

脱炭素化に向けた 海洋温度差発電の可能性

東京財団政策研究所 博士研究員

杉本康太

2023年2月1日

沖縄や離島での脱炭素化という問題

- 沖縄や離島では、化石燃料を用いた火力発電の依存度が高い
- 本州や北海道・四国・九州と異なり、
連系線・水力発電・揚水発電・地熱発電・バイオマス発電がほぼ
存在しないため、利用可能な選択肢が少ない。
- 電力市場もない。

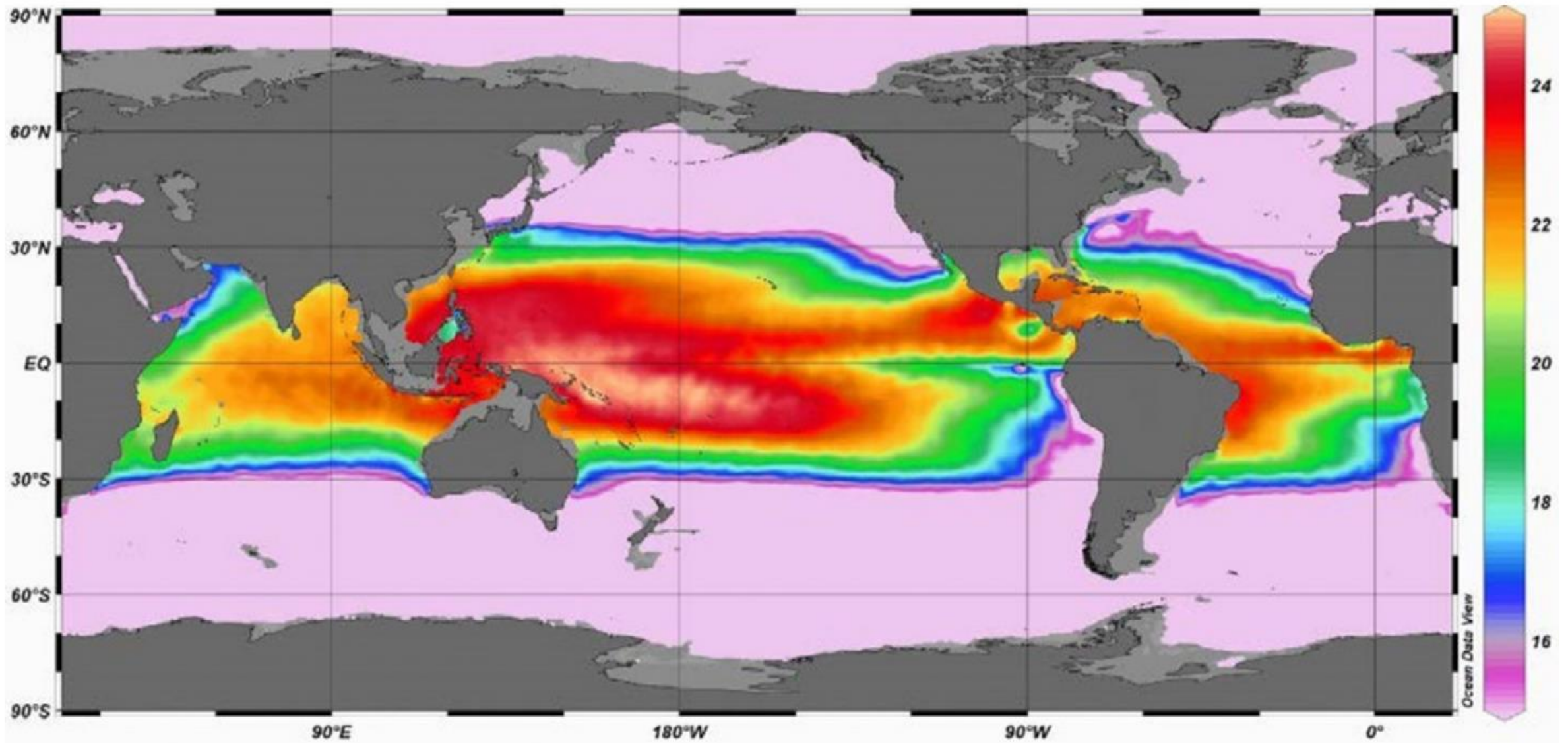


Figure 1.1 Mean annual temperature difference between the typical OTEC depths of 20 and 1000 m (Nihous, G.C., 2010)

Ocean Energy Systems 2021. White Paper on Ocean Thermal Energy Conversion. October 18, 2021.
Edited by: Purnima Jalihal, Yann-Herve De Roeck, Matthijs Soede and Ana Brito e Melo.

