

### 3. 海洋温度差発電システムの確立に関する検討

#### 3.1 海洋温度差発電の費用低減に関する検討

##### 3.1.1 海洋温度差発電の発電コストの概要

海洋温度差発電の発電コストは、得られる温度差や海底地形、設置形式等によって大きく変わるが、目安として海洋エネルギー資源利用推進機構(OEA-J)は、**図 3-1** の発電コストを算出している。

数百 kW 以下の規模では、発電のみで経済性を成立させることが困難であるため、他の海洋深層水利用と複合させることが推奨されている。一方、スケールメリットが大きい発電設備であることから、100MW 以上の規模では 10 円/kWh 程度の競争力のある発電コストが見込まれている。

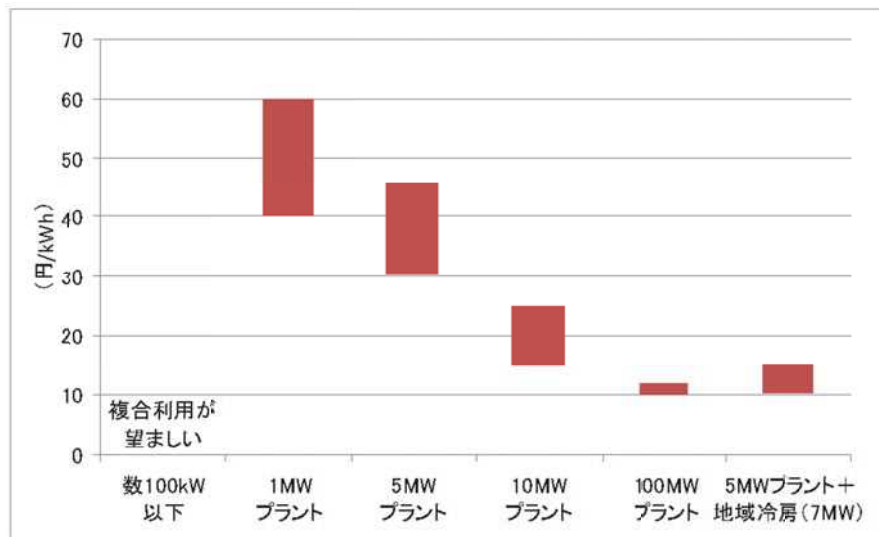


図 3-1 海洋温度差発電の発電コスト試算例

出典：NEDO、「再生可能エネルギー白書」、OEAJ 海洋温度差発電分科会資料

##### 3.1.2 要素技術の技術的成熟度と費用低減シナリオ

海洋温度差発電に用いられる要素技術は、他の技術分野で既に商用化されているものが多い。

表 3-1 に各要素技術の現状と開発余地を示す。

また、これを基に、技術の成熟度と発電コストへの寄与度（発電コストに占める割合）についてマッピングを行なった（**図 3-2**）

表 3-1 要素技術の現状とコスト削減余地

項目	技術の現状と開発余地	成熟度	コスト削減余地	コスト削減法
発電プラント部				
タービン発電機	アンモニア媒体のタービン発電機としては、工場の排熱利用発電設備として富士石油(株)袖ヶ浦製油所で4MW、住友金属(株)鹿島製鉄所で3.45MWが稼働しており、既に商用レベルである。ただし10MW/基以上の場合、上記で採用された半径流型より軸流型の方がコスト面で優れると考えられ、この点で開発余地がある。	～10MW B  10MW～ C	B	設計および製造の習熟効果
作動流体ポンプ	上記発電設備の他、アンモニア製造・利用プラントでも商用化された成熟技術である。	A	D	同型効果、量産化
熱交換器	NEDO*でゼネシスで海洋温度差発電に最適化した10MWクラス用の熱交換器開発が完了している。量産化時のコスト削減のための製造方法には開発余地を残す。	C	A	量産化 製造自動化 性能改善
容器類、その他	一般的なアンモニアプラントの技術が流用可能な成熟技術である。	A	E	同型効果、量産化
海水ポンプ、海水前処理装置等	一般的な海水利用プラント（発電所や造水設備）の技術が流用可能な成熟技術である。	A	D	同型効果、量産化
土木・据付・配管、他	一般的なプラントと同様である。	A	E	習熟効果
電気	一般的なプラントと同様である。	A	E	習熟効果

項目	技術の現状と開発余地	成熟度	コスト削減余地	コスト削減法
計装		A	E	習熟効果
深層海水取水部				
材料	【陸上式】世界最大の取水管は、ハワイ自然エネルギー研究所の直径1.4m（高密度ポリエチレン製）である。現状の製造法では直径1.6mより大きい管は製造が困難（後に詳述） 【浮体式】出力10MWクラスに相当する取水管直径は、3.5m（×1本）である。このような大口径の管を懸垂する構造物は世の中に存在しない。	陸上 C 洋上 D D	B	量産化 材料開発
敷設工事		D	A	工法改善 習熟効果
表層海水取水部	一般的な海水利用プラント（発電所や造水設備）の技術が流用可能な成熟技術である。	A	D	習熟効果
浮体構造				
船体・艀装・曳航	浮体式石油掘削基地等の技術が流用可能な成熟技術である。ただし、船体の容積の決定要因は熱交換器の占有体積であることから、熱交換器の開発により間接的にコストを削減する余地はある。	B	A	浮体内配置改善による 容積縮小 習熟効果
係留	浮体式石油掘削基地等の技術が流用可能である。	B	C	習熟効果
送電	洋上風力発電等の技術が流用可能である。	C	C	工法改善 習熟効果

