

2. 海洋温度差発電システムの確立について

2.1 海洋深層水及び表層水の取水に係る費用並びに海洋温度差発電の発電に係る費用を低減させる方法

2.1.1 昨年度までの検討概要

昨年度までの検討項目は次の通りである。

(1) 海洋温度差発電の発電コストの概要

NEDO 再生可能エネルギー技術白書等、これまでの検討で示された海洋温度差発電の発電コストについて整理した（～平成 26 年度）。

(2) 要素技術の技術的成熟度と費用低減シナリオ

海洋温度差発電プラントを構成する機器や装置、設備、工事等について、それぞれの技術成熟度と費用低減可能性を評価した。また、それぞれの費用低減の方向性について概観した。（～平成 26 年度）

(3) 熱交換器の費用低減

特に費用低減可能性の大きい熱交換器について、今後の費用低減の見込みを示した。（平成 27 年度）

(4) 開放型取水システムによる陸上設置型プラントのコスト、機能改善

費用比率が非常に大きい深層水・表層水取水システムについて、開放型取水システムと閉鎖型システムとの比較を行ない、出力 1 MW 級のプラントにおける費用低減・機能改善のための開放型取水システムの優位性について概説した。（平成 26 年度）

2.1.2 今年度の検討

今年度は、昨年度まで得られたコスト情報をもとに、費用効率を最大化するプラントの最大出力の設定を検討した。

(1) 背景と前提条件

海洋温度差発電では、発電端熱効率およびプラントへの入熱量が、それぞれ表層水と深層水との温度差に比例する。深層水の水温は年間を通してほとんど変動しないが、表層水温度は季節により最低 22℃から最大 31℃程度まで変動する。これに伴い、プラントからの発電出力も大きく変動する。変動幅の検討は平成 26 年度まで行われており、その結果を表 2-1 に示す。なお、平成

26年度までは出力1MW級および同10MW級について検討したが、今年度は1MWに絞って結果を示す。

表 2-1 表層水温別送電端出力 送電端出力 1MW 級 陸上設置式プラントのケース
(平成 26 年度検討より)

(取水深度=800m, 深層水水温=5.5℃)

表層水 温度	平成 24 年度検討値			ピンチ温度実測値による数値		
	発電端 出力	自己消費 動力	送電端 出力	発電端 出力	自己消費 動力	送電端 出力
℃	kW	kW	kW	kW	kW	kW
30.0	2,050	450	1,600	2090	450	1640
29.0	1,980	450	1,530	2020	450	1570
28.0	1,880	450	1,430	1920	450	1470
27.0	1,770	450	1,320	1810	450	1360
26.0	1,650	450	1,200	1690	450	1240
25.0	1,532	450	1,082	1570	450	1120
24.0	1,410	450	960	1440	450	990
23.0	1,270	450	820	1300	450	850
22.0	1,130	450	680	1160	450	710
21.0	990	450	540	1020	450	570
20.0	840	450	390	870	450	420
19.0	690	450	240	710	450	260
年平均	1,450	450	1,000	1490	450	1040

また、表層水温度についての頻度分布（平成 24 年度検討）および、これに基づく年間発電量（kWh）の算定結果（平成 26 年度検討）を、それぞれ図 2-1 および、表 2-2 に示す。

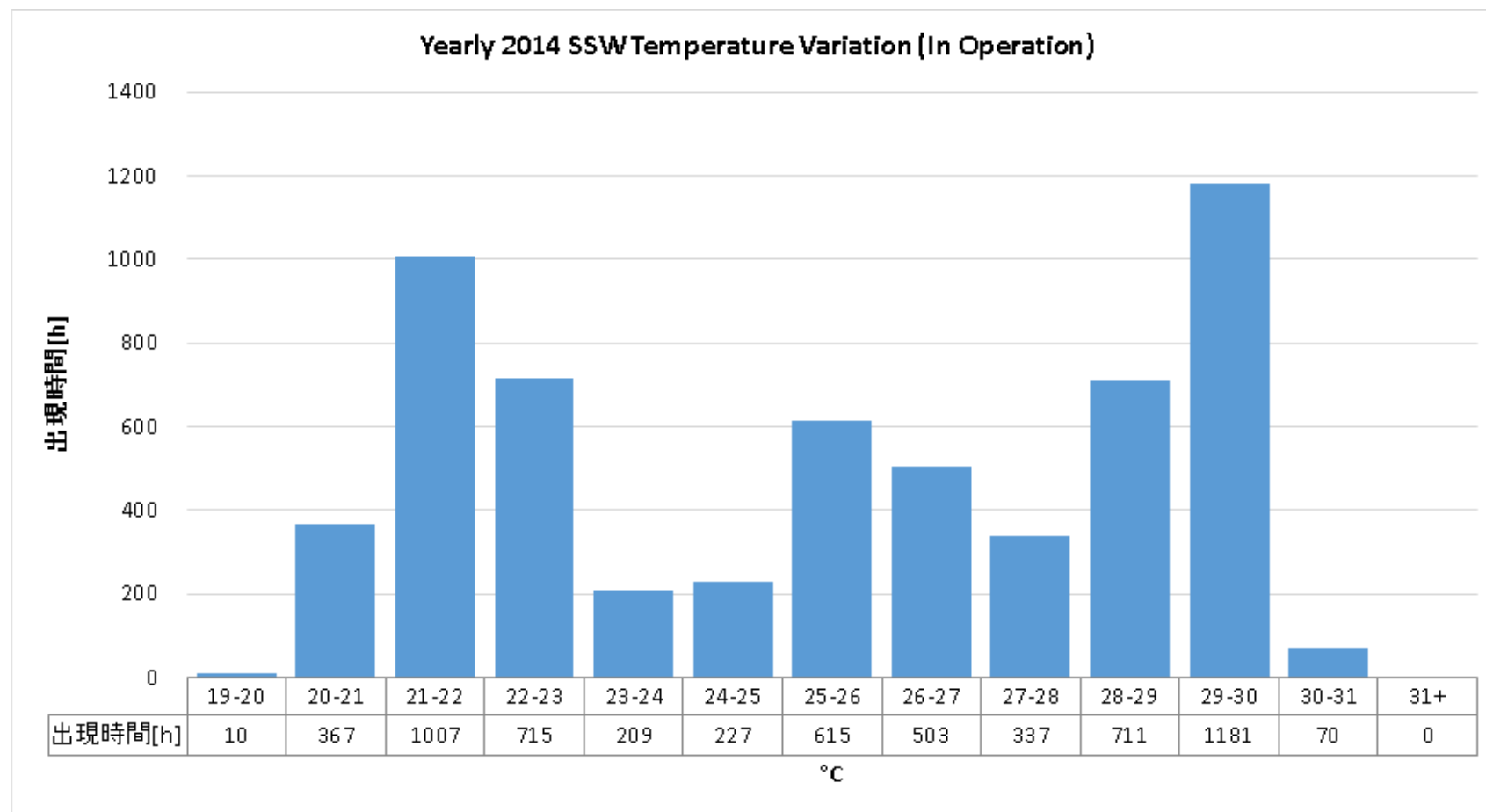


図 2-1 表層水温度の頻度分布(平成 26 年度検討データ)

表 2-2 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果

表層水温	発電端出力	自己消費電力	送電端出力	頻度		発電量	送電量
				h	%		
℃	kW	kW	kW			kWh/年	kWh/年
19-20	790	450	340	10	0.2	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6.2	510,900	267,600
21-22	1090	450	640	1007	16.9	1,615,200	948,400
22-23	1230	450	780	715	12.0	1,293,900	820,500
23-24	1370	450	920	209	3.5	420,700	282,500
24-25	1505	450	1055	227	3.8	503,700	353,100
25-26	1630	450	1180	615	10.3	1,475,100	1,067,900
26-27	1750	450	1300	503	8.4	1,295,300	962,200
27-28	1865	450	1415	337	5.7	926,300	702,800
28-29	1970	450	1520	711	11.9	2,060,800	1,590,100
29-30	2055	450	1605	1181	19.8	3,571,600	2,789,500
30-31	2090	450	1640	70	1.2	214,400	168,200
単純平均	1524	450	1074	合計[kWh]		13,900,000	9,958,000
				頻度考慮平均[kW]		1,587	1,137

年間発電量の面では、プラントとしての最大出力が高い（最大出力の上限（頭打ち）がない）方が大きくなるものの、設備費も最大出力に応じて上昇してしまう。なお、平成 23 年度から実施されている NEDO 海洋エネルギー技術研究開発 次世代海洋エネルギー発電技術研究開発（海洋温度差発電）では、1 MW 級発電設備（最大出力 1,880kW）の建設費用がおよそ 30 億円（商用化時）と算定されている。

表 2-3 NEDO 技術開発における発電コスト算定結果(参考)

