

NEDO再生可能エネルギー分野成果報告会2025 プログラムNo.1-2

我が国における洋上ウィンドファーム等の 事業性に関する調査

発表：2025年7月17日

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

発表者名 今村 博

*団体名 (株) ウインドエナジーコンサルティング

問い合わせ先 E-mail : info@jwinc.co.jp

◆ 背景

- 2019年度の「着床式洋上ウィンドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）」において、我が国の洋上風力発電の発電コストを詳細に把握するため、国内の全海域を対象に、気象・海象条件、水深・離岸距離等の観点から、着床式洋上風力の事業性に関して有望海域を面的に明らかにする事業性評価マップを作成、2022年度には、欧州の最新の情報を基に新たなコスト算定モデル（以下、NEDOモデル）を作成し、事業性評価マップを更新した。
- 国内外の洋上風力の開発が進み、最新情報を用いて、我が国の洋上ウィンドファーム等の事業性評価手法の見直しおよび精度向上を行うことができる状況にある。
- 浮体式洋上風力の普及を見据え、洋上風力の設置場所はEEZに拡大することが検討されている。

◆ 目的・実施内容

- 本調査では、2022年度に作成した着床式及び浮体式洋上風力発電用のNEDOモデルについて、最新のデータに基づいて更新する。更新頻度については必要性を判断して決定する。

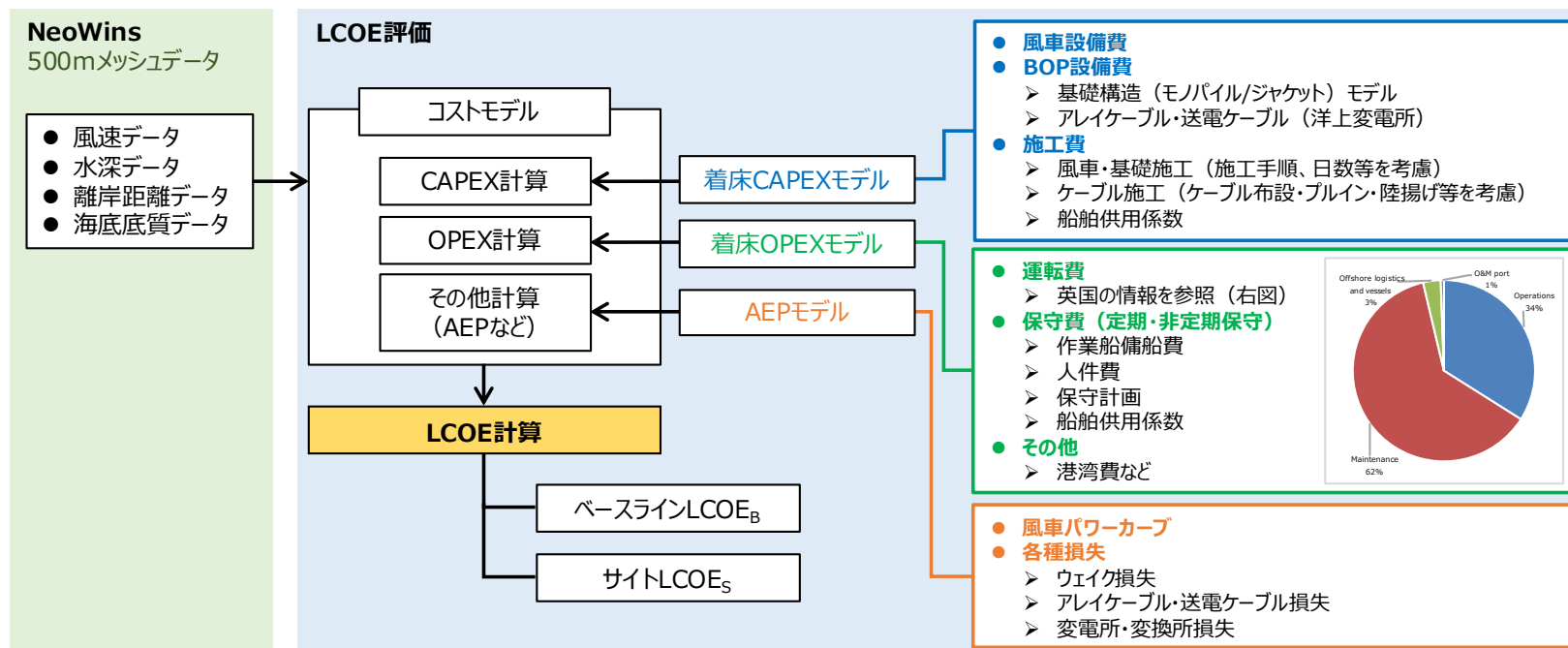
実施内容・目標

項目	実施内容	目標
着床式洋上風力のNEDOモデルの更新	● 2019・2022年で作成した事業性評価に用いたNEDOモデルの更新 ※ NEDOモデルは、「現在の欧州並みのインフラ等が整備された将来の日本を想定」する。NEDOで実施した従来の検討方針により更新する。IRR、物価指数等は考慮しない。	● 洋上風力の公募時期に合わせて評価モデルを更新 ※ 更新頻度については必要性を判断して決定する。
浮体式洋上風力のNEDOモデルの更新	● 2022年で作成した事業性評価に用いたNEDOモデルの更新	● 洋上風力の公募時期に合わせて評価モデルを更新

◆ 着床式洋上風力のNEDOモデルの更新

- 2022年度のNEDOモデル(ベースラインはモノパイル式基礎[※])に対して、下記6項目の更新を想定
 - ① ジャケット式基礎モデルの更新（現行モデルはモノパイル基礎のエンジニアリングモデルに補正係数を乗算）
 - ② 施工モデルの更新
 - ③ 最新の文献・情報を基にCAPEX算定モデルの更新・検証
 - ④ 最新の文献・情報を基にOPEX算定モデルの更新・検証
 - ⑤ AEP（推定年間発電量）算定モデルの更新
 - ⑥ その他
- 国内外の最新（主に2020年以降）の文献・情報（専門家へのヒアリングを含む）を参考とし、モデル検証には信頼性ある海外データベース（4C Offshore等）を参照。

※ モノパイル式基礎は国内外で主要な基礎形式であり、実績データが豊富であるため。

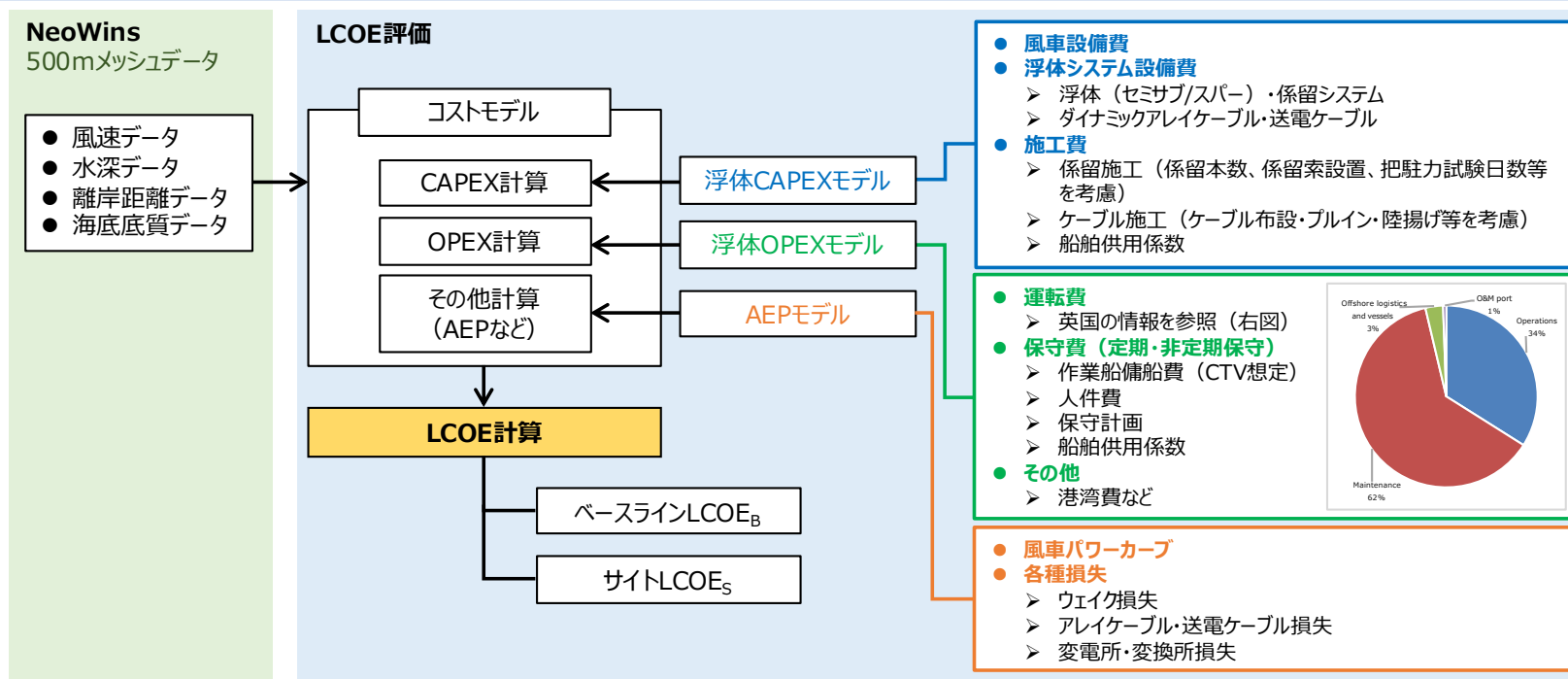


着床式洋上風力NEDOモデルの概要

◆ 浮体式洋上風力のNEDOモデルの更新

- 2022年度のNEDOモデル(ベースラインはセミサブ式基礎[※])に対して、下記6項目の更新を想定
 - ① スパー式基礎コスト算定モデルの追加
 - ② 係留施工モデルの更新
 - ③ 最新の文献・情報を基にCAPEX算定モデルの更新・検証
 - ④ 最新の文献・情報を基にOPEX算定モデルの更新・検証
 - ⑤ AEP（推定年間発電量）算定モデルの更新
 - ⑥ その他
- 国内外の最新（主に2020年以降）の文献・情報（専門家へのヒアリングを含む）を参考とし、モデル検証には信頼性ある海外データベース（4C Offshore等）を参照

※ セミサブ式をベースとしているのは、スパー式と比べて喫水が浅いため、適用水深の範囲が広いことからベースとしている。2024年の検討において、ベースラインwindファームの水深を176mとしたため、15MW風車用の浮体としてスパー式基礎も適用可能と判断される。



浮体式洋上風力NEDOモデルの概要

◆ ベースラインウィンドファームの定義

- 本調査では、2019・2022年の検討において、LCOEを相対比較するためにベースラインウィンドファームを設定。
- 2019・2022年検討ではウィンドファームの規模は 350MW程度。
- 大規模化を見据え、例えば着床式は500MW、浮体式は1GWとすることが考えられる[※1]。
- また、風車サイズは9.5MW機としていたが、大型化に対応して15MW機とすることが考えられる。
- 設備利用率は、事業性確保の観点から、着床式は30%に、また、浮体式は諸外国の状況も考慮し、41%程度とすることが考えられる。
 - 浮体式について、大型化する風車規模を考慮し、設備利用率は、「水深・離岸距離・風速に関する参考データ」による検討から、諸外国プロジェクト・国内海域情報を鑑み、年平均風速を考慮。
- 国内海域毎の施工日数を考慮する代表値として、国内の船舶供用係数の中央値2.05を採用。

ベースラインウィンドファームの定義

項目		ベースラインウィンドファーム			備考
		着床式	浮体式	2019・2022	
出力	[MW]	495 (15MW×33基)	990 (15MW×66基)	342[※2] (9.5MW×36基)	● 浮体式については、洋上風力のEEZ展開へ向けた論点を踏まえた[※1]
設備利用率	[%]	30	41	30	● 正味設備利用率(各種損失含む)。 ● 着床式の設備利用率は、発電コストワーキンググループ[※3]では、足元のモデルプラントとして、2019年度までの着床式の調達価格・基準価格における想定値を用いるとしており、30%を維持。 ● 浮体式の設備利用率は、諸外国の状況と日本の海域情報を考慮し、15MW風車のパワーカーブ及び稼働率95%を用いて算出した値。
水深	[m]	30	176	30	● 着床式は、水深30m以浅において事業性が高いと考えられるため、前回想定を維持。 ● 浮体式は、諸外国のプロジェクトの多くが水深250mまでの水域で実施されていること等から、平均水深の176mに設定。欧米では水深1000mを超えるプロジェクトの計画も存在することから、水深500m1000mも参考値として示すことを検討する。
離岸距離	[km]	5	31	5	● 着床式は国内促進海域を参考に5km、浮体式国内の海域条件や諸外国のプロジェクトを考慮の上設定。

※1 エネ庁、洋上風力のEEZ展開へ向けた論点、2023/11/15。

※2 エネ庁、港湾局洋上風力促進小委員会（第2回）：資料2「再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定について」、2019/1/30。

※3 エネ庁、第2回 発電コスト検証ワーキンググループ、資料2「再生可能エネルギー」2024/8/16。

◆ 2019・2022年の前提条件

- 前提条件は基本的に発電コスト検証WGを参考にしている。
- なお、NEDOモデルは英国のデータベースを使用しているため、英国ポンドを円換算している。

◆ 2024年版変更点

- 運転維持費は2019・2022年モデルでは固定値だったところ、海域毎の自然条件を元に算定する式に変更(OPEX算定モデル参照)。
- 2024年モデルでは、過去10年間の平均為替レートを使用し、為替変動が算定結果に与える影響について評価できるようにする。

- LCOE算定のためのコストモデルは、日本における実績が限られていることから、主に欧州のデータを参照して検証されている。このため、本コストモデルにより算定されるコストは、洋上風力のサプライチェーン及びインフラが整備された現在の欧州市場を想定している。日本の環境条件(水深、離岸距離、船舶供用係数等)については考慮可能なモデルとしている。
- 欧州の現状のインフラは、開発から撤去までのライフサイクルに対するサプライチェーン、及び洋上風力発電設備の設置に適した、地耐力が高く、水深の深い岸壁、広い背後ヤードを持つ港湾を想定している。
 - 洋上風力のライフサイクル全体におけるサプライチェーンは欧州に集中している。また、洋上風力の導入量の拡大、風車の大型化を背景に、導入が進む欧州、アジア、アメリカの港湾においても、風車資機材の生産拠点の整備・計画が進展している。

LCOE算定のための設定条件

項目		ベースライン ウィンドファーム案	発電コスト検証WG[*1]	備考
割引率	[%]	3	3	● 欧州は2%(2019年Carbon Trustヒアリング)。 ● 発電コスト検証ワーキングでは、IRRは別建てとしており、10%を仮定している。
物価上昇率	[%]	0	-	● 欧州は2%(2019年Carbon Trustヒアリング)。 ● 物価上昇率は考慮しない。
稼働期間	[年]	20	20、25	● 発電コスト検証WGの数値を参考に採用
保険料 (建設中)	[%]	建設費の3%[*2]	-	● 建設期間中の保険料。建設費は設備費と設置費の合計。運転開始後の保険料は運転維持費に含む。 ● 建設中の保険は建設費の内数として含まれる場合が多い。
固定資産税	[%]	1.4	1.4	● 発電コスト検証WGの数値を採用
撤去費		施工費+輸送費 の70%[*3]	建設費の5%	● 発電コスト検証WGでは、OECD/IEAの試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用[*1]
撤去期間	[年]	2	1	● 案はCarbon Trustヒアリング
運転維持費	[万円/kW]	海域毎に算定	2.25	● 2019・2022年モデルでは、0.97万円/kW (1ユーロ=127円換算) に固定 ● 2024年モデルは、海域毎に算定するモデルに変更

*1 第2回 発電コスト検証ワーキンググループ:資料1 2024年発電コスト検証WGの進め方(案)、2024年8月16日

*2 エネ庁・港湾局洋上風力促進小委員会(第2回):資料2「再エネ海域利用法に基づく促進区域の指定について」、2019年1月30日

*3 Eva Topham, David McMillan, "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm", Renewable Energy 201(2017)470-480.

