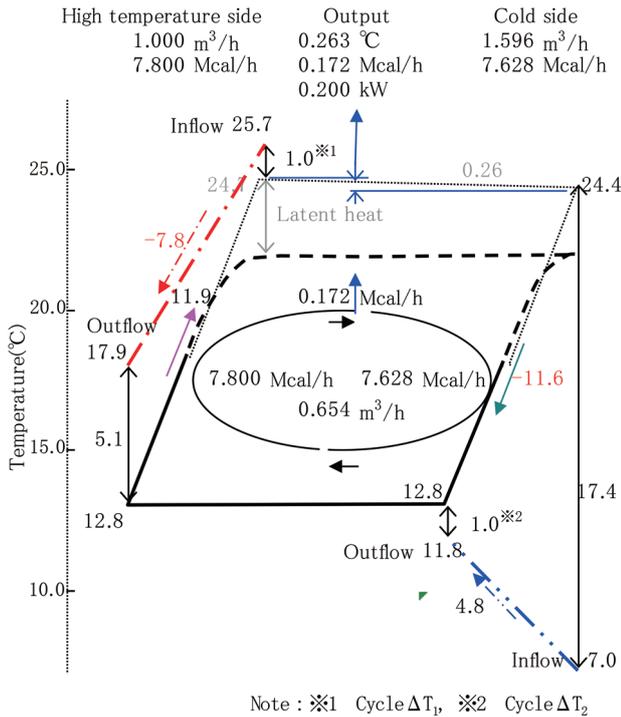
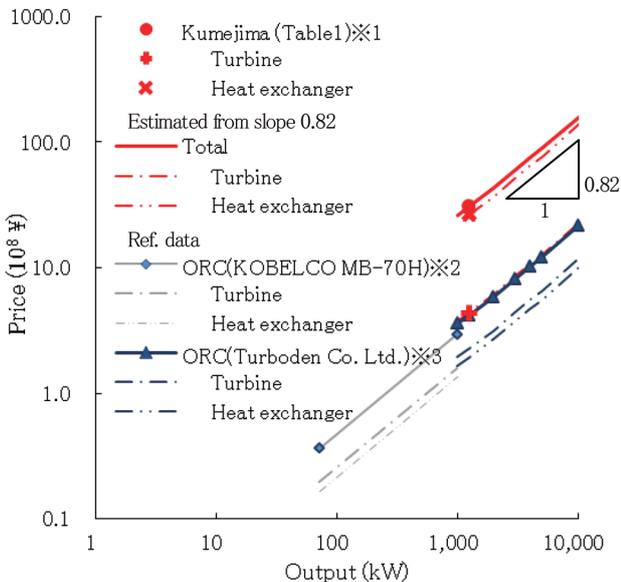


Fig. 2 Temperature profile in the cycle determined from heat and material balance



Note : ※1²⁾ OTEC High efficient ORC : 25.7-7.0°C, $\eta_z=55\%$
 ※2⁷⁾, 3^{5,6)} Standard ORC : 95-5°C, $\eta_z=39\%$

Fig. 3 Cost estimation of turbine and heat exchanger

ト面積のスマールメリットを算出する必要がある。発電装置の価格は、機種と出力に依存する発電装置本体（タービン）まわりと、熱交換プレート面積に依存する熱交換器まわりに分けられ、久米島報告書²⁾、Turboden社 ORC機^{5) 6)}、神戸製鋼 ORC機⁷⁾などの出力、価格、熱交換プレート面積（比）からそれぞれの価格を推定することができる。Fig. 3の●、+、×に久米島報告書²⁾の高性能 ORC機の全体価格、内

訳の発電装置本体（タービン）の価格、熱交換器の価格を示す。

規模拡大においては、出力1万 kWまで実績を有するTurboden社 ORC（オーガニックランキンサイクル）^{5) 6)}の価格を▲で、神戸製鋼 MB-70H7)を◆で示した。Fig. 3の実線に示すように価格は規模に対し約0.82乗となる。高性能 ORC機の価格もこれに従うとした場合、発電機本体（タービン）まわりの価格を一点鎖線、熱交換器まわりの価格を二点鎖線で示した。一般的プラントに言われる0.7乗則と比べスケールメリットはかなり小さい。