	1MW 沿岸設置式		10MW 洋上浮体式	
	1 基目	商用化時	1 基目	商用化時
主要入力項目				
発電端出力	1,880kW（定格最大）		18,880kW（定格最大）	
発電端出力	1,660kW（年間平均）		17,300kW（年間平均）	
設備利用率	85.6%		92.0%	
所内率	39.8%		42.2%	
送電端出力	1,000kW（年間平均）		10,000kW（年間平均）	
建設費（*1）	発電 33 億円 取水管 30 億円 （*2）	発電 30 億円 取水管 25 億円 （*2）	401 億円	277 億円(*4)
人件費	2600 万円/年		5100 万円/年	
維持管理費	5200 万円/年	4700 万円/年	3.3 億円/年	2.6 億円/年
割引率	0～5%			
算定結果				
発電コスト [円/kWh] (*3)	36.1～52.5	31.0～44.5	26.0～33.1	18.6～23.5

(*1) 沖縄本島周辺での海水温条件による

(*2) 複合利用設備と共用とし、費用（一基目 60 億円、商用時 50 億円）の半分を発電設備で負担するとした試算

(*3) 数値の幅は割引率（利子率）の変動幅による

(*4) 浮体サイズの縮小によるコスト削減を含む

(2) 検討方法

前項を踏まえ、発電出力上限（頭打ち）の数値を仮定した場合の①年間発電量、②建設費を概算し、一年間の単位発電量あたりの建設費（②／①）を最小化する上限値について検討する。

①年間発電量：表 2-2 に発電出力上限を設けて算定する。

②建設費：表 2-3 における最大出力 1,880kW－建設費 30 億円を基準とし、0.6 乗則にて建設費

を概算する。¹

ここでは、発電端出力=1,800kW、1,900kW、2,000kW、2,090kW（上限なし）について比較を行う。

(3) 検討結果

①年間発電量

発電端出力=1,800kW、1,900kW、2,000kW の年間送電量の算定結果を表 2-4～表 2-6 に示す。
これをグラフとして表すと図 2-2 となる。

表 2-4 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果(出力上限=1,800kW ケース)

表層水温 ℃	発電端出力 kW	自己消費 kW	送電端出力 kW	頻度		発電量 kWh/年	送電量 kWh/年
				h	%		
19-20	790	450	340	10	0	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6	510,900	267,600
21-22	1,090	450	640	1,007	17	1,615,200	948,400
22-23	1,230	450	780	715	12	1,293,900	820,500
23-24	1,370	450	920	209	4	420,700	282,500
24-25	1,505	450	1,055	227	4	503,700	353,100
25-26	1,630	450	1,180	615	10	1,475,100	1,067,900
26-27	1,750	450	1,300	503	8	1,295,300	962,200
27-28	1,800	450	1,350	337	6	894,000	670,500
28-29	1,800	450	1,350	711	12	1,883,000	1,412,300
29-30	1,800	450	1,350	1,181	20	3,128,400	2,346,300
30-31	1,800	450	1,350	70	1	184,700	138,500
単純平均	1,459	450	1,009	5,952	合計[kWh]	13,217,000	9,275,000
					頻度考慮平均[kW]	1,509	1,059

¹ 各種のプラント建設分野において、建設工事費はプラント規模の 0.6 乗に比例するという経験則が良く知られており、初期検討段階で用いられることが多い。

表 2-5 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果(出力上限=1,900kW ケース)

表層水温 ℃	発電端出力 kW	自己消費 kW	送電端出力 kW	頻度		発電量 kWh/年	送電量 kWh/年
				h	%		
19-20	790	450	340	10	0	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6	510,900	267,600
21-22	1,090	450	640	1,007	17	1,615,200	948,400
22-23	1,230	450	780	715	12	1,293,900	820,500
23-24	1,370	450	920	209	4	420,700	282,500
24-25	1,505	450	1,055	227	4	503,700	353,100
25-26	1,630	450	1,180	615	10	1,475,100	1,067,900
26-27	1,750	450	1,300	503	8	1,295,300	962,200
27-28	1,865	450	1,415	337	6	926,300	702,800
28-29	1,900	450	1,450	711	12	1,987,600	1,516,900
29-30	1,900	450	1,450	1,181	20	3,302,200	2,520,100
30-31	1,900	450	1,450	70	1	194,900	148,700
単純平均	1,490	450	1,040	5,952	合計[kWh]	13,537,900	9,595,900
					頻度考慮平均[kW]	1,545	1,095

表 2-6 出力 1MW 設備の年間発電量算定結果(出力上限=2,000kW ケース)

表層水温 ℃	発電端出力 kW	自己消費 kW	送電端出力 kW	頻度		発電量 kWh/年	送電量 kWh/年
				h	%		
19-20	790	450	340	10	0	12,100	5,200
20-21	945	450	495	367	6	510,900	267,600
21-22	1,090	450	640	1,007	17	1,615,200	948,400
22-23	1,230	450	780	715	12	1,293,900	820,500
23-24	1,370	450	920	209	4	420,700	282,500
24-25	1,505	450	1,055	227	4	503,700	353,100
25-26	1,630	450	1,180	615	10	1,475,100	1,067,900
26-27	1,750	450	1,300	503	8	1,295,300	962,200
27-28	1,865	450	1,415	337	6	926,300	702,800
28-29	1,970	450	1,520	711	12	2,060,800	1,590,100
29-30	2,000	450	1,550	1,181	20	3,476,000	2,693,900
30-31	2,000	450	1,550	70	1	205,200	159,000
単純平均	1,512	450	1,062	5,952	合計[kWh]	13,795,200	9,853,200
					頻度考慮平均[kW]	1,575	1,125

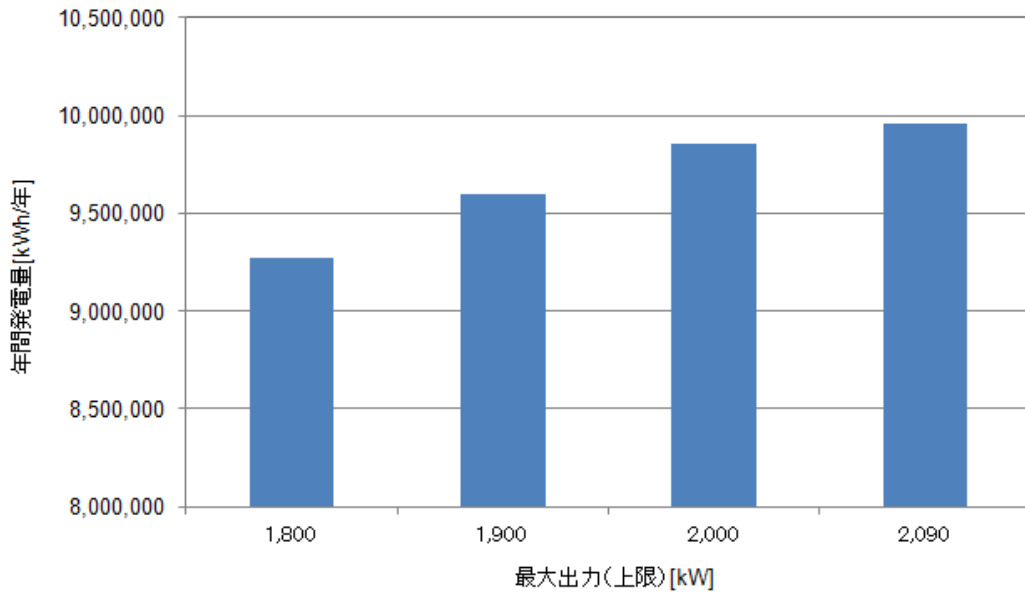


図 2-2 最大出力と年間発電量の関係

②建設費

前述の 0.6 乗則を用いて概算した建設費を、表 2-7 および図 2-3 に示す。

表 2-7 発電所建設費の概算

項目	単位	基準値	設定値			最大値
			1,800	1,900	2,000	
最大出力(上限)	[kW]	1,880	1,800	1,900	2,000	2,090
建設費	[億円]	30.0	29.2	30.2	31.1	32.0