◆ AEPの算定

- 8、10、12及び15MW風車のパワーカーブを選択可（図1及び表1参照）
 - 実機風車及び研究用参照風車等[※1～3]を参照した。
 - 年間風速出現頻度はレイリー分布を仮定。
- 各種損失の仮定：風車効率、ウェイク損失、送電損失（表2参照）
- 稼働率はOPEXモデルで算出するダウンタイムを稼働率に反映。

※ 公開されている文献からパワーカーブを作成。

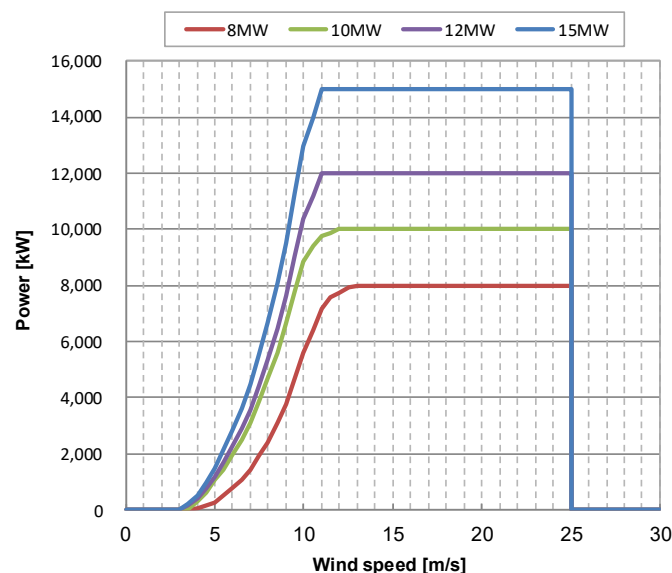


図1 AEP算定に用いる風車パワーカーブ [※1～3]

表1 風車の主な仕様

風車	ロータ径 [m]	ハブ高 [m]	カットイン 風速[m/s]	定格風速 [m/s]	備考
8MW	164	100	4.0	13.0	Siemens社[※1]
10MW	205	125	3.5	12.0	IEA[※2]
12MW	222	136	3.5	11.0	NREL[※3]
15MW	240	150	3.5	11.0	NREL[※3]

表2 AEP算定のための効率・損失

項目	数値[%]	備考
稼働率	ダウンタイム考慮	OPEXモデルによるダウンタイムから算出
送電損失	ケーブル容量別に 設定	欧州・日本のデータを参考に決定。ケーブルコスト 算定モデル参照
ウェイク損失	10.0	欧州のデータを参考に決定
各種損失	3.0	仮定

※1 Wind Powerデータベース (<https://www.thewindpower.net/>)

※2 <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-10.0-198-RWT>

※3 <https://www.researchgate.net/publication/351522553>

◆ NEDOモデルを資料[※1・2]等を参考に更新し、最新の情報(2022～2023年)により精度検証を実施

- CAPEX算定モデルは、文献等[※1]を参考にして、実績/FSデータを用いた回帰分析を基に定式化している。基礎(モノパイル)等については資料[※2]の算定モデルを参考にしている。

大項目	項目		説明	備考・更新内容等	スライド
CAPEX	風車		● 定格出力に対する1次式で算定	● 最新のデータを基に式を改定	①
	基礎	モノパイル	● モノパイル重量×鋼材単価（製作費含む）	● 変更なし	②
		ジャケット	● ジャケット重量×鋼材単価（製作費含む）	● ジャケットコスト算定式追加	③
	電力ケーブル	アレイケーブル	● アレイケーブル長×長さあたり単価×本数	● ケーブル単価のアップデート	④
		エクスポートケーブル	● エクスポートケーブル長×長さあたり単価×本数	● ケーブル単価のアップデート ● エクスポートケーブルは揚陸点までの距離	④
	変電所		● 陸上及び洋上変電所	● 離岸距離55km以上で洋上変電所考慮	
	施工	基礎 風車 サブステーション アレイケーブル エクスポートケーブル	以下の作業にかかる日数×傭船費＋回航費で施工費を算定 ① 基礎・風車：基地港→SEP船で輸送→基礎施工→風車施工 ② サブステーション：基地港→SEP船で輸送→基礎施工→サブステーション施工(日本では考慮しない) ③ アレイケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設（敷設・引込） ④ エクスポートケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設	● モノパイル式及びジャケット式基礎それぞれで施工日数を考慮 ● 使用船舶の回航費及び傭船費をアップデート	⑤ ⑥
	港湾費		● MW当たりの費用	● 変更なし	
	その他		● MW当たりの費用	● [※1]を参考にした陸上変電所施工費、陸上ケーブル施工費、ロジスティクス、海洋工事安全（HSE）管理などの費用	
OPEX	運転保守	運転 定期保守 非定期保守	● 運転費は英国WF情報を参照 ● 定期保守費は工程、CTV傭船費を考慮 ● 要素の故障率、工程、傭船費を考慮	● 運転保守費固定値→故障率、海域情報を考慮して算定	⑦
AEP	AEP	パワーカーブ 損失 稼働率	● 風車パワーカーブ、風速出現頻度よりグロスAEPを算定 ● 各種損失、稼働率からネットAEPを算定	● 稼働率は風車ダウンタイムを考慮	AEP ⑧

AEP : Annual Energy Production、SEP : Self Elevation Platform、CLV : Cable Laying Vessel

※1 Guide to an Offshore Wind Farm (<https://guidetoanoffshorewindfarm.com/>)

※2 Yuka Kikuchi, Takeshi Ishihara, Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model, Applied Energy 341, 2023.

◆ 風車設備費：WTC

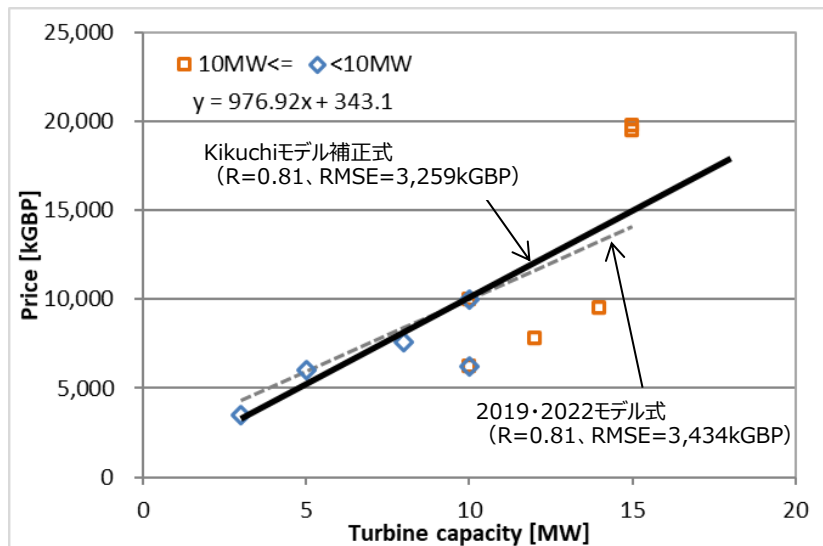
- 定格出力に対して風車設備費を算出（参照データをアップデート）
- 風車設備費は高騰しているデータ[※1、2]もあるが、他の民間調査では2022年をピークに現在は低下傾向にあるとのデータがある。
 - 足下の風車コストは数年前の風車価格高騰の影響が否めないものの、当該足下の風車コストデータを含めても、Kikuchi & Ishiharaの風車費用算定モデル(NEDOモデルで参考にした2014年モデルの更新版)[※3]を参考にした回帰式の当てはまりが良いことから、当該回帰式を採用する。

$$WTC = (977.01 * Pr + 345.09) * 1000 * N$$

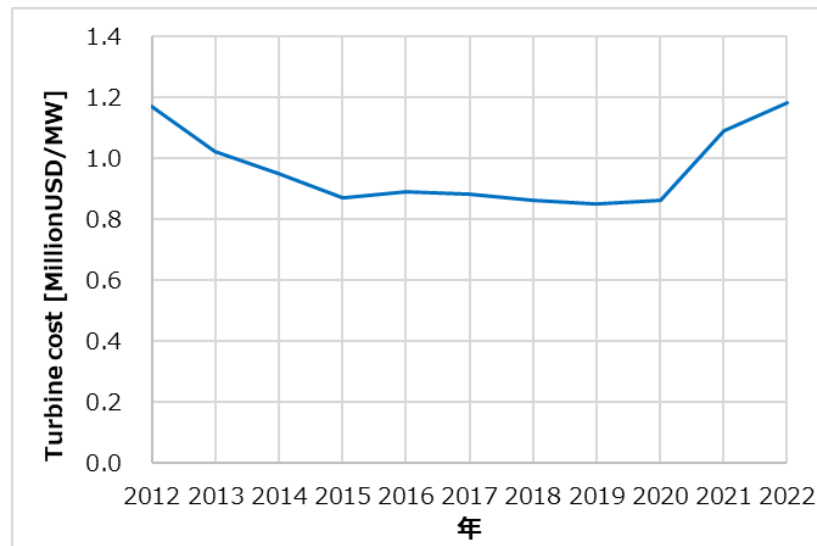
Pr : 風車定格出力 [MW]

N : 風車基数

- 2019・2022モデル：WTC = (811.5 * Pr + 1897) * 1,000 * N （Kikuchi & Ishihara [2014] モデル）



風車コスト（ソースは次スライド）



風車価格の推移 [※1]

※1 <https://www.energymonitor.ai/renewables/data-insight-the-cost-of-a-wind-turbine-has-increased-by-38-in-two-years/>

※2 <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/vestas-hikes-wind-turbine-prices-to-highest-in-last-decade-71615845>

※3 Kikuchi & Ishihara, Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model, Applied Energy 341 2023.

◆ モノパイル基礎費：SSC_{mp}

- 参考にした式[※1・2]を欧州データ（4C Offshore、11MW機まで）を使用して修正→欧州実績とNEDOモデルの比較：相関係数は0.8以上

➢ 風車の大型化にともない、モノパイル径Dssの算定式は最新データ※を基に式を修正

➢ モノパイル厚みTssは、最大0.2mに設定[※4]

$$SSC_{mp} = \pi * Dss * Tss * Lss * PsRate * \rho * N$$

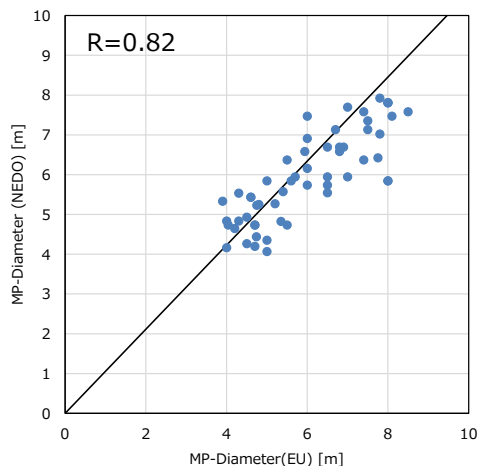
$$\text{モノパイル径} : Dss = \max(0.0003 * Dph^2 + 0.0627 * Dph + 3.9687, 4) + 0.028 * Dph - 0.266$$

$$\text{モノパイル厚} : Tss = \min((0.7177 * Dph + 50.609) * (Pr/10)^{0.5} / 1000, 0.2)$$

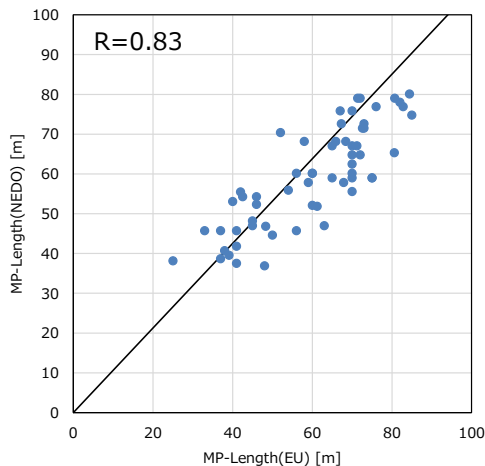
$$\text{モノパイル長} : Lss = -0.0032 * Dph^2 + 1.3126 * Dph + 31.699$$

Dph：水深[m]、N：風車基数、Pr：風車定格出力[MW]、ρ：鋼材密度[kg/m³]

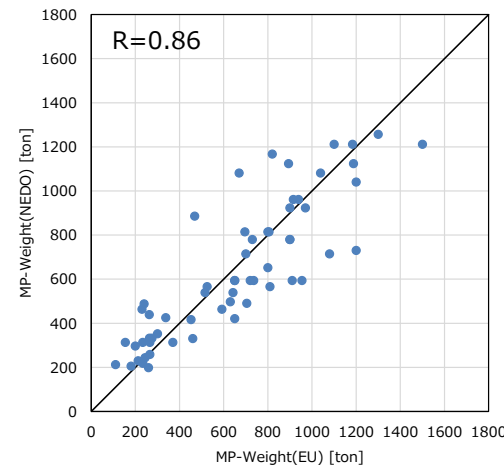
※ 4COffshoreデータベースによると、将来は50mを超える水深用にモノパイル径は10mを超えることが予測されている。DSS右辺の下線の項は、文献[※1]の式の水深に対する補正項。



モノパイル径の比較（EU-NEDO）



モノパイル長さの比較（EU-NEDO）



モノパイル重量の比較（EU-NEDO）

※1 Kikuchi & Ishihara, Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model, Applied Energy 341 2023.

