

IEA Task53 風力発電の経済性

2023年2月28日

東京大学工学系研究科
総合研究機構 特任講師
菊地由佳



THE UNIVERSITY OF TOKYO

Task53の概要

2

名称: Wind Energy Economics

目標: 脱炭素社会における風力発電のコストと価値を分析する

活動内容: 各国のコスト分析の専門家が所定のWork (Work Package)に基づき、それぞれの国の現状及び将来の動向を分析・整理。6つのWork Packageがあり、各国の事情、関心から関与するWorkを選択。年2回のTask Meeting、毎月のWeb Meeting等を通じてディスカッション。

活動期間: 2021年12月1日～2025年11月30日

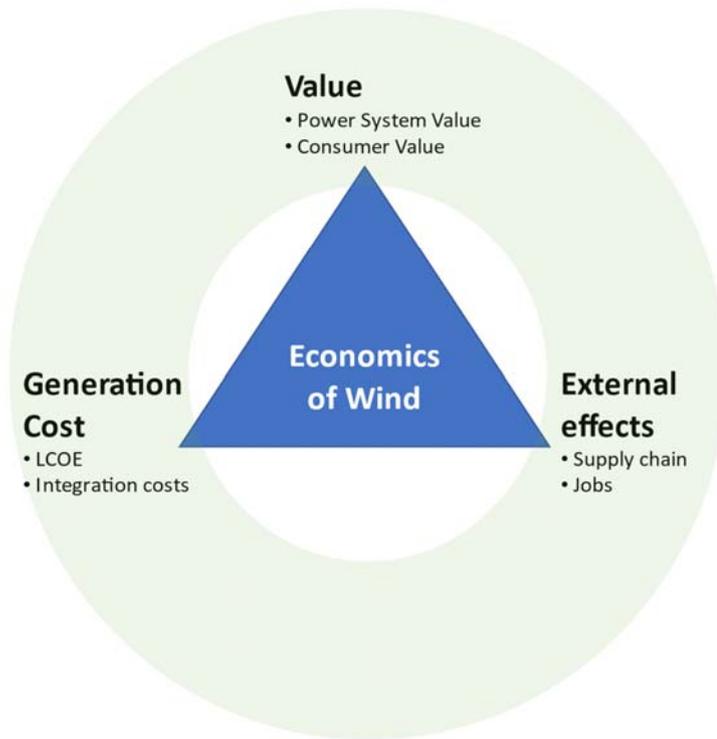
参加国: 米国、英国、デンマーク、ドイツ、ノルウェー、スウェーデン、
EC (European Commission)、日本、アイルランド、オランダ

Operating Agent(OA): Eric Lantz (NREL)

ホームページ: <https://iea-wind.org/task53/>



THE UNIVERSITY OF TOKYO



Power Sector Trends

- Deep de-carbonization
- Siting constraints
- Use of hydrogen

Emerging Wind Technologies and Solutions

- Integrated transmission
- Larger turbines
- Integrated and industrialized supply chains

Performance Metrics

- Holistic cost and value metrics
- Metrics for new wind applications (e.g., in consideration of hydrogen and storage)
- Uncertainty



- 高い普及率とより進んだ脱炭素化の未来における風力エネルギーの設計、運用、所有モデルの傾向を予測し、コストと価値を含む風力エネルギーの経済的提供への影響を理解する。
 - 国際的な協力と協調によって得られた最先端の手法で、進化する風力エネルギーの経済的提供を特徴づける。
 - 様々なステークホルダーにコストと価値を伝えるためのデータを提供する。
 - 深い脱炭素化の未来における技術の進化、研究開発の必要性、コストと価値の傾向を明らかにする。
 - 技術報告書や雑誌記事、その他の普及手段で研究成果を発表する。



WP名	題目と内容
WP1	“風力発電所の設計・運転維持管理・価値は、脱炭素化に伴い、どのように変化するか？”
	専門家へのインタビューによる方法 (Expert elicitation) を用いて、風力発電所の技術、設計、運転維持管理について現在検討されている 技術革新 について調査する。
WP2	“個別の技術革新、運転維持管理方法は コストと価値 にどのように 影響 を与えるか？”
	エンジニアリングコストモデルを構築し、技術、設計、維持管理の革新がコストに与える影響を調査する。
WP3	“不確かさは風力発電のコスト、価値と金融にどのように影響を与えるか？”
	現在進んでいる 金融コスト にたいする専門家への調査の結果を分析することにより、不確かさやリスクが実際に及ぼす影響について調査する。次に、これらの不確かさがLCOEに与える影響を明らかにする。最後に、シナリオベースの風力の金融コストの予測モデルを構築する。
WP4	“どのようなデータと分析手法が、現在と過去の 風力発電コスト をより良く理解するためにふさわしいか？”
	毎年の各国の風力発電に関する技術・経済に関するデータの調査を行うとともに、発電コスト等による経済性評価手法の提案と検証を行う。
WP5	“ 新しい送電網と水素 はコストと価値にどのように影響を与えるか？”
	シナリオ研究により、参加国が保有しているモデルを用いて、水素と送電線がコストと価値に与える影響を評価する。
WP6	“成熟した将来の市場において サプライチェーン はどのように発展し変化するか？”
	2030年、2050年までの雇用創出数、売り上げ規模といった将来の価値を評価 認証機関、EPDやその他から風車の部品とその製造拠点を調査する。さらに、その地域で作り出される価値について評価する。