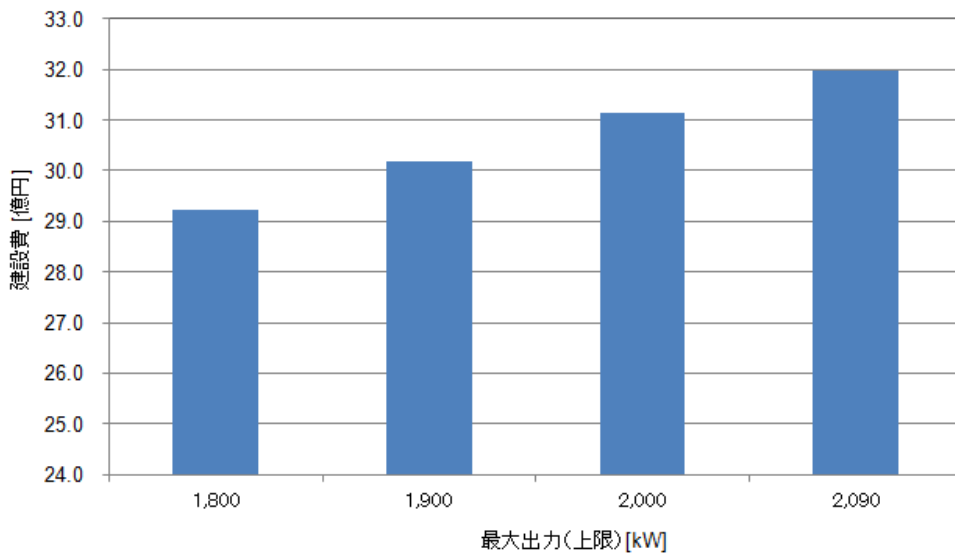


図 2-3 最大出力と発電所建設費の関係

③発電量あたりの建設コスト

前項①②を用いて算定した、一年間の単位発電量（kWh/年）あたりの建設コストを、表 2-8 および図 2-4 に示す。また、プラント寿命を 40 年として、運転期間全体を通した kWh あたりの建設コスト（上記をプラント寿命 40 年で除した値）を図 2-5 に示す。

表 2-8 一年間の単位発電量(kWh/年)あたりの建設コスト

項目	単位	数値			
		1,800	1,900	2,000	2,090
最大出力(上限)	[kW]	1,800	1,900	2,000	2,090
年間発電量	[kWh/年]	9,275,000	9,595,900	9,853,200	9,958,000
建設費	[億円]	29.2	30.2	31.1	32.0
一年間の発電量あたり建設費	[円/(kWh/年)]	315.1	314.6	316.0	321.0

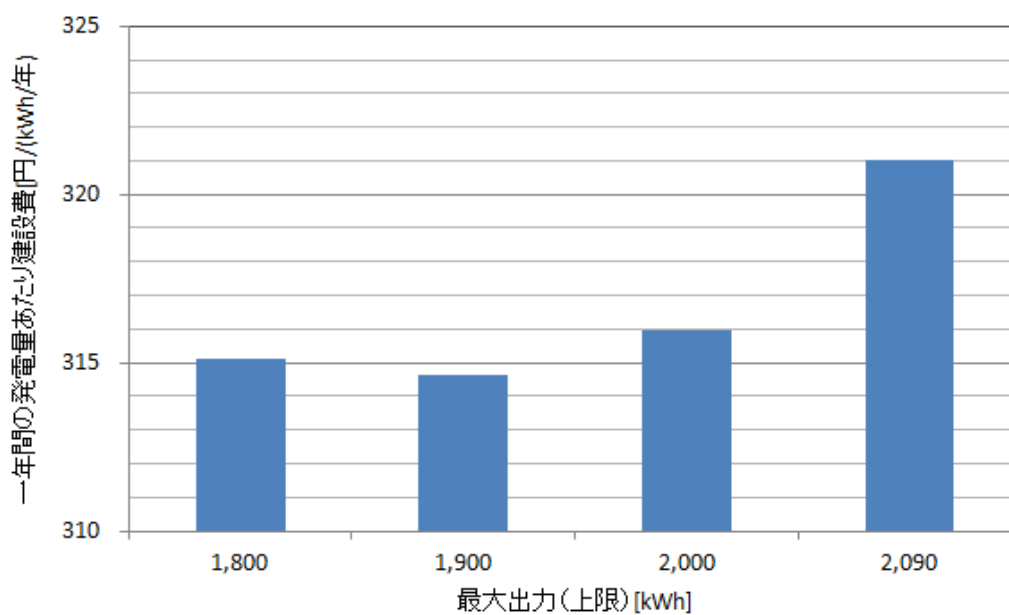


図 2-4 一年間の単位発電量(kWh/年)あたりの建設コスト

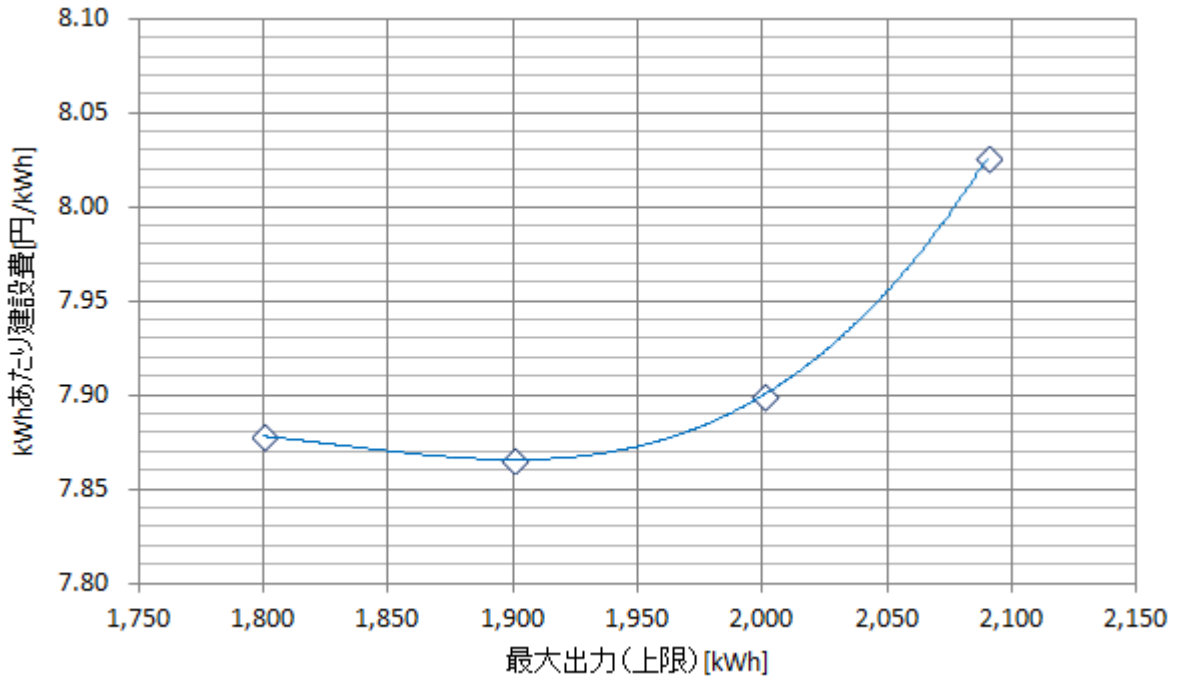


図 2-5 kWh あたりの建設コスト

(4) まとめ

沖縄県の海水温データの特徴である二極分化性（冬季水温（21–22℃）と夏季（28–29℃）で出現頻度が 2 つのピークをとる性質：図 2-1 参照）の下、発電の最大出力（上限）の取り方の最適値を検討した。

kWh あたりの建設コストを指標として評価した場合、最大温度差時に合わせて設計・建設を行うケース（最大出力 2,090kW）は、数%の差ながら、上限を設定するケース（最大出力 1,800kW、1,900kW、2,000kW）に対して指標が悪化する。一方、最大出力 1,800kW、1,900kW、2,000kW の 3 ケースでは、その差は 1%以内となっており、ほとんど差が見られない。

したがって、出力 1MW 級のプラント建設にあたっては、上記 3 ケースの範囲において、利便性や他の要素に基づいて最大出力を設定することが望ましい。

2.2 沖縄県の海域における海洋温度差発電設備の設置の可能性と課題

2.2.1 昨年度までの検討概要

昨年度までの検討項目は次の通りである。

(1) 導入ポテンシャルおよび発電ポテンシャル（平成 24・25 年度）

自然条件および環境影響面から見た導入ポテンシャルは、離岸距離 30km 以内で約 2,800MW、離岸距離の制限なしでは約 50,000MW であることを、各種の資料の比較から示した。なお、需要面では、沖縄県の発電設備容量は 2,000～3,000MW 程度、九州まで含めると 30,000MW 規模となる。

(2) 海底地形面から見た設置場所（平成 24 年度）

久米島の他、石垣島、宮古島、沖縄本島（東岸）も、海底地形面からは前述の離岸距離 30km 以内で大規模プラントが設置可能であることを確認した。

(3) 初号機に関する既存電力系統および供給予備力から見た適正発電プラント規模（平成 24 年度）

沖縄電力(株)の子会社である株式会社沖縄エネテック社に調査を依頼し、適正発電プラントの規模を検討した。沖縄本島では 100MW 規模も可能である。一方、離島では現状の商用系統では 1MW 規模が上限となっており、それ以上の系統連系には大規模な系統コンセプトの変更が必要となることが分かった。