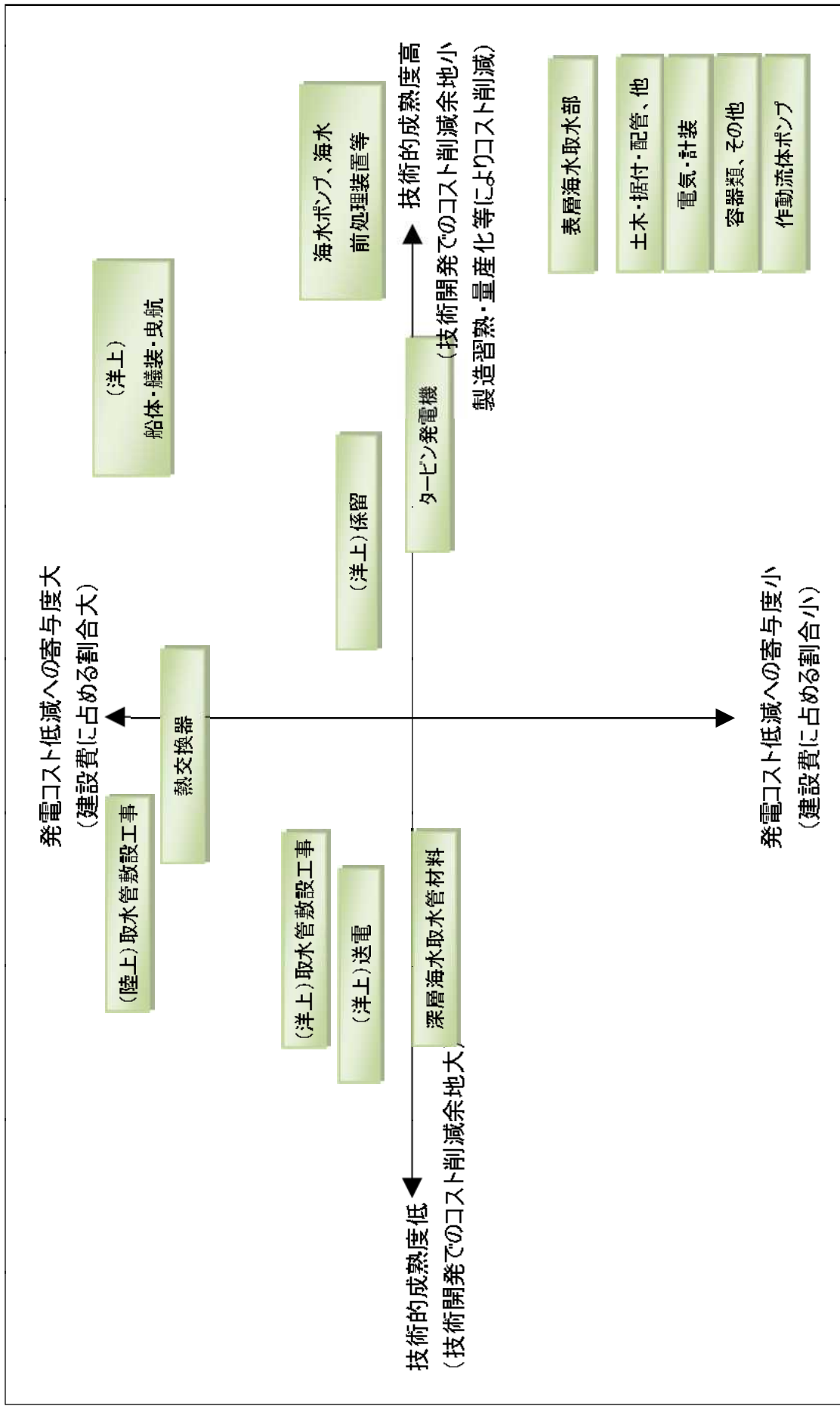


図 3-2 要素技術の成熟度と発電コスト低減寄与度のマッピング

### 3.1.3 熱交換器の費用低減シナリオ

規模を拡大した海洋温度差発電プラントにおいて、プレート式熱交換器を採用する場合は、一基あたりの伝熱面積を拡大する以上に、熱交換器サイズを規格化して基数を増やす仕様となる。前章の検討における 1MW 級プラントでは同型の熱交換器を 24 基、10MW 級プラントでは 200 基以上の熱交換器を搭載することとしている。このため、量産化による製造設備および体制の整備、および自動化の進展による省力化によるコスト削減が期待される。

また、材料となるチタンプレートについては、経済産業省補助事業「高機能チタン合金創製プロセス技術開発プロジェクト」（平成 17 年～20 年）の一環として、海洋温度差発電用のプレート式熱交換器への使用を想定した「高強度高成形性チタン板作製および複雑形状成形加工技術の開発」が実施されている。<sup>1</sup>

さらに上記の新製錬プロセスを想定したチタン板を用いて、伝熱促進加工および高強度化といった付加価値を高めたチタンプレートを海洋温度差発電の熱交換器に適用する研究開発が、平成 23 年度より NEDO の委託事業として、佐賀大学および株式会社神戸製鋼所により行われている。

これにより、海洋温度差発電の性能向上、発電コスト低減に資するとともに、本分野でのチタン産業としての我が国の優位性を確立すると期待されている。

上記を考慮した熱交換器の費用低減の見通しを図 3-3 に示す。

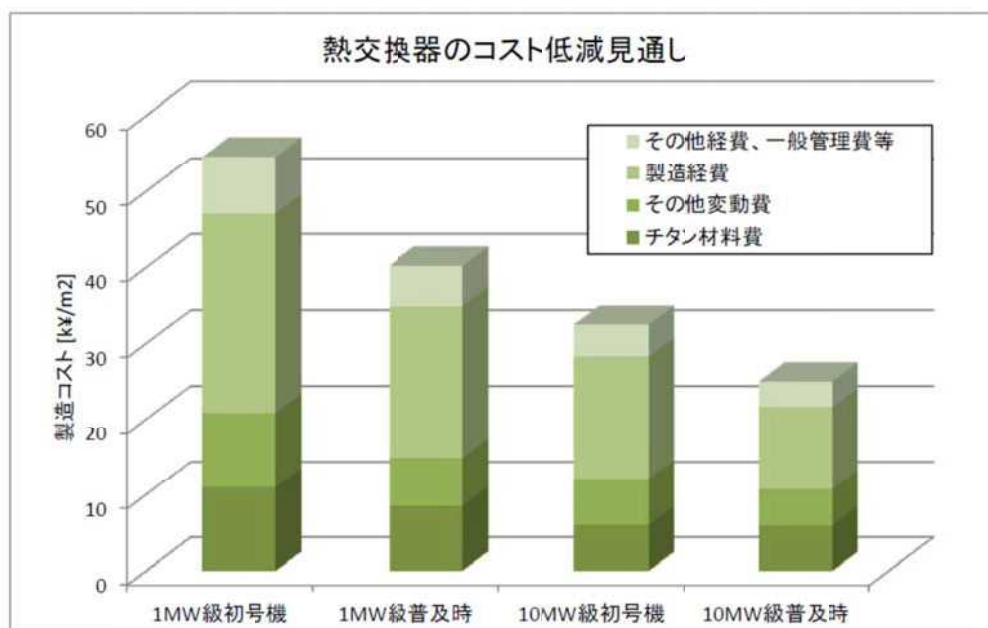


図 3-3 熱交換器の費用低減見通し

<sup>1</sup> 高機能チタン合金創製プロセス技術開発プロジェクト事後評価報告書，平成 22 年 4 月，産業構造審議会産業技術分科会 評価小委員会



図 3-4 海洋温度差発電プラントに用いられるプレート式熱交換器

#### 3.1.4 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

沖縄県海洋深層水研究所をはじめとした海洋深層水取水設備においては、一般的に取水管と取水ポンプを直接的に接続する「ポンプダイレクト方式」が採用されている。一方、海洋温度差発電を含む、大規模な海洋深層水複合利用施設においては、水面より下方のレベルに設置した大気開放型貯水槽に一旦海水を貯留して、そのタンクから配水ポンプで送水を行なう「開放型 自然流下方式」が提案されている。

本検討では、「ポンプダイレクト方式」と「自然流下方式」との比較と、自然流下方式の貯水槽の仕様についての検討を、海洋深層水取水設備に多くの実績を有する清水建設株式会社に外注して実施した。検討結果を別添資料②に示す。

大型の取水設備においては「自然流下方式」が様々な面でメリットがあり、用途毎に配水ポンプの仕様を変化させて消費電力を抑えることも出来るため、同方式の採用にメリットがある。

## 3.2 メンテナンス費用の最小化に関する検討

### 3.2.1 海洋温度差発電のメンテナンス費用

#### (1) 一般的な発電所のメンテナンス費用

海洋温度差発電のメンテナンス費用を検討するにあたり、まず、一般的な発電所のメンテナンス費用を概観する。各種の発電所のメンテナンス費用をまとめた公開資料には「コスト等検証委員会報告書」があるので、抜粋して表 3-2 に示す。なお、表中の運転維持費のうち、「修繕費」がメンテナンス費にあたる。メンテナンス費は、プラント建設コストの 1~2%/年が一般的な数値といえる。

表 3-2 各種の発電所のメンテナンス費用

発電方式	モデルプラント 出力	運転維持費		
		人件費	修繕費	諸費
石炭火力	75 万 kW	4.1 億円/年	1.5%/年 <sup>(*)1</sup>	1.5%/年 <sup>(*)1</sup>
LNG 火力	135 万 kW	7.3 億円/年	2%/年 <sup>(*)1</sup>	0.9%/年 <sup>(*)1</sup>
石油火力	40 万 kW	2.1 億円/年	1.7%/年 <sup>(*)1</sup>	1.2%/年 <sup>(*)1</sup>
一般水力	1.2 万 kW	0.2 億円/年	0.5%/年 <sup>(*)1</sup>	0.5%/年 <sup>(*)1</sup>
小水力	200kW	700 万円/年	1%/年 <sup>(*)1</sup>	2%/年 <sup>(*)1</sup>
地熱	3 万 kW	1.2 億円/年	2.2%/年 <sup>(*)1</sup>	0.8%/年 <sup>(*)1</sup>
太陽光(メガソーラー)	1200kW	300 万円/年	1%/年 <sup>(*)1</sup>	0.6%/年 <sup>(*)1</sup>
太陽光(住宅)	4kW	—	1.5%/年 <sup>(*)1</sup>	—
風力(陸上)	2 万 kW	1.4%/年 <sup>(*)1</sup>		0.6%/年 <sup>(*)1</sup>
風力(洋上)	15 万 kW	1.4%/年 <sup>(*)1</sup>		0.6%/年 <sup>(*)1</sup>