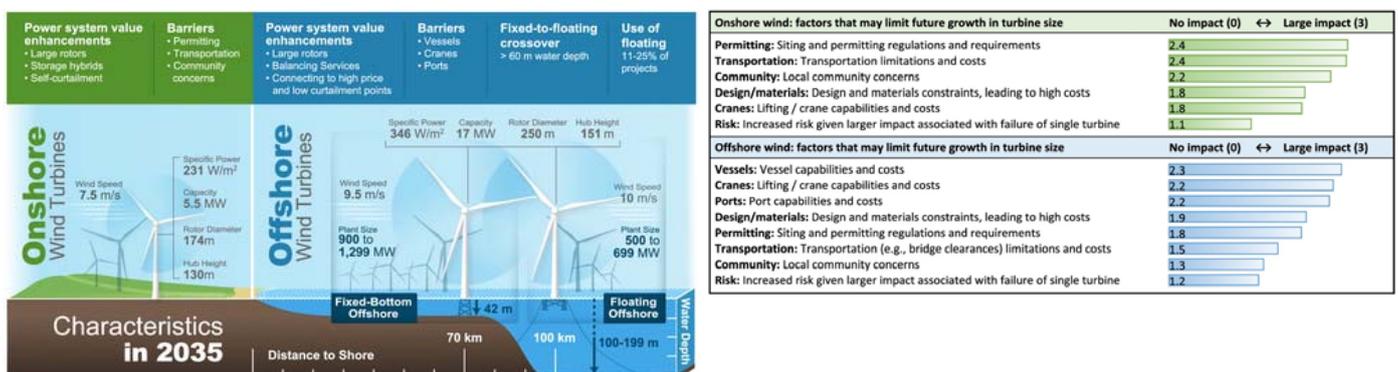
WP1 (NREL, LBLN): 技術革新の調査

- 専門家へのインタビュー (Expert elicitation) の手法を用いて、全世界の専門家に対して、風力発電所の技術、設計、運転維持管理に対して現在検討されている**技術革新**に関するインタビューが実施する
- 2023年夏ごろに実施予定で、前回に比べて多地域を調査することを目指している。

Task26での成果

Wiser, R., Rand, J., Seel, J., Beiter, P., Baker, E., Lantz, E., and Gilman, P. 2021. "Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050." Nature Energy volume 6, pages 555–565.

Beiter, P., Rand, J. T., Seel, J., Lantz, E., Gilman, P., and Wiser, R., 2022. "Expert perspective on the wind plant of the future, Wind Energy, volume 25, Issue 8, pages 1368-1378.



- エンジニアリングコストモデルの手法を用いて、新しい技術が洋上風力発電所のコスト低減に与える影響を評価する
- 日本が主導して、今年度、エンジニアリングコストモデルのレビューを実施する計画

Catapult, Floating Offshore Wind: Cost Reduction Pathways to Subsidy Free, 2021.

<https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/01/FOW-Cost-Reduction-Pathways-to-Subsidy-Free-report.pdf>

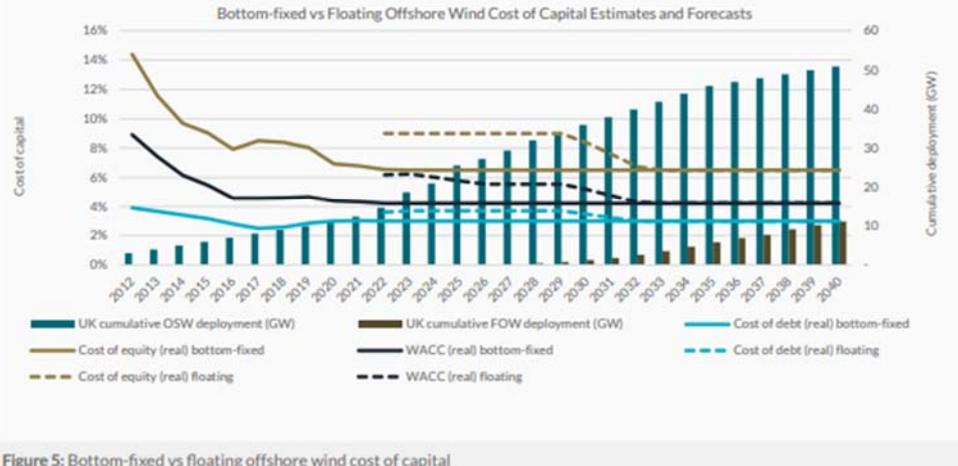
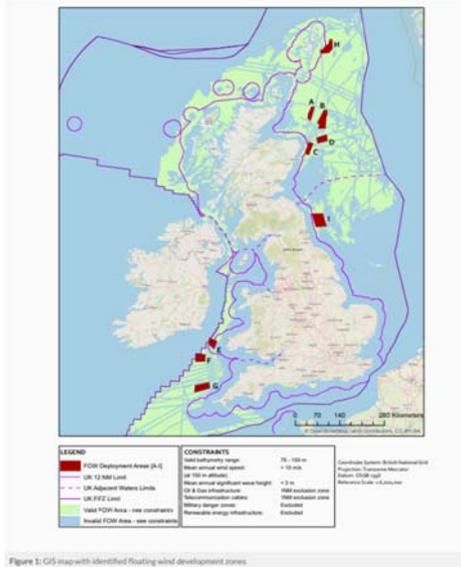
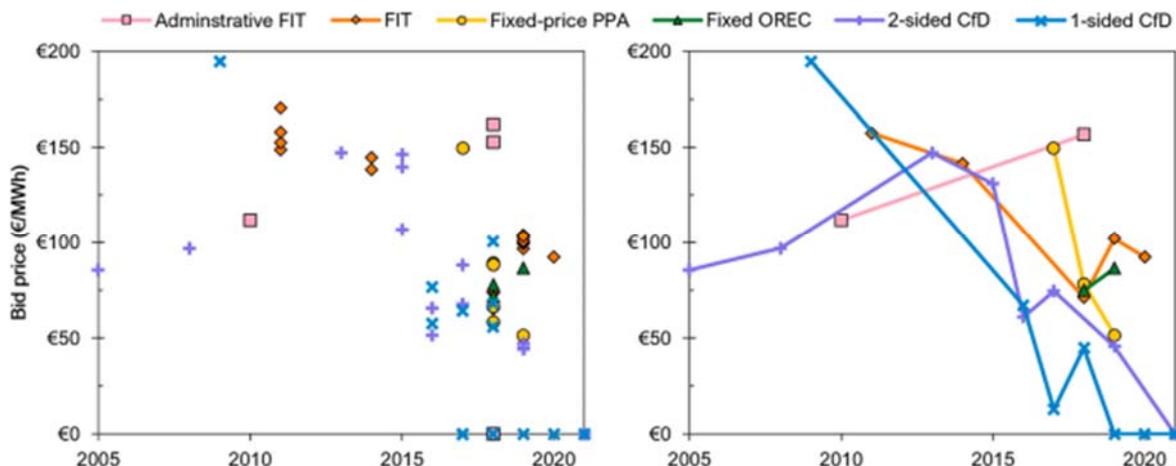


