

確率エンジニアリングコストモデルを用いた 着床式洋上ウィンドファームの発電コスト評価*

Assessment of LCOE for fixed-bottom offshore wind farm
by using probabilistic engineering cost model

菊地由佳**

Yuka KIKUCHI

石原孟**

Takeshi ISHIHARA

1. はじめに

2020年10月に政府は2050年までに二酸化炭素排出量をゼロとする目標を発表した。洋上風力発電については、2030年までに10GW、2040年までに30-45GWという導入目標が掲げられている。その実現のために、発電コストを現在の20円/kWhから8-9円/kWhまで低減することが必要であると示され、風力発電コストの低減シナリオが求められている¹⁾。

定量的なコスト低減シナリオの作成には、コストモデルが必要となる。コストモデルは、一般的にパラメトリックコストモデルとエンジニアリングコストモデルに大別される。パラメトリックモデルはEEAモデル²⁾等が知られ、実績値が十分に存在する時に有効な手法である。一方、エンジニアリングコストモデルは工学的知見を用いて積み上げ方式でコストを評価する手法であり、菊地ら³⁾が欧州の着床式洋上風力発電所の建設コストを評価し、実績値を用いて検証を行うとともに、日本の風力発電所で比較した。しかし、これらは平均値を評価するモデルであるが、実際のプロジェクトでは不確かさの評価が必要となる。Ioannouら⁴⁾は、正規分布を仮定し、発電コストの不確かさを評価しているが、建設費について詳細に不確かさを評価した研究例はなく、検証も行われていない。

そこで、本研究では、確率エンジニアリングコストモデルを構築し、コスト要素の変動係数を欧州における実績値を用いて評価する。次に、構築したエンジニアリングモデルにより評価された建設費の平均値と標準偏差をイギリスの建設費の実績値を用いて検証する。最後に、提案モデルを用いて、日本における着床式洋上風力発電所のコスト低減シナリオを評価するとともに、日本で実施された入札の実績値の分析を行う。

2. 確率エンジニアリングコストモデルの提案

本研究で構築するエンジニアリングモデルは、水深 h 、離岸距離 d_{shore} 、風車の定格出力 P_{WT} 、風車の基数 N_{WT} を入力条件とし、建設費を出力として評価する。建設費は、開発費、風力発電機・支持構造物・電気関連の設備費、施工費、港湾費からなる。本研究では文献³⁾で提案したモデルに対して、電気関連設備費に関するモデルを更新するとともに、不確かさを考慮可能とした。

送電ケーブルコスト C_{EC} において、送電線長さ l_{EC} は、従来モデルでは離岸距離に比例し、簡易に評価していたが、本研究では、式(1)に示すように系統の連系点が近い場合と遠い場合を分けてモデル化した。場合分けの条件は、欧州の実績値を基に、発電所と連系点までの距離 $d_{landfall}$ とサイトの離岸距離 d_{shore} との差が5km以上とした。ケーブル本数 N_{EC} は、従来モデルは2本の定数であったが、本研究では発電出力を送電ケーブルの終端電圧 V_{EC} で除することにより求めた。 c_{EC} は単位長さあたりの送電ケーブルコストである。

$$C_{EC} = l_{EC} \times c_{EC} \times N_{EC} \quad (1)$$

ここで

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

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

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

$$N_{EC} = \text{INT}(P_{WT} \times N_{WT} / 1.2V_{EC})$$

$$V_{EC} = 132 \text{ kV}$$

アレイケーブルコスト C_{AC} は、水深を考慮するとともに、風車間距離を定格出力の関数とした。

建設費の不確かさを考慮するために、モデルパラメータの不確かさ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 μ_{actual} 、標準偏差 σ_{actual} 、変動係

*令和4年12月2日 第44回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演

**会員 東京大学大学院工学系研究科

〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1

数CoVを欧州における実績値を用いて、式(2)~(4)に示すように評価した。

$$\mu_{actual} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_{data}} x_{actual,i}}{N_{data}}} \quad (2)$$

$$\sigma_{actual} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_{data}} (x_{actual,i} - x_{model,i})^2}{N_{data}}} \quad (3)$$

$$CoV = \frac{\sigma_{actual}}{\mu_{actual}} \quad (4)$$

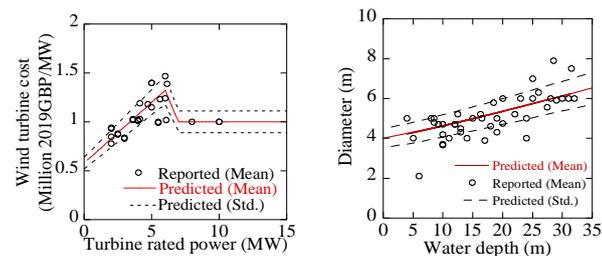
ここで $x_{actual,i}$ は実績値、 $x_{model,i}$ はモデルによる予測値を示す。 N_{data} は、得られた実績値の数を示す。各パラメータにおける変動係数は一定と仮定した。