(3) 機械効率の向上と価格低減の可能性

高性能 ORC機の機械効率55%（高温側25.7°C、低温側7°C）に対し、同条件でTurboden社 ORC機⁵⁾の機械効率は33%となり、高性能 ORC機の性能比は1.7倍となる。価格は出力1,250 kWで高性能 ORC機は30.8億円、Turboden社 ORC機は4.2億円と約7.3倍となる。

高性能 ORC機は実証段階であり、価格比/性能比からも、今後、性能向上、価格低減の余地はある。近い将来の可能性として、機械効率が10%向上したケース、価格が2/3に低減したケースについて発電コストへの影響を検討する。

(4) 所内率、年経費、ランニングコスト

所内率は久米島報告書²⁾の計画値6.8%を基準に、求められた熱交換プレート面積比に比例し、摩擦損失にかかる電力使用量は流量の三乗に比例するとして算出した。

ランニングコストの算出は久米島報告書²⁾に準じ、人件費、補修費は4,000万円/年とし、これらの発電コストに占める割合は10%と小さいため一定値とした。使用電力は所内率として控除した。

設備の耐用年数は原則30年とし（耐用年数が30年に満たないものは部材ごとの耐用年数の工事費加重平均）、金利は無視した。

3.3 取水施設に関する評価法の詳細

(1) 構造型式

ハワイ NELHAでのφ1,400、取水量15万 m³/日の例、および類似の考え方に基づくモルディブ海洋深層水事業取水施設⁸⁾を参考に Fig. 4の構成を取った。

(2) 計算に用いた各種推算式

摩擦損失 ΔH_1 の計算にはダルシー・ワイスバッハ (Darcy-Weisbach) の式⁹⁾を用いた。流入、曲がり、出口損失など、流速 v の二乗に比例する損失水頭 ΔH_2 は個別に係数を求め、合計を $0.1878v^2$ で与えた。海水温度、密度差による水頭 ΔH_3 は、水深ごとの水温、塩分濃度測定値に基づき、以下のように近似した。

$$\Delta H_3 = -0.0021x^2 + 4.4877x - 944.29$$

x : 取水水深 (m)

潮汐の影響は潮位変動±1.0 mより、 $\Delta H_1=1.0$ mで与えた。これにより、所定の流量に対し、管径を与えれば、水頭差、流速等が一意的に定まる。なお管径を大きくすれば発電コストを低減できる場合でも施工性¹⁰⁾からφ3,000を上限とした。

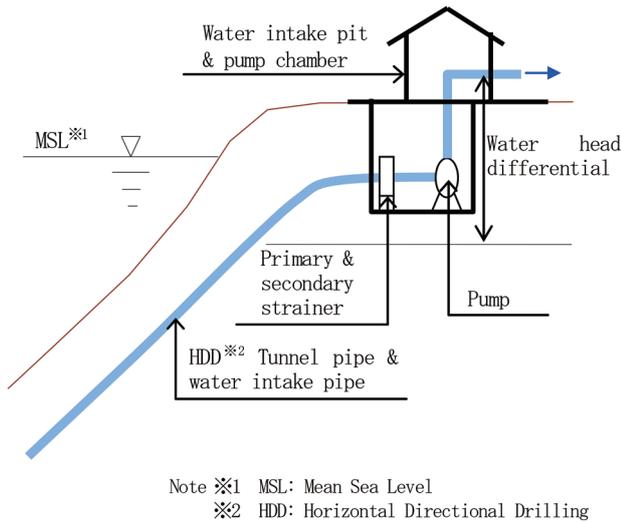


Fig. 4 Outline of water intake facilities

Table 4 Change in deep sea water temperature with depth and estimated temperature increase

| Depth (m) | Pipe Extension (m) | Deep sea T (°C) | Rise in sea transport | Rise on land transport | outlet (°C) |
|-----------|--------------------|-----------------|-----------------------|------------------------|-------------|
| 600 | 2,500 | 8.50 | 0.12 | 0.16 | 8.8 |
| 700 | 3,700 | 6.65 | 0.19 | 0.16 | 7.0 |
| 800 | 4,700 | 5.50 | 0.22 | 0.16 | 5.9 |
| 900 | 5,700 | 4.70 | 0.27 | 0.16 | 5.1 |

