

着床式洋上風力発電導入ガイドブック  
(最終版)

2018年3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



## はじめに

世界の平均地上気温は、人類のエネルギー消費の増加とともに上昇し、1880年から2012年の間に0.85℃の昇温が認められている。このような状況の中、フランスのパリで開催された国連気候変動枠組条約第21回締約国会議（COP21）にてパリ協定が採択され、2016年11月4日に発効した。パリ協定では、世界共通の長期目標として、産業革命前からの地球平均気温上昇を2℃より十分下方に保持し、1.5℃に抑える努力を追及することとしている。またパリ協定では、今世紀後半に温室効果ガスの人為的な排出と吸収のバランスを達成し、世界の排出ピークをできるだけ早期に迎え、最新の科学に従って急激に削減することを求めている。その実現のためには、低炭素エネルギーである再生可能エネルギーの活用が欠かせず、再生可能エネルギーの活用はエネルギーの安定供給等に重要な役割を担う。その際、ポテンシャルの大きい風力発電、とりわけ洋上風力発電は、その導入促進が期待されているところである。

新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）では、洋上風力発電実証研究の一環として、洋上風力発電の導入促進を図るため、発電事業者等にとって参考となる「着床式洋上風力発電導入ガイドブック」（第一版）を2015年9月に取りまとめた。第一版では、着床式洋上風力発電に係る概要として、洋上風力発電の定義と種類、ポテンシャル、国内外の現状と動向等の基礎情報を整理した。また、洋上風力発電の導入計画を策定する上での参考資料となる導入手引きとして、導入計画の進め方に沿った形で、NEDO洋上風力発電実証研究の成果の一部を含め国内外の知見を整理した。本最終版では、第一版公開以降の新たな知見を反映するとともに、事業者から出された要望に応える形で記述を追加した。また銚子沖・北九州市沖でのNEDO洋上風力発電実証研究の内容を、それぞれ別冊という形でまとめた。なお、洋上風力発電は大きく着床式と浮体式の二つに分けられるが、本ガイドブックの対象は着床式とした。

上記の「着床式洋上風力発電導入ガイドブック」の作成・検討にあたり、洋上風力発電等技術研究開発委員会から、各種専門分野の委員より構成されるワーキングを設立し（次表、参照）、指導・助言を得て取りまとめた。ワーキング長をはじめ、各委員の方々には深謝申し上げます。

※本書は、2017年3月時点での情報をとりまとめた。その上で、関連法令等に関しては2018年3月時点の内容を記載した。

洋上風力発電導入ガイドブックワーキング委員

委員	所属/肩書
荒川 忠一 (ワーキング長)	東京大学大学院工学系研究科機械工学専攻 教授
赤松 友成	国立研究開発法人水産研究・教育機構 中央水産研究所 海洋・生態系 研究センター生態系モデルグループ 主任研究員
関田 欣治	一般財団法人 沿岸技術研究センター 顧問
長井 浩*	日本大学生産工学部環境安全工学科 准教授
松宮 輝	(株) HIKARUWIND.LAB. 代表取締役社長
石原 孟 (プロジェクトリーダー)	東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻 教授

(50音順、敬称略)

\*長井委員は、第2回ワーキングまで委員を務めていただきましたが、2014年10月16日に逝去されました。

# 目次

	頁
I. 再生可能エネルギーにおける風力発電の位置づけ	1
1 再生可能エネルギーの導入意義	1
2 風力発電の優位性	6
3 参考文献	11
II. 着床式洋上風力発電の基本的事項	13
1 着床式洋上風力発電の定義と種類	14
1.1 洋上風力発電の定義	14
1.2 支持構造物の種類	15
2 洋上風力発電のポテンシャル	17
2.1 海外のポテンシャル	18
(1) ヨーロッパ	18
(2) アメリカ	21
2.2 日本のポテンシャル	24
3 洋上風力発電の現状と動向	27
3.1 世界の洋上風力発電	27
(1) 導入量の現状	27
(2) 今後の展開	35
3.2 日本の洋上風力発電	46
(1) 導入量の現状	46
(2) 今後の展開	52
3.3 洋上風力発電の導入に係る課題	57
(1) コストの低減	58
(2) 環境影響評価手法の確立	64
4 参考文献	70
III. 着床式洋上風力発電の導入手引き	75
1 洋上風力発電導入計画の進め方	78
2 立地環境調査	82
2.1 自然条件	82
(1) 気象	82
(2) 海象	88
(3) 海洋生物	99
2.2 社会条件	101
(1) 関連法規	101
(2) 系統連系	112

2.3	候補海域の選定例	116
3	海域・気象・海象調査	118
3.1	風況	118
	(1) 海上風の観測調査	118
	(2) 海上風の予測方法	136
3.2	波浪・海潮流	142
	(1) 波浪調査	142
	(2) 海潮流調査	152
3.3	海底地形・土質	155
	(1) 海底地形調査	155
	(2) 土質調査	157
4	基本設計	160
4.1	風車設置点の決定	160
4.2	風力発電施設規模の設定	160
4.3	風車の機種選定	161
4.4	支持構造物の選定	166
4.5	経済性の検討	173
	(1) 建設コストと運転保守費	173
	(2) 発電原価と経済性	173
5	実施設計	178
5.1	設備設計	178
	(1) 洋上風力発電システム設計	178
	(2) 電気設備設計	178
	(3) 電気事業法	179
	(4) 省令で定める技術基準	180
5.2	工事設計	184
	(1) 電気工事設計	184
	(2) 土木・建築工事設計	184
5.3	工事計画	184
	(1) 一般論	184
	(2) NEDO 洋上風力発電実証研究事例	188
6	建設工事	191
6.1	契約	191
6.2	施工	192
	(1) 基礎工事	193
	(2) 風車の設置工事	223
	(3) 自己昇降式作業台船 (SEP 船)	231
	(4) 海底ケーブルの敷設	238
	(5) 電気工事	252

6.3	試運転・検査	253
7	運転・保守	254
7.1	運転監視、保守、補修契約	254
7.2	損害保険、賠償責任保険	256
7.3	運転・保守の概要	256
	(1) 運転・保守の方法	257
	(2) 運転・保守の実状	260
	(3) 運転・保守費用	269
	(4) アクセスの方法	270
8	撤去	281
9	環境影響評価	285
9.1	環境影響評価手続	285
9.2	洋上風力発電の導入にあたって想定される主な環境影響	287
	(1) 水中音	288
	(2) 動物（鳥類）	301
	(3) 景観	311
	(4) 蝸集効果	313
10	事業性評価	317
10.1	キャッシュフローによる事業性評価	317
	(1) 評価の方法	317
	(2) 事業性の検討	317
10.2	事業リスク要因とコスト低減	323
	(1) 事業リスク要因	324
	(2) コスト低減策	341
11	運転開始までの手続き	343
11.1	事業計画認定	343
11.2	接続検討	345
	(1) 系統連系技術要件ガイドライン	345
	(2) 系統連系の手続き手順	346
12	電気事業法による法的手続き	353
12.1	手続きの概観	353
12.2	保安規程の作成	354
12.3	電気主任技術者の選任・委託	355
12.4	工事計画	356
12.5	使用前安全管理検査	356
13	参考文献	357
	参考となる資料	371

付属資料

- I. 世界の洋上風力発電導入実績と計画（国別・稼働年順）
- II. 風車の大型化
- III. ユニークな日本製風車
- IV. SEP 船のリスト
- V. 我が国の港湾における波浪特性（稼働率）
- VI. アクセス船のリスト
- VII. 洋上風力発電事業開発に係る許認可権者
- VIII. 洋上風力発電関係機関等連絡先
- IX. 風力発電用語集



## 豆知識の一覧

【 I 章】	頁
I.1-1 第4次エネルギー基本計画における再生可能エネルギーに関する記述	4
I.1-2 日本における風力発電関連機器産業の現状	5
I.1-3 IEA加盟国における電力需要量に対する風力発電電力量の割合（2015年末）	10
風力電力を供給力に算入（毎日新聞：2013年10月9日より）	10
世界における再生可能エネルギーの累積設備容量のベスト5（2015年末）	10
【 II 章】	
II.1-1 浮体式洋上風力発電の定義	14
II.2.1-1 ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャル	20
II.2.1-2 中国の浮体式洋上風力発電のポテンシャル	23
韓国の浮体式洋上風力発電のポテンシャル	23
II.3.1-1 ドイツにおける洋上風力発電の導入支援策	40
II.3.1-2 中国の固定価格買取制度による洋上風力発電の買取価格	43
II.3.1-3 アメリカ初の商業洋上風力発電の導入：Block Island Wind Farm	45
II.3.2-1 港湾における洋上風力発電に係る国土交通省港湾局の動向	48
II.3.2-2 日本の企業による海外の洋上風力発電への取組み	56
II.3.3-1 日本における洋上風力発電のコスト増の要因	63
II.3.3-2 洋上風力発電所等に係る環境影響評価の項目に係る考え方の概要	65
II.3.3-3 イギリスにおける洋上風力開発と漁業対策	68
フランスの漁業者に対する取組み	69
【 III 章】	
III.2.1-1 生物保護へ重要海域選定（中国新聞・夕刊，2014.5.9より）	100
III.2.2-1 関係機関との協議先	111
III.2.2-2 電力系統の広域的運営の推進と電力システム改革	115
風力発電のための送電網整備実証事業	115
III.3.1-1 NEDOによる浮体式風況観測システムの研究	135
III.3.3-1 ボーリングデータの例	159
III.6.2-1 モノパイルの技術開発	201
III.6.2-2 穿孔モノパイル（Drilled Monopile）の概要	202
III.6.2-3 トリパイル式	205
III.6.2-4 洋上風車建設の黎明期	237
SEP 船を使わない設置工法の開発	237
III.6.2-5 海底ケーブルと洋上風車のインターフェイス（Jチューブ/Iチューブ）	248
III.6.2-6 石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令	249
III.7.3-1 海外の洋上ウィンドファームの点検に係る関連情報	264
III.7.3-2 Thornton Offshore Wind Farm（ベルギー）のアクセスシステム	272
III.7.3-3 日本初の洋上風力発電専用アクセス船-JCAT ONE（東京汽船）	275
III.8-1 撤去が簡便な支持構造物の形式	284
III.9.2-1 スナメリとネズミイルカ	300

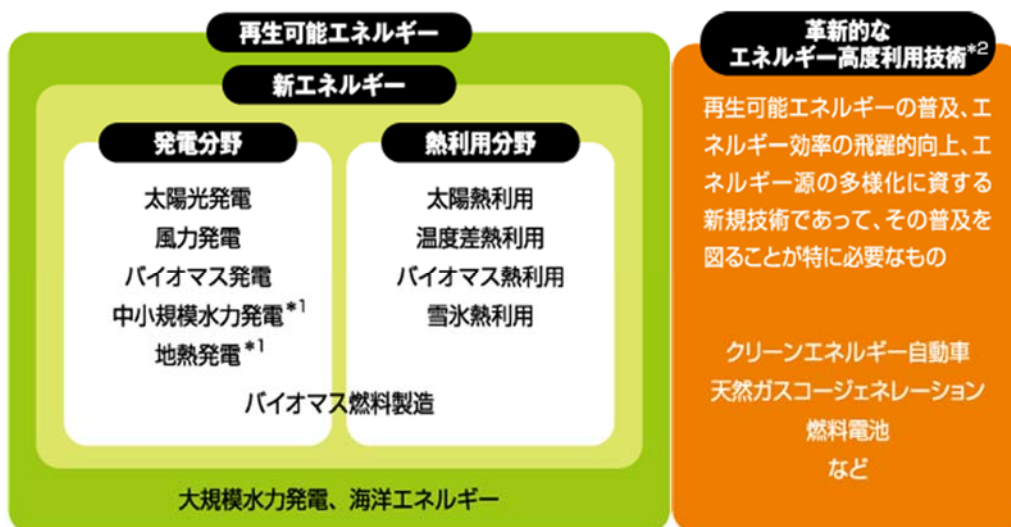


# I. 再生可能エネルギーにおける風力発電の位置づけ

## 1 再生可能エネルギーの導入意義

「再生可能エネルギー源」については、エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律(エネルギー供給構造高度化法)において、「太陽光、風力その他非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用することができるものと認められるものとして政令で定めるもの」とされており、政令において太陽光、風力等のエネルギー源が定められている。また、「新エネルギー利用等」については、新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法(新エネルギー法)において、「石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律第二条に規定する石油代替エネルギーを製造し、若しくは発生させ、又は利用すること及び電気を変換して得られる動力を利用することのうち、経済性の面における制約から普及が十分でないものであって、その促進を図ることが石油代替エネルギーの導入を図るため特に必要なものとして政令で定めるもの」とされており、政令において太陽電池の利用や風力の発電利用が定められている。

このような法律上の位置付けも踏まえると、再生可能エネルギーとは、図 I.1-1 に示すように分類され、風力発電は再生可能エネルギー及び新エネルギーの発電分野に属する。なお、再生可能エネルギー及び新エネルギーには分類されていないが、革新的なエネルギー高度利用技術としてその普及を図ることが特に必要であるとされているものに、クリーンエネルギー自動車、天然ガスコージェネレーション、燃料電池等がある。



\*1：中小規模水力発電は未利用水力を利用する 1,000kW 以下、地熱発電はバイナリー式<sup>+</sup>に限定

\*2：新エネルギーとされていないが、再生可能エネルギーの普及、エネルギー効率の飛躍的向上、エネルギー源の多様化に資する新規技術であって、その普及を図ることが特に必要なもの

図 I.1-1 再生可能エネルギーおよび革新的なエネルギー高度利用技術の構成  
(資源エネルギー庁, 2006)

+ バイナリー式：地下から取り出した蒸気・熱水で、水より沸点の低い液体（ペンタン等）を加熱・蒸発させ、その蒸気でタービンを回す方式である。加熱源系統と媒体系統の 2 つ (binary) の熱サイクルを利用して発電する。

REN21（2013）は、再生可能エネルギーの普及見込みに関して様々な機関や団体が発表した 50 余りのシナリオを取りまとめ、世界のエネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合を以下の 3 つに分類している。

- 高位のシナリオ：50-95%（国際環境 NGO グリーンピースや地球環境行動会議が 2012 年に発表したシナリオで、2050 年までの目標）
- 中位のシナリオ：30-45%（国際エネルギー機関による ETP2012 の予測で、これは IPCC（気候変動に関する政府間パネル）がまとめた気候変動を緩和するためのシナリオで、2050 年までの目標）
- 低位のシナリオ：15-20%（国際エネルギー機関やエクソンモービル社のシナリオで、2035 年～2040 年までの目標）

高い普及率のシナリオを実現する鍵は、家庭・産業・交通の全ての部門で、エネルギーの無駄をなくし、エネルギー需要の増加をどのくらいに抑えるかにある（水谷編,2014）。

我が国のエネルギー需給構造は、エネルギー消費が伸びている中であって、エネルギー資源の大部分を海外からの化石燃料に依存しており、安定したエネルギー供給にはほど遠い状況にある。また地球温暖化問題に対する世界的な対応が求められる中、温室効果ガスの大半をエネルギー起源の二酸化炭素が占める我が国にあっては、低炭素社会の実現に向けて一層の抑制・低減が求められている。

そのような状況下において、再生可能エネルギーの導入には以下に掲げる主に 4 つの意義があり、その普及はエネルギー安全保障、地球環境への貢献のみならず、裾野の広い産業への発展の可能性をはらんでいる。

#### i エネルギーの安定供給

国産のエネルギーである再生可能エネルギーの導入によって、エネルギーの安定供給が図られる。また、海外から輸入するエネルギー資源の依存度が低くなるため、エネルギーセキュリティも向上する。

#### ii 二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出量の削減

二酸化炭素に代表される温室効果ガスの実効性の高い削減策として「再生可能エネルギー」、「原子力エネルギー」および「CCS\*を伴う火力発電」の 3 つの柱が掲げられ（\*：火力発電所から排出される燃焼ガス中の二酸化炭素（C）を捕獲（C）し、地中深く貯留（S）する技術）、これらの低炭素エネルギーの比率を 2050 年までに今の 3-4 倍に高めることにより、今世紀末の気温上昇を産業革命前に比べて 2℃未満に抑えられる可能性が高いとされている。なお、2℃未満の上昇であれば悪影響の度合いが受容可能な範囲に収まるため、国際的な合意と整合した目標となっている。

#### iii 産業振興・雇用促進

再生可能エネルギーに関わる技術は、電気製品、素材、住宅等の幅広い産業が関係する技術であり、新技術や商品の開発過程において新規市場や雇用の創出につながる（資源エネルギー

庁,2007)。大型風車は、1-2 万点の部品による量産組立製品で労働力と多様な部品産業が必要であることから（図 I.1-2）、風力発電は再生可能エネルギーの中でも、その導入拡大によって相当の経済効果が見込まれる発電方式である（豆知識 I.1-2、参照）。

参考までに、IRENA（2016）は、2015 年に世界の風力発電産業で 108.1 万人の雇用が創出されたことを発表している（再生可能エネルギー全体では 810 万人）。

#### iv その他

再生可能エネルギーは、送電時のエネルギー損失の低減、災害等の緊急時に自立型電源として活用できる等、分散型エネルギーシステムとして利点がある他、電力の負荷平準化（ピークカット効果）も期待できる（資源エネルギー庁,2007）。2011 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災を踏まえて、地域自立型のエネルギーである再生可能エネルギーへの期待は高まっている。

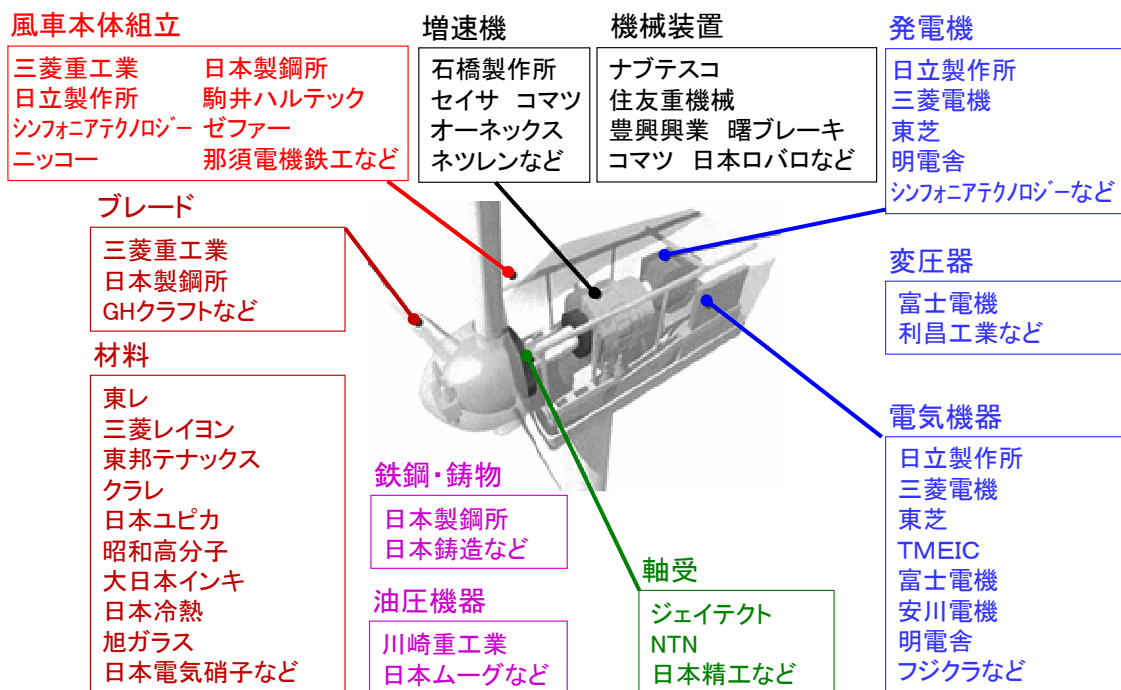


図 I.1-2 風車の主要なコンポーネントメーカー（前田, 2013）

なお、2014 年 4 月 11 日に閣議決定された第 4 次エネルギー基本計画では（豆知識 I.1-1、参照）、再生可能エネルギーの積極的な推進がうたわれている。また、2015 年 7 月に示された長期エネルギー需給見通しでは、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大がうたわれている。2030 年度の総発電電力量のうち再生可能エネルギーは 22-24%を担い、風力発電は総発電量の 1.7%を占めるとされている。2030 年度における風力発電の導入見込み量は、表 I.1-1 のように陸上風力で 918 万 kW、洋上風力で 82 万 kW、合計 1,000 万 kW とされている。

表 I. 1-1 2030 年度における風力発電の導入見込み量（経済産業省, 2015）

	設備容量	発電量
陸上風力	918万kW	161億kWh
洋上風力	82万kW	22億kWh
合計	1,000万kW	182 億kWh

※発電量(kWh)については、設備利用率（陸上:20%、洋上:30%）を用いて機械的に試算した。出力制御の状況によって導入量は変わりうる。

**【豆知識 I. 1-1】**

●第4次エネルギー基本計画における再生可能エネルギーに関する記述

- ・再生可能エネルギーは重要な低炭素の国産エネルギーである。
- ・再生可能エネルギーは 2013 年度から 3 年程度、導入を最大限加速し、その後も積極的に推進する。
- ・再生可能エネルギーの関係閣僚会議を創設し、政府の司令塔機能を強化する。
- ・再生可能エネルギー・省エネルギー技術、原子力などのインフラの国際展開を推進する。

## 【豆知識 I. 1-2】

### 「日本における風力発電関連機器産業の現状」

#### ●売上高等

2009年度から2013年度まで減少傾向にあった。その理由は「2008年のリーマン・ショックによる世界的な不況」、「固定価格買取制度の施行（2012年7月）に伴う建設補助金制度の廃止」等により風車の導入が進まなかったことに起因する。しかし環境影響評価が終了した事業が増えてきたため、2014年度には、2012年度と同程度まで回復している。

#### ●2014年度における産業統計の特徴

- ・国内の風車産業の売上高・国内生産量は1,036億円と、2012年度と同程度まで回復。
- ・国内の生産・売上高の約27%が風車本体、残りの約73%が風車部品。
- ・海外の生産高は風車部品のみ。
- ・大形風車では、国内の生産・売上高の4.3%を海外に輸出。
- ・大形風車では、購入部品額に対する海外調達額の割合は55.2%。  
→この割合が少ないほど国内から部品を調達していることになり、二次波及効果が大きくなる。

対象年度	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	備考	
参加企業数(社)	75	72	57	68	59	64	・風車：マイクロ風車、小形風車、中形風車、大形風車を全て含む集計値 ・風車部品等：ブレード、ロータハブ、制御盤、軸受、発電機、タワー等の集計値	
国内工場数(箇所)	92	89	67	76	72	69		
風力関係従業員数(人)	3,097	2,460	2,279	3,313	2,969	3,537		
売上高・国内生産量(百万円)	風力発電機本体	156,252	81,020	76,202	71,905	8,468		28,375
	風車部品等	95,082	72,975	35,579	32,062	45,755		75,210
	合計	251,334	153,995	111,781	103,966	54,222		103,585
海外生産量分(百万円)	風力発電機本体	—	79	0	6	0		0
	風車部品等	—	54,249	17,152	12,598	1,273		6,858
	合計	—	54,328	17,152	12,604	1,273		6,858
総合計(百万円)	—	208,323	128,933	116,570	55,495	110,443		

### 「大形風車の資金の流れ」

対象年度	2009年度		2010年度		2011年度		2012年度		2013年度		2014年度	
風車工場数(箇所)	7		7		4		4		4		4	
風車従業員数(人)	903		650		500		460		254		320	
風車売上高(百万円)	152,510		79,900		75,700		71,638		7,875		27,438	
海外出荷額(百万円)	125,783	82.5%	59,694	74.7%	65,960	87.1%	63,410	88.5%	0	0.0%	1,190	4.3%
購入部品額(百万円)	97,214	63.7%	54,332	68.0%	51,266	67.7%	48,486	67.7%	5,716	72.6%	21,745	79.3%
海外調達額(百万円)	52,643	54.2%	24,679	45.4%	26,173	51.1%	24,916	51.4%	2,911	50.9%	12,005	55.2%

注) 海外出荷額と購入部品額の百分率は風車売上高に対する割合を示す。  
海外調達額の百分率は購入部品額に対する割合を示す。

### 「データの出典」

- ・財団法人機械振興協会経済研究所（2011）：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会（2012）：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会（2013）：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会（2014）：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会（2015）：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書
- ・一般社団法人日本産業機械工業会（2016）：風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書

## 2 風力発電の優位性

我が国の 2016 年度の発電電力量のうち、再生可能エネルギーの占める割合は 14.5%（水力を除く再生可能エネルギーは 6.9%）となっている。これは、水力を除く再生可能エネルギーの割合が 30%以上を占めるスペイン、ドイツと比較して、低い水準にある。

前項で示したように、我が国のエネルギー供給、地球環境等、エネルギーを取り巻く情勢は逼迫しており、再生可能エネルギーの導入促進に大きな期待が寄せられている。このようなエネルギーを取り巻く状況下にあつて、政府は 2012 年 7 月に固定価格買取制度を設けて、太陽光・風力・水力・地熱・バイオマスについて電気事業者が国が定めた調達価格・調達期間での再生可能エネルギー電気の調達を義務付けることとした。固定価格買取制度を定めた法律を「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（以下、再生可能エネルギー特別措置法）」という。

再生可能エネルギー特別措置法の施行により固定価格買取制度の導入前（2012 年 6 月末まで）までの再生可能エネルギー累積設備導入量は約 2,060 万 kW であったが、導入後の 2012 年 7 月から 2017 年 9 月末までに新たに運転が開始された設備導入量は約 3,907 万 kW で、制度開始前と比較して導入量が 2 倍以上になっている。中でも、太陽光発電（非住宅）の導入量が顕著で、制度開始後の導入量は太陽光が 9 割以上を占めている。

世界における一次エネルギー消費の予測によれば、再生可能エネルギーは導入量及び全エネルギーに占める割合ともに増えていくと予想されている（図 I.2-1）。また、IEA は世界の再生可能エネルギーによる発電量に関する導入予測を公表している（図 I.2-2; 図 I.2-3）。それによれば、2040 年には、総設備容量が 40 億 kW（4,000GW）超、発電電力量が 10 兆 kWh（1,000 万 GWh）に近づき、総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は 2040 年には 40%に達するという予測になっている。ここで注目されるのは、再生可能エネルギーの中でも風力発電が大きな割合を占めていることである（豆知識 I.1-3、参照）。

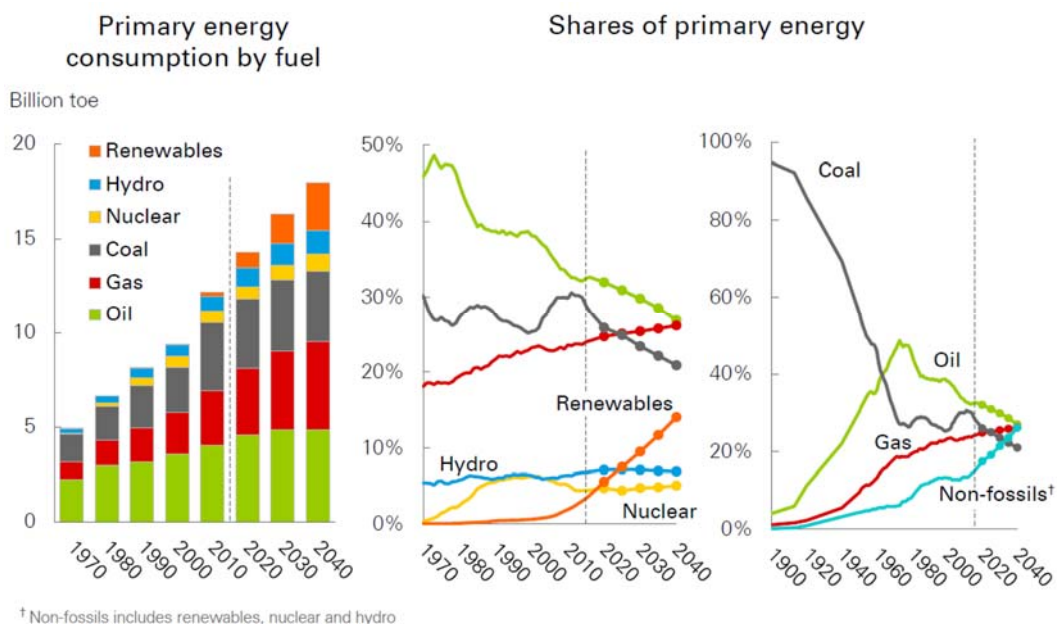


図 I.2-1 世界の一次エネルギー消費の傾向と予測 (BP energy economics, 2018)



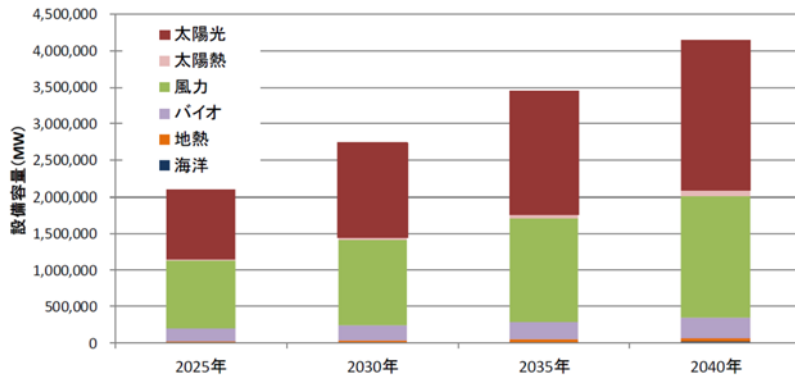


図 I.2-2 世界の再生可能エネルギーによる設備容量の予測  
(三菱総合研究所, 2018 データ IEA2017 資料)

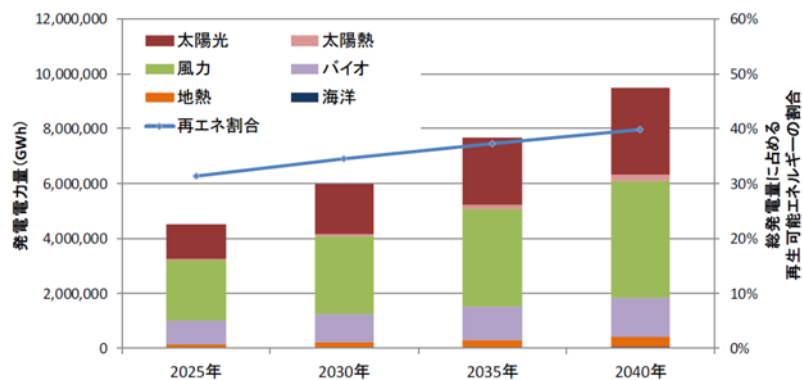


図 I.2-3 世界の再生可能エネルギーによる発電電力量の予測  
(三菱総合研究所, 2018 データ IEA2017 資料)

再生可能エネルギーの中で変動電源である風力発電と太陽光発電を取り上げ、我が国におけるコストデータ等から経済性、効率性および環境性について比較検討した(表 I.2-1)。風力発電と太陽光発電(10kW以上あるいは非住宅)の建設コストは、近年の太陽光発電の大幅なコスト低減により概ね同じレベルにあること、2016年時の発電原価は風力発電の方が太陽光発電に比べて安価であるが、2020年の非住宅用太陽光発電原価の目標値は風力発電とほぼ等価となっていることが分かる。一方、風力発電と太陽光発電の設備利用率を比較すると、風力発電の方が約10%大きな値であることが認められる。

以上より、風力発電は太陽光発電に比べて発電原価が低廉で、設備利用率も高いことから、経済性、効率性及び環境性の面で優位であると言える。

表 I.2-1 風力発電と太陽光発電の経済性・効率性・環境性に係る指標の比較

項目	風力発電	太陽光発電
建設コスト	29.5万円/kW <sup>*1</sup> (平均値) (7,500kW以上) (2012年7月-2016年6月)	36.7万円/kW <sup>*1</sup> (平均値) (10kW未満) (2016年1-9月)
	28.2万円/kW <sup>*1</sup> (中央値) (7,500kW以上) (2012年7月-2016年6月)	35.4万円/kW <sup>*1</sup> (平均値) (10kW未満) (2016年7-9月)
	26.3万円/kW <sup>*1</sup> (中央値) (7,500kW以上) (2016年)	28.9万円/kW <sup>*1</sup> (平均値) (非住宅用) (2016年)
発電原価	13.9円/kWh <sup>*1</sup> (2016年)	19.2円/kWh <sup>*2</sup> (100円/1\$) (2016年)
		14円/kWh <sup>*2</sup> (非住宅用) (2020年目標)
		24円/kWh <sup>*2</sup> (住宅用) (2019年目標)
設備利用率	24.9% <sup>*2</sup> (北海道)	13.4% <sup>*1</sup> (10kW未満) (2016年年報データ:平均値・中央値)
	24.6% <sup>*2</sup> (東北)	14% <sup>*1</sup> (平均値) (10kW以上全体) (2016年想定値)
	22.0% <sup>*2</sup> (その他の地域)	【参考:2014年7月-2016年6月】 ・13.5-13.8% <sup>*1</sup> (10kW以上全体) ・14.6-15.1% <sup>*1</sup> (1,000kW以上全体) ・14.6-15.0% <sup>*1</sup> (1,000kW以上-2,000kW以下) ・15.2-16.3% <sup>*1</sup> (2,000kW以上)

出典) \*1:資源エネルギー庁(2016.11):電源種別(太陽光・風力)のコスト動向等について.調達価格等算定委員会(第25回配布資料)

\*2:太陽光発電競争力強化研究会(2016.10):太陽光発電競争力強化研究会報告書

\*3:日本風力発電協会(2016.10):風力発電の今後の買取価格等について.調達価格等算定委員会(第24回配布資料)

世界の風力発電の年間導入量は、2023年には75,000MW(7,500万kW)を超えると予想されており(図I.2-4)、累積導入量は900,000MW(9億kW)に達する。図I.2-4に示されているように、洋上風力発電も、毎年着実に導入が進むものと思われる。次章以降では、着床式洋上風力発電について取りまとめる。

## Annual Global Wind Power Development

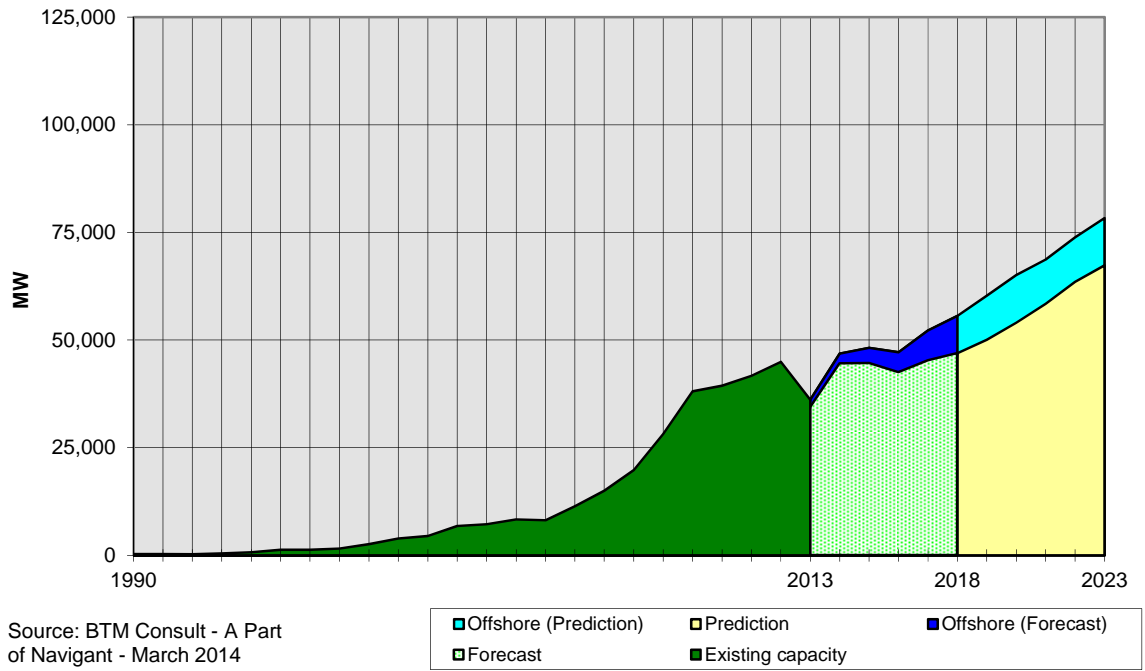


図 I . 2-4 世界の風力発電市場の過去から未来 (BTM, 2014)

### 【豆知識 I. 1-3】

#### ●IEA 加盟国における電力需要量に対する風力発電電力量の割合（2015 年末）

- ・日本は 22 カ国中第 20 位

需要電力に対する風力発電電力量の割合(2015年)

順位	1	2	3	4	5	6	7	8
国名	デンマーク	ポルトガル	アイルランド	スペイン	ドイツ	スウェーデン	イギリス	オーストリア
需要電力に対する風力発電電力量の割合(%)	42.0	23.0	22.8	19.5	14.7	12.2	11.9	8.7
順位	9	10	11	12	13	14	15	16
国名	ギリシア	ベルギー	オランダ	アメリカ	カナダ	イタリア	フランス	中国
需要電力に対する風力発電電力量の割合(%)	7.1	6.7	6.3	5.1	5.0	4.6	4.2	3.3
順位	17	18	19	20	21	21		
国名	メキシコ	フィンランド	ノルウェー	日本	韓国	スイス		
需要電力に対する風力発電電力量の割合(%)	3.2	2.8	1.9	0.6	0.2	0.2		

データ：IEA Wind(2016)：2015 Annual Report

#### ●風力電力を供給力に算入（毎日新聞：2013年10月9日より）

経済産業省は、2013年冬季から風力発電による発電電力量を電力供給力として位置づけることを決めた。これまで風向・風速の変動により発電電力量が不安定であるとの理由で、従来は風力発電を供給力に含めていなかったが、再生可能エネルギーの推進方針を踏まえ、電力供給の「担い手」とした。

これにより、最大電力需給に対する電力会社の余剰供給力の指標である「供給予備率」に対する風力発電の寄与は9電力全体ではわずかだが、冬の厳しい北海道では従来の6.9%から7.2%程度に上がることとなる。

#### ●世界における再生可能エネルギーの累積設備容量のベスト5（2015 年末）

- ・日本はバイオマス発電で5位、太陽光発電で3位。

再生可能エネルギー	バイオマス発電	地熱発電	水力発電	太陽熱発電	太陽光発電	風力発電
順位	1	アメリカ	アメリカ	中国	スペイン	中国
	2	中国	フィリピン	ブラジル	アメリカ	ドイツ
	3	ドイツ	インドネシア	アメリカ	インド	日本
	4	ブラジル	メキシコ	カナダ	モロッコ	アメリカ
	5	日本	ニュージーランド	ロシア	南アフリカ	イタリア

出典：Renewable Energy Policy Network for the 21st Century(REN21) (2016):Renewables 2016, Global Status Report.

### 3 参考文献

- ・ BP energy economics (2018) : BP Energy Outlook 2018 edition.
- ・ BTM Consult (2014) : World Market Update 2013, International Wind Energy Development Forecast 2014-2018. A BTM WIND REPORT.
- ・ IEA (2014) : World Energy Outlook 2014.
- ・ IEA (2016) : IEA Wind TCP 2015 Annual Report.
- ・ IRENA (2016) : Renewable Energy and Jobs Annual Review 2016.
- ・ 経済産業省 (2015) : 長期エネルギー需給見通し.
- ・ 機械振興協会経済研究所 (2011) : 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- ・ 前田太佳夫 (2013) : 風力発電関連機器産業調査の概要. 第 73 回新エネルギー講演会/第 1 回風力発電関連産業セミナー合同開催, 「風力発電関連産業の動向」. 一般社団法人日本電機工業会・一般社団法人日本産業機械工業会・一般社団法人日本風力発電協会.
- ・ 毎日新聞 2013. 10. 9 朝刊 : 風力電力を供給力に算入.
- ・ 三菱総合研究所 (2018) : 平成 29 年度低炭素社会の実現に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務報告書.
- ・ 水谷仁編 (2014) : 2050 年、世界で必要になる電気の 65%が再生可能エネルギーによってまかなわれるかもしれない. クリーンで無尽蔵 今こそ新エネルギー 風力, 太陽光, 水力. その真の実力に迫る! Newton, 2014. 8, 44-45.
- ・ 日本風力発電協会 (2014) : 風力発電導入ポテンシャルと中長期目標 V4.3, <http://jwpa.jp/pdf/2014-06dounyuuumokuhyou.pdf>, アクセス 2017 年 2 月 7 日.
- ・ 日本風力発電協会 (2016) : 風力発電の今後の買取価格等について. 調達価格等算定委員会 (第 24 回配布資料), [http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/024\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/024_02_00.pdf), アクセス 2017 年 2 月 7 日.
- ・ 日本産業機械工業会 (2012) : 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- ・ 日本産業機械工業会 (2013) : 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- ・ 日本産業機械工業会 (2014) : 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- ・ 日本産業機械工業会 (2015) : 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- ・ 日本産業機械工業会 (2016) : 風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書.
- ・ REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2013) : Renewables Global Futures Report 2013 (世界自然エネルギー未来白書 2013) . 日本語版 環境「エネルギー政策研究所 (ISEP) , <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalFuturesReport.aspx> . (日本語版 : <http://www.isep.or.jp/images/library/GFR2013jp.pdf>) , アクセス 2015 年 3 月 7 日.
- ・ REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2016) : Renewables 2016 Global Status Report.
- ・ 資源エネルギー庁 (2006) : 新エネルギーとは. <http://www.enecho.meti.go.jp/energy/newenergy/new/p1.html>, アクセス 2014 年 12 月 18 日.

- ・資源エネルギー庁（2007）：新エネルギー導入ガイド 企業のための風力発電導入 A to Z.  
[http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/new\\_energy/pdf/huryoku\\_donyu.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/new_energy/pdf/huryoku_donyu.pdf), アクセス 2015 年 3 月 7 日.
- ・資源エネルギー庁（2016）：平成 27 年度 エネルギー白書.
- ・資源エネルギー庁（2016）：電源種別（太陽光・風力）のコスト動向等について.調達価格等算定委員会（第 25 回配布資料）.  
[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/025\\_01\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/025_01_00.pdf), アクセス 2016 年 12 月 23 日.
- ・資源エネルギー庁（2016）：電源種別（中小水力・地熱、バイオマス）のコスト動向等について.調達価格等算定委員会（第 26 回配布資料）.  
[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/026\\_04\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/026_04_00.pdf), アクセス 2016 年 12 月 23 日.

## II. 着床式洋上風力発電の基本的事項

洋上風力発電の導入促進に期待が寄せられている理由の一つに、陸上と洋上の風の特徴に違いのあることがあげられる。本章に入る前に、これら洋上における風の特徴について紹介する。

✓風が強勢である。

風速の頻度分布の表記法であるワイブル分布関数の定数に尺度係数 (C) と形状係数 (k) があるが、陸上の k は 1.75、洋上のそれは 2.2 とされ (Kühn,2001)、強風域寄りに発生頻度が高い。洋上では気温の日周変化が陸上よりも小さいことから、k の大きい分布 (裾野が狭い形状) となる (Twidell and Gaudiosi,2009)。風速が強勢であることにより、発電電力量の増加が見込まれる。

✓乱れ強度が小さい。

海面の粗度 (表面の粗さ) が小さいことから、風の乱れ強度が小さい。風速 15m/s における乱れ強度 ( $I_{15}$ ) は洋上で 0.08、陸上で 0.15 とされ (Frandsen and Christensen,1994)、それ故、洋上では風車やブレードに与える機械的な疲労が小さくなり、結果的には風力発電施設の寿命が延びることとなる (Kühn,2001)。

ただし、沿岸域における陸風 (陸から海に向かって吹く風) の場合には、乱れ強度が比較的大きく、風速の時間変化もあることに留意する必要がある。

✓風速の鉛直シアが小さい。

海面の粗度長 (表面の粗さを表す指標) が小さいことから (一般的な海況で 0.001、時化の荒れた海況で 0.04 (DS472 Danish Standard,1992)、陸上では 0.03-1.0)、陸上に比較して海上では高度による風速の変化が少ない。これは洋上風力発電では陸上風力発電のようにタワーを高くして高風速を得る必要がないことを示唆するもので、経済的に有利となる。ただし、沿岸域における陸風 (陸から海に向かって吹く風) の場合には、洋上といえども鉛直シアは比較的大きい。

✓風速が安定している。

洋上では風速の時間変化が少なく、洋上風力発電の設備利用率を上げる要因となる (Krohn,1998)。

上記のように、洋上では基本的には風力発電に適した強い風が安定的に吹くため、陸上風力発電よりも高い設備利用率が見込まれることに加え、後述するようにポテンシャルも大きい。このため、洋上風力発電は再生可能エネルギーの大規模導入を可能にする有望な電源となり得る。

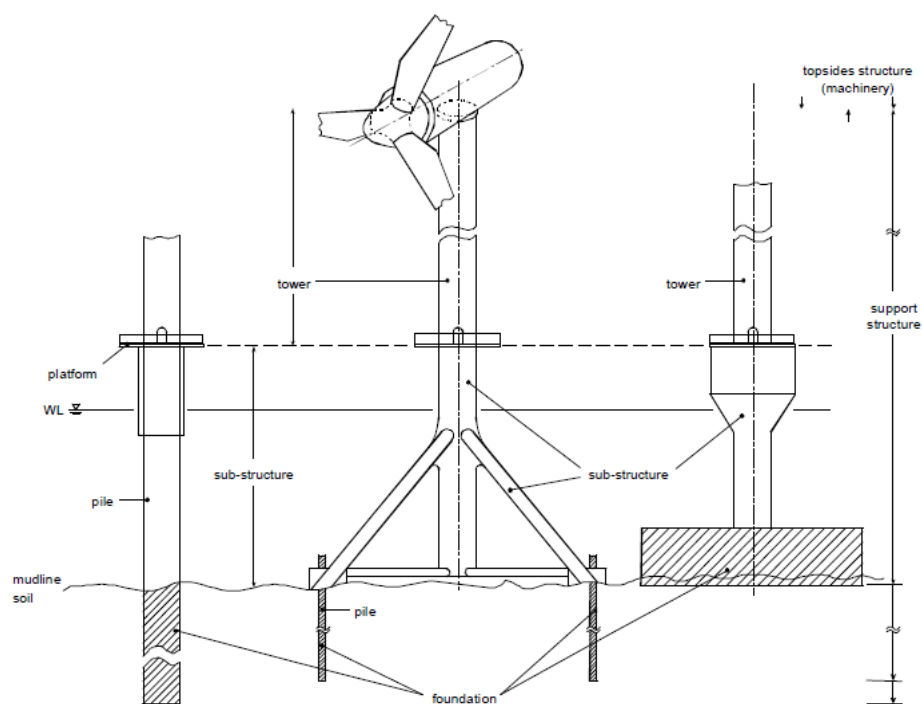
## 1 着床式洋上風力発電の定義と種類

### 1.1 着床式洋上風力発電の定義

着床式洋上風力発電の定義として、以下の2例をあげることができる。

- 支持構造物が流体力荷重にさらされる風車。

「風車－第3部 洋上風車の設計要件 (JIS C1400-3)」(図Ⅱ.1.1-1)



図Ⅱ.1.1-1 着床式洋上風力発電施設の概念図 (IEC 61400-3 Ed. 1.0)

- 海上、湖沼、河川等の水域を利用して、直接、風力発電装置、制御・監視装置を設置し発電するシステムであり、港湾域の防波堤上に建てられている風力発電設備 (semi-offshore) は洋上風力発電には属さない。

(NEDO と千代田デイムス・アンド・ムーア,1999)

#### 【豆知識Ⅱ.1.1-1】

##### ● 浮体式洋上風力発電の定義

- ✓ 流体力荷重、構造物の浮力による垂直保持力および波・流れ・風等に誘発される水平力を受け、位置保持設備で支持された浮体構造物を有する風車。

Wind turbine with a floating sub-structure which is subject to hydrodynamic loading, vertically supported by the buoyancy of the structure itself and the horizontal forces induced by wave, current, wind, etc. are supported by the station-keeping facilities. [Wind Turbines-Part3 Design requirements for floating offshore wind turbines (IEC TS61400-3-2, 2009) ]



## 1.2 支持構造物の種類

洋上風力発電は、着床式、浮体式およびセイリング式の3種類に分類される。着床式は、コストの面から一般的に水深 50-60m より浅い海域に適用されるもので、風力発電機を海底に設置した支持構造物（基礎）に固定して発電する形式である。

代表的な支持構造形式の例を図 II.1.2-1 に示す。このうち、モノパイル（左図）、ジャケット（中央図）および重力（右図）は3つの基本形と呼ばれるものであり、その他、本図には載っていない基本形式の発展形であるトリパイル、PC 重力、小型ジャケット、Twisted Jacket (Inward Battered Guide Structure) 等があげられる（表 II.1.2-1）。

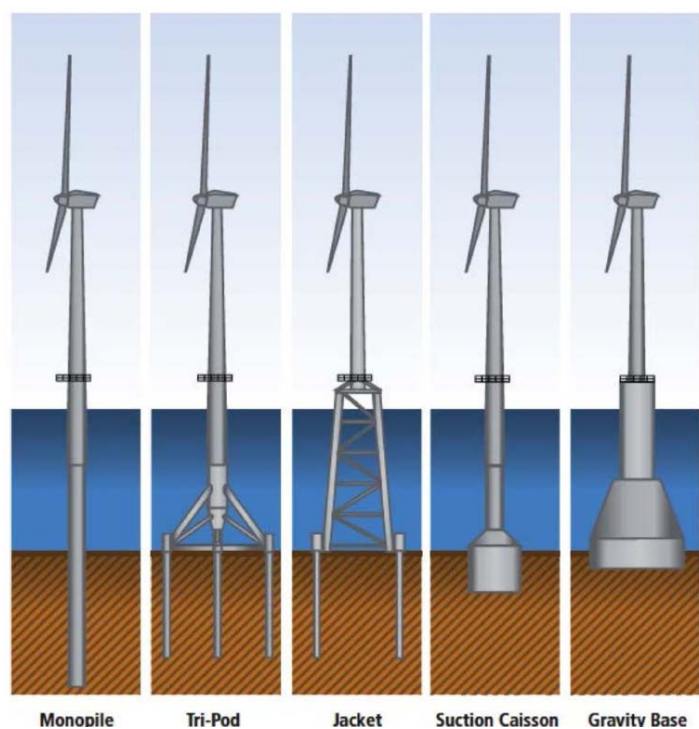


図 II.1.2-1 支持構造形式の代表例 (Navigant, 2013)

表 II.1.2-1 着床式洋上風力発電設備支持構造物の分類 (石原, 2010 を一部改変)

基本形	モノパイル	重力	ジャケット
発展形	トリパイル	PC重力	小型ジャケット
	ドルフィン		Twisted Jacket
ハイブリッド形	トリポッド(モノパイル-ジャケット)		
	ハイブリッド重力1 (重力-ジャケット)		
	ハイブリッド重力2 (重力-モノパイル)		
	ハイブリッドサクシオン (重力-モノパイル-サクシオン)		

前述の通り、着床式はコストの面から水深 50-60m より浅い海域に適用される。図 II.1.2-2 はこのことを端的に表している。着床式、浮体式ともに水深が深くなればコストは高くなるが、水深 60m を超えると着床式のコストが浮体式のコストよりも高くなる。なお、石原 (2011)

と鈴木（2011）は、水深 100-200m 位までの浮体式のコストは水深に依存しないことを指摘している（図 II.1.2-2 の赤書きの線）。本図から、モノパイルおよび重力は水深 30m 以下の海域、ジャケット、トリポッドおよびトリパイルは水深 30-60m の海域への適用が妥当と言える。なお、着床式洋上風力発電の場合、陸上風力発電と比較して建設費に占める支持構造物の費用の割合が多いことから、海底地盤、水深、自然環境等の諸条件に適した支持構造物が開発され、洋上風力発電のコスト低減に寄与している（石原,2010：石原,2013）。

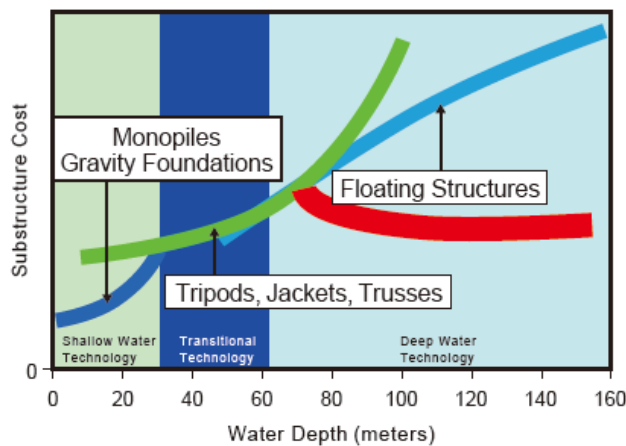


図 II.1.2-2 構造物コストの水深による変化（Dolan, 2004 を一部改変；石原, 2011）

参考として、図 II.1.2-3 に 2000 年から 2020 年までの洋上風力発電設備の支持構造物形式の導入推移を示す。支持構造物の選定は、単にコストや水深のみならず、海底地盤、海底傾斜等の諸条件に依存するものの、既往施設の支持構造物は 2010 年頃までモノパイルと重力の 2 形式に集約される。2010 年以降、モノパイルの設置数が増加する傾向は変わらないものの、重力以外にジャケット、マルチパイル（トリパイル、トリポッド）、High-Rise Pile Cap（ドルフィン）の形式が徐々に増加する傾向が認められる。なお、ドルフィンは我が国の瀬棚港や酒田港の洋上風力発電施設で採用されており、中国の洋上風力発電施設でも多数の設置例がある。

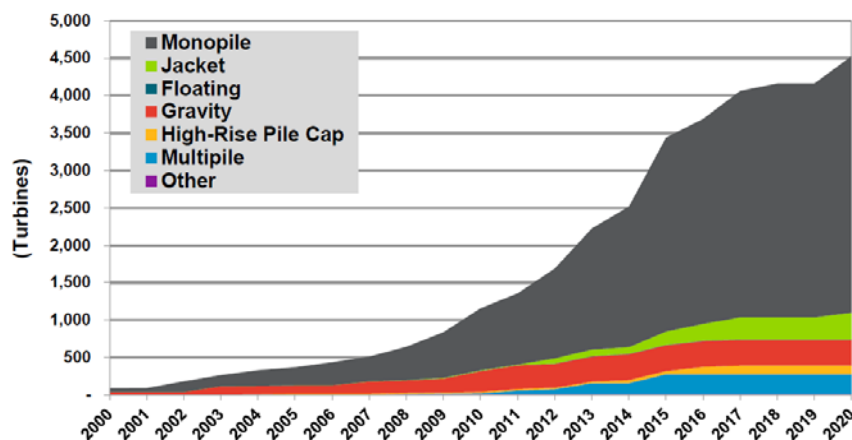


図 II.1.2-3 洋上風力発電設備の支持構造物形式の設置割合（2000-2020 年）  
（NAVIGANT, 2016）

## 2 洋上風力発電のポテンシャル

世界の海上風（エネルギー密度）の分布図から、エネルギー密度が高い海域として、南半球の冬期ではインド洋の中部と北部、南氷洋等、北半球の冬期では太平洋と大西洋の北部があげられる。巨視的に見れば、南氷洋は周年を通じて風況の強勢な海域として位置づけられる（図 II.2-1）。

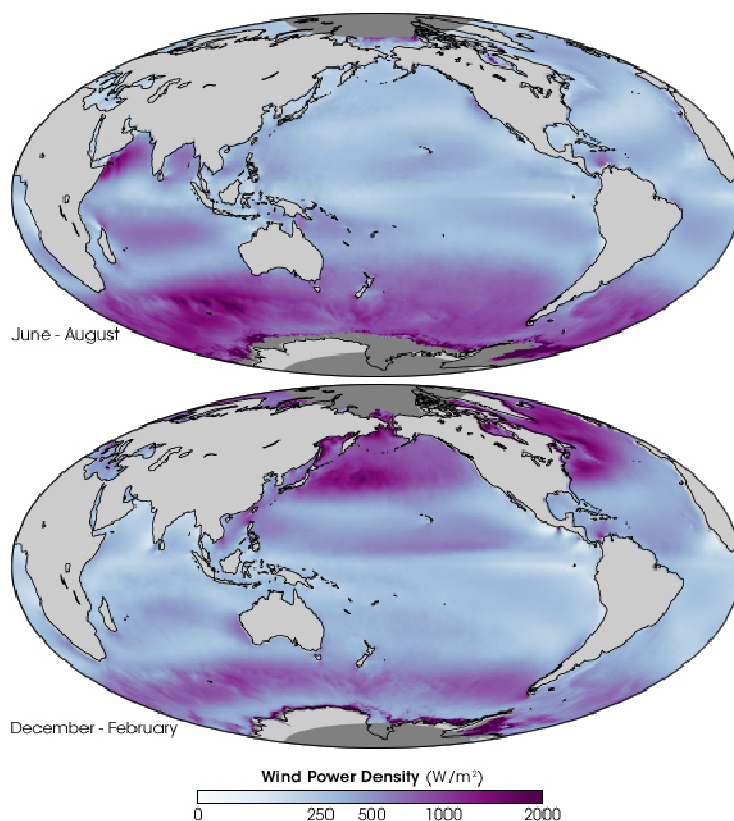


図 II.2-1 世界の海上風（海面上 10m）の平均風力エネルギー密度の分布図

上図：6-8 月、下図：12-2 月

(NASA HP : [https://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=8916&eocn=related\\_to&oci=related\\_image](https://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=8916&eocn=related_to&oci=related_image))

風の資源量を表現する語句として、「賦存量（潜在量）」、「ポテンシャル（期待可採量）」および「導入可能量」が使用される。

- ◆賦存量（潜在量）：ある地域・海域において理論的に存在する風力エネルギー量で、種々の制約要因は考慮されない資源量。
- ◆ポテンシャル（期待可採量）：賦存量のうち、エネルギーとして取り出すことを考えた場合に利用可能性がある風力エネルギー量で、年平均風速、水深、離岸距離、公園指定海域等の一定条件を付与して求めた資源量。
- ◆導入可能量：ポテンシャルの算出結果から、経済面等の設定条件を満たす海域を対象として求めた、事業化の可能性のある資源量。

## 2.1 海外のポテンシャル

ヨーロッパとアメリカを中心に、着床式洋上風力発電のポテンシャルについて取りまとめる。

### (1) ヨーロッパ

Petersen (1992) により、ヨーロッパの周辺海域における年平均風速と風力エネルギー密度のマップが作成されている (図 II.2.1-1)。風速あるいは風力エネルギー密度の強勢な海域は、イギリス中北部からアイルランド周辺、地中海の南仏沖、大西洋のビスケー湾から北海・バルチック海、地中海のエーゲ海東部・南部等に認められる。

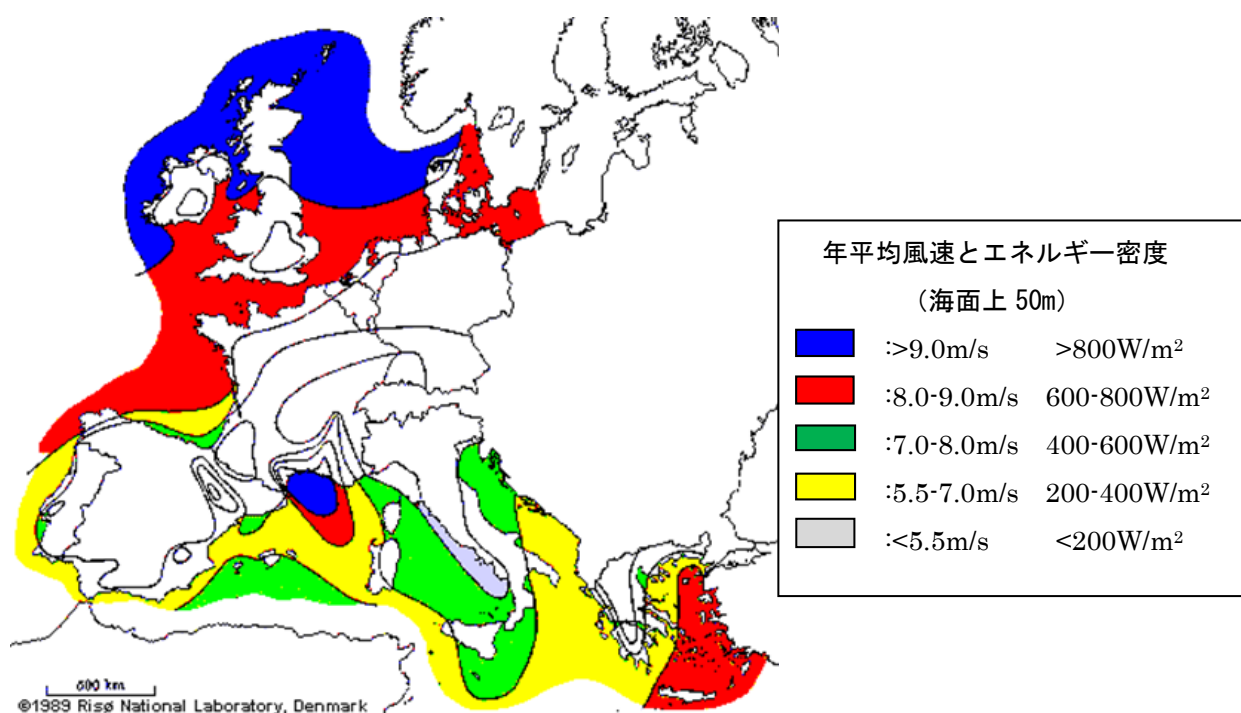


図 II.2.1-1 ヨーロッパ周辺海域の年平均風速と風力エネルギー密度のマップ (Petersen, 1992)

Matthies *et al.* (1995) は、ヨーロッパにおける当時の EC (ヨーロッパ共同体) 諸国の洋上風力発電賦存量から発電施設の設計に至るまでの総合的な調査を行っている。ここでは彼らの資料を基に、対象とする海域を海面上 60m 高の年平均風速 7.0m/s 以上、水深 0-30m、離岸距離 0-30km と設定するとともに、6MW 機の風車を 1km<sup>2</sup> 当たり 1 基設置するものとして、EC 諸国のポテンシャルを求めた。表 II.2.1-1 に洋上風力発電に係る国別ポテンシャルを示す。ポテンシャルの大きい国として、大西洋に面した北海、バルト海、ビスケー湾等の偏西風の影響域に位置し領海面積が相対的に大きい国であるイギリス、デンマーク、フランス、ドイツ、アイルランド、オランダ等があげられる。

表Ⅱ.2.1-1 EC 諸国の洋上風力発電ポテンシャル (Matthies *et al.*, 1995 より作成)

国名	ポテンシャル (億kW)	国名	ポテンシャル (億kW)
イギリス	3.23	スペイン	0.20
デンマーク	2.06	ギリシャ	0.16
フランス	1.55	ベルギー	0.10
ドイツ	0.89	ポルトガル	0.08
アイルランド	0.64	イタリア	0.00
オランダ	0.52	合計	9.44

\*年平均風速： $\geq 7.0\text{m/s}$ (海面上60m)

\*対象海域：水深 $\leq 30\text{m}$ 、離岸距離 $\leq 30\text{km}$

\*風車設置密度：1平方km当たり6MW

EC 諸国の洋上風力発電の離岸距離別設置可能面積とともに、参考までに NEDO ら (2009) および長井ら (2010) から日本のそれについても、表Ⅱ.2.1-2 に併せて示す。ここでの EC 諸国の設置可能面積は、自然公園、航路帯等の社会的条件を勘案しそれらに該当する海域を除いた算定結果となっているが、我が国における設置可能面積は社会的条件を考慮していない。同表に示すように、日本では離岸距離 30km までの設置可能面積が約 7,200km<sup>2</sup>であり、社会的条件の設定に関する相違を無視すれば、その面積はオランダに次いで 7 位にランクされる。EC 諸国の設置可能面積の大きい国はイギリス、デンマーク、フランス、ドイツ、アイルランド、オランダ等で、前述のようにこれらの国はポテンシャルの大きい国である (参考までに、ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャルを豆知識Ⅱ.2.1-1 に示す)。

表Ⅱ.2.1-2 日本と EC 諸国の洋上風力発電設置可能面積の比較

(年平均風速：7m/s 以上 (海面上 60m 高)、水深帯：0-30m)

国名	離岸距離			
	0-10km	10-20km	20-30km	0-30km
イギリス	38,068	11,327	4,441	53,838
デンマーク	18,822	9,862	5,654	34,335
フランス	16,232	7,262	2,348	25,868
ドイツ	6,782	5,464	2,709	14,955
アイルランド	9,588	1,005	113	10,705
オランダ	4,934	2,308	807	8,715
スペイン	2,558	697	65	3,319
ギリシャ	2,508	111	10	2,628
ベルギー	573	565	498	1,635
ポルトガル	1,278	5	0	1,283
イタリア	56	0	0	56
日本	5,636	1,349	186	7,171

注) 欧州の出典：Matthies *et al.* (1995)

日本の出典：NEDOら (2009) 及び長井ら (2010)

ここで興味深いことは、日本における設置可能面積のうち、約 80%は離岸距離 10km 未満の海域であり (離岸距離が 20-30km 圏の海域面積は全体の約 3%)、離岸距離が 20-30km 圏の海

域においても 8-30%の設置可能な海域面積を有するベルギー、ドイツ、デンマーク、オランダ、イギリス等とは異なることである。ヨーロッパのこれらの国々は海底地形の傾斜が緩やかで遠浅となっていることから、着床式洋上風力発電に適した海域が多い。

なお、日本と同様に海底地形が急深となっている国としてポルトガル、イタリア、ギリシャ、アイルランド、スペインがあげられる。

**【豆知識Ⅱ.2.1-1】**

●ヨーロッパの浮体式洋上風力発電のポテンシャル

浮体式洋上風力発電のポテンシャルの大きい国はノルウェーとイギリスで、両国合わせて 270GW (2.7 億 kW) となっている。その他、スペインの 80GW (0.8 億 kW)、大西洋と地中海のポテンシャルを合わせたフランスの 50GW (0.5 億 kW)、また地中海のイタリアとギリシャの 2 か国のポテンシャルの合計 100GW (1 億 kW) があげられる。

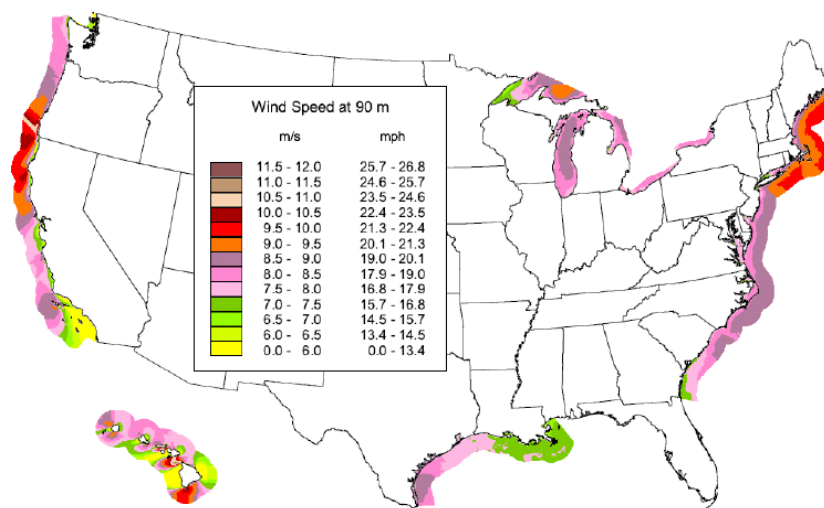
現在、ヨーロッパにおいて浮体式洋上風力発電の実証研究を行っている国は、ノルウェーとポルトガルである。両国ともに海底地形の勾配が急で、浮体式洋上風力発電に適した海域となっている。

国名	ポテンシャル (GW)	主な浮体方式	ポテンシャルの設定条件
イギリス	130	TLP	・離岸距離40km以内、航路・自然環境・低風速域・観光名所等を考慮 (利用可能割合：25%) ・浮体構造形式 TLP:適用水深50-300m、Spar:適用水深150-500m
アイルランド	40	TLP	
ノルウェー	140	TLP/Spar	
スウェーデン	45	TLP	
フィンランド・デンマーク	7	TLP	
フランス(大西洋/地中海)	50	TLP/Spar	
スペイン	80	TLP/Spar	
ポルトガル	20	TLP/Spar	
イタリア・ギリシャ	100	TLP/Spar	

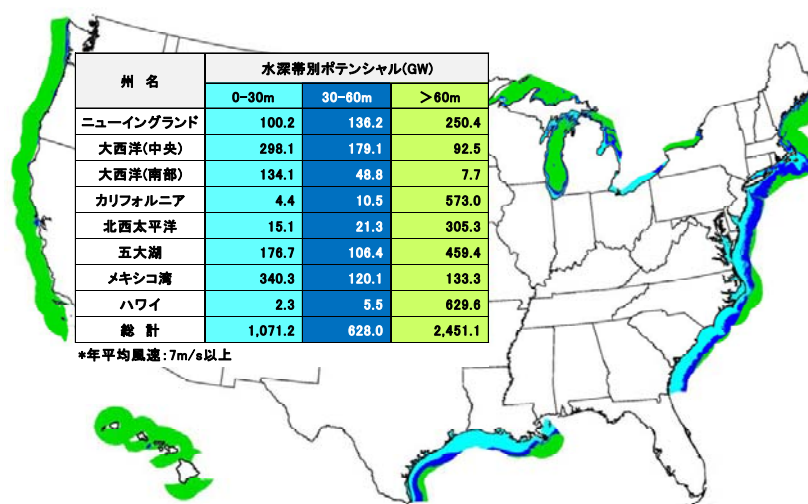
出典) Henderson, *et al.* (2009)

## (2) アメリカ

Schwartz *et al.* (2010) は、アメリカ合衆国（アラスカ、フロリダ、アラバマ、ミシシッピの4州を除く）の海上風マップ（図Ⅱ.2.1-2：海面上90m）を基に年平均風速7m/s超、水深帯0-30m,30-60m,60m超の3層、離岸距離50海里（約92.6km）未満および風車設置密度5MW/km<sup>2</sup>の設定条件を設けて、洋上風力発電のポテンシャルを試算している（図Ⅱ.2.1-3；図中の表の色付けはマップの3つの水深帯の彩色に合わせている）。本図から、着床式洋上風力発電に適する太平洋での水深60m以浅の海域は、大西洋に比較して非常に少ないことが明らかである。大西洋側のニューイングランドから南部までの水深60m以浅のポテンシャルが896.5GW（約9億kW）であるのに対して、太平洋側（北西太平洋とカリフォルニア）のポテンシャルは51.3GW（約0.5億kW）で、17分の1程度となっている。なお、ここで取り上げた海域の水深帯0-30mのポテンシャルが同30-60mのポテンシャルよりも1.7倍多く、また浮体式の適用海域である水深60m超の海域のポテンシャルは約2,450GW（24.5億kW）となっており、水深帯0-30mと30-60mの両海域を合わせたポテンシャルよりも約1.4倍多い結果となっている。



図Ⅱ.2.1-2 アメリカ合衆国の海上風マップ（海面上90m）（Schwartz *et al.*, 2010）



図Ⅱ.2.1-3 アメリカ合衆国の洋上風力発電ポテンシャル（Schwartz *et al.*, 2010 より作成）

アメリカにおける最新の洋上風力発電のポテンシャルに関して、Musial *et al.* (2016) は年平均風速 7m/s 以上、水深 0-1,000m 以上（含む、最新技術による利用可能な結氷海域）、風車設置密度 3MW/km<sup>2</sup>、風車ハブ高 100m、離岸距離 200 海里までを算定条件とした推計値を示している。その結果、Gross Resource Potential として 10,800GW (44,378TWh/yr) を掲げ、その中で技術面・環境面での課題を満たす Technical Resource Potential は 2,058GW (7,203TWh/yr) と算定している。これらの推計値は、前述の Schwartz *et al.* (2010) と算定条件が異なるために、単純な比較はできない。海域別に見ると Gross Resource Potential は太平洋側が最も多く次いで大西洋側となっており、Schwartz *et al.* (2010) の結果とは異なる。しかし Technical Resource Potential では、大西洋側が最もポテンシャルが多く、次いでメキシコ湾、太平洋側、五大湖の順となっており、Schwartz *et al.* (2010) の結果と同様の傾向となっている（図 II.2.1-4）。なお、参考までに図 II.2.1-5 に Technical Resource Potential に対する設備利用率の分布図を示す。

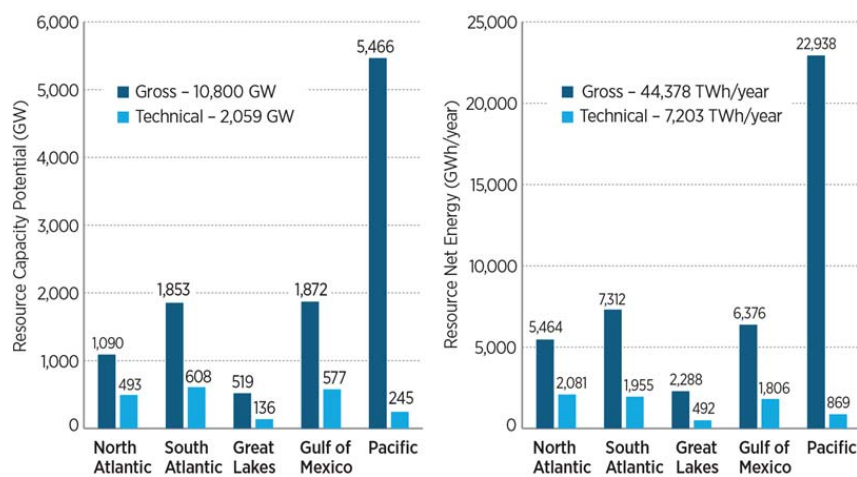


図 II.2.1-4 アメリカの海域別洋上風力発電ポテンシャルと発電電力量 (Musial *et al.*, 2016)



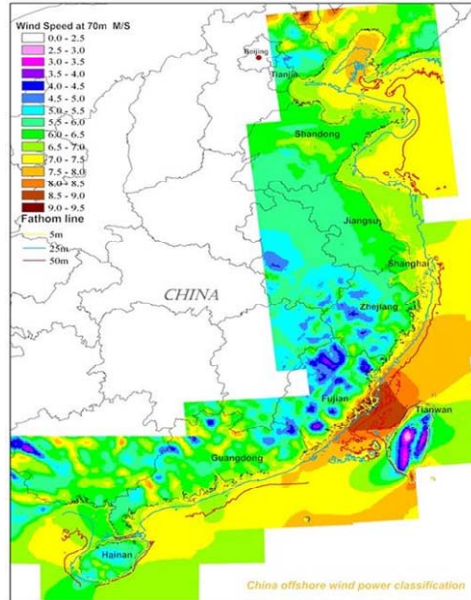
図 II.2.1-5 アメリカにおける洋上風力発電の設備利用率分布図 (Musial *et al.*, 2016)



【豆知識Ⅱ.2.1-2】

●中国の洋上風力発電のポテンシャル

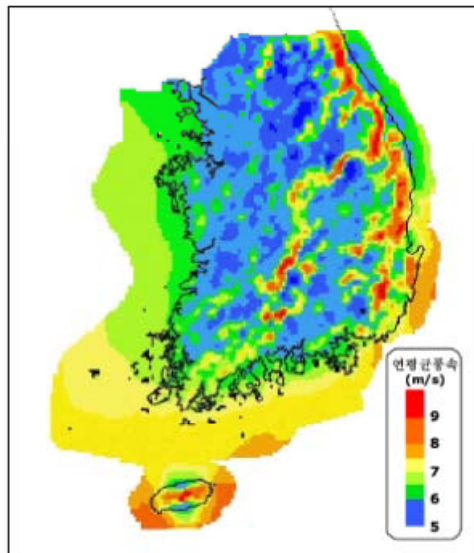
- ・着床式：750GW（7.5億kW）（Chan,2007）
- ・浮体式：45GW（0.45億kW）（Henderson *et al.*, 2009）



年平均風速マップ（70m高）  
出典：BTM Consult（2010）

●韓国の洋上風力発電のポテンシャル

- ・着床式：7.9GW（790万kW）（Kim,2009）
- ・浮体式：25GW（0.25億kW）（Henderson *et al.*, 2009）



平均風速マップ（80m高）  
出典：Kim（2009）

## 2.2 日本のポテンシャル

我が国は、風の資源量が少なく、風力発電に向いていないと考えられていた。しかし、NEDO が 1993 年度に発表した「全国風況マップ」の結果から、我が国においても風力発電の適地が存在し、導入が期待できることが明らかになった。当時は陸上風力発電が対象とされ、洋上風力発電については検討されていなかった。しかし我が国は排他的経済水域の面積、海岸線全長ともに世界第 6 位に位置する海洋国家であるため、洋上風力発電のポテンシャルは非常に大きいと考えられる。

洋上風力資源に関して、これまで NEDO と千代田デイムス・アンド・ムーア (1999)、千代田デイムス・アンド・ムーア (2000a;2000b)、NEDO (2003)、長井ら (2010)、環境省地球環境局地球温暖化対策課 (2010)、伊藤忠テクノソリューションズ (2011)、エックス都市研究所ら (2011)、日本風力発電協会 (2013) 等の機関により、海上風マップの作成や洋上風力発電のポテンシャルの算定が行われてきた。そして 2017 年 3 月には、NEDO より NeoWins (洋上風況マップ) が公開された。NeoWins とは NEDO Offshore Wind Information System のことであり、当マップは風況情報に加え自然環境情報や社会環境情報、有義波高の情報等を表示させることができる。例として海面上 80m での年平均風速の情報を図 II.2.2-1 に示す。

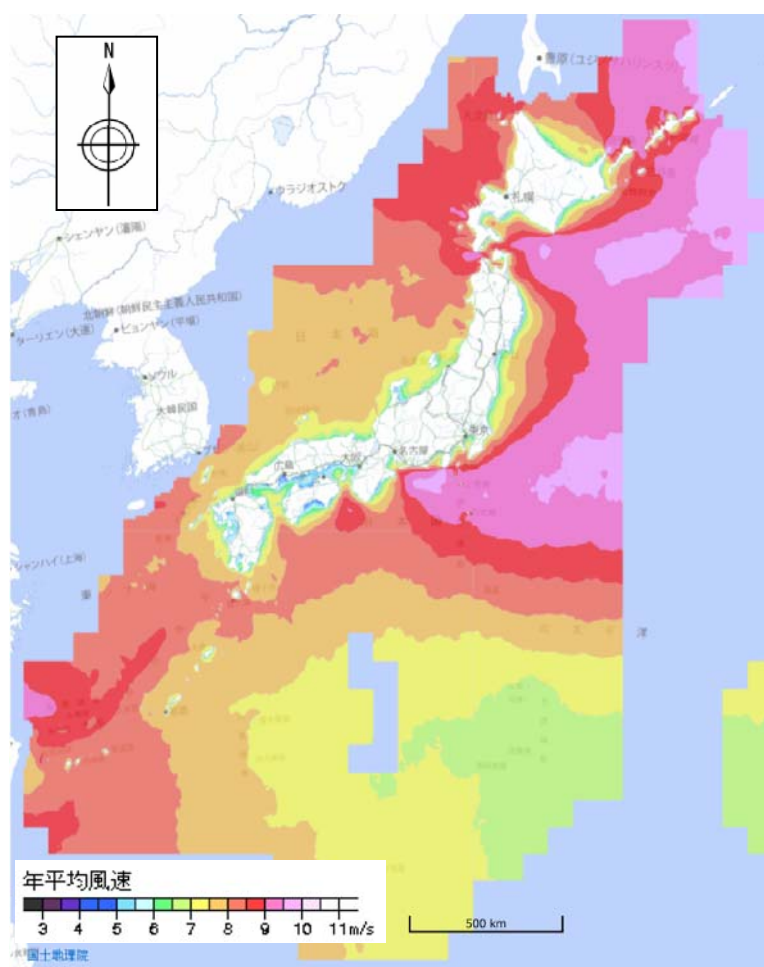


図 II.2.2-1 洋上風況マップ (年平均風速、海面上 80m 高)

(NeoWins (洋上風況マップ) HP : [http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo\\_Webgis/top.html](http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html))

図 II.2.2-1 の洋上風況マップから、洋上風力発電に好適な風況（年平均風速（海面上 80m）：7.0m/s 以上）を有する海域は日本沿岸に広く分布しているが、北海道、東北、房総半島、遠州灘、南西諸島等の沿岸の風況が相対的に良い傾向にあることが分かる。また、主な既往調査資料からの我が国における洋上風力発電に関する風の資源量（賦存量、ポテンシャルおよび導入可能量）を、表 II.2.2-1 に示す。同表に示すように、洋上風力発電の風資源量は資料によって大きな相違（着床式のケース：4,000 万-2 億 1,000 万 kW）が見られるが、これは算出条件が異なることが大きな理由である。

表 II.2.2-1 既往調査資料による我が国における洋上風力発電に関する風資源量の一覧

番号	賦存量 (万kW)	ポテンシャル (万kW)	導入可能量 (万kW)	算出条件			出典
				賦存量	ポテンシャル	導入可能量	
1	—	4,039 (着床式)	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>年平均風速: <math>\geq 7.0</math> m/s (海面上: 60m)</li> <li>設備容量: 1,650kW (ロータ直径(D)=66m)</li> <li>風車の設置間隔: 5D×10D</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水深: 0-30m</li> <li>自然公園区域は開発不可</li> <li>港湾域・河口域は水深10mまでの面積の内、利用可能面積はその85%</li> </ul>	—	千代田ディムス・アンド・ムーア(2000b): 新エネルギー等導入促進基礎調査(我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査) 報告書
2	—	120,085 着床式: 21,313 浮体式: 98,772	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>年平均風速: <math>\geq 7.0</math> m/s (海面上: 80m)</li> <li>設備容量: 1万kW/km<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水深: 0-50m(着床式), 50-200m(浮体式)</li> <li>離岸距離: 0-30km</li> <li>自然公園区域は開発不可</li> </ul>	—	NEDOら(2009): 洋上風力発電実証研究F/S評価報告書 長井 浩ら(2010): わが国沿岸海域における洋上風力発電の期待可採量
3	571,571	61,332 着床式: 9,383 浮体式: 51,949	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>年平均風速: <math>\geq 7.5</math> m/s (海面上: 80m)</li> <li>設備容量: 1万kW/km<sup>2</sup></li> </ul>	同上	—	環境省地球環境局地球温暖化対策課(2010): 平成21年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査
4	100,921	80,860 着床式: 12,309 浮体式: 68,551	6,598 着床式: 4,461 浮体式: 2,137	同上	同上	<ul style="list-style-type: none"> <li>売電価格20円/kWh</li> <li>期間: 20年</li> <li>税引前PIRR: <math>\geq 8\%</math></li> <li>発電原価16.8円/kWh</li> </ul>	伊藤忠テクノソリューションズ(2011): 新エネルギー等導入基礎調査事業(風力エネルギーの導入可能量に関する調査) 調査報告書
5	—	60,784 着床式: 8,974 浮体式: 51,811	300	同上	同上	<ul style="list-style-type: none"> <li>売電価格20円/kWh</li> <li>期間: 20年</li> <li>税引前PIRR: <math>\geq 8\%</math></li> <li>年平均風速: <math>\geq 8.0</math> m/s</li> <li>建設コスト/維持管理費等の設定</li> </ul>	エックス都市研究所ら(2011): 平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査
6	278,503	141,277 着床式: 33,151 浮体式: 108,126	11,396 着床式: 8,203 浮体式: 3,192	<ul style="list-style-type: none"> <li>年平均風速: <math>\geq 5.5</math> m/s (海面上: 90m)</li> <li>設備容量: 1万kW/km<sup>2</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>年平均風速: <math>\geq 6.5</math> m/s (海面上: 90m)</li> <li>水深: 0-50m(着床式), 50-200m(浮体式)</li> <li>離岸距離: 0-30km</li> <li>自然公園区域は開発不可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>売電価格36円/kWh</li> <li>期間: 20年</li> <li>税引前PIRR: <math>\geq 10\%</math></li> <li>建設コスト/維持管理費等の設定</li> <li>※売電価格のシナリオは他にもあり</li> </ul>	環境省地球環境局地球温暖化対策課(2016): 平成27年度再生可能エネルギーに関するソーシング基礎情報整備調査

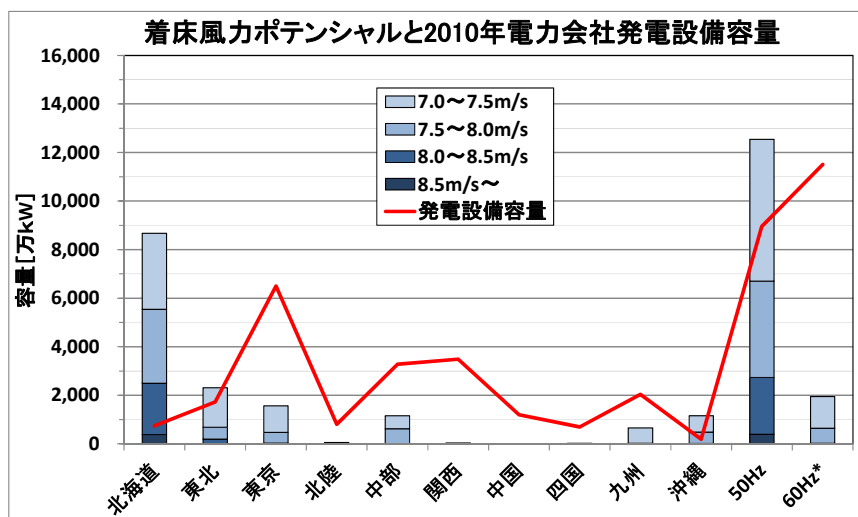
表 II.2.2-1 における番号 2 に示した既往調査資料では、水深帯別にポテンシャルが取りまとめられている。その推計結果の一部を表 II.2.2-2 に示す。水深 200m（陸棚縁辺近傍の水深）、離岸距離 30km までのポテンシャルは約 120 万 MW（約 12 億 kW）となっており、そのうち水深 0-50m に適用される着床式洋上風力発電のそれは約 21 万 MW（約 2.1 億 kW）で、全体の約 18%にすぎない（水深 50-200m の浮体式では約 99 万 MW（約 9.9 億 kW）で、全体の 82%程度）。このことから、我が国の周辺海域では、浮体式の方が着床式よりも約 4.6 倍のポテンシャルを有していることが明らかとなった。なお、我が国の急深な海底地形の特徴から推察されるように、着床式（水深 50m 以浅）の離岸距離 10-30km でのポテンシャル面積は、着床式全体のポテンシャル面積の約 20%を占めているにすぎない。

表Ⅱ.2.2-2 水深帯別・離岸距離別洋上風力発電のポテンシャル (NEDO ら, 2009; 長井ら, 2010)

水深帯 (m)	離岸距離												全体に対する割合 (%)
	0-10km			10-20km			20-30km			30-40km			
	面積 (km <sup>2</sup> )	設置基数	設備容量 (MW)	面積 (km <sup>2</sup> )	設置基数	設備容量 (MW)	面積 (km <sup>2</sup> )	設置基数	設備容量 (MW)	面積 (km <sup>2</sup> )	設置基数	設備容量 (MW)	
0-20	6,114	12,228	61,140	713	1,426	7,130	82	164	820	6,909	13,818	69,090	5.8
20-30	3,214	6,428	32,140	807	1,614	8,070	104	208	1,040	4,126	8,252	41,260	3.4
30-50	7,420	14,840	74,200	2,236	4,472	22,360	622	1,244	6,220	10,278	20,556	102,780	8.6
0-50	16,748	33,496	167,480	3,756	7,512	37,560	808	1,616	8,080	21,313	42,626	213,130	17.7
50-100	17,714	35,428	177,140	18,247	36,494	182,470	6,306	12,612	63,060	42,267	84,534	422,670	35.2
100-200	12,878	25,756	128,780	21,076	42,152	210,760	22,552	45,104	225,520	56,505	113,010	565,050	47.1
50-200	30,592	61,184	305,920	39,323	78,646	393,230	28,858	57,716	288,580	98,772	197,544	987,720	82.3
0-200	47,340	94,680	473,400	43,079	86,158	430,790	29,666	59,332	296,660	120,085	240,170	1,200,850	100.0

注) ・年平均風速: 7.0m/s (海面上80m)、風車: 5MW (2基/km<sup>2</sup>) を基に推計  
 ・水深0-50m: 着床式の適用範囲、水深50-200m: 浮体式の適用範囲とそれぞれ設定

また、表Ⅱ.2.2-1 における番号 5 の既往調査資料では、電力会社管内別に着床式と浮体式の洋上風力発電の導入ポテンシャルが集計されている。図Ⅱ.2.2-2 に各電力会社管内における洋上風力発電ポテンシャルと電力会社の設備容量を併記して示す。本図からポテンシャルは風況の良い北海道、東北および沖縄で電力会社の設備容量を上回り、ポテンシャルと設備容量の間にミスマッチが認められ、システムの容量不足が大きな課題となっている。



(年平均風速: 7.0m/s 以上 (海面上 80m), 水深 50m 未満, 離岸距離: 30km)

図Ⅱ.2.2-2 着床式洋上風力発電のポテンシャルと電力会社発電設備容量 (日本風力発電協会, 2014)

### 3 洋上風力発電の現状と動向

#### 3.1 世界の洋上風力発電

##### (1) 導入量の現状

世界初の洋上風力発電所はスウェーデンの Nogersund 洋上風力発電所で、220kW の風車 1 基を水深 5m、離岸距離 1,000m の地点に設置して 1990 年に実証試験が行われた（現在、撤去されている）。その後、デンマークでは 1991 年に Vindeby (450kW×11 基)、1994 年に Tunø Konob (500kW×10 基)、オランダでは 1994 年に IJssel 湖に Lely (500kW×4 基) 等と、各国で導入が始まったが、これらは実証試験が主目的であった。2000 年頃からデンマークを中心として事業化を目指した洋上ウィンドファームの建設が始まり、2000 年代半ば頃からはイギリス、ベルギー、ドイツ等の参入が見られた。設置海域は、初期には波浪の静穏な閉鎖性海域（バルチック海、デンマーク国内の諸島間の内海、アイリッシュ海）であったが、2002 年以降は比較的波浪の厳しい半閉鎖性海域（北海）へと、設置海域が拡大している。図 II.3.1-1 に 2015 年末までに設置された洋上ウィンドファームの配置を示す。設置海域の拡大に伴い、近年、水深が深く、離岸距離が遠い海域に洋上風力発電施設が設置される傾向が図からも認められる（図 II.3.1-2）。本ガイドブック II.3.1(2)「今後の展開」で述べているが、このような傾向は、イギリスの Round3 やドイツの排他的経済水域（EEZ）において計画されていることに起因する。

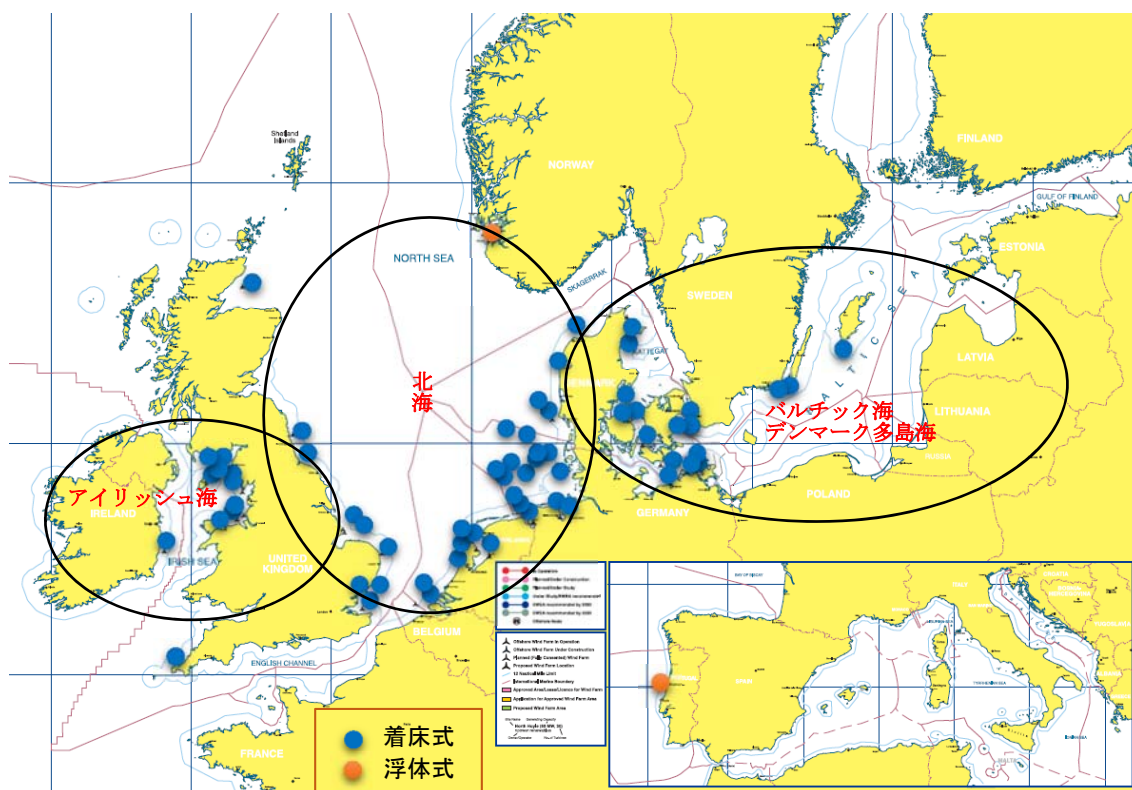
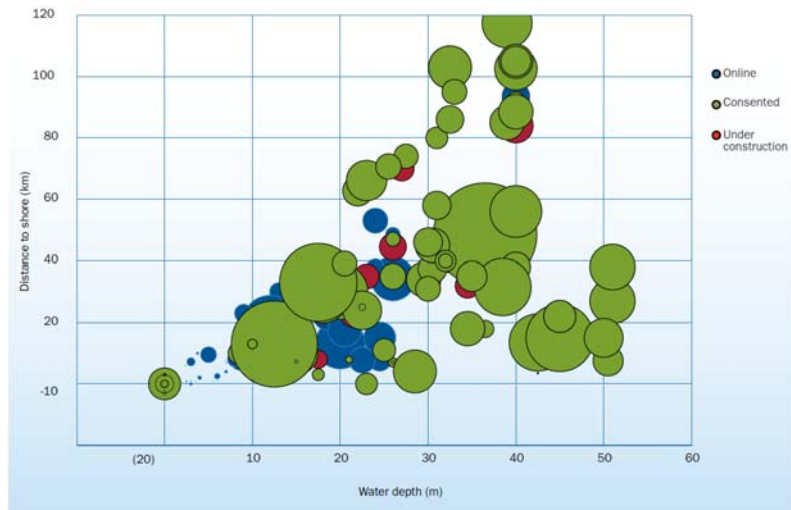


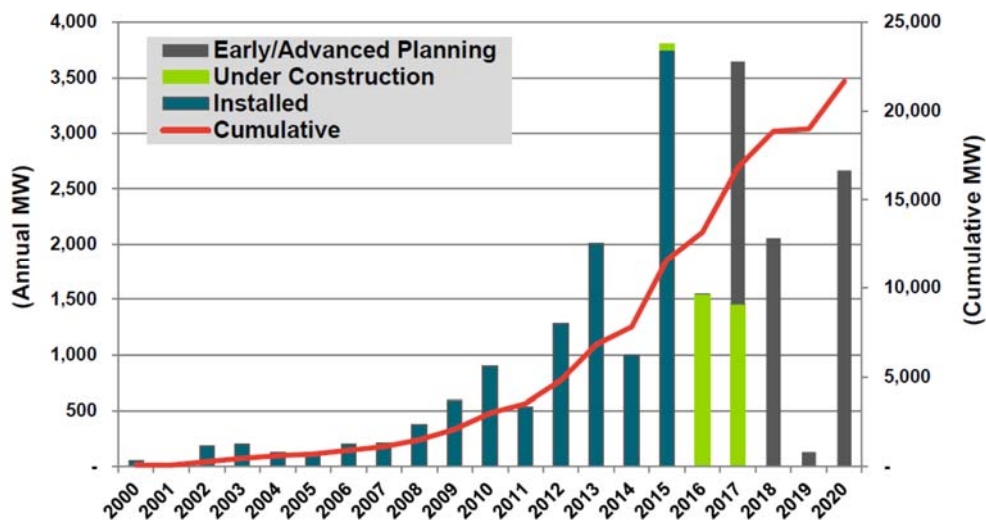
図 II. 3. 1-1 ヨーロッパにおける洋上風力発電所の配置図（2015 年末時点）  
（地図は EWEA, 2009 を使用）



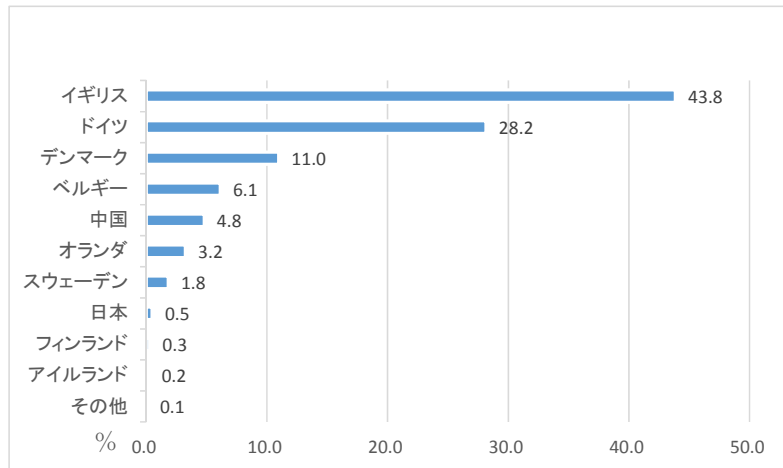
図Ⅱ.3.1-2 ヨーロッパにおける洋上風力発電施設の設置水深および設置海域離岸距離の推移 (EWEA, 2015)

また、洋上風力発電の導入はヨーロッパだけではなく東アジア諸国にも広がり、日本や中国等も参入し、2015年末の世界の洋上風力発電累積導入量は11,617MWに達した(図Ⅱ.3.1-3: 国別洋上風力発電の導入リストは付属資料Ⅰを参照)。これは風力発電全体(2015年末: 432,883MW)の約3%にすぎないが、図示されているように2020年末の世界の洋上風力発電累積導入量は現在のほぼ倍の22,500MWと予測されている。なお、2015年はドイツの単年導入量が2,467MWと大きな伸びを見せたこともあり、世界の単年導入量は3,755MWと著しく増えている。

洋上風力発電の導入量が多い上位5位の国は、イギリス(全体の44%)、ドイツ(28%)、デンマーク(11%)、ベルギー(6%)、中国(5%)となっており、ヨーロッパ諸国が大半を占めている。アジアでは、上記のように中国が上位の5位にランクされ、日本は5.2万kW(0.5%)で8位となっている(図Ⅱ.3.1-4)。

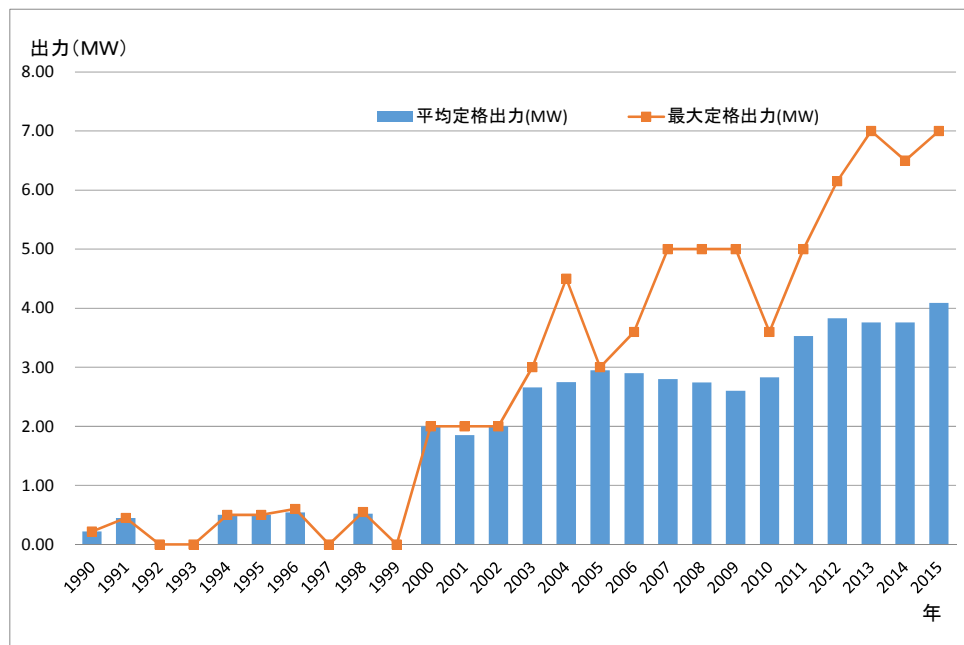


図Ⅱ.3.1-3 世界の洋上風力発電導入量の推移 (NAVIGANT, 2016)



図Ⅱ.3.1-4 国別洋上風力発電導入量の割合 (NAVIGANT (2016) より作成)

このような導入量の増加は、風力発電機の大型化と施設の大規模化によっている。図Ⅱ.3.1-5に、年別の1基当たりの平均出力と最大出力を示す。風力発電機の定格出力の推移を見ると、1990年代は平均出力、最大出力ともに0.5MW程度であったが、2000年から2005年頃までは平均出力で概ね2MW程度（最大で4.5MW）と、急速に大型化が進んでいる。その後、2005年から2010年頃までは平均出力で3MW程度（最大で5MW）、そして、それ以降2015年までは平均出力で約4MW（最大で7MW）と、20数年で最大出力が約14倍となっている（風車の大型化については、付属資料Ⅱを参照）。



図Ⅱ.3.1-5 洋上風力発電機の年別定格出力（1基当たりの平均と最大）の推移

出典：EWEA (The European offshore wind industry-key trends and statistics 2011-2016) ,GWEC (Global Wind Report 2009-2016) ,4C Offshore Wind Data Base (<http://www.4coffshore.com/windfarms/>) を基に作成

ちなみに、洋上風力発電所に設置されている風車メーカーの導入割合は、1991年から2015年末までの導入実績から Siemens が 62% (約 7,029MW)、Vestas が 18% (約 2,077MW)、Senvion が 7% (約 811MW)、Adwen が 6% (約 630MW)、Bard が 4% (約 405MW)、Sinovel が 1% (約 161MW) 等となっている (図 II.3.1-6)。このように洋上風力発電機では、Siemens 社の風車の導入量が過半数を超えており、次いで Vestas 社が全体の 1/5 程度を占めていることが分かる。

なお、Siemens は 2004 年にデンマークの Bonus を買収した。REpower は 2007 年にインドの Suzlon に買収されたものの、旧社名の REpower で風車を販売していたが、2014 年に社名を Senvion に変更している。また、三菱重工業は Vestas と洋上風力発電設備事業の新しい合弁会社 MHI Vestas OffshoreWind を 2013 年に設立している。さらに、フランスの重工業メーカー AREVA とスペインの風車メーカー GAMESA の合弁会社であった Adwen は洋上風車を専門に製造していたが、2016 年 9 月に AREVA が Adwen の全保有株を GAMESA に売却している (GAMESA は 2016 年 6 月に Siemens との間で風力発電事業を統合することに合意している)。このように、近年風車メーカーの再編が活発化している。

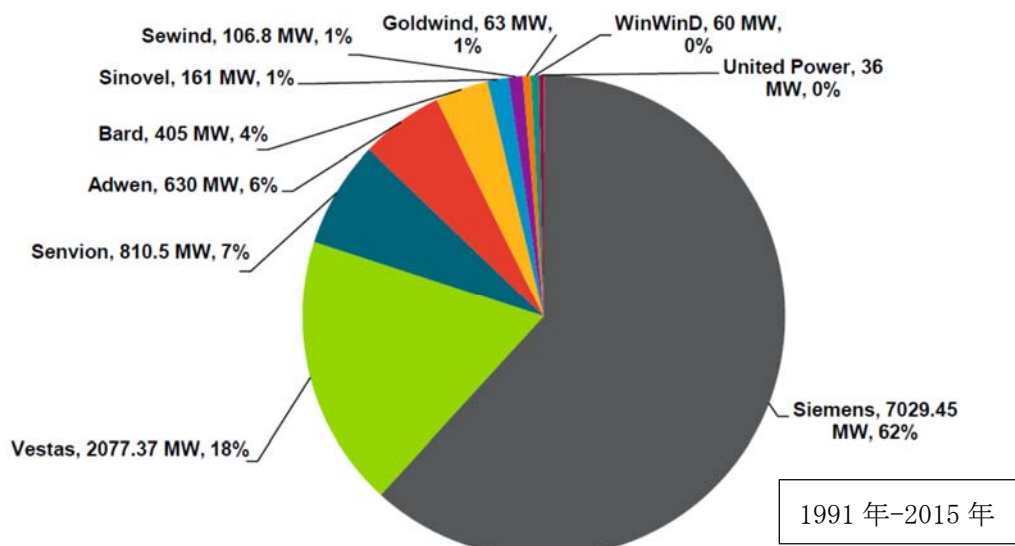


図 II.3.1-6 風車メーカー別の導入割合 (NAVIGANT, 2016)

また、風力発電施設の規模について、1施設当たりの平均設備容量と最大設備容量の推移を図 II.3.1-7 に示す。平均設備容量の推移を見ると、年により増減があるものの、1990年代は平均設備容量、最大設備容量ともに1桁の5MW未満であったが、2000年から2009年頃までは平均設備容量が100MW以下(最大で165MW)、2010年以降は平均設備容量300MW超の年も見られ、最大設備容量は630MWとなっている。このように、最大設備容量は20数年で300倍以上の規模となっている。



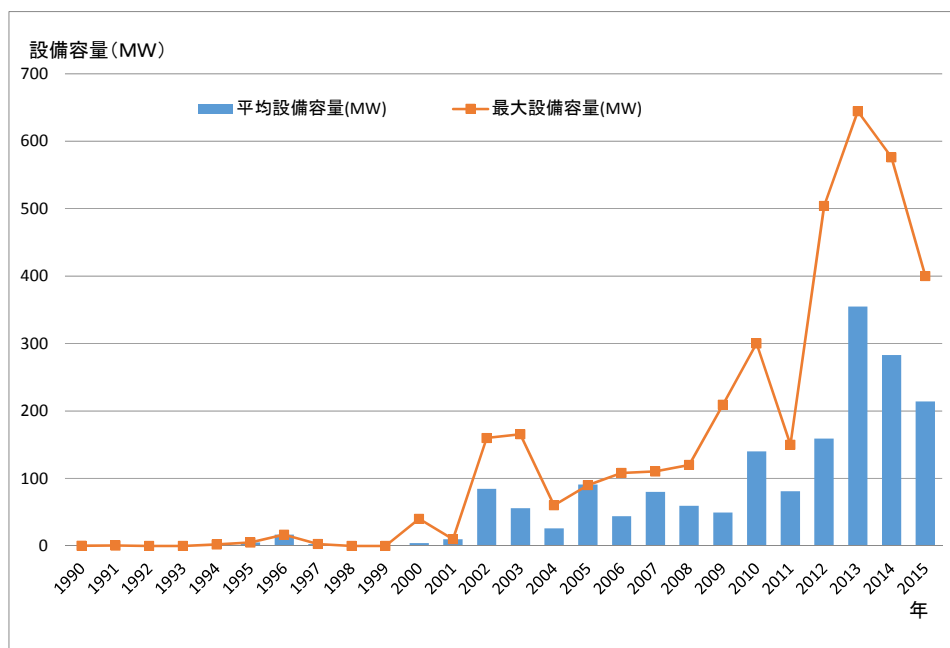


図 II. 3. 1-7 洋上風力発電機の年別設備容量 (1 施設当たりの平均と最大) の推移

出典：EWEA (The European offshore wind industry-key trends and statistics 2011-2016) ,  
 GWEC (Global Wind Report 2009-2016) ,4C Offshore Wind Data Base  
 (<http://www.4coffshore.com/windfarms/>) を基に作成

世界の大規模洋上風力発電所で上位 10 位までの施設を、表 II.3.1-1 に示す。表に示すように、ベスト 10 に入る洋上風力発電施設の大半が 2013 年以降に稼働したものである。現時点で最大の施設は London Array Phase I の 630MW で、Phase II を含めると、本発電施設は原子力発電所並みの 1,000MW (1GW) となる計画となっている。

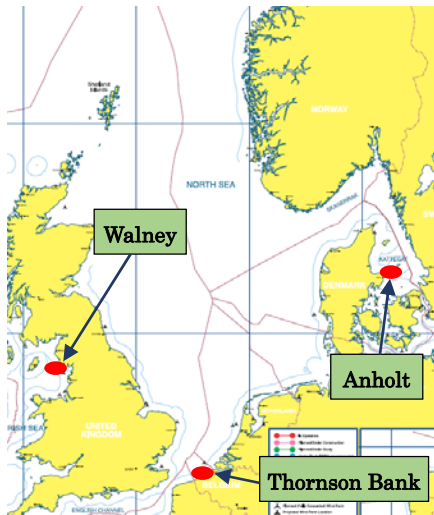
参考までに、本項の末尾にデンマーク (Anholt)、イギリス (Walney) およびベルギー (Thornton Bank) の主要な着床式洋上風力発電施設の導入事例を示す。

表 II. 3. 1-1 上位 10 位までの大規模洋上風力発電施設 (2015 年末現在)

順位	国名	洋上風力発電所名	総出力 (MW)	風車定格出力×設置基数	稼働年	備考
1	イギリス	London Array Phase I	630.0	3.6×175	2012/2013	phase II を含めて 1000MW の計画
2	イギリス	Gwynt y Môr (2)	576.0	3.6×160	2014	
3	イギリス	Greater Gabbard	504.0	3.6×150	2012	
4	ドイツ	BARD Offshore 1	400.0	5.0×80	2012/2013	phase I ~IV
4	ドイツ	Borkum	400.0	5.0×80	2014	phase I
4	ドイツ	Global Tech 1	400.0	5.0×80	2015	
7	デンマーク	Anholt	399.6	3.6×111	2013	
8	イギリス	West of Duddon Sands	388.8	3.6×108	2014	
9	イギリス	Walney	367.2	3.6×102	2010/2012	phase I , phase II
10	ベルギー	Thornton Bank	325.2	5.0×6, 6.0×30, 6.15×18	2008/2012/2013	phase I , phase II , phase III

【デンマーク : Anholt】

国名	デンマーク
施設名	Anholt
施設設備容量(MW)	399.6
風車単機容量(MW)	SWT-3.6-120(Siemens) 3.6
風車設置基数	111
ハブ高(m)	81.6
ロータ直径(m)	120
水深(m)	14-19
離岸距離(km)	15
支持構造	モノパイル



地図は EWEA, 2009 を使用



上図 Siemens HP : <http://www.siemens.com/press/en/feature/2013/energy/2013-09-anholt.hp#ii143>

下図 Siemens HP : <http://www.siemens.com/press/en/feature/2013/energy/2013-09-anholt.hp#ii142>

【イギリス：Walney】

国名	イギリス		
	Walney phase1	Walney phase2	Walney phase1, 2
施設設備容量 (MW)	183.6	183.6	367.2
風車単機容量 (MW)	SWT-3.6-107 (Siemens) 3.6	SWT-3.6-120 (Siemens) 3.6	—
風車設置基数	51	51	102
ハブ高 (m)	83.5	90.15	—
ロータ直径 (m)	107	120	—
水深 (m)	19-28	14-19	—
離岸距離 (km)	14	15	—
支持構造	モノパイル	モノパイル	—



The Crown Estate HP : <https://www.thecrownestate.co.uk/news-and-media/news/2014/crown-estate-welcomes-consent-for-walney-offshore-wind-extension/>

【ベルギー：Thornton Bank】

国名	ベルギー			
施設名	Thornton Bank phase I	Thornton Bank phase II	Thornton Bank phase III	Thornton Bank phase I, II, III
施設設備容量(MW)	30	184.5	110.7	325.2
風車単機容量(MW)	5M (REpower) 5.075	6M (REpower) 6.15	6M (REpower) 6.15	—
風車設置基数	6	30	18	54
ハブ高(m)	94	95	95	—
ロータ直径(m)	126	126	126	—
水深(m)	12-28	6-28	11-28	—
離岸距離(km)	27	27	26	—
支持構造	重力	ジャケット	ジャケット	—



ABB HP : <http://www.abb.com/cawp/seitp202/8a3f23f5ee2b0939c1257be90038bc92.aspx>

## (2) 今後の展開

世界風力会議（GWEC：Global Wind Energy Council）によれば、2030年までに世界の風力発電導入量は約21.1億kW（2,110GW）と2015年末の導入量の約5倍に達し、風力のみで石炭、石油、LNG等による総発電量の最大20%を占める可能性があるとし、これは世界全体で33億t以上の二酸化炭素排出削減量に匹敵するものと予測している（GWEC,2016a）。

風力発電の中でも洋上風力発電は、ポテンシャルが膨大であることから注目されている再生可能エネルギーである。しかし、その導入拡大に係る課題の一つが「コスト」である。これまで洋上風力発電では、コスト低減が導入普及の鍵とされてきた。2015年に欧州連合（EU）全体で新たに導入された設備容量は約3,000MWで、これは単年度導入量では過去最大の導入となっているが、Wind Europeによれば2016年には2015年を上回る約3,700MWの導入が予測されている（Schwägerl,2016）。Schwägerl（2016）が指摘しているように、欧州の洋上風力発電にブームが認められるのは、二酸化炭素排出削減目標の一環として政府からの補助金や有利なインセンティブの付与により風力発電プロジェクトが支援されてきただけでなく、風力の発電原価がガス・石油等のそれと比較して遜色のないことによることもあげられる（ガス・石油等：約65-70€/MWh（7.5-8.1円/kWh）、陸上風力：約50-96€/MWh（5.8-11.0円/kWh）、洋上風力：約73-140€/MWh（8.4-16.1円/kWh）、レート115円/€）。さらに風力発電は、環境コストを考慮すればさらに有利なエネルギー源である。

報道（<http://www.telegraph.co.uk/business/2016/09/14/new-record-for-cheapest-offshore-wind-farm/>）によれば、Vattenfallは2016年9月にデンマーク近海の洋上風力発電施設（Vesterhav Syd and Vesterhav Nord）を60€/MWh（6.9円/kWh、115円/€）の史上最安値で落札した。この価格は、約2ヶ月前まで洋上風力発電の最安値であったDong Energy（現Ørsted）のオランダのBorssele 1&2（700MW）の72.7€/MWh（8.4円/kWh、115円/€）を凌ぐものである（8MW級風車の導入が必須：<http://www.ewchargenews.com/wind/1437866/analysis-field-open-for-8mw-giants-as-dong-mulls-borssele-options>）。これらの安価な価格に関してPrichard（2016）は、北海の石油ガスの試掘が低迷しており洋上風力発電所の建設に破格の値段で作業船やクルーを使用できること、ゼロ金利の世界にあって国際的な金融機関が金利を抑え込んでいること、鉄鋼の値下がり等を要因としてあげている一方で、安価な価格に懐疑的な意見（利幅が少なすぎるにより様々なリスク対応が不可能となる）もあることを紹介している。

世界各国において、洋上風力発電の導入目標を掲げている事例を表Ⅱ.3.1-2に示す。表で示しているように、導入目標の対象年は2020年以外の事例もあり、国が国策として定めている目標値の他、民間組織による目標値も含まれている。2020年をターゲットとした最大の目標値は中国の30GW（3,000万kW）で、次いでイギリスの13GW（1,300万kW）、ドイツの7.7GW（770万kW）となっている。各国とも意欲的な導入目標を掲げているように、洋上風力発電の開発促進の戦略として、技術競争力の確立を通じた産業の育成と雇用対策をあげることができる。なお、アメリカは2050年に86GW（8,600万kW）の導入目標を掲げているが、2016年12月に洋上風力発電として初の商業プロジェクト（Block Island Wind Farm（大西洋沿岸ロング・アイランド湾近傍：30MW（6MW×5基））が稼働した。

以下、洋上風力発電の導入が進んでいるヨーロッパのイギリスとドイツ、そして中国、アメリカを取り上げて、近年の動向を取りまとめた。

表Ⅱ.3.1-2 世界各国における洋上風力発電に係る導入目標

国名	洋上風力発電の導入目標(2020年) (GW)	備考
イギリス	13.0	再生可能エネルギー導入計画 National Renewable Energy Action Plan, UK, 30 (June. 2010)
フランス	3.0	IEA Wind Annual Report 2015
デンマーク	1.5	エネルギー戦略ビジョン2050 (2011.2) 風力発電比率を現状の約2倍に相当する40%程度まで増加
オランダ	4.45 (2023年)	IEA Wind Annual Report 2015
ドイツ	7.7 (2025年:11GW、2030年:15GW)	IEA Wind Annual Report 2015、GWEC2015
ベルギー	2.70	IEA Wind Annual Report 2015
スペイン	0.75	IEA Wind Annual Report 2015
ポルトガル	0.027	IEA Wind Annual Report 2015
イタリア	0.7	IEA Wind Annual Report 2015
スウェーデン	10TWh (0.4)	IEA Wind Annual Report 2015
アメリカ	3.0 (2030年:22GW、2050年:86GW)	Wind Vision (エネルギー省, 2015.3.12)
中国	30 (2015年:5GW)	新興エネルギー産業発展計画(国家エネルギー局, 2011)
韓国	2.5 (2019年)	洋上風力発電推進ロードマップ(知識経済部, 2011.10)
台湾	0.6 (2030年:3.0GW)	経済省(2013)

\* GW : 10<sup>6</sup>kW(100万kW)

\* スウェーデンの導入目標(0.4GW)は、設備利用率30%として算出。

### 1) イギリス

2008年気候変動法 (Climate Change Act 2008 (c. 27)) は、2050年までにイギリスにおける温室効果ガス排出量を1990年比で80%削減することを最終目標とした法律である。気候変動法を確実に推進する対策として、最初に3期の割当期間 (2008-2012年、2013-2017年および2018-2022年) を設け、最後の期間における削減目標を最低でも26%としている。再生可能エネルギー導入計画では、2020年までに年間電力消費量の30%を再生可能エネルギーにより賄う計画となっている。気候変動委員会は温室効果ガスの排出量削減に風力発電が重要な役割を担うことを認めており、2020年の洋上風力発電の導入目標は13GWとされている (表Ⅱ.3.1-2、参照)。

イギリスの洋上風力発電の導入量は、2008年にデンマークを抜いて世界一になった (同国の最初の洋上風力発電施設は2000年に建設された Blyth (4MW:2MW×2) である)。これは、洋上開発に直接利害を有する The Crown Estate (政府系の王室の不動産財産の管理機関) が推進役となっていることもあるが、イギリス政府がエネルギー・気候問題等の上位の政策目標

と整合する形で許認可手続きや利害調整を円滑に進めるための枠組みを構築したことによっている（伊藤,2013）。前述の Blyth プロジェクトの完工と併せて、The Crown Estate により開発海域（ゾーニング）が特定化され、洋上風力発電事業者を公募入札する制度が構築された。図 II.3.1-8 に Round1、Round2 および Round3 の公募海域を示すとともに、以下にそれぞれの海域の概要を記す。

- Round1：開発海域は領海内、水深 4-21m、離岸距離 2-13km
- Round2：開発海域は領海内、水深 6.5-29m、離岸距離 7-30km
- Round3：開発海域は排他的経済水域（EEZ）、水深 35-53m、離岸距離 20-160km

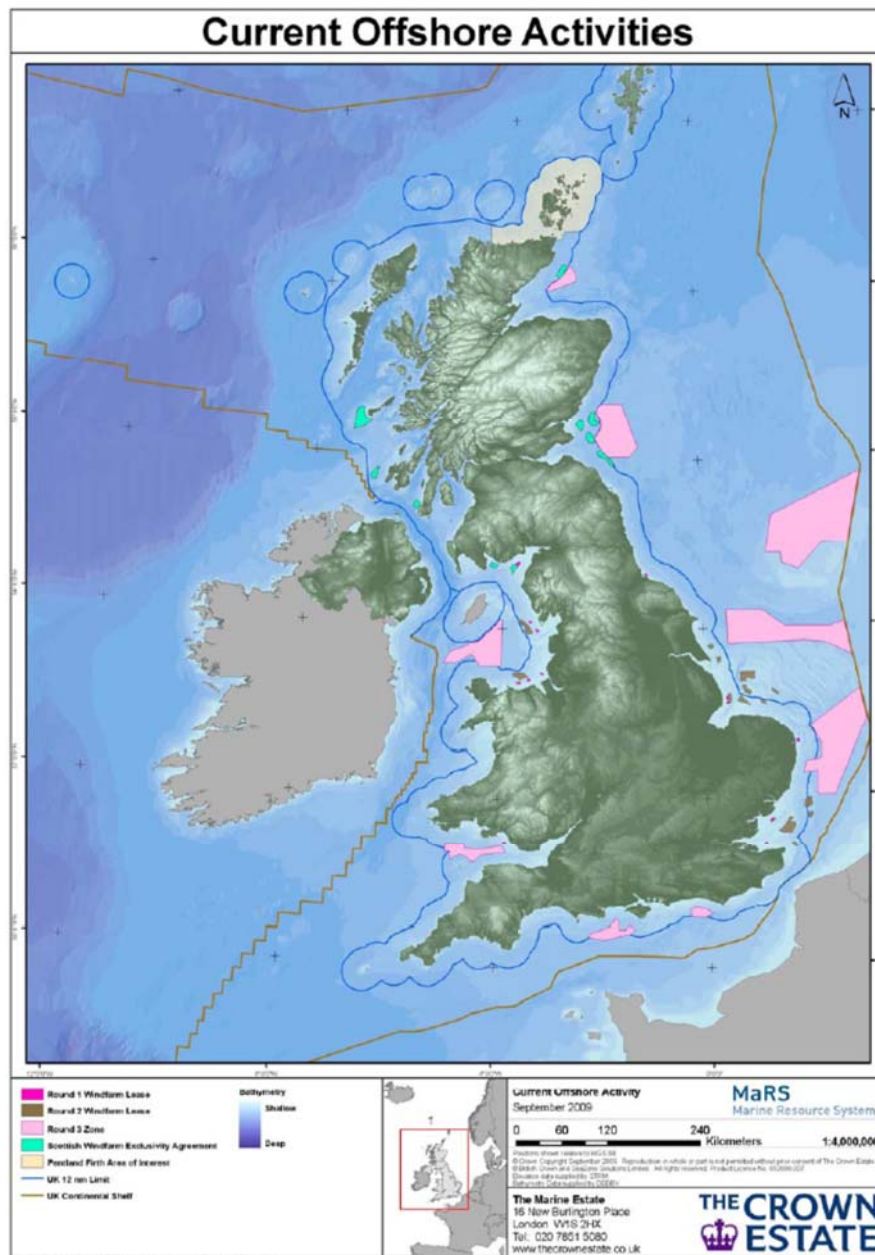


図 II.3.1-8 洋上風力発電の公募海域（Langston, 2010）

2001年に公表された Round1（平均設備容量：100MW）、2002年に公表された Round2（平均設備容量：400MW）では、一部の認可済みあるいは撤退のプロジェクトを除いて、ほとんどのプロジェクトが運開している。また、2010年に公表された Round3（平均設備容量：1,000MW）については、代表的な公募海域において The Crown Estate と Scottish Power Renewables、Vattenfall および DONG Energy（現 Ørsted）の間で、それぞれ基本的な合意形成がなされている段階にある。

2015年における陸上を含めた風力発電累積導入量は 13,603MW で、このうち洋上風力発電累積導入量は 5,066.5MW（約 5GW）と、全体の約 37%を占めている（GWEC,2016b）。2008年以降イギリスの洋上風力発電累積導入量は世界一の座にあるものの、2015年の単年の洋上風力発電導入量は約 570MW で、これはドイツの単年導入量の 1/4 程度であった（図 II.3.1-9）。しかし、現在 ROUND2 の海域を中心に 400MW を超える洋上ウィンドファーム（Race Bank, Dudgeon, Pampion 等）が建設中であり、その建設以降は ROUND3 の海域における 1,000MW 超のウィンドファームの導入が計画されている。このような導入計画に基づけば、2020年には 10GW の導入が期待されている（GWEC,2016b）。

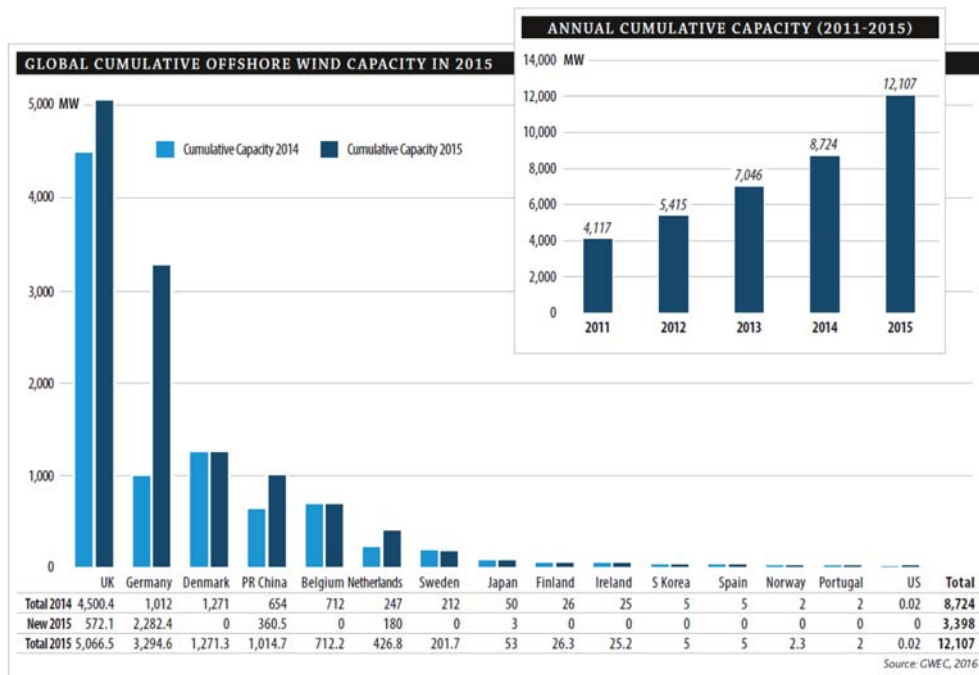


図 II.3.1-9 世界全体および主要国別洋上風力発電導入量（GWEC, 2016b）

イギリスにおける風力発電による電力の買取制度では、これまで ROCS（Renewable Obligation Certificate System：再生可能エネルギー使用義務認証システム；日本の RPS と同様のシステム）が採用され、洋上風力発電のクレジット価値は陸上風力発電を含む他の再生可能エネルギー発電の 1ROC/MWh よりも 5 割多い 1.5ROC/MWh（2009-2012 年度）と設定されていた。これは、国の支援が必要な重要技術として、洋上風力発電の導入普及に力が入られてきたからに他ならない（2013-2014 年度は 2ROC/MWh、2015 年度は 1.9ROC/MWh、2016 年度は 1.8ROC/MWh の計画）。2011年に ROCS 制度の廃止が発表され、ROCS 制度に代わり FiT-Cfd（差額支払契約付固定価格買取制度）に移行することになり、新たな FiT-Cfd は 2013



年末に施行された。FiT-CfD は、「再生可能エネルギーだけではなく、原子力や二酸化炭素を回収・貯留する CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) 火力発電等の低炭素技術も対象としているため、洋上風力発電に効果的、かつ経済的なインセンティブを与えるか不明瞭なこと」や、「洋上風力発電の固定価格は 150 英鎊/MWh (19.5 円/kWh, 130 円/英鎊) に設定されたけれども、前述のように国の方針として発電コストを 100 英鎊/MWh (13 円/kWh, 130 円/英鎊) まで削減する目標が決められていること」等から、洋上風力発電の開発規模を縮小 (Triton Knoll : 12,000MW, Round2) あるいは延期 (Argyll Array : 18,000MW, Round3) する事業者もある。一方、FiT-CfD は売電価格が 15 年間保証されていることから、計画の見直しの事例はあるものの今後とも大規模開発は進むとの意見もあり、今後の動向が注目される。

洋上風力発電の入札において、デンマーク近海の洋上風力発電施設 (Vesterhav Syd and Vesterhav Nord) では 60€/MWh (6.9 円/kWh, 115 円/€)、オランダの Borssele 1&2 (700MW) では 72.7€/MWh (8.4 円/kWh, 115 円/€) と、洋上風力発電の経済性は、超大型風車の開発、量産効果等により驚異的な速さで改善している。

## 2) ドイツ

ドイツ政府 (ドイツ連邦経済エネルギー省:BMWi) は、2014 年に「エネルギー構想 (Energiekonzept)」を策定し、その中で総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 2025 年までに 40-45%、2035 年までに 55-60%、2050 年までに 80%以上にまで拡大することを示した。2022 年までに全ての原子力発電所を閉鎖することが決められた状況下において、上記の目標を達成するために、ドイツでは再生可能エネルギーの中でも洋上風力発電の導入に重点を置いた政策を掲げている (豆知識 II.3.1-1、参照)。2010 年の時点で、洋上風力発電の導入目標は 2020 年までに 10GW、2030 年までに 25GW、2050 年までに 39.3GW とされていた。しかし、固定価格買取制度の導入により賦課金が上昇し、家庭の負担が大きくなったことから、洋上風力発電の導入目標が見直された。その結果、2020 年までに 7.7GW、2030 年までに 15GW と目標が下方修正されている。しかしドイツ政府は、国内の安定的な風力産業の市場を築くために 2016 年に再生可能エネルギー法 (EEG) を改訂し、洋上風力発電の 2025 年の中間導入目標として、新たに 11GW を設けている (GWEC,2016b)。これは、洋上風力発電の導入量が 2025 年までに年間導入ベースで約 700MW/年という規模に匹敵する。一方風力関連業界では、さらなるコスト低減を図るには適切な経済規模と長期にわたる確実な投資が必要であり、そのための年間市場として少なくとも 900MW/年の導入ベースを求めている (GWEC,2016b)。

ドイツの開発海域は、北海とバルチック海に分けられる。図 II.3.1-10 に示すように、沿岸から 12 海里までの領海内 (図中の 1 点鎖線の陸地側) よりも排他的経済水域 (EEZ) の方が、洋上風力発電の数多くの開発海域がある。これは、領海には自然保護海域が存在することや船舶の輻輳する重要な航路があること等によっているが、EEZ は沖合の水深の深い海域であるため、建設コストの増加につながる (開発海域の平均離岸距離 52.6km ; GWEC,2016b)。

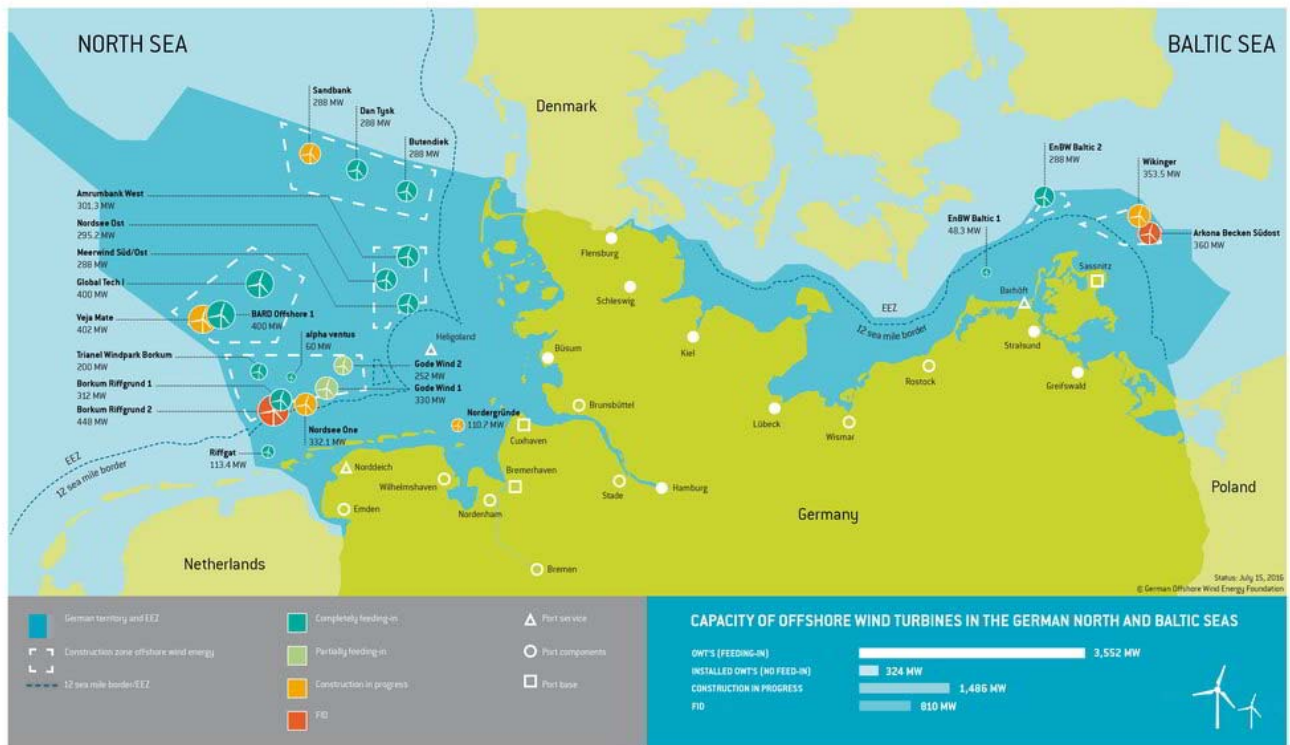


図 II. 3. 1-10 ドイツにおける洋上風力発電プロジェクトの配置図 (Deutsche WindGuard, 2016)

【豆知識 II. 3. 1-1】

●ドイツにおける洋上風力発電の導入支援策

原子力発電の代替電源として、再生可能エネルギーが従来の火力発電とともに重要となっているが、政府は供給力確保のために風力、特に洋上風力発電の導入を明確に支援することとし、以下の2つの施策を講じている。

- ① 復興金融公庫 (KfW) による洋上風力発電所建設のための融資プログラムの開始 (2011年9月以降)。
- ② 固定価格制度による洋上風力発電の買取価格
  - ・買取価格は最初の12年間 (初期タリフ) と残りの8年間 (基本タリフ) で異なる。
  - ・施設の設置水深、離岸距離により初期タリフが異なる。初期買取期間は、水深が20m以上であれば1.7ヶ月/m、離岸距離が22km以上 (EEZ) であれば0.5ヶ月/海里 (約1.9km)、それぞれ延伸される (基本タリフの期間は短縮)。
  - ・買取価格は通常モデル (初期:1-12年間, 基本:13-20年間) と早期回収モデル (初期:1-8年間, 基本:9-20年間) があり、選択できる (両モデルとも基本タリフは同一)。
  - ・2018年以降の買取価格は最低でも7%/年の低減を図る。