本研究において評価した変動係数の値を表1にまとめる。代表的なパラメータについて、評価に用いた実績値を示す文献と図面を以下に記す。

表1 評価したモデルパラメータの変動係数

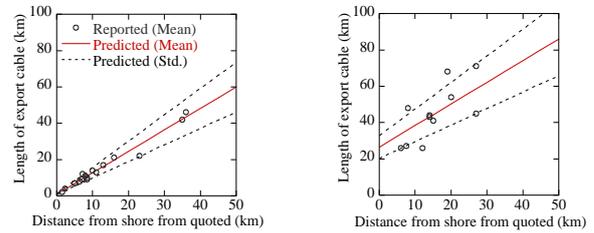
モデル変数	記号	CoV
風力発電機コスト	C_{WT}	0.11
モノパイル直径	d_{ss}	0.12
モノパイル長さ	l_{ss}	0.21
モノパイル厚さ	t_{ss}	0.27
鉄価格	$C_{ss,steel}$	0.14
銅価格	C_{AC}, C_{EC}	0.18
送電ケーブル長さ (連系点近)	$l_{EC,near}$	0.12
送電ケーブル長さ (連系点遠)	$l_{EC,far}$	0.23
アレイケーブル長さ	l_{AC}	0.33
燃料費	$C_{vessel,fuel,i}$	0.18
風車船舶係数 (3.6 MW 以下)	$A_{vessel,WT}$	0.43
風車船舶係数 (3.6 MW 以上)	do.	0.23
支持構造物船舶係数 (3.6 MW 以下)	$A_{vessel,SS}$	0.38
支持構造物船舶係数 (3.6 MW 以上)	do.	0.25
風車設置日数	$T_{install,WT}$	0.41
支持構造物設置日数	$T_{install,SS}$	0.51
施工稼働率	α	0.03

風力発電機コストは、図1(a)に示すように各種報告書³⁾の報告値を基に変動係数を評価した。支持構造物コストは、直径について、文献5)に掲載されている実績値を参照し、図1(b)に示すように、変動係数を評価した。厚み・長さについても同様に行った。



(a) 風力発電機コスト (b) 支持構造物の直径
図1 風車コストと支持物直径の実測値と予測値

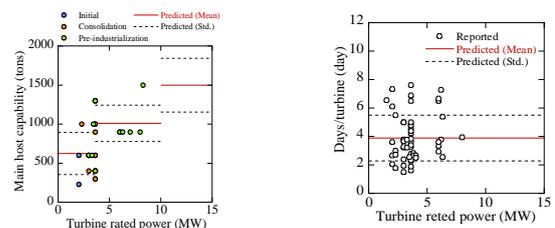
送電ケーブル長さは、図2に示すように、文献6)に掲載されている実績値を参照し、連系点が近い場合と遠い場合について、変動係数を評価した。アレイケーブル長さについても、同様に行った。



(a) 連系点が近い場合 (b) 連系点が遠い場合

図2 送電ケーブル長さの実測値と予測値

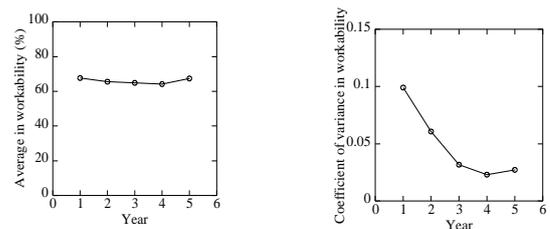
設置費は、文献3)で示されるように、主に施工船の賃料から評価される。設置船の大きさを表す船舶係数は、図3(a)に示すように、文献6)に掲載されている実績値を参照し、変動係数を求めた。また、施工日数は、図3(b)に示すように、文献7)に掲載されている実績値を参照し、変動係数を求めた。支持構造物の船舶係数および設置日数についても、同様に求めた。



