

風力発電等導入支援事業／
洋上ウィンドファーム開発支援事業／
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
のうち着床式洋上ウィンドファーム等の事業性評価
に関する検討（中間報告）

2024年10月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

要約

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。また、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。

本調査は次の2項目を目的としている。

- (1) 2019・2022年で作成した事業性評価に用いた着床式洋上風力の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」している。
- (2) 2022年で作成した事業性評価に用いた浮体式洋上風力のNEDOモデルの更新

Summary

In the “Project to Support the Development of Landing-type Offshore Wind Farms (Study on the Generation Cost of Offshore Wind Power)” in FY 2019, in order to understand the generation cost of offshore wind power in Japan in detail, we will prepare a feasibility assessment map for all domestic sea areas to identify promising areas regarding the feasibility of landing-type offshore wind power in terms of weather and sea conditions, water depth and separation distance from shore, etc. In FY2022, a new cost calculation model (hereafter referred to as the NEDO model) was created based on the latest information from Europe, and the feasibility assessment map was updated.

With the development of offshore wind power both in Japan and overseas, we are now able to review and improve the accuracy of the feasibility assessment method for offshore wind farms and other projects in Japan using the latest information. In addition, in anticipation of the spread of floating offshore wind farms, the location of offshore wind farms is being considered for expansion into the EEZ.

This survey has the following items.

(1) Update of the NEDO model for implantable offshore wind used in the feasibility assessment prepared in 2019 and 2022.

※The NEDO model assumes “a future Japan with infrastructure, etc. comparable to the current European level”.

(2) Update of the NEDO model for floating offshore wind power used in the feasibility assessment prepared in 2022

目次

主な記号.....	1
1. 目的及び概要.....	3
1.1 目的.....	3
1.2 実施内容.....	3
1.2.1. 着床式洋上風力の NEDO モデルの更新.....	3
1.2.2. 浮体式洋上風力の NEDO モデルの更新.....	4
1.2.3. 委員会の開催及び報告.....	5
2. 着床式洋上風力事業性評価のための NEDO モデルの更新.....	6
2.1 事業性評価方法.....	6
2.1.1. LCOE 算定式.....	6
2.1.2. コストに含める対象範囲.....	6
2.1.3. ベースラインウィンドファームの整理.....	7
2.1.4. LCOE 算定条件.....	8
2.1.5. AEP 算定条件.....	9
2.2 NEDO モデル(着床式).....	10
2.2.1. モデルの概要.....	10
2.2.2. 2024 年モデルの主な更新箇所.....	12
2.3 資本費モデル.....	21
2.4 運転維持費モデル.....	28
2.5 撤去費モデル.....	31
2.6 LCOE 算定.....	32
2.7 2024 年モデルの検証.....	33
2.7.1. 欧州プロジェクトによる CAPEX モデルの検証.....	33
2.7.2. CAPEX 内訳の比較.....	34
2.7.3. 欧州プロジェクトによる OPEX モデルの検証.....	35
2.8 ベースラインウィンドファームのコスト.....	36
3. 浮体式洋上風力事業性評価のための NEDO モデルの更新.....	38
3.1 事業性評価方法.....	38
3.1.1. LCOE 算定式.....	38
3.1.2. コストに含める対象範囲.....	38
3.1.3. ベースラインウィンドファームの整理.....	39
3.1.4. 浮体式の洋上プロジェクトのベースラインウィンドファーム.....	44
3.1.5. LCOE 算定条件.....	44
3.1.6. AEP 算定条件.....	44
3.2 NEDO モデル(浮体式).....	45
3.2.1. モデルの概要.....	45

3.2.2.	2024年モデルの主な更新箇所.....	47
3.3	資本費モデル.....	51
3.4	運転維持費モデル.....	57
3.5	撤去費モデル.....	59
3.6	LCOE 算定.....	59
3.7	2024年モデルの検証.....	60
3.7.1.	欧州プロジェクトとの CAPEX の比較.....	60
3.7.2.	英国浮体式ガイドとの CAPEX の比較.....	60
3.7.3.	ベースラインウインドファームの CAPEX.....	61
4.	まとめ.....	63
4.1	NEDO モデル(着床式).....	63
4.1.1.	基礎モデルの更新.....	63
4.1.2.	施工モデルの更新.....	63
4.1.3.	設備費モデルの更新・検証.....	63
4.1.4.	運転維持費モデルの更新・検証.....	63
4.1.5.	AEP(推定年間発電量)算定モデルの更新.....	64
4.1.6.	その他.....	64
4.2	浮体式 NEDO モデル.....	64
4.2.1.	前提条件の整理.....	64
4.2.2.	浮体基礎モデルの更新.....	64
4.2.3.	施工モデルの更新.....	64
4.2.4.	設備費モデルの更新・検証.....	64
4.2.5.	運転維持費モデルの更新・検証.....	64
5.	参考文献.....	65
	付属資料 A: ジャケット式基礎参照資料.....	67
	付属資料 B: 欧州施工日数データ.....	69
	付属資料 C: ウェイク損失.....	71
	付属資料 D: 故障に関するデータ.....	73
	付属資料 E: 浮体式基礎参照資料.....	75

主な記号

記号	単位	定義
AEP	[kWh]	年間（推定）発電量（Annual Energy Production）
ACC	[£]	アレイケーブル設備費
AHV		Anchor Handling Vessel（アンカー設置船）
a.s.l.		above sea level（海拔）
C	[¥]	建設費
CAPEX	[£]	設備費
Cac	[£/km]	アレイケーブル単価
CC	[£]	予備費等
Cec	[£/km]	エクスポートケーブル単価
Ccc	[%]	予備費率
C_cm	[£/年]	非定期保守費
C_ctv	[£/年]	CTV 年間総傭船費
Cmob	[£]	回航費（表 2.14 参照）
C_oil	[£/年]	CTV 年間総燃料費
C_ppe	[£/年]	作業員用具費
Co,cable	[£]	ケーブル施工の他の費用
CO	[£]	その他の費用
Conts	[k£/MW]	陸上変電所の設備費
Cofts	[k£/MW]	洋上変電所の設備費
C_op	[£/年]	運転守費
C_sm	[£/年]	定期保守費
C_t	[£/年]	年間総作業員費
CLV		Cable Laying Vessel（ケーブル敷設船）
CTV		Crew Transfer Vessel（作業員輸送船）
D_dt,i	[日/年]	要素別ダウンタイム
css		モノパイル直径の増加係数※水深の二乗に比例する項
Cvessel,i	[£/日]	傭船費（i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]、ss [洋上変電所]、表 2.14 参照）
DAS	[km]	基地港からの距離
DECEX	[£]	撤去費
DC	[£]	設計・調査費
Dc	[¥]	撤去費
dss		モノパイル直径の増加係数※水深に比例する項
Dss	[m]	モノパイル直径
Dph	[m]	水深
DTC	[km]	離岸距離
DWT	[km]	風車間隔
ECC	[£]	エクスポートケーブル設備費
ess		モノパイル直径の増加係数※水深に関する多項式の 0 次項

記号	単位	定義
F(V)		ワイブル分布（風速出現の確率密度分布）
FCV		Floating Crane Vessel（フローティングクレーン船）
fss		モノパイル厚みの増加係数※水深に比例する項
Fyr,i		基礎、風車及びケーブルそれぞれの工事を実施する年度数（i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]）
gss		モノパイル厚みの増加係数※水深に関する多項式の 0 次の項
IC	[£]	工事費
ICcable	[£]	ケーブル工事費
ICo	[£]	その他の施工費
ICss	[£]	洋上変電所工事費
ICsub	[£]	基礎工事費
ICwt	[£]	風車工事費
Lacc	[km]	アレイケーブル長さ
LCOE	[¥/kWh]	発電コスト（Levelized Cost of Energy）
M _i	[kWh]	発電電力量
N	[基]	風車基数
n	[年]	運転年数
Nec	[本]	エクスポートケーブル本数
Nvessel,i	[基/隻]	施工船 1 隻に搭載できる基礎／風車の基数
O _i	[¥/年]	年間運転維持費
OPEX	[£/年]	年間運転維持費
P(V)	[kW]	パワーカーブ
PC	[£]	港湾費
Pr	[MW]	風車定格出力
PsRate	[£/ton]	鋼材価格（表 2.12 参照）
r	[%]	割引率
SSC	[£]	基礎構造物設備費
Tday,i	[日/基]	基礎、風車の施工日数（i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]、表 2.14 参照）
T _i	[¥]	固定資産税
Tinstall,cable	[日]	ケーブル施工日数（表 2.14 参照）
Tinstall,i	[日]	施工船の施工日数（i : sub [基礎]、wt [風車]、ss [洋上変電所]）[£/日]、表 2.14 参照）
Ttrans1,i	[日]	輸送日数（i : sub [基礎]、wt [風車]） ※複数の施工船を用いる場合の 1 隻当たりの輸送日数
Ttrans2,i	[日]	輸送日数（i : cable [ケーブル]、ss [洋上変電所]）
TSC	[£]	変電所設備費
Tss	[m]	モノパイルの板厚
V	[m/s]	風速
Vs	[日/km]	輸送速度（表 2.15）
WDF		船舶供用係数（図 2.12 及び表 2.9 参照）
WTC	[£]	風力発電機設備費
η		各種損失を考慮した効率（表 2.4 参照）
ρ	[ton/m ³]	鋼材密度（=7.874）

1. 目的及び概要

1.1 目的

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。また、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。

本調査では、2019・2022年で作成した事業性評価に用いた着床式洋上風力のNEDOモデルおよび、2022年で作成した事業性評価に用いた浮体式洋上風力のNEDOモデルを更新することを目的とする。

1.2 実施内容

1.2.1. 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¹）に対して、下記6項目の更新を実施（図1.1参照）。また、ジャケット式基礎モデルを更新した。（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）

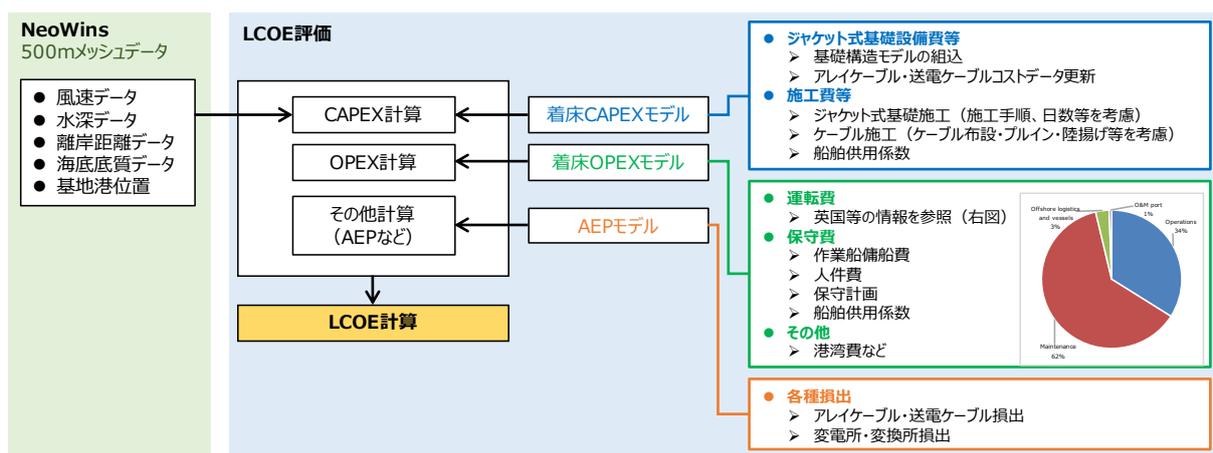


図 1.1 着床式洋上風力 NEDO モデルの概要

- 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）

¹ 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。

- ② 施工モデルの更新
- ③ 最新の文献・情報を基に設備費算定モデルの更新・検証
- ④ 最新の文献・情報を基に運転維持費算定モデルの更新・検証
- ⑤ AEP（推定年間発電量）算定モデルの更新
- ⑥ その他

主に 2020 年以降の国内外の最新の文献・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、Peak-wind 等）を参照した。

1.2.2. 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²）に対して、下記 6 項目の更新を想定（図 1.2 参照）。また、スパーク式基礎モデルを追加した。

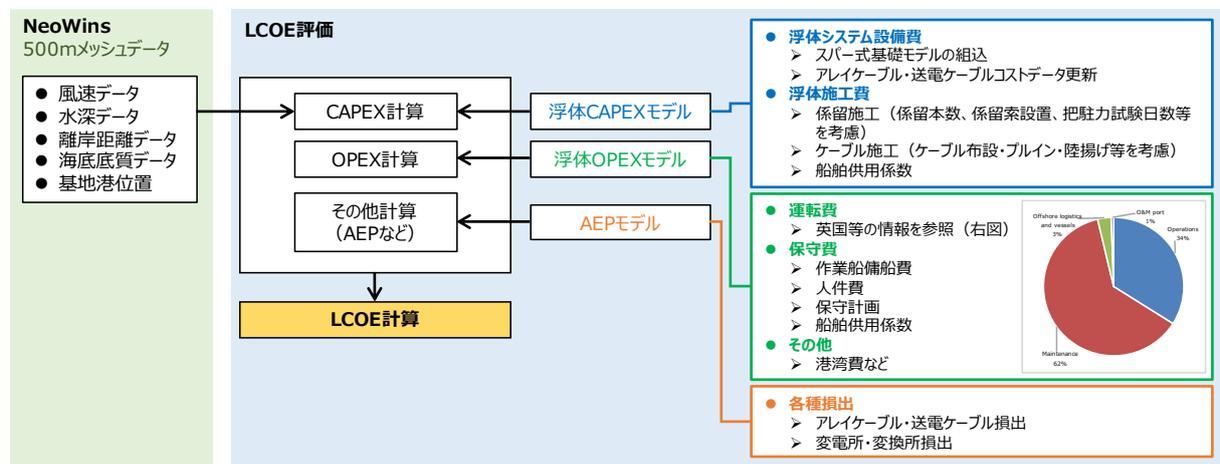


図 1.2 浮体式洋上風力 NEDO モデルの概要

- ① スパーク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

着床式と同様に、主に 2020 年以降の国内外の最新の文献・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、Peak-wind 等）を参照した。

² セミサブ式をベースとしているのは、スパーク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。後述する 2024 年の検討において、ベースラインウィンドファームの水深を 176m としたため、15MW 風車用の浮体としてスパーク式基礎も適用可能と判断される。

1.2.3. 委員会の開催及び報告

有識者からなる委員会を設置し、洋上風力発電の発電コストの計算式の検討、発電コストの評価方法等について審議した。委員会委員を表 1.1 に示す。また、表 1.2 に 2024 年 9 月末時点における委員会の開催日時及び内容を示す。

表 1.1 委員会委員(五十音順、敬称略)

氏名	所属	専門分野
池谷 毅	国立大学法人東京海洋大学プロジェクト教員・特任教授	沿岸海洋工学
鈴木 英之	国立大学法人東京大学大学院工学系研究科システム創成学専攻・教授	海洋システム工学
永尾 徹	学校法人足利大学総合研究センター・特任教授【委員長】	風車工学
原田 文代	株式会社日本政策投資銀行・常務執行役員	金融
本田 明弘	公立大学法人青森公立大学・教授／国立大学法人弘前大学・学長特別補佐	風工学

表 1.2 委員会開催日及び審議内容

委員会	開催日	主な内容
第 1 回	2024 年 8 月 21 日	実施方針、前提条件、ベースラインウィンドファーム、コストモデル更新内容に関する審議
第 2 回	2024 年 9 月 4 日	前提条件、ベースラインウィンドファーム、コストモデル更新内容に関する審議
第 3 回	2024 年 9 月 11 日	前提条件、着床式コストモデルに関する審議
第 4 回	2024 年 9 月 26 日	前提条件、ベースラインウィンドファームに関する審議

2. 着床式洋上風力事業性評価のための NEDO モデルの更新

2.1 事業性評価方法

自然条件等をパラメータとして、各海域でウィンドファーム事業が実施された場合に想定される LCOE を算定する事により、各海域の事業性を評価する。

2.1.1. LCOE 算定式

LCOE (Levelized Cost Of Energy) [¥/kWh] の算定は、発電コスト検証ワーキンググループ [1] の次式に示すコスト算定式の項目を参照する。

$$\begin{aligned} \text{コスト [円/kWh]} &= \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費}}{\text{発電電力量 [kWh]}} \\ &= \frac{(\text{建設費} + \text{固定資産税} + \text{撤去費}) + (\text{人件費} + \text{修繕費} + \text{諸費} + \text{業務分担費})}{\text{発電電力量 [kWh]}} \end{aligned}$$

注記1：元のコスト算定式には、燃料費及び社会的費用が含まれるが、燃料費はゼロのため上記式から省略し、社会的費用は考慮しない。
注記2：建設費のうち、接続費用は含まれていない。

式 (2.1) に本調査で用いた LCOE 算定式を示す。

$$\text{LCOE [円/kWh]} = \frac{\left[C + \sum_{i=1}^n \frac{T_i}{(1+r)^i} + D_c \right] + \sum_{i=1}^n \frac{O_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{M_i}{(1+r)^i}} \dots\dots\dots (2.1)$$

ここで、

- C : 建設費
- T_i : 固定資産税
- D_c : 撤去費
- O_i : 運転維持費
- M_i : 発電電力量
- r : 割引率
- n : 運転年数

である。

2.1.2. コストに含める対象範囲

LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲を図 2.1 に示す。コストの算定対象範囲は、風車から陸上変電所への接続までを範囲として、系統接続費用は含まない。CAPEX モデルには、図 2.1 にある洋上変電施設は、着床式では発電コスト算定には含めない。また、LCOE の計算は発電コスト検証ワーキンググループのコストレビューシート [2]を参照する。

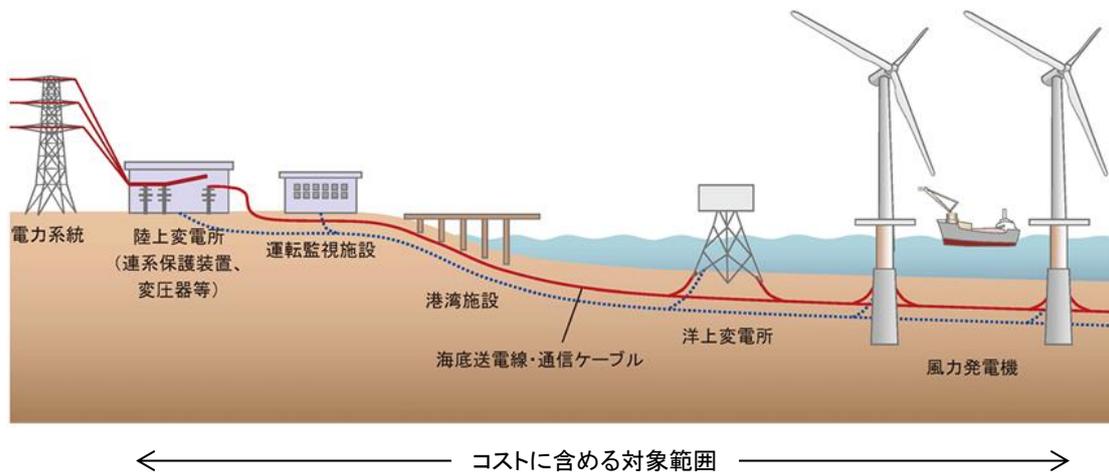


図 2.1 LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲³

2.1.3. ベースラインウィンドファームの整理

2019・2022 年度の調査では、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の規模は 350MW 程度と設定した。2024 年度では、今後の大規模化を見据え、着床式は 500MW 規模を想定した。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 機とした。設備利用率は、発電コストワーキンググループでは、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いることを踏まえ、30%を維持するとした（表 2.1）。

表 2.1 ベースラインウィンドファーム（着床式）

項目	2024 年	2019・2022 年	備考
出力 [MW]	495 (15MW×33 基)	342 (9.5MW×36 基)	• 今後大型化する風車出力及びウィンドファーム規模を見据え、15MW 風車及び 500MW 規模を設定。
設備利用率 [%]	30	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[1]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。
水深 [m]	30	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。
離岸距離 [km]	5	30	• 国内の海域条件を考慮の上設定。

[1] 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 年 8 月 16 日

3 図は NEDO 再生可能エネルギー技術白書（2014） [32]より引用

2.1.4. LCOE 算定条件

LCOE を算定するための設定条件を統一した。2019・2022 年の前提条件は基本的に発電コスト検証ワーキング [3]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 年の主な変更点は、運転維持費に関して、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（2.2.2 項参照）。

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した。表 2.2 に LCOE 算定のための設定条件を示す。

表 2.2 LCOE 算定のための設定条件

項目	ベースライン ウインドファーム	発電コスト検証 ワーキンググループ[1]	備考
割引率 [%]	3	3	<ul style="list-style-type: none"> 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	—	<ul style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> 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]	—	<ul style="list-style-type: none"> 発電コスト検証 WG の数値を参考に採用
固定資産税 [%]	1.4	1.4	<ul style="list-style-type: none"> 発電コスト検証 WG の数値を採用
撤去費	施工費の 70%[3]	建設費の 5%	<ul style="list-style-type: none"> 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]
運転維持費 [万円/kW]	海域毎に算定	2.25	<ul style="list-style-type: none"> 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.

日本における洋上風力発電の実績が限られていることから、LCOE 算定のためのコストモデルは、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、水深の大きい岸壁、広い背後ヤードを持つ港湾を想定している⁴。

なお、国内の洋上風力のコストデータは限られている⁵こと、NEDO モデルは欧州のデータに基

4 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。

5 発電コスト検証ワーキングの検討において、「再エネ特措法に基づく、着床式洋上風力発電の定期報告データおよび設備利用率のデータは 4 件のみでありかつ、実証機によるデータが一部含まれている」と整理されて

づくことから、国内の現実のプロジェクトコストがこのモデルで表されるかどうかの妥当性は必要なタイミングで、最新のデータも踏まえて今後の委員会で議論する。なお、FIT/FIP 価格について審議する調達価格算定委員会においては、国内外価格差についても議論がなされている [3]。

2.1.5. AEP 算定条件

AEP (Annual Energy Production : 年間推定発電量) の算定のための風況データは、NeoWins⁶ (500m メッシュ、詳細風況データ) を用いる。

風車は 2022 年モデルでは今後、大型化する風車を検討できるように、8、10、12 及び 15MW 風車を扱えるようにしている。2024 年においても同じ風車規模を選択可能とした。図 2.2 にそれぞれのパワーカーブを示す。また、表 2.3 には 8、10、12 及び 15MW 風車の主な仕様を示す。なお、15MW 風車のパワーカーブは 2022 年モデルから変更した。

AEP の算定には NeoWins の詳細風況データで提供されるワイブルパラメータからワイブル分布⁷を求め、ワイブル分布、風車出力及び年間時間 8766h (閏年を考慮) の積により求める (グロス値)。このグロス値に各種の損失をかけて正味 (ネット値) の AEP を算出する。各種損失は、風車効率、ウェイク損失、送電損失及びその他損失である。表 2.4 に AEP 算定のための各種損失を示す。なお、ウェイク損失 10%は、着床式のポテンシャルマップに準じて、欧米の実績値等を参考にして設定した (付属資料 C : ウェイク損失を参照)。また、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する。

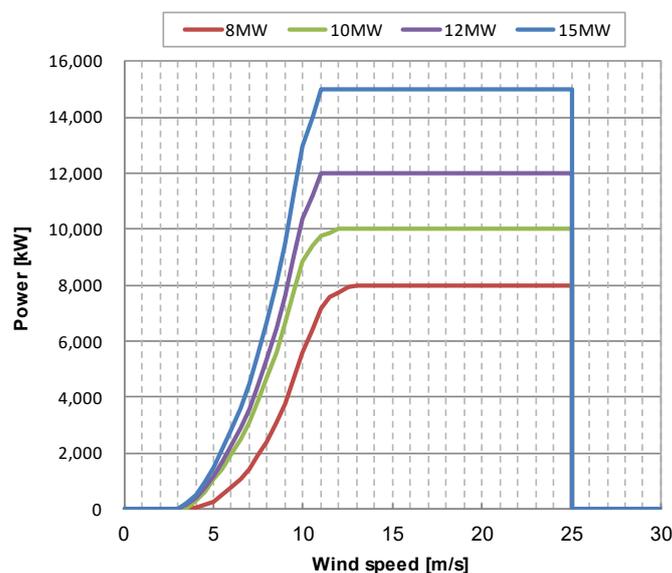


図 2.2 8、10、12 及び 15MW 風車の出力曲線

いる。

6 NeoWins (洋上風況マップ)、http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html

7 ワイブル分布：風速階級別の出現頻度を近似する確率分布。確率密度関数は以下の式で表される。

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\}$$

ここで、 V [m/s] : ハブ高さにおける風速、 k [-] : ワイブル分布の形状パラメータ及び C [m/s] : ワイブル分布の尺度パラメータである。 C が与えられていない場合、コストモデルでは $k=2$ とし、レイリー分布を使用。