改正再生可能エネルギー法 (EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2014)

初期タリフ: 通常モデル 15.4 c€/kWh (17.7 円/kWh)  
 早期回収モデル 19.4 c€/kWh (22.3 円/kWh)  
 基本タリフ: 3.9 c€/kWh (4.5 円/kWh)  
 ※100c€=1€, 115 円/€

ドイツでは、2004年から2008年にかけて風車メーカー（Enercon, Nordex, Bard）による洋上風力発電の実証試験が行われていたが、本格的な洋上ウィンドファームは2009年に北海の排他的経済水域（水深29m、離岸距離43km）に設置されたAlpha Ventus（60MW:5MW×12基；風車メーカー Senvion（旧 REpower）/AREVA（旧 Multibrid）で各6基）である。ここでは各風車6基のうち、各社1基ずつ実証試験に供されているが、ドイツ初の洋上風力発電事業と言える。その後、ドイツの洋上風力発電の導入は進み、2015年までの累積導入量（3,294.6MW）はイギリスに次いで世界2位となっている（GWEC,2016b）。2015年の単年度の導入量は約2,300MWで、これはイギリス（約570MW）の約4倍で、この年の導入量の世界一であった。なお、2015年の洋上風力発電による発電電力量は8TWh（80億kWh）で、その年の200万軒以上の家庭の電力消費量、あるいはドイツの総電力量の1.4%を十分に賄えるものであった（GWEC,2016b）。なお、陸上を含めたドイツの2015年までの風力発電累積導入量は44,947MWで、上記の通りこのうち洋上風力発電の導入量のシェアは約7%となっている（GWEC,2016b）。

洋上風力発電のコストに関して、洋上風力エネルギー基金に所属する関連会社により、10年後の洋上風力発電原価（均等化発電原価、LCOE：Levelized Cost of energy）の低減策が検討されている。彼らは現行（2013年）の13-15c€/kWh（15.0-17.3円/kWh,115円/€）を、支持構造物等の技術革新以外に、建設に伴う不測事態の軽減により2023年までに最大約3%、また今後建設が増え経験を積むことにより融資調達コストは最大約10%、総じて32-39%の低減（4.8-6.7円/kWh）が可能と報告している（Hobohm, *et al.*,2013）。

ドイツでは、洋上風力発電所の計画が認可されて建設が開始されるまでの期限として、2.5年が定められている。しかし、長江（2013）によれば、近年、送電系統運用者による海底ケーブル敷設工事の遅延により洋上風力発電の導入が円滑に進まないことから、投資家による投資の手控えが懸念され、実際、損害賠償請求の訴訟も起こっているという。ドイツでは、送電系統運用者が洋上変電所の建設とそこから陸上変電所までの送電線建設の義務（エネルギー事業法:EnWG）を負っているが、その費用が高額なことも前述の遅延問題の要因となっている。政府は洋上風力変電事業への投資が滞ることを防ぐためにエネルギー事業法を改正し、送電系統運用者の洋上連系線建設遅延に対する損害賠償制度を設けた。その甲斐あってか、今やドイツの洋上風力発電に与えられる系統容量（北海/バルチック海）は3.29GWに達し、ヨーロッパにおける洋上風力の全系統容量の30%程度を占めている（BINE Informationsdienst, Siegfried Heier,2016）。

### 3) 中国

中国国家エネルギー局は2011年の全国洋上風力発電工作座談会において、「第12次五カ年計画」の期間中に、洋上風力発電の導入量は2015年に5GW、2020年に30GWに達するとの見込み（目標値）を示している。この見込み値は、同年発表の国家エネルギー局による「新興エネルギー産業発展計画」においても提示されている。

中国沿岸部の風況マップに見られるように（豆知識Ⅱ.2.1-2）、台湾海峡を中心に南北に年平均風速7.0-7.5m/sの風速域が広がり、陸上風力発電と異なり洋上風力発電には電力消費地近傍にポテンシャルが存在するという利点がある。洋上風力発電は、2007年に渤海でGoldwind

製の 1,500kW 機 1 基が設置され実証試験が行われて以降、上海東海大橋に中国初の大規模な洋上風力発電所（102MW：3MW 機×34 基）が設置され、2010 年 7 月に稼働した。その後、洋上風力発電の導入は上海北方の江蘇州（Jiangsu）沿岸域で進んでいる（図 II.3.1-11）。2015 年末までの洋上風力発電の累積導入量は約 1,015MW に達し、これはデンマークに次いで世界第三位であるが、中国の陸上風力発電を含めた総風力発電導入量（145,362MW；世界一の導入量）の 0.7%に過ぎない（GWEC,2016b）。

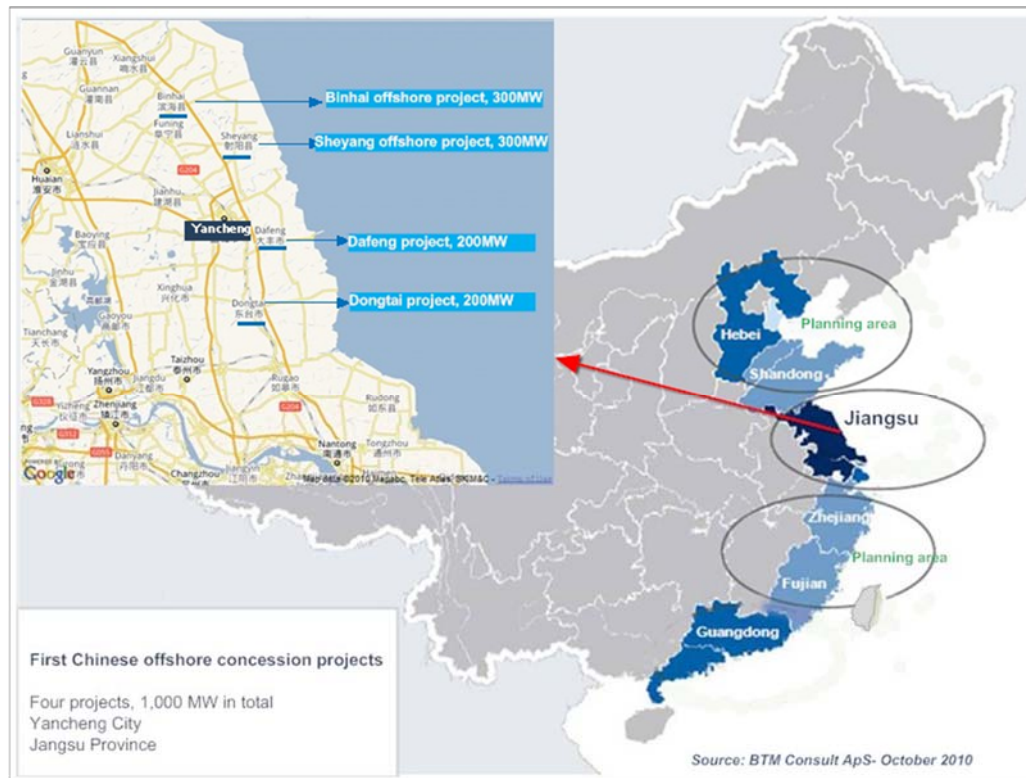


図 II.3.1-11 中国における洋上風力発電所候補海域 (BTM Consult, 2010)

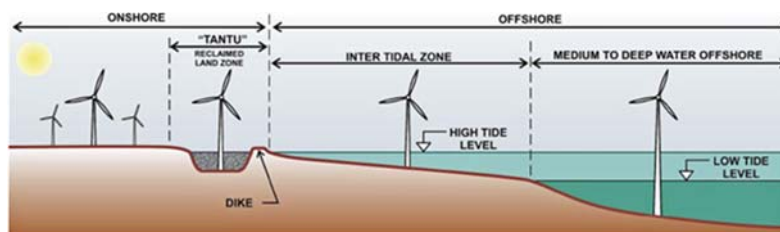
参考までに、中国の固定価格買取制度による洋上風力発電の買取価格を豆知識 II.3.1-2 に示す。ただし、洋上風力発電の買取価格は固定価格買取制度ではなく、洋上風力開発プロジェクトの実施者を入札によって選定し、その落札価格を参考にして決められているため、洋上風力発電の事業化を難しくしている。なお、陸上風力発電は 2009 年に固定価格買取制度に改められたが、2018 年の時点から建設等の認可が下りている風力発電施設に対して買取価格を 5.2-6.8%削減する方針が打ち出されている。

(<http://www.scmp.com/business/companies/article/2038694/chinas-wind-power-industry-faces-slowdown-tariff-cuts-loom>)。

### 【豆知識Ⅱ.3.1-2】

#### ●中国の固定価格買取制度による洋上風力発電の買取価格（データ：中国国家能源局,2014）

- ・買取価格は、設置海域が潮間帯ゾーンと最低低潮位より沖合ゾーンで異なる。
- ・潮間帯ゾーンの買取価格は 0.75 元/kWh（約 11.4 円/kWh:15.25 円/元）
- ・沖合ゾーンの買取価格は 0.85 元/kWh（約 13.0 円/kWh）
- ・買取期間は不明。
- ・陸上風力発電の買取価格は、4つの風力資源地域に分けて設定されている。  
0.51 元/kWh（約 7.8 円/kWh）、0.54 元/kWh（約 8.2 円/kWh）、0.58 元/kWh（約 8.8 円/kWh）、  
0.61 元/kWh（約 9.3 円/kWh）



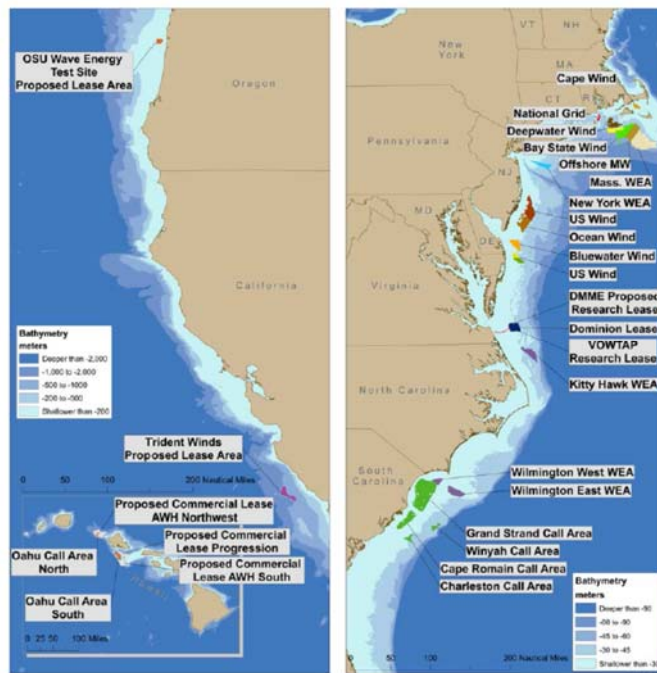
出典:BTM Consult (2012)

#### 4) アメリカ

アメリカは、2017年1月に大統領が代わって政策が変更される可能性があるが、2014年6月2日に気候変動に対する歴史的な発表を行っている。それは、環境保護庁（EPA: Environmental Protection Agency）による「クリーンパワー計画」において、国内の電力分野からのCO<sub>2</sub>排出量を2030年までに30%削減（2005年比）することを目標に掲げたことである。州ごとに目標値を定め、その目標の達成のため、省エネルギー、原子力発電所や再生可能エネルギー施設の新設、石炭火力発電の天然ガス発電への変換、排出量取引の活用等があげられている。

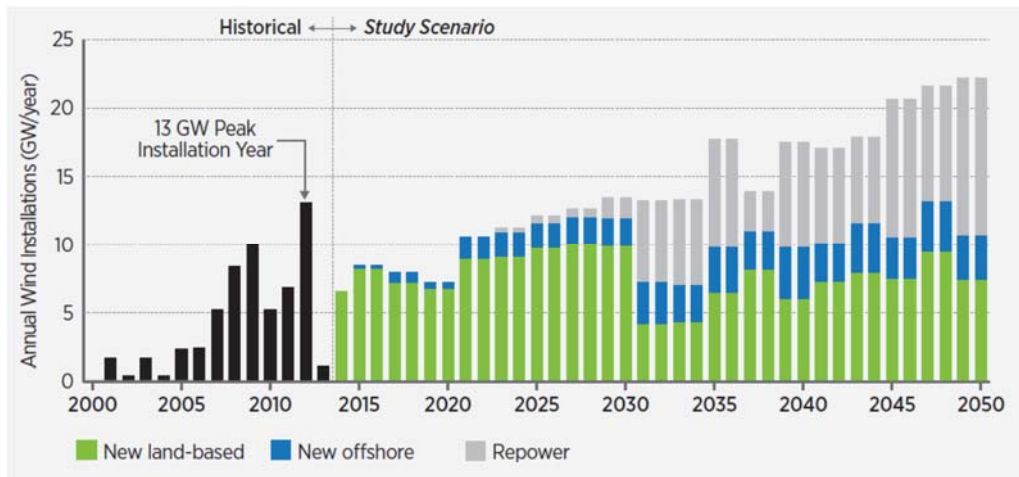
米国エネルギー省（DOE）は2015年3月12日に発表したWind Visionにおいて、風力発電に関して雇用対策、技術競争力の確立等を目指した戦略を立て、2020年に113GW（111-115GW）、2030年に224GW（213-235GW）および2050年に404GW（382-459GW）の導入目標を掲げている。II.2.1項に示しているように、そのうち洋上風力発電は、Technical Resource Potentialの推計結果を基に2020年に3GW、2030年に22GWおよび2050年に86GWという目標となっている（表II.3.1-2、参照）。2050年の86GWは洋上風力発電の開発に必要な目標値とされ、これはTechnical Resource Potential（2,058GW）の約4%、全米の電力消費量の約7%に相当する。

2016年現在、大西洋側にはBOEM（Bureau of Ocean Energy Management：海洋エネルギー管理局）によって授与された11箇所の商業用洋上風力発電に係る租借地（WEAs: Wind Energy Areas）があり、そのポテンシャルは約14.6GW（風車設置密度：3MW/km<sup>2</sup>）である。図II.3.1-12はBOEMによる海域の他、連邦政府による洋上風力発電開発海域等を含めて図示したもので、特に大西洋側に計画海域が集中している（U.S. Department of Energy and U.S. Department of Interior, 2016）。



図II.3.1-12 2016年8月における洋上風力発電計画海域  
(U. S. Department of Energy and U. S. Department of Interior, 2016)

米国エネルギー省は、風力発電の導入シナリオとして、2014年から2050年までを3段階（2014-2020年；2021-2030年；2031-2050年）に分けて検討を行っている（U.S.Department of Energy,2015）。3種類の年間導入規模のうち平均（Central Study）のシナリオを取り上げて示すと、2014-2020年は7.7GW/年、2021-2030年は12.1GW/年、2031-2050年は17.5GW/年の導入規模でそれぞれ進行し、そのうち洋上風力発電は、2014-2020年に0.4GW/年、2021-2030年は1.9GW/年、2031-2050年は3.3GW/年と想定されている。導入主体は2030年までは陸上風力発電であり、2031年以降ではリプレースが増加する（図Ⅱ.3.1-13）。



図Ⅱ.3.1-13 風力発電の平均導入シナリオ（U. S. Department of Energy, 2015）

【豆知識Ⅱ.3.1-3】

●アメリカ初の商業洋上風力発電の導入：Block Island Wind Farm

- ・所有者：GE Energy/Citi Group/Deepwater Wind, LLC/National Grid US（Transmission）
- ・設置海域：Rhode Island の南東 5km（平均水深 26m）
- ・施設設備容量：30MW（6MW×5基）
- ・風車：GE Energy（Haliade-150-6MW）
- ・風車の仕様：6MW（ギアレス同期型）、100m（ハブ高）、150m（ロータ径）
- ・支持構造：ジャケット
- ・建設：2015年7月（開始）、2016年12月（運転開始）



Block Island Wind Farm の建設状況（Smith *et al.*,2015）

### 3.2 日本の洋上風力発電

#### (1) 導入量の現状

2016年現在、我が国において中型機（50kW以上：NEDO,2008）以上の風車を製作しているメーカーは、三菱重工業、日本製鋼所、日立製作所、東芝（ユニソン：U93,2MW）、駒井ハルテックの5社である。このうち洋上風車として設置されているあるいは設置が計画されている風車のメーカーは、三菱重工業、日本製鋼所および日立製作所である（表Ⅱ.3.2-1）（三菱重工業、日立製作所の風車：付属資料Ⅲ、参照）。

表Ⅱ.3.2-1 我が国における風車メーカーの洋上風車

メーカー	三菱重工業			日本製鋼所	日立製作所		
	型式	V164-8.0MW*1	MWT167H/7.0	MWT92/2.4	J82-2.0	HWT5.0-126	HWT5.2-127
定格出力(MW)	8	7	2.4	2	5	5.2	2
発電方式	ギアボックス+同期 (永久磁石)	油圧式	誘導(二次巻線型)	同期(永久磁石)	ギアボックス+同期 (永久磁石)	ギアボックス+同期 (永久磁石)	誘導(二次巻線型)
制御方式	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ	ピッチ
ロータ直径(m)	164.0	167.0	92.0	83.0	126.0	127.0	80.0
ブレード全長(m)	80.0	82.0	44.7	40.0	62.0	62.0	39.0
ハブ高さ(m)	105	105(海面上)	80(海面上)	80(海面上)	86(海面上)	90(海面上)	65(海面上)
備考	・Burbo Bank Extension (イギリス) DONG Energy (現Ørsted) 32基設置 (2016)	・福島復興浮体式 洋上ウインドファーム 実証研究事業 (ふくしま新風)	・NEDO洋上風力発電 実証研究 (銚子沖)	・NEDO洋上風力発電 実証研究 (北九州市沖)	・福島復興浮体式 洋上ウインドファーム 実証研究事業 (ふくしま新風)	・実証試験機 (ロータ径が136mの HTW5.2-136もあり)	・ウインドパワーかみ す第1/第2洋上発電所 (計15基) (2010/2013) ・福島復興浮体式洋上 ウインドファーム 実証研究事業 (ふくしま未来)

\*1:V164-8.0MWは、MHI-VESTAS製

2015年度末の国内の風力発電導入量（風車の定格出力：10kW以上）は約311.7万kWであったが、このうち洋上風力発電の導入量は約5.7万kWで、これは全体の1.8%程度である。我が国における既設の洋上風力発電施設の一覧を表Ⅱ.3.2-2に示す（同表には浮体式の導入事例も併記している）。着床式洋上風力発電の施設は、一般海域に設置された千葉県銚子沖を除いて、北海道瀬棚港、山形県酒田港、茨城県鹿島港および福岡県北九州市沖（NEDO実証研究）のいずれも港湾区域に導入されている。風車の最大定格出力は銚子沖の2,400kWであるが、2,000kW風車の設置数が多い。また、最大規模の施設は2013年に設置されたウインド・パワーかみす第2洋上風力発電所の16MW（1.6万kW：2,000kW×8基）で、同じ鹿島港内では同じ系列会社の洋上風力発電施設も含めて、計30MW（3万kW：2,000kW×15基）の導入容量となっている。図Ⅱ.3.2-1～図Ⅱ.3.2-4に、港湾域に設置された主な洋上風力発電施設を示す。



表Ⅱ.3.2-2 我が国における既設の洋上風力発電施設（2017年2月現在）

形式	設置海域	施設の名称	設置年度	施設規模 (MW)	風力発電機メーカー	定格出力 (MW) × 基数	ロータ径 (m)	ハブ高 (m)	水深 (m)	離岸距離 (km)	支持物構造、浮体構造
着床式	北海道瀬棚港	風海鳥	2004	1.2	Vestas	0.6×2	47	40	13	0.7	ドルフィン
	山形県酒田港	JRE酒田風力発電所	2004	10.0	Vestas	2.0×5	80	60	4-5	0.02	ドルフィン
	茨城県鹿島港	ウインド・パワーかみす第1洋上風力発電所	2010	14.0	富士重工業	2.0×7	80	60	3.6	0.04	モノパイル
	茨城県鹿島港	ウインド・パワーかみす第2洋上風力発電所	2013	16.0	日立製作所	2.0×8	80	60	3-3.5	0.04-0.05	モノパイル
	千葉県銚子沖	銚子沖洋上風力発電実証研究施設	2012	2.4	三菱重工業	2.4×1	92	80	12	3.1	重力
	福岡県北九州市沖	北九州市沖洋上風力発電実証研究施設	2012	2.0	日本製鋼所	2.0×1	83	80	14	1.4	重力・ジャケット (ハイブリッド)
浮体式	長崎県五島市崎山沖	崎山2MW浮体式洋上風力発電所「はえんかぜ」	嵯島沖：2013～ 崎山沖：2016～	2.0	日立製作所	2.0×1	80	56		5	ハイブリッドスパー
	福島県沖	浮体式洋上ウインドファーム実証研究施設「ふくしま未来」	2013	2.0	日立製作所 富士重工業	2.0×1	80	65	120	20	コンパクトセミサブ
		浮体式洋上ウインドファーム実証研究施設「ふくしま新風」	2015	7.0	三菱重工業	7.0×1	167	105	120	20	V字型セミサブ
		浮体式洋上ウインドファーム実証研究施設「ふくしま浜風」	2016	5.0	日立製作所	5.0×1	126	86	120	20	アドバンストスパー

港湾は、次の要因により、洋上風力発電設備の導入適地として有望視されている。

- ・港湾は、「海陸の境界という立地特性」を活用して、様々な産業が数多く立地している空間であり、高い電力需要が見込まれるため、電気設備が充実している。
- ・洋上風力発電設備の建設や維持管理に利用される港湾インフラが近接している。
- ・港湾法に基づく港湾管理者が存在し、関係者間の合意形成や占用許可に関する一定の手続き等が整備されていることなどから、海域の管理や利用調整の仕組みが最も整備されている空間と言える。

一方、一般海域では、長期の占用を実現するための統一的なルールが存在しない。風況や面積等を考慮すれば、一般海域のポテンシャルは非常に大きい。一般海域での事業化を促進するため、一般海域の利用ルールの整備について現在関係省庁で対応が検討されている。

**【豆知識Ⅱ.3.2-1a】**

**●港湾における洋上風力発電に係る国土交通省港湾局の動向**

**1.港湾における風力発電について－港湾の管理運営との共生のためのマニュアル－ver.1  
(国土交通省港湾局・環境省地球環境局,2012年6月)**

**【目的】**

- ・港湾の管理運営と整合性のとれた風力発電の導入の円滑化を図り、もって温室効果ガスの排出削減に資すること。そのため、港湾の管理運営と共生を図る導入プロセス等を整理し、全国の港湾を対象とした標準的な手続きとして提示する。

**【マニュアルの利用対象】**

- ・利用者は、港湾管理者および風力発電事業者を想定
- ・港湾区域（水域）における着床式洋上風力発電を主眼に置いているが、港湾管理者の権限が及ぶ陸域の風力発電にも活用可能。
- ・対象事業規模は、複数の風力発電施設による総出力1万kW以上が目安。

**【主な内容】**

- ・風力発電の導入手順
- ・導入検討協議会の役割（適地設定に関する検討支援、公募要件・審査基準の検討支援、選定の際の支援、許認可手続きの円滑化、事業化支援・フォローアップ）
- ・風力発電の適地選定（留意事項例：港湾施設の機能/安全な船舶航行に関する配慮事項、背後地域の経済活動/生活環境/自然環境/景観等への配慮事項、地元水産業との調整事項）
- ・適地の港湾計画等への位置付け（再生可能エネルギー源を利活用する区域：簡易な変更/一部変更/改訂）
- ・風力発電事業の企画提案の公募と選定（総出力1万kW以上の事業規模で長期間占用するケース、選定は港湾の管理運営に必要な条件と地域活性化への貢献提案等により評価）

## 【豆知識Ⅱ.3.2-1b】

### 2.港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン【案】(国土交通省港湾局, 2015年3月) 国土交通省 HP (<http://www.mlit.go.jp/common/001084179.pdf>)

#### 【目的】

✓技術ガイドラインは、港湾管理者による導入適地の設定、適地の港湾計画への位置付け、公募手続きによる事業者の決定、港湾区域の占用許可等の手続きにおいて、洋上風力発電施設等の導入が港湾の開発・利用・保全に支障を与えないように検討・審査を行う際の技術的な判断基準となるよう策定したものである。

#### 【主な内容】

##### ✓総則

ガイドラインの目的、適用範囲、用語の定義

##### ✓港湾計画への位置付け及び占用許可申請の審査事項

- ・港湾計画への位置付け
- ・占用許可申請の審査事項

##### ✓洋上風力発電施設等の計画及び設計

- ・一般：基本的な考え方
- ・調査：調査項目
- ・計画：洋上風力発電施設の配置、船舶交通への配慮
- ・設計：設計手法、船舶交通に配慮した設計にかかわる事項、構造安定に配慮した設計にかかわる事項、海底送電線・通信ケーブル敷設時の留意事項

##### ✓維持管理計画

- ・維持管理計画の策定：維持管理計画書の作成、維持管理結果の報告
- ・維持管理計画の概要：維持管理体制、維持管理項目

##### ✓緊急時対応計画

- ・緊急時対応計画の策定：緊急時対応計画書の作成、緊急時対応結果の報告
- ・緊急時対応計画の概要：関係機関への連絡体制、緊急時における対応手段、緊急時対応訓練の実施



図Ⅱ.3.2-1 風海島（上左図）

北海道瀬棚港（1.2MW;600kW×2基）（瀬棚町 HP :

<http://www.town.setana.lg.jp/archive/setana/kazamidori/kazamidori.htm>）

図Ⅱ.3.2-2 JRE 酒田風力発電所（旧サミットウインドパワー酒田発電所（上中図）

山形県酒田港（10MW;2,000kW×5基、8基中5基が洋上）

（酒田港 HP :

[http://www.mlit.go.jp/kowan/kaihatuka/wind\\_hp/jirei-jpn/sakat.html](http://www.mlit.go.jp/kowan/kaihatuka/wind_hp/jirei-jpn/sakat.html)）

図Ⅱ.3.2-3 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所（上右図）

茨城県鹿島港（14MW;2,000kW×7基）

図Ⅱ.3.2-4 ウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所（下図）

茨城県鹿島港（16MW;2,000kW×8基）

（ウィンド・パワー資料 :

<http://www.komatsuzaki.co.jp/windpower/kamisu2.php>）

本格的な沖合海域における着床式洋上風力発電は、NEDO が 2009 年度から開始した「洋上風況観測システム実証研究」と 2010 年度から開始した「洋上風力発電システム実証研究」で千葉県銚子沖と福岡県北九州市沖に設置した実証研究施設をあげることができる。本実証研究は、洋上風力発電に係る技術開発（設計、施工、維持・管理）、気象・海象特性の解明、環境影響評価手法の確立等を目的として取り組まれており、銚子沖では 2012 年 8 月に観測タワー（海面上 95m；重力式）、同年 10 月に洋上風力発電施設（2,400kW 機；重力式）、北九州市沖では 2012 年 6 月に観測タワー（海面上 85m；ハイブリッド重力式）、2013 年 3 月に洋上風力発電施設（2,000kW 機；ハイブリッド重力式）をそれぞれ設置した（表Ⅱ.3.2-3、図Ⅱ.3.2-5、表Ⅱ.3.2-4、図Ⅱ.3.2-6）。

表Ⅱ.3.2-3 NEDO 洋上風力発電実証研究（銚子沖）の基本情報

項目	銚子沖	
	洋上風況観測タワー	洋上風車
気象・海象特性	台風・うねり	
体制	東京電力	東京電力
	東京大学	
水深	12m	12m
離岸距離	3.1km	3.1km
高さ	100m（タワートップ）	80m（ハブ高さ）
支持物構造物	重力式	重力式
各種性能	三杯風速計：22基	定格出力：2.4MW
	矢羽根風向計：23基	ローター直径：92m
	超音波風向風速計：3基	ギア式風車
	ドップラーライダ：1基 （最大200m上空まで観測可能）	（三菱重工業製） 塩害対策や遠隔監視システム等、 洋上風車仕様
設置年月	2012.8	2012.10
観測・発電開始年月	2013.1	2013.1

注） センサの基数は設置基数を表す。



図Ⅱ.3.2-5 着床式洋上風力発電実証研究施設（銚子沖）

表Ⅱ.3.2-4 NEDO 洋上風力発電実証研究（北九州市沖）の基本情報

項目	北九州市沖	
	洋上風況観測タワー	洋上風車
気象・海象特性	冬期の低気圧（季節変動大）	
体制	電源開発 伊藤忠テクノソリューションズ 港湾空港技術研究所	電源開発
水深	14m	14m
離岸距離	1.4km	1.4km
高さ	85m（タワートップ）	80m（ハブ高さ）
支持物構造物	重力・ジャケットハイブリッド式	重力・ジャケットハイブリッド式
各種性能	三杯風速計：12基	定格出力：2.0MW
	矢羽根風向計：9基	ローター直径：83m
	超音波風向風速計：4基	ギアレス式風車
	ドップラーライダー：1基 （最大200m上空まで観測可能）	（日本製鋼所製） 塩害対策や遠隔監視システム等、洋上風車仕様
設置年月	2012.6	2013.3
観測・発電開始年月	2012.10	2013.6

注） センサの基数は設置基数を表す。



図Ⅱ.3.2-6 着床式洋上風力発電実証研究施設（北九州市沖）

## (2) 今後の展開

着床式洋上風力発電に関しては、民間事業者による港湾を中心とした数多くの導入計画が見られる（表Ⅱ.3.2-5；浮体式の導入計画も併記）。参考までに、日本における主要な既設および計画段階の洋上風力発電施設の配置を図Ⅱ.3.2-7に示す。

我が国では着床式洋上風力発電施設の建設は緒についたばかりで海外に大きく遅れをとっている。導入促進のためには次項に掲げた導入課題以外に、系統連系、法的根拠・所轄官庁の許認可等に係る規制緩和に取り組む必要がある。なお、日本の民間企業による海外の洋上風力発電への取組みとして、「洋上風力発電事業」、「洋上風力発電施設の建設事業」、「洋上風力発電施

設の運搬・設置事業」および「海底送電事業」の事例を豆知識Ⅱ.3.2-2 に示す。

表Ⅱ.3.2-5 我が国における主要な洋上風力発電施設計画の一覧

形式	計画海域	事業名称	施設規模(MW)	定格出力(MW)×基数	ロータ径(m)	ハブ高(m)	水深(m)	離岸距離(km)	支持物構造、浮体構造
着床式	北海道稚内港	—	10	5×2	—	—	20	—	—
	北海道石狩湾新港	(仮称)石狩湾新港洋上風力発電事業	最大104	4×最大26	130	約100	15-22	—	ジャケット式
	青森県むつ小川原港	むつ小川原港洋上風力発電事業	80	2×40	86	78	5-30	0.45-0.65	ケーソン式、ドルフィン式
	青森県つがる市沖	—	7.47	2.49×3	—	—	10-15	1	—
	岩手県洋野町沖	—	200	5×40	—	—	—	—	—
	秋田県八峰能代沖	(仮称)八峰能代沖洋上風力発電事業	最大約180	4~8×最大45	117-150	80-120	30m以浅	1-3	モノパイル式、ジャケット式または重力式
	秋田県能代港	(仮称)能代港洋上風力発電事業	最大88.2	4.2×21	117	89.5	9-19	—	モノパイル式
	秋田県北部	(仮称)秋田県北部洋上風力発電事業	1案:最大396 2案:最大414 3案:最大364 4案:最大455	1案:3.3×最大120 2案:3.45×最大120 3案:4×最大91 4案:5×最大91	1案:112 2案:117 3案:130 4案:127	1案:80-85 2案:80-85 3案:85-95 4案:85-95	7-30	—	—
	秋田県秋田港	(仮称)秋田港洋上風力発電事業	最大54.6	4.2×13	117	89.5	9-30	—	モノパイル式
	秋田県由利本荘市沖	(仮称)秋田県由利本荘市沖洋上風力発電事業	最大1,000	最大9.5×最大140	最大180	最大115	10-40	1	モノパイル式、ジャケット式または重力式
	山形県酒田港	—	15	5×3	—	—	20	—	—
	茨城県鹿島港	鹿島港洋上風力発電事業(北区画)	100	5×20	126	90	10-18	1.2	モノパイル式
	茨城県鹿島港	鹿島港洋上風力発電事業(南区画)	125	5×25	126	90	10-18	1.2	モノパイル式
	兵庫県洲本市五色沖	—	50~100	5×10~20	—	—	—	—	—
	山口県下関市安岡沖	(仮称)安岡沖洋上風力発電事業	最大60	4×最大15	130	87.6	10-23	—	重力式
	福岡県北九州市響灘沖(港湾区域内)	—	200	5×40	—	—	30	—	—
福岡県北九州市響灘沖(一般海域)	—	500	5×100	—	—	—	—	—	
浮体式	福岡県北九州市沖	NEDO 次世代浮体式洋上風力発電システム実証研究(パージ型)	最大7.45	3×1	100	72	56	—	パージ型
		5×1		130	92	—		パージ型	
	長崎県五島市沖	(仮称)五島市沖洋上風力発電事業	22	2.1×8	80	56	100-150	—	ハイブリッドスパー型
		5.2×1		127	89.9				
長崎県五島市黄島沖	—	500	5×100	—	—	—	—	—	

注)情報は、発電事業者、自治体等のHPに公開されている施設計画を抽出した。

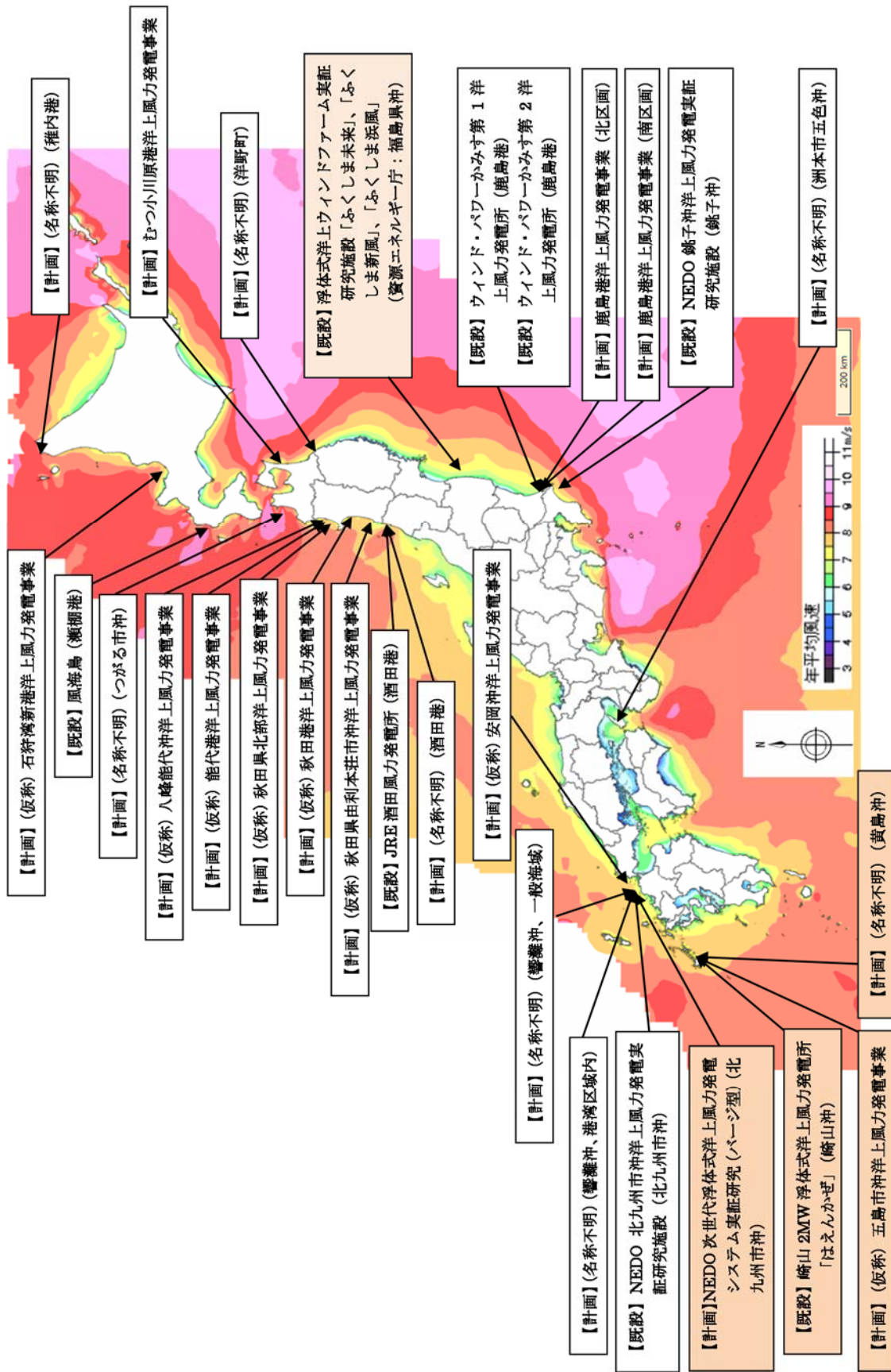


図 II. 3. 2-7 着床式と浮体式洋上風力発電施設の配置図 (既設と計画)

(地図は Neo Wins (洋上風況マップ) を使用 HP : [http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo\\_Webgis/top.html](http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html))



着床式洋上風力発電設備は世界で既に 3,000 基以上建設されているが、浮体式洋上風力発電はこれからの技術であり、日本および諸外国で実証試験が行われている。日本では環境省が長崎県杵島沖で 2010 年度に、経済産業省が委託事業によって福島沖で 2011 年度に実証事業を開始した。

環境省では、長崎県杵島沖に 2MW の浮体式洋上風力発電設備を設置し、2015 年度以降の早期の実用化（民間ベースでの浮体式洋上風力発電の事業化）に向けた実証事業を行った。実証事業は 2015 年度に終了し、発電設備は長崎県杵島沖から五島市崎山沖に移設され、2016 年 4 月より五島市と五島フローティングウィンドパワー合同会社が共同で発電設備の運転を継続している（<http://www.toda.co.jp/news/2016/20160415.html>）。

経済産業省の委託事業では、福島沖で浮体式洋上風力発電設備が 3 基（2MW、5MW、7MW）、浮体サブステーションが 1 基設置されている。世界で初めてとなる浮体式洋上ウィンドファームのノウハウを蓄積し、浮体式洋上風力発電のビジネスモデルの確立を目指した実証研究が行われている（<http://www.fukushima-forward.jp/>）。

また NEDO では、水深 50-100m を対象に、浮体式洋上風力発電システムの低コスト化を実現するため、2014 年度より「次世代浮体式洋上風力発電システム実証研究」を開始した。低コスト次世代浮体式洋上風力発電設備および施工方法の開発・検証、水深 50-100m に適した係留システムの検討、保守管理技術の確立等を目指している。また実証研究の知見や技術動向の調査結果等を反映させた「浮体式洋上風力発電技術ガイドブック（案）」を作成する予定になっている。

日本は海底地形が急深であることから、水深 50m より深い海域面積が広大で、浮体式洋上風力発電のポテンシャルが大きい。これらの実証事業が成果を挙げ、世界に先駆けて浮体式洋上風力発電が商用化に向かうことが期待される。

## 【豆知識Ⅱ.3.2-2】

### ●日本の企業による海外の洋上風力発電への取り組み

#### ①洋上風力発電事業

- ✓丸紅は、2011年に Dong Energy 社(現 Ørsted) (デンマーク)が 100%出資する Gunfleet Sands 洋上風力発電 (英国) の権益 49.9%を取得し、日本企業として初めて海外の洋上風力発電事業に参入した。
- ✓住友商事は、2013年に Parkwind 社 (ベルギー) とベルギー沖洋上風力発電事業に参画することで合意し、2014年9月30日付で Belwind と Northwind の洋上風力発電事業の株式を取得した。また同社等と共同開発中の Nobeleind (165MW) のプロジェクトファイナンス組成を 2015年10月21日に完了し、洋上風力発電所の建設を開始した。
- ✓住友商事は、オーストラリア大手金融機関 Macquarie との間で、イギリスの洋上風力発電事業会社 (Gallop Wind Farm Limited) の株式を間接的に取得する契約を締結し、Gallop Wind Farm 事業に参画することを決定した。

#### ②洋上風力発電所の建設事業

- ✓丸紅は、洋上風力発電所の設計・建設に関して 2014年にプラント大手の Technip 社 (フランス) と提携し、洋上風力発電所の建設事業に参入した (アイルランドの風力発電開発会社がイギリス北部沖の洋上風力発電所の設計・建設の独占交渉権を取得)。

#### ③洋上風力発電施設の運搬・設置事業

- ✓丸紅は、2012年3月に産業革新機構と共同で、イギリスの運搬・設置事業者である Seajacks International 社を買収し、洋上風力発電の特殊船による据付事業に日本企業として本格的に参入した。また 2013年には日本法人「シージャックス・ジャパン」を設立し、アジア市場のマーケティングを開始した。

#### ④海底送電事業

- ✓三菱商事は、2011年11月に豪州系投資銀行 Macquarie Capital 社の英国現地法人が保有する洋上風力発電のイギリスウオルニー1海底送電資産の事業権を取得したのを皮切りに、2013年までにイギリスとドイツの計8箇所の資産を得た。今後、北アメリカ、アジアの海底送電事業も視野に送電系統安定化のための事業展開を図ることとしている。
  - ・英国のインフラ投資会社である Barclays Infrastructure Funds Management 社と共同で、海底送電資産 London Array の事業権を取得した。
  - ・オランダの国営送電事業者 (TenneT Holding 社) が保有するドイツ海底送電資産の事業権のうち、49%を取得することを、TenneT と基本合意した。
  - ・Dong Energy 社 (現 Ørsted) (デンマーク) より、イギリスの洋上風力発電所の海底送電事業を購入した。
  - ・欧州地域における送電資産の更なる効率的な運営を目指し、英国に当社 100%子会社である Diamond Transmission Corporation 社を設立し、同社を欧州送電事業の統括会社と位置付け、欧州地域送電資産を集約することとしている。

### 3.3 洋上風力発電の導入に係る課題

我が国において洋上風力発電の導入拡大を図るための主要な5つの課題を、以下に示す。

- a. 設置海域：国による洋上風力発電占有海域（ゾーニング）の確保が困難なこと。
- b. コスト：発電原価（建設費/運転保守費）が高額、助成制度（補助金/債務保証等）が未整備なこと。
- c. 社会基盤：港湾/建設専用船/系統連系等のインフラが未整備なこと。
- d. 環境影響評価：環境影響評価手法が一部未確立なこと。
- e. 社会受容性：ステークホルダー（利害関係者）との調整が困難なこと。

上記のaについて、イギリス、デンマーク等では、国（イギリスではThe Crown Estate）が洋上風力発電所の設置海域を指定し、民間事業者を公募により募集して決定する施策が講じられている。日本では、港湾法の改正により、港湾区域内等での占用公募制度が創設された。しかし一般海域では、長期の占用を実現するための統一的なルールが存在しない。

bは、再生可能エネルギー全般に共通する課題である。再生可能エネルギーの中でも陸上風力発電の発電原価は比較的安価であるものの、洋上風力発電のそれは陸上風力発電と比較して高額であることから、一層のコスト低減が求められている。なお、再生可能エネルギーの普及のためには市場原理を補う強力な仕組みが必要との考えから、固定価格買取制度（2012.7）が設けられたことは周知のことである。しかし、我が国において洋上風力発電の導入を促進させるには、買取制度と併せて助成制度や船舶・港湾等の社会的資産利用に係る緩和が必要である。

cについては、bにも関連するが、日本ではヨーロッパの国々と異なり、大型クレーン船、自己昇降式作業台船（SEP船）、洋上風力発電所建設のための港湾（埠頭）等、海上作業に係る付帯設備の整備は十分ではなく、価格の高騰を招く一因となっている。また、風況の良好な電力会社管内では空き容量が少ないこと等により、当面、会社間連系線の活用や基幹送電線の新增設が必要である。

dについては、洋上風力発電の導入に伴い、主に水中音、動植物・生態系、景観等への影響が懸念されることから、事前に環境への影響を予測評価し、環境保全措置等を検討する必要がある。2011年11月に環境影響評価法施行令が改正され、2012年10月から風力発電所の設置等の事業が環境影響評価法の対象となった。これに先立ち、2011年6月にとりまとめられた「風力発電施設に係る環境影響評価の基本的考え方に関する検討会報告書」（環境省総合環境政策局）においては、今後の課題として沖合に設置した場合を含む洋上風力発電の取扱いについて適切な対応を検討すべきとされており、環境省において2017年3月に「洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会報告書」を公表し、洋上風力発電所等に係る環境影響評価の項目選定に係る考え方を示している。環境省において、今後必要な技術手法に係る情報収集や必要に応じた技術開発が進められることとなっており、その成果を活用することなどが考えられる。

eは、dにも関連する事項で、発電事業者や自治体等が主体となって協議会を設立するなどして、その中でステークホルダーの意見を吸い上げていくことが必要である。

ここでは、上述した課題からコスト低減と環境影響評価に係る課題を取り上げて、その概要

を取りまとめる。

### (1) コストの低減

洋上風力発電に係る事業費は、建設費 (CAPEX: Capital Expenditure)、運転保守費 (OPEX: Operating Expense) および撤去・解体費 (CAPEX に含むケースがある) に大別され、それぞれいくつかの構成要素から成っている (表 II.3.3-1)。

- ・ 事業費：建設＋運転保守＋撤去・解体の総費用
- ・ 建設費：計画＋設備＋設置工事＋その他の総費用
- ・ 運転保守費：維持管理＋保険等

表 II.3.3-1 事業の構成要素

大分類		構成要素
建設費	計画	調査計画(海底地盤等)/許認可
		設計
		環境影響調査
	設備	風力発電機
		支持構造(基礎)
		電気設備
		洋上変電所
	設置工事	運搬・設置
		電気工事
	その他	保険等
運転保守費		維持管理
		保険等
撤去・解体費		

#### 1) 建設費の検討

Energy Research Group, LLC (2010) は、ヨーロッパにおける 2000-2010 年までに設置された 34 箇所の洋上風力発電所の建設費について整理している。それによれば、平均建設費およびその幅は 360 万 \$/MW (36 万円/kW; レート 100 円/\$) および 190-920 万 \$/MW (19-92 万円/kW) となっている。なお、日本では陸上風力発電所 (20kW 以上) の建設費 (資本費) の平均が 34.2 万円/kW (調達価格等算定委員会, 2016) とされているので、平均値から見ればヨーロッパの洋上風力発電と日本の陸上風力発電所の建設費に大差は認められない。このようにヨーロッパにおける洋上風力発電所の建設費が比較的安価な理由は、導入初期の導入海域が閉鎖性海域で静穏な海域が多いこと、水深が比較的浅く広大な面積を有していること、海洋油田開発等で培われた技術力を有し建設のためにインフラ設備が整っていること等があげられる。また日本の陸上風力発電所の建設費が高いのは、導入地域が山岳部のケースが多いことによっているものと考えられる。

一方、日本における洋上風力発電所の建設費は、洋上風力発電所の調達価格の検討資料に使

用された 2012 年度の NEDO 洋上ウィンドファーム FS (フィージビリティ・スタディ) で行った 4 海域での検討結果および風力発電事業者へのヒアリングの結果から、表 II.3.3-2 のように整理されている。同表には O&M 費も併記している。建設費は風車の定格出力、設置基数、水深や離岸距離、支持構造等によって変動するが、ここで扱われた建設費は 45-79 万円/kW と、陸上風力発電所 (34.2 万円/kW) の 1.3-2.3 倍のコストとなっており、海外の洋上風力発電所の平均建設コストの 1.3-2.2 倍となっている。なお、NEDO 洋上ウィンドファーム FS で行った 4 海域での試算結果は表 II.3.3-3 の通りであり、建設費は 53.5-59 万円/kW となっている。

表 II.3.3-2 洋上風力発電に係る事業費の一覧

ケース	事業費		備考
	建設費 (万円/kW)	O&M費 (万円/kW/年)	
1	45	2.1	事業検討段階にある一部事業者の報告 風車：5MW 平均水深：15m 離岸距離：1-2km 支持構造：モノパイル式
2	54-59	1.5-3.0	比較的条件の良い海域 (NEDO OWF_FS) 風車：2MW 平均水深：13-26m 離岸距離：2-5.5km 支持構造：モノパイル式
3	75、79	2.1、2.3	沖合海域を想定した事業者の報告 風車：3-7MW 平均水深：~20m 離岸距離：~10km 支持構造：重力式、ジャケット式

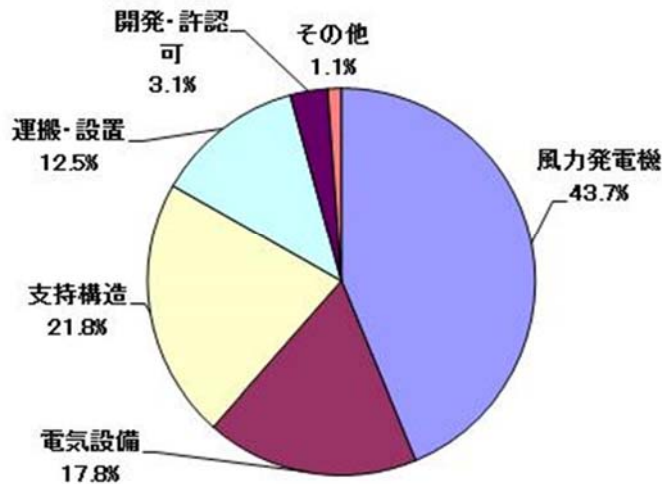
注) 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014a) より作成

表 II.3.3-3 NEDO 洋上ウィンドファーム FS で試算した事業費

サイト名	事業費		備考
	建設費 (万円/kW)	O&M費 (万円/kW/年)	
茨城県鹿島灘沖	53.5	1.7	設備容量：30MW (2MW×15基) 平均離岸距離：2km 平均水深：18m
秋田県秋田市沖	59.3	1.5	設備容量：40MW (2MW×20基) 平均離岸距離：2km 平均水深：16m
岩手県洋野町沖	58	1.6	設備容量：82MW (2MW×41基) 平均離岸距離：2km 平均水深：26m
千葉県旭市沖	59	3.0	設備容量：100MW (2MW×50基) 平均離岸距離：5.5km 平均水深：13m

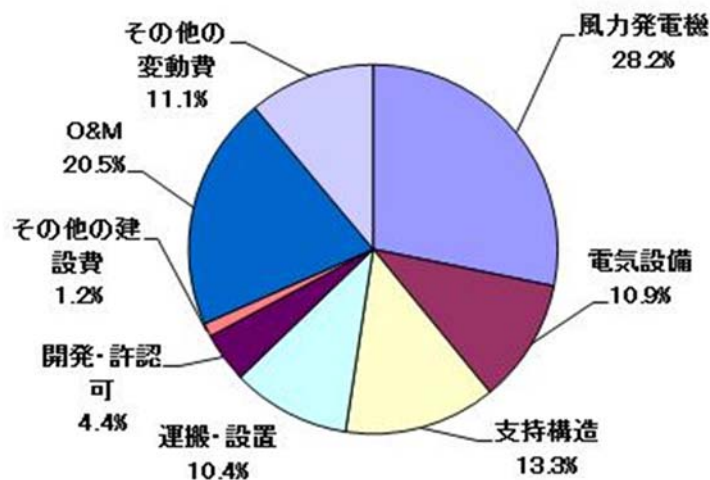
注) 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014b) より作成

海外における洋上風力発電所の建設費の構成比に係るデータ (Musial and Ram,2010) の平均を図Ⅱ.3.3-1 に示す。図示しているように、建設費を構成する主たる要素として、「風力発電機」、「電気設備 (海底ケーブル)」、「支持構造」、「運搬・設置」の各費用があげられる。



図Ⅱ.3.3-1 着床式洋上風力発電施設の建設費の平均構成比 (Musial and Ram, 2010 より作成)

次に、同様に発電原価 (LPC : Levelized Production Cost、LCC : Life Cycle Cost、LCOE : Levelized Cost of Energy) の構成割合に係るデータ (Musial and Ram,2010) の平均を図Ⅱ.3.3-2 に示す。図示しているように、発電原価を構成する主たる要素として「風力発電機」、「電気設備 (海底ケーブル)」、「支持構造」、「運搬・設置」および「O&M (運転保守)」の各費用があげられ、これらの要素について重点的にコストの低減を図る必要がある。Duwind (2001) が陸上風力発電と洋上風力発電の発電原価の構成比を比較した結果からも、同様のことが指摘されている。



図Ⅱ.3.3-2 着床式洋上風力発電施設の発電原価の平均構成比 (Musial and Ram, 2010 より作成)

発電原価に関係する主要な構成要素に関して、そのコスト低減が重要であることは前述の通りである。そのうち、例えば「運搬・設置」と「O&M」について、日本では、ヨーロッパに比較して洋上風力発電設備のストックヤード、積み出し等を行う港湾の整備が遅れていることや、大型 SEP、アクセス船等の専用船が不十分である等、インフラ整備が完備されていないことから、高コストになることは否めない。社会基盤の整備が待たれるところである。

図 II.3.3-3 は、ヨーロッパの洋上風力発電所の建設コスト（初期費用）と離岸距離あるいは水深の関係を表したものである。建設コストは、風力開発サイトが沿岸から離れ水深の深い海域になるとコスト高になる傾向が見られるが、一方で岸から離れることにより好風況が期待できることから、発電原価の低減につながる可能性もある。

イギリスの Round3 の海域、またドイツの主たる洋上風力開発サイトである排他的経済水域（EEZ）は、水深の深い沖合海域に設定されているので、コストの上昇が見込まれる。そのため、II.3.1 項の「世界の洋上風力発電」の「(2)今後の展開」で記しているように、イギリス政府は「再生可能エネルギーロードマップ（2011年）」で洋上風力発電所の発電原価を 2020 年までに 100 円/MWh（13 円/kWh, 130 円/円）に下げる必要があるとした。その対策として、「技術革新の加速」と「サプライチェーンを構築し、供給のボトルネックを解消するとともに競争の推進」を掲げている。

日本の海底地形には勾配が急であるという特徴があるため、洋上風力発電施設は水深の深い海域に計画されるケースも多いと考えられ、その場合、建設コストが高くなることも十分に推察される。

また、菊地・石原（2014）は、エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウィンドファームの事業性の評価結果から、港湾や建造船の整備とともに、風車の大型化、支持構造物の最適化、維持管理費の低減等のコスト削減が必要であることを指摘している。

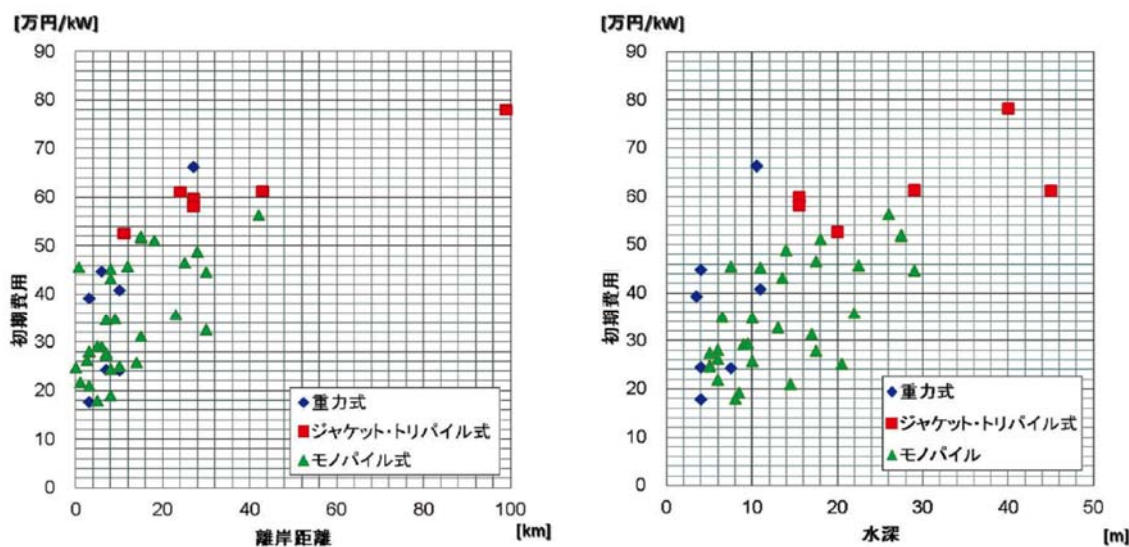


図 II.3.3-3 ヨーロッパにおける洋上風力の初期費用と離岸距離の関係（左図）および初期費用と水深の関係（右図）（NEDO 編, 2014）

## 2) 運転保守費の検討

運転保守費（O&M 費）について、Rademakers *et al.*（2009）は風車の故障発生確率に基づくモンテカルロ法により推定している。このようなシミュレーションによる推計や実績から、着床式洋上風力発電所の O&M 費は LPC、LCC、LCOE 等の 20-30%に達すると言われ（Perkins and Everett,2011）、図Ⅱ.3.3-2 に示した O&M 費の割合はその下限値に相当する割合になっている。海外における O&M 費に関する実績データは、Faulstich *et al.*（2011）により取りまとめられている（表Ⅱ.3.3-4）。表に示しているように、O&M 費と施設の規模、水深、離岸距離との明確な関連性は認められない。ここで記載されている全データの平均値（76.5€/kW/年）と幅（34.2-147.4€/kW/年）を直近（2016 年 11 月上旬）の為替レート（115 円/€）で日本円に換算すると、約 8,800 円/kW/年（約 3,930-16,950 円/kW/年）となる。

表Ⅱ.3.3-4 主要な着床式洋上風力発電のコストの一覧（Faulstich, *et al.*, 2011 より作成）

国名	ウィンドファーム名	設置年	総出力(MW)	水深(m)	離岸距離(km)	投資金額		O&M費
						(百万€)	(€/kW)	(€/kW・年)
イギリス	North Hoyle	2003	60	5-12	3-10	120	1,992	64.7
	Scoroby Sand	2004	60	2-10	2.5	107	1,783	34.2
	Kentish Flats	2005	90	5	8.5	156	1,733	36.4
	Barrow	2006	90	21-23	7	181	2,011	63.5
デンマーク	Middelgrunden	2001	40	2-6	2	49.2	1,230	38.6
	Rødsand II	2010	207	6-12	23	390	1,883	91.2
	Generic	—	—	—	—	—	2,850	77.5
オランダ	Prinses Amalia	2008	120	19-24	23	398	3,315	147.4
	Generic	—	—	—	—	—	3,000	90.1
ドイツ	Alpha Ventus	2010	60	30	43	194	3,230	122.1
平均			90.9	12.6	13.6	199.4	2,303	76.5

一方、前述の表Ⅱ.3.3-2 に示しているように、日本での O&M 費は 22,000 円/kW/年（15,000-30,000 円/kW/年）と推定されており、海外の O&M 費と比べて割高になっている。実際、我が国では洋上風力発電の O&M に関する実績がほとんどないことに加えて、オランダで開発されたアンペルマンのような特殊な O&M 用の作業員搬送システムも保有していないこと等からも、O&M 費が高くなることは想定できる。

## 3) まとめ

以上、日本では着床式洋上風力発電所の建設費が陸上風力発電所と比較して 1.5-2.6 倍となっていることから分かるように、洋上風力発電の導入普及を推進するためには、特に「風力発電機」、「電気設備（海底ケーブル）」、「支持構造」、「運搬・設置」および「O&M」のコストの低減が重要である。それには建設専用船・港湾等のインフラ整備も含めて具体的な対策を検討する必要がある。

Carbon Trust（2018）は、コスト削減には政策と技術革新の両方が必要であり、「有効な政策



が実施されれば、市場は官民両セクターの研究開発と技術最適化のための投資に刺激を与え、サプライチェーンの能力と規模が拡大し、金融機関（貸し手と保険業者）と投資家（通常は事業開発業者）にとってのリスクが低減されることで、技術の進歩を促すことができる。」と述べている。

コスト削減のために技術革新が進むには、研究開発が必要である。研究開発には技術プッシュ型（研究者が主導、研究センター型）と市場プル型（事業者が主導、商業化ベース）がある。新技術の初期段階では技術プッシュ型アプローチが好まれ、やがて市場プル型アプローチに移行する。日本で市場プル型の研究開発にインセンティブを与えるため、Carbon Trust（2018）は将来の研究開発の舵取りに当たって事業開発業者と金融機関を関与させるべきであると述べている。

日本で技術プッシュ型の研究開発を行っていく上で、イギリスで行われている洋上風力発電推進プロジェクト（Offshore Wind Accelerator : OWA）が参考になる。OWAはCarbon Trustとイギリス政府エネルギー・気候変動省により発足した100億円規模のプロジェクトである。9社の洋上風力発電事業者が参加しており、資金は事業者が2/3、気候変動省とスコットランド政府が1/3を拠出している。5つの技術ワーキンググループ（アクセス装置、ケーブル敷設、電気システム、基礎、風況およびウエイクの影響）から成り、商用化間近の技術の研究開発を資金面で支援する。事業者が資金を提供しているため、支援は事業者のニーズに合致したコスト削減に資する技術に行われている。このプロジェクトにより浮体式ライダや高い有義波高でも洋上風力発電所にアクセスできるアクセス船、着床式向けのフリーハンギングのケーブルなどが開発されており、既に15%の平均発電コストの削減が見込まれている。このように事業者の視点から研究開発を行うことで、技術プッシュ型の研究開発が実現できる。なお、OWAの詳細は、Carbon TrustのHP（<https://www.carbontrust.com/our-clients/o/offshore-wind-accelerator/>）に記載されている。

### 【豆知識Ⅱ.3.3-1】

#### ●日本における洋上風力発電のコスト増の要因

（資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 洋上風力の調達価格に係る研究会 取りまとめ報告書（2014年））

- ・ 事前調査段階：洋上の占有に係る利害関係者（漁業や航行関係者等）との調整、各種手続き（環境アセスメント等）
- ・ 設計段階から設置段階：大型洋上風車や基礎の製作・施工における港湾インフラや船舶、重機の利用限界
- ・ 設置段階：完工保証、遅延リスク
- ・ 設置段階から運転保守段階：保険、金融
- ・ 運転保守段階：ウエイク影響、保守点検（メンテナンス船の確保等）
- ・ 建替えや撤去段階：撤去費用

## (2) 環境影響評価手法の確立

2011年11月に環境影響評価法施行令が改正され、2012年10月から風力発電所の設置等の事業が環境影響評価法の対象となった。環境と調和した円滑な洋上風力発電の導入促進を図るため、環境省において2017年3月に「洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会報告書」を公表し、洋上風力発電所等に係る環境影響評価の項目選定に係る考え方を示している。また、今後環境省において必要な技術手法に係る情報収集や必要に応じた技術開発が進められることとなっており、その成果を活用することなどが考えられる。また、NEDOにおいては、環境影響評価手法の確立のための基礎資料づくりが、2009年度から「洋上風況観測システム実証研究」の研究テーマの一環として行われている。

発電所アセス省令の別表五等で取り上げられている参考項目を表Ⅱ.3.3-5に示す。環境影響評価法に基づく基本的事項に示すように、環境影響評価の項目および手法の選定にあたっては、参考項目を勘案しつつ、事業特性および地域特性を踏まえ、簡略化や重点化を図ることが重要である。

表Ⅱ.3.3-5 環境影響評価に係る参考項目の一覧

環境要素の区分			影響要因の区分		環境影響評価法(風力発電)				
					工事の実施			土地又は工作物の存在及び供用	
					工事事務等 の運搬出入	建設機械 の稼働	造成等施工等 による 一時的な影響	地形改変及び 施設の存在	施設の稼働
環境要素の区分 を環境の自然構成要素の良好な状態の保持を目的として、調査・予測及び評価すべき環境要素	大気環境	大気質	窒素酸化物	*	*				
			粉じん等	*	*				
		騒音・超低周波音	騒音	*	*			*	
			超低周波音	*	*			*	
	水環境	振動	振動	*	*				
		水質	水の濁り		*	*			
	その他の環境	底質	有害物質		*				
		地形及び地質	重要な地形及び地質				*		
	その他	その他	風車の影					*	
		動物	重要な種及び注目すべき生息地(海域に生息するものを除く。)			*		*	
生態系	植物	海域に生息する動物			*	*			
		重要な種及び重要な群落(海域に生育するものを除く。)			*	*			
	生態系	海域に生育する植物			*	*			
		地域を特徴づける生態系			*		*		
景観	景観	主要な眺望点及び観光資源並びに主要な眺望景観				*			
	人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	*			*			
環境要素	廃棄物等	産業廃棄物			*				
		残土			*				
環境要素	放射線の量	放射線の量			*				

注) \*: 発電所アセス省令の別表五等で取り上げられている参考項目と影響要因の区分付け

【豆知識Ⅱ.3.3-2】

●洋上風力発電所等に係る環境影響評価の項目に係る考え方の概要

- ✓ 沖合に設置される場合を含む洋上風力発電の取扱いについて、環境省では、2015年度から洋上風力発電所に特有の特性に着目して、環境影響評価の項目に係る選定の考え方等についての検討を行った。
- ✓ 洋上風力発電所の環境影響評価において、その事業特性や地域特性に応じた評価項目の選定がなされる必要があるため、陸上風力発電所と洋上風力発電所の事業特性等の違い等を踏まえて、洋上風力発電所に関して評価項目の選定を行う際の参考となるよう、その考え方を整理した（表1参照）。
- ✓ なお、洋上風力発電所の評価項目の選定の考え方を整理するに当たって、一般的な事業内容も併せて整理を行っており、事業内容がこれらと異なる場合には、個別事業の状況に応じた検討が必要であることに留意が必要である。
- ✓ また、陸域で行われる工事や資材等の搬入等に伴う環境影響や「産業廃棄物」、「残土」、「放射性物質」などについては、陸域で設置される風力発電所等と同様に取り扱うことが可能であると考えられるため、今回の整理の対象とはしていない。

表1 洋上風力発電所（沿岸・沖合）における評価項目の選定の考え方（着床式の場合）※  
（洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会, 2017）

環境要素の区分			影響要因の区分						土地又は工作物の存在及び供用			
			工事用資材等の搬出入		建設機械の稼働		造成等の施工による一時的な影響		地形改変及び施設存在		施設の稼働	
			沿岸	沖合	沿岸	沖合	沿岸	沖合	沿岸	沖合	沿岸	沖合
大気環境	大気質	窒素酸化物	◆	◆	★	◆						
		粉じん等	—	—	—	—						
	騒音及び超低周波音	騒音及び超低周波音	◆	◆	★	◆				◇	◆	
		振動	—	—	★	◆						
水環境	水質					◇	◆					
	底質			◇	◆							
	その他	流向・流速							◇	◆		
		水中音			◇	◇					◇	◇
その他の環境	地形及び地質							★	★			
	重要な地形及び地質											
	その他									★	◆	
動物	重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く）											
	重要な種及び注目すべき生息地、海域に生息する動物											
植物	重要な種及び重要な群落、海域に生育する植物											
生態系	地域を特徴づける生態系											
景観	主要な眺望点及び景観資源並びに主要な眺望景観							◇	★			
人と自然との触れ合いの活動の場	主要な人と自然との触れ合いの活動の場	★	◆					★	◆	★		
廃棄物等	産業廃棄物 ※											
	残土 ※											
一般環境中の放射性物質	放射線の量 ※											

表2参照

■：発電所アセス省令における参考項目。なお、参考項目となっていないが、本検討会における議論を踏まえて、評価項目の選定に係る考え方の整理の対象とした項目がある。

◆：表10、11にまとめた洋上風力発電所の設置等に係る一般的な事業内容と同様の場合、選定しないことが考えられる評価項目

★：表10、11にまとめた洋上風力発電所の設置等に係る一般的な事業内容と同様の場合、一定の条件が満たされた場合は選定しないことが考えられる評価項目

◇：表10、11にまとめた洋上風力発電所の設置等に係る一般的な事業内容と同様の場合、選定することが考えられる項目

—：洋上風力発電所の設置等の事業において、そもそも生じることが想定されない項目

注：「発電所に係る環境影響評価の手引き」においては、浚渫作業に伴う環境影響は「建設機械の稼働」、掘削作業に伴う水の濁りの発生は「造成等の施工に伴う一時的な影響」とされているが、いずれの工種においても造成等の施工に伴って生じる環境影響と考え、ここでは工事に伴う種々の影響について「造成等の施工による一時的な影響」として整理した。

※：陸域で行われる工事や資材等の搬入等に伴う環境影響や「廃棄物等」及び「一般環境中の放射性物質」に関しては、陸域で設置される風力発電所や従来の臨海部の事業の場合と同様に取り扱うことが可能であることから本報告書における整理の対象とはしていない。

【豆知識Ⅱ.3.3-2 続き】

表2 動物・植物・生態系の細区分ごとの評価項目の選定の考え方（着床式の場合）  
（洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会, 2017）

影響要因の区分 環境要素の区分			工事の実施						土地又は工作物の存在及び供用			
			工事中用資材等の搬出入		建設機械の稼働*		造成等の施工による一時的な影響		地形変化及び施設の存在		施設の稼働	
			沿岸	沖合	沿岸	沖合	沿岸	沖合	沿岸	沖合	沿岸	沖合
動物	重要な種及び注目すべき生息地（海域に生息するものを除く）	コウモリ類					—	—	◇	◇	◇	◇
		鳥類					★	★	◇	◇	◇	◇
	海域に生息する動物	海生哺乳類、海生爬虫類（ウミガメ類）					◇	◇	◇	◇	◇	◇
		魚等の遊泳動物					◇	◇	◇	◇	◇	◇
		底生生物					◇	◇	◇	◇		
		魚卵・稚仔、動物プランクトン					★	★	★	★		
		潮間帯生物					◇	◆	◇	◆		
		藻場、干潟、サンゴ群集					◇	◆	◇	◆		
植物	海域に生育する植物	海藻草類					◇	◆	◇	◆		
		植物プランクトン					★	★	★	★		
		潮間帯生物					◇	◆	◇	◆		
		藻場、干潟、サンゴ群集					◇	◆	◇	◆		
生態系	地域を特徴づける生態系											

- ：発電所アセス省令における参考項目。なお、参考項目となっていないが、本検討会における議論を踏まえて、評価項目の選定に係る考え方の整理の対象とした項目がある。
  - ◆：表10、11にまとめた洋上風力発電所の設置等に係る一般的な事業内容と同様の場合、選定しないでよいと考えられる評価項目
  - ★：表10、11にまとめた洋上風力発電所の設置等に係る一般的な事業内容と同様の場合、一定の条件が満たされた場合は選定しないでよいと考えられる評価項目
  - ◇：表10、11にまとめた洋上風力発電所の設置等に係る一般的な事業内容と同様の場合、選定することが適当と考えられる項目
  - ：洋上風力発電所の設置等の事業において、そもそも生じることが想定されない項目
  - \*：「発電所に係る環境影響評価の手引き」においては、浚渫作業に伴う環境影響は「建設機械の稼働」、掘削作業に伴う水の濁りの発生は「造成等の施工に伴う一時的な影響」とされているが、いずれの工種においても造成等の施工に伴って生じる環境影響と考え、ここでは工事に伴う種々の影響について「造成等の施工による一時的な影響」として整理した。
- 注：海域の生態系は、基礎的な知見や調査、予測・評価手法の知見が限られているため、引き続き国内外の事例等の情報収集や知見の蓄積を進める必要がある。

洋上風力発電に関する環境影響評価については、海外で数多くの事例がある。ここで国別に環境影響評価に係る参考項目を比較してみると（表Ⅱ.3.3-6）、各国共通の主要な参考項目は、生物では「底生生物」、「魚介類」、「海棲哺乳類」、「鳥類」、「海草・海藻」となっており、社会環境では「景観」となっている。もっともこれらの項目の重要度は、地域により変わり得るものである。なお、環境影響評価以外にも合意形成の観点からは、海外の洋上風力発電の計画時においても見られる、いわゆる NIMBY (Not-In-My-Backyard) 問題があるが、より直接的な問題として漁業者、海運業者等のステークホルダー（利害関係者）と呼ばれる人達への対応がある。風力発電事業者には、これら自然環境、社会環境への影響を予測・評価するとともに、地域とのコミュニケーションを図り、積極的に社会貢献を果たすことが求められている。

表Ⅱ.3.3-6 洋上風力発電の環境影響評価に係る国別参考項目の比較表

国名		ドイツ	フランス	イギリス	デンマーク	オランダ	アメリカ	カナダ	中国	
自然環境	物理・化学	大気質	○	○	—	○	○	○	○	
		騒音(陸域)	—	○	○	—	○	—	○	
		海潮流	○	○	○	○	○	○	○	
		波浪	—	—	—	—	○	—	○	
		水質	○	○	△	○	○	○	○	
		海底地形・地質	○	○	○	○	○	○	○	
	生物	動物	電磁波	—	—	○	○	○	○	—
			動物プランクトン	—	○*	—*	—	—	—*	—*
			底生生物	○	○	○	○	○	○	○
			魚介類	○	○	○	○	○	○	○
			海棲哺乳類	○	○	△	○	○	△	○
		鳥類	○	○	○	○	○	○	○	
		植物	植物プランクトン	—	○*	—*	—	—	—*	—*
			海草・海藻	—	○	○	○	○	○	○
生態系	○	—	○	—	—	—	○	○		
社会環境	漁業	—	○	○	○	○	○	○		
	景観	○	○	○	○	○	○	○		
	観光・レクリエーション資源	○	○	○	○	○	○	—		
	社会受容	—	○	○	○	○	○	○		
	海上交通	—	○	○	○	○	○	○		
	電波障害	—	—	○	—	○	○	○		
廃棄物	—	—	○	—	—	—	○			

凡例 ○：調査項目（参考項目）、△：洋上風力発電の個々の環境影響評価(プロジェクト)によって実施・未実施のある調査項目、—：未実施項目、○\*：プランクトン調査は特に重要と思われる理由があれば実施する(フランス)、—\*：プランクトン調査は文献(データ)による(イギリス,アメリカ,カナダ)、無印：不明

出典 【洋上風力発電の参考項目】

■ドイツ：Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie(2008) Offshore Windenergy in tjr German EEZ-the authority's perspective、BHS(2007)Standard Investigation of the impacts of offshore wind turbines on the marine environment(STUK3)

■フランス：Ministere de l'Ecologie, de l'Ecologie, du Developpement durable et de la Mer(2010) Guide de l'etude d'impact sur l'environnement des parcs eoliens

■イギリス：Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science(CEFAS) on behalf of the Marine Consents and Environment Unit(MCEU)(2004) Offshore Wind Farms/Guidance Note for Environmental Impact Assessment in Respect of FEPA and CPA Requirements、London Array Limited(2005) Environmental Statement Vol.2 Onshore/Works Non-Technical Summary、Centrica energy(2009) Race Bank Offshore Wind Farm Environmental Statement Non-Technical Summary

■デンマーク：Dong Energy(2006) Horns Rev2 Offshore Wind Farm Environmental Impact Assessment summary of the EIA-Report、Marine Management Organisation(2012) Evidence summary Installation and operation of Dudgeon Offshore Wind Farm 34480/090612

■オランダ：NoordzeeWind(2008) Offshore Windfarm Egmond aan Zee General report OWEZ\_R\_141\_20080215、NoordzeeWind(2006) Baseline data on harbour seals, Phocavitulina, in relation to the intended wind farm site OWEZ, in the Netherlands、Bureau Waardenburg bv(2009) Development of underwater flora- and fauna communities on hard substrates of the offshore wind farm Egmond aan Zee(OWEZ)

■アメリカ：Minerals Management Service(2009) Cape Wind Energy Project. Final Environmental Impact Statements. Herndon, VA

■カナダ：NaiKun Wind Development Inc(2010) NaiKun Offshore Wind Energy Project Environmental Assessment Certificate #E09-04

■中国：HK Offshore Wind Limited(2006) Hong Kong Offshore Wind Farm in Southeastern Waters Project Profile

### 【豆知識Ⅱ.3.3-3a】

#### ●イギリスにおける洋上風力開発と漁業対策（奈良（2012）より作成）

洋上風力開発に係る漁業補償のあり方に関するガイドライン（案）が策定された。

##### ✓イギリスの漁業の実態

- ・漁業従事者 12,729 人、漁船数 6,763 隻、漁獲量 60 万 t、水揚高 6.5 億 £（845 億円、130 円/£）で、ヨーロッパではノルウェー（漁獲量 2.33 万 t）、アイスランド（同 131 万 t）、スペイン（同 92 万 t）、デンマーク（同 69 万 t）に次いで漁業の盛んな国である（2007 年の統計値）。
- ・主な漁獲魚種はサバ類（16 万 t）、タラ類（7 万 t）、ニシン（6.7 万 t）、ホタテガイ（4.5 万 t）、エビ類（3.9 万 t）、カニ類（2.9 万 t）、イワシ類（2.3 万 t）、アジ類（1.7 万 t）等である。
- ・大型船（船長 10m 以上の主にトロール漁船）の操業海域は 6 海里以遠、条件によっては 12 海里以遠に定められ、操業域に関する小型漁船（漁船の 8 割の数）の制限はない。

##### ✓洋上風力が漁業に与える影響

- ・立ち入り禁止：法令により施設の周囲 50m 内への立ち入りが禁止されているが（風車間の距離は初期のウィンドファームで 350-400m、最近では大型化を反映して 500-800m）、潮の流れや風の影響、特に強風時には風車ブレードの回転速度上昇に伴う危険域の拡大、漁船の風下側への漂流等により、実際には漁ができない状況が発生する。
- ・迂回：遠洋漁業に出航する大型船舶の場合、風車タワー周囲の立ち入り規制により迂回をする必要がある。
- ・底曳網の利用制限：海底ケーブル、ジョイントケーブルの敷設により底曳網の曳網が制限される。
- ・海底掘削や海底ケーブル敷設で魚類の移動や魚種の交代が起こる可能性がある。
- ・海底掘削等の地形変化により漁業者の知識（知的所有権）が侵害される可能性がある。
- ・風力サイト内での操業規制により漁獲可能海域に漁船が集中し、これまで利用していた漁業者の漁獲量が減少する可能性がある。また、サイト内での操業規制により小型船の漁業者にとって沿岸の定置網の漁獲が増大する等のプラス面のケースの報告がある。

##### ✓漁業対策費用

- ・イギリスにおいて貝類の養殖域は、国の認可する排他的漁業権が存在するが（ただし、5-10 年で消滅する時限的な権利）、一般には船の規模や網の種類によって規制はあるものの、基本的には場所を問わず漁業が可能である。そのため、これまで漁業補償や漁業対策は大きな問題とならず、当事者間の話し合いで決められていた。
- ・漁業補償には金銭補償と影響緩和措置があるが、ガイドラインでは補償のあり方は影響緩和措置（特定の措置を講じて影響を最小化・相殺する措置を言う）を推奨している。

##### ✓漁業対策（影響緩和措置）

- ・26 種類の対策が取り上げられ、「洋上風力開発の設計段階での措置」、「魚類の繁殖サポート」、「漁業活動のサポート」および「新たな事業の構築」に分類される。
- ・ガイドライン（案）では対策の実効可能性について、研究機関や関係者との協議等を通してさらに評価することが必要としている。

##### 影響緩和措置の具体例

- ・海洋生物保護区域の風力開発サイトとしての利用
- ・風車配置の最適化
- ・魚礁機能を持たせた支持構造物の検討
- ・魚介類の増養殖
- ・海洋調査の実施と漁業者への情報提供
- ・迂回が必要な船舶への燃料代補助
- ・魚類廃棄物の再資源化（バイオ燃料工場の建設）
- ・市場開拓等の情報提供 等

**【豆知識Ⅱ.3.3-3b】**

●フランスの漁業者に対する取組み

・洋上風力発電事業者に対する税金（12,879€/MW/年;約 148 万円/MW/年）を配分。

35%：影響を被った漁業者への支払い（4,507€/MW/年;約 52 万円/MW/年）

50%：市町村（海岸から洋上風力発電施設が視認できる地域）への支払い  
（6,440€/MW/年;約 74 万円/MW/年）

15%：地方自治体への支払い（1,932€/MW/年;約 22 万円/MW/年）

※115 円/€

#### 4 参考文献

- BINE Informationsdienst, Siegfried Heier (2016) : Nutzung der Windenergie, 7. überarbeitete Auflage.
- Broehl, J. (2010) : Wave of offshore hope fights against the odds. Wind Power Monthly, Dec., 2010, 58-60.
- BSH (Federal Maritime and Hydrographic Agency) HP  
[http://www.bsh.de/en/Marine\\_uses/Industry/Wind\\_farms/index.jsp](http://www.bsh.de/en/Marine_uses/Industry/Wind_farms/index.jsp), アクセス 2017 年 2 月 27 日.
- BTM Consult (2010) : International Wind Energy Development, Offshore Report 2010.
- BTM Consult (2012) : International Wind Energy Development, Offshore Report 2013.
- Burger, A. (2014) : DOE 54-GWs of Untapped Offshore Wind Power, TriplePundit.  
<http://www.triplepundit.com/2014/10/doe-54-gws-offshore-wind-power-waiting-tapped/>, アクセス 2014 年 12 月 30 日.
- Carbon Trust (2018) : Offshore Wind Cost Reduction in Japan Learnings from Europe to deliver cost reduction (日本の洋上風力発電コスト削減 欧州の事例に学ぶコスト削減達成策) .
- 千代田デイムス・アンド・ムーア (2000a) : 平成 11 年度 ニューサンシャイン計画 離島用風力発電システム等技術開発 (離島地域等における洋上風力発電新技術開発に係る予備的検討調査) 報告書.NEDO 委託調査.
- 千代田デイムス・アンド・ムーア (2000b) : 平成 11 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査 (我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査) 報告書.資源エネルギー庁 委託調査.
- 調達価格等算定委員会 (2012) : 平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見.平成 24 年 4 月 27 日, [http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/report\\_001\\_01\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_001_01_00.pdf), アクセス 2014 年 12 月 30 日.
- 調達価格等算定委員会 (2014) : 平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見.平成 26 年 3 月 7 日, [http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/report\\_003\\_01\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_003_01_00.pdf), アクセス 2014 年 12 月 30 日.
- 調達価格等算定委員会 (2016) : 平成 29 年度以降の調達価格等に関する意見.平成 28 年 12 月 13 日, [http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20161219002\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20161219002_01.pdf), アクセス 2017 年 2 月 7 日.
- Deutsche WindGuard (2016) : Status of Offshore Wind Energy Development in Germany, 2015.[http://www.windguard.com/\\_Resources/Persistent/7dd86b6ac530485cccd621808d0736378d6b601b/Factsheet-Status-Offshore-Wind-Energy-Development-in-Germany-Year-2015.pdf](http://www.windguard.com/_Resources/Persistent/7dd86b6ac530485cccd621808d0736378d6b601b/Factsheet-Status-Offshore-Wind-Energy-Development-in-Germany-Year-2015.pdf), アクセス 2017 年 2 月 7 日.
- Dolan, D. (2004) : MMI Eng. At Deepwater Wind Energy Workshop, Washington D.C., PPT.
- DS472 Danish Standard (1992) : DS472-Loads and Safety of Wind Turbine Construction, 1<sup>st</sup> edition May 1992, English translated by NEL.



- Duwind (2001) : Offshore Wind Energy Ready to Power a Suitable Europe Final report.NNE5-1999-562.
- Energy Research Group, LLC (2010) : Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf. BOEMRE (The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement) .
- EWEA (2009) : Europe Offshore Wind Farm Projects.
- EWEA (2014) : Wind energy scenarios for 2020.  
<http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf>,アクセス 2014 年 12 月 21 日.  
[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind\\_2013\\_Roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf), アクセス 2014 年 12 月 21 日.
- EWEA (2015) : The European offshore wind industry-key trends and statistics 2014  
<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2014.pdf>,アクセス 2017 年 2 月 21 日.
- Faulstich, S., P. Kuhn, P. Lyding and S. Pfaffel (2011) : Offshore Wind Energy Deployment. It's the cost that counts.PO47, EWEA Offshore 2011.
- Frandsen, S. and C. J. Christensen (1994) : Vindeby offshore wind farm-fatigue loads. Contributions from the Department of Meteorology and Wind Energy to the EWEC94 Conference in Thessaloniki, Greece. Larsen Gunner C. (ed.) , Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark,107-111.
- GWEC (2016a) : Wind Power to dominate power sector growth. Global Wind Energy Outlook 2016. <http://www.gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/global-wind-energy-outlook-2016/>,アクセス 2016 年 10 月 28 日.
- GWEC (2016b) : Global Wind Report Annual Market Update 2015. [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report\\_April-2016\\_22\\_04.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf), アクセス 2016 年 10 月 30 日.
- Henderson A. R., D. Witcher and C. A. Morgan (2009) : Floating Support Structures Enabling New Markets for Offshore Wind Energy. European Wind Energy Conference 2009, Marseille, France.1-12.
- Hoboham, J., L.Krampe, F. Peter, A. Gerken, P. Heinrich and M. Richer (2013) : Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power. FICHTNER/PROGNOS.
- IEC 61400-3 Ed.1.0, Wind Turbines – Part 3 : Design Requirements for Offshore Wind Turbines, to be published in 2009-02.
- IEC 88/379/NP : Standard for Floating Offshore Wind turbines, to be published in 2009-02.
- 伊藤葉子 (2013) : 洋上風力発電の促進に向けた政策基盤整備 : 英国の取組と今後の課題.IEEJ,2013.5,1-39. [eneken.ieej.or.jp/data/4885.pdf](http://eneken.ieej.or.jp/data/4885.pdf),アクセス 2015 年 1 月 1 日.
- 石原孟 (2010) : 洋上風力発電の現状とその技術開発. 洋上風力発電技術の現状と将来展望.土木学会 平成 22 年度全国大会,研究討論会 研-08 資料,3-10.
- 石原孟 (2011) : 浮体式洋上風力発電の歴史、現状と将来展望.洋上風力発電ワークショップ 2,

一般財団法人日本海事協会.2-2.3.

- ・石原孟（2013）：洋上風力発電の新しい展開.OHM（2013.1）,21-25.
- ・伊藤忠テクノソリューションズ（2011）：平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査（風力エネルギーの導入可能量に関する調査）報告書.資源エネルギー庁委託調査.
- ・伊藤葉子（2013）：洋上風力発電の促進に向けた政策基盤整備：英国の取組と今後の課題.日本経済エネルギー研究所（IEEJ）HP, <http://eneken.ieej.or.jp/data/4885.pdf>,アクセス 2016 年 10 月 29 日.
- ・鎌田智、高橋大祐（2016）：洋上風力発電の海域占用・合意形成における法的課題とその克服に向けた取組み.環境管理,2016 年 6 月号,26-32.
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2010）：平成 21 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書.
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2016）：平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備調査報告書.
- ・環境省総合環境政策局（2011）：風力発電施設に係る環境影響評価の基本的考え方に関する検討会報告書. 付属資料.
- ・菊地由佳、石原 孟（2014）：エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウィンドファーム建設費の評価と実データによる検証.日本風力エネルギー学会論文集,38（2）,36-43.
- ・Kim, HG.（2009）：Onshore/Offshore Wind Resource Potential of South Korea. Proceedings. [ewea.org/ewec2009/allfiles2.30\\_EWEC2009](http://ewea.org/ewec2009/allfiles2.30_EWEC2009).
- ・国土交通省港湾局（2016）：港湾における洋上風力発電の占用公募制度の運用指針 Ver.1.
- ・KPMG（2010）：Offshore Wind in Europe 2010 Market Report.
- ・Krohn, S.（1998）：Offshore wind energy. Full speed ahead. Danish Wind Turbine Manufactures Association HP.
- ・Kühn, M.（2001）：Dynamics and Design Optimisation of Offshore Wind Energy Conversion Systems. ISBN 90-76468-07-9,DUWIND Delft University Wind Energy Research Institute, Report 2001.002.
- ・Langston, L. H. W.（2010）：Offshore wind farms and birds : Round3 zones, extensions to Round1 & Round2 sites& Scottish Territorial Waters. RSPB Research Report No.39. [http://www.rspb.org.uk/Images/langston\\_2010\\_tcm9-203501.pdf](http://www.rspb.org.uk/Images/langston_2010_tcm9-203501.pdf),アクセス 2015 年 1 月 1 日.
- ・Matthies, H. G., C. Nath, T.E.Schellin, A. D. Garrad, M. A. Wastling, D. C. Quarton, J.Wei, M. Scherweit and T. Siebers（1995）：Study of Offshore Wind Energy in the EC. JOULE I（JOUR 0072） Verlag Natürliche Energie, Brekendorf.
- ・Musial,W. and B.Ram（2010）：Large-Scale Offshore Wind Power in the United States. Assessment of Opportunities and Barriers. NREL/TP-500-40745.
- ・Musial,W., D. Heimiller, P. Beiter, G. Scott and C. Draxl（2016）：2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States. NREL（National Renewable Energy Laboratory）,TP-5000-66599. <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66599.pdf>,アクセス 2016 年 11 月 13 日.
- ・長江翼（2013）：ドイツ北海沖、洋上風力発電所建設促進のための賠償制度導入とその課題.海

- 外電力,2013.6,10-17.
- 長井浩、池ヶ谷辰哉、伊藤正治、中尾徹 (2010) : わが国沿岸海域における洋上風力発電の期待可採量.風力エネルギー,34 (1) ,通巻 93,103-112.
  - 奈良長寿 (2012) : 洋上風力開発と漁業対策 (英国) .海外電力,2012.7.32.39.
  - Navigant (2013) : Offshore Wind Market and Economic Analysis. Annual Market Assessment, Prepared for : U.S.Department of Energy Report.
  - Navigant (2014) : World Market Update 2013. A BTM Report.
  - Navigant (2016) : Offshore Wind Market Update. Global and Country-Level Market Analyses and Forecasts, Wind Turbine Vendor Market Shares, and Turbine Technology Trends. RESEARCH REPORT.
  - 日本風力発電協会 (2014) : 風力発電導入ポテンシャルと中長期目標 V4.3,  
<http://jwpa.jp/pdf/2014-06dounyuuumokuhyou.pdf>,アクセス 2017 年 2 月 7 日.
  - Perkins and Everett (Eds.) (2011) : Offshore wind power. Challenges, Economics and Benefits. Mova Science Publishers, Inc.New York.
  - Petersen, E.L. (1992) : Wind resources of Europe (the offshore and coastal resources) . In Proceedings of Conference” The Potential of Windfarms”, Herning,8-10.
  - Pritchard, A.E. (2016) : Cut-throat competition is slashing offshore wind costs to unthinkable levels. The Telegraph, Business.  
<http://www.telegraph.co.uk/business/2016/10/02/cut-throat-competition-is-slashing-offshore-wind-costs-to-unthin/>,アクセス 2016 年 10 月 29 日.
  - Rademakers L.W.M.M., Braam H., Obdam T.S., Frohbose P., Kruse N. (2009) : Operation and Maintenance Costs Estimator (OMCE) . Final Report, ECN-E-09-037.
  - Schwartz, M. D. Heimiller, S. Haymes and W. Musial (2010) : Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States. *Technical Report* NREL/TP-500-45889 June 2010.
  - Schwägerl,C. (2016) : For European Wind Industry, Offshore Projects Are Booming. environment360, Reporting, Analysis, Opinion & Debate.  
[http://e360.yale.edu/feature/european\\_offshore\\_wind\\_industry\\_booming/3046/](http://e360.yale.edu/feature/european_offshore_wind_industry_booming/3046/), アクセス 2016 年 10 月 29 日.
  - 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014a) : 最近の再生可能エネルギー市場の動向について.2014 年 1 月 10 日,第 12 回調達価格等算定委員会資料,  
[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/012\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/012_02_00.pdf),アクセス 2015 年 1 月 1 日.
  - 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014b) 洋上風力の調達価格に係る研究会取りまとめ報告書.  
[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/012\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/012_03_00.pdf),アクセス 2014 年 12 月 31 日.
  - 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) ,千代田デイムス・アンド・ムーア (1999) : 日本における洋上風力発電の導入可能性調査.
  - 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2003) : 局所風況マップ.

<http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/>,アクセス 2017 年 3 月 2 日.

- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2008) : 風力発電導入ガイドブック (改訂第 9 版) .
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) ,イー・アンド・イー ソリューションズ,風力エネルギー研究所,ネクストエナジー (2008) : 平成 19 年度 洋上風力発電実証研究 F/S に係る先行調査報告書.
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) ,イー・アンド・イー ソリューションズ,風力エネルギー研究所,ネクストエナジー (2009) : 平成 20 年度 洋上風力発電実証研究 F/S 評価成果報告書.
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2014) : NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版. 第 3 章風力発電,129-206.
- ・城田佳宏 (2013) : 米国初となる洋上風力開発領域リース販売オークションが実施される.海外電力,2013.10,52-53.
- ・Smith, A., T. Stehly and W.Musial (2015) : 2014-2015 Offshore Wind Technologies Market Report. NREL (National Renewable Energy Laboratory) ,Task No.WE14.CG02,pp.112. <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64283.pdf>, アクセス 2016 年 11 月 13 日.
- ・鈴木英之 (2011) : 浮体構造の最適化と浮体式洋上風力発電施設の安全性.洋上風力発電ワークショップ 2,一般財団法人日本海事協会,26-50.
- ・Twidell, J. and G. Gaudiosi (ed.) (2009) : Offshore Wind Power. ISBN 978-0906522-639, Multi-Science Publishing Co. Ltd.  
Twidell, J. and G.Gaudiosi (編著) /一般社団法人日本風力エネルギー学会 (監訳) (2011) : 洋上風力発電.鹿島出版会.
- ・U.S. Department of Energy (2015) : Wind Vision : A New Era for Wind Power in the United States.pp.286.[http://www.energy.gov/sites/prod/files/WindVision\\_Report\\_final.pdf](http://www.energy.gov/sites/prod/files/WindVision_Report_final.pdf), アクセス 2016 年 11 月 12 日.
- ・U.S. Department of ENERGY and U.S. Department of INTERIOR (2016) : National Offshore Wind Strategy : Facilitating the Development of the Offshore Wind Industry in the United States.  
<http://energy.gov/sites/prod/files/2016/09/f33/National-Offshore-Wind-Strategy-report-9082016.pdf>,アクセス 2016 年 11 月 12 日.
- ・U.S. Energy Information Administration (2013) : International Energy Outlook 2013. <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>,アクセス 2014 年 12 月 1 日.
- ・UK Energy Research Center (UKERC) (2010) : Great Expectations : The cost of offshore wind in UK waters-understanding the past and projecting the future. Sept., 2010.
- ・洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会 (2017) : 洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会報告書.
- ・渡辺遥、萬木勝敏 (2011) : 中国の電力・エネルギーの最新動向.海外力,2011.3,4-28.
- ・エックス都市研究所ら (2011) : 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書.

### Ⅲ. 着床式洋上風力発電の導入手引き

NEDO における洋上風力の本格的な取組みは、2008 年度の「洋上風力発電実証研究 FS 調査」から始まった。ここでは 6 海域の FS（フィージビリティ・スタディ）が実施された。このうち、洋上実証研究サイトとして銚子沖と北九州市沖が選定された（図Ⅲ-1;表Ⅲ-1）。

これら洋上風力発電実証研究サイトの自然条件に係る特徴として、千葉県銚子沖は日本でも有数の波の“うねり”が厳しい海域であること、福岡県北九州市沖は台風の影響を受ける海域であることがあげられる。このようにヨーロッパと自然条件が異なり、また太平洋側と日本海側でも自然条件が違って、その海上風の特性が明らかにされていない。そして、沖合における洋上風車の建設コストの低減等、洋上風力発電の実用化に際しての課題も多い。そのため NEDO では、銚子沖および北九州市沖に洋上風況観測タワーと洋上風車を実際に設置し、我が国に適した洋上風力発電に係る技術を確立する目的で、洋上風力発電実証研究を開始した。

主な実証研究目的は以下の通りである。

- ✓ 気象・海象特性の把握
- ✓ 日本に適用可能な洋上風力発電設備の設計方法の確立
- ✓ 洋上風車の最適な運転保守方法の確立

洋上風力発電実証研究として、2009 年度から「洋上風況観測システム実証研究」、2010 年度から「洋上風力発電システム実証研究」がそれぞれ並行して行われ、洋上風況観測タワーは銚子沖で 2012 年 8 月 18 日、北九州市沖で 2012 年 6 月 30 日に設置された。また、洋上風車は銚子沖で 2012 年 10 月 6 日に設置され、2013 年 1 月 29 日に運転開始、北九州市沖で 2013 年 3 月 23 日に設置され、2013 年 6 月 24 日に運転開始となっている（図Ⅲ-2）。

本手引きは、風力発電事業者等が一般海域において洋上風力発電の導入を検討する際の手引きとして、海外における知見とともに、上記の「洋上風況観測システム実証研究」および「洋上風力発電システム実証研究」の成果も取り入れてまとめた。なお、ここでは NEDO が発行している陸上版の風力発電導入ガイドブック（第 9 版）の内容と重複している部分は割愛しているので、同書を併せて読まれることをお勧めしたい。また、両実証研究の内容を、別冊に記載している。



35° 40'54"N、140° 49'13"E (洋上風車)

35° 40'54"N、140° 49'24"E (洋上風況観測タワー)



33° 57'30"N、130° 45'45"E (洋上風車)

33° 57'27"N、130° 45'36"E (洋上風況観測タワー)

図Ⅲ-1 銚子沖および北九州市沖における風車と観測タワーの位置 (伊藤, 2014)

表Ⅲ-1 銚子沖および北九州市沖における実証研究施設概要等

項目	銚子沖	北九州市沖
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> <li>・離岸距離 約3.1km、水深 約11.9m</li> <li>・風車と観測タワー間距離 約285m</li> <li>・海底ケーブル22kV、陸上ケーブル6.6kV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・離岸距離 約1.3km、水深 約14m</li> <li>・風車と観測タワー間距離 約250m</li> <li>・海底ケーブル6.6kV、陸上ケーブル6.6kV</li> </ul>
洋上風車	<ul style="list-style-type: none"> <li>・定格出力 2.4MW、ナセル重量 約119t</li> <li>・ローター直径 約92m</li> <li>・ブレード重量 約10t×3、ハブ高さ 約80m</li> <li>・重力式基礎 約5,400t</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・定格出力2.0MW、ナセル重量 約94t</li> <li>・ローター直径 約83m</li> <li>・ブレード重量 約6.5t×3、ハブ高さ 約80m</li> <li>・ハイブリッド重力式基礎（重力・ジャケット）約4,160t</li> </ul>
洋上風況観測タワー	<ul style="list-style-type: none"> <li>・タワートップ 約100m</li> <li>・三杯風速計 22箇所、矢羽風向計 23箇所</li> <li>・超音波風速計 3箇所、ライダ1基</li> <li>・重力式基礎 約3,500t</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・タワートップ 約85m</li> <li>・三杯風速計 12箇所、矢羽風向計 9箇所</li> <li>・超音波風速計 4箇所、ライダ1基</li> <li>・ハイブリッド重力式基礎（重力・ジャケット）約2,750t</li> </ul>

### <銚子沖>



2012年8月18日  
設置完了



2012年10月6日  
設置完了  
2013年1月29日  
運転開始

### <北九州市沖>



2012年6月30日  
設置完了

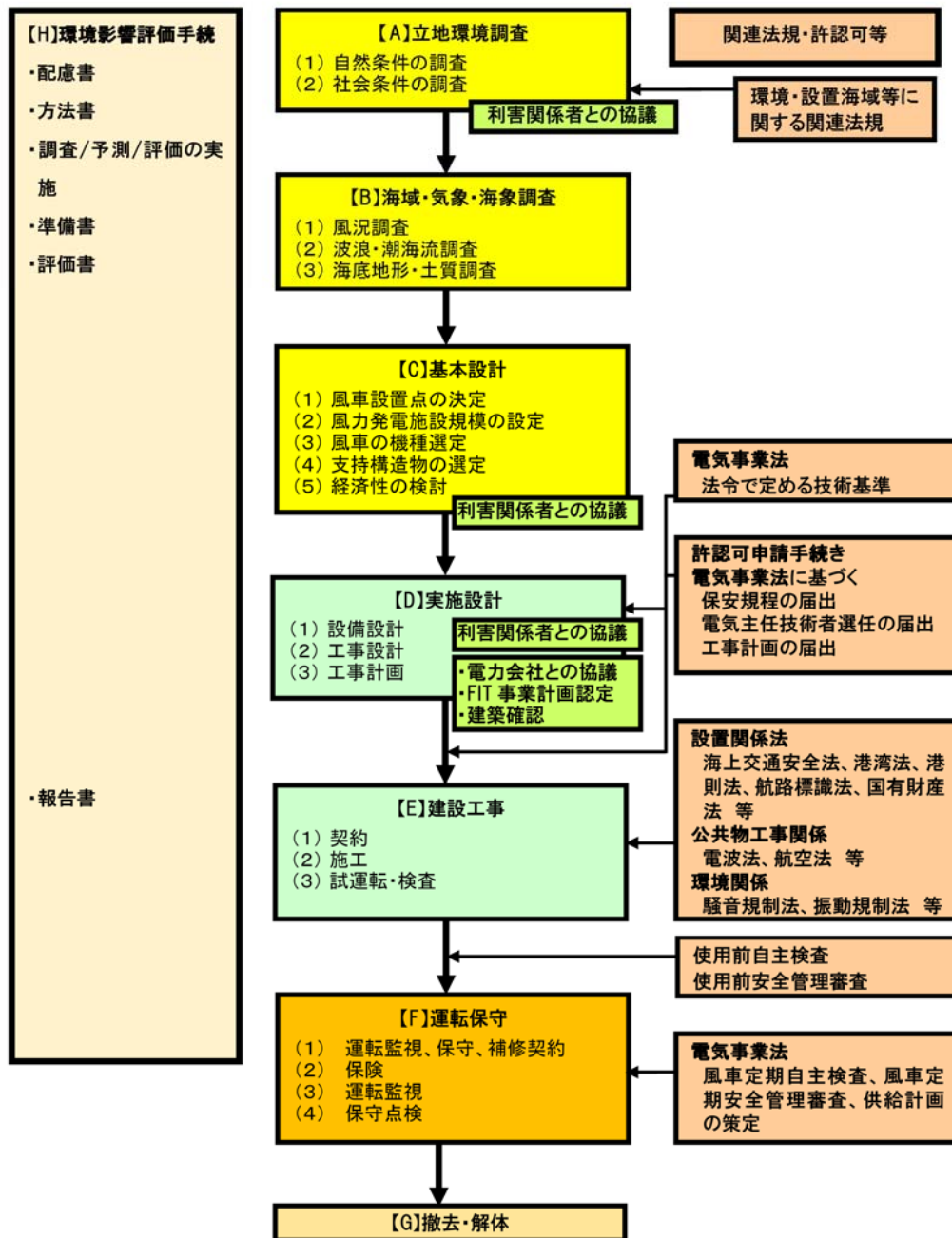


2013年3月23日  
設置完了  
2013年6月24日  
運転開始

図Ⅲ-2 洋上風力発電実証研究に係るスケジュール（伊藤, 2014）

# 1 洋上風力発電導入計画の進め方

洋上風力発電事業の計画にあたっては、その技術的および法的な検討が必要であり、工事の開始にあたっては必要な許認可申請手続き等があるため、注意を要する。導入を進める上で必要な手順の全体的な流れを図Ⅲ.1-1に示す。技術的な検討として、一般的には立地環境調査、海域・気象・海象調査、基本設計、実施設計、建設工事を経て事業開始、そして撤去・解体に至る流れとなる。それと並行して関係法規の検討、許認可手続き等を行う必要があり、その関係を示す。



図Ⅲ.1-1 洋上風力発電に係る導入の流れ



また、海域を利用している漁業、海運等に係る利害関係者には、最初の段階から計画書等を作成して説明し、理解を得る努力をすることが重要である。港湾域における洋上風力発電の導入のケースでは、港湾計画等の遂行への影響、港湾の開発・利用または保全への影響、船舶の航行安全確保への対応等、港湾・海域利用等との調和を図る必要がある。

洋上風力発電の計画から撤去・解体に至るまでの主要なステージの概要を以下に示す（括弧内は本文の該当する節を表す）。プロジェクトの規模や進捗によって各ステージの実施期間は当然変わる。なお海外では、洋上風力発電の計画から稼働まで8-9年程度を要している。

### **立地環境調査（Ⅲ.2節）**

風況条件等の自然条件および国立公園指定地域、主要航路等の社会条件に係る法令・規制の調査を行い、候補海域を選定する。

### **海域・気象・海象調査（Ⅲ.3.1節、Ⅲ.3.2節）**

候補海域において風況観測および波浪・海潮流観測を行い、そのデータを基本設計および実施設計に役立てる。上記データは事業開始後の運転・保守（維持管理）に有用な情報となり得る。また、海底地形・土質調査を行う。

### **基本設計（Ⅲ.4節）**

事業化可能性調査の詳細検討も併せて行うもので、風車設置点の決定、風力発電施設規模の設定、風車の機種選定、支持構造物の選定、経済性の検討を実施する。

### **実施設計（Ⅲ.5節）**

主として施設建設のための、設備設計、工事設計および工事計画の作成を行う。

### **建設工事（Ⅲ.6節）**

工事等の契約手続、土木工事、風車設置工事、電気工事および試運転・検査を行う。

### **運転・保守（Ⅲ.7節）**

運転・保守・補修・損害保険等の契約手続を始め、稼働後には運転監視、電気設備および風車設備本体の保守点検を行う。

### **撤去（Ⅲ.8節）**

20年間の稼働後に、施設を撤去・解体する。

### **環境影響評価（Ⅲ.9節）**

環境影響評価法又は関連する条例等に基づき配慮書、方法書、準備書および評価書について、それぞれ地方公共団体の長や一般からの意見、また環境大臣等からの意見を踏まえて取りまとめる。なお、再生可能エネルギーについては、環境アセスメントの迅速化に向けて、国等の審査期間の短縮化が図られるとともに、環境省において環境基礎情報等をデータベースとして提供する取組が進められている。また、NEDO環境アセスメント調査早期実施実証事業により、短縮化の可能性についての検討が行われている。

洋上風力発電事業者は、本ガイドブックⅡ.3.3項において示した洋上風力発電の導入に係る5つの課題（設置海域、コスト、社会基盤、環境影響評価および社会受容性）とともに、事業計画を立てる上での事業リスクについて十分な精査が必要であり（事業リスクに関連する要因は本ガイドブックⅢ.10.2項を参照）、その結果を踏まえて導入の意思決定を行うこととなる。ただし、リスク評価に係る要素として、例えば波浪予測のような技術的な課題も存在することから、計画時において波浪が原因となっている既往故障・事故事例から対応策を検討しておくことも重要である。

以上、洋上風力発電事業者が導入意思を固める上で、精査する必要のある課題・リスクに触れたが、我が国では、特に海域利用の面で利害関係者との調整が難しいと考えられる。しかし、港湾域では洋上風力発電の導入に向けた国土交通省の取組みに見られるように（本ガイドブックⅡ.3.2項、豆知識Ⅱ.3.2-1を参照）、ここでは円滑な導入が期待される。

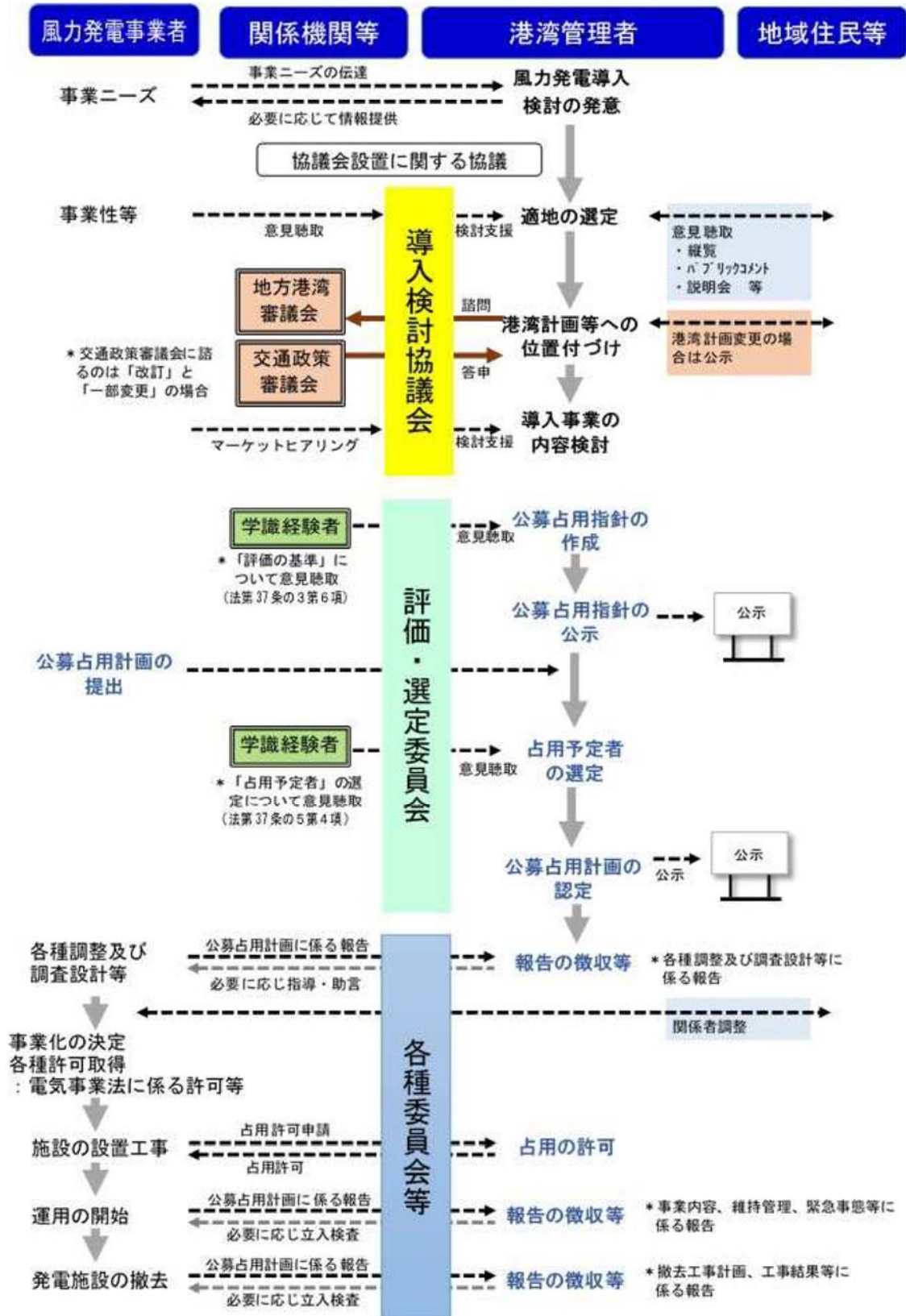
国土交通省港湾局、環境省地球環境局（2012）は、「港湾における風力発電について－港湾の管理運営との共生のためのマニュアル－ver.1」において、港湾における風力発電（着床式洋上と陸上）の導入手順を提示している。このマニュアルによれば、港湾管理者が船舶の航行の安全等の港湾の管理運営と風力発電との共生を図る観点での検討を行った上で、風力発電の適地の選定、そして適地の港湾計画等への位置づけが行われ、港湾管理者の公募により風力発電事業者が決定される。採択された風力発電事業者は風況観測、環境影響評価、設計といった一連の流れに沿って調査を進めることとなる。

また、国土交通省港湾局では風力発電の円滑な導入を進めるため、船舶航行の安全性、施設の安全性、維持管理計画、緊急時対応計画等に関する「港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン（案）」を公表している（本ガイドブックⅡ.3.2項、豆知識Ⅱ.3.2-1を参照）。

さらに、港湾法の一部を改正する法律が2016年7月1日から施行され、港湾区域内水域等における占用の許可を申請することができる者を公募により決定する制度が創設された。港湾管理者による当該制度を活用した手続きの円滑化のため、2016年7月には「港湾における洋上風力発電の占用公募制度の運用指針 Ver.1」が公開された。運用指針では、占用者を選定するための評価項目の参考事例として、[1]事業の実施方針、[2]事業実施体制、[3]計画内容の具体性、実現可能性、[4]港湾の開発、利用および保全への配慮、[5]占用料の額、資金計画、収支計画、[6]港湾、地域への配慮を記載している。また、公募占用指針の策定や占用者の選定にあたっては、学識経験者や地域の実情に詳しい有識者を含む「評価・選定委員会」を設置して実施する旨を記載している。

2016年9月より、電気事業法と港湾法の統一的な考え方に基づく審査基準の検討を、港湾における洋上風力発電施設検討委員会が開始しており、2017年2月には「港湾における洋上風力発電施設の構造審査のあり方（骨子案）」が公表された。

このようなことから、当面、洋上風力発電の導入は、風力発電にとって比較的風況条件の良い港湾を中心に進むものと考えられる。



図Ⅲ. 1-2 港湾における洋上風力発電の導入手順 (国土交通省港湾局, 2016)

## 2 立地環境調査

洋上風力発電導入の検討にあたっては、重要な外部条件として良好な風況が期待される有望海域について、風況条件等の自然条件に係る実態および国立公園指定地域、主要航路等の社会条件に係る法令・規制等の調査を踏まえて、候補海域を選定する。なお立地環境調査の段階から、環境影響評価手続における計画段階配慮の検討が必要となる（本ガイドブックⅢ.9節、環境影響評価を参照）。

### 2.1 自然条件

風力発電事業にとって最も重要な基本的条件として風況があげられるが、その他、風車の運転に支障を及ぼす可能性のある台風や落雷等の気象条件、また風車の建設、維持管理等に係る海象条件、および海生生物に関する調査が必要である。

#### (1) 気象

気象に係る項目として、風況、台風および冬季雷を取り上げた。

##### 1) 風況

有望地域の抽出には、図Ⅱ.2.2-1に例示したような風況マップ（海面上80mの年平均風速）を活用する。洋上風力発電では、年平均風速が7m/s以上の海域を対象として、その占有面積が大きな海域、あるいは風速階級の高い海域が連なっている海を抽出することが望ましい。

選定した有望海域について、海上風に係る既往調査資料の収集に努めることになるが、陸上と異なり洋上での実測データはほとんどないと言っても過言ではない。沿岸海域において、海上にプラットフォームを設けて気象・海象観測を行っているサイトはこれまで6箇所あったが、現在も継続して観測している施設は、港湾空港技術研究所の「波崎海洋研究施設」、東京大学海洋アライアンス機構の「波浪等観測塔」、京都大学防災研究所の「白浜海象観測所」および佐賀大学の「有明海観測タワー」の4箇所である（表Ⅲ.2.1-1）。ただし、その多くの観測地点は沿岸に近いことから海上風の特性を把握し難い面があるので、観測データの利用はその点を踏まえてなされるべきであろう。

表Ⅲ. 2. 1-1 海洋観測塔による海上風観測機関の一覧

機関	プラットフォームの名称	設置海域	設置水深	観測期間
港湾空港技術研究所	波崎海洋研究施設	茨城県神栖市 須田浜地先427m	約7m	1986年～
東京大学 海洋ライアンス機構	波浪等観測塔	神奈川県平塚 虹ヶ浜沖1km	水深20m	1965年～ (2009年7月1日、防災科学技術研究所から東京大学に移管)
国土交通省中部地方建設局 静岡河川工事事務所	駿河海洋観測所	静岡県大井川河口 沖合250m	水深6m	1986-2003年 (現在は撤去)
運輸省大阪航空局 第三港湾建設局	MT局	大阪湾泉南沖合6km	約15m	1978-1982年 (現在は撤去)
京都大学防災研究所	白浜海象観測所	和歌山県白浜湾湾口	水深24m	1960-1995年(撤去) 1993年～(高潮観測塔新設)
佐賀大学	有明海観測タワー	有明海 沖合7000m	水深8m	1979-2003年 (撤去：国土交通省九州地方建設局) 2006年3月に新設

その他、海上風が実測されている施設には、地方自治体の漁海況予報や浮魚礁等の水産関連施設があり、静岡県水産技術研究所以外の機関では現在もデータが取得されている(表Ⅲ.2.1-2)。ただしいずれの施設も浮体構造であるため、風況観測データは参考値として捉えるべきと考えられる。

表Ⅲ. 2. 1-2 水産関連機関による海上風観測施設の一覧

機 関	施設名称	設置海域			設置水深 (m)	観測期間
		海域	緯度 (N)	経度 (E)		
青森県水産総合研究センター	陸奥湾海況自動観測システム	東湾ブイ	41° 06' 15"	140° 57' 46"	49	1974年～
神奈川県水産技術センター	城ヶ島沖浮魚礁観測ブイ	城ヶ島南西沖 約8km	35° 05' 25"	139° 32' 24"	650	1994. 3～ (2006. 7建替え, 2008. 12事故 破損, 2010. 10修理済稼働中)
静岡県水産技術研究所	マリンロボ1号	御前崎沖	34° 23' 47"	138° 19' 06"	120	1998. 10-2010. 8(撤去)
	マリンロボ2号	遠州灘沖	34° 28' 36"	137° 47' 08"	690	2000. 3-2009. 4(撤去)
	マリンロボ3号	波勝崎沖	34° 42' 27"	138° 40' 01"	470	2001. 3-2012. 5(撤去)
	マリンロボ4号	稲取沖	34° 41' 03"	139° 02' 16"	245	2002. 4-2012. 5(撤去)
愛知県水産試験場	海況自動観測1号ブイ	三河湾(蒲郡)	34° 44' 36"	137° 13' 13"	10	1991年～
	海況自動観測2号ブイ	三河湾(吉良)	34° 44' 42"	137° 04' 19"	10	1991年～
	海況自動観測3号ブイ	三河湾(渥美)	34° 40' 30"	137° 05' 49"	13	1991年～
高知県水産試験場	黒潮牧場ブイ 10号	室戸沖	33° 01' 17"	134° 07' 20"	750	2001年～
	黒潮牧場ブイ 12号	高知沖	33° 07' 11"	133° 37' 11"	560	2001年～
	黒潮牧場ブイ 13号	足摺沖	32° 22' 51"	132° 51' 52"	710	2001年～

国土交通省の港湾空港技術研究所をはじめ、港湾局関係機関により構築・運用されている全国港湾海洋波浪情報網 (NOWPHAS : Nationwide Ocean Wave information network for Port and HarbourS) には、1998年当時、87箇所での風の観測が行われていた(菅原ら,1999)。観測機器は主に港湾事務所棟の屋上に設置されているケースが多く、そのデータの利用に際しては障害物の有無等、周辺環境を調査する必要があるが、永井(2002a)は35箇所(港湾以外のMT局を含む)の港湾施設における風観測データを用いて、我が国沿岸域の洋上風の特徴を取りまとめている。表Ⅲ.2.1-3には、永井が解析に使用した35箇所以外に、GPS津波計と東京港東京灯標の観測地点も掲載している。いずれのデータも風況観測高が低いことや、GPS津波計によ

る海上風観測施設はブイ方式であることなどから、前述のように風況観測データの利用には留意が必要である。なお、表中の備考欄に「海上」と記載しているのは海上で観測されたものであるが、現在では埋め立てられたサイトも存在する可能性がある。

さらに、国土交通省河川局は、海象に関する調査の中で1956年から56箇所のサイトで風況観測を実施しているの、参考データの一つにすることを薦めたい。その統計値は「海象年表25か年統計」として加藤(2005)が取りまとめている。

表Ⅲ.2.1-3 永井(2002a)が沿岸域の洋上風特性解析に利用したNOWPHASサイトおよびGPS波浪計のサイト等の一覧

機 関	地点名	設置海域		観測高 (地上高:m)	観測期間	備考	機 関	地点名	設置海域		観測高 (地上高:m)	観測期間	備考
		緯度(N)	経度(E)						緯度(N)	経度(E)			
国土交通省港湾局 関係機関	留萌	43° 56' 17"	141° 37' 48"	13.35	1996.1~	陸上	国土交通省港湾局 関係機関	新潟沖	38° 00' 18"	139° 06' 55"	17.60	1996.1~	海上
	瀬田	42° 27' 06"	139° 51' 02"	15.00	1996.1~	陸上		玄界灘	33° 54' 38"	130° 27' 30"	24.60	1998.1~	海上
	秋田	39° 45' 00"	140° 02' 59"	10.00	1996.1~	陸上		第二海堡	35° 18' 43"	139° 44' 28"	7.00	1996.1~	海上
	伏木富山	36° 46' 27"	137° 06' 39"	10.00	1999.9~	陸上		アシカ島	35° 12' 44"	139° 44' 10"	13.50	1998.5~	海上
	輪島	39° 24' 19"	136° 53' 53"	10.00	1996.1~	陸上		神戸	34° 38' 51"	135° 16' 36"	14.00	1997.1~	海上
	壺島	33° 59' 55"	130° 48' 38"	24.60	1996.1~	陸上		小松島	34° 02' 24"	134° 38' 37"	15.40	1997.1~	海上
	伊王島	32° 42'	129° 51'	8.00	1996.1~	陸上		菊田	33° 48' 02"	131° 04' 37"	9.00	1997.1~	海上
	名瀬	28° 22' 54"	129° 29' 44"	13.17	1996.1~	陸上		宮崎 *0	31° 49' 13"	131° 34' 55"	35.50	1997.1~	海上
	那覇	26° 14' 32"	127° 41' 15"	14.50	1996.1~	陸上		MT局 *1	34° 25' 54"	135° 11' 52"	18.00	1878-1982	海上
	紋別	44° 21' 09"	143° 21' 46"	15.00	1996.1~	陸上		青森西海岸沖	40° 46' 54"	139° 56' 15"	125 *2	2010.7~	GPS波浪計
	十勝	42° 18' 06"	143° 19' 10"	10.50	1997.1~	陸上		秋田県沖	40° 12' 38"	139° 39' 40"	104 *2	2010.8~	GPS波浪計
	むつ小川原	40° 55' 33"	141° 23' 13"	12.00	1996.1~	陸上		山形県沖	38° 58' 29"	139° 36' 02"	104 *2	2010.7~	GPS波浪計
	八戸	40° 33' 31"	141° 24' 07"	12.00	1996.1~	陸上		青森東岸沖	40° 38' 00"	141° 45' 00"	87 *2	2008.3~	GPS波浪計
	久慈	40° 13'	141° 50'	15.00	1999.3~	陸上		岩手北部沖	40° 07' 00"	142° 04' 00"	125 *2	2009.2~	GPS波浪計
	釜石	39° 16' 07"	141° 53' 05"	20.00	1996.3~	陸上		岩手中部沖	39° 37' 38"	142° 11' 12"	200 *2	2008.3~	GPS波浪計
	石巻	38° 24' 40"	141° 15' 48"	11.00	1996.1~	陸上		岩手南部沖	39° 15' 31"	142° 05' 49"	204 *2	2007.4~	GPS波浪計
	仙台新港	38° 16' 00"	141° 01' 31"	12.00	1996.1~	陸上		宮城北部沖	38° 51' 28"	141° 53' 40"	160 *2	2008.3~	GPS波浪計
	常陸那珂	36° 23' 29"	140° 36' 47"	29.50	1996.1~	陸上		宮城中部沖	38° 13' 57"	141° 41' 01"	144 *2	2007.3~	GPS波浪計
	鹿島	35° 55' 59"	140° 41' 23"	10.00	1996.5~	陸上		福島県沖	36° 58' 17"	141° 11' 08"	137 *2	2009.3~	GPS波浪計
	釜津	33° 18' 10"	134° 08' 47"	16.90	1999.8~	陸上		静岡御前崎沖	34° 24' 12"	138° 16' 30"	120 *2	2009.2~	GPS波浪計
高知	33° 31' 12"	133° 35' 46"	10.00	1999.9~	陸上	三重尾鷲沖	33° 54' 08"	136° 15' 34"	210 *2	2008.2~	GPS波浪計		
上川口	33° 02' 22"	133° 03' 26"	10.00	1999.9~	陸上	和歌山南西沖	33° 38' 32"	135° 09' 24"	201 *2	2007.12~	GPS波浪計		
中城	26° 20'	127° 50'	10.70	1996.1~	陸上	徳島海陽沖	33° 27' 38"	134° 29' 48"	430 *2	2010.1~	GPS波浪計		
平良	24° 48' 29"	124° 16' 39"	14.00	1996.3~	陸上	高知西部沖	32° 37' 52"	133° 09' 21"	309 *2	2007.11~	GPS波浪計		
石垣	24° 20'	124° 09'	16.00	1996.3~	陸上	東京都東京灯標	35° 33' 46"	139° 49' 53"	14 *2	1969.4~			
酒田	39° 00' 31"	139° 46' 43"	19.20	1996.1~	海上								

\*0:宮崎は現在、NOWPHASの地点から撤去されている。  
 \*1:MT局はNOWPHASのデータではなく、関西空港建設のための観測塔で現在は撤去されている(表3.2.1-1に掲載)。  
 \*2:GPS波浪計/東京灯標の観測高欄の値は設置水深を表す。風向風速計は海面上の約6.5m(GPS),10m(灯標)。

収集すべき風況データは、風向・風速の1時間値で、少なくとも月別の平均風速と年間の風向出現率を把握できるものとする。収集するデータの期間として最低でも1年間は必要であるが、気象学的なトレンドを考慮するためには、過去10年間以上の月平均風速や年平均風速のデータを収集することが望ましい。

収集データのほとんどが陸上で観測されていることから、有望海域における海上風はそのデータを基に風況シミュレーションにより推定し(詳細は本ガイドブックⅢ.3.1項を参照)、年平均風速、風力エネルギー取得量、卓越風向等を解析・評価する。有望海域の風況の目安として、年平均風速が7.0m/s以上(海面上80m高)あれば、良好と判断する(設備利用率で30%以上)。

なお、風況データの利用には以下に示す情報を併せて入手すべきである。

- ・観測地点周辺の立地条件(土地利用、地形条件、障害物)
- ・データの取得地点と有望海域の位置関係(距離や地形条件)

- ・観測に係る履歴（観測地点の移設の有無、観測機器の変更等）
- ・観測方法（使用機器、サンプリング時間等）
- ・観測高度
- ・観測期間
- ・データの記録方法（平均化時間、記録器の種類等）
- ・データの取得状況（欠測データの有無等）

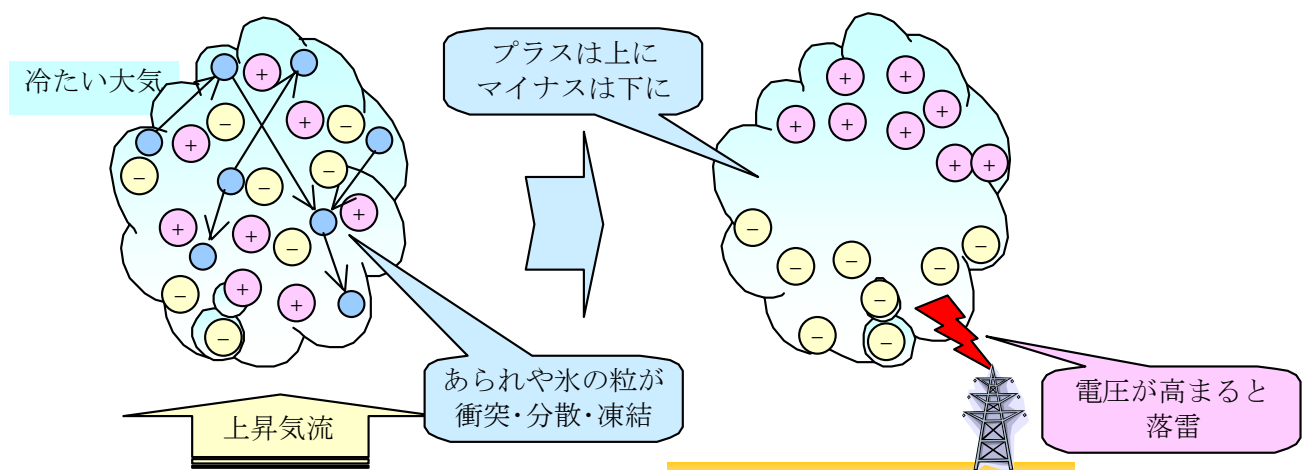
## 2) 台風

台風は、前線を伴わない最大風速 17.2m/s (34kt) 以上の熱帯低気圧を言い、風力発電システムのカットアウト風速以上の風速を伴う場合が多い。風力発電システムは一般的には国産、海外製品ともに規格 (IEC 61400-1, JIS C 1400-1) に則って設計される場合が多い。台風等の日本の厳しい風特性に対応するため、2017年1月20日に JIS C 1400-1 が改正され、10分平均基準風速 57m/s の風車クラス T が新たに定義された。この改正を国際規格にも反映させるため、日本から IEC に対して提案を行っている（経済産業省 HP <http://www.meti.go.jp/press/2016/01/20170120001/20170120001-2.pdf>）。

台風が直接通過・上陸する沖縄地方や九州・四国地方で風車を導入する場合には、あらかじめ周辺地域を含めた過去の最大風速（10分間平均値）、または最大瞬間風速（3秒間の平均値、気象庁の場合 0.25秒間隔の計測値 12個の平均値）の 50年再現期待値等を考慮するのが望ましい。

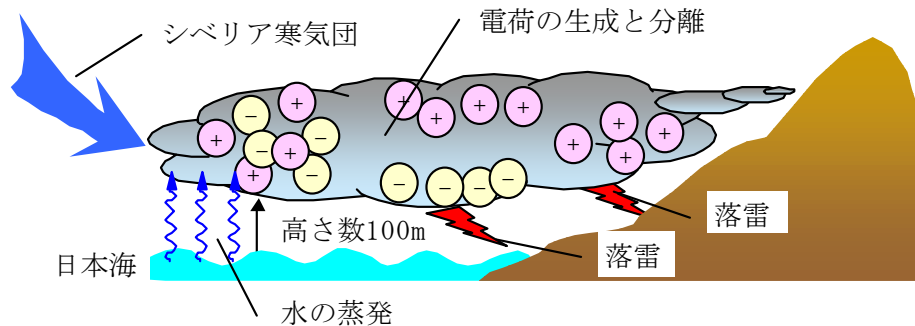
## 3) 冬季雷

一般的な雷の発生メカニズムは、以下の通りである。雷雲中であられや氷の粒が激しくぶつかり合う。大きなあられにはマイナスの電荷が帯電して重力により下方に移動し、小さな氷の粒にはプラスの電荷が帯電して上昇気流の作用で上方に運ばれて、雷雲が形成される。電荷の蓄積量が一定の値を超えると、雷雲中あるいは雷雲間で雷放電が起こる。雷雲中の電荷と地表に誘導される反極性の電荷との間で雷放電が起こると、落雷となる（図Ⅲ.2.1-1）。



図Ⅲ.2.1-1 積乱雲の生成と落雷 (NEDO, 2008)

一方冬季雷については、シベリア寒気団の強風が日本海上を吹き抜けることにより、地上 100-数 100m の所で電荷分離が行われる。大地放電は雲底が低いため途中で遮断されることがなく、一回で雲の全電荷が放電されてしまうことが多く、エネルギーが非常に大きくなる（図Ⅲ.2.1-2）。



図Ⅲ.2.1-2 冬季雷の発生メカニズム (NEDO, 2008)

風力発電設備の大型化（ブレードの最先端までの高さ：120-130m（2MW機））に伴い、落雷被害が増加している。風車の自然現象による故障事故発生要因の中で、約 80%が落雷によるもので（NEDO,2010）、風力発電事業に大きな影響を与えている。

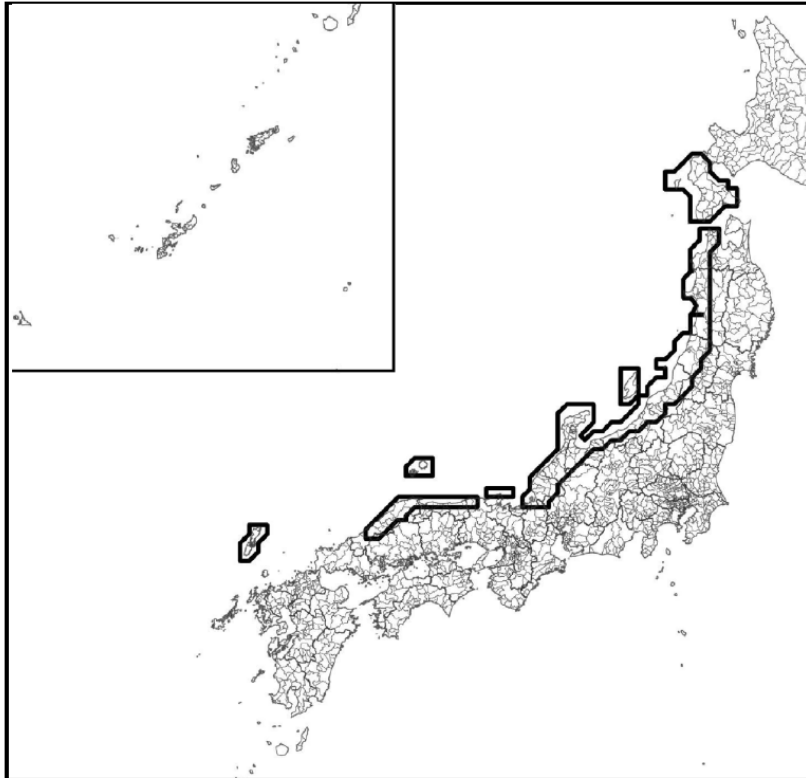
NEDO は、落雷保護対策技術の確立を目的として、2005-2012 年度に長期の雷観測および落雷対策の検討を行った。観測から 681 件の電流波形データが観測され、そのうち、国際規格の電荷量（保護レベル I：300C）を超える 27 件の落雷を計測している。エネルギーの大きい雷（一般的には正極雷もしくは上向き雷）が必ずしも大被害をもたらすとは一概には言えないが、冬季、日本海側の地域において落雷被害が多いという事実がある。

「発電用風力設備の技術基準の解釈について」が 2015 年 2 月 6 日に改正され、地域ごとに満たすべき雷撃対策の要件が表Ⅲ.2.1-4 のように定められた。表中の別図 1、別図 2 は、図Ⅲ.2.1-3 中のそれぞれ上段、下段の図に対応している。