(a) クレーンサイズ (b) 設置日数

図3 クレーン・設置日数と風車定格出力との関係

施工稼働率は、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の関係を図4に示す。シミュレーションには欧州のBorsselにおける気象・海象データの予測値を用いた。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。施工稼働率の変動係数は建設年数の関数として用いた。



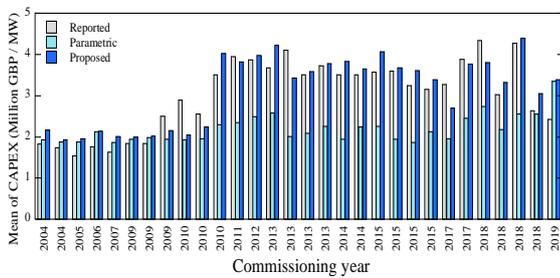
(a) 平均値 (b) 標準偏差

図4 施工稼働率の平均値と変動係数の建設年数による変化

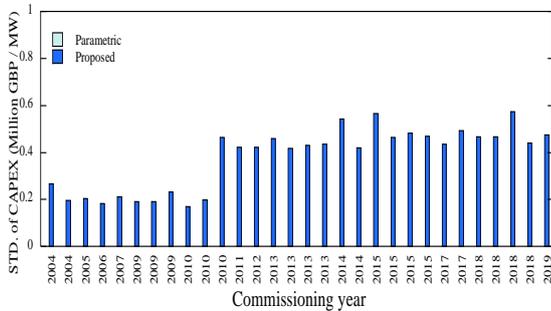
その他、鋼材費に関しては、アメリカ合衆国が公表している物価指数の時系列より、変動係数を評価した。

3. 構築したモデルの検証

本研究で構築した確率エンジニアリングコストモデルを用いて、イギリスで既に運開されている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。評価した建設費の平均値は、図 5(a)に示すように、実績値とよく合致し、発展期にみられた増加と、商用化期にみられる減少をよく表している。一方、従来のパラメトリックモデルは建設費の増減を予測できていない。各発電所で予測された標準偏差は、図 5(b)に示すように、変動係数一定の仮定のもと、平均値と同じ傾向を示す。パラメトリックモデルは標準偏差を評価できないため、0 となっている。



(a) 平均値



(b) 標準偏差

図 5 各発電所の建設費の実績値と予測値との比較

図 6 には 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、式(5)~(8)で評価される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評価した。

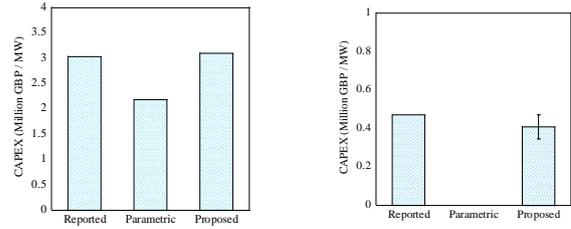
$$\mu_{actual} = \frac{\sum x_{actual,i}}{N_{farm}} \quad (5)$$

$$\mu_{model} = \frac{\sum x_{model,i}}{N_{farm}} \quad (6)$$

$$\sigma_{actual} = \sqrt{\frac{\sum (x_{actual,i} - \bar{x}_{model,i})^2}{N_{farm}}} \quad (7)$$

$$\sigma_{model} = \sqrt{\frac{\sum (x_{model,i} - \bar{x}_{model,i})^2}{N_{farm}}} \quad (8)$$

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、従来のパラメトリック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。



(a) 平均値

(b) 標準偏差

図 6 建設費の実績値と予測値との比較

4. 日本のコスト低減シナリオの評価

構築したエンジニアリングモデルを用いて、日本の発電コストの低減シナリオを評価するとともに、2021 年に実施された入札の結果を分析した。

発電コストの低減シナリオの評価手法は、文献 3) に示される既往研究に基づく。ベースラインは、調達価格等算定委員会の買取価格上限 29 円/kWh を評価した際の資料 8) を基にして定めた。フェーズ 1 は、洋上風力用建設船による施工の効率化を考慮した。国内では、洋上風力用建設船の建設が発表されており、2022 年に完成されている。フェーズ 2 は、既に発表されている 15MW 風車設置による MW あたりコストの低減を考慮した。撤去費は国の資料 8) に基づき、建設費のうち設置費の 7 割として評価した。フェーズ 3 は、陸上風力での経験を参考に O&M の効率化による O&M 費の低減を考慮した。表 2 には、設定したシナリオに基づいてコストモデルにより評価した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示す。