※2 V.Negro, et al., Monopiles in offshore wind: Preliminary estimate of main dimensions, Ocean Engineering, 133, 2017.

※3 <https://www.deme-group.com/news/monopile-installation-completed-arcadis-ost-1-offshore-wind-farm>

※4 McWilliam, et al., Conceptual monopile and tower sizing for the IEA Wind Task 37 Borssele reference wind farm, EERA DeepWind'2021.

◆ ジャケット式基礎費 : SSC_jkt

- 国内外情報[※1～3]を基にした回帰式
 - 国内外24プロジェクトのジャケット及びピンパイル重量情報を整理
 - ジャケット重量は文献[※1]を参考に7MW以上のデータによる回帰式、及びピンパイル重量[※3]からコストを算定

ジャケット式基礎費 : $SSC_jkt = c_j * W_j + c_p * W_p$

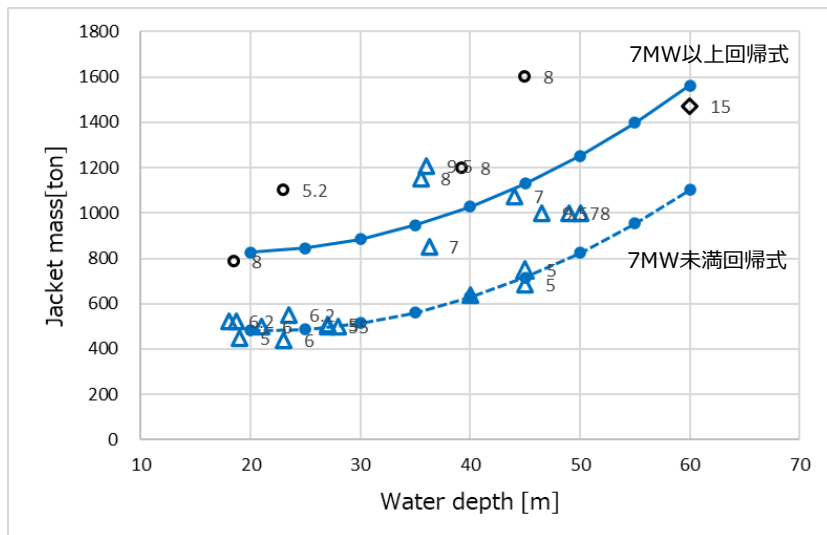
ジャケット式基礎重量 : $W_j = 0.4172 * Dph^2 - 14.958 * Dph + 958.437$

ピンパイル重量 : $W_p = (1.8638 * Dph + 37.366) * np$

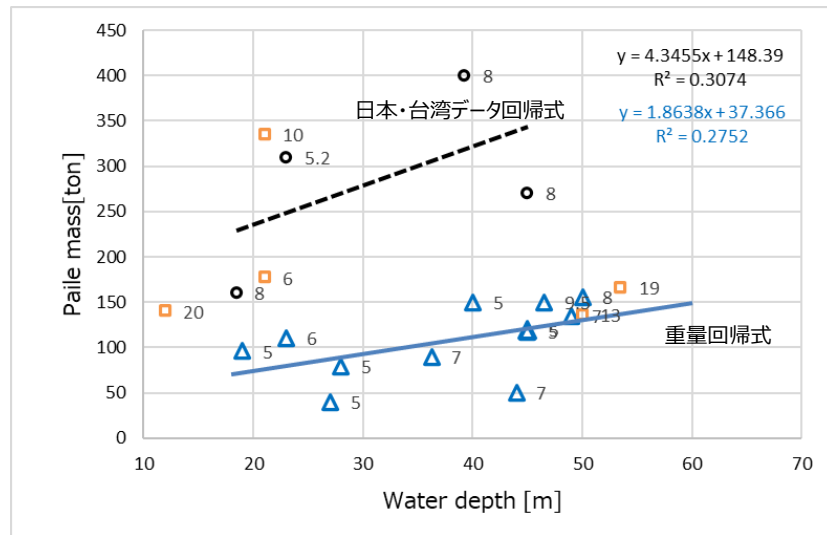
c_j : ジャケット基礎鋼材単価[※2] (4,216GBP/ton) Dph : 水深 [m]

c_p : ピンパイル鋼材単価[※2] (1,860GBP/ton) np : 1基礎当たりのパイル数[本/基礎]

※図中のドットの色は「国内外のジャケット式基礎データ」表 (P22, 23) の文字色に対応、数字は風車サイズ



ジャケット式基礎の水深と重量
(図中の数値は風車MW、データソースは次スライド)



ピンパイルの水深に対する重量
(図中の数値は風車MW、データソースは次スライド)

※1 Hensel et al., Development of a technology type factor for jacket structures for offshore wind turbines in Rhode Island, 2012

※2 DNV, COST AND PERFORMANCE DATA FOR OFFSHORE HYDROGEN PRODUCTION, 2023

※3 Maness, NREL Offshore Balance-of System Model, NREL/TP-6A20-66874, 2017.

◆ アレイケーブル・エクスポートケーブル設備費：ACC・ECC

- 風車径の7倍の間隔で配置したベースラインwindファーム(下図)を仮定し、アレイケーブル長を求め、ケーブル長×ケーブル単価によりケーブル設備費ACCを算定。ケーブル単価は選択可。
- 洋上windファームから陸上変電所までの距離×ケーブル設備費によりエクスポートケーブル設備費ECCを算定。ケーブル単価は選択可(ベースラインwindファームは66kVを想定)。

アレイケーブル費 : $ACC = C_{ac} * L_{acc}$

アレイケーブル長 : $L_{acc} = (N+2) * DWT$

エクスポートケーブル費 : $ECC = C_{ec} * DTC * N_{ec}$

C_{ac} : アレイケーブル単価(ベースラインは66kV)

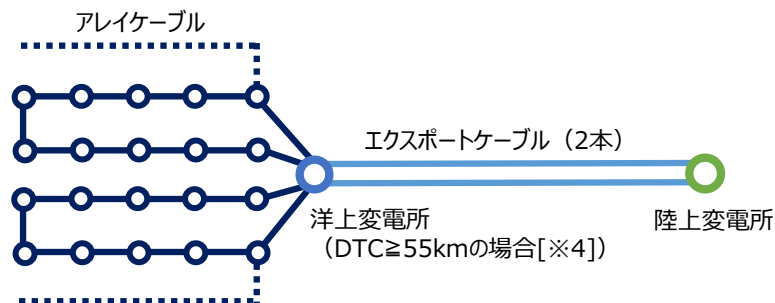
C_{ec} : エクスポートケーブル単価(66kV)

DWT : 風車間距離 [km] = $7D$ (D : 風車径)

DTC : 離岸距離(エクスポートケーブル長)[km]

N : 風車基数

N_{ec} : エクスポートケーブル本数



アレイケーブル・エクスポートケーブルレイアウト

スタティックケーブル単価・損失

電圧	GBP/m	Loss factor [%/km]
33kV	300[※1]	0.0068%[※2]
66kV	790[※1]	0.0030%[※2・3]

※1 corewind, D3.1 Review of the state of the art of dynamic cable system design, 2020.

※2 Liang et al., Levelized cost of energy analysis for offshore wind farms – A case study of the New York State development, 2021.

※3 Anne Thyssen, Wind power plants internal distribution system and grid connection A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66kV, 2015.

※4 Yuka Kikuchi, Takeshi Ishihara, Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model, Applied Energy 341, 2023.

◆ 風車・基礎施工費：Icsub

- 施工船の回航費、傭船費及び施工日数を用いて算出
- 施工日数は海域毎の船舶供用係数（WDF）を考慮

基礎施工費：Icsub = Fyr,sub*2*Cmob,sub + Cvessel,sub*(Ttrans,sub + Tinstall,sub)*WDF+Co,sub

風車施工費：ICwt = Fyr,wt*2*Cmob,wt + Cvessel,wt*(Tinstall, wt + Ttrans1,wt)*WDF

$Ttrans,sub = (DBP/Vld + DBP/Vul) / 1.852 / 24$

$Fyr,sub = ROUNDUP((Ttrans,sub + Tinstall,sub) / (365/WDF), 0)$

Co,sub : 基礎施工その他の費用 [£]

Cmob,sub/wt : SEP船回航費 [£]

Cvessel,sub/wt : SEP船傭船費 [£]

Fyr,sub : 風車・基礎工事を実施する年度数

Tinstall,sub : 基礎施工日数

Ttrans,sub : 基礎輸送日数

Tinstall,wt : 風車施工日数

Ttrans,wt : 風車・基礎輸送日数

DBP : 基地港から設置サイトまでの距離 [km]

WDF : 船舶供用係数（スライド36）

データ[※1～3]

使用データ		備考
輸送日数	個別 [日]	船の種類別に輸送速度を算定
回航費（基礎）	868,000 [£ /船/片道]	
回航費（風車）	1,240,000 [£ /船/片道]	
傭船費（JUV）	173,600 [£ /日]	
傭船費（風車施工船）	248,000 [£ /日]	
基礎（MP）施工日数	3.6 [日/基礎]	[※1]
基礎（JKT）施工日数	7.1 [日/基礎]	[※1]
風車施工日数	2.3 [日/基礎]	[※1]
船舶供用係数	1.65～3.70 [-]	欧州は1.50[※3]

施工船速度 [※2]

船	輸送速度（積載時） Vld[knots]	輸送速度（非積載時） Vul[knots]
Large jack-up vessel	3	10
Cable-laying vessel	9	14
CTV	20	20

※1 Roberto Lacal-Arántegui, et al., Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019.

※2 Jorick Tjaberings, Evaluating operational strategies for the installation of offshore wind turbine substructures, Renewable and Sustainable Energy Reviews 170, 2022.

※3 MUHaBle, et al., Weather Down Time Analysis for Offshore Wind Farm Installations, 2016.

◆ ケーブル施工費：ICcable

- ケーブル敷設船の回航費、傭船費及び施工日数を用いて算出
- 施工日数は海域毎の船舶供用係数を考慮

$$ICcable = Fyr,cable * 2 * Cmob,cable + Cvessel,cable * (Tinstall,cable + Ttrans,cable) * WDF + Co,cable$$

$$Fyr,cable = ROUNDUP((Ttrans,cable + Tinstall,cable) / (365 / WDF), 0)$$

$$Tinstall,cable = Lacc / 0.6 + DTC / 1.6 * Nec$$

$$Ttrans,cable = DBP * (1 / Vld + 1 / Vul) / 1.852 / 24$$

$$Co,cable = (1,000 * (Lacc + DTC) + 8,000 + 10,000) * N * Pr$$

Co,cable : ケーブル施工のその他費用 [£]

Cmob,cable : ケーブル敷設船回航費 [£]

Cvessel,cable : ケーブル敷設船傭船費 [£]

Fyr,cable : ケーブル工事を実施する年度数

Lacc : アレイケーブル長 [km]

Tinstall,cable : ケーブル敷設日数

Ttrans,cable : ケーブル輸送日数

DBP : 基地港から設置サイトまでの距離 [km]

DTC : 離岸距離（エクスポートケーブル長） [km]

N : 風車基数

Nec : エクスポートケーブル本数

Pr : 風車定格出力 [MW]

施工船速度 [※1]

船	輸送速度（積載時） Vld[knots]	輸送速度（非積載時） Vul[knots]
Cable-laying	9	14
Anchor-handling	5	15
Tug boat	5	15

施工に係るパラメータ[※2]

輸送日数	数値	単位・備考
Cmob,cable	555,000	[£ / 船 / 片道]
Cvessel,cable	111,000	[£ / 日]
ケーブル施工（アレイ）	0.6	[km / 日]
ケーブル施工（エクスポート）	1.6	[km / 日]
船舶供用係数	1.65～3.70	

※1 Roberto Lacal-Aránegui, et al., Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019.

※2 Jorick Tjaberinga, Evaluating operational strategies for the installation of offshore wind turbine substructures, Renewable and Sustainable Energy Reviews 170, 2022.