表Ⅲ.2.1-4 地域ごとの満たすべき設備要件  
（「発電用風力設備の技術基準の解釈について」より作成）

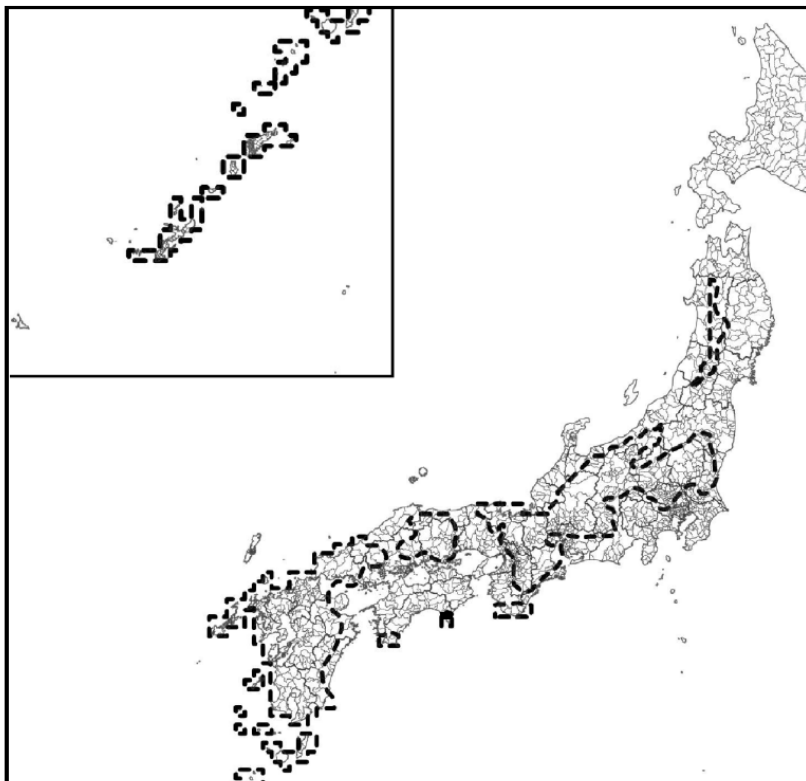
満たす要件	別図1のA線で囲まれた地域	別図2のB線で囲まれた地域	別図1のA線および別図2のB線で囲まれた地域以外の地域
風車への雷撃の電荷量の想定設計	600C以上	300C以上	150C以上
雷撃から風車を保護する効果が高く、かつ、容易に脱落しない適切なレセプタを風車へ取り付けること。	○	○	○
雷撃によって生ずる電流を風車に損傷を与えることなく安全に地中に流すことができる引下げ導体等を施設すること。	○	○	○
風車への雷撃があった場合に直ちに風車を停止することができるように、非常停止装置等を施設すること。	○	—	—





別図1

□ A線



別図2

□ B線

図Ⅲ.2.1-3 雷撃対策のエリア区分  
(出典：発電用風力設備の技術基準の解釈について)

海域における落雷の実態は不明なことが多いが、上記の地域ごとの満たすべき設備要件に基づき対策を行うべきである。

## (2) 海象

海象に係る項目として、海底地形・水深、底質、海潮流、波浪および海氷を取り上げた。風力発電事業者にとって、これらは支持構造物の選定、設置・運搬あるいは維持管理に要する船舶の稼働率等に関する検討項目である。

### 1) 海底地形・水深

洋上風力発電の導入海域は、コスト面から陸棚縁辺（大陸棚外縁）である水深 200m 位\*までが適用海域と考えられる（着床式：0-50（60）m、浮体式：50（60）-200m）。沿岸の低潮線から深海に向かって傾斜が最大となる縁辺までの海域が大陸棚と総称されているが（佐藤,1970）、我が国において大陸棚が発達している海域とそうでない海域がある。これは、地殻運動による隆起と沈降、また波浪や海潮流による浸食・堆積作用等の結果として、海岸地形とともに現在の大陸棚が形成されているためである。

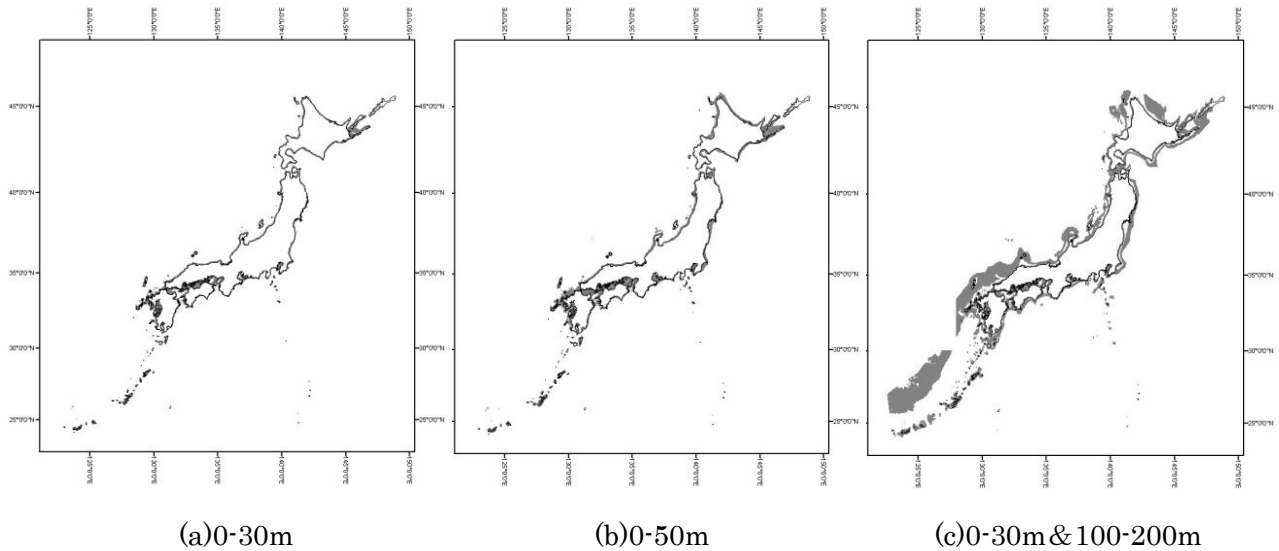
水深帯別海域面積と平均離岸距離を表Ⅲ.2.1-5 に示す（図Ⅲ.2.1-4、参照）。水深 20m 以浅の海域面積は日本の国土面積の約 1 割（30,880km<sup>2</sup>）で、平均離岸距離は約 900m である。同様に、水深 20-50m の海域面積は 49,850km<sup>2</sup> で平均離岸距離は約 2,300m である。以上から、水深 50m 以浅の海域面積は約 8 万 km<sup>2</sup> となり、これは図Ⅲ.2.1-4(b)に該当する。図Ⅲ.2.1-4(b)では水深 50m 以浅の海域が沿岸部にわずかにしか存在しておらず、これにより我が国の海底地形が急峻であることがわかる。

表Ⅲ.2.1-5 日本の水深帯別の海域面積と平均離岸距離

海 域		面積 (km <sup>2</sup> )	平均離岸距離 (km)
水深帯 (m)	0-20	30,880	0.89
	20-50	49,850	2.32
	50-100	79,740	6.61

注) 国土面積：377,720km<sup>2</sup>

\* 水深 200m を大陸棚外縁とするのはあくまで便宜的なもので、海域によって外縁の水深は異なる。



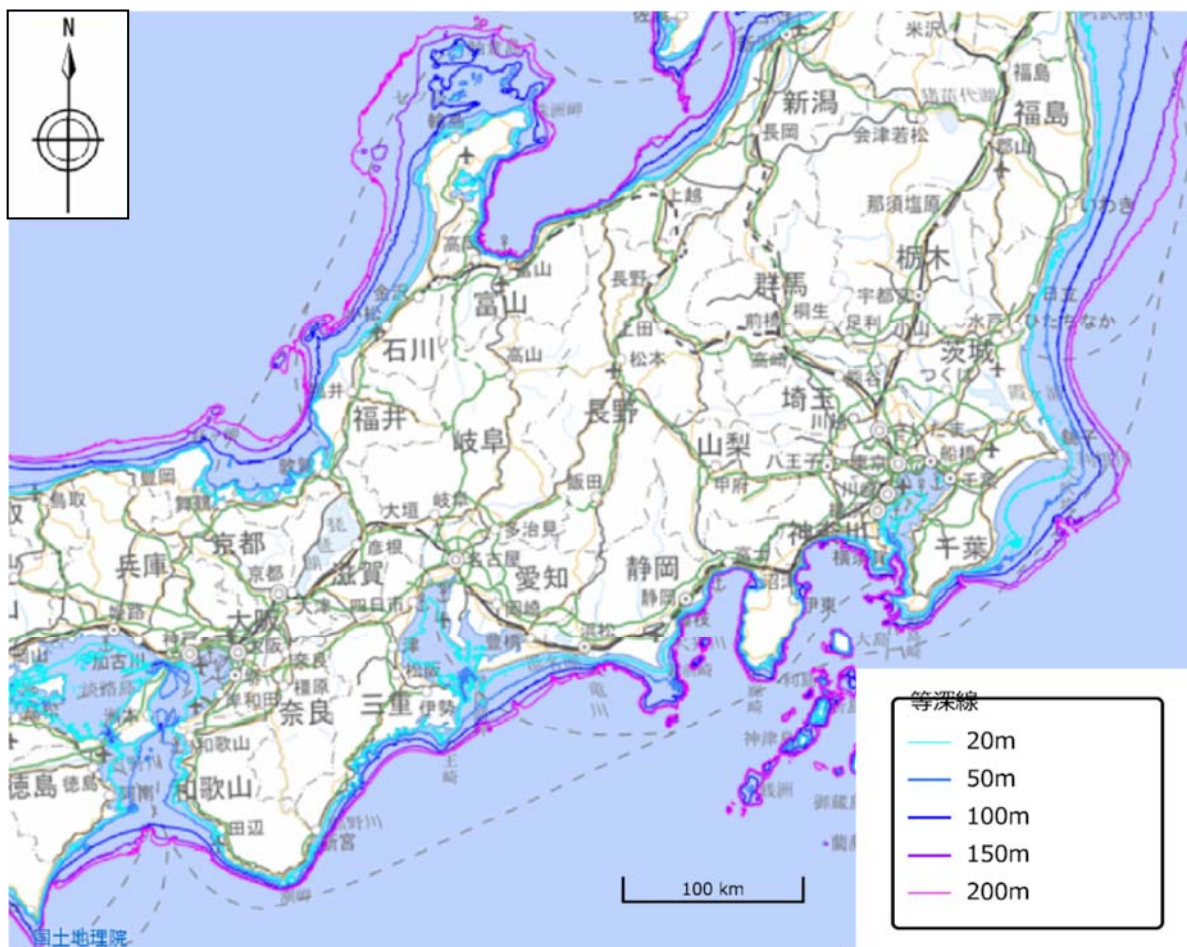
図Ⅲ.2.1-4 日本周辺海域における水深図（J-EGG500ver.99-06，日本海洋データセンター）

関西電力、中部電力、北陸電力および東京電力管内の沿岸（瀬戸内海，伊勢湾，東京湾は除く）の等深線 20m と 50m の最大離岸距離（地図と海図によるおよその読み値）を、表Ⅲ.2.1-6 に示す。また、上記管内の沿岸の等深線図を図Ⅲ.2.1-5 に示す。表Ⅲ.2.1-6 より、等深線 20m の最大離岸距離は、最大でも千葉県旭市南沖の約 10km であり、多くの沿岸では 5km 以内であることがわかる。等深線 50m の最大離岸距離では、旭市近傍の九十九里浜沖での 26km が最長の他、和歌山県海南市沖、静岡県御前崎市南東沖、茨城県銚田市沖、石川県羽咋市沖に 10km 以上の海岸が認められるが、多くの海岸は 10km 未満である。一般的に日本は、海底勾配の急な海岸が多いと言われているように海底勾配が 2% を超える海域が多いものの、約 1% の緩勾配の海域も前述の海域の他、北海道北部海岸、仙台湾周辺海岸、新潟西海岸、秋田県本庄海岸、山口県海岸等に存在する。

表Ⅲ.2.1-6 関西電力、中部電力、北陸電力および東京電力管内における海底地形性状

海区	都道府県	等深線20m/50mまでの最大離岸距離(km)			
		20m	場所	50m	場所
太平洋側	和歌山県	4	海南市	12	海南市
	三重県	7	志摩市南沖	8	志摩市南沖
	静岡県	4	御前崎市東沖	10	御前崎市東沖
	神奈川県	3	鎌倉市沖	5	鎌倉市沖
	千葉県	10	旭市沖	26	九十九里浜沖
	茨城県	5	銚田市沖	18	銚田市沖
日本海側	兵庫県	2	香美町沖	4	香美町沖
	京都府	2	京丹後市沖or 由良川河口沖	7	由良川河口沖
	福井県	3	小浜湾内	7	高浜町沖
	石川県	4	羽咋市沖	10	羽咋市沖
	富山県	3	新湊市沖	3	新湊市沖

注) 離岸距離は「東京湾至犬吠埼海図, 海上保安庁」、「犬吠埼至塩屋崎海図, 海上保安庁」、「日本地図帳, 昭文社」のおおよその読み取り値

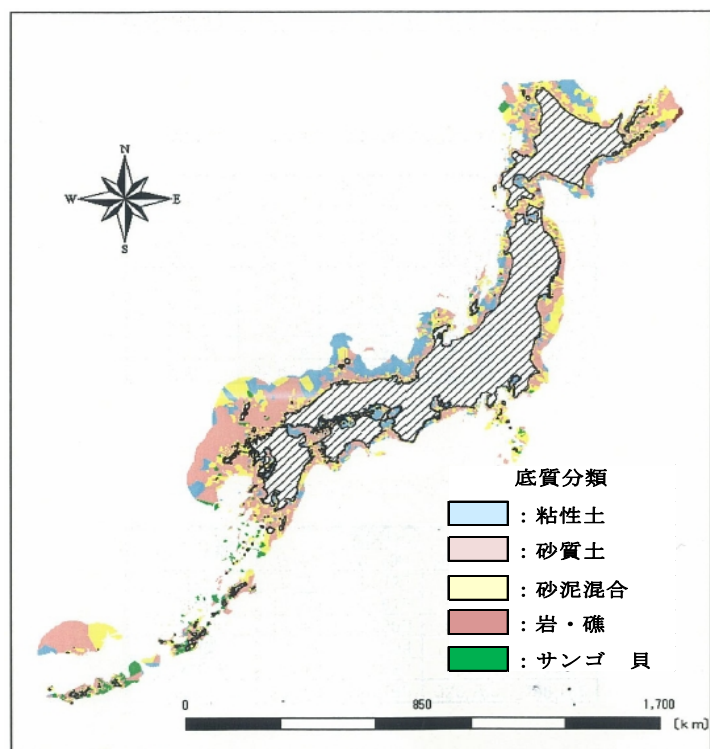


図Ⅲ.2.1-5 関西電力、中部電力、北陸電力および東京電力管内の沿岸の等深線図  
 (Neo Wins (洋上風況マップ) HP: [http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo\\_Webgis/top.html](http://app10.infoc.nedo.go.jp/Nedo_Webgis/top.html))

事業計画の検討に際しては海底地形の勾配にも留意し、洋上風力発電機の設置場所や支持構造物の選定を行う必要がある。海上保安庁水路部から発行されている我が国の沿岸海域の「海の基本図(海底地形図)」等は、容易に入手することが可能である。

## 2) 底質

底質とは、水底を構成する岩および堆積物の総称である。図Ⅲ.2.1-6 は日本周辺海域の底質分布図である。沿岸域は、概して砂質の海域が多い。一方瀬戸内海では、粘性土(泥質)の海域が比較的多く見受けられるが、それは同海が閉鎖性海域のため海水交換が劣っていることや、海峡や瀬戸を除き流動が緩慢なことによると考えられる。表Ⅲ.2.1-7 に水深 200m までの日本周辺海域における水深帯別・底質別海域面積とその割合を示す。同表から日本周辺海域における底質は砂質が最も多く、次いで泥質、岩質の順となることが認められ、これは水深帯が異なっても同様の傾向にあることが分かった。イー・アンド・イーソリューションズ(2013)は、年平均風速 7m/s 以上、海底の最大傾斜角 3° 以下の海域を取り上げ、底質別・水深大別の面積を算出している(表Ⅲ.2.1-8)。同表に示されるように、ここでも砂質の面積が最も大きい結果となっている。



図Ⅲ. 2. 1-6 日本周辺海域の底質分布図（長井・中尾, 2004）

表Ⅲ. 2. 1-7 日本周辺海域の底質別・水深帯別海域面積（水深 0-200m）

項目	水深0-20m		水深20-50m		水深50-100m		水深100-200m	
	面積(km <sup>2</sup> )	割合(%)	面積(km <sup>2</sup> )	割合(%)	面積(km <sup>2</sup> )	割合(%)	面積(km <sup>2</sup> )	割合(%)
砂質	17,010	53.0	27,222	57.1	84,216	70.9	171,646	76.6
泥質	9,011	28.1	10,755	22.6	21,285	17.9	40,978	18.3
岩質	6,081	18.9	9,676	20.3	13,305	11.2	11,372	5.1
合計	32,102	100.0	47,653	100.0	118,806	100.0	223,996	100.0

データの出典：日本近海底質図(全国漁業協同組合連合会, 1977)

表Ⅲ. 2. 1-8 日本周辺海域の年平均風速 7m/s 以上の海域における底質別・水深帯別面積  
(イー・アンド・イー ソリューションズ, 2013)

底質	水深帯別海域面積(km <sup>2</sup> )		合計
	30m以浅	31-60m	
岩質	2,177	2,939	5,117
砂質	6,963	11,223	18,186
泥質	348	1,372	1,720
合計	9,488	15,535	25,023

注) 離岸距離30km以内、最大傾斜角3°以下の海域

底質については、海上保安庁水路部発行の我が国沿岸海域の「海の基本図（地質構造図）」、（独）産業技術総合研究所 地質調査総合センター発行の「海洋地質図」等入手して検討するものの、これらの底質データは表層の地質性状であったり、有望海域のポイントデータがなかったりする場合もある。支持構造物の選定等には、海域・風況・海象調査の段階でのボーリング調査が必要である。

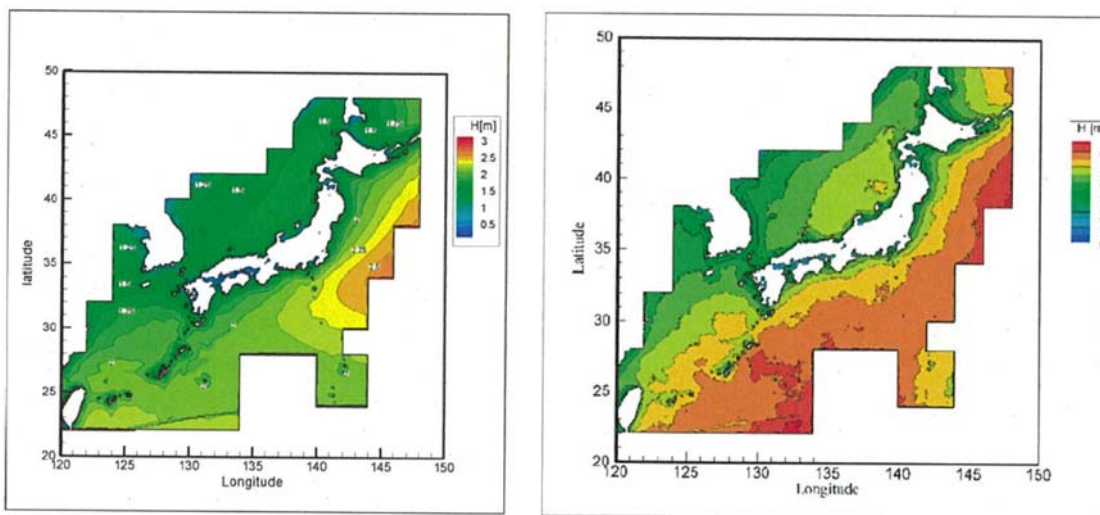
### 3) 波浪

辻本・石田（2016）は、10年間分の波浪推算データを使用して統計的な信頼性を向上させた日本近海の波と風のデータベースを構築している。本データベースについては、一般向けに海域区分を緯度経度各2度間隔とした粗い図版がHP上に無償で公開されている。また、詳細な検討が可能な海域区分を緯度経度各0.5度間隔とし、GUI機能を付けたものが日本近海の波と風のデータベースとして公開されている。

波浪推算値は、1日2回気象庁より緯度経度各6分（日本近海で9-11km程度）格子間隔で配信されるGPVを基に、地形による遮蔽と局所的な風波を加味し、緯度経度各2分（日本近海で3-3.7km程度）の格子間隔に内挿計算されたものである。

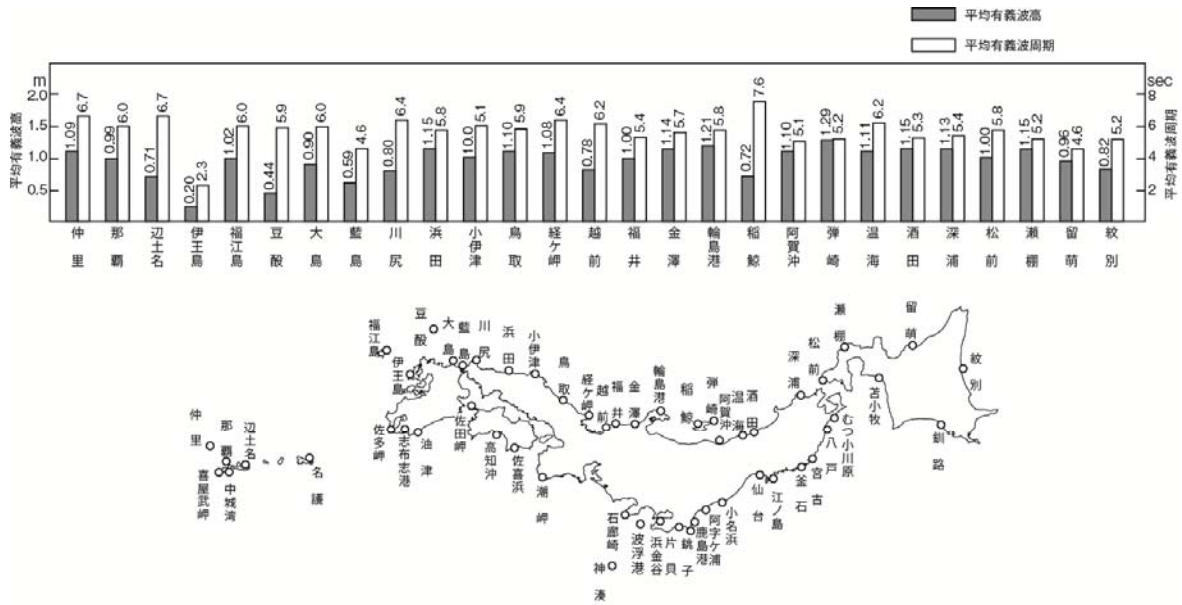
有義波高の通年平均値と $10^{-2}$ 超過確率値の等値線図を図Ⅲ.2.1-7に示す。同図から外洋に面した日本沿岸域の通年有義波高は1-1.5mで、有義波高の $10^{-2}$ 超過確率値の5m程度の海域が琉球諸島付近に認められ、これは台風の影響と考えられている。

なお、近年、波浪推算モデル（例えば、WW3:Wave Watch III）による波浪シミュレーションが多く実施されており、これらの文献や既往調査資料は、対象とする海域の波浪に関する検討に貴重な知見を与える。

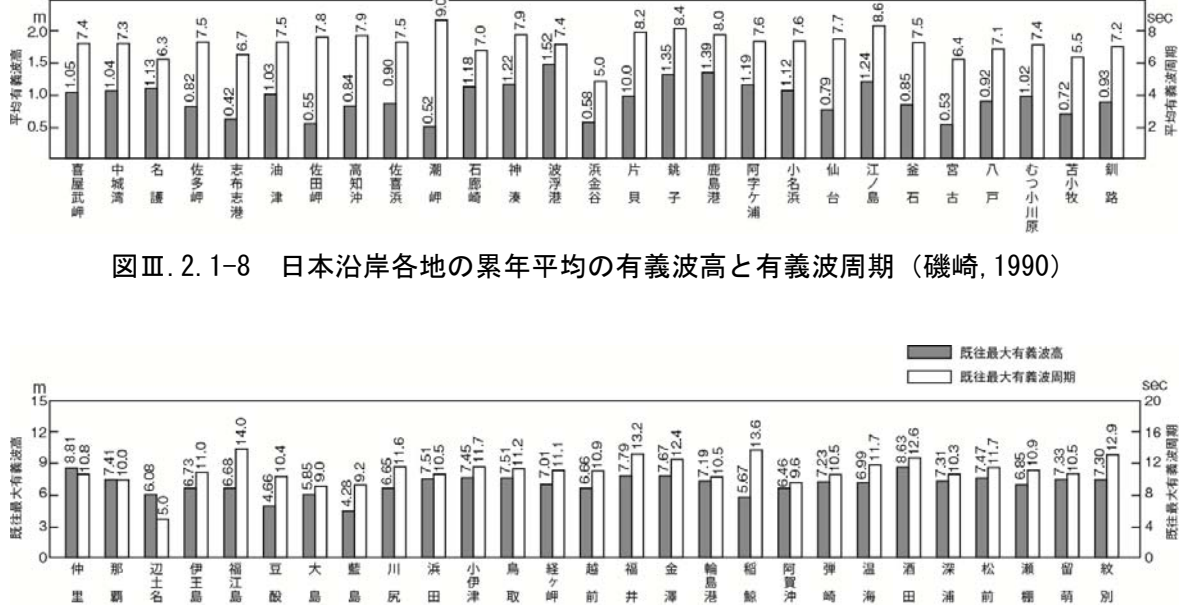


図Ⅲ.2.1-7 有義波高の通年平均値（左図）および有義波高の $10^{-2}$ 超過確率値（右図）の分布図（辻本、石田, 2016）

日本周辺海域の波浪観測所における平均有義波高と平均有義波周期を図Ⅲ.2.1-8、また既往最大有義波高と既往最大有義波周期を図Ⅲ.2.1-9にそれぞれ示す。両図から、一般的に有義波高と有義波周期は日本海側よりも太平洋側で大きい傾向を示している。



図Ⅲ. 2.1-8 日本沿岸各地の累年平均の有義波高と有義波周期 (磯崎, 1990)



図Ⅲ. 2.1-9 日本沿岸各地の既往最大の有義波高と有義波周期 (磯崎, 1990)

図Ⅲ.2.1-8 に示すように、太平洋側では関東地方の沿岸で平均有義波高が高く、平均有義波周期が長いことが認められる。また、日本海側では新潟県佐渡島弾崎や能登半島の輪島港で局所的に波高が高く、これより南北の沿岸では波高が小さくなる傾向が見られる。太平洋側と日本海側の波高の相違は有効フェッチ（吹走距離）の長短に関連するものと考えられ、波浪特性から日本海では「風浪」が卓越し、太平洋側では“うねり”が発達することが指摘されている（杉本・近澤,1980）。

既往最大の有義波高と有義波周期についても、概して日本海側よりも太平洋側で大きい傾向を示している（図Ⅲ.2.1-9）。太平洋側では、宮崎県油津の 10.34m（13.0sec）、静岡県石廊崎の 10.15m（12.6sec）、御蔵島神湊の 9.68m（10.7sec）の事例が 10m 前後の波高となっており、いずれも台風通過時に発生している。日本海側では島根県浜田以北の観測所の多くの波高が 7m 台で、中でも山形県酒田港の 8.63m（12.6sec）が最大となっており、これらは冬の季節風時の観測値である。また、山陰から九州西岸にかけての既往最大有義波高は、5-6m と小さい。これは冬季の北西風の吹送距離が短いこと、水深が浅いことから波浪が十分に発達しないことによっている。

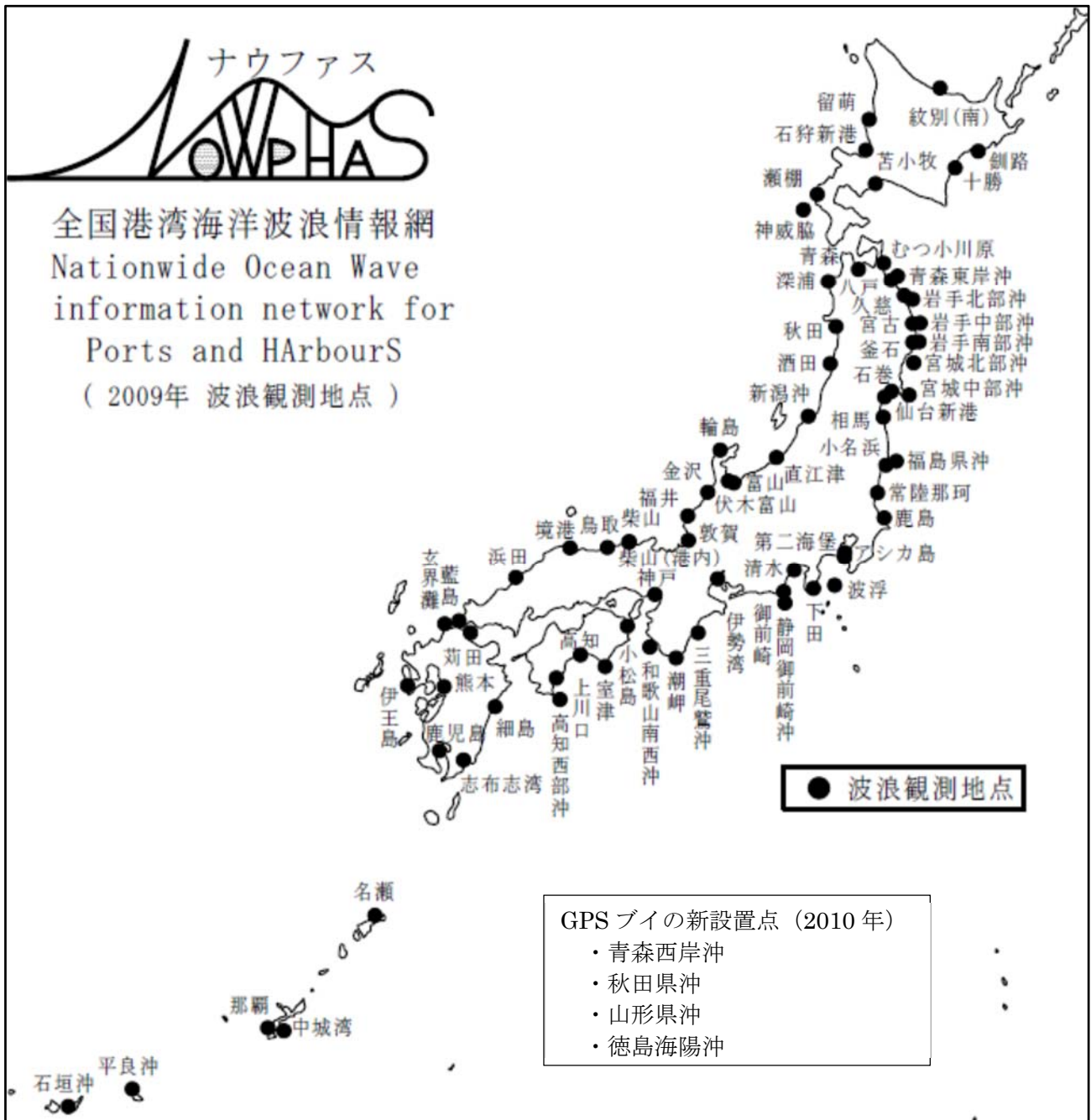
前述の「Ⅲ.2.1（1）気象 1）風況」で紹介しているが、波浪に関する実測データは、日本周辺海域で数多く実施されている。沖合に設置されている GPS 波浪計を含めて、2012 年 12 月以降、全国 75 地点（主として港湾域）で全国港湾海洋波浪情報網（NOWPHAS）による波浪観測が行われている（図Ⅲ.2.1-10）。また、国土交通省河川局において全国 47 箇所で波浪観測が実施されており、気象庁においても、現在 6 箇所で波浪観測（全地点ともにレーダ式波浪計）が行われている（表Ⅲ.2.1-9）。

表Ⅲ.2.1-9 気象庁における波浪観測地点

観測地点	所在地	緯度(N)	経度(E)	観測期間	備考
上ノ国	北海道檜山郡	41° 48' 09"	140° 04' 16"	2012. 5. 10～	
唐桑	宮城県気仙沼市	38° 51' 30"	141° 40' 25"	2012. 12. 19～	
生月島	長崎県平戸市	33° 26' 23"	129° 25' 49"	2012. 3. 30～	
屋久島	鹿児島県熊毛郡	30° 13' 57"	130° 33' 22"	2012. 3. 30～	
石廊崎	静岡県賀茂郡	34° 35' 36"	138° 51' 03"	2012. 7. 7～	1976. 4. 1～2012. 7. 7の期間は超音波式沿岸波浪計による観測
経ヶ岬	京都府京丹後市	35° 47' 09"	135° 13' 26"	2010. 7. 8～	1976. 5. 1～2010. 7. 8の期間は超音波式沿岸波浪計による観測
尻羽岬	北海道釧路郡	42° 54' 09"	144° 45' 35"	1985. 4. 1～2007. 3. 31	撤去
松前	北海道松前郡	41° 24' 38"	140° 05' 50"	1979. 1. 1～2012. 5. 10	撤去
温海	山形県鶴岡市	38° 40' 59"	139° 35' 38"	1981. 3. 1～2007. 3. 31	撤去
江ノ島	宮城県牡鹿郡	38° 23' 51"	141° 36' 24"	1978. 4. 1～2012. 12. 19	撤去
鹿島	島根県松江市	35° 33' 03"	132° 58' 26"	1984. 4. 1～2007. 3. 31	撤去
福江島	長崎県五島市	32° 45' 25"	128° 37' 38"	1980. 4. 1～2012. 3. 30	撤去
佐多岬	鹿児島県肝属郡	31° 02' 48"	130° 44' 45"	1982. 3. 1～2012. 3. 30	撤去
佐喜浜	高知県室戸市	33° 24' 24"	134° 14' 26"	1977. 7. 1～2007. 3. 31	撤去
喜屋武岬	沖縄県糸満市	26° 04' 42"	127° 42' 43"	1984. 2. 1～2007. 3. 31	撤去

注) 6地点ともに観測はレーダ式沿岸波浪計による。



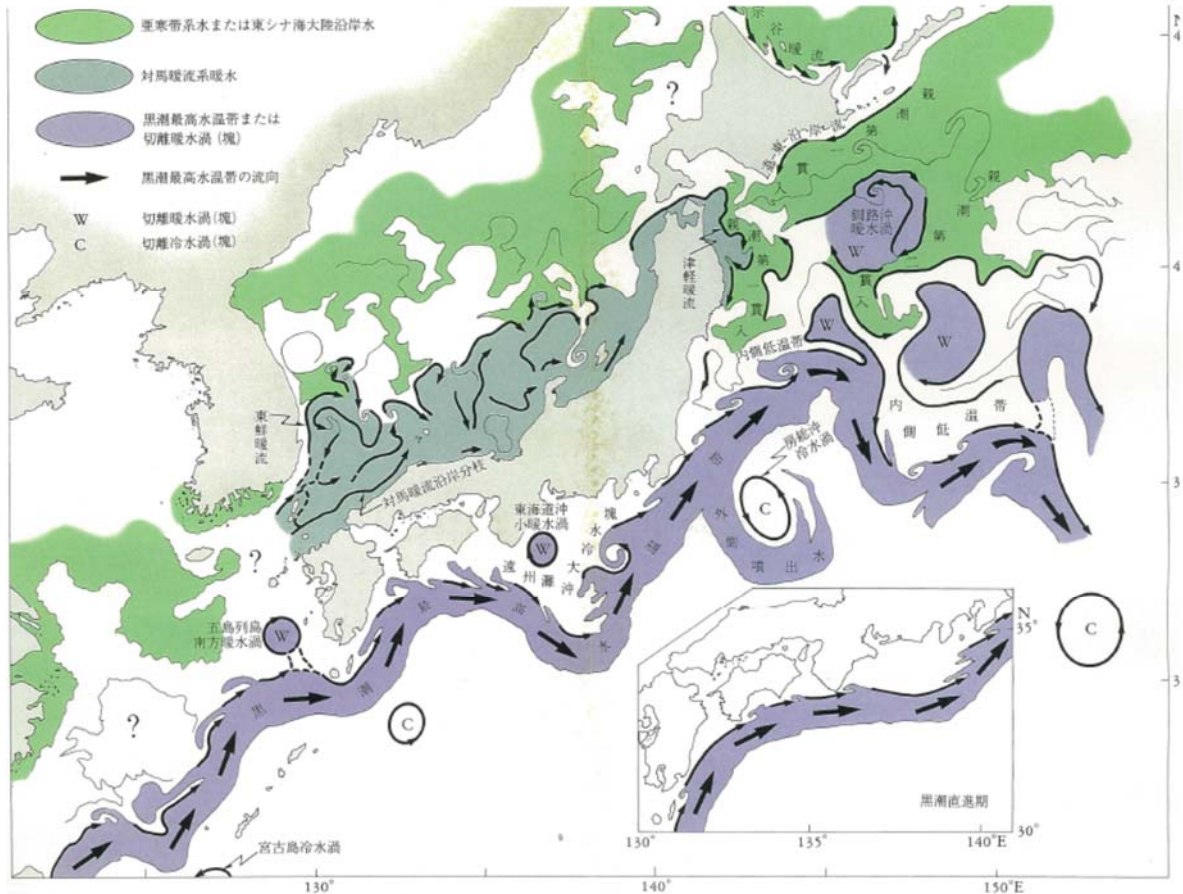


図Ⅲ. 2. 1-10 NOWPHAS 観測地点図 (港湾空港技術研究所資料を改変)

これらの観測結果は年報として毎年刊行されているが、長年のデータを統計処理して取りまとめた報告書として、永井 (2002b) や、前述の加藤 (2005) をあげることができる。洋上風力発電の導入計画を立てる上で、波浪データは工事計画や維持管理の船舶の運航の稼働率を検討する重要な情報であるが、測定機関によって測定方法が異なっている場合があるため注意を要する。

#### 4) 海潮流

日本周辺海域では、暖流系の黒潮、対馬暖流、津軽暖流、宗谷暖流、また寒流系の親潮といった海流が様々なスケールの渦を形成しながら流れており（図Ⅲ.2.1-11）、流軸の流速は日本南岸の黒潮で160cm/s、対馬暖流で40cm/s程度と言われている（川合編,1991）。黒潮は西岸境界流として沖合を流れているが、時に黒潮の分枝流が急潮として沿岸に流入することがある。沿岸海域では、沿境界流の対馬暖流、津軽暖流および宗谷暖流が岸に沿って流れている。



図Ⅲ. 2. 1-11 日本近海の流れと水塊配置の模式図（川合編, 1991）

また、沿岸海域では月と太陽の起潮力により潮流が発達し、通常は半日周潮流（約6時間ごとに転流）が卓越している。潮流は、概して潮汐差の大きい満月や新月の頃の大潮期に最大流速を示すことが多く、流速値は、一般的には地形の影響により海峡や瀬戸等で大きい（一例、大潮期の鳴門海峡では10kt超（約500cm/s超））。

なお、海上保安庁水路部発行の水路特殊図として「海流図」や「潮流図」がある。有望海域において水路部や大学等の研究機関による潮流観測結果の調和定数が公表されていた場合（例、表Ⅲ.2.1-10）、半日周潮流の卓越海域では長軸方向の $M_2$ （主大陰半日周期）と $S_2$ （主太陽半日周期）の流速値を足した流速（表の例では34cm/s）が大潮期の平均流速と表されるので、平均的な最大流速の目安が得られる。

表Ⅲ. 2. 1-10 潮流楕円要素の例

主要 4 分潮		M2	S2	K1	O1	恒流
		主大陰半日周期	主太陽半日周期	日月合成日周期	主大陰日周期	
長軸	流速 (cm/s)	20	14	8	6	3
	流向 (°)	-	-	-	-	-
	遅角 (°)	-	-	-	-	-
短軸	流速 (cm/s)	-	-	-	-	-
	流向 (°)	-	-	-	-	-
	遅角 (°)	-	-	-	-	-

海潮流データは施設の設計に必要な情報である。また導入計画を立てる際にも、例えば、底質が泥質の場合には工事中の水の濁りの拡散範囲を検討したり、支持構造物周りの洗掘問題を検討したりする上で有益な情報となる。

## 5) 津波

津波の原因は、海底火山の爆発や海底の地すべりによるものもあるが、その大部分は地震に伴う急激な海底の地変によっている。海底下で大きな地震が発生すると、断層運動により海底が隆起もしくは沈降し、これに伴って海面が変動して起こった流体の波動（波長：数 km・数百 km）が伝播する。津波が陸棚に達すると、境界の存在による反射、屈折、回折、セイシュ（固有振動）、陸棚波等の作用によりエネルギーが集中し、波高の非常に高い津波が陸地を遡上することもある。洋上風力発電の導入を計画する際には、過去の津波の発生記録を収集し、検討することが大切である。

国土交通省 港湾局（2015）による「港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン【案】」において、洋上風力発電施設導入の区域の選定にあたり津波も自然条件の一つとして考慮し、発電施設とその基礎工の設計検討のためのデータを得ることとされている。

なお、表Ⅱ.3.2-2 および図Ⅱ.3.2-3 に示したウィンドパワーかみす第 1 洋上風力発電所では、先の東日本大震災（2011 年 3 月 11 日）の津波により茨城県下全域が停電したため、系統連系が遮断し発電が停止したが、風力発電施設の被害はなく、同 14 日には再稼働したとの報告がある（[http://www.japanfs.org/ja/news/archives/news\\_id031054.html](http://www.japanfs.org/ja/news/archives/news_id031054.html)）。

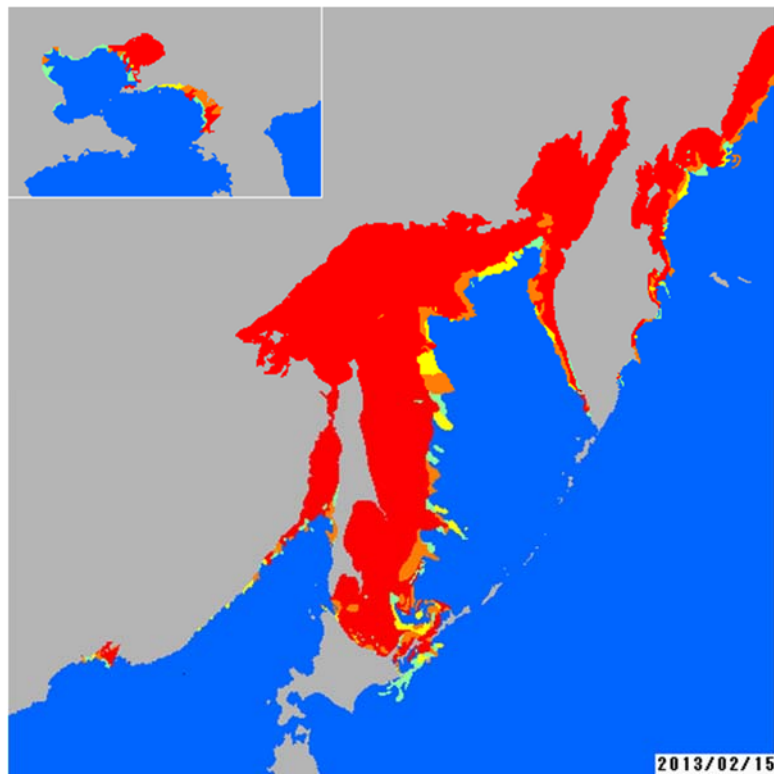
## 6) 海氷

我が国における海氷は、北海道北部、オホーツク海側および北海道東部の沿岸で認められる特異な現象である。海氷（Sea Ice）とは「海水が凍結してできた海でみられる全ての氷」と定義され、海岸に接して定着しているものが定着氷（Fast Ice）、定着氷以外の海氷が全て流氷（Drift Ice）と呼ばれているが、一般には定着氷を含めて流氷と呼ばれることが多い（赤川,1990）。

日本のオホーツク海沿岸に接岸する海氷は、ロシアのアムール川由来の低塩分水による浅い密度躍層の形成により海表面が冷やされ海水が凍り、流れと風の影響を受けて漂着するものである。海氷は、オホーツク海沿岸で 1 月中旬から下旬頃に出現し、その後 1 月下旬から 2 月上旬頃にかけて接岸する（図Ⅲ.2.1-12）。風向きによっては南下を続け、太平洋側に位置する釧路

沿岸に接岸することもある。春が近づき、沿岸から見渡せる海域に占める流氷の割合が 5 割以下となり、かつ船舶の航行が可能になると「海明け」が宣言される。

流氷は、オホーツク海を中心に出現・接岸する。そのため、このような海域においては、特に浮体式洋上風力発電は海面付近の係留策・送電ケーブル等を浮体内部に収納すること等ができない限り、導入が困難と考えられる。



図Ⅲ. 2. 1-12 2013年2月15日における流氷分布図

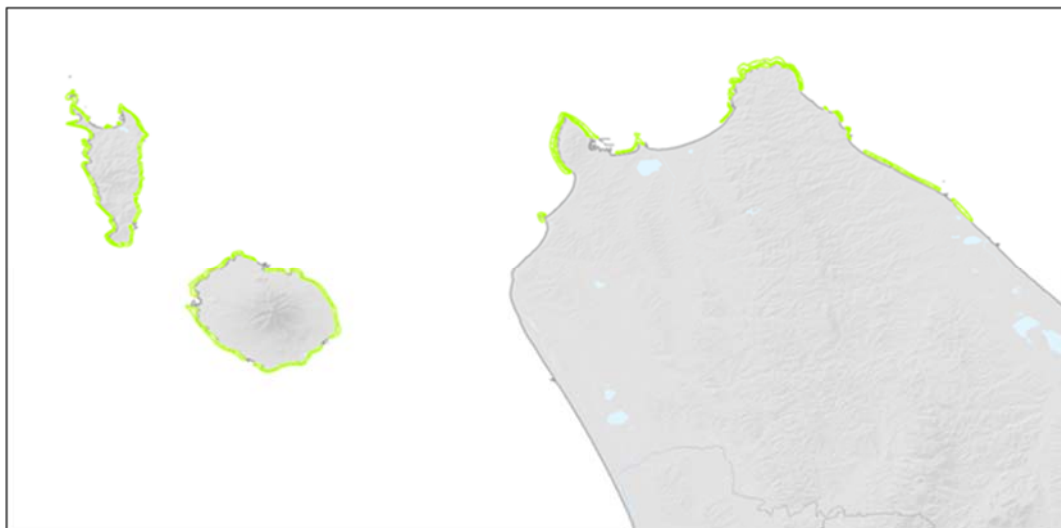
(気象庁 HP : [http://www.data.jma.go.jp/gmd/kaiyou/db/seaice/archive/c\\_1/okhotsk\\_monthly/2013/02/okhotsk\\_monthly.html](http://www.data.jma.go.jp/gmd/kaiyou/db/seaice/archive/c_1/okhotsk_monthly/2013/02/okhotsk_monthly.html))

### (3) 海洋生物

風力発電は、温室効果ガス排出量の削減のための効果的な手段の一つであるが、一方で事業の実施に伴う動植物等への影響が懸念されている。図Ⅲ.1-1 で示した【H】環境影響評価手続において、配慮書手続は、事業の計画段階の手続として、重大な環境影響の回避・低減のために適切に配慮すべき事項について検討を行うものであり、方法書以降の手続は、事業計画がある程度固まった段階の手続として、環境影響の予測・評価とともに環境保全措置等の検討結果と併せて取りまとめるものである。

洋上風力発電事業の計画段階では、有望海域が藻場、干潟、サンゴ礁等の高自然度環境にあるのか、あるいは絶滅危惧種、希少種等の海洋生物または鳥類が生息しているのか等に関して調査し各種項目に関する工事および事業による影響の程度について予測・評価して、事業実施の是非を見極める必要がある。一例として、北海道北部沿岸海域の藻場の分布図および魚類のレッドリストを、それぞれ図Ⅲ.2.1-13 と表Ⅲ.2.1-11 に示す。藻場は、魚介類の産卵場や稚仔魚の生育場として利用されているので、その分布海域における開発行為は慎重に検討する必要がある。レッドリストに絶滅危惧種、希少種としてあがっている生物についても、有望海域における生息状況を精査する必要がある。

導入が進んでいる海外でも、洋上風力発電によって海洋を生息の場としている魚介類、海棲哺乳類、鳥類等に重大な影響を及ぼしたという報告例は見られない。しかし導入を円滑に進めるためにも、専門家等の助言を受け、関係機関とも協議・調整を重ねて環境影響の調査・予測・評価を行うことが重要である。



図Ⅲ.2.1-13 北海道北部稚内沿岸域の藻場の分布  
(海上保安庁海洋台帳 HP : <http://www.kaiyoudaichou.go.jp/>)

表Ⅲ.2.1-11 北海道の魚類のレッドリスト（北海道環境生活部，2001年5月10日改訂）

分類	和名	学名	目名	科名	具体的要件	環境庁 (1999)	環境庁 (1991a)
絶滅種 (Ex)	チョウザメ	<i>Acipenser medirostris</i>	チョウザメ	チョウザメ	②		
絶滅危機種 (Cr)	ミツバヤツメ	<i>Entosphenus tridentatus</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	①	DD	R
	イトウ	<i>Hucho perryi</i>	サケ	サケ	①③	EN	V
	ヘコザケ (ヒメマス)	<i>Oncorhynchus nerka</i>	サケ	サケ	①③		
絶滅危惧種 (En)	エソホトケドジョウ	<i>Lefua nikkonis</i>	コイ	ドジョウ	②	VU	
絶滅危急種 (Vu)	スミウキゴリ	<i>Chaenogobius</i> sp.2	スズキ	ハゼ	①②		
	シロウオ	<i>Leucoparion peterii</i>	スズキ	ハゼ	①②	NT	
	カシカ (中卵型)	<i>Cottus pollux</i>	カサゴ	カシカ	①②		
希少種 (R)	シベリアヤツメ	<i>Lethenteron kessleri</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	①ab	NT	R
	ウナギ	<i>Anguilla japonica</i>	ウナギ	ウナギ	①a		
	ミヤバイワナ	<i>Salvelinus malma miyabei</i>	サケ	サケ	①bc	NT	R
	オシヨロコマ	<i>Salvelinus malma malma</i>	サケ	サケ	②ab	NT	R
	アユ	<i>Plecoglossus altivelis altivelis</i>	サケ	アユ	①b		
	イシカリワカサギ	<i>Hypomesus olidus</i>	サケ	キュウリウオ	①ab	DD	
	シラウオ	<i>Salangichthys microdon</i>	サケ	シラウオ	①abd		
	イバラトミヨ (汽水型)	<i>Pungitius</i> sp.2	トゲウオ	トゲウオ	①bcd		
	エソトミヨ	<i>Pungitius tymensis</i>	トゲウオ	トゲウオ	①ac②b	NT	R
	アカオビシマハゼ	<i>Tridentiger trigonoccephalus</i>	スズキ	ハゼ	①bc		
	シモフリシマハゼ	<i>Tridentiger bifasciatus</i>	スズキ	ハゼ	①b		
	ルリヨシノボリ	<i>Rhinogobius</i> sp. CO	スズキ	ハゼ	①ad		
	マハゼ	<i>Acanthogobius flavimanus</i>	スズキ	ハゼ	①ab②b		
	ミミズハゼ	<i>Luciogobius guttatus</i>	スズキ	ハゼ	①abd		
地域個体群 (Lp)	道南のスナヤツメ個体群	<i>Lethenteron reiszneri</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	①	VU	
	道南のカワヤツメ個体群	<i>Lethenteron japonicum</i>	ヤツメウナギ	ヤツメウナギ	②		
	香探湖のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	留恵文沼のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	天塩川水系旧河川のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	網走湖のヒブナ個体群	<i>Carassius auratus</i>	コイ	コイ	①②		
	香探湖のイトヨ (太平洋型) 個体群	<i>Gasterosteus aculeatus</i> (太平洋型)	トゲウオ	トゲウオ	①		
	日高以西のシシャモ個体群	<i>Spirinchus lanceolatus</i>	サケ	キュウリウオ	①		
留意種 (N)	サクラマス (ヤマメ)	<i>Oncorhynchus masou</i>	サケ	サケ	①②		
	マルタウグイ	<i>Tribolodon brandti</i>	コイ	コイ	①		
	エソウグイ	<i>Tribolodon ezoe</i>	コイ	コイ	①		
	イトヨ (日本海型)	<i>Gasterosteus aculeatus</i> (日本海型)	トゲウオ	トゲウオ	①		
	ハナカシカ	<i>Cottus nozawae</i>	カサゴ	カシカ	①		
	エソハナカシカ	<i>Cottus amblytomopsis</i>	カサゴ	カシカ	①		
	シシャモ	<i>Spirinchus lanceolatus</i>	サケ	キュウリウオ	①		

【豆知識Ⅲ.2.1-1】

● 生物保護へ重要海域選定 (中国新聞・夕刊,2014.5.9 より)

環境省の有識者会議は、日本の領海および排他的経済水域 (EEZ) を対象として生物学や生態学の観点から重要な場所を「重要海域」として選定した。これは全体の面積の 8.3%に相当する。

なお、領海は水深 200m より浅い場所を「沿岸域」、その他を「沖合表層」と「沖合海底」に分類するとともに、8 項目の選定基準 (例、「固有種が分布」、「絶滅危惧種が生息」、「日本を代表する生態系が存在」等) から海域を抽出した。その結果、沿岸域の重要海域は 280 箇所、沖合は表層・海底を合わせて 50 箇所が選定された。

また、風況の良い沿岸域 (北海道宗谷岬周辺、山形県飛島、千葉県安房小湊沿岸、静岡県御前崎・遠州灘沿岸、島根県隠岐海峡南部、徳島県由岐沿岸、鹿児島県吹上浜、沖縄県沖縄島等) があげられており、今後、海域の具体的な区域や特徴等について公開される予定である。

## 2.2 社会条件

風力発電事業にとって最も重要な基本的条件は、風況である。しかし好風況海域であっても有望海域の利用に制限が課せられている場合もあることから、社会条件に関する調査が必要である。ここでは、社会条件として関連法規と系統連系を取り上げた。

### (1) 関連法規

有望海域を対象として、洋上風力発電の導入に係る法的な規制あるいは他の社会的制約について、関係機関へのヒアリングと併せて検討するとともに、海域利用の許認可の可能性を確認しておくことが重要である。

海域は、領海（約 43 万 km<sup>2</sup>；内水面を含む離岸距離 12 海里（約 22.2km）までの水域）および排他的経済水域（約 405 万 km<sup>2</sup>；接続海域を含む海域で、離岸距離 12 海里から 200 海里（約 370km）まで囲まれた水域）に分類される\*。

領海においては、海域により管理する官庁が以下のように異なっている。

- ・国土交通省：都市計画に含まれる海域、一般海岸に連なる海域、港湾区域
- ・農林水産省：漁港区域

一方、排他的経済水域においては、「排他的経済水域及び大陸棚に関する法律」では、排他的経済水域等を設定し、そこにおいても我が国の法律を適用するとされている。しかし、その水域における開発行為の一元管理体制あるいは手続き等は明らかになっていない。

洋上風力発電の導入計画を立てるに際して、候補海域が法的にも社会的規則からも条件を満たすか否かを検討する必要がある、関係法令は表Ⅲ.2.2-1 に示すものである。また風力発電の建設段階に係る法令を表Ⅲ.2.2-2 に示す。関係法令による規制以外にも気象レーダーや米軍演習海域等の社会的な制約が存在するため、事業の検討にあたってはそれらの社会的な制約にも留意する必要がある。

---

\* 沿岸から沖合に向かって、領海（0-12 海里）、排他的経済水域（接続水域（12-24 海里）＋狭義の排他的経済水域（24-200 海里））に分割される。

表Ⅲ. 2. 2-1 事前計画段階における関係法令の整理

法令	説明	許可	届出	あて先
電波法 (102条)	風力発電所の建設予定地が伝搬障害防止区域（重要無線通信を確保するために総務大臣が指定する区域。）に指定されており、当該施設の最高部の高さが地表から 31m を超える建築物その他の工作物を建築主が建築しようとするときは、敷地の位置、高さ等の必要な事項を書面により総務大臣に届出が必要。 この際、伝搬障害防止区域の範囲や必要となる手続き等を事前に地方総合通信局等へ十分に確認することが重要。	—	○	総務大臣
文化財保護法 (93条)	周知の埋蔵文化財包蔵地である水中遺跡で土木工事等を行う場合、着手する 60 日前までに都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会への届出が必要。	—	○	都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会
文化財保護法 (125条)	事業計画段階において、計画地に係る史跡、名勝、天然記念物に関しその現状を変更し、又はその保存に影響を及ぼす行為をしようとするときは、文化庁長官の許可が必要。	○	—	文化庁長官 (都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会を經由)
海岸法 (7条、8条、37条の4、37条の5)	津波、高潮、波浪その他海水又は地盤の変動による被害から海岸を防護するとともに、海岸環境の整備と保全及び公衆の海岸の適正な利用を図り、もって国土の保全に資することを目的としたもので、海域・気象・海象調査を行うにあたり、海岸保全区域又は一般公共海岸区域内での工作物の設置占有及び行為に係る許可が必要。	○	—	海岸管理者
海上交通安全法 (36条、37条)	海上衝突予防法の特別法として船舶交通が輻輳している東京湾、伊勢湾及び瀬戸内海の三海域について特別の海上交通ルールを定めることにより船舶交通の安全を図ることを目的としている。東京湾、伊勢湾、瀬戸内海の法適用海域においては、工事や工作物の設置を行う場合は許可又は届出が必要。	○ ※1	○ ※2	海上保安庁長官
景観法 (8条、16条)	景観法は、我が国の都市、農山漁村等における良好な景観の形成を促進するため、景観計画の策定その他の施策を総合的に講ずることにより、美しく風格のある国土の形成、潤いのある豊かな生活環境の創造及び個性的で活力ある地域社会の実現を図り、もって国民生活の向上並びに国民経済及び地域社会の健全な発展に寄与することを目的としている。景観計画区域内※3において、景観法第16条第1項各号に掲げる行為をしようとする者は、あらかじめ景観行政団体の長に届出をしなければならない。	—	○	景観行政団体の長
港則法 (31条、43条)	海上衝突予防法の特別法として港内における海上交通ルールを定めることにより、船舶交通の安全及び港内の整とんを図ることを目的としている。港則法が適用される港内において、工事又は作業を行う場合は許可が必要。	○ ※4	—	港長又は海上保安部長



法令	説明	許可	届出	あて先
港湾法 (37条、43条の8、 55条の3の4)	交通の発達及び国土の適正な利用と均衡ある発展に資するため環境の保全に配慮しつつ、港湾の秩序ある整備と適正な運営を図るとともに、航路を開発し、及び保全することを目的としている。港湾区域内※5または港湾隣接地域内※6での占用等には、港湾管理者の許可が必要。開発保全航路※7又は緊急確保航路※8内における水域占用等には国土交通大臣の許可が必要。	○	—	港湾管理者 国土交通大臣
排他的経済水域及び大陸棚の保全及び利用の促進のための低潮線の保全及び拠点施設の整備等に関する法律 (5条、9条)	排他的経済水域及び大陸棚の保持を図るために必要な低潮線の保全、低潮線保全区域における海底の掘削等の行為の規制などの措置を講ずることにより、排他的経済水域等の保全及び利用の促進を図り、もって我が国の健全な発展及び国民生活の安定向上に寄与することを目的としたもので、低潮線保全区域内において、海底の掘削又は切土、土砂の採取、施設又は工作物の新設又は改築等を行う場合、国土交通大臣の許可が必要。特定離島港湾区域において、水域占用、土砂の採取等を行う場合、国土交通大臣の許可が必要。	○	—	国土交通大臣
国土利用計画法 (14条、23条、23条の4、7)	風力発電所建設地が規制区域内の土地で所有権、地上権、賃借権の移転又は設定の契約（予約を含む）をする場合には、許可が必要。また、建設地が一定基準を満たす土地で所有権、地上権、賃借権の移転又は設定の契約（予約を含む）をする場合には届出が必要。	○ 規制区域 ※9	○ 一定基準 を満たす 土地※10	都道府県知事又は指定 都市の長
自然環境保全法 (17条、25条、27条、28条、45条、46条、各都道府県で制定している自然環境保全条例)	自然環境を保全することが特に必要な区域として、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、都道府県自然環境保全地域を設定し、工作物の新築増築や海底の形質変更等、様々な行為の規制を定めている。海域・気象・海象調査を行う場合は、対象区域における行為に応じた許可または届出が必要。	○ 特別地区 ※11 海域特別 地区 ※12	○ 普通地区 ※13	原生自然環境保全地域、自然環境保全地域：環境大臣 都道府県自然環境保全地域：都道府県知事
自然公園法 (20条、21条、22条、33条)	○自然公園にて海域・気象・海象調査を行う場合は、行為に応じた許可または届出が必要な場合があり、担当部署への確認が必要。 ○国立・国定公園内の特別地域、特別保護地区、海域公園地区内において、工作物の新築等をしようとする者は、国立公園にあつては環境大臣の、国定公園にあつては都道府県知事の許可が必要。	○ 特別地域 ※14 海域公園 地区 ※15	○ 普通地域 ※16	国立公園：環境大臣 国定公園：都道府県知事
絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律 (37条、39条)	絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存を図ることにより、生物の多様性を確保するとともに、良好な自然環境を保全し、もって現在及び将来の国民の健康で文化的な生活の確保に寄与することを目的として定められた法律で、生息地保護区域内の管理地区もしくは監視地区にて、海域・気象・海象調査を行う場合は、行為に応じた許認可または届出が必要。	○ 管理地区 ※17	○ 監視地区 ※18	環境大臣
鳥獣の保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律 (29条)	日本国内における鳥獣の保護と狩猟の適正化を図る目的の法律で、鳥獣保護区内の特別保護地区にて、海域・気象・海象調査を行う場合は、行為に応じて環境大臣または都道府県知事の許可が必要。	○	—	環境大臣 (国指定特別保護地区) 都道府県知事(都道府県指定特別保護地区)

法令	説明	許可	届出	あて先
漁業法	漁業は、漁業権漁業のほか許可漁業、自由漁業等に分類される。(漁業権漁業以外であっても社会通念上権利と認められる程度にまで成熟した慣習上の利益は漁業に関する権利として扱われる。) 風力発電施設の設置候補海域が想定される早い段階で、海域を利用する漁業者や漁協等と発電事業者が意見交換を始め、漁業者等の理解を得る必要がある。	—	—	漁業関係者
都道府県の漁業調整規則	海域・気象・海象調査や環境調査を行うにあたり、水産動植物の採捕を行う場合、特別採捕許可が必要。	○ 条例の規定による	—	都道府県知事
環境影響評価法	出力が 7,500kW 以上の風力発電所の設置の事業は環境影響評価法に基づく手続が必要。(法の規模要件未達の事業であっても、地方公共団体が定める環境影響評価に関する条例の対象となる場合がある。)	—	—	—
国有財産法 (9条)	国は、行政財産を用途又は目的を妨げない限度において、貸し付け、又は私権を設定することができる。一般海域において海域・気象・海象調査を行う際には、都道府県条例に基づく、占用許可が必要。	○ 条例の規定による	—	都道府県知事

※1 海上交通安全法に規定する航路及びその周辺の海上交通安全法施行令第 8 条で定める海域

※2 海上交通安全法適用海域のうち、※1、※4 及び※5 以外の海域

※3 景観行政団体が策定した景観計画において定められる計画の対象となる区域

※4 港則法第 2 条の海域

※5 港湾区域：港湾を管理運営するための区域

※6 港湾隣接地域：港湾区域に隣接する陸側の地域において港湾区域又は港湾施設を良好な状態に維持・保存するための地域

※7 開発保全航路：港湾区域及び河川区域以外の水域における船舶の交通を確保するため開発及び保全に関する工事を必要とする航路

※8 緊急確保航路：非常災害が発生した場合において、港湾区域、開発保全航路及び河川区域以外の水域における船舶の交通を緊急に確保する必要があるものとしてその区域を定めた航路

※9 規制区域：土地の投機的な取引等で適正かつ合理的な土地利用の確保が著しく困難となると認められる区域

※10 一定基準を満たす土地：事前届出（監視区域）の場合、都道府県知事等が規則で定める面積以上の土地。事前届出（注視区域）及び事後届出の場合、市街化区域 2,000㎡以上、その他の都市計画区域 5,000㎡以上、都市計画区域外 10,000㎡以上の土地。

※11 特別地区：自然環境保全地域に関する保全計画に基づいて設定された区域

※12 海域特別地区：自然環境保全地域に関する保全計画に基づいて設定された海域

※13 普通地区：自然環境保全地域の区域のうち特別地区及び海域特別地区に含まれない区域

※14 特別地域：当該公園の風致を維持するため、公園計画に基づいて、設定した区域

※15 海域公園地区：当該公園の海域の景観を維持するため、公園計画に基づいて、設定した海域

※16 普通区域：国立公園又は国定公園の区域のうち特別地域及び海域公園地区に含まれない区域

※17 管理地区：生息地等保護区の区域内で国内希少野生動物種の保存のため特に必要があると認めた地域

※18 監視地区：生息地等保護区の区域で管理地区の区域に属さない地域

表Ⅲ. 2. 2-2 建設段階における関係法令の整理

法令	説明	許可	届出	あて先
電波法 (4条、6条)	無線局を開設する場合には、第6条で定められた免許の申請が必要。	○	—	総務大臣
消防法 (10条、11条)	風力発電設備が政令にて定められた危険物を指定数量以上貯蔵する場合は、消防本部及び消防署を置く市町村の場合は市町村長の、消防本部等所在する市町村以外は、都道府県知事の許可が必要。	○	—	市町村長 (消防本部及び消防署を置く市町村) 都道府県知事(消防本部等所在市町村以外)
国有財産法 (9条)	一般海域において風力発電事業を実施する場合、都道府県条例に基づく占用許可が必要。	○ 条例の規定による	—	都道府県知事
文化財保護法 (93条)	周知の埋蔵文化財包蔵地である水中遺跡で土木工事等を行う場合、着手する60日前までに都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会への届出が必要。また、水中遺跡の保護上特に必要があるときは、都道府県又は指定都市教育委員会の指示を受けて、水中遺跡の記録保存調査その他の必要な事項を講じることが必要。	—	○	都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会
文化財保護法 (96条)	風力発電所建設時に水中遺跡や海中考古物等の遺跡の存在が判明した場合、現状を変更することなく都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会へ届出が必要。	—	○	都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会
文化財保護法 (125条)	建設段階において、建設地に係る史跡、名勝、天然記念物に関しその現状を変更し、又はその保存に影響を及ぼす行為をしようとするときは、文化庁長官の許可が必要。	○	—	文化庁長官 (都道府県教育委員会又は指定都市教育委員会を經由)
海洋水産資源開発促進法 (9条)	都道府県は、一定の沿岸海域を沿岸水産資源開発区域※1として指定することができる。その開発区域において海底の形質の変更等の行為をしようとする者は、都道府県知事に届出が必要。また、都道府県知事は必要な勧告をすることができる。	—	○	都道府県知事
海洋水産資源開発促進法 (12条)	政令で指定される指定海域※2において海底の掘削、工作物の設置その他の行為で政令で定めるものをしようとする者は、都道府県知事または農林水産大臣に届出が必要。また、都道府県知事は必要な勧告をすることができる。	—	○	都道府県知事 農林水産大臣 ※3
漁港漁場整備法 (39条)	漁港区域内の水域や公共空地において、工作物の建設や土地の一部占用をする場合には、漁港管理者の許可が必要。	○	—	漁港管理者
水産資源保護法 (18条)	保護水面の区域内において、埋立て若しくは浚渫の工事等をしようとする者は、当該保護水面を管理する都道府県知事又は農林水産大臣の許可が必要。	○	—	都道府県知事 農林水産大臣 ※4
電気事業法 (27条の27)	発電事業を営もうとする場合は、経済産業大臣に届出が必要。	—	○	経済産業大臣

法令	説明	許可	届出	あて先
電気事業法 (42条)	事業用電気工作物を設置する場合は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定め、使用の開始前に設置場所を管轄する産業保安監督部長（又は経済産業大臣）に届出が必要。	—	○	設置場所を管轄する産業保安監督部長（2以上の管轄地域をまたぐ場合は経済産業大臣）
電気事業法 (43条)	○事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、主任技術者免状を受けている者の中から主任技術者を選任する。 ○主任技術者を選任、または解任したときに設置場所を管轄する産業保安監督部長（又は経済産業大臣）への届出が必要。	—	○	設置場所を管轄する産業保安監督部長（2以上の管轄地域をまたぐ場合は経済産業大臣）
電気事業法 (48条)	○事業用電気工作物の設置又は変更の工事をしようとする者は、その工事の計画について設置場所を管轄する産業保安監督部長（又は経済産業大臣）への届出が必要。 ○届出が受理された日から30日を経過した後でなければ届出に係る工事を開始してはならない。	—	○ ※5	設置場所を管轄する産業保安監督部長（2以上の管轄地域をまたぐ場合は経済産業大臣）
電気事業法 (51条)	○発電事業者は、省令で定めるところにより、設備の使用前に事業用電気工作物について自主検査を行い、届出した工事計画内容及び電気設備の技術基準に適合していることを確認し、その結果を、記録、保存しなければならない。 ○使用前自主検査の実施体制等について、省令で定める時期に、経済産業大臣の登録を受けたものが行う審査を受けなければならない。	—	○	設置場所を管轄する産業保安監督部長（2以上の管轄地域をまたぐ場合は経済産業大臣）
海岸法 (7条、8条、37条の4、37条の5)	○海岸保全区域（公共海岸の土地に限る。）又は一般公共海岸区域（水面を除く。）内において、海岸保全施設以外の施設又は工作物を設けて当該区域を占用しようとする場合、海岸管理者の許可が必要。 ○海岸保全区域又は一般公共海岸区域内において、土石の採取、水面又は公共海岸の土地以外の土地における海岸保全施設以外の施設又は工作物の新設又は改築、及び土地の掘削、盛土、切土等の行為をする場合、海岸管理者の許可が必要。	○	—	海岸管理者
海上交通安全法 (22条)	船舶、いかだその他の物件を引き、又は押して航行する船舶が航路を航行する場合、船長は、当該船舶の名称、総トン数及び長さ、当該航路の航行予定時刻、当該船舶との連絡手段その他の国土交通省令で定める事項を海上保安庁長官に通報することが必要。	○ 通報 ※6	—	海上保安庁長官
海上交通安全法 (36条、37条)	東京湾、伊勢湾、瀬戸内海の法適用海域においては、工事や工作物の設置を行う場合は許可又は届出が必要。	○ ※7	○ ※8	海上保安庁長官
海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律 (18条の3)	当該法律に基づく海洋施設を設置する際には届出が必要。	—	○	海上保安庁長官

法令	説明	許可	届出	あて先
航空法 (51条、51条の2)	風車のブレード先端が地表または水面から60m以上の高さの場合は、原則として航空障害灯及び昼間障害標識(赤または黄赤と白の塗色で7等分)を設置しなければならない。また、航空障害灯及び昼間障害標識の設置後、遅滞なく届出が必要。	—	○	地方航空局長
港則法 (19条) 港則法施行規則 (9条、21条2項)	特定港内において、曳航を行うときは、全長が200mを超える場合にあっては、許可が必要。 (注)200m未満であっても、許可が必要な港もある。	○ ※9	—	港長
港則法 (31条、43条)	港則法が適用される港内において、工事又は作業を行う場合は許可が必要。	○ ※9	—	港長又は海上保安部長
航路標識法 (3条、13条)	灯光、音響又は電波を手段とする航路標識を設置する場合は許可が必要。灯光、音響又は電波以外を手段とする航路標識を設置する場合は、届出が必要。	○	○	海上保安庁長官
港湾法 (37条、38条の2、 43条の8、55条の3 の4)	港湾区域内※10または港湾隣接地域内※11での占用等には、港湾管理者の許可が必要。臨港地区内において建設工事等を行う場合、港湾管理者への届出が必要。開発保全航路※12及び緊急確保航路※13における水域占用には国土交通大臣の許可が必要。	○	○	港湾管理者 国土交通大臣
各港港湾管理条例	港湾施設(岸壁等)を公共用以外で使用する場合には許可が必要。	○	—	港湾管理者
水路業務法 (6条、19条)	○海上保安庁以外の者が、その費用の全部又は一部を国又は地方公共団体が負担し、又は補助する水路測量を実施する場合には、海上保安庁長官の許可が必要。 ○港湾の修築、その他海岸線に重大な変化を生ずる工事をする者は、その旨を海上保安庁長官に通報することが必要。	○ 水路測量	○ 通報	海上保安庁長官
船舶安全法 (2条、5条、9条)	工作物の曳航作業にて船舶検査証書を持たない浮体を臨時に航行させる場合には、臨時航行検査に合格し、臨時航行許可証の受有が必要。	○	—	地方運輸局長等
道路法 (32条、47条、47 条の2)	風力発電所を建設する際に道路を占用する場合、また、建設時において幅、重量、高さ、長さ又は最小回転半径が「車両制限令」で定める最高限度を超える車両を通行させる場合は、道路管理者の許可が必要。	○	—	道路管理者
道路交通法 (57条、77条)	○風車の運搬及び建設時に、車両の積載物の重量、大きさ又は積載の方法の制限を超えて積載をして運転する場合には、当該車両の出発地を管轄する警察署長の許可が必要。 ○設置工事、作業の際に道路を使用する場合には、当該行為に係る場所を管轄する警察署長の許可が必要。	○	—	風車の運搬 及び建設時： 出発地警察署長 設置工事、 作業時：所 轄警察署長
排他的経済水域及び大陸棚の保全及び利用の促進のための低潮線の保全及び拠点施設の整備等に関する法律 (5条、9条)	○低潮線保全区域内において、海底の掘削又は切土、土砂の採取、施設又は工作物の新設又は改築等を行う場合、国土交通大臣の許可が必要。 ○特定離島港湾区域において、水域占用、土砂の採取等を行う場合、国土交通大臣の許可が必要。	○	—	国土交通大臣
自然環境保全法 (17条、25条、27 条、28条)	○原生自然環境保全地域内、あるいは自然環境保全地域特別地区内/海域特別地区内における工作物設置には、環境大臣の許可が必要。 ○自然環境保全地域普通地区における工作物の設置には、環境大臣に届出が必要。	○ 特別地区 ※14 海域特別 地区 ※15	○ 普通地区 ※16	環境大臣

法令	説明	許可	届出	あて先
自然環境保全法 (45条、46条、各都道府県で制定している自然環境保全条例)	○自然環境保全地域特別地区内における工作物設置には、都道府県知事の許可が必要。 ○自然環境保全地域普通地区における工作物の設置には、事前の届出が必要。 ※都道府県が条例により、自然環境保全法の規定による規制の範囲内において必要な規制を定めることとしているため、都道府県により異なる場合はある	○ 都道府県の条例による	○ 都道府県の条例による	都道府県知事
自然公園法 (20条、21条、22条、33条)	○特別地域等内において、工作物の新築等をしようとする者は、国立公園にあつては環境大臣の、国定公園にあつては都道府県知事の許可が必要。(工作物の新築については、特別保護地区、第1種特別地域、海城公園地区では原則として許可されない。詳細は自然公園法施行規則第11条参照。) ○普通地域内において、その規模が環境省令で定める基準を超える工作物の新築等をしようとする者は、国立公園にあつては環境大臣に対し、国定公園にあつては都道府県知事に届出が必要。	○ 特別地域 ※17 海城公園地区 ※18	○ 普通地域 ※19	国立公園： 環境大臣 国定公園： 都道府県知事
自然公園法 (72条、73条、各都道府県で制定している自然公園条例)	○特別地域内において、工作物の新築等をしようとする者は、都道府県知事の許可が必要。 ○普通地域内において、その規模が条例で定める基準を超える工作物の新築等をしようとする者は、都道府県知事に届出が必要。	○ 特別地域 ※17	○ 普通地域 ※19	都道府県知事
振動規制法 (14条)	○指定地域内で著しい振動を発生する作業であり、政令によって定められた特定建設作業をする場合、作業開始日の7日前までに、市町村長への届出が必要。	—	○	市町村長
騒音規制法 (14条)	○指定地域内で著しい騒音を発生する作業であり、政令によって定められた特定建設作業をする場合、作業開始日の7日前までに、市町村長への届出が必要。	—	○	市町村長
絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律 (37条、39条)	○管理地区の区域内において、工作物の新築、改築、増築や水面の埋め立て等の行為を行うときには、環境大臣の許可が必要。 ○監視地区の区域内において工作物の新築、改築、増築や水面の埋め立て等の行為を行うときには、環境大臣の届出が必要。	○ 管理地区 ※20	○ 監視地区 ※21	環境大臣
鳥獣の保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律 (29条)	鳥獣保護区特別保護地区内において、建築物その他工作物の新築及び増改築、水面の埋め立て又は干拓等を行う場合は、国指定鳥獣保護区にあつては環境大臣の、都道府県鳥獣保護区にあつては都道府県知事の許可が必要。	○	—	環境大臣 (国指定特別保護地区) 都道府県知事 (都道府県指定特別保護地区)

※1 開発区域：漁業を営む者の経営の状況、その区域内の海域の利用状況等からみて、水産動植物の増殖又は養殖を推進することにより漁業生産の増大を図ることが相当と認められる区域

※2 指定海域：開発区域以外の一定の海域で、海底の地形、海流、餌料生物の分布その他の自然的条件がすぐれているため漁場としての効用が高く、かつ、漁業生産において重要な地位を占める海域

※3 指定海域が二以上の都道府県知事の管轄になっているまたは、その管轄が明確ではない場合は農林水産大臣

※4 保護水面の指定者。都道府県知事の場合は都道府県知事、農林水産大臣の場合は、農林水産大臣

※5 第47条第1項の主務省令に定めるものを除く。

※6 第23条にて、海上保安庁長官は、航路における航行に伴い生ずるおそれのある船舶交通の危険を防止するため必要と認めるときに航行予定時刻の変更、進路を警戒する船舶の配備等の運航に関し指示できる。

※7 海上交通安全法に規定する航路及びその周辺の海上交通安全法施行令第8条で定める海域

※8 海上交通安全法適用海域のうち、※7、※9及び※10以外の海域

※9 港則法第2条の海域

※10 港湾区域：港湾を管理運営するための区域

※11 港湾隣接地域：港湾区域に隣接する陸側の地域において港湾区域又は港湾施設を良好な状態に維持・保存するための地域

※12 開発保全航路：港湾区域及び河川区域以外の水域における船舶の交通を確保するため開発及び保全に関する工事を必要とする航路

※13 緊急確保航路：非常災害が発生した場合において、港湾区域、開発保全航路及び河川区域以外の水域における船舶の交通を緊急に確保する必要があるものとしてその区域を定めた航路

※14 特別地区：自然環境保全地域に関する保全計画に基づいて設定された区域

※15 海域特別地区：自然環境保全地域に関する保全計画に基づいて設定された海域

※16 普通地区：自然環境保全地域の区域のうち特別地区及び海域特別地区に含まれない区域

※17 特別地域：当該公園の風致を維持するため、公園計画に基づいて、設定した区域

※18 海域公園地区：当該公園の海域の景観を維持するため、公園計画に基づいて、設置した海域

※19 普通区域：国立公園又は国定公園の区域のうち特別地域及び海域公園地区に含まれない区域

※20 管理地区：生息地等保護区の区域内で国内希少野生動植物種の保存のため特に必要があると認められた地域

※21 監視地区：生息地等保護区の区域で管理地区の区域に属さない地域

表Ⅲ.2.2-3では、銚子沖と北九州市沖のFS調査において検討された法律(条例)を併記しているが、自然公園指定海域等、海域により該当する場がないこともあり、両サイトで扱った法令が異なっている。なお、FS調査時には、風力発電所は環境影響評価法の対象とされていなかった。2012年10月以降は、出力1万kW以上の風力発電所の設置の事業(第1種事業)は環境アセスメントを行うことが義務付けられ、出力0.75万kW以上1万kW未満の風力発電事業(第2種事業)は、環境アセスメントの必要性について個別に判断される(スクリーニング)。なお、環境影響評価法の規模要件未満であっても、地方公共団体の定める環境影響評価に関する条例の対象となっている場合がある。

表Ⅲ. 2. 2-3 洋上風力発電の導入に係る対象法令および実証研究サイトでの検討例

分類	関連法規（適用条件/該当条件）	銚子沖		北九州市沖	
一般法規	・電気事業法（500kW以上の風力発電所）	●	—	●	
	・建築基準法 （15m以上の木柱、鉄柱、鉄筋コンクリート製の柱、その他のこれに類する工作物）	●	—	●	
	・国有財産法（海域の占有）	●	国土交通省所管 公共用財産管理 規則、使用料及 び手数料	—	
	・電波法（電波障害防止区域）	●	—	—	
	・国土利用計画法及び国土形成計画法（海域の利用・保全）	—	—	○	
	・民法（物件、債権等の条件）	—	—	○	
航行安全	・航路標識法（航路標識の機能障害となりうる建築物）	●	—	●	
	・海上交通安全法（東京湾/伊勢湾/瀬戸内海の3海域）	○	—	—	
	・航空法（地表面または水面から60mの高さの物件）	●	—	●	
港湾・海岸	・港湾法（港湾隣接地域を含む）	●	千葉県港湾管理 条例、港湾区域 内及び港湾隣接 地域内における 工事等の規制に 関する規則	●	
	・港則法（政令で定められた特定港）	○	（特定港） 千葉県、木更津港	●	
	・海岸法（海岸保全区域、一般公共海岸区域）	●	千葉県海岸管理 規則	—	
	・海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（海洋施設の設置）	●	—	—	
水産関連	・漁業法（漁業権、許可漁業）	—		●	
	・漁港漁場整備法（漁港区域）	●	千葉県漁港管理 条例	—	
	・水産資源保護法（保護水面の区域、港湾区域を除く）	○	千葉県海面漁業 調整規則	—	
	・公共用地の取得に伴う損失補償基準要綱（漁業権）	○	—	—	
自然保護・ 景観	・自然公園法（国立公園/国定公園/都道府県立公園）	●	千葉県立自然公 園条例	○	
	・自然環境保全法（原生自然環境保全区域、自然環境保全区域）	○	千葉県自然環境 保全条例	—	
	・環境影響評価法（風力発電）	○	千葉県環境影響 評価条例	○	環境影響評価条 例
	・景観法（景観計画区域）	○	—	○	景観条例等
	・絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律（生息地等保護区）	○	—	—	
	・鳥獣の保護及び狩猟の適正化に関する法律（鳥獣保護区） （現在は、鳥獣保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律）	○	—	—	
	・文化財保護法（保存）	—	—	○	

凡例：●当該海域への洋上風力発電施設の設置に関連する法令、○該当しない法令、—FS調査で検討されていない法令

参考：銚子沖及び北九州市沖の枠内に地方自治体の関連条例、規則等を示す。/洋上風力発電実証研究FS調査の時点では、風力発電は環境影響評価法の対象外。



参考までに、銚子沖洋上風力発電の工事等に関わる主な法律を以下に示す。

1. 風車と観測タワーの設置
  - ・ 建築基準法（風車を支持する工作物について、2014年4月1日付けで着床式は電気事業法（発電用風力設備に関する技術基準に定める省令）へ一元化された）
  - ・ 電気事業法（発電用風力設備に関する技術基準に定める省令）
2. 風車、観測タワーおよび海底ケーブルの設置
  - ・ 国有財産法（千葉県：国土交通省所管公共用財産管理規則、使用料および手数料）
  - ・ 電気事業法（電気設備の技術基準を定める省令）
3. 海底ケーブルの設置
  - ・ 港湾法（千葉県：千葉県港湾管理条例、港湾区域内および港湾隣接地域内における工事等の規制に関する規則）
  - ・ 海岸法、海岸法施行令（千葉県：千葉県海岸管理規則）
  - ・ 漁港漁場整備法（千葉県：千葉県漁港管理条例）
  - ・ 水産資源保護法（千葉県：千葉県海面漁業調整規則）
  - ・ 電気事業法（電気設備の技術基準を定める省令）
4. 船舶の航行安全
  - ・ 航路標識法
5. 航空障害灯の設置
  - ・ 航空法
6. 電波への影響
  - ・ 電波法
  - ・ 電気事業法（電気設備の技術基準を定める省令）
7. 陸上送電ケーブル、陸上変電所の設置
  - ・ 港湾法（千葉県：千葉県港湾管理条例、千葉県港湾管理条例施工規則）
  - ・ 自然公園法
  - ・ 漁港漁場整備法（千葉県：千葉県漁港管理条例）
  - ・ 電気事業法（電気設備の技術基準を定める省令）

### 【豆知識Ⅲ.2.2-1】

#### ●関係機関との協議先

##### ① 銚子沖

- ・ 全般：千葉県（商工労働部, 総合企画部, 総務部, 環境生活部, 農林水産部, 県土整備部）、銚子市、旭市、匝瑳市、銚子市商工会議所、銚子市観光協会
- ・ 航行安全：国土交通省東京航空局、海上保安庁銚子海上保安部、海上保安庁鹿島海上保安署、銚子マリーナ、銚子マリクラブ
- ・ 漁業：海匠漁業協同組合、銚子市漁業協同組合、九十九里漁業協同組合、はさき漁業協同組合、千葉県漁業協同組合連合会
- ・ 電力会社：東京電力

##### ② 北九州市

- ・ 全般：北九州市（港湾空港局, 環境局, 産業経済局（水産課））
- ・ 航行安全：海上保安庁若松海上保安部
- ・ 漁業：北九州市漁業協同組合脇之浦地区、ひびき灘漁業協同組合
- ・ 電力会社：九州電力

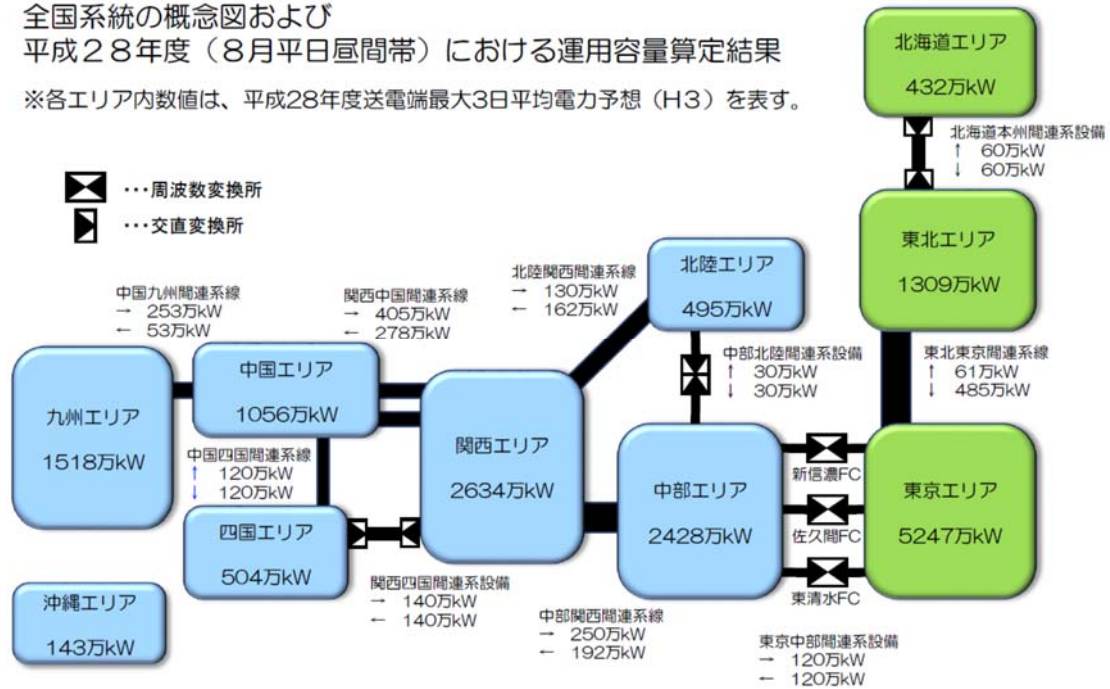
## (2) 系統連系

我が国の電力会社別の需要規模と地域間連系線の送電容量を図Ⅲ.2.2-1 に示す。図示しているように、電力の需要規模（発電設備容量）は東京電力、関西電力、中部電力等、大都市を要する電力管内では大きく、本ガイドブックⅡ.2.2 項で指摘したように風況の良好な地域での設備容量は小さい。また、電力会社間の連系線の送電容量は小さく、しかも日本では概ねフォッサマグナ（糸魚川－静岡構造線）の東西で周波数が異なっており、複雑な電力系統網となっている。

### 全国系統の概念図および

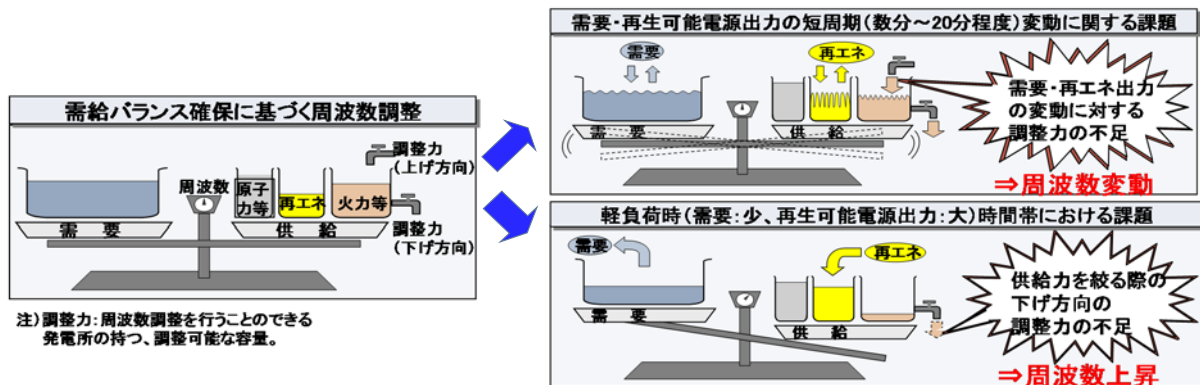
### 平成28年度（8月平日昼間帯）における運用容量算定結果

※各エリア内数値は、平成28年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



図Ⅲ.2.2-1 各地域間連系設備の運用容量算定結果（電力広域的運営推進機関, 2016）

発電設備容量の小さい電力会社管内に風力発電をはじめとする再生可能エネルギー電源が大量に導入されると、その出力変動のために需要と供給のバランスが崩れて周波数が変化するため、図Ⅲ.2.2-2 に示すような調整が必要となる。



図Ⅲ.2.2-2 需給バランス確保に基づく周波数調整（日本風力発電協会, 2013）

電力会社別電力最大需要量と風力ポテンシャルの関係を、表Ⅲ.2.2-4 に示す。風況の良好な電力会社管内では需要量が少なく、空容量も少ない。風力発電の導入拡大のためには、既存の会社間連系線の活用、地域内基幹送電線の新增設等が必要で、将来的には系統側蓄電池・新たな調整電源の設置、地域間（会社間）連系線、電力貯蔵設備の新增設および気象予測システムを活用した広域電力系統運用の実施が不可欠である。

表Ⅲ.2.2-4 電力会社別電力最大需要量と風力ポテンシャルの関係

電力会社	2015年度 最大電力需要 (GW=100万kW)	風力発電ポテンシャル (GW=100万kW)				備 考
		洋上 (着床式)	洋上 (浮体式)	陸上	合計	
北海道	5.0	86.7	151.9	100.9	339.5	50Hz
東 北	13.9	23.1	72.7	55.4	151.2	
東 京	49.6	15.7	23.6	3.1	42.4	
小 計	68.5	125.5	248.2	159.4	533.1	
北 陸	5.3	0.6	0	3.1	3.7	60Hz
中 部	24.9	11.6	14.7	5.9	32.2	
関 西	25.6	0.4	0.7	9.4	10.5	
中 国	10.9	0	0	6.5	6.5	
四 国	5.1	0.3	3.6	3.4	7.3	
九 州	15.1	6.6	15.6	16.5	38.7	
沖 縄	1.5	11.6	17.6	5.7	34.9	
小 計	88.4	31.1	52.2	50.5	133.8	
合計	156.9	156.6	300.4	209.9	666.9	50Hz+60Hz

注) 最大電力需要：電力需給検証小委員会報告書(総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会, 2015.10及び2016.4)

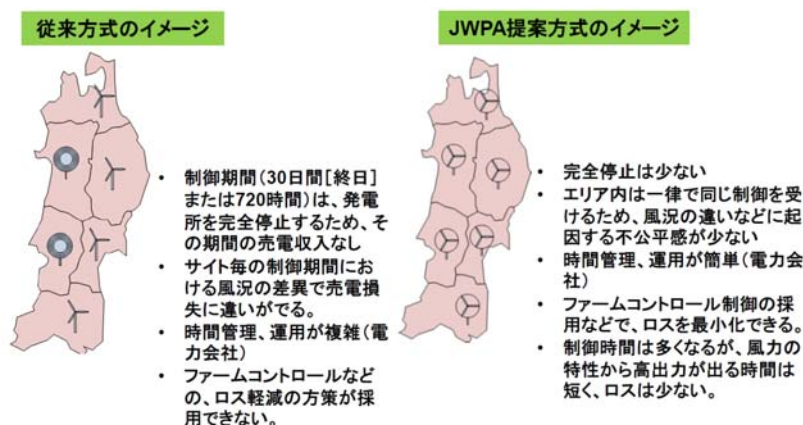
風力発電ポテンシャル：日本風力発電協会（風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 V4.3）  
 着床式洋上：年平均風速7.0m/s以上、浮体式洋上：同7.5m/s以上、陸上：同6.0m/s以上(80m高)

コストパフォーマンスを上げるためには大規模な洋上風力発電施設の導入が望ましいが、風況の良好な電力会社管内では系統連系の制約もあって厳しい状況にある。そのため、経済産業省では 2013 年度から前述の地域内送電線の新增設に関する事業（風力発電のための送電網整備の実証事業）を立ち上げた（豆知識Ⅲ.2.2-2、参照）。これにより、将来、洋上風力発電を含めて風力発電の導入環境が整備され、大容量の風力発電設備の導入が期待される。

電力系統への接続に制約が生じる中、2014 年 9 月に一部の電力会社が接続申込みに対する回答を保留したことを契機に、再生可能エネルギー特別措置法の施行規則が改正された。500kW 未満のものを含む太陽光発電設備または風力発電設備に対して、回避措置を講じたとしてもなお電力の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合には、太陽光発電設備については年間 360 時間、風力発電設備については年間 720 時間を超えない範囲内で行われた出力制御については無補償ということになった。また、接続する電力会社が風力発電設備について指定電気事業者（2015 年 12 月 16 日に北海道電力と東北電力、2017 年 3 月 7 日に中国電力と九州電力、同年 9 月 19 日に北陸電力が風力発電設備に関する指定電気事業者に指定（2018 年 3 月時点情報））に指定された場合は、出力制御が年間 720 時間を超えても無補償ということになった。

出力制御は、年間のうち電力需要が小さい時期・時間帯において、様々な措置を講じても電力の供給量が需要量を超過することが見込まれる場合に行われるものである。また、需要の状況や天候により出力制御の必要性は変わる。そのため、必ず毎年上限値の 720 時間まで無補償出力制御が行われるというわけではないことに留意が必要である。また、指定電気事業者に対しては、出力制御の見込みを事前に示すことが省令上義務付けられており、それにより事業者の予見性を担保する仕組みとなっている。

2015年10月9日に開催された経済産業省総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会第6回系統ワーキンググループで一般社団法人日本風力発電協会（JWPA）は、出力制御は交代制御（輪番による発電停止）で行うのではなく、一律制御（エリア全域を対象にした部分制御）で行うべきという提案を行った（図Ⅲ.2.2-3）。本提案は連系可能量の拡大、出力制御の削減、系統運用の簡易化等のメリットがあるとしており、同年11月10日に開催された第7回系統ワーキンググループにおいて了承された。2018年3月現在、発電事業者及び電力会社は本提案に基づく受給契約の見直しを順次行っているところである。



図Ⅲ.2.2-3 従来方式（交代制御）とJWPA提案方式（一律制御）の比較（日本風力発電協会系統部会, 2016）

### 【豆知識Ⅲ.2.2-2】

#### ●電力システムの広域的運営の推進と電力システム改革

✓電力システム改革の3つの柱のうちの1つとして広域系統運用の拡大があげられ、その実現のために2015年4月1日に「電力広域的運営推進機関」が設立された。

✓電力広域的運営推進機関の主な業務内容

(<https://www.occto.or.jp/koiki/koiki/index.html>)

- ・需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域（エリア）を超えた全国大での系統運用等を図る。
- ・平常時において、各区域（エリア）の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う。
- ・災害等による需給ひっ迫時において、電源の焼き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う。
- ・中立的に新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務を行う。

#### ●風力発電のための送電網整備実証事業（経済産業省：2013年度～）

✓事業概要

風力発電の立地には適しているが、送電網が脆弱な地域においては、地域内送電網を強化することが喫緊の課題である。そのため、北海道・東北の一部を特定風力集中整備地区と定め、送電網整備を行う民間事業者を支援し、技術課題等の実証を行う。2013年度から10年間を目処に実施する予定となっている。

✓実証する技術課題の例

- ・北海道西名寄地区一再エネ大規模導入地域における周波数維持・リアルタイム出力抑制技術の開発・実証

風力発電の出力抑制を最小化し発電の比率を高めるため、電力需給をリアルタイムで観察し出力をコントロールする技術を実証する。

## 2.3 候補海域の選定例

本ガイドブックⅢ.2 節の立地環境調査の結果を踏まえ、候補海域およびエリアを選定する。参考までに、現在洋上風力発電事業の検討が進められている秋田港・能代港における候補海域のエリア抽出結果の例を以下に示す。なお、以下の例は協議会で議論されたエリア海域抽出の考え方である。その後公募で選ばれた事業者が検討を進めていく中で新たな制約が判明する場合があるため、抽出エリアは実際の「対象事業実施区域」とは一致しない場合がある。

### <秋田港・能代港サイト>

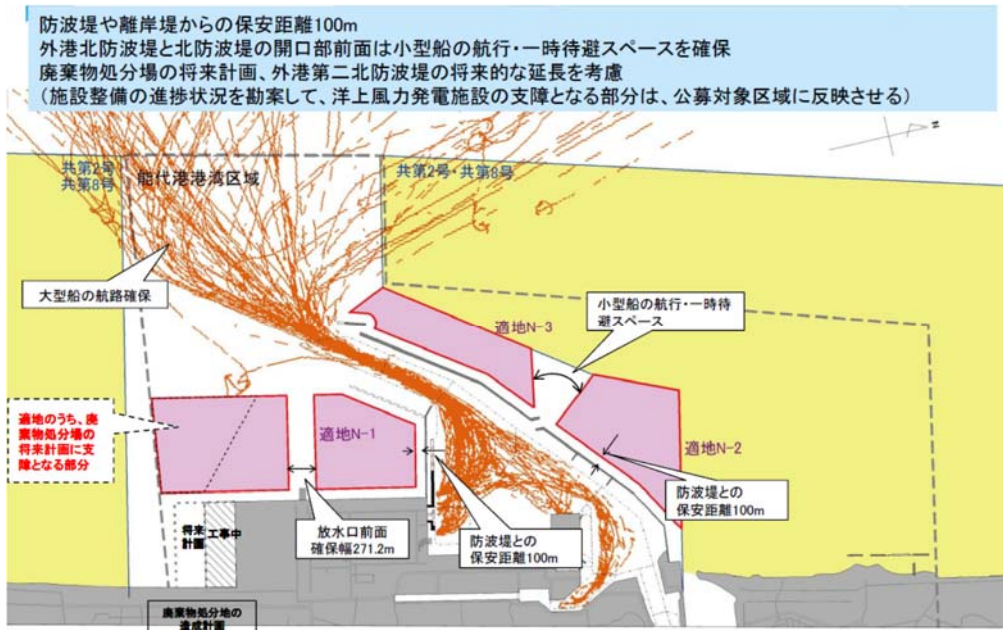
秋田県は、「港湾における風力発電について－港湾の管理運営との共生のためのマニュアル－ver.1」の手順に従って、2014年1-3月にかけて「秋田港・能代港再生可能エネルギー導入検討協議会」を計3回開催し、表Ⅲ.2.3-1のような考え方にに基づき秋田港・能代港での洋上風力発電に適したエリアの抽出を行った（図Ⅲ.2.3-1，図Ⅲ.2.3-2）。

表Ⅲ.2.3-1 秋田港・能代港における適地の考え方  
(秋田港・能代港再生可能エネルギー導入検討協議会, 2014 より作成)

項目	状況
①港湾区域	秋田港・能代港の港湾区域内に設定する。
②漁業との調整	共同漁業権が設定されていない海域に設定する。
③施設の維持管理	・維持工事に必要な作業船の作業範囲を確保するため防波堤等の港湾構造物からは100mの保安距離を確保する。
④航行安全	・大型船の標準的な航跡ルートを確認する。 ・タグボート等は、標準的な航跡の範囲内であることを確認している。 ・能代港においては防波堤開口部に小型船が常用する航行ルートに除外区域を設定する。
⑤重要施設の保安距離	・航路、泊地や錨地、灯浮標など、重要施設については風車本体より適切な保安距離が必要と考えられるが、風車の規模、配置、基礎構造等が未確定であり、適地設定時点で明確に定めることが困難である。よって、各施設との保安距離は発電事業者と管理者との今後の検討課題とする。 ・能代火力発電所の放水口前面は放流水の拡散に配慮した除外区域を設ける。
⑥将来計画	・港湾計画に示された将来計画に応じた適地を設定する。 ・事業の進捗に応じて支障となる部分が出る場合は、公募対象区域に反映させる。



図Ⅲ.2.3-1 秋田港における候補海域の選定結果  
 (秋田港・能代港再生可能エネルギー導入検討協議会, 2014)



図Ⅲ.2.3-2 能代港における候補海域の選定結果  
 (秋田港・能代港再生可能エネルギー導入検討協議会, 2014)

### 3 海域・気象・海象調査

洋上風力発電所設置海域の決定、事業化の検討、設計条件等の基本データを得るために、海上風や波浪等の実測調査を行う。候補海域の風況、波浪、海潮流等の観測データは、洋上風力発電のプロジェクト・リスクを低減し、ひいては事業の利益率を上げることにつながるため重要である（本ガイドブックⅢ.10節、事業性評価を参照）。また、施設運開後もオンサイトの観測データを長期にわたって取得することを推奨したい。

ここでは、気象（風況）、海象（波浪、海潮流）、海底地形・土質に関する調査手法の概要を示す。

#### 3.1 風況

洋上風力発電の事業計画を検討するためには、海上風の風速、卓越風向等の風況特性を把握し、事業の可否を検討するデータを取得することが重要である。また、設計に関わる極値風速を推定することも必要である。ここでは、そのための海上風の観測調査と予測方法を示す。なお、「風力発電導入ガイドブック改訂第9版（2008）」も併せて参照されたい。

##### (1) 海上風の観測調査

ヨーロッパでは、プロジェクトの融資には現場の風況観測データが必要である。そのためには多大なコストをかけることになるが、実測データは、上述のように計画から設計、建設、維持管理等に至るまで、多大な便益を及ぼすことも事実である。海上風の測定設備は「着床式」および「浮体式」、また測定方法は三杯式風速計と矢羽根式風向計に代表される「直接測定」およびドップラーライダ等による「間接測定（リモートセンシング）」に区分される。一方、海上風の測定要件として次の2つをあげることができる（NEDO、日本風力発電協会ら、2007）。

◎測定の正確さが実証されたものであること。

◎測定の不確かさが定量化できるものであること。

本要件から見れば、海底に設備を固定する「着床式」と「直接測定」による観測方法が最もデータの信頼性が高いと考えられる。なお、後述するように、浮体式洋上風力発電を想定した水深の深い海域における海上風観測手法として、特に海外で浮体式海上風観測システムの検討が進んでいる。また、浮体式海上風観測の測定機器としてドップラーライダ等が使用されるが、観測タワー（着床式）においても、実証試験等で研究面から上空の風況特性を調査するために、ドップラーライダ等を搭載している事例が数多く見られる。

##### 1) 洋上風況観測タワーによる海上風観測方法

着床式の洋上風況観測タワー\*1による海上風の観測方法について、概要を示す。

---

\*1 洋上風況観測タワーは高額であることから、最近、ドップラーライダによる浮体式洋上風況観測システムが開発されているが（Ⅲ.3.1(1)5参照）、現時点ではファイナンスレベルのデータの精度は検証されていない。



### ①洋上風況観測高度

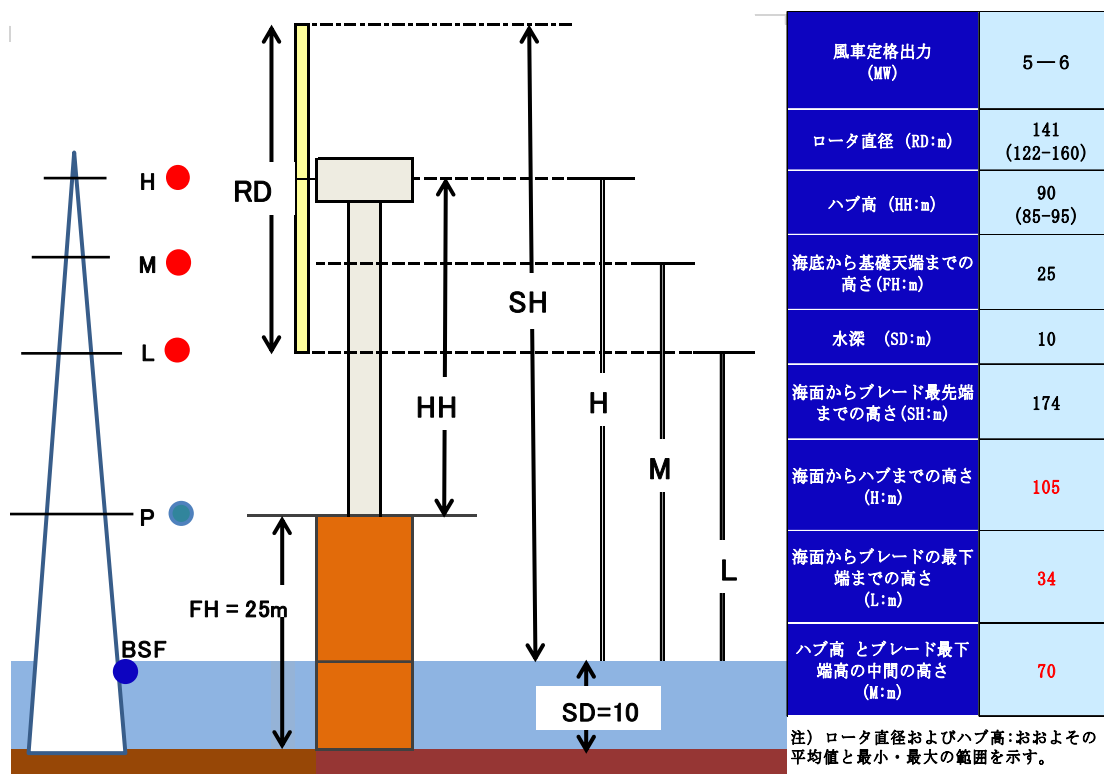
今後、洋上風車は大型化し、5MW 以上の風車が主流になると考えられるため、後述する海外の商用洋上ウィンドファームにおける観測タワーの例\*2(表Ⅲ.3.1-10、参照)を参考にして、観測タワー高度および観測高度を以下のように設定した。

✓観測タワー高度：100m\*2

✓観測高度：3層

- ・ハブ高 (約 100m)
- ・ブレード最下端 (約 35m)
- ・両高度の中間 (約 70m)

# 中間高度の観測は、風速の鉛直プロファイルやベキ指数を検討するためのデータに利用する。



図Ⅲ. 3. 1-1 洋上風況観測タワーの高さに係る検討例

### ②観測項目

観測項目は、以下に示す通りで、観測データのサンプリング周期は 1-3 秒とし、平均化時間は原則 10 分間とする。

- ・平均風速
- ・平均風向
- ・最大瞬間風速
- ・風速の標準偏差
- ・気温
- ・湿度
- ・気圧
- ・水温

\*2 観測タワー高度は、ハブ高さよりも低い事例が多く、観測層は 3 層から 7 層までみられ、3 層の事例が半数を占めている。英国では、風況観測の最高高度は最低でもハブ高の 2/3 の高度で観測することが推奨されている (SeaRoc,2014)。

### ③観測方法

風況センサ等、観測タワーに取り付ける装置の種類と観測高度を表Ⅲ.3.1-1 に示す。同じ観測高度に、複数個の三杯型風速計と矢羽根式風向計のセンサを取り付けることとしている。それは、風向きによりセンサがタワーの風下側に位置する場合には、タワーによるウエイクの影響により信頼性の高いデータが得られないことによるものである。解析にはウエイクの影響がないセンサのデータを用いる。事業者による研究要素の少ない観測タワーであることを勘案し、表中の超音波風向風速計およびドップラーライダの設置は任意としている。なお、気温、湿度、水温を測るセンサは、大気安定度の影響を捉えるために設置するものとした。

表Ⅲ.3.1-1 観測方法の例

センサ	観測高度(m)					備考
	BSF	P	L	M	H	
風速計(三杯式)			34	70	105	各観測層にセンサを2-3個設置
風向計(矢羽根式)			34	70	105	
超音波風向風速計			34		105	設置は必須ではない。
ドップラーライダ		15				設置は必須ではない。
温湿度計		15	34		105	
温度差計		15			105	
気圧計		15				
水温計	-1					海水面下1m

注) 観測高度の記号は図Ⅲ.3.1-1に対応する。

前述のように、風下側のセンサはタワーに影響を受け、風上側のセンサもある範囲内で風速の減衰が見られる。センサ取り付けブームの長さを設定するために、IEC61400-12-1 では、スラスト係数と許容計測誤差の関係からブーム長を観測タワー幅の何倍離す必要があるか、また、ブームとセンサ間の距離についてブームの直径から何倍離せばよいのか等についての検討例が記載されている（いずれもブーム長/ブーム径の15倍以上離すことが推奨値）。

### ④観測期間

海上風の観測データが維持管理計画等を立てる上で有用な資料となるため、洋上ウィンドファームの稼働期間（20年間）は継続して測定することが望ましい。

### ⑤観測点

観測点は、洋上ウィンドファームにおける卓越風向の風上側に設けることとし、観測点数は、理想的には予定している風車の設置台数、候補海域の範囲および海底地形条件等を考慮して複数点とすることが望ましい。なお、デンマークの洋上ウィンドファームのHorns Rev（風車設置基数：70基）では3箇所、同じNysted（風車設置基数：70基）では4箇所に風況観測タワーが設置されている。

## 2) 観測データの処理・解析

風況観測データの処理方法およびデータの解析方法を示す。

### ① データの処理

前述したように観測タワーの影響を受けていない風速計、風向計の観測データを解析に用いることとし、異常値の確認・処理等の処理を行う。

#### a. データの取得率

観測データの取得率は90%以上を確保し、連続欠測期間は1週間以内であることが望ましい。条件を満足できない場合はb.の方法で補完を行う。

#### b. 欠測データの補完

高度別観測データ的一方をバックアップデータとして利用することが可能な場合、相関法、あるいは風向別の指数則や風速比を用いて欠測データを補完する。

### ② データの解析

風力発電の導入可能性評価ならびに風車設置地点の選定を行うためのデータの解析内容としては、風況と風力エネルギーに関するものがある。表Ⅲ.3.1-2 に一般的な解析内容を示す。解析に用いる風向風速のデータは、10分平均値に基づく1時間平均値（風速は算術平均、風向はベクトル平均によって算出）を基本データとする。

表Ⅲ.3.1-2 解析内容

分類	項目	期間	目的	算出方法
風況	平均風速	年月	風速の概要を評価する。	平均風速 = $\frac{\text{対象期間の全1時間平均値の合計}}{\text{データ数}}$
	風速出現率	年間	風速の出現率（頻度分布）から風速の出現特性を評価する。	風速階級を1 m/s間隔に設定し、各階級の出現率を算出する。
	風向出現率	年間	風向の卓越状況を明らかにする。	全風向を16方位に分割し、平均風向を累積する。
	風向別平均風速	年間	集合型風車の配列を検討するために、主風向を明らかにする。	方位ごとに1時間平均風速に基づく算術平均を行う。
	風向別風速出現率	年間	集合型風車の配列を検討するために、主風向を明らかにする。	方位ごとに各風速階級(1 m/s幅)の出現率を算出する。
	風速の時間的変動	日間 年間	風車の運転計画を検討するために、風速の時間的変動特性を評価する。	時間別に各月の平均風速を算出し、その推移を図表によって明らかにする。
	乱れ強度	年間	風速の瞬時の変動特性および風速変動の大きな風向を明らかにする。	全風速および方位別風速に対して算出。 乱れ強度 = $\frac{\text{風速の標準偏差}}{\text{平均風速}}$
風速の鉛直分布	年間	実測データのある高度の風速を予測するためのべき指数を算出し、実測データと比較する。	べき指数は、下式に各観測高度とその風速値を代入し、最小二乗法により算出する。 $V / V_1 = (z / z_1)^{1/n}$	
風力エネルギー	発電電力量	年間 月別	風車によって取得できる風力エネルギー量を評価する。	風車の出力曲線と風速出現率に基づき、風速ごとの発電電力量(エネルギー取得量)を累積する。
	設備利用率 (Capacity Factor)	年間 月別	風力発電導入の可能性を評価する。	設備利用率 = $\frac{\text{対象期間の発電電力量}}{\text{定格出力} \times \text{対象期間の時間数}}$
	利用可能率 (Availability)	年間 月別	風力発電導入の可能性を評価する。	利用可能率 = $\frac{\text{対象期間の時間数} - \text{同期間の保守および故障による停止時間数}}{\text{対象期間の時間数}}$

### 3) 評価方法

風況観測データの解析結果に基づき、候補地点での風力発電の導入可能性に係る評価を行う。その際の評価の主な目安を以下に示す。

#### ①風況に関する評価

洋上風力発電に適した風況は、風車のエネルギー取得量の観点から、平均風速が高く、風向が安定しており、乱れ強度が小さいことである。

##### a. 年平均風速

一般的には事業性評価は、実測あるいはシミュレーションによるハブ高での風速データを基に発電電力量を推定し行う。事業を検討する一つの目安として、海面上 70m 高での年平均風速が 7m/s 以上 (Matthies et al.,1995 から推定) であることが望ましい。

##### b. 風向出現率

風軸上の年間風向出現率が 60%以上であれば、風向は安定していると評価できる (図 III.3.1-2)。なお、風軸とは 16 方位の風向を対象に、主風向とその隣にある 2 風向およびこれらの風向と対称となる風向の合計 6 方位のことを呼ぶ。

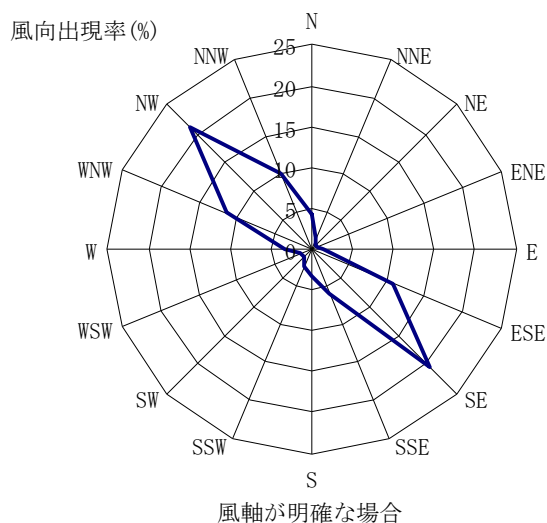


図 III.3.1-2 風配図の例

##### c. 乱れ強度

乱れ強度は、風速の標準偏差の平均風速に対する比で、指定の時間内に採取した同一の風速データセットから求める。10 分間平均風速が 15m/s の時の乱流強度は  $I_{15}$  で示される。

乱れ強度は、陸上では地形条件の影響を大きく受けることから、一概に基準化することは難しいが、一般的に洋上では概ね 0.12 (IEC の  $I_{ref}$  カテゴリ C) 以下を示すことが多い (洋上であっても、沿岸海域で陸風が吹く時期には乱れ強度は大きくなる)。乱れ強度が IEC 基準と比較して大きい場合には、導入海域の再検討を行うか、または機種選定に際して風車メーカーに設計条件を確認することが重要である。

## ②風力エネルギーに関する評価

### a. 風力エネルギー密度

年間の風力エネルギー密度 (EP) は、海面上高 70m で 400W/m<sup>2</sup> 以上 (Matthies *et al.*,1995 から推定) あることが望ましい。

$$EP = \frac{1}{2} \frac{\rho \sum V^3}{T_0}$$

EP : 風力エネルギー密度[W/m<sup>2</sup>]

ρ : 空気密度[kg/m<sup>3</sup>]

V : 1 時間平均風速[m/s]

T<sub>0</sub> : 対象期間の時間数[-]

### b. 風車の設備利用率 (Capacity Factor)

年間設備利用率が 30%以上であることが望ましい。ただし、正味年間発電量の算出にあたっては、利用可能率は故障時の修理体制等から 90-95%程度、出力補正係数は 90%を考慮することが望ましい。

$$\text{年間設備利用率 (\%)} = \frac{\text{正味の年間発電量 (kWh)}}{\text{定格出力 (kW)} \times 8760 \text{時間}} \times 100$$

\* 正味年間発電量 (kWh) = 年間発電量 × 利用可能率 × 出力補正係数

出力補正係数 : 90% (洋上)、95% (陸上平坦地形)、90% (陸上複雑地形)

### c. 風車の利用可能率 (Availability)

利用可能率は、前述のように洋上の場合 90-95%程度が望ましい (陸上風力発電: 95-98%)。参考までに欧州の洋上風力発電のケースでは、80-95% (Becki,2011)、90% (Tavner,2014) と言われている。

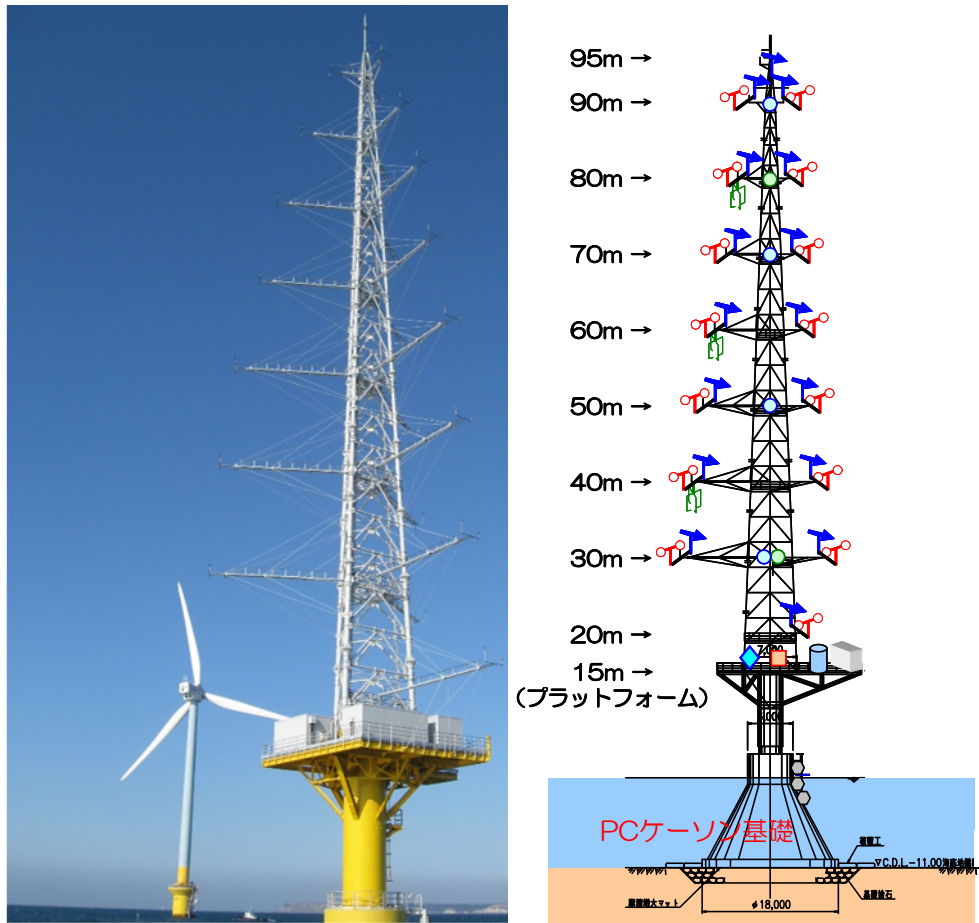
$$\text{利用可能率 (\%)} = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

#### 4) 国内外の洋上風況観測タワー

NEDO は、洋上風況観測システム実証研究において、銚子沖と北九州市沖に洋上風況観測タワーを設置している。ここでは研究概要を紹介し、詳細は別冊に記載する。

##### ① 銚子沖

銚子沖における洋上風況観測タワーは、表Ⅱ.3.2-3 に示した通り、水深 12m、離岸距離 3.1km の地点に 2012 年 8 月に設置された（観測開始は 2013 年 1 月）。観測タワーは、海面からの高さが 100m の三角断面鋼管トラス構造であり、支持構造物は重力式である（図Ⅲ.3.1-3）。表Ⅲ.3.1-3 には観測計画を示している。気象関係の観測機器は 15m から 95m までの 10 層に設置され、タワーによるウエイクの影響を考慮して、同じ観測高度に複数個の三杯型風速計と矢羽根式風向計が取り付けられている（図Ⅲ.3.1-3;表Ⅲ.3.1-4）。



図Ⅲ.3.1-3 銚子沖の洋上風況観測施設（左図）と観測機器の設置状況（右図）

表Ⅲ.3.1-3 気象関係の観測計画

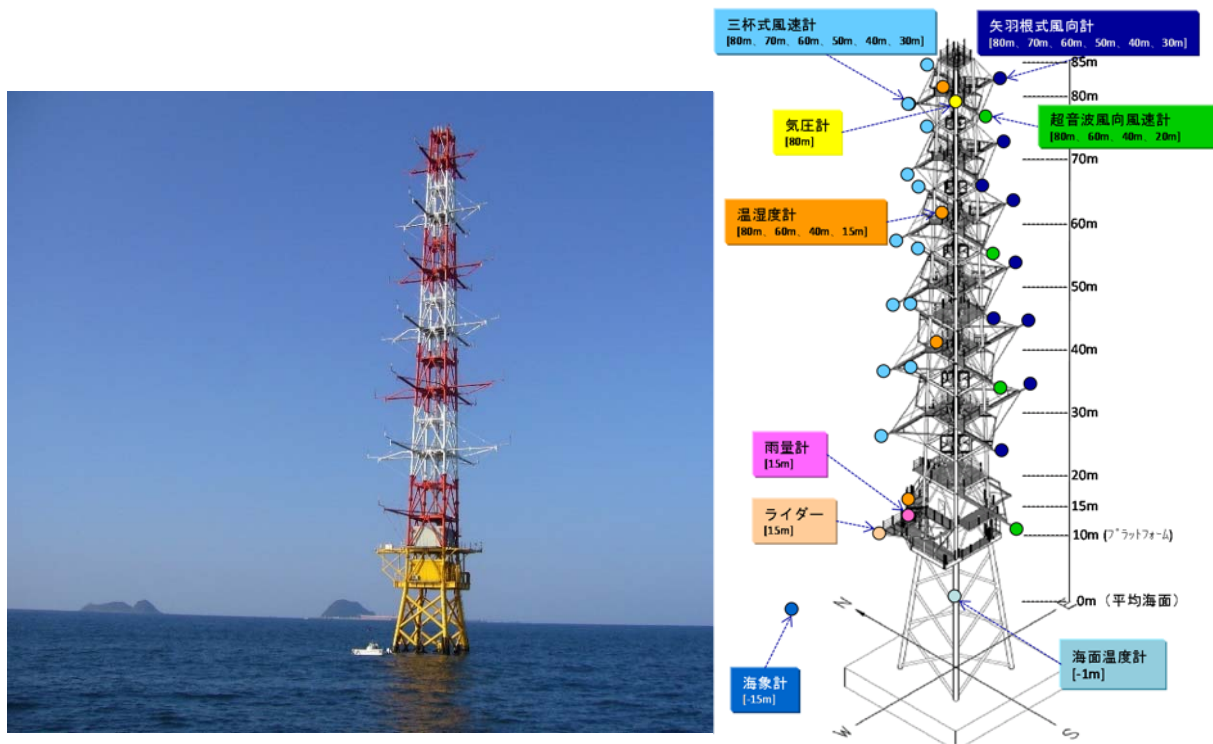
計測項目	計測機器	計測目的
風向・風速	三杯型風速計 矢羽根式風向計	基本風況特性の把握 (平均風速, 最大風速, 乱れ強さ, 風向出現率等)
	超音波式風向風速計	
	ドップラーライダー	ハブ高さ以上の高高度における風況特性の解明
気圧・温湿度・水温	気圧計 湿度計 温度差計 水温計	大気安定度の評価
天候	雨量計 視程計	ドップラーライダーの利用可能な環境条件の解明

表Ⅲ.3.1-4 観測高度別観測機器の設置状況

海面からの 観測高度 (m)	三杯型 風速計		矢羽根式 風向計		超音波式 風向風速計		ドップラー ライダー	気圧計	温湿度計	温度差計	雨量計	視程計	水温計	
-2~0													○	3
15							○	○			○	○		
20	○	1	○	1										
30	○	3	○	3					○	○				
40	○	3	○	3	○	1								
50	○	3	○	3						○				
60	○	3	○	3	○	1								
70	○	3	○	3						○				
80	○	3	○	3	○	1			○					
90	○	3	○	3					○					
95			○	1										

② 北九州市沖

北九州市沖における洋上風況観測タワーは、表Ⅱ.3.2-4 に示した通り、水深 14m、離岸距離 1.4km の地点に 2012 年 6 月に設置された（観測開始は 2012 年 10 月）。観測タワーは、海面からの高さが 85m の方形断面鋼管トラス構造であり、支持構造物は重力・ジャケットハイブリッド式である（図Ⅲ.3.1-4）。表Ⅲ.3.1-5 には観測計画を示している。気象関係の観測機器は 15m から 81.6m までの 8 層に設置され、タワーによるウエイクの影響を考慮して同じ観測高度に複数個の三杯型風速計と矢羽根式風向計が取り付けられている（図Ⅲ.3.1-4;表Ⅲ.3.1-6）。



図Ⅲ. 3. 1-4 北九州市沖の洋上風況観測施設（左図）と観測機器の設置状況（右図）

表Ⅲ. 3. 1-5 気象関係の観測計画

計測項目	計測機器	計測目的
風向・風速	三杯型風速計 矢羽根式風向計	基本風況特性の把握 (平均風速, 最大風速, 乱れ強さ, 風向出現率等)
	超音波式風向風速計	
	ドップラーライダ	風車性能評価の可能性検討 代替観測手法としての適用性評価
気圧・温湿度・水温	気圧計 湿度計 温度計 水温計	大気安定度の評価



表Ⅲ.3.1-6 観測高度別観測機器の設置状況

海面からの 観測高度(m)	三杯型 風速計	矢羽根式 風向計	超音波式 風向風速計	ドップラー ライダー	気圧計	温度計	湿度計	雨量計	水温計
-1									○
15				○		○	○	○	
20			○	1					
31.6	○	2	○	2					
41.6	○	2	○	1	○	1		○	○
51.6	○	2	○	2					
61.6	○	2	○	1	○	1		○	○
71.6	○	2	○	2					
81.6	○	2	○	1	○	1		○	○

注) 数字はセンサの設置基数。数字のない計器は1基の設置。

### ③ 海外の事例

海外の洋上風況観測タワーについて、特に資料が揃っているドイツを中心に紹介する。ドイツでは、洋上風力開発におけるリスクを減らし、計画的な洋上風力発電の開発を加速させるためには、大水深で洋上風力発電施設を建設するために利用できる実測データが不足しているとして、2003年以降、いくつかの洋上で気象・海象施設の設置が始まった。

#### a. ドイツの洋上風況観測タワー

ドイツには北海に3基、バルチック海に3基の計6基の気象・海象観測施設があり(表Ⅲ.3.1-7;図Ⅲ.3.1-5)、このうち、FINO1、FINO2およびFINO3は国家研究プロジェクトにより設置されたものである(その他の観測施設は民間デベロッパーが設置)。

表Ⅲ.3.1-7 ドイツにおける気象・海象観測施設の一覧

海域	洋上風況観測 タワー	所有者	設置年月	設置水深 (m)	離岸距離 (km)	海面上の タワー高度 (m)	支持物構造
北海	FINO1	GL Wind(Germanischer Lloyd Wind Energy) (風力発電機の認証機関)	2003.9	28	45	101	ジャケット
	Amrumbank West	Essent Wind/Amrumbank West (風力発電事業者/E.ON Energyの関連会社)	2005.4	23	35	90	モノパイル
	FINO3	FH Kiel GmbH (Kiel大学が株主の民間会社)	2008.10	23	80	120	モノパイル
バルチック海	Sky2000	GEO mbH (メンテナンス会社)	2003	21	13	22	モノパイル
	FINO2	Schiffahrtsinstitut Warnemünde (Wismar大学の研究所)	2007.6	20	40	101	モノパイル
	Arkona-Becken	AWE (Australian Worldwide Explorations Ltd.) (石油・ガスの開発会社)	2007.3	24	35	95	モノパイル



図Ⅲ. 3. 1-5 ドイツにおける気象・海象観測施設の位置図 (Rispen *et al.*, 2007)

b. FINO1、FINO2 および FINO3

FINO1、FINO2 および FINO3 の洋上風況観測タワーの概要を表Ⅲ.3.1-8 に、各施設の外觀図を図Ⅲ.3.1-6 にそれぞれ示す。

表Ⅲ. 3. 1-8 FINO1, FINO2 および FINO3 の概要

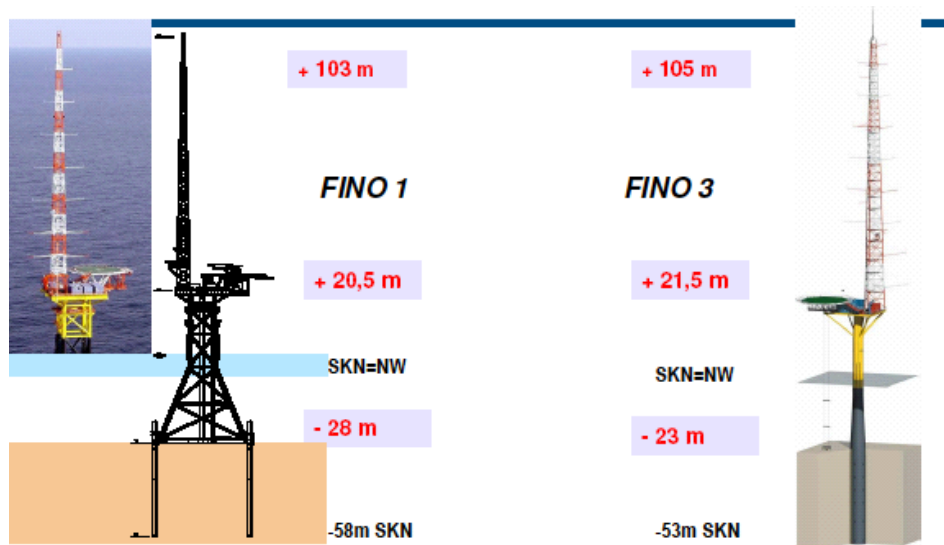
項目	FINO1	FINO2	FINO3
海域	北海	バルト海	北海
位置	54° 0.86' N, 06° 35.26' E	55° 0.42' N, 06° 9.25' E	55° 11.7' N, 07° 9.5' E
水深 (m)	30	20	23
離岸距離 (km)	約45	約39	約80
稼働年月	2003. 9	2007. 6	2008. 10
支持構造物	ジャケット	モノパイル	モノパイル
高度 (m)	103	101	105
質量 (t)	650	434	600
タワー形状	方形断面鋼管トラス	方形断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス
付帯施設	ヘリポート, 居住設備, 5tクレーン	小型クレーン	ヘリポート
建設費 (M€/億円)	8.5/9.8	4.8/5.5	7.9/9.1
研究プログラム	気象学 水理学 生態学 (特に鳥類の渡り (移動))	気象学 生態学 (特に騒音対策) 海上交通	気象学 水理学 生態学 (特に鳥類の渡り (移動) 及び騒音対策)
年平均風速	10m/s (100m高) (2004-2008)	9.7m/s (100m高) (2007. 6-2007. 12)	10m/s (100m高) (2004-2008)

注) 1€=115円として換算

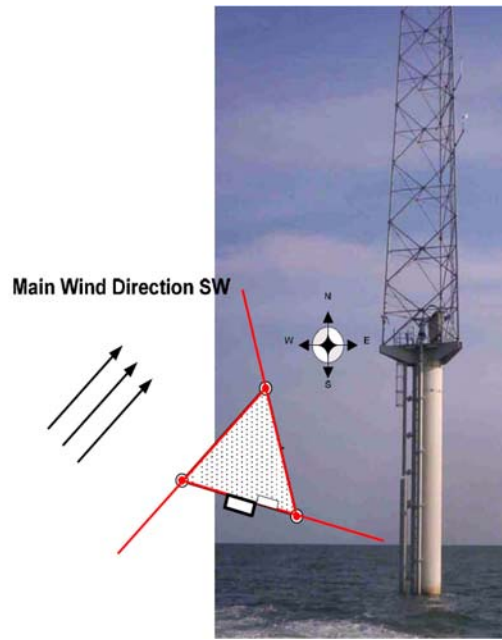


図Ⅲ.3.1-6 FINO1 (左), FINO2 (中) および FINO3 (右) の外観図  
 左右 : Kellner (2008) 中 : DNV GL 提供

FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーは、北海のドイツの EEZ 海域 (水深 : 30m, 23m) に設置されており、両施設で異なる構造として支持構造物 (FINO1 : ジャケット式、FINO3 : モノパイル式)、観測タワーの形状 (FINO1 : 方形断面、FINO3 : 三角断面) 等をあげることができる (図Ⅲ.3.1-7; 図Ⅲ.3.1-8)。なお、タワーの形状が三角錐であることの特徴として、①同一観測層の風向計・風速計などのセンサが 3 個で良いこと (3 方向の観測ブーム)、②スリムなタワーで軽量化と低コスト化が図られること、等がある。



図Ⅲ.3.1-7 FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーの比較 (Kellner, 2008)



図Ⅲ. 3. 1-8 FINO3 タワーの形状および観測ブームと卓越風向の関係 (Kellner, 2008)

FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーにおける、気象および支持構造物の状態監視 (HMS) に係る観測項目と観測高度 (観測水深) を表Ⅲ.3.1-9 に示す。なお、FINO2 についてはこれらの詳細情報が不足しているため、表には載せていない。

表Ⅲ. 3. 1-9 FINO1/FINO3 の気象および支持構造物の状態監視に係る観測項目と観測高度 (水深)