(\*1) 建設費における比率

出典：コスト等検証委員会報告書<sup>2</sup>

#### (2) 海洋温度差発電所のメンテナンス費用

一方、海洋温度差発電のメンテナンス費用は、次の点で注意が必要である。

- ・ 取水管については、メンテナンスがほぼ不可能である。逆に言えば、メンテナンス費はほぼゼロに近い。
- ・ 発電プラントの中で熱交換器が大きな比率を占める。熱交換器のメンテナンスはタービ

<sup>2</sup> コスト等検証委員会報告書，資料1-参考資料1，国家戦略室エネルギー・環境会議，コスト等検証委員会，平成23年12月19日

ン発電機やポンプ等の回転機器、また、燃焼系の容器に比べてメンテナンスが容易であるため、別途算定が必要である。

これに基づき、NEDO 次世代海洋エネルギー技術研究開発（海洋温度差発電）にて、IHI プラント建設株式会社が算定したメンテナンス費(維持管理費)を表 3-3 に示す。

表 3-3 海洋温度差発電のメンテナンス費用

	1MW 沿岸設置式	10MW 洋上浮体式
人件費	2600 万円/年	5100 万円/年
維持管理費	1.7%/年	1.0%/年

### 3.2.2 熱交換器メンテナンス費用の最小化

熱交換器のメンテナンスは、海水側の汚れによる熱伝達性能の低下と、それに伴う発電出力の低下を回復するための洗浄を指す。

洗浄を行う頻度が高いほど、発電出力低下による損失を小さくできるものの、洗浄のコストがかかる。一方、洗浄頻度を低くすれば、洗浄コストを節約できるものの発電量の損失が大きくなる。したがってここでは、損失と洗浄コストとのバランスを最適化することにより、熱交換器メンテナンス費用を最小化する。

#### (1) 熱伝達性能および発電出力の低下のモデル化

平成 25 年度の試験結果から、蒸発器側は一年間で最大で 10%伝熱性能（総括熱伝達係数）が悪化する。凝縮器側は性能の低下は見られない。そこで、蒸発器側は一年間で総括熱伝達係数が 0.9 倍になるものとして、指数的に性能が劣化すると仮定する。このとき、蒸発器総括熱伝達係数は次の式でモデル化される。

$$U = U_0 \cdot 0.9^x \dots\dots\dots \text{式①}$$

U: 洗浄から x 年経過後の総括熱伝達係数 [W/m<sup>2</sup>K]

U<sub>0</sub>: 清浄時の総括熱伝達係数 [W/m<sup>2</sup>K]

x: 経過年数[y]

発電出力は蒸発器総括熱伝達係数が 10%悪化したときに、およそ 3%低下してしまうことから、発電出力および発電量のロスはそれぞれ次の式で表される。

$$W_{\text{loss}} = W_0 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.9^x) \dots\dots\dots \text{式②}$$

W<sub>loss</sub>: 洗浄から x 年経過後の発電出力ロス [kW]

W<sub>0</sub>: 清浄時の発電出力 [kW]

x: 経過年数[y]



$$E_{loss} = E - E_0$$

$$E_{loss} = 24 \cdot 365 \cdot \int_0^x W_{loss} dx = 24 \cdot 365 \cdot 0.3 \cdot W_0 \cdot (x + (1 - 0.9^x) / \log 0.9) \quad \text{式③}$$

$E_{loss}$ : 洗浄から x 年経過後の累積電力損失量 [kWh]

$W_0$ : 清浄時の発電出力 [kW]

x: 経過年数[y]

## (2) 洗浄コストのモデル化

今回検討するにあたり、本実証設備をベースに引合を行なった洗浄コストは次の通りである。

－洗浄用薬剤： 120 万円／回

－洗浄作業費用： 40 万円／回

－その他雑費等： 30 万円／回

薬剤については、購入量によって大きく単価が異なることから、発電出力に対する 0.6 乗則で見積もる。洗浄作業や雑費については大型化すると手待ち時間が短縮できることから効率化されるものの、その効率化には限度があることから発電出力に対する 0.7 乗則を適用する。なお、上記のコストは出力 100kW の発電設備の熱交換器洗浄コストと見なす。このとき洗浄コストは次の式で表すことができる。

$$C = 1,200,000 \cdot (W_0/100)^{0.6} + 700,000 \cdot (W_0/100)^{0.7} \quad \dots\dots\dots\text{式④}$$

C: 洗浄コスト[円/回]

## (3) 1MW 規模の場合の最適頻度

洗浄頻度を X 年に一回とした場合、汚れによる発電出力低下による損失および洗浄コストの平均値は、次の式の通りとなる。

$$L_x = T_E \cdot E_{loss}/X, C_x = C/X \quad \dots\dots\dots\text{式⑤}$$

$L_x$ : 累積電力損失量の平均値 [kWh/y]

$T_E$ : 売電単価 [円/kWh]

$C_x$ : 洗浄コストの平均値 [kWh/y]

1MW 規模の場合の売電単価を 40 円/kWh と仮定して、横軸に洗浄頻度、縦軸に平均損失と平均コストの和をとってグラフ化したものを図 3-5 に示す。

最適頻度は 1.5～2 年に 1 回、その場合の年間平均洗浄コストは 2 年に 1 回の場合 6.5 百万円／年（建設費用に対しておよそ 0.35%/年）となる。ただし、(1)～(3)の単価はあくまで近似式によるものであるため、実際のプロジェクトでは単価の見直しが必要である。

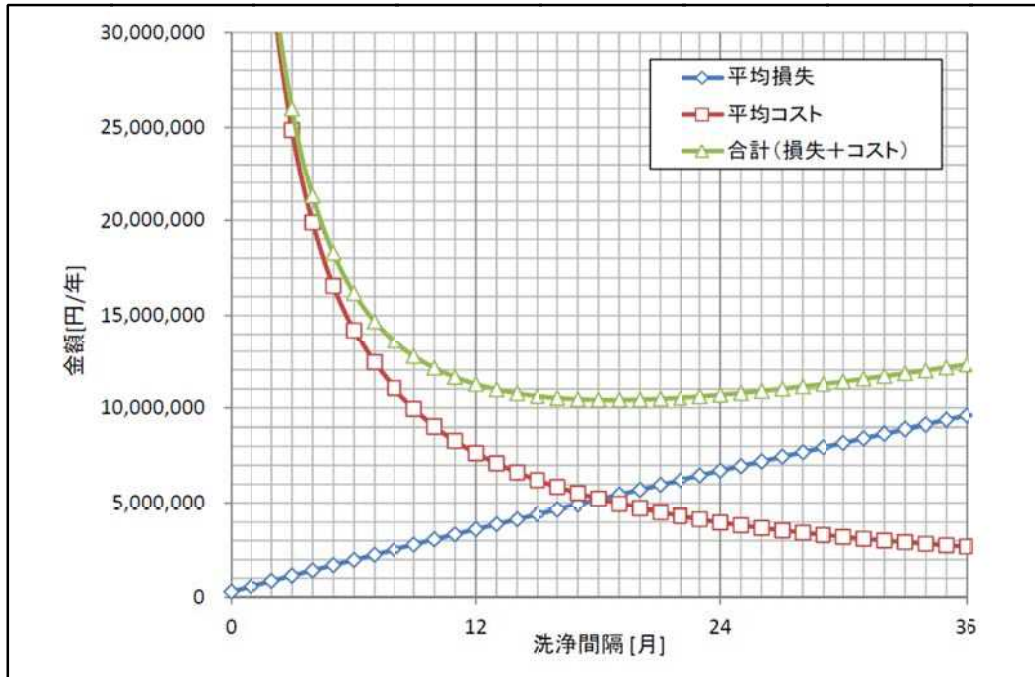


図 3-5 熱交換器洗浄頻度とコスト（損失）との関係（出力 1MW ケース）

#### (4) 10MW 規模の場合の最適頻度

前項と同様の計算手法を用いて、10MW 規模の場合の最適頻度を求めると、図 3-6 の通りとなる。最適頻度はおよそ 1 年に 1 回、その場合の年間平均洗浄コストは 37 百万円/年（建設費用に対しておよそ 0.33%/年）である。