(3) 水温

Table 4 に久米島における深層水水温の深さ方向変化、取水管延長、揚水中および陸上での水温上昇、および熱交換プレート入口での水温を示す。揚水中に周囲からの伝熱および摩擦損失による水温上昇は Fig. 1 の手順を経て決まる最適管径による。陸上での水温上昇は久米島報告書²⁾に合わせ一律 0.16°C と仮定した。

(4) 工事費

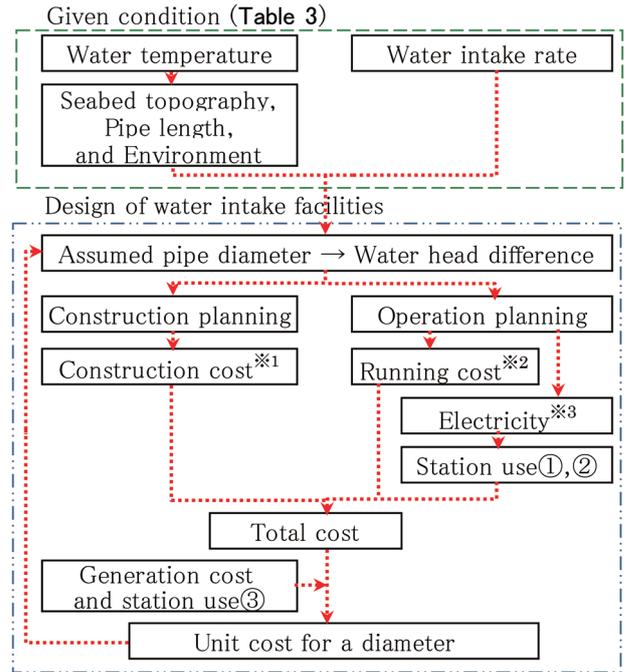
類似の見積もり例を参考に管材料費、敷設費、管防護工 (HDD) 費、取水ピット工事費、諸経費を個別に算出した。内訳では、管材料費は現行の PE 管カタログ価格から管径ごとに、敷設および管防護工事費は管径、延長ごとに概算式を作成して与えた。取水ピット工事費も同様に流量 Q、水頭差 ΣH ごとの概算式を作成した。工事費は建設時の社会環境によっても異なってくるが、大きくは工法、流量、海底地形に依存し、物価の変動が最適化感度分析に与える影響は小さい。

(5) 最適化手順

取水施設の諸元の最適化手順を Fig. 5 に示す。深層水、表層水の所定流量の下、それぞれ 10 cm 刻みで管径ごとに必要となる水頭差、設備諸元、工事費、運転費を求め、それぞれについて発電コストを比較し、最適値が求められる。

(6) 所内率、年経費、ランニングコスト

表層水、深層水の揚水電力は、上述水頭差を合計し、ポ



Note:

※1 Construction costs include materials, their transportation, connection, pipe protection, pit construction, labors, management and overhead.

※2 Running costs include labor, maintenance, repair and administration.

※3 Electric power is decided from flow rate, water head difference and operating plan of ①surface and ②deep sea water.

Fig. 5 Cost evaluation of water intake

ンプ効率を 0.75 として電力使用量を求め、発電量に対する割合を所内率①、②とした。人件費、補修費では、表層水は久米島報告書²⁾に倣い、深層水は久米島報告書²⁾と構造が異なる⁸⁾ことから管理、補修の実作業に応じて補正し、発電も含めた全体の維持管理費に加えた。減価償却費は耐用年数 30 年として求めた。

4. 試算結果および考察

独立変数ごとに想定される範囲で値を移動させ、発電コストを試算した結果を Fig. 6 a ~ f に実線で示した。他の独立変数は基準値(または試算で得た最適値)にしているため、所定の発電量を得られない場合は発電量が最大になるときの発電コストを点線、鎖線で示すとともに、図中に発電量を示した。

発電装置の高温側、低温側熱交換面積、および総所内率の各独立変数に対する感度を Fig. 7 a ~ f に実線で示す。点線、鎖線は上述と同様である。独立変数における久米島報告書²⁾の基準値(Figs. 6 a, b, d, e ↓), および最適値(Figs. 6, 7 a ~ f ↓) を併せ示した。

また、独立変数を変化させ、発電コストが最小になる組み合わせの諸元を Table 1 の Optimization with 2 pipes 欄に示した。以下、各独立変数の発電コストへの感度について考察する。