Figure 5: Bottom-fixed vs floating offshore wind cost of capital

- オークション制度や金融コストに着目し、不確かさがコスト・価格に与える影響を評価する

Jansen, M., Beiter, P., Riepin, I., Musgens, F., Guajardo-Fajardo, V. J., Staffell, I., Bulder, B., & Kitzing, L. (2022). Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally. *Energy Policy*, 167, [113000]. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113000>



The Grand Challenges of Offshore Wind Financing in the U.S.

<https://orbit.dtu.dk/en/publications/the-grand-challenges-of-offshore-wind-financing-in-the-us>

- ▶ 参加国の陸上風力発電所の技術やコストに関する情報を収集・比較を行うことにより、共通したコストの評価手法を構築する。

Dalla Riva, A.; Hethey, J.; Børre Eriksen, P.; Lüers, S.; Mak, F.; Kalash, S.; Wold, M.; Bjørnstedt, J.; Palmblad, L.; Telsnig, T.; Stehly, T.; Rand, J.; Wisner, R.; Kikuchi, Y. February 2023. "Wind Technology, Cost, and Performance Trends for Denmark, Germany, Ireland, Japan, Norway, Sweden, the European Union, and the United States 2016-2019."

<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81246.pdf>

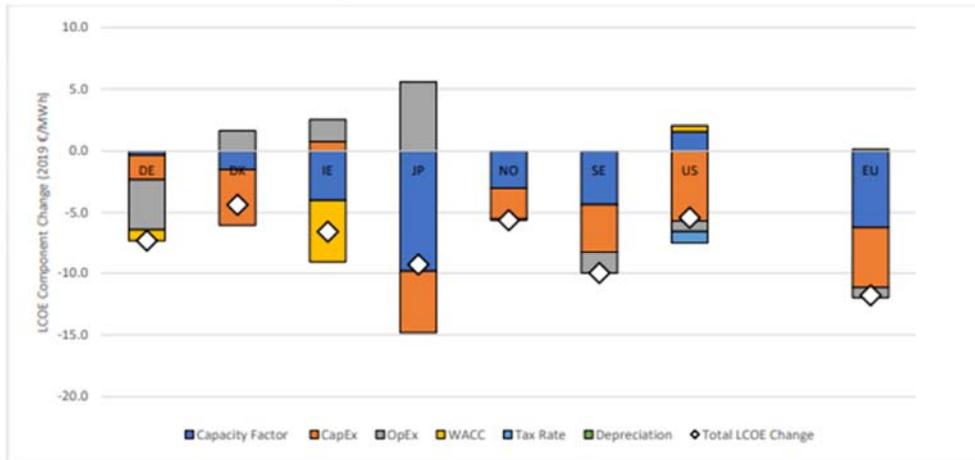


Figure 5. Contribution of input variables to changes in LCOE in 2016 and 2019

- ▶ 風力発電と水素を組み合わせたときの経済性についてシナリオ研究を行う。
- ▶ Task26では風力発電とバッテリーの組み合わせについて研究した。

Dalla Riva, A.; Haaskjold, K.; Hethey, J.; Aly, A. October 2022. "Market value of wind-battery hybrids in the future European power system." Denmark, Norway.

https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2022/04/IEA-Wind-Task-26_Value-of-WindHybrids_Technical-Report.pdf