サイト	分類	センサ	センサ設置高度 (m) / 水深 (m)								
			33	40	50	60	70	80	90	100	
FINO1	気象	風速計 (三杯式)	33	40	50	60	70	80	90	100	
		風向計 (矢羽根式)	33		50		70		90		
		超音波風向風速計 (10Hz)	33	40	50		70			100	
		温度計		40		60		80		100	
		湿度計	33		50					100	
		気圧計	33								
		放射計	33								
		紫外線強度計	33								
	HMS	加速度計 (タワー)			50						100
		加速度計 (ジャケット)	-15.5	-4	7						
歪計 (ジャケット)		-25	-17	-5							
FINO3	気象	風速計 (三杯式)	30	40	50	60	70	80	90	100	106
		風向計 (矢羽根式)	28			60		80		100	
		超音波風向風速計 (10Hz)	30			60				100	
		温度計	30			55				95	
		湿度計	30			55				95	
		気圧計	23			55				100	
		雨量計	28			55					
		放射計	28								
		温度差計	28			55					
	HMS	加速度計 (タワー)								100	
		加速度計 (ジャケット)									
		傾斜計 (タワー)								100	
		歪計 (ジャケット)									

\*HMS : Health Monitoring Systems

その他の諸外国における洋上風況観測タワーの概要を表Ⅲ.3.1-10に示す。商用洋上ウィンドファームに併設されている洋上風況観測タワーは1990年代後半から2000年代前半に建設されており、ドイツの FINO 施設の観測高度と比較して、観測高度が3-5層と少ない。(Vindebyは7層)

表Ⅲ.3.1-10 その他の諸外国における洋上風況観測タワーの概要

国名	デンマーク				スウェーデン	オランダ	
洋上風力発電施設名	Vindeby	Middelgrunden	Nysted	Horns Rev	Lillgrund	Egmond aanZee	
位置	54° 57.98' N 11° 7.55' E	55° 42.1' N 12° 39.45' E	54° 32.45' N 11° 44.76' E	55° 28.77' N 7° 41.39' E	55° 30.01' N 12° 45.6' E	52° 16.43' N 4° 17.77' E	
水深(m)	2~5	4	8	5	3	16~22	
離岸距離(km)	1.3	2.1	12	18.6	12	10	
観測開始年月	1993.5	1997.1-2000.12 (2001.1船舶が衝突して破壊.撤去)	1999.5	1999.6	2003.8	2004	
支持構造物	モノパイル	?	?	モノパイル	モノパイル	モノパイル	
高度(m)	48	51	51	62	65	116	
タワー形状	三角断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	方形断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	三角断面鋼管トラス	
センサ設置高度(m)	風速計(三杯式)	48/43/38/29/20/15/7	50/30/10	50/30/10 (30は2基)	62/58/45/30/15	65/62.5/40/25 (40/25は2基)	116/70/21 (各3基)
	風向計(矢羽根式)	43/20	30	47/28	60/58/43/28	61/23.5	116/70/21 (各3基)
	超音波風向風速計	45/18/6	—	—	40	—	116/70/21
	温度計	10	49/10	50/10	—	8	116/70/21
	温度差計	24-10	49-10	50-10	—	61-8	—
	湿度計	—	—	—	—	—	116/70/21
	気圧計	—	—	—	—	5	20
	雨量計	—	—	—	—	—	70(2基)
風車	風車メーカー	Bonus B35/450	Bonus B76/2000	Bonus B82/2300 Siemens SWT-2.3-82	Vestas V80-2.0	Siemens SWT-2.3-93	Vestas V90-3.0
	定格出力(kW)	450	2,000	2,300	2,000	2,300	3,000
	ロータ直径(m)	35	76	82	80	93	90
	ブレード最先端高(m)	52.5	102	110	110	114.5	115
	ハブ高(m)	35	64	69	70	68	70
	ブレード最下端高(m)	17.5	26	28	30	21.5	25

### 5) 浮体式洋上風況観測システム

洋上風力開発として対象とした洋上風況観測タワーの建設は、水深が深い海域では建設コストも非常に高額で、設備の建設は非現実的であると言える。そのため国内外で比較的安価で観測可能な浮体式洋上風況観測システムの技術開発が進んでおり、今後、観測精度の高いシステムの構築が期待される。

Carbon Trust (2018)によれば、浮体式ライダ技術には以下のような利点がある。

- ✓CAPEX (設備投資費)の低減: 浮体式ライダの製作には最大 100 万ポンド (160 円/£とすると、1.6 億円)が必要で、1 日で簡単に設置できる(天候が良好であることが条件)。したがって、初期費用は既存の風況観測マスト技術と比べてかなり安い。
- ✓OPEX (運営費)の低減: 浮体式ライダは、欧州の北海海域など、過酷な洋上環境において6ヶ月以上メンテナンスフリーで自動運転できるように設計されているため、維持管理コストは低減されている。

- ✓風況観測の範囲の拡大：風況観測マストの設置は水深の浅い場所に限定されている。そのため、風況観測もその範囲に限定される。これとは対照的に、浮体式ライダはサイトの周囲を移動できるため、風力資源データをカバーできる範囲がその分広い。
- ✓風況観測マストと同等のデータ品質：浮体式ライダは、風況観測マストと同等の品質の風速・風向データを供給することができる。

浮体式洋上風況観測システムの課題として、以下の3つをあげることができる。

- ◎ドップラーライダの精度・信頼性
- ◎動揺補正機能を有するドップラーライダの開発
- ◎低動揺性・耐環境性の浮体構造の開発

最初に掲げた「ドップラーライダの精度・信頼性」については、EUのNORSEWInDプロジェクトで提案された許容誤差に対して、三杯型風速計（IEC/JISの標準風速計）を基準としたライダによる測定精度の評価が行われている。また、NEDOの「次世代風力発電技術研究開発（基礎・応用技術研究開発）」において、平坦地形と複雑地形のライダ計測値の比較が行われ、平坦地形条件下ではライダによる計測の有効性、複雑地形条件下では測定誤差が大きいこと等が示されるとともに、複雑地形下における測定値の補正方法について言及されている。

洋上では新たに動揺補正を施して測定誤差を低減させる必要があり、これは今後の研究課題である。一方、海外でも動揺補正機能を有するシステムは確立されていないが、以下に示すように、一部の業者による浮体式洋上風況観測システムが販売されている。

なお、Carbon Trust（2014）は、DNV GLが気象マストとFLiDARの風況データについて比較し、良好な検証結果を得たことから、浮体式ドップラーライダ技術が商業化に向けて一歩踏み出したとしている。

#### ①SeaZephIR

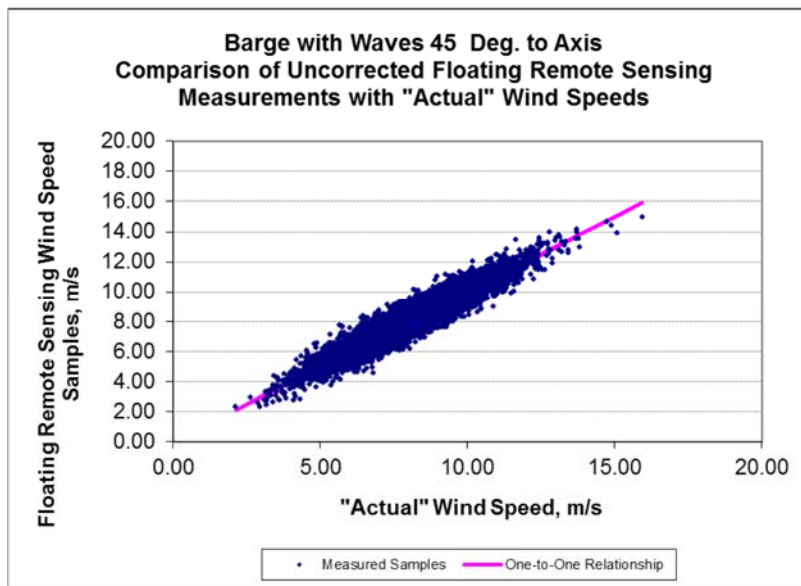
- a.開発者：DNV/ ZephIR
- b.風況観測機器：ZephIR
- c.浮体方式：スパー型、ディスク型、バージ型、TLP型（最近、開発された方式）
- d.平均測定誤差（波高5mのケース）  
スパー型：-1.0%、ディスク型：-2.0%、バージ型：-0.2%

#### 【特長】

- ・長期設置型

#### 【開発状況】

2009年6月より実証試験開始。最初の商用機がニュージャージー州のDeep Water Wind計画に採用され、2011年4月に設置されたが、数日で転倒。現在、TLP型の浮体構造物が開発されている。



スパー型 (Rogers *et al.*,2011)



TLP 型 (Pears,2014)

## ②FLIDAR (floating LIDAR)

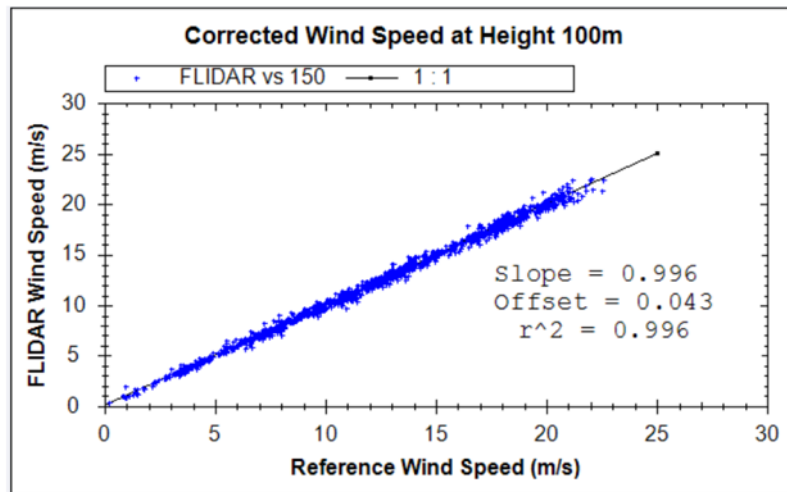
- a. 開発者 : 3E/OWA
- b. 風況観測機器 : WINDCUBE (測定高 40-200m)
- c. 浮体方式 : ブイ型

### 【特長】

- 1 日で移設可能

### 【開発状況】

ベルギー海域で実証試験が行われている。



ブイ型 (Coppye *et al.*,2011)

### ③WindSentinel

- 開発者: Grand Valley State University (MAREC: Michigan Alternative and Renewable Energy Center) and University of Michigan (Phoenix Energy Institute)
- 風況観測機器: Vindicator (測定高 30-150m まで 6 層, 特別仕様の場合は 250m まで可能)
- 浮体方式: 船型
- 係留方式: WindSentinel 法 (NOMAD ブイ・プラットフォーム; アンカー質量 5t)
- コスト: 150 万\$ (1.5 億円; 100 円/\$)
- その他: 50t の船舶を使用して曳航可能

#### 【特長】

- ・簡易、低コスト

#### 【開発状況】

2009 年にカナダで実証試験を実施。本方式に搭載されたライダによる計測値は、陸上のライダの計測値と比較して 2%以下の精度が確認されている (データ取得率: 85%)。最大風速 22m/s 以上、波高 8m で、破損しなかった。





船型 (Boezaart *et al.*,2011)

Carbon Trust (2018) によれば、日本の事業者には、欧州のサプライヤーの既存技術を活用し、独自の検査、特に台風への抵抗力に関する検証試験を行うという機会が開かれているとしている。また、浮体式ライダが商用化されれば、様々な環境で詳細な風況観測ができるようになり、水深の深い日本の海底地形では、特に重要な技術とも言えるとも述べている。

一方 NEDO では、大林組と大森建設に委託し、2013-2016 年度に洋上風況観測技術開発を実施した。本技術開発は、ドップラーライダを搭載した浮体構造物や防波堤上の風況観測タワー等を活用して高精度・低コストで簡易に風況を観測できるシステムを開発することを目的としており、能代港や北九州市沖で実証観測を行った。

#### 【豆知識Ⅲ.3.1-1】

##### ●NEDO による浮体式風況観測システムの研究

「新エネルギーベンチャー技術革新事業」

中小企業等（ベンチャーを含む）が保有している風力発電等の潜在的技術シーズを基にした技術開発を実施する。

- ・着床式洋上風力発電事業のための高所風況観測用低動揺ブイ式プラットフォームの開発（2013 年度～2014 年度：ゼニライトブイ,大阪府立大学）

\*経済産業省/環境省では、浮体式洋上風力発電実証事業において浮体式の構造物に風況センサを搭載し、洋上風況観測を行っている。

## (2) 海上風の予測方法

海上風の平均風速と極値風速を取り上げ、その予測手法を紹介する。

### 1) 平均風速の予測

平均風速の予測方法として、「風況観測データに基づく方法」と「気象シミュレーションに基づく方法」の2つの方法を紹介する。参考までに、風況予測手法の分類を表Ⅲ.3.1-11に示す。

表Ⅲ.3.1-11 風況予測手法の分類 (NEDOら, 2007を一部改変)

分類	細分類	入力データ	シミュレーションモデル	
非線形	気象モデル (メソスケール)	GPVデータ	LAWEPS (1-3次)	
			ANEMOS	
			MM5, RAMS等	
	工学モデル (マイクロスケール)	風況観測データ、シミュレーション結果	GPVデータ+風況観測データ	LOCALS
			MASCOT	
			RIAM-COMPACT	
LAWEPS (4-5次)				
線形		風況観測データ	LES	
			WAsP, AVENU等	

注) GPV:Grid Point Valueの略号で、客観解析値または数値予報値が用いられ、日本ではデータは気象庁から配信されている。

#### ①風況観測データに基づく方法

風況観測データを基に候補海域の海上風を予測するため、風況予測モデルが用いられる。そのモデルとしては、流れの運動方程式中の非線形項を線形化して解く方法（線形モデル：WAsP, AVENU等）や非線形項をそのまま解く方法（非線形モデル：LAWEPS, MASCOT, LOCALS, RIAM-COMPACT等）がある。

本モデルの入力データとして、陸上で測定された風況データ（最低1年間のデータ）を用いて候補海域における海上風を予測するケースが多いと思われるが、最寄りの気象官署のデータと比較・検討して平年補正をする等、代表性の検討を踏まえた風況データを入力データとして用いる。また、予測結果は、近傍の気象官署等のデータを用いて比較・検証する。

風況の予測精度が以下に示す平均風速の比、変動風速の比、相関係数の比等の統計量の範囲を満たせば、予測値は妥当と判断する (NEDO, 2003)。

$$\text{平均風速の比} \quad 0.85 < \frac{U_y}{U_x} < 1.15$$

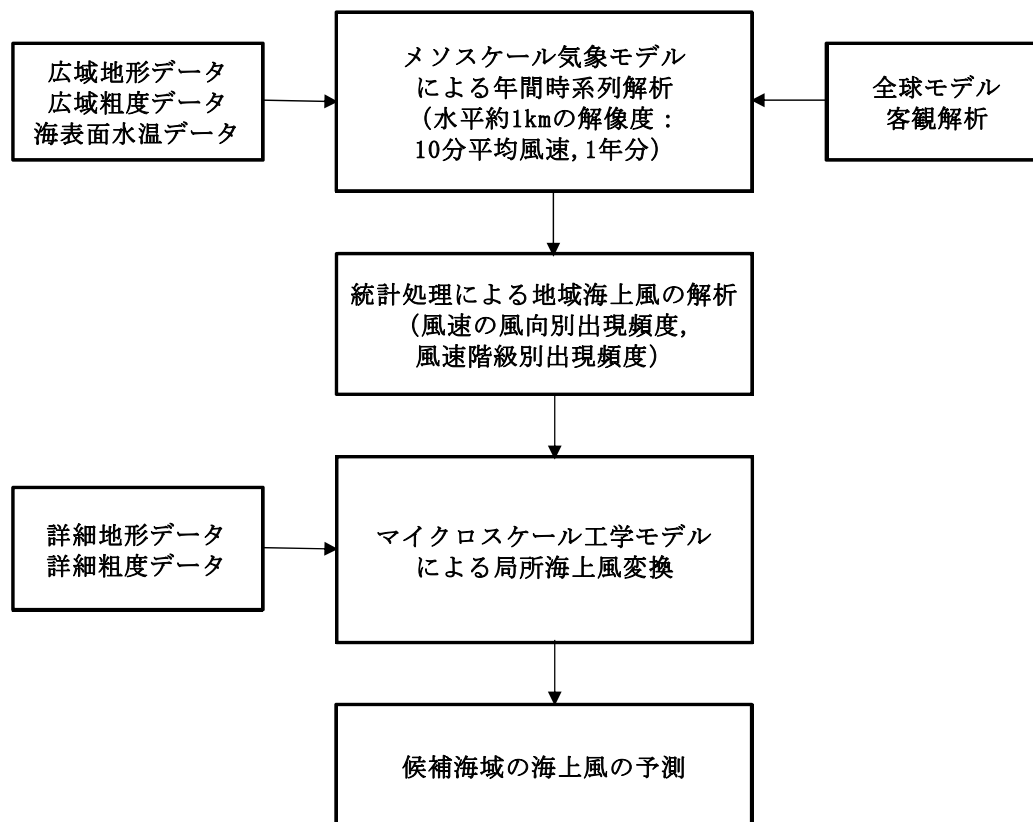
$$\text{変動係数の比} \quad 0.85 < \frac{\sigma_y/U_y}{\sigma_x/U_x} < 1.15$$

$$\text{相関係数の比} \quad \rho_{xy} = \frac{\sum u_{xi}u_{yi}}{\sqrt{\sum u_{xi}^2} \sqrt{\sum u_{yi}^2}} > 0.8$$

ここで、添え字 x、y はそれぞれ風況観測およびシミュレーションのデータを表している。U<sub>x</sub>とU<sub>y</sub>は当該地点の風況観測およびシミュレーションによる評価期間内の平均風速 (m/s)、σ<sub>x</sub>とσ<sub>y</sub>は風況観測およびシミュレーションの観測期間内標準偏差 (m/s)、u<sub>xi</sub>とu<sub>yi</sub>は風況観測およびシミュレーションによる10分あるいは1時間平均風速をそれぞれ表す。

## ②気象シミュレーションに基づく方法

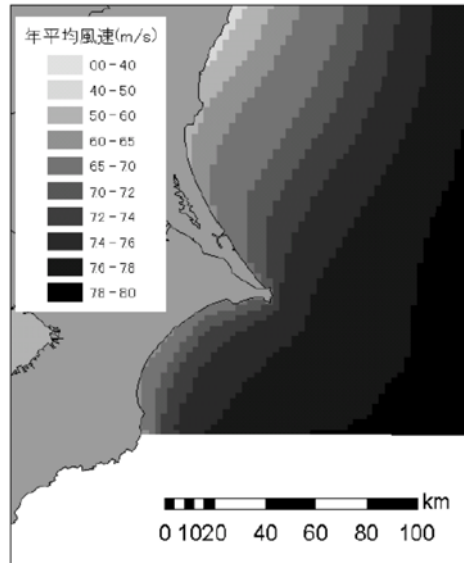
風況観測データを用いる場合には、最低でも1年間のデータが必要であるが、そのデータがない場合は観測をしなければならない。気象シミュレーションに基づく方法は、風況観測データによらない予測手法であり、時間の短縮化につながる。メソスケール気象モデルとマイクロスケール工学モデルを用いて海上風を予測する方法は、図Ⅲ.3.1-9の通りである。最初に全球モデルの客観解析値を初期・境界条件として、メソスケール気象モデルを用いて1年間の気象シミュレーションを行う。その結果から水平距離1km程度の解像度を有する1年分10分ごとの平均風速の時系列データを得る。このデータを基に統計処理を行って、海上風の風速の風向別出現頻度、風速階級別出現頻度を求める。次に、マイクロスケール工学モデルにより水平解像度1km以下の微細地形等の影響を取り入れて、候補海域における地域海上風を実際の風況に合致した局所海上風に変換・予測する。



図Ⅲ.3.1-9 気象シミュレーションに基づく風況予測の流れ (石原ら, 2005 を一部改変)

予測結果は、近傍の気象官署等のデータと比較・検証することとし、前述の通り NEDO (2003) の判断基準に基づいて風況予測の精度を検証する。

気象シミュレーションによる風況予測の例として、石原 (2005) の結果を示す。石原は、銚子沖を中心とする房総海域を対象海域として取り上げ、洋上風況を気象モデル RAMS により試算し、水面高 60m における年平均風速を求めている (図Ⅲ.3.1-10)。



図Ⅲ.3.1-10 関東沿岸における年平均風速の分布（石原, 2005）

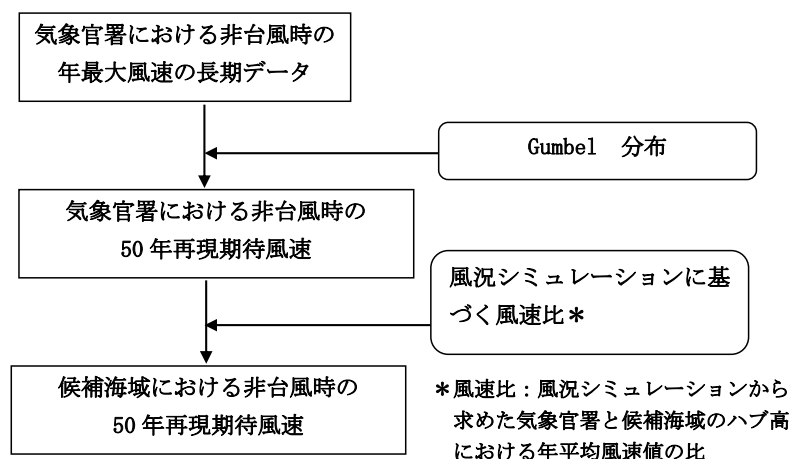
## 2) 極値風速の予測

極値荷重の算出基礎となる最大風速の 50 年再現期待値（極値風速）の予測方法として、Gumbel（ガンベル）と台風シミュレーション（モンテカルロシミュレーション）による 2 つの方法がある。石原ら（2011）は、日本のように温帯低気圧と熱帯低気圧による強風が存在する場合にはそれぞれの成因別の確率分布を評価し、確率分布を合成することで、精度良く極値風を予測できるとした。ここではその手法の概要を紹介する。

### ①Gumbel による方法

温帯低気圧（非台風時）による最大風速の非超過確率がガンベル分布に従うとし、積率法により最大風速を基準化変数に対応させて、年最大風速の確率分布を求める手法である。

図Ⅲ.3.1-11 に長年の観測データのある気象官署における非台風時の年最大風速から候補海域における非台風時の 50 年再現風速を求めるフローを示す。



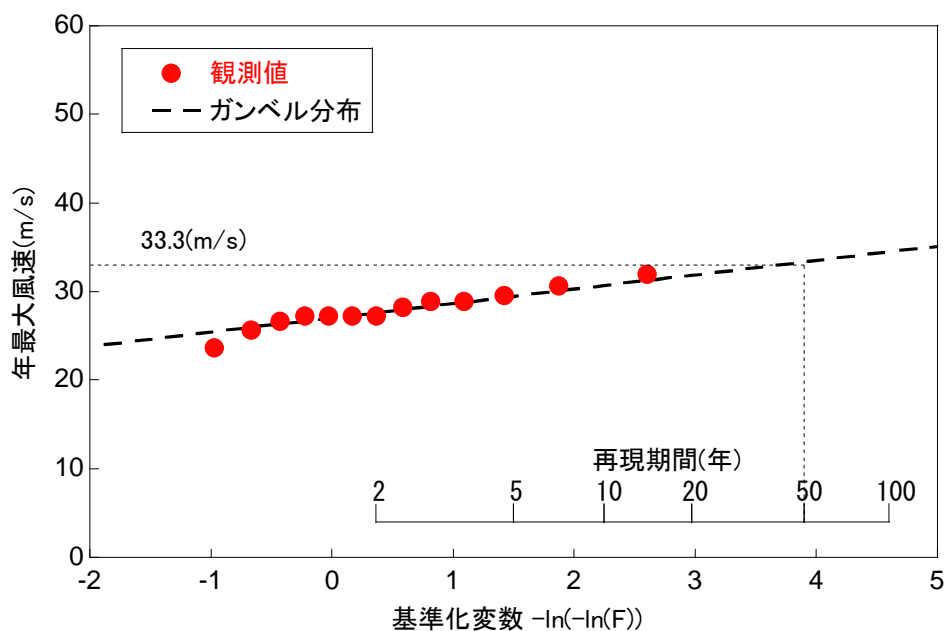
図Ⅲ.3.1-11 Gumbel による候補海域における 50 年再現風速（非台風時）の算出フロー

Gumbel 分布では、非超過確率  $F$ 、極値変量  $z$  および再現期間  $T$  は以下の関係にある。

$$F(z) = \exp(-\exp^{-z})$$

$$z = -\ln(-\ln(1 - 1/T))$$

図Ⅲ.3.1-12 に非台風時における年最大風速の確率分布を示す。本手法は、非台風時（温帯低気圧等による最大風速の出現時）のケースでは良好な評価ができると言われている。



図Ⅲ.3.1-12 非台風時における年最大風速の確率分布の例（石原ら, 2011）

## ②台風シミュレーションによる方法

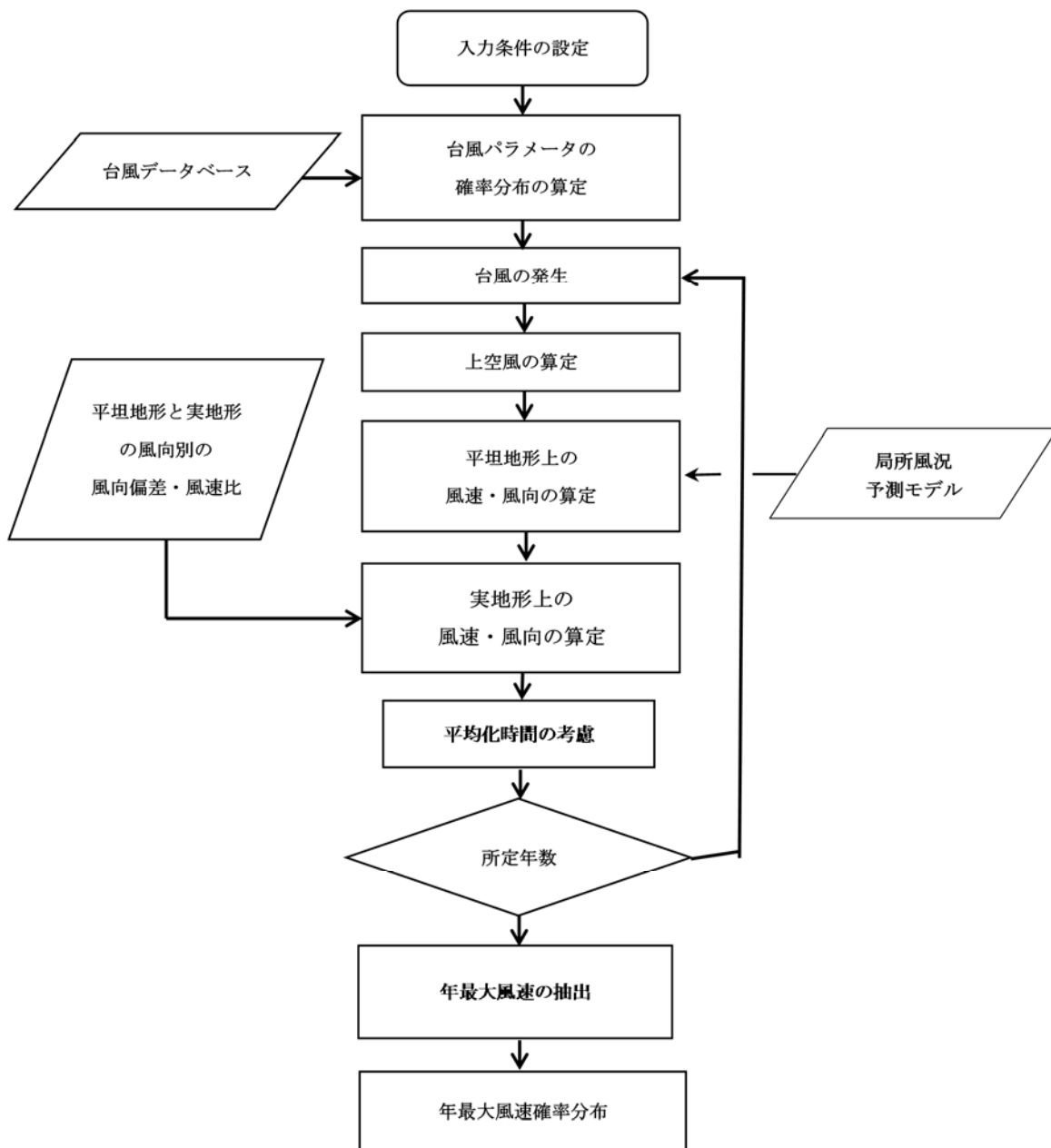
熱帯低気圧（台風時）による年最大風速の算定フローを図Ⅲ.3.1-13 に示す。解析手順は以下の通りである。

1. 過去の台風データ（候補海域を中心に半径 500km を通過した台風）から、候補海域に対して気圧場を表す変数（中心気圧低下量、最大地衡風速半径、進行速度、進行方向、最接近距離）および年発生頻度の確率分布をモデル化する。
2. 作成した確率分布に従って、モンテカルロシミュレーション手法により 100 年分の台風（985hPa 以下）を 100 回、通算 10,000 年分の台風を発生させ上空風を求め、べき法則より平坦地形の地上風速を求める。
3. これを基に局所風況予測モデルを用いて実地形風速、平坦地形風速を求め、これらの風速比から割増係数を算出する。地形による平均風速の割増係数  $E_{tv}$  は、台風シミュレーションの結果に基づき次の式により求める。

$$E_{tv}(\theta_d) = \max\left(\frac{U(x, y, H_h)}{U^P(x, y, H_h)}, 1.0\right)$$

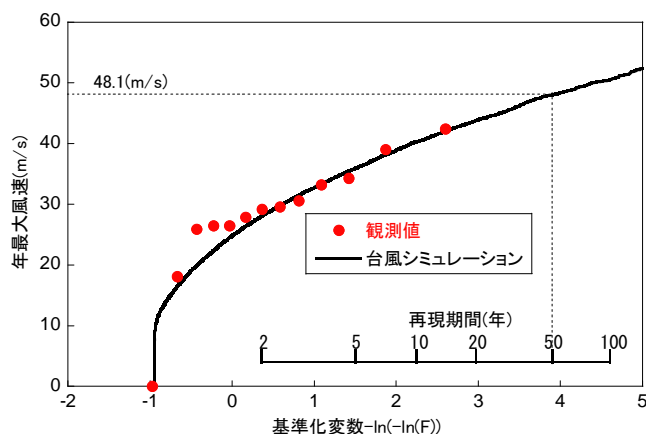
ここで、 $U(x, y, H_h)$ は実地形上の風車建設地点のハブ高さ $H_h$ での年最大風速であり、 $U^P(x, y, H_h)$ は地表面粗度区分 $P$ の平坦地形上のハブ高さにおける年最大風速である。また、照査対象風向 $\theta_d$ は $U(x, y, H_h)$ に対応する風向である。

4. 候補海域における年最大風速を昇順に並べて確率分布を求める。



図Ⅲ.3.1-13 熱帯低気圧（台風時）による年最大風速の算定フロー

図Ⅲ.3.1-14 に台風時における年最大風速の確率分布を示す。本手法は、台風時のケースでは良好な評価ができると言われている。



図Ⅲ. 3. 1-14 台風時における年最大風速の確率分布の例（石原ら, 2011）

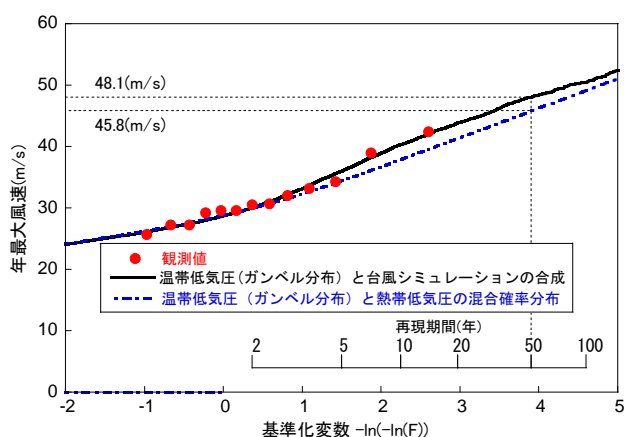
### ③混合気候における方法

混合気候における方法とは、温帯低気圧と熱帯低気圧による強風が存在する地域において、これまでに概要を紹介した成因別（Gumbel による方法と台風シミュレーションによる方法）の確率分布を合成して予測する方法である。

温帯低気圧に起因する年最大風速  $U_E$  と熱帯低気圧に起因する年最大風速  $U_F$  が独立して起こる事象であると仮定すると、温帯低気圧による年最大風速の非超過確率  $F_E(u_E)$  と熱帯低気圧による年最大風速の非超過確率  $F_T(u_T)$  を合成した混合気候における合成確率分布  $F_C$  は次式で表される。

$$F_C = F_E(u_E) \times F_T(u_T)$$

図Ⅲ.3.1-15 は合成確率分布を示す。本図から広い範囲の再現期間において観測値と良く合致していることが認められ、本手法の有効性が評価されている。



図Ⅲ. 3. 1-15 合成確率分布の例（石原ら, 2011）

### 3.2 波浪・海潮流

波浪および海潮流に関する実証研究サイトにおける現地観測調査の概要を取りまとめる。

#### (1) 波浪調査

波浪調査は、波浪を測定して波浪の性質や作用等の実態を把握するもので、工事や維持管理の工程計画の立案に有益な情報を得ることができる。また設計に生かすため、極値波浪の推定を行う。

沿岸波浪の観測は、通常周期 1-30 秒程度の波浪を対象としている。測定点を進行する不規則な海面の変動を、海面水位の時間変化あるいは波浪によって生じる水圧変化や水粒子運動として、直接あるいは間接的に測定する。取得したデータを処理して波浪の諸元（波向、波高、周期）やスペクトル等を求めるものである。

波浪調査の手法を分類すると、目視観測、計測機器（水圧式波高計、超音波式波高計、ブイ式波浪計、レーダー波高計等）に分けられる。調査では、自記式（メモリー式）の水圧式波高計、超音波式波高計およびこれらに電磁流速波向計を組み合わせた多機能型海象観測装置等が適用される。

##### 【観測期間】

- ・ 1 年以上（代表的な季節変化を把握できる期間）であるが、維持管理時の波浪情報を得るためには継続して観測することが望ましい。

##### 【サンプリング方法】

- ・ 1 時間あるいは 2 時間ごとに 1 回、長さ 20 分間（通常は正時を挟む±10 分間）、サンプリング間隔はその海域の波浪特性によって変える（内湾など周期が短い地点では、長さ 10 分間）

##### 【測点数と配置】

- ・ 候補海域において代表的な測点で実施する。

##### 【測器の特徴】

- ・ 水圧式波高計

水深約 10m 程度の海底に設置し、圧力センサにより、波浪によって生ずる水中圧力の時間変化を測定する（図Ⅲ.3.2-1）。

- ・ 超音波式波高計（海底設置型）

海底 9-50m 深に設置し、表面波形（水位変動）を直接測定する（図Ⅲ.3.2-2）。

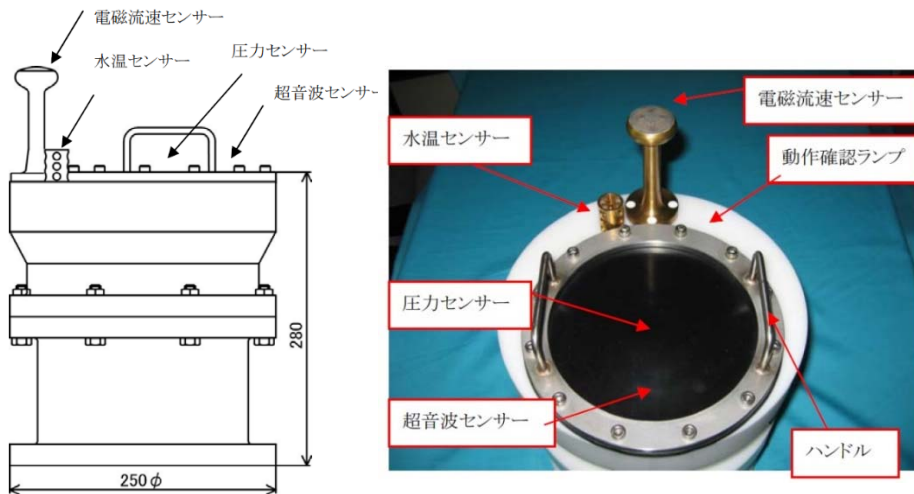
- ・ 多機能型海象観測装置

水深 12-50m の海底に設置し、表面波形（水位変動）、水圧波、3 成分水粒子を計測し、その結果から波高、周期、波向、流況、潮位を同時に解析するものである（図Ⅲ.3.2-3）。





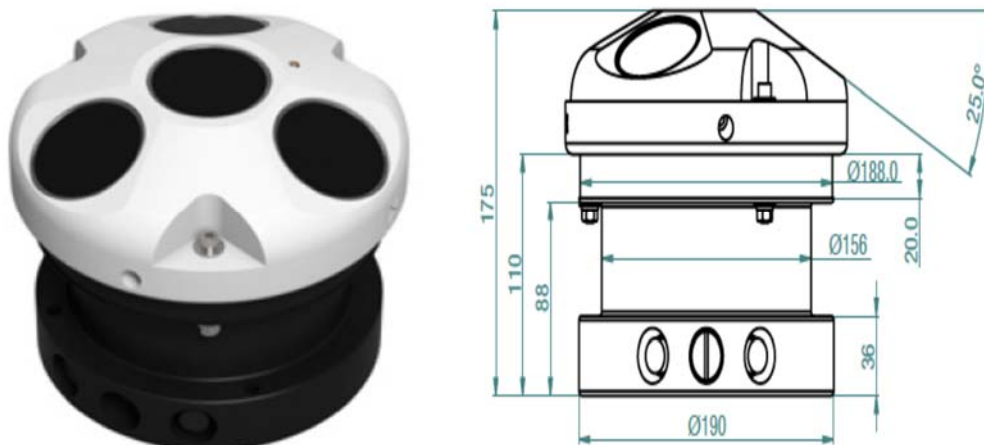
図Ⅲ. 3. 2-1 水圧式波高計 (INFINITY-WH)  
(JFE アドバンテック提供)



図Ⅲ. 3. 2-2 超音波式波高計 (WAVE HUNTER08)

(アイオーテック WAVE HUNTER08 取り扱い説明書 :

<http://www.iotechnic.co.jp/products/wh08/manual/to080187Wh08WH-403Manual-05.pdf>)

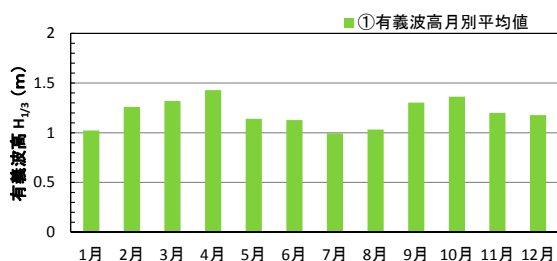


図Ⅲ. 3. 2-3 超音波ドップラー波高波向流速プロファイラー (NORTEK AWAC)  
(NORTEK ジャパン提供)

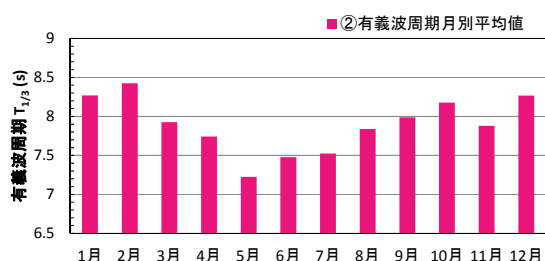
## 1) 実証研究サイトの波浪概要

### ① 銚子沖

銚子沖の洋上風力発電実証研究における波浪観測（2010年1月～2014年8月）より得られた、月別平均有義波高と月別平均有義波周期をそれぞれ図Ⅲ.3.2-4と図Ⅲ.3.2-5に示す。全期間の平均有義波高は1.2mで、月別に見ると春季と台風シーズンの波高が大きい傾向にある。また、全期間の平均有義波周期は7.9秒で、年間を通じて7秒以上となっており、特に冬季の平均有義波周期が長い。なお、2010年1月から2014年10月までの観測期間中に測定された最高波高は、台風1326号により2013年10月16日13時に発生した9.52mであった。



図Ⅲ.3.2-4 平均有義波高の月別変化



図Ⅲ.3.2-5 平均有義波周期の月別変化

低有義波高の四季別・階級別平均継続時間を表Ⅲ.3.2-1に示す。低有義波高の平均継続時間は夏季が最も長い。有義波高が1.0m以下となる継続時間は四季ともに10時間未満である。なお、1.0m以下の状態が10時間以上継続するのは春季で11%、夏季で15%程度となっている。

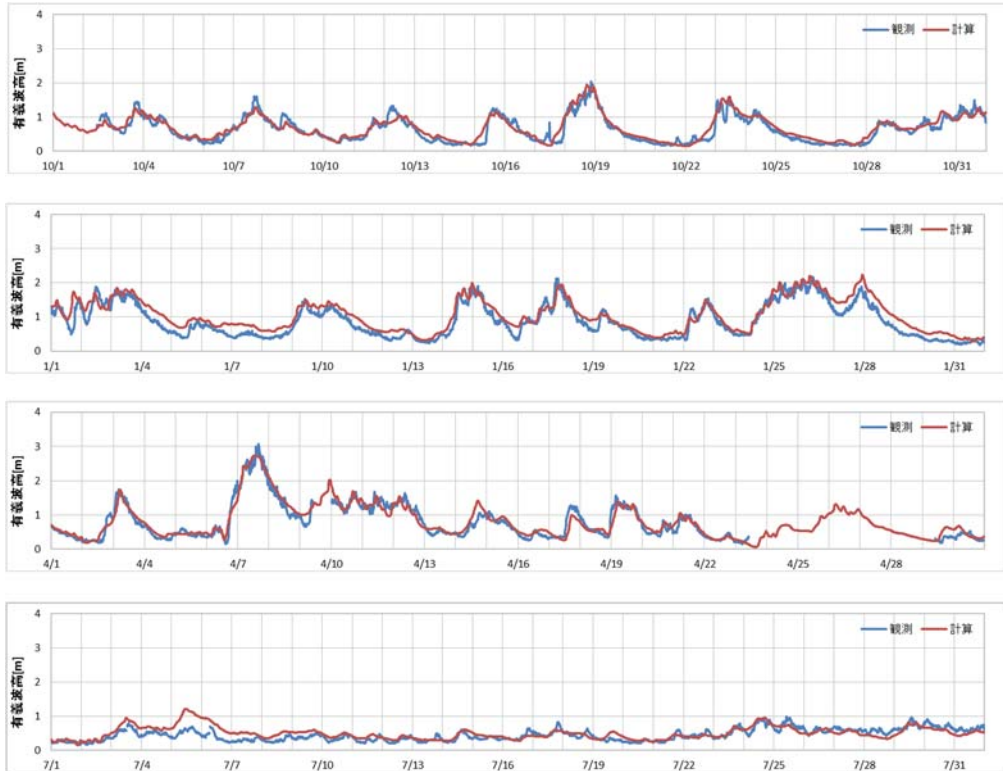
表Ⅲ.3.2-1 低有義波高の四季別・階級別平均継続時間

有義波高	春季	夏季	秋季	冬季
$H_{1/3} \leq 0.5\text{m}$	0.9hrs.	0.9hrs.	1.1hrs.	1.3hrs.
$H_{1/3} \leq 1.0\text{m}$	5.0hrs.	9.8hrs.	7.4hrs.	8.3hrs.
$H_{1/3} \leq 1.5\text{m}$	13.8hrs.	20.9hrs.	12.9hrs.	20.1hrs.
$H_{1/3} \leq 2.0\text{m}$	26.7hrs.	40.0hrs.	26.0hrs.	32.1hrs.

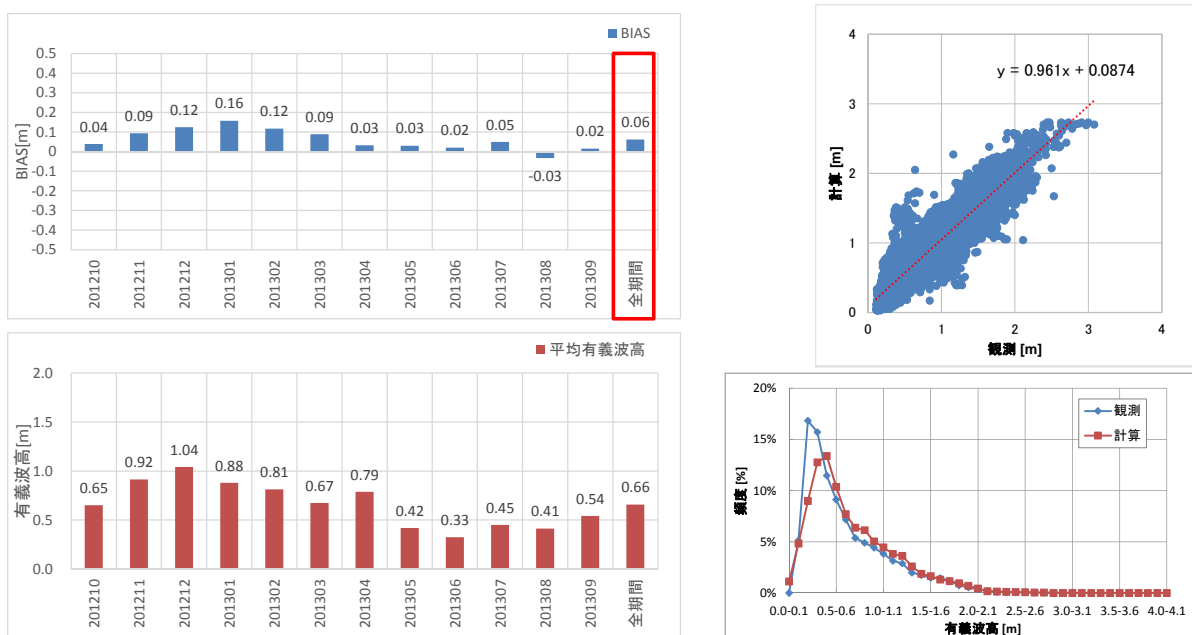
## ②北九州市沖

北九州市沖における洋上風力発電実証研究で得られた有義波高の時系列図を図Ⅲ.3.2-6 に、波浪シミュレーションより求めた計算値および実測値との BIAS（平均誤差）等の解析結果を図Ⅲ.3.2-7 に示す。シミュレーション結果は以下の通りである。

- ・ 年間の BIAS は 0.06m
- ・ 偏りは冬季に大きい傾向（最大 0.16m）
- ・ 年間の相関係数は 0.936
- ・ 高波高の頻度は過大評価の傾向



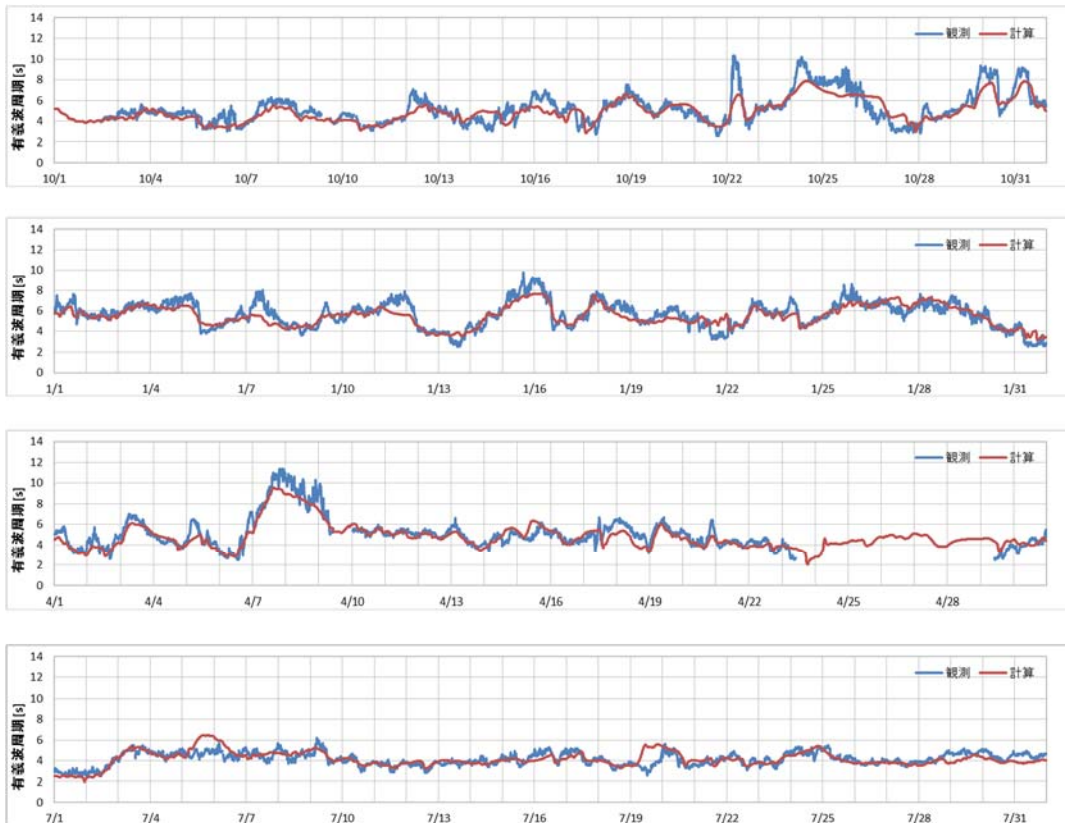
図Ⅲ.3.2-6 有義波高の時系列図（2012年10月～2013年9月）



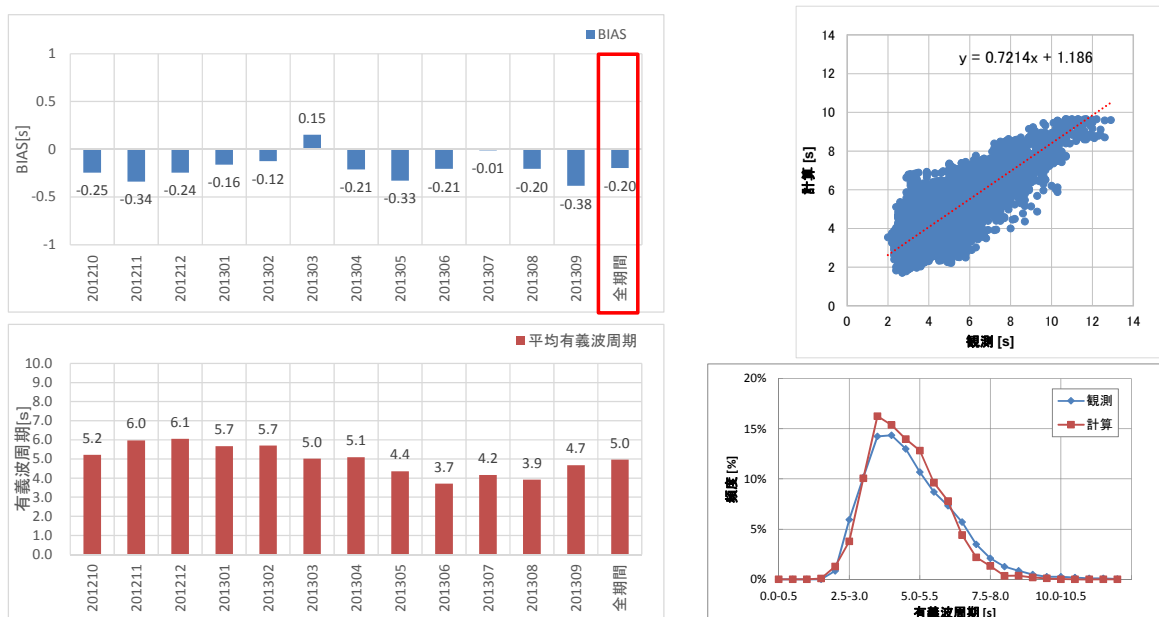
図Ⅲ.3.2-7 有義波高の計算結果と実測値との関係

同様に、北九州市沖の波浪観測結果から、有義波周期の時系列図（図Ⅲ.3.2-8）、波浪シミュレーションより求めた計算値および実測値とのBIAS（平均誤差）等の解析結果を図Ⅲ.3.2-9に示す。シミュレーション結果は以下の通りである。

- 年間のBIASは-0.2秒
- 年間の相関係数は0.867
- 高周期の頻度は過小評価の傾向



図Ⅲ.3.2-8 有義波周期の時系列図（2012年10月～2013年9月）

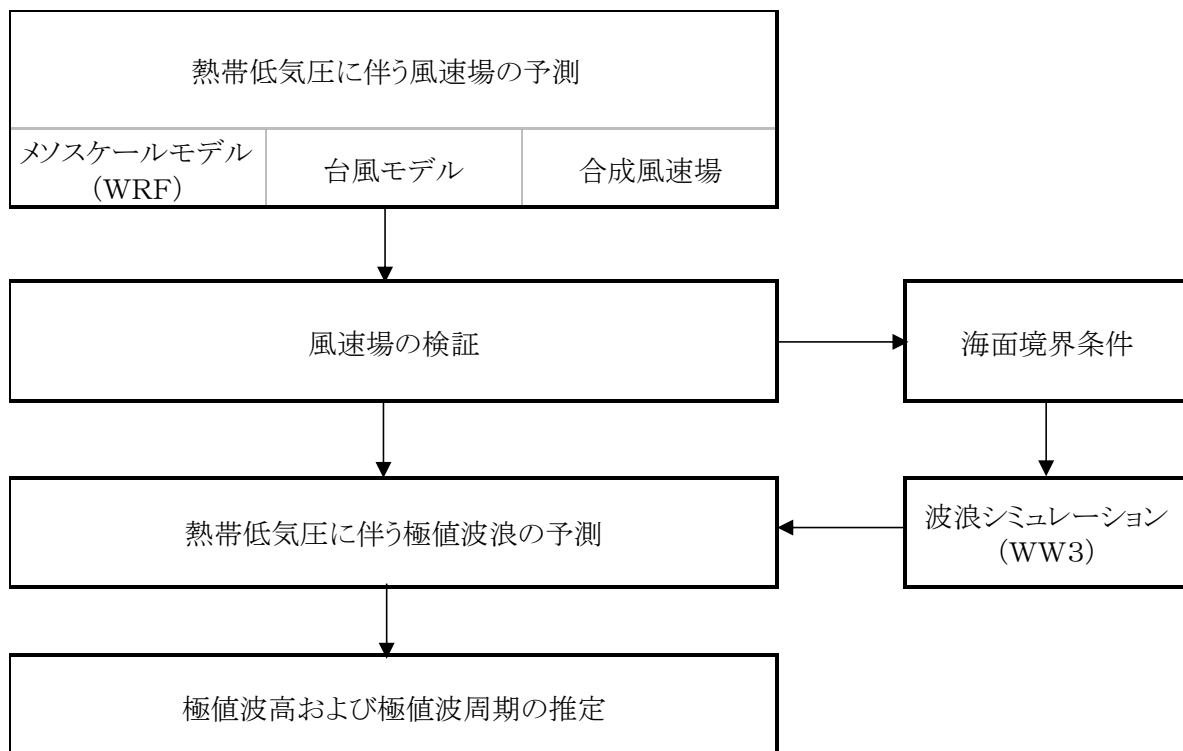


図Ⅲ.3.2-9 有義波周期の計算結果と実測値との関係

## 2) 極値波浪の予測

種本・石原（2013b）が指摘しているように、洋上風力発電設備の設計波高を評価するためには 50 年再現期間の極値波高を求める必要がある。極値波高を推定する手法として観測値に基づく推定手法があげられ、この手法では長期波浪観測データの年最大波高から極値統計を用いて極値波高を推定することができる。しかし、長期観測データが利用できる場所は限られており、新たな観測箇所の設置には、建設コストやデータ蓄積の時間を要する。そのため、シミュレーションによる推定手法が波浪観測に代替できれば、より低コストで短期間での洋上風力発電設備の導入が期待できる。

数値シミュレーションによる熱帯低気圧に伴う極値波浪予測手法の概要を図Ⅲ.3.2-10 に示す。



図Ⅲ.3.2-10 熱帯低気圧に伴う極値波浪予測手法の概要

### ①熱帯低気圧に伴う風速場の予測

メソスケールモデルによる風速場と台風モデルによる風速場を合成することにより、熱帯低気圧に伴う風速場の予測モデル（合成風速場）を構築する。

#### i メソスケールモデル

メソスケールモデルによる風速と風向の予測には、WRF (Weather Research and Forecasting) 等の気象シミュレーションモデルを使用する。計算期間は解析対象海域近傍の気象測候所における熱帯低気圧の最接近時から数日間、計算領域は気象測候所を中心とした 2,000km×2,000km（水平解像度は 10km×10km）等とする。

## ii 台風モデル

台風モデルによる風速と風向の推定には、石原ら(1996)により提案された半理論式を用いる。このモデルでは、一様粗度の平坦地形上における地上高さ  $z$  での風速  $u_T(z)$  および風向偏角  $\gamma_T(z)$  が、以下に示す式から求められる(種本・石原,2013a)。

$$u_T(z) = u_g \left( \frac{z}{z_g} \right)^{\alpha_u}$$
$$\gamma_T(z) = \gamma_s \left( 1.0 - 0.4 \frac{z}{z_g} \right)^{1.1}$$

ここで、 $\alpha_u$ は平均風速のべき指数、 $z_g$ は傾度風高さ、 $\gamma_s$ は地表面における風向偏角であり、熱帯低気圧の大気境界層の特性量、傾度風  $u_g$ 、地表面粗度  $z_0$ から半理論的に与えられる(詳細は、石原ら(1996)を参照されたい)。傾度風  $u_g$ は、次式により求め、熱帯低気圧のパラメータである  $R_m, P_\infty$ は、前述の WRF から求めた海面気圧の予測値から同定する(詳細は、種本・石原(2013a)を参照されたい)。

$$V_g(r) = \frac{1}{2} \left[ -fr + \sqrt{(fr)^2 + \frac{4r}{\rho} \frac{\partial P}{\partial r}} \right]_{r=R_{15}} = V_{15}$$

ここで、 $\rho$ は大気密度である。

## iii 合成風速場

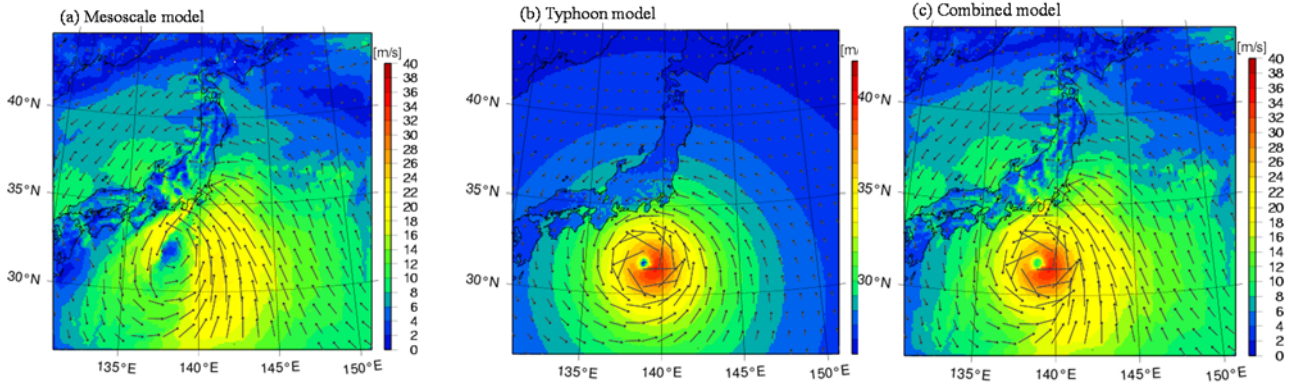
風速場の合成は、大澤(2005)の手法によることとし、合成した風速場  $u_C$ は次式により求める。

$$u_C = Wu_T + (1-W)u_M$$

ここで、 $u_T$ と  $u_M$ はそれぞれ台風モデルとメソスケールモデルにより求めた風速場を示す。 $W$ は重み関数であり、次式により表される。式中の指数  $n$ には、熱帯低気圧による風速の観測値と予測値の誤差が最も小さい  $n = 0.5$ が採用されている(種本・石原,2013a)。

$$W = \left( \frac{R_B^2 - r^2}{R_B^2 + r^2} \right)^n$$

図Ⅲ.3.2-11にメソスケールモデル、台風モデルおよび合成風速場の一例を示す。メソスケールモデルの予測風速は、熱帯低気圧の中心付近で台風モデルより小さい値を示す。一方、台風モデルでは中心から離れるほど予測風速が小さくなる。また、合成風速場では中心付近で台風モデル、中心から離れるとメソスケールモデルの風速場が採用される結果となっている。

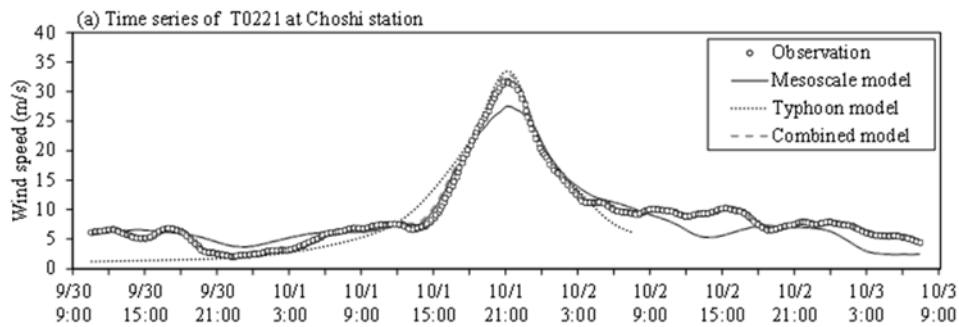


図Ⅲ. 3. 2-11 メソスケールモデル、台風モデルおよび合成風速場により予測された風速場の比較（種本・石原, 2013a）

### ②風速場の検証

上記に掲げた各予測手法の精度検証を行うために、種本・石原（2013a）は銚子海域において2000年から2009年の10年間を対象として、銚子气象台から半径500km以内を通過し中心気圧が985hPa以下となった熱帯低気圧の風速場を予測し、气象台における風観測データとの比較を行っている。

図Ⅲ.3.2-12は、銚子地方气象台における観測風速とメソスケールモデル、台風モデルおよび合成風速場により予測された風速の時系列の一例である。同図に示すように、銚子ではメソスケールモデルは熱帯低気圧による風速を若干過小評価するが、風速のピークを捉えている。また、台風モデルは熱帯低気圧による風速の最大値をよく再現しているが、熱帯低気圧の通過後の風速を過小評価している。一方、合成風速場は熱帯低気圧による風速の時系列変化を精度よく予測していることが分かる。

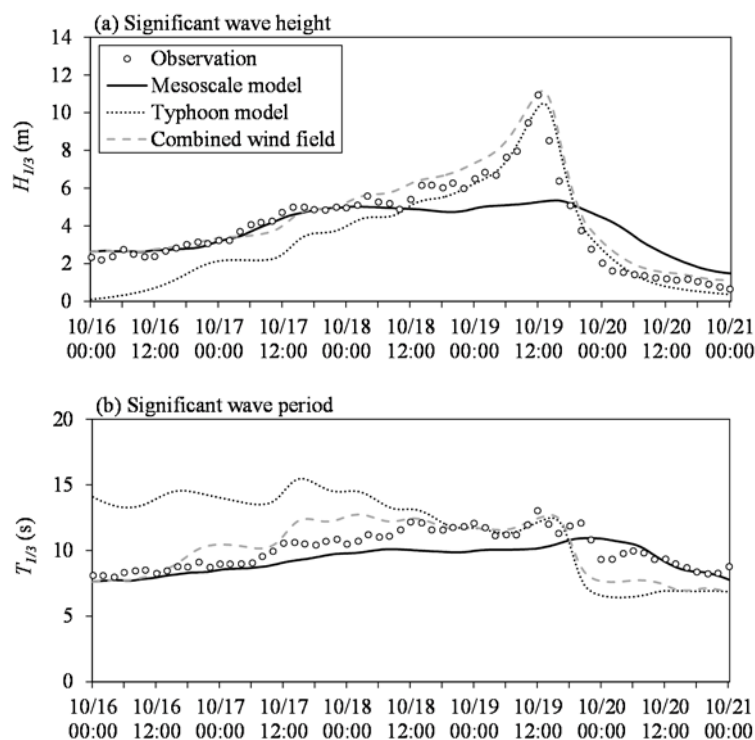


図Ⅲ. 3. 2-12 銚子地方气象台における風速の予測値と観測値の比較（種本・石原, 2013a）

### ③熱帯低気圧に伴う極値波浪の予測

前述の風速場の検証結果から明らかなように、熱帯低気圧に伴う波浪推算では、合成風速場を海面境界条件として、WW3 (NOAA/NCEP (National Oceanic and Atmospheric Administration/ National Center for Environmental Prediction) により開発) 等の波浪推算モデルにより有義波高と有義波周期を求める方法が推奨される。以下参考までに、メソスケールモデル、台風モデルおよび合成風速場の3種類の風速場を海面境界条件に用いたWW3波浪推算モデルにより、有義波高と有義波周期を求めた時系列結果の一例を示す（図Ⅲ.3.2-13）。本図から、海面境界条件と

して合成風速場を用いた波浪推算結果が、熱帯低気圧に伴う風波とうねりの波高、周期ともに全ての時刻において観測値を精度良く再現できていることが認められる。



図Ⅲ.3.2-13 波浪シミュレーション結果と観測値の比較 (種本・石原, 2014)

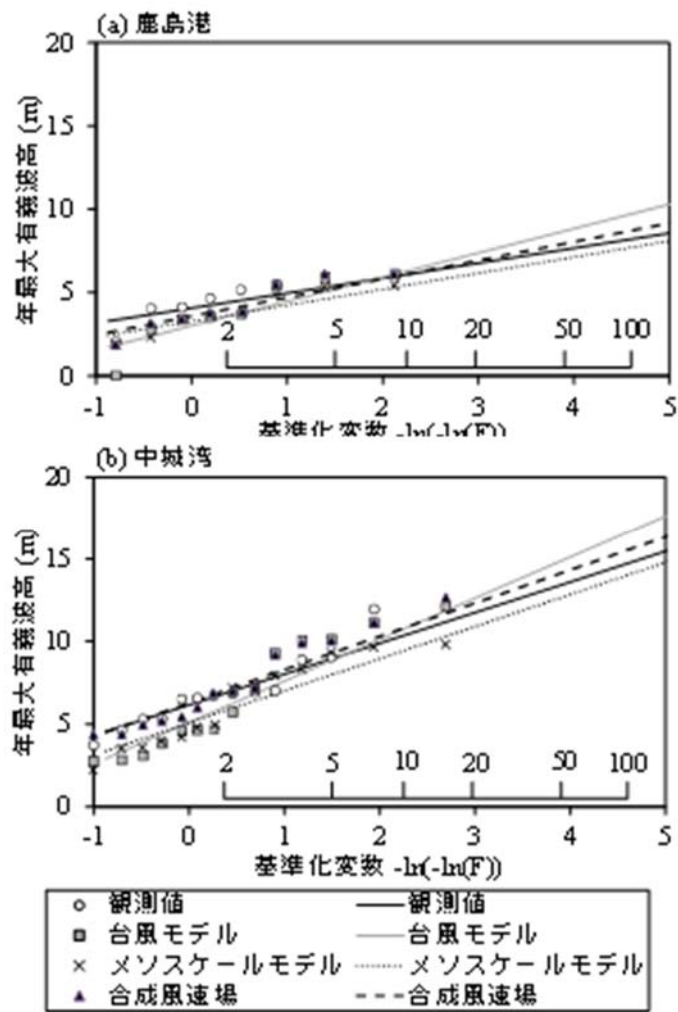
#### ④極値波高および極値波周期の推定

極値波高および極値波周期を推定するために、解析対象海域を中心とした半径 1,000km 以内を通過し、強風半径を持つ熱帯低気圧を全て (20 年以上が望ましい) 取り上げ、波浪シミュレーションを行って各年の極値を算出し、その結果を昇順に並べて確率分布から 50 年再現期待値を求める。なお、有義波周期の極値は観測値の年最大有義波高とそれに対応する有義波周期との関係から、例えば、年最大有義波高と対応有義波周期の関係式 (次式) から求める。ここで、最小二乗法により係数  $a$  および  $b$  を同定する。

$$T_{1/3} = aH_{1/3}^b$$

極値波高の解析結果の一例として、鹿島港 (茨城県) と中城湾 (沖縄県) における予測値と観測値から求めた年最大有義波高の極値分布を図Ⅲ.3.2-14 に示すとともに、50 年再現期待値を表Ⅲ.3.2-2 に示す。表に示されているように、波浪シミュレーションにより予測した有義波高の 50 年再現期待値と観測値との誤差は、合成風速場が台風モデルおよびメソスケールモデルによる誤差と比較して最も小さく 5%程度であり、観測値から求めた有義波高の 50 年再現期待値を良く再現していることが分かる。





図Ⅲ. 3. 2-14 観測値と予測値の年最大有義波高の極値分布（種本・石原, 2013b）

表Ⅲ. 3. 2-2 観測値とシミュレーションによる極値波高と対応する極値波周期（種本・石原, 2013b）

海域	観測値	台風モデル	メソスケールモデル	合成風速場
鹿島港	7.4m	8.7m	7.0m	7.9m
		+14.8%	-7.1%	+4.8%
中城湾	13.5m	14.9m	12.7m	14.1m
		+10.8%	-5.7%	+5.3%

## (2) 海潮流調査

海潮流調査では、調査対象海域の建設予定海域の基礎的な現況を把握するため、流速、流向を観測する。そのデータは設計や環境影響評価に活用される。

調査手法は、流速計（ドップラーライダ/ドップラーソーダ等のリモートセンシング機器も含む）を用いた手法、浮標追跡による手法、衛星リモートセンシング手法に大別されるが、このうち本調査には、流速計を用いた手法が一般的である。

流速計には、ペラ・ローター型流速計、電磁流速計、超音波流速計、ドップラー流速計等の種類がある。

### 【観測期間】

- ・一般に 15 日（代表的な潮流状況を把握できる期間）であるが、支持構造物の海底上の洗掘の情報を得るためには継続して観測することが望ましい。

### 【定点観測】

- ・観測には、候補海域全体をカバーする面的観測があるが、ここでは定点観測とし、時間的な流動変化を把握するために実施する。

### 【測点数と配置】

- ・候補海域において代表的な測点で実施する。

### 【観測層】

- ・観測層は、最低でも表層（風波の影響が小さい海面下 2-3m）と海底上 1-2m の計測とする（後述する ADCP は、最大 128 層まで計測できる）。

### 【サンプリング方法】

- ・定点観測の場合、データのサンプリング間隔を 10 分にすると、15 昼夜の計測で約 2,000 個のデータが取得でき、調和分解（10 分潮）の解析に供することができる。

### 【測器の特徴】

- ・ペラ・ローター型流速計（図Ⅲ.3.2-15 の(a),(b)）

従来から最も普及しているタイプである。ペラまたはローターの回転数を記録し流速を定める。ベーンと呼ばれる羽根により、本体を流向に対して常に直角に向かせ、内蔵の磁気コンパスの位置を記録し流向を求める。

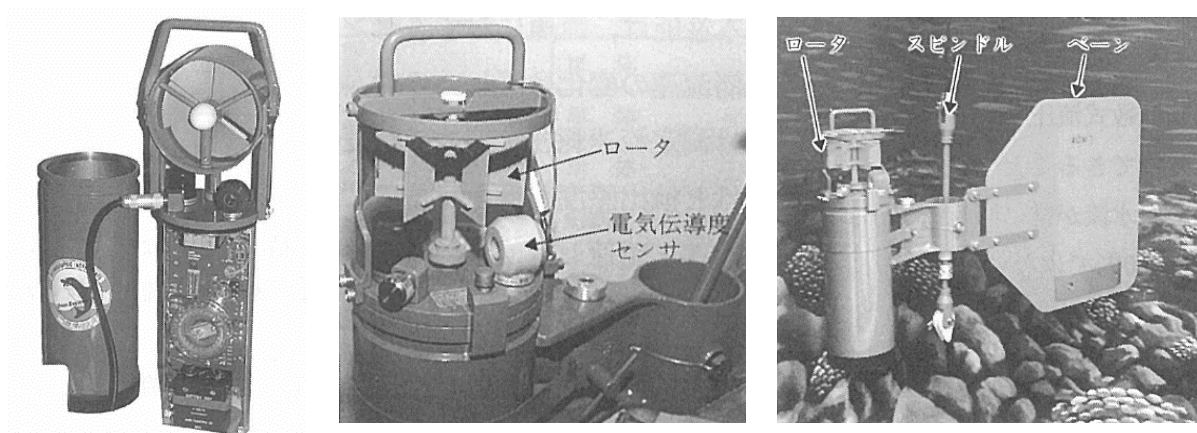
- ・電磁流速計（図Ⅲ.3.2-15(c)）

電磁誘導の原理を利用し、直角な 2 成分の流速を計測し、流速と流向を求めるものである。直角に交わった 2 対の電極の周りに磁場を形成させ、磁界に対し、まわりの海水（導体）が運動すると誘起電圧が発生するというファラデーの法則を利用している。また、電極をさらに鉛直方向に 1 対追加した、3 次元の流速を測定できるものも開発されている。

- ・超音波流速計/ドップラー流速計（ADCP : Acoustic Doppler Current Profiler）（図Ⅲ.3.2-15 (d)）

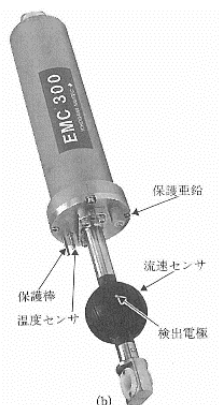
3 個または 4 個の送受信機から超音波パルスを発信させ海中の微小な浮遊物に反射して戻ってくる音波の周波数の変位（ドップラー効果）をそれぞれの送受信機で測定し、その

位相から流向・流速を求める。この流速計の特色は、鉛直的に最大 128 層の 3 次元データを同時に観測できることである。

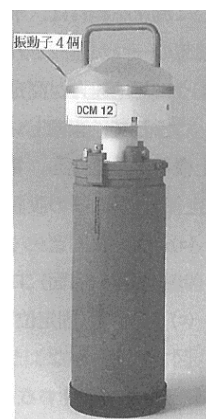


(a) ペラ型流速計

(b) ローター型流速計



(c) 係留式電磁流速計

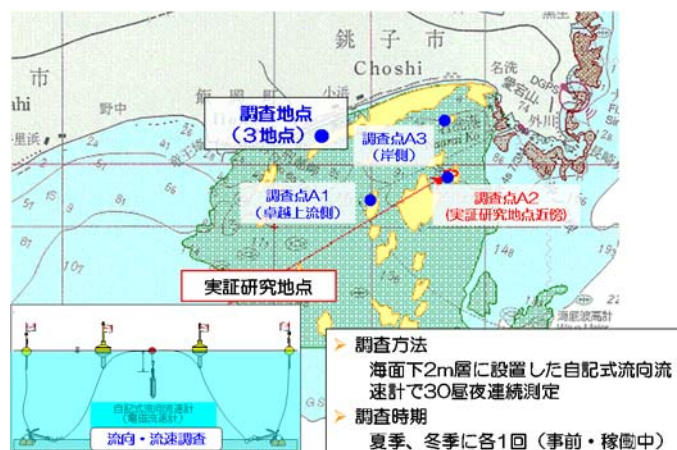


(d) 海底型 ADCP

図Ⅲ.3.2-15 流向・流速計の種類 (田口・田畑, 2001)

### 1) 銚子沖

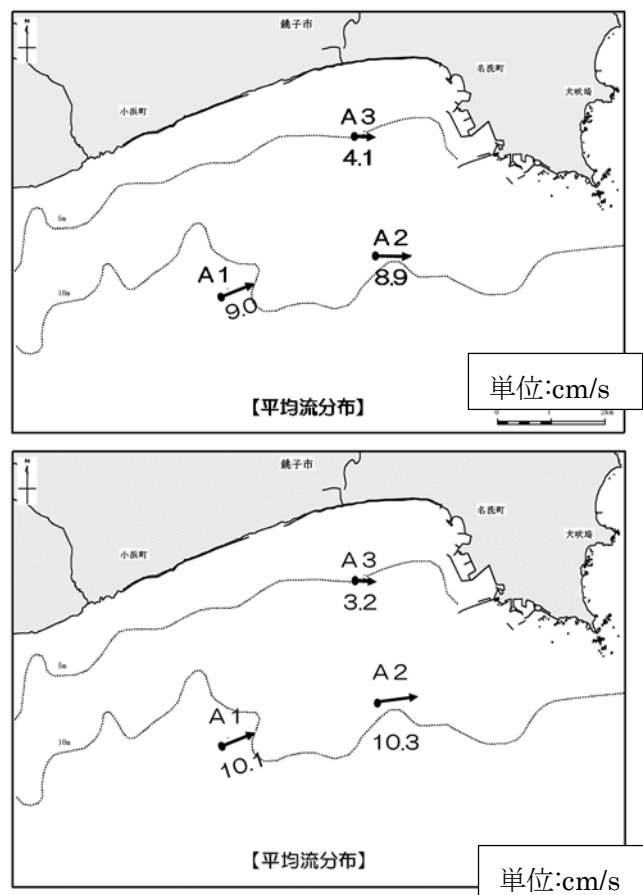
銚子沖洋上風力発電実証研究サイトでは、実証研究地点（調査点 A2;洋上風車と洋上風況観測タワーの間）、その比較対象として研究地点と等深帯で卓越流の上流側の地点（調査点 A1）および岸側の浅海域の地点（調査点 A3）の計 3 地点で海潮流調査（夏季と冬季にそれぞれ事前・稼働中の 2 回（30 日））が行われている（図Ⅲ.3.2-16）。



図Ⅲ.3.2-16 銚子沖洋上風力発電実証研究サイトの海潮流調査

【恒流 (平均流)】

流速は、冬季調査よりも夏季調査で事前と稼働中ともに沖合で速く、流向については、いずれの地点も東流が顕著である。また、事前と稼働中の流向・流速に明瞭な変化は認められない。一例として、図Ⅲ.3.2-17に夏季調査における事前と稼働中の恒流 (平均流) の分布図を示す。

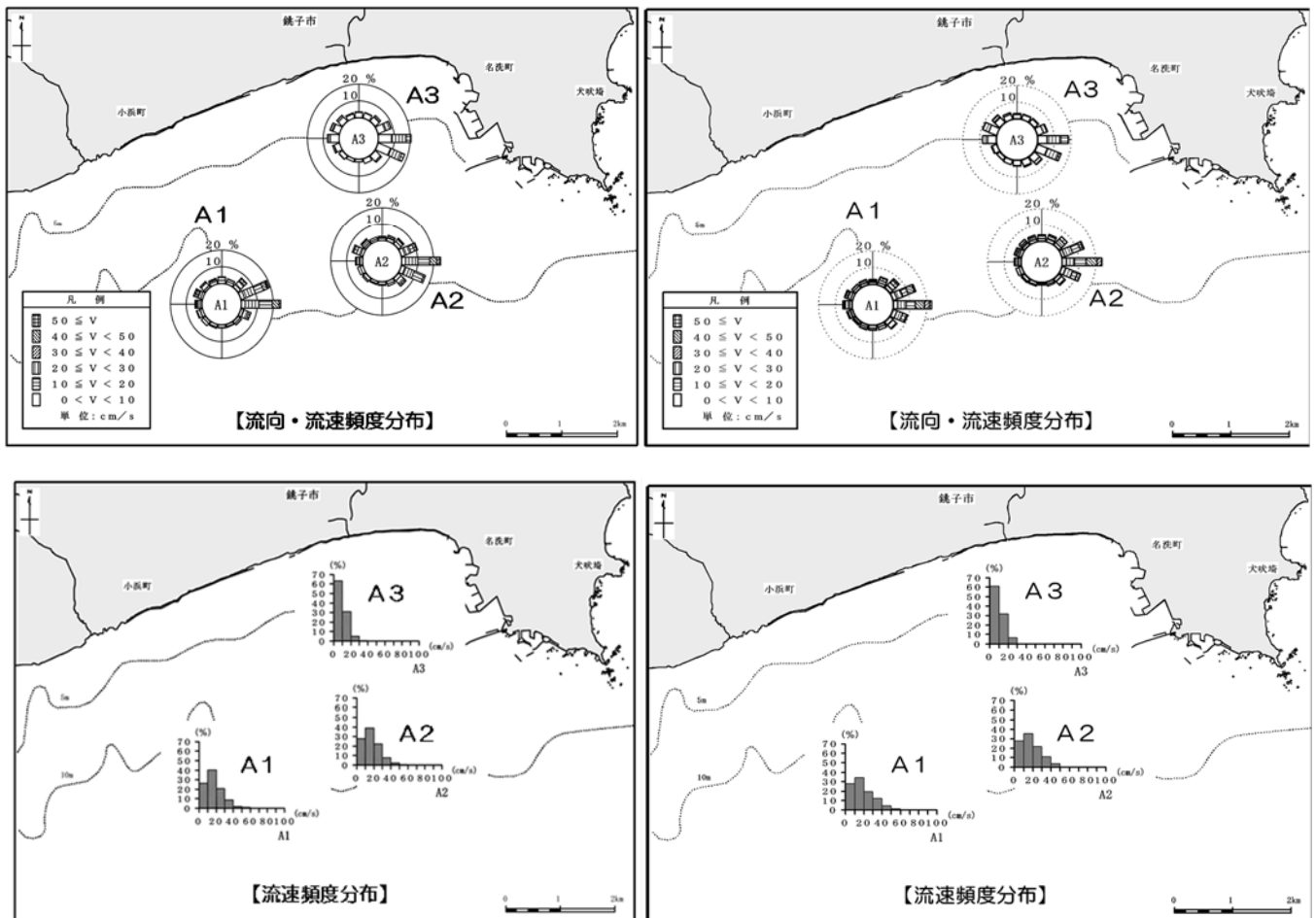


上図：事前調査 (2010.8.7-9.6)、下図：稼働中調査 (2013.8.6-9.5)  
 図Ⅲ.3.2-17 夏季における恒流 (平均流) の事前調査・稼働中調査結果の比較

## 【海潮流】

夏季調査：流向については、流向・流速頻度分布および流速頻度分布から3調査地点ともに汀線に沿った東流が卓越し、流速は沖合の調査地点（A1,A2）で速い傾向を示すことがうかがえる。また、事前と稼働中の流向・流速に明瞭な変化は認められない。図Ⅲ.3.2-18に事前と稼働中の調査結果を対比して示す。

冬季調査：流向については、3調査地点ともに汀線に沿った東流と西流が卓越しているものの、地点による流速、事前と稼働中の流向・流速の傾向は夏季調査と変わらない。



事前調査（2010.8.7-9.6） 左上図：流向・流速頻度分布、左下図：流速頻度分布  
 稼働中調査（2013.8.6-9.5） 右上図：流向・流速頻度分布、右下図：流速頻度分布  
 図Ⅲ.3.2-18 夏季における海潮流調査結果の事前調査・稼働中調査結果の比較

## 3.3 海底地形・土質

風車の設置位置や規模の設定、支持構造物の選定、海底ケーブルの敷設ルート等の計画に反映させるために、海底の地形や土質を把握する調査を行う。

### (1) 海底地形調査

海底地形調査では、候補海域における海図、海の基本図等の既往調査資料を参照の上、現地測量等を行って海底地形の形状を把握することが必要である。調査範囲は、地形形状と風力発電システムの規模に応じて検討し、実施する。

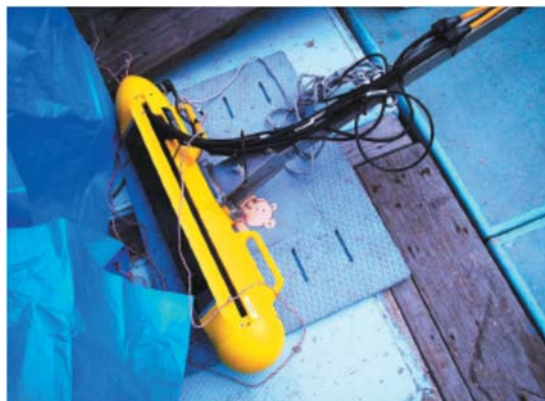
以下、観測機器、測定手法等については、海洋調査協会(2003)および海洋調査技術学会(2004)を参照して取りまとめた。

測深では、音波を用いて行う音響測深法が主流である。音響測深法は、送受波器（以下、素子とする）から発射した音波が海底に反射して、再び戻ってくるまでの時間を測定して正確な水深を得る方法である。測深の方法は、送受波器の数によって単素子音響測深（シングルビーム音響測深：線的な測深、図Ⅲ.3.3-1（左図））、マルチビーム音響測深（面的な測深、図Ⅲ.3.3-1（右図））に分けることができる。その他、海底地形の画像を写真のように得ることができるサイドスキャンソナーを用いる方法があるが、測深はできない。

水深については、観測時の潮位データにより補正して海底地形図を作成し、洋上風力発電施設の平面計画策定の資料とする。



図Ⅲ. 3. 3-1 音響測深機の一例（海洋調査協会, 2003; 海洋調査技術学会, 2004）



図Ⅲ. 3. 3-2 サイドスキャンソナーC3D-LPM（泉ら, 2008）

## 【測定方法】

- ✓音響測深法では、素子を測量船の舷側に装備して調査を行うが、サイドスキャンソナーでは、船尾から曳航体を曳航する。
- ✓音響測深、サイドスキャンソナーともに測線間隔は水深によって決定される。水深が浅いと音波が海底に達する幅が狭いため測線間隔は狭くなり、多くの測線が必要となる。一方、水深が深いと音波が海底に達する幅が広いいため測線間隔が広くなり、少ない測線で済むようになる。シングルビームはビーム幅が $6^{\circ}$ であり、水深10mの海底で測深可能な範囲は半径0.52mの円内となる（水深20mの海底では半径1.04m、水深30mの海底では半径1.56m）。

## 【観測水深】

- ✓音響測深機で用いられる音波の発振周波数は、音波の減衰率の関係から可測深度に応じた周波数とする。
  - ・単素子音響測深機（PDR-1300）：測深は水深250mまで可能で、使用周波数200kHz
  - ・マルチビーム音響測深機：高精度な計測が可能な水深と周波数の関係は、水深100mまでは450kHz、300mまでは200kHz、3,000mまでは50kHz、11,000mまでは12kHzとなっている。
  - ・サイドスキャンソナー：浅海用、深海曳航用、広域探査型がある。着床式洋上風力発電を対象とした浅海用（KLEIN 5400）では、探査深度150mまでは周波数455kHzを使用する。

## (2) 土質調査

土質調査の目的は、設置予定海域における海底土質、地質構造、土質柱状図（ボーリングデータ）等の既存調査資料の収集および地質・土質調査を行い、地盤の性状および構造等を把握することである。

前述のサイドスキャンソナーにより海底表層の底質の判別は可能であるが、支持構造物の検討には海底下の本格的な土質調査が必要である。調査地点、調査間隔および地盤調査の深度は、設置予定地点の推定される地盤状況および風車規模、支持構造物の種類に応じて決定する。地質柱状図の既往調査資料がない場合には、ボーリング調査（図Ⅲ.3.3-3；SEP 船からコアサンプラーを垂下して行う）を実施する。地盤の状況に応じて原位置試験（標準貫入試験、透水試験等）、室内試験（土粒子の密度試験、圧縮試験等）、貫入試験を行い、支持力・沈下特性ならびに基礎工事の施工に必要な地盤の性質を求める。また、改正建築基準法の施行に伴い、孔内水平載荷試験、PS 検層等時刻歴応答解析を行うための調査も行う。

海底土質調査に関して IEC61400-3 の 12.15 では、調査にあたっては1箇所以上のボーリング調査と室内土質試験の実施が必要で、基礎ごとの土質調査が望まれるとしている。日本ではN値による設計法が一般的であるが、欧州ではCPT（Cone Penetration Test）等の比較的経済的な土質調査法が普及している。したがって、CPTとバイブロコアにより収集した試料の室内土質試験と併用し、1箇所のボーリング試験とのキャリブレーションを実施検証することで、高額のボーリング試験を補えるとされている。



図Ⅲ. 3. 3-3 ボーリング調査の例  
(大和探査技術提供)



【豆知識Ⅲ.3.3-1】

●ボーリングデータの例

支持基盤を N=30 以上とした場合、海底面下 5.15m 以深で支持基盤または支持基盤に近い層が見られる。

調査名 5国補波修第32-53号

事業・工事名

ボーリングNO. 

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

シートNO.

ボーリング名	080128018001	調査位置																
発注機関	鹿島港湾事務所	調査期間	1993-08 ~ 1993-08															
調査業者名	興亜開発(株)	主任技師																
孔口標高	-5.99 m	角	上 180° 下 0°		方	西 270° 東 90° 南 180°		地盤	均配		使用	機種		ハンマー	落下用具		トンビ法	
総掘進長	10.40 m	度	0°		方向			試錘機			エンジン			ポンプ				

標尺	層高	厚	深	柱状	土質	色	相対	相対	記	地層	孔内	標準貫入試験				原位置試験	試料採取	室	掘
												深度	10cmごとの	打撃	回数				
(m)	(m)	(m)	(m)	図	区分	調	度	度	事	岩体	水位	0	10	20	30	(m)	番号	方法	進
					細砂 (FS)						測定	0	10	20	30				日
1					粗砂 (FS)						2.15	21	30	21					
	7.59	1.60	1.60		粗砂 (FS-SH)						2.45	15	30	15					
2					シルト混じり細砂 (FS-M)						2.45	22	30	22					
					シルト混じり細砂 (FS-M)						3.15	27	30	27					
3											3.45	27	30	27					
											4.15	48	30	48					
4											4.45	50	30	50					
											5.15	50	30	50					
5											5.45	50	30	50					
											6.15	50	30	50					
6											6.45	50	30	50					
											7.15	50	30	50					
7											7.30	24	30	24					
											8.15	48	30	48					
8											8.45	50	30	50					
											9.15	50	30	50					
9											9.42	50	30	50					
											10.15	50	30	50					
10											10.40	50	30	50					

出典：茨城県土木部

## 4 基本設計

風況調査、経済性検討、地域住民との調整等を踏まえ、候補海域において風車の導入を計画した場合、事前調査として風車設置点の決定や施設規模の設定等の基本設計を行う。基本設計の手順は以下の通りである。

1. 風車設置点の決定
2. 風力発電施設規模の設定
3. 風車の機種選定
4. 支持構造物の選定
5. 経済性の検討

なお、系統連系については、導入の可否および経済性に大きく影響する可能性があるため、設置点、機種、施設規模等がある程度固まった段階で、電力会社へ系統連系について事前協議の依頼および相談を行っておく必要がある。

### 4.1 風車設置点の決定

風車設置点については、風況調査結果、海底地形・土壌条件、海底ケーブルの経路・距離、系統連系する陸上変電所の位置・距離、海生生物の生息状況、漁業従事者の意見等を考慮して、経済性も含めて最適な位置を決定する。

### 4.2 風力発電施設規模の設定

以下の手順により、最適な風車を設定して風車配置計画を立てる。

#### a. 風車設置基数の想定

候補海域における設置可能面積、風車の定格出力に基づき風車の設置基数の想定を行う(Ⅲ.4.6(2)1)a.ウエイクの影響、参照)。

#### b. 総出力規模(容量)の想定

調達可能予算、系統連系容量等を基に風車の総出力規模を想定する。

#### c. 概略の経済性評価

b.の想定、輸送・設置費、系統連系および環境影響調査等の諸費用に基づき概略コストを算出するとともに、発電量を推定し、これより発電原価を算出して概略の経済性評価を行う。

#### d. 最適施設規模の設定および風車配置

概略の経済性評価が満足できる結果となるよう a.~c.を繰り返すことにより、最適な風力発電施設規模を設定し、風車配置計画を立てる。

また、「港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン【案】」では、港湾管理者が設定した「再生可能エネルギー源を利活用する区域」において事業者が洋上風力発電事業の計画

を立案する上での留意事項を整理している。この内容は港湾での洋上風力発電事業を対象としているが、一般海域において事業規模や配置計画を検討する際にも参考になる。その概要をまとめたものを表Ⅲ.4.2-1に示す。

表Ⅲ.4.2-1 「再生可能エネルギー源を活用する区域」において事業者が洋上風力発電事業を計画する際の留意事項（国土交通省, 2015 より作成）

項目		内容
洋上風力発電施設の配置	「再生可能エネルギー源を活用する区域」と洋上風車	洋上風車のロータの範囲が「再生可能エネルギー源を活用する区域」の外側に突出することがないようにする。 【解説】 洋上風車のロータは風向に合わせてその向きを変えるため、ロータの向きが変わっても稼働中の洋上風車の範囲が「再生可能エネルギー源を活用する区域」の外側に突出することがないようにする必要がある。そのため、区域境界からタワー中心までの距離R（ヨー旋回範囲の半径）以上を離して計画する。
	洋上風力発電施設と港湾施設等との離隔	航路や泊地、防波堤などの港湾施設等と十分な離隔距離をとって配置する。 【解説】 洋上風力発電施設の事故や被災に起因する港湾施設等の被害を軽減するため、洋上風力発電施設と港湾施設等は十分に離隔をとる必要がある。
	水域施設等との離隔	航路等の水域施設等に対して、洋上風力発電施設が倒壊した場合でも水域施設等には直接の影響が及ばない離隔及び風車後方の乱流範囲の影響を考慮した離隔の両者を満足するよう、離隔距離を確保する。 【解説】 洋上風力発電施設と水域施設等との離隔は、洋上風力発電施設の破壊モードを考慮した倒壊影響距離Hf及び風車後方の乱流範囲2D（D＝ロータ径）の離隔のうち、洋上風力発電施設が水域施設等からより遠くに設置されるものを設定する。
	外郭施設等との離隔	防波堤等の外郭施設、あるいは離岸堤や潜堤などの海岸保全施設に対して、洋上風力発電施設が倒壊しても直接の影響が及ばない離隔距離を確保する。 【解説】 洋上風力発電施設と防波堤等の外郭施設との離隔距離は、洋上風力発電施設が倒壊した場合でも、基礎マウンドを含む外郭施設に、直接の影響が及ばないよう、洋上風力発電施設の破壊モードを考慮した倒壊影響距離Hf以上を確保する。
施工中の安全確保	施工中の事故を防止するよう適切に対策をとる。洋上風力発電施設等の設置工事やその他の関連工事に使用する水域が周辺の航路等の水域施設等を超え、船舶の航行安全に著しい影響を及ぼさないよう、あらかじめ工事区域も考慮した配置計画及び施工計画を策定する。	
船舶交通への配慮	船舶交通に与える影響の評価	具体的な配置計画の策定に際して、船舶交通に影響を及ぼすと懸念される場合は、その影響の度合いを評価し、必要に応じて影響を軽減する措置を講じる。
	洋上風力発電施設が操船者の視覚等に及ぼす影響	洋上風力発電施設が船舶操船時において他の船舶、地形、航行援助施設、その他の物標等の捕捉・識別を阻害する可能性に配慮して配置する。
	船舶用レーダー等の機器に及ぼす影響	洋上風力発電施設の設置及び運用が船用レーダーその他の電子航海機器に支障を与える可能性に配慮して計画する。

#### 4.3 風車の機種選定

風車の機種選定は、想定している定格出力の発電機を販売しているメーカー数社の見積書、風力発電システムの仕様および年間発電電力量等を参考に行う。見積仕様書には実測（予測）した1年間の風況データを提出して年間発電電力量の提示を受けるようにするのが望ましい。

機種の選定にあたって比較表を作成して数値評価する方法もあるので、その項目と留意点の一例を以下に示す。

- a. 見積金額：資金調達と返済方法を考慮して、経済性を評価する。

- b. 風車の仕様と諸元：定格出力、発電機形式、出力制御方式、ハブ高さ、ブレード直径等の仕様と諸元。
- c. 風車の出力特性：提示した風況データに基づく発電電力量と調達価格から、経済性を評価する。発電電力量には h. に示す利用可能率、出力補正係数等の性能保証項目を考慮する。
- d. 自然条件への対策：洋上風車においては、パワートレインの塩害・湿度対策、ブレードの過回転・着氷対策、制御機器・電装品の落雷対策、停電時対策、強風対策等の仕様。  
参考までに、NEDO 洋上風力発電実証研究で使用されている風車の、塩害等の対策の概要を示す。

「銚子沖：三菱重工製 MWT92/2.4, 2.4MW」

- ・ 除塩対策：ナセルの密閉化および除塩フィルターの設置
- ・ 漏油対策：LO 熱交換器および水冷クーラー
- ・ 翼の劣化対策：翼材エロージョン材 (No.1, フッ素系塗料 ; No.2, ポリウレタン系塗料 A ; No.3, ポリウレタン系テープ+ポリウレタン系塗料 B)

「北九州市沖：日本製鋼所製 J82-2.0, 2.0MW」

- ・ 除塩対策：給気口の装備 (防塵・塩害フィルター)、タワーマンドアの気密性向上、開閉可能型発電機冷却排気口、ナセル内/タワーベースへの除湿器設置
- ・ 温度対策：冷却ファン容量アップ、ラジエター熱交換効率の向上、排気口カバー形状の変更
- ・ 錆対策：重耐塩塗装
- ・ 湿度対策：発電機の耐吸湿レベルの向上
- ・ 漏油対策：生分解性グリスの採用

- e. 系統連系：系統連系に伴う電力会社の工事金額は機種によらず同額と仮定するが、系統の容量、発電機型式によっては電圧調整用の機器等が必要になることもあり、その場合は経済性の項で考慮する。
- f. 記録・計測監視設備：運転監視 (CMS : Condition Monitoring Systems/SHM Structural Health Monitoring) に必要な記録・計測設備の他に、メーカーまたはメンテナンス会社で遠隔監視が可能な装置を販売している (利用可能率の向上等)。
- g. メンテナンス：年間の交換部品を含む定期修理費用や故障時の対応体制の他に、例えばおおよそ 10 年目のブレードの簡易補修、塗装費用等の大掛かりなメンテナンス費用。
- h. 機械保証・性能保証：機械保証の期間および性能に係る検証の方法と性能保証内容 (検証は利用可能率と出力補正係数を考慮して発電電力量を算定)。

正味年間発電電力量 (kWh) = 年間発電電力量 × 利用可能率 × 出力補正係数

$$\text{利用可能率 (\%)} = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

出力補正係数：洋上 95%、陸上平坦地形 95%、陸上複雑地形 90%

- i. 販売実績：同一機種の国内外実績 (特に洋上風力発電)。実績が多いほどメンテナンスに習熟し、予備品等の在庫が充実している。

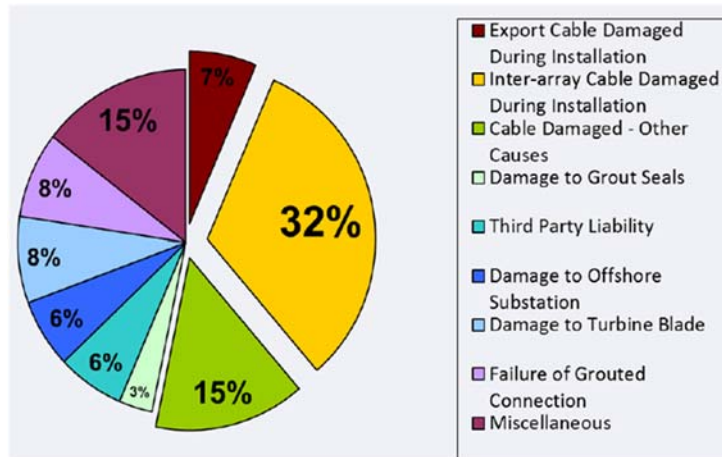
j. 故障・事件事例：同一機種の国内外における故障・事故および対策に係る事例を参考にす  
 る（洋上風力発電に関する主要な故障・事件事例を表Ⅲ.4.3-1に示す）。風車メーカーによる既  
 往の故障・事故内容等に関する情報の開示が必要である。

表Ⅲ.4.3-1 洋上風力発電に関する主要な故障・事件事例

洋上風力発電施設 (国名)	風車/定格出力	発生/修繕 年	故障事故内容
Middelgrunden(DK)	BONUS/2,000kW	2001	変圧器の絶縁不良
		2002	増速機にクラック発生
Yttre Stengrund(SE)	NEG-Micon/2,000kW	2002	ナセル焼損（配線ミス（変圧器⇄発電機））
Tjareborg(DK)	VESTAS/2,000kW (試験機)	2002	ブレードの崩壊（配線ミス）
Blyth(UK)	VESTAS/2,000kW	2003	ブレードの折損
Nysted(DK)	BONUS/2,300kW	2004	高速および中間速シャフトベアリングの交換（72機全てのタービン）
Horns Rev(DK)	VESTAS/2,000kW	2004	発電機の故障/変圧器の絶縁不良
Middelgrunden(DK)	BONUS/2,000kW	2004	増速機にクラック発生（20基中の14基）
Scroby Sands(UK)	VESTAS/2,000kW	2005	増速機（ベアリング；30基全ての風車）、発電機（4基）の不具合
Kentish Flats(UK)	VESTAS/3,000kW	2006	増速機の不具合（30基中12基の風車）
Egmond Aan Zee(NL)	VESTAS/3,000kW	2009	増速機の不具合（36基中36基の風車）
Egmond Aan Zee(NL)	VESTAS/3,000kW	2009	グラウト接合（トランジションピースと支持構造物の接続部）の不具合 (36基中36基の風車)
Burob Bank(UK)	Siemens/3,600kW	2010	翼旋回軸受ボルト穴の腐食（全25基の軸受交換：予防保全）
Inner Dowsing(UK)	Siemens/3,600kW	2010	翼旋回軸受ボルト穴の腐食（全27基の軸受交換：予防保全）
Lynn(UK)	Siemens/3,600kW	2010	翼旋回軸受ボルト穴の腐食（全27基の軸受交換：予防保全）
Gunfleet Sands(UK)	Siemens/3,600kW	2011	翼旋回軸受ボルト穴の腐食（全48基の軸受交換：予防保全）
Rhyl Flats(UK)	Siemens/3,600kW	2011	翼旋回軸受ボルト穴の腐食（全25基の軸受交換：予防保全）
Alpha Ventus(DE)	AREVA/5,000kW	2011	滑り軸受の温度上昇(全6基の風車)
Teesside(UK)	Siemens/2,300kW	2013	タワーの振動(全27基)
Bard1(DE)	BARD/5,000kW	2014	送変電トラブル(全80基,長期停止)
Kentish Flats(UK)	VESTAS/3,000kW	2014	雷撃によるブレードの損傷
Horns Rev1(DK)	VESTAS/2,000kW	2016	風車ナセル焼損（80基中2基）
Tanet(UK)	VESTAS/3,000kW	2016	エクスポートケーブルの送電不良（ケーブル内部での短絡発生）

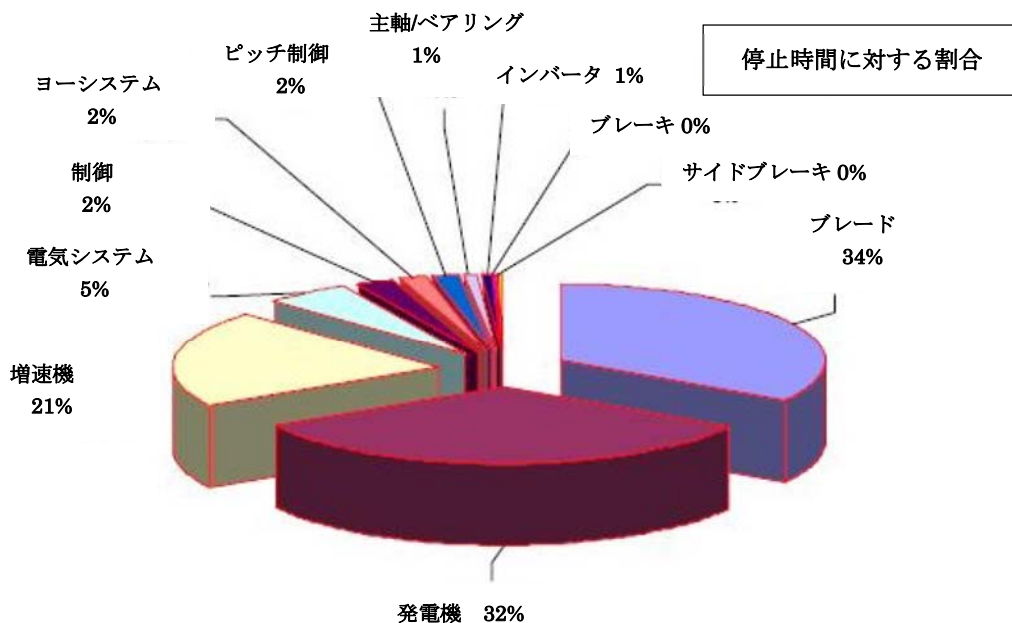
注) DK:デンマーク、SE:スウェーデン、UK:イギリス、NL:オランダ、DE:ドイツ

- ・洋上風力発電に係る故障事故の発生部位：海底ケーブル関係の事故が 54%を占め、その中でも建設時のアレイケーブル\*事故（32%）が最も多く、それ以外の部位ではブレードの故障事故とグラウチング\*の接続欠陥が同じ 8%、その他 15%とある（図Ⅲ.4.3-1:Sharma,2011）。



図Ⅲ.4.3-1 洋上風力発電に係る故障事故の部位別発生割合（Sharama, 2011）

- ・パワートレイン関連の故障事故：オランダの洋上風力発電機の故障事故に関する停止時間の集計では、ブレード（34%）、発電機（32%）、増速機（21%）が主なもので、この3種類の部位で停止時間は全体の 87%に達する（図Ⅲ.4.3-2:Dewan,2014）。



図Ⅲ.4.3-2 オランダの洋上風力発電機の故障事故の部位別発生割合（Dewan, 2014）

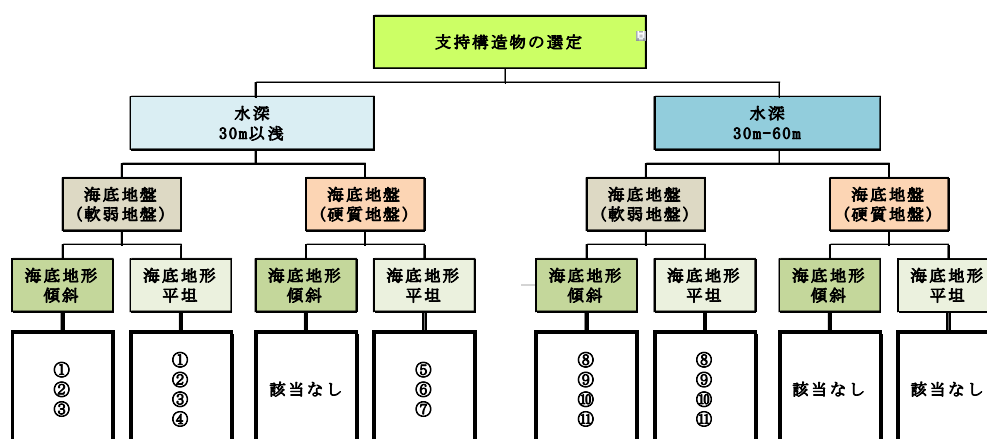
\* アレイケーブル：風力発電機間あるいは風力発電機と洋上変電所を結ぶ海底ケーブル。  
 \* グ라우チング：トランジションピースとパイルの隙間に充填剤を注入・充填すること。

- k. 納品時期：風車、風車タワー、ナセル、ブレード、ボルト、吊冶具等の納品時期。
- l. 経済性：見積金額に対する借入金の返済方法、年間発電電力量と調達価格。メンテナンス費用の他に電気主任技術者の委託費用、損害保険費用、各種税金、撤去費用等を考慮して事業期間を通じた収益等で比較する。

なお、自治体等が機種選定を行う際に、機種選定委員会を開催し、評価項目に重みを付け（例えば、経済性は40点、メンテナンスは20点等）、評価項目ごとに機種別に採点（優=5、良=4、可=3、不可=1等）を行い、重み付けと採点を乗じて機種ごとに合計する方法があり、定量的な評価例である。採点方法は、機種選定委員会全体として項目ごとに委員の意見を聴取して一つにまとめる方法と、委員各位が採点して合計する方法等が考えられる。また、採点と内容の確認を行うために、選定委員会を開催して総得点の高い上位数社に対しヒアリングを行い、さらに最終評価上位の2社に対して詳細ヒアリング等を実施し、不明な点を確認し更なる提案を受け、最終的に機種を選定する方法もある。

#### 4.4 支持構造物の選定

海底地形・土質調査結果を踏まえて、候補海域における水深、海底地形、底質・土質等から着床式洋上風力発電の支持構造物を選定する。コストの観点から着床式の限界水深は 50-60m と言われていることから (Dolan,2004 ; 図Ⅱ.1.2-2 参照)、ここでは限界水深を 60m として、水深 (30m 以浅/30-60m)、海底地盤 (軟弱地盤:泥,砂泥/硬質地盤:固い砂,礫,岩)、海底地形 (傾斜/平坦) の 3つの要素から支持構造物を選定するフローを図Ⅲ.4.4-1 に示す。図中の番号は支持構造物を表しており、以下に選定結果の概要を示すとともに、それぞれの特徴を表Ⅲ.4.4-1 に示す。



図Ⅲ.4.4-1 支持構造物を選定するフロー

##### 【水深：30m 以浅】

1. 海底地盤 (軟弱地盤) /海底地形 (傾斜)
  - ①モノパイル、②ドルフィン、③小型ジャケット
2. 海底地盤 (軟弱地盤) /海底地形 (平坦)
  - ①モノパイル、②ドルフィン、③小型ジャケット、④サクシヨン
3. 海底地盤 (硬質地盤) /海底地形 (傾斜)
 

該当なし (掘削し平坦化やならしが考えられるが、コスト増)
4. 海底地盤 (硬質地盤) /海底地形 (平坦)
  - ⑤重力、⑥PC 重力、⑦ハイブリッド (重力+ジャケット/モノパイル)

##### 【水深：30-60m】

1. 海底地盤 (軟弱地盤) /海底地形 (傾斜)
  - ⑧ジャケット、⑨トリポッド、⑩トリパイル、⑪Twisted Jacket
2. 海底地盤 (軟弱地盤) /海底地形 (平坦)
  - ⑧ジャケット、⑨トリポッド、⑩トリパイル、⑪Twisted Jacket
3. 海底地盤 (硬質地盤) /海底地形 (傾斜)
 

該当なし
4. 海底地盤 (硬質地盤) /海底地形 (平坦)
 

該当なし



表Ⅲ. 4. 4-1a 支持構造物の特徴

支持物構造物	特 徴		備 考
	プラス面	マイナス面	
①モノパイル (1本の杭を支持層に設置して外力に抵抗する形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原則的に建設時に海底の整備が不要である。</li> <li>・構造的にシンプルでコスト(製作, 建設)も安価である。</li> <li>・支持物に使用される鋼材量が少なく、重量が小さい。</li> <li>・海上での施工期間は短い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・大径パイルの打ち込みに大型油圧ハンマ/パイプロハンマが必要である。</li> <li>・油圧ハンマによるパイル打ち込み時に海洋生物に一時的に影響する騒音問題が発生する。</li> <li>・グラウト接合あり。</li> <li>・海潮流流速が速い海域では洗掘対策が必要である。</li> <li>・撤去(土中のパイル)が困難である。</li> <li>・支持構造物の固有振動数は、発電時のロータ回転との共振を避けるため、種々の外部条件を踏まえ、ある範囲に収める必要がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・60mを超える水深に設置可能なモノパイルが開発中である。</li> <li>長さ:&gt;80m</li> <li>直径:&gt;9m</li> <li>重量:&gt;1,050t</li> <li>(EEW Special Pipe Costruction GmbH)</li> </ul>
②ドルフィン (複数の直杭または斜杭を支持層に設置し、杭上部の天端(コンクリート)で一体化した形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原則的に建設時に海底の整備が不要である。</li> <li>・日本では瀬棚港/酒田港で実績があり、構造的にシンプルでコスト(製作, 建設)も安価である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造的に上部のコンクリートのプレキャスト化はタワーの設置精度上、困難である。</li> <li>・突出性の高い杭基礎の場合には、直杭のみでは水平変位量が大きく、斜杭を採用するケースもある。その場合、全方向の作用力に対応するため杭の数が増える(海上での施工期間が長くなりコスト増)。</li> <li>・大径パイルの打ち込みに大型油圧ハンマ/パイプロハンマが必要である。</li> <li>・油圧ハンマによるパイル打ち込み時に海洋生物に一時的に影響する騒音問題が発生する(打ち込みパイル数 4本または8本)。</li> <li>・海潮流流速が速い海域では洗掘対策が必要である。</li> <li>・撤去(土中のパイル)が困難である。</li> </ul>	
③小型ジャケット (ジャケットと基本的には同じ形式であるが、より小型化された形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・モノパイルに比して剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。</li> <li>・風や波がもたらす水平荷重や曲げモーメントに効果的に抗する。</li> <li>・軽量化が可能である。</li> <li>・主要な鋼構造部は陸上で製作できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。</li> <li>・テンプレートを要する先行杭方式等を考慮すると施工期間は比較的長い。</li> </ul>	
④サクシオン (底板のない鋼製またはRCの円筒状のケーソン内の海水を強制排出することにより発生する基礎内外の水圧差を利用して、海底地盤中に根入れする形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・基本的には建設時の海底整備が不要である。</li> <li>・騒音問題は少ない。</li> <li>・基本的には保守点検作業が少ない。</li> <li>・モノパイルに比較して鋼材量が25%減となる。</li> <li>・捨石マウンド, 床掘・置換が不必要なため構造断面が小さく工期が短縮化される。</li> <li>・根入れにより基礎座面の地盤の摩擦力と基礎背面の土圧が抵抗力となって、滑動に対する抵抗力が十分に確保可能である。</li> <li>・グラウト接合なし。</li> <li>・設置作業はリフト1基あるいは台船により可能である。</li> <li>・撤去は比較的容易である。</li> <li>・打ち込み用パイルは不要である。</li> <li>・洗掘の問題はほとんどない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・海底地盤の制約を受ける(岩質は不向き)。</li> <li>・洋上風力発電の建設工法としては実績が少ない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・Fred Olsen &amp; Co (ノルウェー)</li> </ul>

表Ⅲ. 4. 4-1b 支持構造物の特徴

支持物構造物	特 徴		備 考
	プラス面	マイナス面	
⑤重力 (構造物を支持層へ沈設することにより、上部の構造物に作用する外力を地盤に伝える形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・支持構造は陸上で製作されるので、設置期間が短い(海底面の前準備は時間を要す)。</li> <li>・保守点検作業が少ない。</li> <li>・材料の利用可能な範囲が広い。</li> <li>・撤去が可能である。</li> <li>・適切なかぶり厚等を設計し施工すれば海洋におけるコンクリートの耐久性は高いので、長寿命である。</li> <li>・水深の深い場所や大型風車の利用に適している。</li> <li>・岩の多い海底や砂地や泥などの海底にも設置が可能である。</li> <li>・地震に対する耐久性が強い。</li> <li>・コンクリートの世界市場が鉄鋼の世界市場と比べ安定しているため、価格が比較的安定している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。</li> <li>・浚渫、捨石、根固等による海底マウンドの製作が必要である。</li> <li>・マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。</li> <li>・重量/大きさが大のため輸送が困難である。</li> <li>・油圧ハンマと比較して騒音問題は少ないが、海底面のマウンド製作時には騒音がある。</li> <li>・設計のコンセプトにばらつきがあり、標準化が遅れている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・深海用(水深50m)の重力式(バラストチャンバー付)が研究されている。(Mathis, 2006/2007)</li> </ul>
⑥PC重力 (重力式と基本的には同じ形式であるが、コンクリートが引張力の大きいPC構造である形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・支持構造は陸上で製作されるので、設置期間が短い(海底面の前準備は時間を要す)。</li> <li>・保守点検作業が少ない。</li> <li>・材料の利用可能な範囲が広い。</li> <li>・PC重力はRC重力に比し、引張力が大きい。</li> <li>・撤去は可能である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。</li> <li>・浚渫、捨石、根固等による海底マウンドの製作が必要である。</li> <li>・マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。</li> <li>・重量/大きさが大のため輸送が困難である。</li> <li>・油圧ハンマと比較して騒音問題は少ないが、海底面のマウンド製作時には騒音がある。</li> </ul>	
⑦ハイブリッド重力 (重力式のマウンド構造物上にジャケットを固定した組合わせ形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。</li> <li>・重力式に比較して軽量化が可能である。</li> <li>・重力とジャケット一体支持構造は陸上で製作されるので、設置期間が短い(海底面の前準備は時間を要す)。</li> <li>・陸上でのプレキャスト化による海上作業の短縮化が可能な重力式と波荷重の低減が期待できる。</li> <li>・撤去は比較的容易である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。</li> <li>・浚渫、捨石、根固等による海底マウンドの製作が必要である。</li> <li>・マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。</li> <li>・重量/大きさが大のため輸送が困難である。</li> <li>・油圧ハンマと比較して騒音問題は少ないが、海底面のマウンド製作時には騒音がある。</li> </ul>	重力とジャケットのハイブリッド
⑧ジャケット (鋼管トラスを鋼管杭で海底に固定する形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・モノパイルに比して剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。</li> <li>・風や波がもたらす水平荷重や曲げモーメントに効果的に抗する。</li> <li>・主要な鋼構造部は陸上で製作できる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。</li> <li>・製造コストは比較的高い。</li> <li>・テンプレートを要する先行杭方式等を考慮すると施工期間は比較的に長い。</li> </ul>	
⑨トリポッド (モノパイルとジャケットのハイブリッド形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・モノパイルと比べて、部材の直径が小さく済む。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・海底の整備が必要である。</li> <li>・構造が複雑である。</li> <li>・製造コストが比較的高い。</li> <li>・施工期間が長い。</li> </ul>	
⑩トリパイル (モノパイルの発展形で、3本の杭を支持層に設置する形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原則的に、建設時に海底の整備が不要である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・大径パイルの打ち込みに大型油圧ハンマ/パイプロハンマが必要である。</li> <li>・支持物に使用される鋼材量が多く、重量が大きい。</li> <li>・油圧ハンマによるパイル打ち込み時に海洋生物に一時的に影響する騒音問題が発生する(打ち込みパイル数 3本)。</li> <li>・グラウト接合あり。</li> <li>・海潮流流速が速い海域では洗掘対策が必要である。</li> <li>・撤去(土中のパイル)が困難である。</li> </ul>	
⑪Twisted Jacket (ジャケットの発展形で、3本の斜杭を支持層に設置する形式)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・モノパイルに比して剛構造であり、地盤からの影響や波浪等の外力を受けにくい。</li> <li>・風や波がもたらす水平荷重や曲げモーメントに効果的に抗する。</li> <li>・軽量化が可能である。</li> <li>・コストとリスクの低減化が図られる。</li> <li>・施工期間が短い(作業員が少ない、テンプレートが不要)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・Keystone Engineering Inc. (アメリカ)</li> </ul>

我が国における着床式洋上風力発電施設は、2017年2月現在、6箇所存在するが、支持構造は4種類である。すなわち、北海道瀬棚港（風海鳥）と山形県酒田港（JRE 酒田風力発電所、旧サミットウィンドパワー酒田発電所）の「ドルフィン式」、茨城県鹿島港（ウィンド・パワーかみす第1洋上発電所/ウィンド・パワーかみす第1洋上発電所）の「モノパイル式」、NEDO 洋上風力発電実証研究の銚子沖の「重力式」および北九州市の「ハイブリッド重力式」である。ここでは、これら支持構造の概要を示す。

### 「ドルフィン式」

ドルフィン式は、北海道瀬棚港（風海鳥）と山形県酒田港（JRE 酒田風力発電所）に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である。ここで設置されたドルフィン式支持構造物の特徴を以下に掲げるとともに、その概観図を図Ⅲ.4.4-2 に示す。

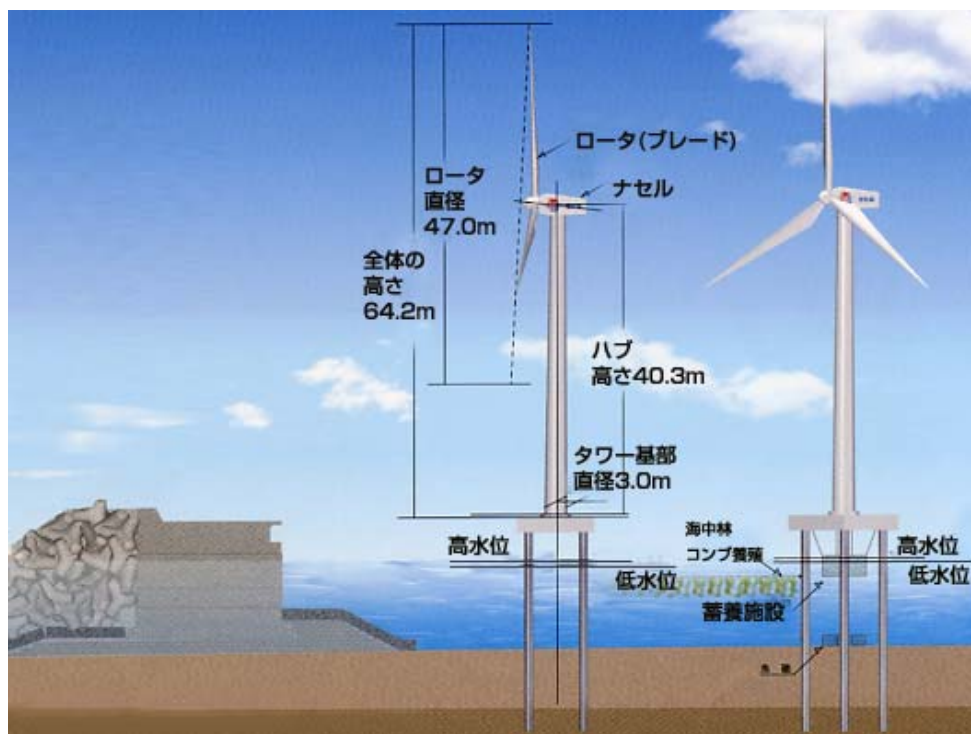
#### 「支持構造物の特徴」

##### ✓ 瀬棚港

- ・直杭は4本（長さ27m、直径1.1m、肉厚14mm）
- ・上部コンクリート（幅または径10m、厚さ2m）

##### ✓ 酒田港

- ・直杭は8本（長さ27m、直径1.0m、肉厚14mm）
- ・上部コンクリート（幅または径12m（八角形）、厚さ2.5m）



図Ⅲ.4.4-2 ドルフィン式支持構物

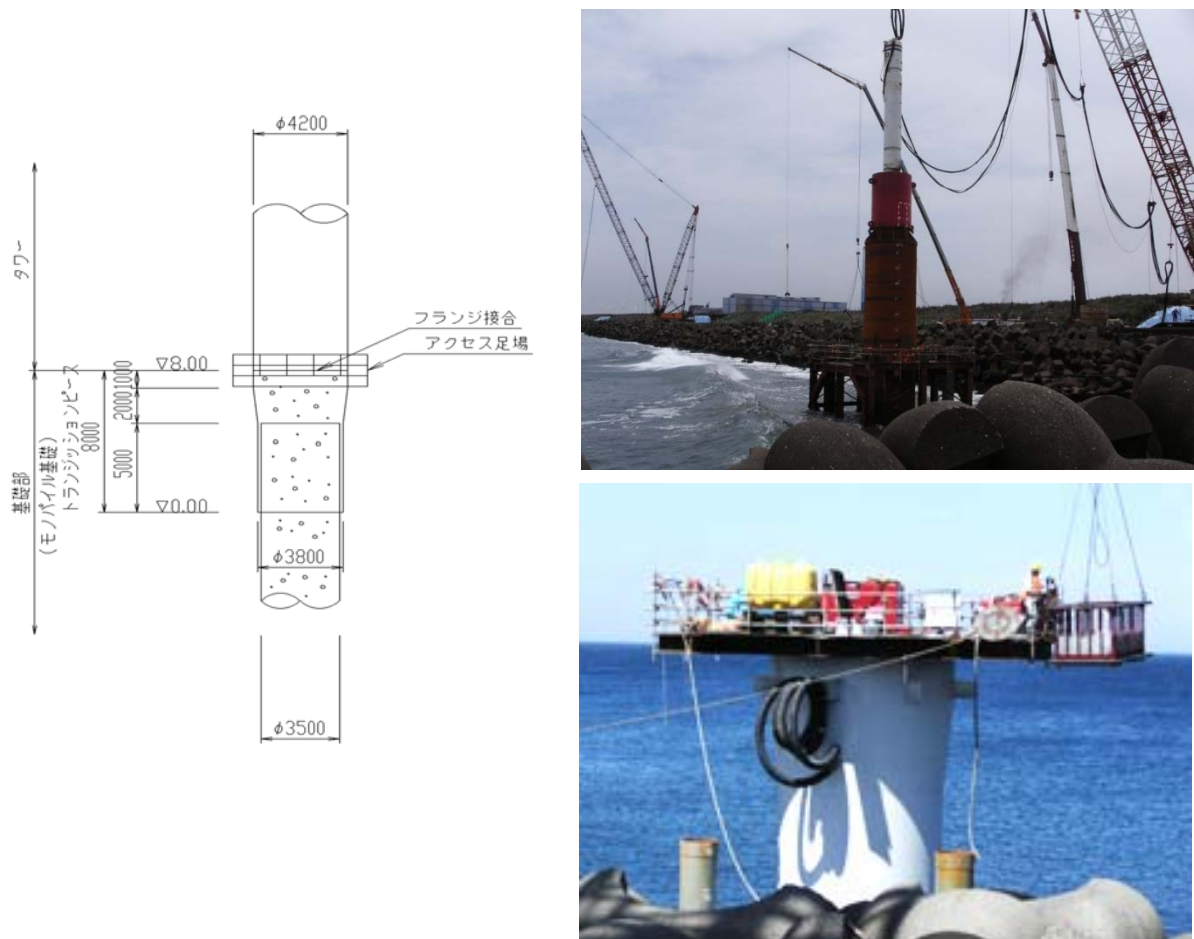
(せたな町 HP : <http://www.town.setana.lg.jp/kazamidori/article30.html>)

### 「モノパイル式」

モノパイル式は、茨城県鹿島港（ウィンド・パワーかみす第1洋上発電所/ウィンド・パワーかみす第2洋上発電所）に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である。ここで設置されたモノパイル式支持構造物の特徴を以下に掲げるとともに、その概観図を図Ⅲ.4.4-3に示す。

#### 「支持構造物の特徴」

- ・モノパイルの仕様は直径 3.5m、肉厚 44mm、長さ 24.5m（重量:約 100t）。
- ・ジョイントスリーブ（トランジションピース）の長さは 8m で、タワー（直径 4.2m）と 60 N のグラウド接合。
- ・ジョイントスリーブ上部の応力の最小位置に電源ケーブル用の開孔。
- ・ジョイントスリーブ下部はモルタル流出防止のためのゴムリングを設置。



図Ⅲ.4.4-3 モノパイル式の概念図（青木, 2009）と写真（小松崎都市開発, 提供）

## 「重力式」

重力式は、NEDO 洋上風力発電実証研究の銚子沖に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である（本方式の採用理由はⅢ.6.2 節（1）基礎工事 2）重力式を参照）。ここで設置された重力式支持構造の特徴を以下に掲げるとともに、その概観図を図Ⅲ.4.4-4 と図Ⅲ.4.4-5 に示す。

### 「支持構造の特徴」

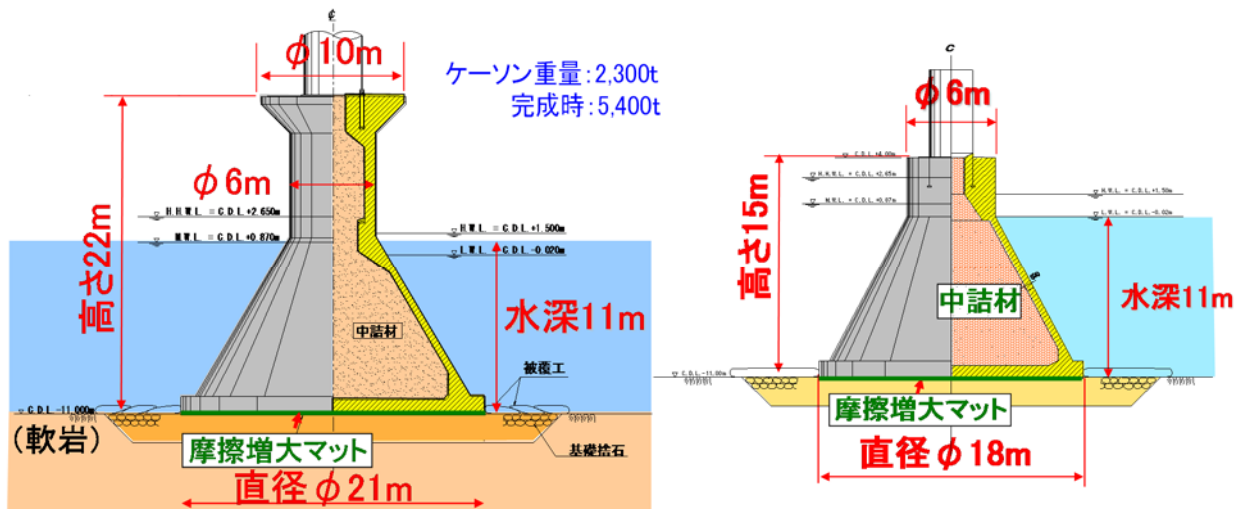
- ・三角フラスコ形状による波力の低減
- ・プレストレスト鉄筋コンクリート壁によるひび割れ防止と耐久性向上
- ・躯体の軽量化による起重機船を用いた急速施工

### 「使用材料の特徴」

- ・高比重中詰材（銅水砕スラグ： $23\text{kN/m}^3$ ）
- ・摩擦増大マット（アスファルトマット  $\mu=0.75$ ）



図Ⅲ.4.4-4 銚子沖サイトにおける重力式支持構造物



図Ⅲ.4.4-5 銚子沖サイトの風車（左図）および観測タワー（右図）の重力式支持構造物

### 「ハイブリッド重力式」

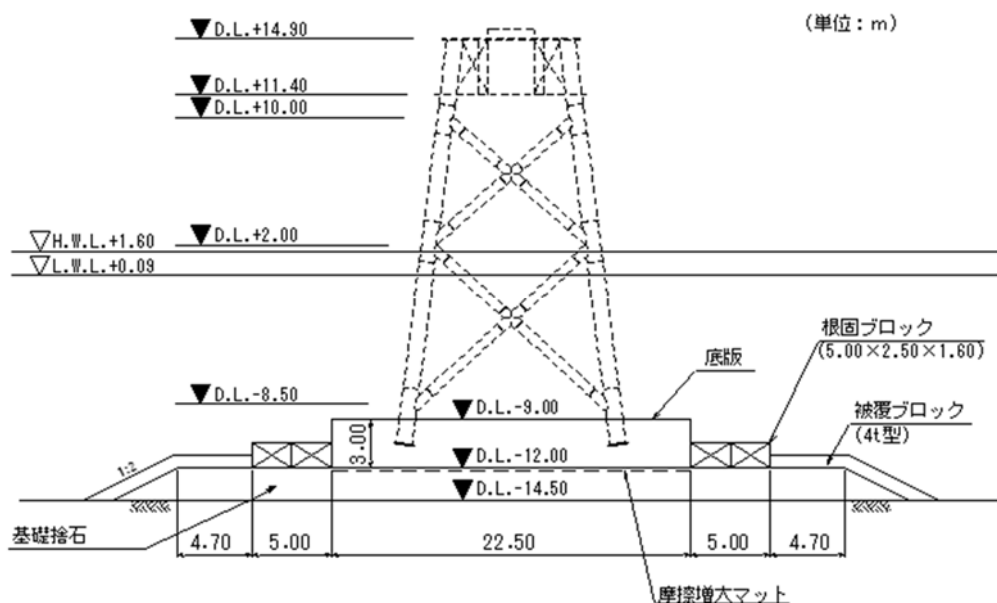
ハイブリッド重力式は、重力式とジャケッ式を組み合わせたもので、NEDO 洋上風力発電実証研究の北九州市沖に建設されている洋上風力発電施設の支持構造である（本方式の採用理由はⅢ.6.2 節（1）基礎工事 2）重力式を参照）。ここで設置されたハイブリッド重力式支持構造の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図Ⅲ.4.4-6 と図Ⅲ.4.4-7 に示す。なお、風車用と観測タワー用の支持構造の仕様は同一である。

#### 「支持構造の特徴」

- ・波荷重の低減、設置にあたっての海上作業の縮小化および構造の靱性の確保  
 （陸上でのプレキャスト化による海上作業の短縮化が可能な重力式と波荷重の低減、構造の靱性の向上が可能なレグ材を CFT 構造（コンクリート充填鋼管構造）としたジャケッ構造の採用）
- ・施工方法は、重力式と変わらない。



図Ⅲ.4.4-6 北九州市沖サイトにおけるハイブリッド重力式支持構造  
 右図は底板コンクリートの打設状況



図Ⅲ.4.4-7 北九州市沖サイトにおけるハイブリッド重力式支持構造設置断面図

## 4.5 経済性の検討

建設コスト、運転保守費等から発電原価を算出し、概略の経済性評価を行う。

### (1) 建設コストと運転保守費

#### 1) 建設コスト

洋上風力発電システムの建設に必要なコストは、風車本体、電気設備、土木工事（海底地盤の造成、支持構造物等）、風車据付工事、電気工事の費用等から構成される。また、連系する系統の状況によっては、別途、電力会社への工事費負担金が必要となる。

ヨーロッパでは、洋上風力発電の建設コストは陸上のそれと平均しておおよそ2倍であるが（Duwind,2001）、近年、施設の大規模化、遠距離化により建設コストは上昇傾向にある。建設コストには一般的にかなりの幅があるが、その原因としては、以下の項目等があげられる。

- ・導入規模の違い
- ・設置海域の立地条件（水深,離岸距離）の違い
- ・支持構造物の違い
- ・インフラ設備（特殊作業船,港湾等）の違い

今後、市場の拡大、設計ツールの整備、情報の普及等により競争原理が働く環境が整い、導入規模が拡大すれば、建設費のコストダウンは可能と考えられる。

#### 2) 運転保守費

運転保守にかかる費用としては、風車本体の点検費用、電気設備関係の点検費用、損害保険料、税金等がある。風車本体の点検費用はメーカー（設置業者）あるいはメンテナンス会社等との保守契約の費用で、設置台数、立地条件によっても大きく異なる。我が国では沖合での洋上ウィンドファームの実績がないことから運転保守費を示すことは難しいが、一つの参考例として、2014年3月7日に行われた調達価格等算定委員会で示された運転管理費（運転維持費）は2.25万円/kW/年となっている。