海洋温度差発電（OTEC）の可能性

- 海水に温度差のある適地は、赤道に近い低緯度の熱帯地域に分布している。
- OTEC は一般的な汽力発電と同じくタービン発電機を用いることから、慣性を備え、システムの周波数調整を自律的に行うガバナフリー運転が可能
- 発電に使用した後の深層水は、空調（冷房）や淡水製造・農業・水産養殖などに多段的に活用することもできる。

国内の資源ポテンシャル

- NEDO（2011）が実施したポテンシャル調査では、
- 海水の温度分布や海流に悪影響に与えないように「30 km 四方に100 MW 級を1 基」までという制約を課した上でも、20 度以上の温度差があるOTECが開発可能なポテンシャルは、
- 沖縄電力管内で沿岸設置式で**1 GW**、離岸距離30km 以内の洋上浮体式で**約2.8 GW**
- 沖縄電力管内の火力の設備容量は**約2.5 GW** であるため、火力発電のかなりの割合を置換できる可能性がある。

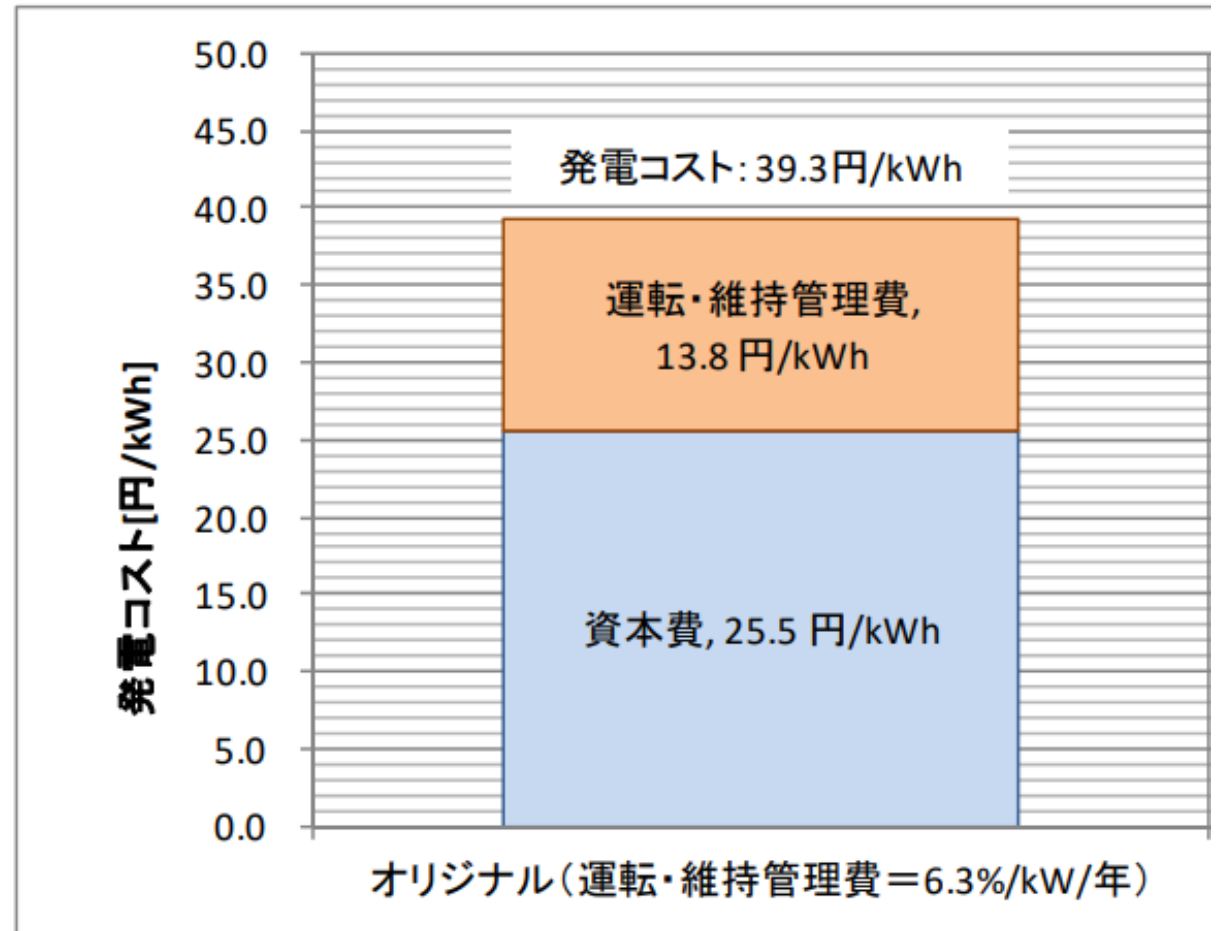
商用化への課題：経済性

海洋温度差発電の発電費用

プラント規模	コスト
数 100 kW 以下	未試算
1 MW プラント	50 円 /kWh 程度 (40~60 円 /kWh)
5 MW プラント	30.4~45.7 円 /kWh ^注
10 MW プラント	20 円 /kWh 程度 (15~25 円 /kWh)
100 MW プラント	10 円 /kWh 程度
5 MW プラント+ 地域冷房 (7 MW)	10.3~15.3 円 /kWh ^注