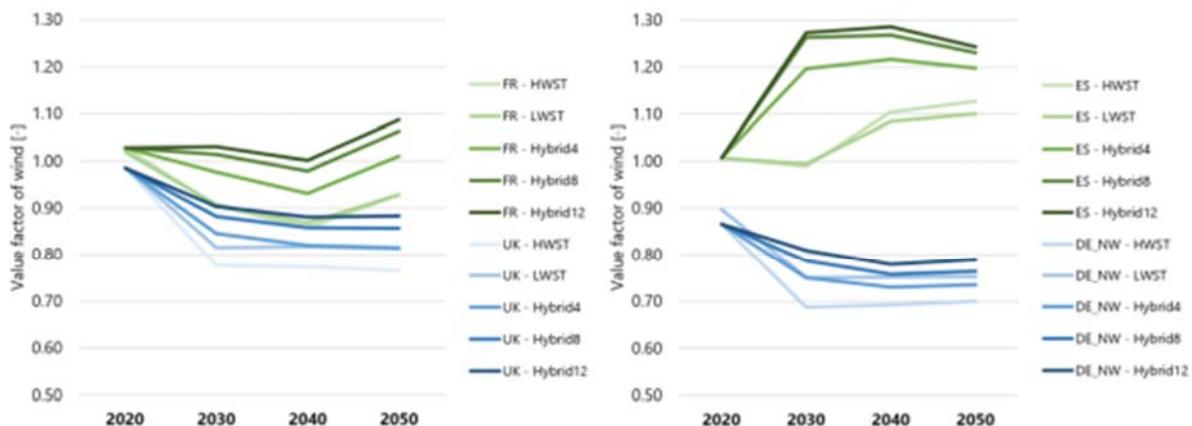
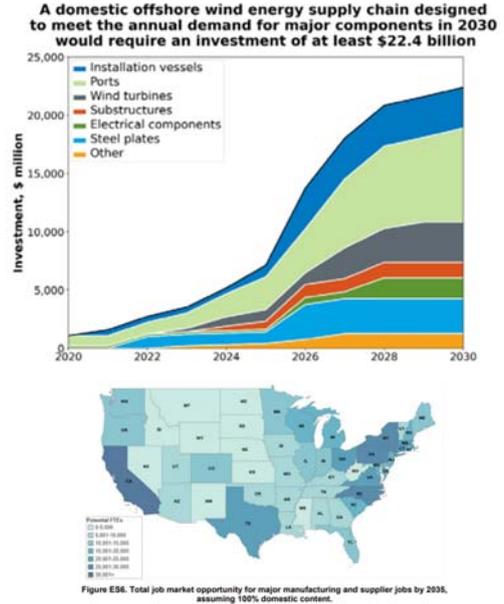
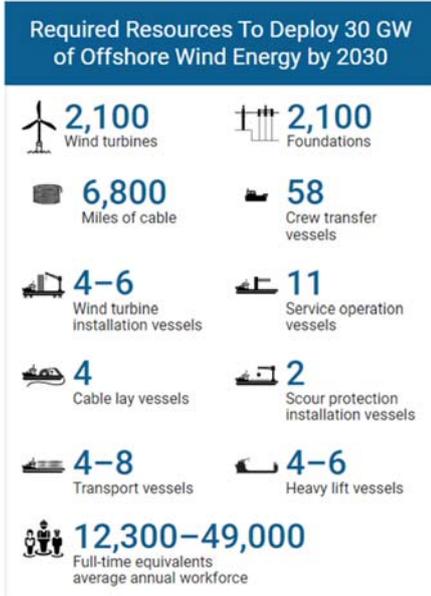


Figure 18. Value factor of HWST wind, LWST wind and hybrid with storage sizes (4h, 8h, 12h) in selected countries.

- アメリカにおいて、大規模なサプライチェーン構築に関する調査が実施された。
- EUにおいても同様の調査が実施されている。

The Demand for a Domestic Offshore Wind Energy Supply Chain, 2022
 A Supply Chain Road Map for Offshore Wind Energy in the United States, 2023
<https://www.nrel.gov/wind/offshore-supply-chain-road-map.html>



WP2におけるエンジニアリングモデルの概要

菊地由佳、石原孟: 確率エンジニアリングコストモデルを用いた着床式洋上ウインドファームの発電コスト評価、第44回風力エネルギー利用シンポジウム、2022

- 入力変数**
- 水深 h_w
 - 離岸距離 d_{shore}
 - 風車定格出力 P_{WT}
 - 風車基数 N_{WT}

出力変数



従来のエンジニアリングモデルに対して、
不確かさを精度良く評価できるよう、送変電線設備モデルを更新した

平均値

$$\mu_{actual} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{data}} x_{actual,i}}{N_{data}}$$

標準偏差

$$\sigma_{actual} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_{data}} (x_{actual,i} - x_{model,i})^2}{N_{data}}}$$

変動係数

$$CoV = \frac{\sigma_{actual}}{\mu_{actual}}$$

モデル変数	CoV
風力発電機コスト	0.11
モノパイル直径	0.12
モノパイル長さ	0.21
モノパイル厚さ	0.27
鉄価格	0.14
銅価格	0.18
送電ケーブル長さ(連系点近)	0.12
送電ケーブル長さ(連系点遠)	0.23
アレイケーブル長さ	0.33
燃料費	0.18
風車船舶係数(3.6 MW以下)	0.43
風車船舶係数(3.6 MW以上)	0.23
支持構造物船舶係数(3.6 MW以下)	0.38
支持構造物船舶係数(3.6 MW以上)	0.25
風車設置日数	0.41
支持構造物設置日数	0.51
施工稼働率	0.03

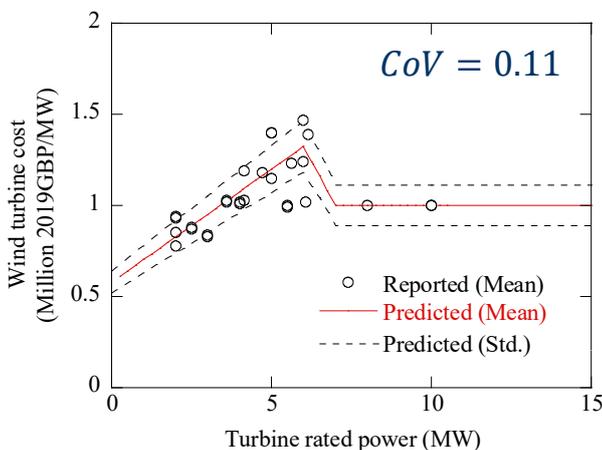
各コスト要素のモデルパラメータを正規分布と仮定してモデル化した。
 各パラメータの平均値, 標準偏差, 変動係数を欧州における実績値を用いて評価した。
 各パラメータにおける変動係数は一定と仮定する。