表 2.3 8, 10, 12 及び 15MW 風車の主な仕様

定格出力 [MW]	ロータ径 [m]	ハブ高さ [m]	カットイン 風速[m/s]	定格風速 [m/s]	出典
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]

[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>

表 2.4 AEP 算定のための各種損失

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
その他	3.0	高風速時のヒステリシス損失 ⁸ 、所内使用電力などを考慮し仮定

【注記】

図 2.2 及び表 2.3 に示されるように、各風車のカットイン風速と定格風速が異なる。このため、用いるパワーカーブによって設備利用率が異なる場合がある。パワーカーブは設備利用率（すなわち AEP）に影響するため、LCOE での比較の場合に留意が必要である。

2.2 NEDO モデル(着床式)

2.2.1. モデルの概要

NEDO モデルは、菊地・石原モデル (2014) [2] を参考に、CAPEX の内訳の各項目に対して数式が公開されているエンジニアリングモデルで、このモデルをベースにして欧州のデータに基づき、CAPEX モデルを構築している。

2024 年モデルは、2022 年モデルを欧州の最新の情報を基にコストモデルを更新した。2024 年モデルの変更点を表 2.5 に示す。

8 高風速時のヒステリシスとは、高風速時に風車が停止したのち、風速が低下し再度発電状態になるまでにタイムラグが生じ損失する発電量

表 2.5 2022 年モデルからの主な更新内容

大項目	項目		説明	備考・更新内容等	説明
CAPEX	風車		<ul style="list-style-type: none"> ● 定格出力に対する 1 次式で算定 	<ul style="list-style-type: none"> ● 最新のデータを基に式を改定 	2.3③
	基礎	モノパイル	<ul style="list-style-type: none"> ● モノパイル重量×鋼材単価(製作費含む) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 変更なし 	2.3④
		ジャケット	<ul style="list-style-type: none"> ● ジャケット重量×鋼材単価(製作費含む) 	<ul style="list-style-type: none"> ● ジャケットコスト算定式追加 	2.3④
	電力ケーブル	アレイ	<ul style="list-style-type: none"> ● アレイケーブル長×長さあたり単価×本数 	<ul style="list-style-type: none"> ● ケーブル単価のアップデート 	2.3⑤
		エクスポート	<ul style="list-style-type: none"> ● エクスポートケーブル長×長さあたり単価×本数 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 	2.3⑥
	変電所		<ul style="list-style-type: none"> ● 陸上及び洋上変電所 	<ul style="list-style-type: none"> ● 離岸距離 55km 以上で洋上変電所考慮 	2.3⑦
	施工	<ul style="list-style-type: none"> ● 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×備船費＋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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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備船費をアップデート 	2.3⑧
	港湾費		<ul style="list-style-type: none"> ● MW 当たりの費用 	<ul style="list-style-type: none"> ● 変更なし 	2.3⑨
その他		<ul style="list-style-type: none"> ● MW 当たりの費用 	<ul style="list-style-type: none"> ● 文献 [4]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 	2.3⑩	
OPEX	運転維持	<ul style="list-style-type: none"> ● 運転 ● 定期保守 ● 非定期保守 	<ul style="list-style-type: none"> ● 運転費は英国洋上風力ガイド情報を参照 ● 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 	<ul style="list-style-type: none"> ● 運転保守費固定値→故障率、海域情報を考慮して算定 	2.4
DECEX	撤去費	撤去費	<ul style="list-style-type: none"> ● 施工費の 70% 	<ul style="list-style-type: none"> ● 変更なし 	2.5
AEP	年間推定発電電力量	<ul style="list-style-type: none"> ● パワーカーブ ● 損失 ● 稼働率 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 	<ul style="list-style-type: none"> ● 15MW 風車パワーカーブ更新 ● 稼働率は風車ダウンタイムを考慮 	2.1.5

2.2.2. 2024 年モデルの主な更新箇所

本項では、2022 年モデルからの主な更新箇所（風車モデル、ジャケットモデル、施工及び運転維持モデル）について述べる。各モデルの数式は 2.3 項に示した。

① 風車モデル

図 2.3 に風車定格出力に対する MW あたりの設備費 [5]を示す。図中には、10 及び 15MW 風車の費用を追加でプロットしている。15MW 風車のデータは欧州の着床式 [4]及び浮体式洋上風力ガイド [6]及び NREL [7]の値である。図中の点線は 2022 年 NEDO モデルによるものである。

図 2.4 は、風車出力に対する風車設備費を示した図であり、2019・2022 年及び 2024 年のモデル式を示す。また、表 2.6 に風車設備費の参考資料をまとめた。

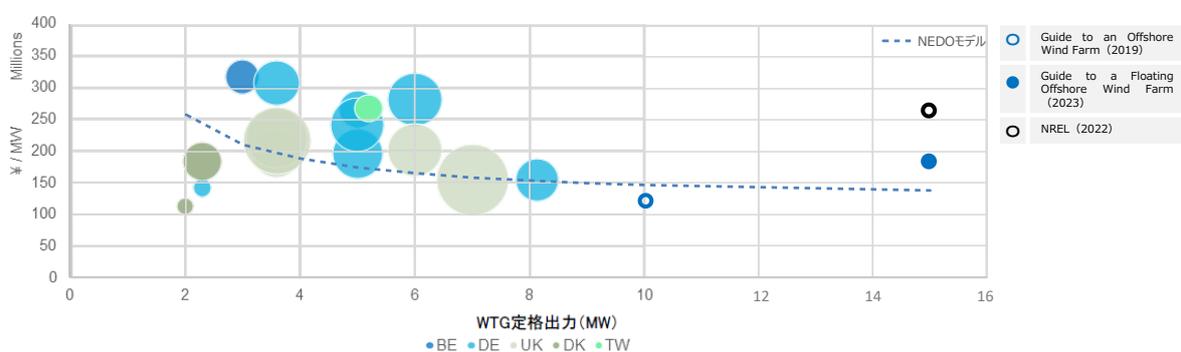


図 2.3 風力発電機設備費の比較
(文献 [5]の図に追記、1 ポンド=147 円換算、1 ドル=150 円換算)

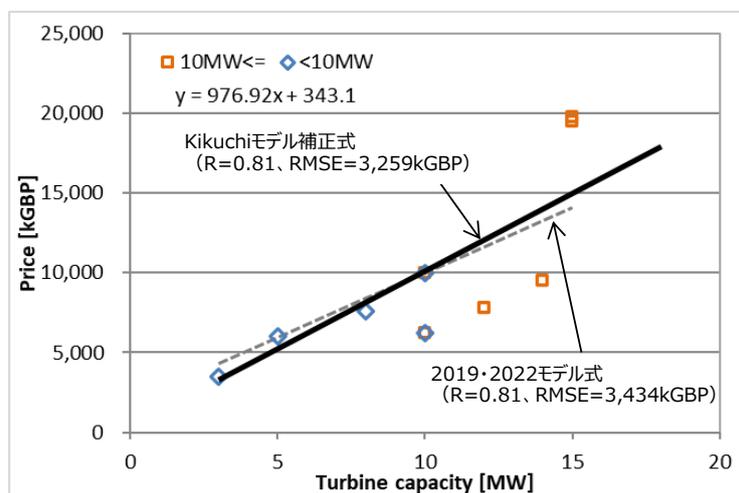


図 2.4 風車出力に対する設備費の回帰式

図 2.3 から、15MW 風車の設備費が高くなっているが、これは近年の鋼材の高騰や不安定な世界情勢の影響によるものと考えられる。風車設備費は高騰しているデータもある一方、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。

図 2.4 中の 2 本の直線は、15MW 風車の設備費は過少評価となっている。しかし、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 [8] (NEDO モデルで参考にした 2014 年モデルの更新版) 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こととした。

表 2.6 風車コスト参考資料

No.	年	発表者	タイトル	URL
1	2024	weatherguardwind	Wind Turbine cost: How much? Are they worth in 2024 ?	https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/
2	2021	Catapult	Guide to a floating offshore wind farm	https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/
3	2019	Catapult	Guide to a offshore wind farm	https://guidetoanoffshorewindfarm.com/
4	2024	Statista	Weighted average cost of installed offshore wind energy worldwide from 2010 to 2022	https://www.statista.com/statistics/506756/weighted-average-installed-cost-for-offshore-wind-power-worldwide/
5	2023	Energy Monitor	Data insight: the cost of a wind turbine has increased by 38% in two years	https://www.energymonitor.ai/renewables/data-insight-the-cost-of-a-wind-turbine-has-increased-by-38-in-two-years/
6	2020	offshore wind biz	Rystad Energy: Less Is More if Using 14 MW Turbines	https://www.offshorewind.biz/2020/09/21/rystad-energy-less-is-more-if-using-14-mw-turbines/
7	2022	NREL	2022 Cost of Wind Energy Review	https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf
8	2021	NREL	2021 Cost of Wind Energy Review	https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84774.pdf

② ジャケット式モデル

2019・2022 年モデルは、モノパイル式基礎用コストモデルで算出した CAPEX をジャケット式基礎用に補正する方法であったが、2024 年モデルは、国内外情報を基にした基礎重量の回帰式を求め、モノパイルと同様に基礎費用を算定するモデルとした。回帰式は、国内外 24 のプロジェクトのジャケット及びピンパイル（ジャケット式基礎を海底に固定するための杭で、ジャケット式基礎の脚本数により 3~4 本を使用する）の重量情報 [9]（付属資料 A：ジャケット式基礎参照）を用いて決定した。

図 2.5 は、ジャケット式基礎の水深と重量を表す。図中の線は、それぞれ、7MW 未満及び 7MW 風車以上用ジャケット式基礎の重量に対する回帰式による曲線である。回帰曲線は、5MW 風車用のジャケット式基礎の試設計を行い Alpha Ventus 及び Beatrice の実証試験機で検証した数式 [10] を参考にした。

また、図 2.6 にはピンパイルの水深に対する重量の分布を示す。なお、図 2.6 中の黒の破線は、日本及び台湾のデータの回帰式であるが、青実線の欧州データよりもかなりピンパイルの重量（すなわちパイルの長さ）が重いことがわかる。これは、欧州と日本・台湾の地盤条件が異なることに起因するが、NEDO モデルでは、欧州データをベースにしている。

図 2.5 に示すように、ジャケット式基礎の重量は 7MW 以上風車用の回帰式（図中の青の実線）の当てはまりが良いことから、この回帰曲線を使用する。図 2.6 に示すピンパイル重量は、風車容量によらない回帰式（図中の青の実線）を採用することとする。

なお、ジャケット式基礎及びピンパイルの単価は、ジャケット式基礎に関するデータをまとめた DNV の文献 [11]を参考にして決定した。

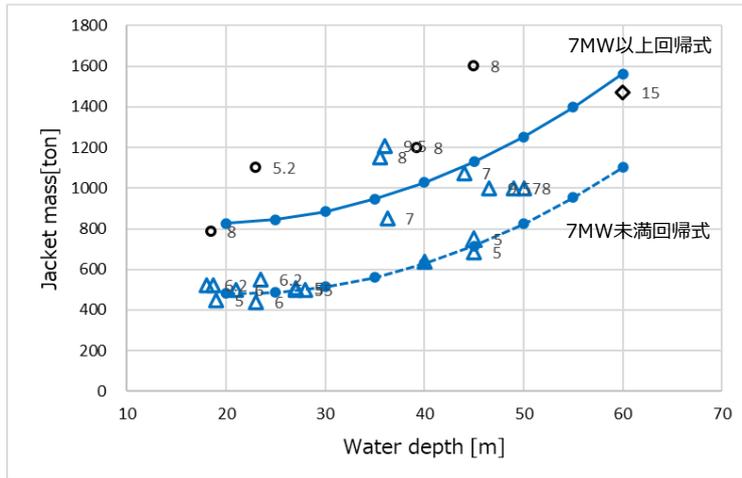


図 2.5 ジャケット式基礎の水深と重量

(図中のプロットの数値は風車サイズ、△は欧州、○は台湾・日本、◇は IEA 参照モデルの値)

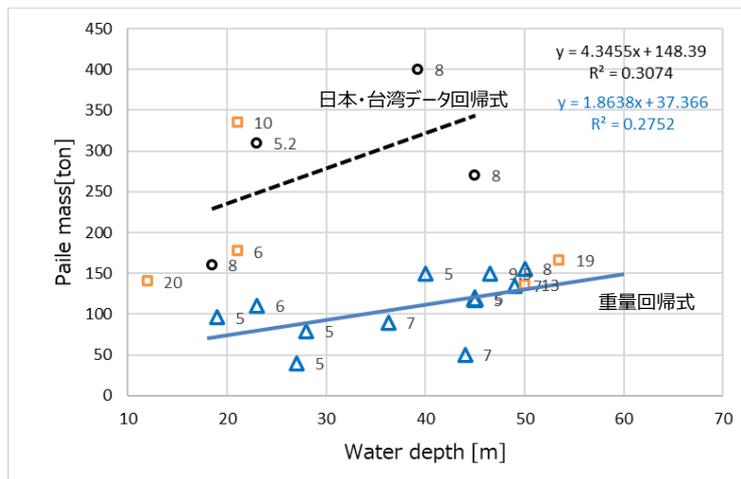


図 2.6 ピンパイルの水深に対する重量

(図中のプロットの数値は風車サイズ、△: 欧州データ、○: 日本・台湾、□: F/S データ)

③ 施工モデル

施工方法

2022 年モデルでは、施工方法に関して、欧州の実績値と比較するために、大型化する欧州の SEP 船の世代を考慮している。表 2.7 に世代別 SEP 船の比較を、図 2.7 に、モノパイル及び風車（ブレード、RNA 及びタワー）重量の比較を示す。

表 2.7 及び表 2.8 の SEP 船 1 隻当たりの推定風車積載セット数及び推定基礎搭載セット数は、SEP 搭載性能や施工時写真等（図 2.8）から推定し設定した。また、輸送・施工時の 4C Offshore データベースを参考に使用船数を設定した。

表 2.7 世代別 SEP 船の比較 [12]

世代	第 1 世代	第 2 世代	第 3 世代	第 4 世代
竣工年	2005 年	2010 年	2015 年	2022 年
平均クレーン吊り上げ重量	500 ton	900 ton	1,400 ton	2,500~3,500 ton
平均積載荷重	2,000 ton	5,000 ton	8,500 ton	10,000 ~16,000 ton
適用風車サイズ	3 MW	6 MW	9 MW	15 MW
推定風車重量	380	565	862	1,922
推定風車積載セット数※	5	6	6	6
備考	洋上風力における初の SEP 船	洋上風力用新設計の SEP 船	10MW クラス風車用 SEP 船	15MW 風車用の次世代 SEP 船
ジャッキアップ船外観				

※風車・タワー重量等から設定

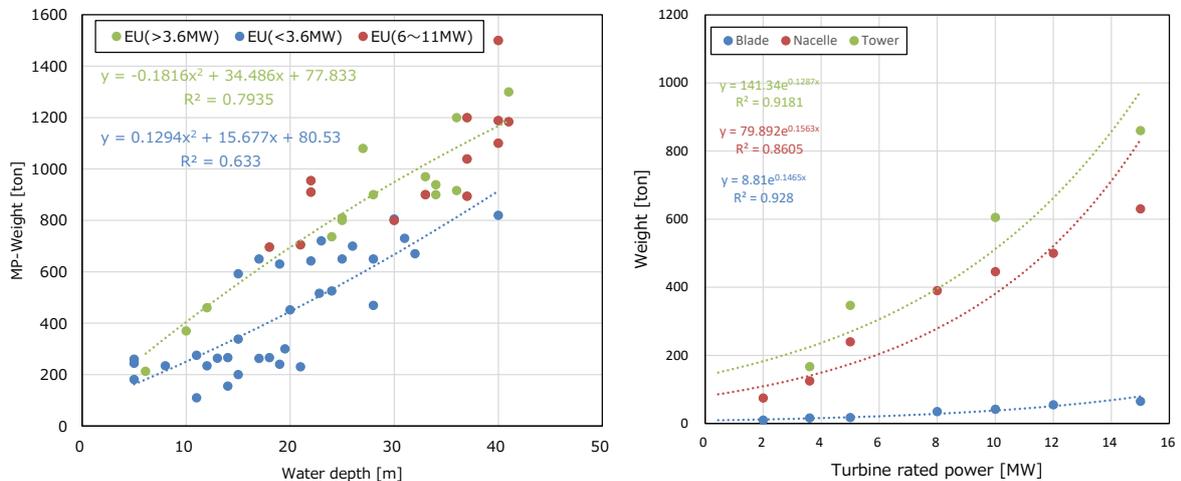


図 2.7 モノパイル及び風車(ブレード、RNA 及びタワー)重量の比較

表 2.8 水深別推定平均モノパイル重量(単位:ton)

水深 [m]	5	10	15	20	25	30	40	推定搭載基礎数
Pr ≤ 3.6MW	162	250	345	446	553	667	915	4
Pr > 3.6MW	246	405	554	695	826	949	1,167	4



(a) Gode Wind 1&2 wind farm (2015)



(b) Hohe See wind farm (2019)

図 2.8 モノパイル(a)及び風車タワー(b)施工例

ジャケット式基礎の施工手順は、図 2.9 に示す通りである。

- ① ピンパイル打設 海底に置かれたパイル施工フレームのガイドにピンパイルを貫入し、パイルを用いて打ち込み作業
- ② 基礎輸送 基地港で基礎をバージ台船に搭載 (図では HLV を使用)
- ③ 基礎箆合 バージ台船で輸送されたジャケット式基礎をヘビーリフトクレーンにて打ち込まれたピンパイルへ箆合
- ④ グラウト注入 パイルとジャケットのスリーブ間にグラウトを注入

使用船舶は、ジャケット式基礎輸送船はバージ台船・タグボード (3~6 基/台船)、ピンパイル施工はクレーン船/クレーン台船、ジャケット式基礎施工はヘビーリフトクレーン船 (HLV) を使用することとし、使用する船に対する備船費を用いる。

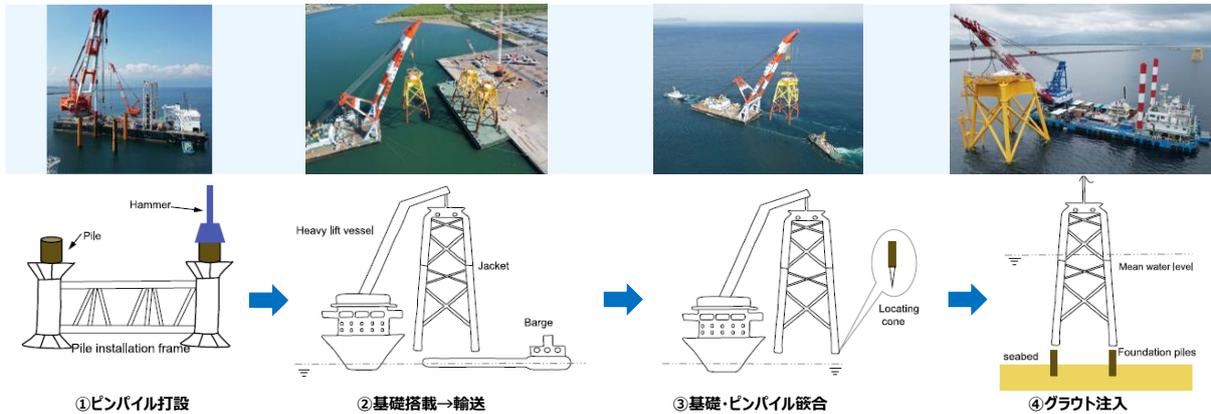


図 2.9 ジャケット式基礎の施工手順 [13]

(写真は石狩湾新港洋上風力の施工 [14])

施工日数

2019・2022 年モデルでは欧州の施工日数のデータ [9]を基に、風車、基礎の施工日数を求めた。本調査では、ジャケット式基礎の施工日数を設定するために、改めてデータを整理した。

図 2.10 及び図 2.11 は、それぞれ、モノパイル (MP) 及びジャケット式基礎 (JKT) の施工日数の年推移、および風車施工日数の年推移を示す。施工日数には、荒天等による天候遅延日数を

含んでいる。図 2.10 は風車規模及び基礎の違いに対して、図 2.11 は基礎の違い(モノパイル[MP]及びジャケット [JKT]) に対してプロットを分けている。

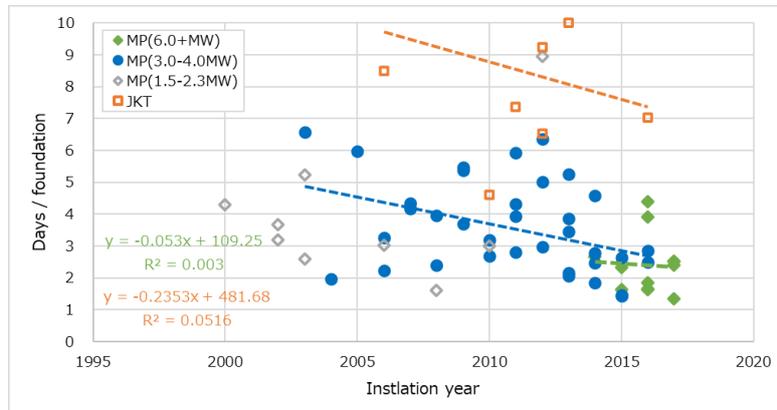


図 2.10 基礎(MP、JKT)施工日数の推移 [9]

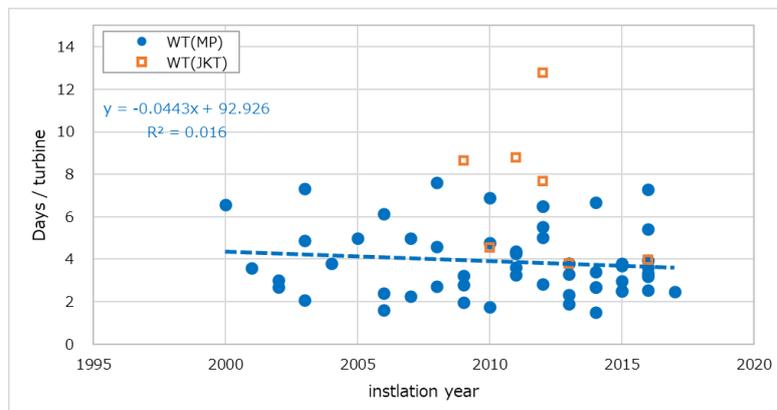


図 2.11 風車施工日数の推移 [9]

図 2.10 により、2014～2017 年（大型商用機のフェーズ、緑のプロット）のモノパイル式基礎施工日数は、2009～2013 年（青のプロット）と比べ、学習効果により平均 4.24 日/基礎から 2.39 日/基礎に減少している。なお、参照した文献 [9]によると、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、ほぼ一定である。また、図 2.11 によると、一部のジャケット式のプロジェクトで大きな外れ値はあるものの、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である。

以上より、基礎の施工については、風車規模の大型化（図 2.10 中の MP(6.0+)：6MW 以上の風車）で施工日数は短縮されており、NEDO モデルでは、MP(6.0+)の施工日数を参照する。ジャケット式は、データ数は限られているが、モノパイルよりも施工に係る日数が多い。また、風車の施工日数について、学習効果による影響はモノパイル程ではないが、低減している。

風車、基礎それぞれに対する回帰式から 2018 年の施工日数を算出すると以下の通りとなる。括弧内の数値は欧州の船舶供用係数 1.50 で除した日数で、遅延がないものとした場合の施工日数である。

- 風車 (WT) 施工日数 : $T_{install,wt}(2018) = -0.0443 * Y_r + 92.926 = 3.6 (2.4)$ [日/風車]
- モノパイル式基礎 (MP) 施工日数 : $T_{install,mp}(2018) = -0.053 * Y_r + 109.25 = 2.3 (1.5)$ [日/基礎]
- ジャケット式基礎 (JKT) 施工日数 : $T_{install,jkt}(2018) = -0.2353 * Y_r + 481.68 = 7.1 (4.7)$ [日/基礎]

船舶供用係数

NEDO モデルでは、海域毎の施工に数は船舶供用係数 (WDF) [15] を用いている。表 2.9 及び図 2.12 に船舶供用係数の値及びマップを示す。マップは、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の最大値をマップ化したものである。

前提条件の1つであるベースラインウィンドファームで用いる船舶供用係数の統計値を図 2.13 及び表 2.10 に整理した。その結果、国内の船舶供用係数に関して、瀬戸内海、島嶼部等を除く中央値は 2.05 (平均値は 2.21) となった。