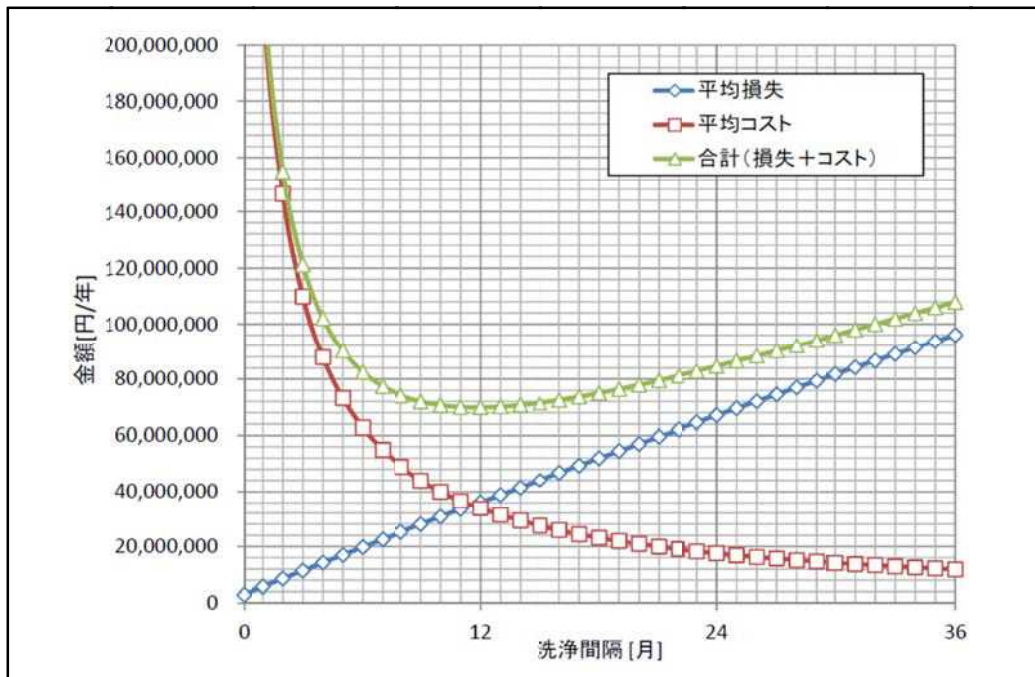


図 3-6 熱交換器洗浄頻度とコスト（損失）との関係（出力 10MW ケース）

### 3.3 沖縄県の海域における洋上型海洋温度差発電設備の設置の可能性

#### 3.3.1 導入ポテンシャルおよび発電ポテンシャル

##### (1) 自然条件から見た導入ポテンシャル

###### ① 深層海水利用可能量から算出した導入ポテンシャル

緑の分権改革推進事業「久米島海洋深層水複合利用基本調査」調査報告書(沖縄県久米島町、平成23年3月)では、(社)資源協会が平成13年度と14年度の2年間実施した「海洋深層水の資源量に関する研究」を基に、久米島周辺海域(図3-7に示す北緯26度～27度、東経126度～127度のエリア)の深層海水利用可能量を約2.2Gt/d(日量22億トン=現在の沖縄県海洋深層水研究所の最大取水量である日量13,000トンの約1万8千倍)と推定した。



図 3-7 久米島周辺海域の設定エリア

表 3-4 久米島周辺海域内の各深度層内における水平流量および水質データ

緯度範囲(°)		26~27N							
経度範囲(°)		126~127E							
深度範囲(m)		0~50	50~100	100~200	200~300	300~400	400~500	500~1000	1000~2000
面積(m <sup>2</sup> )		1.098E+10	1.094E+10	1.087E+10	1.076E+10	1.068E+10	1.060E+10	1.046E+10	9.383E+09
容積(m <sup>3</sup> )		5.480E+11	5.453E+11	1.080E+12	1.071E+12	1.064E+12	1.053E+12	4.977E+12	5.567E+12
水平流量 (m <sup>3</sup> /d)	夏季	5.314E+10	4.845E+10	9.364E+10	5.975E+10	5.629E+10	4.431E+10	2.225E+11	3.976E+11
	冬季	6.374E+10	5.320E+10	1.022E+11	6.254E+10	5.827E+10	4.314E+10	2.182E+11	4.341E+11
NO <sub>3</sub> -N(mg/l)		0.002	0.020	0.043	0.099	0.159	0.251	0.462	0.570
PO <sub>4</sub> -P(mg/l)		0.004	0.005	0.009	0.016	0.027	0.043	0.070	0.085
SiO <sub>3</sub> -Si(mg/l)		0.103	0.090	0.096	0.166	0.263	0.594	1.596	2.544
DO(mg/l)		6.7	6.7	6.4	6.2	5.9	5.2	3.5	2.6
塩分(psu)		34.6	34.7	34.8	34.8	34.7	34.5	34.3	34.4
水温 (°C)	夏季	28.6	26.1	22.1	18.5	15.8	12.9	7.6	4.0
	冬季	22.4	22.2	21.5	18.8	15.9	13.1	7.9	4.0
	平均	26.0	24.6	22.0	18.6	15.8	13.0	7.6	4.1

一方、10MW級の所要深層海水取水量は、2.5節で後述する通り、147,000t/h (=3.53Mt/d)である。したがって、久米島周辺海域における導入ポテンシャルは、2.2Gt/d/3.53MT/d・10MW = 約6000MWとなる。