◆ 基礎（モノパイル・ジャケット式）及び風車の施工日数

- 欧州における風車＋基礎施工日数をまとめた文献[※1]を参照(下図、データは次スライド)
 - データの最新年(回帰式中Yr=2018)のデータを使用(欧州のWDFは1.5程度(CarbonTrustヒア、文献[※2]など))
 - 風車施工日数はモノパイル基礎プロジェクトの数値を採用(括弧内はWDF=1.5で割った日数でみなし遅延なし施工日数)

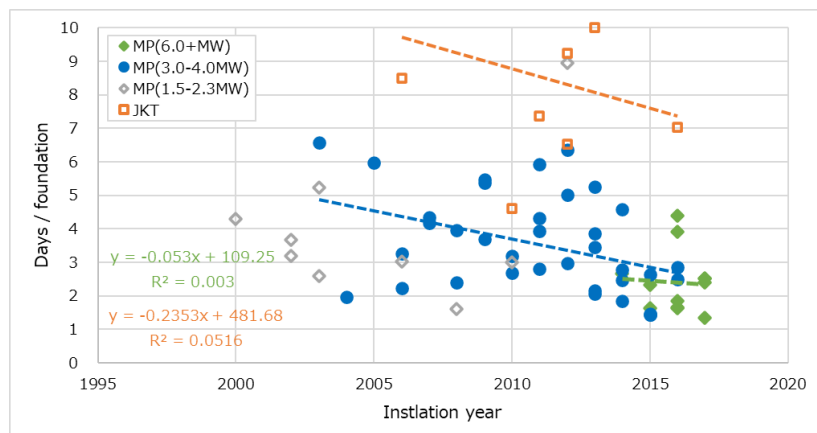
風車(WT)施工日数 : $T_{\text{install,wt}} = -0.0443 \cdot Yr + 92.926 \Rightarrow 3.6 \text{ (2.4) [日/風車]}$

モノパイル式基礎(MP)施工日数 : $T_{\text{install,mp}} = -0.053 \cdot Yr + 109.25 \Rightarrow 2.3 \text{ (1.5) [日/基礎]}$

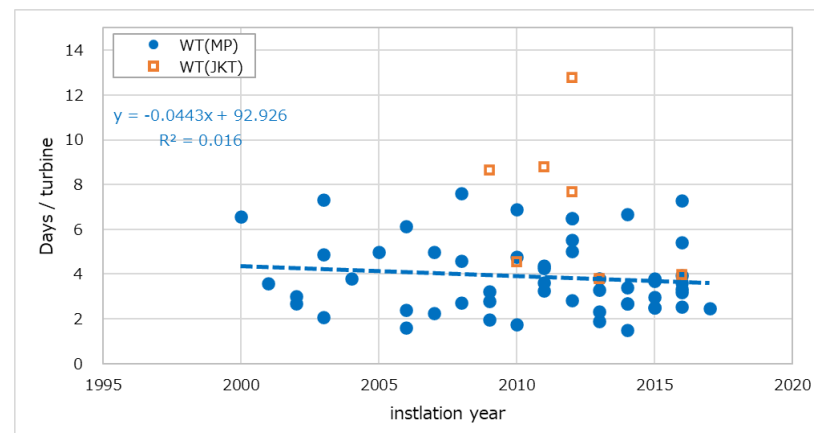
ジャケット式基礎(JKT)施工日数 : $T_{\text{install,jkt}} = -0.2353 \cdot Yr + 481.68 \Rightarrow 7.1 \text{ (4.7) [日/基礎]}$

【補足】

- 施工日数には、荒天等による天候遅延日数を含む。
- 2014～2017年（大型商用機のフェーズ）のモノパイル式基礎施工日数は、2009～2013年と比べ、学習効果により平均4.24日/基礎 $\Rightarrow$ 2.39日/基礎に減少。
- モノパイル式基礎の施工日数（輸送日数は含まない）は水深と離岸距離の影響は大きくなく、ほぼ一定。
- 風車の施工日数は、風車サイズ及び基礎の形式によらずほぼ一定。
- スパー式基礎施工日数(Hywind Scotland) : 1.9 [日/風車] $\cdot$ 1.9 [日/基礎]



基礎（MP、JKT）施工日数の推移



風車施工日数の推移

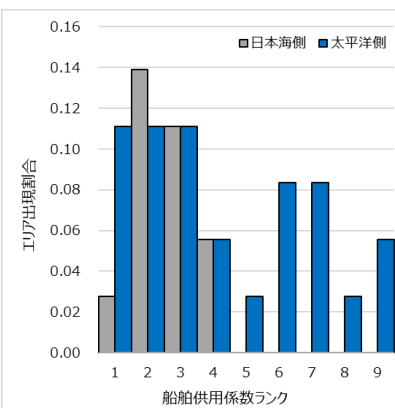
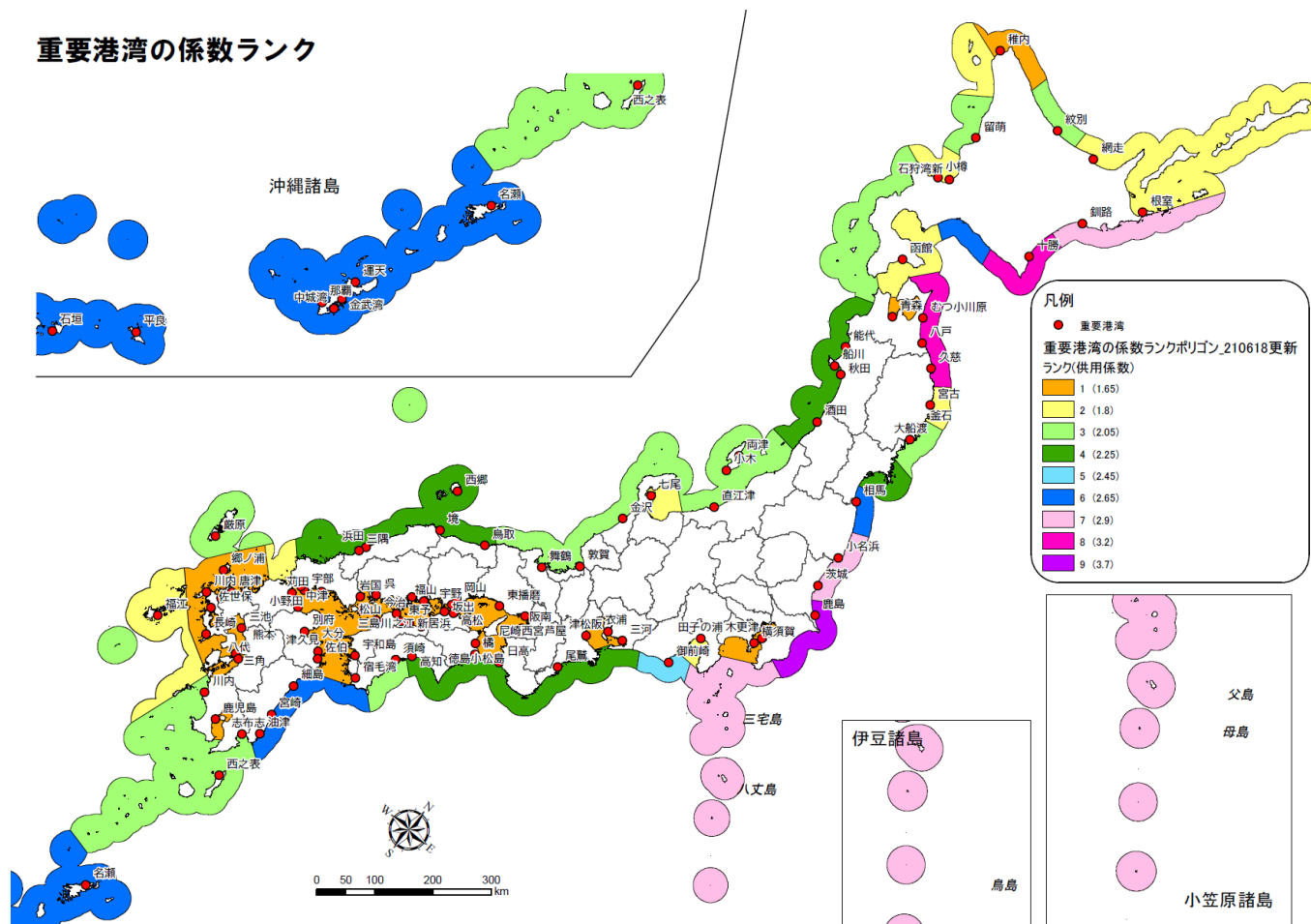
※1 Lacal-Arántegui, et al., Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019.

※2 MUHaBIE, et al., Weather Down Time Analysis for Offshore Wind Farm Installations, 2016.

◆ 船舶供用係数：WDF

- 隣接する重要港湾間を垂直二等分線で区分し、その区間において港湾毎に与えられている船舶供用係数[※1]の最大値をマップ化
- 年間作業可能日数：365日/WDF
- 国内の船舶供用係数に関して、外れ値の影響の少ない中央値は2.05（平均値は2.21）

重要港湾の係数ランク



係数ランクの海域出現割合
(瀬戸内海、島嶼部等を除く)

WDFの平均値
(瀬戸内海、島嶼部等を除く)

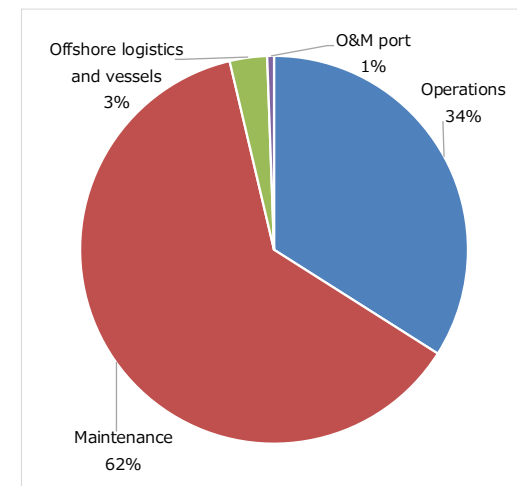
海域	太平洋側	日本海側	全国
平均WDF	2.34	1.95	2.21
中央WDF	2.15	1.93	2.05

※1 日本港湾協会、港湾土木請負工事積算基準、2019.

◆ 定期保守費・非定期保守費・運転費

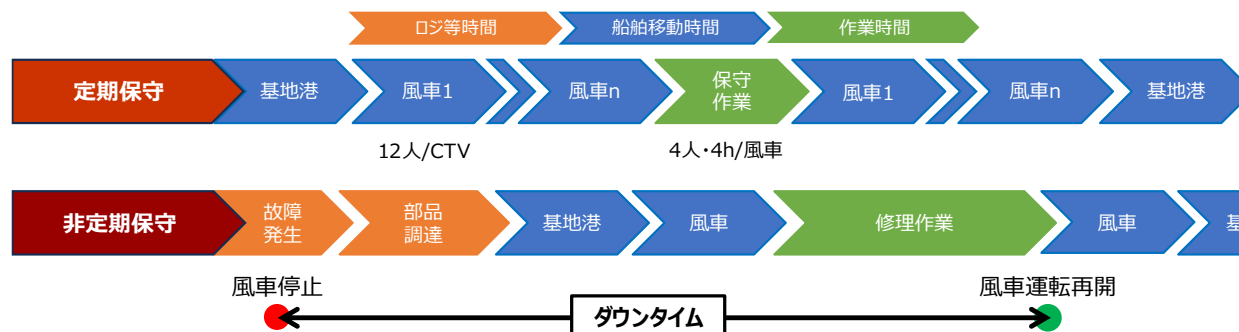
- 0.97万円/kW/年と固定値としていたが、海域情報(離岸距離、WDF等)を考慮
- 定期保守、非定期保守及び運転に係る費用を算定
- 定期保守費：C_sm
 - 年間アクセス可能日数を船舶供用係数WDFに応じて設定
 - 年間アクセス可能日数及び必要保守日数・作業員数から必要なCTVの数を設定
- 非定期保守費：C_cm
 - 着床は起重機船による大規模保守、浮体は港へ曳航して保守(現状はサイト補修を仮定)
 - 風車の故障率[※2～4]から必要とされる故障時間を推定し、費用日数を算定
 - 風車のダウンタイムから算定される稼働率をAEP計算に反映
- 運転費：C_op
 - Guide to Floating Offshore Wind (英国浮体式洋上WFガイド) のデータ (MW当たりの単価) [※1] を参考に算定

$$OPEX = C_{sm} + C_{cm} + C_{op}$$



運転保守費の内訳[※1]

※計算ツールはStrathclyde大のFOWIT等を参考 [※2]



非定期保守の修理カテゴリ

修理カテゴリ	定義
A	修理・クリーニング・交換なし
B	消耗品の修理・交換・クリーニング
C	小部品の交換
D	大部品 (>50ton) の交換
E	ロータ、ナセル、ヨー装置、主軸ベアリング交換 (<300ton)

部品別の故障率・調達時間・故障時間・修理時間

定期保守・非定期保守の工程

※1 Guide to a Floating Offshore Wind Farm (<https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>)

※2 FOWIT (https://www.esru.strath.ac.uk/eande/web_sites/14-15/far_offshore_wind/our_work/our_work_files/pages/the_tool.html#TUT)

※3 J. McMorland et al., Operation and maintenance for floating wind turbines: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 163, 2022.

※4 Carbon Trustヒアリング

◆ 定期保守費：C_sm[£ /年]

- Strathclyde大のFOWIT等[※1～4]を参考に保守費算定モデルを構築
- 年間アクセス可能日数を船舶供用係数WDFに応じて設定
 - 1日当たりの作業可能風車数はCTV1隻あたり最大4機程度を想定
 - 1日当たりの作業時間は12hを想定
- 年間アクセス可能日数及び必要保守日数・作業員数から、ウインドファーム保守に必要なCTVの数を設定
 - 備船費は定期備船契約（船舶＋船員）を想定

$$\begin{aligned}
 C_{sm} &= C_{ctv} + C_t + C_{oil} + C_{ppe} \\
 C_{ctv} &= odoctvpy * noctpy * ctvrate \\
 C_t &= tdrate * odoctvpy * (nocvtpy + 1) * 12 \\
 C_{oil} &= Fcpl * odoctvpy * 24 * noctpy \\
 C_{ppe} &= ppept * (nocvtpy + 1) * 12 * 0.5
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 codoctvpy &= odoctvpy * noctpy \\
 odoctvpy &= \text{roundup}(N / \text{nowtpd} / \text{noctpy}, 0) * 12 \\
 \text{nowtpd} &= \text{IF}(\text{toampwt} / 5 < 4, 3, 4) \\
 \text{noctpy} &= \text{roundup}(\text{tdst} / \text{nowtpd} / 365 / \text{WDF}, 0) \\
 \text{toampwt} &= \text{roundup}(12 - 2 * \text{tdst} - \text{toawt} - 1, 0)
 \end{aligned}$$

C_ctv	: CTV年間総備船費[£ /年]	N	: 風車基数
C_t	: 作業員費[£ /年]	noctpy	: 年間使用CTV数
C_oil	: CTV燃料費	nowtpd	: CTV一隻・1日当たりの保守可能風車基数
C_ppe	: 作業員用具費	toampwt	: 一日あたりの風車保守可能時間（作業員1日当たりの作業可能時間、休憩時間、移動時間を考慮）
cdoctvpy	: CTV1隻あたりの年間稼働日数	ppept	: 作業員用具費（2年おきに交換）
ctvrate	: CTV備船費日単価[£ /日]	tdrate	: 作業員の時間単価[£ /h]
Fc	: CTV燃費消費量（=L/h）	tdst	: 基地港・風車間移動時間（=DST/Vctv）
Fcpl	: CTV燃料費[£ /L]	toawt	: 風車間移動時間（=dowt/Vctv*(nowtpd-1)*1.5）
DST	: 基地港・風車間距離	Vctv	: CTV船速[km/h]
dowt	: 風車間距離（=7*D、D：風車径）		

※1 FOWIT (https://www.esru.strath.ac.uk/eande/web_sites/14-15/far_offshore_wind/our_work/our_work_files/pages/the_tool.html#TUT)

※2 corewind, D4.2, Floating Wind O&M Strategies Assessment, 2021.