表 2.9 船舶供用係数

ランク	1	2	3	4	5	6	7	8	9	欧州
日本	1.65	1.80	2.05	2.25	2.45	2.65	2.90	3.20	3.70	1.50

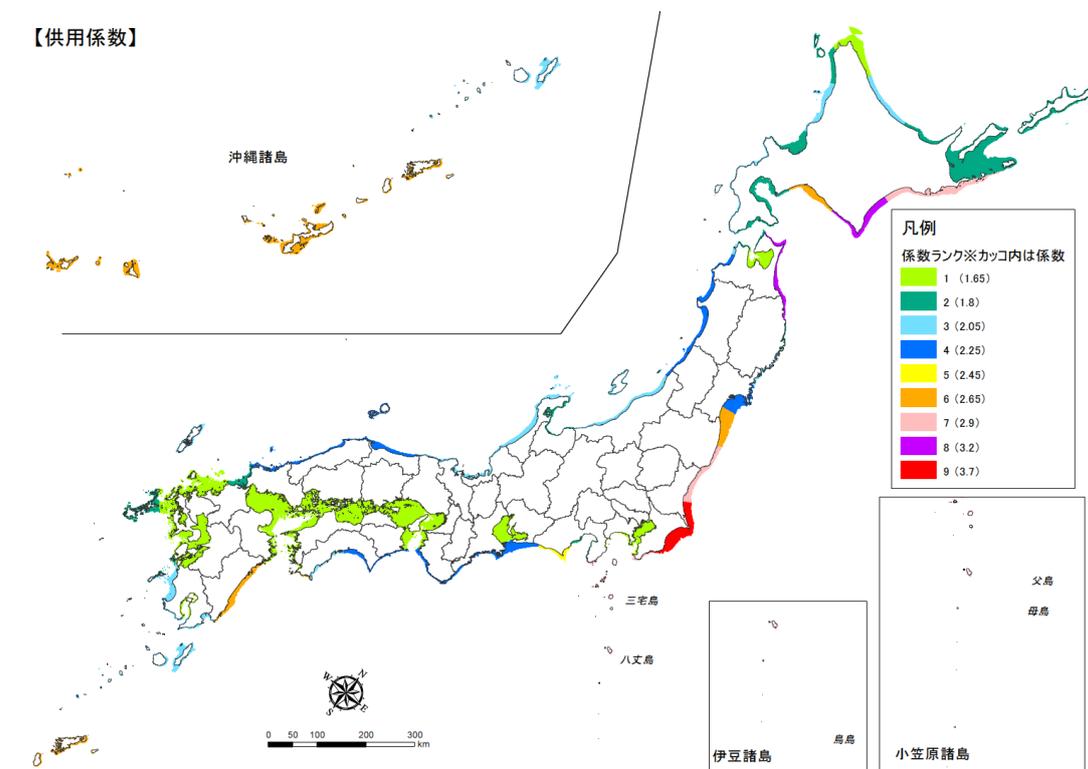


図 2.12 船舶供用係数の分布

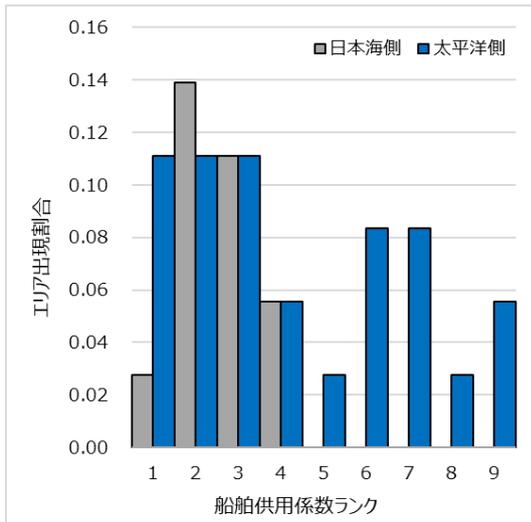


図 2.13 船舶供用係数ランクの海域出現割合
(瀬戸内海、島嶼部等を除く)

表 2.10 船舶供用係数の平均値・中央値
(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

なお、欧州における船舶供用係数については、欧州の 72 のプロジェクトを分析した結果 [16]の平均値は 1.46 (範囲は 1.34~1.56) であり、NEDO モデルでは、欧州の船舶供用係数は WDF=1.50 と設定している。

④ 運転維持費モデル

2019・2022 モデルでは、運転維持費は、海域によらず 0.97 万円/kW/年と固定値としていたが、2024 年モデルでは、海域情報 (離岸距離、船舶供用係数等) を考慮することとした。具体的には、定期保守、非定期保守及び運転に係る費用を算定することとした。

運転維持費は、施工費用と同様にサイトの気象・海象条件に応じて異なる。OPEX の試算ツールとして、例えば、ECN (オランダ) の O&M Calculator [17]がある。このツールは風車の故障を各部品の故障率を基にポアソン過程で表し、保全作業を時間領域モンテカルロ法によりシミュレーションし、発電所の利用可能率 (稼働率) 及び運転維持費を評価する。ここでの運転維持費は故障からの復旧に直接かかった費用と発電損失の合計である。日本では、菊地・石原ら [18]が、O&M Calculator を使用して、銚子沖洋上風力発電所の維持管理モデルを構築し、維持管理費を算出している。

2024 年の運転維持費モデルは、保守費に関して、海域毎の環境条件 (離岸距離及び船舶供用係数) を考慮した保守費算定モデルとした。このモデルは、Strathclyde 大の FOWIT 等 [19][20][21][22]を参考に構築した。維持費については、定期保守と非定期保守 (大規模修繕などを実施) に分け、図 2.14 に示す工程を設定した。以下に運転維持費モデルの概略を示す。

なお、図 2.15 に示すように、サイトの離岸距離により使用船舶 (あるいはヘリコプターの併用) が選択されるが、定期保守に使用する船舶は、離岸距離 30NM (55.6km) 程度までを対象とした CTV のみを想定した (図 2.15 の左図)。

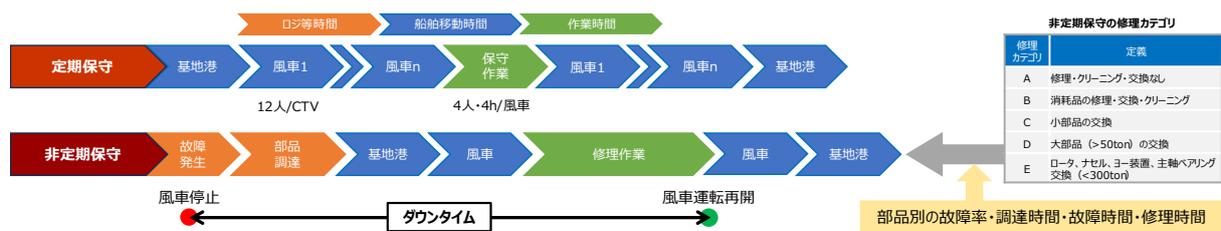


図 2.14 定期保守・非定期保守の工程



図 2.15 定期保守における使用船舶の選択 [23]

定期保守費

- ▶ 毎月定期的に風車にアクセスする定期保守を想定
- ▶ 1 隻の CTV に乗船する作業員の人数は 12 名とし、風車 1 基あたり 4 名で保守作業を実施する。作業員の 1 日当たりの作業時間の上限は 12 時間に設定
- ▶ 年間アクセス可能日数を船舶供用係数 WDF に応じて設定
- ▶ CTV の船速は 22 ノット (時速 41km)
- ▶ 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
- ▶ CTV の費用は定期備船契約とし、備船料 (日単価) と運航費 (燃料費、港湾費、物流費) 及び作業員の人件費 (日単価) で算定

非定期保守費

- ▶ 非定期保守をカテゴリに分け、それぞれのカテゴリで必要な保守時間数、船を想定。大規模修理では起重機船の使用を想定
- ▶ 風車の故障率 [20] [21] [22] から必要とされる故障時間を推定し、日数及び費用を算定
- ▶ 故障により風車が停止する時間 (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

- ▶ Guide to a offshore wind (英国洋上風力ガイド) のデータ (MW 当たりの単価) [4] を参考に、安全衛生検査費、トレーニング費、陸上物流費、洋上物流費及び保険料等を MW 当たりの年間費用で算定

2.3 資本費モデル

① 入力変数及びベースラインデータ

表 2.11 に設備費（CAPEX）を算定するための入力変数を示す。また、表 2.12 に本調査で使用するベースラインデータ（ベースラインウィンドファーム等のデータ）を示す。表中の記号は、CAPEX モデル式の中で用いるものである。なお、モデルにおけるコストに関する数値及び変数は英国£としている。また、本報告書中の£・円換算レートは 2014～2023 年の平均値 156 円/£とした。

表 2.11 入力変数

項目	記号	備考
水深 [m]	Dph	サイト個別
離岸距離 [km]	DTC	サイト個別
基地港からの距離 [km]	DAS	サイト個別
船舶共用係数	WDF	サイト個別
風速[m/s]	V	NeoWins の詳細風況データ(500m メッシュ)を使用。

表 2.12 ベースラインデータ

項目	記号	値	備考
風車基数	N	36	ベースラインウィンドファーム
定格出力	Pr	15[MW]	ベースラインウィンドファーム
風車間隔	DWT	1.648[km]	7D(風車直径 D:240m)を仮定
鋼材価格	PsRate	3000 [£/ton]	人件費、製造費を含む。(EU 実績値や日本のデータを用いることで予測精度が高まる。)
エクスポートケーブル数	Nec	2	冗長性確保のため 2 本使用

② 設備費

設備費 [£] は式 (2.2) を用いて算定した。予備費 CC は本調査では CC=0 とした。

$$\text{CAPEX} = \text{WTC} + \text{SSC} + \text{ACC} + \text{ECC} + \text{TSC} + \text{IC} + \text{PC} + \text{DC} + \text{CC} \dots\dots\dots (2.2)$$

式 (2.2) 中のパラメータは、次の通りである。

- WTC : 風力発電機設備費 [£]
- SSC : 基礎構造物設備費 [£]
- ACC : アレイケーブル設備費 [£]
- ECC : エクスポートケーブル設備費 [£]
- TSC : 変電所設備費 [£]
- IC : 工事費 [£]
- PC : 港湾費 [£]
- DC : 設計・調査費 [£]
- CC : 予備費等 [£]

③ 風力発電機設備費

2.2.2 項で述べたように、2022 年モデルから変更した。風力発電機設備費 WTC [£] は式 (2.3) で算定した。

$$WTC = (997.01 * Pr + 345.09) * 1,000 * N \dots\dots\dots (2.3)$$

ここで、

Pr : 風車定格出力 [MW]

N : 風車基数

である。

④ 基礎構造物設備費

モノパイル式基礎

モノパイル式基礎構造物設備費 SSC_mp [£] は式 (2.4) を用いて算定した。

$$SSC_mp = \pi D_{ss} * T_{ss} * L_{ss} * P_{sRate} * \rho * N \dots\dots\dots (2.4)$$

$$D_{ss} = \max(css * D_{ph}^2 + dss * D_{ph} + ess, 4) + cor \dots\dots\dots (2.4a)$$

$$T_{ss} = \min((fss * D_{ph} + gss) * (Pr/10)^{0.5} / 1000, 0.2) \dots\dots\dots (2.4b)$$

$$L_{ss} = 2 * D_{ph} + 20 \dots\dots\dots (2.4c)$$

$$cor = 0.028 * D_{ph} - 0.266 \dots\dots\dots (2.4d)$$

ここで、

css : モノパイル直径の増加係数 (=0.0003) ※水深の二乗に比例する項

cor : 補正項

dss : モノパイル直径の増加係数 (=0.0907) ※水深に比例する項

Dss : モノパイル直径 [m]

ess : モノパイル直径の増加係数 (=3.7027)

fss : モノパイル厚みの増加係数 (=0.7177) ※水深に比例する項

gss : モノパイル厚みの増加係数 (=50.609)

Lss : モノパイル長さ [m]

PsRate : 鋼材価格 [£/ton] (表 2.12 参照)

Tss : モノパイルの板厚 [m]

ρ : 鋼材密度 (=7.874) [ton/m³]

である。

ジャケット式基礎

ジャケット式基礎構造物設備費 SSC_jkt [£] は式 (2.5) を用いて算定した。

$$SSC_jkt = c_j * W_j + c_p * W_p \dots\dots\dots (2.5)$$

$$W_j = 0.4172 * D_{ph}^2 - 14.958 * D_{ph} + 958.437 \dots\dots\dots (2.5a)$$

$$W_p = (1.8638 * D_{ph} + 37.366) * n_p \dots\dots\dots (2.5b)$$

ここで、

c_j : ジャケット基礎鋼材単価 (=4,216GBP/ton) [11]

c_p : ピンパイル鋼材単価 (=1,860GBP/ton) [11]

D_{ph} : 水深 [m]

n_p : 1 基礎当たりのパイル数 [本/基礎]

である。

⑤ アレイケーブル設備費

アレイケーブル設備費 ACC [£] は式 (2.6) を用いて算定した。アレイケーブルの長さは、図 2.16 に示すように、風車の配置を正方形格子等間隔 (7D×7D) として算定した。ケーブル単価 C_{ac} は、33、66kV のケーブル費用を選択する。

$$ACC = C_{ac} * L_{acc} \dots\dots\dots (2.6)$$

$$L_{acc} = (N+2) * DWT \dots\dots\dots (2.6a)$$

ここで、

C_{ac} : アレイケーブル単価 [£/km]

DWT : 風車間隔=7*D (D: 風車直径) [km]

L_{acc} : アレイケーブル長さ [km]

N : 風車基数

である。

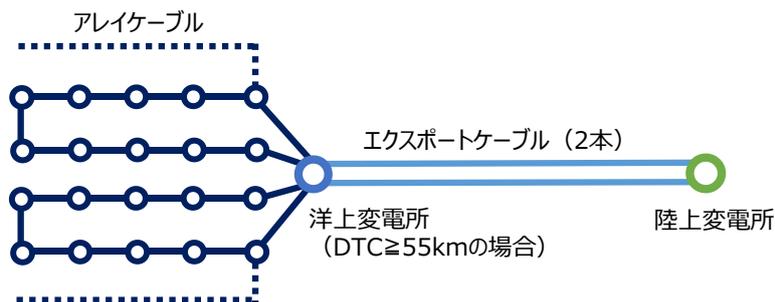


図 2.16 アレイケーブル及びエクスポートケーブルレイアウト

【補足】

アレイケーブルの長さは、風車間隔などよりプロジェクト毎に異なる。図 2.17 には欧州のプロジェクトの実績値と NEDO モデルにおいて風車間距離を 10D (D: 風車直径) に設定した場合の値の比較を示す。実績値と NEDO モデルの相関係数は 0.89 であった。

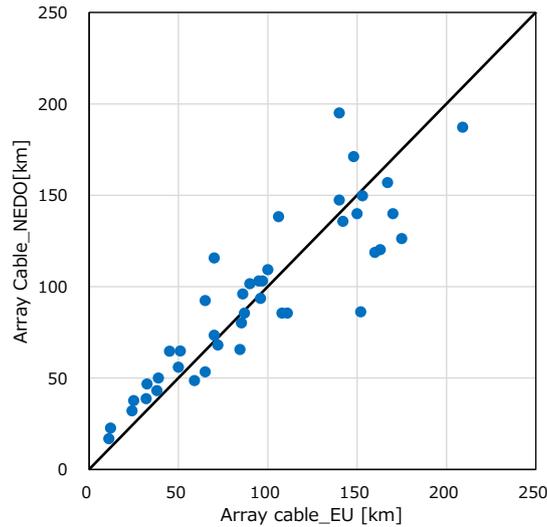


図 2.17 アレイケーブル長の比較(風車間距離を 10D に設定)

⑥ エクスポートケーブル設備費

エクスポートケーブル設備費 ECC [£] は式 (2.7) を用いて算定した。ケーブル故障及び事故を想定して、冗長性を確保するために、エクスポートケーブルは 2 本敷設することとする (図 2.16 参照)。ケーブル単価 Cac は、33 及び 66kV ケーブル費用を選択する。

$$ECC = C_{ec} * DTC * N_{ec} \dots\dots\dots (2.7)$$

ここで、

Cec : エクスポートケーブル単価=648,000 [£/km]

Nec : エクスポートケーブル本数=2

である。

ケーブルの単価は、公開されている情報が限られていることから、[24][25][26]等で示されているコスト計算式から、33kV 及び 66kV の m 当たりの単価を設定した。

また、AEP を算定するために用いる送電損失については、ケーブルの仕様や長さによって損失が異なるため、一定の値とすることは妥当ではないが、ここでは、最近の文献を参考にして、に示すように送電損失を設定した (表 2.13)。

表 2.13 電カケーブルの単価及び送電損失 [24][25][26]

電圧	£/m	送電損失 [%/km]
33kV	300	0.0068
66kV	790	0.0030

⑦ 変電所設備費

変電所設備費 TSC [£] は式 (2.8) を用いて算定した。欧州の洋上ウィンドファームでは洋上変電所が設置されている場合が多いが、Kikuchi らの文献 [8]を参考にし、離岸距離 55km 以上の場合は洋上変電所を使用することとした (図 2.16 参照)。

$$TSC = (Conts + Cofts) * 1,000 * Pr * N \dots\dots\dots (2.8)$$

ここで、

Conts : 陸上変電所の設備費 [k £ /MW]

Cofts : 洋上変電所の設備費 [k £ /MW]

である。

⑧ 施工費

施工費 IC [£] は式 (2.9) を用いて算定した。式中の係数等は、2.2.3 項に示したように、欧州の最新のデータを用いて更新した。

$$IC = ICsub + ICwt + ICcable + ICss \dots\dots\dots (2.9)$$

ここで、

ICsub : 基礎工事費 [£]

ICwt : 風車工事費 [£]

ICcable : ケーブル工事費 [£]

ICss : 洋上変電所工事費 [£]

であり、それぞれ、以下の式で算定した。

$$ICsub = Fyr,sub * 2 * Cmob_sub + Cvessel,sub * (Tinstall,sub + Ttrans1,sub) * WDF \dots\dots\dots (2.9a)$$

$$ICwt = Fyr,wt * 2 * Cmob_wt + Cvessel,wt * (Tinstall,wt + Ttrans1,wt) * WDF \dots\dots\dots (2.9b)$$

$$ICcable = Fyr,cable * 2 * Cmob_cable + Cvessel,cable * (Tinstall, cable + Ttrans2,cable) * WDF + Co,cable \dots\dots\dots (2.9c)$$

$$ICss = Fyr,ss * 2 * Cmob_ss + Cvessel,ss * (Tinstall, ss + Trans2,ss) * WDF \dots\dots\dots (2.9d)$$

$$Fyr,i = ROUNDUP(Tday,i * N / (365 / WDF), 0) \dots\dots\dots (2.9e)$$

$$Tinstall,i = Tday,i * N / Nvessel,i \dots\dots\dots (2.9f)$$

$$Nvessel,wt = 6 (Pr > 3.6), 5 (Pr < 3.6) \dots\dots\dots (2.9g)$$

$$Nvessel,sub = 4 \dots\dots\dots (2.9h)$$

$$Tinstall,cable = Lacc / 0.6 + DTC / 1.6 * Nec \dots\dots\dots (2.9i)$$

$$Ttrans1,i = Vs * (DTC + DAS) * ROUNDUP(N / Nvessel,i) \dots\dots\dots (2.9j)$$

$$Ttrans2,i = Vs * (DTC + DAS) \dots\dots\dots (2.9k)$$

$$Vs = 1 / (1.852 * Vvessel) / 24 \dots\dots\dots (2.9l)$$

$$Co,cable = (1000 * (Lacc + DTC) + 8,000 + 10,000) * N * Pr \dots\dots\dots (2.9m)$$

ここで、

Cmob	: 回航費 [£] (表 2.14 参照)
Co,cable	: ケーブル施工の他の費用 [£]
Cvessel,i	: 備船費 (i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル]、ss [洋上変電所]) [£/日]、表 2.14 参照)
DTC	: 離岸距離 [km]
DAS	: 基地港までの距離 [km]
Fyr,i	: 基礎、風車及びケーブルそれぞれの工事を実施する年度数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、cable [ケーブル])
Tday,i	: 基礎、風車の施工日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、[日/基]、表 2.14 参照)
Tinstall,i	: 施工船の施工日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、ss [洋上変電所]、[日]、表 2.14 参照)
Tinstall,cable	: ケーブル施工日数 ([日]、表 2.14 参照)
Ttrans1,i	: 輸送日数 (i : sub [基礎]、wt [風車]、[日])
Ttrans2,i	: 輸送日数 (i : cable [ケーブル]、ss [洋上変電所]、[日])
Vs	: 輸送速度 [日/km] (Vvessel は表 2.15 の船の速度 [knots])
WDF	: 船舶供用係数 (図 2.12 及び表 2.9 参照)

である。

式 (2.9a) ~ (2.9d) は、それぞれ、基礎、風車、ケーブル及び変電所を施工するためのコストを算定する式である。回航費、備船費、施工及び輸送に係る日数を欧州の洋上ウィンドファームのモノパイルに対する実績値を参考にして決定した。欧州の工事費に用いるデータは表 2.14 及び表 2.15 を参照。式 (2.9f) の右辺の Tday,i は風車、基礎を 1 基の施工に要する日数で、風車、モノパイル式及びジャケット式基礎で異なる (表 2.14 参照)。洋上における工事は、気象・海象の影響を受け、風速や波高によって施工日数が限られる。この影響は、日本の海域に対して、船舶供用係数 WDF で考慮し、式 (2.9a) ~ (2.9d) に含めた。

式 (2.9e) は、回航費を算定するために用いる。施工可能な期間は欧州では 1 年であるが、日本では、船舶供用係数の定義により 1/WDF 年とする。基礎、風車及びケーブルそれぞれで、施工日数が施工期間を過ぎた場合、工事は次年以降に実施すると仮定することで回航費を算定する。船舶供用係数は図 2.12 及び表 2.9 を参照。

式 (2.9i) は、風車及び基礎の輸送に関する日数を算定するための式である。想定した船の速度は表 2.15 にまとめた。往路と復路で船の速度は異なる。また、輸送距離は離岸距離及び基地港からの距離 DAS を仮定する。DAS は任意の距離を設定できる。欧州における一般的な DAS の距離は 40km 程度である。一度に輸送できる基礎及び風車の数は式 (2.9g) 及び (2.9h) で算定した。また、式 (2.9i) は、ケーブル及び洋上変電所の輸送に関する日数を算定するための式である。

式 (2.9j) は、ケーブル施工日数を算定するための式で、表 2.14 に示すように、欧州の実績を参考にして、アレイケーブルとエクスポートケーブルで日当たりの施工距離が異なる。

式 (2.9m) は、ケーブル施工に係る埋設費 (1,000 £ /km/MW)、ケーブル引込費用 (8,000 £ /MW)

及び試験費（10,000 £/MW）を算定するために用いる。

表 2.14 工事費に用いるパラメータ

NEDO モデル使用データ		備考
輸送日数	個別 日	船の種類別に輸送速度を算定(文献[17])。距離は基地港からの距離を仮定。
回航費(基礎)	868,000 [£/船/片道]	文献 [9] [27]
回航費(風車)	1,240,000 [£/船/片道]	文献 [9] [27]
回航費(ケーブル)	555,000 [£/船/片道]	文献 [9] [27]
回航費(変電所)	900,000 [£/変電所]	文献 [4]
傭船費(JUV)	173,600 [£/日]	文献 [9] [27]
傭船費(風車施工船)	248,000 [£/日]	文献 [9] [27]
傭船費(ケーブル施工船)	111,000 [£/日]	文献 [9] [27]
傭船費(変電所施工船)	180,000 [£/日]	文献 [27]
施工日数(モノパイル)	2.3 [日/基礎]	文献 [9] [27]
施工日数(ジャケット)	4.2 [日/基礎]	文献 [9] [13]
施工日数(風車)	3.6 [日/風車]	文献 [9] [27]
1日当たりの施工距離(アレイケーブル)	0.6 [km/日]	文献 [28]
1日当たりの施工距離(エクスポートケーブル)	1.6 [km/日]	文献 [28]
施工日数(洋上変電所)	5 [日/変電所]	文献 [27]
施工日数(洋上変電所基礎)	2 [日/基礎]	文献 [28]
船舶共用係数	1.65~ 3.70 [-]	文献 [15] 欧州は 1.50(文献 [16])。表 2.9 及び図 2.12 参照。

表 2.15 工事費に用いる船の速度 (1 konts = 1.852 km/h)

Vessel	Transit speed (loaded) [knots]	Transit speed (return) [knots]
Large jack-up	3	10
Cable-laying vessel	9	14