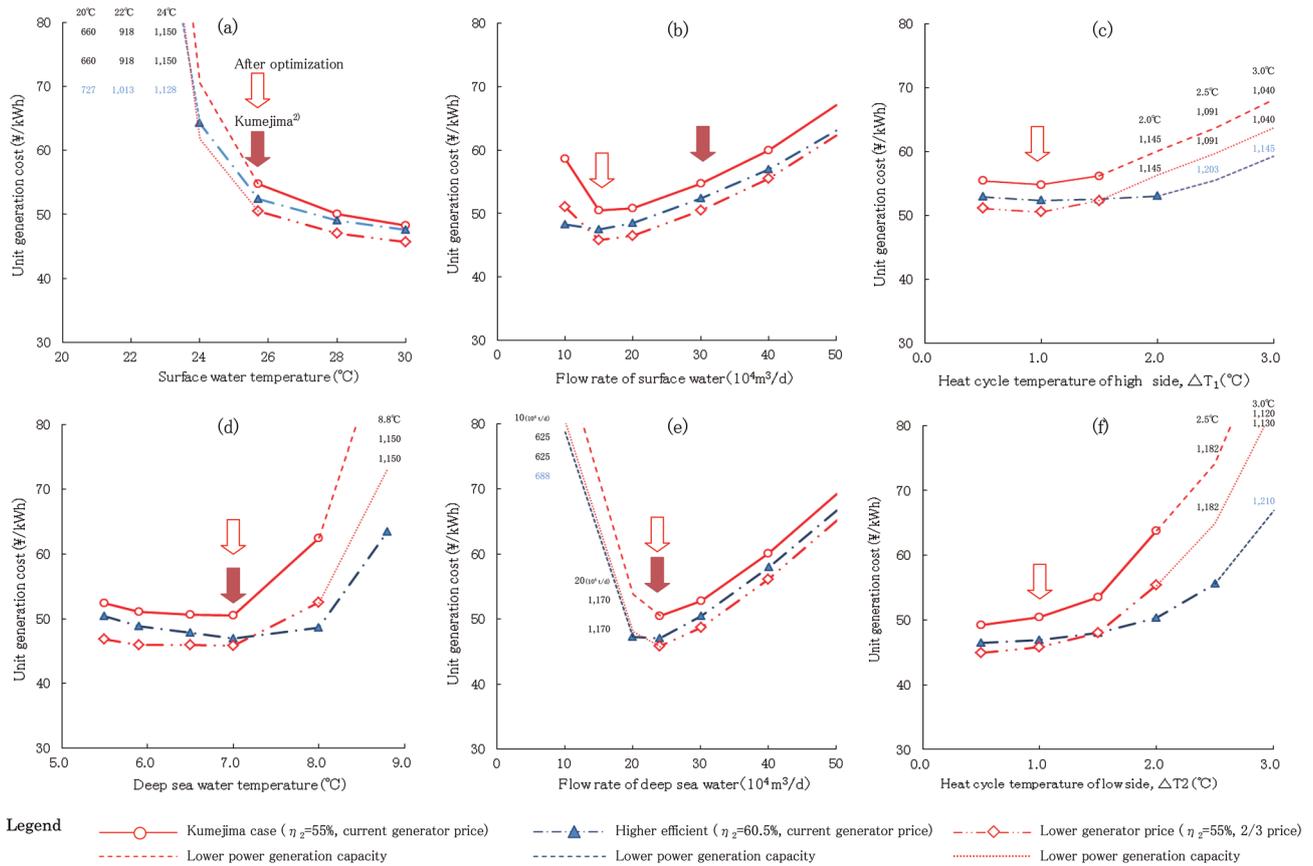


Fig. 6 Effects of parameters and turbine cost reduction/efficiency improvement on unit power generation cost (1,250 kW except lower power generation shown in figures)