風車および支持構造物の設備費モデル

風力発電機コスト

$$C_{WT} = \begin{cases} (a_{wt} \times P + b_{wt}) \times P_{WT} \times N_{WT} & P_{WT} < 6 \\ (c_{wt} \times P + d_{wt}) \times P_{WT} \times N_{WT} & 6 \leq P_{WT} < 7 \\ e_{wt} \times P_{WT} \times N_{WT} & 7 \leq P_{WT} \end{cases}$$

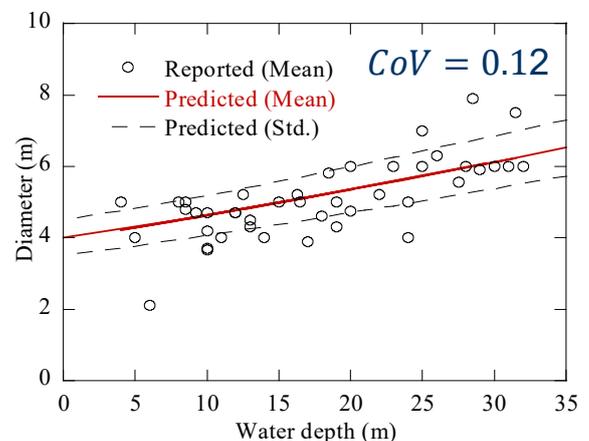
(Crown Estate 2010, 2015, NREL 2015-2020)



支持構造物コスト

$$\begin{aligned} C_{SS} &= \pi D_{SS} t_{SS} L_{SS} \times \rho_{steel} \times C_{steel} \times N_{WT} \\ D_{SS} &= \max(4, a_{SS} \times h_w^2 + b_{SS} \times h_w + c_{SS}) \\ t_{SS} &= d_{SS} \times h_w + e_{SS} \\ L_{SS} &= f_{SS} \times h_w + g_{SS} \end{aligned}$$

(Negro V et al. 2017)



風力発電機およびモノパイル支持構造物の直径・長さ・厚みについて
 文献データより実績値を参照し、変動係数を求めた

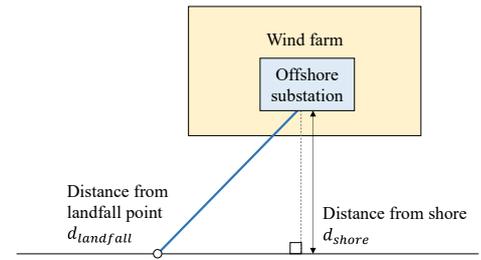
送電ケーブルコスト

$$C_{EC} = l_{EC} \times c_{EC} \times N_{EC}$$

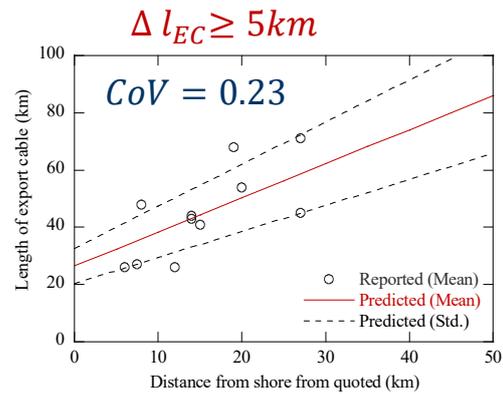
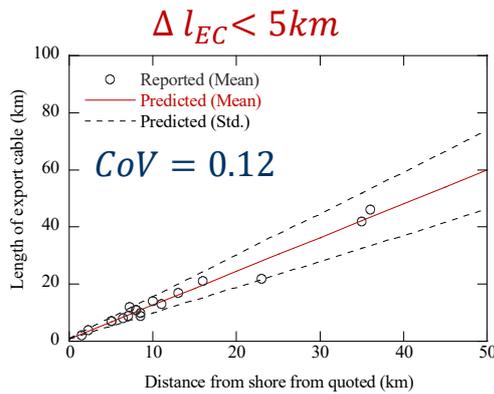
$$l_{EC} = \begin{cases} l_{EC, near} = a_{EC,1}d_{shore} + a_{EC,2} & \Delta l_{EC} < 5km \\ l_{EC, far} = a_{EC,1}d_{shore} + a_{EC,3} & \Delta l_{EC} \geq 5km \end{cases}$$

$$\Delta l_{EC} = d_{landfall} - d_{shore}$$

$$P(\Delta l_{EC} < 5km) = P_1, P(\Delta l_{EC} \geq 5km) = P_2$$



(4C Offshore database)