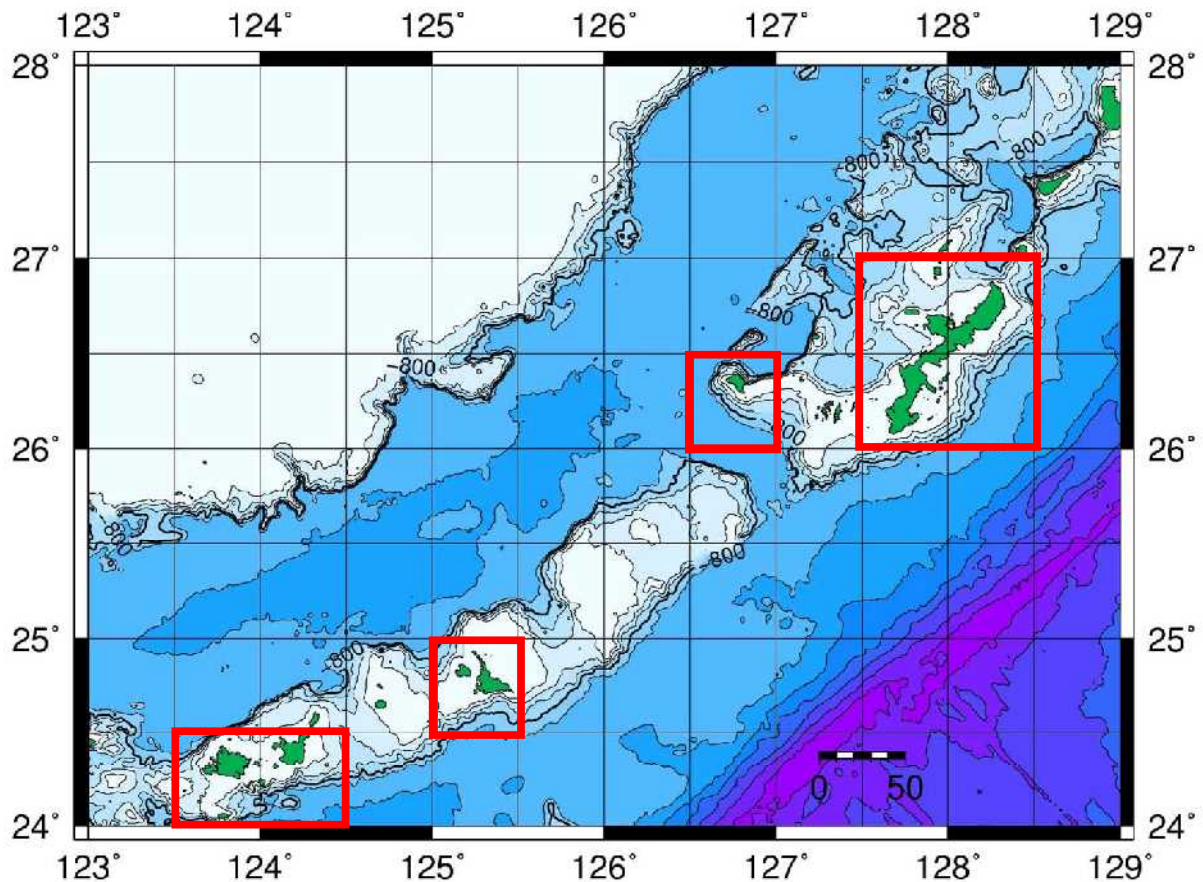


図 3-8 沖縄県周辺

沖縄県には久米島の他、沖縄県本島、宮古島、石垣島、西表島等の比較的大きな島が点在することから、沖縄県全体としてのポテンシャルを、久米島周辺の導入ポテンシャル:約 6000MW の 8 倍 (図 2-10 赤枠内) とすれば約 50,000MW となると考えられる。

深層海水利用可能量から見た導入ポテンシャル	約 50,000MW
-----------------------	------------

## ②設置密度から算出したポテンシャル

海洋温度差発電は、大量の表層海水および深層海水を取放水することから、過度に密集して設置した場合、海水の温度分布や海流に影響を及ぼす恐れがある。

Avery ら<sup>3</sup>は、上記の影響が無視できる設置密度として、それまでの各種研究から「32km 四方に 200MW 級を 1 基」を提唱している。

我が国でも、平成 22 年度に NEDO (独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構) が実施したポテンシャル調査<sup>4</sup>では、設置可能密度として「30km 四方に 100MW 級を 1 基」と、Avery らの調査より安全側の数値を採用している。この調査では、沖縄電力管内における導入ポテンシャルを、離岸距離 30km 以内で約 2,800MW、離岸距離無しで約 71,000MW と算定している。

表 3-5 海洋温度差シナリオによる導入ポテンシャル

(出典：海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務，平成 23 年 3 月，NEDO)

電力管区	シナリオ 1 <sup>(※1)</sup>		シナリオ 2a <sup>(※2)</sup>		シナリオ 2b <sup>(※3)</sup>	
	15℃以上	20℃以上	15℃以上	20℃以上	15℃以上	20℃以上
北海道電力	11	0	31	0	44	0
東北電力	609	0	1,692	0	8,072	0
東京電力	2,450	880	6,806	2,444	139,625	83,294
北陸電力	232	0	644	0	4,475	0
中部電力	239	0	664	0	4,475	644
関西電力	178	30	494	83	8,558	1,139
中国電力	203	0	564	0	7,981	0
四国電力	215	23	597	64	6,583	1,928
九州電力	1,351	203	3,753	564	26,225	15,572
沖縄電力	1,628	1,007	4,522	2,797	74,453	70,992
合計	7,116	2,143	19,767	5,952	280,491	173,569

※1) 沿岸固定、離岸距離 30km 以内  
 ※2) 沖合浮体、離岸距離 30km 以内  
 ※3) 沖合浮体、離岸距離制限なし

<sup>3</sup> William H. Avery, Cih Wu, “Renewable Energy from the Ocean”, Oxford University Press, 1994

<sup>4</sup> 風力等自然エネルギー技術研究開発／洋上風力発電等技術研究開発／海洋エネルギーポテンシャルの把握に係る業務，平成 23 年 3 月，独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構，（委託先）みずほ情報総研株式会社



設置可能密度から見た導入ポテンシャル	2,800MW（離岸距離 30km 以内）
	71,000MW（離岸距離制限なし）

(2) 需要面から見たポテンシャル

沖縄県の主要な発電所を表 3-6 に示す。沖縄県の主要発電所の合計設備容量はおよそ 2,160MW である。

表 3-6 沖縄県の主要発電所(出典：資源エネルギー庁資料)

場所	名称	設備容量
沖縄本島	牧港火力発電所	465 MW
	金武火力発電所	440 MW
	具志川火力発電所	312 MW
	吉の浦火力発電所	251 MW
	石川火力発電所	250 MW
	牧港 GT 発電所	163 MW
	石川 GT 発電所	103 MW
宮古島	宮古第二発電所	40 MW
	宮古発電所	19 MW
	宮古 GT 発電所	15 MW
石垣島	石垣第二発電所	58 MW
	石垣発電所	20 MW
	石垣 GT 発電所	10 MW
久米島	久米島発電所	18.5 MW
		<b>2,160 MW</b>

2,160MW は、前項で検討した環境条件からの導入ポテンシャルより小さく、次節以降に記す各種制約を考慮しなければ、海洋温度差発電で県内全ての発電所を代替することも可能である。

なお、九州電力の総発電設備容量は約 23,500MW であるので、長期的な将来としては、直流送電の海底ケーブルによりこの需要をカバーすることも可能である。

需要面から見た導入ポテンシャル	2,160MW（沖縄県の全設備を代替）
	25,600MW（参考：九州電力の全設備も加えた場合）

### 3.3.2 海底地形面から見た設置場所

前節では、環境面から見た導入ポテンシャルを検討したが、実際の発電プラント導入においては、電力消費地の付近に建設が可能かどうかも重要である。とりわけ海洋温度差発電は水深800m以深の深層からの海水汲み上げが必要であるため、そのような水深へのアクセス性が重要である。

そこで、沖縄本島および比較的人口の多い宮古島、石垣島、久米島について、等深線図から建設適否および設置候補場所を検討した。その結果のまとめを表 3-7、等深線図と設置候補場所を図 3-9～図 3-12 に示す。

表 3-7 沖縄本島、宮古島、石垣島、久米島の建設適否まとめ

	建設適否 <sup>(*1)</sup>		備考
	沿岸設置式	洋上浮体式	
沖縄本島	一部○ △	◎	<ul style="list-style-type: none"> <li>設置可能位置と電力需要の大きさから、大規模洋上浮体式が適している。</li> <li>沿岸設置式の適地は限られる。</li> </ul>
宮古島	○	◎	<ul style="list-style-type: none"> <li>既存発電コストが高いため、比較的输出の小さい洋上浮体式でも経済的成立性が確保できる可能性がある。</li> </ul>
石垣島	○	◎	
久米島	◎	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>取水地点までの距離が最も近い。</li> <li>海洋深層水利用産業が既に成立しており、沿岸設置式の場合の複合利用が容易である。</li> </ul>