[NEDO\(2014:16\)](#) 図6-16より抜粋

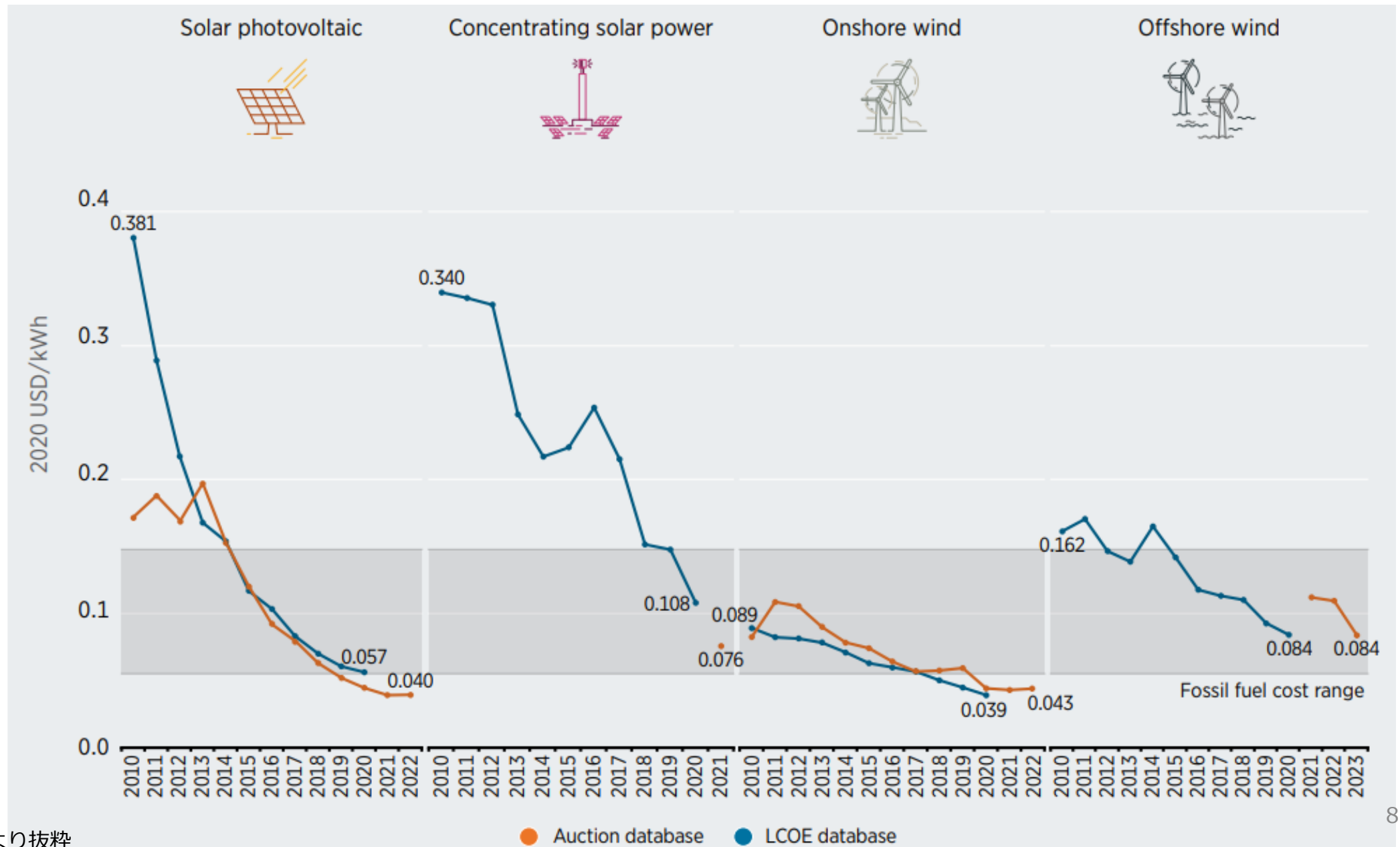
久米島での100kW実績結果



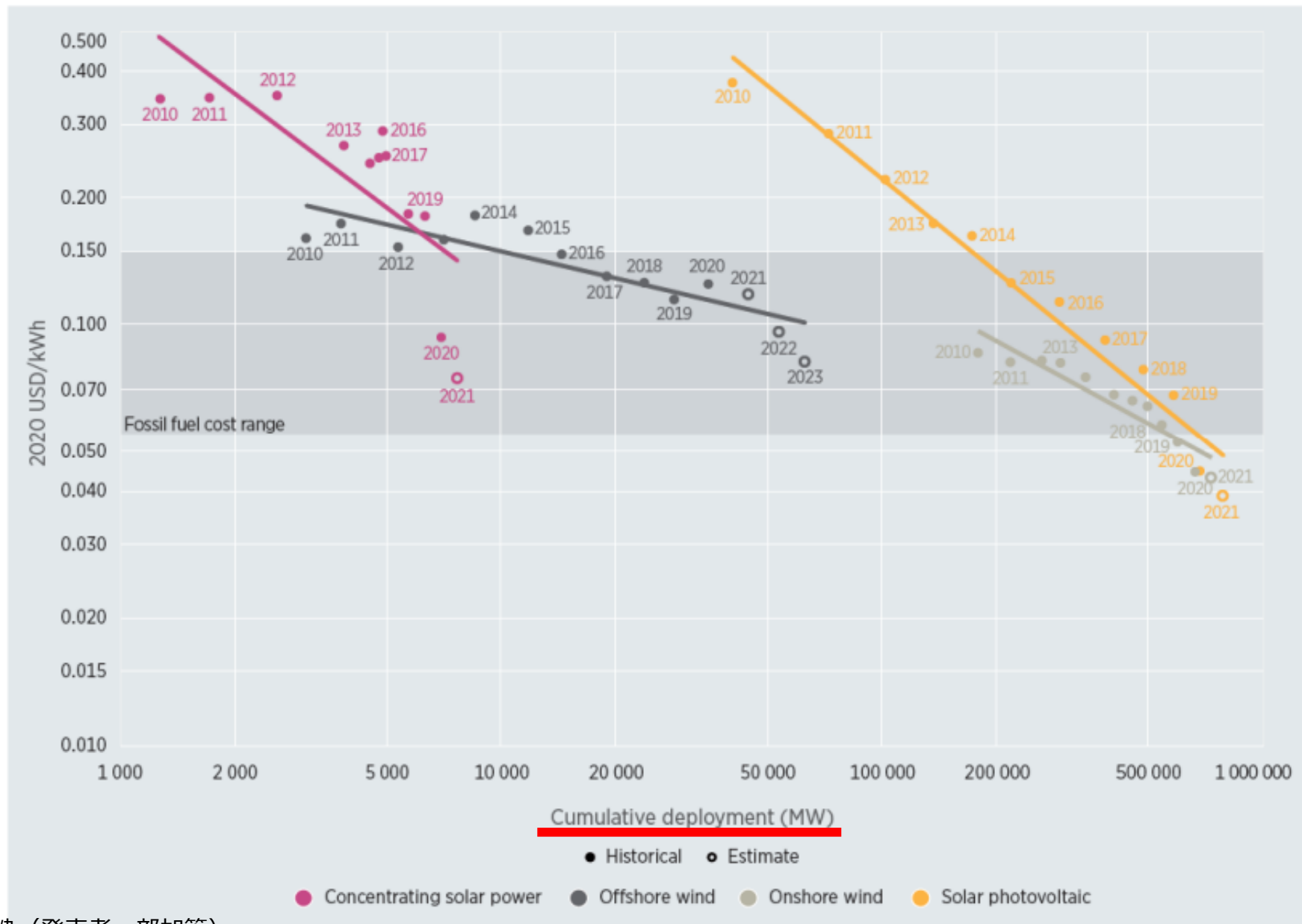
[沖縄県 \(2018: II 3-32\)](#) 図3-30より抜粋

OTEC には、今後どれだけ費用低下の可能性があるのか？

再エネが経験した発電費用の低下現象



再エネの累積導入容量と発電費用の関係



学習効果（learning-by-doing）

- 元は、製造業の労働者が、生産経験の蓄積を通じて物的生産性を上昇させる現象
- その後、労働者だけではなく、製造過程全体に、いち工場・企業内だけではなく、産業全体に対しても適用されるようになった
- **発電機の累積導入容量が増加するにつれて、発電費用が低下する**という負の相関関係を表す。学習（経験）曲線とも呼ばれる。