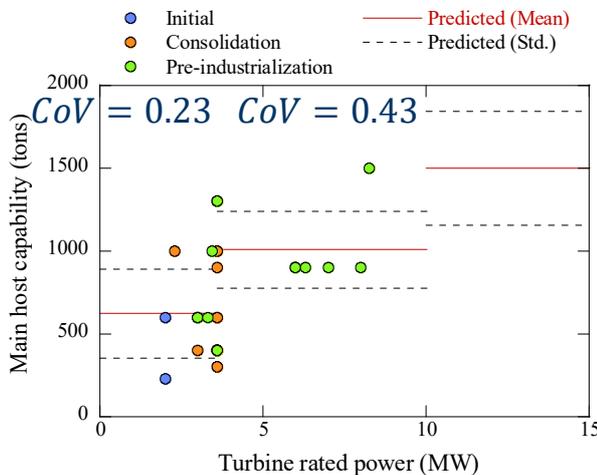
送電ケーブルについて、連系点が遠い場合と近い場合に場合分けをして、文献データより実績値を参照し、変動係数を求めた

設置費モデルにおける船舶係数と設置日数

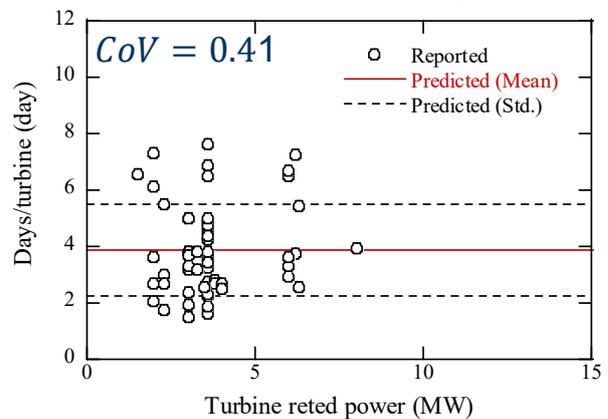
$$IC_{WT} = C_{vessel, fuel} \times N_{trip} + A_{ves}^{wt} \times C_{vessel, wt} \times \alpha_{wt} \times T_{install, wt}$$

$$A_{ves}^{wt} = \begin{cases} P_1 = \frac{0.42 \exp(0.42)}{\exp(0.42) + \exp(1)} = \frac{2}{3}, & P < 3.6 \\ P_2 = \frac{\exp(1)}{\exp(0.42) + \exp(1)} = \frac{1}{3}, & P = 3.6 \\ & P > 3.6 \end{cases}$$

(4C Offshore database)



(Lacal-Arántegui R et al.)

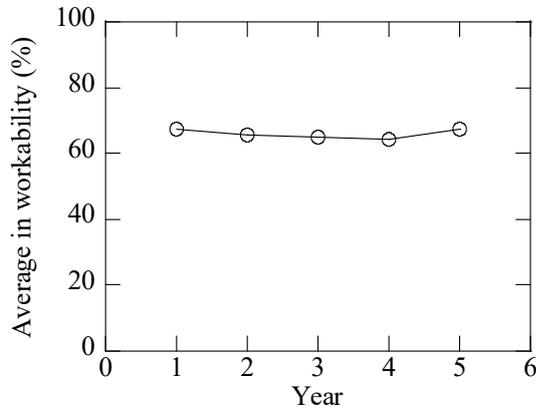


風車と支持構造物の設置船の大きさを表す船舶係数および施工日数について、文献データより実績値を参照し、変動係数を求めた

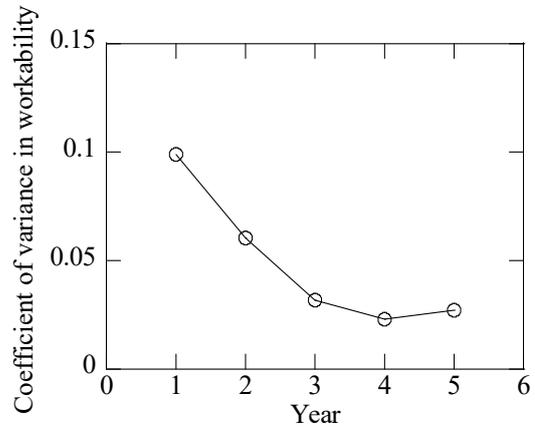
施工稼働率 α_{wt} は、離散事象シミュレーションを用いて、建設年数と施工稼働率の平均値と変動係数との関係を示す。

シミュレーションには欧州のBorssellにおける気象・海象データの予測値を用いた。

施工稼働率の平均値



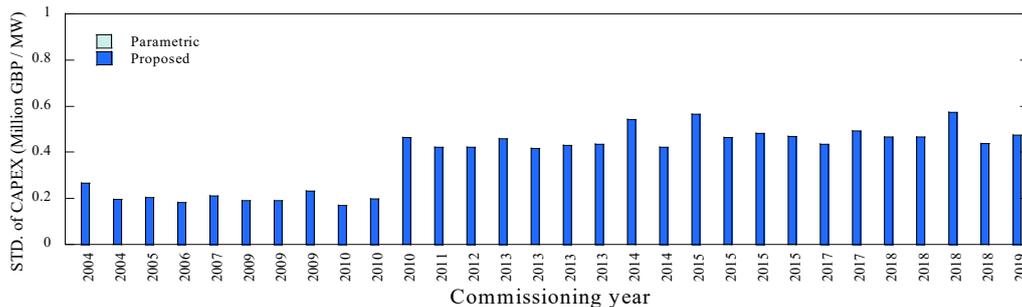
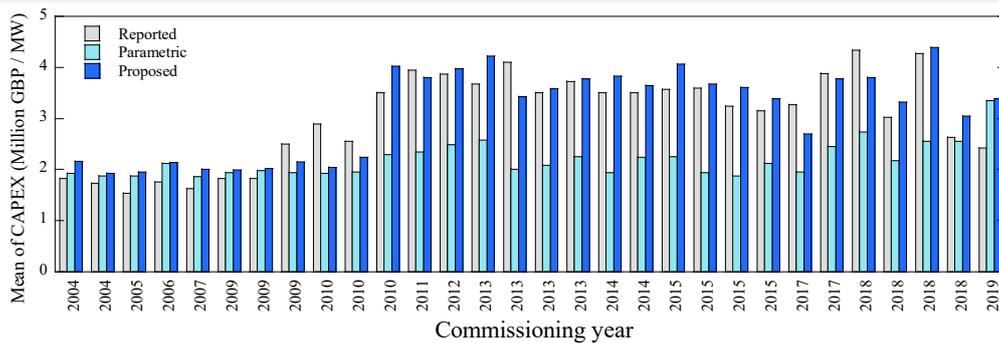
施工稼働率の標準偏差