⑨ 港湾費

2022 年モデルから変更なし。港湾費 PC [£] は式 (2.10) を用いて算定した。基礎一基あたりの港湾費を考慮したモデル式である。

$$PC = 35,000 * N \dots\dots\dots (2.10)$$

⑩ その他

2022 年モデルから変更なし。その他の費用 OC [£] は、文献 [4]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) 管理などの費用を算定した。

$$OC = 220,500 * Pr * N \dots\dots\dots (2.11)$$

⑪ 設計・調査費

2022 年モデルから変更なし。設計調査費 DC [£] は式 (2.12) を用いて算定した。式 (2.12) 中の ICC は式 (2.11a) を用いて算定した。

$$DC = 0.05 * ICC \dots\dots\dots (2.12)$$

2.4 運転維持費モデル

年間運転維持費 OPEX [£/年] は、定期保守費 C_{sm}、非定期保守費 C_{cm} 及び運転費 C_{op} により算定した。

$$OPEX = C_{sm} + C_{cm} + C_{op} \dots\dots\dots (2.14)$$

式 (2.14) の右辺の各項は、以下で算出する。

① 定期保守費 C_{sm}

定期保守費 C_{sb} [£/年] は式 (2.15) を用いて算定した。本モデルでは、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 の数を設定する。

$$C_{sm} = C_{ctv} + C_t + C_{oil} + C_{ppe} \dots\dots\dots (2.15)$$

$$C_{ctv} = odoctvpy * noctvpy * ctvrate \dots\dots\dots (2.15a)$$

$$C_t = tdrate * odoctvpy * (noctvpy + 1) * 12 \dots\dots\dots (2.15b)$$

$$C_{oil} = Fcpl * odoctvpy * 24 * noctvpy \dots\dots\dots (2.15c)$$

$$C_{ppe} = ppept * (noctvpy + 1) * 12 * 0.5 \dots\dots\dots (2.15d)$$

$$odoctvpy = roundup(N / nowtpd / noctpy, 0) * 12 \dots\dots\dots (2.15e)$$

$$nowtpd = IF(toampwt / 5 < 4, 3, 4) \dots\dots\dots (2.15f)$$

$$noctvpy = roundup(tdst / nowtpd / 365 / WDF, 0) \dots\dots\dots (2.15g)$$

$$toampwt = roundup(12 - 2 * tdst - toawt - 1, 0) \dots\dots\dots (2.15h)$$

ここで、

- C_{ctv} : CTV 年間総備船費 [£/年]
- C_t : 年間総作業員費 [£/年]
- C_{oil} : CTV 年間総燃料費 [£/年]
- C_{ppe} : 作業員用具費 [£/年]
- doctvpy : CTV1 隻あたりの年間稼働日数
- ctvrate : CTV 備船費日単価 [£/日]
- Fc : CTV 燃費消費量 (=L/h)
- Fcpl : CTV 燃料費 [£/L]
- DST : 基地港・風車間距離
- dowt : 風車間距離 (=7*D、D : 風車径)
- N : 風車基数
- noctvpy : 年間使用 CTV 数

nowtpd : CTV 一隻・1 日当たりの保守可能風車基数
 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）
 ppept : 作業員用具費（2 年おきに交換）
 tdrate : 作業員の時間単価 [£ /h]
 tdst : 基地港・風車間移動時間 (=DST/Vctv)
 toawt : 風車間移動時間 (=dowt/Vctv*(nowtpd-1)*1.5)
 Vctv : CTV 船速 [km/h]

である。

式 (2.15a) は、CTV 年間総備船費で、式 (2.15e) 及び (2.15g) により CTV の年間備船日数及び年間必要 CTV 数を求め、備船費日単価 ctvrate を乗じて算定した。

式 (2.15b) は、作業員の年間総労務費で、式 (2.15e) 及び式 (2.15g) により作業員の年間総作業時間数に差作業員の時間単価を乗じて算定した。

式 (2.15c) は、CTV の年間総燃料費で、式 (2.15e) 及び (2.15g) により CTV の年間備船日数及び年間必要 CTV 数を求め、CTV 燃料費 Fcpl を乗じて算定した。

式 (2.15d) は、作業員の用具費で、2 年に 1 回交換するものとして算定した。

式 (2.15e) は、CTV1 隻あたりの年間備船日数を計算する式で、WDF を用いることで海域毎のアクセス可能日数を求めている。また、式 (2.15f) は CTV 一隻・1 日当たりの保守可能風車基数である。式 (2.15g) は、年間使用 CTV 数を、式 (2.15h) は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）である。

② 非定期保守費 C_cm

非定期保守費 C_cm [£ /年] は式 (2.16) を用いて算定した。このモデルは、非定期保守をカテゴリに分け、それぞれのカテゴリで必要な保守時間数、船舶を想定する。大規模修理では起重機船の使用を想定風車の故障率 [17] [18] [19] から必要とされる故障時間を推定し、故障により風車が停止する時間（ダウンタイム）から算定される稼働率を AEP 計算に反映する。

$$C_cm = \sum (tt_{i+D_dt,i}) * WDF / 1.5 * vr_{ate,i} \dots \dots \dots (2.16)$$

$$D_dt,i = \sum (t_{,i} + tw_{,i} + tl_{,i}) * N \quad (\text{記号は表 2.17 参照、} i : \text{使用船舶}) \dots \dots \dots (2.16a)$$

ここで、

D_dt,i : ダウンタイム
 N : 風車基数
 vr_{ate,i} : 使用船舶 i の備船費
 WDF : 船舶供用係数

である。

表 2.16 に修理カテゴリとその定義、また、表 2.17 にカテゴリ別ダウンタイム (DT) を示す [19] [20]。表 2.16 に示した修理カテゴリに関して、要素に対する故障発生率は付属資料 D : 故障

に関するデータにまとめた。表中のロジ時間は、故障が発生してから、該当する要素を調達するのに要する時間である。割り当てられている数値は文献 [19]から引用したもので、これはプロジェクトごと、地域ごとに異なる数値と考えられるため、今後アップデートが必要である。

表 2.16 修理カテゴリと定義[17] [18] [19]

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)

表 2.17 着床式のカテゴリ別ダウンタイム(DT)表
(離岸距離 5km、WDF=2.05 の場合) [17] [18] [19]

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]	年間備船日数	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,i	t0			tl,i	tw,i	t,i	teff		D_dt,i
CTV	A	1.0515	0.3	53.4	2.2	3	0	96	149	10.3	157	0.00
CTV	B	0.0140	0.3	53.4	2.2	1	8	96	157	10.3	2	0.00
CTV	C	0.0117	0.3	180.4	7.5	1	48	96	324	10.3	4	0.16
CTV	D	0.1107	0.3	96.3	4.0	1	160	96	352	10.3	39	1.62
CTV	E	0.3521	0.3	96.3	4.0	2	500	96	692	10.3	244	0.00
FCV	A	1.0515	1.1	4.6	0.2	1	0	96	101	11.0	108	0.00
FCV	B	0.0140	1.1	4.6	0.2	1	8	96	109	11.0	2	0.00
FCV	C	0.0117	1.1	11.6	0.5	1	48	96	156	11.0	2	0.08
FCV	D	0.1107	1.1	97.6	4.1	1	0	96	194	11.0	22	0.90
FCV	E	0.3521	1.1	97.6	4.1	2	0	96	194	11.0	69	0.00
CLV	C	0.0000	2.6	0.0	0.0	0	48	96	146	11.0	0	0.00
CLV	D	0.0250	2.6	240.0	10.0	1	500	96	838	11.0	21	0.88
CLV	E	0.0160	2.6	360.0	15.0	1	48	96	506	11.0	8	0.00
CLV	C	0.0000	2.6	0.0	0.0	0	48	96	146	11.0	0	0.00
CLV	D	0.0200	2.6	60.0	2.5	1	500	96	658	11.0	13	0.55
CLV	E	0.0000	2.6	0.0	0.0	0	48	96	146	11.0	0	0.00
CTV	定期保守	1										2.50
ダウンタイム(DT)計[日/風車/年]												6.69

なお、修理カテゴリ A は、定期保守費に算入し、設備利用率が 98%程度になるように修理カテゴリを選択した。本調査では電力ケーブルに関する修理は想定していない。表 2.17 に示した例では、ダウンタイムの合計は 6.69 日となり、稼働率は、 $(366-6.69)/366=98\%$ となる。修理カテゴリを全て考慮した場合、稼働率は 91%となる (366 は閏年を考慮した年間日数)。要素別の故障発生率は、本来なら風車毎に異なるが、メーカー毎のデータは入手困難であるため、文献[17][18][19]を参考にした。

③ 運転費 C_{op}

運転費 C_{op} は、Guide to a offshore wind (英国洋上風力ガイド) のデータ (MW 当たりの単価) [4]を参考に、安全衛生検査費 C_{tc}、トレーニング費 C_t、陸上物流費 Conlg、洋上物流費 C_{cnt} 及び保険料 C_{ins} 等 (単位：£/MW/年) を用いて算定した。

$$C_{op} = (C_{tc} + C_t + Conlg + C_{cnt}) * N * Pr \dots \dots \dots (2.17)$$

2.5 撤去費モデル

2022年モデルから変更なし。洋上風力プロジェクトの撤去の実績はまだ少ないため、ここでは、限られた文献を参考にして撤去費用を見積もった。

初期のウィンドファームの撤去費は、風車サイズが小さく、離岸距離も短かったため、€200k/MW (2.7万円/kW) 程度であったが、近年の状況 (離岸距離と水深の増加、厳しい海象条件) を反映すると、モノパイルの撤去費は€300k/MW～€500k/MW (4.1万円/kW～6.8万円/kW) と見積られているが (DNV-GL 試算 [29]、図 2.18 参照)、これは施工費の約 60%～70% [30]に相当する。なお、発電コストワーキンググループにおいても、2021年検証で設定した施工費の 70%を引き続き採用している。

これらのデータを参考して、本調査では、発電コストを算定するための撤去費 DECEX [£] は、工事費 IC (式 (2.11) 参照) の 70%とし、次式 (2.13) で算定した。

$$DECEX = 0.7 * IC \dots \dots \dots (2.13)$$

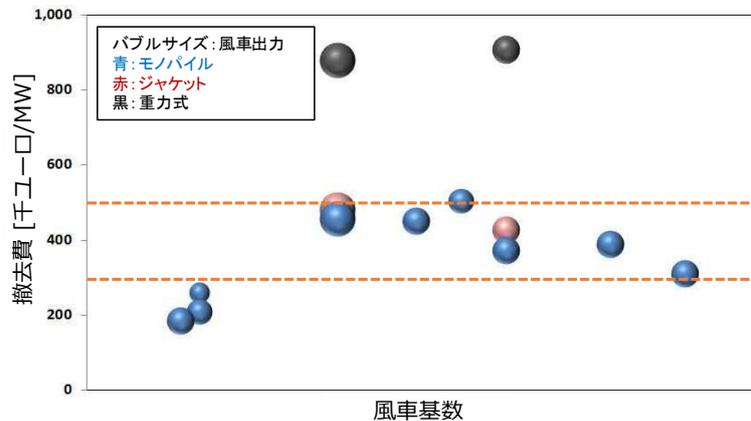


図 2.18 撤去費(文献[20]より作成)

2.6 LCOE 算定

2022 年モデルから変更なし。本調査で算定した LCOE は、2.1 節から 2.4 節で述べたモデル及び式を用いると式 (2.1) は式 (2.18) になる。風車の運転年数は 20 年とした。

$$\text{LCOE} = [\text{CAPEX} + \sum T_i / (1+r)^i + \text{DECEX}] + \sum \text{OPEX} / (1+r)^i / [\text{AEP} / (1+r)^i] \dots\dots\dots (2.18)$$

$$\text{AEP} = \sum F(V) * P(V) * \eta * 8766 \dots\dots\dots (2.18a)$$

ここで、

CAPEX : 建設費 [式 (2.2)]

DECEX : 撤去費 [式 (2.12)]

F(V) : ワイブル分布 (風速出現の確率密度分布)

i : 年数 (1~約 20)

OPEX : 運転維持費 [式 (2.14)]

P(V) : パワーカーブ [kW] (図 2.2)

V : 風速 [m/s]

T_i : 固定資産税=1.4% (表 2.2)

r : 割引率=3% (表 2.2)

η : 各種損失を考慮した効率 (表 2.4)

である。

2.7 2024 年モデルの検証

2.7.1. 欧州プロジェクトによる CAPEX モデルの検証

① モノパイル式基礎によるプロジェクト

2024 年モデルの CAPEX の推定精度を検証するために、欧州の実績値と比較を行った。欧州実績は 2014～2023 年における英国、ベルギー、デンマーク、ドイツ及びオランダのデータを使用した。図 2.19 は、欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の比較を示す。図 2.19 (a) 及び (b) それぞれは、2022 年モデル及び 2024 年モデルと欧州実績値との比較である。図中の太破線は傾き 1、点線は 10%及び 90%分位置である。また、表 2.18 は、欧州のモノパイルを採用したプロジェクトの CAPEX の相関係数 R 及び二乗平均平方根誤差 RSME⁹の比較を示す。

2024 年モデルは 2022 年モデルと比較して同水準の結果となった。

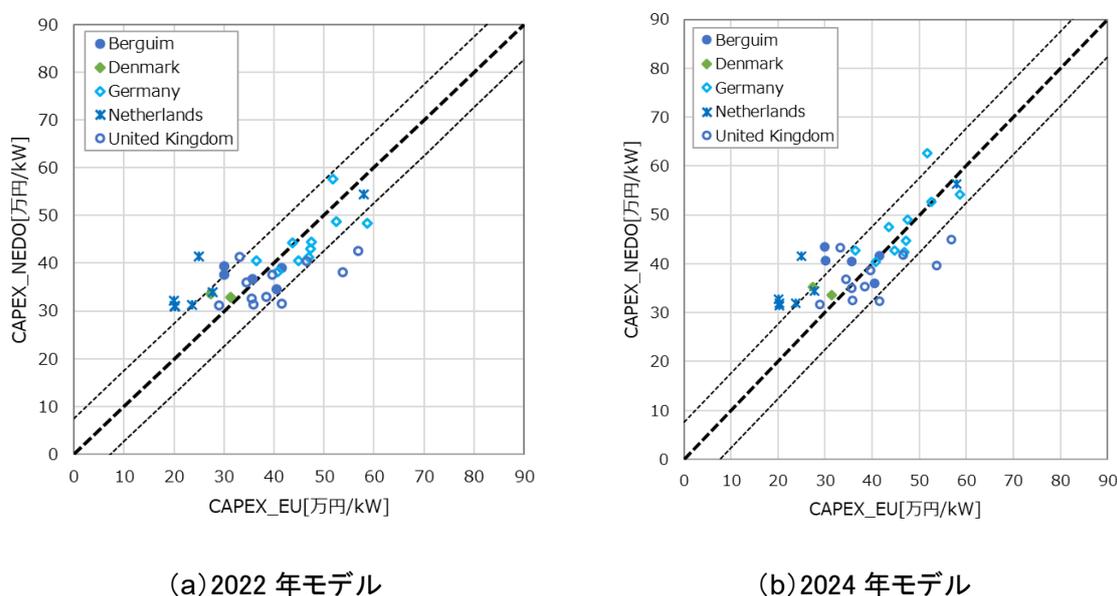


図 2.19 欧州のモノパイル式基礎を採用したプロジェクトの CAPEX の比較

表 2.18 欧州のモノパイル式基礎を採用したプロジェクトの CAPEX の相関係数及び二乗平均平方根誤差の比較

モデル	相関係数 R	二乗平均平方根誤差 RSME
2022 年モデル	0.73	7.4 万円/kW
2024 年モデル	0.74	7.5 万円/kW

※1GBP=156JPY

② ジャケット式基礎によるプロジェクト

図 2.20 はジャケット式基礎による商用期プロジェクトのデータと比較を示す。モノパイル式と比べて、データのばらつきは大きいものの、商用期プロジェクトのデータ（2014 年以降、風車容

⁹ $RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum (y_i - y_{Ei})^2}$ 、 y_i : 真値、 y_{Ei} : 予測値、 N : データ総数

量 5MW の Wikinger 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。一方、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。

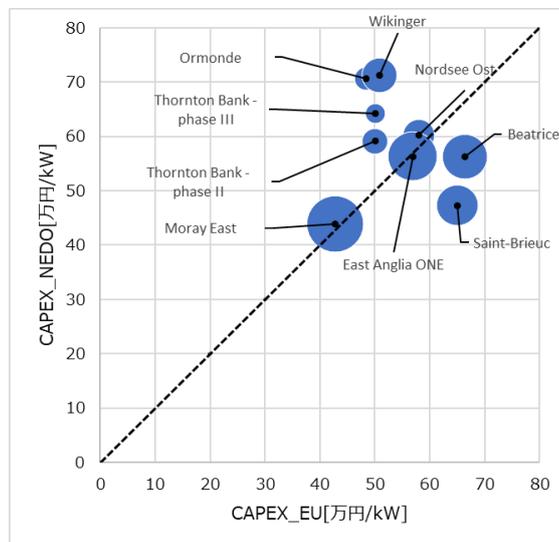


図 2.20 欧州のジャケット式基礎を採用したプロジェクトの CAPEX の比較

2.7.2. CAPEX 内訳の比較

図 2.21 は英国の Crown Estate による 1GW の洋上ウィンドファーム (10MW×100=1GW、水深 30m、離岸距離 60km、表 2.19) の CAPEX を 2019 年及び 2022 年モデルの結果を比較した図である。為替は 2014~2023 年の平均値 (1£=156 円) を使用した。

表 2.19 英国洋上風力ガイドの条件 [4]

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

2.7.1 項に示したように、CAPEX はプロジェクトによってばらつきがあるため、個別の条件において表 2.18 に示したような誤差を含む事に留意が必要である。2022 年モデルは、英国洋上風力ガイドと比較して施工費の割合が少し低く、基礎の費用の割合が少し高い。一方、2024 年モデルは、施工費は同程度で、基礎の費用の割合は少し低い。2024 年モデルは英国洋上風力ガイドのモデル (図中では英国ガイド) と CAPEX の内訳はほぼ一致しており、CAPEX の値も同程度の水

準にある。なお、風車費用は NEDO モデル及び英国洋上風力ガイドで同じである。

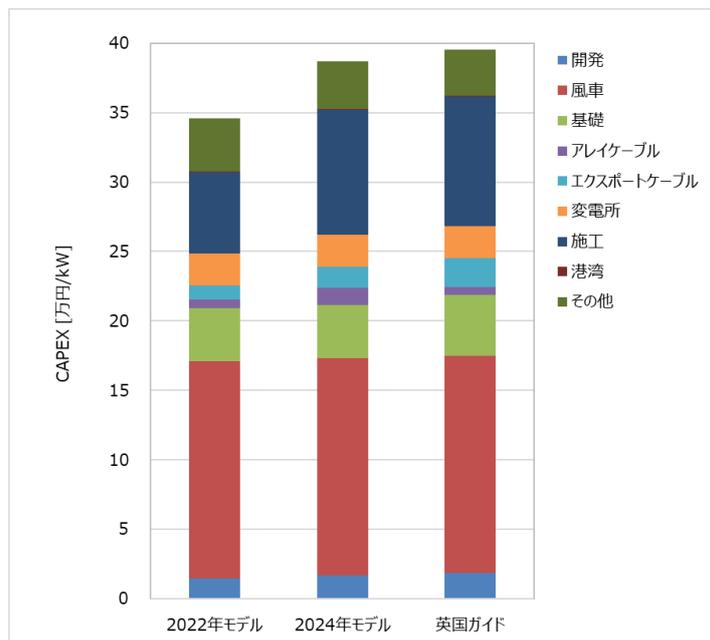


図 2.21 モノパイルの CAPEX コスト内訳の比較

2.7.3. 欧州プロジェクトによる OPEX モデルの検証

OPEX のプロジェクト個別のデータは限られているため、ここでは、Peakwind 社のデータ [31] を参考に同様の評価を実施した。OPEX のデータは対象プロジェクト（ベルギー、デンマーク、ドイツ、オランダ、英国、モノパイルの商用期 2014～2023 年）とした。

図 2.22 に NEDO・OPEX モデルによるプロジェクト毎の OPEX [万円/kW/年] の比較を示す。データは OPEX の高い順番に並べている。NEDO モデルによる OPEX の範囲は、以下の通りであった。

- NEDO モデルによる欧州プロジェクトの OPEX 範囲:0.86～3.21 万円/kW/年(中央値:1.81、平均値:1.79 万円/kW/年)

また、欧州の実績等については次の通りである。

- 英国洋上風力ガイド [4]の条件（設備容量 1GW、10MW 風車、モノパイル基礎、水深 30m、離岸距離 60km）では、1.19 万円/kW/年、NEDO モデル:1.27 万円/kW/年
- 欧州実績値（2015～2020 年） [31]では、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）

これらの結果を表 2.20 にまとめた。NEDO OPEX モデルによる算定値は、欧州実績データ [31] 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の範囲である事が示された。

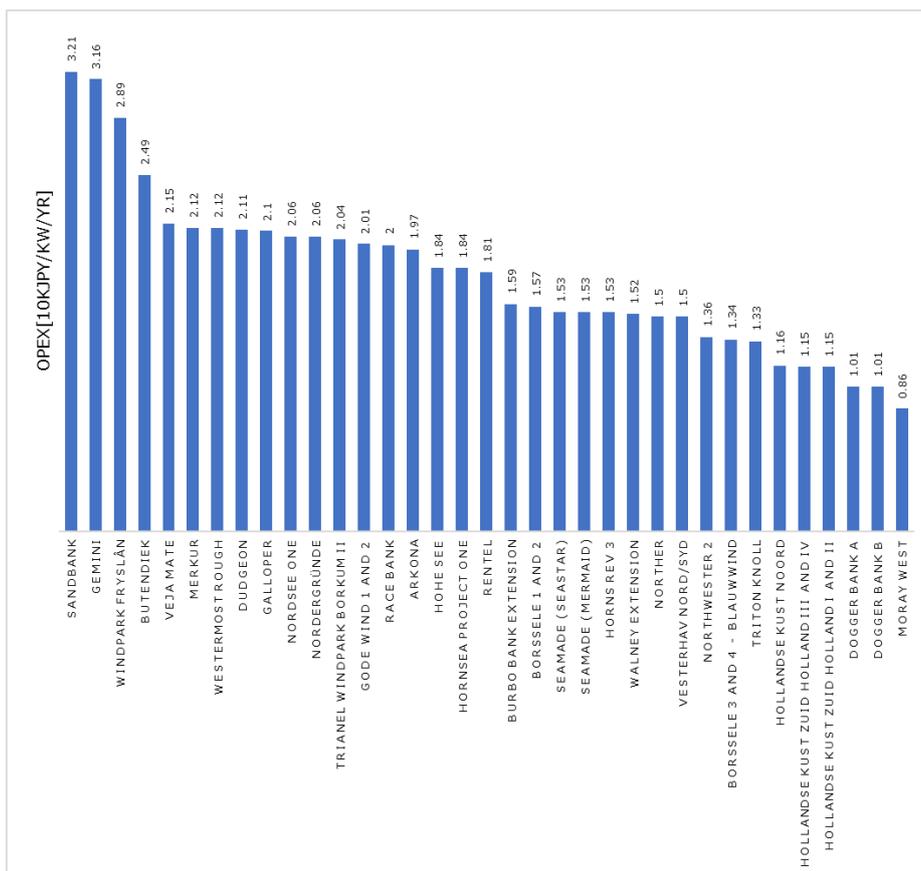


図 2.22 NEDO・OPEX モデルによるプロジェクト毎の OPEX [万円/kW/年] の比較
(商用期 2014~2023 年の運転維持費算定結果)

表 2.20 OPEX の比較(為替は 2014~2023 年の平均値 1£=156 円を使用)

条件	データ	範囲	中央値	平均値
英国洋上風力ガイドの条件 [4]	NEDO モデル	1.27	—	—
	英国洋上風力ガイド	1.19	—	—
欧州プロジェクト	NEDO モデル	0.86~3.21	1.81	1.79
	Peakwind 社データ [31]	1.06~4.46	—	1.78

2.8 ベースラインwindファームのコスト

ベースラインwindファーム (15MW×33 基=495MW、表 2.1 参照) に対して NEDO モデルにより CAPEX を算出した。船舶供用係数は、中央値の 2.05 に設定した (図 2.13 及び表 2.10 参照)。英国ポンドから日本円への換算は、2023 年の為替 (1£=174 円) で円換算したが、為替変動 (2014 年~2023 年) の振れ幅の影響を整理した。

算定結果を図 2.23 及び図 2.24 に示す。図 2.23 により 2023 年の為替レートの場合、モノパイル式及びジャケット式の CAPEX はそれぞれ、37.0 万円/kW 及び 47.3 万円/kW となる。ジャケット式の CAPEX はモノパイル式の 1.3 倍となる。

また、2014~2023 年の為替変動の影響に関して、平均値及び標準偏差は以下の通りである。

- モノパイル式：平均 32.9 万円/kW、標準偏差 3.6 万円
- ジャケット式：平均 41.5 万円/kW、標準偏差 4.2 万円

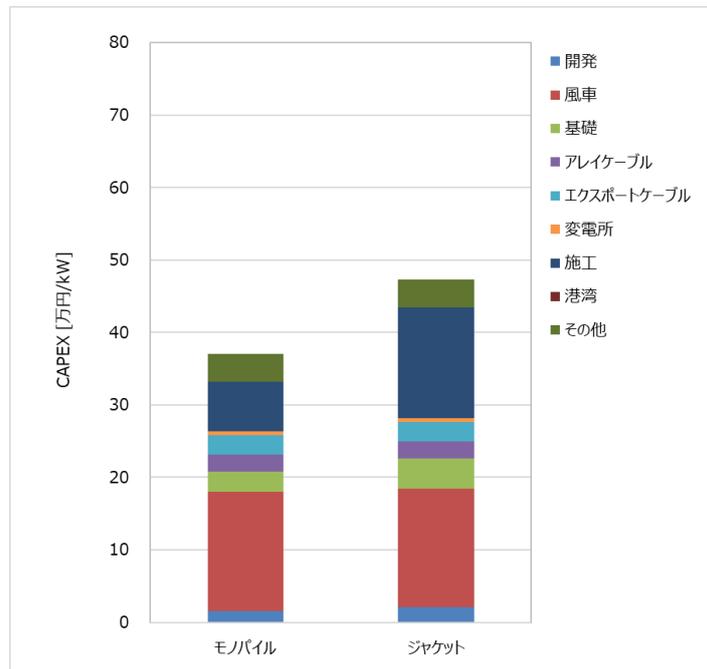


図 2.23 更新モデルによるベースラインwindファーム CAPEX の比較(1£=174 円換算)