### (2) 発電原価と経済性

#### 1) 発電原価の算出法

キャッシュフローにより詳細に検討する必要があるが、基本設計の段階では発電原価により洋上風力発電の概略の経済性評価を行う（キャッシュフローによる評価はⅢ.10.1項を参照）。

一般的に、発電原価は年間経常費を年間発電量で割ったもので算出される。年間経常費は、固定費と運転保守費等の変動費とから成り、固定費の算出方法には、資本回収法によるものと、減価償却費および平均金利等の和として求める方法とがある。以下では、資本回収法による算出方法について述べる。

資本回収法では、固定費は建設コストと年経費率の積で表され、発電原価は次式で計算される（税金は考慮していない）。

$$\text{発電原価 (円/kWh)} = \frac{\text{建設コスト} \times \text{年経費率} + \text{運転保守費}}{\text{正味の年間発電電力量}}$$

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad r: \text{金利}, \quad n: \text{耐用年数}$$

Ⅲ.4.3 項に示しているように、上式の「正味の年間発電電力量」は、年間発電電力量、利用可能率 (Availability) および出力補正係数 (発電電力量のロス割合) から導かれる。年間発電電力量は、1年間の特別風速データと風車のパワーカーブ (性能曲線) から算出されるもので、いわゆる理論発電電力量である。利用可能率と出力補正係数もⅢ.4.3 項の通りであるが、利用可能率は風車メーカーから提示があるもので、洋上風力発電の場合の実績値は 80-95%の間にあると言われている (Becki,2011;Tavner,2014)。また、出力補正係数は、以下の a.から i.まで掲げた発電量の損失項目を勘案した係数で、洋上の出力補正係数が陸上の平坦地形のそれと同じとみなせば、0.95 となる (NEDO,2008)。

なお、洋上風力発電事業者においては、風車の故障・事故による停止時間に対して、当該海域の波浪、風速等の条件を踏まえた作業船や大型起重機船等の稼働率について十分に検討・精査し、適正な利用可能率を設定することが重要である。

#### a. ウェイクの影響

風車の風下に形成される風況の乱れをウェイクという。風車を複数台設置する場合には、風況観測で得られた卓越風向や方位別エネルギー取得率を考慮し、ウェイクの影響が少なくなるような配置をベースとする。ウェイク領域に風車を設置した場合、エネルギー取得量は大きく減少する。風車で生じるウェイク効果を総合的に理解しておくことが、以下にあげる点において極めて重要である。

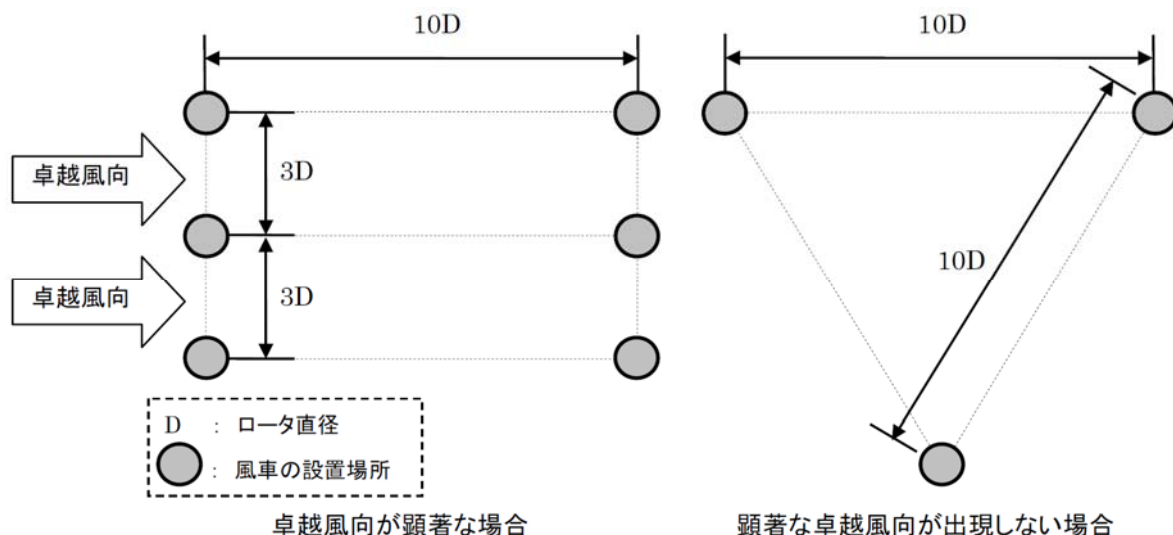
◎アレイ内の風車のレイアウトを最適化し、アレイからのエネルギー収率を最大化する。

◎ウィンドファームの事業者によるエネルギー出力の予想精度を高め、それによって事業のリスクを減らし、バンカビリティを高める。

NEDO風力発電導入ガイドブック (2008年2月改訂第9版) では、ウェイク領域を勘案して、卓越風が顕著に出現する地域に対して10D (風下方向) ×3D (風向と直角方向) の風力発電施設間隔を目安に配置することが多いとしている (図Ⅲ.4.5-1) (D:ロータ直径)。洋上風車の最適配置を最終決定する際には風況シミュレーションを実施することが多いが、上記の目安は概略の配置計画を検討する上で有効である。

ウェイク効果のモデリングは複雑であり、正確にモデリングを行うことは難しい。ウェイク効果の様々な側面を計算するために、多数の流れモデルがある。わずか数秒で実行できる単純な分析モデルから、実行に数週間を要し大変高額な費用がかかるモデルまで、その複雑さにはかなりの幅がある。





図Ⅲ.4.5-1 風車の配置方法の例 (NEDO, 2008)

b. 風速の推定誤差

候補海域において、洋上風況観測タワーを設置し、海上風速の実測値をもとに発電電力量を推定することが望ましいが、それには大きなコストがかかる。そのため、浮体式の観測施設や風況シミュレーションにより海上風速を求めた場合には、推定誤差を検討する必要がある。

c. 風速の経年変動

風速は経年変化するため、1年間だけの風況観測データに基づいて推定される年間発電電力量は、近傍気象官署等の10年以上の長期データから推定される年平均風速からの発電量とは異なる。そこで、近傍の気象官署等の風況観測を行った年の風況と長期データとを比較して、風況観測データを事業期間を通じた準平年風速に換算して、年間発電電力量を推定するのが望ましい。さらに、予測誤差や近傍の気象官署等との相関が低い場合等は、気象官署等の年平均風速の標準偏差から超過確率<sup>1</sup>を設定して事業性を評価することもある。

d. ハブ高の風速への換算誤差

ハブ高よりも低い高度で計測された風況データは、ハブ高への換算のために複層観測に基づくn値で換算する方法やシミュレーションを行って考慮する必要があるが、誤差が含まれるので注意を要する。

<sup>1</sup> 超過確率50%の風速とは、その地点で将来50%の確率でその値以上になる風速で、準平年風速がその風速となる。例えば、超過確率75%の年平均風速は将来4年に3回(確率75%)は上回るが1回は下回る風速で、準平年風速と標準偏差から求めることができ、準平年風速より低い風速となる

e. 発電ロス・所内ロス・送電ロス

風力発電システムのヨー制御やピッチ制御機器の運転や系統連系の電気設備、送・配電線のロスにより、発電量は低減する。制御設備のモータの容量や変圧器の仕様、送・配電線のケーブル太さや距離等の設備仕様により、ロスを推定する必要がある。

f. 風向変動に伴うヨー制御

風向変動はヨー制御を行う時間間隔より短周期で起こることもあるので、ブレードが風向に対して最適な方向に向いていないときには、発電量は低下する。

g. ブレードの劣化やキズ・汚れ

塩分等の付着によるブレードの経年劣化やキズ・汚れに伴い、ブレード表面に風の乱れが生じるために発電量が低減するので、考慮する必要がある。

h. 強風の発生

カットアウト風速以上の強風の出現に伴い風車の運転は停止するので、発電量が低減する。出力曲線ではカットアウト風速として考慮されるが、風車によってはカットアウトの条件が短期間の突風等による場合や、停止頻度を抑えるために復帰風速を低く設定している場合もある。そのため、仕様上のカットアウト風速より低い10分平均風速でも停止していることがある。

i. 電力会社からの解並列依頼

電力会社の送・配電線および変電所等の工事に伴う電力会社からの系統連系の解・並列依頼や系統の事故により発電できない期間が発生するので、電力会社に工事実績や今後の工事計画等を確認して、年間の停止時間として考慮するのが望ましい。

なお、本損失項目は風車メーカーから提示される利用可能率に織り込まれている場合がある。

## 2) 経済性

経済性試算の検討条件の一例を表Ⅲ.4.5-1に、また、本条件で計算した年平均風速と発電原価の関係を図Ⅲ.4.5-2と図Ⅲ.4.5-3にそれぞれ示す。この仮定の場合、調達価格(売電単価)を36円/kWhとすれば、洋上風力発電の損益分岐点としては、建設コスト50万円/kWで年平均風速約6.7m/s、建設コスト70万円/kWで年平均風速約7.7m/sが一つの目安と言えるが、風車の出力特性、風速出現率分布、金利等の条件で採算性は変わるため、個別に詳細な検討が必要となる。

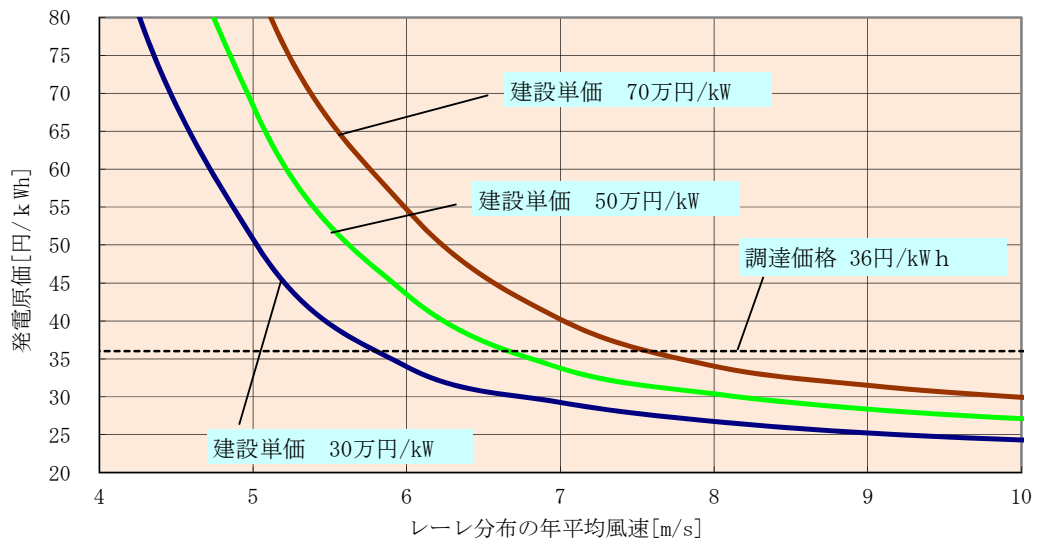
上述のように、洋上風力発電の導入の目安として、年平均風速が概ね7m/sの海域では建設コストが50万円/kWと試算されたが、そのためには欧州のような洋上風力発電のコスト低減に向けた様々な方策を参考に、我が国でも洋上風力発電の経済性が成り立つよう官民をあげて取り組む必要がある<sup>※1</sup>。

---

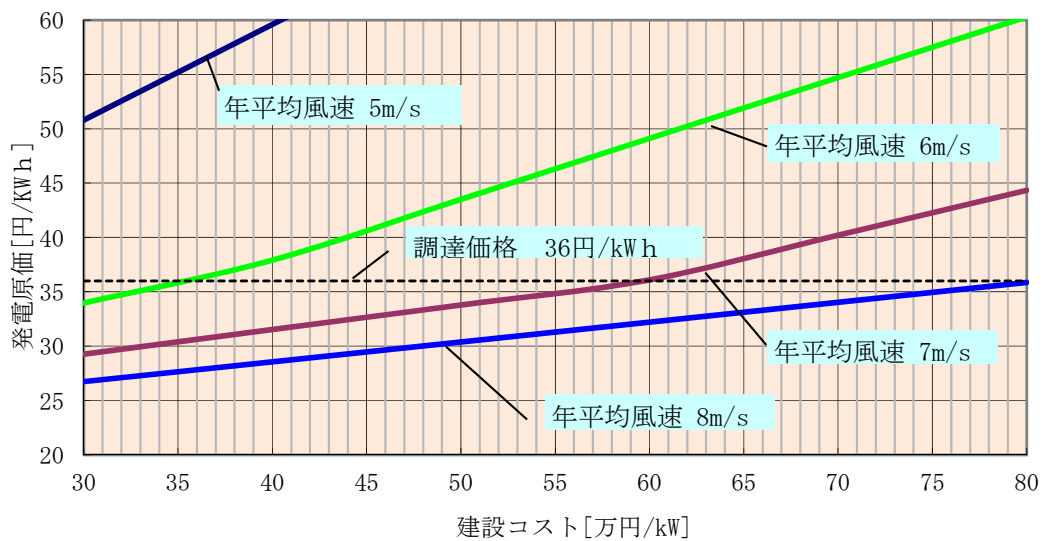
<sup>※1</sup> Ⅱ.3.1項(2)で記したように、イギリスの2010年時点における洋上風力発電の発電原価は149～191£/MWh(19.4～24.8円/kWh;130円/£(2016年11月のレート))で、我が国の洋上風力発電の調達価格を下回っている。しかしイギリスでは、今後、洋上風力発電の導入海域はさらに沖合に展開する計画となっているため、発電原価の低減が大きな課題となっている。その対策として、「技術革新の加速」および「サプライチェーンの構築」が掲げられている。菊地・石原(2014)によれば、我が国でのコスト低減に寄与する大きな要因は、建設船及び港湾の整備とともに、風車の大型化、支持構造物の最適化、運転維持管理費の低減であるとされているが、最も基本的な条件は風況の良好な導入サイトの選定である。

表Ⅲ. 4. 5-1 経済性の試算条件

項目	試算条件
風車(定格出力)	2,500kW
年平均風速	4m/s~10m/s (1m/s間隔)
建設コスト	30万円/kW、50万円/kW、70万円/kW
運転保守費 (撤去・解体費を含む)	6,250万円/年
金利	4%
耐用年数	17年
利用可能率	90%
出力補正係数	90%



図Ⅲ. 4. 5-2 年平均風速と発電原価の関係 (例)



図Ⅲ. 4. 5-3 建設コストと発電原価の関係 (例)

## 5 実施設計

洋上風力発電に係る設備設計、工事設計および工事計画の概要を示す。なお、実施設計にあたっては、洋上風力発電事業期間における地球温暖化による気象・海象条件の変化や地震も考慮した検討が必要である。

### 5.1 設備設計

#### (1) 洋上風力発電システム設計

導入風車の仕様に対して、国内の法的基準を満たすように、材料の強度や許容範囲、電力会社との系統連系、必要な設備に関する以下の事項について照査、検討を行う必要がある。

- ・ 一般仕様に関する事項：風力発電システム仕様、規格摘要、環境条件
- ・ 運用計画に関する事項
- ・ 運用・保守・管理に関する事項：遠隔監視制御装置・表示盤仕様
- ・ 安全装置に関する事項
- ・ 保証に関する事項

従来、発電用風力発電設備のうち、高さが15mを超える風車を支持する工作物については、建築基準法および電気事業法それぞれにおいて安全規制が課されていた。しかし風力発電の導入促進を図るために、建築基準法令と同等の規制が課されることを前提に、2014年4月に建築基準法の規制対象から除外され、電気事業法での安全規制に一本化されることとなった。それに伴い、発電用風力設備の技術基準の解釈が改正され、建築基準法の安全規制が取り込まれた。そのため、それ以降に設置する風車は電気事業法における構造安全性確保に関する審査を受ける必要がある。

なお、建築基準法に基づく特定支持物に対する構造強度に係る基準を満足する民間規格である土木学会「風力発電設備支持物構造設計指針・同解説」（2010年版）の規定についても取り込まれており、当土木学会指針に基づき適切に施設される一般的なものについては、構造上安全であるとみなされている。

概要は本節(4)項「省令で定める技術基準」を参照のこと。

#### (2) 電気設備設計

洋上風力発電設備工作物の電気設備は、陸上風力発電と同様に以下の法規や基準が適用される。

- ・ 電気事業法
- ・ 電気事業法施行令
- ・ 電気事業法施行規則
- ・ 電気設備に関する技術基準
- ・ 発電用風力設備に関する技術基準
- ・ 電気設備に関する技術基準の解釈
- ・ 発電用風力設備に関する技術基準の解釈
- ・ 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
- ・ その他関係法令、条例および規格

風力発電システムの電気設備には、電気事業法の定めにより電気設備の保安確保のため、最低限の維持基準として「電気設備に関する技術基準」、「発電用風力設備に関する技術基準」等の省令が公布されている。なお、系統に連系することを可能とするために必要となる要件のうち保安確保に係る部分は、「電気設備の技術基準の解釈」に盛り込まれている。また電圧、周波数等の電力品質を確保していくための事項および連絡体制等についての考え方は、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（平成 25 年改訂）」にて整理されている。上記の法令や基準を補足するものとして以下の規程や指針があり、これらについても十分配慮して設備設計を進めることが重要である。

- ・ 発電規程（JESC E0003（2017））
- ・ 風力発電規程（JESC V0001（2011））
- ・ 高圧受変電設備規程（JESC E0013（2014））
- ・ 系統連系規程（JESC E0019（2016））および追補版（2017 年、2018 年）
- ・ 変電所等における電気設備の耐震設計指針（JESC E0001（2010））

### (3) 電気事業法

洋上風力発電システムは発電設備となるので、陸上風力発電と同様に、発電事業・電気事業に係る規制や電気工作物（一般用および事業用）の定義や保安規程を定めている電気事業法に基づかななくてはならない。また、風力発電設備建設に必要な手続きについても「電気事業法」、「電気事業法施行令」および「電気事業法施行規則」に定められている。条文の概要および許認可について表Ⅲ.5.1-1 に示す。なお、電力システム改革の 3 本柱（①広域系統運用の拡大/広域的運営推進機関の設立、②小売及び発電の全面自由化、③法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保）それぞれに係る電気事業法改正法案が成立している（2013 年 11 月 13 日、2014 年 6 月 11 日および 2015 年 6 月 17 日）。

表Ⅲ.5.1-1 電気事業法の関連条文と許認可に関する一覧

電気事業法（及び電気事業法施行規則）		許認可申請/届出	許認可権者	備考
法第3条 事業の許可	一般送配電事業を営もうとする者は、経済産業大臣の許可を受けなければならない。	○	○ (経済産業大臣)	当該経済産業局に申請/届出
法第28条の11 加入義務等	電気事業者は、電力広域的運営推進機関（以下、推進機関という）にその会員として加入しなければならない。 第2条の2の登録を受けて小売電気事業を営もうとする者、第3条の許可を受けて一般送配電事業を営もうとする者、第27条の4の許可を受けて、送電事業を営もうとする者、第27条の13条第1項の届出をして特定送配電事業を営もうとする者及び第27条の27第1項の届出をして発電事業を営もうとする者は、その登録、許可の申請または届出に先立って、推進機関に加入する手続きをとらなければならない。			電力広域的運営推進機関への加入手続き
法第38条 則第48条 電気工作物の区分	一般用電気工作物…他の者から電気供給を受ける需要設備で受電電圧が600V以下のもの 事業用電気工作物…一般用電気工作物以外の電気工作物 自家用電気工作物…電気事業の用に供する電気工作物及び一般用電気工作物以外の電気工作物			
法第39条 事業用電気工作物の維持	事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物を主務省令で定める技術基準（電気設備、発電用風力設備）に適合するように維持しなければならない。			
法第42条 則第50条、第51条 保安規程	事業用電気工作物を設置する者は、工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、保安規程を定め、事業用電気工作物の使用の開始前に、主務大臣に届け出なければならない。	○	○ (経済産業大臣)	当該経済産業局に申請/届出
法第43条 則第52条～第55条 主任技術者	・事業用電気工作物及び2,000kW以上の自家用電気工作物である風力発電所の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、電気主任技術者の選任の届け出が必要となる（2,000kW未満でも可）。 ・20kW以上2,000kW未満の自家用電気工作物である風力発電所の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、経済産業大臣（事業場が一の産業保安監督部の管轄区域内のみにある場合は、その所在地を管轄する産業保安監督部長）による電気技術者の外部委託承認を行うべきである。	○	○ (経済産業大臣)	当該経済産業局に申請/届出
法第47条、第48条 則第62条、第65条 工事計画	500kW以上の風力発電所の設置又は変更の工事をしようとする者は、工事の計画を主務大臣に届け出なければならない。	○	○ (経済産業大臣)	当該経済産業局に申請/届出
法第51条 則第73条の2～9 使用前安全管理検査	500kW以上の風力発電所を設置する者は、その使用の開始前に当該事業用電気工作物について自主検査を行い、その結果を記録し、これを保存しなければならない。使用前自主検査を行う時期に、使用前自主検査の実施に係る体制について、経済産業大臣の登録を受けた者が行う審査を受けなければならない。	○	○ (経済産業大臣)	当該経済産業局に申請/届出
法第53条 則第87条・第88条 自家用電気工作物の使用の開始	自家用電気工作物を設置する者は、使用開始後遅滞なく、主務大臣に届け出なければならない。（工事計画を届け出た場合は不要）	○	○ (経済産業大臣)	当該経済産業局に申請/届出

注) 着床式：建築基準法における安全性確保に関する審査は「発電用風力設備の技術基準の解釈」に取り込まれ、電気事業法上の審査に一本化されたが、内容的には従来通りのものが網羅されている。  
浮体式：支持構造物である浮体施設及びタワーについては、船舶安全法における「浮体式洋上風力発電施設技術基準」により安全性を確保する。

#### (4) 省令で定める技術基準

電気事業法（昭和39年法律第170号）第39条第1項および第56条第1項に規定された技術基準には以下のものがあり、事業用電気工作物の設置者は技術基準に適合するように維持する義務がある（一般用電気工作物については、使用する電気を供給する電気供給者に、一般用電気工作物が技術基準に適合しているかどうかの調査を義務づけている）。発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈の概要を、表Ⅲ.5.1-2に示す。

- ・発電用風力設備に関する技術基準を定める省令（電気設備は対象外）
- ・発電用風力設備に関する技術基準の解釈
- ・電気設備に関する技術基準を定める省令
- ・電気設備に関する技術基準の解釈

これらの技術基準は、主に陸上風力発電システムを前提に規定されているが、洋上風力発電システムについても基本的には、これらの技術基準を遵守することが求められる。「電気設備に

関する技術基準」については洋上風力発電システムにも適用できるよう、経済産業省（電力安全課）において見直し・検討が進められている。

表Ⅲ. 5. 1-2a 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈の概要

発電用風力設備に関する技術基準に定める省令		発電用風力設備の技術基準の解釈	
条 項	概 要	条 項	概 要
第一条 適用範囲	風力を原動力として電気を発生するために施設する電気工作物（一般用電気工作物及び事業用電気工作物）について適用する。	—	—
第三条 取扱者以外のものに対する危険防止措置	風力発電所を施設するに当たっては、取扱者以外の者に風車が危険である旨を表示するとともに、当該者が容易に接近するおそれがないように適切な措置を講じなければならない。	第2条 取扱者以外の者に対する侵入防止措置	発電用風力設備に設置する場所には、当該場所に取扱者以外の者が立ち入らないように、「柵、塀、立入禁止表示板、施錠装置」等いずれかの措置を講じること。ただし、人が立ち入るおそれのない箇所は、この限りではない。
	発電用風力設備が一般用電気工作物である場合には、前項の規定の内、「風力発電所」は「発電用風力設備」、「当該者が容易に」は「当該者が容易に風車に」と読み替えて適用する。		一般用電気工作物である発電用風力設備を設置する場所には、取扱者以外の者が容易に風車に接近しないように、「風車を接近のおそれない場所に設置、接触防止カバー、柵、塀」等いずれかの措置を講じること。
第四条 風車	風車は次の各号により施設しなければならない。 1. 負荷を遮断した時の最大速度に対し構造上安全であること。 2. 風圧に対して構造上安全であること。 3. 運転中に風車に損傷を与えるような振動がない様に設置すること。 4. 通常想定される最大風速においても取扱者の意図に反して風車が起動することのないように施設すること。 5. 運転中に他の工作物、植物等に接触しないように施設すること。	第3条 風車の構造	令第4条第1号の「負荷を遮断したときの最大速度」とは、非常調速装置が作動した時点より風車がさらに昇速した場合も回転速度を含むものをいう。
		第4条 風車の構造	令第4条第2号の「風圧」とは、発電用風力設備を設置する場所の風車ハブ高さにおける現地風条件（極値風及び三方向（主方向、横方向、上方向）の乱流を含む）による風圧が考慮されたもので、「風車の受風面の垂直投影面積が最大の状態下の最大風圧」、「風速・風向の時間的変化による風圧」をいう。 発電用風力設備が一般用電気工作物である場合の「風圧」とは、風車の制御の方法に応じて風車の受風面の垂直投影面積が最大となる状態において、風車が受ける最大風速を含むものをいい、前項の規定は適用しない。
		第5条 風車の構造	省令第4条第三号に規定する「風車に損傷を与えるような振動がないように施設する」とは、風車の回転部を自動的に停止する装置を施設することを含むものをいう。
		第6条 風車の構造	省令第4条第四号に規定する「取扱者の意図に反して風車が起動することがないように施設する」とは、風車の回転部を固定できるように施設することを含むものをいう。

注) 詳細は以下を参照（表Ⅲ. 5. 1-2b、表Ⅲ. 5. 1-2cも同様）

- ・発電用風力設備に関する技術基準を定める省令  
([http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws\\_search/lsg0500/detail?lawId=409M50000400053](http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws_search/lsg0500/detail?lawId=409M50000400053))
- ・発電用風力設備の技術基準の解釈について  
([http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/law/files/fuugikaishaku2.pdf](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/law/files/fuugikaishaku2.pdf))
- ・発電用風力設備に関する技術基準を定める省令及びその解釈に関する逐条解説  
([http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/law/files/fuugikaishakukaisetsu.pdf](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/law/files/fuugikaishakukaisetsu.pdf))

表Ⅲ. 5. 1-2b 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈の概要

発電用風力設備に関する技術基準に定める省令		発電用風力設備の技術基準の解釈	
条 項	概 要	条 項	概 要
<p>第五条 風車の安全な状態の確保</p>	<p>風車は、次の各号の場合に安全かつ自動的に停止するような措置を講じなければならない。</p> <p>1. 回転速度が著しく上昇した場合 2. 風車の制御装置の機能が著しく低下した場合</p>	<p>第7条 風車の安全な状態の確保</p>	<p>令第5条第1項に規定する「安全かつ自動的に停止するような措置」及び「安全な状態を確保するような措置」とは、次の各号に掲げる措置を含むものをいう。</p> <p>一 単一故障（従属要因による多重故障を含む。）が発生した場合においても、風車を制御可能な状態が確保できるような措置 二 常用電源が停電した場合においても、非常用電源の保持等により、風車を制御可能な状態が確保できるような措置 三 调速装置及び非常调速装置が繰り返し作動した場合においても、耐久性を有する適切な材料を调速装置及び非常调速装置に使用することにより、風車を制御可能な状態が確保できるような措置</p>
			<p>令第5条第1項第一号に規定する「回転が著しく上昇した場合」とは、非常调速装置が作動する回転速度に達した場合をいう。</p>
			<p>令第5条第1項第二号に規定する「風車の制御装置の機能が著しく低下した場合」とは、風車の制御用圧油装置の油圧、圧縮空気装置の空気圧又は電動式制御装置の電源電圧が著しく低下した場合をいう。</p>
	<p>発電用風力設備が一般用電気工作物である場合には、前項の「安全かつ自動的に停止するような措置」は「安全な状態を確保するような措置」と読み替えて適用する。</p>		<p>令第5条第2項に規定する「安全な状態」とは、風車の構造に応じて停止または回転速度の減速その他の措置を行い、人体に危害を及ぼしまたは物件に損傷を与えない状態をいい、「安全状態を確保するような措置」とは、機械的及び電気的な保護機能の双方又は一方を用いて風車を安全な状態に維持することをいう。</p>
	<p>最高部の地表からの高さが20mを超える発電用風力設備には、雷撃から風車を保護するような装置を講じなければならない。ただし、周囲の状況によって雷撃が風車を損傷するおそれがない場合において、この限りでない。</p>		<p>令第5条第2項において適用する同条第1項第二号に規定する「風車の制御装置の機能が著しく低下した場合」とは、風車の制御用圧油装置の油圧、圧縮空気装置の空気圧又は電動式制御装置の電源電圧が著しく低下した場合その他制御装置の機能が著しく低下した場合をいう。</p>
			<p>令第5条第3項に規定する「雷撃から風車を保護するような措置」とは、次に掲げる要件のすべてを満たすものをいう。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電用風力設備を設置する場所の落雷条件を考慮し、次に掲げる地域の区分に応じ、次に定める要件を満たすこと。 (イ～ハ/詳細は省略)</li> <li>・風車を支持する工作物の高さが20mを超える部分を雷撃から保護するように、次のイ、ロの要件のすべてを満たすこと。</li> <li>イ. 雷撃によって生ずる電流を風車を支持する工作物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができる避雷設備として、日本工業規格A4201-2003に規定する外部雷保護システムに適合する構造であること。</li> <li>ロ. 避雷設備の雨水等により腐食の恐れのある部分にあっては、腐食しにくい材料を用いるか、又は有効な腐食防止のための措置を講じたものであること。</li> </ul> <p>・令第5条第3項に規定する「周囲の状況によって雷撃が風車を損傷するおそれがない場合」とは、当該風車を保護するように避雷塔、避雷針その他の避雷設備がある場合を含むものをいう。</p>
<p>第六条 圧油装置及び圧縮空気装置の危険の防止</p>	<p>発電用風力装置として使用する圧油装置及び圧縮空気装置は次の各号により施設しなければならない。</p> <p>1. 圧油タンク及び空気タンクの材料及び構造は、最高使用圧力に対して十分に耐え、かつ安全なものであること。 2. 圧油タンク及び空気タンクは耐食性を有すること。 3. 圧力が上昇する場合において、当該圧力が最高使用圧力に到達する以前に当該圧力を低下させる機能を有すること。 4. 圧油タンクの油圧又は空気タンクの空気圧が低下した場合に圧力を自動的に回復させる機能を有すること。 5. 異常な圧力を早期に検知できる機能を有すること。</p>	<p>第8条 圧油装置及び圧縮空気装置の施設</p>	<p>電気設備の技術基準の解釈について（平成25年3月14日制定）第40条第2項（第二号ロを除く）及び第3項の規定は、発電用風力設備として使用する圧縮装置及び圧縮空気装置にて準用する。 この場合において、同条第2項中「開閉器及び遮断器に使用する圧縮空気装置」とあるのは「発電用風力設備として使用する圧縮装置及び圧縮空気装置」と、「空気圧縮機」とあるのは「油ポンプ及び空気圧縮機」と、「空気タンク」とあるのは「圧油タンク及び空気タンク」と、「圧縮空気を通ずる管」とあるのは「圧油及び圧縮空気を通ずる管」と読み替える。</p>



表Ⅲ.5.1-2c 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令と解釈の概要

発電用風力設備に関する技術基準に定める省令		発電用風力設備の技術基準の解釈	
条 項	概 要	条 項	概 要
第七条 風車を支持する 工作物	風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。	第9条 風車を支持する工作物の構造耐力	令第7条第1項に規定する「自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃」とは、風車を支持する工作物に作用する自重。積載荷重、積雪荷重、風圧、土圧及び水圧並びに風車の運転による振動並びに当該設置場所において通常想定される地震その他自然の要因により風車を支持する工作物に作用する振動及び衝撃（次項において「外力」という）をいう。 令第7条第1項に規定する「構造上安全」とは、風車を支持する工作物のタワー、基礎及びタワーと基礎の定着部が、工作物に作用する外力に対して安全であることを含むものをいう。 発電用風力設備であって最高部の地表からの高さ（以下「風力設備全体高」という）が15mを超える発電用風力設備を支持する工作物（以下「特定支持物」という）について、第8条及び第9条に掲げる全ての要件の全てを満たす場合であって、次に掲げる要件のいずれかに該当するときは、当該特定支持物については、令第7条第1項に規定する「構造上安全」であるものとみなす。 ・第10条に掲げる要件の全てを満たすものであること ・風力設備全体高が60m以下の特定支持物であって、第11条から第13条に掲げる要件の全てを満たすものであること。
		第10条 特定支持物の構造等	・特定支持物の構造等に係る要件（一～九／詳細は省略）
		第11条 特定支持物の基礎	・特定支持物の基礎（鉄筋コンクリート造のものに限る）に係る要件（一～九／詳細は省略）
	風車を支持する工作物は、自重、積載荷重、積雪及び風圧並びに地震その他の振動及び衝撃に対して構造上安全でなければならない。（表Ⅲ.5.1-2bの続き）	第12条 特定支持物に係る構造計算（風力設備全体高が60mを超える特定支持物に対する規定）	・特定支持物の構造計算に係る要件（一～六／詳細は省略） ただし、次条から第13条に掲げる要件の全てを満たす場合はこの限りでない。 ・前項各号の構造計算及び確認を行うに当たっては、構造上主要な部分の断面に生ずる長期、短期及び極めて稀に発生する地震時の各応力度を別表第3に掲げる式によって計算すること。 第1項各号の構造計算及び確認を行うに当たっては、次に掲げる許容応力度、許容せん断応力度及び材料強度を用いること。（一～十三／詳細は省略）
		第13条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物に係る構造計算	・特定支持物（風力発電設備全体高が60m以下の場合に限る。以下この条から第13条までにおいて同じ）の構造計算に係る要件（一～三／詳細は省略）
		第14条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物の構造上主要な部分	・特定支持物（鉄骨造のものに限る）の構造上主要な部分に係る要件（一～八／詳細は省略）
		第15条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物の基礎	・特定支持物の基礎に係る要件（一～四／詳細は省略）
		第16条 風力発電設備全体高が60m以下の特定支持物の基礎	・第7条3項の規定にかかわらず、特定支持物は建築基準法の工作物に適用される同法に基づく構造強度に係る各規定に適合するものであること。 ・風車を支持する工作物（船舶安全法第2条第1項の規定を受けるものに限る）は、同項の規定に適合するものであること。
		第17条 風車を支持する工作物の施設制限	・風車を支持する工作物は、支線を用いてその強度を分担させないこと。 ・発電用風力設備が一般用電気工作物である場合には、前項の規定は適用しない。
	発電用風力設備が一般電気工作物である場合には、風車を支持する工作物に取扱者以外の者が容易に登ることができないように適切な措置を講じること。	—	—
第八条 公害等の防止	・電気設備に関する技術基準を定める省令（平成9年通商産業省令第52号）第19条第8項及び第10項の規定は、風力発電所に設置する発電用風力設備について準用する。 ・発電用風力設備が一般電気工作物である場合には、前項の規定は、同項中「第19条第8項及び第10項」とあるのは「第19条第10項」と、「風力発電所に設置する発電用風力設備」とあるのは「発電用風力設備」と読み替えて適用する。	—	—

## 5.2 工事設計

### (1) 電気工事設計

洋上風力発電システムの電気工事には、陸上風力発電と重複するものが多く、本ガイドブックⅢ.5.1(2)および(3)項で述べた法令・規程類の他に、以下の法規や基準が適用される。

- ・電気工事業法
- ・建設業法
- ・その他関係法令、条例および規格

### (2) 土木・建築工事設計

洋上風力発電システムの土木・建築工事には、以下の法規や基準等が適用される（本ガイドブックⅢ.2.2項の社会条件に関する記述を参照）。

- ・海岸法
- ・海洋汚染等および海上災害の防止に関する法律
- ・港湾法
- ・海上交通安全法
- ・港則法
- ・航路標識法
- ・水路業務法
- ・自然環境保全法
- ・船舶安全法
- ・自然公園法
- ・漁業法
- ・水産資源保護法
- ・海洋水産資源開発促進法
- ・漁港漁場整備法
- ・排他的経済水域および大陸棚の保全および利用の促進のための低潮線の保全および拠点施設の整備等に関する法律
- ・各港湾管理者が定める条例
- ・道路法\*
- ・道路交通法\*
- ・航空法
- ・コンクリート標準示方書（土木学会）
- ・共通仕様書（土木工事共通仕様書）
- ・電気事業法・同施行令
- ・建築基礎構造設計指針（日本建築学会）
- ・鉄筋コンクリート構造計算基準・同解説（日本建築学会）
- ・建築工事標準仕様書・同解説 JASS 5 鉄筋コンクリート工事（日本建築学会）

## 5.3 工事計画

### (1) 一般論

洋上風力発電設備の建設に関連する海底地盤整備、支持構造物の設置、風車の据付、海底の送電ケーブル、アレイケーブル、洋上変電所等の諸工事が工期内に支障なく安全に行われるように、工事計画、工事工程表を立案・策定する必要がある。

表Ⅲ.5.3-1には、洋上風力発電施設の設置以外の段階における使用船舶も示しているが、設置段階においては種々の船舶が必要となる。したがって、建設工事の母港となる港湾における

---

\* 陸上で工事車両を通行させる場合に限る（建設場所付近の港湾または沿岸まで）。

様々な作業船、クレーン、資材置き場等の利用ができるように、利用岸壁の長さ・水深、ストックヤードのスペース、岸壁、荷捌き地等の地耐力確保等に関する港湾管理者との協議を早目に終えておくことが重要である。また、洋上風力発電建設海域の近傍港湾であれば、施設稼働後も風車や支持構造物の維持管理のために継続して港湾を利用することも考えられることから、入念な検討を要する。

表Ⅲ.5.3-1 着床式洋上風力発電に関連する船舶（日本船舶技術研究会, 2013 を一部改変）

船 種	設置	試運転	維持管理	撤去
はしけ	○			○
重量物運搬船	○		△	○
クレーン船/SEP船（自己昇降式作業台船）	○		△	○
タグボート	○			○
アクセス船	○	○	○	○
ケーブル敷設船	○			○
ROV（遠隔無人探査機）搭載船	○			○
潜水作業支援船	○			○
監視・警戒船	○			○
保守管理作業船			○	
沖合移住施設（母船）			△	
風車撤去作業船				○

風車や支持構造物の設置には、主として SEP 船（自己昇降式作業台船）が使用されるが、近年、洋上風力発電の風車は大型化し、5,000kW（5MW）クラスの超大型風車が設置される事例が増え、今後もさらに大型化する傾向にある（付属資料Ⅱを参照；SEP 船についてはⅢ.6.2 項（3）および付属資料Ⅳを参照）。参考までに、風車と支持構造物の概略の諸元を、表Ⅲ.5.3-2 と表Ⅲ.5.3-3 にそれぞれ示す。支持構造物も大型構造物となっている。日本船舶技術研究会（2013）は、7MW クラスの風車を視野に入れて、将来の SEP 船の概略スペックを以下のように取りまとめている。

- ◎対応水深：最低でも 60m（望ましくは 80-100m）
- ◎運航速度：7-8kt
- ◎デッキ面積：3,000m<sup>2</sup> 前後
- ◎最大有義波高：最低でも 2m、できれば 2.5m  
（うねり（Tp：≥10sec）への対応も必須）
- ◎クレーン能力：1,000t 超
- ◎クレーン吊り高さ：150m 以上

我が国における SEP 船には、現在、「くろしお」、「むつ」、「あそ」等が存在するが、一番大きい「くろしお」でもクレーン能力（積載可能なクローラクレーン）は 750t である。例えば 5MW 風車（海面からハブ高までの高さ：105-110m）を設置する場合、この高さに吊り揚げるためには SEP 船の甲板を海面から 20m 高にセットする必要があり、そのときのクロー

ラークレーン 97m ブーム、R (作業半径) =20m の吊荷重性能は 187t が限度となる。表 III.5.3-2 に示すように 5MW 風車のナセル重量は 200t を超えると見込まれるため、この吊荷重性能では 5MW 風車の設置は難しい。

表 III. 5. 3-2 5MW 風車の概略諸元

項目	諸元	
定格出力	5,000kW	
ロータ直径	116m-139m	
ブレード長	55m-67m	
ブレード数	3枚	
ハブ高	90m-120m	
タワー外径	5.3m	
質量	ブレード(1枚)	約16t
	ロータ(含む, ハブ)	約112t
	ナセル(除く, ロータ+ハブ)	約235t
	タワー(3-4分割可)	約355t

注) 仕様は複数の風車の概算値

表 III. 5. 3-3 5MW 機対応の支持構造物の概略諸元 (MECAL, 2013)

支持構造物	水深	諸元	重量
モノパイル	20-40m	直径: 6.5-8.0m	~550t-1,400t
		板厚: ≤150mm	
		長さ1: 44m-82m	
重力	≤40m	直径(天端): ~6m	~2,700t-3,000t (水深:27-30m)
		直径(底面): ~25m	
		厚み: ≤300mm	
		長さ: ≤40m	
ジャケット	20-60m	天端断面幅(長さ): ~6m	~550t-1,650t
		底面断面幅(長さ): ~19m	
		鋼管肉厚: ≤30mm	
		長さ2: ~30m-70m	

長さ1: 海底下のパイルおよびトランジションピースの長さを含む  
長さ2: 海面上の長さを含む

洋上風力発電施設工事の計画策定にあたっては、事前に次のことに留意しなければならない。

- ・前述のように、港湾管理者とは十分な協議を行って協力を得ておくこと。特に、岸壁、荷捌き地等の地耐力確保については、留意しなければならない。
- ・工事の開始前には各種許認可（開発許可、建築確認申請、工事計画届他）があり、関係する法律により提出時期、取得までの期間が異なるため、工事工程に組み込んでおくこと。
- ・SEP 船、ケーブル敷設船、ハンマー、クレーン等の手配をしておくこと。
- ・支持構造物、風車、ケーブル等の各サプライヤーとは供給契約を締結しておくこと。
- ・施設の撤去計画も併せて検討しておくことが必要である。詳細は「III.8 撤去」に記載している。

主要な建設工事の概要は以下の通りである。

#### ◎支持構造物（基本形はモノパイル、重力、ジャケット）の設置

事前に海底地盤の整備を行い、その後、SEP 船等により海底に支持構造物を据え付ける（支持構造物の種類により工事内容は異なる。III.6 節を参照）。

#### ◎系統連系

風車を支持構造物に据え付ける前に送電ケーブル（洋上変電所と陸上変電所間の送電線）および陸上変電所の工事を完工させ、陸上から洋上変電所まで送電線を繋いでおく。

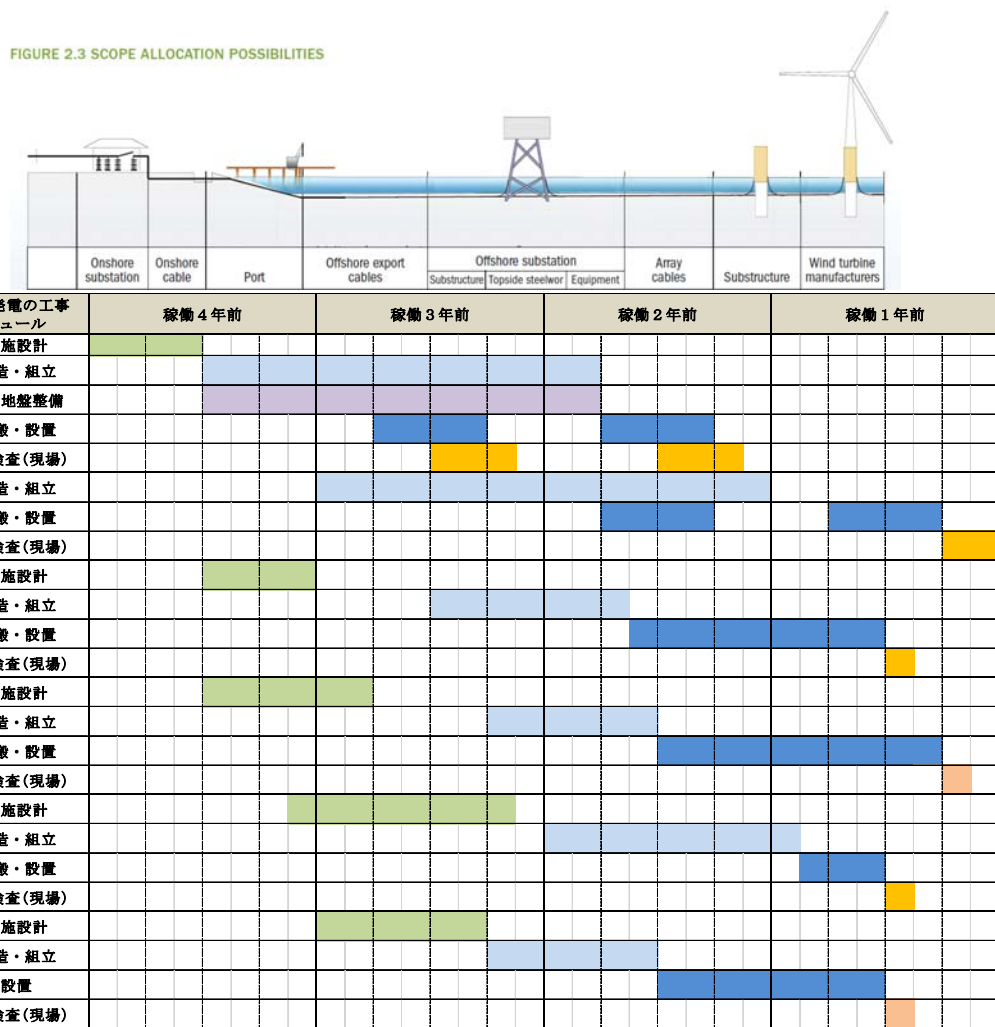
#### ◎風車

支持構造物、送電ケーブルおよび陸上変電所の完工前から SEP 船を使用して風車を支持構造物に据え付ける工事を行う。別途、並行して行っていたアレイケーブル（洋上変電所と風車間の送電線）の敷設工事を完工させ、風車に送電線を連系して最終的な試験検査を実施して工事を完了する。

このように、複数の工事がある程度並行して進むために、他の工事のスケジュールを十分考慮する必要がある。また、工事ごとに仕様書で示されている事項についても十分に留意する。

GL Garrad Hassan (2010) を参考に、洋上ウィンドファームの建設工事の工程を検討した(図Ⅲ.5.3-1)。設置海域を太平洋側と想定し、100-200MW (5MW 風車×20-40 基) 程度のウィンドファームを建設する概略のスケジュールである。作業船の稼働率を考慮し、海洋工事期間は春季から夏季の間と仮定し、全体の工期を概ね3年間としている。

実際の施工においては作業限界値以下の気象・海象条件が数時間以上継続することが求められる。菊地ら (2015) は、気象・海象シミュレーションを利用して施工稼働率を算定し、銚子沖洋上風力発電所の施工稼働率の実績と比較してその予測精度を検証した。風速の時系列データを得るためにメソスケールモデル WRF (Weather Research and Forecasting) Ver3.4.1 を、波高および波周期の時系列データを得るために WW3 (Wave Watch III) Ver3.4.1 を用いている。気象データの観測値から予測された施工稼働率は実績値とおよそ一致し、また気象・海象シミュレーションによる予測値を用いて評価した施工稼働率は観測値を用いて評価した施工稼働率をよく再現したことから、銚子沖洋上風力発電所の施工稼働率を精度よく評価することができたとしている。当シミュレーションはメンテナンスの際に用いるアクセス船の稼働率を評価する際にも有用であると考えられる。



図Ⅲ.5.3-1 洋上ウィンドファームの工事工程の例—最上図は EWEA (2011) から引用—

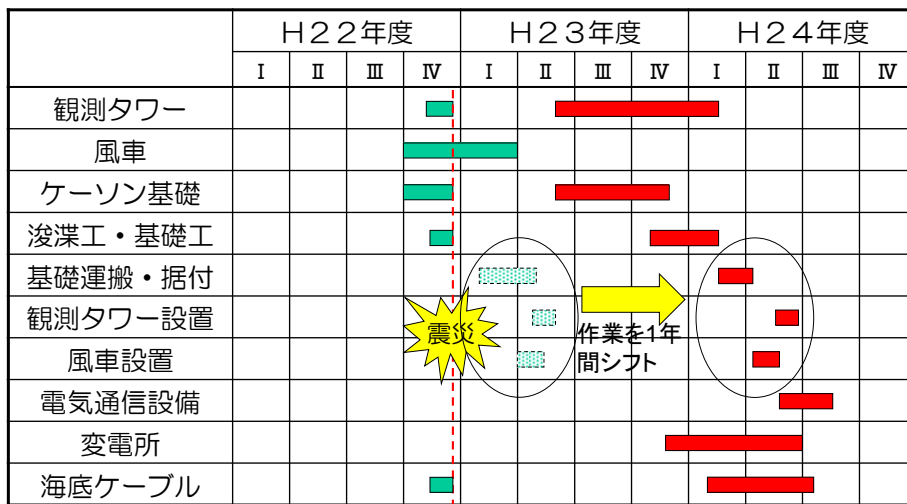
(2) NEDO 洋上風力発電実証研究事例（工事計画）

1) 銚子沖

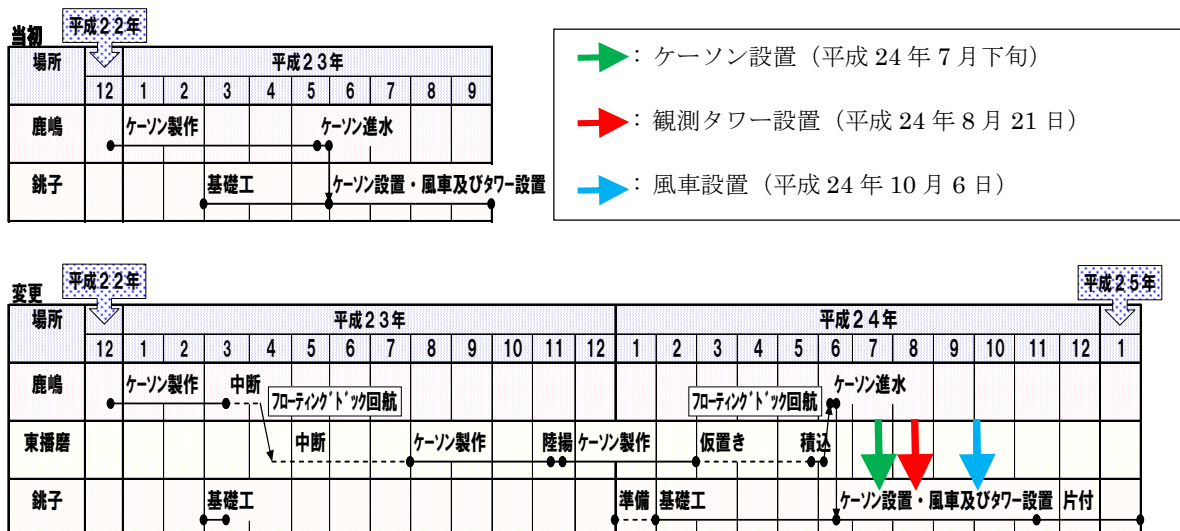
銚子沖における工事の全体工程を表Ⅲ.5.3-4 に示す。表に示されているように、2010 年度の第 4 四半期から観測タワー、風車、ケーソン基礎等の製作を開始したが、2011 年 3 月 11 日の東日本大震災の影響により現場作業は 1 年間延期された。

表Ⅲ.5.3-5 はケーソンの製作から設置までの概略の工事工程である。震災後、ケーソンの製作は兵庫県東播磨で行われたため、運搬にも時間を要し、東播磨でのケーソンの製作から銚子沖に設置されるまで約 1 年間かかっている。観測タワー用および風車用のケーソンの設置は同時期に行われ、観測タワーは 2012 年 8 月 21 日、風車は 2012 年 10 月 6 日に設置されている。

表Ⅲ.5.3-4 銚子沖における工事の全体工程



表Ⅲ.5.3-5 銚子沖におけるケーソン工事の工程



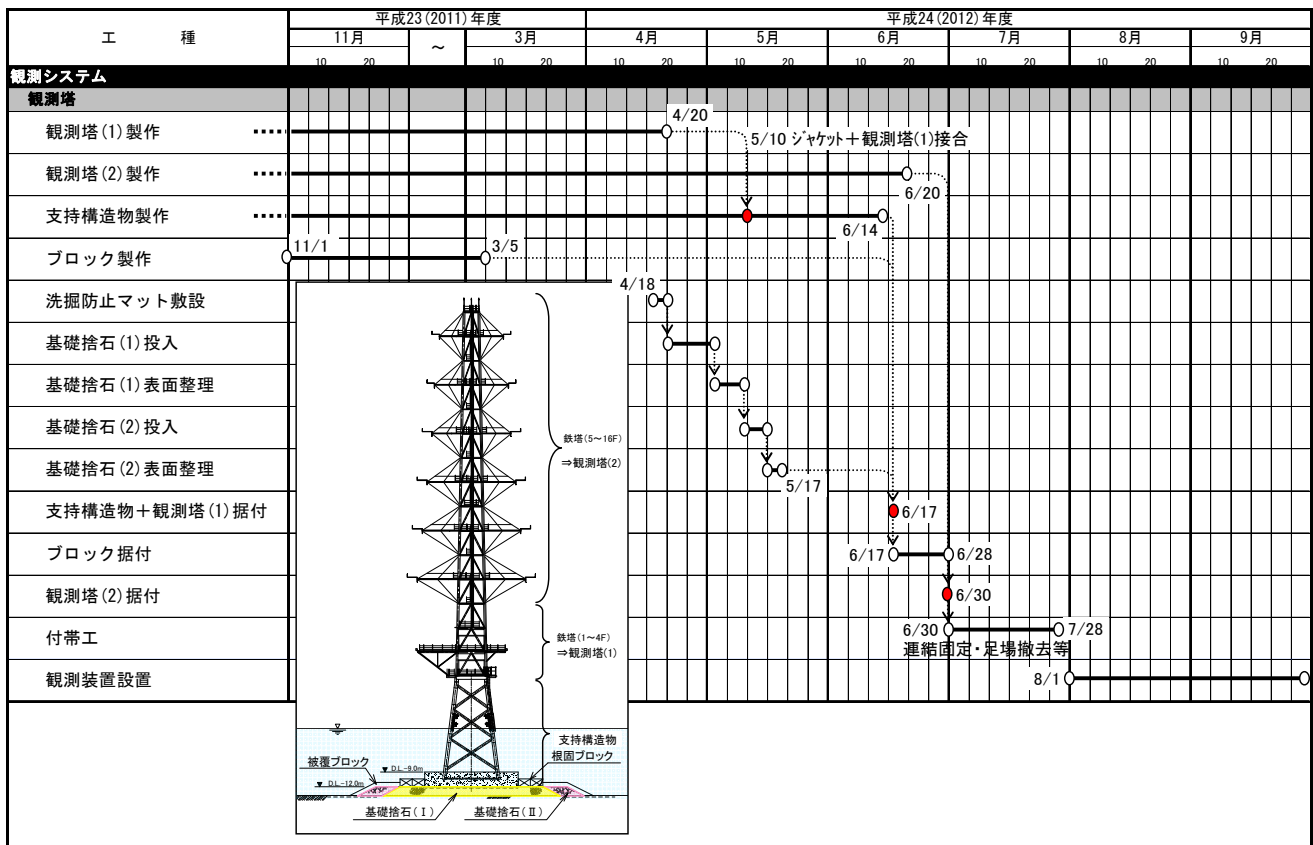
## 2) 北九州市沖

北九州市における観測タワーと風車の工事工程を表Ⅲ.5.3-6 と表Ⅲ.5.3-7 に、それぞれ示す。

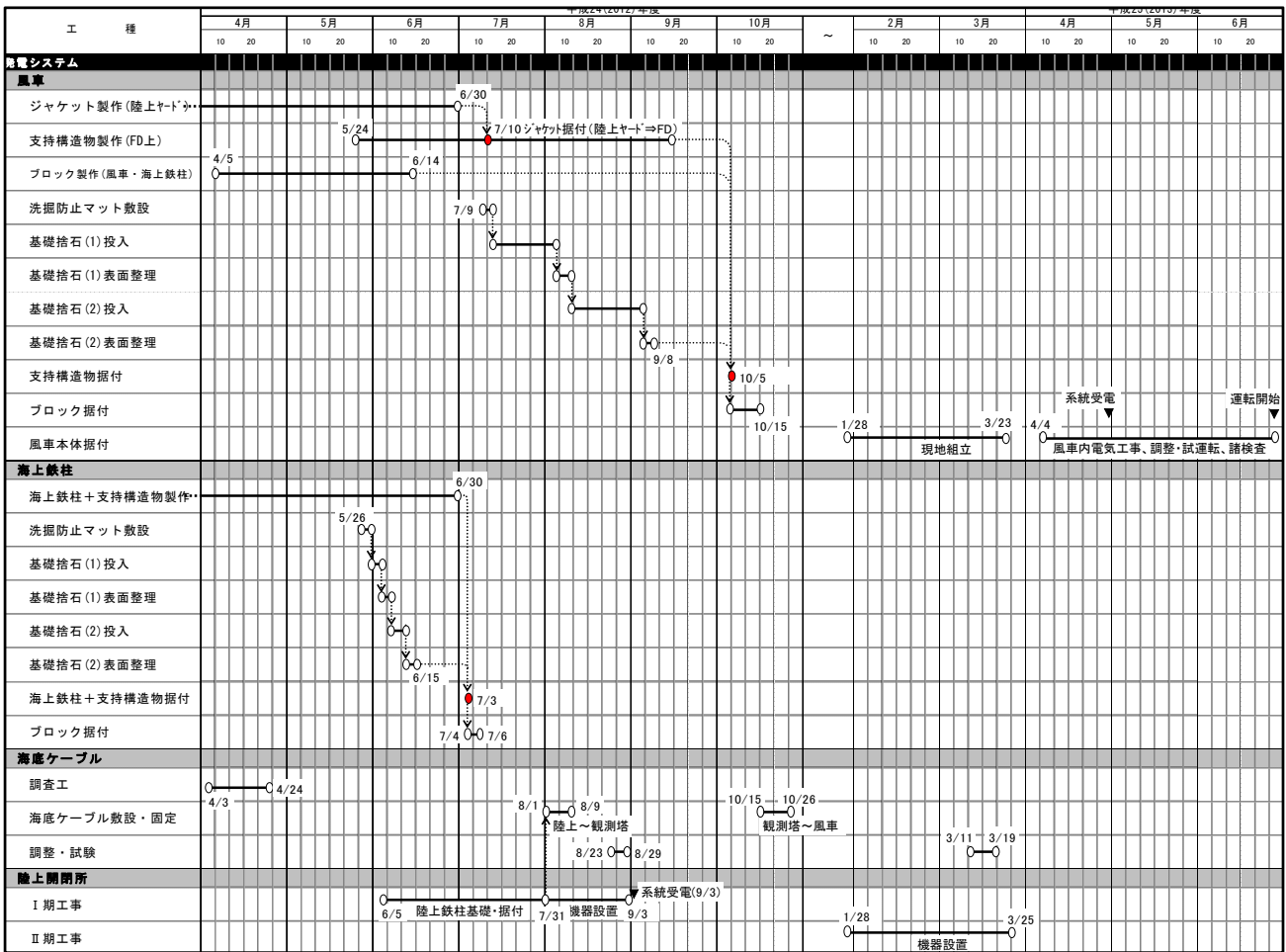
観測タワーおよび支持構造物の製作後、約 2 週間経った 2012 年 6 月 30 日に観測タワーが設置されている。なお、海底ケーブルが敷設され、観測タワーと陸上間に送電されたのは 2012 年 8 月 9 日であった。

風車用の支持構造物は 2012 年 9 月中旬に完成し、支持構造物の据付は 10 月 5 日（完成から据付まで約 20 日間）で、その後、ブロック据付工事があり 10 月 15 日に設置が完了している（風車への通電工事が完了したのは 10 月 26 日）。表Ⅲ.5.3-6 中に示す海上鉄塔は、海底ケーブルを陸上の変電所に系統接続するために護岸前面に設置された施設である。本工事は海底工事から鉄塔据付まで約 1 ヶ月間で完了している。

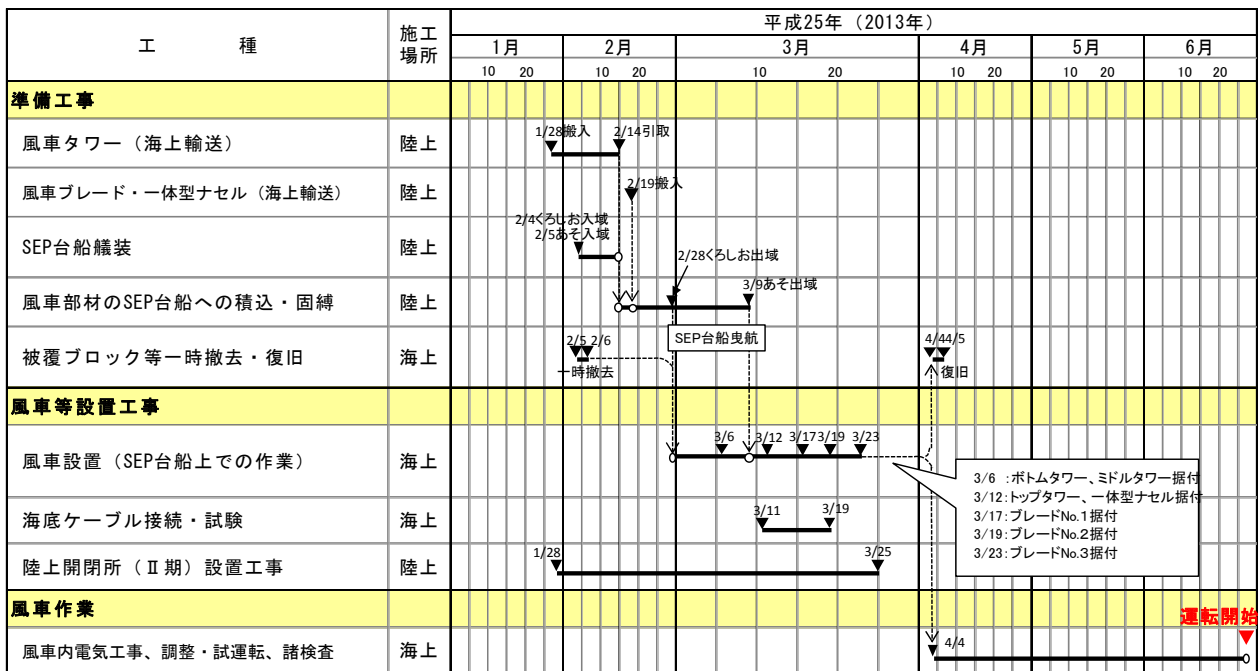
表Ⅲ.5.3-6 北九州市沖における観測タワーの工事工程



表Ⅲ.5.3-7a 北九州市沖における風車の工事工程



表Ⅲ.5.3-7b 北九州市沖における風車の工事工程





## 6 建設工事

洋上風力発電に係る建設工事について、契約、施工（基礎工事、風車設置工事、電気工事）および試運転・検査の概要を示す。

### 6.1 契約

洋上風力発電事業を計画する事業者にとって風況はもちろんであるが、20年の長期にわたり洋上風力発電システムを維持・管理することが前提であり、そのためには建設の契約段階から風車メーカーと十分打合せを行うことが重要である。

ここでは、洋上風車の故障や事故・定期点検に伴うリスクを低減するために、発注段階における契約書に対して考慮すべき項目と留意点を記す。

契約書には、従来の商習慣によって名称は異なるが建設から試運転・引渡しまでを規定した「建設請負契約書（通称 EPC 契約書）」と、事業期間を通じた「運転・保守、補修契約書（通称 O&M 契約書）」がある。各契約時に事業者が機器供給者、工事請負業者およびメンテナンス・サービス業者等と契約を締結する際には、以下のような点に注意して契約交渉を実施することが望ましい。

「運転・保守、補修契約書（通称 O&M 契約書）」に関してはⅢ.7 節の「運転・保守」の中で留意点を示すが、建設請負契約時に取り決めておくことが望ましい。

#### 「建設請負契約」

- ・ EPC 契約書にて、工事請負会社、機器供給会社と事業者間の作業範囲、責任範囲の明確化
- ・ 保証期間の明示、保証内容の確認、保証期間開始日の確認、残工事の評価
- ・ 準拠すべき国内法の確認（海外法規との整合性、差異の把握と対応）
- ・ 保証期間中の保証内容、保証範囲、保証のための条件設定（利用可能率保証の有無、性能確認方法の有無）、遺失利益補償の有無とその条件の明確化
- ・ 保証期間中に補修作業を実施した場合の再保証期間の設定方法（瑕疵担保期間）
- ・ 保証期間中の定期点検の有無、定期点検中の機器供給者と事業者の業務・費用分担の明確化

#### 「費用の支払い」

- ・ EPC 契約書で明記、為替変動による価格変動の取り扱いの明確化（為替変動を反映または反映しない契約等）
- ・ 輸入品の場合の公租公課、手数料の支払い分担

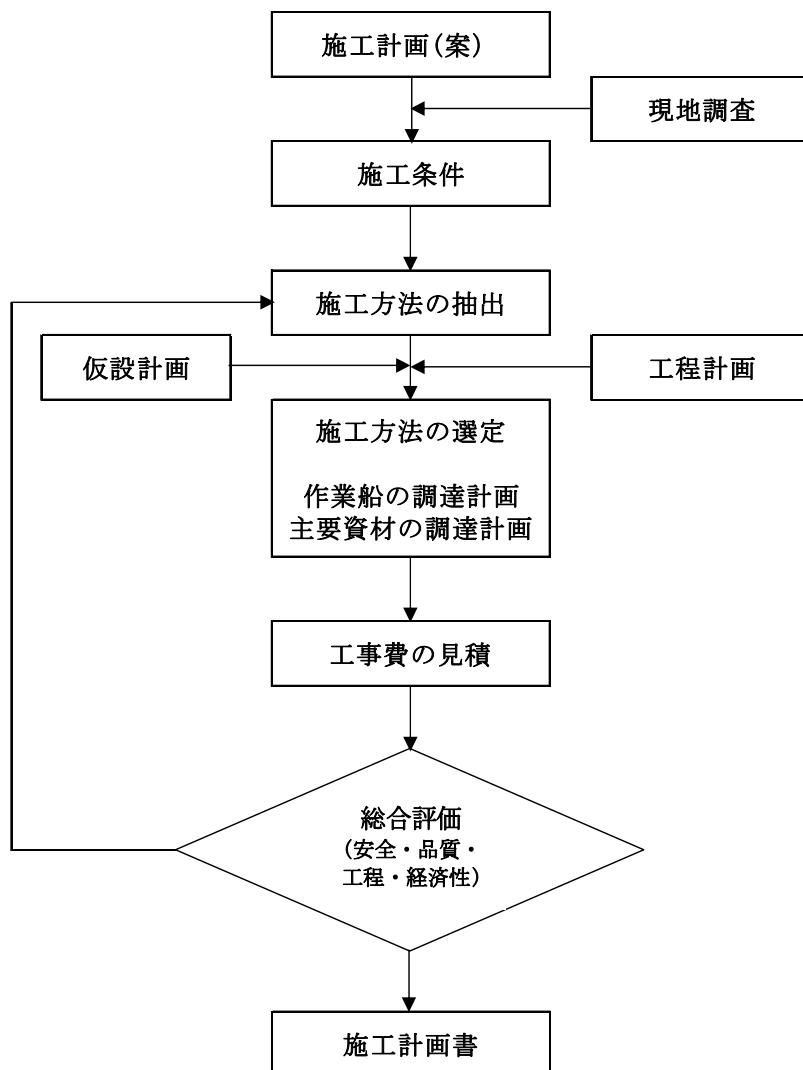
#### 「保険」

- ・ 火災保険、工事組立保険、請負業者賠償責任保険、企業賠償責任保険、供給部品に対する期限、費用負担者、保険の範囲
- ・ 外航貨物海上保険（FOB/CFR/CIF）、内航貨物海上保険、運送保険
- ・ 一般的に風力発電所建設に必要となる保険の種類の確認

## 6.2 施工

洋上風力発電の施工は、基礎工事、風車設置工事および電気工事に大別される。これらの施工に際して、安全・品質・工程および経済性を十分に検討し、施工計画を立てることが重要である（図Ⅲ.6.2-1）。施工計画の主な要点は以下の通りである。

- ✓施工条件：気象・海象条件を踏まえた施工計画（案）の設計書と現地調査結果の確認・照合をするとともに、現地調査においては一般船舶航行安全対策に配慮した運搬経路や避難港、支障物等についても最終確認をしておく。また、これらの検討結果を踏まえて、施工条件として材料仕様、施工時荷重、工程等を設定する。
- ✓施工方法の選定：施工条件を満たす、複数の安全・確実な施工方法を抽出し、作業船の調達、仮設計画、工程計画の検討と併せて、施工方法を選定する。
- ✓総合評価：選定された工法について工事費を見積もるとともに、安全・品質・工程・経済性等を総合的に評価する。



図Ⅲ.6.2-1 施工計画作成フロー

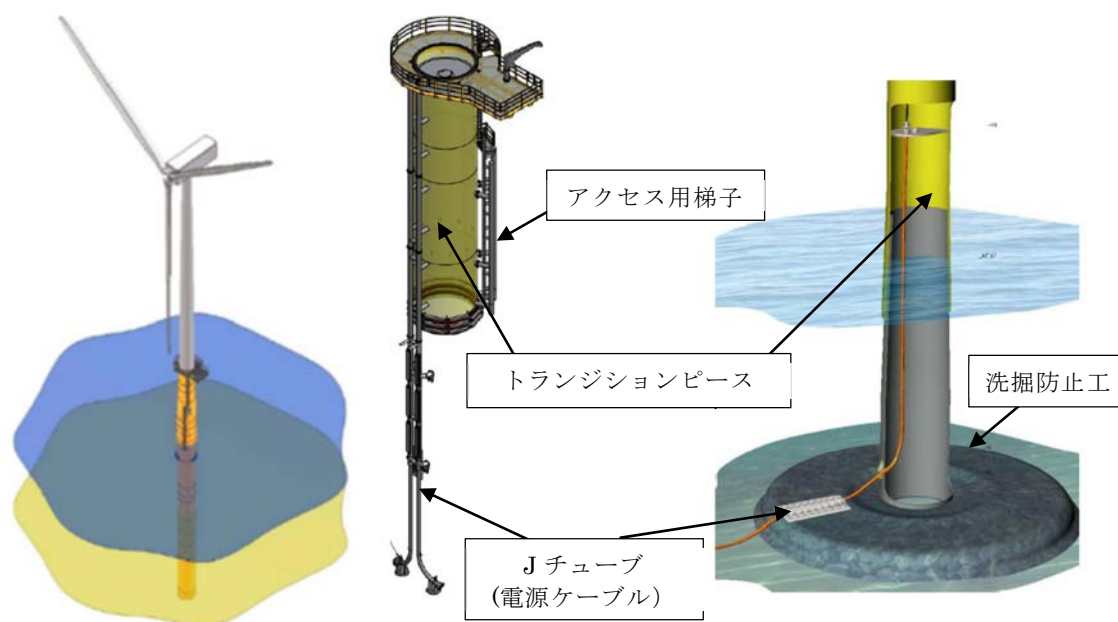
## (1) 基礎工事

支持構造物の基本形である「モノパイル式」、「重力式」および「ジャケット式」の3種類の施工方法を示す。

### 1) モノパイル式

図Ⅲ.6.2-2 にモノパイル式の洋上風力発電施設例を示す。モノパイル式は、単杭を海底支持層に設置して、外力に抵抗する基礎形式である（港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005）。一般的には水深30m以浅で比較的堅牢な傾斜地形に適用されるもので、欧州では施工実績が最も大きな割合（約74%；2013年末）を占めている。

定格出力3-4MW級の風車のモノパイルは、一般的に長さ45m、直径4.5m、重量300t程度である。パイルの厚みは、種々異なるが平均して60mm程度であり、通常、水深と風力発電機の大型化に伴いこれらの寸法も増加する（The Crown Estate,2010）。5MW級風車を対象とした水深別のトランジションピースを含むモノパイルの質量とともに、口径等の寸法を表Ⅲ.6.2-1に示す。製造は簡単で、圧延加工と管の溶接以外にはほとんどないが、より大きなモノパイルの設計では、風力発電機構造全体の固有振動数を波の周波数より高く維持するため、剛性が重要となる。トランジションピースは、ガードレール付きプラットフォームともなり、人員のタワーへのアクセス、Jチューブ等の支持構造となる。また、直径6mのモノパイルでは、洗掘防止材（一般的には岩石）の範囲は直径25mに及ぶ。



図Ⅲ.6.2-2 モノパイル式の洋上風力発電施設例 (Jakobsen and Davidson, 2012)

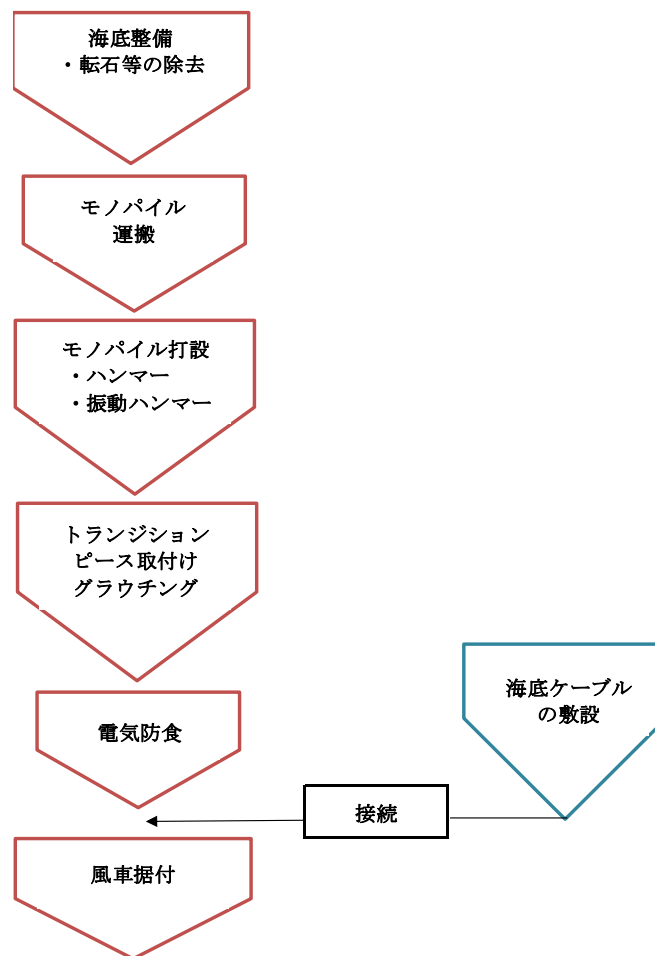
表Ⅲ. 6. 2-1 5MW級のモノパイルの諸元

水深 (m)	モノパイル+トラジションピース 重量 (t)	寸法
20	550	口径：～4.5-8.0m 肉厚：≤150mm 長さ：～44-82m(土 中+トラジション・ ピースを含む長さ)
25	750	
30	900	
35	1,100	
40	1,400	

出典：MECAL(2014)

①施工方法

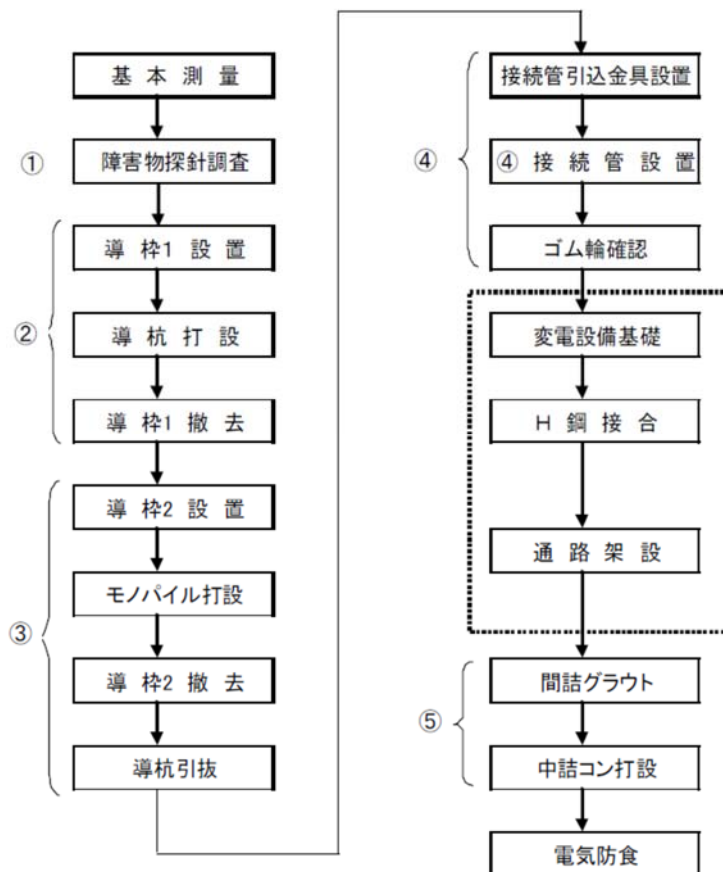
モノパイル式の施工の流れを図Ⅲ.6.2-3に示す。図示しているように概略の工程は、海底の整備→モノパイルの運搬→モノパイルの打設→トランジションピースの取付け・グラウチング→風車取付けとなる。日本船舶技術研究協会(2013)では、欧州におけるモノパイルの実勢設置所要日数として、3.6MW機で2.5-3日、5MW機で3-3.5日としている。



図Ⅲ. 6. 2-3 モノパイル式の施工の流れ

◆ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所における実例

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所（2010年稼働、2MW×7基、水深3-5m、離岸距離40-60m；表Ⅱ.3.2-2を参照）におけるモノパイルの施工例を、牛腸ら（2010）、吉田ら（2010）から引用して以下に示す。図Ⅲ.6.2-4にウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所の施工フローを、表Ⅲ.6.2-2に工程表をそれぞれ示す。なお、波浪が高く杭打ちの施工可能日数が年間9日程度しか確保できないため、工事は陸上に設置したクローラレーンにより行われた。



図Ⅲ.6.2-4 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所のモノパイル施工フロー（牛腸ら, 2010）

表Ⅲ.6.2-2 工程表（牛腸ら,2010）

	単位	数量	2月			3月			4月			5月			6月			7月			8月			9月			10月		
			10	20	28	10	20	31	10	20	30	10	20	31	10	20	30	10	20	31	10	20	31	10	20	30	10	20	30
準備工	式	1	■																										
風車位置調査	箇所	7				■			■			■																	
導杭打設	箇所	7							■			■			■			■											
導棒設置	箇所	7				■			■			■			■			■			■								
基礎杭打設	基	7							■			■			■			■			■								
導棒撤去	箇所	7				■			■			■			■			■			■								
導杭撤去	箇所	7							■			■			■			■			■			■					
接続管設置	基	7										■			■			■			■								
継目グラウト	箇所	7										■			■			■			■								
中詰コンクリート	m3	892													■			■			■								
防食工	箇所	7																■			■			■			■		
片付工	式	1																			■			■			■		

注)破線:計画、実線:実績

工程表に示すように、海域工事は2009年4月から10月までの約7ヶ月間行われた。防食工、片付工を除いて、いずれの工事期間も実績の方が計画よりも短い結果となっている。

#### a. 海底整備

基本設計の段階で海底土質調査を実施しているが、ここでは転石等を除去し、モノパイル打設の位置決めを行う工事のことを説明する。

#### ◆ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所における実例

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所では、モノパイル打設前に、地盤中に存在する消波ブロック片や玉石等の障害物に関する探針調査が行われた。探針とは、H鋼をバイプロハンマで打設することにより障害物の有無を確認することで、導棒の設置による詳細な探針とともに、導坑を利用した面的な探針も行われた。その結果障害物が確認された（潜水夫の確認作業も実施）ため、障害物マップを作成し、施工位置の検討が行われている。

障害物の撤去方法として、施工性および確実性が高く、工期に与える影響の少ないダウンザホールハンマ工法が採用されている。ハンマのケーシング内部のシャフト先端にビットが取り付けられており（図Ⅲ.6.2-5）、この回転により障害物を破砕する。消波ブロック片は30分以内の時間で処理できたものの、玉石類は硬質のため撤去に2時間程度を要している。



図Ⅲ.6.2-5 ダウンザホールハンマの先端部（牛腸ら, 2010）

#### b. モノパイルの運搬

モノパイルは、製造工場専用港湾もしくは洋上風力発電設置海域の最寄りの港湾から海上運搬される（図Ⅲ.6.2-6）。



図Ⅲ.6.2-6 モノパイルの運搬状況（Ballast Nedam, 2011）

#### c. モノパイルの打設

港湾・沿岸域における風力発電推進研究会（2005）によれば、打設方法には、油圧ハンマ打撃工法、振動式杭打ち工法、プレボーリング工法リーバス式および中掘り工法全旋回式がある。以下、同報告書から各工法の使用上の留意点を要約して示す。なお、これらの工事は SEP 船を用いて行われる（Ⅲ.6.2 項の(3)を参照）。

- ✓油圧ハンマ打撃工法は、油圧ハンマを用いて鋼管杭を直接打撃する工法である（図Ⅲ.6.2-7）。ハンマの選定は鋼管杭の形状、寸法、重量、根入れの長さ、土質、気象・海象を十分に考慮し、かつハンマの特性を把握した上で行う。大口径（ $\geq 5.2\text{m}$ ）のモノパイルの打設には拡径ピース、あるいは大口径打込み可能なハンマを用意する必要がある。

ある（プレボーリング工法/中掘り工法も同様）。なお、ハンマの能力が過大であると、杭の頭部が座屈を起こす原因となるので留意が必要である。

- ✓振動式杭打ち工法は、バイブロハンマ（複数軸にそれぞれ偏心重錘が取付けられている）により鋼管杭に振動（偏心重錘が互いに同位相で反対方向に回転して、杭に10-40サイクル/秒の上下振動）を与えて打設する工法である（図Ⅲ.6.2-7）。バイブロハンマは地盤と杭に発生する動的摩擦力に対して十分な起振力を有し、かつ杭先端での抵抗力に対して杭とバイブロハンマの全装備質量が上回らなければならない。なお、油圧ハンマよりも騒音や振動による海生物に与える影響が緩和されるため、バイブロハンマの方が推奨されている。
- ✓プレボーリング工法リーバス式は、硬質地盤の場合に事前にボーリングを行い、鋼管杭を建て込む工法である（図Ⅲ.6.2-8）。掘削時に静水圧を加えることにより孔壁を保護するとともに、泥水中の粘土・シルトの微粒子を壁面に浸透付着（マッドフィルム）させることにより崩壊を防ぐ。なお、作業中が最も不安定な状態になるため、荒天対策に十分に留意する。
- ✓中掘り工法全旋回式も硬質地盤の場合に適用されるケースで、鋼管杭本体に先端ビットを取付け、ケーシングパイプとして内部を掘削しながら回転圧入する工法である。本体杭をケーシングパイプに使用するため、杭長によっては継ぎ杭になる場合もある。なお、作業中が最も不安定な状態になるため、荒天対策に十分に留意する。



図Ⅲ.6.2-7 油圧ハンマとバイブロハンマの外観

- ・油圧ハンマ：左図（Ballast Nedam,2011）
- ・バイブロハンマ：右図（Dieseko Group,2016）





図Ⅲ.6.2-8 掘削機の外観

Lic Engineering A/S 資料

Carbon Trust (2018) によれば、最近の技術革新では、モノパイル方式の基礎設置に、ハンマ杭打ちではなくバイブロドライビングを用いる設置方法の開発が中心となっている。この手法には、次の利点が考えられる。

- ✓設置時間の短縮：槌打ち\*と比べて設置が 3-4 倍早い (Carbon Trust, 2014)。ダイレクト・クランピングを用いれば杭の処理が容易になり、ハンマのプレーシング/位置合わせの手順を設置プロセスから省くことができる。
- ✓コスト削減：杭の設置にバイブロハンマを使うと、エネルギーと時間を節約でき、コストを約半分にカットできる (Carbon Trust, 2014)。
- ✓撤去が容易：インパクトハンマとは異なり、バイブロハンマは杭を完全に撤去することが可能である。
- ✓生物多様性に与える影響の緩和：杭打ち中に発生する騒音が大幅に低減される。300-1,250Hz の音が低減するので、バイブロハンマを使用すると、海棲哺乳類の可聴領域に含まれる騒音が大幅に低減する。
- ✓大型のモノパイルを設置可能：バイブロハンマには、複数機を連結することで打設力が大きくなるというユニークな特性がある。この特性により、大口徑モノパイルの設置を可能とする。

※槌打ち：ハンマ内を落下させるラムの質量を利用して杭を打撃すること。

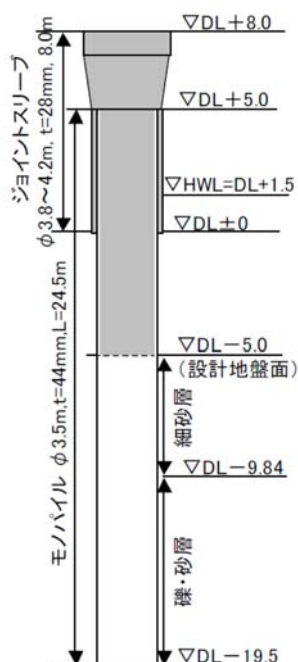
#### ◆ ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所における実例

ウィンド・パワーかみす第 1 洋上風力発電所におけるモノパイルの概要図を図Ⅲ.6.2-9 に示す。支持構造物は、直径 3.5m、厚さ 44mm、長さ 24.5m のモノパイルと、タワー本体と接続するための直径 3.8-4.2m、厚さ 28mm、長さ 8.0m のジョイントスリーブ（いわゆる、トランジションピースのこと）から構成されている。

設計は、「建築基礎構造設計指針」等の建築基準に準拠するとともに、波力の算定は「港湾の施設の技術上の基準・同解説」に従って実施されている。また、グラウト接合は「DNV-

OS-J101 (Design of Offshore Wind Turbine Structures, Oct. 2007)」に準拠した設計が行われている。

モノパイルの打設は、陸上に設置された 750t のクローラクレーン (施工能力 100t) に取り付けられた 500tf・m 級の油圧ハンマー (S-500) により行われた (図Ⅲ.6.2-10)。



図Ⅲ.6.2-9 モノパイルの構造  
(吉田ら, 2010)



図Ⅲ.6.2-10 陸上から作業中のクローラクレーン  
(岡野, 2010)

施工は、モノパイルの鉛直精度を確保するために、導杭を打設し架台を取り付けてモノパイルを固定し、ヤットコ (モノパイルの径と S-500 のスリーブ部分の径を合わせる調整治具) をモノパイルの上に乗せて打設するやり方で行われている (騒音防止の観点から土曜日と日曜日の打設は行っていない) (図Ⅲ.6.2-11、図Ⅲ.6.2-12)。打設精度 (鉛直度) は、管理値 $\pm 1.5^\circ$  に対して、最大  $1.2^\circ$ 、平均  $0.6^\circ$  であった。

打設回数は一基当たり約 1,500 回 (3-4 時間)、準備・打撃・移動等のサイクルとしては 1 基当たり 5 日を要している。なお、かみす第 1 洋上風力発電所の工事は、前述のように陸上に設置されたクレーンにより行われているものの、ヨーロッパにおけるモノパイルの洋上施工日数は 2.5-3.0 日 (風車: 3.6MW) と 3.0-3.5 日 (風車: 5MW) とされており (日本船舶技術研究協会, 2013)、SEP 船を使用した施工であってもヨーロッパの方が施工に要する所要日数が短く済んでいる。

また、ウィンド・パワーかみす第 2 洋上風力発電所の基礎工事の一部では、SEP 船 (くろしお、あそ) を使用してモノパイルの打設が行われている。



図Ⅲ.6.2-11 導杭打設状況（岡野, 2010）



図Ⅲ.6.2-12 モノパイル打設状況（岡野, 2010）

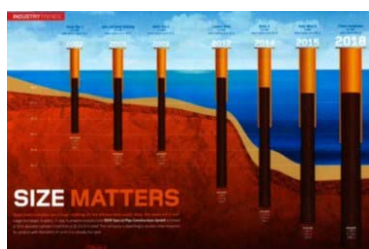
**【豆知識Ⅲ.6.2-1】**

●モノパイルの技術開発

洋上風力発電設備支持構造物の中で、モノパイルは最も多く導入されている構造形式である。これは製造・運搬が容易で、コストも安価なことによる。本方式は、これまで水深 30m 程度までが適用水深とされていたが、EEW Special Pipe Construction GmbH（ドイツ）は直径 9m 超のパイルの製造に成功し、数年後には水深 60m 超の海域へ適用できるとされている。

Carbon Trust（2018）によれば、洋上風力発電の技術革新で欧州において最近焦点となっているのは、設計基準、製造能力、および設置設備の開発を通じてモノパイル方式の最適化を図ることである。これにより非常に大きな直径を持つモノパイル方式の構造物の設置が可能になり、水深の深いサイトにも適用できる。業界は直径 10m のモノパイルの実現が近いとみている。

年	2002	2008	2009	2012	2014	2015	2018?
洋上ウィンドファーム	Horns Rev 1	Lynn, Inner Dowsing	Horns Rev 2	London Array	Baltic 2	Gode Wind II	?
風車の定格出力 (MW)	2.0	3.6	2.3	3.6	3.6	5.0	8.0
水深 (m)	<14	<18	<17	<25	<50	<60	<60+
モノパイル	長さ (m)	34	45	45	68	74	80
	直径 (m)	4.0	4.7	3.9	5.7	6.5	8.5
	重量 (tons)	160	350	210	650	930	1050
							>1050



出典：EEW Special Pipe Construction GmbH：  
<http://a2seanews.editionmanager.com/2013/11/11/size-matters/>

### 【豆知識Ⅲ.6.2-2】

#### ●穿孔モノパイル (Drilled Monopile) の概要

穿孔モノパイルは、コンクリート製のパイルを使用する。その利点は以下の通り。

- ✓コンクリートは、鋼鉄と比較して安価で、価格変動も小さい。
- ✓コンクリート市場においては、産業基盤が広く製造会社が多い。
- ✓コンクリートを使用した穿孔モノパイルでは、鋼鉄製の打込みモノパイルよりも水中騒音の低減が図られる。
- ✓本工法は、様々な海底土質に適用可能である。

#### (1) 穿孔モノパイルの仕様

「3.6MW 機」 外径 6.5m、層厚 50cm、パイル長 61m、質量 1,450t

「5.0MW 機」 外径 6.9m、層厚 70cm、パイル長 64m、質量 2,200t

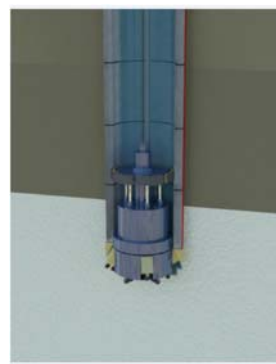
#### (2) 穿孔モノパイルの構造と設置方法

穿孔モノパイルは、プレキャスト強化コンクリートリングを繋ぎ合わせたものである。中には鋼鉄製の掘削機が入っており、先端は固化剤（液体）で満たされている。穿孔モノパイルは洋上風力発電施設の建設サイトまで浮かべて運搬され、ガイド枠内の海底に置かれた後に、モノパイル内に掘削機（径は伸縮可能で、丸石を砕くことができるように2方法に掘削できる）が挿入され、所定の海底土壌深度まで掘削・設置される。そして、最後にコンクリート製（アイスコーン形状）もしくはモノパイル形状の風車接続部（トランジションピース）が据え付けられる。

#### (3) コスト

128 基の洋上windファームを想定した場合のコスト

- ・ 3.6MW 機:500,000€/MW (5,750 万円/MW) /5.0MW 機:400,000€/MW (4,600 万円/MW) (115 円/€)



出典 : von der Veen *et al.* (2011)

#### d. トランジションピースの取付け・グラウチング

モノパイルと風車の接続装置（トランジションピース）を取付け、モノパイルに対する垂直性を確保するためにグラウチング（セメントミルク、モルタルを空隙に充填）を行う。本装置は、風車の荷重をモノパイルに伝達するための十分な強度と剛性を有する構造となっており、風車の高さや傾きを調整するためのアジャスタ機能もある（図Ⅲ.6.2-13）。

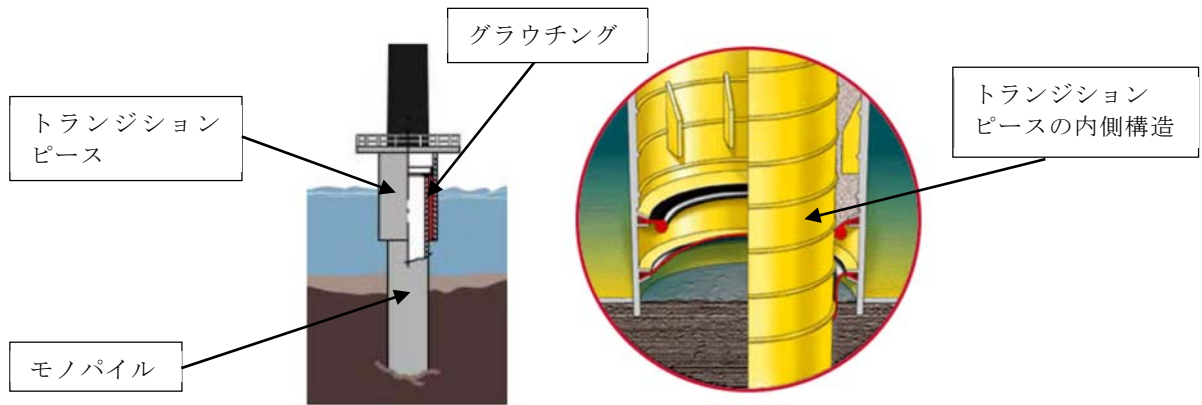


図Ⅲ.6.2-13 トランジションピースの運搬と設置

左図・中図：JUMBO HP (<https://www.jumbomaritime.nl/en/offshore/trackrecord/2014-butendiek/>)、右図：Ballast Nedam (2011)

風車タワーとモノパイルの間の接続部分は、「トランジションピース（前記のかみす第1の例ではジョイントスリーブと称されている）」と呼ばれている（上図のオレンジ色の部分）。トランジションピースとモノパイルの固定は、構造物の隙間にセメント等を注入する方法（グラウチング）によっている。2006年に設置されたオランダの Egmond aan Zee ウィンドファームにおいて、トランジションピースとモノパイルの接続に不具合が生じ、風車の傾斜あるいは沈下の現象が起こった。その対応策として、隙間に剪断キーを取り付けることや円錐形のトランジションピースにして、グラウチングすることがあげられている（図Ⅲ.6.2-14）。後者の方法は London Array ウィンドファームで採用され、DNVによって認可されている。

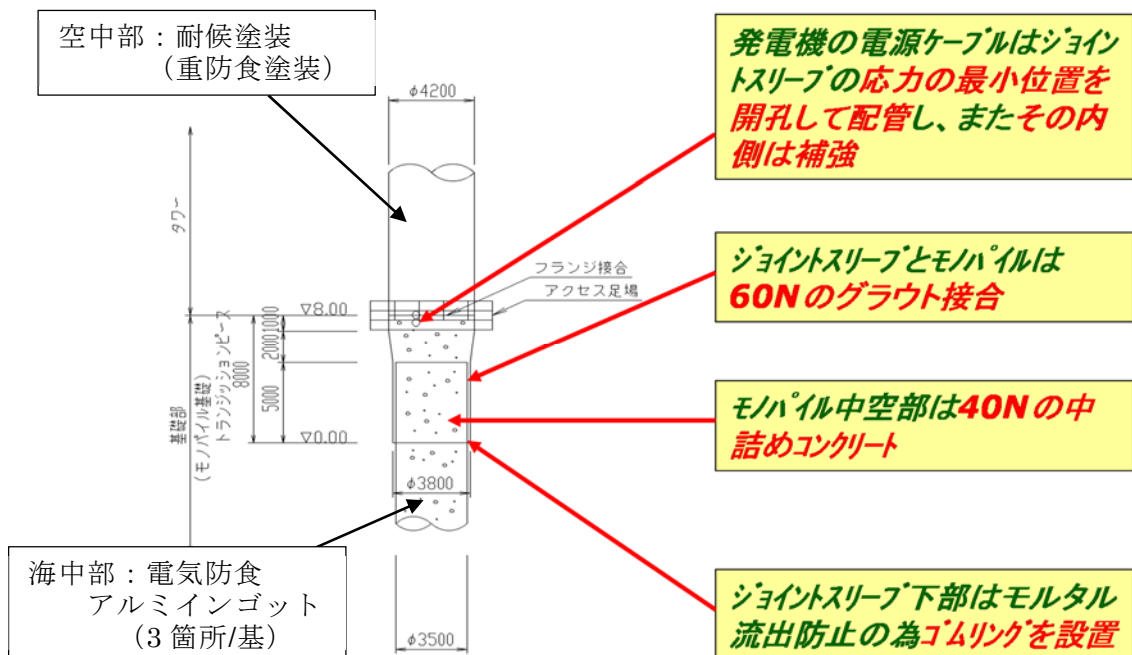
ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所で使用されたジョイントスリーブでは、グラウト材の漏れ防止として、スリーブ先端にゴムリングが取り付けられており（図Ⅲ.6.2-15）、モノパイルには鉛直精度 1/1000 以下で設置されている。グラウト材には、1基当たり約 6m<sup>3</sup>の水中不分離性高流動無収縮モルタル（マックス AZ）が注入されている。また、中詰めコンクリートは、配合 40-18-20BB のレディミクスコンクリートにより打設されている（図Ⅲ.6.2-16）。



図Ⅲ. 6. 2-14 グラウチングとトランジションピースの構造 (Garrad Hassan, 2009)



図Ⅲ. 6. 2-15 スリーブ先端のゴムリング (牛腸ら, 2010)



図Ⅲ. 6. 2-16 スリーブ先端のゴムリング (岡野, 2010 を一部改変)

## ②施工精度

港湾・沿岸域における風力発電推進研究会（2005）は、モノパイルの施工精度に関して港湾施設における出来形基準を参考に、以下のように取りまとめている。

＊杭頭中心位置：10cm 以下

＊天端高：±5cm

＊傾斜：直杭 2 度以下

（打設精度（鉛直度）の管理値±1.5°（かみす第 1 洋上風力発電所）

### 【豆知識Ⅲ.6.2-3】

#### ●トリパイル式

トリパイルは、モノパイルの発展形と言われている支持構造物である。本支持構造物は、2008 年に BARD 社の 5MW 機の実証研究で採用された。その後、ドイツの北海における水深 40m、離岸距離 99km の海域に、2012 年から 2013 年にかけて建設された BARD Offshore I-IV の洋上ウインドファーム（400MW：5MW×80 基）で採用されている。

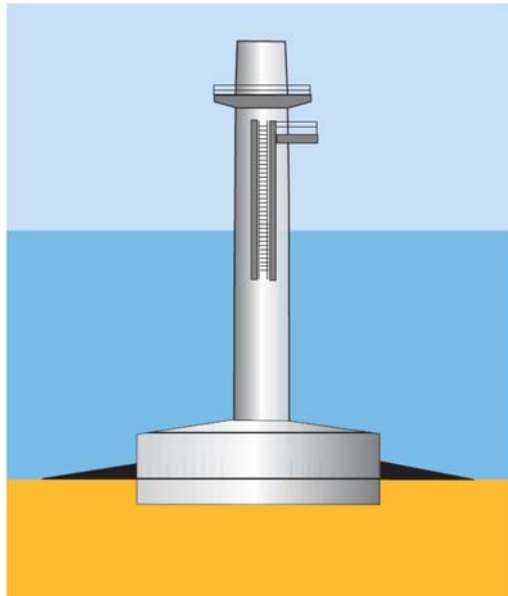


youris.com HP : <http://www.youris.com/Energy/Gallery/Gone-With-The-Wind-Farms--Six-Of-The-WorldS-Top-Offshore-Arrays.kl>

## 2) 重力式

図Ⅲ.6.2-17に重力式の洋上風力発電施設例を示す。重力式は、円錐状、箱状等の構造物を支持層に沈設させ、上部の構造物に作用する外力（波、風等）を地盤（支持層）に伝える支持構造物である（港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005）。

一般的には、水深 30m 以浅で比較的堅牢な地盤の平坦地形に適用されるもので、欧州では施工実績はモノパイル式に次ぐ順位にあるが、その割合は約 14%（2013 年末）と少ない。ただし、結氷するデンマーク等では耐氷性能の点でアイスコーン型が採用されるケースもある。



図Ⅲ.6.2-17 重力式の外観図（EWEA, 2011）

5MW 級風車を対象とした重力式構造物の重量とともに、直径等の寸法を表Ⅲ.6.2-3 に示す。欧州では、浅海で海況がそれほど厳しくない場合にコンクリート製の重力式が使用されている。コンクリートとバラストの使用によりコストは高くなるものの、鋼材費に比べて材料費の流動性がかなり低いため、鋼価格が高い時はコンクリート価格が低い場合が多い（The Crown Estate,2010）。

表Ⅲ.6.2-3 5MW 級の重力式支持構造物の諸元

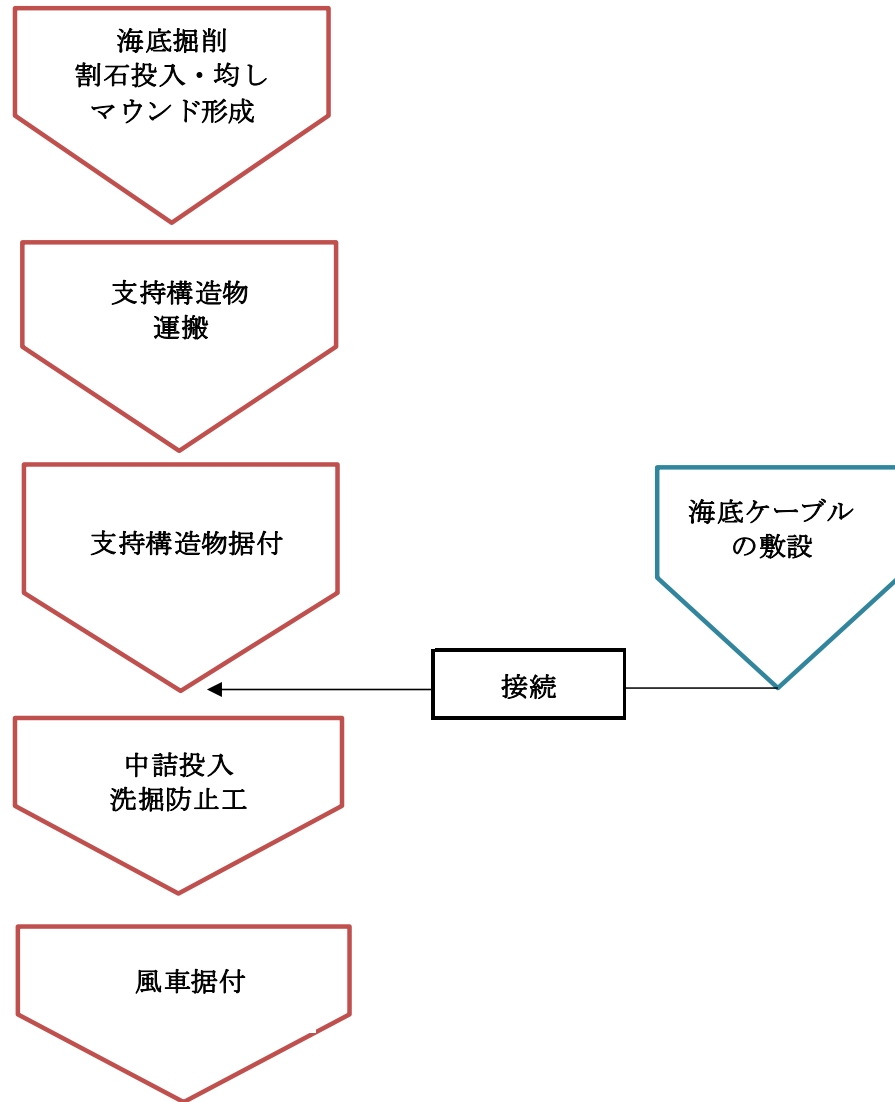
水深 (m)	重量 (t)	寸法
≤40m	~2,700-3,000t (水深:27-30m)	直径(天端): ~6m 直径(底面): ~25m 厚み: ≤300mm 長さ: ≤40m

出典：MECAL(2014)



### ① 施工方法

重力式の施工の流れを図Ⅲ.6.2-18に示す。図示しているように概略の工程は、海底掘削・マウンド形成→支持構造物の運搬→支持構造物の設置・中詰投入→支持構造物の上部工→風車据付となる。日本船舶技術研究協会（2013）では、欧州における重力式の実勢設置所要日数として、3.6MW機で3-5.5日、5MW機で3.5-6日としている。



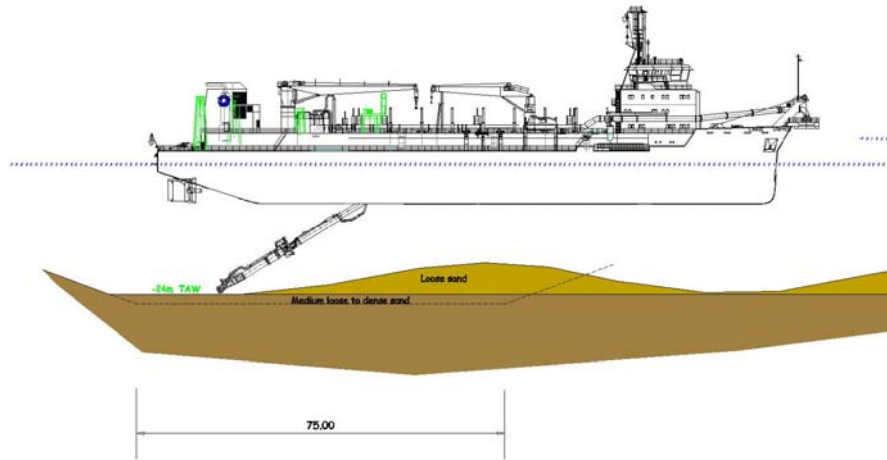
図Ⅲ.6.2-18 重力式の施工の流れ

#### a. 海底掘削・マウンド形成

マウンドの形成は、海底掘削、割石投入、敷き均し等を通して地盤を改良し、重力式支持構造物を設置する重要な工程である。本工程の主目的は、「海底の十分な支圧強度を得ること」および「風車を垂直に建てるために海底の水平度を確保すること」である（Ismael Ruiz de T.Alonso,2013）。

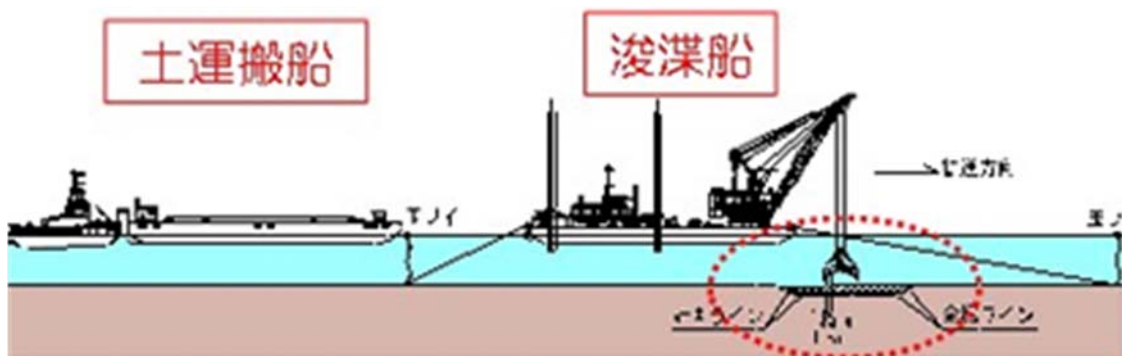
- ✓掘削：バージ船に載せたバックホウ掘削機やスリット式ホッパーバージ船により掘削が行われていたが、現在では比較的水深の深い海域でも適応可能なホッパードレッジャー（底開き浚渫船）が使用される（図Ⅲ.6.2-19）。掘削された土砂は、重力式構造物の中詰材料（充

填物)として利用される場合がある。浚渫深度は、水深、岩石の性状、地質構造、地盤特性等によって異なるが、大体 0.5-10m 以上の範囲である。



図Ⅲ.6.2-19 海底の掘削 (Patrick Mengé, Nathalie Gunst, 2008)

- ✓マウンドの形成：浚渫後、マウンド作りとなる (図Ⅲ.6.2-20)。その方法は、
- i) 鋼鉄製の枠を沈め、ダイバや GPS を使って中心の位置決めを行う。
  - ii) 海底面の清掃
  - iii) 枠内に砂利、碎石等を投入する。
  - iv) ダイバが鋼鉄製の枠の上部に付いている可動ブームにより海底部を水平にする。
  - v) フレームの回収
- である。もしマウンドを固めるのであれば、セメントグラウト注入を行う場合もある。



図Ⅲ.6.2-20 支持基盤層の整備

濾過層 (Filter layer) と砂利層 (Gravel layer) の粒径に関して、前者は 0-63mm、後者は 10-80mm と設定され、広く用いられている。ベルギーの洋上ウィンドファーム (Thornton Bank) では全層厚 2.2m のうち、1.5m が濾過層、0.7m が砂利層となっている。マウンドの表面は、平均±3-5cm の誤差で水平度を保持することが重要である。なお、欧州ではマウンド工事は 1 基礎当たり 3 日間とされている (Danish Energy Agency, 2013)。

b. 支持構造物の運搬と据付

いくつかの重力式支持構造物の主な寸法を、以下に示す。支持構造物は風車の大型化、水深の増加に伴い巨大な構造物になっている。

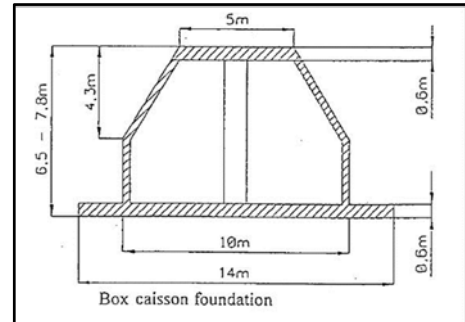
✓Tunoe knob (デンマーク:5MW 0.5MW×10 基,平均水深 5m/1995 年設置)

底面径:14m

高さ:6.5-7.8m

質量:約 500t (充填砂込み:約 1,000t)

(Madsen,1996)

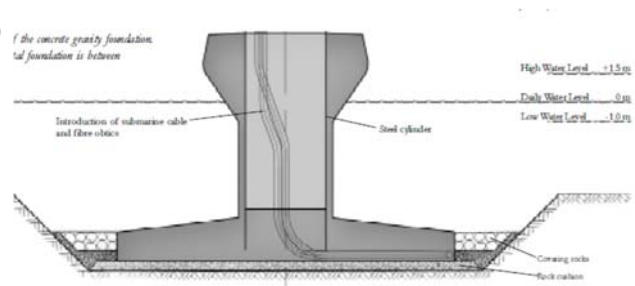


✓Middelgrunden (デンマーク:40MW 2MW×20 基,平均水深 4m/2000 年設置)

底面径:12.5m 高さ:10m

質量:約 1,500t (充填砂込みか否か不明)

(Copenhagen Environment and Energy Office,2003)

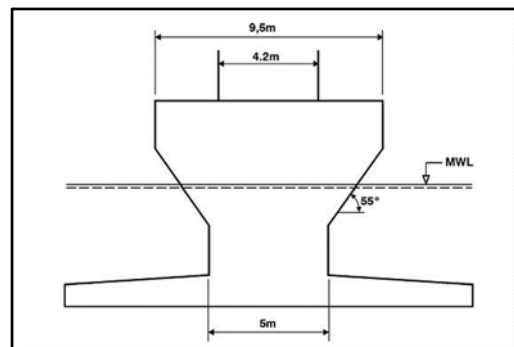


✓Lillgrund (スウェーデン:110.4MW 2.3MW×48 基,平均水深 4m/2007 年設置)

底面径:17m 高さ:8.6m

質量:約 1,200t (充填砂込み:約 2,500t)

(Vattenfall,2008)



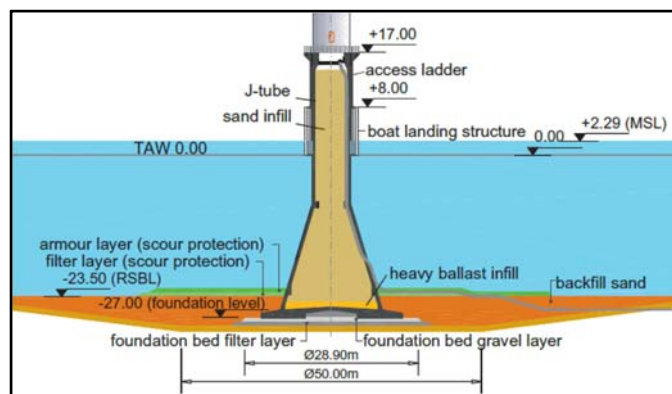
✓Thornton Bank I (ベルギー:30MW 5MW×6 基,平均水深 10.5m/2008 年設置)

底面径:23.5m 高さ:42m

質量:約 2,700-3,000t

(充填砂込みか否か不明)

(Peire et al.,2009)



本ガイドブックⅢ.4.4節に記したように、銚子沖の洋上風車用の重力式の仕様は、底面径 21m、高さ 22m、質量約 5,400t（中詰材（銅水砕スラグ）を除くと約 2,300t）である（図Ⅲ.4.4-5を参照）。上記のベルギーThornton Bank I の重力式支持構造物の高さは、水深の深い海域に設置されるため高いが、その底面径は銚子沖のそれとほぼ同じようなスケールとなっている。この相違は、主に波力の違いによるものと考えられ、銚子沖の波荷重は Thornton Bank のそれと比べて厳しいものと推察される。

重力式構造物は、「陸上」、「ドライドック」および「フローティングドック」で製造し、現地に運搬する方法がある。図Ⅲ.6.2-21 は、Middelgrunden のドライドックにおける製造例、図Ⅲ.6.2-22 は Lillgrund のポンツーンを使った製造例である。後者では、7-8 ヶ月で 49 基の支持構造物を製作し、コスト削減が図られたとの報告がある（Mathis,2006）。



図Ⅲ.6.2-21 重力式構造物のドライドックにおける製造（Copenhagen Environment and Energy Office, 2003）  
Middelgrunden



図Ⅲ.6.2-22 重力式構造物のポンツーン上における製造と運搬（Vattenfall, 2008）  
Lillgrund

支持構造物の運搬方法として、図Ⅲ.6.2-23 に示すようにバージやポンツーンに数基の支持構造物を載せて運搬する方法や、クレーン船（起重機船）により運搬する方法がある。



図Ⅲ.6.2-23 重力式構造物のバージ（左図:Lindvig, 2009）と起重機船（右図:Lindvig, 2011）による運搬

支持構造物の据付では、フローティングクレーンや起重機船から図Ⅲ.6.2-24 に示すような専用の吊り下げフックを用いて着底させる（図Ⅲ.6.2-25）。



図Ⅲ.6.2-24 吊り下げフック (Lindvig, 2010)



図Ⅲ.6.2-25 フローティングクレーンによる重力式支持構造物の据付

左図：Middelgrundten (Copenhagen Environment and Energy Office,2003)

右図：Lillgrund (Vattenfall,2008)

Carbon Trust (2018) によれば、重力式は基礎構造の設置場所への輸送方法によって2種類に分けられる。

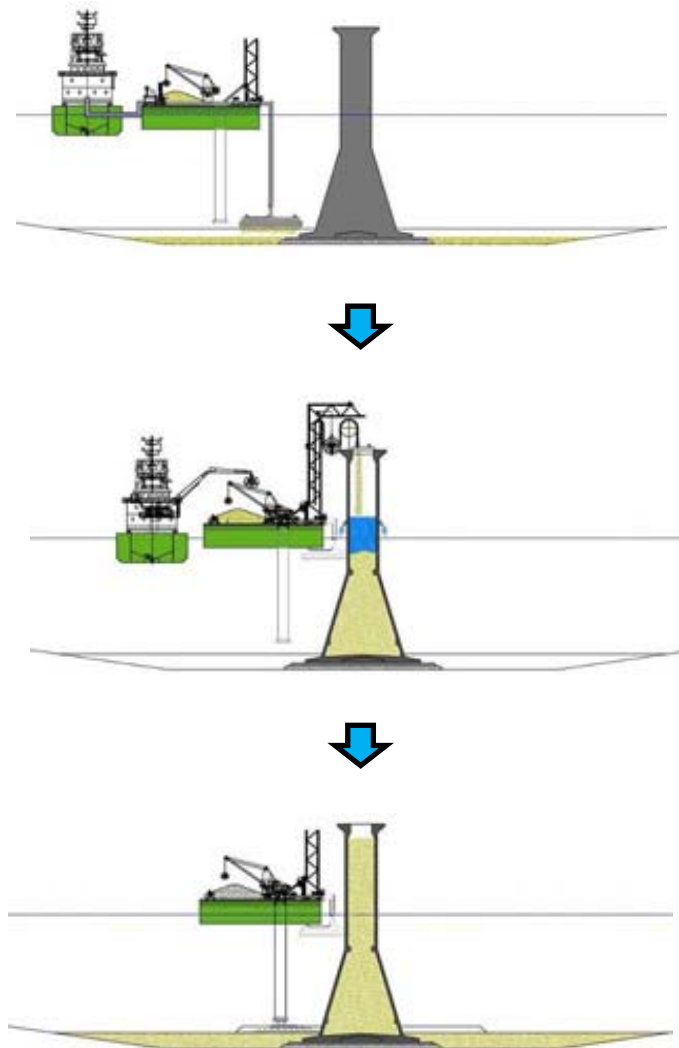
- ✓浮沈構造方式：この技術は、大きな容積で浮力のある構造物を使うものである。つまり、比較的安価なタグボートを使って洋上のサイトまで基礎を運ぶことができ、大型運搬船を必要としない。サイトまで運ばれれば、水を注入して構造物を海底にバラストで安定させ、砂か砂利で恒久型バラストにして据え付ける。
- ✓リフティング方式：このシステムは、サイズが比較的コンパクトで済むというメリットがある（通常、必要なコンクリートの量が少ない）。しかしながらこの方法は、重量物吊上げクレーンやバージを組み合わせたような輸送船に多額の投資が必要となる。

また、基礎構造が洋上ウィンドファームで単独で設置されるか、陸上で風力発電機と一緒に設置されるかによっても分類される。

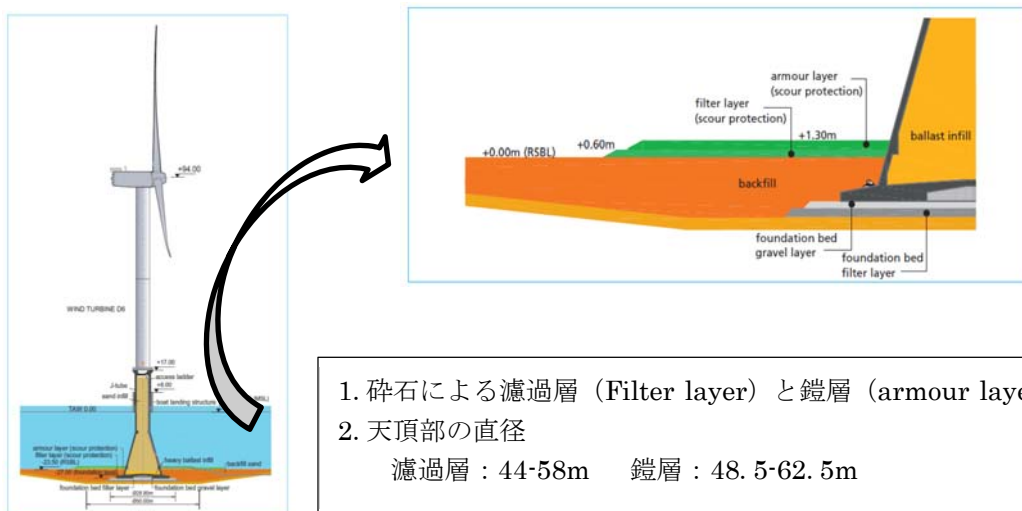
- ✓基礎構造単独：基礎構造のみを洋上ウィンドファームまで輸送する。
- ✓統合輸送：基礎構造、タワー、およびローター・ナセル・アセンブリ（RNA）を陸上で組み立て、一緒に洋上ウィンドファームまで輸送する。

### c. 中詰投入・洗掘防止工

重力式支持構造物の据付後には、中詰として浚渫砂等を投入するが（図Ⅲ.6.2-26）、構造物の不等沈下を起こさないように十分に注意して行う。そして、構造物の周囲には洗掘防止工を施して据付工事は完了となる（図Ⅲ.6.2-27）。



図Ⅲ. 6. 2-26 重力式支持構造物の中詰作業手順 (Patrick Mengé, Nathalie Gunst, 2008)



図Ⅲ. 6. 2-27 Thornton Bank Iにおける洗掘防止工の例 (Peire *et al.*, 2009)

## ② 施工精度（管理値）

### ＜マウンド＞

- ・ ±3-5cm （Ismael,2013）
- ・ ±5cm （東京電力:銚子沖）
- ・ 0.3° 未満、方向のズレ 1° 未満 （電源開発:北九州市沖）

### ＜重力式支持構造物＞

- ・ 洋上風車：傾斜 0.82° 以内、中心位置±3.3m （東京電力:銚子沖）
- ・ 観測タワー：傾斜 0.95° 以内、中心位置±3.3m （東京電力:銚子沖）
- ・ 洋上風車・観測タワー：0.3° 未満、方向のズレ 1° 未満（電源開発:北九州市沖）

なお、港湾・沿岸域における風力発電推進研究会（2005）は、ケーソンの施工精度に関して港湾施設における出来形基準を参考に、以下のように取りまとめている。

### ＜ケーソンの据付＞

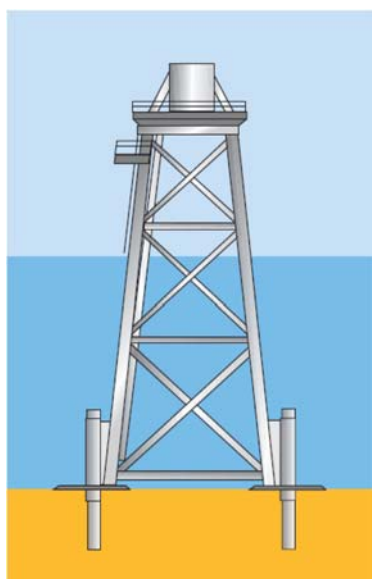
- \* 法線に対する出入：±20cm (<2,000t)、±30cm (≥2,000t)
- \* 目地間隔：±20cm (<2,000t)、±30cm (≥2,000t)



### 3) ジャケット式

図Ⅲ.6.2-28 にジャケット式の洋上風力発電施設例を示す。ジャケット式は、鋼管トラスを鋼管杭で海底に固定する構造形式である。鋼管トラスにより下部構造の水平剛性を高めるとともに、上部の構造物に作用する外力をトラス骨組により杭を介して地盤（支持層）に伝える支持構造物である（港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005）。

一般的には、水深 60m 以浅で比較的軟弱な地盤の傾斜地形に適用されるものである。世界における施工実績の割合は約 5%（2015 年）と少ないが、今後、洋上風力発電施設の建設が水深の深い海域に計画されていることや、我が国のように地震の多い所ではその粘り強さのために、ジャケット式の施工数は増加するものと考えられる。



図Ⅲ. 6. 2-28 ジャケット式の外観図（EWEA, 2011）

5MW 級風車を対象としたジャケット式構造物の重量とともに、直径等の寸法を表Ⅲ.6.2-4 に示す。ジャケット式の製造工程は、モノパイルに比較して非常に多く、それが高コストの要因の一つとなっている。水深 30m ではジャケットの重量は約 800t となるものの、モノパイルはそれよりもはるかに重いことから、水深がそれ以上になるとジャケット式がモノパイル式に代わってコスト競争力に優れることとなる（The Crown Estate,2010）。

表Ⅲ. 6. 2-4 5MW 級のジャケット式支持構造物の諸元

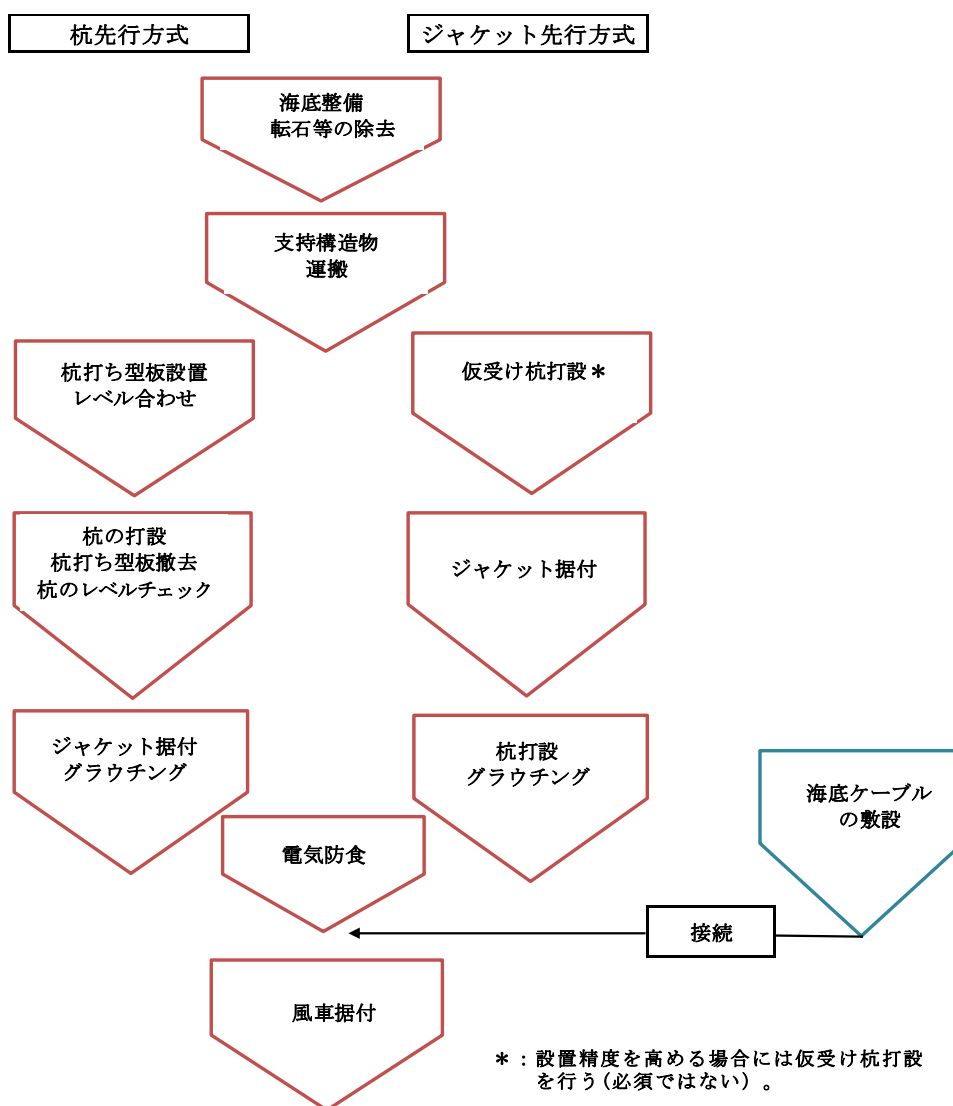
水深 (m)	重量 (t)	寸法
20-60m	~550-1,650t	天端断面幅(長さ) : ~6m 底面断面幅(長さ) : ~19m 鋼管肉厚 : ≤30mm 長さ : ~30-70m(海面上のトランジション・ピースを含む長さ)

出典 : MECAL (2014)

### ① 施工方法

ジャケット式の施工の流れを図Ⅲ.6.2-29に示す。図示しているように施工方法には、杭先行方式およびジャケット先行方式の2方式がある。両方法の違いは、本杭の打設をジャケットの据付の前後に行うか否かである。杭先行方式における概略の工程は、海底整備→支持構造物の運搬→杭打ち型板設置→杭の打設→支持構造物の据付→風車据付となる。日本船舶技術研究協会（2013）では、欧州における重力式の実勢設置所要日数として、3.6MW機で4-6日、5MW機で4.5-6.5日としている。

以下、杭先行方式を取り上げて、その施工方法の概要を示す。



図Ⅲ.6.2-29 ジャケット式の施工の流れ

#### a. 海底整備

基本設計の段階で海底土質調査を実施しているが、ここでは転石等を除去し、ジャケット設置の位置決めを行う。

## b. 支持構造物の運搬

ジャケットの構造材は鋼管製で、工場内で製作される。図Ⅲ.6.2-30 は、2006 年に英国北部スコットランドのモレー湾（水深 45m）に設置された Beatrice 洋上風力発電施設（10MW；5MW×2 基）のジャケットと天頂部のトランジションピースの製作状況である。重量は、ジャケットが 600t、トランジションピースが 150t とされている（MacLeny,2006）。ジャケットとトリポッド（モノパイルとジャケットのハイブリッド形と位置づけられている。本ガイドブックⅡ.1.2 項を参照）の鋼材量の比較表を表Ⅲ.6.2-5 に示す。ジャケットの重量は、5MW 機、水深 40m の場合、杭用の鋼材を含めて 1,000t 程度であるが、トリポッドは約 1,300t と、ジャケットよりも約 3 割も重い推計となっている。



図Ⅲ.6.2-30 ジャケット（左図）とトランジションピース（右図）の製作状況  
(Robertson, 2008)

表Ⅲ.6.2-5 ジャケットとトリポッドの鋼材量の比較表

水深 (m)	鋼材重量 (t) ジャケット式(上段)/トリポッド式(下段)			杭用鋼材重量 (t) ジャケット式(上段)/トリポッド式(下段)			総鋼材重量 (t) ジャケット式(上段)/トリポッド式(下段)		
	風車の定格出力 (MW)			風車の定格出力 (MW)			風車の定格出力 (MW)		
	3.0-3.5	3.6-4.4	4.5-6.0	3.0-3.5	3.6-4.4	4.5-6.0	3.0-3.5	3.6-4.4	4.5-6.0
20	360	420	550	110	120	140	470	540	690
	350	480	640	160	210	260	510	690	900
30	450	520	780	130	140	160	580	660	940
	470	665	920	200	240	280	670	905	1,200
40	—	650	880	—	160	180	—	810	1,060
	—	815	1,090	—	270	300	—	1,085	1,390
50	—	—	960	—	—	200	—	—	1,160
	—	—	1,230	—	—	320	—	—	1,550

注) 基礎構造：ジャケット式(上段)、トリポッド式(下段)  
出典) Mitzlaff and Kahle(2007)

ジャケットの運搬状況の例として、工場の岸壁に集められたジャケット、単機の運搬（横置き、縦置き）、複数機の運搬を図Ⅲ.6.2-31 に示す。陸上クレーンあるいは起重機船によりジャケットを台船に積み込み、曳航して設置海域に向かう。海上運搬にあたっては、気象・海象条

件および現場条件を考慮して、台船の安定、引き船の所要馬力等を検討し、適切な船団を選定する必要がある（港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005）。



トリポット



ジャケット



トリパイル

図Ⅲ.6.2-31 ジャケットの運搬状況(Lindvig, 2010)

#### c. 杭打ち型板設置・杭の打設

杭打ちは、杭打ち専用船、起重機船、クレーン船等を用いて行うが、杭先行方式では杭打ち精度を確保するために杭打ち型版を使って行う。打設には、打込み・引抜き可能なバイプロハンマーの使用や導材を設置する方法が有効である（港湾・沿岸域における風力発電推進研究会,2005）。

#### d. 支持構造物の据付

ジャケットは、起重機船あるいは SEP 船（本節の(3)を参照）で吊り上げて据え付ける。以下、港湾・沿岸域における風力発電推進研究会（2005）の報告書に起重機船による据付作業の詳細が掲載されているので、その主要な部分を引用する。

起重機船シフトを行った後に、台船を起重機船に接舷してジャケットレグの固縛材をガス切断により外す。あらかじめ起重機船の主フックに吊りワイヤーを所定本数分だけ取り付けておき、固縛解除後に吊りワイヤーの端部数箇所をシャックルにてジャケット本体の吊環に取り付ける。同時に、ジャケットの振止め用のタガーライン 2 本をジャケット上部に取り付ける。次

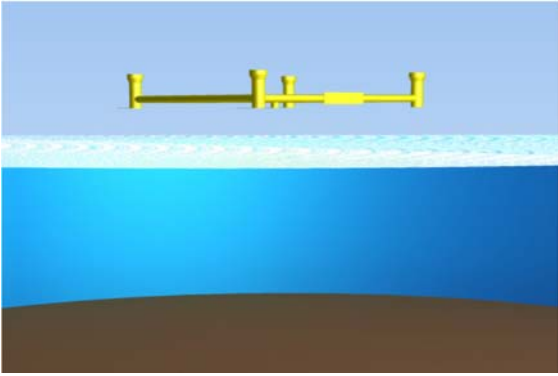
に、起重機船のフックを巻き上げるが、このとき、複数のフックを使用する場合には荷重負荷が同等となるように、吊り荷重を暫時増加して、最後に吊り上げる（図Ⅲ.6.2-32（左図））。そして、ジャケットを吊り上げ、旋回後に台船を離舷・出域させる。ジャケットを杭の上方まで吊り下ろしたら、潜水士等によりジャケットの位置を確認して杭頭に預ける。このとき、荷重負荷をジャケット水中重量の 20%程度に残しておくが良い。再度杭との接触状況を確認して、支障がなければ吊り荷重を完全に解放し、据付位置（平面位置、高さ）の計測結果が許容値の範囲内であれば、吊り具を解除する（図Ⅲ.6.2-32（右図））。なお、杭先行方式では杭の設置精度の影響が大きいので、事前に吊り上げ状態でのジャケットの変位を計算し、吊り治具の調整方法を確認しておく必要がある。

ジャケットと杭の接合には、グラウト結合と溶接接合の 2 つの方法があるが、洋上風力発電の場合には、前者のジャケットレグと杭の空隙にグラウト剤（セメント、モルタル等）を充填するケースが多い。