(4) 環境影響評価項目（平成 26 年度）

海洋温度差発電プラントの沖縄での設置に係る環境影響評価法令等の整備状況、周辺環境への影響についての課題の抽出、事前のアセスメント手法の方向性、及び予想される問題解決の難易度について、初期評価を行った。本評価についても、前項と同様に沖縄電力株式会社の子会社である株式会社沖縄エネテックに外注して整理した。

初期評価によれば特に技術的ブレークスルーを必要とする課題は無いが、沿岸に設備する際の富栄養化や生態系への影響には十分に注意を払う必要があることが分かる。

(5) 浮体式プラントの浮体動揺等に関するリスク対策（平成 27 年度）

沖縄県海域においては、浮体式プラントに対する台風影響（浮体動揺等）への懸念の声が大きいことから、今年度は浮体式プラントのリスクマネジメントの観点から検討を行なった。

浮体式プラントのリスクは適切な対策を講じることにより概ね許容範囲内に収まるものの、以下 2 件については、定量的な評価に基づいて設計を行なう必要があることが分かった。

- (a) 浮体の傾斜による作動流体ポンプの NPSH 不足
- (b) 浮体の動揺による作動流体ポンプの NPSH 不足

2.2.2 今年度の検討

沖縄県海域における熱交換器の汚れ対策

久米島での実証試験においては、平成 25 年 4 月から平成 27 年度末まで 3 年間の運転にも関わらず、熱交換器の海水汚れによる性能劣化がほとんど見られないことが、他地域に比べて大きな特徴となっている。

有機物が非常に少ない海洋深層水（以下「深層水」）を通水する熱交換器（凝縮器）については、本設備の計画時から汚れの付着がほとんど無いことが予想されていた。一方、表層水については、日本近海では一般的に生物等の付着が多くメンテナンスに大きなコストがかかることが知られており、本実証試験でも沖縄県海域での生物付着による熱交換器（蒸発器）の性能劣化は大きな関心の一つとなっていた。これに対して、蒸発器の性能面（総括熱伝達係数や海水通過時の圧力損失）では、設置時からほとんど劣化していないという予想外の結果となっている。

今年度は、電気事業法に基づく開放点検の年に当たることから、熱交換器海水側を開放し、内部の点検および洗浄を行った。また、本結果に基づき、次ステップのプロジェクトにおける熱交換器搭載上の注意点を検討した。

(1) ユニット A 熱交換器（蒸発器） 海水側開放および洗浄

平成 26 年 7 月 12 日から 14 日にかけて、ユニット A 熱交換器（蒸発器）の海水ヘッダを開放し、内部を点検、洗浄した。以下、特記事項を記す。

- 最も懸念されたプレート積層部（バンドル）入口部への生物等の付着は全く見られなかった。（一般的な沿岸海域では、この部分に貝類が付着する）。（図 2-6）
- また、各プレートの隙間にも、貝等の生物付着は見られない。
- 一方、プレート表面：特に下部は、薄く赤土が付着している。
- また、プレートバンドル出入り口の下部のよどみ部には、厚さ 2 センチ程度の土の堆積層が出来ていた。また、その中に貝等が生息していた。（図 2-7、図 2-8）
- 汚れの大部分は、ジェット水洗浄で落とすことが出来た。（図 2-9、図 2-10）

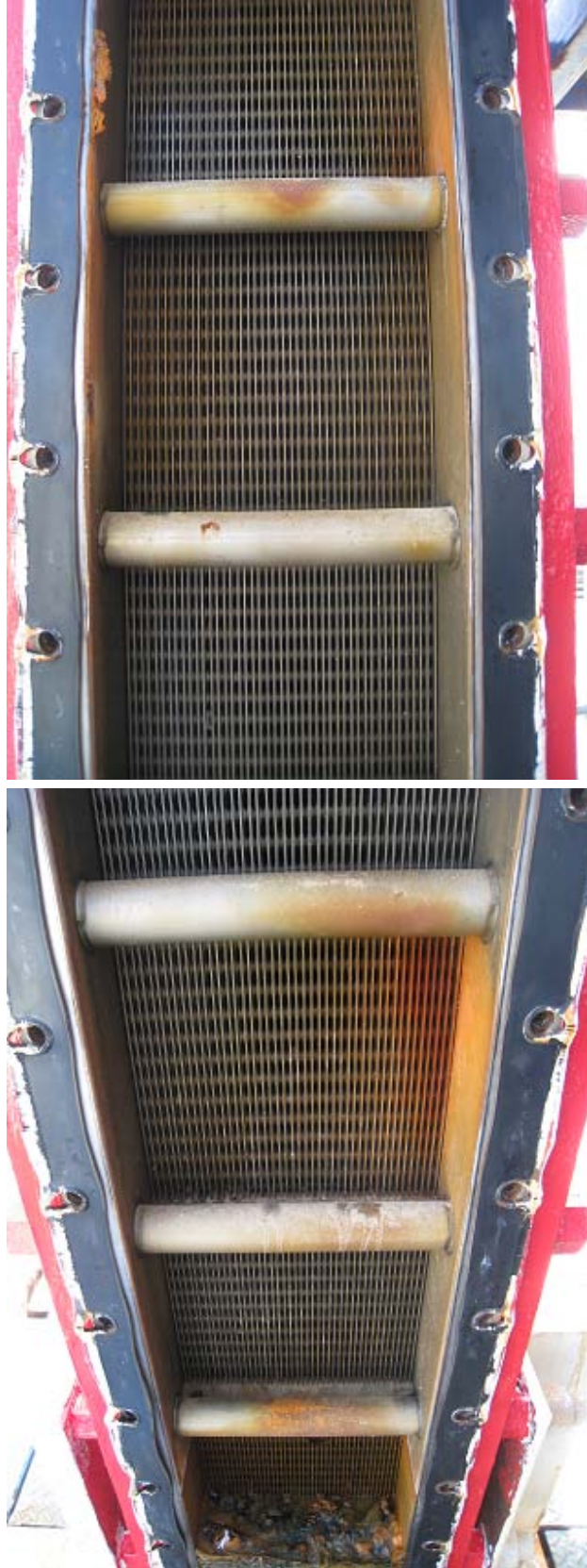


図 2-6 ユニット A 蒸発器プレートバンドル入口部開放状態(洗浄前)



図 2-7 ユニット A 蒸発器プレートバンドル入口下部の土の堆積①(洗浄前)



図 2-8 ユニット A 蒸発器プレートバンドル入口下部の土の堆積②(洗浄前)



図 2-9 ユニット A 蒸発器ジェット洗浄作業



図 2-10 ユニット A 蒸発器 洗浄作業後の状況

(2) ユニット B 熱交換器（蒸発器・凝縮器） 海水側点検

ユニットBでは、平成26年7月15日に内閣官房総合海洋政策本部により選定された「海洋再生可能エネルギー実証フィールド」²の活用の一環として、国立大学法人佐賀大学およびジャパンマリンユナイテッド株式会社（JMU）が平成28年9月から実証試験を開始している。なお、この実証試験は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)「海洋エネルギー技術研究開発／海洋エネルギー発電システム実証研究」の一部として実施されている。

同実証試験の開始時において、佐賀大学とJMUは新たに開発した熱交換器を、本設備の既設熱交換器と換装する形で搭載した。このとき、取り外した後の既設熱交換器（蒸発器・凝縮器）の海水側点検を実施した。結果の概要を次に示す。

①蒸発器

- 前項のユニットA蒸発器側と同様、プレート積層部（バンドル）入口部への生物等の付着は全く見られなかった。また、各プレートの隙間にも、貝等の生物付着は見られない。（図 2-11）
- プレートバンドル下部の海水よどみ部には貝類が滞留していた。ただし、ユニット A で見られた土の堆積は、ユニット B では見られなかった。（図 2-12）
- ユニットA同様、全体的に赤土が付着している。
- 鉛直の海水ヘッダ配管にも赤土がうっすらと付着しており、赤土の粘着性が高いことが分かる。（図 2-13）

②凝縮器

- 出口側プレートバンドルには全く汚れが見られない。（図 2-14, 図 2-15）
- 蒸発器のような貝類等生物の滞留も見られなかった。コーナー部に若干の砂が溜まっていた。（図 2-16）
- 海水ヘッダ配管にも汚れが見られない。（図 2-18）

² 「海洋再生可能エネルギー実証フィールドの選定結果について」，総合海洋政策本部事務局，平成26年7月15日，<http://www.kantei.go.jp/jp/singi/kaiyou/energy/201407/testfield20140715.html>