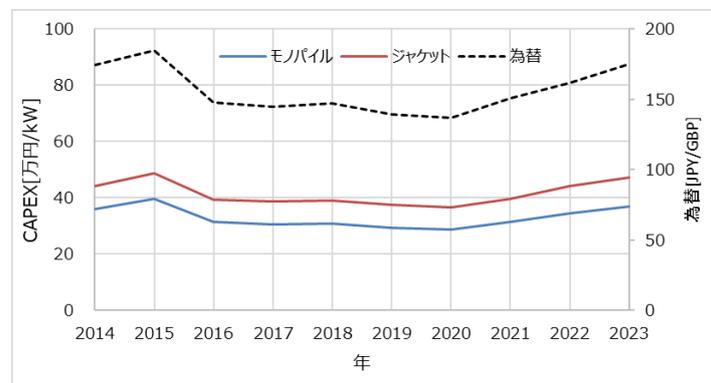


図 2.24 2014~2023 年の為替の影響(平均為替: 156.3 円/ポンド、標準偏差: 16.7 円/ポンド)

3. 浮体式洋上風力事業性評価のための NEDO モデルの更新

3.1 事業性評価方法

着床式と同様、自然条件等をパラメータとして、各海域でウィンドファーム事業が実施された場合に想定される LCOE を算定することにより、各海域の事業性を評価する。

3.1.1. LCOE 算定式

LCOE (Levelized Cost Of Energy) [¥/kWh] の算定式は着床式と同様である。2.1.1 項を参照。

3.1.2. コストに含める対象範囲

LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲を図 3.1 に示す。コストの算定対象範囲は、風車から陸上変電所への接続までを範囲として、系統接続費用は含まない。また、LCOE の計算は、着床式と同様、発電コスト検証ワーキンググループのコストレビューシート [2]を参照する。

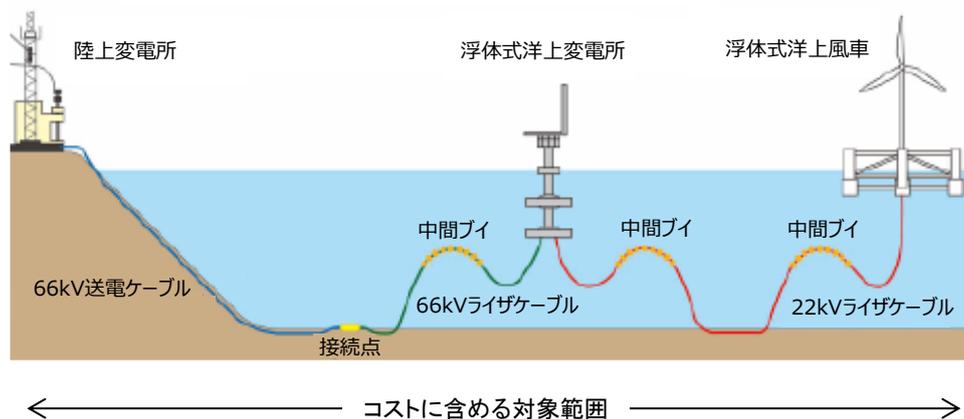


図 3.1 LCOE 算定に含める洋上風力プロジェクトの対象範囲¹⁰

10 図は NEDO 再生可能エネルギー技術白書 (2014) [32]より引用

3.1.3. ベースラインウィンドファームの整理

諸外国の洋上プロジェクトのサイト条件

浮体式のベースラインの環境条件（水深、離岸距離、年平均風速）を設定するために、諸外国のプロジェクトに関して整理した。

諸外国の洋上ウィンドファームのプロジェクトデータ [32]（2024 年 9 月時点データ、1990～2040 年の計画も含む 473 プロジェクト）を整理した。着床式は 366 プロジェクト、浮体式は 107 プロジェクトである（図 3.2）。

図 3.4 は離岸距離及び水深のデータを着床式（(a) 及び (c)）と浮体式（(b) 及び (d)）に対して小さい値順にプロットした図である。また、表 3.1 は着床式及び浮体式洋上風力の諸外国データの水深及び離岸距離データの分位値を整理した表である。

これらの図表から、水深に関して、

- 着床式：水深 60m 程度までで 100%、平均は 21m
- 浮体式：水深 245m までが全体の 85%で、平均水深は 176m

である。また、離岸距離については、

- 着床式：平均 27km
- 浮体式：平均 31km

である。

なお、平均値を用いたのは、表 3.1 に示されるように、浮体式の中央値の水深は 98m で、15MW 風車用ではスパーク式の喫水は 100m を超えるため [33] [34]、セミサブ式にほぼ限定されるためである。ここでは、諸外国の洋上プロジェクトの代表値として水深 176m、離岸距離 31km と整理することとする。

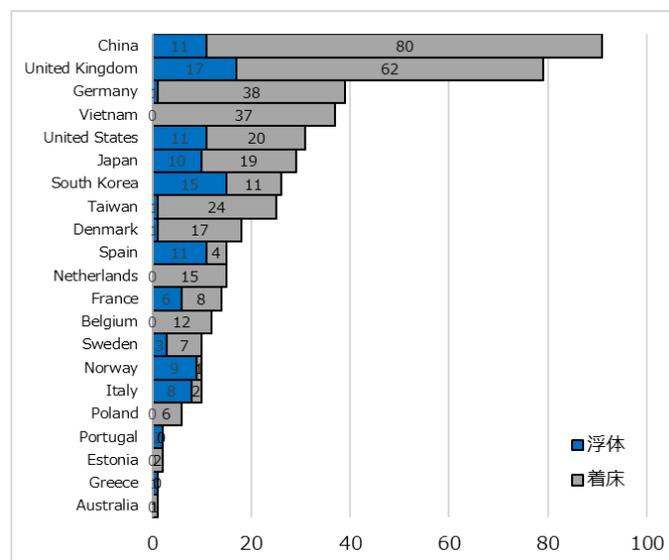
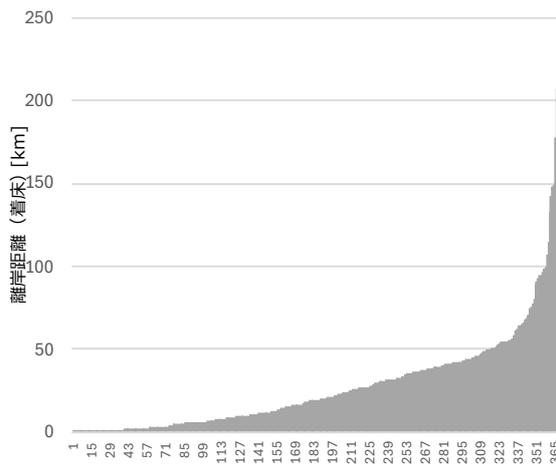
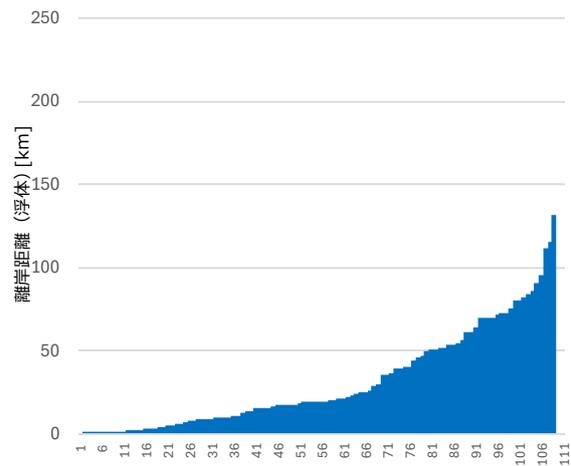


図 3.2 国別のデータセット数

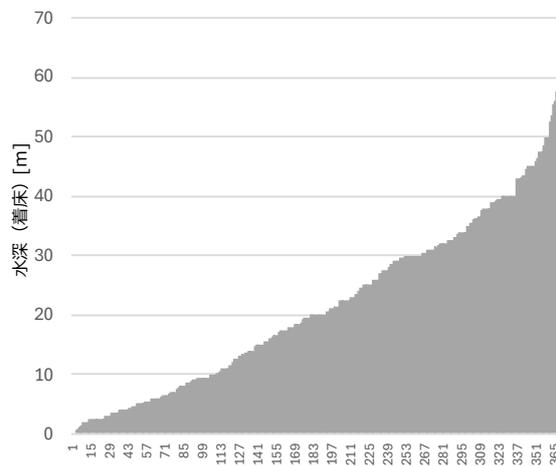


(a) 離岸距離(着床式)

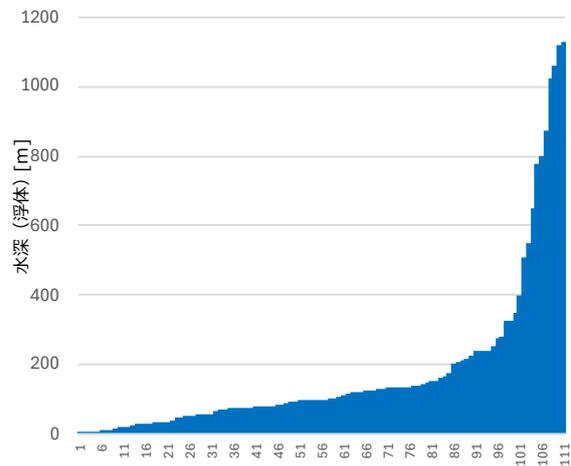


(b) 離岸距離(浮体式)

図 3.3 着床式及び浮体式洋上風力の諸外国データの水深及び離岸距離データ



(c) 水深(着床式)



(d) 水深(浮体式)

図 3.4 着床式及び浮体式洋上風力の諸外国データの水深及び離岸距離データ(続き)

表 3.1 着床式及び浮体式洋上風力の諸外国データの水深及び離岸距離データの分位値

項目	%タイル	10	20	30	40	50	60	70	80	85	90	100	平均値
水深 [m]	着床式	4	7	10	16	20	25	30	34	38	40	58	21
	浮体式	20	45	70	80	98	125	140	218	245	350	1130	176
離岸距離 [km]	着床式	2	4	8	12	19	27	36	43	49	55	207	27
	浮体式	2	5	10	16	19	25	40	58	70	74	131	31

諸外国の洋上プロジェクトのサイト条件に対応する日本の自然条件

上述の通り、諸外国の洋上プロジェクトの代表値として水深 176m、離岸距離 31km と整理した。この水深・離岸距離条件において、日本の周辺海域での事業性を評価するために、対応する風速の出現頻度を調べた。

図 3.5 は、水深 175m・離岸距離 31km 以下の風速出現頻度¹¹を、また、図 3.6 は水深 175m・離岸距離 31km となるライン上の風速出現頻度を示している。なお、地形データは、日本海洋データセンター JODC 500m メッシュデータを用いたため、1m は誤差の範囲とみなした。また、海底勾配 5 度以上のデータは除外している。

これらの図から、日本における水深 175m、離岸距離 31km の水域における平均風速は 7.9m/s (≤31km、図 3.5) 及び 8.4m/s (31km ライン、図 3.6) となる。

この条件における度数分布を用い、NEDO モデルにより算出した 15MW 風車の加重平均の設備利用率¹²は、38% (≤31km) 及び 41% (31km ライン) となった。

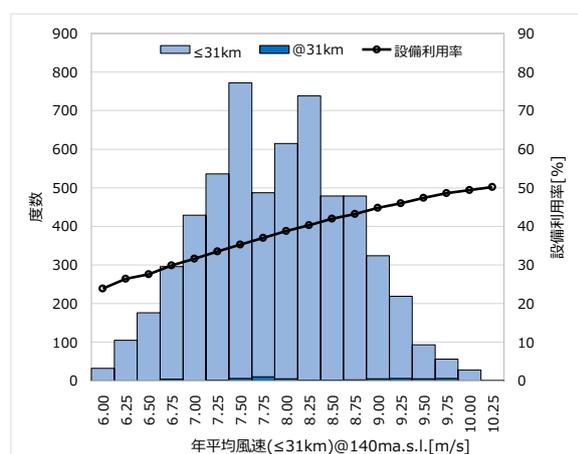


図 3.5 水深 175m・離岸距離 31km 以下の風速出現頻度(※諸外国の浮体プロジェクトの平均に対応した日本の海域条件)

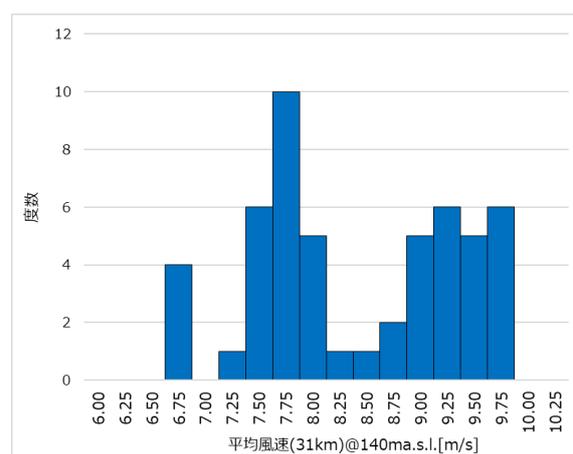


図 3.6 水深 175m・離岸距離 31km ライン上の風速出現頻度

【注記】

今回、海底勾配 5° 以下は、平坦地形としてみなした。Handbook for Marine Geotechnical Engineering (NAFVAC、2012) では、ドラッグアンカーに適用可能な海底勾配は 10° 以下が推奨されている。ドラッグアンカーは係留索を引っ張ると海底に潜り込んでいく構造になっているため、設置後、一旦海底に潜り込めば、傾斜に関わらず張力がかかり潜り込む方向になり、勾配の影響は問題ない。ただし、アップリフト（アンカー張力方向の角度）が大きいとアンカーが抜ける可能性はある。設置の際は、海底は水平が前提のため、アンカーをアップリフトなしに水平に引っ張ると海底に潜り始めるが、傾斜がついていると潜り込まない可能性もある。限界値は状況

¹¹ NeoWins (http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html) の 140m 高の年平均風速データを使用。

¹² 図 2.2 の 15MW 風車のパワーカーブを使用し、稼働率を 95% に設定。

によるため、海底勾配 5 度の制約は業者の経験値である。また、サクシオンアンカーでも水平（垂直）に打ち込むことが求められるため、傾斜地に打ち込む際は角度に制限がある。なお、海底勾配の計算で使用したデータは 500m メッシュのため、より詳細な情報で整理する必要がある。

EEZ 内の水深・離岸距離

ここでは、EEZ 内における年平均風速 8、9 及び 10m/s 以上、かつ水深 50m 以上のエリアの水深及び離岸距離を整理した（ただし、海底勾配 5 度以下を考慮。図 3.7 参照）。

図 3.7 により、EEZ 内の水深・離岸距離は以下の特徴がある。

- EEZ 内（離岸距離 370km 以下）における離岸距離の中央値（Med.）は風速 8、9、10m/s 以上の順で、各海域において 184、221、273km である。
- 年平均風速 8m/s 以上のエリアは、離岸距離 50km 以内で、水深の中央値は 356m であるが、標準偏差（Std.）は 711m である。
- 年平均風速が高いエリアほど、水深及び離岸距離は大きくなる。
- 年平均 10m/s 以上のエリアは限られ（風速マップ参照）、中央値は水深 5,382m である。

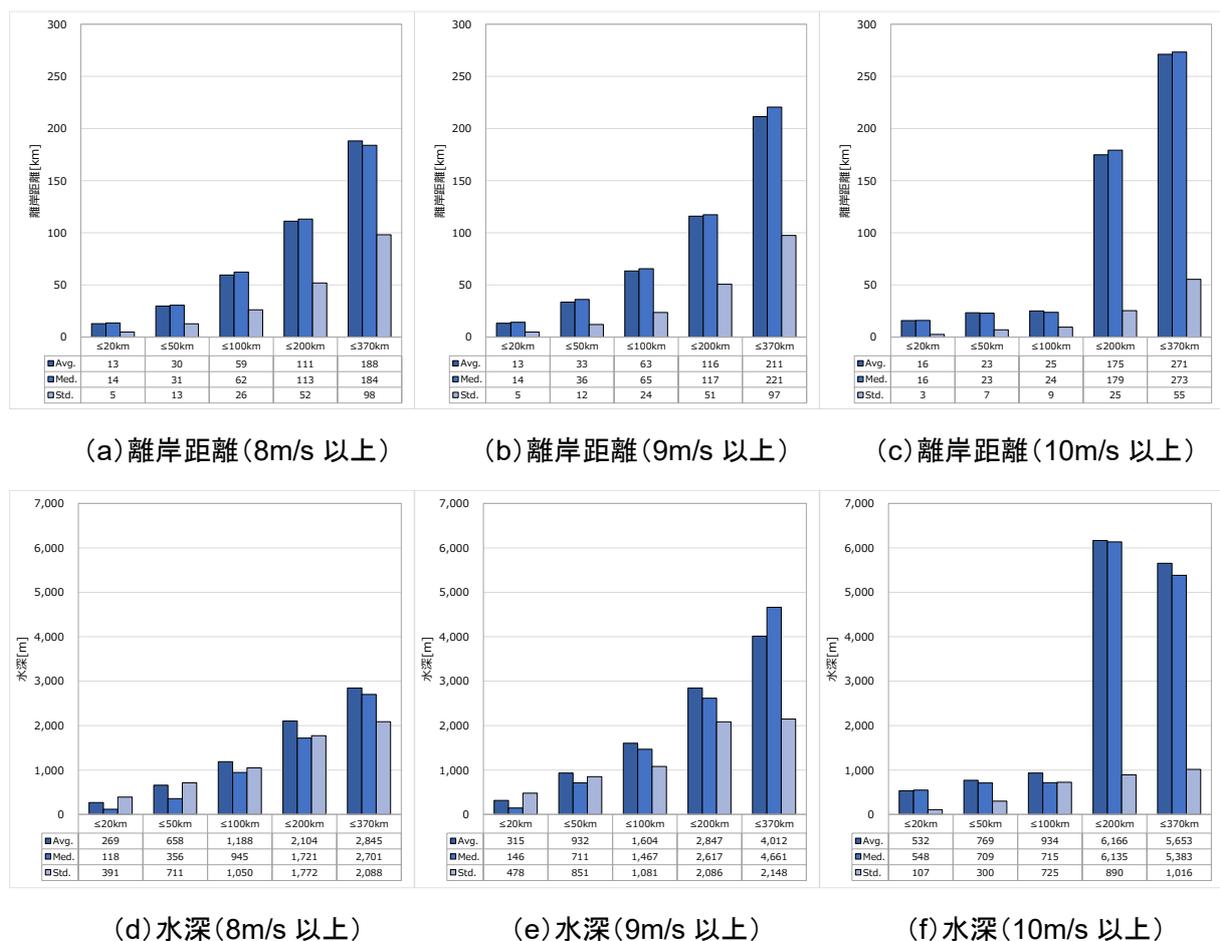


図 3.7 年平均風速 8、9 及び 10m/s 以上のエリアの水深 50m 以上のエリア (500m メッシュ) の水深及び離岸距離

さらに、諸外国の浮体式プロジェクトの平均水深 176m・平均離岸距離 31km に対応する日本の海域情報を整理した結果を図 3.8 及び表 3.2 に示す。年平均風速 8m/s 以上のエリアで離岸距離 50km 以下の水深データを 500m×500m メッシュで整理した。ただし、制約条件（海底勾配等）は未考慮である。

整理結果は、以下のようにまとめることができ、平均水深 176m・平均離岸距離 31km 周辺の海域は設置ポテンシャルの観点からも事業性が期待できる。

- 水深 150～190m（平均値：170m・25km、中央値：182m・25km）のデータ数は 17,722 で、面積に換算すると 4,431km²
- さらに、水深 150～510m（平均値：300m・27km、中央値：287m・27km）では、面積は 25,542km² となる。なお、浮体式ウィンドファームの現状技術で検討されている水深は 500m 程度であることを考慮（数値の範囲は図 3.8 の水深ビン幅に対応）。

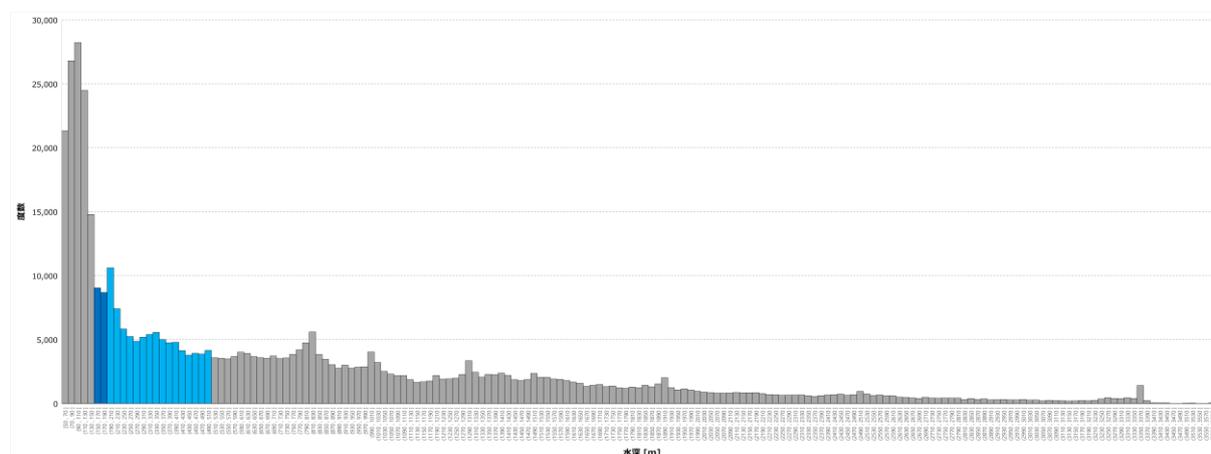


図 3.8 年平均風速 8m/s 以上、離岸距離 50km 以下における水深の度数分布
（ビン幅 20m、■：水深 150～190m、■：水深 190～410m）

表 3.2 年平均風速 8m/s 以上、離岸距離 50km 以下における水深及び離岸距離の統計値

対象範囲統計値	最小	最大	平均	中央	標準偏差
水深 [m]	50	3,609	768	509	758
離岸距離[km]	0	50	30	31	13

備考：海底勾配等の制約は未考慮

浮体式洋上風力のベースラインウィンドファームの環境条件

以上の整理から、諸外国の浮体式プロジェクトの条件を参考にし、日本の海域情報を考慮したベースラインウィンドファームの前提条件（水深 176m・離岸距離 31km）は、設置ポテンシャルの観点からも概ね妥当と思われる。また、この条件における 15MW 風車の加重平均の設備利用率は 41%である。

3.1.4. 浮体式の洋上プロジェクトのベースラインウィンドファーム

2022年調査では、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の規模は350MW程度と設定した。2024年は、浮体式は洋上風力のEEZ展開へ向けた論点を踏まえ990MWに設定し、大型化に対応して風車は15MW機とした。また、水深及び離岸距離は、国内の海域条件や諸外国のプロジェクトを考慮の上、平均水深176m及び平均離岸距離31kmとした。この水深、離岸距離における国内海域の年平均風速は8.4m/sであり、15MW風車のパワーカーブ及び稼働率95%を用いると、設備利用率は41%となる。平均水深176m及び平均離岸距離31km周辺の海域は設置ポテンシャルの観点からも事業性が期待できるため、ベースラインウィンドファームの条件として設定した(表3.3)。

表 3.3 ベースラインウィンドファーム(浮体式)

項目	2024年	2019-2022年	備考
出力 [MW]	990 (15MW×66基)	342 (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。
設備利用率 [%]	41	30	• 正味設備利用率(各種損失含む)。 • 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]	176	30	• 浮体式は、諸外国のプロジェクトにおける平均水深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500m、1000mも参考値として示すことを検討する。
離岸距離 [km]	31	30	• 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年11月15日

3.1.5. LCOE 算定条件

LCOEを算定するための設定条件を統一した。2019・2022年の前提条件は基本的に発電コスト検証ワーキング[3]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。

3.1.6. AEP 算定条件

着床式と同様、AEP(Annual Energy Production:年間推定発電量)の算定のための風況データは、NeoWins¹³(500mメッシュ、詳細風況データ)を用いる。詳細は、2.1.5項を参照。