平均値は変化しないが、変動係数は1年で建設する場合に対して、3年で建設する場合は4分の1程度まで減少した

構築したエンジニアリングモデルの検証

イギリスで既に運開されたモノパイル式洋上風力発電所の建設費を評価し、建設費の実績値と比較した。



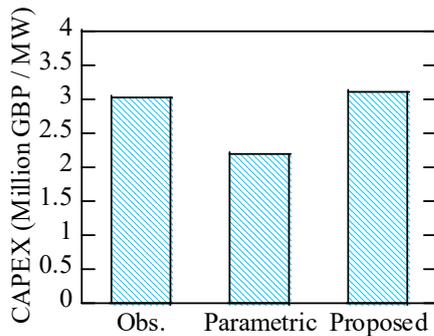
予測された平均値は実績値とよく合致し、予測された標準偏差は、変動係数一定の仮定のもと、平均値と同じ傾向を示す。

30個のイギリスの洋上風力発電所の建設費の実績値と予測値について平均値と標準偏差を示す。またモンテカルロシミュレーションを実施し、標準偏差のばらつきを示した。

30個の発電所の平均値

$$\mu_{actual} = \frac{\sum x_{actual,i}}{N_{farm}}$$

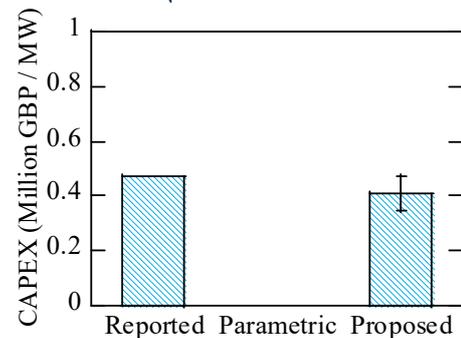
$$\mu_{model} = \frac{\sum x_{model,i}}{N_{farm}}$$



30個の発電所の標準偏差

$$\sigma_{actual} = \sqrt{\frac{\sum (x_{actual,i} - \bar{x}_{actual})^2}{N_{farm}}}$$

$$\sigma_{model} = \sqrt{\frac{\sum (x_{model,i} - \bar{x}_{model})^2}{N_{farm}}}$$



平均値についてパラメトリックモデルは実績値を過小評価している一方、提案モデルは実績値をよく評価した。

標準偏差について、従来手法は標準偏差を予測できない一方、提案モデルは実績値に近い標準偏差を示し、標準偏差の予測誤差は100%から13%に減少した。



発電コスト低減シナリオの評価

提案モデルを用い、既往研究に基づいて発電コスト低減シナリオを評価した。

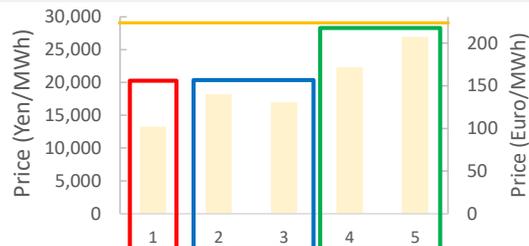
フェーズ		現状	フェーズ1	フェーズ2	フェーズ3
			施工の効率化 設置専用船	風車大型化 8~10MW→ 12~15MW	O&Mの効率化 陸上風力参照
建設費	(万円)	51.2	38.0	33.2	26.7
運転維持費	(万円/kW/年)	1.84	1.84	1.84	1.40
撤去費	(万円)	20.2	11.0	8.0	3.5
年経費率	(%)	6.12	6.12	6.12	6.12
運転年数	(年)	20	20	20	20
利用可能率	(%)	95	95	95	97
設備利用率	(%)	33.2	33.2	33.2	39
発電コスト	(円/kWh)	20	17.0±1.4	13.6±1.1	10.1±0.9
コスト低減率	(%)	—	15.0±7	32.2±6	49.4±5

各フェーズにおける発電コストおよびベースラインからの低減率の平均値と標準偏差を提案したエンジニアリングモデルを用いて評価した。

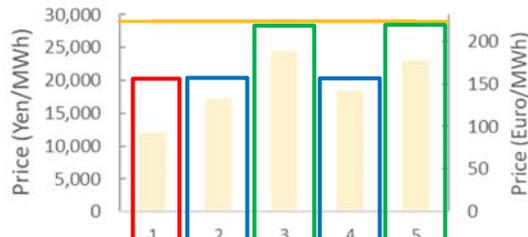


「秋田県能代市, 三種町及び男鹿市沖」「秋田県由利本荘市沖」における供給価格の入札結果を3つの価格区分に分類し, 各フェーズに対応させた.