図 2-11 ユニット B 蒸発器 プレートバンドル部入口

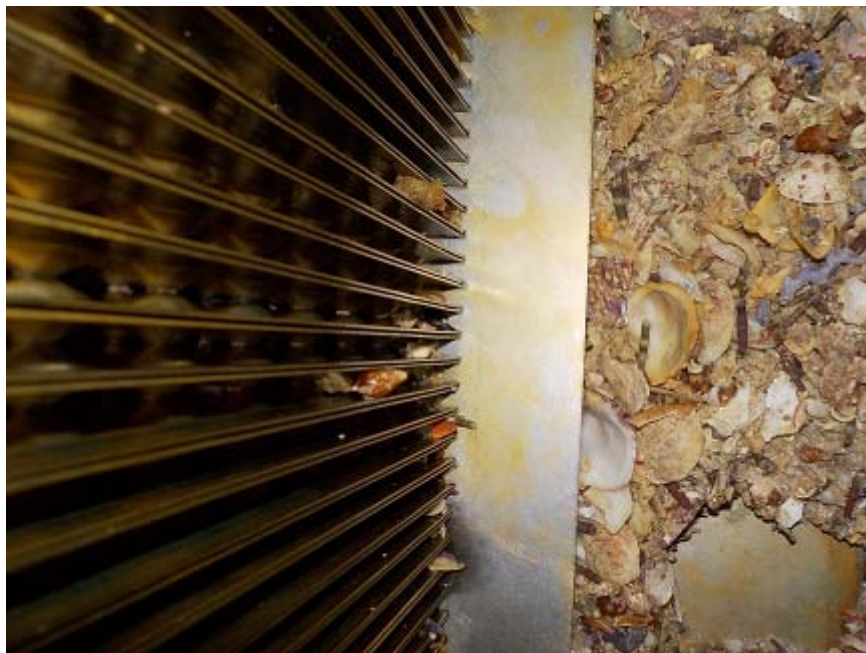


図 2-12 ユニット B 蒸発器 プレートバンドル部入口下部の貝類滞留



図 2-13 ユニット B 蒸発器 海水ヘッダ配管内



図 2-14 ユニット B 凝縮器 プレートバンドル入口

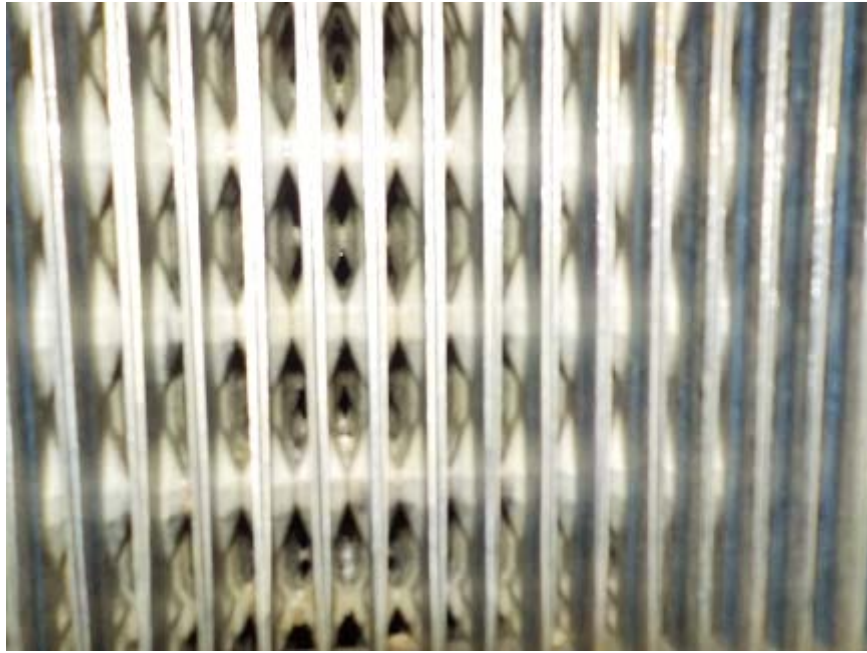


図 2-15 ユニット B 凝縮器 プレートバンドル入口



図 2-16 ユニット B 凝縮器 プレートバンドル入口下部



図 2-17 ユニット B 凝縮器 海水ヘッダ配管内

(3) 次ステップのプロジェクトにおける熱交換器搭載上の注意点

本プロジェクトにおいては、配置上の制限や熱交換器サイズ等から、プレートバンドル部と海水ヘッダ配管を4つの接続管で接続している（図 2-18）。このため、プレートバンドル部に海水のよどみが発生し、土の堆積や貝類の滞留の原因になっていると考えられる（図 2-19）。

次ステップのプロジェクトである出力 1MW 級では、本プロジェクト同様のヘッダパイプを用いた方式で計画が立案されているが、よどみを無くすという観点からは、接続管の配置を図 2-20 のように改める、あるいは、出力 10MW 級のように海水路と熱交換器を直結させる方式（図 2-21）が有効であると考えられる。