13 NeoWins (洋上風況マップ)、http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html

3.2 NEDO モデル(浮体式)

3.2.1. モデルの概要

NEDO モデルは、着床式に関する菊地・石原のモデル (2014) [2]、浮体式に関する Maienza [35] や Ioannau のコストモデル [28]などのコストモデルと同様に、資本費 (CAPEX) の内訳の各項目に対するエンジニアリングモデルとして構築されている。浮体式洋上風力は、着床式と比べてまだ実証段階であり、商用プロジェクトの件数は限られていることから、モデルの検証は今後の実データを待たなければならないが、欧米において浮体式のコストに関して F/S などが実施されていることから、本調査ではそれらの事例を参考に NEDO モデルの妥当性について評価する。

2024 年モデルは、2022 年モデルを欧州の最新の情報を基にコストモデルを更新した。2024 年モデルの変更点を表 3.4 に示す。

表 3.4 2022 年モデルからの主な更新内容

大項目	項目		説明	備考・更新内容等	説明
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	2.3③
	基礎	セミサブ式	● 浮体重量×鋼材単価(製作費含む)	● MWに応じて算定式更新	3.2.3④
		スパー式	● 浮体重量×鋼材単価(製作費含む)	● 算定式追加	3.2.3④
	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	3.2.3⑤
	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	3.2.3⑥
		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		3.2.3⑦
	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	3.2.3⑧
	施工	<ul style="list-style-type: none"> ● 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×傭船費+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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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傭船費を更新 	3.2.3⑨
	港湾費		● MW 当たりの費用	● 変更なし	3.2.3⑩
	その他		● MW 当たりの費用	● [6]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	3.2.3⑪
OPEX	運転維持	<ul style="list-style-type: none"> ● 運転 ● 定期保守 ● 非定期保守 	<ul style="list-style-type: none"> ● 運転費は英国浮体式洋上風力ガイドの情報を参照 ● 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	3.3
DECEX	撤去費	● 撤去費	● 施工費の 70%	● 変更なし	3.4
AEP	年間推定発電電力量	<ul style="list-style-type: none"> ● パワーカーブ ● 損失 ● 稼働率 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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	2.1.5

3.2.2. 2024 年モデルの主な更新箇所

本項では、2022 年モデルからの主な更新箇所（風車モデル、セミサブ式及びスパー式基礎モデル、係留ラインモデル、ダイナミックケーブルモデル、施工及び運転維持費モデル）について述べる。各モデルの数式は 3.3 項に示した。

① 風車モデル

風車モデルの変更は着床式と同じで、2.2.2 項の①を参照。

② セミサブ式モデル

2022 年モデル [33]は菊地・石原による 10MW 風車用のセミサブ式基礎モデル [36]を参照（10MW 風車のみ）し、風車規模に応じた重量の回帰式を基に基礎費用を算定するモデルに変更した。回帰式については、国内外 14 のプロジェクト・F/S のセミサブ式基礎重量情報を基に整理した（付属書 E の表 E.1 参照）。NREL モデル式 [37]、WindFloat 及び 15MW 風車の F/S [33]を実施した NEDO プロジェクトを参考にして、重量に関する回帰式を導出し、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した。セミサブ式浮体は、コラム及びトラス・ヒーププレートによる構造を仮定し、製作費を含めた鋼材費を考慮するために、コラム及びトラス・ヒーププレートの構造重量比の関係を NREL のエンジニアリングモデル [37]を参考にして求めた。

図 3.9 は、セミサブ式基礎の重量の分布を示す。データ回帰式は WindFloat 及び NEDO F/S データを基に定めた。図 3.10 は、NREL のモデルによるコラム及びトラス・ヒーププレートの構造重量比を示した図である。

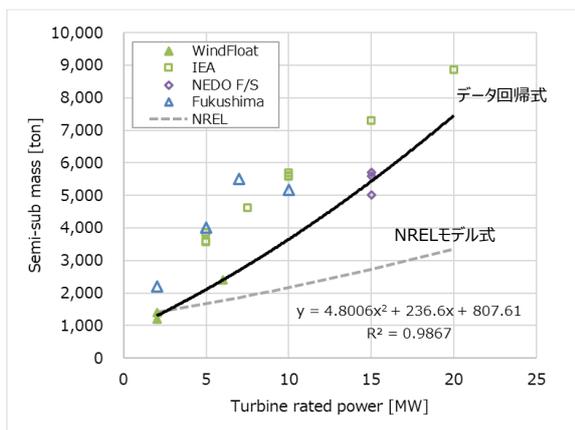


図 3.9 セミサブ式基礎重量

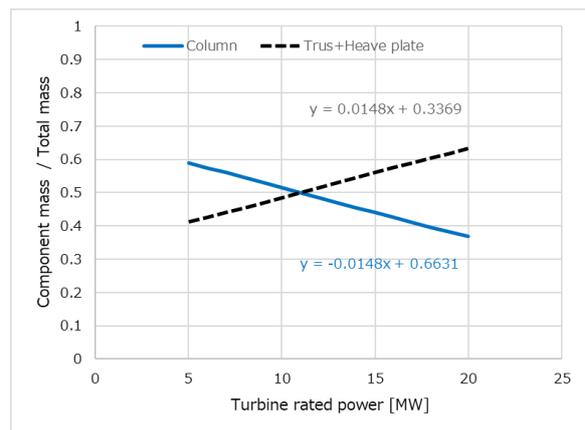


図 3.10 セミサブ式基礎の重量割合
(コラム及びトラス+ヒーププレート)

③ スパー式基礎モデル

国内外の 14 のプロジェクト（付属書 E の表 E.2 参照）、NREL モデル式 [37]及び 15MW 風車の F/S を実施した NEDO プロジェクト [33]等を参考にして、重量に関する回帰式を導出し、重量×鋼材単価により、風車規模に応じたスパー式基礎のコストを算定した。スパー式浮体は、直線部

であるコラム部、タワーとコラム部をつなぐテーパー部による構造を仮定し、製作費を含めた鋼材費を考慮するために、コラム及びテーパー部の構造重量比の関係を NREL のエンジニアリングモデル [37]を参考にして求めた。

図 3.11 はスパー式基礎の重量の分布を示す。データ回帰式はデータ及び NREL のエンジニアリングモデル式を参考にして求めた。また、図 3.12 は、NREL のモデルによるコラム及びテーパーの構造重量比を示した図である。

スパー式の場合、浮体の重心を下げるために、固体のバラストを搭載するため、固体バラストの重量及び費用も考慮した。算出式は NREL のエンジニアリングモデル [37]を引用した。

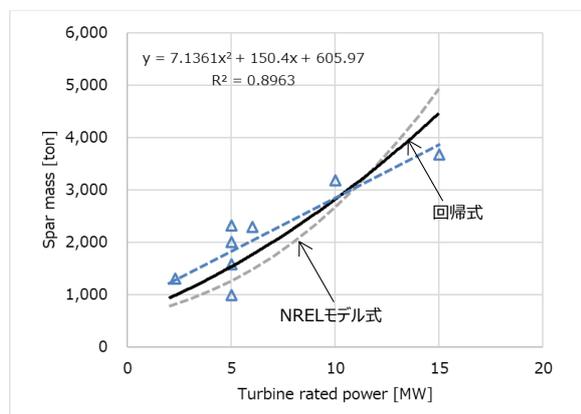


図 3.11 スパー式基礎重量

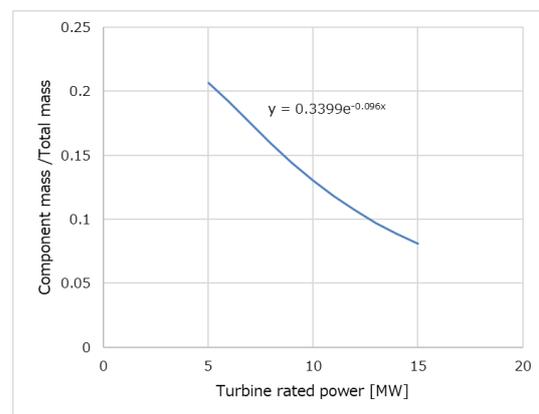


図 3.12 スパー式基礎のテーパーコラム重量割合

④ 係留ラインモデル

係留ラインの長さを文献 [35] [36] [38] [39] [40] [41]等及び 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検討し、線形回帰式から曲線近似式に更新した (図 3.13)。

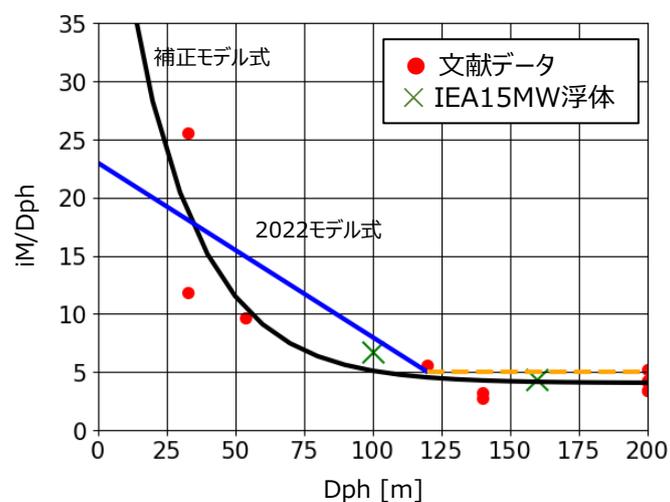


図 3.13 係留索の全長 iM と水深 Dph の比 iM/Dph の関係

係留ライン長 iM [m] は次の式 (3.1) で算出する (図 3.13 中の補正モデル式)。

$$iM = (53.13 * 1.03^{(-Dph)} + 4.05) * Dph \dots\dots\dots (3.1)$$

ここで、 Dph は水深 [m] である。

⑤ ダイナミックケーブルモデル

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 [42]を引用し、風車間のダイナミックケーブル長 $Lacc$ (図 3.14 中の $l_1 + l_2 + l_3$ 、余長を含む) を算出し、アレイケーブル設備費を算出した。ダイナミックケーブルの全長で求める係数を固定から、水深に応じて計算する方法に変更した。また、文献 [24] [25] [26]を参考にし、スタティック及びダイナミックケーブルのそれぞれの m 当たりの単価を設定した。

ダイナミックケーブル長 $Lacc$ は次の式 (3.2) で算出した。

$$Lacc = 2 * (2.22 * Dph^{0.0486}) * Dph / 1000 \dots\dots\dots (3.2)$$

ここで、 Dph は水深 [m] である。

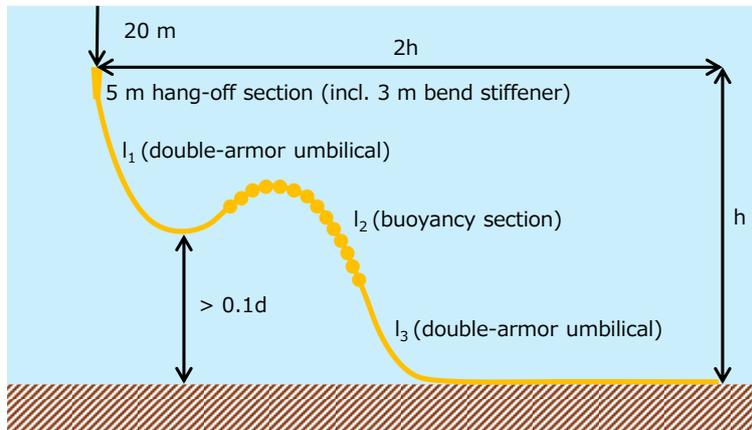


図 3.14 ダイナミックケーブル長と水深の関係 [42]

⑥ 施工モデル

2022 年モデルはセミサブ式基礎を想定しているため、図 3.15 の浮体式洋上風車の施工方法に示すように、風車の組立は港湾のヤードで行い、同様に港湾で組立てられた浮体に搭載する。搭載後、タグボートとアンカーハンドリング船 (AHV、図 3.16) によりサイトまで曳航し、係留を接続する。

施工に係るコストモデルは、風車組立日数、曳航時間、係留接続及びダイナミックケーブル施工日数を考慮する。浮体式洋上変電所も設置する場合、変電所の施工についても風車と同様の工程で実施するものとする。

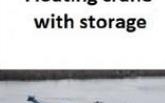
	セミサブ形	スパー形	TLP 形
港湾作業	Crane 	Crane 	Crane 
輸送	Tug vessel 	Tug and barge vessels 	Floating crane with storage 
洋上施工		Floating crane without storage 	

図 3.15 浮体式洋上風車の施工方法 [35]



図 3.16 AHV(川崎近海汽船)¹⁴

2024 年モデルに追加したスパー式基礎の施工手順は、図 3.17 に示す通りである。

- | | |
|-------------|--------------------------------|
| ① スパー曳航 | 製作場所から水深の深い静穏な海域まで曳航 |
| ② 基礎建て起し | 静穏な海域で基礎の建て起し |
| ③ 基礎バラストニング | 建て起したスパーにバラストを注入 |
| ④ 風車据え付け | セミサブ式クレーン船などで風車を基礎に据え付け |
| ⑤ 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 など係留接続 |

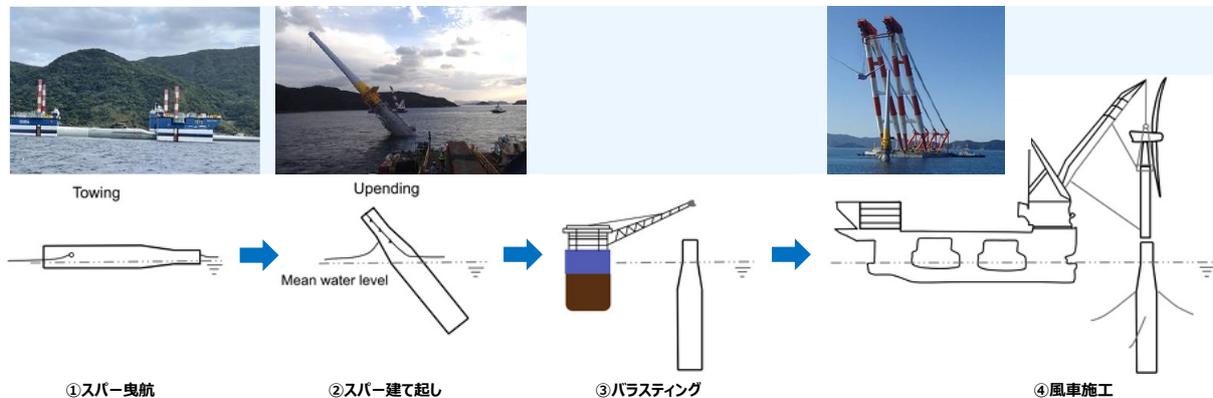


図 3.17 スパー式基礎施工手順の例 [43](写真は五島市沖洋上風力の施工 [44])

14 <https://funeco.jp/news/kline-kinkai-6000-horsepower-type-offshore-support-vessel-introduced/>

⑥ 運転維持費モデル

2024年の運転維持費モデルは、着床式と同様、保守費に関して、海域ごとの環境条件（離岸距離及び船舶供用係数）を考慮したモデルとした。このモデルは、Strathclyde 大の Far Offshore Wind Interactive Tool (FOWIT) 等 [19][20][21][22]を参考に構築した。維持費については、定期保守と非定期保守（大規模修繕などを実施）に分け、図 2.14 に示す工程を設定した。また、浮体及び係留システムに係る運転維持費を想定した。

大規模修繕は、①大型クレーン船（HLV）によりオンサイトで修理を行うか、又は②係留及びケーブルを切り離して、港湾あるいは静穏な海域まで浮体を曳航して、オフサイトで修理する場合があるが、ここでは、着床式と同様に①の修理方法を仮定した。

3.3 資本費モデル

① 入力変数及びベースラインデータ

2.3 項の①と同様である。

② 設備費

設備費 CAPEX [£] は式 (3.3) を用いて算定した。

$$\text{CAPEX} = \text{WTC} + \text{SSC} + \text{CMC} + \text{CAC} + \text{ACC} + \text{ECC} + \text{TSC} + \text{IC} + \text{PC} + \text{DC} \dots\dots\dots (3.3)$$

式 (3.3) 中のパラメータは、次の通りである。

- WTC : 風力発電機設備費 [£]
- SSC : 基礎構造物設備費 [£]
- CMC : 係留索設備費 [£]
- CAC : アンカー設備費 [£]
- ACC : アレイケーブル設備費 [£]
- ECC : 送電ケーブル設備費 [£]
- TSC : 変電所設備費 [£]
- IC : 工事費 [£]
- PC : 港湾費 [£]
- DC : 設計・調査費 [£]

③ 風力発電機設備費

2.3 項の③と同様である。

④ 基礎構造物設備費

セミサブ式基礎

セミサブ式基礎設備費 SSC_ssb は式 (3.4) で算定した。

$$SSC_ssb=cs*mf_ssb*[(-0.0148*Pr+0.6631)+2*(0.0148*Pr+0.3369)]\dots\dots\dots (3.4)$$

$$mf_ssb=4.8006*Pr^2+236.6*Pr+807.61\dots\dots\dots (3.4a)$$

ここで、

mf_ssb : セミサブ重量

Pr : 風車定格出力 [MW]

cs : コラム鋼材単価 [£/ton]

である。なお、コラム以外の主要部材（トラス及びヒーププレート）の単価はコラムの2倍 [37]を想定して式（3.4）を定式化した。

スパー式基礎

スパー式基礎設備費 SSC_spr は式（3.5）で算定した。

$$SSC_spr = cs1*mf_spr*(1+0.35*0.3399*exp(-0.096*Pr))+cs2*mf_bst\dots\dots\dots (3.5)$$

$$mf_spr = 7.1361*Pr^2+150.4*Pr+605.97\dots\dots\dots (3.5a)$$

$$mf_bst = -16.536*Pr^2+1261.8*Pr-1554.6\dots\dots\dots (3.5b)$$

ここで、

cs1、cs2 : スパー鋼材単価およびバラスト単価 [£/ton]

mf_spr : バラスト重量 [ton] [37]

Pr : 風車定格出力 [MW]

である。なお、テーパ部の単価はコラム部の1.35倍を想定した [37]。

⑤ 係留システム設備費

係留索の設備費 CMC は式（3.6）を用いて算定した。Maienza ら [35]及び corewind [45]を参考に、アンカーの種類により係留索費用を算定するモデルとしている。

$$CMC=Lac*Dph*CpM*nM*N\dots\dots\dots (3.6)$$

$$Lac = 53.13 * 1.03^{(-Dph)+4.05}\dots\dots\dots (3.6a)$$

ここで、

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]

Lac : 係留長さ [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

である。

アンカーの設備費 CAC は式 (3.7) を用いて算定した。アンカーは海底底質が砂質の場合にドラッグアンカーを、それ以外の岩等はパイルアンカーとし、Maienza ら [35]及び corewind [45]でまとめられたデータを参考にして費用を決定した。

$$CAC = mA * cA * nM * (N+1) * fA \dots\dots\dots (3.7)$$

$$fA=1 \text{ (ドラッグアンカー、砂質)} \dots\dots\dots (3.7a)$$

$$fA=1.65 \text{ (パイルアンカー、岩等)} \dots\dots\dots (3.7b)$$

ここで、

- mA : アンカーの質量 [ton]
- cA : アンカーの単位質量当たりの単価 [k £ /kg]
- nM : 1 浮体当たりのアンカーの本数
- fA : アンカー種類係数

である。

⑥ アレイケーブル設備費

アレイケーブル設備費 SSC_spr は式 (3.8) で算定した。

$$AC=(Cacs * (DWT - 4*Dph/1000) +Cacd * Lacc)*(N+2) \dots\dots\dots (3.8)$$

$$Lacc=2*(2.22*Dph^0.0486) * Dph/1000 \dots\dots\dots (3.8a)$$

ここで、

- Cacd : ダイナミックアレイケーブル単価 [£ /km]
- Cacs : スタティ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)
- Dph : 水深 [m]
- N : 風車基数

である。

⑦ エクスポートケーブル設備費

送電ケーブル設備費 ECC [£] は式 (3.9) を用いて算定した。ケーブル故障及び事故を想定して、冗長性を確保するために、送電ケーブルは2本敷設することとする (図 2.16 参照)。

$$ECC = Cec*(DTC+2.78*Dph/1000)*Nec \dots\dots\dots (3.9)$$

ここで、

- Cec : 送電ケーブル単価=648,000 [£ /km]
- Nec : 送電ケーブル本数=2

である。

⑧ 変電所設備費

変電所設備費 TSC [£] は式 (3.10) を用いて算定した。欧州の洋上ウィンドファームでは洋上変電所が設置されている場合が多いが、日本における着床式洋上発電コストの算定では、欧州の実績、複数の専門家の意見に基づき、非設置とした。一方、浮体式の場合、本調査では離岸距離は最大 30km までを想定しているため、洋上変電所は 1 基設置するとした。変電所は、浮体基礎構造に搭載することとした。

$$TSC = (Conts + Cofts) * 1,000 * Pr * N \dots\dots\dots (3.10)$$

ここで、

- Conts : 陸上変電所の設備費 [k £ /MW]
- Cofts : 洋上変電所の設備費 [k £ /MW]

である。

⑨ 施工費

セミサブ式基礎

工事費 IC [£] は式 (3.11) を用いて算定した。

$$IC = ICwt + ICsub + ICma + ICcable + ICss \dots\dots\dots (3.11)$$

ここで、

- ICwt : 風車工事費
- ICsub : 基礎工事費 (セミサブ)
- ICma : 係留システム工事費
- ICcable : ケーブル工事費
- ICss : 洋上変電所工事費

であり、それぞれ、以下の式で算定した。

$$ICwt = N * tLTP * Cc \dots\dots\dots (3.11a)$$

$$ICsub = N * tLTP * Cc + Fyr,sub * 2 * Cmob_sub + Cvessel,sub * Ttrans1,sub * WDF \dots\dots\dots (3.11b)$$

$$ICma = Fyr,sub * 2 * Cmob_ma + Cvessel,ma * (Tinstall,ma + Ttrans1,ma) * WDF \dots\dots\dots (3.11c)$$

$$ICcable = Fyr,cable * 2 * Cmob_cable + Cvessel,cable * (Tinstall,cable + Ttrans1,cable) * WDF + Co,cable \dots\dots\dots (3.11d)$$

$$ICss = tLTP * Cc + Fyr,ss * 2 * Cmob_ss + Cvessel,ss * Trans1,ss * WDF \dots\dots\dots (3.10e)$$

$$Cmob_sub = Cmob_sub1 * 2 + Cmob_sub2 \dots\dots\dots (3.11f)$$

$$Cvessel_sub = Cvessel,sub1 + Cvessel,sub2 \dots\dots\dots (3.11g)$$

$$Fyr,i = ROUNDUP(Tday,i * N / (365 / WDF), 0) \dots\dots\dots (3.11h)$$

$$\begin{aligned} Co,cable &= (1000 * (Lacc + DTC) + 8000 + 10000) * N * Pr \dots\dots\dots (3.11i) \\ Ttrans1,sub &= DAS * (Vld + Vul) / 1.852 / 24 * (N + 1) \dots\dots\dots (3.11j) \\ Tinstall,wt &= 2 * (N + 1) \dots\dots\dots (3.11k) \\ Ttrans1,ma &= DAS * (Vld + Vul) / 1.852 / 24 * (N + 1) \dots\dots\dots (3.11l) \\ Tinstall,cable &= Lacc / 0.6 + DTC / 1.6 * Nec \dots\dots\dots (3.11m) \end{aligned}$$

ここで、

- Cc : 港湾におけるクレーン使用料 [£ / 浮体]
- Cmob : 回航費 [£] (表 3.5 参照)
- Co,cable : ケーブル施工の他の費用 [£]
- Cvessel,i : 傭船費 (i : sub [基礎]、 wt [風車]、 cable [ケーブル]、 ss [洋上変電所]) [£ / 日]、表 3.5 参照)
- DAS : 基地港からの距離 [km]
- Fyr,i : 基礎、風車及びケーブルそれぞれの工事を実施する年度数 (i : sub [基礎]、 wt [風車]、 cable [ケーブル])
- Tday,i : 基礎、風車の施工日数 (i : sub [基礎]、 wt [風車]、表 3.5 参照)
- Tinstall,i : 施工船の施工日数 (i : sub [基礎]、 ma [係留システム]) [£ / 日]、表 3.5 参照)
- Tinstall,cable : ケーブル施工日数 (表 3.5 参照)
- tLTP : 港湾における作業時間 [h / 浮体]
- Ttrans1,i : 輸送日数 (i : sub [基礎]、 ma [係留システム]、 wt [風車])
- Vs : 輸送速度 [日 / km] (Vvessel は表 3.6 の船の速度 [knots])
- WDF : 船舶供用係数 (表 2.9 及び図 2.12 参照)