※3 J. McMorland et al., Operation and maintenance for floating wind turbines: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 163, 2022.

※4 Carbon Trustヒアリング

◆ 非定期保守費 : C_cm [£ / 年]

- Strathclyde大のFOWIT等[※1～4]を参考に保守費算定モデルを構築
 - 修理カテゴリ(表1)ごとの年間発生率、使用船舶及びダウンタイム等を計算し、傭船費及びWDFを用いてコストを算定
 - 修理カテゴリA及びBは定期保守にカウントし非定期保守に含めない
- 非定期保守費は、着床は起重機船による大規模保守、浮体も同様にサイト補修を仮定
 - 風車及び浮体（着床式は風車のみ想定）の故障率[※2～4]から必要とされる故障時間を推定し、費用日数を算定
 - 風車及び浮体（着床式は風車のみ想定）のダウンタイムから算定される稼働率をAEP計算に反映

$$C_{cm} = (tt + D_{dt,i}) * WDF / 1.5 * vr_{ate,i}$$

$$D_{dt,i} = \sum (t_i + t_{wi} + t_{li}) * N \quad (\text{記号は表1参照、} i : \text{使用船舶})$$

WDF : 船舶供用係数、N : 風車基数、vr_{ate,i} : 使用船舶iの傭船費

表1 修理カテゴリ及び定義

修理カテゴリ [※2, 3]	定義
A	修理・クリーニング・交換なし
B	消耗品の修理・交換・クリーニング
C	小部品の交換
D	大部品 (>50ton) の交換
E	ロータ、ナセル、ヨー装置、主軸ベアリング、ケーブル、係留チェーンなどの交換 (<300ton)

表2 保守に関する作業時間表 (例)

使用船舶	修理カテゴリ	年間発生率	輸送時間 [h]	作業時間 [h]	作業時間 [日]	年間傭船日数	ロジ時間 [h]	天候遅延 [h]	DT合計 [h]	作業可能 [h]	年間DT [h]	年間DT [日]
			tt	t0	td	ty	ti	tw	t	teff	h_dt	D_dt
CTV	A	1.0515	2.9	59	2.5	3	0	70	129	5.1	136	0.00
CTV	B	0.0140	2.9	59	2.5	1	8	70	137	5.1	2	0.00
CTV	C	0.0100	2.9	186	7.7	1	48	70	304	5.1	3	0.13
CTV	D	0.1107	2.9	102	4.2	1	160	70	332	5.1	37	1.53
CTV	E	0.3521	2.9	102	4.2	2	500	70	672	5.1	237	9.86
FCV	A	1.0515	10.0	5	0.2	1	0	70	85	11.0	89	0.00
FCV	B	0.0140	10.0	5	0.2	1	8	70	93	11.0	1	0.00
FCV	C	0.0100	10.0	12	0.5	1	48	70	140	11.0	1	0.06
FCV	D	0.1107	10.0	98	4.1	1	0	70	178	11.0	20	0.82
FCV	E	0.3521	10.0	98	4.1	2	0	70	178	11.0	63	0.00
AHV	C	0.0000	6.5	0	0.0	0	48	70	124	11.0	0	0.00
AHV	D	0.0300	6.5	240	10.0	1	160	70	476	11.0	14	0.00
AHV	EE	0.0580	6.5	360	15.0	1	500	70	936	11.0	54	0.00
CLV	C	0.0000	5.6	0	0.0	0	48	70	124	11.0	0	0.00
CLV	D	0.0250	5.6	240	10.0	1	160	70	476	11.0	12	0.50
CLV	E	0.0160	5.6	360	15.0	1	500	70	936	11.0	15	0.62
CLV	C	0.0000	5.6	0	0.0	0	160	70	236	11.0	0	0.00
CLV	D	0.0200	5.6	60	2.5	1	500	70	636	11.0	13	0.53
CLV	E	0.0000	5.6	0	0.0	0	48	70	124	11.0	0	0.00
CTV	定期保守	1										
											DT計[日]	2.50 ↓稼働率
											16.54	95%

※1 Guide to a Floating Offshore Wind Farm (<https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>)

※2 FOWIT (https://www.esru.strath.ac.uk/eande/web_sites/14-15/far_offshore_wind/our_work/our_work_files/pages/the_tool.html#TUT)

※3 corewind, D4.2, Floating Wind O&M Strategies Assessment, 2021.

※4 J. McMorland et al., Operation and maintenance for floating wind turbines: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 163, 2022.

◆ 発電コスト : LCOE

$$LCOE = (CAPEX + \sum Ti / (1+r)^i + DECEX + \sum OPEX / (1+r)^i) / (AEP / (1+r)^i)$$

$$AEP = \sum F(V) * P(V) * \eta * 8766$$

CAPEX : 建設費

DECEX : 撤去費

F(V) : ワイブル分布 (風速出現の確率密度分布)

i : 年数 (1~20)

OPEX : 運転維持費

P(V) : パワーカーブ [kW]

V : 風速 [m/s]

Ti : 固定資産税 (税率1.4%)

r : 割引率 = 3%

 η : 各種損失等を考慮した効率 [=稼働率×(100−送電損失)×(100−ウェイク損失)×(100−その他損失)、%]

各種損失等 [%]

項目	数値[%]	備考
稼働率	計算	定期保守・要素の故障率から推定したダウンタイムから算定
送電損失	スライド着床④参照	欧州・日本のデータを参考に決定
ウェイク損失	10.0	WAsPによる計算及び欧州のデータを参考に決定
その他	3.0	高風速時のヒステリシス損失、所内使用電力などを考慮し仮定

◆ NEDOモデルを資料[※1～3]等を参考に更新し、最新の情報により精度検証を実施

大項目	項目		説明	備考・更新内容等	スライド
CAPEX	風車		● 定格出力に対する1次式で算定	● 最新のデータを基に式を改定	着床①
	基礎	セミサブ式	● 浮体重量×鋼材単価（製作費含む）	● MWに依りて算定式更新	①
		スパー式	● 浮体重量×鋼材単価（製作費含む）	● 算定式追加	②
	係留システム		● 係留ライン：係留長さ×長さあたり単価×本数 ● アンカー：アンカー重量×重量単価×個数	● 係留長さ算定式変更	③
	電力ケーブル	アレイケーブル	● アレイケーブル長×長さあたり単価×本数	● ケーブル単価更新	着床④ ④
		エクスポートケーブル	● エクスポートケーブル長×長さあたり単価×本数		
	変電所		● 陸上及び洋上変電所	● 離岸距離55km以上で洋上変電所考慮	
	施工	基礎 風車 アレイケーブル エクスポートケーブル	以下の作業にかかる日数×備船費+回航費で施工費を計算 ① 係留システム：基地港→AHV等でサイトへ輸送→海底布設 ② 風車・浮体（セミサブ式）：基地港で浮体に組立→AHV等でサイトへ曳航 ③ 風車・浮体（スパー式）：基地港→スパー曳航→建て起し海域→基地港→風車輸送→建て起し海域で風車施工→AHV等でサイトへ曳航 ④ 浮体と係留を接続（把駐力試験含む） ⑤ 風車・浮体（TLP式）：TBD ⑥ ダイナミックケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設（敷設・引込） ⑦ エクスポートケーブル：基地港→サイト→CLV等でケーブル敷設	● セミサブ式の施工日数を更新 ● スパー式の施工方法を追加 ● 使用船舶の回航費及び備船費を更新	⑤ ⑥ ⑦
	港湾費		● MW当たりの費用	● 変更なし	
	その他		● MW当たりの費用	● [※1]を参考にした陸上変電所施工費、陸上ケーブル施工費、ロジスティクス、海洋工事安全（HSE）管理などの費用	
OPEX	運転保守	運転 定期保守 非定期保守	● 運転費は英国WF情報を参照 ● 定期保守費は工程、CTV備船費を考慮 ● 要素の故障率、工程、備船費を考慮	● 運転保守費固定値→故障率、海域情報を考慮して算定	着床⑦
AEP	年間推定発電電力量	パワーカーブ 損失 稼働率	● 風車パワーカーブ、風速出現頻度よりグロスAEPを算定 ● 各種損失、稼働率からネットAEPを算定	● 稼働率は風車ダウンタイムを考慮	AEP 着床⑧

AEP：Annual Energy Production、AHV：Anchor Handling Vessel、CLV：Cable Laying Vessel

※1 Guide to a Floating Offshore Wind Farm (<https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>) g

※2 国土交通省、浮体式洋上風力発電施設技術基準安全ガイドライン、2023

※3 菊地、石原、製造と施工方法を考慮したスパー型浮体式洋上風力発電所の建設費評価、日本風力エネルギー学会論文集、Vol.47、No.4、2024.

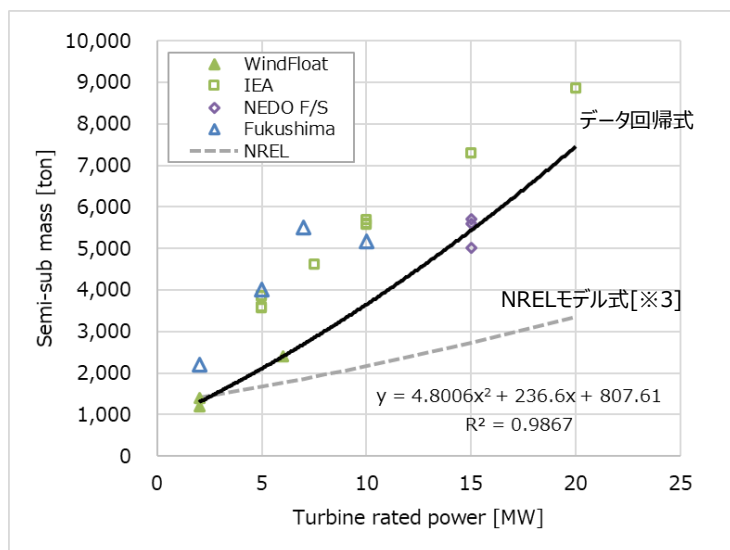
◆ セミサブ式基礎費：SSC_ssb

- 2022年モデル[※1]は菊地・石原10MW浮体式風車モデル[※2]を参考にした10MW風車重量を参照(10MW風車のみ)
- 2024年モデルは国内外情報を基にした重量の回帰式を基に基礎費用を算定
 - 国内外13のプロジェクト・F/Sのセミサブ式基礎重量情報(次スライド)を整理
 - NRELモデル式[※3]、WindFloat及び15MW風車のF/Sを実施したNEDOF/S[※1]を参考にして、重量×鋼材単価により、風車規模に応じたセミサブ式基礎のコストを算定

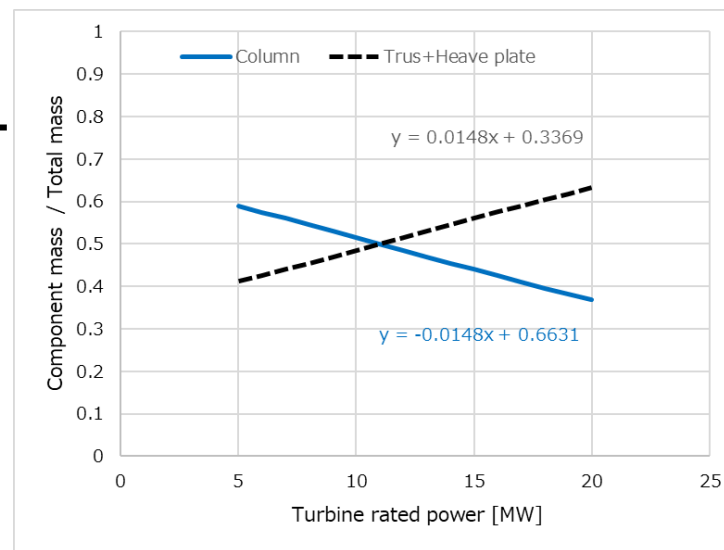
セミサブ式基礎コスト：SSC_ssb=cs*mf*[(-0.0148*Pr+0.6631)+2*(0.0148*Pr+0.3369)]

セミサブ重量：mf=4.8006*Pr²+236.6*Pr+807.61

Pr：風車定格出力 [MW] cs：コラム鋼材単価 [£/ton] (コラム以外の主要部材の単価はコラムの2倍を想定[※3])



セミサブ式基礎重量 (ソースは次スライド)



セミサブ式基礎の重量割合[※3]
(コラム及びトラス+ヒーププレート)

※1 2020～2021年度NEDO「浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発に関する調査」報告書、2022。

※2 Y. Kikuchi & T. Ishihara, Upscaling and levelized cost energy for offshore wind turbines supported by semi-submergible floating platforms, Journal of Physics, Conf. Ser. 1356 012033, 2019.

※3 Maness, NREL Offshore Balance-of-System Model, NREL/TP-6A20-66874, 2017.