費用低下のメカニズム

- 学習効果

例：経験蓄積による製造業者・産業全体での物的生産性の向上

- 要素技術に起こるイノベーション（Learning-by-(re)searching）

例：風車ブレードの設計の改善による設備利用率の増加

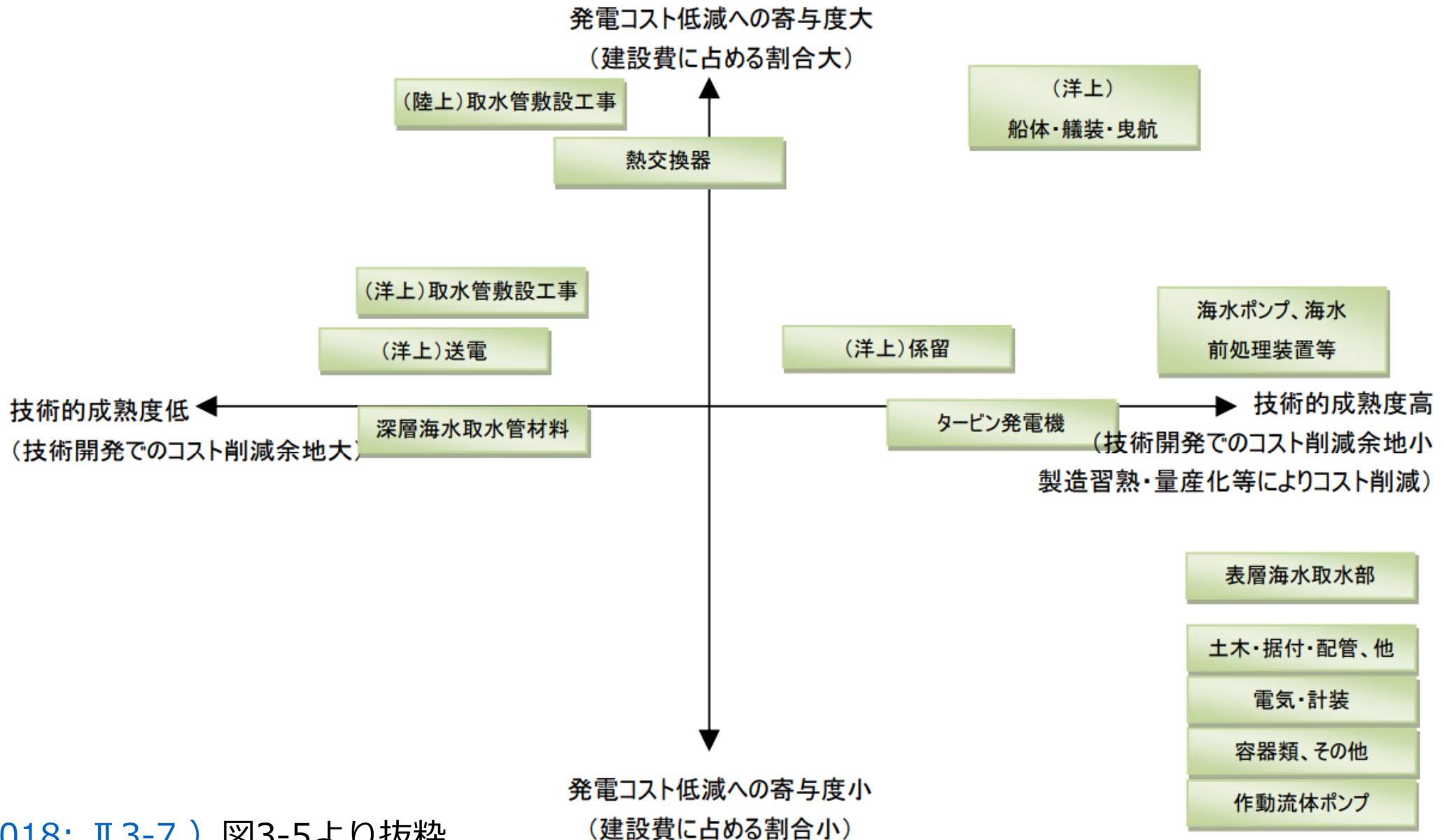
- **規模の経済性：発電機の大型化や製造工場の規模の拡大**

例：太陽光発電のパネルは、**標準化**により大量生産が可能になり、発電費用を削減した。

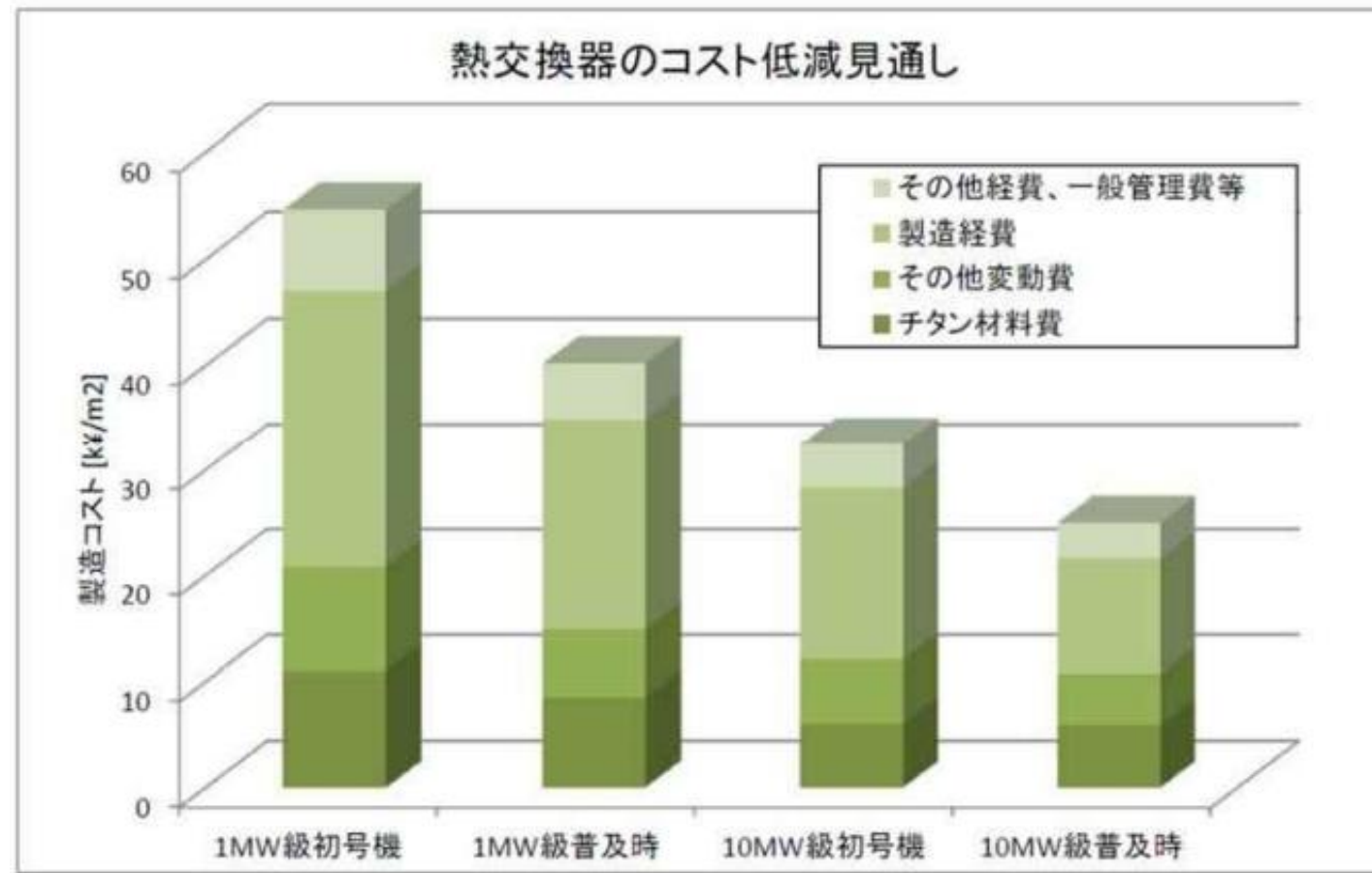
- 関連技術からの（知識・経験の）波及

例：電気自動車のバッテリーと蓄電池のバッテリー

要素技術の成熟度と発電費用の低減への寄与度



熱交換器



- 資本費用のうち大きな割合を占める**熱交換器**は、
- 発電所が大型化した場合、サイズを規格化した上で基数を増やすことになるため、大量生産の体制が整えば、10MW級の普及時には
- **費用を現在の半額近くにまで低下できると評価している。**
- 熱交換器の製造には、**規模の経済性**の活用の余地が大きい

取水管 (Cold Water Pipe)

- OTEC の資本費の大部分を占めるもう 1 つの大きな要素技術が、冷たい深層水を得るための取水管である。
- 安価で軽量で頑丈な素材を模索して、高密度ポリエチレンや繊維強化プラスチックなどが検討されている。
- 2.5 MW の発電出力を得るためには直径2.5m、10 MW の発電出力を得るためには直径4m の取水管が必要とされる。