である。

式 (3.11a) ~ (3.11e) は、それぞれ、風車、基礎、係留システム、ケーブル及び変電所を施工するためのコストを算定する式である。

式 (3.11a) ~ (3.11e) 中の回航費、傭船費、施工及び輸送に係る日数は Maienza らのモデル [35] を参考に決定した。欧州の工事費に用いるデータは図 2.12 及び表 3.6 を参照する。洋上における工事は、気象・海象の影響を受け、風速や波高によって施工日数が限られたため、この影響は、日本の海域に対して、船舶供用係数 WDF で考慮し、式 (3.11b) ~ (3.11e) に含めた。

船舶供用係数は表 2.9 及び図 2.12 を参照。図 2.12 は、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の最大値を示している。浮体式用に離岸距離 30km の範囲を含んでいる。

式 (3.11f) は、回航費を算定するために用いる。また、式 (3.11g) は、傭船費を算定するために用いる。

式 (3.11h) は、回航費を算定するために用いる。施工可能な期間は欧州では 1 年であるが、日本では、船舶供用係数の定義により 1/WDF 年とする。基礎、風車及びケーブルそれぞれで、施工日数が施工可能な期間を超過した場合、工事は次年以降に実施すると仮定する。船舶供用係数は

図 2.12 及び表 2.9 を参照。

式 (3.11i) は、ケーブル施工日数を算定するための式で、表 3.6 に示すように、欧州の実績を参考にして、アレイケーブルと送電ケーブルで日当たりの施工距離が異なる。式 (3.11i) の内訳は、ケーブル施工に係る埋設費 (1,000 £ /km/MW)、ケーブル引込費用 (8,000 £ /MW) 及び試験費 (10,000 £ /MW) である [28]。

式 (3.11j) は、浮体の輸送に関する日数を算定するための式である。想定した船の速度は表 3.6 にまとめた。往路及び復路で船の速度 (それぞれ V_{ld} 及び V_{ul}) は異なる。また、輸送距離は離岸距離+基地港からの距離 200km を仮定し、港湾からサイトまでは AHV とタグを使用して一度に浮体風車 1 基を輸送するとした。

式 (3.11k) は港湾で風車及び変電所の組立にかかる日数を算定する式である。また、式 (3.11l) は、係留システムの施工日数の算定式である。式 (3.11j) 及び (3.11k) で N+1 を掛けているのは、洋上変電所を考慮しているためである。また、式 (3.11m) はケーブルの施工日数を算定する式である。

表 3.5 工事費に用いるパラメータ

NEDO モデル使用データ			文献	備考
輸送日数	個別	日		
Cmob_sub1	3,650	[£/船/片道]	[35]	船の種類別に輸送速度を算定 [35]。距離は基地港からの距離 DAS を仮定。
Cmob_sub2	90,000	[£/船/片道]	[35]	タグボート 2 隻使用
Cmob_cable	555,000	[£/船/片道]	[11]	AHV1 隻使用
Cmob_ss	90,000	[£/変電所]	[6]	
Cvessel,wt	72,993	[£/日]	[11]	
Cvessel,sub1	3,650	[£/日]	[35]	タグボート 2 隻使用
Cvessel,sub2	66,993	[£/日]	[35]	AHV1 隻使用
Cvessel,ma	66,993	[£/日]	[35]	
Cvessel,cable	111,000	[£/日]	[11]	
基礎施工日数	0.3	[日/基礎]	[35]	港湾における作業時間
係留施工日数	4	[日/係留]		専門家ヒアリング
風車・洋上変電所施工日数	0.3	[日/風車]	[35]	港湾における作業時間
1日当たりのケーブル施工距離(アレイ)	0.6	[km/日]	[4]	
1日当たりのケーブル施工距離(送電)	1.6	[km/日]	[6]	
船舶共用係数	1.65~3.70	[-]	[15]	欧州は 1.50

表 3.6 工事費に用いる船の速度 (1 konts = 1.852 km/h)

船	輸送速度 (積載時) V_{ld} [knots]	輸送速度 (非積載時) V_{ul} [knots]	輸送日数 (基地港からの距離 : DAS)
Cable-laying	9	14	$DAS \cdot (V_{ld} + Bul) / 1.852 / 24$
Anchor-handling	5	15	$DAS \cdot (V_{ld} + Bul) / 1.852 / 24$
Tug boat	5	15	$DAS \cdot (V_{ld} + Bul) / 1.852 / 24$

スパー式基礎

スパー式基礎の施工費 $IC_{sub,spr}$ は式 (3.11) で算定した。施工費 IC は式で $IC_{sub} = I_{sub,spr}$ とする。

$$IC_{sub,spr} = F_{yr,sub} * 2 * C_{mob,sub} + C_{vessel,sub} * (T_{trans1,sub} + T_{install,sub}) * WDF + Co_{,sub} \dots (3.11)$$

$$T_{trans1,sub} = (DAS/Vld + DAS/Vul) / 1.852 / 24 + nM * (DABP/Vld + DABP/Vul) / 1.852 / 24 \dots (3.11a)$$

$$T_{install,sub} = 4.5 * nM \dots (3.11b)$$

$$F_{yr,sub} = ROUNDUP(\sum(T_{trans1,sub_i} + T_{install1,sub_i}) / (365/WDF), 0) \dots (3.11c)$$

ここで、

- $Co_{,sub}$: 浮体施工その他の費用 [£]
- C_{mob,sub_i} : 浮体敷設船回航費 [£]
- C_{vessel,sub_i} : 浮体敷設船備船費 [£]
- $F_{yr,sub}$: 浮体工事を実施する年度数
- $T_{trans1,sub}$: 浮体輸送日数
- $T_{install,sub}$: 浮体設置日数
- DAS : 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

である。

式 (3.11a) は、基地港から組立海域及び組立海域から設置サイトまでの輸送日数を算定した。式 (3.11a) はセミサブ式基礎では、式 (2.9j) を用いた。

⑩ 港湾費

2.3 項⑩参照。

⑪ その他

2022 年モデルから変更なし。その他の費用 OC [£] は、文献 [6] 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) 管理などの費用を算定した。

⑫ 設計・調査費

2.3 項⑫参照。

3.4 運転維持費モデル

運転維持費 $OPEX$ [£/年] の算定方法は、2.4 節と同様で、定期保守費 C_{sm} 、非定期保守費 C_{cm} 及び運転費 C_{op} により算定した (式 (2.14) 参照)。

① 定期保守費 C_{sm}

使用する数式は2.4節の①と同じ。

なお、図 2.15 に示すように、サイトの離岸距離により使用船舶が選択されるが、定期保守に使用する船舶は、離岸距離 30NM (55.6km) 程度までを対象とした CTV のみを想定しているが (図 2.15 の左図)、浮体式は EEZ への展開が計画されているため、離岸距離 30NM を超えるプロジェクトも考えられるため、その場合は SOV と CTV 併用による定期保守を想定する必要がある。現状の運転維持費算定モデルは離岸距離 30NM 程度までが適用範囲であることに留意されたい。

② 非定期保守費 C_{sm}

使用する数式は2.4節の②と同じ。

2.4 節に示されるように、表 2.16 及び表 2.17 からカテゴリ別ダウンタイム (DT) を算出する (着床式の場合)。浮体式の場合、浮体及び係留ラインの保守があるため、表 2.17 の代わりに表 3.7 を用いる。また、要素に対する故障発生率は付属資料 D : 故障に関するデータにまとめた。表 3.7 中のロジ時間は、故障が発生してから、該当する要素を調達するのに要する時間である。割り当てられている数値は文献 [19]から引用したもので、これはプロジェクトごと、地域ごとに異なる数値と考えられるため、今後アップデートが必要である。

修理カテゴリ A は、着床式と同様に定期保守費に算入し、設備利用率が 95%程度になるように修理カテゴリを選択した。本表 3.7 に示した例では、ダウンタイムの合計は 17.78 日となり、稼働率は、(365-17.78)/365=95%となる (365 は閏年を考慮した年間日数)。修理カテゴリを全て考慮した場合、稼働率は 91%となる。要素別の故障発生率は、本来なら風車毎に異なるが、メーカーごとのデータは入手困難であるため、文献[17][18][19][20]を参考にした。

表 3.7 浮体式のカテゴリ別ダウンタイム (DT) 表
(離岸距離 5km、WDF=2.05 の場合) [17][18][19][20]

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]	年間備船日数	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,i	t0			tl,i	tw,i	tj	teff		D dt,i
CTV	A	1.0515	1.5	56	2.3	3	0	96	152	8.0	160	0.00
CTV	B	0.0140	1.5	56	2.3	1	8	96	160	8.0	2	0.00
CTV	C	0.0100	1.5	183	7.6	1	48	96	327	8.0	3	0.14
CTV	D	0.1107	1.5	99	4.1	1	160	96	355	8.0	39	1.64
CTV	E	0.3521	1.5	99	4.1	2	500	96	695	8.0	245	10.19
FCV	A	1.0515	5.2	5	0.2	1	0	96	105	11.0	111	0.00
FCV	B	0.0140	5.2	5	0.2	1	8	96	113	11.0	2	0.00
FCV	C	0.0100	5.2	12	0.5	1	48	96	160	11.0	2	0.07
FCV	D	0.1107	5.2	98	4.1	1	0	96	198	11.0	22	0.92
FCV	E	0.3521	5.2	98	4.1	2	0	96	198	11.0	70	0.00
AHV	C	0.0000	3.3	0	0.0	0	48	96	147	11.0	0	0.00
AHV	D	0.0300	3.3	240	10.0	1	160	96	499	11.0	15	0.62
AHV	E	0.0580	3.3	360	15.0	1	500	96	959	11.0	56	0.00
CLV	C	0.0000	2.9	0	0.0	0	48	96	147	11.0	0	0.00
CLV	D	0.0250	2.9	240	10.0	1	160	96	499	11.0	12	0.52
CLV	E	0.0160	2.9	360	15.0	1	500	96	959	11.0	15	0.64
CLV	C	0.0000	2.9	0	0.0	0	160	96	259	11.0	0	0.00
CLV	D	0.0200	2.9	60	2.5	1	500	96	659	11.0	13	0.55
CLV	E	0.0000	2.9	0	0.0	0	48	96	147	11.0	0	0.00
CTV	定期保守	1										2.50
ダウンタイム (DT) 計 [日/風車/年]												17.78

③ 運転費 C_{op}

運転費 C_{op} は、Guide to a floating offshore wind (英国浮体式洋上風力ガイド) のデータ (MW 当あたりの単価) [6]を参考にコントロールセンター運営 C_{tc}、トレーニング費 C_t、陸上・洋上技術費 C_{onlg}、管理員・作業員費 C_{cnt} 及び保険料 C_{ins} 等 (単位: £/MW/年) を用いて算定した。

$$C_{op}=(C_{tc} + C_t + C_{onlg} + C_{cnt})*N*Pr \dots\dots\dots (3.12)$$

3.5 撤去費モデル

浮体式の撤去の実績は限られるため、着床式と同様とする。2.5 節参照。

3.6 LCOE 算定

2.6 節参照。

3.7 2024 年モデルの検証

3.7.1. 欧州プロジェクトとの CAPEX の比較

図 3.18 に NEDO モデルと欧州の実証及び商用プロジェクト(表 3.8)の CAPEX の比較を示す。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。

表 3.8 欧州のプロジェクト情報

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	6.0	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

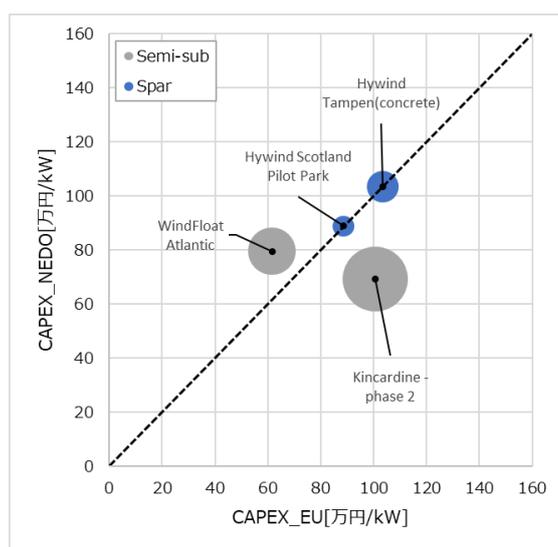


図 3.18 更新モデルと実績 CAPEX [32](浮体式基礎)の比較

3.7.2. 英国浮体式ガイドとの CAPEX の比較

Guide to a Floating Offshore Wind Farm (英国浮体式洋上風力ガイド) の条件 [6]と比較するために、英国浮体式洋上風力ガイドの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 を算定した。プロジェクト条件は表 3.9 に示す。なお、英国浮体式洋上風力ガイドの洋上変電所はジャケット式基礎であるが、NEDO モデルでは考慮していない。

CAPEX については、NEDO モデル及び英国浮体式洋上風力ガイド (図中では英国 FOWT ガイド) は、それぞれ、60.2 万円/kW 及び 58.0 万円/kW となり、NEDO モデルは+3.8%となった。

CAPEX の内訳は、NEDO モデルの風車コストは英国浮体式洋上風力ガイドよりも約 33%低い。また、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浮体式洋上風力ガイドよりも高い。これは、セミサブ式基礎の重量について、NEDO モデルが英国浮体式洋上風力ガイドより

重くなっているためである。英国浮体式洋上風力ガイドは NREL など想定されている、最適化された浮体を想定しているためと思われる。

表 3.9 英国浮体式洋上風力ガイドの条件

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(NEDO モデルは未考慮)

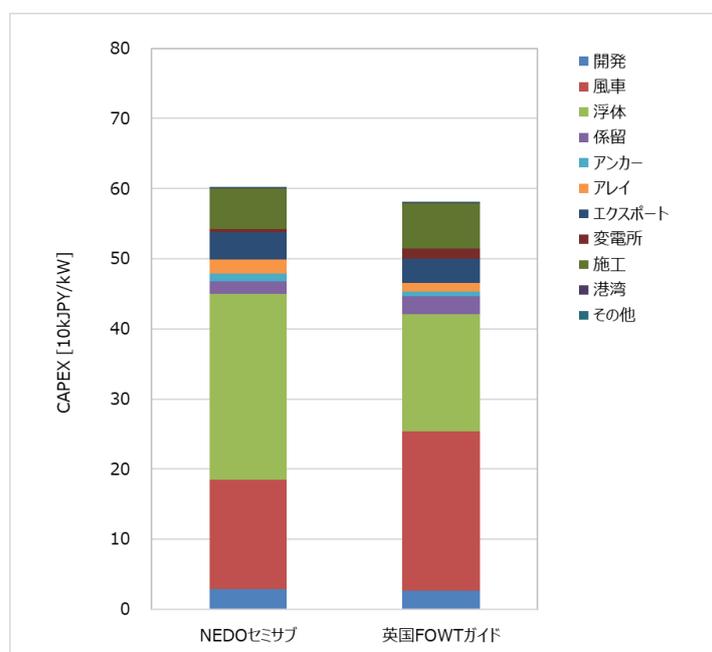


図 3.19 英国浮体式ガイド条件(セミサブ)との比較

3.7.3. ベースラインウィンドファームの CAPEX

ベースラインウィンドファーム (15MW×66 基=990MW、前提条件は表 3.3 を参照) に対して NEDO モデルにより CAPEX を算出した。船舶供用係数は、中央値の 2.05 に設定した (図 2.13 及び表 2.10 参照)。英国ポンドから日本円への換算は、2023 年の為替 (1£=174 円) で円換算したが、為替変動 (2014 年~2023 年) の振れ幅の影響を整理した。

算定結果を図 3.20 及び図 3.21 に示す。図 3.20 により、2023 年の為替レートの場合、セミサブ式及びスパ式 CAPEX はそれぞれ、68.8 万円/kW 及び 57.0 万円/kW となる。セミサブ式の CAPEX はスパ式の 1.2 倍となる。また、2014~2023 年の為替変動の影響に関して、平均値及び標準偏差は以下の通りである。

- セミサブ式 : 平均 61.6 万円/kW、標準偏差 6.4 万円
- スパー式 : 平均 50.9 万円/kW、標準偏差 5.4 万円

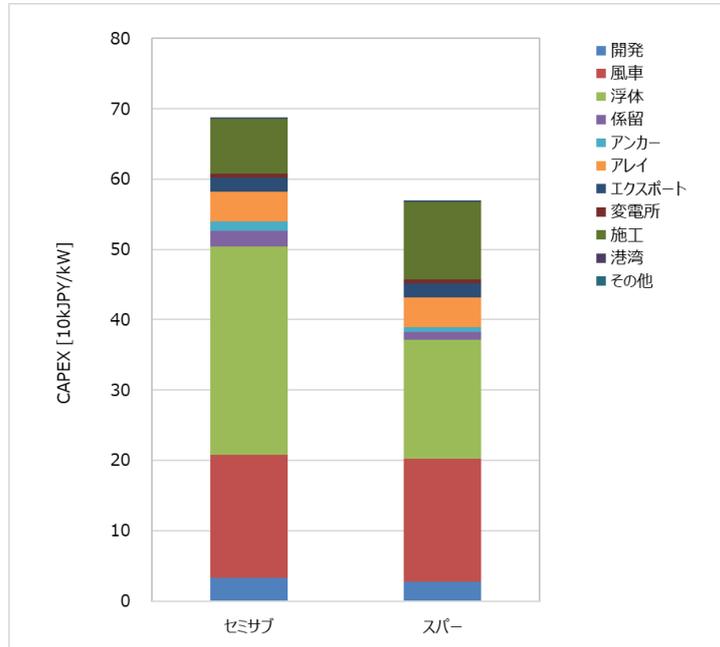


図 3.20 更新モデルによるベースラインウィンドファーム CAPEX の比較(1£=174 円換算)

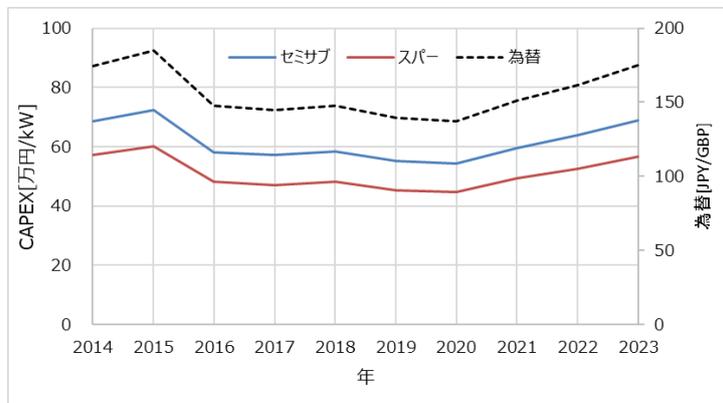


図 3.21 為替の影響(平均為替:156.3 円/ポンド、標準偏差:16.7 円/ポンド)

4. まとめ

本調査では、2019・2022年で作成した事業性評価に用いたNEDOモデル及び2022年で作成した事業性評価に用いた浮体式洋上風力のNEDOモデルを更新することを目的とした。

NEDOモデル（着床式）は、2022年度のモデル（ベースラインはモノパイル式基礎）に対して、ジャケット式基礎モデル（2022年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）を追加、施工モデル及びOPEXモデルを更新した。

NEDOモデル（浮体式）は、セミサブ式モデルの更新、スパー式モデルの追加及び運転維持費モデルを更新した。また、諸外国の浮体式プロジェクトの条件を参考にし、日本の海域情報を考慮して浮体式のベースラインモデルの条件を設定した。

更新したNEDOモデル（着床式及び浮体式）は、最新の情報により検証を行った。

4.1 NEDO モデル(着床式)

4.1.1. 基礎モデルの更新

2019・2022年モデルは、モノパイル式基礎用コストモデルで算出したCAPEXをジャケット式基礎用に補正する方法であったが、2024年モデルは、国内外情報を基にした基礎重量の回帰式を求め、モノパイルと同様に基礎費用を算定するモデルとした。回帰式は、国内外24のプロジェクトのジャケット及びピンパイル（ジャケット式基礎を海底に固定するための杭で、ジャケット式基礎の脚本数により3～4本を使用する）の重量情報を用いて決定した。

4.1.2. 施工モデルの更新

ジャケット式コストモデルの更新に伴い、ジャケット式基礎の施工モデルを追加した。追加にあたり、ジャケット式基礎の施工日数を設定するために、改めて欧州の施工日数のデータを整理した。商用期プロジェクトのデータとの比較では、同水準の結果でありNEDOモデルについては一定程度の精度があると評価された。

4.1.3. 設備費モデルの更新・検証

ジャケット式基礎モデル及び施工モデルの更新に加えて、最新の文献・情報により、幾つかのコストモデルを更新した。欧州実績と検証では2014～2023年における英国、ベルギー、デンマーク、ドイツ及びオランダのデータを使用した。結果は、2024年モデルは2022年モデルと比較して同水準となった。

4.1.4. 運転維持費モデルの更新・検証

2024年の運転維持費モデルは、保守費に関して、海域毎の環境条件（離岸距離及び船舶供用係数）を考慮したモデルとした。このモデルは、Strathclyde大のFOWIT等を参考に構築した。維持費については、定期保守と非定期保守（大規模修繕などを実施）に分けた工程を設定した。欧州のデータの比較では、概ね実績値と同程度の範囲である事が示された。

4.1.5. AEP(推定年間発電量)算定モデルの更新

AEPを算定するために用いる風車のパワーカーブデータのうち、15MW風車のデータを更新した。また、稼働率はOPEXモデルにより算定するダウンタイムを反映することで、海域毎の稼働率を算定するモデルに更新した。

4.1.6. その他

ベースラインウィンドファームの条件の一つとして、船舶供用係数の統計値を整理し、国内の船舶供用係数に関して、瀬戸内海、島嶼部等を除く中央値は2.05（平均値は2.21）とした。

4.2 浮体式 NEDO モデル

4.2.1. 前提条件の整理

諸外国の浮体式プロジェクトの条件を参考にし、日本の海域情報を考慮したベースラインウィンドファームの前提条件は、水深176m・離岸距離31km及びこの条件における15MW風車の加重平均の設備利用率41%とした。

4.2.2. 浮体基礎モデルの更新

セミサブ式基礎費用算定は、風車規模に応じた重量の回帰式を基に基礎費用を算定するモデルに変更した。国内外14のプロジェクト・F/Sのセミサブ式基礎重量情報を整理し、セミサブ式浮体の重量に関する回帰式を導出した。

また、スパーク式基礎費用算定モデルを追加した。スパーク式のモデルも、国内外のプロジェクト・F/Sのスパーク式基礎重量情報を整理し、スパーク式浮体の重量に関する回帰式を導出した。

4.2.3. 施工モデルの更新

2022年モデルは、セミサブ式浮体の施工に対するモデルであったが、スパーク式浮体を想定した施工モデルを追加した。

4.2.4. 設備費モデルの更新・検証

セミサブ式、スパーク式基礎モデル及び施工モデルの更新に加えて、最新の文献・情報により、幾つかのコストモデルを更新した。

NEDOモデルと欧州の実証及び商用プロジェクトのCAPEXの比較により、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した。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。

4.2.5. 運転維持費モデルの更新・検証

2024年の運転維持費モデルは、保守費に関して、海域毎の環境条件（離岸距離及び船舶供用係数）を考慮したモデルとした。このモデルは、Strathclyde大のFOWIT等を参考に構築した。維持費については、定期保守費と非定期保守（大規模修繕などを実施）に分けた工程を設定した。

5. 参考文献

- [1] エネ庁, “発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」,” 2015年5月26日.
- [2] 資源エネルギー庁, “「発電コストレビューシート」(xls形式:12,649KB)(平成27年7月16日),” 2015.
- [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年8月16日.
- [4] The Crown Estate, et al., “Guide to an offshore wind farm Updated and extended,” Jan. 2019.
- [5] PwC アドバイザリー, “令和元年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業(洋上風力発電の認定に係る費用分析等支援業務) 報告書,” 2020.
- [6] The Crown Estate, et al., “Guide to a Floating Offshore Wind Farm,” 2023.
- [7] NREL, “Cost of Wind Energy Review,” 2022.
- [8] Kikuchi, Ishihara, “Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model,” Applied Energy 341, 2023.
- [9] Lacal-Arantequi, et al., “Offshore Wind Installation: Analysing the Evidence behind Improvements in Installation time,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, 92, 2018.
- [10] Hensel, et al., “Development of a technology type factor for jacket structures for offshore wind turbines in Rhode Island,” 2012.
- [11] DNV, “COST AND PERFORMANCE DATA FOR OFFSHORE HYDROGEN PRODUCTION,” 2023.
- [12] Ulstein., “Securing your future in offshore wind,” 2019.
- [13] Jiang, “Installation of offshore wind turbines: A technical review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews 139, 2021.
- [14] 瀬谷, “石狩湾新港洋上風力発電所事業説明資料,” 第45回風力エネルギー利用シンポジウム講演資料, 2023.
- [15] 日本港湾協会, “港湾土木請負工事積算基準,” 2019.
- [16] Muhabie, et al., “Weather Down Time Analysis for Offshore Wind Farm Installations,” 2016.
- [17] ECN, “Cost Modeling of Floating Wind Farms,” 2016.
- [18] 菊地, 石原, 他2名, “時間領域モンテカルロシミュレーションを利用した洋上風力発電所利用可能率の評価,” 第38回風力エネルギー利用シンポジウム, 2017.
- [19] FOWIT, “Analysis of Far Offshore Accommodation,” 2014.
- [20] corewind, “D4.2, Floating Wind O&M Strategies Assessment,” 2021.
- [21] McMorland, et al., “Operation and maintenance for floating wind turbines: A review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews 163, 2022.
- [22] Carbon Trust, “ヒアリング” .
- [23] Boston Consulting Group, “Offshore Wind: Future of logistics,” 2022.
- [24] corewind, “D3.1 Review of the state of the art of dynamic cable system design,” , 2020..
- [25] Liang, et al., “Levelized cost of energy analysis for offshore wind farms - A case study of the New York State development,” 2021.
- [26] Thyssen, “Wind power plants internal distribution system and grid connection A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66kV,” 2015.
- [27] 菊地, ジラウオンサパン, 石原, “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予稿集, 2021.
- [28] Ioannou, et al., “A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances,” Applied Energy, 2018.
- [29] Smith, Garrett, Gibberd, “Logistics and cost reduction of decommissioning offshore wind farms,” EWEA offshore, 2015.
- [30] Topham, McMillan, “Sustainable decommissioning of an offshore wind farm,” Renewable Energy 201, 2017.
- [31] Peak Wind, “OPEX Benchmark - An insight into operational expenditures of European offshore wind farms” .
- [32] 4C Offshore, “データベース” .
- [33] NEDO, “2020～2021年度 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.