(\*1) ◎適している、○やや適している、△検討が必要、×不適

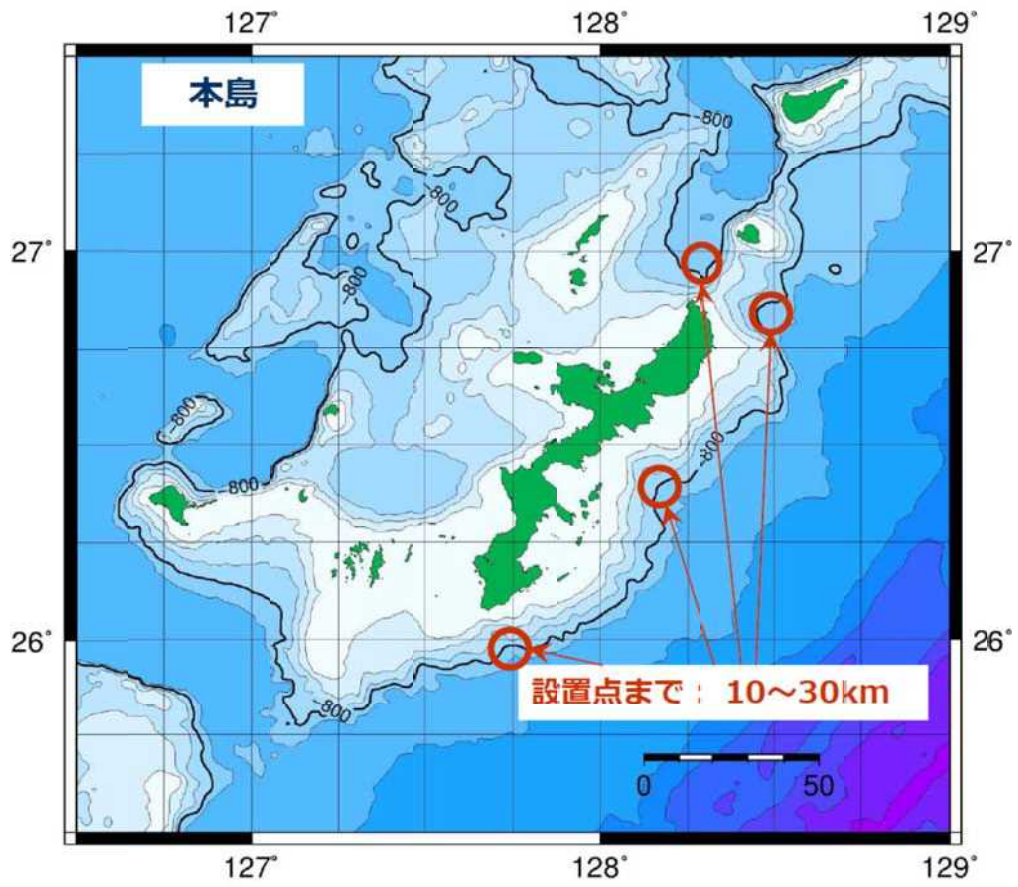


図 3-9 沖縄本島における設置候補場所



図 3-10 宮古島における設置候補場所





図 3-11 石垣島における設置候補場所

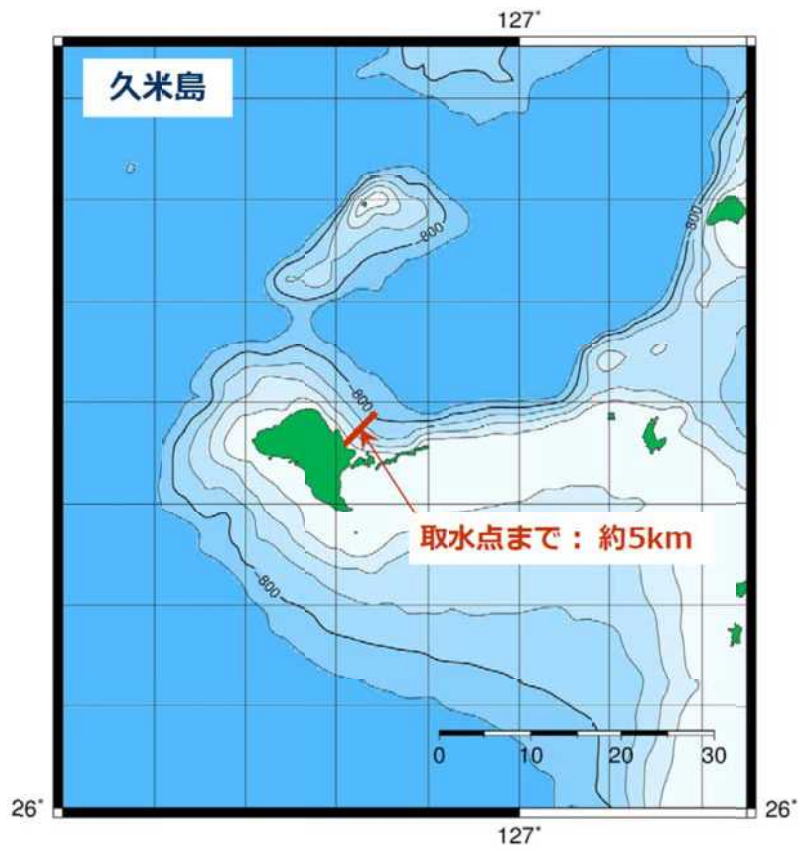


図 3-12 久米島における設置候補場所

### 3.3.3 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

短期的将来において海洋温度差発電プラントの初号機を候補地に設置しようとした場合、既存の商用系統の供給予備力、既存系統電圧、負荷変動対策等の面で出力規模に制約を受ける。これについて、本調査では既存商用系統を保持する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（別添資料①）。結果の概要を下記に示す。

表 3-8 既存設備上で連系可能な出力規模

項目	久米島	石垣島	宮古島	沖縄本島
接続系統電圧 (基幹系統電圧)	6.6kV	6.6kV (22kV)	6.6kV (22kV)	66kV
OTEC 最大出力 (最小バンク容量)	2.0MVA	10MVA <sup>(*1)</sup> 2.0MVA <sup>(*2)</sup>	10MVA <sup>(*1)</sup> 2.0MVA <sup>(*2)</sup>	125MVA
OTEC 発電設備階級	1.2MW	6MW <sup>(*1)</sup> 1.2MW <sup>(*2)</sup>	6MW <sup>(*1)</sup> 1.2MW <sup>(*2)</sup>	75MW

(\*1) 22kV 基幹系統への接続が電力会社との協議にて許容される見込みがある場合

(\*2) 22kV 基幹系統への接続が不可の場合

### 3.3.4 環境影響評価項目

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（別添資料①）

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。

### 3.3.5 まとめ

- ・ 沖縄県における海洋温度差発電の導入ポテンシャルは、既存の電力需要（さらには既存発電設備の設備容量）を上回る大きさを持っている。
- ・ また、海底地形の観点でも、沖縄本島、宮古島、石垣島、久米島の人口の多い島には十分な適地が存在する。
- ・ 短期的将来においても、1MW級ならば沖縄本島、宮古島、石垣島、久米島の既存系統への接続には大きな課題は無い。10MW級については、沖縄本島以外では既存系統では対応できないため、導入にはインフラ面での整備も必要となる。沖縄本島は75MW級まで対応できる。
- ・ 環境アセス面では大きな課題は無いが、ミネラル分を多く含む冷海水の放水はこれまで例が

ないため、十分な事前検討を行なう。

### 3.4 実証試験結果を基にした 1MW 級および 10MW 級海洋温度差発電システムの仕様

海洋温度差発電は、発電出力が大きいほど発電コスト(円/kWh)が低くなるとされる。最終的な商用プラントは出力 100,000kW 規模であり、その発電コストは 10 円/kWh 強である。その中間段階のプラントである出力 10MW では 20 円/kWh 前後、1,000MW では 40~60 円/kWh と算定されている(図 3-13 参照)。<sup>5</sup>

一方、本実証設備の出力は 100kW 規模であり、本設備の技術評価をそのまま 10 倍規模、100 倍規模の発電プラントに適用することは困難である。技術面での違いについて、表 3-9 に示す。