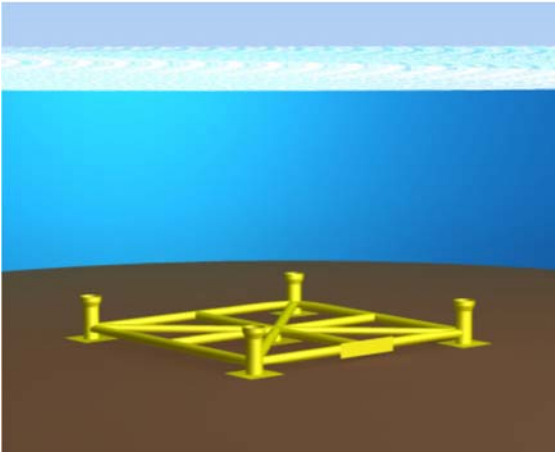
参考のために、杭先行方式によるジャケットの据付の手順を図Ⅲ.6.2-33a,b に示す。



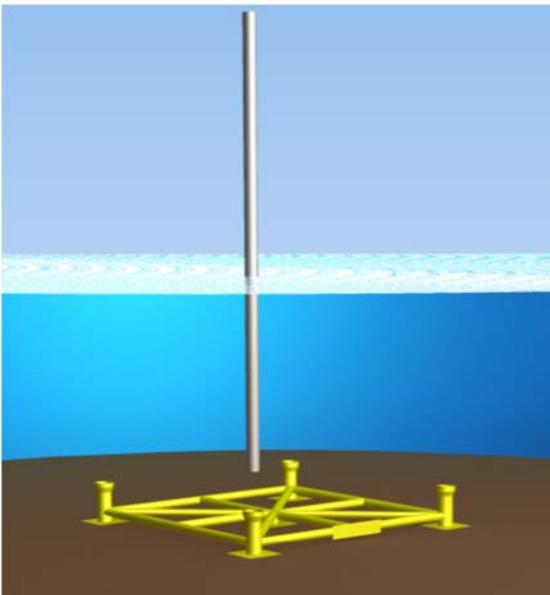
図Ⅲ.6.2-32 ジャケットの吊り上げ（左図：Ballast Nedum, 2011）と据付（右図：Robertson, 2008）状況



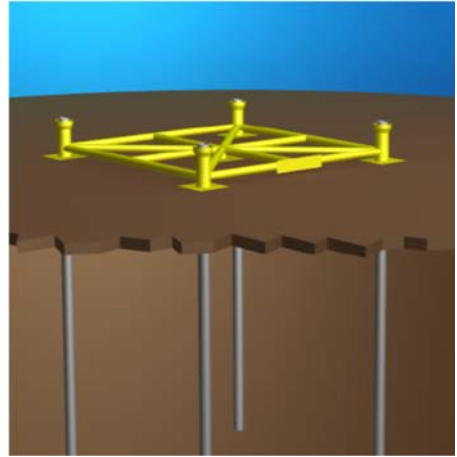
① 杭打ち型板（テンプレート）の位置決め



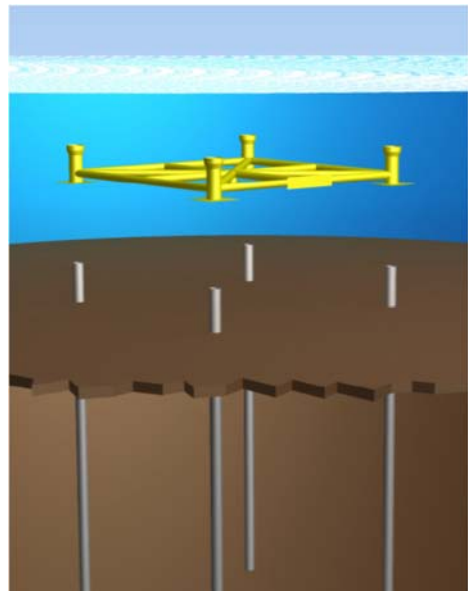
② 杭打ち型板の海底設置・レベル合わせ



③ 最初の杭の位置決め

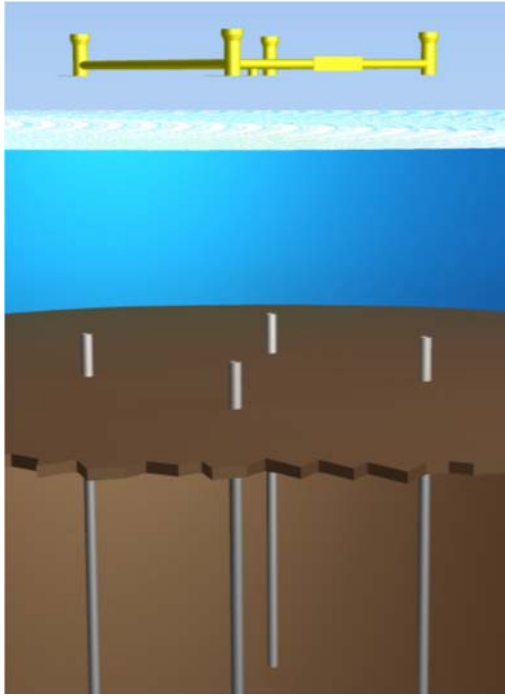


④ 全杭の打設

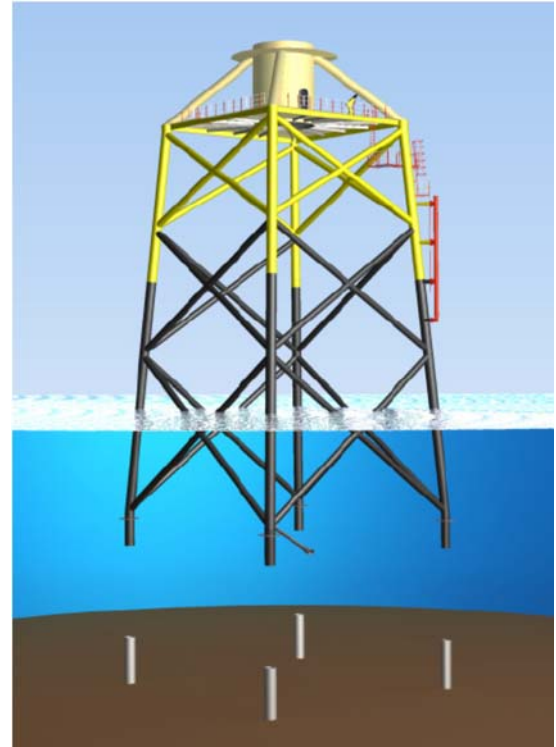


⑤ 杭のレベルチェック

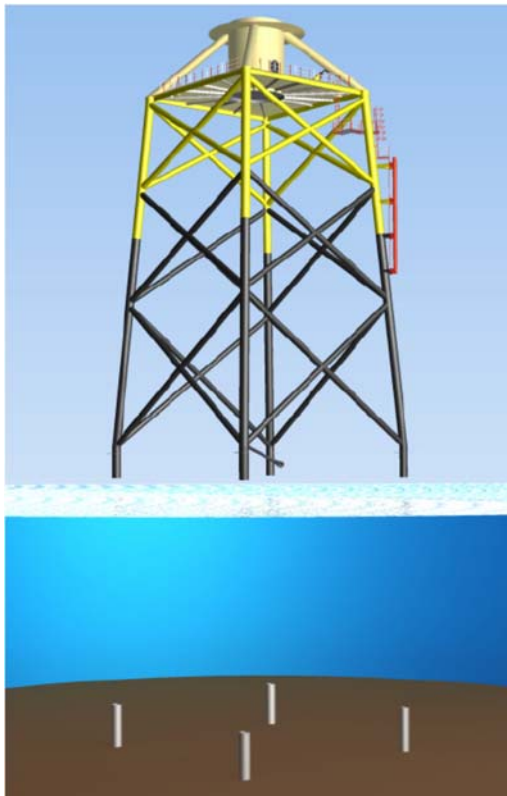
図Ⅲ. 6. 2-33a 先行杭方式によるジャケットの据付工事のプロセス (Robertson, 2008)



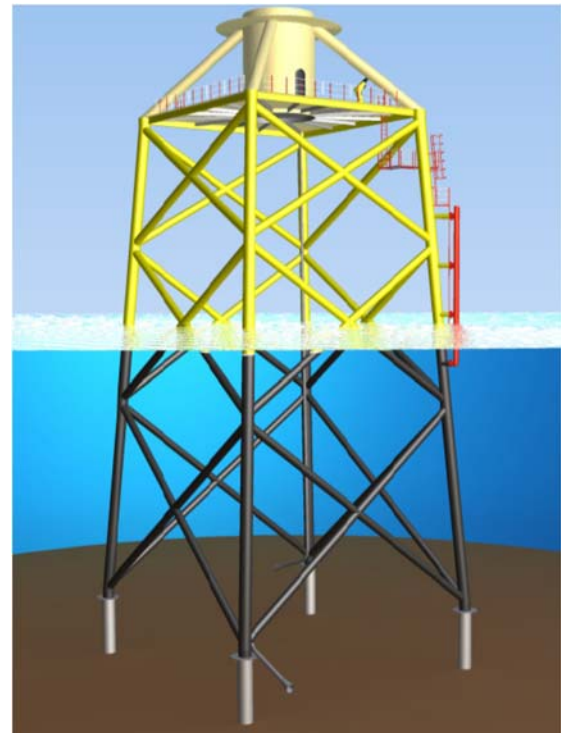
⑥ 杭打ち型板の撤去・杭の  
レベルチェック



⑧ 杭上のジャケットレグの位置決め



⑦ 杭打ち型板の撤去・杭の  
レベルチェック



⑨ ジャケット設置完了  
(グラウト工完了)

図Ⅲ. 6. 2-33b 先行杭方式によるジャケットの据付工事のプロセス (Robertson, 2008)

## ② 施工精度

港湾・沿岸域における風力発電推進研究会（2005）は、ジャケットの施工精度に関して港湾施設における出来形基準およびジャケット工法技術マニュアルを参考に、以下のように取りまとめている。

### 〈杭の打設〉

＊杭頭中心位置：10cm 以下

＊天端高：±5cm

＊傾斜：直杭 2 度以下

### 〈ジャケットの据付〉

＊法線に対する出入：単体±30cm、複数 1 基目±30cm、複数 2 基目±10cm

＊天端高：±15cm

＊傾斜：±1/50



## (2) 風車の設置工事

風車本体の支持構造物への取付けは、タワー、ナセル、ロータの順で行われる。取付け工事は現場の気象・海象条件に制約されるため、計画時に稼働率を推定するとともに、傭船の可能性や回航費を勘案し、クレーン船や建機を選定する。一例として、図Ⅲ.6.2-34 に洋上ウィンドファーム建設時の風車の運搬・設置状況を示す。



上図：デンマークの Nysted (165.6MW:2.3MW×72 基,2003 年稼働)

(Dong Energy et al.,2006)

中図：イギリスの Beatrice Demonstraion (10MW:5MW×2 基,2006 年稼働)

(MacAskill,2007)

下図：オランダの Egmond aan Zee (108MW:3MW×36 基,2006 年稼働)

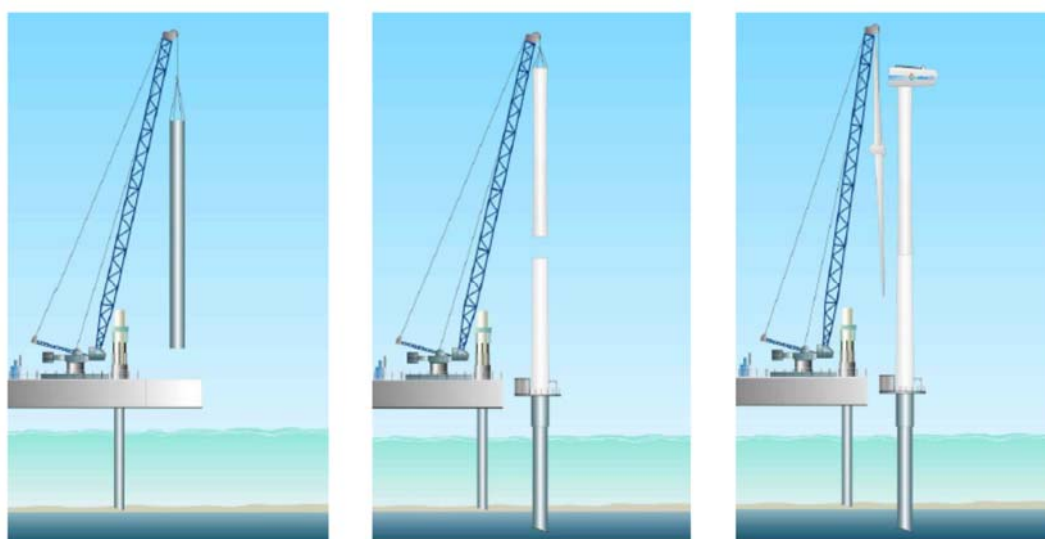
(van Kuik et al.,2006)

図Ⅲ.6.2-34 風車の運搬・設置状況

図Ⅲ.6.2-35 は、モノパイル式の支持構造物に風車を設置する模式図で、左図はモノパイルの吊り下ろし、中図はタワーの組み立て、右図はブレードの取付けである。支持構造物や風車本体の取付けには、全旋回デリックバージ等が使われていたが、最近では波浪の影響の少ない自己昇降式作業台船（SEP 船：本項の(3)を参照）が用いられることが多い。参考までに、近年洋上風車として導入実績の多い代表的なメーカーのカタログから、風車の部位別重量を表Ⅲ.6.2-6に示す。

表Ⅲ. 6. 2-6 代表的な洋上風車の部位別重量 (Lindvig, 2010 より作成)

風車	部位	重量(t)	風車	部位	重量(t)	風車	部位	重量(t)
Siemens 2.3MW	ハブ	32.3	Vestas V90, 3MW	ハブ	40	Multibrid 5M	ハブ	62
	ブレード	9.2		ブレード	9+		ブレード	49.5
	ハブ+ブレード	60		ハブ+ブレード	67+		ハブ+ブレード	111.5
	ナセル	82		ナセル	70		ナセル	233
	タワー	130		タワー	110		タワー	200
	全体	246		全体	247+		全体	544
Siemens 3.6MW	ハブ	42.4	Vestas V112, 3MW	ハブ	45	REpower 6M	ハブ	84
	ブレード	17.2		ブレード	11		ブレード	72
	ハブ+ブレード	95		ハブ+ブレード	78		ハブ+ブレード	156
	ナセル	125		ナセル	80+		ナセル	316
	タワー	180		タワー	130		タワー	285
	全体	400		全体	288+		全体	757



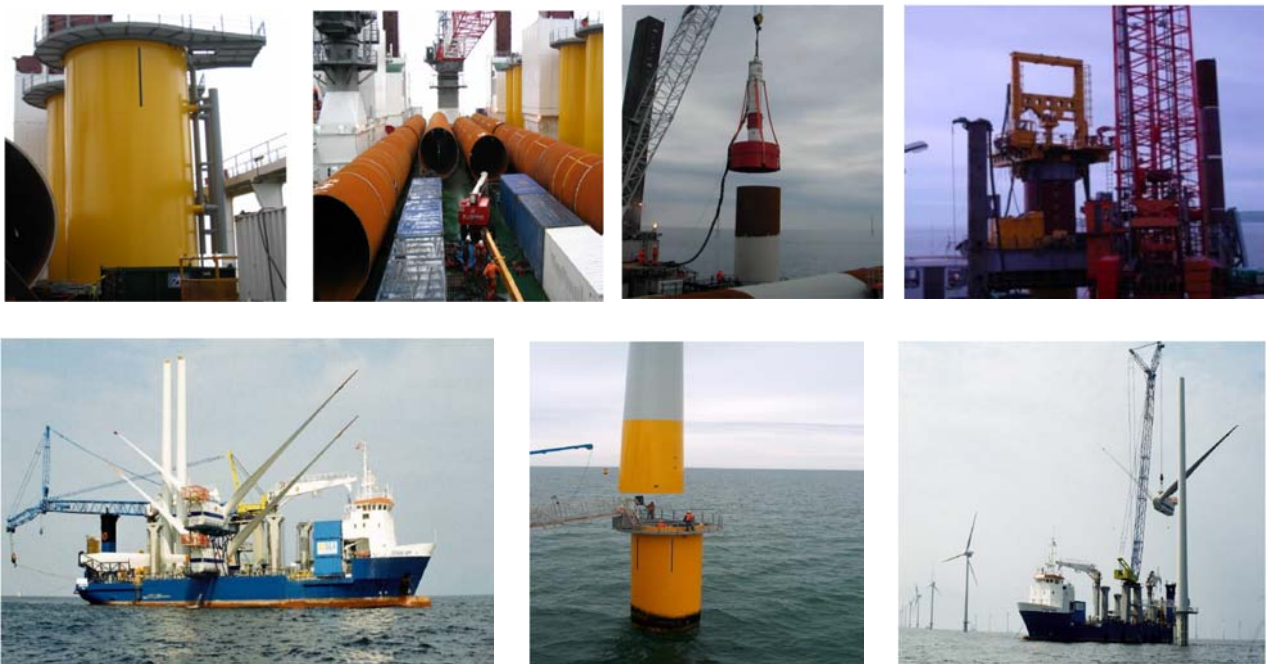
図Ⅲ. 6. 2-35 風車の設置工事の模式図 (Garrad Hassan, 2009)

デンマークの Horns Rev (160MW:2MW×80 基,2002 年稼働)、イギリスの Robin Rigg (174MW:3MW×58 基,2010 年稼働) およびデンマークの Middelgrunden (40MW:2MW×20 基,2000 年稼働) における風車の設置工事の概要を、それぞれ図Ⅲ.6.2-36、図Ⅲ.6.2-37 および図Ⅲ.6.2-38 に示す。



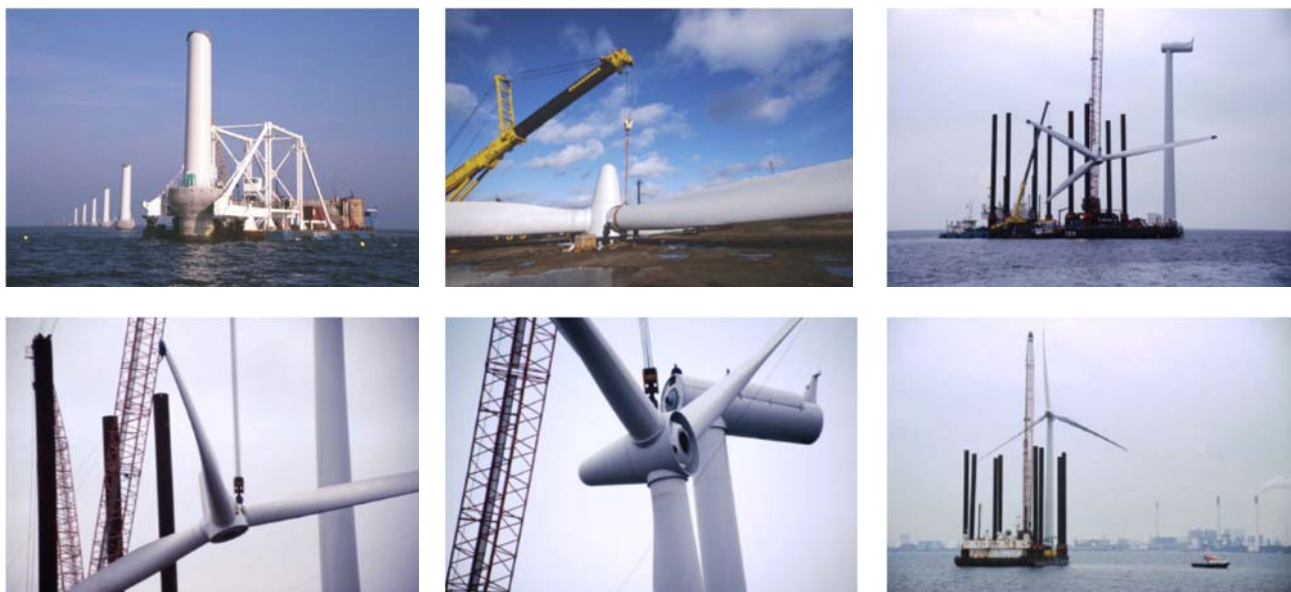
工事の順序:上左図→上右図→下左図→下右図

図Ⅲ. 6. 2-36 Horns Rev における風車の設置工事 (Japan Ocean Development Construction Association, 2002; 下右図のみ Garrad Hassan, 2009)



工事の順序:上左図→上右図→下左図→下右図

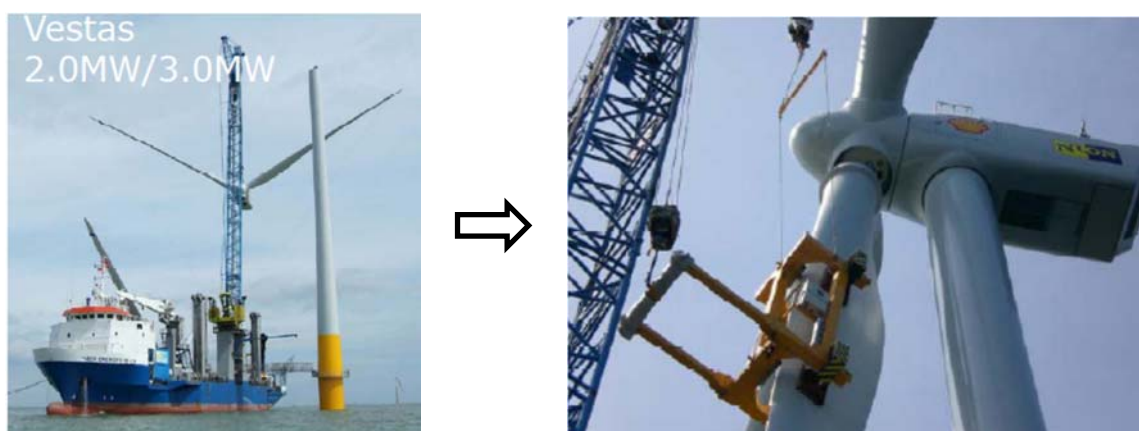
図Ⅲ. 6. 2-37 Robin Rigg における風車の設置工事 (Vestas Wind Systems A/S, 2007)



工事の順序：上左図→上右図→下左図→下右図

図Ⅲ.6.2-38 Middelgrundenにおける風車の設置工事（Copenhagen Environment and Energy Office, 2003）

これまでに示した図に見られるように、ナセルに取り付けるブレードの本数は風車メーカーあるいは風車の大きさによって異なっている。図Ⅲ.6.2-39 に示すように、風車メーカーの Vestas は安定度の高いブレード 2 枚付きのナセルをタワーの上部に取り付けた後で、残りの 1 枚を現場で装着する方法を採用している。また、3 枚のブレードをナセルに装着して吊り上げる風車メーカーは Siemens (2.3MW) と REpower (5.0MW) であるが（図Ⅲ.6.2-40）、3.6MW の Siemens 社の風車についてはナセルをタワーに載せた後で、ブレードを 1 枚 1 枚取り付ける方法が採用されている（図Ⅲ.6.2-41）。



図Ⅲ.6.2-39 風車（Vestas:2.0MW/3.0MW）のナセル設置工事（Lindvig, 2011）



図Ⅲ. 6. 2-40 風車（左図 Siemens2. 3MW/右図 REpower5. 0MW）のナセル設置工事  
(Lindvig, 2011)



図Ⅲ. 6. 2-41 Siemens 風車（3. 6MW）のナセル設置工事（Lindvig, 2011）

Mortensen *et al.* (2011) 等により、洋上において風車を安全に設置するための研究開発が行われている。これまでは、船上でロータを水平に置いて吊り上げてナセルに取り付けていた方法であったが、新しい方法ではクレーンとマストを使って個々のロータとハブ、あるいはロータ・ナセルの一体型を吊り上げて作業を行う（図Ⅲ.6.2-42）。本方式により、作業時の限界風速が 8-10m/s から 15m/s にまで引き上げられ、稼働率の増加が見込まれるとしている。



図Ⅲ.6.2-42 従来型（上図）と新提案（下図）の風車設置方法（Mortensen *et al.*, 2011）

一方、海上での作業時間を短縮するため、陸上で風車を組み立て一体化して起重機船を使用して運搬・設置する方法がイギリスの Beatrice（5MW 機）で試みられている（図Ⅲ.6.2-43）。風車一体型の運搬・設置方法は、気象・海象条件の悪い海域での適用が難しいが、建設コストを抑えることのできる工法のひとつである。



図Ⅲ.6.2-43 Beatrice における風車の設置工事  
 sse HP : <http://sse.com/media/113127/AllBoards2010.pdf>

### 〈参考〉 ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所における洋上風車は、第1洋上風力発電所、第2洋上風力発電所ともに陸上から重機を使って据え付けられている(図Ⅲ.6.2-44)。なお、ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所における洋上風車の据付には、450t クローラクレーン(SHL型)が使用された。

ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所およびウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所の完成時の状況を、図Ⅲ.6.2-45 と図Ⅲ.6.2-46 にそれぞれ示す。



上左図：モノパイルへのボルトタワーの接続 上右図：ナセルへのハブの据付  
下中央図：ブレードの据付

図Ⅲ.6.2-44 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所における洋上風車の据付状況  
(ウィンド・パワーいばらき資料)



図Ⅲ. 6. 2-45 ウィンド・パワーかみす第1洋上風力発電所の完成時の状況  
(ウィンド・パワーいばらき資料：  
<http://www.komatsuzaki.co.jp/windpower/kamisu1.php>)



図Ⅲ. 6. 2-46 ウィンド・パワーかみす第2洋上風力発電所の完成時の状況  
(ウィンド・パワー資料：<http://www.komatsuzaki.co.jp/windpower/kamisu2.php>)



### (3) 自己昇降式作業台船 (SEP 船)

洋上風力発電施設の建設にあたって、支持構造物や風車本体の据付には起重機船や自己昇降式作業台 (SEP : Self Elevating Platform) 船が使用される。自己昇降式とは、昇降可能な脚によって着底し、作業台本体を海面に持ち上げて高波浪域での作業を容易に、かつ精度よく行うことができる装置である。なお、SEP 船は自昇式ジャッキアップとも称されるが、ここでは自己昇降式作業台船と称することとする。世界には洋上風力発電施設の建設用として 50 隻以上の SEP 船が存在しているが (付属資料Ⅳを参照)、そのうち日本には 7 隻あり、洋上風力発電施設の建設工事に使用可能な船舶は 4 隻である (表Ⅲ.6.2-7)。いずれも台船のような非自航船である。

最近の情報として、五洋建設が自社の HP で、5-6MW 級の風車の設置が可能な 800t 吊全旋回式クレーンを搭載し、水深 50m 程度における建設作業も可能な自己昇降式作業台船の建造計画 (2018 年 9 月頃に完成・引渡し) を発表している。

表Ⅲ.6.2-7 日本における洋上風力発電施設建設に使用可能な SEP 船

SEP船		くろしお	むつ	あそ	星都
船主		第一建設機工	第一建設機工	第一建設機工	横山基礎工業
種別 (船級)		外洋型SEP (NK)	通常型SEP (JG)	通常型SEP (NK)	通常型SEP (NK)
建造年		2012	2010	1992	1993
船体寸法 (m)		48×25×4.2	35×22×3.2	34×22×3.0	33×22×3
ジャッキアップ装置	形式	リングパット方式	リングパット方式	リングパット方式	リングパット方式
	保持力/脚 (t)	900	400	400	400
昇降水深 (m)		30	20	20	20
作業限界波高 (m)		1.25	0.75	0.75	0.75

SEP 船の昇降機構は、昇降方法によって「盛替式」と「連続式」に大別されるとともに、レグの固定方法によりそれぞれ細分化され、計 5 種類に区分される (表Ⅲ.6.2-8a,b)。同表に取りまとめている方式が代表的なもので、ここで取り上げた以外に「デロング方式」、「フリクションリング方式」等があるが、適用例は少ない。

#### 「盛替式」

レグを保持装置から作動用装置、作動用装置から保持装置とサイクルを繰り返して昇降させる方法。

##### A リングパット方式

レグの円形断面の凸部に、リング状の固定フレームを固定し昇降。

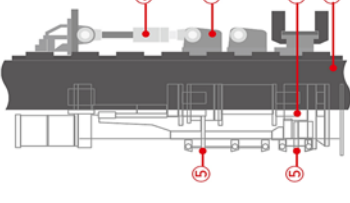
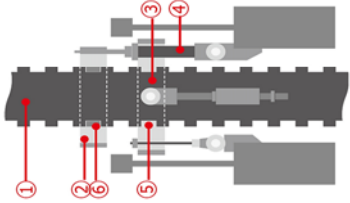
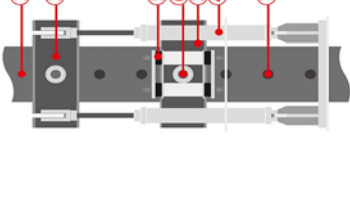



##### B キャッチビーム方式

レグの四角断面の凸凹部を設け、凹部にキャッチバーをはめ込み固定し昇降。

##### C ピン挿入方式

レグに設けた穴に固定ピンを挿入して固定し昇降。

表Ⅲ. 6. 2-8a SEP 船昇降装置の一覧表

区分	A リングハット方式	B キャッチピーム方式	C ピン挿入方式
<p>機 構 概 要 図</p>			
<p>機 構 概 要</p>	<p>① レグ ② 固定リングフレーム ③ 可動リングフレーム ④ 昇降シリンダ ⑤ リング回転駆動シリンダ</p> <p>円形断面レグの高さ方向表面にバット凸部を設け、リング体の固定フレームを固定リングの凸部に嵌合する。固定リングフレームを駆動し、可動フレームにピン結合した油圧シリンダを伸縮操作し昇降する。</p>	<p>① レグ ② ホールディングキャッチャーフレーム ③ ワーキングキャッチャーフレーム ④ ホールディング油圧シリンダ ⑤ ワーキングキャッチャーピーム ⑥ ホールディングキャッチャーピーム</p> <p>レグの四角断面外側の高さ方向に凸凹状の構造を設け、凹状の溝部にキャッチャーピームをはめ込みホールディングシリンダにて支持させる。昇降時はホールディングワーキングキャッチャーピームを交互に脱着保持し、油圧シリンダを伸縮操作し昇降する。</p>	<p>① レグ(ピン挿入口有) ② ワーキングフレーム ③ ホールディングフレーム ④ 昇降油圧シリンダ ⑤ 駆動材 ⑥ ホールディングピン ⑦ ピン挿入口</p> <p>レグに設けたピン挿入口に、ホールディングピンを挿入しフレームに固定する。ワーキング・ホールディングフレームに設置されたピンの駆動と、ワーキング・ホールディングフレーム間に設置された昇降油圧シリンダの操作によりレグ昇降を行う。</p>
<p>昇降方法</p>	<p>盛揚式:レグを保持装置にて固定→作動用装置にてレグを把持→作動用装置にてレグ荷重支持→保持装置解除→伸縮装置の伸縮(レグ昇降)→次ステップ装置にて保持装置固定→作動用装置固定解除→伸縮装置の伸縮→作動用装置移動 このサイクルを繰り返す。</p>		
<p>適用例概要図</p>			
<p>搭載 S E P 船 の 例</p>	<p>船名 ぶそ</p> <p>船体寸法 34m(長さ)×20m(幅)×3m(深さ)</p> <p>搭載能力 500t</p> <p>レグ形状 円形断面φ1.2m×55m(長さ)(2015年最新)</p> <p>レグ本数 4</p> <p>方式 油圧ジャッキ</p> <p>昇降能力 昇降 400t/レグ</p> <p>昇降速度 12m/H</p>	<p>船名 MPI Resolution</p> <p>船体寸法 130m(長さ)×38m(幅)×8m(深さ)</p> <p>搭載能力 4,875t</p> <p>レグ形状 方形断面×71.8m(長さ)</p> <p>レグ本数 6</p> <p>方式 油圧ジャッキ</p> <p>昇降能力 昇降 2,850t/レグ 保持 5,700t/レグ</p> <p>昇降速度 上昇 30m/H プラットフォーム上昇速度: 24m/H プラットフォーム下降速度: 30m/H</p>	<p>船名 GUSTO NG-5500C</p> <p>船体寸法 81m(長さ)×41m(幅)×7m(深さ)</p> <p>搭載能力 3,000t</p> <p>レグ形状 円形断面φ4m×85m(長さ)</p> <p>レグ本数 4</p> <p>方式 油圧ジャッキ</p> <p>昇降能力 昇降 11,000t/レグ 保持 5,500t/レグ</p> <p>昇降速度 プラットフォーム上昇速度: 24m/H プラットフォーム下降速度: 30m/H</p>
<p>画像の出典</p>	<p>第一建設機工HP: <a href="http://www.dai-1-seg.com/pdf/daiichi05_asep.pdf">http://www.dai-1-seg.com/pdf/daiichi05_asep.pdf</a></p>	<p>Navingo BV(2013)</p>	<p>GustoMSC提供</p>

注)上記方式以外に、「チロン方式」「フリクションリング方式」等が開発・適用されている。

「連続式」

レグを連続的に昇降させる方法。

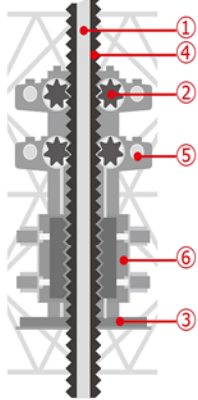
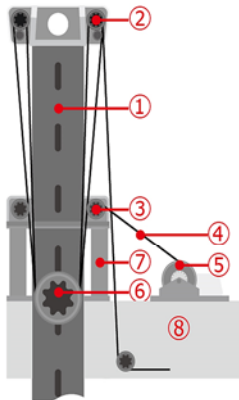


D ラック&ピニオン方式

レグに設置したラック（線形歯車）をピニオン（円形歯車）に噛み合わせて昇降。

E ワイヤロープ方式

レグに設置したシーブとポンツーンに固定設置されたウインチによりワイヤロープを使って昇降。

表Ⅲ. 6. 2-8b SEP 船昇降装置の一覧表

区分		D ラック&ピニオン方式	E ワイヤロープ昇降方式	
昇降機構概要	機構概要図			
	機構構成機器名称	① レグ ② 上下駆動ピニオン ③ 昇降フレーム	④ レグ固定ラック ⑤ 駆動モータ ⑥ 減速機	
	レグ固定方法	レグの長さ方向に昇降範囲にわたりラック(線形歯車)を設置し、ポンツーン昇降フレームに取り付けられた円形歯車(ピニオン)と噛み合わせ回転させ、船体荷重の支持およびレグの昇降を行う。	レグのトップに設置したシーブと、ポンツーンに設置されたウインチによりワイヤロープを巻き上げ下げすることによってレグを支持・昇降させる。レグの支持重量によりロープ本数を決定。	
	昇降方法	連続式:「ラック&ピニオン方式」「ワイヤロープ吊り上げ方式」等により、レグを支持するとともに、連続してレグの昇降を行う。保持は使用される昇降装置に内蔵するブレーキによる。		
搭載SEP例	適用例概要図			
	船名	GUSTO NG-2500X	SEA JACK	
	船体・レグ	船体寸法	61m(長)×36m(幅)×6m(深さ)	91.2m(長)×33m(幅)×5.5m(深さ)
		搭載能力	1,600t	2,500t
		レグ形状	三角断面×84.8m	長方断面8.3×7.7×49m(長)
		レグ本数	4	4
	昇降装置	方式	ラックアンドピニオン	ウインチ・ワイヤ
昇降能力		昇降 2,750 t/レグ	ウインチラインプル: 60t ウインチ台数: 8(ジャッキング)	
昇降速度		0.8m/min	0.5~1.0m/min	
画像の出典	GustoMSC提供		A2SEA HP: <a href="http://www.a2sea.com/wp-content/uploads/2013/04/Techsheet_SEA JACK.pdf">http://www.a2sea.com/wp-content/uploads/2013/04/Techsheet_SEA JACK.pdf</a>	

注) 上記方式以外に、「デロング方式」「フリクションリング方式」等が開発・適用されている。

付属資料Ⅱに記載している通り洋上風車は年々大型化しており、それに伴いSEP船も大型化し(表Ⅲ.6.2-9)、自航(DP)船も増加している。2013年以降に建造された、あるいは建造中のSEP船の中で、イギリスのROUND3の候補海域(水深の深い沖合海域)においても建設可能な最大水深で65m、最大有義波高で2.5mの能力を保有する船も出現している。

表Ⅲ.6.2-9 2003年から2012年までの建造船と2013年以降(建造中を含む)に建造されたSEP船

仕 様	2003年-2012年		2013年以降 (建造中を含む)	
	平均	最大	平均	最大
クレーン最大吊上げ重量(t)	702	1,500	991	1,500
最大水深(m)	44	65	53	65
最大有義波高(m)	1.9	2.5	2.1	2.5
船長×船幅(m)	97×36	148×42	129×43	156×50
デッキ面積(m <sup>2</sup> )	2,100	3,600	3,700	5,000
船速(kt)	9.3	12.5	11.3	13.0

出典:DNV GL ASら(2014)

SEP船から支持構造物に風車を設置する場合、既に(2)で述べたように風車の組立てには種々のケースが見られる。例えばi「ナセル+ロータ+ハブ」と「ブレード」、ii「ナセル+ロータ」と「ハブ+ブレード3枚」、iii「ナセル+ロータ+ハブ+ブレード2枚」等である。

表Ⅲ.6.2-6に示したように、風車が5MW級になるとナセル+ロータで200tを超える重量物となる。ここで風車の定格出力別の、設置工事に必要なクレーンの能力を表Ⅲ.6.2-10に示す。

表Ⅲ.6.2-10 洋上風車の設置工事に必要なクレーンの能力

風車の定格出力(MW)	SEP船搭載クレーン(t)	クローラークレーン(CR)搭載ケース(t)
2	300	650
3-4	400-600	800-1,200
5	800-1,000	使用不可能

以下、SEP 船の外観図を図Ⅲ.6.2-47～図Ⅲ.6.2-53 に示す。図Ⅲ.6.2-53 は 2001 年に建造された SEP 船で、ジャッキアップ装置はワイヤロープ昇降方式となっており、セミジャッキアップ船と呼ばれている。



船主：第一建設機工（日本） 建造年：2012 年  
 寸法：48m×25m×4.2m  
 ジャッキアップ装置の形式：リングパット方式  
 デッキスペース：－  
 クレーン能力：900t（搭載可能な CR）  
 出典：第一建設機工 HP [http://www.dai1-sep.com/marine.html#sep\\_kuroshio](http://www.dai1-sep.com/marine.html#sep_kuroshio)

図Ⅲ.6.2-47 「くろしお」の外観図



船主：第一建設機工（日本） 建造年：1992 年  
 寸法：34m×20m×3.0m  
 ジャッキアップ装置の形式：リングパット方式  
 デッキスペース：－  
 クレーン能力：400t（搭載可能な CR）  
 出典：第一建設機工 HP [http://www.dai1-sep.com/pdf/daiichi05\\_aso.pdf](http://www.dai1-sep.com/pdf/daiichi05_aso.pdf)

図Ⅲ.6.2-48 「あそ」の外観図



船主：Seajacks International（イギリス/日本）  
 建造年：2012 年 寸法：81m×41m×7m  
 ジャッキアップ装置の形式：ピン挿入方式  
 デッキスペース：2,000m<sup>2</sup>  
 クレーン能力：800t  
 出典：Seajacks 提供

図Ⅲ.6.2-49 「Zaratan」の外観図



船主：Fred Olsen Windcarrier（ノルウェー）  
 建造年：2012 年 寸法：132m×39m×9m  
 ジャッキアップ装置の形式：ピン挿入方式  
 デッキスペース：3,250m<sup>2</sup>  
 クレーン能力：800t  
 出典：GustoMSC 提供

図Ⅲ.6.2-50 「Bold Tern」の外観図



船主：Workfox BV（オランダ） 建造年：2012年  
 寸法：115m×50m×9.75m  
 ジャッキアップ装置の形式：ラック&ピニオン方式  
 デッキスペース：3,750m<sup>2</sup>  
 クレーン能力：1,200t  
 出典：Seafox HP <http://www.seafox.com/en/webfolio/fleet/Seafox-5/e/pm/76/>

図Ⅲ.6.2-51 「Seafox5」の外観図



船主：A2SEA（デンマーク） 建造年：2012年  
 寸法：132m×39m×5.3m  
 ジャッキアップ装置の形式：ピン挿入方式  
 デッキスペース：3,350m<sup>2</sup>  
 クレーン能力：900t  
 出典：A2SEA 提供

図Ⅲ.6.2-52 「Sea Installer」の外観図



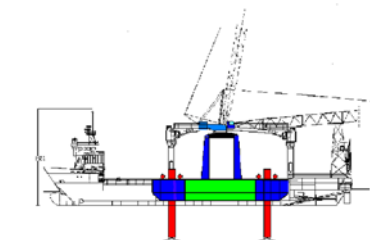
船主：Karadeniz Holding（トルコ）（以前はA2SEA（デンマーク）） 建造年：2001年  
 寸法：91.76m×21.6m×4.25m  
 ジャッキアップ装置の形式：ワイヤロープ  
 デッキスペース：1,020m<sup>2</sup>  
 クレーン能力：230t  
 出典：A2SEA 提供

図Ⅲ.6.2-53 「Sea Power」の外観図

### 【豆知識Ⅲ.6.2-4】

#### ●洋上風車建設の黎明期

初期の頃は、SEP 船が少なかったことにより、台船をセミフロートの状態にするため、アンカーを併用した作業船が使われた。SEP 船のように波浪による動揺は回避できないけれども、水平動揺（sway、surge、yaw）を小さくする効果があったと言われている。洋上風車建設初期の作業船の数例を示す。



出典：Japan Ocean Development Construction Association (2002)

#### ●SEP 船を使わない設置方法の開発

欧州委員会（Horizon2020 の研究プログラム）

「SEP 船不要の自己据付型の重力式基礎の実証研究」

スペインカナリア諸島で 5MW 機の据付を実証（中空のドーナツ状のコンクリ浮体で風車を浮かせて運搬・現地で注水して着底。低重心化のためタワーは折畳式）

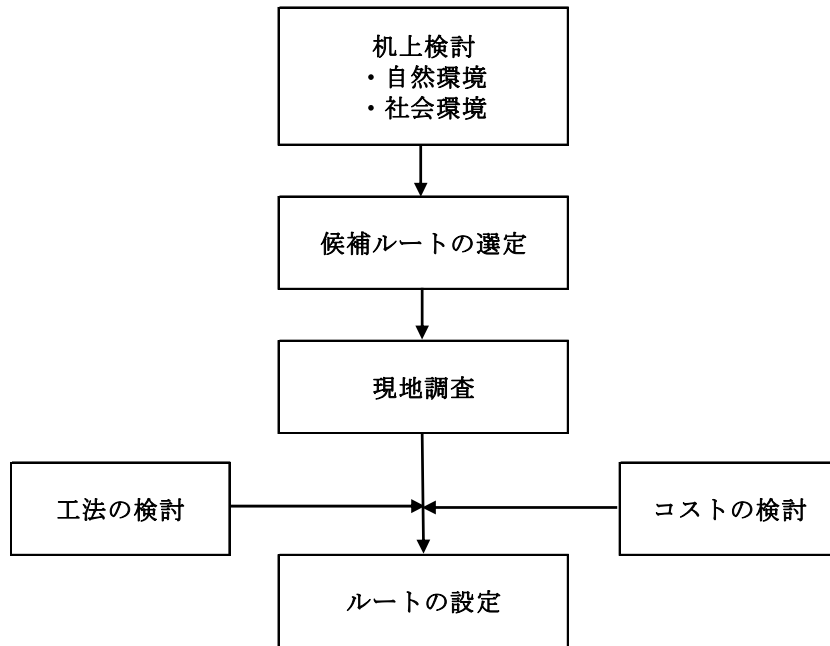
([http://cordis.europa.eu/news/rcn/126526\\_en.html](http://cordis.europa.eu/news/rcn/126526_en.html))

#### (4) 海底ケーブルの敷設

洋上風力発電施設における海底ケーブルの敷設に関して取りまとめた。

##### 1) 敷設ルートの設定方法

通常、海底ケーブルの敷設ルートの設定にあたっては、図Ⅲ.6.2-54 に示す検討を踏まえる必要がある。



図Ⅲ.6.2-54 海底ケーブル・ルート選定の手順

##### ①候補ルートの選定

机上検討による予備調査では、海図、水路誌、地図等の既往調査資料を基に、海底地形、水深、水温、海潮流、潮汐等の自然条件、船舶航行、漁業実態、自然公園等の社会条件について、ケーブルの敷設・埋設を考慮して、以下の観点から検討し、いくつかの敷設候補ルートを選定する。なお、海底ケーブルの計画・施工に係る許認可手続きは、Ⅲ.2.2 項で示した表Ⅲ.2.2-1～表Ⅲ.2.2-3 に掲げた該当する法律に基づき行う。

###### ✓自然条件

- ・海底地形：平坦で急傾斜や起伏の少ない海域であることが望ましい（漂砂による地形変化の少ないこと）。
- ・底質：低N値地層であることや埋設深さ以上に安定して堆積していることが望ましい（岩盤・転石が少ないこと）。
- ・水深：ケーブルの保守作業の点から浅海が望ましい。
- ・水温：月別・水深別水温の年変化を把握し、送電容量を検討資料とする。
- ・海潮流：ケーブルの施工、管理等の面から低流速で、流向変化の少ない海域が望ましい。



- ・波浪：海岸部のケーブルの立ち上がり部分の設計資料となる。
- ・潮汐：海岸部のケーブルの立ち上がり部分の設計資料となる。

#### ✓社会条件

- ・船舶の航行：投錨等の少ない海域が望ましい。
- ・漁業活動：特に網漁業の少ない海域が望ましい。
- ・自然公園指定地域等：国立公園、国定公園等の指定海域は避けることが望ましい。
- ・障害物：既設の海底ケーブル・海洋構造物、沈船等が存在しない海域が望ましい。
- ・将来計画：埋立て・浚渫等の計画がある海域は避けることが望ましい。

### ②現地調査

敷設ルート選定後に、主として海底の測量調査を行い、線路長はできるだけ短く、水深は浅く、海底起伏の少ない良質な土質のルートを選定する。なお、洋上風力発電施設の基本設計段階における海底地形・土質調査で敷設ルートにおけるデータがあれば、本調査は省略される場合もある。以下、参考までに主要な調査内容を示す。

- ✓水深：音響測深器による水深図の作成。
- ✓地層：音波探査機による堆積層厚図の作成。
- ✓底質：採泥器、ドレッジ等による底質（泥、砂、礫、岩等）分布図の作成。
- ✓障害物：サイドスキャナー、磁気探査機等による表層・土中の障害物の把握。

### ③ルートの設定

現地調査結果を基に、海底ケーブルの敷設工法、埋設工法、防護工法を検討するとともに、経済性を考慮してルートを設定する。

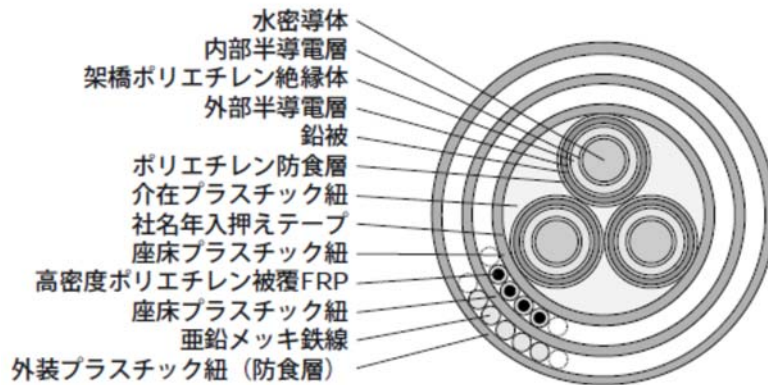
#### 2) 海底ケーブル構造の検討

海底ケーブルの種類を表Ⅲ.6.2-11 に示すとともに、図Ⅲ.6.2-55 にケーブル断面図を示す。図示しているケーブルは、3 芯架橋ポリエチレン絶縁ケーブル（CV ケーブル）で、電食による損傷を考慮して一重目は FRP 鎧装、二重目は亜鉛メッキ鉄線鎧装となっている（本図は通信線を複合したケーブルではない）。

図Ⅲ.6.2-55 に示すように、架橋ポリエチレンの絶縁層は薄肉厚でも高電圧に耐え、優れた絶縁性能を有する。しかし海中敷設の場合、長期的には吸湿による絶縁劣化を招くので、3 芯コアの外部には鉛合金による押し被覆層を設け、十分に防湿する必要がある。鉛被の外部にはさらに防水、防食性に優れたポリエチレン被覆層を設ける。また、海底ケーブルには特に漁具や投錨による外傷事故が発生しやすいため、通常、ケーブルの最外部には鉄線を円周方向に密に配し、これを長手方向にロングピッチに螺旋巻きした鎧装鉄線を設ける。それでも耐外傷性は十分とは言えないため、通常は海底部に埋設する工法が広く採用されている。また、直流ケーブルは同じ容量の交流ケーブルと比べて軽重量で敷設費が安価となり、長距離送電の場合に無効電力がないため電力の損失が小さい。しかし 80km 以上の送電距離がなければコストメリットはないと言われている（The Crown Estate,2010）。

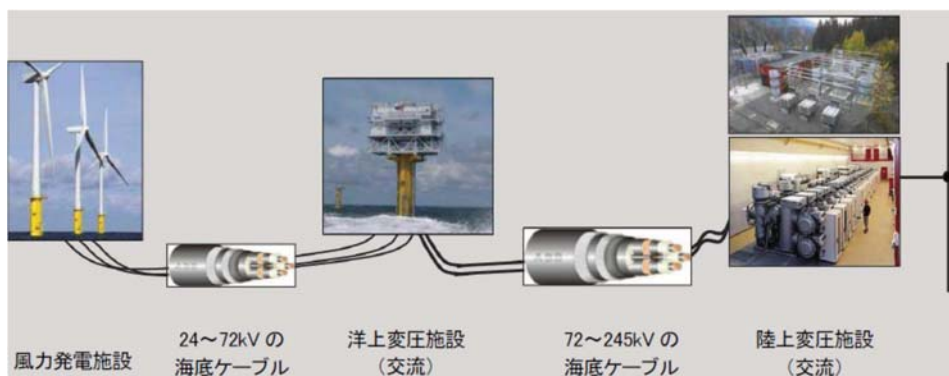
表Ⅲ. 6. 2-11 海底ケーブルの種類

規格	種類	備考
線芯数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・単芯</li> <li>・3芯</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・線芯数は電圧、送電容量、慧座性等を考慮して決定</li> <li>・製造上の制約から送電容量の小さい系統では3芯ケーブル、容量の大きい系統では単芯ケーブルが選定される。</li> <li>・直流ケーブルは一般的には単芯ケーブルである。</li> </ul>
絶縁	<ul style="list-style-type: none"> <li>・架橋ポリエチレン (クロスリンクポリエチレン(XLPE) ; CV)</li> <li>・エチレンプロピレンゴム(EPR)</li> <li>・高粘度絶縁油</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・導体は水密構造となっている。</li> </ul>
鉄線鎧装	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一重</li> <li>・二重</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・岩盤部では、一重と防護管、あるいは二重を使う場合がある。</li> <li>・電気設備基準では6mm以上の鉄線鎧装の使用が規定されている。</li> <li>・電食による腐食防止のために、鉄線をFRPや亜鉛メッキ鉄線とする例もある。</li> </ul>



図Ⅲ. 6. 2-55 ケーブル断面図 (古堅ら, 2002)

なお、図Ⅲ.6.2-56 に示すように、洋上変圧施設 (洋上変電設備) から陸上変圧施設 (陸上変電設備) につながっている海底ケーブル (図では 72~245kV のケーブル) が送電ケーブル (Export cable)、個々の風車から洋上変圧施設につながっている海底ケーブル (図では 24~72kV のケーブル) がアレイケーブル (Array cable) と区分される。



図Ⅲ. 6. 2-56 洋上風力発電施設における電力系統ライン (日本産業機械工業会, 2010)

## ①送電ケーブル

大規模洋上風力発電施設の場合、送電ケーブルは、洋上変電設備から陸揚げ点までの長距離海底ルートに敷設するケーブルである。多数の風力発電機からアレイケーブルで洋上変電設備に集合した電力を昇圧し、1回線ないし2回線で送電する基幹線路となる。集合した電力の総容量によって、ケーブルの送電電圧および導体断面積の適正なレベルが決まる（表Ⅲ.6.2-12；系統アクセスルール（東京電力））。例えば、5万kW以上10万kW未満の洋上風力発電所の場合、66kV送電線2回線か、154kV送電線1回線による接続となる。なお、送電ケーブルは事故等で海上に引き揚げて修理を行うこともあるので、余裕線路を設けておく。

表Ⅲ.6.2-12 契約受電電力・発電機容量と公称電圧との関係

契約受電電力・発電機容量	公称電圧	ケーブルサイズ
2,000kW未満	6.6kV	3芯（外径：約81mm，重量：約16kg/m）
2,000kW以上10,000kW未満	22kV	3芯（外径：約119mm，重量：約30kg/m）
10,000kW以上50,000kW未満	66kV	3芯（外径：約159mm，重量：約60kg/m）
50,000kW以上	154kV	—

注) ケーブルサイズはメーカー、仕様によって異なる。

## ②アレイケーブル

アレイケーブルは、個々の風力発電機からの出力を洋上変電設備まで送電する比較的短距離の海底ケーブルで、風車タワー上の発電機から引き出し線でタワー下部の変圧器まで送られた低圧電力を昇圧し、ここから変電設備までの送電に用いる。Carbon Trust（2018）によれば、商用事業用アレイケーブル・システムの定格は通常33kVであるが、欧州のR&Dでは、コスト削減のためにアレイ間電圧を66kVに上げることに集中的に取り組んでいる。

いくつかの研究では、アレイ間のケーブル電圧を66kVに上げることの有効性が確認されている。電圧を66kVに上げたケーブルでは、従来使用されてきた33kVのケーブルと比べて、小さな横断面と低い電流で大きな電力容量が可能になる。

Carbon Trust（2018）によれば、高圧ケーブルに切り替えることで、コスト削減につながる以下のような利点が得られるとしている。

- ✓ケーブル長の短縮：66kVのケーブルは、33kVのケーブルと比べてケーブルの数量が3分の1で済む（DNV-GL,2015）。著名なケーブル製造業者からの情報によると、66kV湿式ケーブルの価格は種類と直径が等しい33kVケーブルよりも10～20%高いが、送電容量が倍になる。さらに66kVケーブルを使用すると、総ケーブル長が短くて済む（DNV-GL,2015）。
- ✓アレイケーブルの電気損失の低減：アレイケーブルの数量が低減することで、送電ケーブルの無効電力（電気消失）が低減し、送電損失も低減する。また、変電所周囲のケーブルの数量が低減することで、その場所での送電損失が低減する。また、ケーブルの数量が低減することで、損傷するリスクも低減し、電気インフラの信頼性を高め、減収の可能性を最小化してくれる。

- ✓風車のレイアウトの最適化：アレイシステムの電圧を 66kV に高めることで、アレイ内の風車の放射状配置ではなく、リング状配置が可能になる。
- ✓施工性の向上：ケーブルの数量が低減することで、施工時間が短縮される。

### ③洋上変電設備

風力発電機から出力される送電電圧は、陸上まで送電するには低くて送電ロスが大きい。このため、図Ⅲ.6.2-57のようにヨーロッパの既設の洋上風力発電施設では、洋上変電設備を1箇所設けて、ここに各風車の電力を集めて昇圧し、陸上まで送電する方法が取られている。したがって、風車の配置に際しては、海底地形や主風向等の他に、洋上変電設備の位置や各風車から洋上変電設備までのアレイケーブルの敷設ルート等を考慮した検討が必要と思われる。なお、The Crown Estate (2010)によれば、一つの変電設備で500MW規模のウィンドファームからの入力を処理できるが、送電の安全性を高めるため、二つ以上の変電設備が設置される場合もあるという。

洋上変電設備の主な構成要素は、以下の通りである (The Crown Estate,2010)。

- ・定格 300kW 程度の補助ディーゼル発電機：送電ケーブルからの電圧損失時に変電所へ電力を供給する。また、ウィンドファームの試運転時にも使われる。
- ・スイッチギア：変電所に接続されるアレイケーブルと送電ケーブルをそれぞれ絶縁する。
- ・変圧器 (AC の場合)：送電に備え昇圧する。通常の洋上変電設備は、利用可能率を向上させるため複数の変圧器を備えている。変圧器は油冷却され、防火・防爆装置を備えている。
- ・コンバータ (DC の場合)：送電に備え DC に変換する。
- ・リアクトル：系統安定性を向上する。
- ・接地材：電気機器と変電設備構造体を電氣的に接続する。
- ・その他：パネル、ケーブルトレイ、通路、留め金および電気機器の保護用の支持。



図Ⅲ.6.2-57 洋上変電設備の例

Siemens HP : [http://www.siemens.co.uk/en/news\\_press/index/news\\_archive/2013/greater-gabbard-offshore-wind-farm-opened-by-michael-fallon.htm](http://www.siemens.co.uk/en/news_press/index/news_archive/2013/greater-gabbard-offshore-wind-farm-opened-by-michael-fallon.htm)

変電設備の重量は、100MW 級（交流）で 1,000t 以下、200MW 級（交流）で 1,500t、300MW 級（交流）で 2,000t、400MW 級（高圧直流）で 3,000t、1,000MW 級（高圧直流）で 7,000t と言われている（日本産業機械工業会,2010）。300MW 級の設備は、プラットフォームの高さ海面上約 25m、面積は約 800m<sup>2</sup> の規模で、ほとんどの変電設備はヘリポートを備えているものの、現場作業用の主たるプラットフォームになる場合は少ない（通常、僅かに機器（物品昇降用に 2.5t 程度のクレーン）を備えつけた作業場は存在する）。なお、海岸から遠く離れた地点に変電設備が建設される場合、避難所や、デンマークの Horns Rev2 ウィンドファームのように（Ⅲ.7.3 項を参照）、滞在型居住区等の追加機能を備える場合がある（The Crown Estate,2010）。

参考までに、我が国の「浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業」において、福島沖の水深約 120m、離岸距離約 22km の海域に世界初の浮体式洋上変電設備（ふくしま絆）が設置されている。

### 3) 海底ケーブルの敷設方法

海底ケーブルの敷設は、一般的には以下の手順により行われる。

#### ①船積み・回航

ケーブル製造工場に近接する出荷用バースからケーブルを敷設専用船に積み込み、所定海域まで回航する（図Ⅲ.6.2-58）。敷設専用船には自航型と非自航型（曳航型）がある。



図Ⅲ.6.2-58 海底ケーブルの積み出し状況（日本産業機械工業会, 2010）

#### ②揚陸部敷設

現場海域では、まず敷設船を揚陸地点沖に係留し、ケーブルにブイを取り付けながら揚陸部まで牽引する（図Ⅲ.6.2-59）。陸上の終端地点までケーブルを敷設した後、海上部のケーブルはブイを切り離して沈設する。



図Ⅲ. 6. 2-59 沿岸部における海底ケーブル敷設状況（日本産業機械工業会, 2010）

### ③海底ケーブル敷設

海底ケーブルの敷設あるいは埋設は、砂泥質等の比較的柔らかい地盤においてプローやジェット水流機により海底を掘削し、予めトレンチを造成しておく（図Ⅲ.6.2-60）。その後、敷設専用船をケーブル敷設ルートに沿って走行させ、船上のケーブルの巻き取り設備（ターンテーブル）を回転させてケーブルを巻き戻しながら海底に落とし込む（図Ⅲ.6.2-61）。敷設船が自航型でない場合は、予め船の前方から海底にアンカリングしたワイヤを巻き取りながら前進させ、さらにアンカーを打ち直しては船の前進を繰り返す。



プロー式機械装置



ジェット水流機の噴出孔

図Ⅲ. 6. 2-60 海底ケーブルの埋設機械（日本産業機械工業会, 2010）

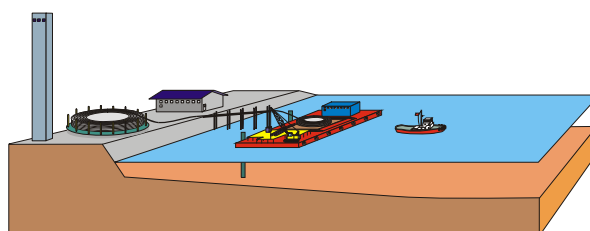


図Ⅲ. 6. 2-61 海底ケーブルの敷設状況（日本産業機械工業会, 2010）

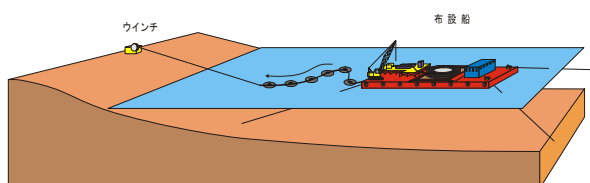
#### ④ケーブル立ち上げ

風力発電機に先の揚陸方法と同様の作業で送電用海底ケーブルを敷設し、現地で終端部を組み立て、変電機器に接続する。各洋上発電機間を結ぶアレイケーブルも同様の手順で敷設作業を行う。

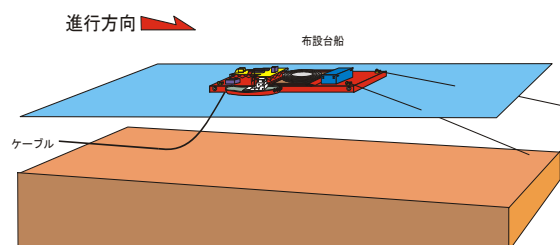
図Ⅲ.6.2-62 は、洋上風力発電機と陸上変電施設間の海底ケーブルの敷設に関する一連の作業の概念図である。



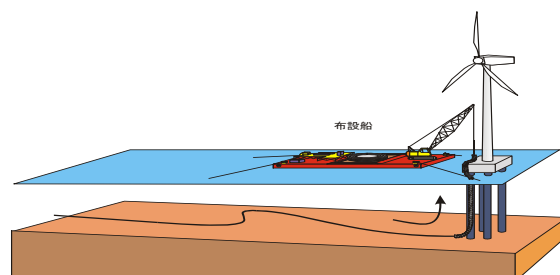
①船積み・回航



②揚陸部敷設



③海底ケーブル敷設



④ケーブル立ち上げ

図Ⅲ.6.2-62 海底ケーブル敷設概念図 (NEDO ら, 2007b)

#### 4) 海底ケーブルの防護方法

ケーブルの損傷に係る主要因を表Ⅲ.6.2-13に示す。陸上部では、ネズミ、白蟻等による生物的損傷も大きな要因であるが、海域では船舶の投錨、漁具（底曳網による引っ掛け・断線）等の他、浅海部では潮流以外に砕波、“うねり”による損傷（潮流、波浪等によりケーブルが振動・移動し、摩耗現象を引き起こす）、水深 30m 以深の海域では潮流による損傷があげられる。海外における洋上風力発電に係る海底ケーブルの損傷は、漁業活動が全体の 52%、次いで錨による損傷が 18%で、この 2 つが海底ケーブル損傷の主たる要因となっている（日本産業機械工業会,2010）。

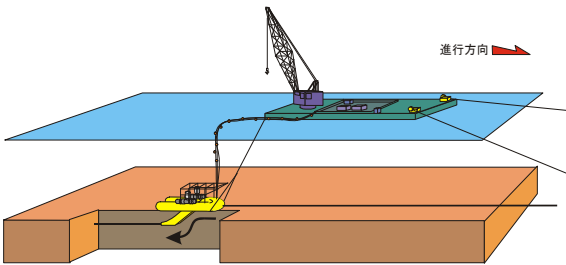
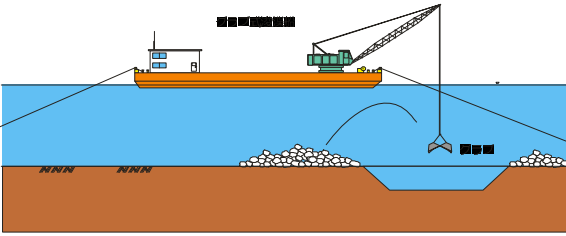
表Ⅲ. 6. 2-13 区域別のケーブル損傷要因

区域	損傷要因						
	人為的な掘削	生物 (ネズミ, 白蟻等)	塩害	船舶の 投錨・走錨	漁具	潮流	砕波, ウネリ, 潮流
陸上部	○	○	○				
汀線～浅海 (0-30m)	○			○	○		○
深海 (30m以深)				○	○	○	

出典) 港湾・沿岸域における風力発電推進研究会(2005)を改変

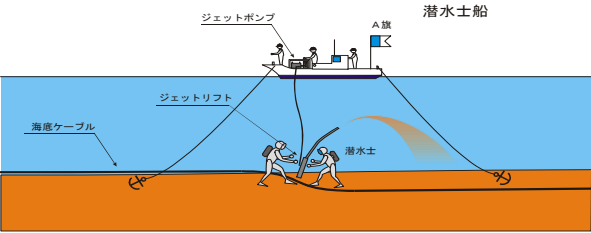
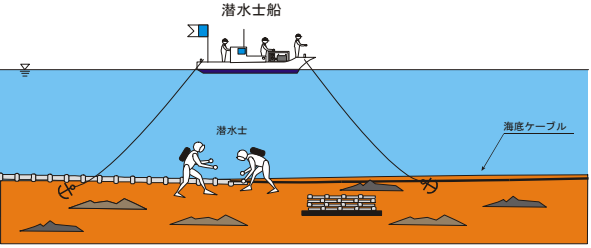
これらの損傷要因から、ケーブルを防護する基本は埋設である。埋設方法には表Ⅲ.6.2-14a,bに示す各方法があり、通常はこれらを組み合わせた工法が採用されている。なお、ケーブルのメンテナンス方法の例として、3年に1回程度の潜水士による埋設深度調査の実施事例がある。

表Ⅲ. 6. 2-14a 海底ケーブルの防護方法 (NEDO ら, 2007b)

名称	工法の概要, 特徴
<p>機械埋設工法</p> 	<p>プロー式機械装置等(図Ⅲ.6.2-52、参照)により埋設する方法で、ケーブル敷設時と同時に埋設する工法と後埋設工法がある。</p> <p>埋設深度を自由に設定でき、大水深でも作業効率に優れる。</p>
<p>事前トレンチ工法</p> 	<p>ケーブル敷設前に海底にトレンチを掘削し、ケーブルを敷設した後埋め戻す方法で、底質が岩盤で固い場合や深い埋設深度を要する場合に適用される。</p>

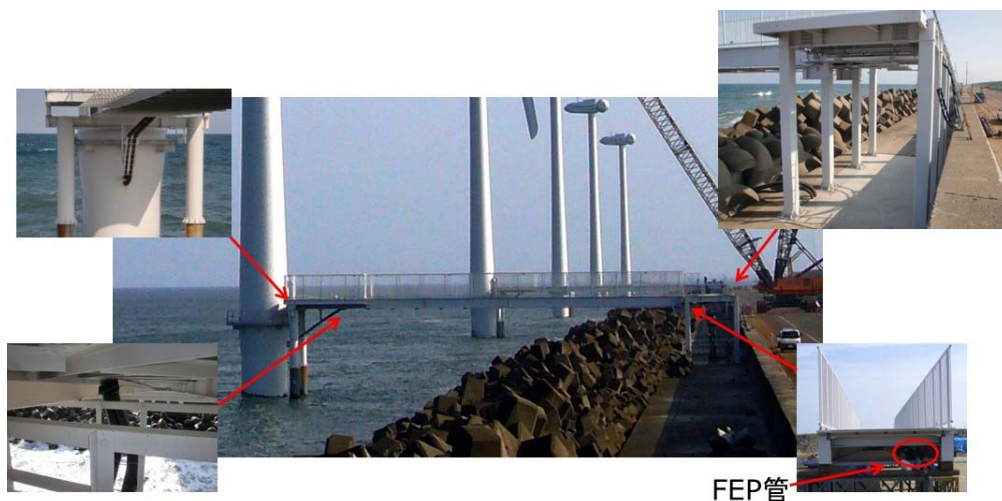


表Ⅲ. 6. 2-14b 海底ケーブルの防護方法 (NEDO ら, 2007b)

名 称	工法の概要, 特徴
<p style="text-align: center;">ダイバー埋設工法</p> 	<p>海底にケーブルを沈設した後、潜水士によりジェット水流で埋設する方法で、海底が砂質で 30m 以下の浅い水深に適用可能である。</p>
<p style="text-align: center;">防護管防護工法</p> 	<p>海底にケーブルを沈設した後、潜水士により铸铁製の防護管をケーブル上に取り付ける。30m 以下の浅い水深で埋設が困難な岩礁地帯や、船舶による投錨の恐れがない場合に適用可能である。</p>

〈参考〉 ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所

ウィンド・パワーかみす洋上風力発電所は、第 1 洋上発電所、第 2 洋上発電所ともに、離岸距離 40-60m の汀線近傍に設置されており、洋上風車には護岸から管理橋が渡されている。電力ケーブルは、各風車のジョイントスリーブから連絡橋下部に設けられたケーブル収納箱に FEP 管を通して配置され (図Ⅲ.6.2-63)、連絡橋の陸上側の架台に設置された変電設備で 22kV に昇圧されて (第 2 洋上発電所の変電設備は風車タワー内に設置)、内陸部の連系変電所 (66kV に昇圧) につながっている。



図Ⅲ. 6. 2-63 ウィンド・パワーかみす第 1 洋上風力発電所の電気設備 (岡野, 2010)

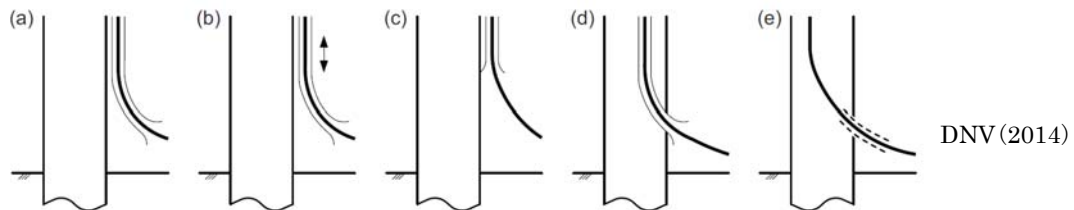
### 【豆知識Ⅲ. 6. 2-5】

#### ●海底ケーブルと洋上風車のインターフェイス（Jチューブ/Iチューブ）

チューブは、その中にアレイケーブルを通して、支持構造物、風車へとケーブルを導くもので、波と潮流による作用から脆弱な場所に敷設されたケーブルを保護するものである。

ケーブルの取り入れには、下図に示すように何種類かの方法がある。(e)はチューブの取付けがないケース、他は(c)のIチューブを除いてJチューブで、これらは外装(固定(a)/可動(b))および内装(d)で区分される。

最適な引き込み方策は、「風・流れ・波の荷重」、「船舶着岸時の保護」、「チューブとケーブルの位置関係」、「局所的な応力集中の位置」、「チューブ内の空気・水交換と関連する腐食率」等を考慮して選定される。



Jチューブの海底に対する角度と海底からの高さの関係 (DNV, 2014)

45° → 2.5m ± 0.5m      30° → 2.0m ± 0.3m      45° → 1.2m ± 0.2m

以下、The Crown Estate (2010) からJチューブに関する記述を取りまとめる。

- ✓ 一般に直径 300mm 程度の鋼管を使う。その長さはトランジションピースのプラットフォーム取付け位置から海底上 2m 程度まで及ぶ。通常、ケーブル引入れ後にシールされる。
- ✓ Jチューブ両端のJチューブシールは、Jチューブ内への海水浸入を防ぐ。受動的シールは、Jチューブ内へ引き上げられる一連のディスクで構成される。能動的シールは、Jチューブ内へ引き入れた後に膨張させる必要があり、遠隔操作ビークル (ROV) が必要となる。シールしたJチューブは、侵食抑制剤で満たす場合がある。ただし、シールは毎回使われることはない。
- ✓ 曲がり止めは、過度の曲がりによる損傷を防ぐ。
- ✓ ケーブル補強材も防護目的に使う。鋼製ならば、送電ケーブルへの効果的な重しとなる。
- ✓ ケーブル同士が交差し埋設できないようなケーブル露出部では、ケーブルマットを使う。マットは通常コンクリート製かポリウレタン製である。
- ✓ ある供給業者は、モノパイル基礎の場合、Jチューブを使わずにクランプによりケーブルをモノパイルの引込穴へ導く。

### 【豆知識Ⅲ. 6. 2-6a】

#### ●石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令

(1972年12月25日通商産業省・運輸省・自治省令第二号)

(最終改正:2011年12月21日総務省・経済産業省・国土交通省第一号)

石油パイプライン事業用施設の技術上の基準に関して、洋上風力発電の海底パイプラインの敷設に参考となる部分を示す。

#### 第二章 導管等 第一節 導管等の材料、構造等

(材料)

**第四条** 導管、管継手および弁（以下「導管等」という。）の材料は、告示で定める規格に適合するものまたはこれと同等以上の機械的性質を有するものでなければならない。

(導管等の構造)

**第五条** 導管等の構造は、輸送される石油の重量、導管等の内圧、導管等およびその附属設備の自重、土圧、水圧、列車荷重、自動車荷重、浮力等の主荷重ならびに風荷重、雪荷重、温度変化の影響、振動の影響、地震の影響、投錨による衝撃の影響、波浪および潮流の影響、設置時における荷重の影響、他工事による影響等の従荷重（以下この条において「主荷重等」という。）によつて生ずる応力に対して安全なものでなければならない。

**2** 導管は、次の各号に定める基準に適合するものでなければならない。

一 主荷重等によつて生ずる導管（鋼製のものに限る。以下この項において同じ。）の円周方向応力度および軸方向応力度が当該導管の許容応力度をこえるものでないこと。

二 導管の内圧によつて生じる当該導管の円周方向応力度が当該導管の規格最小降伏点（導管の規格に最小降伏点の定めがないものにあつては、材料試験成績等により保証される降伏点とする。ただし、当該降伏点が、当該導管の材料の規格に定める引張強さの最小の値に $0.6$ を乗じた値を超える場合にあつては、当該値とする。以下この条において同じ。）の四十パーセント以下であること。

三 主荷重等によつて生じる導管の円周方向応力度、軸方向応力度および管軸に垂直方向のせん断応力度を合成した応力度が当該導管の規格最小降伏点の九十パーセント以下であること。

四 橋に設置する導管は、橋のたわみ、伸縮、振動等に対し安全な構造であること。

五 導管の最小厚さは、告示で定める基準に適合するものであること。ただし、告示で定める方法により破損試験を行なつたとき破損しないものは、この限りでない。

**3** 前項第一号の「許容応力度」とは、許容引張応力度、許容圧縮応力度、許容せん断応力度および許容支圧応力度をいう。この場合において、「許容引張応力度」および「許容圧縮応力度」とは導管の規格最小降伏点に告示で定める長手継手の継手効率を乗じた値を $2.0$ で除した値（告示で定める場合にあつては、当該 $2.0$ で除した値に告示で定める割増係数を乗じた値）、「許容せん断応力度」とは許容引張応力度に $0.6$ を乗じた値、「許容支圧応力度」とは許容引張応力度に $1.4$ を乗じた値をそれぞれいうものとする。

### 【豆知識Ⅲ. 6. 2-6b】

#### ●石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令

4 前三項に規定するもののほか、導管等の構造に関し必要な事項は、告示で定める。

(伸縮吸収措置)

**第六条** 導管の有害な伸縮が生じるおそれのある箇所には、告示で定めるところにより当該有害な伸縮を吸収する措置を講じなければならない。

(防しよく被覆)

**第九条** 地下または海底に設置する導管等には、告示で定めるところにより、耐久性があり、かつ、電気絶縁抵抗の大きい塗覆装材により外面腐しよくを防止するための措置を講じなければならない。

**2** 地上または海上に設置する導管等には、外面腐しよくを防止するための塗装を施さなければならない。

(電気防しよく)

**第十条** 地下または海底に設置する導管等には、告示で定めるところにより電気防しよく措置を講じなければならない。

#### 第二節 導管の設置方法

(海底設置)

**第十八条** 導管を海底に設置する場合は、次の各号に掲げるところによらなければならない。

- 一 導管は、埋設すること。ただし、投錨等により導管が損傷を受けるおそれのない場合その他やむをえない場合は、この限りでない。
- 二 導管は、原則として既設の導管と交差しないこと。
- 三 導管は、原則として既設の導管に対し三十メートル以上の水平距離を有すること。
- 四 二本以上の導管を同時に設置する場合は、当該導管が相互に接触することのないような措置を講ずること。
- 五 導管の立上り部には、告示で定める防護工を設けること。ただし、けい船浮標にいたる立上り部の導管に鋼製以外のものを使用する場合は、この限りでない。
- 六 導管を埋設する場合は、導管の外面と海底面との距離は、投錨試験の結果、土質、埋めもどしの材料、船舶交通事情等を勘案して安全な距離とすること。この場合において、当該導管を埋設する海底についてしゅんせつ計画がある場合は、しゅんせつ計画面（当該しゅんせつ計画において計画されているしゅんせつ後の海底面をいう。）下〇・六メートルを海底面とみなすものとする。
- 七 洗掘のおそれがある場所に埋設する導管には、当該洗掘を防止するための措置を講ずること。
- 八 掘さくおよび埋めもどしは、告示で定める方法によつて行なうこと。
- 九 導管を埋設しないで設置する場合は、導管が連続して支持されるよう当該設置に係る海底面をならすこと。

**【豆知識Ⅲ. 6. 2-6c】**

●石油パイプライン事業の事業用施設の技術上の基準を定める省令

十 導管が浮揚または移動するおそれがある場合は、当該導管に当該浮揚または移動を防止するための措置を講ずること。

(道路横断設置)

**第二十条** 道路を横断して導管を設置する場合は、道路下に埋設しなければならない。ただし、地形の状況その他特別の理由により道路の上空以外に適当な場所がなく、かつ、保安上適切な措置を講じた場合は、道路上を架空横断して設置することができる。

**2** 道路を横断して導管を埋設する場合は、導管をさや管その他の告示で定める構造物の中に設置しなければならない。ただし、支持条件の急変に対し適切な措置が講じられ、かつ、当該導管に係る工事の実施によつて交通に著しい支障が生じるおそれのない場合は、この限りでない。

**3** 道路上を架空横断して導管を設置する場合は、当該導管および当該導管に係るその他の工作物ならびにこれらの附属設備の地表面と接しない部分の最下部と路面との垂直距離は、五メートル以上としなければならない。

**4** 道路を横断して導管を設置する場合は、前三項の規定によるほか、第十四条（第一号および第二号を除く。）および第十七条（第一号を除く。）の規定を準用する。

## (5) 電気工事

洋上風力発電所は、事業化の観点からも大規模施設が想定され、特別高圧にて連系する場合が多いと考えられる。特別高圧と連系する場合は、電力会社に事前検討の申込みを行い、十分な協議を経て電力会社の停電工事に合わせてつなぎこみ工事を行うことになる。系統連系の区分を表Ⅲ.6.2-15 に示すが、特別高圧連系の引込工事について以下に記す。

表Ⅲ.6.2-15 系統連系の区分

連系の区分	発電機の種類	1需要家当たりの電力容量	逆潮流有無
低圧配電線	逆変換装置を用いた発電設備	原則として、50kW未満	あり・なし
	交流発電設備		なし
高圧配電線	逆変換装置を用いた発電設備、 又は、交流発電設備	原則として、2,000kW未満	あり・なし
スポットネットワーク 配電線	逆変換装置を用いた発電設備、 又は、交流発電設備	原則として、10,000kW未満	なし
特別高圧電線路*)	逆変換装置を用いた発電設備、 又は、交流発電設備	原則として、2,000kW以上	あり・なし

\*) 35kV以下の配電線に連系する場合、高圧配電線への連系技術要件に準拠可能。

特別高圧連系の場合は、風車発電機と連系点の距離が離れる。変電所と発電所間の電力ケーブルの事故検出を行うため、洋上に変電設備を設けるか、陸上の連系点近傍に変電所を設置するケースが多い。この場合、高圧連系の電柱と同様に施工が必要であるが、22kV (33kV) 以上の配電規定に従い施工を行う。

支線は「電気設備の技術基準」解釈第 63 条に準じて必ず施設する。特別高圧架空電線路のケーブル間隔は、電気施設の技術基準第 128 条に準じ一定以上設ける。また、ケーブルと他の電線路は「電気設備の技術基準」第 127 条に準じて一定の間隔を確保し、通信経路等へのノイズ障害対策にも留意する。架線する際には、電線にキック (折り曲げ)、ねじれ等のくせを作らないように延線し、張線器を用いて、たるみのないように張線する。

特別高圧連系の配線工事は、タワー内発電機、電力変換器盤より風車発電機内に設置している変圧器に配線接続を行う。変圧器にて特別高圧電圧に昇圧し、変電所まで配線し、変電所機器である変圧器、GIS へ配線接続を行う。配線は電線接続図に従い、特別高圧ケーブル、電線の端末処理を行う。

### 6.3 試運転・検査

全ての工事完了の目処が付いたら、正常に作動し十分な性能を発揮するか、表Ⅲ.6.3-1 に掲げる検査および試験（電気事業法に基づく使用前自主検査）を行う。

試運転に際しては、風力発電システムの営業運転開始後の運転資料として運転データの収集を行うことが望ましい。収集データ項目は、風車の状態、風速、風向、発電電力量、積算電力量、系統電流、系統電圧、系統力率、故障発生時の故障原因等で、サンプリング周期を 10 秒以下とし、10 分間平均値に加工して評価する。さらに、風車の状態を、待機・運転・停止・カットアウト停止・故障状況・系統遮断状況等にまとめておく有効に活用できる。

表Ⅲ.6.3-1 試運転時の検査・試験項目

番号	項目	検査方法等
1	外観検査	電気工作物の設置状況について、工事計画に従って工事が行われ基準に適合していることを目視で確認。
2	接地抵抗測定	風力発電所各サイトの接地抵抗値が規定値以下で、必要な箇所に所定の接地が行われていることを確認。
3	絶縁抵抗測定	電路の絶縁抵抗測定を JIS で定められた絶縁抵抗計で行い、大地及び他の電路と絶縁されていることを確認。
4	絶縁耐力試験	電力回路や機器の使用電圧に応じた試験電圧を 10 分間加え、絶縁に異常のないことを確認。
5	保護装置試験	電気設備技術基準で規定される保護装置ごとに、関連継電器を動作して正常に動作することを確認。
6	遮断器関係試験	①操作用駆動源の付属タンクの容量試験、②駆動力発生装置自動始動停止試験、③駆動力発生装置付属タンク安全弁動作試験を実施して動作に異常がないことを確認。
7	総合インターロック試験	発電設備を負荷運転し、総合インターロックが作動する電気的および機械的要素のそれぞれについて事故を模擬し、保護継電装置を動作させ、プラントが自動的かつ安全に停止すること、関連する警報・表示等が正常に動作することを確認。
8	制御電源喪失試験	発電設備を運転中に制御電源を喪失させたときに、過渡変化する主要のパラメーターを測定し、異常がないこと、遮断機、開閉器が正常に動作すること、警報・表示が正常に出ることを確認。
9	負荷遮断試験	発電設備の出力の 1/4 負荷運転状態から負荷遮断し、異常のないことの確認したあと、4/4 負荷運転で試験をし、負荷遮断時に過渡変化するパラメーターの変動が制限値内にあり、プラントが安全に規定の状態へ移行することを確認。
10	遠隔監視制御試験	発電制御所にて、主機の自動始動停止操作、必要な遮断器等の開閉操作や運転に必要な制御開閉器類の制御操作を遠隔で行い、当該機器が正常に動作すること、および主機の状態変化が発電制御所または技術員駐在所に表示されることを確認。
11	負荷試験（出力試験）	発電設備を可能な限り定格運転を保持して、機器各部の温度上昇が飽和状態になるまで連続運転し、変圧器等の異常な温度上昇、異常振動、異音等がないこと、高調波の測定機器の警報がないこと等、各装置の定格が工事計画書どおりであり、異常が認められないことを確認。
12	騒音測定	騒音規制法にて規定された特定施設をもつ発電所を指定地域内に設置する場合、JIS で定められた方法で騒音を測定し、規制基準に適合していることを確認。
13	振動測定	振動規制法にて規定された特定施設をもつ発電所を指定地域内に設置する場合、特定工場等において発生する振動に関する基準に規定する方法で測定し、規制基準に適合していることを確認。

出典：電気事業法施行規則第 73 条の 4 に定める使用前自主検査の方法の解釈より作成

## 7 運転・保守

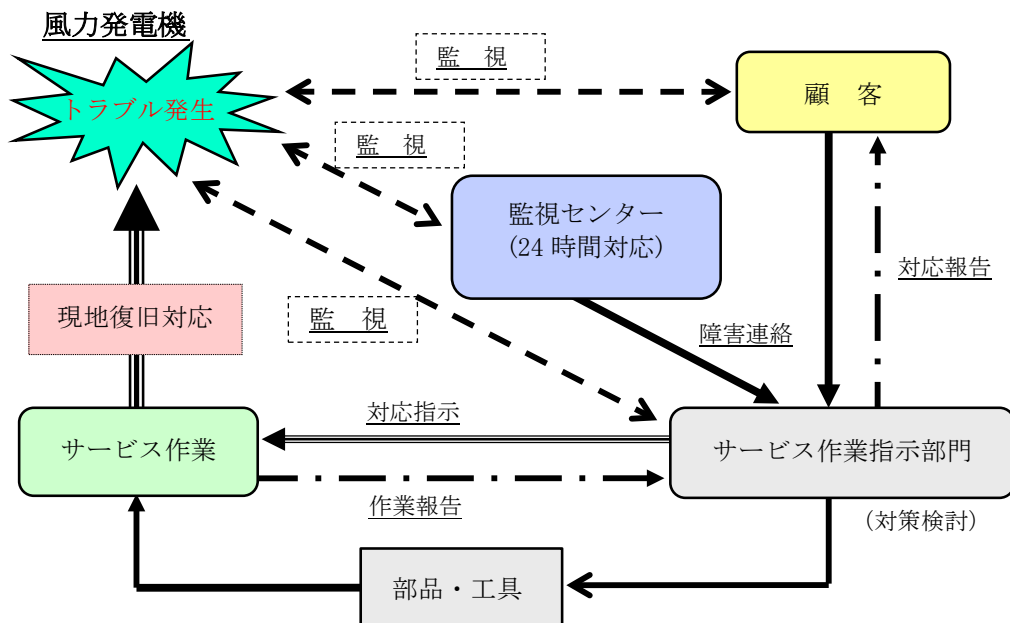
運転・保守・補修・損害保険等の契約手続きをはじめ、稼動後には運転監視、電気設備および風車設備本体の保守点検を行う。

### 7.1 運転監視、保守、補修契約

メーカあるいはケースによって異なるが、風力発電機の最初の 2-5 年間にはメーカ保証があり、その期間はメーカにより維持管理が行われる。この期間を過ぎると、事業者が自分で維持管理を行うか、メーカとメンテナンス契約を結んで維持管理を継続する、あるいは専門のメンテナンス会社と契約して実施することになる。なお、近年、洋上風力発電機に対して 15 年の長期間にわたって保証するケースも認められる。

風力発電の事業期間を通じて、風力発電機の高い稼働率を確保するためには保守点検が必要不可欠で、日々の運転監視や、定期・不定期の保守、機器の改造・改修を伴う保守があげられる。日々の運転監視は日常点検と併せ早期の不具合発見に寄与する。保守・補修契約では機器の安定・安全運転を目的とする。また、風力発電機はフェールセーフ\*の思想で設計されており、停止後の速やかな対応を行うことが高稼働率を維持するために必要である。なお、一般的にはメンテナンスは定期点検を、サービス作業は不定期に発生した故障・障害等の原因調査と復旧業務を意味している。

参考として、風力発電機の日々の運転監視やサービス作業発生時の連絡フローを図Ⅲ.7.1-1に示す。



図Ⅲ.7.1-1 サービス作業発生時の連絡フローの例 (NEDO, 2008)

\* フェールセーフ：部品やシステム等の故障が確実に安全側のものとなること、あるいは少なくともほぼ確実に安全側のものとなる（すなわち、危険側の故障の可能性が極めて低い）ことを意味する。工学分野ではそのような設計思想（信頼設計）の下で製造されている機器は多い。



これら運転・保守に関する契約は、経済性評価をする上で重要な要素であることを認識し、事業者が機種選定する際に十分な検討を行うべきである。また、各業務の契約に際しては専門性の高い作業であることを考慮し、納入メーカーまたはメンテナンス専門会社等と表Ⅲ.7.1-1に示す点を考慮し、その点に注意して交渉を行うことが望ましい。

表Ⅲ.7.1-1 運転監視、保守、補修契約に際しての考慮、注意点

項目	考慮、注意すべき点
運転監視契約	<ul style="list-style-type: none"> <li>・監視が必要な項目、内容、報告事項、頻度の明確化</li> <li>・監視員に必要なとなる資格、条件等の明確化</li> <li>・監視員の職務、勤務条件、監視範囲の明確化</li> <li>・遠方、直接など監視方法の明確化</li> <li>・緊急時対応体制および監視員が行う一次対応、復旧対応内容の明確化</li> <li>・事業者に対する定期報告：間隔（週・月・年等）、項目、報告方法、データ開示範囲の確認</li> </ul>
保守契約 (定期点検)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・対象設備範囲（風車本体、電気設備、付帯設備）、実施内容、点検間隔、費用、必要な助勢の有無、旅費、移動手段と費用負担の明確化</li> <li>・作業完了条件の明確化</li> <li>・点検部分に対するメンテナンス契約上の保証条件</li> <li>・サービス員、機材等をアクセス可能とするための船舶確保とその責任分担確認</li> <li>・契約の解除、更新条件の明確化</li> <li>・メンテナンス契約者が機器供給会社と異なる場合、期間費用負担、保証条件、瑕疵担保範囲と条件、予備品・消耗品の納入可否・期間等の明確化</li> </ul>
保守契約 (不定期点検)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サービス作業の対象範囲（製品、作業、運搬等）、実施内容、実施時期、費用、必要な助勢の有無、保証内容等の明確化</li> <li>・大型機器不具合発生時の作業船、重機手配、通行、部品調達を考慮した補修期間の設定</li> <li>・サービス実施の手順（誰の要請で、いつまでに、誰が、何を）</li> <li>・故障対応時のサービス員、機材等をアクセス可能とするための道路確保とその責任分担確認</li> </ul>
補修契約 (改造、改修)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・改造、改修の目的、効果、期間、費用の明確化</li> <li>・改造、改修結果に対する保証範囲、期間、内容の明確化</li> <li>・改造、改修に伴う重機等のアクセス路の確保要否とその責任分担の明確化</li> <li>・改造、改修が機器供給会社と異なる場合、機器供給会社の保証範囲、条件の変更要否の明確化</li> <li>・改造、改修が機器供給会社と異なる場合、事業者からの情報開示条件、範囲の明確化</li> </ul>
部品	<ul style="list-style-type: none"> <li>・消耗品、交換部品、交換周期、価格等の明確化</li> <li>・事業者保管予備品、消耗品の陳腐化、モデルチェンジ等に対する補充・交換の要否、費用負担の明確化</li> </ul>
治具、工具	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業者側準備品の供給範囲、費用、補償等の明確化</li> <li>・業者側準備品の範囲、費用（損料）の明確化</li> <li>・特殊治具の有無、購入可否、費用、使用方法等の明確化</li> </ul>
アクセス権	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業者から運転監視、メンテナンス、サービス業者への風力発電システムアクセス権の開示</li> </ul>
トレーニング	<ul style="list-style-type: none"> <li>・機器供給会社から事業者の教育：内容、期間と操作限界の明確化</li> <li>・一次対応のための事業者側技術者へのトレーニング：内容と費用の明確化</li> <li>・事業者から運転監視会社への教育：内容、期間と操作限界の明確化</li> <li>・事業者からメンテナンス会社への教育：内容と操作範囲の明確化</li> <li>・事業者からサービス会社への教育：内容と操作範囲の明確化</li> </ul>
債務の制限	<ul style="list-style-type: none"> <li>・供給者が事業者の同意なく機器を改造、交換した場合：生じた不具合に対する供給者の責任と費用負担</li> <li>・事業者が供給者の同意なく改変した場合：生じた不具合に対する事業者の責任と費用負担</li> <li>・メンテナンス契約解除、損害補償請求内容の明示</li> </ul>

## 7.2 損害保険、賠償責任保険

通常、風力発電システム等に係る損傷、損壊等の損害を補うものとして損害保険があり、損害保険としては民間保険会社、共済問わず大多数が「火災保険」または「動産総合保険」で引き受けられている。「動産総合保険」は「火災保険」に比べ、盗難、取り扱い上の事故（修理、清掃作業中における作業上の過失による機器損傷・損壊を含む）等の損害を補償するオールリスク補償型となっているため、目的に応じて、引き受け保険を選択する必要がある。

また、風力発電設備の所有、使用および管理上の事故によって企業が負担する賠償責任を補うものとして、賠償責任保険がある。風力発電機の所有・使用・管理に起因して、第三者の身体または財物に損害を与え、法律上の賠償責任を被った場合が対象となっているため、風力発電システムの設置場所によっては、これらの保険の付保も検討する必要がある。

しかし、洋上風力発電システム等の損害保険・賠償責任保険の特徴として、一度事故が発生すると損害額（修理額）・賠償額が非常に大きくなることあげられる。今後洋上風力発電システムの導入を考える際には、損害保険・賠償責任保険に関する補償内容、保険料等についても事前に検討しておく必要がある。この場合、洋上風力発電システムに関わる損害保険・賠償責任保険について十分な知識を有する保険会社等を通じて、保険の安定的供給を確保する必要がある。また、保険を付保したからといって、全てが保険で賄えるわけではない。あくまでリスクを軽減する手段の一つであり、洋上風力発電システム導入に際しては、そのことも踏まえて検討する必要がある。

洋上風力発電システムに対する保険については欧州が先行しており、建設作業期間、商業稼働期間ともに風力発電設備全体をパッケージで対応するような保険となっている。従来日本では、建設作業段階では工事工程ごとに保険が手配され、商業稼働段階では海上保険や財物保険が手配されてきた。保険の加入漏れの防止や事業管理の効率性の観点から、最近では欧州型のパッケージ化された保険が登場してきている。

## 7.3 運転・保守の概要

風力発電事業者は、運転・保守を風力発電施設の資産運用、資産管理として位置づけ、そのためにメンテナンスを効率化してコスト低減を図る、あるいはメンテナンスにより停止時間を少なくして発電電力量を増やし、収益を上げることを第一義的に考えている。

洋上風力発電の運転・保守は、陸上風力発電のそれと比べて十分に成熟していないことに加え、気象・海象状況によってはサイトへのアクセスに制限があるため、コストとアクセシビリティの問題や故障検知が重要である。後述の図Ⅲ.7.3-8に示しているように、洋上風力発電の運転・保守費用はライフサイクルコストの20-30%を占めるため、ライフサイクルを通じた資産管理が必要である。そのためには洋上風力発電施設の故障・事故等の不具合の原因が業界全体で共有され、周到な事業計画を立てることができるような環境整備が重要である

(Wills,2014)。

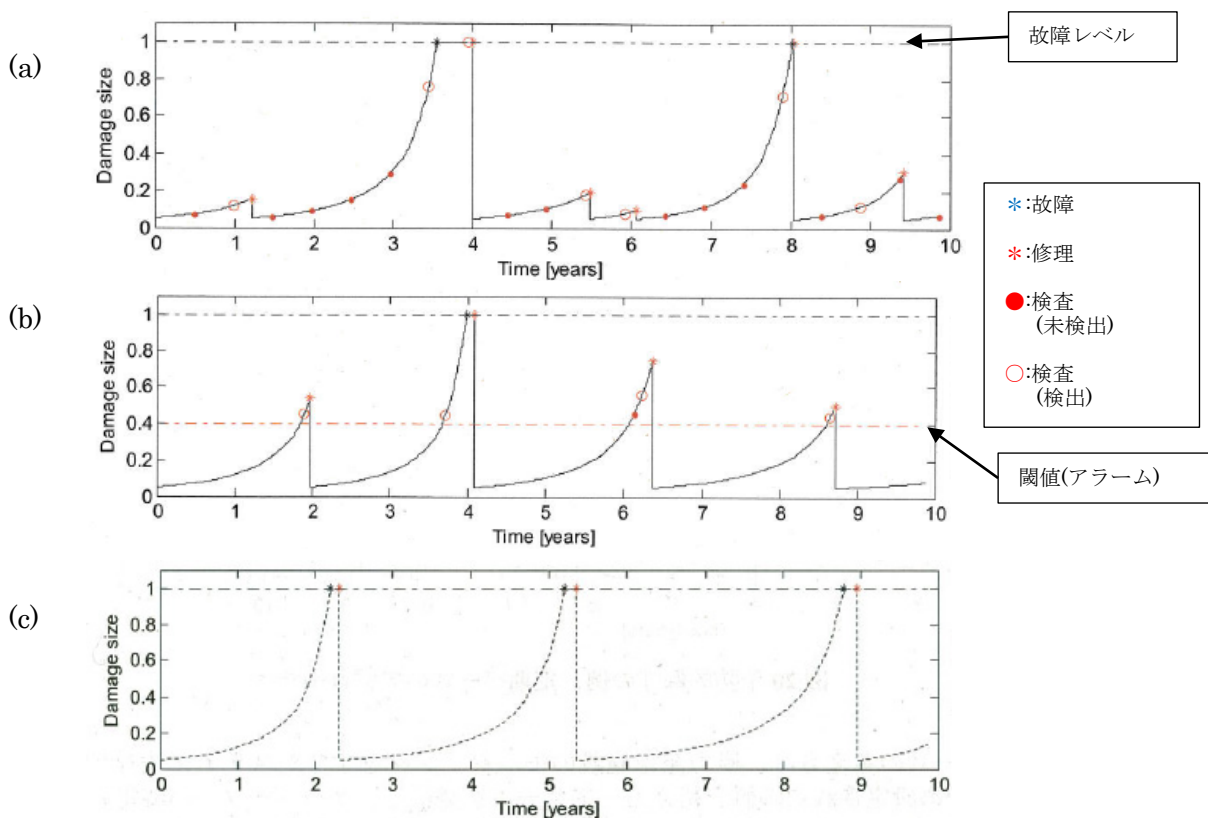
機械設備の管理活動は、運転・保守計画活動（Plan）→運転・保守実行活動（Do）→実績管理活動（Check）→修正・改善活動（Act）の管理のサイクルを回しながら運転・保守の目標を目

指すものとされ、設備の性能を低コストで維持することが求められている（日本プラントメンテナンス協会 機械保全技能ハンドブック編集委員会編,1999）。

なお、電気設備に関する技術基準を定める省令の一部改正が 2016 年 9 月 23 日に行われ、サイバーセキュリティに関する規定が盛り込まれた。一部の電気工作物について、運転を管理する電子計算機は、当該電気工作物が人体に危害を及ぼし、または物件に損傷を与えるおそれおよび一般送配電事業に係る電気の供給に著しい支障を及ぼすおそれがないよう、サイバーセキュリティを確保しなければならないとされている（電気設備の技術基準を定める省令第 15 条の 2）。

### (1) 運転・保守の方法

運転・保守方法の考え方は、図Ⅲ.7.3-1 および表Ⅲ.7.3-1 に取りまとめているように 3 つに分類される。予防的なメンテナンスに属するもののうち、一つはコンディション・モニタリング・システム（CMS）を重視した遠隔監視制御システムによる方法(a)、もう一つは定期的に検査を行い、不具合が検出されたら修理を行う方法(b)である。また(c)に示す方法は、修理整備が主体で特に常時メンテナンスを行わない方法である。



図Ⅲ.7.3-1 風力発電施設に対する運転・保守方法の相違 (DET NORSKE VERITAS, 2012)

表Ⅲ.7.3-1 運転・保守の基本的な考え方

運転・保守の方法		内容
予防的メンテナンス	CMS (図Ⅲ.7.3-1(a))	CMSからのアラーム(データ)により風力発電施設の状態が、ある閾値を超えた場合に検査をし、不具合が検出されたら修理を行う方法(修理が先送りできる場合には定期検査時に修理)。
	定期検査 (図Ⅲ.7.3-1(b))	定期検査をベースに一定間隔で検査し、風力発電施設の状態に、故障に結び付く兆候が検出されたら修理を行う方法。
修理メンテナンス (図Ⅲ.7.3-1(c))		風力発電施設において故障が起きた時点で修理を行う方法。

Tavner (2014)によれば、風車の創成期には、修理メンテナンス(壊れるまで使う)が行われていたが、80-90年には熟練者による予防メンテナンス(定期検査)、90年代はオフラインの状態監視が主体となり、現在はオンライン状態監視の時代となっている。

陸上風力発電施設の運転・保守では、この方法により以下の4種類の対応が行われている。

- ・日常的な運転状態と保守状態の管理
- ・定期点検(半年ごとが一般的)
- ・長期計画メンテナンス(5年,10年ごと)
- ・故障時の修理

一方、洋上風力発電施設において故障事故が発生した場合、陸上に比べ現地補修作業の費用が割高になり、その修復により多くの時間を要し設備利用率の低下を招くため、洋上風力発電の事業性に大きな影響を及ぼす。したがって、風力発電設備を洋上に設置する場合、陸上に設置する場合とは運転・保守面で以下の相違がある。

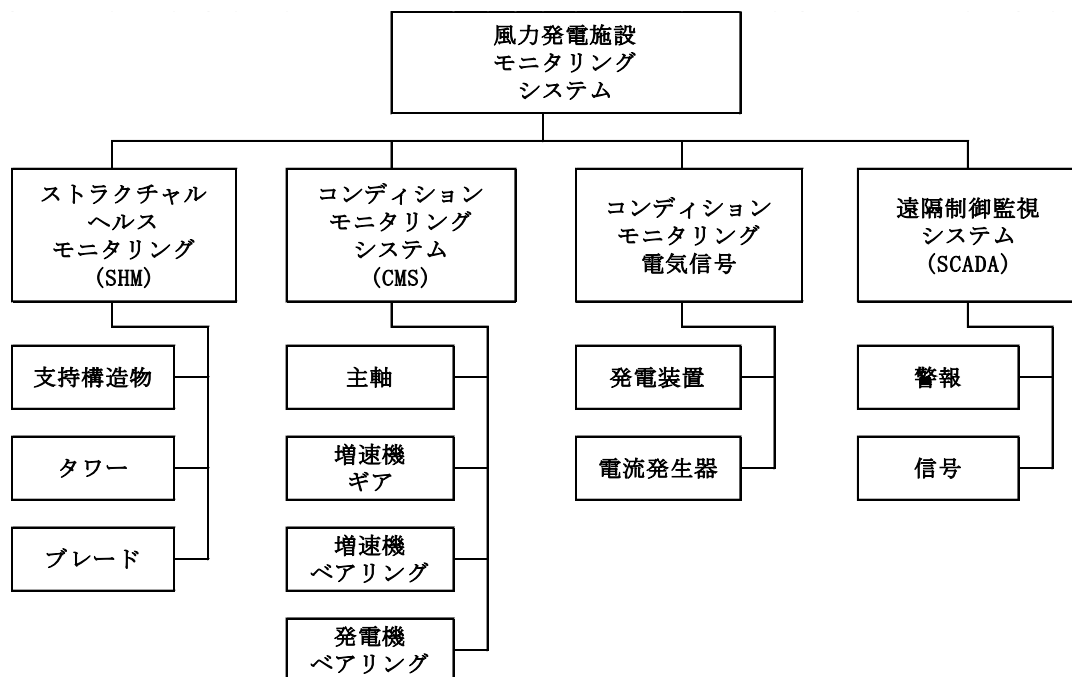
- a. 洋上の設置環境が発電設備・受変電設備に対して与える特有の環境により、発電設備・受変電設備自体に陸上とは異なった運転・保守を要する(湿度、塩害対策等)。
- b. 洋上用受変電設備を必要とし、これの運転・保守を配慮する必要がある(海底ケーブルや洋上変電所用の支持構造物等)。
- c. 洋上設置のためアクセスが困難になることに起因して、運転・保守上特別の配慮を要する。
  - 作業員のアクセス性が困難になる。
    - ・メンテナンス作業員が風力発電機の外面にアクセスする際の手段が限られる(ブレードやタワー外表面の点検時等)。
    - ・メンテナンス作業員の発電設備・受変電設備への到達が困難となる(時化によるアクセス船の欠航等)。
  - メンテナンス作業用物品の輸送・吊り上げ・交換が陸上より困難となる。
    - ・作業員が、風力発電機に既設の設備を利用して運搬や保守作業を行う場合に、タワー内エレベーターやナセル内クレーン設備等が必要である。

- ・大物部品の交換等でタワー内エレベータやナセル内クレーン設備が使えない場合、大型起重機船等の特殊船舶を必要とする。

このため、洋上風力発電は陸上風力発電に比べ運転・保守に特段の配慮を要する。2000年以降、オンライン状態監視技術（CMS）が進展し、海外の洋上風力発電ではCMSの装着がDNV（Det Norske Veritas）等の認証制度のひとつとなっている。

日本においても、アクセスや作業効率の劣る洋上風力発電にはCMSを中心とする予防的メンテナンスの導入が必要であるが、警報を出す閾値の設定の難しさがあるため、現状では定期検査と抱き合わせたCMSによるメンテナンスが推奨される。なお、NEDOは2014年度から2017年度までスマートメンテナンス技術開発（疲労予測等）を実施している。ここではCMSに基づくメンテナンス手法を確立し、事故の未然防止、早期補修によるメンテナンスコストの低減、停止時間の削減による発電電力量の最大化を図って、安全で費用対効果の高い施設の運転を確保することを目指している。

Tavner（2014）は、従来型の監視制御システム（SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition）とCMSあるいはSHM（Structural Health Monitoring）を組み合わせたシステムの構築を提案している（図Ⅲ.7.3-2）。SCADAは、従来から風力発電機には装着されているシステムで、発電電力量、風向・風速、ブレードのピッチ角、ヨー角等、種々のデータが取得されている。一方CMSは、主軸、増速機、発電機等に振動計、ひずみ計等を取り付けて、運転パラメータの遠隔モニタリングを可能にしたシステムである。なお、ドイツ風力エネルギー協会の調査によると、海外の洋上風力発電施設におけるCMSによるモニタリングも同様の主軸、増速機、発電機で実施されている事例が多い（表Ⅲ.7.3-2）が、ドイツのAlpha VentusおよびBard Offshore 1では、ブレードも併せてモニタリング（SHM）が行われている。



図Ⅲ.7.3-2 風力発電施設のモニタリングシステム（Tavner, 2014 より作成）

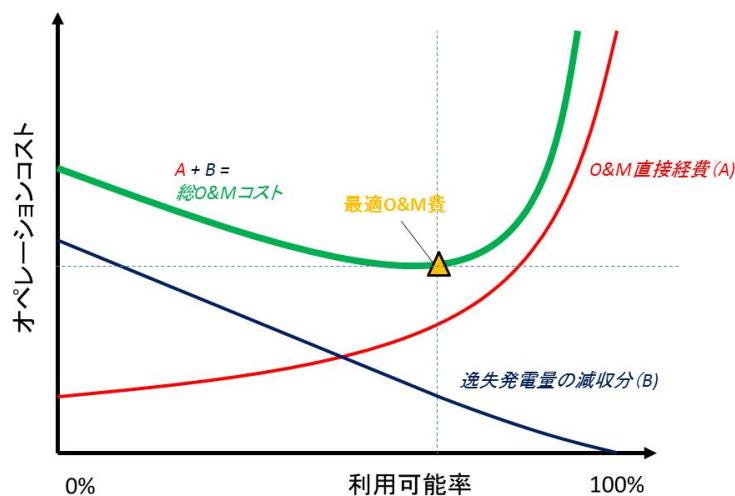
表Ⅲ.7.3-2 海外の洋上風力発電施設におけるモニタリング部位

項目	Alpha Ventus(ドイツ)	Bard Offshore 1(ドイツ)	THORNTON BANK(ベルギー)	HORNS REV II(デンマーク)
運営機関	DOTI(Deutsche Offshore Testfeld-und Infrastrukture GnbH & Co. KG)	BARD Engineering for SudWest-Strom Windpark GmbH & Co KG and WV Energie Frankfurt	C-Power NV	DONG Energy (現Ørsted)
風車メーカー	Areva Wind	BARD	REpower	Siemens
設置基数	6	80	6	91
機種	M5000	BARD 5.0	REpower 5M	SWT-2.3-93
総出力(MW)	30	400	30	209.3
設置開始年	2007(海底ケーブル)	2009	2008	2009.3(風車1号機の設置)
系統連系年月日	2009.11.1	2010	2008	2009.5.1
海域	北海	北海	北海	北海
離岸距離(km)	45	89	30	27-35
水深(m)	30	39-41	17-23	9-17
CMSによるモニタリング部位	ロータベアリング、発電機、増速機、ブレード	発電機、増速機、ブレード等	発電機、増速機、メインベアリング	ベアリング、増速機、発電機

出典) German Wind Energy Association(BWE)(2010):OFFSHORE Service & Maintenance Wind Energy Market Special

## (2) 運転・保守の実状

洋上風力発電所へのアプローチは、時化時を除けば山岳地よりも容易であるとの期待もあるが、洋上での運転・保守の条件は陸上と異なる場合が多い。事実、陸上風力発電の availability (利用可能率:ある期間における全暦時間から保守、故障等の停止時間を差し引いた値の全暦時間に対する割合)は95-98%であるが、洋上風力発電のそれは80-95%(Becki,2011)、あるいは90%(Tavner,2014)であると言われている。このように、洋上風力発電は陸上風力発電よりも停止時間が長く、風車の稼働停止による利益の損失は重大である。20年程度の風車の供用期間を考えると、利用可能率の尺度も取り入れて運転・保守費用(最適運転・保守費用:最小コストの理論的ポイント)を評価し、初期段階で適切な運転・保守計画を立てることが肝要である(図Ⅲ.7.3-3)。



図Ⅲ.7.3-3 運転・保守コストと利用可能率の関係 (Kotsonis, 2010 を改変)

風力発電システムは、一般に各種保護装置を有しており無人自動運転が可能であることから、監視や巡回については基本的には一部の監視制御方式を除いて制限はない（風力発電規程（JEAC-5005-2011）の第4-2条にある監視制御方式の適用条件で、陸上用のNEDO風力発電導入ガイドブックを参照）。

しかし、法的には事業用電気工作物と定義され、設置者による自主的な保安の確保（保安規程を定めるとともに、電気主任技術者を選任し、経済産業大臣又は所轄産業保安監督部長に届け出ねばならない）が義務づけられており、風力発電設備を安定かつ効率よく運転を行うため、技術員（運転に必要な知識および技能を有する者）による巡視、点検等が必要である。また、「電気設備の技術基準」では、最低限、技術員が随時巡回することを義務づけている。しかし、陸から遠く離れた洋上風力発電施設では、日常巡視を行うことは困難であると思われる。

また、保安規程に基づく点検が必要で、陸上風力発電の場合、目視による外観点検等を月に1回以上実施することと規定されている（平成15年経済産業省告示第249号）。さらに、部位ごとの点検周期（半年～2または3年）に応じて、定期事業者検査を行う必要がある（電気事業法施行規則第94条の3第1項第1号及び第2号の定める定期事業者検査の方法の解釈）。定期事業者検査は、風力発電設備の定期点検指針（JEAG5005-2017）に基づいて行うこととなる。なお上記の解釈では、「同各号に規定する定期事業者検査の十分な方法は、この解釈に限定されるものではなく、同各号に照らして十分な保安水準の確保が達成できる技術的根拠があれば、同各号に適合するものと判断することとする。」としており、洋上風力発電に則した技術基準、各種規定等の整備が必要であると考えられる。

風力発電機は機械的な可動部分が多く、潤滑油の補給や消耗品の交換等、定期的な点検の他、支持構造物や海底ケーブルの定期点検も実施する必要がある。洋上風力発電設備の定期点検項目の一例を表Ⅲ.7.3-3に示す。

表Ⅲ.7.3-3 洋上風力発電設備の定期点検項目の一例（NEDOら、2007b）

部 位	維持管理	検 討 項 目
風力発電機 (ナセル、 ロータ、ブ レード)	定期点検	<ul style="list-style-type: none"> <li>・点検箇所：制御盤、発電機/ロータ、メインシャフト、ベアリング、ギアボックス、重電機器、その他補助機器類等</li> <li>・点検項目：外観の異常確認、計器類、コネクタ、バッテリーの電圧、オイルの交換/補充、ナット/ボルトの緩み、グリース補給、発錆の点検/清掃、機器類の作動チェック、消耗品の交換等</li> <li>・点検頻度：1～2回/1年</li> <li>・付帯設備：遠隔監視システム、ナセル内クレーン、ヘリポート等</li> </ul>
タワー	定期点検	<ul style="list-style-type: none"> <li>・点検箇所：タワー等</li> <li>・点検項目：外観の異常確認、ナット/ボルトの緩み、発錆の点検/清掃等</li> <li>・点検頻度：1～2回/1年</li> <li>・付帯設備：タワー内エレベーター、通船接岸部等</li> </ul>
支持構造物 部	定期点検	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一次点検：共通して生物付着（設計厚に達していないか）調査</li> <li>・コンクリート構造：基礎材質の状況の目視観察（コンクリートのひび割れ・剥離・剥落、鉄筋の腐食・露出・破断等）</li> <li>・鋼構造：被覆防食（塗装や有機、金属ライニングの変状、鋼材等の錆の発生、部材のへこみ等の変形点検</li> <li>・点検頻度：1回/1年</li> <li>・二次点検：共通して基礎の周りの洗掘（点検頻度は約5年に1度程度）</li> <li>・コンクリート構造：反発硬度法によるコンクリートの強度試験</li> <li>・鋼構造：電位測定による鋼材腐食試験等</li> <li>・点検頻度：1回/2年</li> </ul>

なお、風力発電設備の事故が近年多発しており、今後の風力発電設備の導入拡大を踏まえ、風力発電設備のメンテナンス体制を整備する必要性から、2017年4月より出力500kW以上の風力発電設備を対象に定期検査制度が義務付けられた。2017年度は風力発電設備を10基以上保有している発電所を対象とし、2018年度は3基以上の発電所、2019年度はそれ以外の発電所の風車を対象としている。電気事業法施行規則第94条の3第1項第1号および第2号に定める定期事業者検査の方法の解釈の一部改正（平成29年3月31日施行）では、以下の設備に対して検査方法や検査周期等を示している。

✓ブレード

✓ロータ

✓ナセル

✓タワー

✓基礎

✓非常用電源装置

定期事業者検査を3年に一度実施することにし、事業者の保安力の水準を2段階に分け、その水準に応じて定期安全管理審査の受審の時期を最大6年まで延伸することができるようになってきている。この制度は、事業者がそれぞれの保安力を高めるインセンティブになっている。具体的な方法については電気事業法施行規則第94条の3第1項第1号及び第2号に定める定期事業者検査の方法の解釈（平成29年3月31日施行）を参照されたい。

海外の状況に関して、表Ⅲ.7.3-2と同じドイツ風力エネルギー協会の調査結果であるが、4箇所洋上ウィンドファームの運営機関へのヒアリングによると、洋上風力発電の点検頻度と点検項目は表Ⅲ.7.3-4の通りで、Horns Rev2を除き頻度は風車1基1年当たり1回となっている。なお、Horns Rev2はウィンドファーム内の洋上変電所近傍に宿泊施設が設置されているので、点検頻度は多いものと思われる。また、Alpha Ventusでは点検項目は細かい部位が記述されているが、他のサイトでは具体的な内容の記述はない。他のサイトではメンテナンス計画や仕様に基づいて実施されているようである。



表Ⅲ. 7. 3-4a 海外の洋上風力発電施設におけるモニタリング状況

項目	Alpha Ventus(ドイツ)	Bard Offshore 1(ドイツ)
運営機関	DOTI(Deutsche Offshore Testfeld-und Infrastrukture GmbH & Co. KG)	BARD Engineering for SudWest-Strom Windpark GmbH & Co KG and WV Energie Frankfurt
風車メーカー	Areva Wind	BARD
設置基数	6	80
機種	M5000	BARD 5.0
総出力(MW)	30	400
設置開始年	2007(海底ケーブル)	2009
系統連系年月日	2009.11.1	2010
海域	北海	北海
離岸距離(km)	45	89
水深(m)	30	39-41
風車1基・1年当たりのメンテナンスの間隔	1回	1回
メンテナンス箇所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・安全センサ</li> <li>・火災報知器/消火システム</li> <li>・無停電電源装置</li> <li>・非常電源</li> <li>・避雷器システム</li> <li>・ブレード</li> <li>・ピッチ制御機器</li> <li>・ロータロック</li> <li>・ロータハブ</li> <li>・ロータベアリング</li> <li>・ロータブレーキ</li> <li>・増速機と給油システム</li> <li>・発電機</li> <li>・ナセルクレーン</li> <li>・冷却システム</li> <li>・スイッチキャビネット</li> <li>・ヨー制御機器</li> <li>・ヨーベアリング</li> <li>・ヨーブレーキ</li> <li>・油圧アセンブリ</li> <li>・ナセルハウジング/ノースコーン</li> <li>・タワー</li> <li>・吊り上げアクセスシステム</li> <li>・アクセスプラットフォーム</li> <li>・空調</li> <li>・中電圧コンバータ</li> <li>・外部プラットフォーム</li> <li>・安全器具</li> </ul>	メンテナンス計画に従って実施。

表Ⅲ. 7. 3-4b 海外の洋上風力発電施設におけるモニタリング状況

項目	THORNTON BANK(ベルギー)	HORNS REV II(デンマーク)
運営機関	C-Power NV	DONG Energy (現Ørsted)
風車メーカー	REpower	Siemens
設置基数	6	91
機種	REpower 5M	SWT-2.3.93
総出力(MW)	30	209.3
設置開始年	2008	2009.3(風車1号機の設置)
系統連系年月日	2008	2009.5.1
海域	北海	北海
離岸距離(km)	30	27-35
水深(m)	17-23	9-17
風車1基・1年当たりのメンテナンスの間隔	1回	HORNS REV IIはファーム内に宿泊施設があり、最大24名が交代で常駐する最初の洋上風力発電施設である。
メンテナンス箇所	メンテナンス仕様を参照	消耗品の付け替え、サービス巻き上げ機と安全装置、増速機と潤滑油の検査を含む、要求仕様書に準じた作業。

出典) German Wind Energy Association(BWE) (2010):OFFSHORE Service & Maintenance Wind Energy Market Special

洋上ウィンドファーム 1 年当たり平均して 5-6 回の定期検査と計画外の保守作業が行われているとのことである (DET NORSKE VERITAS,2012)。また、Hamilton (2011) によれば、定期検査は 2 回/年、修理メンテナンスを含めば平均して 5 回/年、大規模メンテナンスは 1 回/5 年とのことである。

### 【豆知識Ⅲ.7.3-1】

#### ●海外の洋上ウィンドファームの点検に係る関連情報

- ・定期検査に要する時間：40-80 時間/基
- ・大規模メンテナンスに要する時間：100 時間/基
- ・作業員数：0.3 人/MW (100MW 程度のウィンドファーム)、0.2 人/MW (100MW 以上)
- ・作業要員の構成：技術員 (全体の 40%)、残りはスーパーバイザー、安全/環境要員、管理部門 (船舶クルー)、支援部門 <要員は設備容量が 2 倍になると、約 50%増加>
- ・洋上風力発電の維持管理費は、陸上風力発電のそれと比較しておおよそ 2-4 倍。

(出典：Hamilton,2011)



(出典：German Wind Energy Association (BWE) , 2010)

洋上風力発電機の故障・事故の発生確率と修理レベルを表Ⅲ.7.3-5 に示す。同表に示すように、電気制御機器関連の不具合が最も多いが、メンテナンスに要する船舶もボートで良いこと、また前述のようにこれらの部位は停止時間も短いことから、多大な修繕費用を要しない。しかし、表のメンテナンスタイプの C や D となると、起重機船や SEP 船が必要となり、備船費用も嵩み、必然的に停止時間も長くなる。よって、大規模メンテナンスあるいは定期検査時において、これらの部位については CMS の活用も含めて入念な検討が必要であろう。

表Ⅲ.7.3-5 洋上風力発電機の故障・事故の発生確率と修理レベル (Dewan, 2014 を改変)

部 位	故障率(回/年/基)	メンテナンスタイプ のクラス
電気制御機器	0.008203073	B
変圧器	0.003388375	D
風速計	0.003018165	C
油圧ポンプ	0.002525134	B
発電機	0.002341027	D
ブレード	0.001786619	D
温度計	0.001786011	D
油圧シリンダ	0.001170057	C
発電機ベアリング	0.000800697	C
空力ブレーキ	0.000800492	C
ヨーモータ	0.000677304	B
電磁継電器(リレー)	0.000554166	B
ブレーキパッド	0.000551420	B
発電機ブラシ	0.000431113	C
主軸	0.000430994	D
増速機ベアリング	0.000369468	C
増速機	0.002093950	D
制輪子(ブレーキシュー)	0.000184719	B
油圧パイプ	0.001477980	B
継ぎ手(カップリング)	0.000123177	C
ハブ	0.000123144	D
振動スイッチ	0.000121400	B
高速シャフト	0.000061600	C
ブレード・ボルト	0.000010000	C
発電機 巻線	0.000010000	C
出力センサ	0.000010000	B
ギアシャフト	0.000010000	C
ブレーキディスク	0.000010000	B
ヨーベアリング	0.000010000	C

A: 予備品不要+アクセス船+乗組員(2名) \*目視(巡視)

B: 予備品+アクセス船(ボート)+乗組員(3名)  
<ナセル内のクレーンを使用>

C: 予備品+起重機船+アクセス船(ボート)+乗組員(6名)

D: 予備品+SEP船+アクセス船(ボート)+乗組員(6名)

風力発電設備の故障・事故の一つに、火災がある。風力発電設備においては、火災は大きな損害をもたらすリスクとして認識する必要がある。風力発電設備の主要機器の多くが密閉されたナセル内に隣接して収容されていることが多いため、ナセル内で火災が発生すれば、短時間でナセル全体に広がり大きな損害につながる。さらにブレードへの延焼、ブレード落下、部品飛散という事態にもつながりかねない。特に洋上では、消防艇でも消火することができないため、消火対策が取られていなければそのまま燃え尽きるのを待つしかない。

火災の発生に備え、信頼性の高い火災検知器が必要である。火災検知器は、火災の発生をいち早く検知しアラームを発信し、自動消火装置を発動させることができる。ナセル内に消火器が設置されていたとしても、風車の稼働中には人がおらず火災発生時にはほとんど役に立たないため、初期消火には、自動消火装置が唯一の有効設備と言える。

火災原因としては、落雷による過電流、過電圧により、各機器から出火するケースが多い。アーク放電（発電機、変圧器等、二つの電極間の放電）により可燃物に引火したり、強風による過回転防止のために稼働した制動機の摩擦熱から出火したりする事例もある。また、メンテナンス状況が十分でない風車では、機器からの油漏れが延焼につながる場合もある。メンテナンスにより変圧器の絶縁材として用いているガスや油、電気設備を確認することで火災の発生を予防することができることから、火災予防の観点からもメンテナンスは重要である。

以下、NEDO 洋上風力発電実証研究における運転・保守の概要を取りまとめた。また、当実証研究にて開発された主要な最新技術も記載した。詳細は別冊に記載する。

## 1) 銚子沖

### ①点検項目

風力発電施設および風況観測タワーの巡視（目視確認）は、原則として1回/月（1-2日/回）行われる（表Ⅲ.7.3-6）。

表Ⅲ.7.3-6 巡視（目視確認）に係る事項

大項目 （対象設備）	中項目 （設備）	小項目 （巡視内容）	工数（目標）
風車	10	55	0.5 日
観測タワー	8	36	0.25 日
変電設備	11	41	0.25 日

### ②新たなメンテナンス技術

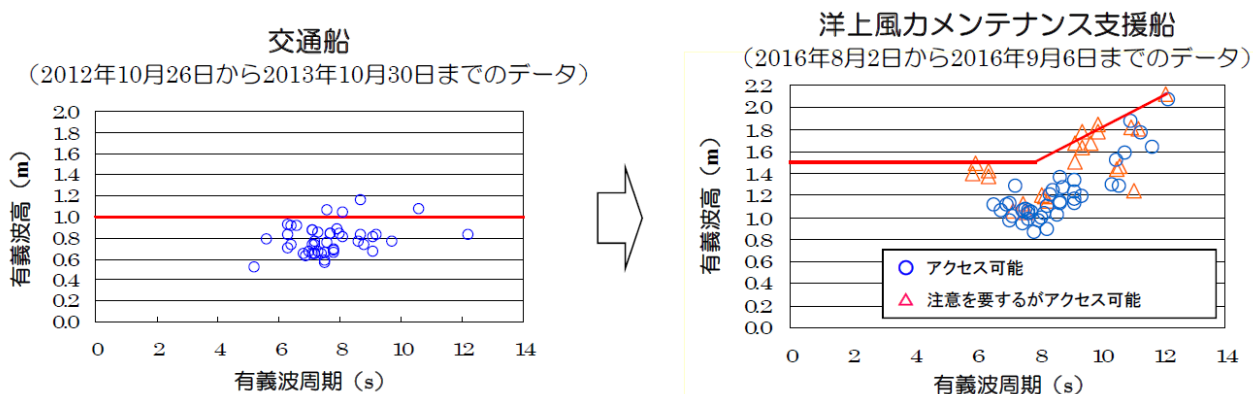
銚子沖においては周年に亘って有義波高が高く、交通船を使用して洋上施設へアクセス（通常、有義波高 1m 以下が条件）できる頻度が少なく、点検・補修の稼働率が約 33%と低いことが課題であった。その稼働率の向上を目指すため、日本で初めて設計・製造されたメンテナンスのためのアクセス船（表Ⅲ.7.3-7、図Ⅲ.7.3-4）を 2016 年 1 月より適用し、性能評価を行った。その結果、有義波高 1.5m 以上での安全なアクセスが可能となり（図Ⅲ.7.3-5）、運転・保守の稼働率が 63%以上を達成することができた。ちなみに、風速に関する作業条件は、10m/s 以下としていた。なおアクセス船一般についてはⅢ.7.3(4)1)で紹介する。

表Ⅲ. 7. 3-7 銚子沖で使用している新アクセス船の諸元

項目	諸元
船名	PORTCAT ONE号
船主	東京汽船株式会社
総トン数	19トン
最大搭載人員	旅客12名、船員2名
最大貨物積載量	1t
推進装置	ウォータージェット2基
最大速力	29. 2kt
最大押付力	6. 5t



図Ⅲ. 7. 3-4 銚子沖で使用している新アクセス船



図Ⅲ. 7. 3-5 風車へアクセスできたときの有義波高と有義波周期の比較

## 2) 北九州市沖

### ①点検項目と頻度

主要な洋上風力発電設備ごとの点検頻度を表Ⅲ.7.3-8 に示す。

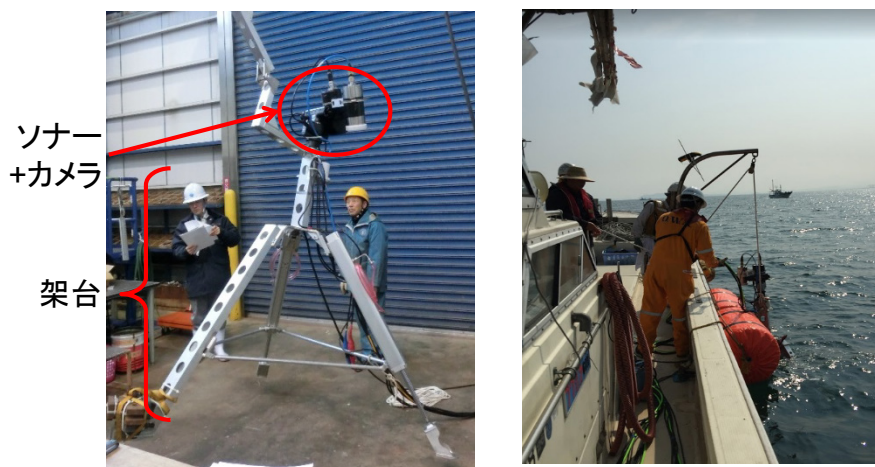
表Ⅲ.7.3-8 主要な洋上風力発電設備ごとの点検頻度

項目	送採用閉設備	配電設備	風力発電設備： 風力発電機	風力発電設備： 風車支持物	風力発電設備： 6.6kV受電盤	観測鉄塔（観測塔）： 観測鉄塔	観測鉄塔（観測塔）： ディーゼル発電機	観測鉄塔（観測塔）： 6.6kV受電盤
<b>随時点検</b>								
点検名	月例点検	(洋上風車および観測塔) 支持物点検	月例点検	月例点検	月例点検	月例点検	月例点検	月例点検
点検対象設備	「陸上開閉所」内の6.6kV設備 (保護継ぎ目付属設備を含む) ※海上鉄柱は及び6.6kV架空線は対象外	陸上開閉所 陸上鉄柱～風車間の架空線および海底ケーブルおよび海上鉄柱 (埋設部含む)	風車、発電機、制御盤、変圧器など	風車 タワー、基礎など	6.6kV受電盤 (高圧遮断器盤)	観測塔 タワー、基礎、観測室など	ディーゼル発電機および制御盤、管体など	6.6kV受電盤 (機器室1階)
点検頻度	2回/月	2回/年 H25年度は、1回とする。	1回/月	1回/月	1回/月	1回/月	1回/月	1回/月
<b>定期点検</b>								
点検名	陸上開閉所 定期点検	随時点検と同じ。実施該当年において、点検項目を追加することに対応する。	風車 定期点検	風車 定期点検あるいは、月例点検	風車 定期点検 実施該当年において、点検項目を追加することに対応する。	(洋上風車および観測塔) 支持物点検あるいは、月例点検	観測塔 定期点検	観測塔 定期点検
点検対象設備	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる	随時点検に準じる
点検頻度/ 次回点検期日	6年毎、 次回点検期日は平成30年6月24日	6年毎、 次回点検期日は平成30年6月24日  架空線の測定試験：12年毎、 次回点検は平成36年6月24日 なお、架空線の測定については、検査の前倒し計画は「可」とする。	運開後2年間に5回、 3年目以降は1回/年  H25年に2回実施済み。 次回以降は、H26年春秋、H27年春秋に実施予定。 H28年以降は1回/年で実施予定	運転開始後、2年間に5回、 3年目以降は1回/年	6年毎、 次回点検期日は平成30年6月24日	1回/年	6年毎、 次回点検期日は平成30年6月24日	6年毎、 次回点検期日は平成30年6月24日

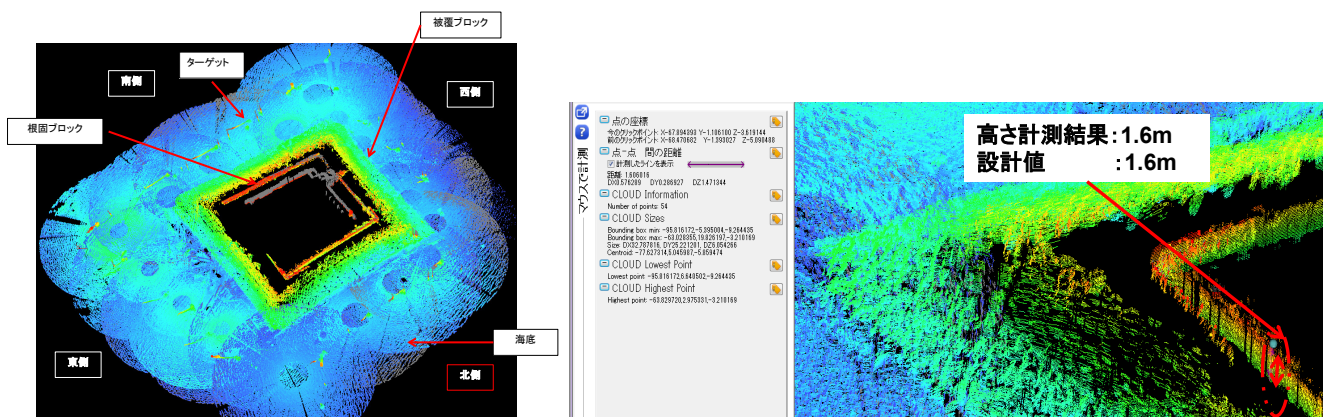
注) 当該点検頻度は実証研究中のもので、今後回数については、合理化を前提に減少を含む見直しをする

### ②新たなメンテナンス技術

海中構造物を安全かつ効率的に点検することを目的として、水中メンテナンスロボットを開発し、2016年8月と11月に風車や観測タワー、鉄柱を調査対象域として実証海域で計測作業を行った(図Ⅲ.7.3-6)。図Ⅲ.7.3-7は計測作業においてロボットが所得した画像である。根固ブロックの高さの計測では、設計値とロボットによる計測結果が一致した。



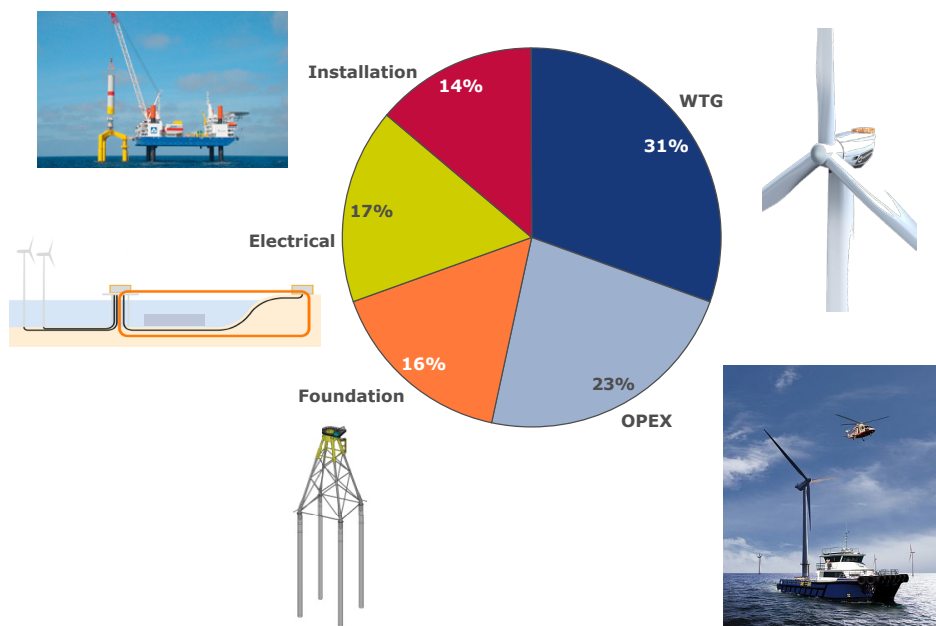
図Ⅲ.7.3-6 水中メンテナンスロボット(左：性能確認試験状況、右：海域への投入状況)