- [34] 中條, “超大型風車を搭載した浮体式洋上風力発電の日本近海における導入ポテンシャル評価,” 日本船舶海洋工学会論文集 36 巻, 2022.
- [35] Maienza , e. al., “ A life cycle cost model for floating offshore wind farms,” Applied energym 266, 2020.
- [36] Kikuchi , Ishihara, “Upscaling and leveled cost energy for offshore wind turbines supported by semi-submergible floating platforms,” Journal of Physics, Conf. Ser. 1356 012033, 2019.
- [37] Maness, “NREL Offshore Balance-of-System Model,” NREL/TP-6A20-66874, 2017.
- [38] 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.
- [39] 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.
- [40] Choisnet , e. al., “Performance and Mooring Qualification in Floatgen,” 16th Journees de I’ Hydrodynamique, 2018.
- [41] Collu , Borg, “Design of floating offshore wind turbines,” Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 2019.
- [42] Manuel , Rentschler, “Design optimization of dynamic inter-array cable systems for floating offshore wind turbines,” 2019.
- [43] Jiang, “Installation of offshore wind turbines: A technical review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews 139, 2021.
- [44] 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.
- [45] Corewind, “D2.1 Reviess of the sate of the art of mooring and anchoring designs, technical challenges and identification of relevant DLCs,” 2020.
- [46] NEDO, “NEDO 再生可能エネルギー技術白書,” 2014.

付属資料 A: ジャケット式基礎参照資料

表 A.1 ジャケット式基礎を採用した洋上風力発電プロジェクト

No.	国	プロジェクト	年	発表者	所属等	タイトル・URL
1	JP	Ishikari	2023	瀬谷	GPI	石狩湾新港洋上風力発電所事業説明資料
2	UK	UK	2012	Hensel	Braunschweig 工大	Development of a technology type factor for jacket structures for offshore wind turbines in Rhode Island ← JKT 重量計算式
3	DE	NREL5M GF/S	2018	Häfele	ForWind	A comparison study on jacket substructures for offshore wind turbines based on optimization
4	DE	Alpha Ventus	2007	Seidel	REpower	Jacket substructures for the REpower 5M wind turbine
5	UK	Beatrice Demo	2007	Seidel	REpower	Tragstruktur und Installation der Offshore-Windenergieanlage Repower 5M
6	UK	Beatrice	2019	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=uk53
7	DE	Alpha ventus	2010	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=DE01
8	TW	Changfang	2024	CS WIND	CS WIND	https://www.cswindoffshore.com/references/foundations-references/changfang-xidao/
9	IEA	IEA	2023	Mroczeck	IEA Wind	Design optimization of offshore wind jacket piles by assessing support structure orientation relative to metocean conditions
10	TW	TW	2019	Chi	GERC,Taiwan	Study of typhoon impacts on the turbines in Tiwan
11	IN	Tamil Nadu	2018	fowind	Tamil Nadu	Feasibility study for offshore wind farm development in Tamil Nadu
12	TW	Taiwan	2017	OWEC TOWER	OWEC TOWER	Foundations for offshore wind turbines & Taiwan offshore industry solutions
13	UK	Beatrice	2019	seaway7	seaway7	Beatrice Offshore Wind Farm Project
14	US	Block Island	2017	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=US12
15	UK	East Anglia ONE	2020	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK64
16	UK	Moray East	2022	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK40
17	UK	Nearr na Gaoithe	2025	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK56
18	DK	Nissum Bredning Vind	2018	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=DK44
19	DK	Nordsee Ost	2015	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=DE06
20	UK	Ormonde	2012	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK17
21	FR	Saint-Brieuc	2024	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=FR36
22	BE	Thornton Bank – phase II	2013	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=BE09
23	BE	Thornton Bank – phase III	2013	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=BE10
24	DE	Wikinger	2018	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=DE47
25	UK	Forthwind I	2026	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK65
26	UK	Seagreen 1A	2028	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK4P
27	UK	Berwick bank	2031	4Coffshore		https://subscribers.4coffshore.com/dashboard/owf/overview/details.aspx?windfarmid=UK74

No.	国	プロジェクト	年	発表者	所属等	タイトル・URL
28	TW	Taiwan Power Company Offshore Windfarm Phase 1 Project	2021	Jan-de-nul		https://www.jandenu.com/news/jan-de-nul-loads-first-jackets-tpcs-offshore-wind-farm-taiwan
29	TW	Formosa 2	2023	Jan-de-nul		https://www.jandenu.com/projects/formosa-2-offshore-wind-farm-taiwan
30	TW	Greater Chunghua(1, 2A)	2024	Orsted		https://orsted.tw/en/renewable-energy-solutions/offshore-wind/our-projects/greater-changhua/chw1/news/2020/10/first-pin-pile-batch

付属資料 B: 欧州施工日数データ

表 B.1 欧州における洋上風カプロジェクトの施工日数

Wind farm project	No. of WT	WT power [MW]	WF capacity [MW]	Type	Year start installation	Days/ foundation	Days/ turbine	Days/ set
Utgrunden	7	1.5	10.5	MP	2000	4.3	6.6	10.9
Yttre Stengrund	5	2.0	10.0	MP	2001	11.0	3.6	14.6
Horns Rev 1	80	2.0	160.0	MP	2002	3.2	2.7	5.9
Samso	10	2.3	23.0	MP	2002	3.7	3.0	6.7
North Hoyle	30	2.0	60.0	MP	2003	5.2	7.3	12.6
Arklow Bank I	7	3.6	25.2	MP	2003	6.6	4.9	11.4
Scroby Sands	30	2.0	60.0	MP	2003	2.6	2.1	4.7
Kentish Flats	30	3.0	90.0	MP	2004	2.0	3.8	5.8
Barrow	30	3.0	90.0	MP	2005	6.0	5.0	11.0
OWEZ	36	3.0	108.0	MP	2006	3.3	2.4	5.6
Burbo Bank	25	3.6	90.0	MP	2006	2.2	1.6	3.8
Prinses Amalia	60	2.0	120.0	MP	2006	3.0	6.1	9.2
Lynn & Inner Dowsing	54	3.6	194.4	MP	2007	4.3	2.3	6.6
Robin Rigg	60	3.0	180.0	MP	2007	4.2	5.0	9.2
Rhyl Flats	25	3.6	90.0	MP	2008	4.0	7.6	11.6
Horns Rev 2	91	2.3	209.3	MP	2008	1.6	2.7	4.3
Gunfleet Sands I & II	48	3.6	172.8	MP	2008	2.4	4.6	7.0
Thanet	100	3.0	300.0	MP	2009	5.5	2.0	7.4
Belwind	55	3.0	165.0	MP	2009	5.4	3.2	8.6
Greater Gabbard	140	3.6	504.0	MP	2009	3.7	2.8	6.5
Walney I	51	3.6	183.6	MP	2010	2.7	4.8	7.5
EnBW Baltic 1	21	2.3	48.3	MP	2010	3.0	1.8	4.8
Sheringham Shoal	88	3.6	316.8	MP	2010	3.2	6.9	10.1
London Array	175	3.6	630.0	MP	2011	4.3	3.3	7.6
Lincs	75	3.6	270.0	MP	2011	5.9	3.6	9.6
Walney II	51	3.6	183.6	MP	2011	3.9	4.3	8.2
Anholt	111	3.6	399.6	MP	2011	2.8	4.4	7.2
Teesside	27	2.3	62.1	MP	2012	9.0	5.5	14.5
Borkum Riffgat	30	3.8	113.3	MP	2012	3.0	2.8	5.8
Gwynt y Mor	160	3.6	576.0	MP	2012	5.0	5.0	10.0
Meerwind	80	3.6	288.0	MP	2012	6.4	6.5	12.9
Gunfleet Sands III	2	6.0	12.0	MP	2012	6.0	6.5	12.5
Dan Tysk	80	3.6	288.0	MP	2013	3.9	1.9	5.8
Northwind	72	3.0	216.0	MP	2013	2.1	3.3	5.4
West of Duddon Sands	108	3.6	388.8	MP	2013	2.2	2.3	4.5
Humber Gateway	73	3.0	219.0	MP	2013	3.5	3.8	7.3
EnBW Baltic II(MP)	39	3.6	140.4	MP	2013	5.3	3.8	9.1
Amrumbank West	80	3.8	302.0	MP	2014	4.6	2.7	7.3
Borkum Riffgrund 1	78	4.0	312.0	MP	2014	2.5	2.7	5.2
Westermost Rough	35	6.0	210.0	MP	2014	2.7	6.7	9.3
Butendiek	80	3.6	288.0	MP	2014	2.8	3.4	6.2
Luchterduinen	43	3.0	129.0	MP	2014	1.8	1.5	3.4
Westermeerwind	48	3.0	144.0	MP	2015	1.4	3.7	5.1
Gode Wind I & II	97	6.0	582.0	MP	2015	1.6	3.0	4.6
Kentish Flats Extension	15	3.3	49.5	MP	2015	1.5	3.8	5.3
Gemini	150	4.0	600.0	MP	2015	1.4	2.5	4.0
Sandbank	72	4.0	288.0	MP	2015	2.6	2.5	5.1
Nordsee One	54	6.2	332.1	MP	2015	2.3	3.8	6.1
Rampion	116	3.5	402.0	MP	2016	2.9	2.6	5.4
Veja Mate	67	6.0	402.0	MP	2016	3.9	3.3	7.3
Dudgeon	67	6.0	402.0	MP	2016	1.8	3.6	5.5
Nordergrunde	18	6.2	110.7	MP	2016	4.4	7.3	11.7
Nobelwind	50	3.3	165.0	MP	2016	2.5	3.2	5.7
Burbo Bank Extension	32	8.0	256.0	MP	2016	1.7	4.0	5.6
Galloper	56	6.3	352.8	MP	2016	1.6	5.4	7.1

Wind farm project	No. of WT	WT power [MW]	WF capacity [MW]	Type	Year start installation	Days/ foundation	Days/ turbine	Days/ set
Walney 3	40	8.3	330.0	MP	2017	2.5	2.5	5.0
Walney 4	47	7.0	329.0	MP	2017	2.5	30.0	38.5
Rentel	42	7.4	308.7	MP	2017	1.3	8.7	23.5
Arkona	60	6.4	385.0	MP	2017	2.4	4.6	9.2
Beatrice pilot	2	5.0	10.0	JKT	2006	8.5	8.8	16.2
Alpha Ventus (J)	6	5.0	30.0	JKT	2009	14.8	12.8	19.3
Ormonde	30	5.1	152.3	JKT	2010	4.6	7.7	16.9
Thornton Bank II	30	6.2	184.5	JKT	2011	7.4	44.0	44.0
Thornton Bank III	18	6.2	110.7	JKT	2012	6.5	4.0	11.0
Nordsee Ost	48	6.2	295.2	JKT	2012	9.2	3.8	13.8
Belwind Haliade prot.	1	6.0	6.0	JKT	2013		30.0	38.5
Wikinger	70	5.0	350.0	JKT	2016	7.0	8.7	23.5
EnBW Baltic II (J)	41	3.6	147.6	JKT	2013	10.0	4.6	9.2
Hywind Scotland	5	6.0	30.0	SPAR	2017	1.9	1.9	

付属資料 C: ウェイク損失

C.1 欧州におけるウェイク損失

ウィンドファームでは、風下側の風車が上流側の風車の後流（ウェイク）により発電量が低下するウェイク損失が発生する。図 C.1 に示すように、レイアウトは場所・風車基数などにより異なる。ウェイク損失は風車レイアウトに依存するため、プロジェクト個別に評価する必要がある。表 C.1 によれば、欧州の代表的な洋上ウィンドファームのウェイク損失は、9%~11%である。

洋上ウィンドファームにおける風車の配置は、一般的に、10D（主風向）×3D（横方向）（D：風車直径）と言われているが、DNV GL [C.1] では、初期検討のレイアウトとして6D×4Dを推奨している。

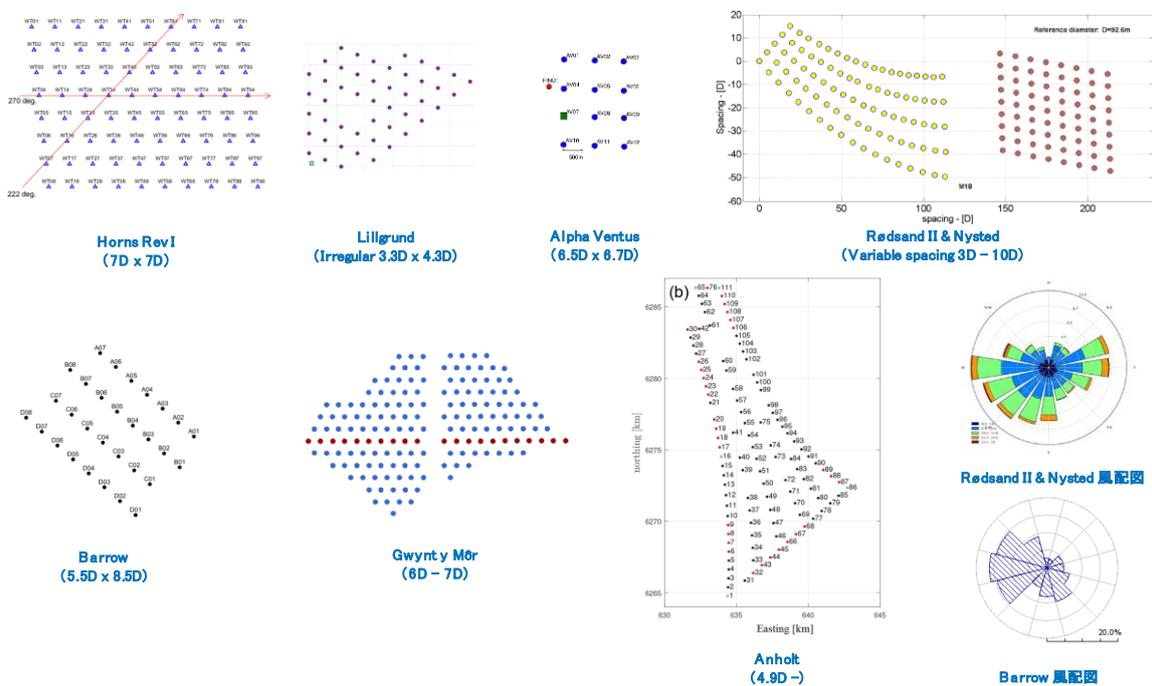


図 C.1 欧州における洋上ウィンドファームのレイアウト¹⁵

表 C.1 IEA Wind Task26 発電量関連の入力値及び結果[B.2]

	2017 Baseline	オランダ	英国	ベルギー	デンマーク	米国	ドイツ	日本
風車定格 [MW]	4	4	6	7	8	6	6	5.2
年平均風速 [m/s]	9.9	9.36	9.15	8.95	9.57	8.99	9.47	8.67
グロス設備利用率 [%]	57.22	51.09	50	54.92	50.04	53.11	57.4	55.14
ウェイクロス [%]	11.37	9.61	9.13	10.04	10.75	9.02	10.04	9.55
送電ロス [%]	2	2	2	2	2	2	2	2
その他のロス [%]	1	1	1	1	1	1	1	1
稼働率 [%]	94.22	94.87	94.2	95.3	95.32	94.54	94	94.44
トータル効率 [%]	81.02	83.20	83.09	83.18	82.54	83.45	82.04	82.88
ネット設備利用率 [%]	46.36	42.51	41.55	45.68	41.30	44.32	47.09	45.70

15 各プロジェクトの資料を基に作成

C.2 NEDO モデルのウェイク損失

発電コストマップの作成では、海域毎に風車レイアウトの最適化を行うのは現実的でないため、風車のレイアウトは固定とし、固定したレイアウトにおけるウェイク損失を決めることで、年間発電量 AEP を算定することとする。

図 C.2 に示すウィンドファームのレイアウトに対して、洋上風力の分野で実績のある発電量計算ソフト WAsP¹⁶を使用して、ウェイクロス¹⁶の計算を実施した。その結果を図表 C.2 に示す。ウェイクロスの大きさは、5～9%程度となった。発電量を最大化するためには、ウェイクロスの少ないレイアウトするのが望ましいが、B.1 節で述べた欧州の実績などを考慮して、本調査では、発電コストの算定では、ウェイクロスは 10%とする。

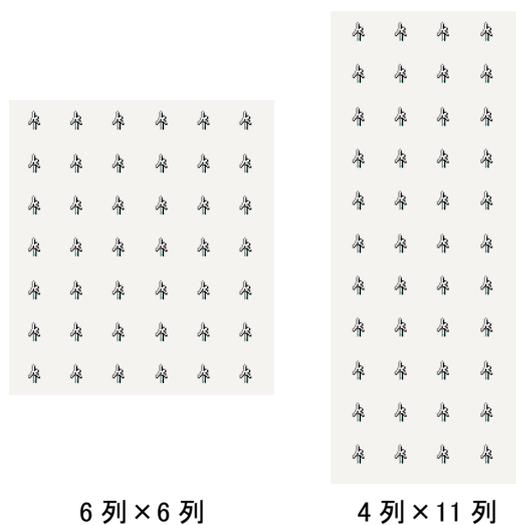


図 C.2 ウィンドファームレイアウトの設定例

図表 C.2 WAsP によるウェイク損失試算例

レイアウト	全体	最小	最大
6列×7列 (7D×7D)	9.13	2.04	12.54
6列×7列 (10D×10D)	5.54	1.25	7.68
4列×11列 (7D×7D)	8.14	2.11	10.9

参考文献

- [C.1] DNV GL, Offshore Wind Farm Layout Optimization
- [C.2] M. Noorman et al., IEA Wind Task26, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 2018.

¹⁶ デンマーク工科大学が開発した風況解析ソフト。線形理論をベースにしており、ウェイクの計算を行える。欧州の洋上風力の発電量評価で実績がある。

付属資料 D:故障に関するデータ

表 D.1 要素別の故障発生率と修理カテゴリ(着床式) [19] [20] [21]

要素	修理カテゴリ	発生率/年
電気	A	0.243
	D	0.005
	E	0.022
制御ユニット	A	0.105
	E	0.105
インバータ	A	0.180
	E	0.020
ヨーシステム	A	0.130
	E	0.068
	C	0.002
ブレーキ	A	0.040
	E	0.010
ギアボックス	A	0.213
	E	0.013
	D	0.025
ジェネレータ	A	0.065
	D	0.039
	E	0.026
ピッチ	A	0.075
	E	0.075
ブレード	B	0.014
	C	0.001
	D	0.041
	E	0.014
シャフト・ベアリング	A	0.001
	C	0.009
アレイケーブル	C	0.000
	D	0.025
	E	0.016
エクスポートケーブル	C	0.000
	D	0.020
	E	0.000

表 D.2 要素別の故障発生率と修理カテゴリ(浮体) [19] [20] [21]

要素	修理カテゴリ	発生率/年
電気	A	0.243
	D	0.005
	E	0.022
制御ユニット	A	0.105
	E	0.105
インバータ	A	0.180
	E	0.020
ヨーシステム	A	0.130
	E	0.068
	C	0.002
ブレーキ	A	0.040
	E	0.010
ギアボックス	A	0.213
	E	0.013
	D	0.025
ジェネレータ	A	0.065
	D	0.039
	E	0.026
ピッチ	A	0.075
	E	0.075
ブレード	B	0.014
	C	0.001
	D	0.041
	E	0.014
シャフト・ベアリング	A	0.001
	C	0.009
バラストシステム	C	0.010
	D	0.000
	E	0.000

要素	修理カテゴリ	発生率/年
係留	C	0.000
	D	0.015
	E	0.013
アンカー	C	0.000
	D	0.015
	E	0.013
アレイケーブル	C	0.000
	D	0.025
	E	0.016
浮体	C	0.000
	D	0.000
	E	0.033
エクスポートケーブル	C	0.000
	D	0.020
	E	0.000

付属資料 E: 浮体式基礎参照資料

表 E.1 セミサブ式浮体参考文献

No.	国	プロジェクト	年	発表者	所属	タイトル・URL
1	JP	福島 FORWARD	2016	福島 FORWARD		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)
2	JP	NEDO	2018	NEDO	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
3	FR	Floatgen	2018	Choisnet	Ideol	Performance and Mooring Qualification in Floatgen, 16th Journées de l'Hydrodynamique
4	JP	福島洋上風力コンソーシアム	2019	Kikuchi and Ishihara	東大	Upscaling and levelized cost energy for offshore wind turbines supported by semi-submersible floating platforms, Journal of Physics, Conf. Ser. 1356 012033
5	IT	F/S	2020	Maienza	Campania 大	A life cycle cost model for floating offshore wind farms
6	JP	NEDO	2022	NKCS	NKCS	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
7	PO	WindFloat	2019	PPI	PPI	Principle Power, Inc. WindFloat Pacific Project Final Scientific / Technical Report (DOE-F 241.3) Contract No. DE EE0005987
8	US	F/S	2016	Griffith	Sandia	A study of rotor and platform design trade-offs for large-scale floating vertical axis wind turbines
9	US	F/S	2023	Roach	Amherst 大	A New Methodology for Upscaling Semi-submersible Platforms for Floating Offshore Wind Turbines
10	UK	F/S	2019	M. Collu	Strathclyde 大	Design of floating offshore wind turbines, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics
11	PO	F/S	2014	George	Lisbon 大	WindFloat design for different turbine sizes, Master thesis of Lisbon University
12	UK	F/S	2023	Catapult	Catapult	Guide to a floating offshore wind farm
14	IT	F/S	2020	Ghigo	Torino 大	Platform optimization and cost analysis in a floating offshore wind farm

表 E.2 スパー式浮体参考文献

No.	国	プロジェクト	年	発表者	所属	タイトル・URL
1	NR	F/S	2014	Browning	NTNU	Calibration and validation of a spar-type floating offshore wind turbine model using the FAST dynamic simulation tool
2	NR	F/S	2020	Wang	NTNU	Effects of bedplate flexibility on drivetrain dynamics: Case study of a 10 MW spar type floating wind turbine
3	NR	F/S	2012	Karimirad	NTNU	Feasibility of the Application of a Spar-type Wind Turbine at a Moderate Water Depth
4	JP	F/S	2020	菊地	東大	Comparison of dynamic response and levelized cost of energy on three platform concepts of floating offshore wind turbine systems
5	EU	F/S	2020	corewind		Public design and FAST models of the two 15MW floater-turbine concepts
6	JP	F/S	2021	NEDO	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
7	IEA	F/S	2022	Kaptan	Stavanger 大	Analysis of spar and semi-submersible floating wind concepts with respect to human exposure to motion during maintenance operations
8	UK	Hywind Scotland	2017	4COffshore		Hywind Scotland
9	UK	Hywind Scotland	2023	4COffshore		Hywind Tampen
10	IT	F/S	2020	Maienza	Campania 大	A life cycle cost model for floating offshore wind farms
11	US	F/S	2016	Griffith	Sandia	A study of rotor and platform design trade-offs for large-scale floating vertical axis wind turbines
12	IEA	F/S	2019	WISDEM	IEA	https://wisdem.readthedocs.io/en/master/wisdem/floatingse/verification.html
13	IT	F/S	2020	Ghigo	Torino 大	Platform optimization and cost analysis in a floating offshore wind farm

No.	国	プロジェクト	年	発表者	所属	タイトル・URL
14	NR	Hywind demo	2015	Skaare	Statoil	Analysis of measurements and simulations from the Hywind Demo floating wind turbine, Wind Energy, 18 (https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.1750)

契約管理番号 : 24000890-0