- ジャパン・マリンユナイテッド・佐賀大学（2017）によれば、1 MW の沿岸設置式のOTECの1基目の取水管の建設費用は60 億円、商用化した場合でも50 億円になると推計している。

直径4m の取水管



Figure 8.2 Lockheed Martin's CWP R&D programme with a 4 m pipe next to two engineers

Ocean Energy Systems 2021. White Paper on Ocean Thermal Energy Conversion. October 18, 2021.
Edited by:Purnima Jalihal, Yann-Herve De Roeck, Matthijs Soede and Ana Brito e Melo.

運転・維持管理費用

- ①塩害対応（臨時点検補修） ②日常巡視・点検 ③電気・計装機器（定期検査・補修）
- 100 kW 実証機が運転開始から5年間にかけた運転費・維持管理費は13.8円/kWh。
- しかし今後1 MW の設備を新設した場合は、**規模の経済性**がはたらくことが期待できるため、年間4.2円/kWhにまで低下できる可能性がある。
- その場合、発電費用は**39.3 円/kWh から29.7 円/kWh へ低下する。**

洋上浮体式OTECの規模の経済性

[Langer et al.\(2020:7\).](#) Table 3より抜粋

Energy Technology (Unsubsidised)	LCOE [US\$(2018)/kWh]