図Ⅲ. 7.3-7 水中メンテナンスロボットの取得画像

### (3) 運転・保守費用

本ガイドブックⅡ.3.3節(1)コストの低減において、運転保守費(OPEX)に関する概観を行っているが、運転保守費(OPEX)はライフサイクルコスト(発電原価)の概ね20-30%を占めると指摘されている(EWEA.2009; Perkins and Everett,2011)。運転保守費(OPEX)に関する別の資料(Nordex,2011)からも同様に発電原価の23%のシェアであることが示されており(図Ⅲ.7.3-8)、運転保守費(OPEX)に関しては概ね妥当な概算値と言える。

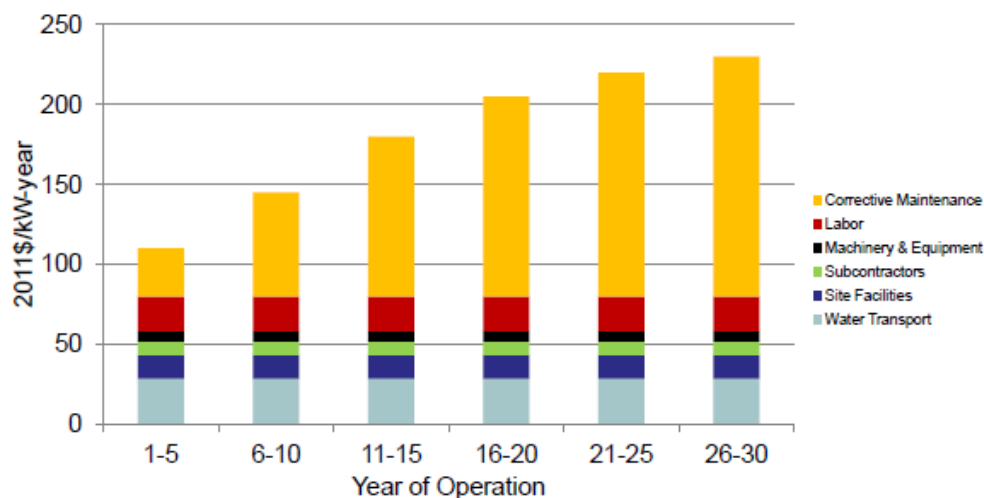


図Ⅲ. 7.3-8 発電原価の構成比 (Nordex, 2011)

運転保守費(OPEX)の実績値について、Faulstich *et al.* (2011)は平均76.5€/kW/年(34.2-147.4€/kW/年)<8,798円/kW/年,3,933-16,951円/kW/年;115円/€>(表Ⅱ.3.3-4を参照)、その他、発電電力量単位では平均12.5£/MWh/年(7.9-22.34£/MWh/年)<1.6円/kWh/年,1.0-2.9円/kWh/年;130円/£>があるように、運転保守費(OPEX)は洋上ウィンドファームによってバラツキがみられる。後者の発電電力量単位当たりの運転保守費(OPEX)は、availability(利用可能率)の相違に帰する。その主たる要因は風車の信頼性、気象・海象の条件、船舶アクセス

スの難易度等に依存するが、これは一方で、発電原価に直接関連することである。「風車の信頼性」に係る対策として、近年、洋上風力発電では直結式の発電形式（永久磁石＋ギア）が増えているが（付属資料Ⅱを参照）、ここでは運転・保守の視点から発電原価の低減について取り上げる。

図Ⅲ.7.3-9 は、洋上風力発電の運転保守費（OPEX）の推移とその内訳を調べたものである。本図から運転保守費（OPEX）の特徴として、風車の設置から年を経るごとに増加傾向が見られること、運転保守費（OPEX）の主要因は修理メンテナンス費（Corrective Maintenance）で、20年を超える風車はそれが運転保守費（OPEX）のおおよそ 2/3 を占めること、また、海上輸送（Water Transport）も稼働年数による漸増傾向は見られないが、大きな費用構成要素であること等をあげることができる。



図Ⅲ.7.3-9 洋上風力発電の運転・保守費用の推移とその内訳（Hamilton, 2011）

修理メンテナンス費の低減策として、前述の CMS/SHM に基づき、それぞれの部品ごとにライフタイム分析を行って適切な運転・保守計画を保有することや、修理用部品や交換機材の保管庫の共有、重要交換部品の陸上 O&M センターへの保管等があげられる（Hamilton,2011）。

海上輸送費は、輸送手段や気象・海象条件等と関連するもので、アクセスの問題である。この費用には、船舶の固定費あるいは傭船費、燃料油等の運航費用等があげられるが、気象・海象に起因する待機時間の増加は稼働率の減少、ひいては運転保守費（OPEX）の増加につながる（我が国の主要な港湾における波浪特性（稼働率）を付属資料Ⅴに示す）。

洋上風力発電施設の運転保守費（OPEX）は、前述のように発電原価の 20-30%を占めるため、事業の採算の良し悪しに深く関わるものである。今後、洋上ウィンドファームが大型化し、より沖合に展開することを考えると、新しいロジスティック・ソリューションズが要求される（Garrad Hassan,2013）。

#### (4) アクセスの方法

アクセスの方法は、主に洋上風力発電施設までの離岸距離に基づき、次の 3 種類に区分される（図Ⅲ.7.3-10）。離岸距離を考えると、コスト的にも①と②の方法はそれぞれの領域で最適な解、また遠距離の③は最も現実的で経済的な方法であるとされている。なお、近距離であって

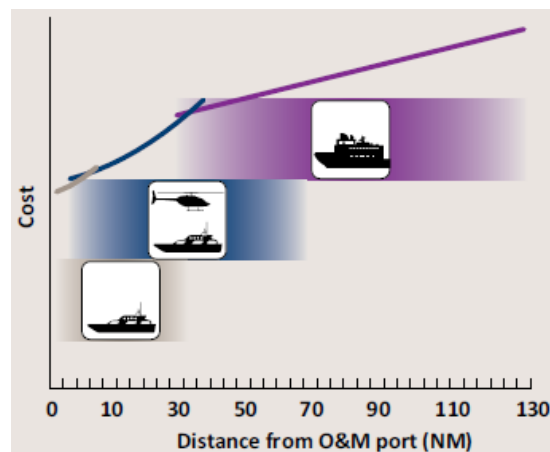


も風車の設置基数が増えると、①は②もしくは③に移行するものと推察されている (GL Garrad Hassan,2013)。

- ① 港湾を基地とした作業船による方法 (約 12NM (約 22km) 以内)
- ② ヘリコプターの支援を受けた作業船による方法 (約 12-約 40NM (約 22-約 74km))
- ③ 洋上宿泊設備 (母船) を基地とした作業船による方法 (約 40NM (約 74km) 以遠)

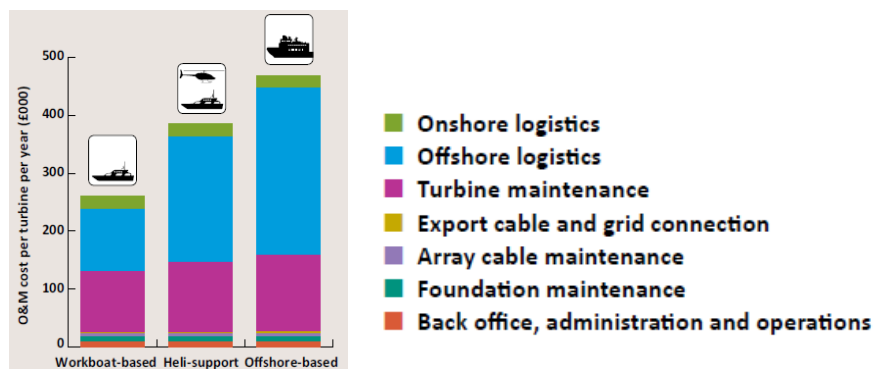
ドイツにおいても離岸距離が 80km 以上の遠距離の場合には母船方式が考えられている (Hobohm *et al.*,2013)。

※1NM (海里) =1.852km



図Ⅲ. 7. 3-10 港湾 (基地) からの距離と運転保守費 (OPEX) との関係 (GL Garrad Hassan, 2013)

上記の 3 つの方法の運転保守費 (OPEX) (1 年 1 基当たりの費用) は、図Ⅲ.7.3-11 に示しているように、作業船のみによるケース (①) では約 260,000 £/基/年 (約 3,380 万円/基/年;130 円/£)、ヘリコプターの支援を受けた作業船 (②) では約 390,000 £/基/年 (約 5,070 万円/基/年;130 円/£) および洋上宿泊設備を基地とした作業船 (③) では約 470,000 £/基/年 (約 6,110 万円/基/年;130 円/£) となっており、②は①の 1.5 倍、③は①の 1.8 倍の費用負担となる。なお、運転保守費 (OPEX) の内訳では風車メンテナンス費と海上輸送費が大きな割合を占めており、特に②と③のケースでは海上輸送費の割合が大きくなっている。



図Ⅲ. 7. 3-11 3 つの輸送方法による運転保守費 (OPEX) の比較 (GL Garrad Hassan, 2013)

③の洋上宿泊施設は高額ではあるが、港から作業船で2時間以上(約40NM(約74km))離れたウィンドファームでは必要かもしれない。宿泊施設には、固定式と浮体式の2つのタイプがある。

- ・固定式：海底油田・ガスのプラットフォームと同じコンセプトで、風車へは作業船やヘリコプターを使用する。デンマークのØrsted社(旧Dong Energy社)は、Horns Rev 2において洋上変電所から15m離れた場所(洋上変電所とは橋で連結)に24名収容できる宿泊施設(Poseidon)を設けて、作業員が常駐し施設の運転・保守にあっている(図Ⅲ.7.3-12)。



図Ⅲ.7.3-12 Horns Rev2における固定式宿泊施設 (GL Garrad Hassan, 2013)

- ・浮体式：SeaEnergy社は、洋上風力発電施設の大型化、遠距離化のトレンドを受けて、マザーシップ(母船)コンセプトを発表している。母船には作業船やアクセス装置が完備される計画で、これにより天候の良いときには作業船を展開できる。悪いときには宿泊施設から直接、上下の動揺に強い洋上アクセス装置を活用できるという大きなメリットがある(図Ⅲ.7.3-13)。ベルギーのBelwind洋上ウィンドファームでは、離岸距離46kmのサイトに2013年末の時点で6MW機が1基設置されているが、今後、55基の洋上風車が展開される計画である。ここでは浮体式宿泊施設が風車の運転・保守方策として導入されることとなっている(DNV,2012)。

#### 【豆知識Ⅲ.7.3-2】

##### ●Thoronton Offshore Wind Farm (ベルギー) のアクセスシステム (DNV,2012)

###### ✓人員輸送

- ・定期保守/不定期保守のための作業船利用→制限波高 1.5m
- ・不定期保守のためのヘリコプター利用→制限風速 17m/s
- ・主要機器交換のためのジャッキアップ船の利用→制限波高 2.5m/制限流速 2kt

###### ✓材料輸送

- ・定期保守/不定期保守のための作業船利用→重量<1.5t
- ・不定期保守のためのヘリコプター利用→重量<0.5t
- ・主要機器交換のためのジャッキアップ船の利用→重量>3.5t
- ・定期保守/不定期保守のための連絡船利用→重量>1.5-3.5t



図Ⅲ. 7. 3-13 浮体式宿泊施設 (GL Garrad Hassan, 2013)

#### 1) アクセス船

洋上風車へのアクセスは、基本的には船舶によることが多く、「安全性」と「経済性」が重要である。日本船舶技術研究会（2013）およびDNV GLら（2014）によれば、アクセス船とは、風力発電施設サービス船（WFSV：Wind Farm Service Vessel）、乗組員輸送船（CTVs：Crew Transfer Vessels）あるいは作業員輸送船（PTVs：Personnel Transfer Vessels）と呼ばれ、施設の運転・保守を中心に洋上風車の設置・試運転・撤去等、幅広く利用される船舶である。今日、既存の船の利用も含めて欧州で操業中の作業船は300隻以上にのぼり、さらに多くの船舶が洋上風力用の専用船として設計・建造されている。

アクセス船による作業限界波高（有義波高  $H_{1/3}$ /スペクトル有義波高  $H_s$ ）は1.0-1.5mであるが、波周期もアクセスと関連性があり、一般的にアクセスが困難となるのは波長の長い、いわゆる、“うねり”が卓越する海域である（Twidell and Gaudiosi, 2009）。実際、銚子沖のNEDO実証研究海域では“うねり”が卓越することから、北九州市沖のサイトと比較して稼働率が低いことは前述した通りである。

アクセス船に共通する特徴は、高速で、プッシングが効き、高い操舵性を有することであり、作業員の輸送時には効率性と快適性の両立が求められている。Carbon Trust（2018）によれば、アクセス船の開発では以下のことが主眼に置かれてきた。

- ✓洋上風車へのアクセスに要する時間を短縮するために、船舶の速度を上げる。
- ✓アクセス船の稼働可能日数を増やす。
- ✓燃費を改善する。
- ✓船舶のパフォーマンスを改善し、乗客快適性と安全性を高める。

Twidell and Gaudiosi（2009）を参考に、洋上風力発電所の運転・保守用船舶として代表的な単胴船（MONOHULL）と双胴船（CATAMARAN）の特徴を以下に示す。

## 《単胴船》

### [長所]

- ・市場から容易に調達が可能で、用途に応じて既存の設計を容易に変更できる。
- ・値段が安価である。
- ・運用費が安価である。
- ・種々のアクセス装置に対して使用が可能である。

### [短所]

- ・悪天候下では動揺（ヒープ、ロールおよびピッチ）が大きく、作業が制約されることがある。
- ・一般的に船速が遅く、アクセスに時間がかかる。

## 《双胴船》

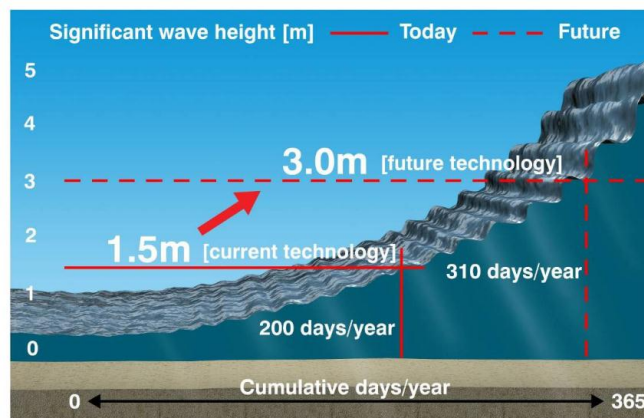
### [長所]

- ・悪天候下でも安定している。
- ・広いデッキスペースが確保され、安定性に優れた設計となっている。
- ・高速航行が可能である。

### [短所]

- ・単胴船に比較して高価である。
- ・アクセス装置から荷重を吸収するための特殊な設計が必要である。

現在は、上記の単胴船や双胴船のアクセス船が主体であるが、今後、より安定性の高い三胴船（TRIMARAN）、喫水が深く復原性の良い小型半没水双胴船（SWATH : Small Waterplane Area Twin Hull）、ホーバークラフト型の双胴船（Wavecraft SES）、船体部分を浮体部とデッキ部とに 2 分割し浮体とデッキ部の連結部分にサスペンションを組み込み、動揺を抑える双胴船（Nauti-craft 2Play）等の新型アクセス船が計画されている。これらの新しいアクセス船により作業限界波高（有義波高）1.5m が波高 3m に改善された場合、年間の稼働日数は 200 日から 310 日に増加し、利用可能率は 4% 増えるとされている（図Ⅲ.7.3-14）。ただし、これら新型アクセス船の欠点は高額であることである。表Ⅲ.7.3-9 に種々のアクセス船の概要を取りまとめて示すとともに、主にヨーロッパのアクセス船のリストを付属資料Ⅵに示す。



図Ⅲ.7.3-14 許容有義波高の違いによる稼働日数の変化（Brown, 2011）

**【豆知識Ⅲ.7.3-3】**

- 日本初の洋上風力発電専用アクセス船-JCAT ONE (ジェーキャットワン) (東京汽船)  
洋上風力発電施設へのアクセス専用船 (送迎・乗降用交通船)

竣工：2013年 (オランダの造船所で新造)

船級：NK

航行区域：沿海区域

主な要目：全長 (LOA) 19.40m, 型幅 7.00m, 喫水 1.00m

船型・船質 オフショアカタマラン・アルミ合金

総トン数 96G/T、馬力 1,960ps (980ps×2基)、主機 MTU8V2000M72-2

推進器 ウォータージェット Hamilton Jets HM571

速力 軽荷状態 26.3kt 満載状態 24.7kt

定員 船員 3名、旅客 12名

特徴：欧州の洋上風力発電設備へのアクセス専用船として開発建造された船舶で、速力性能と燃費性能に優れ、航走時の安定性、洋上風力発電設備への接舷時の高い操縦性能を有する。メスルーム (食堂)・ギャレー (厨房)・トイレ・シャワーを装備した居住性にも配慮した専用船である。



JCAT ONE の福島沖での接舷状況

表Ⅲ. 7.3-9 アクセス船の概要

分類	MONOHULL	CATAMARAN	TRIMARAN	SWATH	Wavecraft SES	Nauti-craft 2Play
構造						
船体方式	通常のタイプの船体。船体が浮体構造で、船体上部がデッキの形状のため、双胴船と比較して「波」の影響が大きい。「渡船」の片側等の影響を受けやすい。等の渡船時等の欠点がある。船体は、双胴船と比較して安定し高い等の長所がある。 許容乗員数：1.5m 許容最大風速：12m/s	双胴船には、甲板面積が広く旅客や貨物のスペースがとれる。安定性が高い。しかし、船体が水に浸る部分が多いため、船体形状により船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。船体のバラストの調整により、ドラフト等の調整が可能である。船体形状により、船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。また、船体形状により、船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。 許容乗員数：2.0m 許容最大風速：12m/s	中央の主船体と両側の副船体の3つの船体をデッキでつないだ「トリマラン」あるいは「三胴船」と呼ばれている。高速航行に適した形状により、船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。船体のバラストの調整により、ドラフト等の調整が可能である。船体形状により、船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。 許容乗員数：2.5~3.5m 許容最大風速：15m/s	「半水型双胴船」は、船体の船体を水中に浮かべた状態で航行する。船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。また、船体形状により、船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。 許容乗員数：2.5~3.5m 許容最大風速：15m/s	SES 表面効果艇では、船体からは空気を覆った双胴船として、船体前後に位置したスカーフトップ型内の空間には空気が圧入して船体を浮上させる。船面上の船体には空気の層と船体に間に空気が入り、船体は(L/D)が増加する。そのため、船体近づく影響が減少し、船体の浮力と船体の重量を釣り合わせる必要がある。 許容乗員数：2.5~3.5m 許容最大風速：15m/s	船体部分の本の浮体部分とデッキ部分とに分割し、浮体とデッキ部分の連結部分に、自動車の独立懸架機構に用いられるサスペンションを組み込み、自動車の位置、姿勢、運動、衝撃を計画し懸架機構を制御する。そのことで、波の高さや乗客状況においても、デッキ部分の傾斜を減衰し、安全を確保することが可能である。船体部分の傾斜を減衰し、乗客の乗降を容易にすることが可能である。
方式比較						
項目	MONOHULL	CATAMARAN	TRIMARAN	SWATH	Wavecraft SES	Nauti-craft 2Play
外観図						
長さ	15m	20m	WS26 24m WS30 30m	25m	27.2m	6m
船幅	5m	7m	9.5m	16m	—	未発表
吃水	1m	0.9m	1.7/2.3m	2.7m	—	未発表
排水量	28t	25t	20t	128t	—	未発表
エンジン出力	1,500kW	750kW	—	1,500kW	—	未発表
仕業	20/24kt	25/28kt	12.5/28kt	16/18kt	—	未発表
燃料消費量 (クーパー/トン)	220L/h	160L/h	—	300L/h	—	未発表
有線長さ	1.5m	2m	—	3.5m	4m	未発表
搭載乗員	1t	2.5	10t	3t	—	未発表
乗客人数	8人	12人	20人	12人	—	未発表
乗客乗降距離	~10km	20~40km	—	50km~	—	—
外観図の出典	López, J.A et al. (2010)	López, J.A et al. (2010)	Neilson RP : <a href="http://www.neilson.pl/references/wind-farm-service-vessels">http://www.neilson.pl/references/wind-farm-service-vessels</a>	López, J.A et al. (2010)	Umeo Manda[提供]	Nauti-craft, RP : <a href="http://www.nauti-craft.com/news.html">http://www.nauti-craft.com/news.html</a>

## 2) アクセス装置

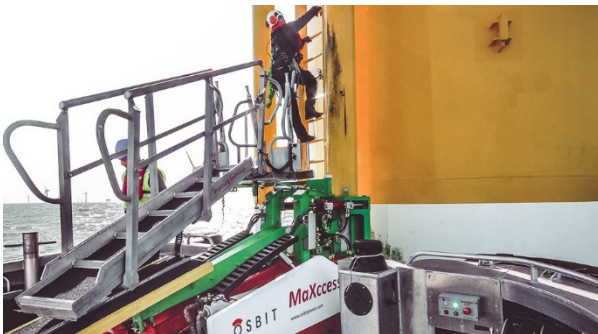
波浪の高い状況下でアクセス船から風車に移るには、危険を伴うものである。DNV GLら(2014)が指摘しているように、現在多くの洋上風力発電施設では、Bollard Tube 把持スライド方式という、支持構造物に取り付けてある梯子の外側の Bollard Tube にアクセス船の船首を押し付けて作業員が乗り移る方式が行われている。これは、船舶の推進力によって船舶を安定に保つ方法で、有義波高 1.5m 以下の波高条件に限定されるものの、波高以外に波の周期や波長、海潮流流速、風向・風速等の諸要因がアクセス性の良し悪しに関係する。

アクセス船から洋上風車へ乗り移る方法として、Twidell and Gaudiosi (2009) の記述から分類すると、おおよそ「鉛直梯子に乗り移り方式」および「水平乗り移り方式」の 2 つに大別される。前者は最も一般的な方法で、作業員は船のデッキから前向きに鉛直梯子に乗り移り、風車のマンハッチ(出入口)がある下部構造プラットフォームまで登る(帰還時は後ろ向きに梯子から船のデッキまで降りる)。後者は船から洋上風車に渡した通路を通って行き来する方法で、作業員の安全面に配慮されたものである。

Twidell and Gaudiosi (2009) は、支持構造物の種類(モノパイル、重力、ジャケット)によって乗り移り方式の問題点を抽出している。海氷対策として負の傾きを有する重力基礎(砕氷コーン)は、船首が接岸時に砕氷コーンのリップの下に潜り込んで大きな損傷を受けないように、アクセスポイントを支持構造物の高い位置にする必要があるとし、運転・保守には比較的大型船の使用が望ましいと指摘している。

荒天時におけるアクセス性と安全性を高めるために、主として「水平乗り移り方式」によるアクセス装置が実用化あるいは開発中である(表Ⅲ.7.3-10a,b)。これらのアクセス装置は、作業員の安全確保にとって重要であるだけでなく、作業効率を高め、運転保守費(OPEX)の低減に貢献するものである。

参考までに、オランダのデルフト工科大学で開発された AMPELMANN (シミュレータ機構ペDESTAL 水平保持方式) とイギリスの OSBIT POWER 社の MaXccess-T18 (福島沖浮体式洋上風力発電のアクセス船(JCAT ONE)に装備)の外観を図Ⅲ.7.3-15 に示す。



図Ⅲ.7.3-15 アクセス装置の外観

上左図、上右図：Ampelmann 提供

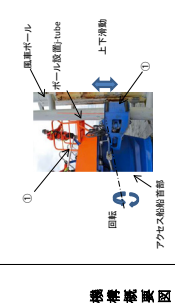
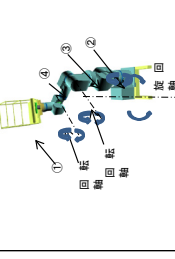
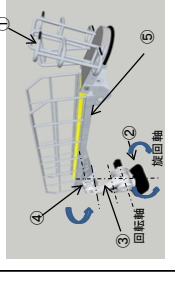
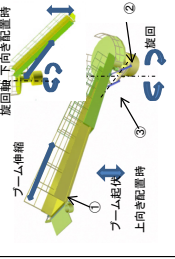
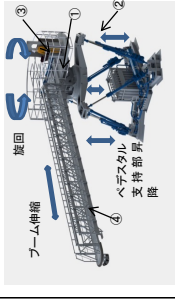


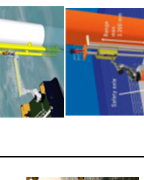

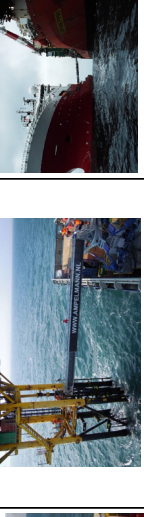
中左図：MaXccess-T18 Osbit 提供

下左図：MaXccess-T18 <http://www.osbit.com/equipment/access-systems/>

下右図：JCAT ONE に装備された MaXccess-T18（福島沖浮体式洋上風力発電施設で撮影）

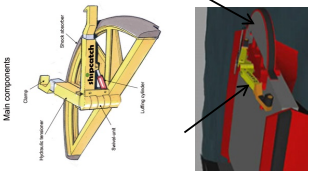
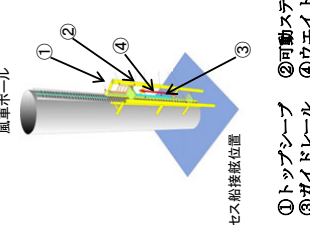
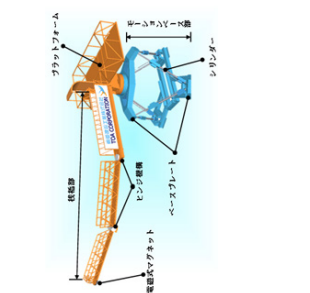
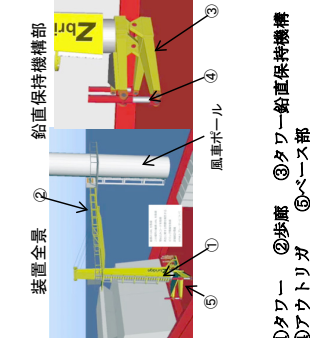
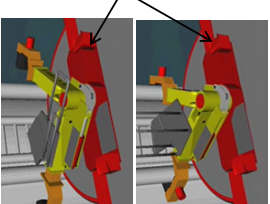

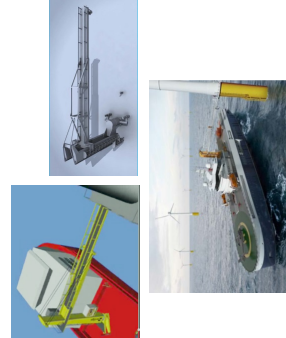
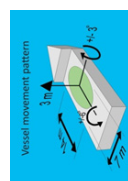


表Ⅲ. 7. 3-10a アクセス装置（実用化）の概要

項目	Bollard Tube把持スライド方式	多関節アームマンケージ方式	多関節アーム屈折機構方式	歩進ブーム起伏伸縮方式	シミュレータ機構ペダスタル水平保持方式
機構概要図					
動作概要	<p>① スライドキヤッチャー</p> <p>② 固定歩進</p> <p>接続部に設けられたアクセスラダーの外側に設置した、Bollard Tubeに船首を押し付け来り移りする「バンブアンドジャンプ方式」は広く運用されているが、波浪の影響を受けやすい。船首に設置したキヤッチャーによりBollard Tubeを保持し、アクセス船のヒール角をピッチングによる接続位置の修正キヤッチャー一部のスライド機構と回転機構により、バツシブに調整する方式。</p>	<p>① マンケージ</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ アームA</p> <p>④ アームB</p> <p>産業用ロボットにおいて実装のある、複回転機構を有する関節を複数配置して、アーム先端位置・姿勢を6自由度の動作が可能とし、制御する機構・制御方式。海上船舶上に設置し、波の影響を緩和し、各回転軸の回転角を測算・動作させて波・潮流の影響を吸収する。</p>	<p>① バスケケット</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ アームA</p> <p>④ アームB</p> <p>⑤ 歩進付きアーム</p> <p>波により揺動する船舶上に設置されたアクセス装置の完備時と、固定されているアーム先端位置・姿勢を歩進とすることで、海上船舶上に設置し、波の影響を緩和し、各回転軸の回転角を測算・動作させて波・潮流の影響を吸収する。</p>	<p>① テレスコプーム</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ ペダスタル位置決めシリンダ</p> <p>④ 装置</p> <p>運用実績の多い、連絡橋をブーム上に配置したタワー型回台式連絡橋を船上に設置し、海上輸送物間に接続する方式。船舶の位置・姿勢の変化に対応し、連絡橋の長さ・傾斜をテレスコピック機構および起伏シリンダ操作により変化させ修正。船舶の位置・姿勢を常時検知し、構造物へ接続するまでの操作をアクティブに制御し、設置後はバツシブ制御する方式も開発されている。</p>	<p>① テレスコプーム</p> <p>② 旋回台</p> <p>③ ペダスタル位置決めシリンダ</p> <p>④ 装置</p> <p>装置を設置している船の位置・姿勢の変化を常時検知し、6本の支持シリンダをアクティブ制御することにより、装置の旋回ベースの絶対位置をある範囲以内に保持し、歩進先端の絶対位置を減少することが出来る。本機構はフライトシミュレータとして実用化されており、海上輸送物との接続の他、船同士の連絡歩進としても有効なシステム。歩進の追従機構はテレスコピック機構による。</p>
画像の 出典	Merisaura HP : <a href="http://www.merisaura.fi/files/249/Win_d_Servant_brochure.pdf">http://www.merisaura.fi/files/249/Win_d_Servant_brochure.pdf</a>	nomac提供	nomac提供	各種資料を元に作成	AmpeImann HP : <a href="https://pdf.nauticoexpo.com/pdf/ampeImann/a-type/64641-88967.html">https://pdf.nauticoexpo.com/pdf/ampeImann/a-type/64641-88967.html</a>
＜運用例＞					
分類	アクセス船直接接続方式	バスケケット移動連絡	多関節アームマンケージ方式	多関節アーム屈折機構方式	シミュレータ機構ペダスタル水平保持方式
特徴点	アクセス船の船首に、j-tubeキヤッチャーを配置し直進型風車型アーム本体に接続しない。	多関節アーム先端に取付けたバスケケットに乗り込み、任意の座標に移動する。	波の影響を緩和する船舶は6自由度（前後、左右、上下、ロー、ピッチ、ヨー）で船首位置・姿勢を変化させているため、船舶の位置・姿勢を検知し動的にバツシブ的に追従・変化させる。	船首の位置・姿勢を検知し、連絡歩進の方向・歩進を制御する。シミュレータ機構を有する船舶の位置・姿勢を検知し、連絡歩進の方向・歩進を制御する。	船舶・海上輸送物間連絡と比較し、船舶間のため双方の位置姿勢を検知し連絡橋を変化
運用方式	j-tube把持スライド方式	多関節アームマンケージ方式	多関節アーム屈折機構方式	シミュレータ機構ペダスタル水平保持方式	船舶から船舶間連絡
事例					
歩進長さ	—	(MOTS500:バスケケット)	—	Max21m	E. type Max27m
歩進ストローク	0	船運3.2m	5m (ターゲット)	6m	Max27m
歩進幅	—	—	800mm	—	3m
歩進駆動弁	—	船直	±15°	不明	不明
許容荷重	—	150kg	150kg	不明	不明
装置重量	—	3,800kg	7,600kg	—	100kg (貨物)
駆動	—	電動モータ	電動モータ	油圧シリンダー	油圧シリンダー
波高	Ha2.5m	Ha2.5m	Ha3.5m	Ha2.5m	Ha3.0m
画像の出典	Merisaura HP : <a href="http://www.merisaura.fi/files/249/Win_d_Servant_brochure.pdf">http://www.merisaura.fi/files/249/Win_d_Servant_brochure.pdf</a>	nomac提供	ENGIS提供	各種資料を元に作成	AmpeImann提供

表Ⅲ. 7. 3-10b アクセス装置（開発中）の概要

<開発中>

項目	Bollard Tube保持スライド方式	ポール固定昇降機構方式	歩廊ブーム屈折伸縮方式	タワー船直制伸縮ブーム伸縮方式
<p>機構概要図</p>  <p>アクセス船船首部</p>	 <p>①トップシーブ ②可動ステップ ③ガイドレール ④ウエイト</p>		 <p>①タワー ②歩廊 ③タワー船直保持機構 ④アウトリガ ⑤ベース部</p>	
<p>動作概要</p>	<p>他のアクセスシステムが、アクセス船側に設置するのに対し、本システムは船体の上下動に追随し、風車ポールのj-tube側に渡り板を上下する機構を配置している。小さな力で踏み板を上下する方式である。2本の油圧シリンダーで風車ポールをキャッチし引き寄せ、船体のすべての動揺に対し、船体姿勢を保持する。</p>	<p>シミュレータ機構ベース部、プラットフォーム、上下左右移動するヒンジ機構の機構部から構成される。固定されたベース部は、船舶の動揺を打ち消すように各々のシリンダーを制御し、プラットフォームを水平に保つ。船舶動揺航行の際発生する船体傾斜による船舶動揺に対し、機構部の連結構造が上下左右方向に動くヒンジ機構では制御できない動揺を吸収する。</p>	<p>構造は甲板から船直に保持されているタワー部と、ほぼ水平に設置される伸縮歩廊部により構成される。船の位置・姿勢の変化を常時測定し、2本のアウトリガをアクティブ制御することにより、タワーの鉛直度を保持し、歩廊先端の相対変位を減少することが出来る。貨物の搬入には、タワーに沿って設置される船直エレベータと歩廊部の傾斜搬送ラインを乗り継ぐ。</p>	
<p>運用イメージ</p>				
<p>備考</p>	<p>本システム (Zcatch) はOWEZ北海wind farmにてテスト中。</p>	<p>仕様は未公開</p>	 <p>作業条件 ○波高: Rsg. 5m ○貨物搬送量: 1t</p>	
<p>開発組織 (画像の出典)</p>	<p>Ztechnologies (同社HP: <a href="http://www.ztechnologies.nl/zcatch.html">http://www.ztechnologies.nl/zcatch.html</a>、<a href="http://www.ztechnologies.nl/zcatch.html">http://www.ztechnologies.nl/zcatch.html</a>)</p>	<p>Ztechnologies (同社提供)</p>	<p>東亜建設工業 (同社HP: <a href="https://www.toa-const.co.jp/company/release/2014/140219.html">https://www.toa-const.co.jp/company/release/2014/140219.html</a>)</p> <p>Ztechnologies (同社提供)</p>	

## 8 撤去

20年間の洋上風力発電事業実施後には、施設の撤去を行うこととなる。また、観測タワー、送電線、連系変電所等の撤去も必要となる。

海洋投棄による海洋の汚染を防止することを目的とした国際条約としては「1972年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約（ロンドン条約）」があり、1975年8月に発効した。その後、廃棄物の海洋投棄等の規制を更に強化することを目的とした「1972年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約の1996年の議定書（96年議定書）」が採択され、2006年3月に発効している。96年議定書では、陸上起源の廃棄物その他の物の海洋（海底下も含む）投棄及び洋上焼却を原則禁止とし、海洋投棄を検討することができる廃棄物その他のものを同議定書附属書Iに限定列挙するとともに、海洋投棄する場合には環境影響評価等に基づいて規制当局が許可を発給することを規定している。

96年議定書附属書Iにおける、海洋投棄を検討することができる廃棄物その他の物は以下の通りである。

1. 浚渫物
2. 下水汚泥
3. 魚類残渣又は魚類の工業的加工作業から生ずる物質
4. 船舶及びプラットフォームその他の人工海洋構築物
5. 不活性な地質学的無機物質
6. 天然起源の有機物質
7. 主として鉄、鋼及びコンクリート並びにこれらと同様に無害な物質であって物理的な影響が懸念されるものから構成される巨大な物（ただし、投棄以外に実行可能な処分の方法がない孤立した共同体を構成する島嶼等の場所においてそのような廃棄物が発生する場合に限る。）
8. 二酸化炭素を隔離するための二酸化炭素の回収工程から生ずる二酸化炭素を含んだガス

洋上風力発電設備の撤去に関する取り組みについては、欧州が先行している。2011年にはイギリス政府が、業界向けのガイダンス「Decommissioning of offshore renewable energy installations under the Energy Act 2004」を公表している。この中では原則として洋上風力発電設備は全部撤去であるが、海上交通への支障、海洋環境への影響、撤去費用等を勘案し、一部残置の可否を判断することになっている。またClimate Change Capital（2010）によれば、デンマークやオランダでも洋上風力発電施設の一部残置が事案により許容されている。いずれの国も96年議定書の締約国であることから、洋上風力発電設備を同議定書の附属書Iの対象とした上で一部残置を許容していると考えられる。

世界で洋上風力発電所の導入が本格化して間もないこともあり、世界で撤去されたウィンドファームの事例は少ない。近年撤去された事例として2つ取り上げる。1つ目の事例では設備の一部が残置され、もう1つの事例では設備が完全に撤去された。

一部残置の事例は、スウェーデンのYttre Stengrund wind farmである。当発電所は2016年1月に撤去されている。この発電所はモノパイル式の2MW風車5基からなっており、沖合

2km の水深 6-8m の海域で 2001 年に運転を開始している。事業者によれば、採算性や技術面を考慮すると、設備を更新して事業を継続するよりも撤去した方がよいという判断になったということである (Vattenfall 社 HP : <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2016/the-first-decommission-in-the-world-of-an-offshore-wind-farm-is-now-complete/>)。施設の撤去にあたっては、基礎は海底面の位置で切断されて海底面下の基礎部分はそのまま残置されている。

完全撤去の事例は、オランダの Lely Wind Farm である。この発電所はモノパイル式の 500kW 風車 4 基からなっており、Ijssel 湖の水深 3-4m の水域で 1992 年に運転を開始している。2016 年 9 月に撤去工事が開始され、ケーブルを含め全ての設備が 3 週間以内に撤去された。モノパイルはバイプロハンマを利用して引き抜かれている

(<http://www.offshorewind.biz/2016/12/07/lely-wind-farm-fully-decommissioned-video/>)。

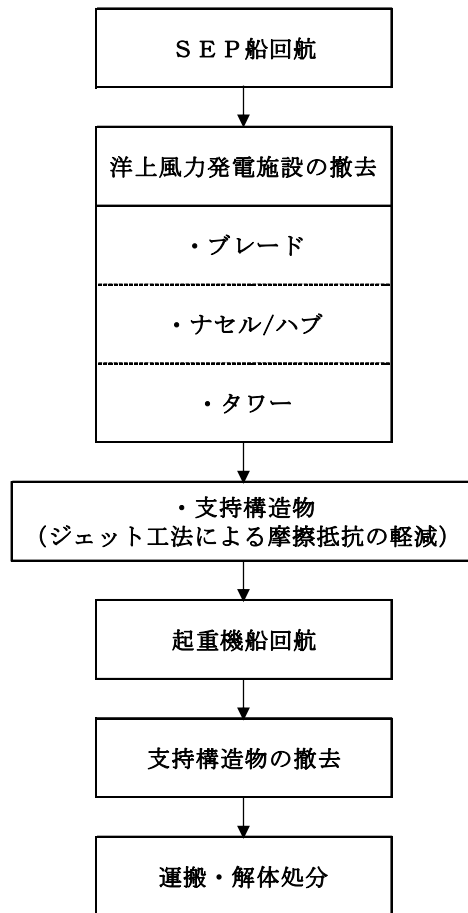
上述の英国政府の業界向けガイダンスのような、洋上風力発電設備に特化した撤去の国内の指針・基準は、現在のところ日本にはない。基礎構造物等の海洋投棄については、96年議定書を受けて改正された「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（海洋汚染防止法）」および「廃棄物の処理及び清掃に関する法律（廃棄物処理法）」が適用される。海洋汚染防止法では海域に設けられる工作物である「海洋施設」そのものを海洋に投棄することを原則として禁止しているが、同法で規定されている基準を満たせば例外として海洋への廃棄が許可される。洋上風力発電施設は同法で規定している「海洋施設」に該当すると考えられることから、基礎構造物等の一部残置が認められるためには同法に規定されている基準を満たす必要がある。

しかし日本では、そもそも一部残置を行った海洋施設の撤去事例自体が少なく、石油施設の事例が数例あるのみである。また洋上風力発電所の場合ある範囲の海域に数十基もの施設が設置されるため、残置による影響が石油施設の場合と大きく異なることから、石油施設の残置の考え方が洋上風力発電所にそのまま当てはまるわけではないことに留意が必要である。

一方港湾区域においては、「港湾区域等に風力発電施設を設置する場合の占用等の許可基準等の参考指針」の中で、港湾管理者が占用等の許可を行う上での留意事項として「事業の廃止、占用許可の期間満了時等に風力発電施設を撤去し、原状回復すること。」があげられている。「港湾における洋上風力発電の占用公募制度の運用指針Ver.1」では、「洋上風力発電施設にかかる占用許可期間が満了した場合、撤去することが基本となるため、当該施設の撤去の方法や撤去に係る費用を売電収入等から積み立てる計画を示す必要がある旨を公募占用指針に示しておくことが必要と考える。」としている。

洋上風力発電設備を完全撤去する場合、その方法は、Ⅲ.6.2 項に取りまとめた組立作業とは逆の手順となると考えられる (図Ⅲ.8-1)。風車本体およびタワーは、組み立て時と同様に SEP 船 (自己昇降式作業台船) を使用して解体する。支持構造物も、SEP 船を使ってジェット工法により海底土中部を攪乱し周辺摩擦抵抗を軽減させた後、起重機船の吊り上げ荷重やバイプロハンマの起振力を利用して回収し、洋上風力発電事業区域の現状復帰を図ることとなる。

撤去工事は設置工事と同様に海象のよい時期に行い、現場で各設備を切り離して順次陸揚げする。陸上部には仮置場や解体ヤードを設ける必要があるため、それらにどの程度の広さが必要かをあらかじめ調べておく必要がある。



図Ⅲ. 8-1 風力発電施設の撤去施工手順の概要（モノパイルの場合の例）

### 【豆知識Ⅲ.8-1】

#### ●撤去が簡便な支持構造物の形式

支持構造物のサクシオン形式は、重力式、モノパイルとサクシオンアンカー技術の利点を併せ持つハイブリッド設計で、海底地盤中に挿入した支持構造物スカート内の水を抜いて内部を減圧することで、上部に作用する水圧差（サクシオン）を利用してスカートを貫入させる工法である（イギリスの Carbon Trust による Offshore Wind Accelerator (OWA) Programme の中で、商用化に向けた開発が進められている）。反対に、スカート内に空気を送り込み加圧することで、比較的容易に撤去できる。

砂質、泥質の海底地盤に適用される工法であるが、大水深まで対応可能であること、モノパイルよりも鋼材料が 25%削減可能なこと、グラウト接合は不要なこと、設置時の騒音削減が期待できること、完全撤去が可能なこと等の利点があるとされている。

石油ガス開発分野では 1,000m 級の大水深でも使用されている。これまで洋上風力発電に対するサクシオンの実績は、図 1 に示す 2003 年に Vestas 3MW 風力発電機の実証試験（Frederikshavn：デンマーク）のみであったが、2014 年にドイツの Borkum Riffgrund 1 洋上ウインドファーム（312MW：海底地盤は砂質）において、Siemens 3.6MW 洋上風車のジャケット式支持構造物の据付に採用された（図 2）。

その他、サクシオンは Horns Rev2、Dogger Bank 等における洋上風況観測タワーの実績がある。



図 1 Frederikshavn のサクシオン支持構造物形式  
(Lindvig, 2010)

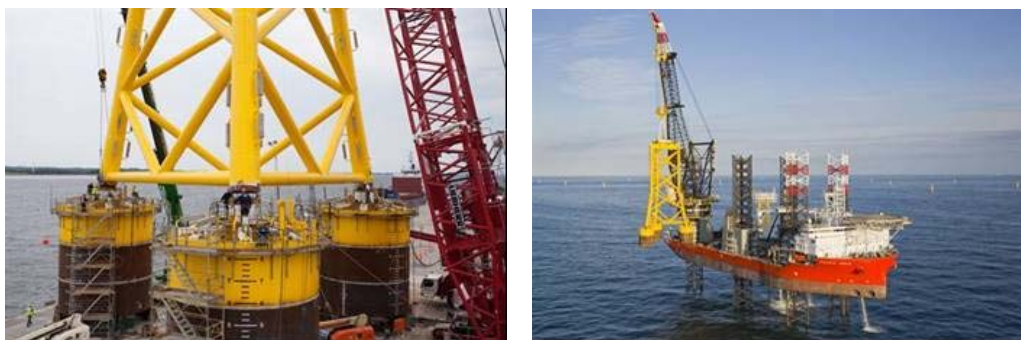


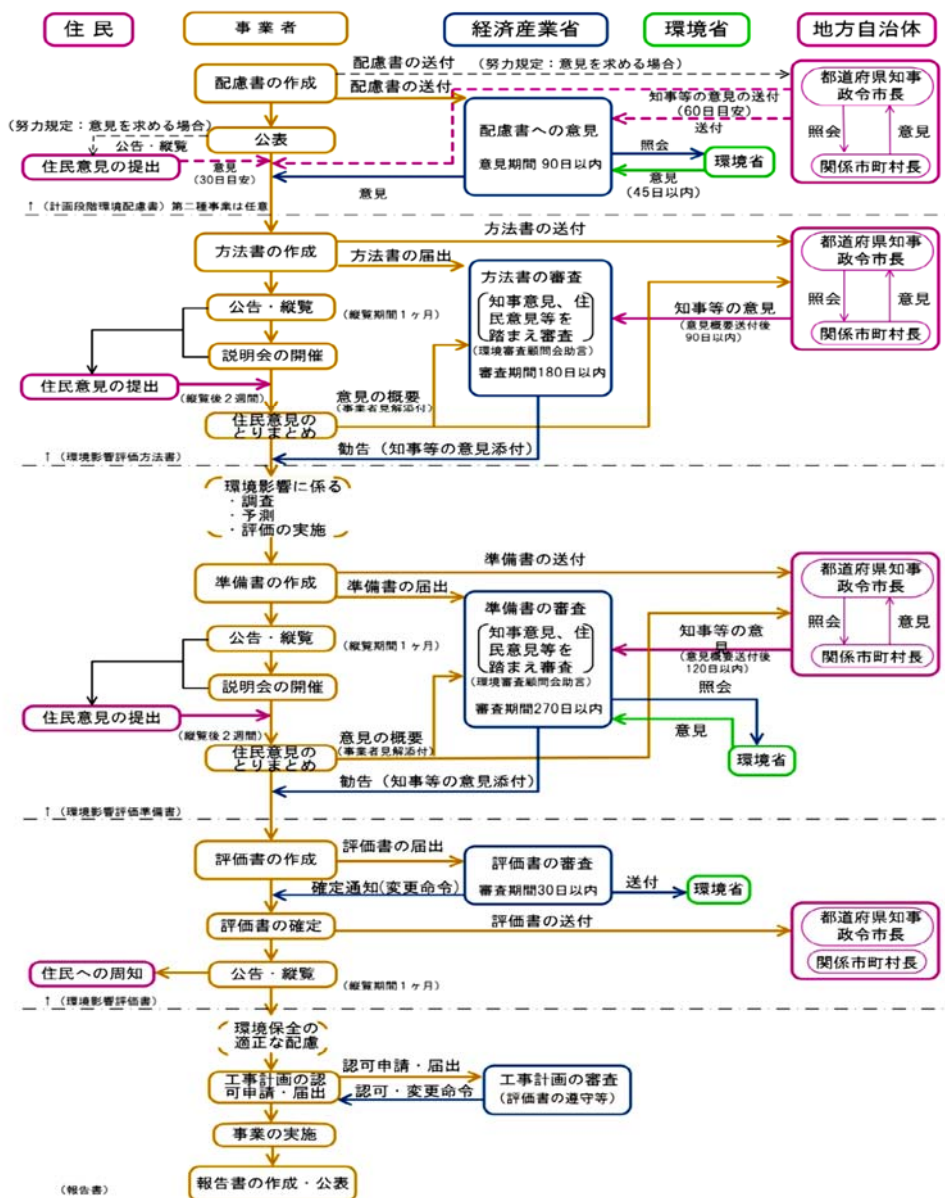
図 2 Borkum Riffgrund1 のサクシオン支持構造物形式 (Weston, 2014)

## 9 環境影響評価

環境アセスメントの手続の概要を示すとともに、洋上風力発電の環境影響評価に関して、特に重要な影響要因を取り上げて取りまとめた。

### 9.1 環境影響評価手続

環境影響評価法において、風力発電の規模要件は第1種事業（必ず法に基づく環境アセスメントを行う事業）が出力1万kW以上、第2種事業（法に基づく環境アセスメントが必要かどうか個別に判定する事業）が出力0.75万kW以上1万kW未満と定められている。洋上風力発電の場合多くの基数を設置することになるため、第1種事業に該当する事業が多くなることが想定される。第1種事業の発電所における環境アセスメントの手続は図Ⅲ.9.1-1に示す通りである。



図Ⅲ.9.1-1 発電所事業における第1種事業に係る環境アセスメントの手続（経済産業省商務流通保安グループ電力安全課, 2017）

計画段階環境配慮書は、事業実施想定区域を提示して、複数案の計画について重大な環境影響を受けるおそれのある環境要素と影響要因を勘案して計画段階配慮事項を選定し、それらについて既往文献等により調査を行い、その結果に基づき事業の実施に伴う影響を予測・評価し、複数案ごとに評価結果を比較検討するものである（環境大臣・主務大臣からの意見提出・住民/知事等の意見を聴取）。なお、第2種事業では配慮書手続の実施は任意とされている。

#### ①事業実施想定区域の設定

事業実施想定区域の設定は、発電所アセス省令第3条の規定により第一種事業に係る風力発電設備等の「構造」、「配置」、「位置」、「規模」に関し、複数案を設定して検討する。しかし、地形・地質条件の制約、風況条件の制約、経済面、技術面等から、複数案の設定が現実的ではないケースも考えられる。その場合には、複数案を設定しない理由を明らかにする必要がある。事業実施想定区域の検討には、地形・地質条件、風況条件等の事業性に関する条件以外にも、地域の自然的状況及び社会的状況について把握し、自然環境保全上の課題や先行利用等の状況を調査する必要がある。参考までに、以下に自然的状況および社会的状況に関するデータベース化された資料名を列記する。

#### ●国土交通省

- ✓海洋情報クリアリングハウス（愛称：マリンページ）
- ✓海洋台帳（海洋政策支援情報ツール）

#### ●環境省

##### ✓環境アセスメントデータベース（EADAS）

##### ・全国環境情報

事業計画の立地環境調査や、環境影響評価手続の配慮書の段階に参照すべき自然環境、社会環境に関する情報の閲覧。

##### ・情報整備モデル地区環境情報

全国から選定した情報整備モデル地区（85地区、うち洋上24地区）において、資料調査、ヒアリング調査、現地調査を実施して取りまとめられた自然環境、社会環境に関する情報の閲覧。

##### ・参考文献検索

鳥類への影響に関する文献資料情報および騒音等に関する文献資料情報等の閲覧。

#### ②計画段階配慮事項の選定

計画段階配慮事項の選定は、発電所アセス省令第5条に基づき、事業特性および地域特性を踏まえ、事業に伴い環境影響を及ぼすおそれがある要因により、重大な影響を受けるおそれがある環境要素について影響の重大性を客観的・科学的に検討するものである。洋上風力発電の事業特性から、主に重大な影響が生じうる環境要素としては、水中音、バードストライク、景観等があげられる。これらについて配慮書段階で予測を行うことになるが、可能な限り定量的に把握すること、困難な場合には定性的に行うことが求められている。

配慮書手続以降の手続としては、環境影響評価方法書の作成、公告・縦覧、環境影響評価の実施、環境影響評価の結果をとりまとめた環境影響評価準備書の作成、公告・縦覧、それを補正した環境影響評価書の作成、公告、縦覧が挙げられる。また、工事完了後に1回作成するこ



とを基本とし、環境保全措置の効果や事後調査の結果等を取りまとめた報告書手続を作成、公表することとされている。段階ごとに主務大臣（風力発電の場合は経済産業大臣）、都道府県知事（対象事業実施区域が環境影響評価法で定める政令市に該当する場合は市長）、住民等の意見を聴取する手順を踏む（環境大臣は、発電所の場合配慮書、準備書にのみ意見を述べる）。

#### ①方法書

本手続は、スコーピング（アセスの項目・手法の選定）とも言い、対象事業実施区域およびその周辺に与える影響について、調査・予測および評価を行う環境影響評価項目（影響要因、環境要素）およびその手法を選定し取りまとめる。なお、調査は、選定項目について適切に予測・評価を行うために必要な程度において、可能な限り定量的なデータを取得する方法で実施する。

環境影響評価項目の選定にあたっては、発電所アセス省令の別表五で取り上げられている参考項目（表Ⅱ.3.3-5を参照）を勘案するが、環境省総合政策局（2011）及び洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会（2017）の指摘のように、個々の事業の事業特性や地域特性を踏まえ、必要な項目についての十分な評価となるよう参考項目の適切な絞り込みや重点化を図って設定することが重要である。なお、参考項目には取り上げられていないが、事業特性・地域特性に応じて必要な項目の追加等についても検討する必要がある、洋上風力発電に係る環境影響評価の場合には水中音が重要な環境要素となろう。

#### ②準備書

方法書に基づいて可能な限り定量的な調査・予測・評価を実施し、その結果を環境保全措置の検討結果と併せて取りまとめる。

#### ③評価書

大臣勧告、知事意見、住民意見等を踏まえて準備書に記載した事項を修正し、評価書として確定する。評価書を公告することにより、環境影響評価法における実施制限の適用がされなくなる。

#### ④報告書

工事中に実施した環境保全措置の効果や事後調査結果等について取りまとめる。なお、工事中又は供用後において、必要に応じて事後調査や環境保全措置の結果等を公表する物とする。

なお、環境影響評価に要する期間は配慮書から評価書に至るまで、一般的に3-4年程度かかると考えられる。現在、環境影響評価手続きの迅速化が求められており、環境アセスメントの手続期間を半減することを目指し、国等の審査期間の短縮化を図るとともに、環境省において環境基礎情報等をデータベースとして提供する取組が進められている。また、NEDOにおいても2014年度より現地調査の前倒し実施に関する課題の特定・解決を図るための実証事業（環境アセスメント調査早期実施実証事業）が実施されている。

## 9.2 洋上風力発電の導入にあたって想定される主な環境影響

発電所アセス省令の別表五の参考項目（表Ⅱ.3.3-4、参照）の中で、着床式洋上風力発電による環境要素は、水質（水の濁り）、地形・地質、動物（水中音、バードストライク）、景観等が考

えられる。環境省総合政策局（2011）は、アセス図書に関して地域特性を考慮し参考項目（環境要素）の適切な絞り込みや重点化を図って設定することが重要であると指摘しており、洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会（2017）において、洋上風力発電における評価項目の選定の考え方を整理している。

ここでは洋上風力発電書の導入に当たって想定される主な環境影響である「水中音」、「動物（鳥類）」、「景観」を選定するとともに、その他の影響として「蝟集効果」を取り上げてまとめた。

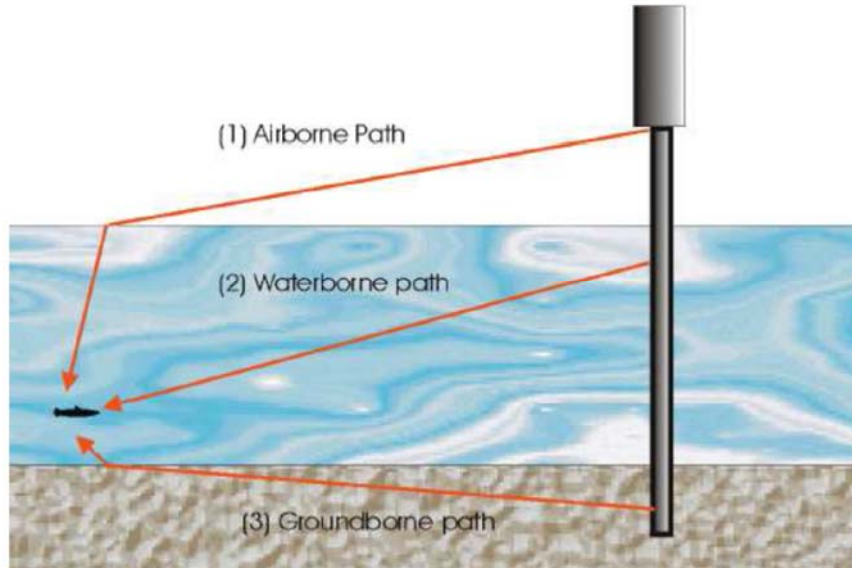
## (1) 水中音

### 1) 水中音の伝播経路とその音圧レベル

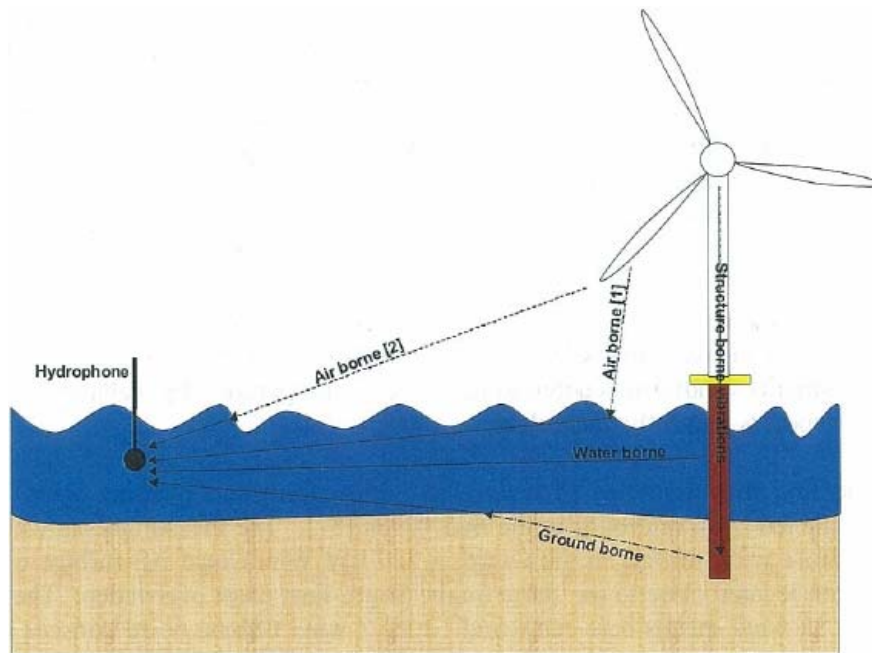
工事中の洋上風力発電設備による水中音の経路は、空中伝播、水中伝播および地中伝播に区分される。一例として、支持構造のモノパイルの打設時の伝播経路を図Ⅲ.9.2-1に示す。空中伝播の場合、水面への入射角が $13^{\circ}$ より小さい音圧エネルギーが水中に伝播するため（Gerjuoy,1947）、水中音に影響を及ぼす空中伝播の大部分は工事近傍海域に限定されるとされている。また、水中伝播と地中伝播は、それぞれモノパイルや海底地盤を介して発生する。水中音はモノパイルの振動による水中伝播が主体である。地中伝播は地盤の条件によって影響の大きさが異なる。なお、ジャケットの底面杭打ちでは、伝播経路は水中伝播と地中伝播の2経路となる。

一方、洋上風力発電設備の稼働に伴う水中音の経路は、工事と同様に、空中伝播、水中伝播および地中伝播からなり（図Ⅲ.9.2-1）、その音圧レベル（SPL：Sound Pressure Level）は風速、風車出力等に依存する。ブレードの風切り音は水面で反射して水中にはほとんど影響しないとの報告があるように（Dong Energy *et al.*,2006）、水中音の多くは水中伝播によるもので、発電機、ギアボックス、変圧器の冷却装置等の機械装置に由来し、タワーの振動を通して水中に伝播すると指摘されている（Nedwell and Howell,2004）。

『モノパイルの打設時の騒音経路』



『風車稼働時の騒音経路』



図Ⅲ. 9. 2-1 洋上風力発電の水中音の伝播経路 (Nedwell and Howell, 2004)

<参考>

- ・ 水中音圧レベル:  $20\log_{10} (P/P_{ref.})$  (dB re 1 $\mu$ Pa)
- P:対象音圧 (Pa)、Pref:基準音圧 (Pa) =1 $\mu$ Pa (水中)、20 $\mu$ Pa (大気中)
- \* 大気中と水中では基準音圧が違う。同じ音圧であっても、水中での音圧レベルは空気中より 26dB 大きい。
- \* 音圧 2 倍は 6dB の増加:  $20\log_{10} (2P/P_{ref.}) = 20\log_{10} 2 + 20\log_{10} (P/P_{ref.}) = 6 + 20\log_{10} (P/P_{ref.})$
- ・ 音源音圧レベル: 音源から 1m の距離の測定値に換算した音圧レベル (単位:dB re 1  $\mu$  Pa@1m) で、いわゆる、(受信) 音圧レベル (単位:dB re 1  $\mu$  Pa) とは異なる。
- ・ ピーク音圧レベル: 最大音圧レベルを表す (単位:dB re 1  $\mu$  Pa peak to peak/ dB re 1  $\mu$  Pa@1mpeak to peak)。

洋上風力発電の各種支持構造の工法による水中音の音源音圧レベルを表Ⅲ.9.2-1に示す。同表に示すように、工事に伴う水中音の音圧レベルは支持構造の形式によって異なり、最も音圧レベルが大きい工法は252 dB re 1  $\mu$  Paの大型打込みモノパイル式、最も音圧レベルが小さい工法は162 dB re 1  $\mu$  Paの穿孔モノパイル式であった。このように、洋上風力発電所に係る水中音のうち、モノパイルの打設工事による音圧レベルが大きく、そのレベルはモノパイルの直径にほぼ比例する。この理由は、大きなパイルの打設には、より多くの力を必要とし、また表面積の増加により伝播効率が上がるためと考えられる。その結果、本来、受信音圧レベルに係る水深や地質の伝播に対する影響は相対的に小さくなる (Nedwell *et al.*, 2009)。

表Ⅲ.9.2-2は、モノパイル打設工事で実測された音源音圧レベルを示したものである。モノパイルの直径1mと5mの音圧レベルを比較して、後者は前者の約1.25倍のレベルとなっている。

表Ⅲ.9.2-1 洋上風力発電の各種支持構造の工法に係る騒音特性  
(Prior and Shrimpton, 2009より作成)

工法	大型打込みモノパイル式	穿孔モノパイル式	改良型大型打込みモノパイル式	ジャケット式(小径パイルの打込み)	重力式
水中音の特徴	高	低一中	中一高	中	低一中
水中騒音の音圧レベル (dB re 1 $\mu$ Pa@1m)	252 (直径4.7mのモノパイル) (SMRU Ltd., 2007)	162 (Nedwell and Brooker, 2008)	20程度の減 (Nehls, <i>et al.</i> , 2007)	225 (直径1.8mのパイル) (Talisman, 2005)	168-186 (ドレッジ時の測定) (Cefas, 2009)

表Ⅲ.9.2-2 モノパイルの直径の違いによる音源音圧レベルの相違 (Nedwell *et al.*, 2009)

モノパイル直径 [m]	$L_{p-p}$ [dB re 1 $\mu$ Pa@1m]
4.7	252
4.7	250
4.0	249
4.3	243
4.2	257
2.4	242
1.8	234
0.9	201

なお、表Ⅲ.9.2-1にある穿孔モノパイル式 (Drilled Monopile) は、本ガイドブックⅢ.6.2項の「施工」のモノパイルの説明で記載しているように、コンクリート製のモノパイル内に掘削機が挿入され、所定の海底深度まで掘削するもので、鋼鉄のモノパイルの打設よりも騒音の低減が図られる工法である。その他、騒音低減対策として振動打設 (Vibrohammer: 本ガイドブックⅢ.6.2項、参照) やエアバブルカーテンによる方法 (周波数により異なるが、5-25dBの音圧低減が測定されている)、またはそれらを組み合わせた対策が提唱されている (Elmer *et al.*, 2006)。豆知識Ⅲ.8-1に示しているような支持構造のサクシオン形式も、騒音の低減が期待できる工法である。

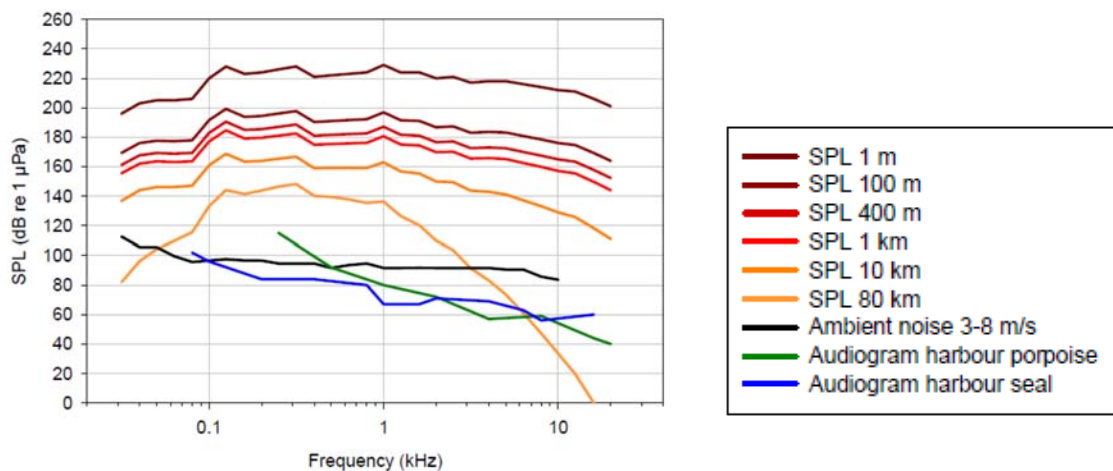
稼働中の風車からの水中音の音圧レベルは、工事中のそれよりも小さいことは明瞭であるが、風力発電施設の規模、測定時の気象海象条件が異なるため、単純な比較は難しい。既往調査資料では、風車の大型化とともに大きくなる傾向が見られる（表Ⅲ.9.2-3）。

表Ⅲ.9.2-3 既往調査資料による稼働風車からの水中音の音圧レベル

国	洋上風力発電施設	風車の定格出力 (kW)	風車基数	水中音 (dB re 1 $\mu$ Pa) (dB re 1 $\mu$ Pa@1m)	暗騒音 (dB re 1 $\mu$ Pa)	測定場所	出典
デンマーク	Vindeby	450	11	119	86 (25Hz)	風車の支持構造物から25m離れた地点	Degn(2000)
	Gotland	550	5	95	70(160Hz)		
スウェーデン	Utgrunden	1425	7	156.3	—	音源音圧レベル (風速:8m/s)	Lidell(2003)
イギリス	North Hoyle	2000	30	128	—	音源音圧レベル	Nedwell et al. (2007)
	Scroby Sands	2000	30	130	—		
	Kentish Flats	3000	30	114	—		
	Barrow	3000	30	124	—		

## 2) 水中音の周波数特性

モノパイルの打設時における水中音の周波数特性の例を図Ⅲ.9.2-2 に示す。本図は、音圧レベルの RMS (Root Mean Square : 二乗平均平方根) 値でありピーク値ではないことから、広範囲の周波数にわたって高い音圧レベルを示していることが分かる。

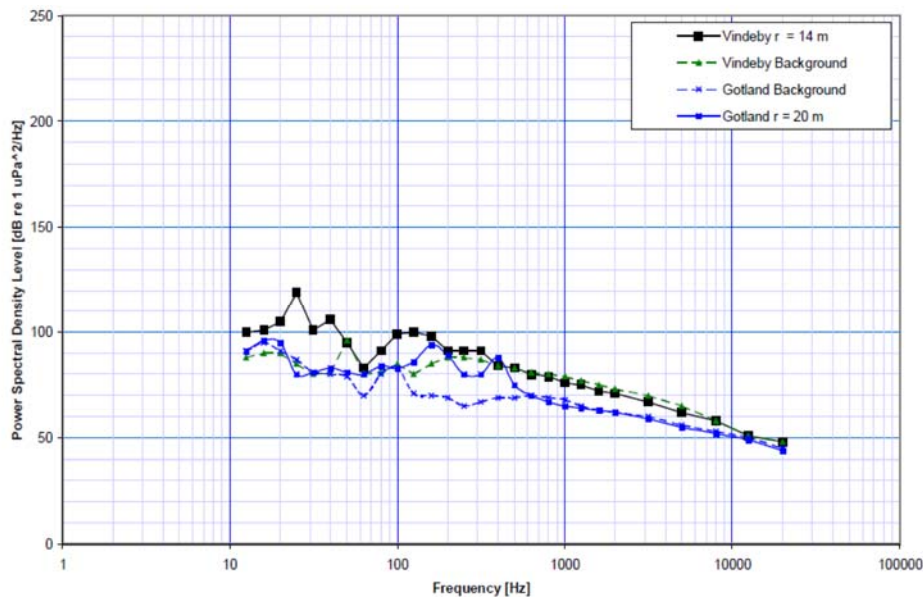


図Ⅲ.9.2-2 モノパイルの打設時における水中音の周波数特性の例 (Thomsen *et al.*, 2006)

洋上風車の稼働中の水中音測定は、Westerburug (1999) の報告書に見ることができる。スウェーデンの Nogersund (世界初の洋上風力発電実証研究施設) の 220kW 風車 (ハブ高: 35m) から 100m 離れた場所の水中音のピークは 8Hz と 16Hz (風速: 12m/s) の 2 つの周波数、風速 6m/s では 16Hz の周波数にピークが見られる。Degn(2000) は、洋上風力発電施設の Vindeby (デンマーク) と Gotland (スウェーデン) を対象として、支持構造物から 20m 離れた測点で騒音測定を行っている。1/3 オクターブバンド周波数分析から両サイトともブレードの回転に伴う卓越成分 (1-2Hz) は認められないが、音圧レベルのピークは前者の Vindeby で 119dB re 1  $\mu$  Pa (25Hz;暗騒音 86dB re 1  $\mu$  Pa)、後者の Gotland で 95dB re 1  $\mu$  Pa (160Hz;暗騒音 70dB

re  $1 \mu\text{Pa}$ ) と報告している (図Ⅲ.9.2-3)。また、Utgrunden (スウェーデン) と Horns Rev (デンマーク) で測定された結果によると、30Hz から 800Hz までの低周波帯に 2、3 のピークが観測されている (Dong Energy *et al.*,2006)。

このように風車による水中音は、モノパイルの打設時に見られる広域周波数帯における高い音圧レベルとは特性が異なり、比較的低い周波数帯に音圧レベルのピークが現れる特徴を有する。

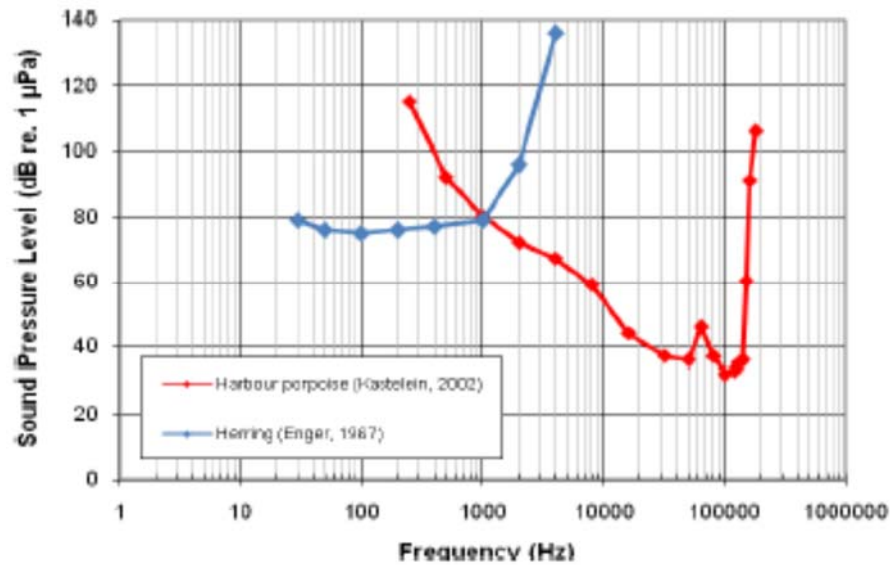


図Ⅲ.9.2-3 2つの洋上ウィンドファームにおける水中音の測定結果 (Nedwell and Howell, 2004)

### 3) 水中音の海洋生物への影響

水中音による影響が懸念される海洋生物として、魚類と海棲哺乳類をあげることができる。

一般に、図Ⅲ.9.2-4 に示すように、水中音に関して魚類は 1kHz 以下の比較的低い周波数に敏感であるが、海棲哺乳類はそれとは反対に 1kHz 以上の高い周波数に非常に敏感であると言われている (Nedwell *et al.*,2009)。



図Ⅲ.9.2-4 聴力図の例（赤：ネズミイルカ、青：ニシン）(Nedwell *et al.*, 2009)

ここでは、これら2種類の海洋生物に係る水中音の影響の予測・評価と事後調査の結果について、その概要を示す。

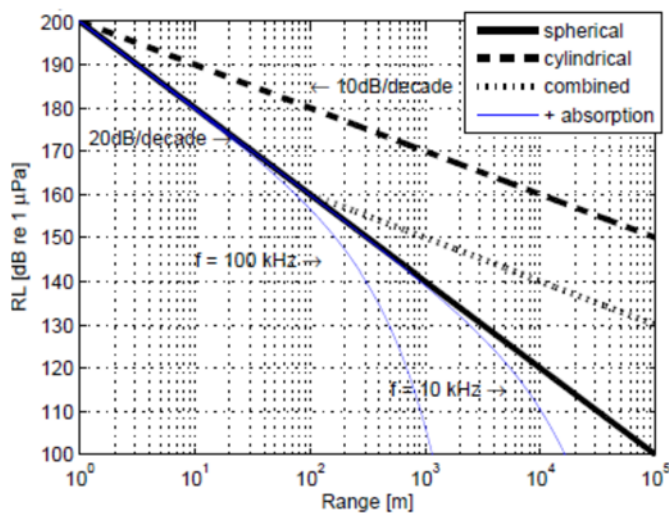
一般に、水中音による海洋生物への影響に係る予測・評価の手順は、次に示す順序に従って行われることが多い。

① 水中音シミュレーションモデルによる音圧レベルの予測（工事と稼働時）

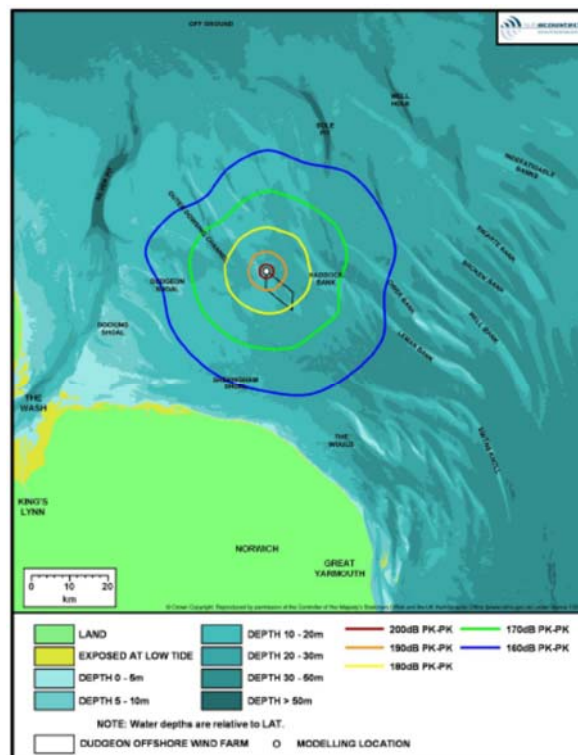
✓ 水中音シミュレーションモデル

- ・ 球面拡散モデル
- ・ 円筒拡散モデル
- ・ 数学モデル

図Ⅲ.9.2-5の左図で、球面拡散モデル (spherical) と円筒拡散モデル (cylindrical) および中間モデル (combined) に係る伝搬損失の例を示すとともに、右図で、数学モデルとして、水中音に係る影響評価基準別に音圧伝搬分布が示されている INSPIRE (Impulse Noise Sound Propagation and Impact Range Estimator) の例を示す。



- combined のケース：拡散は、R（水平距離）=H（水深）=100m までは球面拡散モデル、それ以深では円筒拡散モデル
- 吸収による損失:f=100kHz, f=10kHz のケース（球面拡散モデル）



図Ⅲ. 9. 2-5 左図：モデルの違いによる伝搬損失 (Erbe, 2011)

右図：INSPIRE の音源レベル伝播分布 (Nedwell *et al.*, 2009)

② 水中音圧レベルと生物の反応に関する既往知見

✓魚類

- 損傷レベル (>210dB)、威嚇レベル (140-160dB)、誘致レベル (110-130dB) 非骨鰈類の聴覚閾値 (90-110dB)、骨鰈類の聴覚閾値 (60-80dB) (畠山ら,1997)
- 聴覚障害 (206dB peak to peak) (Fisheries Hydroacoustic Working Group,2008)

✓海棲哺乳類

- 反応閾値：120dB (ハクジラ亜目/鰭脚亜目/ヒゲクジラ亜目;Wartzok *et al.*,2012)
- 反応生起：165dB (ハクジラ亜目/鰭脚亜目/ヒゲクジラ亜目の供試個体の半数が反応したレベル;Wartzok *et al.*,2012)
- PTS 聴覚障害\*：230dB peak to peak (クジラ目;Southall *et al.*,2007)、218dB peak (鰭脚亜目;Southall *et al.*,2007)
- TTS 聴覚障害\*：160dB (ハクジラ亜目マイルカ科ハンドウイルカ;Nachtigall *et al.*,2004)、195dB (ハクジラ亜目マイルカ科ハンドウイルカ;Finneran *et al.*,2005) (音圧レベルの相違は暴露時間の差による)、212dB peak to peak (鰭脚亜目;Southall *et al.*,2007)

注) \*PTS: Permanent Threshold Shift (永久的な聴覚障害で、死亡や聴覚消失を表す)

\*TTS: Temporary Threshold Shift (一時的な聴覚障害で、時間とともに回復する)



Nedwell *et al.* (2007a) は、海洋生物（魚類、海棲哺乳類）への影響度の軽重によって評価指標を変えている。

✓致死・障害レベル

- ・致死：240dB (peak to peak) または (100P<sub>a,s</sub>;Impulse)
- ・障害：220dB (peak to peak) または (35P<sub>a,s</sub>;Impulse)
- ・障害（体重 0.01g 未満の小魚）：210dB (Peak to Peak) または (187P<sub>a2,s</sub>;Impulse)

✓回避レベル

- ・強い回避行動（全個体）：90dBht (Species)
- ・騒音の許容限界：110 dBht (Species)
- ・外傷性聴覚障害の可能性：130 dBht (Species)
- \* dBht (Species)：Nedwell and Howell (2004) が提唱したもので、生物種ごとの周波数感度特性を考慮した騒音の感受レベルである。物理的に同じ音圧レベルで暴露されても受信者の聴覚特性によって騒音影響が異なると考えられることから、このような評価方法が提案された。また、Southall *et al.* (2007) は海棲哺乳類用として、M-weighted dB を提案している。

海棲哺乳類（ネズミイルカ、ゼニガタアザラシ）は、洋上風車の稼働時に発生する低周波域の水中音（周波数 80Hz と 160Hz に 128dB re 1Pa<sup>2</sup> Hz<sup>-1</sup> at 1m のピークレベル）を感知できることが示されている（Koschinski *et al.*,2003）。一般的には上記 2 種やハンドウイルカを含めた海棲哺乳類は、稼働時よりも建設時の水中音に影響を受けるとの指摘がある（Madsen *et al.*,2006; Nedwell *et al.*,2007b）。

③ 上記の①の算出結果と②の生物影響評価基準（音圧レベル）を比較し、予測・評価を行う。

工事中の影響に関して、Elmer *et al.* (2006) によれば、直径 3.5m のモノパイルの打設工事（Impulse hammer）の時に 1km 離れたところで 180dB re 1 μ Pa 以上の音圧測定が得られており、この音圧レベルは工事の近傍海域では魚類の損傷レベルに近いものである。また、海棲哺乳類は、モノパイル施工時の水中音について 80km 離れていてもその音を聞き分けることが可能で、20km 位の範囲では拒否反応が行動に現れ、1.8km の近くなると聴力異常を来すとの報告もある（Prior and Shrimpton,2009）。

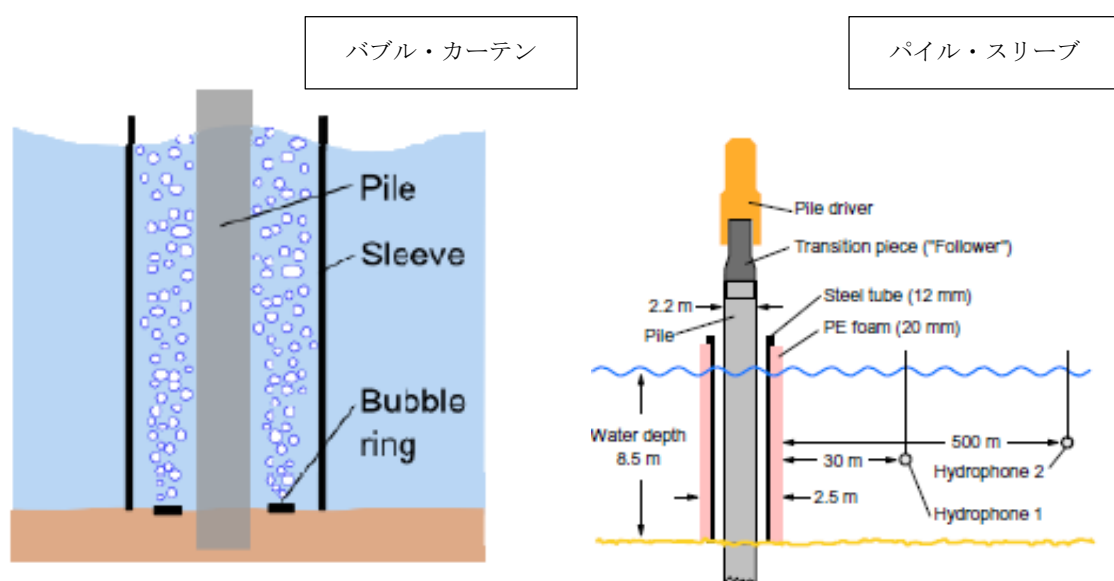
また、北九州市沖の洋上風力発電実証研究サイトにおけるマウンドの捨石工事および重錘均し作業時の水中音は、施工箇所から 50m 離れた測点でのオールパス値がそれぞれ 149.5dB1 μ Pa と 157.7dB1 μ Pa であったことから、魚類や海棲哺乳類が威嚇あるいは反応する音圧レベルであったと考えられる。

④ 必要に応じ環境保全措置により発生源の音圧レベルを減少させる計画に変更して再予測・評価する。

モノパイルの打設工事（パイリング工事）の保全対策には、次にあげる方法が提案されている。これらの環境保全措置を講ずることにより音源の音圧レベルを低減させる計画に変更する場合、①から再予測・再評価を行う。

- a. ソフト・スタート（最初は軽めに打設し、水中音に馴れさせる）
- b. パイル構造の改造
- c. バブル・カーテン（図Ⅲ.9.2-6）
- d. パイル・スリーブ（図Ⅲ.9.2-6）

（出典：a.SMRU,2007, b.~d.Nehls *et al.*,2007）



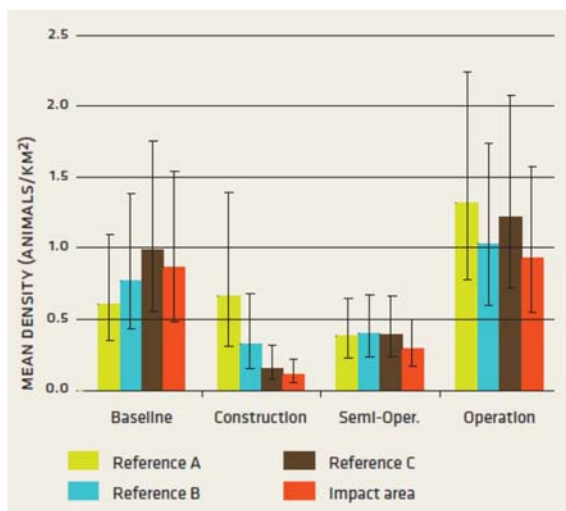
図Ⅲ.9.2-6 パイリング騒音に係る環境保全策の例（Nehls *et al.*, 2007）

なお、ドイツの Alpha Ventus 洋上風力発電施設における海棲哺乳類を対象とした生態学研究において、パイルの打込み時の水中音暴露レベルは、風車から 750m 離れた地点において 160dB rel  $\mu\text{Pa}^2\text{s}$ 、また peak level で 190dB rel  $\mu\text{Pa}$  Peak をそれぞれ超えないことが求められている（Federal Maritime and Hydrographic agency/Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Eds., 2014）。

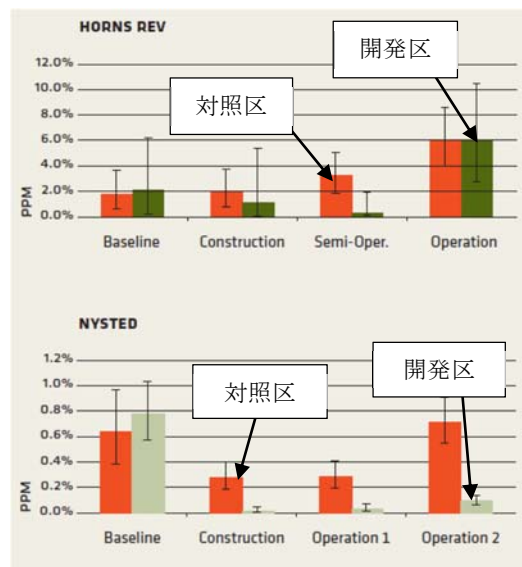
以下、洋上風力発電所による海洋生物への影響に関する海外の調査結果（Dong Energy *et al.*,2006）を紹介する（同報告書の概要は、中尾（2007）を参照されたい）。図Ⅲ.9.2-7 は、デンマークの Horns Rev 洋上ウィンドファームにおいて、建設海域と 3 箇所の対照海域における建設前後のネズミイルカの生息密度を船舶により調査した結果である。図示されているように、生息密度は工事中や半稼働時（Semi-Operation：建設直後の集中的なメンテナンスと電気工事等の付帯工事）には減少しているが、稼働時のそれは元のレベルかそれを上回っている。Horns Rev では、同様の傾向が生物音探知機（T-POD：パッシブソナー）を使用した調査からも認められるが、Nysted で建設後の鳴音数の回復が遅れているようである（図Ⅲ.9.2-8：図中の

Operation 1 と Operation 2 は、2 年間にわたる調査を意味する)。Dong Energy *et al.* (2006) は、その相違の理由について次の 3 つの事項をあげているが、明確な結論は得られていない。

- i) 支持構造物の違い (Horns Rev : モノパイル式、Nysted : 重力式) による。
- ii) Nysted は、Horns Rev と比べて元々生息量が少ないように、生息環境が適していないこともあるのか、工事の影響でその場を離れるとなかなか元に戻らない傾向があること。
- iii) Nysted は、Horns Rev よりもその海域が相対的に閉鎖海域であるため、風車の稼働時の騒音影響を受けやすいこと。

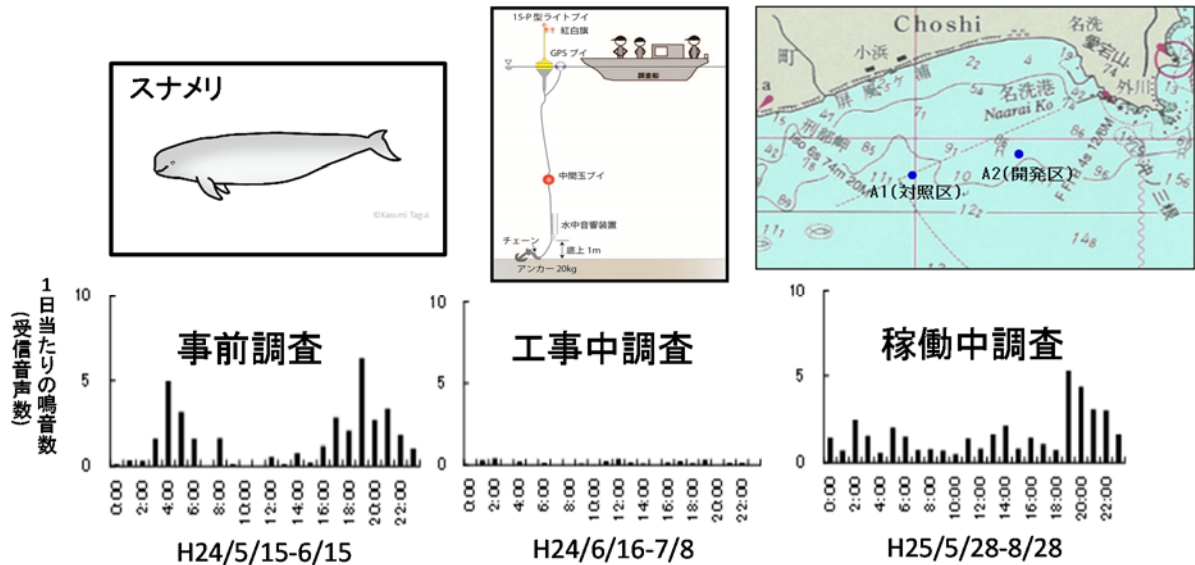


図Ⅲ.9.2-7 Horns Rev 洋上ウィンドファームのネズミルカの生息密度の変化に関する船舶調査結果 (Dong Energy *et al.*, 2006)



図Ⅲ.9.2-8 Horns Rev および Nysted 洋上ウィンドファームのネズミルカの鳴音数の変化に関する生物音探知機調査結果 (Dong Energy *et al.*, 2006)

我が国では銚子沖と北九州市沖の洋上風力発電実証研究海域において、受動的音響探知機 (A-tag) を使用し、風車建設前後のスナメリの鳴音数 (受信音声数) の調査が行われている。本調査手法は、船舶調査では目視観測が困難な夜間のスナメリの生息状況も捉えることができ、その鳴音連続観測から日周行動等を把握することができるものである。一例として、図Ⅲ.9.2-9 に銚子沖における調査結果を示す。本図から海外の事例と同様に、工事による水中音の影響は一時的なものであることが明らかになった。なお、運転開始後の調査結果によると、スナメリの数は建設前の水準に回復している。



※各時間帯の鳴音数は、上記期間の平均値

図Ⅲ. 9. 2-9 銚子沖洋上風力発電施設におけるスナメリの鳴音数調査結果

洋上風力発電事業を起因とする海洋生物への影響について海外での事例も含めてまとめると、工事中の建設海域において一時的な影響を与えると思われるものの、稼働時には概ね大きな影響を与えないことが示唆された。工事中においては、前述のように、振動ハンマや油圧ハンマの使用、エアバブルカーテンによる方法、あるいはそれらの組み合わせによるハード面の水中音低減対策の他、監視員、ソナーによる生物検知によって魚類や海棲哺乳類への影響が大きい時間帯・時期（産卵期、生育期、回遊期等）を避けて工事を設定する等のソフト面での対策も検討することが望ましい。

Carbon Trust (2018) では、建設時の騒音が音に敏感な海棲哺乳類に与える影響を緩和する方法として 2 つ挙げている。一つ目は音響による接近抑止装置 (ADD : Acoustic Deterrent Devices) を使用して海棲哺乳類をサイトから遠ざけること、二つ目は騒音低減技術により音の影響を低減することである。

一つ目の ADD を使用して海棲哺乳類が嫌忌する信号を出すことで、工事区域から海棲哺乳類が離れるように誘導することができる。この技術には以下の利点がある。

- ✓安全性状況把握の向上：ADD は、設置場所の周囲を完全に網羅することができる。また、安全性状況把握も向上し、したがって、ハンマ杭打ちが海棲哺乳類に与える影響を低減することができる。
- ✓操作性が容易：ADD は建設サイトの中央に取り付けるため、追加の船舶や人的資源を必要としない。
- ✓設置遅延の回避：ADD は、海棲哺乳類の存在をモニタリングするのではなく、海棲哺乳類が設置サイトに入らないようにする予防的措置のため、洋上風車設置工事の中断を避けることができ、平均設置時間が短縮する。

これらの利点によりコストを大きく削減することができる。だが、ADD の効果は、所定の地域内の全ての優先種に対して証明される必要がある。また、対象動物に対する慣れおよび ADD

の有効範囲については、事前に十分な確認をした上で運用することが必要である。欧州では、所定の環境に対して最適な ADD 技術を特定するために、様々な設計の効率を評価するような調査事業が進行中である。

二つ目の設置サイトから出る騒音を低減する技術については、かなりの研究が行われてきた。主な技法のひとつは、パイル・スリーブを使用するものである。このような技術には、主に以下の利点がある。

- ✓音響スペクトル全体を網羅：ADD が特定の海棲哺乳類、または海棲哺乳類群を遠ざける音を生成するのに対し、サウンド・ダンパーは 50～5,000Hz の杭打ち騒音の周波数範囲全体を対象に使用される。
- ✓適用可能範囲が広い：パイル・スリーブのサイズ、低減可能な周波数範囲、および減衰率を完全に制御することができる。
- ✓現在の対策と比べてコストが削減できる：ADD の場合と同様、追加の船舶や人的資源の必要が低減し、設置の遅延が避けられる。
- ✓測定の精度が向上：ADD の場合と同様、設置サイトの周囲全体に有効である。

なお、2016 年 7 月に、アメリカ海洋大気庁から海棲哺乳類に関する新しい騒音曝露基準を示した技術ガイダンス「Technical Guidance for Assessing the Effects of Anthropogenic Sound on Marine Mammal Hearing」が公表された。この基準の特徴は、永久的な聴覚障害（PTS：permanent threshold shift）を基準にしていること、パルス音と連続音を区別していること、生物種によって周波数の重み付けをしていることなどである。当ガイダンスによれば、スナメリやネズミイルカが属する high-frequency cetaceans（高周波のクジラ目）の場合、 $L_{pk,flat}=202\text{dB p-p re } 1\mu\text{Pa}$ （ $L_{pk}$ ：ピーク音圧）となっている。

### 【豆知識Ⅲ.9.2-1】

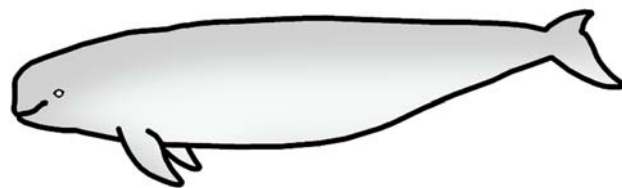
#### ●スナメリとネズミイルカ

##### 「スナメリ」

スナメリは、クジラ目ハクジラ亜目ネズミイルカ科に属する海棲哺乳類で、最近になって特に頭蓋骨の形態学的な特徴から台湾以南に生息する亜種とは区分され、日本近海に生息する種類は *Neophocaena asiaorientalis* (英名 Narrow-ridged Finless Porpoise) とされ、水産資源保護法に基づく捕獲禁止対象種となっている (吉田,2011)。

我が国の太平洋側では、宮城県以南の海域や伊勢湾・三河湾、瀬戸内海その他、九州西岸、日本海側では山口県以南の海域に多く分布し (吉田,2011)、ストランディング (陸地に乗り上げた状態) の記録からも同様な分布傾向が認められている (山田・天野監訳 ; Geraci and Lounsbury.1996)。スナメリの分布域である浅い沿岸域は、洋上風力発電の建設適地と重なっていることが多い。

出産期は、伊勢湾・三河湾や瀬戸内海では春～夏 (4月ピーク) であるが、九州の有明海、橘湾では秋～春となっている (吉田,2011)。また、性成熟は太平洋側および瀬戸内海で雄が 3-9 歳 (体長 145-155cm)、雌が 4 歳以下 (体長 <140cm)、有明海、橘湾では雄が 4-6 歳 (体長 135-140cm)、雌が 5-9 歳 (体長 135-145cm) となっている (吉田,2011)。



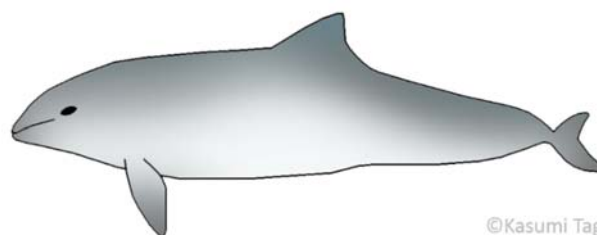
©Kasumi Tagui

##### 「ネズミイルカ」

ネズミイルカ (学名 *Phocoena phocoena*; 英名 Harbor Porpoise) は、スナメリと同じクジラ目ハクジラ亜目ネズミイルカ科に属する海棲哺乳類で、スナメリよりも外洋域に生息するが、川を遡上することもある。

我が国では、上述のストランディングの記録からも東北以北の北海道を中心とする緯度の高い海域に多く分布している (山田・天野監訳 ; Geraci and Lounsbury.1996)。

成体の体長は、1.4-1.7m (出生時:0.7-0.9m)、体重 60-90kg である。

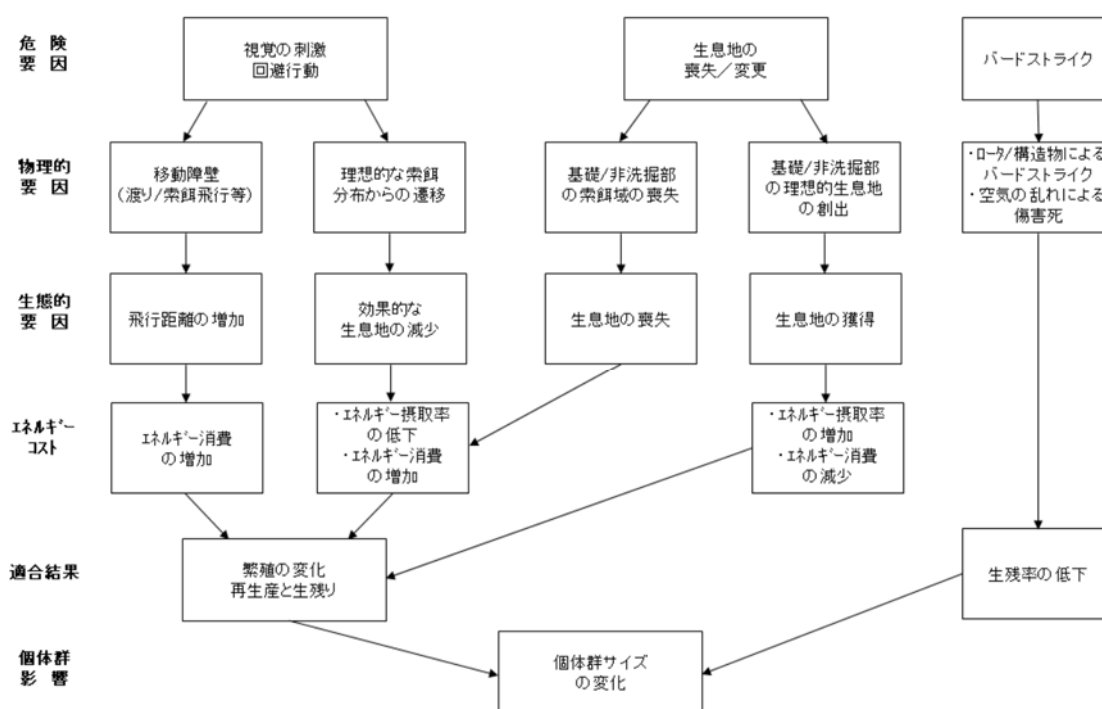


©Kasumi Tagui

## (2) 動物（鳥類）

洋上風力発電所の建設に伴う鳥類への影響に関して、海外の調査結果（主に、Dong Energy *et al.*, 2006）を紹介する（同報告書の概要は中尾（2007）を参照されたい）。

洋上風力発電施設が鳥類に与える影響は、i) 視覚的な刺激に対する回避行動、ii) 施設の建設に伴う物理的な生息環境の喪失・変更（基礎・洗掘防止の捨石による新たな生息場の創出も含む）およびiii) 施設への衝突死（バードストライク：コウモリ類の衝突死（Bats Strike）も問題視されている）のリスク等である（図Ⅲ.9.2-10）。これらの要因が鳥類の生理・生態に影響を及ぼす結果、エネルギー消費・摂取率が変化することにより生物生産力が変化するとともに、バードストライクによる生残率の低下と相俟って鳥類個体群に影響することとなる。これらの影響を定量的に予測・評価するためには、洋上風力発電所の障壁影響によるエネルギー消費の増加に伴う影響（繁殖や再生産の変化等）を例にとってみても、給餌率、繁殖率、生残率等の多くのデータが必要である。

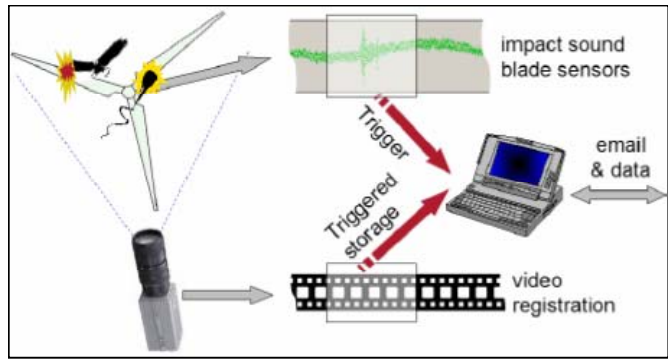


図Ⅲ.9.2-10 洋上風力発電施設による鳥類の個体群レベルへの影響プロセス  
(中尾, 2007; Dong Energy *et al.*, 2006 を基に作成)

鳥類調査は、船舶、飛行機による写真・ビデオ・目視観察の他、レーダ観測等により行われ、取得されたデータ（種類、個体数、飛翔高度、飛翔ルート等）は環境影響評価に活用されている。また、風車稼働後の鳥類調査としてバードストライクの実態を把握するため、赤外線探知機（TADS : Thermal Animal Detection System、図Ⅲ.9.2-11）やバードストライク監視装置（WT-Bird、図Ⅲ.9.2-12）が使用されている例もある。これには、高感度カメラ、赤外線ビデオ、加速度計（衝突の振動測定）等からなる監視システムが構築され、モニタリング調査に使用されている（同様の装置は、NEDO 洋上風力発電実証研究の銚子沖でも設置されている）。



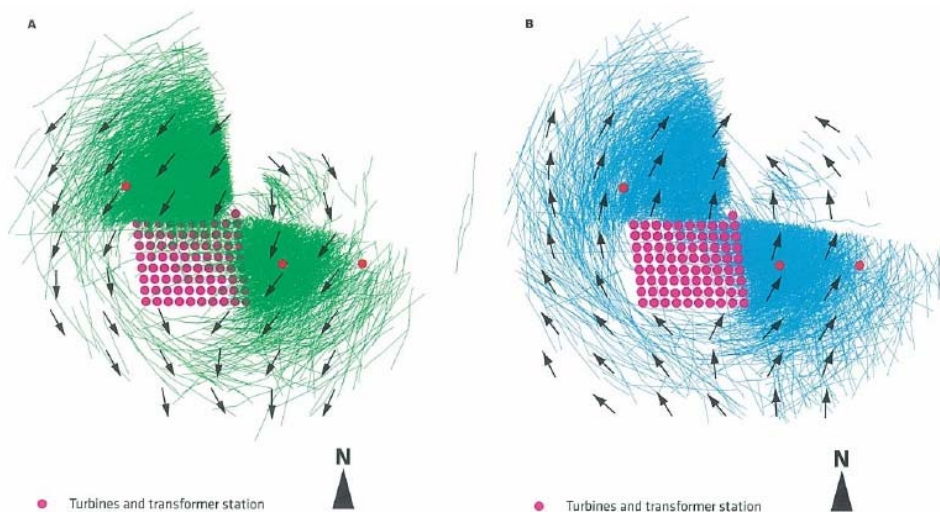
図Ⅲ.9.2-11 赤外線探知機の設置状況  
(Desholm and Kahlert, 2005)



図Ⅲ.9.2-12 WT-Bird バードストライク監視装置  
(Wiggelinhuizen *et al.*, 2006)

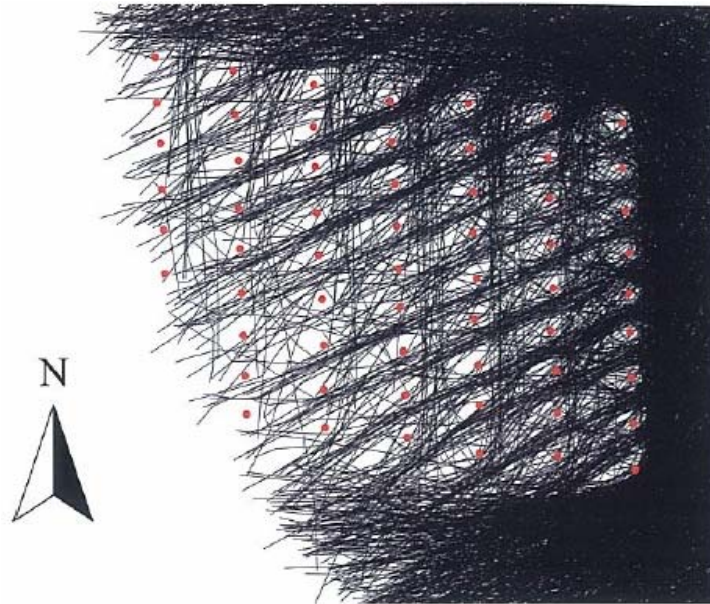
### 1) 鳥類の飛翔特性

Dong Energy *et al.* (2006) によれば、鳥類は風力発電施設を避けて飛翔することが確認されている。Hors Rev では、71-86%の鳥類が、ウィンドファームの 1.5-2km 手前に近づくと左右に分かれ、ウィンドファームから 5km 位離れて周囲を飛翔する行動が確認されている（図Ⅲ.9.2-13）。これは Nysted においても同様で、鳥類は 1.5-5km に達すると飛行ルートを変えて、風車の間を飛翔するよりもウィンドファームの周囲を優先的に飛翔するパターンが確認され（図Ⅲ.9.2-14）、建設前後でウィンドファーム内の空間利用が 78%減少したことが報告されている。また、鳥類は周辺海域で昼間よりも夜間の方が高高度（1.5km 以下）を飛翔しているが、ウィンドファーム近傍で飛行方角を変える位置は、両洋上風力発電サイトとも夜間（0.5km）の方が、昼間（1.5km）よりもウィンドファームに近づいてから方向を変える傾向があるとされている。なお、TADS 観測によれば、ウィンドファーム内の夜間の飛行高度は 120m 以下になることはなく、夜行性の渡り鳥（カモメ類やカワウ）が風車の灯火に誘引されることもなかったと報告されている。また、Nysted のウィンドファーム内で夜間や悪天候下の鳥類の飛行は認められず、同様の現象はスウェーデンの洋上風力発電施設でも観測されている（Petterson, 2005）。



図Ⅲ.9.2-13 Horns Rev におけるレーダによる鳥類の飛行軌跡 (Dong Energy *et al.*, 2006)





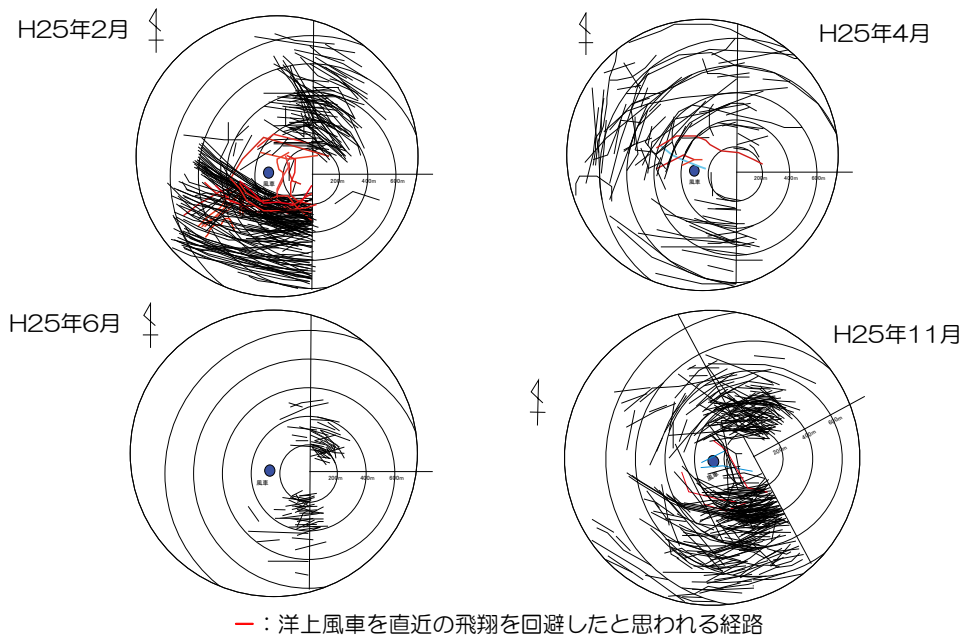
図Ⅲ.9.2-14 Nystedにおけるレーダによる鳥類の飛行軌跡 (Desholm and Kahlert, 2005)

鳥類が風力発電施設を避けて飛翔することは前述の通りであるが、種類別に見ると、その傾向が最も顕著なのはアビ (Horns Rev) とコオリガモ (Nysted) で、ウィンドファームの周辺2km以内の海域でこれらの生息密度は著しく減少している。これは餌場が変わった結果とされているが、将来、鳥類の飛行ルートに沿って別のウィンドファームが整備された場合、個々のウィンドファームの影響が蓄積され (累積的影響)、ある時点で影響が顕在化することも考えられ、留意すべき問題点である。

銚子沖と北九州市沖の洋上風力発電実証研究海域において、施設の建設前後にわたって鳥類調査 (船舶トランセクト調査、定点調査およびレーダ調査) が行われ、鳥類の飛翔特性に関する知見が得られている。

#### ① 銚子沖

銚子沖におけるレーダの水平照射調査の結果から、海外の事例と同様に、鳥類が洋上風車を回避して飛翔しているパターンが確認されている (図Ⅲ.9.2-15)。ただし、バードストライクによる衝突数を推定するには、鳥類の飛翔高度を把握しなければならない。



図Ⅲ. 9. 2-15 銚子沖におけるレーダの水平照射調査結果

洋上風力発電施設の建設前の定点調査における鳥類の飛翔高度を表Ⅲ.9.2-4 に示す。朱書きで表示されているように、洋上風車のロータ面の M 高度（36-126m）を飛翔する鳥類は、アジサシ、ウミネコ、カモメ属の一種、コアジサシ、セグロカモメおよびユリカモメがあげられ、なかでもウミネコが最も多い結果となっている。本海域に多数生息しているオオミズナギドリはロータ面の高度以下の L 高度（0-36m）の飛翔数が圧倒的に多く、約 2,200 羽となっている。

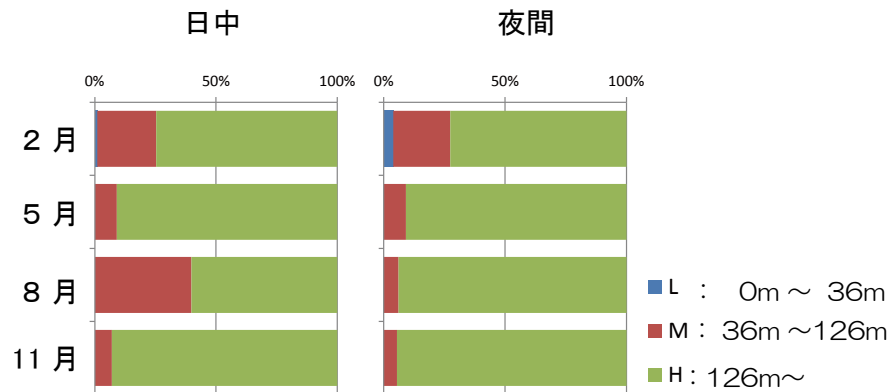
表Ⅲ. 9. 2-4 銚子沖における鳥類の飛翔高度に係る建設前定点調査結果

種名	高度 S	高度 L	高度 M	高度 H
●アジサシ			23	
アジサシ属の一種		4		
ウトウ		3		
ウミウ		12		
ウミガラス		2		
ウミスズメ		8		
●ウミネコ	3	276	188	3
オオミズナギドリ	101	2,194		
カモメ科の一種		84		
●カモメ属の一種		3	53	
カワウ		1		
カンムリカイツブリ		3		
クロガモ	4	25		
●コアジサシ		2	7	
シギ科の一種		1		
シロエリオオハム		21		
●セグロカモメ		3	1	
ハシジロアビ		1		
ハシボソミズナギドリ		7		
●ユリカモメ		5	8	

単位：羽数/半径 300m,10.5 時間

※高度 S：0m（着水）、高度 L：0-36m、高度 M：36-126m、高度 H：>126m

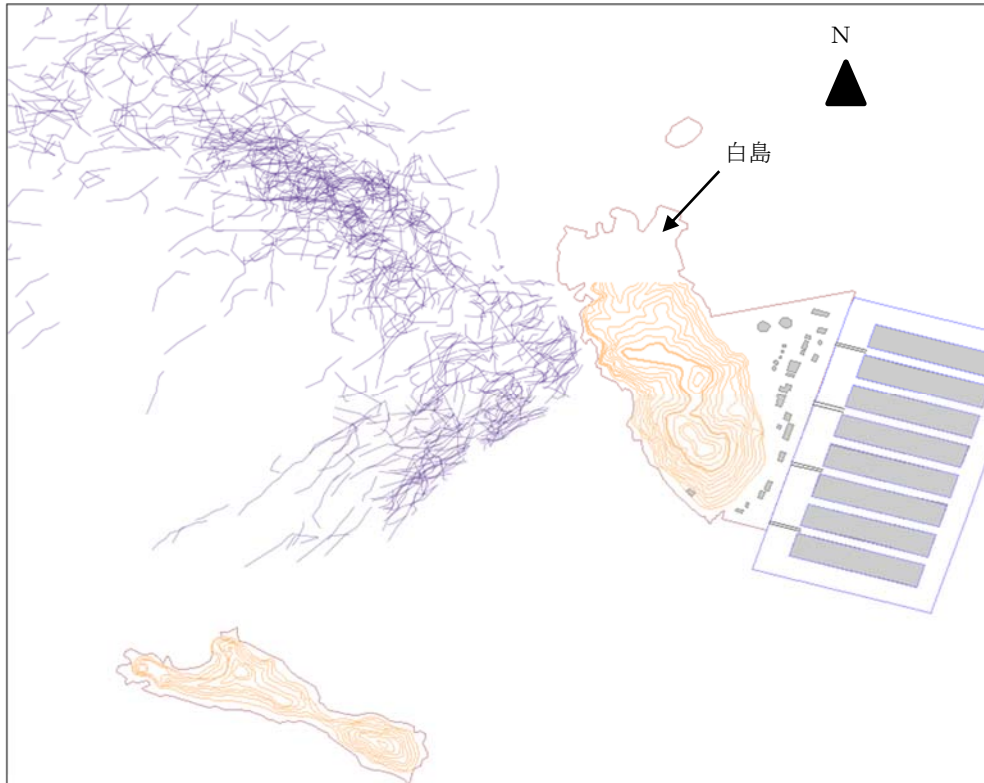
また、レーダの垂直照射調査からは概して四季別・昼夜別ともにブレードの最先端高度を超えて（高度 H:>126m）飛ぶ鳥類が多いことが認められているが、8月の昼間にはロータ面の M 高度を飛翔する鳥類（目視観測からウミネコと推定されている）が比較的多い結果となっている（図Ⅲ.9.2-16）。なお、図示していないが、洋上風車の停止時でも飛翔高度の傾向は稼働時と変わらないこと、時間帯別調査結果（2月）によれば日没前の鳥類出現数が圧倒的に多くそれ以外の出現ピークは日の出前後に見られること、また、飛翔高度は日の出前後にはロータ面高度の出現が 70-80%であるのに対して他の時間帯ではブレードの最先端高度を超える出現が 80%以上となっていること等が、鳥類の飛翔に関する特徴としてあげられる。



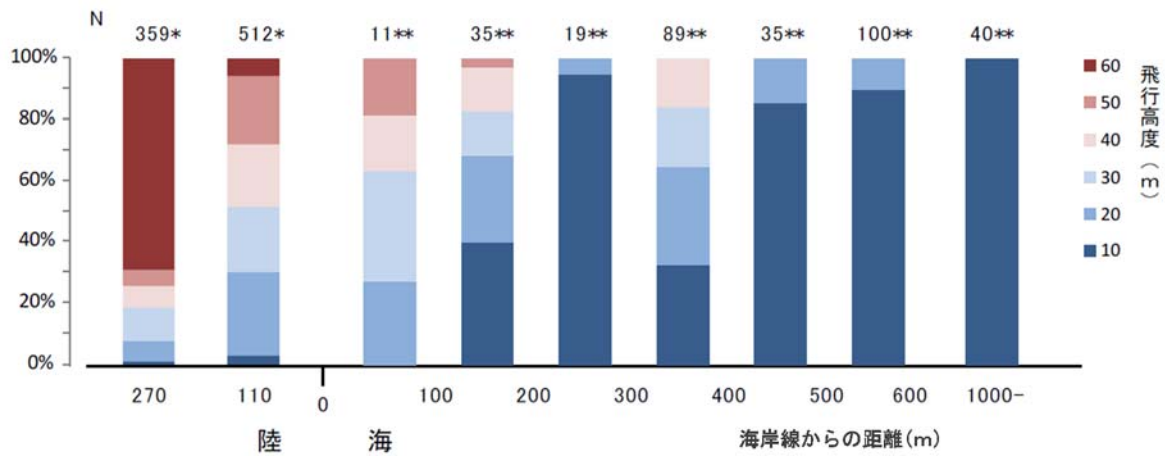
図Ⅲ.9.2-16 銚子沖におけるレーダの垂直照射調査結果

## ② 北九州市沖

北九州市沖におけるレーダ水平照射調査から、オオミズナギドリが白島（オオミズナギドリのコロニーの存在が確認されている島嶼）の北西から西北西方向に行き来していることが認められている（図Ⅲ.9.2-17）。また、オオミズナギドリの飛翔高度について、2013年10月の船舶調査と目視観測から陸上では60mが多かったが、海岸から500mも離れた沖合では10m以下の低い高度を飛んでいることが確認されている（図Ⅲ.9.2-18）。2014年1月に行われたトランセクト調査ではオオミズナギドリは確認されていないが、同年5月の調査では洋上風車のロータ面以下の L 高度（0-30m）を飛翔する個体が74羽認められた他、ロータ面の M 高度（30-130m）にも4羽の飛翔が確認されている（表Ⅲ.9.2-5）。また、同年5月に行われた海域における定点調査では、高度 L で6羽のミズナギドリ目が確認されているが、陸上の定点調査からはミズナギドリ目の出現は認められていない（表Ⅲ.9.2-6）。なお、海域においてロータ面の M 高度を飛翔する鳥類として、5月調査ではオオミズナギドリの他、ウミネコ、ミサゴ、トビ、タカ目およびハヤブサ目があげられ（表Ⅲ.9.2-5；表Ⅲ.9.2-6）、1月調査では前述のようにオオミズナギドリの出現は見られなかったが、ウミネコ、セグロカモメ、オオセグロカモメ、カモメ科の一種、ミサゴ、トビ、チドリ目等が確認されている。



図Ⅲ. 9. 2-17 オオミズナギドリの飛翔経路 (2012年7月30日夕方)



図Ⅲ. 9. 2-18 オオミズナギドリの飛翔高度と海岸線からの距離 (2013年10月)

表Ⅲ. 9. 2-5 北九州市沖における船舶トランセクト調査による鳥類の飛翔高度調査結果  
(2014年5月27, 28日)

種名	高度S	高度L	高度M	高度H	合計
オオミズナギドリ		74	4		78
ウミウ		1			1
アオサギ		2			2
ダイサギ		5			5
ウミネコ	1	7	3		11
コアジサシ		5			5
カンムリウミスズメ	4				4
ミサゴ		2	2		4
トビ		2	10		12
スズメ目の一種		1			1
合計	5	99	19	0	123

※高度 S : 0m (着水)、高度 L : 0-30m、高度 M : 30-130m、高度 H : >130m

表Ⅲ. 9. 2-6 北九州市沖における定点調査による鳥類の飛翔高度調査結果  
(2014年5月8-10日)

位置	目名	5月期				合計
		高度S	高度L	高度M	高度H	
海域	ミズナギドリ目		6			6
	カツオドリ目		7			7
	ペリカン目		6			6
	アマツバメ目				12	12
	チドリ目		443			443
	タカ目		30	47	8	85
	ハヤブサ目			1	3	4
	スズメ目		8		16	24
	合計	0	500	48	39	587
	陸域	カモ目		18		
ハト目			35	2		37
カツオドリ目			2			2
ペリカン目			12	1	2	15
ツル目			1			1
チドリ目		5	72	8		85
タカ目			42	34	4	80
キツツキ目			2			2
スズメ目			366	6		372
合計		5	550	51	6	612

※高度 S : 0m (着水)、高度 L : 0-30m、高度 M : 30-130m、高度 H : >130m

## 2) 衝突個体数・衝突確率の推計

バードストライクは、鳥類が風力発電施設へ衝突し死に至ることであるが、ブレードの回転等に伴う気流の乱れにより障害を受けることも含まれる (Langston, 2010)。鳥の飛翔高度とブレードの回転高度が一致すれば衝突確率は高くなるが、バードストライクは風力発電固有の問題ではなく、ビル、自動車、飛行機、鉄道、送電鉄塔等の人工物に相当数の鳥類が衝突死していることは既によく知られている。衝突死の原因の一つとして「モーション・スミア (モー

ジョン・トランスペアレント)」と呼ばれる現象があり、これは風車のブレードのように時速300km程度の速度になると鳥の目には回転翼が透けて見えるために、衝突することである(Hodos,2007)。

我が国における鳥類の陸上風力発電施設への衝突事例は、北海道、岩手県、愛媛県、長崎県、沖縄県等の風力発電施設に見られるが(古南,2008)、斃死数は発見率に依存するため、バードストライクの実態を把握することは特に洋上風力発電の場合においては難しい。Hüppop *et al.* (2006)は、ドイツの北海に設置されている洋上風況観測タワー(FINO1)において、2003年10月～2004年12月の間に発生したバードストライク(442羽;21種)について報告している。明らかに飢餓状態と思われた個体を除いて、見た目には物理的に正常な個体が多かったが、そのうち、245羽は嘴の出血(41.3%)、頭蓋の損傷(18.0%)と脚の骨折(16.8%)の損傷が見られた。バードストライクの半数以上は、2003年10月1日夜間(86羽)と2004年10月29日夜間(196羽)に発生し、当夜は、霧が立ち込め霧雨で視界が非常に悪く、多くの鳥はタワーのプラットフォームの照明に誘引されてタワーを周回し、方向感覚に異常をきたしたものと考えられている。

銚子沖においては、鳥衝突感知システム(TADS)と赤外線カメラ映像より、バードストライクは確認されなかった。一方、北九州市沖においては、2014年11月10日10時頃にミサゴ(環境省:準絶滅危惧種、福岡県:未指定)の死体が漂流しているのが発見され、鳥衝突感知システム(TADS)の記録からバードストライクと確認された(図Ⅲ.9.2-19)。実証期間中に北九州市沖で発生したバードストライクは、この1件のみであった。



図Ⅲ.9.2-19 北九州市沖洋上風力発電施設におけるバードストライク

バードストライクによる衝突個体数の予測モデルは、風車諸元と鳥類諸元（大きさや飛翔速度等）から数学的に衝突確率を算定するモデル (Tucker,1996;Band *et al.*,2007) と、鳥類がウィンドファーム領域に侵入し、風車間を通過する確率等から衝突確率を算定する確率論的モデル (Delson and Kahlert,2006) の2種類が主なモデルとなっている。以下に各モデルの入力条件を示す。

①数学的モデル (Band *et al.*モデルの例)

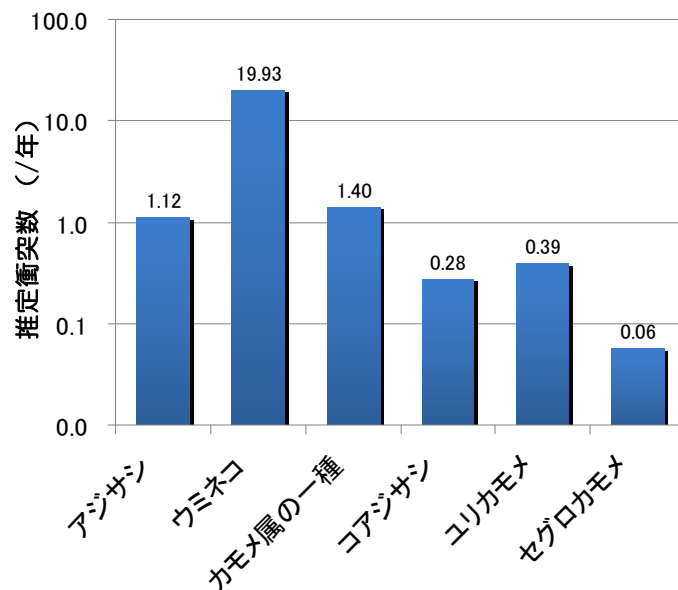
- ・ 衝突危険範囲 (Risk window)
- ・ 鳥類の衝突危険範囲の飛翔数
- ・ ウィンドファーム全体のロータ面積と全体面積に対する割合
- ・ ロータを通過する鳥類の個体数
- ・ リスク空間 ( $V_w$ ) = ウィンドファームの面積×風車高
- ・ ウィンドファーム全体のロータ回転容量 ( $V_r$ )
- ・ 危険領域における鳥類の占有率
- ・ 鳥類の飛行速度
- ・ 鳥類のロータ範囲通過時間と通過個体数
- ・ 風車の諸元 (ブレード数、回転速度、ピッチ角、ロータ半径)
- ・ 鳥類の諸元 (体長、翼長、アスペクト比、ロータ通過速度、ロータの通過位置等)

②確率論的モデル (Kahlert *et al.*モデルの例)

- ・ 渡りの数
- ・ 鳥類のウィンドファーム内へ進入する割合
- ・ 鳥類の水平危険範囲へ進入する割合
- ・ 鳥類が特定高度以上を飛翔する割合
- ・ 鳥類が回避行動をとらずにロータ範囲を通過する割合
- ・ 鳥類が偶然ロータを通過できる可能性
- ・ 対象とする風車列の数

Desholm and Kahlert (2005) は、前述した Hors Rev と Nysted での鳥類調査で、ウィンドファーム内に一旦入った鳥類は、ロータの高さよりも低高度で風車の間を等距離に保って飛行し衝突を回避していることを確認し、鳥類の風車への衝突リスクは1%以下と報告している。また、Dong Energy *et al.* (2006) により、Nysted 洋上風力発電施設を対象として、確率論的な衝突予測モデルを用いた回転翼によるケワタガモ (当該海域で卓越種) の衝突確率が求められている。それによれば、ケワタガモは一秋 (1年) に 235,000 羽のうち、95%の信頼限界で 0.018-0.020% (41-48 羽) が衝突死するという推定結果となっており、これはデンマークでの年間の狩猟による捕獲数 (70,000 羽) の 0.05%以下に相当し、非常に少ないと指摘されている。

銚子沖洋上風力発電実証研究において、油井・島田 (2013) の球体モデルを用いて鳥類の衝突数が推定されている (図III.9.2-20)。その推定結果は、ウミネコが約 20 羽/年で大きいものの、他の鳥類は 1.4 羽/年以下となっている。



図Ⅲ. 9. 2-20 銚子沖における油井・島田の球体モデルによる鳥類衝突数の推定結果

任意の洋上ウィンドファームにおいて、衝突確率を算定するための確実性のある入力データやパラメータの設定が難しく、これらの設定のための調査データの蓄積が待たれる。上記の由井・島田（2013）の球体モデルを使った鳥類衝突数の推定では回避率が海外の文献値から引用されて算出されていることから、モデルの精度をあげるためには汎用的なパラメータの整備が必要である。さらに予測結果の評価に関して、単に衝突数の多寡によるのではなく、海外で既に実績のある鳥類の資源解析に基づく評価が必要で、今後、その基本となる鳥類の個体群の大きさを把握する努力が重要である。

バードストライク対策は、基本的には風力発電施設の計画海域が鳥類の渡りのルート、営巣域、索餌域等に該当する場合には候補海域として除外することであるが、その他の対策として、風車の大型化による風車の設置基数・配列の変更、あるいは運転制限等があげられる（Schepers *et al.*, 2007）。また、風力発電事業者は、稼働後のある期間モニタリング調査を実施し、バードストライクの実態を把握することが望ましく、鳥類研究者においては個体群への影響を的確に予測・評価できるように鳥類の分布・行動や生理・生態等に関する研究を進めることが求められている。

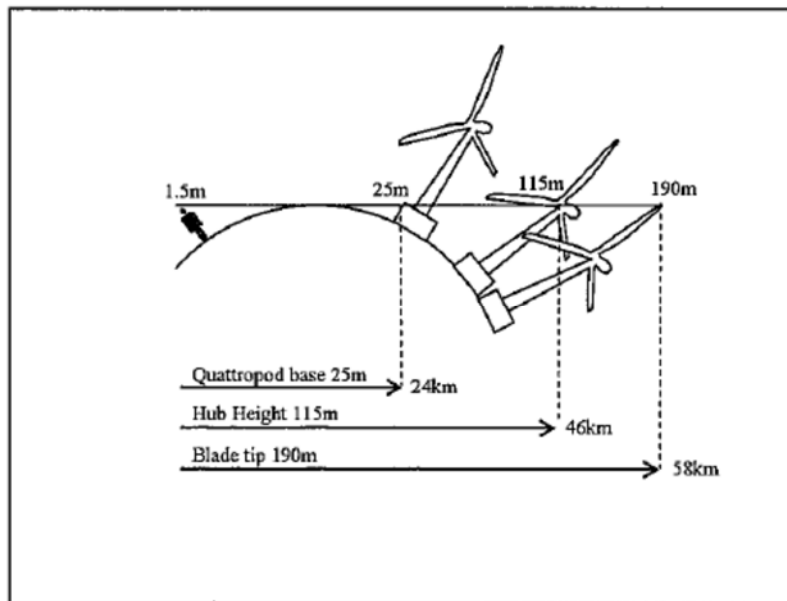


### (3) 景観

陸上風力発電施設は、基本的には開放系の風通しの良好な場所に設置するため、視認できる場所は多く、風車の大型化や導入量の増加に伴って複数の施設が隣り合うケース等、景観は重要な課題とされている。洋上風力発電は、陸から離れた海域に設置されることもあり、陸上風力発電と比べ景観問題は緩和されるものの、環境影響評価項目として重要な項目である。

#### 1) 景観影響の及ぶ範囲

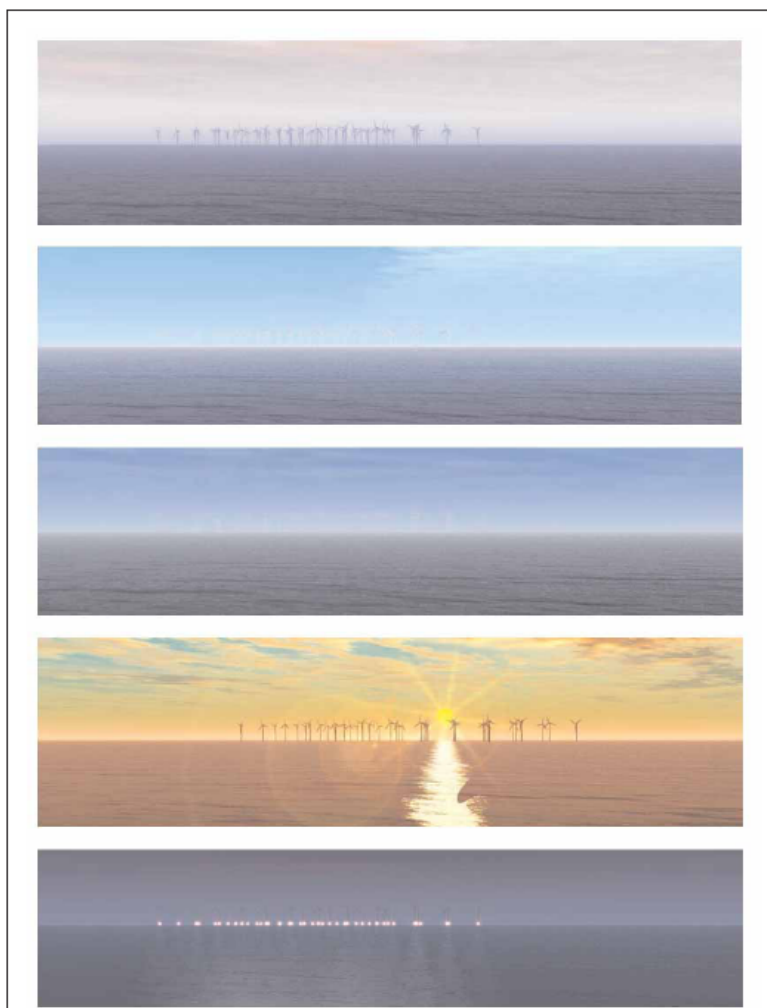
景観への影響とは、i) 圧迫感・威圧感、ii) 眺望阻害、iii) 周辺の景観特性との非調和等があげられる。景観は主観的なものであるため客観的な評価は困難であるが、一般には周辺環境の景観との調和が図れるように配置・デザイン・色彩等の配慮がなされている。洋上では、景観に影響する大きな要素として「離岸距離」がある。これは、地球の曲面、視界への気象影響、照明、物体の特徴、人間の視力等と関係している。地球の曲面は、風車が見える距離に影響するものの、非常に遠い距離でない限り無視しえるものである。ここでは、地球の曲面と大気による光の屈折効果を考慮して、視覚可能な理論的な距離を算出した例を示す。風車（10MW）の大きさとして海面から支持構造の天端部までの高さ（25m）、海面からロータ中心までの高さ（115m）および海面からブレード最先端までの高さ（190m）を、海面上1.5mの高さから見た場合、その距離はそれぞれ2.4km、46km および58kmとなる（図Ⅲ.9.2-21）。風車の大きさが小さければ視認距離も短くなるが、理論的には最大視認距離は35km程度とされている（White Consultants,2009）。Dong Energy *et al.* (2006)によれば、海岸から18km離れたとかなり目立たなくなり、それよりもさらに離れると視認できなくなるとされているが、実際には気象・海象条件により洋上風車が確認できるのは海岸から10km未満の範囲と言われている（Musial *et al.*, 2006）。なお、スコットランドでは、離岸距離8km以内の海域には、景観上、洋上風力発電の建設は困難とされている（SeaRoc,2014）。



図Ⅲ.9.2-21 海面上1.5mの位置から見た10MW風車の視認距離  
(White Consultants, 2009)