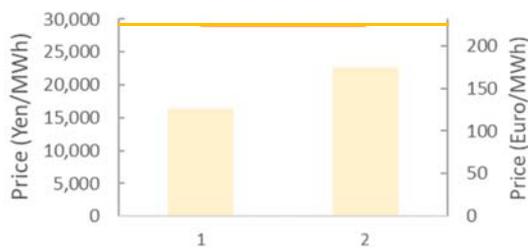
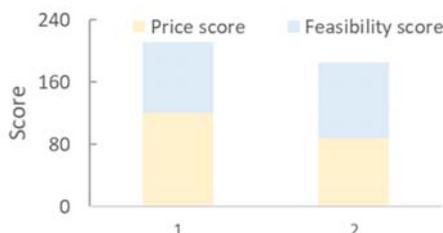
秋田県
能代市, 三種町
及び男鹿市沖



秋田県
由利本荘市沖



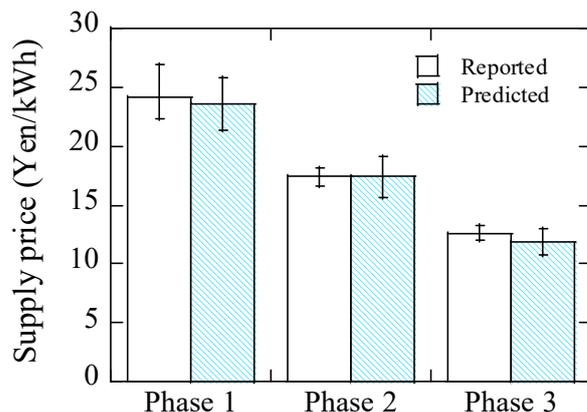
千葉県銚子沖



<https://www.meti.go.jp/press/2021/12/20211224006/20211224006.html>(In Japanese) Figures are made by presenter. 1 Euro = 130 Yen

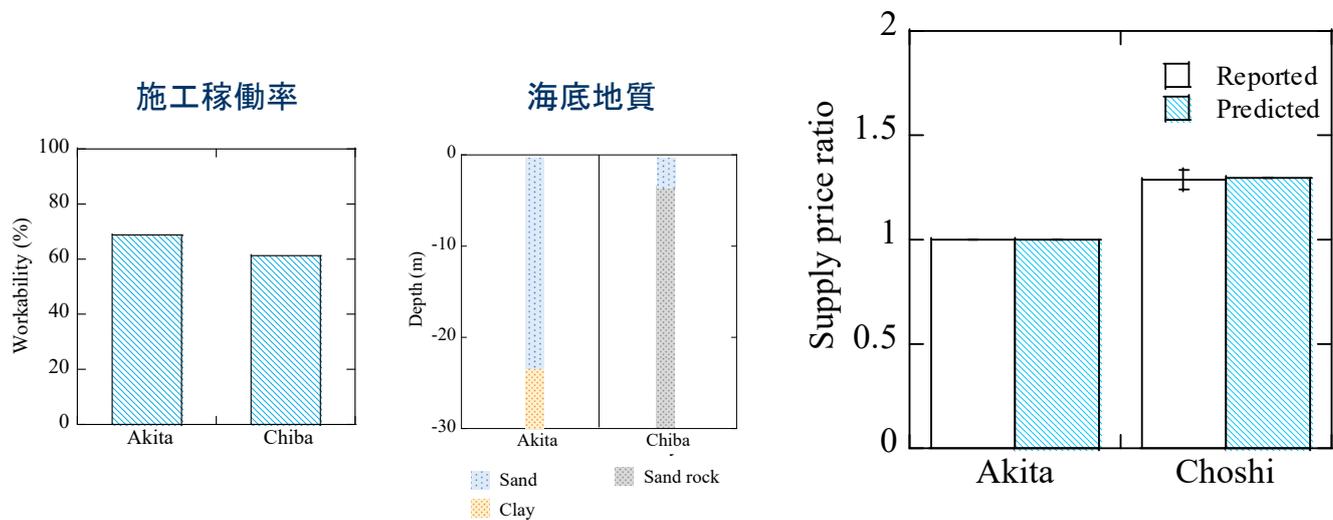
各フェーズにおけるIRRを仮定し, 提案モデルを用いて発電コストの平均値と標準偏差を評価した.

		Baseline	Phase 1	Phase 2	Phase 3
運開年		2020	2024-2026	2026-2028	2028-2030
IRR	(%)	10 %	10 %	8 %	6 %
供給価格の予測値	(Yen/kWh)	29.0	23.6±2.2	17.4±1.7	11.9±1.1



予測値の平均値および標準偏差は, 実績値と一致し, 提案モデルは入札結果の分析への有用性が示された.

地域性が建設費に及ぼす影響を分析するため、同じコンソーシアムが秋田県及び千葉県洋上ウインドファームの両方に入札した場合について、秋田県サイトの供給価格を1としたとき、千葉県サイトの供給価格との比率を評価した



太平洋側と日本海側における施工稼働率の差と両サイトの地盤の違いによる支持構造物の施工日数の差により、両サイトの供給価格の差を説明できることが示された。



まとめ

- Task26を承継・拡大し、Task53として新しいタスクが立ち上がった。約4年間のプロジェクトであり、各WPについて計画を詰めている段階である。
- Task26のメンバーに加えて、新しくアイルランド・オランダから参加があり、大学からの参加も増えた。
- 日本は、WP2において主導し、エンジニアリングコストモデルのレビュー論文を書き、その後、新しい技術によるコスト低減効果をエンジニアリングコストモデルを用いて評価する予定である。
- 風力の価値・蓄電池との組み合わせにおける経済性評価といった欧州の最先端の研究に着目し、日本に紹介していく。