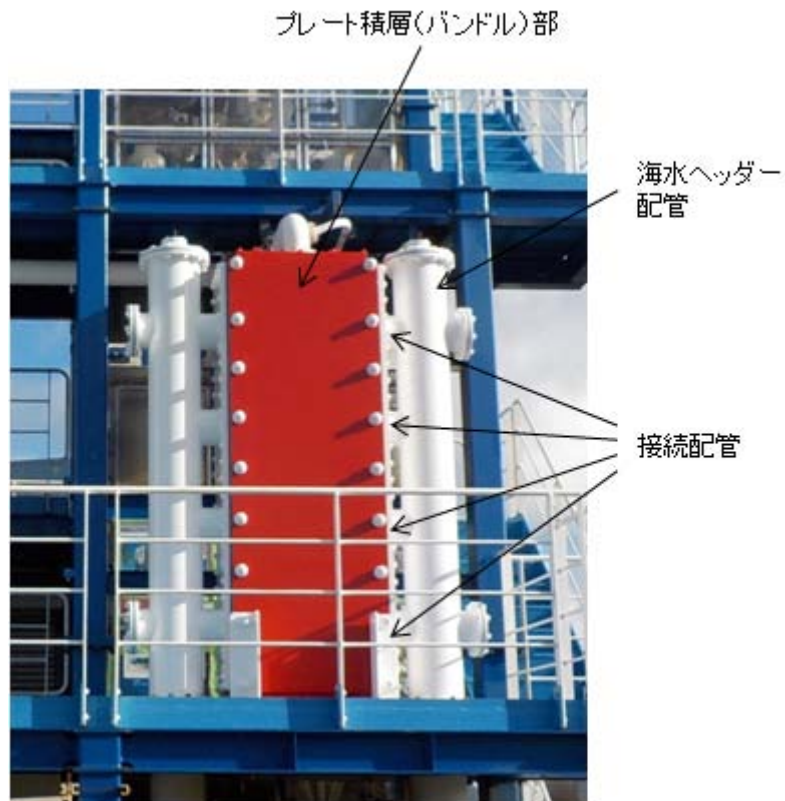


図 2-18 写真：現状の熱交換器と海水ヘッダの接続

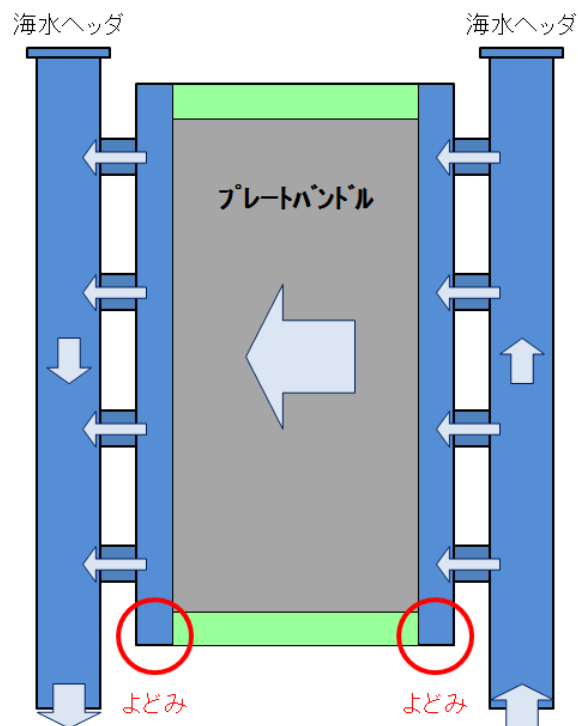


図 2-19 現状の熱交換器と海水ヘッダとの接続方法によるよども

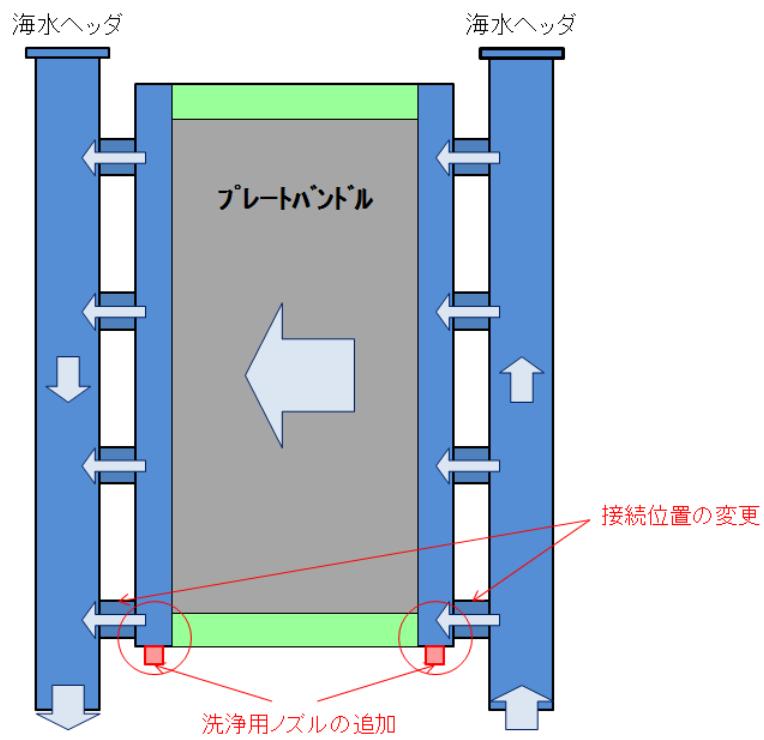


図 2-20 次プロジェクトにおける改良案

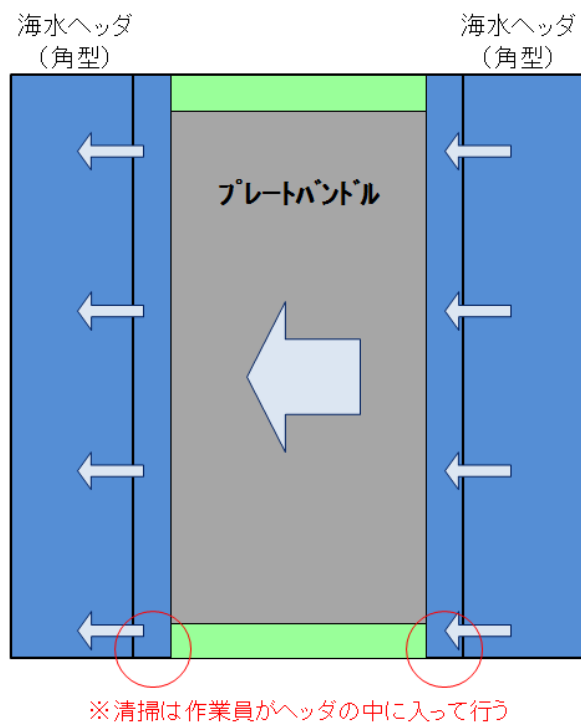


図 2-21 大規模プロジェクト(熱交換器複数台設置)における改良案

2.3 海洋温度差発電システムのトータルコスト低減を目指すため発電利用後の海洋深層水の利用方法

2.3.1 昨年度までの検討概要

平成 27 年度の調査として、発電利用後の海洋深層水（以下「深層水」）利用の現状について、次の通り整理した。

(1) 月間使用量

平成 26 年度における深層水の使用量推移を図 2-22 に、表層水の使用量推移を図 2-23 に示す。

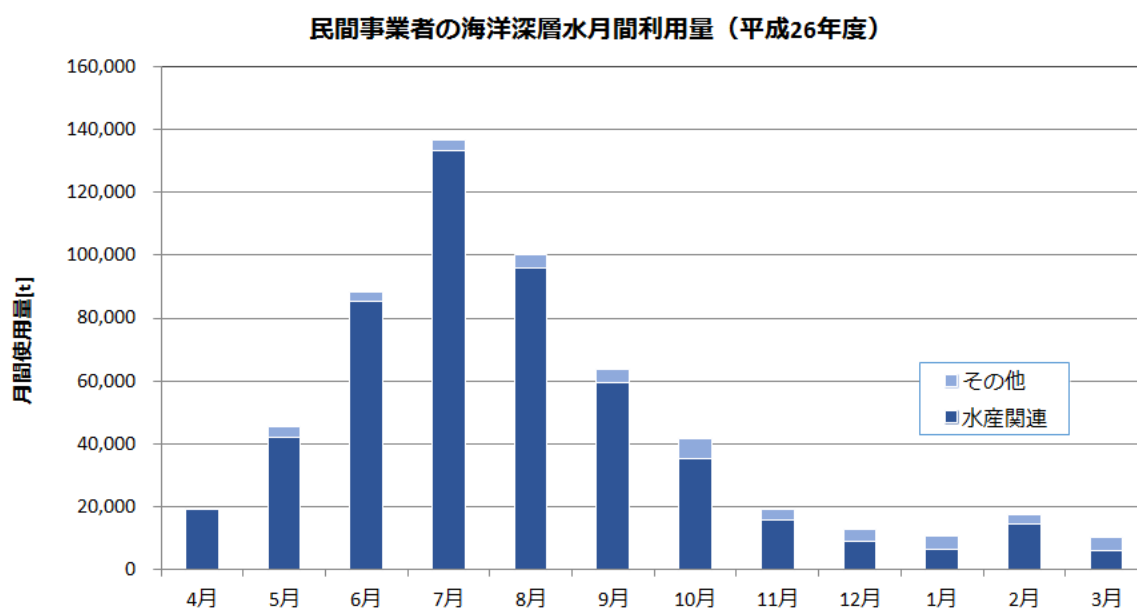


図 2-22 深層水の月間使用量推移(平成 26 年度)

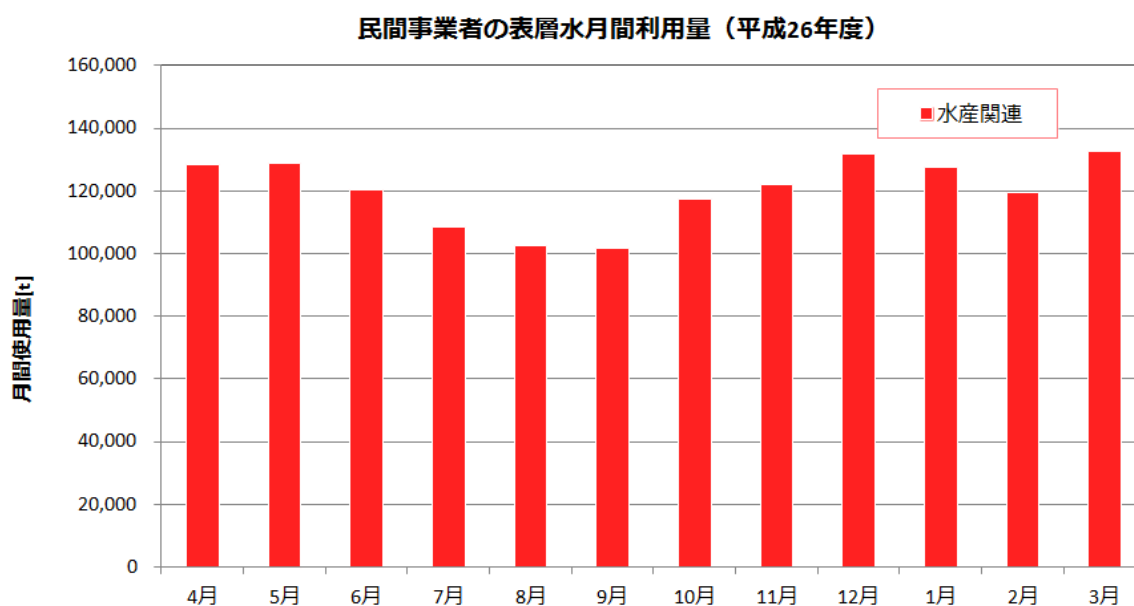


図 2-23 表層水の月間使用量推移(平成 26 年度)

(2) 時間別使用量

前掲のグラフを見ると、深層水の需給は、夏季にもまだ多少の余裕があるように見える。しかし、実際には、ほとんどの需要を占める水産養殖利用について日射の多い昼間に大量の水を使用するため、この時間帯には供給が限界に達している。

時間毎の使用量については、需要先のうち海洋温度差発電実証設備でしか計測を行なっていないため、発電以外の需要について「取水ポンプの定格吐出量から発電使用分を差し引く」という形で、平成 27 年 7 月の代表的な日について時間別使用量の推移を表したものを図 2-24 に示す。