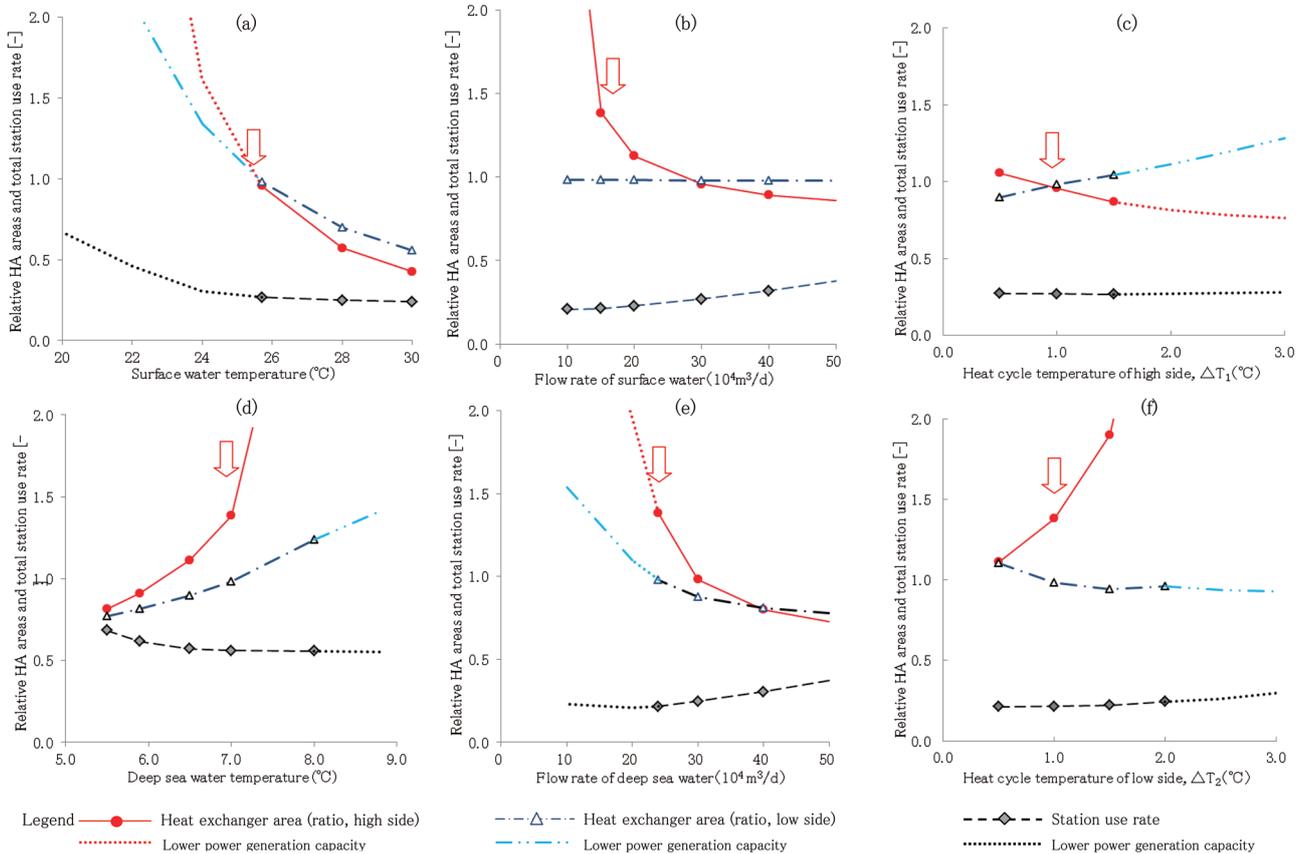


Fig. 7 Effects of parameters on relative ratios of normalized surface area of heat exchanger (HA area) and total station use rate to those in Kumejima case

4.1 表層水水温の影響

Fig. 6 a は表層水水温の発電コストへの影響, Fig. 7 a は熱交換面積 (高温側, 低温側, 以下同じ), 総所内率への影響である。水温が 24℃ 以下となると所要の出力が得られず (Fig. 6 a 点線), 急激に熱交換プレート面積が増大し (Fig. 7 a 点線), 発電コストも大きく上昇する。

表層水水温が下がると熱サイクル内高温側水温が下がり, 発電効率が低下する。他の独立変数 (表層水取水量, 深層水水温, 取水量, 熱サイクル側との温度差) は一定としているため, 所定の発電量を維持するため, 高温側熱交換プレート面積を増やし, 出口水温を下げ, 表層水入・出の温度差を上げる必要が生ずるが, 表層水出口水温は熱サイクル内高温側入温度 (深層水出温度) より高い必要がある。すなわち, 出力には表層水水温による限界がある。