したがって本実証試験については、データを解析・汎用化して、次のステップである 1MW(1,000kW)そして 10MW(10,000kW)の技術的信頼性向上に資することが必要である(イメージ図:図 3-14)。

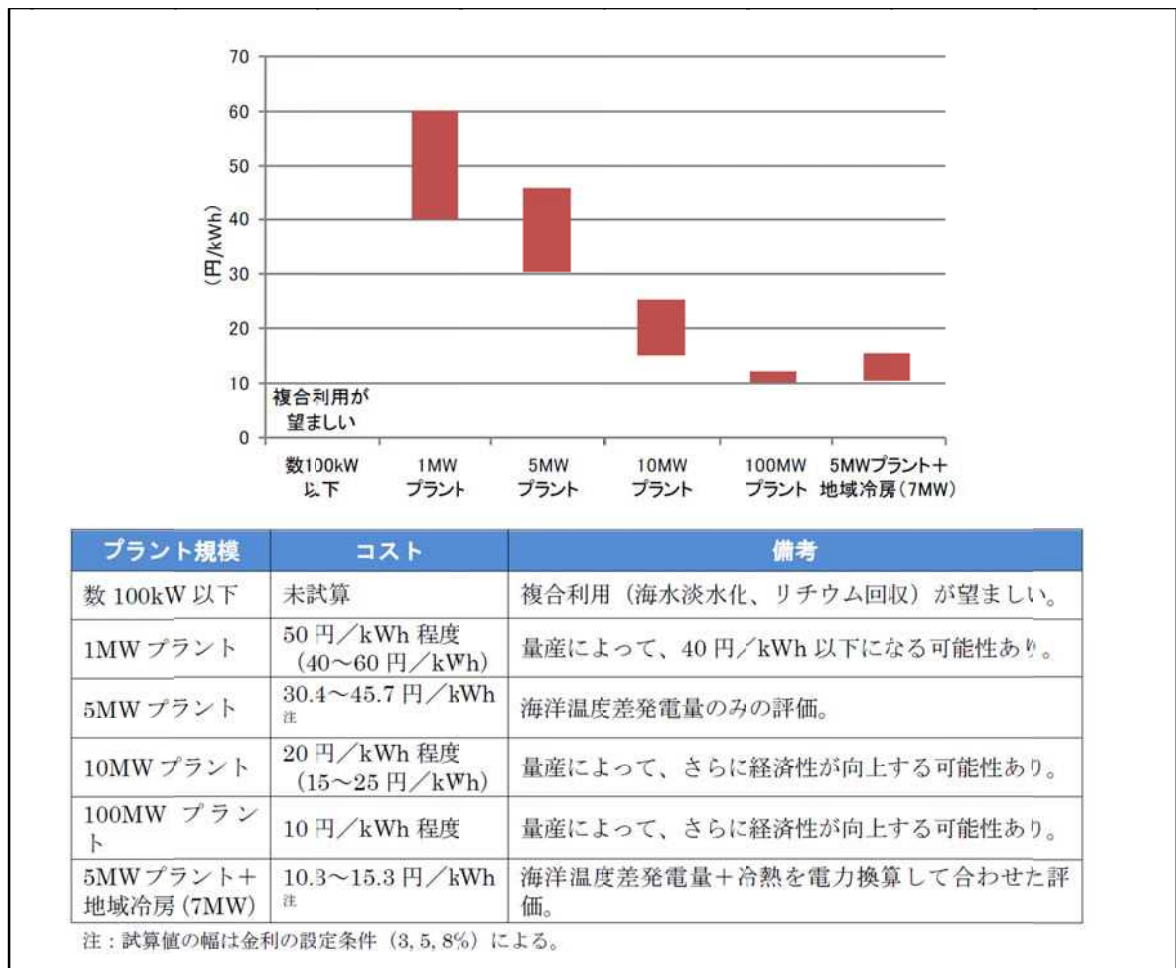


図 3-13 海洋温度差発電の発電コスト(再掲)

(出典:NEDO, 平成 25 年 12 月, 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」, 19 頁, 図 6-16)

<sup>5</sup> NEDO, 平成 25 年 12 月, 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」, 19 頁, 図 6-16

表 3-9 本実証設備と商用プラントの技術仕様の違い

項目	沖縄久米島 実証設備	商用規模プラント	備考
深層海水取水深度	612m (水温 8~9℃)	800~1000m (水温 4~6℃)	発電効率、自己消費電力に影響する
深層海水取水管径	280 mm	1MW 級で直径 1m 強 10MW 級で直径 3~4m	細い管は同じ流速でも圧力損失面で不利となる
機器の性能	小規模ゆえの特殊仕様・海水流量面でのオフデザイン運転となっている。	1MW 級、10MW 級は、より商用化された機器を、設計点付近で運転可能。	機器の単体性能の相違発電端出力、自己消費電力に影響する。

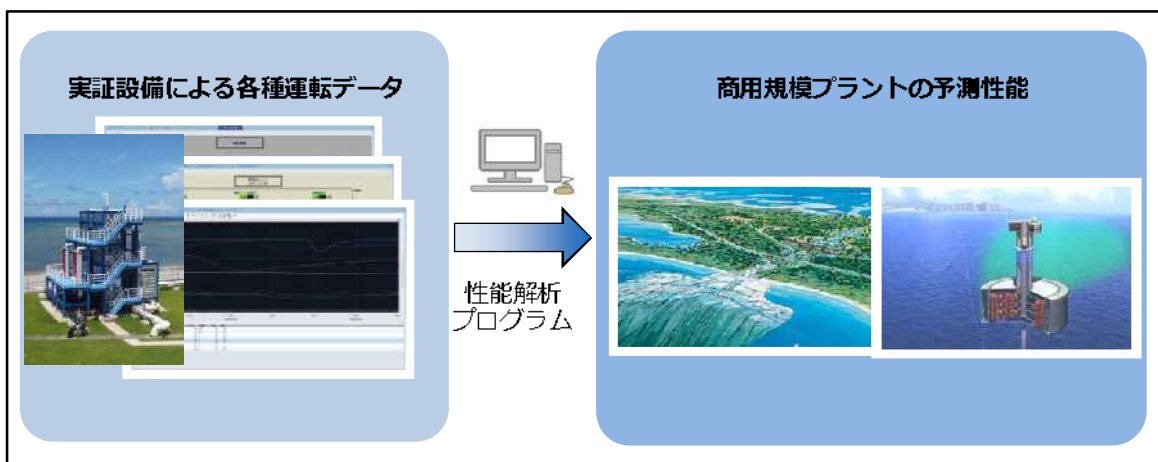


図 3-14 検討のイメージ

### 手法

商用規模のプラントの性能を推定するにあたり、次のステップにて実施する。

- ① 今回の実証設備のデータが正確なスケラビリティを持っており、商用規模のプラントにそのまま、あるいは比例等簡単な換算で適用できる場合、実証試験で得られたデータを用いて商用規模のプラントの性能推定を行なう。

対象: 熱交換器性能

- ② 実験データはそのまま使用できないが、汎用の設計式があり、性能推定手法が成熟している場合、その設計式をもちいて性能推定を行なう。実験データは、可能な限り、この汎用設計式と結果が合致しているかを評価する。主な汎用設計式について、表 3-10 に示す。

対象: 熱サイクル設計、取水管損失水頭、取水管温度損失、配管圧損各種

表 3-10 主な汎用設計式

項目	汎用設計式	備考
取水管損失水頭 ・圧力損失	・円管の圧力損失式: ダルシー・ワイス バツハ式 ・管摩擦係数: コールブルック式	海洋肥沃化装置「拓海」取水管(1mφ)でもよく合致した。
取水管損失水頭 ・密度差静水頭	・海水の密度: 海水の状態方程式 (UNESCO1981) ・静水頭計算: 管内外の鉛直方向積分による	日本国内の深層海水取水設備の計算で用いられている。
取水管温度損失	・円管周り及び円管内の汎用熱伝達推定式(伝熱工学資料等)	沖縄県の実証でも、コンマ数℃と推定され、計算と合致している。
配管圧損各種	・円管の圧力損失式: ダルシー・ワイス バツハ式 ・管摩擦係数: コールブルック式	取水管同様の計算。各種のプラント設計に用いられている。