◆ スパー式基礎費：SSC_spr

- 国内外情報(次スライド)に基にした回帰式
 - 国内外11プロジェクト・F/Sのスパー式基礎重量情報を整理
 - NREL[※2]のモデル式を参考にスパー式基礎のコストを算定

スパー式基礎コスト：SSC_spr=cs1*mf*(1+0.35*0.3399*exp(-0.096*Pr))+cs2*m_bst

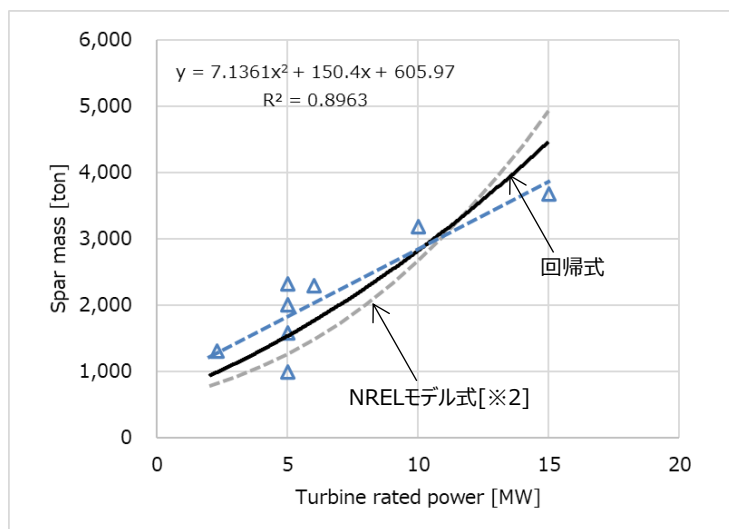
浮体重量：mf=7.1361*Pr²+150.4*Pr+605.97 [ton]

バラスト重量[※2]：m_bst=-16.536*Pr²+1261.8*Pr-1554.6 [ton]

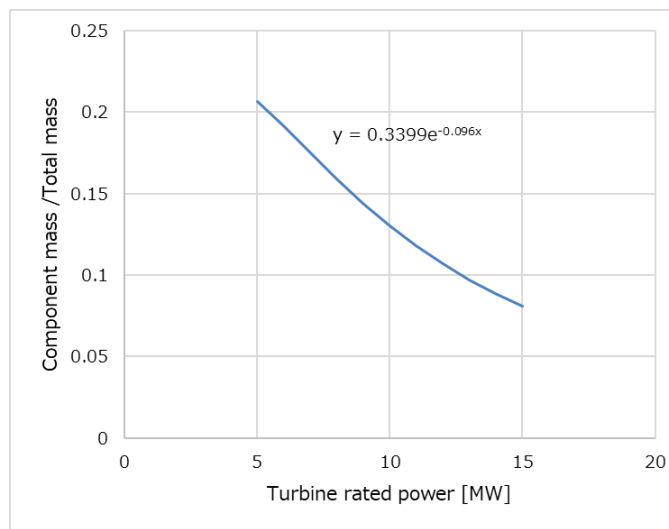
Pr：風車定格出力 [MW]

cs1、cs2：スパー鋼材単価 [£/ton] およびバラスト単価 [£/ton] (テーパ部の単価はコラムの1.35倍を想定[※2])

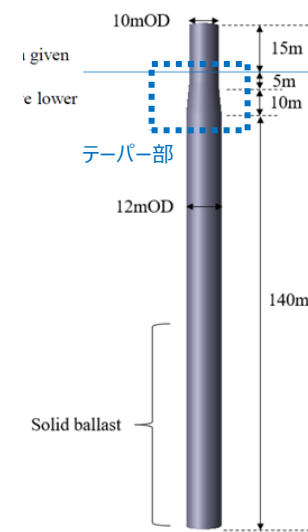
- NREL[※2]：SSC_spr=cs*((535.93+17.664*Pr²+0.02328*Dph+ln(Dph))+(ln(Pr)+58.712))



スパー式基礎重量 (ソースは次スライド)



スパー式基礎テーパコラム重量割合[※2]



15MW風車用スパー式浮体形状[※1]

※1 2020～2021年度NEDO「浮体式洋上風力発電低コスト化技術開発に関する調査」報告書

※2 Maness, NREL Offshore Balance-of System Model, NREL/TP-6A20-66874, 2017.

◆ 係留ライン設備費 : CM

- 係留ラインの長さを文献等[※1～6]及びOrcaFlexによる係留シミュレーションで確認した長さから係留ライン長モデルを更新。

$$CM = (53.13 * 1.03^{(-Dph)} + 4.05) * Dph * CpM * nM * N$$

CpM : 係留ライン長さあたりの単価 [k £ /m]

Dph : 水深 [m]

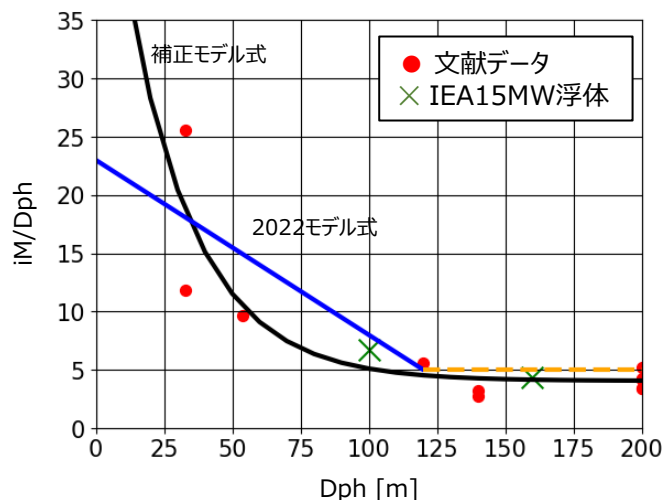
iM : 係留ラインの長さ (式中の下線の項) [m]

nM : 1浮体あたりの係留ライン本数 = nCt * nMt

N : 風車基数

nCt : 1浮体あたりのコラム数

nMt : 1コラムあたりの係留ライン数



【2022モデル式】

$$iM = \begin{cases} (23 - 0.15 * Dph) * Dph & (Dph < 120m) \\ 5.0 * Dph & (Dph \geq 120m) \end{cases}$$

係留索の全長 iMと水深 Dph の比 iM/Dphの関係

※1 福島洋上風力コンソーシアム、浮体式洋上ウインドファーム実証研究事業（報告書概要版）、2016.

※2 NEDO、次世代浮体式洋上風力発電システムのバージ型浮体が完成、2018、https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100970.html

※3 T. Choynet, et al., Performance and Mooring Qualification in Floatgen, 16th Journees de l'Hydrodynamique, 2018

※4 Yuka Kikuchi and Takeshi Ishihara 2019 J. Phys.: Conf. Ser. 1356 012033

※5 C. Maienza, et al., A life cycle cost model for floating offshore wind farms, Applied energy 266, 2020

※6 M. Collu, M. Borg, Design of floating offshore wind turbines, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2019

◆ アレイケーブル設備費：AC

- セミサブ型浮体のレイジーウェーブ方式 (Lazy wave configuration) のダイナミックケーブルの解析結果を引用し、風車間のダイナミックケーブル長 Lacc [km] ※を算出し、アレイケーブル設備費を算出

$$AC = (Cacs * (DWT - 4 * Dph / 1000) + Cacd * Lacc) * (N + 2)$$

$$Lacc = 2 * (2.22 * Dph^{0.0486}) * Dph / 1000$$

Cacd : ダイナミックアレイケーブル単価 [£ / km]

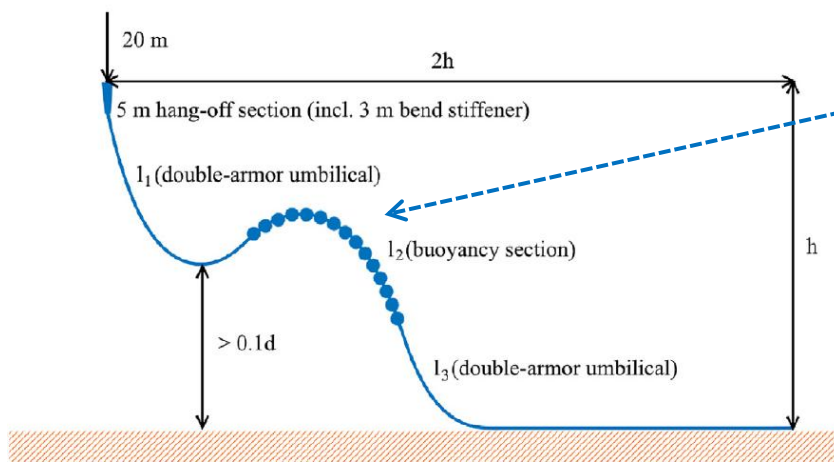
DWT : 風車間距離 [km] = 7 * D (D : 風車直径)

Cacs : スタティックアレイケーブル単価 [£ / km]

Dph : 水深 [m]

N : 風車基数

※ ACの右辺下線の項はスタティックケーブル長、Laccの右辺の下線の項は表のltotal/hであり、水深に応じて計算。



ダイナミックケーブル長と水深の関係 [※1]

d [m]	50	70	100	150	200
l_{total}/h	2.67 (-5%)	2.74 (-2%)	2.79 (-0%)	2.87 (+3%)	2.84 (+1%)
l_1/l_{total}	0.34 (+36%)	0.25	0.24 (-4%)	0.27 (+8%)	0.24 (-4%)
l_2/l_{total}	0.23 (-8%)	0.25	0.24 (-4%)	0.24 (-4%)	0.27 (+8%)
l_3/l_{total}	0.38 (-24%)	0.47 (-6%)	0.49 (-2%)	0.48 (-4%)	0.48 (-4%)

ケーブル単価・損失[※2～4]

種類	電圧	GBP/m	Loss factor [%/km]
スタティック (Cacs)	33kV	300[※1]	0.0068%[※2]
	66kV	790[※1]	0.0030%[※2・3]
ダイナミック (Cacd)	33kV	420[※]	0.0068%[※2]
	66kV	1,110[※]	0.0030%[※2・3]

※スタティックケーブルの1.4倍を仮定[※2]

※1 Manuel U.T. Rentschler, Design optimization of dynamic inter-array cable systems for floating offshore wind turbines, 2019

※2 corewind, D3.1 Review of the state of the art of dynamic cable system design, 2020.

※3 Liang et al., Levelized cost of energy analysis for offshore wind farms – A case study of the New York State development, 2021.

※4 Anne Thyssen, Wind power plants internal distribution system and grid connection A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66kV, 2015.

◆ セミサブ式浮体施工費：Icsub

- 浮体施工船の回航費、傭船費及び施工日数を用いて算出
- 施工日数は海域毎の船舶供用係数（WDF）を考慮

$$Icsub = Fyr_{sub} * 2 * Cmob_{sub} + Cvessel_{sub} * (Ttrans_{sub} + Tinstall_{sub}) * WDF + Co_{sub}$$

$$Ttrans_{sub} = nM * (DBP / Vld + DBP / Vul) / 1.852 / 24$$

$$Tinstall_{sub} = 4.5 * nM$$

$$Fyr_{sub} = ROUNDUP((Ttrans_{sub} + Tinstall_{sub}) / (365 / WDF), 0)$$

Co_{sub} : 浮体施工その他の費用 [£]

Cmob_{sub} : 浮体設置船(AHV)回航費 [£]

Cvessel_{sub} : 浮体設置船(AHV)傭船費 [£]

Fyr_{sub} : 浮体工事を実施する年度数

Ttrans_{sub} : 浮体輸送日数

Tinstall_{sub} : 浮体設置日数

DBP : 基地港から設置サイトまでの距離 [km]

nM : 1浮体あたりの係留ラインの本数

WDF : 船舶供用係数（スライド36）

データ[※1～※3]

使用データ		備考
輸送日数	個別 [日]	船の種類別に輸送速度を算定
Cmob _{sub} 1	3,650 [£ /船/片道]	タグボート2隻使用
Cmob _{sub} 2	90,000 [£ /船/片道]	アンカーハンドリングベッセル1隻使用
Cmob _{ss}	90,000 [£ /変電所]	
Cvessel _{ss} 1	3,650 [£ /日]	タグボート2隻使用
Cvessel _{ss} 2	66,993 [£ /日]	アンカーハンドリングベッセル1隻使用
基礎施工日数	0.3 [日/基礎]	港湾における作業時間
係留施工日数	4.5 [日/係留]	専門家へのヒアリング
風車・洋上変電所施工日数	0.3 [日/浮体]	港湾における作業時間
船舶供用係数	1.65～3.70 [-]	欧州は1.50

施工船速度[knots][※1・2]

船	輸送速度（積載時） Vld[knots]	輸送速度（非積載時） Vul[knots]
Cable-laying	9	14
Anchor-handling	5	15
Tug boat	5	15
CTV	20	20
Large jack-up vessel	3	10

※1 R.Lacal-Arantequi, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.

※2 A Ioannou, et al., A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances, Applied Energy, 2018

※3 The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.

◆ スパー式浮体施工費：Icsub,spr

- 文献[※1]等を参考に、浮体施工船の回航費、備船費及び施工日数を用いて算出
- 施工日数は海域毎の船舶供用係数（WDF）を考慮

$$Icsub,spr = Fyr,sub * 2 * Cmob,sub + C vessel,sub * (Ttrans,sub + Tinstall,sub) * WDF + Co,sub$$

$$Ttrans,sub = (DAA/Vld + DAA/Vul) / 1.852 / 24 + nM * (DABP/Vld + DABP/Vul) / 1.852 / 24$$

$$Tinstall,sub = 4.5 * nM$$

$$Fyr,sub = ROUNDUP(\Sigma(Ttrans,sub_i + Tinstall,sub_i) / (365/WDF), 0)$$

Co,sub : 浮体施工その他の費用 [£]

Cmob,sub_i : 浮体敷設船回航費 [£]

Cvessel,sub_i : 浮体敷設船備船費 [£]

Fyr,sub : 浮体工事を実施する年度数

Ttrans,sub : 浮体輸送日数

Tinstall,sub : 浮体設置日数

DAA : 基地港から組立海域までの距離 [km]

DABP : 組立海域から設置サイトまでの距離 [km]

nM : 1浮体あたりの係留ラインの本数

WDF : 船舶供用係数（スライド36）

データ[※1～※4]

使用データ		備考
輸送日数	個別 [日]	船の種類別に輸送速度を算定
Cmob,sub1	3,650 [£ /船/片道]	タグボート2隻使用
Cmob,sub2	90,000 [£ /船/片道]	アンカーハンドリングベッセル1隻使用
Cmob,sub3	90,000 [£ /変電所]	クレーン台船1隻使用
Cvessel,ss1	3,650 [£ /日]	タグボート2隻使用
Cvessel,ss2	66,993 [£ /日]	アンカーハンドリングベッセル1隻使用
基礎施工日数	0.5 [日/基礎]	組立て海域における作業時間
風車施工日数	2 [日/基礎]	組立て海域における作業時間
係留施工日数	2 [日/係留]	専門家へのヒアリング
風車・洋上変電所施工日数	0.3 [日/浮体]	港湾における作業時間
船舶供用係数	1.65～3.70 [-]	欧州は1.50

施工船速度 [knots]

船	輸送速度（積載時） Vld[knots]	輸送速度（非積載時） Vul[knots]
Cable-laying	9	14
Anchor-handling	5	15
Tug boat	5	15
CTV	20	20

※1 R.Lacal-Arantequi, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.