一方, 25.7℃ 以上で出力, 取水量に余裕が生ずるが (Fig. 7 a), 他の独立変数は固定しているため, 余力は熱交換プレート面積の縮小に充てられ, 発電コストは最小値になっていない。最適化には他の独立変数を動かす必要がある。

さて, 25.7℃ は久米島の年間平均水温であり, 冬季は約 20℃ に低下する。その際, 発電量は定格の 1,250 kW に対し, 24℃ で 1,150 kW, 22℃ で 918 kW, 20℃ で 660 kW と減少する。OTEC は安定して 24 時間連続運転可能と言われるが, 表層水水温に対する発電量, 発電コストの感度が致命的に高い。事業的には年間を通じ 30℃ 近い赤道地域に向いていることがわかる。

4.2 表層水流量 (入・出の温度差) の影響

Fig. 6 b は表層水流量の発電コストへの影響, Fig. 7 b は熱交換面積, 総所内率への影響である。流量は管径の 2.5 乗に比例し, 工事費はおおよそ管径に比例するため, 取水施設はスケールメリットが大きい。流量に対し関連する諸元を最適化すると, 管径は増大, 水頭差は低減し, 所内率の増加は抑えられる。他の独立変数一定の下, 所定の出力において表層水流量は入・出の温度差と反比例する。工事費も影響するが, ここでは取水量 15 万 m³/日 で発電コストは最小値となる。

4.3 表層水側熱サイクル温度差の影響

Fig. 6 c は表層水側熱サイクル温度差の発電コストへの影響, Fig. 7 c は熱交換面積, 総所内率への影響である。高温側, 低温側熱源の限られた温度差を熱サイクル内で分け合うことになり, 低温側の差を大きくし熱交換プレート面積を縮小すると, 高温側の温度差が小さくなり熱交換プレート面積は拡大するが, 最適値 0.5 ~ 1.5℃ 近傍で熱交換プレート面積の合計値の変動は小さい。これより前述 (Fig. 2) の潜熱の影響は小さく, 熱サイクルモデルは一定の精度を有すると思われる。

4.4 深層水水温の影響

Fig. 6 d は深層水水温の発電コストへの影響, Fig. 7 d は

熱交換面積, 総所内率への影響である。深層水水温を下げれば発電効率は上がるが, 取水管延長は伸び, 工事費, 所内率等は大きくなる。一方, 取水温度を上げれば取水施設工事費は低減するが, 熱交換面積が拡大し, 発電コストは上昇する。取水管工事費はサイトの水深 ~ 水温, 海底地形に依存し, 所内率, 熱交換面積などのバランスから, ここでは 7.0℃ (水深 700 m, 取水管延長 3,700 m) が最適となる。

4.5 深層水取水量の影響

Fig. 6 e は深層水取水量の発電コストへの影響, Fig. 7 e は熱交換面積, 総所内率への影響である。取水量を減らし入・出温度差を拡大したとき, 低温側熱交換面積より高温側熱交換面積への影響が大きい。これは, 高温側は向流接触, 低温側は並流接触の特性 (コンデンサーの役割) と思われる。深層水は表層水に比べ取水管延長が長くなるため, 同じ取水量では管径が小さく, 水頭差, 所内率は大きくなる。深層水取水量は熱交換面積が急に拡大する直前まで縮小する方が有利で, ここでは 24 万 m³/日 が最適値となる。

4.6 深層水側熱サイクル温度差の影響

Fig. 6 f は深層水側熱サイクル温度差の発電コストへの影響, Fig. 7 f は熱交換面積, 総所内率への影響である。低温側熱サイクル温度差を拡大し熱交換プレート面積を縮小すると, 熱サイクル高温側入温度が上がり高温側熱交換プレート面積が大きく拡大している。ただし, 0.5 ~ 1.5℃ で大きくは変わらないため, ここでは標準値 1.0℃ を変更せずに用いた。

4.7 最適組わせと発電コスト

Table 1 に示す Kumejima (modified) 欄の発電コスト 120.5 円 /kWh に対し, 独立変数最適化の組み合わせの発電コストは Optimization with 2 pipes 欄に示す 50.5 円 /kWh となった。取水工法を改善し, 施設の個別的, 全体的最適化を行っても, 化石燃料に対抗できる発電コストには至らない。