③実験データをそのまま使用できず、汎用の設計式がない場合、メーカーに情報を求める。特に、既に商用化された機器を用いる場合、精度のよい予測性能をメーカーから得ることが出来る。機器の商用化度合について、表 3-11 に示す。

対象:タービン発電機、作動流体ポンプ、海水取水ポンプ、その他機器類

表 3-11 使用する機器の商用化度合

項目	実証試験 100kW 級	1MW(1,000kW)	10MW(10,000kW)
発電プラント部			
タービン発電機	△ 現状は実証レベル	◎ 商用機あり: 地熱バイナリー発電用等(神戸製鋼, (国外では GE, Atlas Copco))	
熱交換器	◎ 納期: 数ヶ月	◎ 納期: 12ヶ月	○ 製造設備増強を考慮する要あり
作動流体ポンプ	○ 小流量高揚程で標準範囲外	◎ メーカー標準仕様範囲	
海水ポンプ	◎ 商用実績多数	◎ 商用実績多数	◎ 商用実績多数
プラント建設	◎ 汽力発電プラントと類似の技術であるため、我が国企業で実績多数(エンジニアリング会社・重工重機系企業)		
深層海水取水管敷設	◎ 全国約 20 か所の深層海水取水設備は、世界最多。実績面で我が国企業がリード(ゼネコン、海洋土木会社)	○ ハワイ 自然エネルギー研究所に、直径 1.4m の取水管(取水深度 900m)が設置されている(敷設:米国企業)	△ 技術的には可能であるが、これまで世界で実装された実績は無い。

④①～③どれも当てはまらない、未商用の技術である場合、別途試験を実施して性能を確認する必要がある。

対象:10MW 級浮体式発電設備の場合の取水管

上記のフローチャートを図 3-15 に示す。

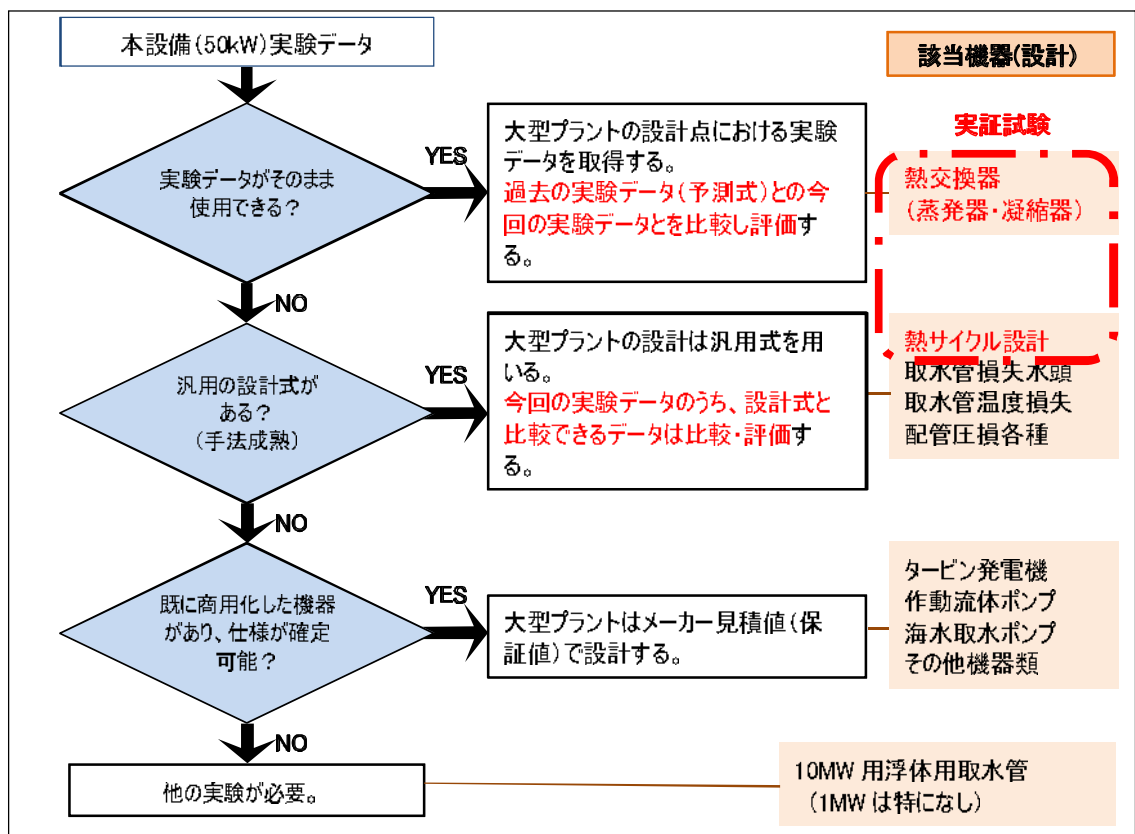


図 3-15 1MW 級、10MW 級の性能推定フローチャート

### 自己消費電力

自己消費電力についても、前項までの算定方法によって、1MW 及び 10MW の推定が可能である。

以下に算定のための式を示す。

$$W_{WSP} = \frac{Q_{WS} \cdot \rho \cdot g \cdot TH}{1000 \cdot \eta_P \cdot \eta_M}$$

$$TH = T_S + T_{HX} + T_{PI} + T_{PP} + T_{PD}$$

ただし

$W_{WSP}$ : 表層海水取水ポンプ消費電力 [kW]

$Q_{WS}$ : 表層海水流量 [ $m^3/s$ ]

$\rho$ : 海水密度 [ $kg/m^3$ ] (海水の状態方程式, UNESCO(1981))

$g$ : 重力加速度 [ $m/s^2$ ] (定数)

$TH$ : 全揚程 [m 液柱]

$\eta_P$ : ポンプ効率 [-] (ポンプ効率として一般的な数値)

$\eta_M$ : 電動機効率 [-] (電動機効率として一般的な数値)

$T_S$ : 静水頭 [m 液柱] (サイフォン式とする)

$T_{HX}$ : 熱交換器内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PI}$ : 取水口～取水管内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PP}$ : 設備内配管損失水頭 [m 液柱]

$T_{PD}$ : 放水管～放水口損失水頭 [m 液柱]

$$W_{CSP} = \frac{Q_{WS} \cdot \rho \cdot g \cdot TH}{1000 \cdot \eta_P \cdot \eta_M}$$

$$TH = T_S + T_{HX} + T_{PI} + T_{PP} + T_{PD} + T_{DD}$$

ただし

$W_{CSP}$ : 表層海水取水ポンプ消費電力 [kW]

$Q_{CS}$ : 表層海水流量 [ $m^3/s$ ]

$\rho$ : 海水密度 [ $kg/m^3$ ] (海水の状態方程式, UNESCO(1981))

$g$ : 重力加速度 [ $m/s^2$ ] [ $m/s^2$ ] (定数)

$TH$ : 全揚程 [m 液柱]

$\eta_P$ : ポンプ効率 [-] (ポンプ効率として一般的な数値)

$\eta_M$ : 電動機効率 [-] (電動機効率として一般的な数値)

$T_S$ : 静水頭 [m 液柱] (サイフォン式とする)

$T_{HX}$ : 熱交換器内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PI}$ : 取水口～取水管内損失水頭 [m 液柱]

$T_{PP}$ : 設備内配管損失水頭 [m 液柱]

$T_{PD}$ : 放水管～放水口損失水頭

$T_{DD}$ : 密度差静水頭