※2 A Ioannou, et al., A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances, Applied Energy, 2018

※3 The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.

※4 菊地 & 石原, 製造と施工方法を考慮したスパー型浮体式洋上風力発電所の建設費評価, 日本風力エネルギー学会論文集, Vol.47, No.4, 2023.

◆ 施工手順と使用船舶

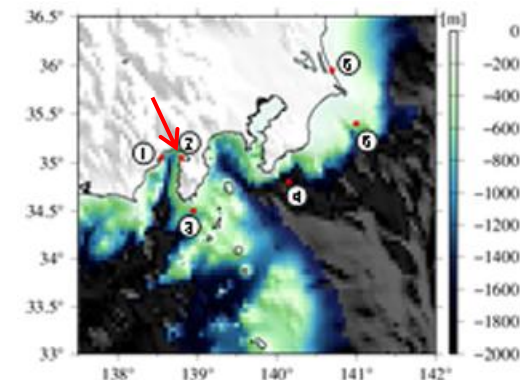
● 施工手順（下図）

- ① 基礎建て起し※ : 水深の深い静穏な海域まで曳航された基礎の建て起し
- ② 基礎バラストリング : 建て起したスパーにバラスト水を注入
- ③ 風車据え付け : ヘビーリフトクレーン船（HLV）などで風車を基礎に据え付け
- ④ サイトへ曳航 : タグボートなどでサイトまで曳航、その後AHVなどで係留接続

右図の ↓

● 基礎施工使用船舶

- スパー式基礎輸送船 : タグボート（2～3隻）（五島市沖プロジェクトでは専用台船を使用）
- バラストリング : 固形バラストの場合はローディングアームを備えた岩石据付船
- 風車施工 : セミサブ式クレーン船

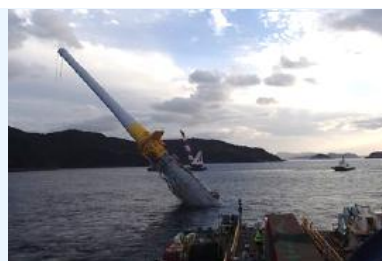


スパー式浮体洋上風車施工手順例【※3】

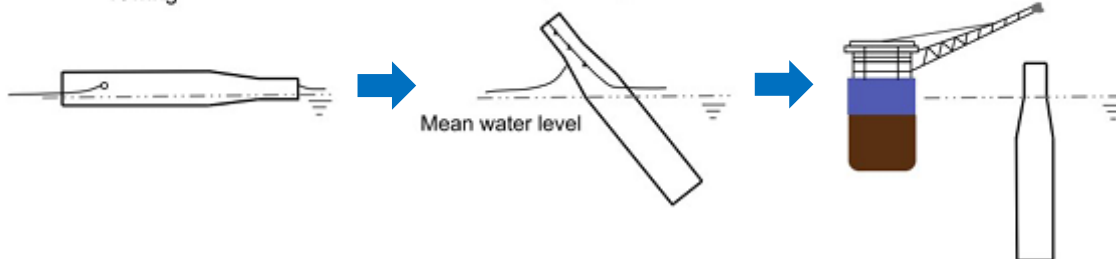
※ スパー式基礎建て起し・風車据え付けの海域は杵島沖での実績や文献【※3】を参考



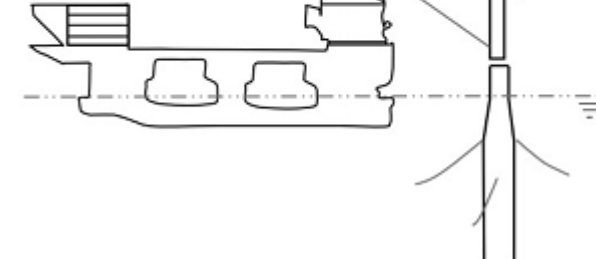
Towing



Upending



Mean water level



①スパー曳航

②スパー建て起し

③バラストリング

④風車施工

スパー式基礎施工手順【※1】（写真は五島市沖洋上風力の施工【※2】）

※1 Jiang, Installation of offshore wind turbines: A technical review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 139, 2021.

※2 松信, 浮体式風力の現状と展開, 第45回風力エネルギー利用シンポジウム講演資料, 2023.

※3 菊地・石原, 製造と施工方法を考慮したスパー型浮体式洋上風力発電所の建設費評価, 日本風力エネルギー学会論文集, Vol.47, No.4, 2023.

◆ ケーブル施工費：ICcable

- ケーブル敷設船の回航費、傭船費及び施工日数を用いて算出
- 施工日数は海域毎の船舶供用係数を考慮

$$ICcable = Fyr,cable * 2 * Cmob,cable + Cvessel,cable * (Ttrans,cable + Tinstall,cable) * WDF + Co,cable$$

$$Fyr,cable = ROUNDUP((Ttrans,cable + Tinstall,cable) / (365 / WDF), 0)$$

$$Tinstall,cable = Lacc / 0.6 + DTC / 1.6 * Nec$$

$$Ttrans,cable = DBP * (1 / Vld + 1 / Vul) / 1.852 / 24$$

$$Co,cable = (1,000 * (Lacc + DTC) + 8,000 + 10,000) * N * Pr$$

Co,cable : ケーブル施工の他の費用 [£]

Cmob,cable : ケーブル敷設船回航費 [£]

Cvessel,cable : ケーブル敷設船傭船費 [£]

Fyr,cable : ケーブル工事を実施する年度数

Lacc : アレイケーブル長 [km]

Tinstall,cable : ケーブル敷設日数

Ttrans,cable : ケーブル輸送日数

DBP : 基地港から設置サイトまでの距離 [km]

DTC : 離岸距離（エクスポートケーブル長） [km]

N : 風車基数

Nec : エクスポートケーブル本数

Pr : 風車定格出力 [MW]

施工に係るパラメータ[※1～3]

輸送日数	数値	単位・備考
Cmob,cable	555,000	[£ / 船 / 片道]
Cvessel,cable	111,000	[£ / 日]
ケーブル施工(アレイ)	0.6	[km / 日]
ケーブル施工(エクスポート)	1.6	[km / 日]
船舶供用係数	1.65～3.70	

施工船速度[knots][※1・2]

船	輸送速度（積載時） Vld[knots]	輸送速度（非積載時） Vul[knots]
Cable-laying	9	14
Anchor-handling	5	15
Tug boat	5	15

※1 R.Lacal-Arantegui, et al., Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.

※2 A Ioannou, et al., A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances, Applied Energy, 2018

※3 The Crown Estate, Guide to an offshore wind farm Updated and extended, Jan. 2019.

◆ 2014年以降の欧州データ(4COffshore)との比較(モノパイル)

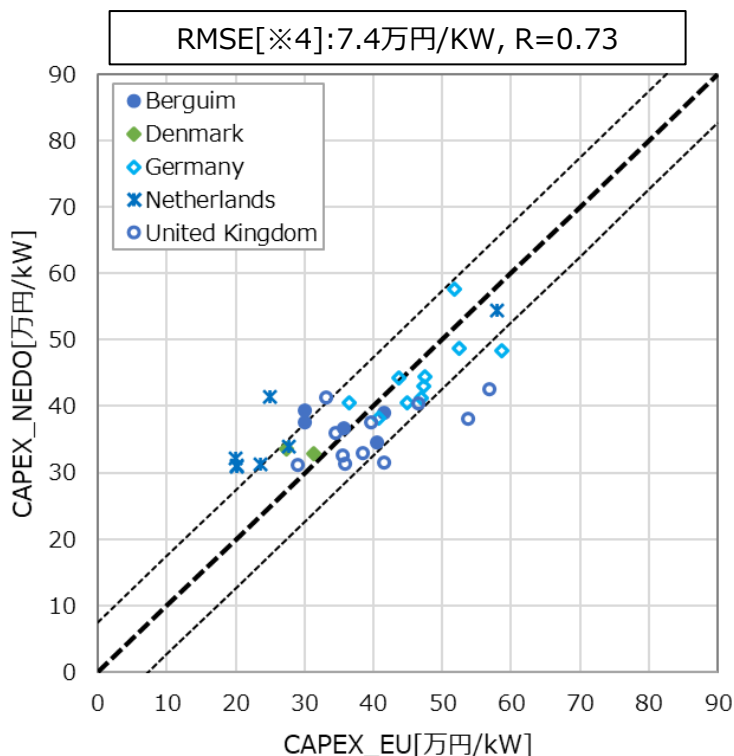
- 欧州の商用期と位置付けられる2014年以降の実績値と比較[※1](ベルギー、デンマーク、ドイツ、オランダ、英国)
 - 2022年は、2014～2021年の欧州実績データ(30プロジェクト)を参照。この期間の平均風車出力：7.2MW、平均WF容量：460MW[※2]。
 - 2024年は、2014～2023年の欧州実績データ(35プロジェクト)を参照。この期間の平均風車出力：7.8MW、平均WF容量：518MW[※3]。
- 2022年モデル及び2024年更新モデルの相関係数及びRMSEはほぼ同じ

※1 為替は1GBP=156JPY（2014～2023年平均）を使用

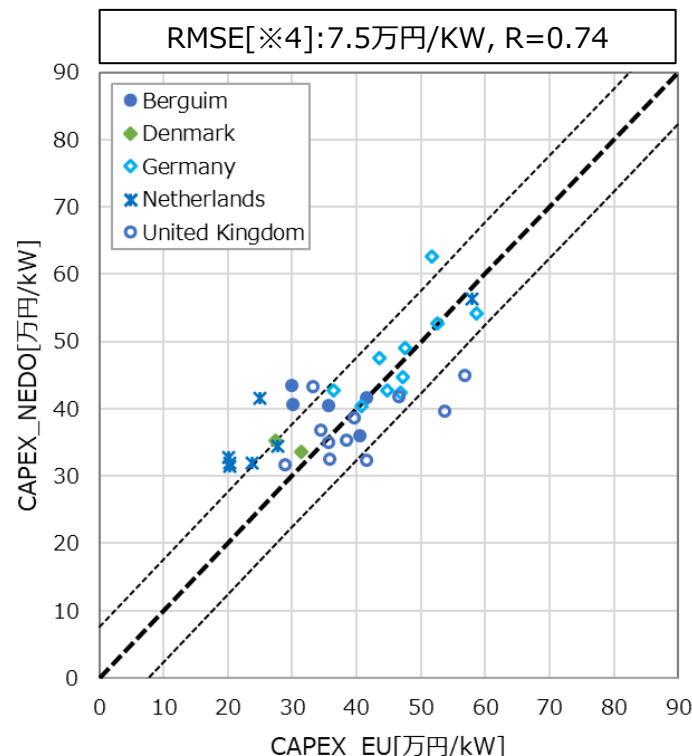
※2 最大風車出力：9.5MW、最大WF容量：1,218MW（7MW×174基、Hornsea Project One、英国）

※3 最大風車出力：14.7MW、最大WF容量：1,235MW（13MW×95基、Dogger Bank A、B、英国）

※4 二乗平均平方根誤差：RMSE=sqrt(1/N*Σ(y_i-y_{Ei})²)、y_i：真値、y_{Ei}：予測値、N：データ総数



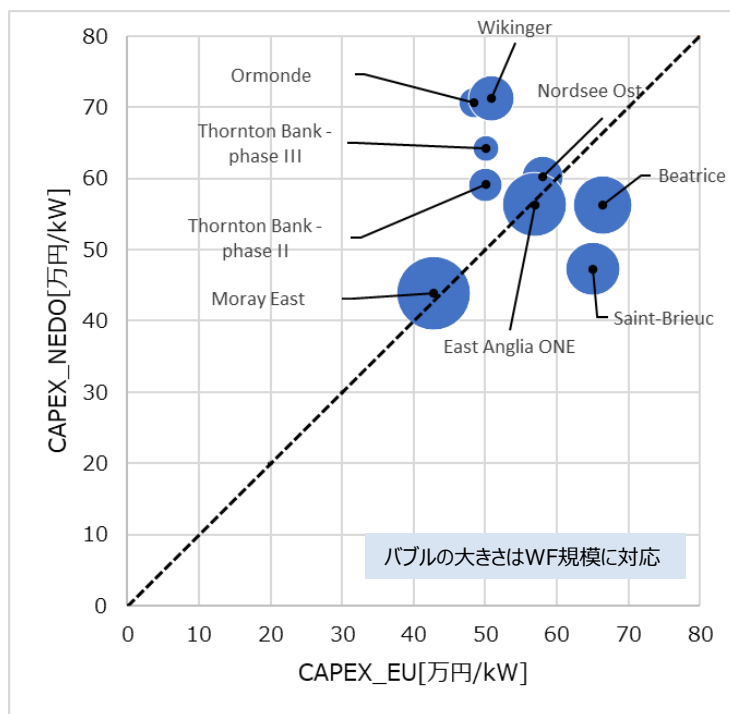
NEDO2022年モデル
(商用期2014～2023年の欧州実績データの比較)



NEDO2024年更新モデル
(商用期2014～2023年の欧州実績データの比較)

◆ ジャケット式基礎商用プロジェクトとの比較

- プレ商用プロジェクト・商用プロジェクトと比較[※]
 - 風車定格出力、基数、水深、離岸距離をインプット
 - 2014～2023年の平均為替(1 £ =156円)で円換算
 - 船舶供用係数は欧州のWDF=1.5に設定
- 商用期プロジェクト（2014年以降、風車容量5MWのWikingen除く）と比較して同水準であるため、NEDOモデルについては一定程度の精度があると評価される。