参考までに, 表層水温が年間平均 30℃ になる世界の最適地で同様の最適化を行うと, 発電コストは 38.0 円 /kWh となる。50.5 円 /kWh に対し 25% 低減するが, 本格的普及には不十分である。

5. OTEC 発電コスト低減の限界

取水工法を改善し, 施設の個別的, 全体的最適化では, 発電コストは化石燃料を代替し本格的普及が可能なまでに至らなかった。ここでは久米島報告書²⁾の条件を外して発電コスト低減と本格的普及の可能性を検討する。

5.1 発電装置の技術進歩 (効率, 価格)

前述のように取水施設は現状の施工能力で最適化されており, 工事費の大幅な縮減は望めないが, 発電装置は実証段階にあり, 今後, 発電効率の向上や量産化による価格の低下は期待できる。

そこで、Fig. 6に機械効率が10%向上した場合▲、発電装置価格が2/3に低減した場合◆の発電コストを併せ示した。機械効率を60.5%、あるいは価格を2/3とすると、発電コストはほぼ並行にスライドし、50.5円/kWhから47.0円/kWh、45.8円/kWhに低下した。

本格的普及には更なるコスト低減が必要であるが、発電コストを10%低下させるためには、機械効率で15%の向上、あるいは発電装置価格で36%のコストダウンを図る必要がある、この方向で本格的普及を期待するのは現実的には厳しい。

5.2 取水管統合

久米島報告書²⁾では深層水の複合利用を前提とし、施設への給水が止まると多大な経済的損失をもたらすことから、取水管は2条としている。一方、発電の場合には負荷変動を考えると多様な電源構成を取るであろうことからリスクはもともと分散されている。そこで、取水管を1条に統合した場合をTable 1のOptimization after integration欄に示す。発電コストは43.4円/kWhとなるが、本格的普及には不十分であった。

5.3 OTEC 発電コスト低減の限界

発電装置を二段ランキンにすることで取水量を20%縮小できるとの報告¹¹⁾もあるが、取水量の縮小は工事費に大きくは影響せず、発電装置の価格、所内率増加分も含め、発電コストの低減は限定的である。サイトを世界に求め、表層水水温を30℃にしても、発電コストは38.0円/kWhと本格的普及には至らない。

浮体式OTEC¹²⁾で取水コストを低減する方法もあるが、取水工事費が1/2に低減しても約36円/kWhである。

6. 結 言

取水工法を改善し、取水施設、発電装置の個別的、全体的最適化を行い、OTEC発電コストをどこまで低減できるか試算した。工事費で42%、所内率は36%に低減することができ、発電コストは43.4円/kWh(1,250kW)となった。これは、離島の小規模なディーゼル発電と比べれば競争力を持ち、発電、取水とも既往技術で実現できることは注目に値する。

OTECの本格的普及には発電コストをさらに低減する必要があるが、取水技術、発電技術の考えられる進歩、諸元の最適化、立地の選定では限界があることもわかった。残る発電コスト低減策としては、スケールメリットや高温側熱源温度を上げ発電効率を改善することが考えられ、形態、効果について、さらに検討する必要がある。

Nomenclature

| | | |
|-----|------------------------------|-----------|
| Ae | Annual expense | [¥/y] |
| Aet | Annual electric transmission | [kWh/y] |
| Cc | Construction costs | [¥] |