10 MWe OTEC (original interest rate)	0.15
10 MWe OTEC (adjusted interest rate)	0.20–0.67
100 MWe OTEC (original interest rate)	0.03–0.22
100 MWe OTEC (adjusted interest rate)	0.04–0.29
Solar PV Crystalline Utility Scale	0.04–0.046
Wind	0.029–0.056
Gas Peaking	0.152–0.206
Nuclear	0.112–0.189
Coal	0.06–0.143
Gas Combined Cycle	0.041–0.074

- OTEC のLCOE は10 MW では20～67 セント/kWh だが、100 MW まで大規模化すれば、4～29 セント/kWh まで低下すると推計されている。
- 注：Adjusted interest rate とは、利子率を12%に設定したものの。
- 注：OTEC 以外の電源のLCOE の数値は、Lazard 社の発表している推計値。

発電費用を低下させるために必要な方策

- 人口の小さい島の沿岸に小規模のOTECを導入して**学習効果**を得る。
- 徐々に大規模化を図り、**規模の経済性**を生かす。
- 商用化には固定価格買取制度（FIT）が必要か。

結論

- OTEC は、現時点の発電費用は高い
- 学習効果や規模の経済性による費用低下のポテンシャルは大きい
- 沖縄や離島のように脱炭素化の選択肢が限られているエリアでは、OTECの導入を推進することは重要ではないか。