また、入札の結果を分析するため、各フェーズにおける運開年と内部収益率 (IRR) を仮定し、表 2 の結果を基に、供給価格を予測した結果を表 3 に示す。ここで、運開年が早いほどリスクが大きく内部収益率を大きくとると仮定している。入札において、「秋田県由利本荘市沖」および「秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖」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、表 2 で定めた各フェーズに対応させ、平均値と標準偏差を評価した。入札における実績値とモ

表 2 洋上風力発電のコスト低減シナリオに基づき予測した発電コストの平均値と標準偏差

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	風車大型化	O&M の効率化
CAPEX (Yen/kW)	51.2	38.0	33.2	26.7
OPEX (Yen/kW/yr)	1.84	1.84	1.84	1.40
DECEX (Yen/kW)	20.2	11.0	8.0	3.5
年経費率 (%)	6.12	6.12	6.12	6.12
運転年数 (Year)	20	20	20	20
利用可能率 (%)	95	95	95	97
設備利用率 (%)	33.2	33.2	33.2	33.9
発電コスト (Yen/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

表 3 洋上風力発電のコスト低減シナリオに基づき予測した供給価格の平均値と標準偏差

	現状	フェーズ 1	フェーズ 2	フェーズ 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

デルによる予測値を比較した結果を図 7(a)に示す。棒グラフは平均値、エラーバーは標準偏差を示す。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。

また、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および千葉県洋上ウィ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 としたときの千葉県サイトの供給価格との比率を評価し、図 7(b)に示し、提案モデルによる予測値を実績値と比較した。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。

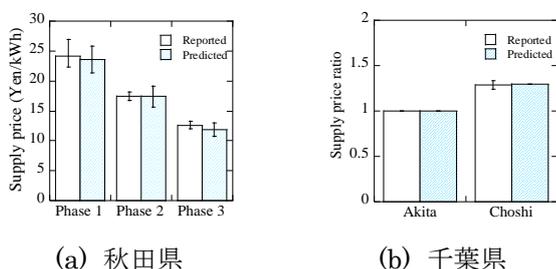


図 7 入札による供給価格の実績値と予測値

5. まとめ

本研究では、確率エンジニアリングコストモデルを提案すると共に、それを用いて洋上風力発電所のコストを分析し、以下の結論を得た。

1. 確率エンジニアリングコストモデルを提案し、欧州における実績値により、コスト要素の変動係数を欧州における実績値を用いて評価した。

2. 提案したエンジニアリングモデルにより評価された建設費の平均値と標準偏差は、2019 年までに運開したイギリスの洋上風力発電所の建設費の実績値とよく一致すること示した。

3. 提案モデルを用いて、日本における着床式洋上風力発電所のコスト低減シナリオを評価するとともに、2021 年度の入札結果を分析し、開発フェーズと供給価格との関係を明らかにした。

謝辞

本研究は「次世代エネルギーインフラの創成」社会連携講座の研究の一部として行われた。関係者の皆様に謝意を表す。

参考文献

- 1) 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会, 洋上風力産業ビジョン (第 1 次) 概要, 2010.
- 2) European Environmental Association, Europe's onshore and offshore wind energy potential, 2009.
- 3) 菊地由佳, ジラウオンサパン・ピッチャボン, 石原孟: エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上風力発電所のコスト評価に関する研究, 第 43 回風力エネルギー利用シンポジウム, 2021
- 4) Ionaou, LCOE uncertainty Ioannou A, Angus A, Brennan F. Stochastic Prediction of Offshore Wind Farm LCOE through an Integrated Cost Model. Energy Procedia 2017;107:383-9. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.180>.
- 5) V. Negro, J.S. López-Gutiérrez, M.D. Esteban, P. Alberdi, M. Imaz, J.M. Serraclara, Monopiles in offshore wind: Preliminary estimate of main dimensions. Ocean Eng 2017;133:253-61. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.02.011>.
- 6) 4C Offshore, Offshore wind farm online database, 2021.
- 7) R. Lacal-Arántegui, J.M. Yusta, J.A. Domínguez-Navarro, Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. Renew Sustain Energy Rev 2018; 92:133-45.
- 8) 第 59 回調達価格等算定委員会, 資料 1-2, 2020.
- 9) 経済産業省, 「秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖」、「秋田県由利本荘市沖」、「千葉県銚子市沖」における洋上風力発電事業者の選定について, 2021. <https://www.meti.go.jp/press/2021/12/20211224006/20211224006.htm>