プロジェクト情報

プロジェクト	国	年	WT [MW]	基数	WF [MW]	平均水深 [m]	離岸距離 [km]
Ormonde	UK	2010	5	30	150	22	13
Thornton Bank - phase II	BE	2010	6.15	30	184.5	18	27
Thornton Bank - phase III	BE	2011	6.15	18	110.7	19	27
Nordsee Ost	DE	2011	6.15	48	295.2	24	47
Wikingen	DE	2016	5	70	350	40	39
Beatrice	UK	2017	7	84	588	45	19
East Anglia ONE	UK	2018	7	102	714	36	56
Moray East	UK	2019	9.5	100	950	47	31
Saint-Brieuc	FR	2021	8	62	496	36	23

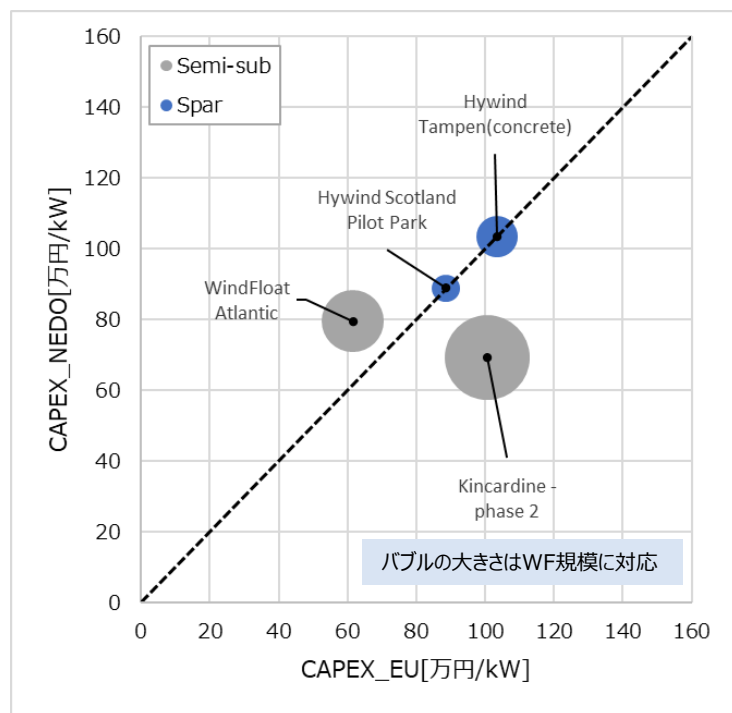
※ Satin-Brieuc(FR)プロジェクト以外は、砂・粘土・密砂などからなる層だが、Satin-Brieucは岩盤層(硬質地盤)のためドリル&グラウト工法でパイルを施工。このため、掘削工程が追加され、通常のハンマによる打設よりも施工コストが高い。また、掘削後の土砂処理が必要であり、環境影響評価の再実施も求められるため、追加費用が発生する。NEDOモデルには、これらが考慮されていないため、実績値との比較では過少評価されているものと思慮。このため、硬質地盤に対するコストは過少評価されることに留意が必要。

更新モデルと実績CAPEX[※1](ジャケット式基礎)の比較

※1 4COffshoreデータベース

◆ セミサブ・スパー浮体プレ商用プロジェクトとの比較

- プレ商用プロジェクトと比較[※]
 - 風車定格出力、基数、水深、離岸距離をインプット
 - 2014～2023年の平均為替(1 £ = 156円)で円換算
 - 船舶供用係数は欧州のWDF=1.5に設定
- 商用プロジェクトと比較して同水準であるため、NEDOモデルについては一定程度の精度があると評価される。一方、より規模が大きく、プレ商用プロジェクトと比較して、習熟が進み、高い技術を活用した今後の商用プロジェクトについては、より効率的な事業実施が可能となることも見込まれる。



プロジェクト情報

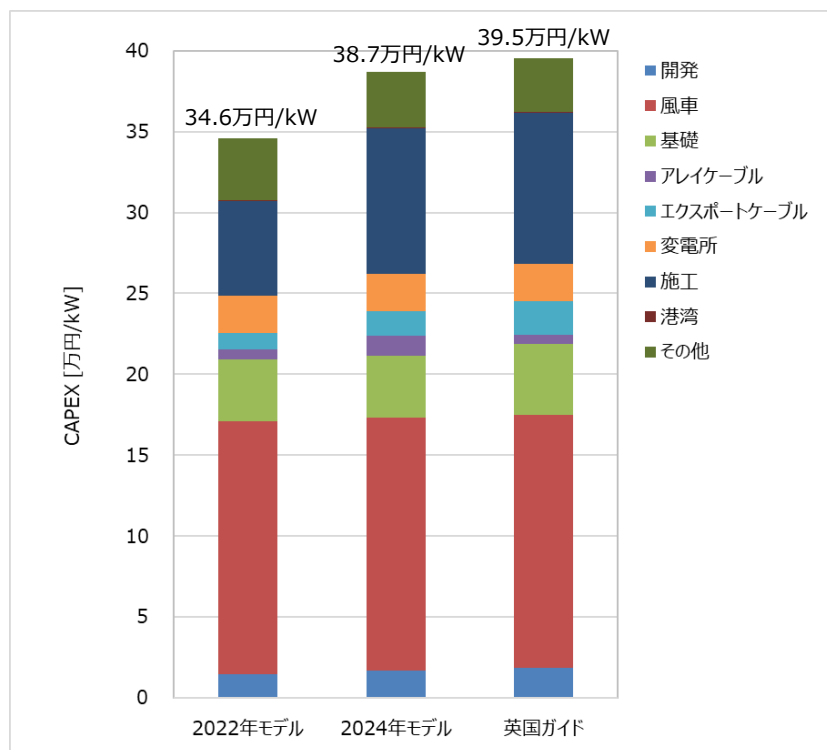
プロジェクト	国	年	WT [MW]	基数	WF [MW]	平均水深 [m]	離岸距離 [km]
Hywind Scotland Pilot Park	UK	2017	6	5	30	108	24
Hywind Tampen	NO	2022	8.6	11	94.6	280	131
WindFloat Atlantic	PO	2019	8.4	3	25.2	93	15
Kincardine - phase 2	UK	2020	9.5	5	47.5	70	16

更新モデルと実績CAPEX[※1](浮体式基礎)の比較

※1 4COffshoreデータベース

◆ 英国ガイド[※1]の1000MW着床式洋上WFのCAPEX比較

- BVG・CATAPULT・Crown Estateによる英国のケースと比較[※1]するために、プロジェクト条件をNEDOモデルに入力し、NEDOモデルによりCAPEXを算定
- プロジェクト条件(表参照)
- CAPEXの比較
 - 為替は2014～2023年の平均値(1 £ = 156円)を使用
 - CAPEXは2024年NEDOモデルは－2.1%



英国着床式洋上WFガイドの条件[※1]

設備容量	1000MW (10MW風車×100基)
水深	30 m
年平均風速	10 m/s @100 m a.s.l.
離岸距離	60 km
基地港距離	60 km
基礎形式	モノパイル
FID年	2019
運開年	2022

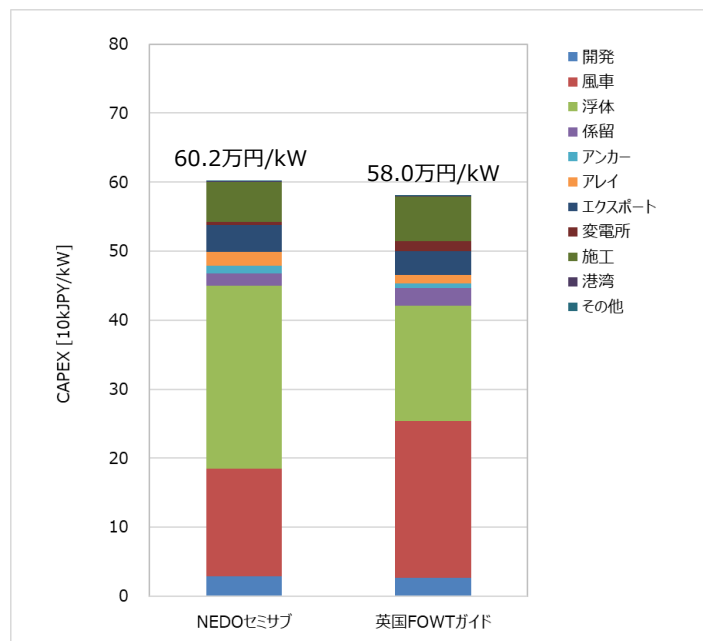
※ FID : Financial Investment Decision
a.s.l. : Above Sea Level

英国着床式洋上WFガイド条件（セミサブ）との比較

※1 Guide to a Offshore Wind Farm, <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/>

◆ 英国ガイドの450MW浮体式洋上WFのCAPEX比較

- BVG・CATAPULT・Crown Estateによる英国のケースと比較[※1]するために、プロジェクト条件をNEDOモデルに入力し、NEDOモデルによりCAPEXを算定
- プロジェクト条件(表参照)
 - 英国ガイドの洋上変電所はジャケット式基礎(NEDOモデルでは未考慮)
- CAPEXの比較
 - CAPEXはNEDOモデルは+3.8%
 - NEDOモデルの風車コストは英国ガイドよりも約33%低い(スライド21・22参照)
 - セミサブ式基礎のコストがNEDOモデルの風車コストは英国ガイドよりも高い。これは、セミサブ式基礎の重量について、NEDOモデルが英国ガイドより重くなっているが、これは 英国ガイドがNRELなどで想定されている、最適化された軽い浮体を想定しているためと思われる(スライド44参照)。



英国FOWTガイド条件（セミサブ）との比較

英国浮体式洋上WFガイドの条件[※1]

設備容量	450 MW（15MW風車×30基）
水深	100 m
年平均風速	10 m/s @100 m a.s.l.
離岸距離	60 km
基地港距離	60 km
浮体形式	3コラムセミサブ浮体
係留方式	3係留ライン+3ドラッグアンカー
変電所基礎	ジャケット式

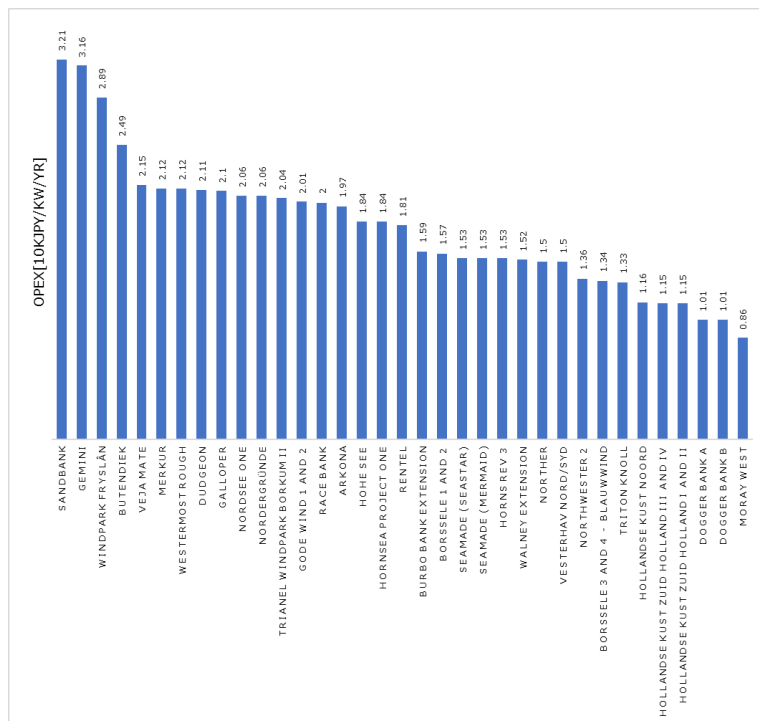
※a.s.l. : Above Sea Level

※1 Guide to a Floating Offshore Wind Farm, <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>

◆ 欧州プロジェクトとNEDOモデルの比較

※1 £ = 156円、1€ = 132円換算（2014～2023平均値）

- 対象プロジェクト(ベルギー、デンマーク、ドイツ、オランダ、英国、モノパイル、2014～2023年、データは次参照)
 - NEDOモデルによるOPEXの範囲は0.86～3.21万円/kW/年（中央値：1.81、平均値：1.79万円/kW/年）
- 英国洋上風力ガイドの条件(スライド58参照)
 - 英国ガイド：1.19万円/kW/年、NEDOモデル：1.27万円/kW/年
- 欧州実績値(2015～2020年)[※1]
 - 1.06～4.46万円/kW/年(80～338k€/MW/年、外れ値含む)、平均値は1.78万円/kW/年(135k€/MW/年)
- NEDO・OPEXモデルによる算定値は、欧州実績と比較対象としているWFの条件は不明だが、概ね実績値と同程度



欧州プロジェクトの実績[※1]

- OPEX/MW/年が最も高い風力発電所と最も低い風力発電所の差は76%（ただし、WF_52 はデータセット内の外れ値）
- OPEX/MW/年の上位5つの最も優れた低コストのWFの平均年間OPEX/MWは81.7kEUR（1.08万円/kW/年）
- パフォーマンスの最も低い（高コスト）5つのサイトの平均年間OPEX/MWは252.6kEUR（3.33万円/kW/年）
- 12～15MW風車のOPEXは、41～82€/MW/年（0.54～1.08万円/kW/年）と予測されている。
 - NEDOモデルでは、15MWベースラインウインドファームのOPEXは0.89万円/kW/年（WDF=1.50）

NEDO・OPEXモデルによるプロジェクト毎のOPEX[万円/kW/年]の比較 (商用期2014～2023年のOPEX算定結果)

※1 OPEX Benchmark – An insight into operational expenditures of European offshore wind farms (<https://peak-wind.com/update-2022-opex-benchmark-an-insight-into-the-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>)

◆ 2024年度成果

- 2022年度に作成した着床式及び浮体式洋上風力発電用のNEDOモデルについて、最新のデータに基づいて更新した。
 - 着床式モデルでは、ジャケット式基礎のためのエンジニアリングモデルを更新。
 - 浮体式モデルでは、スパー式基礎のためのエンジニアリングモデルを追加。
 - OPEXモデルとして、サイト条件を考慮したモデルに更新。
 - 更新したNEDOモデルは海外の実績値との比較により一定程度の精度があるものと評価。

◆ 2025年度実施内容

- 洋上風力の事業実現性の評価モデルに関する調査を実施。
 - 英国・米国等で実施された洋上風力のエリア指定ステップにおける事業実現性を評価する手法を調査。
- コストモデルは最新情報を基に随時更新。