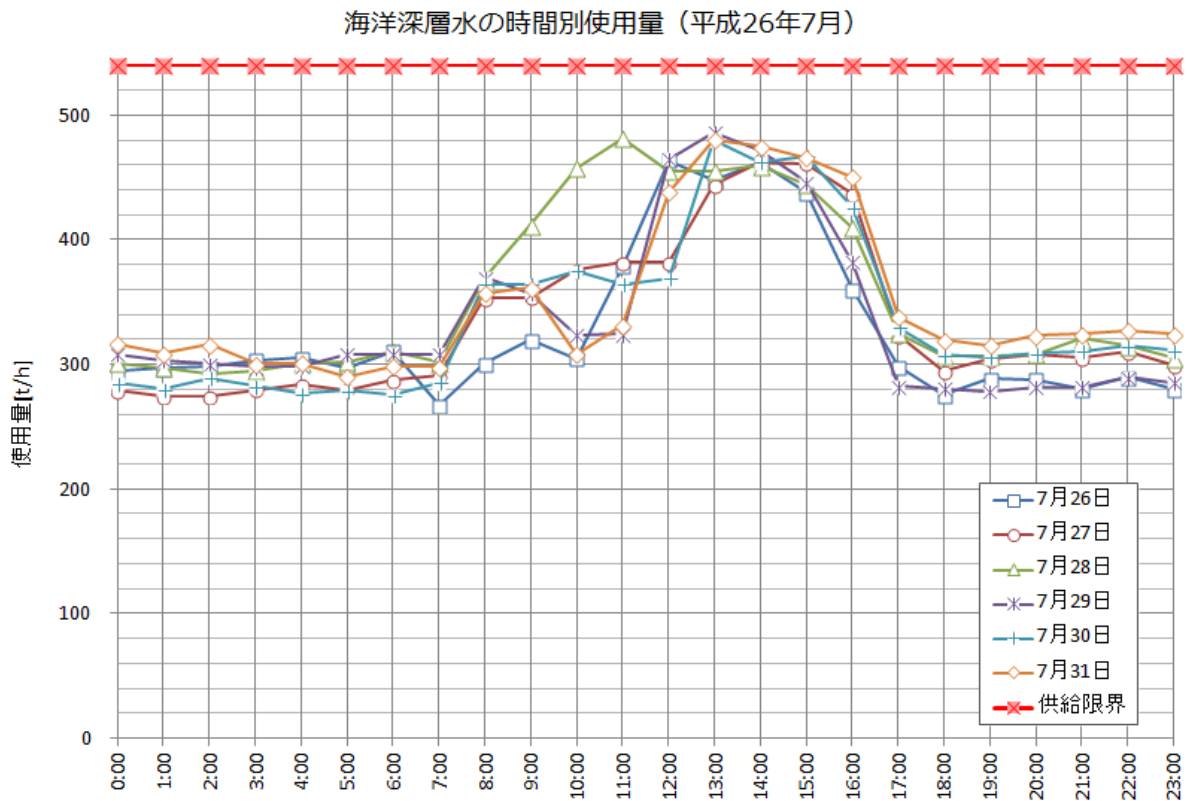


図 2-24 深層水の時間別使用量推移(平成 27 年 7 月)

2.3.2 今年度の検討

(1) 沖縄県「海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業」の開始

平成 28 年 7 月より、「取水設備の規模拡大を想定し、実際に農林水産業を営む民間事業者等の協力を得て、発電後海水の複合利用の実証試験を行い、その有効性や実現性及び課題等について評価・検討を行う」³ことを目的に、今年度から沖縄県委託事業として「海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業」が始まっている。受託者は、久米島海洋深層水高度複合利用実証共同事業体（株式会社ゼネシス、一般社団法人 国際海洋資源エネルギー利活用推進コンソーシアム（GOSEA）、株式会社ジーオー・ファーム）である。

このため、「発電利用後の海洋深層水の利用方法」について、周辺民間企業の協力を得た具体的な実証は、上記の事業で実施されている。そこで、今年度の本事業では、発電後海水の利用に向けて、発電側として必要となる可能性がある日間起動・停止運転（DSS：Daily Start Stop 運転）の実証運転を行った。

³ 沖縄県「海洋温度差発電における発電後海水の高度複合利用実証事業 企画提案募集要項」

(2) 発電後海水の高度複合利用のための日間起動・停止運転 (DSS 運転)

(a) DSS 運転とは

主に日間で変動する電力需要への対応のため、発電機を毎日起動・停止する運転方式である。回転機は起動および停止時に大きな負荷がかかるため、回転部に堅牢性が要求される。

パワーアカデミーによる電気工学用語集⁴には、次の通り定義されている。

「供給電力は、時々刻々と変化する需要に対応して変化させる必要がある。近年は昼間と夜間の電力需要の差がますます広がり、昼間と夜間では火力発電所の発電機を停止して供給力を調整している。負荷変動が激しい需要のピーク部分に対しては揚水式水力、小容量火力、調整池式水力、一部石油火力が分担する。負荷変動の少ないベース部分に対しては原子力、大容量石炭火力、自流式水力が用いられる。ピーク部分とベース部分の中間帯の需要を受け持つ電源として、一部石油火力、LNG（液化天然ガス）火力があり、毎日起動停止することが必要になる。このためには起動停止の容易さ、起動時間の短縮、機器寿命の維持、起動損失の低減、部分負荷効率の向上等が要求され、タービンバイパス系統の設置、変圧運転方式の採用、熱応力低減対策等の設備改善を実施している。

出典) 「電気事業事典」電気事業講座 2008 別巻 ((株)エネルギーフォーラム 発行)

(b) 発電後海水利用のための DSS 運転について

海洋温度差発電は、発電出力の短期的変動がほとんどないこと、また、燃料費がかからないことから、最大出力を一定で出力し続けるベース電源に適している。加えて、次プロジェクトとして有望である出力 1MW 級の海洋温度差発電設備（久米島）では、既存発電所がディーゼル発電所であることから負荷調整が容易であり、海洋温度差発電には負荷調整機能を求められない可能性が高い。負荷調整機能が必要となるのは、沖縄県久米島においては出力が最低電力需要を超える数 MW～10MW 規模の将来的なプロジェクトにおいてである。

このように、発電所単体として見た場合には、DSS 運転は近い将来の考慮は不要であるが、発電後海水利用を考えた場合には、次の通り DSS 運転が必要となる可能性がある。

図 2-24 に示す通り、下記の深層水需要は、日間にピークを迎える。これは、夏季の深層水需要の大半が水産養殖を目的としており、太陽光の入射による養殖池の水温上昇を抑えるために大量の深層水を必要とすることが理由である。次プロジェクトにおいても大規模需要として水産養殖が見込まれており、また新規需要として冷熱利用農業の商用化が計画されているため、現在と同じ傾向が続くものと想定される。これに対応して、海洋温度差発電への深層水供給を低減あるいは停止して、より低温の深層水を発電後海水として需要先に提供することも、考え

⁴ 「電気工学用語集」, パワーアカデミー事務局, <http://www.power-academy.jp/learn/glossary/id/65>

うる選択肢の一つである。

これに基づき、6月から12月にかけて約半年間のDSS運転を実施した。また、その後、最も起動・停止のダメージが懸念されるタービン発電機を開放点検し、軸受等の損耗を確認した。

(c) 海洋温度差発電における起動時および停止時のタービン発電機の挙動

起動時および停止時におけるタービン発電機の回転数、および内部温度の推移を図2-25（起動時）および図2-26（停止時）に示す。

タービン発電機の起動においては、回転開始から定常回転数に至るまで、1～2分と応答性が早い。停止についても同様である。タービン内部のラジアル軸受については、いずれも起動・停止時に急速な温度変化を示すが、最大50℃程度であることから、火力発電等で用いられる数百℃レベルの温度変化に比べればマイルドな条件となっている。