| | | |
|-------------------|---|-----------------------|
| Cd | Depreciation costs | [¥/y] |
| Cm | Maintenance costs | [¥/y] |
| Cop | Operation costs | [¥/y] |
| Cr | Running costs | [¥/y] |
| Dupe | Durable period | [y] |
| Gup | Generation unit price | [¥/kWh] |
| Hc | Heat capacity | [kWh] |
| Hl | Head loss | [m] |
| Hld | Head loss of density | [m] |
| Hle | Head loss of elevation | [m] |
| Hlf | Head loss of friction | [m] |
| Hlt | Head loss of tide level | [m] |
| Hlv | Head loss of velocity | [m] |
| Lr | Land rent | [¥/y] |
| Og | Output of generator | [kW] |
| Oge | Generating end output | [kW] |
| Pc | Power consumption | [kW] |
| Pea | Annual energy production | [kWh/y] |
| Q | Flow rate | [m ³ /s] |
| Rheh | High-temp.-side heat exchanger plate area ratio | [-] |
| Rhel | Low-temp.-side heat exchanger plate area ratio | [-] |
| Ro | Operating ratio | [-] |
| Rsu | Station use rate | [-] |
| T _{1en} | High temperature side entrance temperature | [°C] |
| T _{1ex} | High temperature side exit temperature | [°C] |
| T _{2en} | Low temperature side entrance temperature | [°C] |
| T _{2ex} | Low temperature side exit temperature | [°C] |
| T _{1hen} | High side entrance temperature in heat cycle | [°C] |
| T _{1hex} | Low side entrance temperature in heat cycle | [°C] |
| T _{1len} | High side exit temperature in heat cycle | [°C] |
| T _{1lex} | Low side exit temperature in heat cycle | [°C] |
| η _{car} | Carnot efficiency | [-] |
| η _{ge} | Generation efficiency | [-] |
| η _m | Mechanical efficiency | [-] |

(Subscripts)

| | |
|-----|----------------------------|
| d | Drainage |
| dsw | Deep seawater |
| en | Entrance |
| ex | Exit |
| ge | Generation |
| hep | Heat exchanger peripherals |
| sw | Surface water |
| tp | Turbine peripherals |

文 献 : References

- 1) Tahara, K.; Horiuchi, K.; Kojima, T.; Inaba, A., *Macro Review*, 6(2), 35-43 (1993.11): 田原聖隆, 堀内都雄, 小島紀徳, 稲葉敦, *Macro Review*, 6(2), 35-43 (1993.11)
- 2) Kumejima-cho Okinawa-ken, Kumejima deep seawater

- compound use survey report, Green decentralization business of power reform promotion(2011.3): 沖縄県久米島町, 久米島海洋深層水複合利用基本調査報告書, 緑の分権改革推進事業 (2011.3)
- 3) Okinawa prefecture, Okinawa prefecture energy vision action plan: 沖縄県, 沖縄県エネルギービジョン・アクションプラン, <http://www.pref.okinawa.jp/site/shoko/seisaku/kiban/h22enerugibijonkouhyou.html> (Last access: 2013.3)
 - 4) JSME, Heat transfer engineering material (2009.6): 日本機械学会, 伝熱工学資料 (2009.6)
 - 5) Pratt & Whitney Power Systems; Turboden Co., Ltd., Document of meeting 100511 ronzele Organic Rankine Cycle Waste Heat Power Generation. pdf (Last access: 2014.1.18)
 - 6) Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., Organic Rankine cycle electrical generating system: 三菱重工, 有機ランキンサイクル発電システム, https://www.mhi.co.jp/products/pdf/organic_rankine_cycle.pdf (Last access: 2015.8.15)
 - 7) Kobe Steel, Ltd., Micro binary electrical generating system: 神戸製鋼, 高効率・小型バイナリー発電システム, http://www.kobelco.co.jp/machinery/products/rotation/microbinary/files/mb_catalog.pdf (Last access: 2013.9.20)
 - 8) Makai ocean engineering, Inc.; Hitachi, Ltd., Infrastructure Systems Company, A proposal for engineering and conceptual design study for a deep seawater supply for Hulhumale, Maldives (2012.3)
 - 9) JSCE, Committee on Hydro science and Hydraulic Engineering, Water channel formulary (2000.1), JSCE: 土木学会水理委員会, 水理公式集 (2000.1), 土木学会
 - 10) NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization), Study evaluation committee, "Energy use rationalization and marine resource utilization system development" Ex post fact evaluation report (2005.3): 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 研究評価委員会, 「エネルギー使用合理化海洋資源活用システム開発」事後評価報告書, (平成 17 年 3 月)
 - 11) Yasunaga, K.; Morisaki, T.; Ikegami, Y., Examination of sea water flow rate reduction by OTEC using a multi-stage Rankine cycle, Deep seawater use society (2014.7): 安永健, 森崎敬史, 池上康之, 多段ランキンサイクルを用いた OTEC による海水流量低減の検討, 海洋深層水利用学会 (2014.7)
 - 12) Ikegami, Y., *KANRIN*, (55), 37-42 (2014): 池上康之, 日本船舶海洋工学会誌, (55), 37-42 (2014)
-