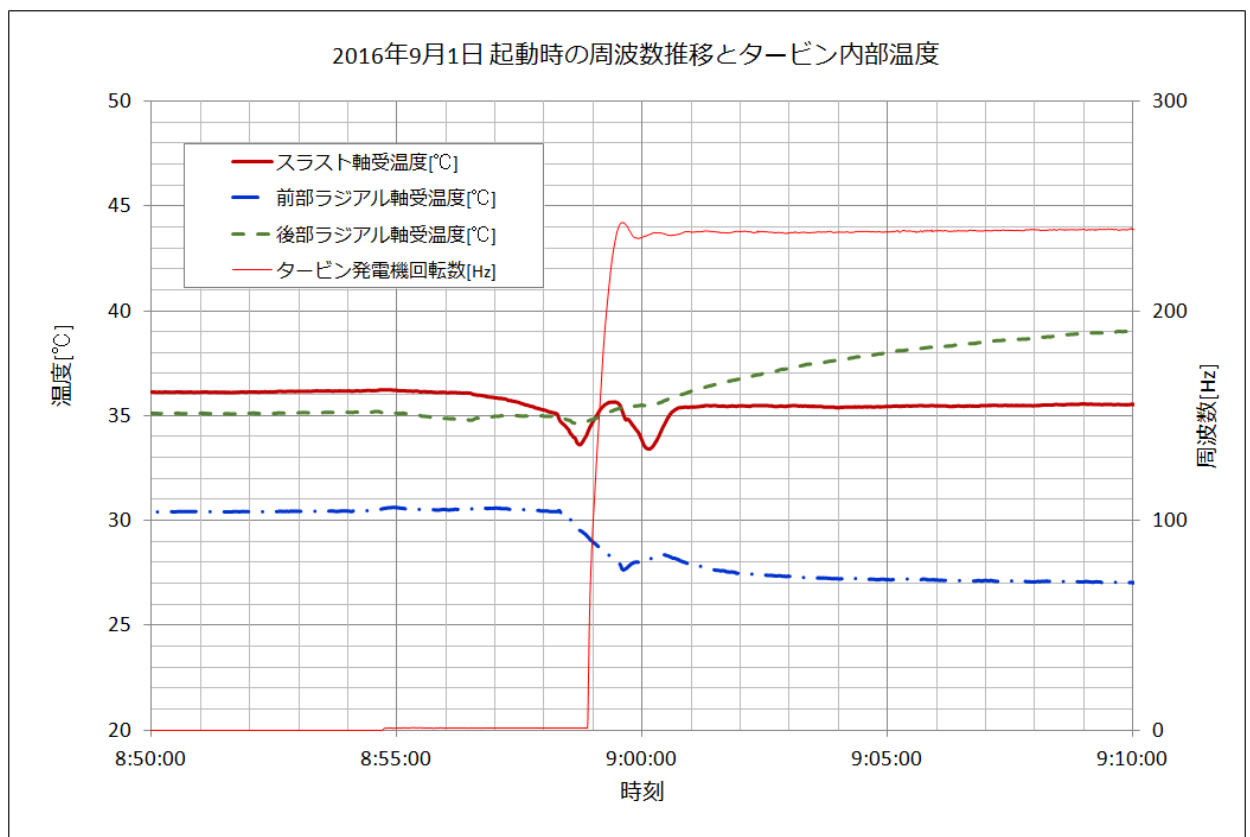


図 2-25 タービン起動時の周波数推移とタービン内部温度の例(平成 28 年 9 月 1 日)

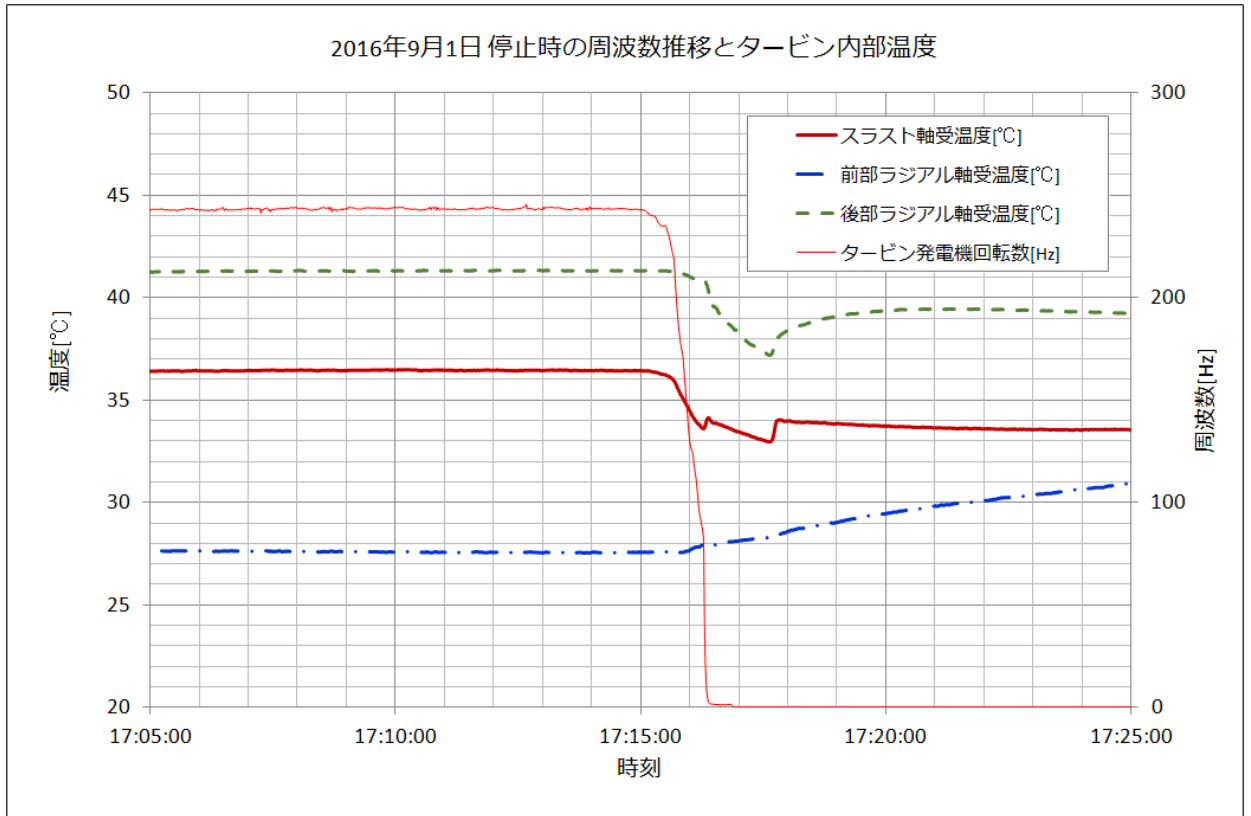


図 2-26 タービン停止時の周波数推移とタービン内部温度の例(平成 28 年 9 月 1 日)

(d) DSS 運転によるタービン内部へのダメージ

半年間の DSS 運転（起動・停止回数約 150 回）前後のタービン内部（軸受部）の状況について、比較写真を図 2-27～図 2-30 に示す。なお、DSS 運転前の写真は平成 28 年 3 月に実施した年次開放点検時、DSS 運転後の写真は平成 29 年 1 月に実施した年次開放点検時のものである。



図 2-27 スラストカラー(ブレード側)左:DSS 前、右:DSS 後 擦痕の伸展なし

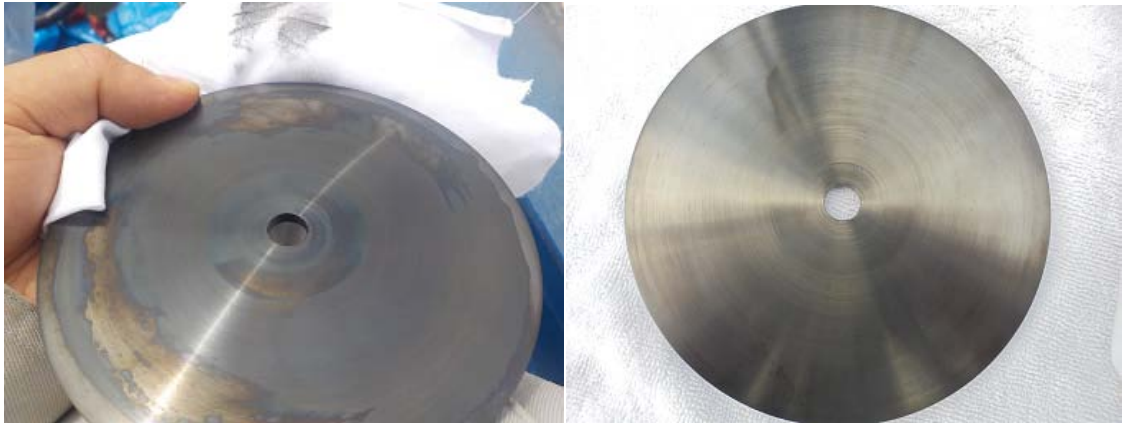


図 2-28 スラストカラー(発電機側)左:DSS 前、右:DSS 後 いずれも傷なし



図 2-29 ラジアル軸受(前部)左:DSS 前、右:DSS 後 擦痕の程度は DSS 後の方が若干激しい
 ※ラジアル軸受は、平成 28 年 3 月の点検後に新品に交換している



図 2-30 ラジアル軸受(後側)左:DSS 前、右:DSS 後 擦痕の程度はほぼ変わらない
 ※ラジアル軸受は、平成 28 年 3 月の点検後に新品に交換している

(e) まとめ

本実証試験では、半年間の DSS 運転では、タービン内部の状態も含めて問題は見られなかった。大出力の場合、タービン発電機の減速方式が本設備とは異なるため注意が必要であるものの、システム全般として DSS 運転への対応は可能であると考えられる。