## 2) 景観の予測・評価

景観の基本的な予測手法として、可視領域図から調査範囲を検討して主要な眺望点からのフォトモンタージュを作成する（図Ⅲ.9.2-22）。同図は、離岸距離 6km に位置するウィンドファームで、異なる明かりの状態で起こるレベルのコントラスト差を示している。Department of Trade Industry（2005）によれば、明るさと暗さのコントラストが最大となる日の出と日没時によく見えるとされ、逆に太陽が高い位置にあるときには風車は暗く見え、航空障害灯等の明かりは、夜間には明るい照明であっても海岸からは単なる“ちらつき”に見えるとされる。



図Ⅲ.9.2-22 洋上ウィンドファームのフォトモンタージュの例  
(Department of Trade Industry, 2005)

フォトモンタージュを基に物理指標（視野占有率、見込角等）を算定するとともに、地域住民等へのアンケート、ヒアリング等による価値認識調査を行って、可能な限り定量的に評価を行う。NEDO 洋上風力発電実証研究において、施設設置前（フォトモンタージュ）と設置後の景観について検討を行っている（図Ⅲ.9.2-23 は北九州市沖の例）。また、銚子沖実証研究サイトでは施設設置後に施設の見学者、講演来場者および「地球の丸く見える丘展望館」の来館者を対象としたアンケート調査を行っており、景観上の違和感は全体の約 60%から“無い”との

回答が得られているが、年齢別に見ると50～60歳代から“違和感がある”との回答が多かった(13.19%)。さらに“観光資源になり得るか”の質問に対して、全体の約60%が肯定的な回答であった。その結果、フォトモンタージュが施設設置後の視認状態を良く表現し予測手法として適正なことや、事前・事後に行ったアンケート等の価値認識調査によって住民・観光客等の意見を確認することができた。



図Ⅲ. 9. 2-23 北九州市沖の洋上風力発電施設の事前（上段）・事後（下段）の景観比較

洋上風力発電の景観対策で著名なのは、Middelgrunden 洋上風力発電施設である。ここは、デンマークの観光地としても名高いコペンハーゲン沖合にある施設であり、計画段階で住民に対してフォトモンタージュ手法を用いた洋上風力発電施設の完成写真を公聴会のときやインターネットを利用して提示し、精力的に意見の聴取を行った(Moeller & Groenborg AS,1998)。その結果、ウェイクの影響により風力発電電力量が少し劣るものの、景観/美観が最重要視され、風車を古城の防衛城郭をイメージする弓形形状に配列することとなった。

このように、欧米では、洋上風力発電の環境アセスメントにおいて「景観問題」が重視されており、我が国においても景観に配慮した洋上風力発電施設計画を立てることが望ましい。

#### (4) 蛸集効果

魚介類の蛸集効果\*として、特に砂質・泥質の海底地盤に着床式洋上風力発電施設が導入されると、基盤（支持構造物）に付着生物が出現し、それをベースに従来とは異なる食物連鎖が形成され、新しい生態系が構築される可能性が考えられる。蛸集効果は、生物相が豊富になることにより、ある面でプラス効果と言える現象である。ここでは洋上風力発電施設の蛸集効果について既往の知見を取りまとめた。

\* 魚介類が集群することを蛸集（いしゅう）と言い、一時的であれ漁獲量が増える等の効果があること。

## 1) 人工構造物と蛸集効果

一般に、魚礁とは隆起した海底地形に魚族が集群する漁場のことである（宇田,1961）。このような場に魚介類が集まる理由は以下のように考えられている（宇田,1961;佐藤 1977;中村,1979）。

①物理的要因：流れの変化を好むこと、陰影を好むこと

②生物的要因：餌料が豊富で索餌場・産卵場として優れていること、外敵から身を隠す避難所・逃避場として活用されること

魚類のこのような性質を積極的に利用して、漁業生産を向上させる試みの一つに「人工魚礁」がある。これは海中に人工構造物を設置して、魚介類を誘引し漁獲効率を高めるためのもので、その効果は“蛸集効果”、“魚礁効果”、“集魚効果”、“生産効果”、“増産効果”等と称されているが（例えば、小倉,1994）、ここでは“蛸集効果”に統一して用いた。

我が国における人工魚礁に関する研究は、国の公共事業として沿岸漁場整備開発事業が発足してから一層充実し、水産分野においてこれまで数多くの調査・研究が実施されてきた。これらの知見は小倉（1994）によって詳細に取りまとめられている。ここでは、その成果を紹介することは差し控え、海底に支持構造物を設置する着床式洋上風力発電と同様に海底に魚礁を設置する構造物を「沈設魚礁」と総称すること、沈設魚礁による魚礁効果は、規模（大きさ・高さ）、構造（形状）、素材などによって差異があることを記すに留めることとする。

## 2) 洋上風力発電の蛸集効果

デンマークの Horns Rev 洋上風力発電施設（水深 6-14m）において、施設設置後に支持構造物（モノパイル）と洗掘防止のための捨石等に付着生物、カニ類等のベントスの種類と生物量が増加していることが報告されている（Danish Energy Authority, 2006）。

同報告書では、調査が建設後間もないこともあって魚類の増加についての明確な結果を示していないが、ベントス生物量の増加に伴って施設が魚類の索餌場や産卵場の役割を担うことその他、隠れ家の機能を有することにより魚礁効果が期待されることを指摘している。洋上風力発電施設の設置は、上述のように人工魚礁と同様の魚礁効果をもたらすものと推察される。その効果は底質が岩礁・転石の海域と比べて、特に Horns Rev のように底質が砂質・砂泥質の海域で、新たな付着基盤の創出により魚介類の強い蛸集が期待できる。そのような蛸集効果を高めるためには、洋上風力発電施設の支持物の構造として、底面（裾）部分の幅を広くすることやジャケット方式であれば補助部材の間隔を狭めること、重力式であれば強度を保持しなければならないがコンクリートの表面に凸凹や巣穴を設けること等の工夫が必要である。

なお、NEDO 洋上風力発電実証研究が行われている銚子沖と北九州市沖では、魚類の蛸集効果を明らかにするための調査を運転開始後に実施した。

銚子沖では基礎の壁面に付着生物が確認され、マダイ等の構造物や付着生物の出現により蛸集した種や、ソラスズメダイ等の構造物や付着生物の物影等を生息場とする種等が確認された。銚子沖における蛸集魚類調査結果を表Ⅲ.9.2-7 に示す。

表Ⅲ.9.2-7 銚子沖における実証機・観測タワー基礎部周辺の蛸集魚類調査結果

調査方法：潜水士による目視観察

調査年度	項目 \ 調査時期	春 季	夏 季	秋 季	冬 季	
平成 25年度	調査月日	平成25年6月28日	平成25年8月23日	平成25年11月14日	平成26年2月21日	
	総出現種類数	脊椎動物	6	15	10	2
		その他	0	0	0	0
		合計	6	15	10	2
	総出現個体数 (個体/目視)	脊椎動物	215	1,210	53	2
		その他	0	0	0	0
		合計	215	1,210	53	2
	出現種	脊椎動物	カハクダイ (定位) ホシサノハバラ (定位) マダイ (定位) タインキンボ (定位・依存) マアジ (回遊) ウミタナコ (回遊)	メジナ (定位) ヒメジ科 (定位) イシダイ (定位) イシキダイ (定位) オヤビツチャ (定位) イサキ (定位) マハタ (定位) マダイ (定位) クロダイ (定位) コモンフグ (定位) ヒカンフグ (定位) ソラスメダイ (依存) キンボ 亜目 (依存) カンハチ (回遊) ブリ (回遊)	キュウセン (定位) ヒメジ科 (定位) イシダイ (定位) イサキ (定位) ニジキンボ (定位) アイメ (定位) ウマヅラハキ (定位) コモンフグ (定位) キンボ 亜目 (依存) マアジ (回遊)	キンボ 亜目 (依存) コモンフグ (定位)
		その他				
	平成 27年度	調査月日	平成27年6月17日		平成27年12月2日	平成28年2月4日
総出現種類数		脊椎動物	14		5	5
		その他	0		0	0
		合計	14		5	5
総出現個体数 (個体/目視)		脊椎動物	192		16	12
		その他	0		0	0
		合計	192		16	12
出現種		脊椎動物	トチサメ (依存) ウミタナコ (定位) キュウセン (依存) ホシサノハバラ (依存) ニシキバラ (依存) イシダイ (定位) スズキ (定位) マダイ (定位) クロダイ (定位) タインキンボ (依存) キンボ 亜目 (依存) メバル (依存) アイメ (依存) コモンフグ (定位・依存)	海底ケーブル工事 のため調査未実施	ウミタナコ (定位) キンボ 亜目 (依存) アイメ (依存) コモンフグ (定位・依存)	アイメ (依存) コモンフグ (定位・依存)
		その他				

注：1. 出現種は、出現した全ての種を記載した。

2. 出現種の欄の ( ) 内の用語は、利用形態を示す。利用形態は以下のとおり。

定位：構造物が出現したことによって蛸集した種

依存：構造物周辺を生息場としていた種

回遊：構造物周辺を回遊していた種

北九州市沖でも同様に、構造物にフジツボ類やアオサ類が生息・生育しており、構造物直下でマアジが四季にわたって確認され、また定着生のイシダイが確認される等、水産上有用な魚類が蛸集していた。北九州市沖における魚類等調査結果を表Ⅲ.9.2-8 に示す。

表Ⅲ. 9. 2-8 北九州市沖における実証機等脚部直下の魚類等調査結果

項目\調査時期		夏季	秋季	冬季	春季
魚類等 遊泳動物	調査月日	平成25年8月19日	平成25年11月23日	平成26年2月25日	平成26年5月29日
	出現種数 (種)	42	32	8	29
	個体数 (個体)	5580	43603	31	1573
	主な出現 魚種	マアジ イサキ アミメハギ マダイ	マアジ	コモンフグ ヒガンフグ マアジ	マアジ メバル属の一種 イシダイ
	調査月日	平成27年8月19日・ 28日	平成26年11月11 日・19日	平成27年1月14日・ 21日	平成27年5月19日・ 27日
	出現種数 (種)	27～30	28～30	14～19	22～25
	個体数 (個体)	12～1256	121～13203	3～10011	9～222
	主な出現 魚種	マアジ イサキ 等	マアジ カマス科の一種 アイゴ イシダイ カワハギ 等	マアジ コモンフグ ホシササノハベラ メバル属の一種 等	マアジ キュウセン メバル属の一種 ホンベラ イシダイ 等

## 10 事業性評価

本節では、洋上風力発電事業に係る評価として、キャッシュフローによる方法を概観するとともに、特に事業リスク要因とコスト低減策について取りまとめる。

### 10.1 キャッシュフローによる事業性評価

洋上風力発電事業を計画するにあたって、基本的にはその風力発電事業に係る初期投資、売電収入、費用支出等の操業費用に係る現金の流れを示すキャッシュフロー計算書を作成し、その経済性分析を行い、その風力発電事業が経済的に成立するか否かを検討することが必要である。その際、種々のリスクについて十分に検討することが重要である。

#### (1) 評価の方法

キャッシュとは現金および現金同等物を言う。キャッシュフロー計算書とは事業のキャッシュの増減を事業期間で示したものであり、キャッシュフロー計算書により資金繰りを読み取ることが可能である。

長期間にわたる風力発電事業の場合、プロジェクトの採算性を検討する手法として DCF 法（ディスカウントキャッシュフロー法）が用いられることが多い。これは、将来の収益予測値に割引率を用いて現在価値に換算し、投資判断を行う手法である。

DCF 法の主なものには IRR（Internal Rate of Return）と NPV（Net Present Value）がある。IRR は事業投資に対する収益が割合で示されるのに対して、NPV は事業価値を実額で示す。事業採算性は、Equity IRR（投下資本内部収益率）もしくは NPV（現在価値）で評価する。事業性評価の場合には、これら 2 つの指標を用いて事業へ投下できる資本力も考慮して決定していく必要がある。IRR の評価は、事業者の採算性に対する考え方やその時点の経済状況によっても変化するが、洋上風力発電事業の場合、FIT の価格は税引前の Project IRR10%を基に売電価格（36 円/kWh：税抜き）が設定されており、この水準を目安に事業化の判定を行うこととなる。

#### (2) 事業性の検討

##### 1) キャッシュフロー策定に必要な入力データ

キャッシュフローを作成する際の経済指標入力データとしては収入、総事業費、運転・保守費用、資本金、借入金等を入力して計算を行う。

##### ① 収入

キャッシュフロー策定に重要な入力データの一つに発電電力量があり、洋上風力発電事業による収入は、発電電力量の全量を売電することから得られる。

Ⅲ.4.5 項に示したように、風況観測データと風車の性能を表すパワーカーブ（性能曲線）を用いて理論年間発電電力量を求めるが、風力発電の事業化を詳細に検討するには、正味年間発電電力量の推定が重要で、それを基に年間収入を推計する。

- ・理論年間発電電力量 (kWh)

風況観測データ (1時間値) および風車パワーカーブから1年間の発電電力量を算出する。

- ・正味の年間発電電力量 (kWh)

正味の年間発電電力量＝理論年間発電電力量×利用可能率×出力補正係数により算出する。

『利用可能率』: 風力発電設備に限らず機器には、初期故障期間、安定期間と終期故障期間が存在する。特に、運転初期は建設地点の風況等に応じた制御パラメータの最適化等に時間を要する場合もあることから、これらの時間をメンテナンスロスに加味して事業計画を立てることが望ましい。この場合は、風車メーカーの利用可能率保証値や実績を確認して、年間の利用可能率を設定する。ただし、風車メーカーの利用可能率保証値には、“点検時間”や“電力会社からの解列要請”が含まれていない場合が多いので、必要に応じて事業者側で再計算を行う必要がある。

『出力補正係数』: ウェイクの影響、風速の経年変動、ハブ高の風速への換算誤差、風向変動に伴うヨー制御、発電ロス等を考慮した発電電力量の低減割合 (安全率) を設定する (本ガイドブックⅢ. 4. 5 項を参照)。

- ・年間収入 (円/年)

正味年間発電電力量 (kWh/年) ×売電単価 (円/kWh) により算出する。

## ② 支出

### a. 総事業費用

総事業費は、事業化までに必要な調査・基本設計費等の開発費と、実際に風力発電システムを建設する建設費に大別することができ、これらに建設期間中の金利費用を合わせる。表Ⅲ.10.1-1 に総事業費 (含む、撤去費) に係る項目を示すが、同表に示している予備費はリスク対応費とみなし得る費用であり、事業リスクを減らして予備費を削減することが事業性の確保の点からも重要である。なお、同表には撤去費を載せているが、計画段階時に撤去費も考慮して事業性の評価をする必要がある。

表Ⅲ.10.1-1 に示した総事業費は初期投資と呼ばれるもので、洋上風力発電事業の開始時に必要な費用であるが、その他、融資に係る費用 (借入れ金に対する金利や融資手数料) が必要となる。風力発電プロジェクトを事業単位で考えた特別目的会社 (SPC) では、一般に総事業費は通常資本金と借入金で賄うこととなる。借入金は、事業の採算性により借入れ可能金額が決定されることになるが、一般的には総事業費の7割前後であり、借入金で不足する金額は通常資本金として事業へ投下することとなる。



表Ⅲ. 10. 1-1 総事業費に係る項目の概略

項 目		内訳の項目
開 発 ・ 設 計 段 階	立地調査費	地理的条件(自然条件, 社会条件)の調査費、周辺地域の既往風況データ収集費等
	気象・海象調査費	風速・風向計設置費、海上風観測費、風況データ解析費(コンサルタント費)、波浪調査費、海潮流調査費等
	基本設計費	風車位置決定、機種選定に係る設計費用、環境影響評価費等
	実施設計費	測量調査費、地質調査費、設備設計費、工事設計費等
建 設 段 階	風車設備費	風車本体費、輸送費(国内、国外)、据付費等
	電気設備費	受変電設備費、送電線費(含, 海底ケーブル)、系統保護設備費等
	電気工事費	海底ケーブル敷設費等の電気工事全般に係る費用等
	土木工事費	海底土木工事費、支持構造物工事費、陸上工事費等
	計測記録設備費	計測設備費、記録設備費、監視設備費等
	電力負担金工事費	系統連系対策費、専用線敷設費等
	その他の設備費	海上交通安全設備費等
	保険費	火災保険、工事組立保険費、賠償責任保険費等
	一般管理費	登記費、通信費、交通費等
	予備費	リスク対応費
段 撤 階 去	撤去費	設置20年後の撤去費

#### b. 運転・保守費用

洋上風力発電施設の運転・保守に必要となる費用としては、風車本体・支持構造物の点検費、電気設備関係の点検費、通信費、一般管理費、損害保険料等がある(表Ⅲ.10.1-2)。

風力発電設備は、事業用電気工作物であり、保安規程に基づく点検が必要である。経済産業省の告示(平成15年経済産業省告示第249号)により、月に1回以上の目視による外観点検等異常のチェックが規定されている。また部位ごとの点検周期(半年～2または3年)に応じて、外観点検等と併せて潤滑油の補給や消耗品の交換等の定期的な保守点検を行う必要がある。しかし、洋上風力発電の場合特異な環境下にあるので、陸上風力発電と異なり点検頻度は多くなるものと考えられる。

発電規模が2,000kW未満の風力発電所では、電気保安協会等の指定法人へ保安業務を委託し、管轄の経済産業局長の承認が得られれば、主任技術者を選任しなくてもよい(不選任)ことが認められている。しかし洋上風力発電の場合、経済性の面から発電規模は2,000kWを超える風力発電所となることから、電気主任技術者の選任の届け出が必要で、その場合、洋上風力発電所の容量等により異なるが費用がかかる。

表Ⅲ. 10. 1-2 運転・保守費用に係る項目の概略

項目		内訳の項目
運転・保守段階	点検費	風車・支持構造物点検費、電気設備点検費(部品交換費を含む)
	大規模点検費	大規模修繕費(直接費を含む)
	通信費	オペレーション費
	一般管理費	水域占有料、電気主任技術者雇用費、発電電力量等のデータ計測・記録費用等
	保険費	火災保険、賠償責任保険費、利益保険等
	予備費	リスク対応費

c. その他の費用

洋上風力発電事業に係る「その他の費用」として、固定資産税、事業税、法人税、借入金に対する金利の支払い等の費用があげられる。

2) キャッシュフローの試算例

調達価格等算定委員会(2014)および資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部(2014)による洋上風力発電の調達価格に係る検討オプションとして、「比較的安価な基礎構造で、期待できる設備利用率も適度に高く(30%程度)、投資回収を相対的により確実に実現するケース」が採用され、事業単価 56.5 万円/kW、運転・保守単価 2.25 万円/kW/年と設定された。これを基に、洋上風力発電の調達価格は、税引前 Project IRR 約 10%を満たす額である 36 円/kWh(税別)と算出された。なおこの調達価格は、2019 年度まで適用される。

ここでは、上記のケースを踏まえ、事業性評価のための算出条件を整理し(表Ⅲ.10.1-3)、本算出条件に基づくキャッシュフローの試算結果を表Ⅲ.10.1-4 に示す。最下段に示す「借入金残高+累積資金」の最初の 8 年間は赤字となっているが、9 年目より黒字に転じ、最終年度の 20 年目には約 330 億円の黒字となっている。また、税引前 Project IRR 約 10%を満たす売電価格は 36 円/kWh(税別)と算出され、本計画は、事業性が認められると評価された。

表Ⅲ. 10. 1-3 事業性評価のための算出条件

区分	項目	設定値	区分	項目	設定値
設置海域	平均水深	13-26m	事業コスト	総事業費用(単価)	56.5万円/kW
	平均離岸距離	2.0-5.5km		運転・保守費用(単価)	2.25万円/kW/年
	地質	砂質	税率	固定資産税率	1.40%
発電規模	60MW	事業税率		1.30%	
風車の定格出力	2MW	法人税率		36.2%	
設置基数	30基	インフレ率		1.0%	
支持構造物	モノパイル	減価償却		10.87%	
洋上風力発電所	年間発電電力量	160,834MW	期間 価格と	売電価格	36円/kWh
	設備利用率	30.0%		事業期間	20年

しかしながら、上記の設定条件では、保険費、予備費、撤去費の設定が不明であり、我が国の港湾整備や特殊作業船等のインフラ設備の現状を鑑みると、事業性の評価にはある程度のリスクも存在するものと考えられる。したがって、売電価格が税引前 **Project IRR** 約 10% で 36 円 /kWh と試算されても、事業性が確保されるという保証はない。そのため、次項で取りまとめるように、事業性の確保には「事業リスクを回避し、コストを削減する」ことが重要である。

表Ⅲ.10.1-4 キャッシュフローの試算結果

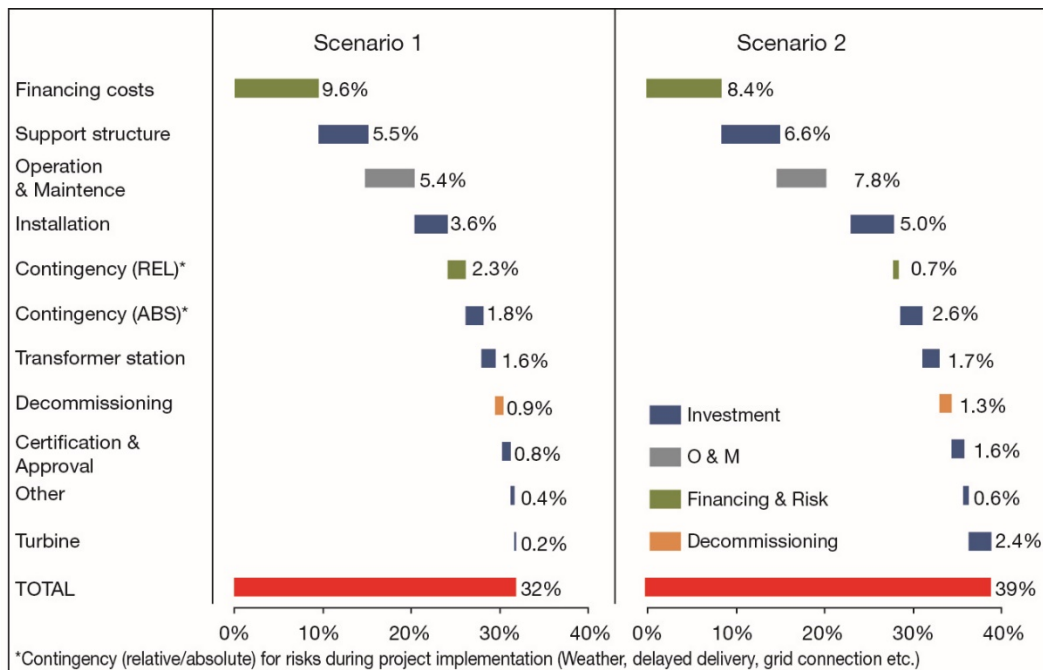
年度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	計		
<b>I. 収入</b>																							
売電収入	147,967	147,967	152,792	152,792	152,792	152,792	152,792	152,792	152,792	152,792	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	149,576	3,014,029	
売電単価	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
売電収入	5,326,822	5,326,822	5,500,523	5,500,523	5,500,523	5,500,523	5,500,523	5,500,523	5,500,523	5,500,523	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	5,384,722	108,500,078
売電単価	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718	4,945,718
売電収入	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896	18,896
売電単価	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084	887,084
売電収入	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950
売電単価	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950	905,950
売電収入	34,761,759	30,981,450	27,612,247	24,609,441	21,933,187	19,547,974	17,422,150	15,527,507	13,838,905	12,333,937	10,992,633	9,797,195	8,731,759	7,824,188	6,935,883	6,181,612	5,509,368	4,910,229	4,376,246	3,900,333	3,444,880	3,014,029	26,530,455
売電単価	30,700,739	27,382,062	24,388,463	21,734,458	19,370,856	17,264,294	15,388,463	13,713,516	12,222,884	10,893,033	9,708,426	8,652,644	7,711,677	6,873,039	6,125,601	5,459,449	4,865,739	4,336,595	3,864,994	3,414,880	3,014,029	26,530,455	
売電単価	22,988,482	21,355,734	19,712,985	18,070,236	16,427,487	14,784,739	13,141,990	11,499,241	9,856,492	8,213,744	6,570,995	4,928,246	3,285,497	1,642,748	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
<b>II. 支出</b>																							
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	827,945	
売電収入	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	1,642,748	
売電収入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
売電単価	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	1,231,580	
売電収入	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	
売電単価	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	2,284,965	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電収入	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278	4,006,689	4,006,549	4,005,014	4,002,220	3,998,292	3,993,337	3,987,452	3,980,725	3,973,615	80,081,655	
売電単価	3,761,413	3,767,611	4,000,083	4,026,435	4,048,663	4,067,183	4,082,386	4,094,620	4,104,195	4,111,386	4,002,144	4,005,278											

## 10.2 事業リスク要因とコスト低減

洋上風力発電事業を成立させるためには、いかに事業リスク\*を回避し、コストの低減を図るかにかかっているとと言っても過言ではない。

菊地・石原（2014）は、エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウィンドファームの事業性に関する評価結果から、港湾および建造船の整備とともに、風車の大型化、支持構造物の最適化、運転・保守費用の低減等のコスト削減が必要であることを指摘している（本ガイドブックⅡ.3.3項参照）。また、洋上風力発電のコスト低減に関して、イギリス政府（DECC：エネルギー・気候変動省）は「英国、再生可能エネルギーロードマップ」で、洋上風力発電の発電原価（LCOE）を2020年までに100£/MWh（約13円/kWh；130円/£）に下げる必要があるとし、その対策として「技術革新の加速」と「サプライチェーンの構築」を掲げている（Carbon Trust,2008；The Crown Estate,2012等）。

以上のように、主としてハード面の技術開発と整備によるコスト低減が謳われているが、ドイツでは洋上風力発電所建設に伴う不測事態の軽減によって2023年までに最大約3%、また、今後、建設が増え経験を積むことにより融資調達コストは最大約10%の低減化が可能とし、それによるコスト低減効果は風車、建設、O&M等による技術開発効果よりも大きいとしている（図Ⅲ.10.2-1）。つまり、洋上風力発電に係る事業リスクを回避することにより、コストの低減が図られることを指摘している。



Sourct: [Prognos / Fichtner]

図Ⅲ.10.2-1 洋上風力発電のコスト削減割合 (Hoboham, et al., 2013)

\* 事業リスク：リスクには危険、冒険、脅威等と訳語があるが、リスクマネジメントに代表されるように、ここでは事業化に伴う種々の危険度を表す。

## (1) 事業リスク要因

事業に係るリスクには、本ガイドブックⅢ.4.3 項に記している故障事故以外にも多くの要因があり、資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014)、Melgaard (2014)、SeaRoc (2014) 等により指摘されているように、事業を計画する際にはリスクに対する事前の検討・評価が重要である。洋上風力発電プロジェクトにおける主要なリスクはプロジェクトの段階によって変わるが、継続的にリスク管理を行って、各リスクを定性的・定量的に評価し、緩和戦略を構築・実施することは、起こり得る不測事態を考慮に入れた資源と予算の立案にも有用となる。

以下、これまで本ガイドブックで記述した事項および上記の資料を基に、洋上風力発電の計画から撤去・解体に至る各過程のリスク要因を抽出して取りまとめた。これらのリスク要因を回避することにより、洋上風力発電の初期投資費用、運転・保守費用あるいは発電原価に係るコストの低減につながる。

### 1) 事業計画

ヨーロッパにおいて、洋上風力発電のプロジェクトの開発から計画・合意形成までには多くの労力を費やし、数年を要している。多くの計画された案件が初期開発段階で遅延あるいは完全中止となったこともあり、プロジェクト開発の初期段階で最も重要なことは「金融と技術的な観点からの事業化可能性の検討のみならず、開発予定サイトの環境制約要因の評価も含め、計画されたプロジェクトの実行性を理解する」こととされ、これがリスクを回避する要諦となっている。

#### リスク要因1：洋上風力発電の設置海域の定義

・洋上風力発電の候補海域（サイト）が明確に定義付けられ、十分に理解されていないと、利害関係者との関係のみならず最適設計ができないことにもつながり、コストにも潜在的な悪影響を及ぼすことになる。しかし、技術要素と環境要素を考慮に入れた最適設計を行うためには、候補海域に対する柔軟性も確保しておく必要がある。

#### リスク要因2：離岸距離

・系統連系点までの離岸距離により、技術的・経済的な視点からケーブル容量の検討が必要である。一般的には、離岸距離約 10km までは 120kV、20km 超では 132kV/220kV で、132kV 以上のケーブルを必要とする洋上ウィンドファームの最小規模は 250-300MW となる。大規模なケースでは、陸上までの送電連系を HVAC（高圧交流送電）、HVDC（高圧直流送電）のいずれにするかの選択は、初期投資と洋上風力発電の事業期間を通じた送電ロスによる損失費用との比較となるが、HVDC 技術は新しいもので、開発事業者はわずかながら高いリスクを負うことになる。

### リスク要因 3：サイト選定と制約要因

- ・事業計画段階における風況評価では、既往調査資料に基づく机上検討が行われる。サイト選定の精度を上げるためには、計測データの出典と履歴、データの取得高度およびメッシュ・地図の解像度等の情報を得て評価することが必要である。
- ・水深、海底地盤の情報は、支持構造物の選定や経済面での検討に必要なとともに、海上風、波浪等の情報は建設や運転・保守 (O&M) の計画あるいは経済検討に重要なものである。結果として、気象海象の厳しいサイトでは O&M 費用の想定に慎重さが求められる。
- ・英国では、環境面から Natural 2000 指定 (例えば特別保護地域 (SPA's) と特別保全地域 (SAC's))、各国指定 (例えば科学上特別地域 (SSSI)、国家指定科学地域、国家指定自然保護地域)、地域指定 (例えば地域自然保護区) 等の海域では合意形成リスクがあるため、このような生物保護等の指定海域の選定はできるだけ避けるべきである。
- ・頻繁な航行がある水路、海域および係留地は、洋上風力発電サイトとしては“重要な”制約要因となる。欧州では、風車設置位置と航行水路の間には 2km 程度の間隔をとることが推奨されており、また、海運業者にとって風車を直線上に配置する計画が受け入れやすい。
- ・建設基地港と洋上風力発電計画海域間の輸送時間は、初期投資額の検討に反映されるものであり、地元港湾は建設資材の保管場所、O&M 作業に不可欠なものであることから、早期の段階で利用可能な港湾設備を地元雇用の面も含めて検討しておくことは有用である。
- ・電波障害、例えばレーダーへの影響を軽減する対策費は、開発者が負うことになっている。そのため多額の出費をもたらすとともに、合意形成にも時間を要することから、大きな制約要因となっている。我が国においても洋上風力発電施設、特に回転するブレードが自衛隊等のレーダー施設や漁業無線等の電波塔へ影響することが懸念されるサイトもあるため、事業計画に際しては十分に調査を行って予測・評価する必要がある。
- ・景観問題に対しては、ヨーロッパでは合意形成段階で公開協議と海景影響評価 (LVSIA's) を通じて多大な努力が払われているが、英国では比較的“軽微な”制約要因と見なされてきた。しかし、最近の Marine Scotland による“Strategic Environmental Assessment (SEA) for Scottish Water”では、海岸線より 8km 以内の案件は LVSIA's レベルでは許容できないとなっており、英国においても景観は重要な制約要因になるものと考えられている。
- ・系統連系の受入能力は、全ての洋上風力発電計画案件の基本的事項であり、“重要な”制約要件と見なされる。
- ・海域利用者のうち、漁業者は欧州で強い政治的ロビー力を持っていることから、漁業者との合意形成は計画段階での重要な部分を占める。特に、底曳網業者は海底ケーブルを含む洋上風力発電設備と容易に妥協点を見いだすことは難しく、現行の商業漁業活動と合意形成ができない場合には、それまで要した時間と費用は大きな負担となる。

#### リスク要因 4：基本設計とエンジニアリング

- ・英国では、一般に環境影響評価調査と並行してサイトの地質特性評価も行われる。地質調査は、サイト全般にわたる土壌や堆積物に関する地質モデルを作成するために行われるもので、支持構造物の基本設計、施工方法あるいは環境影響評価等の検討にも活用される。地質・地盤調査結果から当該サイトでは想定外の土壌条件のために経済性の成り立たない事業評価となった場合、並行して進めている環境影響評価に係る費用と時間を費やすリスクにつながるため、調査は早目に行うことが重要である。

#### 2) ファイナンス

洋上風力発電の事業資金にはいくつかの選択肢があるが、資金を確保する上での主な課題は、産業自体リスクが高く費用が嵩むと見られている点である。解決策は包含するリスクをいかに軽減するのかを理解して、プロジェクトをファイナンス面で魅力的な機会にすることである。プロジェクトの高い品質を維持しつつ、技術リスクを最小化して、プロジェクトの目指すゴール（例えば、Bankable（銀行で資金を調達できること）な要求基準を満たす）に到達することが賢明である。

#### リスク要因 1：ファイナンスの仕組み

- ・ヨーロッパでは、小規模な洋上風力発電施設の場合、これまで一部政府の資金支援を得て、開発事業者/発電事業者が自社のバランスシートをベースに出資あるいは借入することで案件の資金手当てをしてきた。本手法によるメリットは、低コストである、事業主が全ての権限を持つことができる、意思決定が早い等であるが、反面、デメリットとして全てのリスクを背負うことがあげられる。しかしながら、施設の大規模化に伴いプロジェクトの所要資金が多くなってきたことで、発電事業者はプロジェクトファイナンスとして、他の事業者と法人格を持たない合弁会社（プロジェクトを遂行する PFI 事業会社）を設立して出資を募る、あるいは第三者の出資を受ける形で他の資金源を求める傾向にある。このリスクとして借入コストや手数料等でコスト増となることがある。なお、資金調達の際の担保は、コーポレートファイナンスとは異なり、事業から発生する収益と事業の持つ資産のみが対象となり、親会社への債務保証を求めない。このことを「ノン・リコース（不遡及）ファイナンス」という。プロジェクトファイナンスとコーポレートファイナンスの比較を表Ⅲ.10.2-1 に示す。



表Ⅲ. 10. 2-1 プロジェクトファイナンスとコーポレートファイナンスの比較  
(環境省, 2014 より作成)

項目	プロジェクトファイナンス	コーポレートファイナンス
借入人	プロジェクト会社	企業（複数事業を手がける場合が多い）
資金使途	特定の事業に限定 ※プロジェクトファイナンスにおいては他業を行うことは禁止される	運転資金等の名目で厳格に特定されないケースがほとんど
返済原資	当該事業が産み出すキャッシュフロー	企業収益全体（特定部門、特定事業の収益に限定されていない）
返済遡及	スポンサーに対してリミテッドリコース（限定遡及）またはノンリコース（不遡及）	スポンサーを保証人として、フルリコース（全面遡及）
担保	プロジェクト会社の保有する資産、プロジェクト会社の所有する諸契約上の権利への担保設定等	スポンサーの保証 スポンサーの一般財産を担保として徴求
プロジェクト・リスクの負担	プロジェクト関係者間にてリスクを分担 リスクの排出とそのリスクの分配。その結果を徹底的に文書化（ドキュメンテーション）	スポンサーが単独負担

## リスク要因2：リスク構造

- ・ 全ての出資者は、プロジェクトの信頼性を向上させるために、投資意欲、プロジェクトのリスクおよびリスク軽減方法について検討する。関連するリスクはプロジェクトの段階により異なるが、常にプロジェクトを脅かす主な商業リスクとして、電力買取り料金、制度上のリスク、為替変動、金利変動、不可抗力事象等があり、これらに関して明確に対応する必要がある。
- ・ 風力発電事業には、様々なリスクが存在する。環境省（2016）で示している風力発電事業の主なリスクを以下に示す。これらのリスクは、陸上の風力発電事業を念頭に置いているが、洋上風力発電事業にも当てはまる。
  - a. 完工リスク：完工遅延、コストオーバーラン
  - b. 発電量リスク：想定外の事象による発電量の減少、楽観的な発電量予測
  - c. 天候・自然災害等による事故・故障リスク：落雷や台風・乱流の発生、事故による設備の損壊
  - d. 性能リスク：故障による出力の低下、機器等トラブルによる売電量の減少
  - e. メーカー倒産・事業撤退リスク：倒産によるメンテナンス対応の困難化
  - f. 操業リスク：運転業務の瑕疵に伴う売電量の低下・停止、事業会社の経営能力不足
  - g. 制度リスク：出力抑制の実施

上記の中で特にキャッシュフローに影響を与えるのは、b.発電量リスク、c.天候・自然災害等による事故・故障リスク、d.性能リスクとしている。リスクへの対応は当然必要なもの

の、リスクを過度に評価してしまうと事業費が膨大となってしまう。どのような対応策を取ればリスクが受容できるものになるのか、他の事例を基に慎重に検討することが必要である。

- ・デューディリジェンスとは、投資対象となる資産の価値・収益力・リスクなどを様々な観点から詳細に調査・分析することである。デューディリジェンスは、投資家、融資者、その他の関係者に対してウィンドファームプロジェクトの成立性を実証するためのプロジェクト管理を含んでいる (Twidellら,2011)。風力発電に限らず大規模なプロジェクトにおいては、投資家や金融機関が第三者にデューディリジェンス調査を求めるのが一般的である。その第三者は、プロジェクトにおける様々なリスクを評価し、投資家や金融機関はその情報に基づいて、リスクが融資可能な範囲内であるかどうかを判断する。

### リスク要因3：保険

- ・ヨーロッパの洋上風力発電市場において、80%以上の保険求償はファーム内インターアレーあるいは送電のケーブルに起因するもので、最近、保険会社はケーブル敷設、接続、保護設計ならびに工事に関する契約関係の調査に、より多くの時間を費やしている。事業者の積極的な保険戦略（多様な保険制度の加入）は、コストとリスクの削減に貢献するが、高額な保険費用が発生することを念頭に置いておく必要がある。なお保険制度に加入する場合には、保険証券の内容に注意すべきである。以下に典型的な保険証券の例を示す。

- a. CAR（建設総合リスク）    b. 第三者責任    c. 操業開始遅延
- d. 財物損害補償        e. 部分的操業と事業中断    f. 運転（操業）

- ・欧州の洋上風力発電事業では、建設作業期間、商業稼働期間ともに風力発電設備全体をパッケージで保険手配する方法が一般的である。建設作業期間の保険を Wind CAR Policy、商業稼働期間の保険を Wind OP Policy とする。それらの概要を表Ⅲ.10.2-2 に示す。今後日本でも、この方法が準用されていくと考えられる。

表Ⅲ.10.2-2 欧州の洋上風車保険の内容（足立, 2014 より作成）

Wind CAR Policy（建設工事段階）		Wind OP Policy（商業発電運転段階）	
保険の略称	補償の概要	保険の略称	補償の概要
Construction All Risks (CAR)	風力発電設備全体の建設工事に関わる財物損害を補償	Property Damage (PD)	変電設備や送電ケーブルなども含み、風力発電設備全体の財物をオールリスクで補償（一部不担保危険あり）
Third Party Liability (TPL)	風力発電設備全体の建設工事に関わる第三者賠償責任を補償	Third Party Liability (TPL)	風力発電設備の商業運転に起因する法律上の賠償責任を補償
Delay in Start Up (DSU)	CARの担保保険に起因した、建設工事の作業遅延により喪失した商業稼働時の利益を補償	Business Interruption (BI)	PDの担保保険に起因した、風力発電設備の稼働不能により喪失した利益を補償

- ・マリンワランティサーベイとは、海上作業が規定されたリスク水準範囲内で実施されることを確実にするために行う、独立した検証と調査作業である (内田,2015)。建設・設置工事期間は洋上風力発電設備にとって最もリスクが高い期間であるため、欧米では、その期間中のアセットに対する保険の保証条項として、事業者によるマリンワランティサーベイの起用が

定着している。保険会社は事業者がマリンワランティサーバイを起用することを条件に、保険を付与する。サーバイヤーは第三者の立場から、施工状況が保険会社の要求を満たす技術規格に適合しているかを確認する。日本でも、マリンワランティサーバイの実施を保険の引き受け条件にする保険会社が出てきている。

#### リスク要因4：商業的見通し

・事業予算は、経験と知識に基づいた、十分な臨時出費を含む現実的かつ堅固なものが要求される。また、商業的見通しはプロジェクトの成功に不可欠である。そのためには以下に掲げる各種の技術的、商業的側面について、継続して見直し確認し、商業的リスクを最小化することが重要である。

- a.風況モデリング
- b.初期投資の見積り
- c.プロジェクト費用内容（特に運転費用）
- d.収入見通し
- e.事前収益性分析

### 3) プロジェクトの体制

洋上風力発電ファームのように規模が大きく複雑なプロジェクトにおける財務的な成功は、多くの場合、効果的かつ効率的な組織づくりにかかっている。ヨーロッパから学ぶべき教訓のひとつは、無駄な努力を避け、プロジェクトを整然と進める必要があるということである。プロジェクトの初期段階で行う決断が、プロジェクトライフサイクルを通して影響する場合があります。プロジェクトの初期からの質の高い組織は、リスクや潜在的な損失を著しく軽減することができる。

#### リスク要因1：プロジェクト管理

・プロジェクト管理は、通常、法的に責務があり、かつ説明責任のあるプロジェクト取締役会が担うことになる。プロジェクト管理の目的は、戦略、プロセス、管理計画に裏付けられた論理的、健全かつ繰り返し性のある管理決定プロセスを実現することであり、確固たる基本方針が定められていなければ事業の成達は期待できない。そのためには、「プロジェクト憲章」の中で、プロジェクトのゴール、キーバリューとなる動機、主な利害関係者の期待、法律や規制に対する準拠性について詳述し、プロジェクトの実現に必要な予算や物資を明確にする必要がある。プロジェクトの責任者はプロジェクトの基本的管理文書である「プロジェクト憲章」に基づく詳細なプロジェクト管理（実行）計画を作成し、説明する責任を負う。

#### リスク要因2：プロジェクト管理計画

・プロジェクト管理計画は、プロジェクトの開発ならびに実施における基本的管理文書となるもので、適宜検討と更新を加え、プロジェクトにおける全ての変更点を反映させなければならない。プロジェクトの組織構成に則った分野別担当者の役割と報告システムを明確に規定し、全員がプロジェクトにおけるそれぞれの特定の役割と工程について理解できるようにしなければならない。

### リスク要因3：リスク管理

- ・ 進行中のプロジェクトに対するリスク管理として、次に示すプロセスに則して実践することによりリスクを低減する。
  - a. プロジェクトの全期間にわたるリスクの特定
  - b. プロジェクトの見込みや影響の観点から定性的、定量的なリスクの評価の提供
  - c. 実況文書と定期的に更新されるリスク記録の展開
  - d. プロジェクトに対するリスクの優先順位付け
  - e. リスクに対処するための階層別プロセスの取り決め、および的確なリスク対応計画の準備と行動
  - f. リスク管理の担当職務および説明責任の明確化ならびに担当者への割り当て

#### 4) 関係者の同意

事業に対する関係者の同意を得る作業は、事業の建設段階に向けての不確定要素がある中で、前もって資本投資をしなければならないことから、財務上の高いリスクを伴い、かつ時間のかかる過程である。利害関係者からの同意の遅れを防ぎつつ、初期の支出を最適化するためには、事業のプロセスや関係法令を掌握することが必要不可欠である。

### リスク要因1：同意取得過程におけるエンジニアリングの役割と理解

- ・ 英国内では、洋上ウィンドファームの事業計画書には、最終計画に対して何通りかの異なる設計に関する検討結果が記載されている。基本設計調査では、建設に対してプロジェクトを定義することを必要とし、これらの作業には費用と時間がかかる。このため、最近の英国における事業者の提案書では、事業の同意が得られるまで基本設計の実施を待つことを選択している。そのようにすることで、これらの調査を実施する前の支出リスクを減少させている。

### リスク要因2：同意取得のための管理プロセス

- ・ 基本設計の結果が反映されていない事業計画の場合、風車の定格出力や基数、基礎形式等に関して複数案の環境影響評価報告書を取りまとめることとなる。許認可機関や利害関係者の意見を取り入れた環境影響評価や追加調査報告書（Habitats Regulation Assessment）の変更は、同意取得の遅延をもたらす（同意事項として、しばしば鳥類の衝突確率の低下が期待できる大型風車の計画が推奨される）。そのため、コスト低減の観点から風車の定格出力や基数、基礎形式等が設定された上で環境影響評価を行うことが重要である。

### リスク要因3：利害関係者への対応

- ・ 早い時点における正確な情報を中心的な利害関係者に伝えることは、事業決定を長引かせないために必要不可欠で、環境影響評価における最も重要な手段である。利害関係者との協議においては、環境影響評価の項目や手法（調査地点、調査時期等）の選定にあたり、利害関係者が関与する最も重要な問題に焦点を絞ることである。
- ・ NEDO（2015）では、調査対象海域の資料調査解析、国内における事例調査および海外における事例調査の結果を元に、漁業者や地域のステークホルダーとの合意形成の課題を整理

し、合意形成メニューを作成している。その合意形成メニューを表Ⅲ.10.2-3に記す。

表Ⅲ. 10. 2-3 合意形成メニュー（NEDO, 2015 より作成）

目的	合意形成メニュー
合意形成の場の設置	海域別にみた協議会 法律、条例及びルールを整備
漁業者の事業への参画・提携・支援等	洋上風力発電所の環境アセスメント調査、事後調査（モニタリング）等への漁業関係者の作業支援、洋上風力発電所の保守・点検作業（メンテナンス）への漁業関係者の作業支援、共同事業化
水産資源の保護並びに海洋環境への影響評価	洋上風力発電による魚類の蝟集効果 水産資源モニタリングの重要性 環境アセスメント
漁業施設としての洋上風力発電施設の利活用	自給型養殖、沖合養殖及び浮き魚礁、地産地消
観光資源	観光資源 観光資源、港湾クルージング、次世代エネルギーパーク等におけるサイエンスツアー、遊漁業
経済効果	経済効果
情報提供・情報共有	情報提供・情報共有

- ・ 漁業者との交渉は、長期にわたるスケジュールとコストに対するリスクがあることから、有能な人材の配置が要求され、英国では通常、元漁業者がその任を担っている。それは、漁業や漁業者に関することに熟知し理解していることや、事業者からの情報を明確に伝えることができるからである。
- ・ NEDO（2013）では、海洋再生可能エネルギーの導入にあたっては漁業との協調が不可欠であるとし、洋上風力発電の漁業協調方策の具体的なメニューを5つ挙げている。その概要を以下で紹介する。

#### a. 風車基礎部の人工魚礁化利用

##### ア. 資源保護育成目的

ウィンドファーム内を漁業制限区域（水産資源保護水面あるいは禁漁区）として設定する。この場合、ウィンドファーム内において漁業はできないが、区域内を水産資源の増殖海域と位置づけ、人工魚礁等の設置により効果の向上を図る。

##### イ. 周辺での漁業操業目的

風車の支柱や基礎部に集魚効果のある部材を取り付ける他、周辺部に人工魚礁等を配置することにより、水産資源の増殖や漁獲量の増加を図る。

#### b. 海洋データの収集・提供

海洋エネルギー発電プラントに、水温、塩分、流向、流速等の計測センサー類を設置して環境影響モニタリングし、イリジウム通信などによりデータを発信する。データはリアルタイムでインターネットに公開する。これらのリアルタイムデータを漁業者に漁場形成に関する情報として活用してもらう。これにより、漁業操業の効率化そして燃料節約・省エネに寄与できると考えられる。

### c. 観光・レクリエーション利用

#### ア.海釣り公園の併設

遊漁を行う海域として風車群の設置海域を利用する。また、同海域の一角に洋上デッキを併設して海釣り公園を整備することも考えられる。さらに、同海域における風車群の風景を含めた海洋景観を楽しむ遊覧船や沿岸部に設置した展望台等により観光・レクリエーション利用を行う。

#### イ.ダイビングスポットとしての活用

風車群の設置海域をダイビングスポットとして、基礎構造物や人工魚礁群、その周辺の魚介藻類などの海中景観を楽しむ場として利用する。

### d. 電力供給利用

地域で活動する漁協が、風力発電により、地域の資源である「風エネルギー」を自らの施設のエネルギーとして活用する「新エネルギーの地産地消」の取り組みである。

### e. 洋上発電関連事業への参画

#### ア.洋上発電施設の建設・保守点検における漁船利用

洋上風車建設工事時の警戒船や、運転時の保守点検作業における洋上風車への連絡に漁船を活用する。また、保守点検作業の一部を漁協に委託するなどして、漁船、漁業組合員を活用する。

#### イ.洋上発電事業への出資・参画

洋上発電等における事業に対して、漁業協同組合や漁業協同組合連合会が参画・出資し、その割合に応じた事業を担うとともに配当等を受け取る。漁業協同組合が漁業以外の事業で利益を得ることについては、特段の問題はない。

- ・銚子沖実証研究では、実際に漁業を行っている組合員にヒアリングを行うとともに、漁船に同乗して共同調査を行った上で、洋上風力発電施設の設置位置を確定させた。また、環境への影響や漁業との共生方策についての評価を行う第三者委員会を立ち上げた。当委員会には、銚子漁協がオブザーバーとして参加している。
- ・北九州市沖では、実証研究の実施にあたり、事業者である電源開発と漁協関係者が協議を重ね、洋上風力発電施設の設置位置を決定した。また、洋上風力発電施設のメンテナンスの実施に際し、漁協関連団体が所有する船舶を傭船する等、漁業者との協調を図っている。

### リスク要因4：異なる管轄部署への申請

- ・洋上風力発電施設は、洋上風車に代表される洋上施設と変電所のある陸上施設からなっている。そのため、洋上と陸上を監督する複数の機関の許認可を得るが必要があり（英国では、洋上では管理者の助言のもとで直接大臣、陸上では大臣の代理としての地方計画局）、手続きの複雑さに加え、許認可の可否判断の相違や遅延リスクがある。

### 5) 風力資源

洋上風力発電事業における収益リスクの原則は、風力資源を計画段階や建設段階の全てのステージで考慮することである。事業化は、当該サイトにおいて期待されるエネルギー生産量に

大きく依存するため、風力エネルギーの予測を正確で厳格にするばかりでなく、当該サイトから最大限のエネルギーを取得することも考慮すべきである。これに対するキーポイントは予測の不確定さを最小にすることで、大きな不確定さをもった予測は、サイトにおける事業が運転段階に至ったときに計画発電電力量に合致しないリスクをもたらす。また、ウィンドファームのエネルギー源の鉄則は、風力エネルギー取得量を最大とし、ロスを最小とするようなサイト内の風車の配置計画を考慮すべきことである。これは、また風車の疲労荷重を軽減させ、寿命を延ばすことにつながる。

なお、洋上風力発電施設計画海域のオンサイトで実測された気象・海象データがない場合の事業に係るリスクについて、Ummels *et al.* (2011) 等を参考に、中尾 (2014) が事業の流れに沿ってリスク要因を整理しているので参照されたい。

### リスク要因 1：風況観測

- ・洋上風力発電サイトの風況観測地点は、多くの風車位置を代表することができるよう注意深く選定されるべきである。
- ・風況観測の最高高度は、風車のハブ高さに合わせることを望ましいが、最低でもハブ高さの 2/3 の高度が必要である。また、マストの横断面の形状に起因する風速観測時の気流の歪みを最小にするように、各観測高度において少なくとも 3 箇所のブームが必要である。
- ・風力資源の評価のために風向、風速、大気安定度（ウエイクロスに影響）に関するデータを取得すべきである。
- ・財務上の評価には最低でも 1-2 年間のデータを収集すべきで、データの取得率も高くすべきである。
- ・洋上における風況観測タワーには相当の投資が必要となることから、浮体式の風況観測装置（LiDAR 等）の利用も考えられる。これは風車の計画配置内において異なる地点でのデータを収集することができ、風力資源の平面的な変化の検証を可能にするとともに、ハブ高さを含むより高い高度の観測が可能である。ただし、ブイの動揺を補正する動揺補正アルゴリズムが必要で、現時点ではファイナンスレベルのデータの精度は検証されていないが、今後の有力な洋上風況観測システムである。

### リスク要因 2：長期間の参照データ

- ・一般的なウィンドファームの寿命は 20-25 年であり、サイトでは風速や風向分布に年変動が見られる。この風力資源の年変動が最終的なエネルギー取得量の予測における不確実性の原因となっている。平年的な風力資源量を算出するには、短期間のサイトの風況観測データを長期間の代表とするデータに修正し、風速予測の不確定さを減少させる必要がある。

### リスク要因 3：風車の配置

- ・サイト内のウエイクの影響を抑止するためには、風車の配置設計の段階で、以下に示す要因について考慮されるべきである。
  - a. 風車間隔（最低でもロータ直径の 6 倍の離隔距離）
  - b. 配置の形状

#### リスク要因 4：風車の選定

- ・新しい技術には品質と信頼性のリスクが付き物である。このため、技術的リスクを低減し、開発サイトの風況条件と事業目的に適った最適な風車を選定することが重要である。ただし、事業開発段階の早い時点で風車の最終モデルを決定することは相応しくなく、開発期間を通して複数の風車候補を検討すべきで、風車メーカーにもプロジェクトに参入してもらってアドバイスを受けることが必要である。

#### 6) 建設段階

プロジェクトの設計段階および建設段階は、技術的に最もチャレンジングな段階であり、そのプロセスのほとんど全ての過程において求められる決定・決断は、現場の要員の健康と安全あるいは工事の工程に影響を及ぼす可能性がある。建設段階の機器の費用および人件費は相当の額に及び、ほんの少しの工期の遅れが極めて大きな金銭的損失につながる可能性がある。そのため、ヨーロッパのデベロッパーやコントラクターは、過去の経験から、現場作業の遅れのリスクを最小限にするテクニックを開発してきた。

#### リスク要因 1：組織と管理業務

- ・プロジェクトには、引き渡しの段階に至るまで、明確な役割と責任が与えられた経験豊かな人材からなる組織を維持することが欠かせない。組織は、個別の作業パッケージごとに責任を持つマネージャーと、傘下の個々の分野に配置された経験豊かなエンジニアによって構成される。

#### リスク要因 2：エンジニアリング

- ・プロジェクトの全ての段階を通じ、エンジニアリングデザイン（詳細設計）を行い、設定された条件の範囲内で、健康・安全、予算、プログラム、運転上の要件および品質に対して、望ましいプロジェクトを形成することが大切である。それには工程に沿って危険要因を特定し、危険軽減措置（設計変更等）を講じてリスクを軽減できるようにしなければならない。
- ・工事段階では、発見された危険要因の監視および是正が行われるが、それにはエンジニアリングマネジメントを補完するツールとして、インターフェースマトリックスの作成（部門間の境界と相互理解の明確化）とリスクの登録を行う必要がある。

#### リスク要因 3：工程管理

- ・建設スケジュールは、現実的であると同時に、請負業者間の遅れを防ぐために明確に調整、配列されていることが重要である。全ての活動をカバーし、操業開始が遅れないように注意深くモニターする必要がある。

#### リスク要因 4：工事

- ・ヨーロッパでは、洋上ウィンドファームの建設と運転には **Marine License**（マリンライセンス）と呼ばれる認可が必要で、それにはライセンス要件を順守するために工事前、工事中お



よび工事後の環境モニタリングについても規定されている。また、同意条件として工事前のモニタリング調査の実施とともに、施工計画書、船舶管理計画、海洋汚染対策計画および航行安全計画について、認可機関およびその関係者に申請し、認可を受ける必要がある。したがって、このような条件を満たすために必要な費用と時間を考慮しておく必要がある。

#### リスク要因 5：基礎とトランジションピース

- ・風車の基礎工事には、リスクと不確実性が付きまとう。それらは、海底条件、気象・海象条件、海上での重量物運搬、高所作業や局所作業等に伴うものであり、それに加えてアクセス、補整作業あるいは据付後の構成部品の交換等によるコスト増もありうる。そのため、基礎の最終設計では、設計段階で行われた地質調査結果を踏まえて、プロジェクトの要件に適應した設計を行う必要がある、基礎設計とサイトの自然条件を照らして輸送・据付の戦略を立てることが重要である。

#### リスク要因 6：風車とタワー

- ・風車とタワーの据付作業は、通常、SEP 船を利用して行われる。風車とタワーの据付方法（一体型、分割型）は、風車/タワーの重量、SEP 船の能力、サイトの自然条件（風況、波浪、海潮流）、工事用の港湾状況等を勘案するとともに、安全面・経済面の観点から最適な方法を検討する。

日本の太平洋側では、“うねり”が卓越し、海上作業の稼働率が低いため、コスト削減に密接な関係を有する SEP 船等の作業計画は、綿密に立てることが重要である。

#### リスク要因 7：海底ケーブルの敷設と埋設

- ・送電用とアレイケーブルに関するサイズと設計は、電気系統全般の設計とウィンドファームの構成・配置により決まる。更なる設計条件として、送電ルート、土質、埋設深度、補足的保護措置等が与えられれば、海底ケーブルの製作者が必要とするケーブルの諸要素を特定することができる。なお、英国の大規模な沖合の洋上ウィンドファームの開発では、HVAC（高圧交流送電）と HVDC（高圧直流送電）を比較検討し、コスト削減とリスクヘッジの両面から送電方法を選ぶ傾向にある。

- ・地質調査は、ケーブルルートの最終案を決定する上で不可決な調査で、これにより個々のケーブルの長さ、最適敷設方法、ケーブル保護の必要性等が確定される。

我が国では欧州に比べて、海底土質に係る調査実績が少なく、ボーリング等の計測機器や専用船舶が不十分である。実際、北九州市沖洋上風力発電実証研究施設では当初考えられていた候補海域の海底土質条件が悪く、候補海域を変更する結果となった。このように海底土質に関するリスクが大きいので、コスト低減の観点からも注視する必要がある。

- ・海底ケーブルの敷設は、正しい手順で行われることが重要である。英国で海底ケーブルのキックが起こった事故では、ケーブルハンドリングチームとバックデッキチームのコミュニケーション不足が理由にあげられた。対策としてオペレータに十分な訓練を受けさせて手順に精通させること、デッキに監督者を配置することがあげられている。

- ・海底ケーブルルートの一部が埋設されていない箇所は、埋設に代わる代替技術（マットレッシング、岩石投下、ウォータージェット法、あるいはそれらの組み合わせ）でケーブルを保護する必要がある。
- ・アレイケーブル末端部を風車基礎に接続するには、ケーブルを支え、保護するためのケーブル保護システム（CPS）を特定し、それを受け入れられるような基礎設計を構築する必要がある。従来使用されてきたシステムは、ケーブルに設置されたケーブル保護システムと J チューブエンドのベルマウスが合うように設計されたラッチ機構を備えている。この機構は、保護システムを固定し、海底と基礎間にあるケーブルを支え、保護する役割を果たしている。ケーブルはこの機構を通して、スイッチギアでケーブルを停止できる長さまで引き上げるが、英国ではアレイケーブルが「ねじれ」のために途中で詰まった事故が起こっている。対策として、引っ張り添え柵の再設計（CPS システムの隙間を拡大）と手順変更により、引き上げ作業中の絡まりを最小限に抑えることが可能になった。

銚子沖洋上風力発電実証研究施設では、台風による波浪の影響で基礎部の海底ケーブルの可とう防護管接続用鋼材の羽根部分が動いて、接地線防護管（PVC 管）に接触・損傷し、絶え間ない波浪により接地線防護管の損傷が拡大・破断に至る事故があった。このように、我が国のように厳しい自然条件下にあっては可とう防護管ではなく、固定式防護管を使用することや、接地線のチタンベルトの固定には電食防止措置を施すとともに、基礎との間に隙間がないようにする等の対策が必要である。また、北九州市沖洋上風力発電実証研究施設では、遊漁船のアンカーの引っかけと推定されているが、海底ケーブルの変位と防食層の損傷事故があり、対策として鋳鉄防護管の取り付けが行われた。このように海底ケーブルに関する自然的あるいは人為的な要因による事故が多いので、設計波高等の予測技術に係る課題や漁業者等の動向も踏まえ、施工方法や管理には特に留意する必要がある。

## 7) 調達戦略

調達に係わる戦略は、事業者のリスクに対する関心度、財政投資および現行のサプライチェーンといった主要ファクターに左右される傾向がある。曖昧な範囲と成果物は、遅れとコスト増加につながる恐れがある。

### リスク要因 1：調達戦略と契約

- ・明確な調達戦略には、コスト、品質、プログラム、HSE（健康・安全・環境）等に関して、プロジェクトにとって最善の選択を可能にする競争調達プロセスが含まれていなければならない。
- ・調達戦略は、請負業者が合意済みの作業範囲をスケジュール通りに達成できること、また、契約が、約定損害賠償、不可抗力、連続不良（シリアルディフェクト）、瑕疵担保期間、保証/担保等をカバーしていることを確実にするものでなければならない。

### リスク要因 2：サプライチェーン

- ・適切なサプライヤーの選択は、プロジェクトのサポートに不可欠である。このため、経験豊かで、高い評価を受け、豊かな資源を持ち、信用できるサプライヤーを選択することが重要

である。一方で、サプライヤーや請負業者は、コンポーネント/設備/船舶等がそれぞれに求められているタスクに適したものであることを保証できなければならない。

- ・ヨーロッパでは、プロジェクトの調達に影響し、最終的にプロジェクトのスケジュールにも影響を及ぼす主要なコンポーネントは、船舶、発電機、海底ケーブル、変圧器と考えられている。サプライチェーンの生産能力と主要アイテムの供給に伴うリスクを理解するためにも、サプライチェーンとの関わりに優先順位をつけておくことが不可欠となる。

## 8) 運転・保守

ヨーロッパで最初の商業的洋上風力発電所が就役したのは、僅か 10 年前である。そのため、運転・保守 (O&M: Operation & Maintenance) 段階のコストとリスクは未だ解明途上にある。公表されている調査結果によると、O&M の推定生涯コストはプロジェクトの全投資額の 25-40%を占める。このため、O&M は、コスト削減機会を特定し、電力販売による収入を確保する上で重要な段階である。

### リスク要因 1：稼働率の向上

- ・強力で有効な O&M 理念は発電量に影響を及ぼすリスクを特定すると同時に、以下のものを含む生産ベースの稼働率の最大化に向けた目標を特定するものでなければならない。そして、これらの主要分野に影響を及ぼすためには、オーナーの役割、契約戦略、O&M 物流、予備部品戦略に対する入念な考慮が必要となる。
  - a. 年間で風速が最も低い日に、予定されている保守活動を実施する。
  - b. 年間の風車停止基数の最小化を目的とした、先を見越した保守作業を計画する。
  - c. ダウンタイムにつながる故障タービンの早期修理を徹底する。
  - d. 故障を予防し、発生前に故障を予測するシステム (CMS 等) を提供する保守戦略を整備する。

### リスク要因 2：リスク管理

- ・O&M に対する理念は、風車のライフサイクルを通して発生する、様々な問題を適切に管理する考えに基づいていなければならない。ライフサイクル全体にわたるリスクを理解し、管理することは、不均衡リスクや取引機能とのインターフェース等の商業問題を確実に管理し、適切な保険保障を確保するための明確な戦略を構築する上で重要である。また、O&M 理念は安全衛生リスク、高い安全衛生管理基準の重要性、サイトパフォーマンスの最大化にも貢献する従業員と請負人に対する注意義務を明確にするものでなければならない。

### リスク要因 3 : O&M 戦略

・ O&M 戦略は、O&M 理念を費用的に効率良く実施する方法を特定し、以下の a.-e.を含むものでなければならない。故障が起きた場合には、故障の原因を調査し、再発防止に向けて再設計あるいは改良する価値があるか否かを決定することも重要である。現在、このようなアプローチは、主にタービンサプライヤー主導で行われているが、故障原因の理解を早めるオーナー主導の解析 (RCA : Root Cause Analysis) の例も出現し始めている。この場合、オーナーが OEM サービス/保証契約によって RCA へのアクセス権を与えられていること、また、オーナーが自社で工学的調査を行うか、あるいは OEM 主導の工学的調査、部品の取り外し、徹底的調査等に立会人を送る権利を保持していることが重要となる。

- a. 全般的なメンテナンス戦略
- b. 船舶とアクセス戦略
- c. 効果的な物流の実施
- d. 主要コンポーネントの管理
- e. 送電システムの管理

### リスク要因 4 : 船舶とアクセス戦略

・ 事業者が船舶を保有あるいは傭船することによって、コスト削減と管理向上を実現できる可能性が生まれる。風力発電所への良好なアクセスの確保は、修理時間の短縮と気象関連のコスト削減にとって不可欠である。適切なアクセスを確保しつつコストを最適化できる船舶仕様を選択するために、波や気象データを利用することも重要である。考慮すべきその他の要素は、最寄りの適切な港までの距離、潮流の方向・流速・範囲、サイトの深さ、最多風向等である。また、洋上風力発電施設にはアクセス性を高めるために梯子を 2 基設置し、風車上の船舶アクセスフェンダーについても付着生物が付着していない清潔な状態を維持し、梯子の使用中に高所からの落下を防ぐための落下防止システムを備えていなければならない。

・ 適切なアクセス戦略を決定する場合、特に氷、霧、強風、雷を伴った嵐等の荒天候下における安全衛生リスクを考慮に入れることが重要である。

### リスク要因 5 : 物流と O&M 基地

・ 予備部品の速やかな入手と船積み地点に近い場所での保管を確実にするためには、入念かつ徹底した物流計画を構築しなければならない。

・ 波止場付近には、予備部品やツール類を船に積み込むためのクレーンを含む十分な荷役設備が必要である。また、予備ケーブルや予備の風力発電所用主要コンポーネント等は、大型船舶が停泊できる別の場所に保管しておく必要がある。コンポーネントメーカーに対して戦略的予備品の供給を保証する契約を取り決めることも、バランスシート上の在庫を減らすのに有効である。

・ 物流サポートチームは、洋上で作業する技術者やエンジニアと共同で動ける体制を作っておかなければならないし、事業者は適切な福祉施設も提供する必要がある。

#### リスク要因 6：送電システム管理

- ・洋上風力発電所の収入源にも影響を及ぼすため、事業者がオペレータとの良い関係を維持し、送電システム障害のリスクを低減するための協力関係/相乗効果を追求することが重要になる。

#### リスク要因 7：安全規則

- ・故障に速やかに対応するためには、高電圧安全規則に基づき作業許可証やその他の安全文書を発行する権限を付与された、十分な数の上級権限者を任命しておくことが重要である。

#### リスク要因 8：IT 資産管理システム

- ・洋上風力発電施設の大規模化に伴い、メンテナンス作業の計画と実施を管理する適切な IT ソリューションを構築することが重要になる。これは、メンテナンスが最適な時間に行われるようにするために重要であるが、コンピュータ化されたメンテナンス管理システム（平均稼働時間と平均修理時間、風車の故障・事故履歴、予備品の管理状況、最新気象情報へのアクセス、船舶位置情報等の主要なパフォーマンス指標）の運用は、効率的な資産管理に欠かせないものである。

### 9) 健康・安全性・環境・セキュリティ

ヨーロッパの洋上風力エネルギー市場は、国内規制の遵守と事故の回避を目的とした高度な「健康・安全性・環境保全」基準を業界の基礎としている。国内規制の遵守は、プロジェクトの成功にとって重要であるだけでなく、建設・運用段階での事故およびコストの削減にも寄与する。

#### リスク要因 1：海上活動

- ・国際連合の専門機関である国際海事機関（IMO）の目的のひとつは、海上航行と船員のための国際規制の枠組みを構築し、維持することにある。洋上風力業界が適用対象となる最も関連性の高い国際海事規制あるいは手段は以下の通りであり、これらの条約を遵守して海上作業を行う必要がある。

- a. 1966 年の満載喫水線に関する国際条約（LL 条約）
- b. 1972 年の海上における衝突の予防のための国際規則に関する条約（COLREG 条約）
- c. 1973 年の船舶による汚染の防止のための国際条約（MARPOL 条約）
- d. 1974 年の海上における人命の安全のための国際条約（SOLAS 条約）
- e. 1978 年の船員の訓練及び資格証明並びに当直の基準に関する国際条約（STCW 条約）

#### リスク要因 2：共同企業体プロジェクト

- ・洋上風力発電プロジェクトでは、数多くの請負業者が、特にプロジェクトの建設段階で関与するケースが増えており、多くの人材、船舶移動および設備が安全衛生上のリスクが高い活動に関与している。このような共同企業体プロジェクトでは安全衛生管理が重要で、そのた

めには事業者のリーダーシップ、リスク管理、施工計画、企業間のインターフェース管理が必要である。

### リスク要因3：安全衛生

- ・洋上風力発電プロジェクトにおいては、安全衛生が重要で、単独作業あるいは複数の作業間との調整を図って事故が起こらないようにしなければならない。そのためには、安全衛生基準と手順を整備し、作業員の安全衛生教育とともに、管理システムの構築と的確な運用が必要である。なお、海上作業の遅れは、既定のスケジュール確保に起因するリスクを増大させる可能性があるため、注意を要する。

### 10) 撤去・回収

洋上風力発電施設の撤去・回収作業の範囲は、そのときに整備されている法律と安全作業慣習に基づいて決定される。洋上風力発電施設のサイトは、海域環境への悪影響を最低限に抑えるために、承諾条件、環境/生態学的/建築学的状態を配慮しつつ可能な限り現状復帰され、撤去後は、関係規制当局に報告書を提出する手順を踏むことになると考えられる。

英国では、洋上風力発電施設の撤去事例はないが、業界は国内外の知識、経験、教訓を共有し、撤去・解体の各作業範囲に最善の技術、資源、処理手順を用いて対処することになる。撤去された全ての資材は、可能な限りリサイクルあるいはリユースされることになる。

### リスク要因1：撤去計画

- ・撤去計画は、プロジェクト設計とレイアウトが確定される開発段階に起草し、運用段階で定期的に見直し、更新されなければならない。撤去時期が近づくと撤去計画の最終見直しを行い、提案されている作業プログラムを既定の承諾条件に沿って決定しなければならない。洋上風力発電所の廃止は、建設・設置プロセスの逆のプロセスであるが、英国では埋設された海底ケーブルの回収は環境に悪影響を及ぼす可能性が高いとし、残置の方針がとられている。

### リスク要因2：安全衛生

- ・撤去作業においては、「健康・安全性・環境保全」をあらゆる分野において優先して作業を行う必要がある。

### リスク要因3：撤去費用

- ・撤去費用は、会計処理上も資産除去債務を計上することが必要となることもあり、事業実施のための費用として考慮されている。撤去費用の水準は、陸上風力と同様に資本費の5% (IEA試算) とされているが、10% (日本の事業者の試算) とのヒアリング結果もある。英国において、事業者は洋上風力発電施設の撤去のための保証金を供託することが義務付けられているため、開発段階中にこの財政的負担を相殺できるようにしなければならない。このため、事業の財務力を運用段階で強化し、使用可能なキャッシュフローから撤去に係る資

金を賄う必要がある。なお、撤去費用は債券や信用状等の手段によって賄うことも可能である。

また、撤去計画に対する一部の承諾条件には、撤去後の環境モニタリング・メンテナンス計画の作成を義務付けているので、これに関する費用も予算化しておかなければならない。

## (2) コスト低減策

ヨーロッパの洋上風力産業は、投資家にとってより魅力的なものとなるように、最初のスコーピングから概念設計とエンジニアリング、研究開発、建設・設置方法、運転・保守、品質とパフォーマンスまでを含む全ての分野で、常にコスト削減方法を模索している。

前項では、事業の段階ごとにリスク要因の抽出をしたが、これらのリスク要因を抑止することがすなわちコストの低減に結び付く。ここでは、改めて洋上風力発電事業者にとって関係の深いコスト低減策について概観する。

### 1) 許認可

洋上風力発電計画の許認可待ちの状態にある事業者は、その間、経済的負担と関連リスクを抱えることになる。この承諾プロセスが早くなればなるほど、事業者のリスクは低減し、投資家にとってプロジェクトはより魅力的なものになる（英国では、特に大きな障害がないと仮定したケースでも、承諾を得るのには最低で5年は必要である）。

### 2) 契約戦略

大規模なマルチ契約の獲得プロセスには膨大な時間と資源を要するが、それぞれ一回限りの契約関係になる傾向がある。しかし、事業者とサプライヤーの両者にとって有益な包括協定を設定できれば、コスト削減も可能である。包括協定では、最初の入札を実施した後は、その後入札を行う必要はなくなるため、入札に伴う時間、労力、コストを削減できるだけでなく、契約獲得プロセスを早めるというメリットもある。また、長期的な関係の構築は、サプライヤーの技術力と可用性に対する理解を深め、プロジェクトの発展を促進する。

### 3) プロジェクトの管理

適切なプロジェクト管理ツール、技術、プロセスを備えた知識と経験豊かなチームは、リスクを低減し、予算の超過を減らし、インターフェースを管理し、プロジェクトを計画通りに、しかも予算内で達成することに貢献できる。なお、プロジェクトの計画は、十分な危機管理計画と現実的な予算に基づいた、達成可能なものでなければならない。

### 4) 物流

洋上風力発電の建設、運転・保守に係る物流は、官民協力の下、海運業界の専用船舶や専用設備の利用と設計によって大きく改善させることが可能である。コスト削減方法として、船舶の共有もひとつのやり方であるが、前述のように海上作業の稼働率を勘案し、SEP 船等の作業計画は綿密に立てることが重要である。

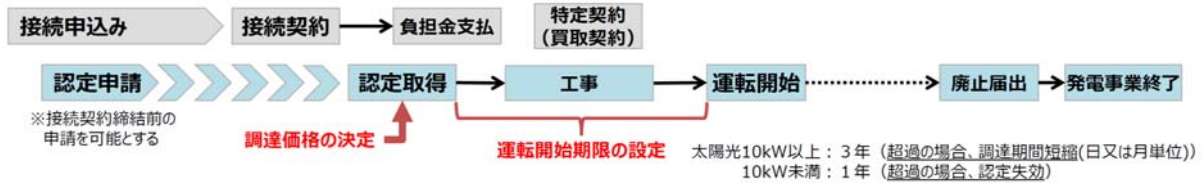
## 5) 運転・保守

事業者は、メンテナンスパートナーシップを構築し、多大な出費につながる重要なメンテナンス作業や、突発的な重大障害を対象とした契約を交わすことにより、コスト低減が図られる。また、メンテナンス会社は O&M 設備、専門ツール、予備部品等の共有化、また、サービス時間を減らしパフォーマンスを高める画期的なサービス計画の構築等の方法によって、コスト削減イニシアティブを実施することが可能と考えられる。



## 11 運転開始までの手続き

風力発電の運転開始までの手続きとして、国による事業計画認定と接続検討（系統連系に関する手続き）がある。前者は国（発電設備の立地場所の都道府県を管轄する経済産業局又は内閣府沖縄総合事務局（以下、「経済産業局等」という。）への申請、後者は一般送配電事業者等への申込みである。系統接続の契約を締結した後に国の認定を受け、その認定を取得したときに調達価格が決定する（図Ⅲ.11-1）。



図Ⅲ.11-1 認定申請から発電事業終了までの流れ

(経済産業省 HP :

[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/fit\\_2017/setsumeishiryou.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/setsumeishiryou.pdf) )

### 11.1 事業計画認定

固定価格買取制度を活用して再生可能エネルギー電気を特定契約により一般送配電事業者等に対し供給する事業を行うためには、事業計画を経済産業大臣に申請し、「再生可能エネルギー発電事業計画の認定」を受ける必要がある。当認定制度では、①再生可能エネルギー電気の利用の促進に資するものであり、②円滑かつ確実に事業が実施されると見込まれ、③安定的かつ効率的な発電が可能であると見込まれる場合に、経済産業大臣によって認定が行われる。この事業計画に基づき、事業実施中の保守点検及び維持管理並びに事業終了後の設備撤去及び処分等を適切に実施することが求められており、違反時には改善命令や認定取消しを行うことが可能となっている。なお、事業計画の策定にあたっては、認定申請書中に示される表Ⅲ.11.1-1に掲げる事項を遵守することへの同意が求められる。事業計画を立案する際には「事業計画策定ガイドライン（風力発電）」に従う必要があり、当ガイドラインは以下の HP に掲載されている。

([http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/fit\\_2017/legal/guideline\\_wind.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/legal/guideline_wind.pdf))

表Ⅲ. 11. 1-1 再生可能エネルギー発電事業の実施において遵守する事項（資源エネルギー庁, 2017）

再生可能エネルギー発電事業の実施において遵守する事項 (注) 下記事項を遵守することに同意する場合には、下記□内に印をつけること。	
事業計画策定ガイドラインに従って適切に事業を行うこと。	□
安定的かつ効率的に再生可能エネルギー発電事業を行うために発電設備を適切に保守点検及び維持管理すること。	□
この事業に関係ない者が発電設備にみだりに近づくことがないように、適切な措置を講ずること。	□
接続契約を締結している一般送配電事業者又は特定送配電事業者から国が定める出力抑制の指針に基づいた出力抑制の要請を受けたときは、適切な方法により協力すること。	□
発電設備又は発電設備を囲う柵塀等の外側の見えやすい場所に標識を掲示すること（20kW未満の太陽光発電の場合を除く。）。	□
再生可能エネルギー発電事業に関する情報について、経済産業大臣に対して正確に提供すること。	□
この再生可能エネルギー発電事業で用いる発電設備を処分する際は、関係法令（条例を含む。）を遵守し適切に行うこと。	□
この認定の取得から3年以内に運転を開始できない場合には、変更された調達期間によりこの再生可能エネルギー発電事業を行うこと。【10kW以上の太陽光発電の場合のみ】	□
再生可能エネルギー発電事業を実施するに当たり、関係法令（条例を含む。）の規定を遵守すること。	□
発電開始前から継続的に源泉等のモニタリング等を実施するなど、地熱発電を継続的かつ安定的に行うために必要な措置を講ずること。【地熱発電の場合のみ】	□

事業計画認定に必要な書類は以下の通りで、これら書類は

「[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/fit\\_nintei.html#sun50kW](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_nintei.html#sun50kW)」から入手できる。

〈新規認定申請〉

- ・再生可能エネルギー発電事業計画認定申請書（10kW未満の太陽光発電を除く）
- ・関係法令手続状況報告書
- ・一般送配電事業者の接続の同意を証する書類

なお、事業計画内容を変更する場合は、まず「変更内容ごとの変更手続の整理表」

（[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/fit\\_2017/henkou\\_seirihyou.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/henkou_seirihyou.pdf)）を確認し、その上で

「[http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/fit\\_change\\_other.html#top](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_change_other.html#top)」に示されている変更認定申請書・届出書の様式のうち、該当するものを使用して書類を作成するとともに、必要な書類を添付し、経済産業局等に送付する。

## 11.2 接続検討

「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法等の一部を改正する法律」が 2017 年 4 月 1 日より施行され、特定契約の締結義務者が小売電気事業者から一般送配電事業者等になった。一般送配電事業者は、大手 10 電力会社の送配電部門である。

一般送配電事業者等に発電電力を供給するには、系統に連系するための技術的な調整と手続きが必要で、技術的な事項については「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」（資源エネルギー庁編；以下、系統連系ガイドラインと略す）に則って行う必要がある。さらに、電力販売に関する手続きのための買取価格に関する調整と手続きが必要である。

### (1) 系統連系技術要件ガイドライン

風力発電システムで発電した電力は、小規模な独立系システムまたは特殊な事例を除き、一般送配電事業者等による商用系統に接続され（系統連系と呼ぶ）運転を行うのが一般的である。しかし、連系したことにより既存電力の品質、信頼性、保安等に影響を与え、他の電力使用者が従来電力を使用できなくなることを避けるため、風力発電システムの設置者側が技術的に適切な措置を施しておく必要がある。これらの技術的措置に関して標準的に守るべき要件が「系統連系ガイドライン」であり、これを補完および解説するものとして民間の技術指針である「分散型電源系統連系技術指針」が発刊されている。また、連系する一般送配電事業者等ごとに「系統アクセスルール」が公表されており、これらを基に電力会社と協議を進めていく必要がある。

「系統連系ガイドライン」の主要な条文概要を表Ⅲ.11.2-1 に示す。

なお、「系統連系ガイドライン」は以下の HP に掲載されている。

([http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/summary/regulations/pdf/keito\\_guideline.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/keito_guideline.pdf))

表Ⅲ.11.2-1 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの概要

条 項	内 容
第1章4 連系の区分	(2) 高圧配電線との連系 発電設備等の一設置者当たりの電力容量が原則として2,000kW未満の発電設備等は、第2章第1節及び第3節に定める技術要件を満たす場合には、高圧配電線と連系することができる。
第1章5 協議	このガイドラインは系統連系に要する技術要件についての標準的な指標であり、実際の連系にあたっては発電設備の設置者及び系統側の電力事業者は誠意を持って協議に当るものとする。
第2章第1節1 電気方式	(1) 発電設備等の電気方式は、(2)に定める場合を除き、連系する系統の電気方式と同一とする。 (2) 省略
第2章第3節1 力率	高圧配電線との連系のうち、逆潮流がない場合の受電点の力率は、標準的な力率に準拠して85%以上とし、かつ系統側からみて進み力率とはならないこととする。逆潮流がある場合の受電点の力率は、低圧配電線との連系の場合と同様に扱う。
第2章第3節2 自動負荷制限	発電設備等の脱落時等に連系された配電線路や配電用変圧器等が過負荷となるおそれがあるときは、発電設備等設置者において自動的に負荷を制限する対策を行うものとする。
第2章第3節3 逆潮流の制限	配電用変電所におけるバンク単位で逆潮流が発生すると、系統運用者において系統側の電圧管理面での問題が生ずるおそれがあることから逆潮流のある発電設備等の設置によって、当該発電設備等を連系する配電用変電所のバンクにおいて、常に逆潮流が生じないようにすることが必要である。
第2章第3節4 電圧変動	(1) 常時電圧変動対策：低圧需要家の電圧を標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ 、標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ 以内に維持する必要がある。 (2) 瞬時電圧変動対策：発電設備等の並解列時の瞬時電圧低下は常時電圧の10%以内とし、瞬時電圧低下対策を適用する時間は2秒程度までとする。
第2章第3節5 不要解列の防止	連系された系統以外の短絡事故等により系統側で瞬時電圧低下等が生ずることがあるが、連系された系統以外の事故時には、発電設備等は解列されないようにするとともに、連系された系統から発電設備等が解列される場合には、逆電力継電器、不足電力継電器等による解列を自動再開路時間より短い時限、かつ、過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うものとする。
第2章第3節6 連絡体制	系統側電気事業者の営業所等と発電設備等設置者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置するものとする。

## (2) 系統連系の手続き手順

一般送配電事業者等との系統連系について電気事業法では特に規定されていないため、系統連系を行う場合には「系統連系ガイドライン」に基づき、連系する一般送配電電気事業者等と協議調整を行う。表Ⅲ.11.2-2 に系統連系の手続きの概要を示す。一般送配電電気事業者等との

協議や調整には通常 3 ヶ月程度を要することから、風力発電システムを設置するための基本的な設計が終了した段階で事前相談の依頼を行えばよいが、設計計画・検討の早い段階で一般送配電事業者等と調整作業に入るのが望ましい。実際に、一般送配電事業者等との協議や調整は、風力発電システム設置業者や風車メーカー等が代行するが多い。

表Ⅲ.11.2-2 系統連系の手続き

項目	内容
事前相談 接続検討	接続検討申込書にて営業的条件、技術的条件の検討及び書類の不備等の確認を行い、連系方法を電力会社と相談する。記載内容に問題等がなければ、接続検討申込みを実施する。
契約申込	接続検討の結果(回答)により接続に問題がなければ、電力会社に系統連系の契約を申し込む。
契約の締結	電力会社側にて供給対策検討・系統連系工事設計を実施した後、契約申し込みに対し回答(供給承諾)がなされる。回答(供給承諾)が得られたら、電力会社と契約の締結を行う。電力会社は系統連系工事の施工に入る。
竣工検査	施工完了後の自主検査の際に、電力会社が連系協議合意内容に基づいているか検査を行う。

事前相談では、風力発電システムの概要、連系する系統、系統連系希望日、単線結線図、機器・保護継電装置の仕様等を一般送配電事業者等に提出し、これらについて前準備的な協議を行う。協議において問題がなければ接続検討申込みを行い、一般送配電事業者等にて接続可否の検討が行われる。この検討結果により接続可能となれば、系統連系申込み(契約申込)を行うことになる。

接続検討申込みの際には、電気申込書、高圧受電希望書、発電設備仕様書等の接続検討に必要な書類を提出し、「系統連系ガイドライン」や電力会社の「系統アクセスルール」に基づいて申請内容の照合、電圧・力率・高周波等の概略の検討が行われる。検討の進み具合に応じて、「系統連系規程(JESC E0019-2012)」に例示されている表Ⅲ.11.2-3a,b に示す資料の提出や検討が行われる。なお、風力発電システムは、人為的に発電電力制御を行うことが不可能であることや可変速機が主流になりつつあること等、一般的な分散型電源と異なる点があるので、申請先の一般送配電事業者等ごとの風力発電系統連系申請フォーマットを入手する必要がある。

表Ⅲ. 11. 2-3a 一般送配電事業者等との系統連系協議に必要な資料例

(出典:分散型電源系統連系技術指針)

	系統連系協議資料例	主な検討項目
共通	・保護装置のガイドラインとの適合性等の説明	同左
	・逆潮流の有無に関する説明 ・最大出力値、連系点での最大逆潮流値、最大受電値	連系の適用区分（逆潮流の有無） 常時電圧変動
	・受電設備構成 ・単線結線図による継電器、計器用変成器等の設置図	解列箇所 保護協調等の確認
発電機	・発電機に関する事項	
	○同期発電機の場合（ACリンク方式） ・交流出力に関する定格 定格容量、定格出力、定格電圧、定格力率等 ・電気定数 同期リアクタンス( $X_d$ )、 過渡リアクタンス( $X_d'$ )、初期過渡リアクタンス( $X_d''$ ) 開路過渡時定数( $T_{do}'$ )、 短絡過渡時定数( $T_d'$ )、短絡初期過渡時定数( $T_d''$ ) ・自動制御装置（機能） 自動同期投入装置（有・無）、 自動力率調整装置（有・無）	常時電圧変動 保護協調（リレーの整定） 瞬時電圧変動、短絡電流（短絡容量） 瞬時電圧変動、短絡電流（短絡容量） 瞬時電圧変動 常時電圧変動
	○誘導発電機の場合（ACリンク方式） ・交流出力に関する定格 定格容量、定格出力、定格電圧、定格力率等 ・電気定数 拘束リアクタンス( $X_L$ )、励磁リアクタンス( $X_M$ ) 一次漏れリアクタンス( $X_1$ )、一次抵抗( $r_1$ ) 二次漏れリアクタンス( $X_2$ )、二次抵抗( $r_2$ ) ・自動制御装置（機能） ソフトスタート開路（有・無） ソフトスタート時の電流制限値と継続時間 限流リアクトル（有・無）とその仕様 力率改善コンデンサ（有・無）とその仕様 発電機単体力率と改善後力率（出力別）	常時電圧変動 保護協調（リレーの整定） 瞬時電圧変動、短絡電流（短絡容量） 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 常時電圧変動 常時電圧変動
	○逆変換装置を用いて連系する場合（DCリンク方式） ・交流出力に関する定格 定格容量、定格出力、定格電圧、定格力率等 ・逆変換装置 過電流（短絡電流）制限値 逆変換器ゲートブロック電流値 高調波電流（総合、各次） 交流出力側限流リアクトル（有・無）とその仕様 ・自動制御装置（機能） 自動同期投入装置（有・無） 自動力率調整装置（有・無）	常時電圧変動 保護協調（リレーの整定） 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 電力品質 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 瞬時電圧変動 常時電圧変動

表Ⅲ. 11. 2-3b 一般送配電事業者等との系統連系協議に必要な資料例

(出典:分散型電源系統連系技術指針)

	系統連系協議資料例	主な検討項目
保 護	<ul style="list-style-type: none"> <li>・系統連系用保護継電器に関する事項</li> <li>・シーケンス、メーカー、形式、特性、整定範囲等</li> <li>・単独運転検出機能（原理、整定値等）</li> </ul>	保護協調 （保護断電器の種類、整定、設置箇所の確認） 保護協調（単独運転防止）
機 器	<ul style="list-style-type: none"> <li>・系統連系用機器に関する事項</li> <li>・進相コンデンサ（形式、容量等）</li> <li>・遮断器（種別、遮断容量、遮断時間等）</li> <li>・開閉器（種別、開閉容量）</li> <li>・変圧器（種別、容量、%インピーダンス等）</li> <li>・中性点接地装置（種別、抵抗値、リアクトル容量）</li> <li>・機器定格、型式、制御方法等の基本事項</li> <li>・保安通信設備（種別、方式：低圧連系は除く）</li> <li>・計器用変成器（VT、CT：仕様、使い方）</li> </ul>	力率、常時電圧変動 短絡容量 開閉容量 瞬時電圧変動、常時電圧変動 瞬時電圧変動 連絡体制 保護協調（VT、CTの兼用）
そ の 他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・その他</li> <li>・運転体制、連絡等に関する説明</li> <li>・保安規程</li> </ul>	連絡体制 定期点検等の確認

接続検討申込書の具体的な記載については、日本風力発電協会が HP で記載例を公開している ([http://jwpa.jp/page\\_182\\_jwpa/detail.html](http://jwpa.jp/page_182_jwpa/detail.html)) ので、これを参照するとよい。また、参考として、日本風力発電協会が公開している発電機の項目に関する具体的な記載例を表Ⅲ.11.2-4a、b、c に示す。

系統連系（契約）申込み後に、一般送配電事業者等側で供給対策の検討および系統連系工事設計が進められ、連系時の条件や工事負担金の提示等とともに、契約申込みに対する回答（供給承諾）が行われる。回答（供給承諾）受領後に契約の締結に進み、工事負担金の支払い等も含めて契約完了後に設置工事が開始される。系統連系を行うことにより必要となる計量器や安全保護装置の設置、修理、管理費等の費用は、一般的に風力発電事業者が負担する。

表Ⅲ. 11. 2-4a 一般送配電事業者等との系統連系協議に必要な資料と記入例（発電設備/同期機）

平成〇〇年〇〇月〇〇日

発電設備仕様（同期機）

2013年3月時点における量産風車で当該機種は無い。但し、開発中の油圧ドライブ方式の風車が該当する。

各数値は、開発完了後メーカーに確認し、数値を記載の事

発電設備設置者名 〇〇〇〇  
1～〇号発電機  
( 既設・新設・増設)

1. 全般

(1) 原動機の種類（蒸気タービン、ガスタービン、内燃機関など）	風力
(2) 発電機台数	〇 [台]

2. 交流発電機

(1) メーカー・型式	【メーカー】 〇〇〇〇	【型式】 〇〇〇〇	
(2) 電気方式	三相3線式 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ 単相3線式 ・ 単相2線式		
(3) 定格容量	〇〇〇〇 [kVA]		
(4) 定格出力	〇〇〇〇 [kW]		
(5) 出力変化範囲	0 [kW] ~ 〇〇〇〇 [kW]	出力変化速度	〇〇〇〇 [kW/分]
(6) 定格電圧	〇〇 [kV]	連続運転可能端子電圧（定格比）	95[%] ~ 105[%]
(7) 力率（定格）	100 [%]	力率（運転可能範囲）	遅れ 95 [%] ~ 進み 95 [%]
(8) 定格周波数	50 [Hz]		
(9) 連続運転可能周波数	49.0 [Hz] ~ 51.0 [Hz]		
(10) 運転可能周波数（300秒）	47.5 [Hz] ~ 51.5 [Hz]		
(11) 励磁系	(a) 励磁方式	添付 様式5の1 参照	
	(b) 自動電圧調整装置（AVR等）の有無・定数 有の場合制御方式	有（添付 様式5の1参照） ・ 無 VR ・ APFR ・ その他（	
	(c) 系統安定化装置（PSS）の有無・定数	有（添付 様式5の1参照） ・ <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">無</span>	
(12) 调速機（ガバナ）の定数	添付 様式5の2 参照		
(13) 系統並解列箇所	添付 様式5の4 参照		
(14) 自動同期検定装置の有無	有 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ 無		
(15) 発電機の飽和特性	添付 様式5の3 参照		
(16) 諸定数（基準容量 kVA）		飽和値	不飽和値
(a) 直軸同期リアクタンス	(Xd)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(b) 直軸過渡リアクタンス	(Xd')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(c) 直軸初期過渡リアクタンス	(Xd'')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(d) 直軸短絡過渡時定数(Td')	(Td')		〇〇 [sec]
	または直軸開路時定数(Tdo')		〇〇 [sec]
(e) 直軸短絡初期過渡時定数(Td'')	(Td'')		〇〇 [sec]
	または直軸開路初期時定数(Tdo'')		〇〇 [sec]
(f) 横軸同期リアクタンス	(Xq)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(g) 横軸過渡リアクタンス	(Xq')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(h) 横軸初期過渡リアクタンス	(Xq'')	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(i) 横軸短絡過渡時定数(Tq')	(Tq')		〇〇 [sec]
	または横軸開路時定数(Tqo')		〇〇 [sec]
(j) 横軸短絡初期過渡時定数(Tq'')	(Tq'')		〇〇 [sec]
	または横軸開路初期時定数(Tqo'')		〇〇 [sec]
(k) 電機子漏れリアクタンス	(XL)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(l) 電機子時定数	(Ta)		〇〇 [sec]
(m) 逆相リアクタンス	(X2)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(n) 零相リアクタンス	(X0)	〇〇 [%]	〇〇 [%]
(o) 慣性定数（発電機+タービン合計値）	(2H)	〇〇 [MW・sec/MVA]	
(p) 励磁系頂上電圧 <sup>※1</sup>			〇〇 [PU]
(q) 制動巻線		有 <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">〇</span> ・ 無 <sup>※2</sup>	

※1：励磁系頂上電圧は無負荷定格電圧運転時の励磁電圧を基準として記入  
 ※2：制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する資料を添付

**【留意事項】**  
 ○ 異なる仕様の発電機がある場合は、本様式を複写し、仕様毎に記入してください。  
 ○ 系統安定度の検討などで、さらに詳細な資料を確認させていただく場合があります。



表Ⅲ. 11. 2-4b 一般送配電事業者等との系統連系協議に必要な資料と記入例（発電設備/巻線形二次励磁）

平成〇〇年〇〇月〇〇日

発電設備仕様（二次励磁巻線形誘導機）

可変速度風車の内、増速機を有する殆どの風車が該当する。

発電設備設置者名 〇〇〇〇

1~10号発電機  
( 既設・新設 増設)

1. 全般

(1) 原動機の種類（風力など）	風力
(2) 発電機台数	10 [台]

2. 交流発電機

(1) メーカー・型	【メーカー】 〇〇〇〇	【型式】 〇〇〇〇		
(2) 電気方式	<span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">三相 3 線式</span> ・ 単相 3 線式 ・ 単相 2 線式			
(3) 定格容量	2,100 [kVA]			
(4) 定格出力	2,000 [kW]			
(5) 定格電圧	0.69 [kV]			
(6) 力率	定格	100 [%]	運転可能範囲	遅れ 95 [%] ~ 進み 95 [%]
	調整範囲	力率設定範囲： 95 [%] ~ 95 [%] 力率設定ステップ： 1.0 [%]		
(7) 定格周波数	50 [Hz]			
(8) 連続運転可能周波数	49.0 [Hz] ~ 51.0 [Hz]			
(9) 運転可能周波数 (300 秒)	47.5 [Hz] ~ 51.5 [Hz]			
(10) 系統並解列箇所	添付 様式 5 の 4 参照			
(11) 自動的に同期がとれる機能の有無	<span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">有</span> ・ 無			
(12) 誘導発電機諸定数 (基準容量 2,100kVA)				
	(a) 拘束リアクタンス	( $X_L$ )	20 [%]	
(13) 二次励磁装置種類				
(a) 主回路方式	式インバータ ・ その他 ( <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">自励式</span> <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">電圧型</span> ・ 電流型			
(b) 出力制御方式	電圧制御方式 ・ <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">電流制御方式</span> <span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">PWM</span> ・ PAM (サイリスタ)			
(14) 事故時運転継続 (FRT) 要件適用の有無	<span style="border: 1px solid red; border-radius: 50%; padding: 2px;">有</span> ・ 無			
(15) 高調波電流歪率	総合	0.5 [%]		
	各次最大	第 17 次 0.2 [%]		

【留意事項】

- 異なる仕様の発電機がある場合
- 系統安定度の検討などで、

自励式三相ブリッジ(PMW制御)の場合は、サイリスタ適用時と異なり、「等価容量」(6パルス変換装置容量に変換)算出係数がゼロ(ki=0)の為、数値はゼロとなるが、ここでは風車認証時などのデータを記入の事

<参考>電協研46巻2号 総合5%以下、各次3%以下 が望ましい

表Ⅲ. 11. 2-4c 一般送配電事業者等との系統連系協議に必要な資料と記入例（発電設備/逆変換装置）

平成〇〇年〇〇月〇〇日

発電設備仕様（逆変換装置）

可変速度風車の内、全出力を逆変換装置を介して連系する機種が該当する。

発電設備設置者名 〇〇〇〇

1~10号発電機  
( 既設 ・ 新設 ) 増設)

1. 全般

(1) 原動機の種類（風力、太陽光など）	風力
(2) 台数（逆変換装置またはPCSの台数）	10 [台]

2. 逆変換装置

(1) メーカー・型式	【メーカー】 〇〇〇〇	【型式】 〇〇〇〇	
(2) 電気方式	<input checked="" type="checkbox"/> 三相3線式                 ・ <input type="checkbox"/> 单相3線式                 ・ <input type="checkbox"/> 单相2線式		
(3) 定格容量	2,100 [kVA]		
(4) 定格出力	2,000 [kW]		
(5) 出力変化範囲	0 [kW] ~ 2,000 [kW]		
(6) 定格電圧	0.4 [kV]		
(7) 力率（定格）	100 [%]		
(8) 力率（運転可能範囲）	遅れ 95[%] ~ 進み 95[%]		
(9) 定格周波数	50 [Hz]		
(10) 連続運転可能周波数	49.0 [Hz] ~ 51.0 [Hz]		
(11) 運転可能周波数 (300秒)	47.5 [Hz] ~ 51.5 [Hz]		
(12) 自動電圧調整機能	<input checked="" type="checkbox"/> 進相無効電力制御機能                 ・ <input checked="" type="checkbox"/> 出力制御機能                 ・ その他 ( )		
(13) 自動同期検定機能（自励式の場合）	<input checked="" type="checkbox"/> 有                 ・ <input type="checkbox"/> 無		
(14) 系統並解列箇所	添付 様式5の4 参照		
(15) 通電電流制限値	150 [%]		
	0.1 [sec]		
(16) 主回路方式	<input checked="" type="checkbox"/> 自励式 ( <input checked="" type="checkbox"/> 電圧形                 ・ <input type="checkbox"/> 電流形 )		
	他励式		
(17) 出力制御方式	制御方式                 ・ <input checked="" type="checkbox"/> 電流制御方式                 ・ その他 ( )		
(18) 事故時運転継続（FR7）適用の有無	<input checked="" type="checkbox"/> 有                 ・ <input type="checkbox"/> 無		
(19) 高調波電流歪率	総合	0.8 [%]	
	各次最大	第 13次	0.5 [%]

自励式の場合、無効電力(力率)調整が可能であり、特殊な要求が無い限り、別置のSVCなどは不要。

自励式三相ブリッジ(PMW制御)の場合は、サイリスタ適用時と異なり、「等価容量」(6パルス変換装置容量に変換)算出係数がゼロ(ki=0)の為、数値はゼロとなるが、ここでは風車認証時などのデータを記入の事

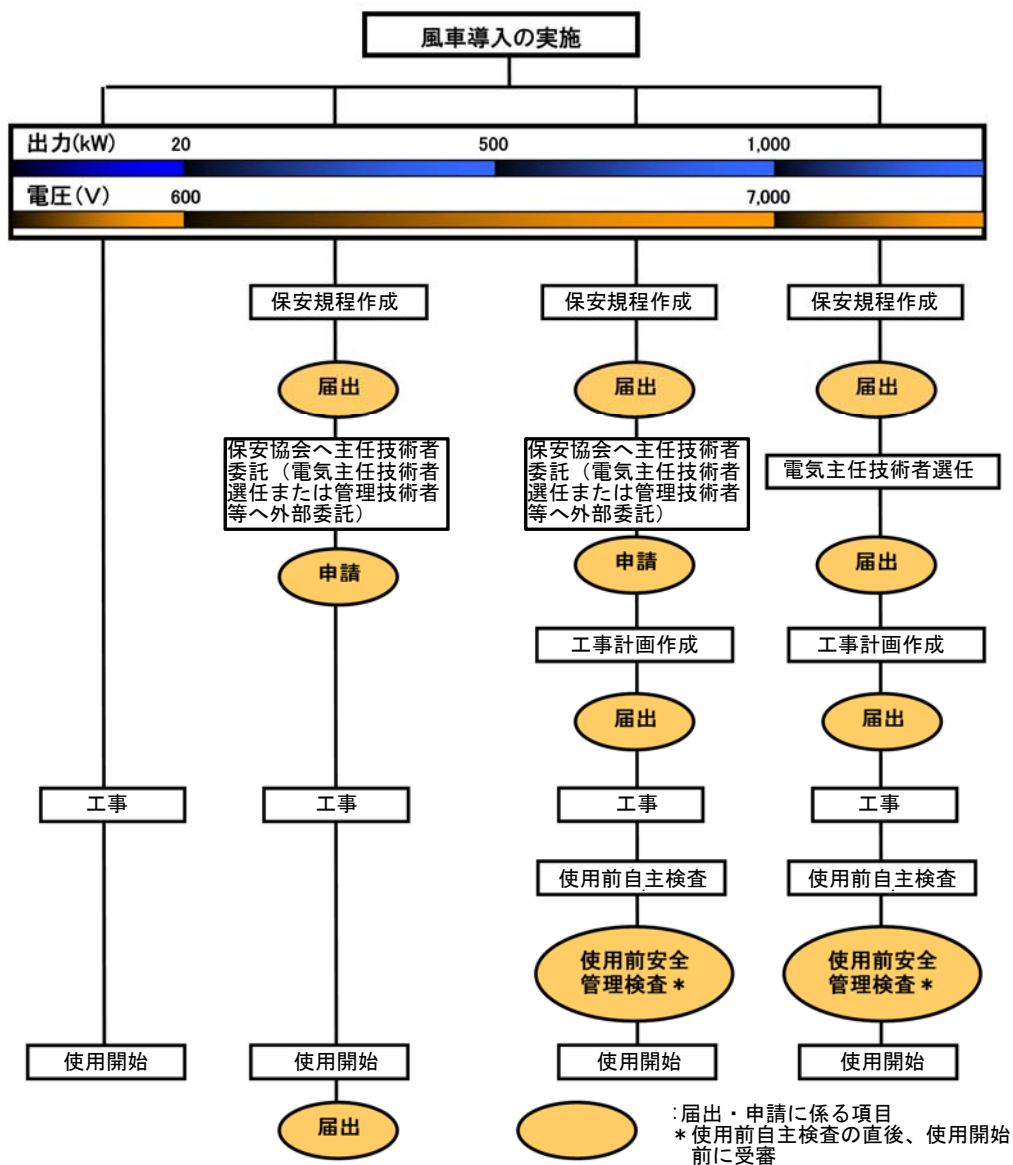
【留意事項】

- 異なる仕様の逆変換装置がある
- 電圧変動の検討などで、さらには

## 12 電気事業法による法的手続き

### 12.1 手続きの概観

発電所を建設する際に係る電気関係の基本的な法令は、電気事業法である。また、電気事業法の施行令および施行規則によって、風力発電所の設置、変更工事を行う際に必要な諸手続きが規定されている。手続きには工事計画、電気主任技術者選任（または外部委託承認）、保安規程等があり、手続きの要否は発電所の規模（発電出力、電圧階級）により異なる。風力発電所の建設に伴う電気事業法に係る手続きの概要を図Ⅲ.12.1-1 に示す。なお、「発電用風力設備に関する技術基準を定める省令」の第一条から第八条に定められた条項を満たさなければならない（Ⅲ.5.1 項を参照）。



※出力 2,000kW 未満 7,000V 以下での連系の場合、  
電気主任技術者を選任しなくてもよい。

図Ⅲ.12.1-1 電気事業法に基づく風力発電導入に関する手続き (NEDO, 2008)

申請または届出先は経済産業大臣であるが、電気事業法施行令により、その権限が電気工作物の設置場所を管轄する産業保安監督部長に委任されているため、通常は所轄の産業保安監督部長に申請または届け出をすればよい。

## 12.2 保安規程の作成

電気事業法第 42 条および同施行規則第 50 条に、事業用電気工作物を設置する者は、工事、維持および運用に関する保安を確保するため、保安規程を定め、事業用電気工作物の使用開始前に、経済産業大臣に届け出なければならないと規定されている。

事業用電気工作物である発電規模 20kW 以上の風力発電所を建設する際は、工事、維持および運用に関する一体的な保安を確保するために事業用電気工作物の組織ごとに保安規程を作成し、経済産業大臣（産業保安監督部長）へ工事の開始前に届け出ることが必要となる。他の事業用電気工作物が既に設置されている場所に増設する場合には、届け出る保安規程の変更・追加手続きを行うとともに、変更・追加した事項を経済産業大臣（産業保安監督部長）へ届け出る必要がある。

保安規程の内容には、電気事業法施行規則第 50 条に基づいて、事業用電気工作物の種類ごとに以下の事項について記載するよう定められている。また、添付書類として、設備の概要、単線結線図、命令・連絡体制等を明記した資料が必要となる。

[一般送配電事業、送電事業又は発電事業（法第 38 条第 4 号に規定される者に限る）の用に供するもの以外のもの]

- \* 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する業務を管理する者の職務及び組織に関すること。
- \* 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に従事する者に対する保安教育に関すること。
- \* 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安のための巡視、点検及び検査に関すること。
- \* 事業用電気工作物の運転又は操作に関すること。
- \* 発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法に関すること。
- \* 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること。
- \* 事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安についての記録に関すること。
- \* 事業用電気工作物の法定事業者検査に係る実施体制及び記録の保存に関すること。
- \* その他の事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項。

[一般送配電事業、送電事業又は発電事業（法第 38 条第 4 号に規定される者に限る）の用に供するもの]

- \* 事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安のための関係法令及び保安規程の遵守のための体制（経営責任者の関与を含む）に関すること。
- \* 事業用電気工作物の工事、維持又は運用を行う者の職務及び組織に関すること。
- \* 電気主任技術者の職務の範囲及びその内容並びに電気主任技術者が保安の監督を行う上

で必要となる権限及び組織上の位置付けに関すること。

- \* 事業用電気工作物の工事、維持又は運用を行う者に対する保安教育に関すること。
- \* 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安を計画的に実施し、及び改善するための措置。
- \* 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安のために必要な文書の作製、変更、承認及び保存の手順に関すること。
- \* 上記文書についての保安規程上の位置付けに関すること。
- \* 発電用の事業用電気工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての適正な記録に関すること。
- \* 事業用電気工作物の保安のための巡視、点検及び検査に関すること。
- \* 事業用電気工作物の運転又は操作に関すること。
- \* 発電用の事業用電気工作物の保安に係る外部からの物品又は役務の調達の内容及びその重要度に応じた管理に関すること。
- \* 発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法に関すること。
- \* 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること。
- \* 保安規程の定期的な点検及びその必要な改善に関すること。
- \* その他の事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項。

なお、保安規程の作成にあたっては、「自家用電気工作物保安管理規程 (JESC E0021\_2013)」等を参照するとよい。

### 12.3 電気主任技術者の選任・委託

電気事業法第 43 条および同施行規則第 52 条により、2,000kW 以上の風力発電所の維持運用のためには、電気主任技術者の選任の届け出が必要となる。一方 20kW 以上 2,000kW 未満の風力発電所の維持運用のためには、外部委託の承認が必要となる。

発電規模 2,000kW 以上の風力発電所では、風力発電所の建設工事、維持、運用に係る保安の監督をさせるため、電気主任技術者免状の交付を受けている者のうちから電気主任技術者を選任し、管轄の産業保安監督部へ届け出なければならない。電気主任技術者免状の種類には、第一種電気主任技術者免状、第二種電気主任技術者免状、第三種電気主任技術者免状があり、経済産業省令で定める学歴または資格および実務経験を有する者や、電気主任技術者試験に合格した者等に交付される。電気主任技術者を変更する場合は、前任者を解任し、後任者を選任する届け出が必要となる。

発電規模 2,000kW 未満の風力発電所では、電気保安協会等の保安法人又は電気管理技術者へ保安に関する業務を委託し、管轄の産業保安監督部長による承認を得れば、電気主任技術者を選任しなくてもよいことが認められている。さらに、発電規模 20kW 未満の風力発電所は、一般用電気工作物であることから電気主任技術者の選任および届け出は不要となっている。管轄の産業保安監督部へ電気主任技術者の届け出を行う際の手続き書類は、主任技術者選任許可申請書、

主任技術者選任または解任届出書、主任技術者外部委託承認申請書のうち、該当する様式を提出する。

## 12.4 工事計画

電気事業法第 48 条および同施行規則第 65 条に、500kW 以上の風力発電所の設置または変更の工事をしようとする者は、発電所を設置する場所を管轄する産業保安監督部へ工事計画の届け出をしなければならないと規定されている。

また、その工事計画の変更をしようとする時も、同様に届け出が必要となる。ただし、届け出が受理されてから 30 日を経過した後でなければ工事を開始してはならないので、注意が必要である。

届出書類として、風力発電システムや遮断器の仕様を記載した工事計画届出書には少なくとも以下の資料を添付する必要がある（電気事業法規則別表 3）。

- ・送電系統図
- ・発電所の敷地境界を明示した図面
- ・環境影響評価法に係る措置に関する説明書
- ・発電方式に関する説明書
- ・風車、支持物の強度計算書
- ・制御方式に関する説明書
- ・電気設備の技術基準に対する説明書
- ・風力発電設備に関する技術基準を定める省令に対する説明書
- ・地形図
- ・発電所内の主要機械配置図
- ・単線結線図
- ・風車、支持物の構造図
- ・雷撃からの風車の保護に関する説明書
- ・短絡強度計算書

## 12.5 使用前安全管理検査

電気事業法第 51 条第 1 項および同施行規則第 73 条の 2 の 2 および同施行規則第 73 条の 3 から 10 に、500kW 以上の風力発電所を設置する者は、その使用の開始前に当該事業用電気工作物について自主検査を行い、その結果を記録しておかなければならないと規定されている。また、電気事業法第 51 条第 3 項には、使用前自主検査を行う時期に、使用前自主検査の実施に係る体制について、経済産業大臣等が行う審査を受けなければならないと規定されている。電気工作物を設置する場所を管轄する産業保安監督部へ使用前安全管理審査申請書を提出して受審する。

### 13 参考文献

- ・ 足立慎一 (2014) : 風力発電保険の実態と課題～保険が担う健全性確保の可能性～.第 36 回風力エネルギー利用シンポジウム,日本風力エネルギー学会・日本科学技術振興財団,146-158.
- ・ 足立慎一 (2015) : 風力発電設備の火災事故と消火装置.損保ジャパン日本興亜 RM レポート, 損保ジャパン日本興亜リスクマネジメント,  
<http://www.sjnk-rm.co.jp/publications/pdf/r139.pdf>, アクセス 2017 年 2 月 7 日.
- ・ 赤川正臣 (1990) : 海氷.続・日本全国沿岸海洋誌,日本海洋学会 沿岸海洋研究会部会編,東海大学出版会, 69-80.
- ・ 秋田港・能代港再生可能エネルギー導入検討協議会 (2014) : 秋田港・能代港再生可能エネルギー導入検討協議会報告書.秋田県,  
[http://www.pref.akita.lg.jp/uploads/public/archive\\_0000007961\\_00/pdf4.pdf](http://www.pref.akita.lg.jp/uploads/public/archive_0000007961_00/pdf4.pdf),アクセス 2017 年 2 月 7 日.
- ・ 青木宏明 (2009) : 「ウインド・パワーかみす」風力発電所の概要. 風力エネルギー33(4), 56-61.
- ・ Ballast Nedam (2011) : Accelerating Foundation Installation. The real focus point for offshore wind –logistics. EWEA Offshore 2011.
- ・ Becki, M. (2011) : Offshore Wind O&M Challenges.2011 Wind Turbine Condition Monitoring Workshop,Sept.,19,2011.
- ・ Boezaart *et al.* (2011) : Implementing Offshore Remote Wind Sensing Technologies including Protocols for the Evaluation, Selection and Validation. EWEA Offshore 2011, Poster No.332.
- ・ Brown, D. (2011) : The Carbon Trust's Offshore Wind Accelerator (OWA) : Marine Access, Transportation and Logistics. EWEA Offshore 2011, Lessons and innovations applied in upcoming wind farms, 1-20.
- ・ 中国新聞夕刊 (2014. 5. 9) : 生物保護へ重要海域選定.
- ・ Carbon Trust (2008) : Offshore wind power : big challenge, big opportunity, Maximising environmental, economic and security benefits.  
<http://www.carbontrust.com/media/42162/ctc743-offshore-wind-power.pdf>, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- ・ Carbon Trust (2014) : Mainstream and DNV GL validate floating offshore wind measurement device as part of Carbon Trust OWA programme. Press2014 (September) .
- ・ Carbon Trust (2018) : Offshore Wind Cost Reduction in Japan Learnings from Europe to deliver cost reduction (日本の洋上風力発電コスト削減 欧州の事例に学ぶコスト削減達成策) .
- ・ Climate Change Capital (2010) : Offshore Renewable Energy Installation Decommissioning Study Final Report.  
[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/47955/900-offshore-renewable-installation-decom.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47955/900-offshore-renewable-installation-decom.pdf),アクセス 2017 年 2 月 8 日.

- Copenhagen Environment and Energy Office (2003) : The Midelgrunden Offshore Wind Farm. A Popular Initiative. <https://stateofgreen.com/files/download/1087>, アクセス 2017 年 2 月 26 日.
- Coppys *et al.* (2011) : Case Study : The Value of Floating LIDAR Technology. During the Different Phases of Offshore Wind Farm Development. EWEA Offshore 2011, Poster No. 328.
- 調達価格等算定委員会 (2014) : 平成 26 年度調達価格及び調達期間に関する意見. 平成 26 年 3 月 7 日.  
[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/report\\_003\\_01\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_003_01_00.pdf),  
アクセス 2014 年 12 月 30 日.
- 第一東京弁護士会環境保全対策委員会編 (2016) : 再生可能エネルギー法務. 勁草書房.
- Danish Energy Authority (2006) : Offshore Wind Farms and the Environment – Danish Experiences from Horns Rev and Nysted. ISBN : 87-7844-620-1.
- Degn, U. (2000) : Offshore wind turbines VVM (EIA) , underwater noise measurements analysis and predictions. Tech. Rep. 00. 792 rev. 1, Rep. to : SEAS Distribution A. m. b. A. , Slagterivej 25, 4690.
- 電力広域的運営推進機関 (2016) : 平成28年度以降の連系線の運用容量算出結果について (第 4 回運用容量検討会資料1-1) .  
<https://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/02.unyouyouryou4.pdf>, アクセス2017 年2月8日.
- Department of Energy & Climate Change (2010) : Decommissioning of offshore renewable energy installations under the Energy Act 2004.  
[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/80786/orei\\_guide.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/80786/orei_guide.pdf),アクセス 2017 年 2 月 8 日.
- Department of Trade and Industry (2005) : GUIDANCE ON THE ASSESSMENT OF THE IMPACT OF OFFSHORE WIND FARMS : Seascape and Visual Impact Report.
- Desholm, M. and Kahlert, J. (2005) : Avian collision risk at an offshore wind farm. *Biology Letters*, 1 (3), 296-298.  
<http://rsbl.royalsocietypublishing.org/content/1/3/296>, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Desholm, M. and J. Kahlert (2006) : A stochastic model analysis of avian collision risk at wind farms. in wind farm related mortality among avian migrants—a remote sensing study and model analysis, National Environmental Research Institute, Ministry of Environment, Denmark, 101-127.
- DET NORSKE VERITAS (2012) : 浮体式洋上風力発電施設の安全確保に係る保守・管理方法に関する調査報告書. 国土交通省請負調査.
- Dewan, A. (2014) : Logistic & Service Optimization for O&M of Offshore Wind Farms. Master of Science Thesis, delft University of Technology. Department of Aerospace Engineering.



- [http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/Afdelingen\\_en\\_Leerstoelen/Afdeling\\_AEWE/Wind\\_Energy/Education/Masters\\_Projects/Finished\\_Master\\_projects/doc/Ashish\\_Dewan\\_r\\_UPDATE.pdf](http://www.lr.tudelft.nl/fileadmin/Faculteit/LR/Organisatie/Afdelingen_en_Leerstoelen/Afdeling_AEWE/Wind_Energy/Education/Masters_Projects/Finished_Master_projects/doc/Ashish_Dewan_r_UPDATE.pdf), アクセス 2015 年 2 月 1 日.
- Dieseko Group (2016) : Offshore Vibratory Hammers Product Range.  
<http://www.diesekogroup.com/wms/fm/userfiles/content/909DB8AC-A551-8459-4C31-BA3A7E69CB4E.pdf>, アクセス 2017 年 3 月 10 日.
  - DNV (2014) : Subsea Power Cables in Shallow Water Renewable Energy Applications.
  - DNV GL、三菱重工業、ジャパン マリンユナイテッド、日本船舶技術研究協会 (2014) : 平成 25 年度 海洋再生可能エネルギー導入促進に向けた環境整備技術に関する検討委託業務調査報告書.
  - DNV GL (2015) : 66 kV Systems for Offshore wind farms.
  - Dong Energy, Vattenfall, Danish Energy Authority and Danish Forest And Nature Agency (2006) : Danish offshore wind, Key environmental issues. Ens. netboghandel. dk.
  - Dolan, D. (2004) : MMI Eng. At Deepwater Wind Energy Workshop, Washington D. C. , PPT. <http://www.energetics.com/deepwater.htm> (original)  
<http://www.offshorecenter.dk/log/bibliotek/Energy%20from%20offshore%20wind.PDF>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
  - Duwind (2001) : Offshore Wind Energy Ready to Power a Suitable Europe Final report.NNE5-1999-562.
  - イー・アンド・イー ソリューションズ株式会社 (2013) : 着床式洋上風力発電に係る基礎構造別適地海域面積 (比率) の算定調査報告書. 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 委託調査.
  - Elmer, K.-H., T. Neumann, J. Gabriel, W.-J. Gerasch, K. Betke, M. Schultz-von Glahn (2006) : Measurement and reduction offshore wind turbine construction noise. DEWEK2006, The International Technical Conference, 8<sup>th</sup> German Wind Energy Conference, Congress Centrum Bremen, Germany, 22-2.3 Nov., 2006, 12. 3.  
[http://www.researchgate.net/publication/237328918\\_Measurement\\_and\\_Reduction\\_of\\_Offshore\\_Wind\\_Turbine\\_Construction\\_Noise](http://www.researchgate.net/publication/237328918_Measurement_and_Reduction_of_Offshore_Wind_Turbine_Construction_Noise), アクセス 2015 年 3 月 5 日.
  - エンジニアリング協会 (2016) : 平成 27 年度大水深海底鉱山保安対策調査 報告書.
  - Erbe, C. (2011) : Underwater Acoustics Noise and the Effects on Marine Mammals A Pocket Handbook 3<sup>rd</sup> Edition. JASCO Applied Sciences.  
<http://oalib.hlsresearch.com/PocketBook%203rd%20ed.pdf>, アクセス 2015 年 2 月 1 日.
  - EWEA (2011) : Wind in our Sails. The coming of Europe's offshore wind energy industry.  
[http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore\\_Report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Offshore_Report.pdf), アクセス 2015 年 2 月 1 日.

- EWEA (2013) : Where's the money coming from? Financing offshore wind farms. [http://www.ewe.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Financing\\_Offshore\\_Wind\\_Farms.pdf](http://www.ewe.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Financing_Offshore_Wind_Farms.pdf), アクセス 2015 年 3 月 20 日.
- Faulstich, S., P. Kuhn, P. Lyding and S. Pfaffel (2011) : Offshore wind energy development, It's the cost that counts. EWEA Offshore 2011, Poster162.
- Federal Maritime and Hydrographic Agency/Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Eds. (2014) : Ecological Research at the Offshore Windfarm alpha ventus, challenges, Results and Perspectives. Springer.
- Finneran, J. J., D. A. Carder, C. E. Schlund and S. H. Ridgway (2005) : Temporary threshold shift in bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) exposed to mid-frequency tones. J. Acoust. Soc. Am., 118(4), 1-10. [https://awionline.org/sites/default/files/uploads/legacy-uploads/documents/Finneran\\_TTS\\_dolphins\\_2005-1238105856-10153.pdf](https://awionline.org/sites/default/files/uploads/legacy-uploads/documents/Finneran_TTS_dolphins_2005-1238105856-10153.pdf), アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Fisheries Hydroacoustic Working Group (2008) : Agreement in Principle for Interim Criteria for Injury to Fish from Pile Driving Activities, Memorandum dated June 12, 2008. [http://www.dot.ca.gov/hq/env/bio/files/fhwgcriteria\\_agree.pdf](http://www.dot.ca.gov/hq/env/bio/files/fhwgcriteria_agree.pdf), アクセス 2015 年 1 月 28 日.
- 古堅宗裕、饒波幸男、前門秀哉、横山知弘、興石幸男、江橋茂、岩崎邦男、木島孝、山口卓見、海津裕 (2002) : コストと自然環境に配慮した海底ケーブル線路. 古川電工時報, 109 号, 45-49. [https://www.furukawa.co.jp/jiho/fj109/fj109\\_10.pdf](https://www.furukawa.co.jp/jiho/fj109/fj109_10.pdf), アクセス 2015 年 1 月 28 日.
- 古川絵里 (2016) : 洋上風力発電事業の終了時の施設撤去. 環境管理, 2016 年 6 月号, 37-41.
- Garrad Hassan (2009) : Offshore wind farm construction, installation methods and plant. Beijing.
- Gerjuoy, E. (1947) : The sound pressure in water resulting from a point source in air. Physical Review, 72.
- German Wind Energy Association «BWE» (2010) : OFFSHORE Service & Maintenance. WIND ENERGYMARKET Special.
- GL Garrad Hassan (2010) : Offshore Wind Energy Supply Chain Opportunities. The European Regional development Fund under the European Sustainable Competitiveness Programme for Northern Ireland. <http://secure.investni.com/static/library/invest-ni/documents/offshore-wind-energy-supply-chain-opportunities-june-2010-sd.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 28 日.
- GL Garrad Hassan (2013) : A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance. The Crown Estate, Scottish Enterprise. <https://www.scottish-enterprise.com/knowledge-hub/articles/guide/offshore-wind-operations-and-maintenance-opportunities>, アクセス 2015 年 1 月 28 日.
- 牛腸明、矢嶋英明、吉田健治 (2010) : 洋上風力発電所におけるモノパイル基礎の施工 - ウインド・パワーかみす風力発電所施工報告 - . 熊谷組技術研究技報, 69, 141-146.

- Hamilton, B. (2011) : Offshore Wind O&M : Costs, Trends, and Strategies. EWEA Offshore 2011 Poster No. 280.
- 東野政則 (2010) : 洋上風力の情勢と環境アセスメント.第 11 回風力エネルギー利用総合セミナーテキスト,足利工業大学総合研究センター,114-139.
- Hoboham, J. , L. Krampe, F. Peter, A. Gerken, P. Heinrich and M. Richer (2013) : Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power in Germany. FICHTNER/PROGNOS. [http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/SOW\\_Download%7CEN\\_ShortVersion\\_CostReductionPotentialsOfOffshoreWindPower. pdf](http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/SOW_Download%7CEN_ShortVersion_CostReductionPotentialsOfOffshoreWindPower.pdf), アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- Hodos, W. (2007) : 「モーション・スマアの最小化. 風車と鳥類の衝突事故防止策として」, 野鳥と風車, 野鳥保護資料集第2. 1集, (財) 日本野鳥の会, pp. 155-186.
- IEC (International Electricity Commission) : Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Annex G, IEC61400-12-1.
- IEC (International Electricity Commission) : Wind turbines-Part3 : Design requirements for offshore wind turbines ,Edition 1.0,IEC61400-3.2009-02.
- 石原孟 (2005) : 関東沿岸における風況特性と洋上風力賦存量の評価. 第 2 回洋上風力発電フォーラム, 80-84. <http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
- 石原孟、松井正宏、日比一喜 (1996) : 中立時の大気境界層における強風の鉛直分布性質, その 2, 台風時の強風. 日本風工学会論文集, No.66, pp.3-14.
- 石原孟、中尾徹、杉谷昭雄 (2005) : 風車のサイティング. 風力エネルギー読本, 牛山泉編著, オーム社, 25-48.
- 石原孟、山口敦、老川進 (2011) : モンテカルロシミュレーションと MCP 法を用いた混合気候における極値風速の予測. 第 33 回風力エネルギー利用シンポジウム, 日本風力エネルギー学会・日本科学技術振興財団, 175-178.
- 磯崎一郎 (1985) : 波浪概論-解析と推算-. 日本気象協会.
- 磯崎一郎 (1990) : 日本周辺海域の波浪について. 続・日本全国沿岸海洋誌, 日本海洋学会 沿岸海洋研究会部会編, 東海大学出版会, 170-194.
- 伊藤正治 (2014) : NEDO の洋上風力発電実証研究の経過. 第 15 回風力エネルギー利用総合セミナー, 足利工業大学総合研究センター, 1-11~1-47.
- Hüppop, O. , J. Dierschke, K. -M. Exo, E. Fredrich and R. Hill (2006) : Bird Migration and Offshore Wind Turbines. eds. Köller, J. , J. Köppel and W. Peters Offshore Wind Energy research om Environmental Impacts. Springer, 91-116.
- Ismael Ruiz de T. Alonso (2013) : Gravity Base Foundations For Offshore Wind Farms. Marine Operations And Installation Processes. Master in European Construction Engineering 2012-2013, Supervisor : Francisco Ballester, Moderator : Joaquin Diaz. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/3429/Ruiz%20de%20Temi%20C3%B1o%20Alonso%20Ismael.pdf?sequence=6>, アクセス 2017 年 3 月 10 日.

- ・泉紀明、長野勝行、及川光弘、西澤あずさ、小野寺健英、伊藤弘志、笹原昇（2008）：2007年能登半島地震震源域における海底地形及び変動地形について.海洋情報部技報, Vol.26,57-62.
- ・Jackson, G. (2011) : Concrete Gravity Foundations for Deep Water; Giving the industry more choice. EWEA Offshore 2011, Scanning wind, 1-17.
- ・Jakobsen, F. and A. Z. Davidson (2012) : Design of Offshore Wind Farms. LIC Enginerring A/S.  
[http://sbwi.dhigroup.com/end\\_user\\_workshop/02\\_Design%20of%20Offshore%20Wind%20Farms.pdf](http://sbwi.dhigroup.com/end_user_workshop/02_Design%20of%20Offshore%20Wind%20Farms.pdf), アクセス 2015年3月5日.
- ・Japan Ocean Development Construction Association, Inc (2002) : Horns Rev. Vestas, PPT資料.
- ・加藤史訓（2005）：海象年表 25 年統計. 国土技術政策総合研究所資料, No. 274, 国土交通省 国土技術政策総合研究所.
- ・海洋調査協会（2004）：海洋調査技術マニュアル-海洋地質調査編-第2版
- ・海洋調査技術マニュアル-水質・底質調査編-第1版.
- ・環境省総合環境政策局環境影響評価課（2012）：環境アセスメント制度のあらまし.
- ・環境省（2014）：地域における再生可能エネルギー事業の事業性評価等に関する手引き（事業者向け）～太陽光発電事業編～.
- ・環境省（2016）：地域における再生可能エネルギー事業の事業性評価等に関する手引き（金融機関向け）～風力発電事業編～Ver1.2.
- ・川合英夫編（1991）：流れと生物と. 水産海洋特論. 京都大学学術出版会.
- ・経済産業省（2012）：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会中間報告（平成23年4月）.
- ・経済産業省商務流通保安グループ電力安全課（2016）：風力発電設備の定期検査制度について. 産業構造審議会保安分科会電力安全小委員会（第13回資料）,  
[http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku\\_anzen/pdf/013\\_01\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anzen/pdf/013_01_00.pdf),  
アクセス2017年2月7日.
- ・経済産業省商務流通保安グループ電力安全課（2017）：発電所に係る環境影響評価の手引.
- ・Kellner, J. (2008) : Latest developments in offshore wind measurements in the North Sea. Hamburg Offshore Wind conference 2008.
- ・菊地由佳、石原孟（2014）：エンジニアリングモデルを用いた着床式洋上ウインドファーム建設費の評価と実データによる検証. 日本風力エネルギー学会論文集, 38(2), 36-43.  
<http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/>, アクセス 2015年1月3日.
- ・菊地由佳、石原孟（2015）：気象・海象シミュレーションを利用した洋上風力発電所の施工稼働率の評価. 日本風力エネルギー学会論文集, Vol.39, No.2, pp.23-30.
- ・Klaus, W. (2010) : The Base of Power. -Gravity Foundation System for Offshore Wind-. Hamburg Offshore Wind Conference.  
<http://www.gl-group.com/pdf/100505-06-CAn-GL-Hamburg-OW-conf-1.pdf>, アクセス 2015年3月5日.

- ・国土交通省港湾局・環境省地球環境局（2012）：港湾における風力発電について－港湾の管理運営との共生のためのマニュアル－ver. 1.  
[http://www.env.go.jp/earth/ondanka/windport/man\\_harbor/manual.pdf](http://www.env.go.jp/earth/ondanka/windport/man_harbor/manual.pdf), アクセス 2015年3月21日.
- ・国土交通省港湾局（2015）：港湾における洋上風力発電施設等の技術ガイドライン（案）.  
<http://www.mlit.go.jp/common/001084179.pdf>, アクセス 2015年4月26日.
- ・国土交通省港湾局（2016）：港湾における洋上風力発電の占用公募制度の運用指針 Ver.1.
- ・古南幸弘（2008）：「風力発電と野鳥への影響評価」, 野鳥と風力発電・ワークショップ資料集, 野鳥保護資料集第2.3集, (財)日本野鳥の会, 7-16.
- ・Koschinski, S., B. M. Culik, O. D. Henriksen, N. Tregenza, G. Ellis, C. Jansen, G. Kathe  
 (2003) : Behavioural reactions of free-ranging porpoises and seal to the noise of a simulated 2MW windpower generator. *Mar. Ecol. Prog. Ser.*, 265, 263-273.  
<http://www.int-res.com/articles/meps2003/265/m265p263.pdf>, アクセス 2015年3月5日.
- ・Kotsonis, T. (2010) : Offshore Wind Parks Availability and Maintenance Model.  
 National Technical University of Athens, Carl von Ossietzky University of Oldenburg.
- ・構造計画研究所、北拓、UL Japan（2016）：平成27年度未利用エネルギー等活用調査（風力発電設備の維持及び管理の動向調査）報告書.
- ・港湾・沿岸域における風力発電推進研究会（2005）：港湾・沿岸域における風力発電推進に関する研究.
- ・Langston, R. H. W. (2010) : Offshore wind farms and birds. Round 3 zones, extensions to Round 1 & Round 2 sites & Scottish Territorial Waters. (洋上風力発電と鳥類 英国のラウンド3計画域、ラウンド1・2計画地の拡張とスコットランド領海域開発について) . 野鳥と洋上風力発電－影響とその評価. 日本野鳥の会, 野鳥保護資料集 第28集, 7-36.
- ・Lidell, H. (2003) : Utgrunden off-shore wind farm : Measurements of underwater noise. Technical report prepared for Airicole, GE Wind Energy and SEAS/Energi/E2 by Ingemansson Technology AB, Goteborg, Sweden.  
[https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Utgrunden\\_Underwater\\_Noise\\_2003.pdf](https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Utgrunden_Underwater_Noise_2003.pdf), アクセス 2017年3月2日.
- ・Lindvig, K. (2009) : New Installation and Service Logistic for Par-distant Wind Farms Offshore. Hunburg Offshore Wind . A2SEA.  
[http://www.gl-group.com/pdf/06\\_2009.05.12\\_Hamburg\\_Offshore\\_Wind\\_2009.pdf](http://www.gl-group.com/pdf/06_2009.05.12_Hamburg_Offshore_Wind_2009.pdf), アクセス 2015年4月29日.
- ・Lindvig, K. (2010) : The installation and servicing of offshore wind farms. European Forum for Renewable Energy Source.
- ・Lindvig, K. (2011) : Offshore Wind Turbines. Danish Know How. A2SEA.  
<http://www.skibstekniskelskab.dk/public/dokumenter/Skibsteknisk/Download%20materiale/2011/Offshore%20Wind%20Turbines/Kaj%20Lindvig%20A2SEA.pdf>, アクセス 2015年4月29日.

- López, J. A. , P. P. C. Izquierdo, A. G. Andreu, A. R. López (2010) : Offshore Access : A key driver to increase Offshore Wind Farms Efficiency. EWEA2010.
- MacAskill,A. (2007) : Beatrice Windfarm Demonstration Project.Part of the European DOWNVInD Programme, TALISMAN ENERGY.
- Madsen,P.S. (1996) : Tunoe Knob Offshore Wind Farm. EUWEC,1996,4-7.
- Madsen, P. T. , M. Wahlberg, J. Tougaard, K. Lucke, P. Tyack (2006) : Wind turbine underwater noise and marine mammals : implications of current knowledge and data needs. Mar. Ecol. Prog. Ser. , 309, 279-295.  
http://marinebioacoustics.com/files/2006/Madsen\_et\_al\_2006a.pdf,アクセス 2017 年 3 月 2 日.
- 前田修、助川博之、福本幸成 (2013) : わが国初の沖合洋上風力発電所の施工. 電力土木, No. 366, 1-4.
- Matthies, H. G. , C. Nath, T. E. Schellin, A. D. Garrad, M. A. Wastling, D. C. Quarton, J. Wei, M. Scherweit and T. Siebers (1995) : Study of Offshore Wind Energy in the EC. JOULE I (JOUR 0072) Verlag Natürliche Energie, Brekendorf.
- 松浦正浩 (2012) : 洋上風力発電と地域・漁業の共生に関する提言. 洋上風力発電と地域・漁業の共生に関する円卓会議 (<http://洋上風力.jp/>) .
- MECAL (2014) : Japanese Offshore Foundations. 日本風力発電協会資料.
- Melgaard, P. (2014) : Contract Strategies & Risk and Interface Management in Offshore Wind Farm Construction. 第 1 回洋上風力発電セミナー-欧州におけるリスクマネジメント最新情報-. 主催 豊通インシュアランスマネジメント株式会社, 29-54.
- 宮原猛省、牧野文彦、前田修、福本幸成 (2014) : 銚子沖の洋上風力発電に係る環境影響調査. 第 36 回風力エネルギー利用シンポジウム予稿集,229-232.
- 水上貴央 (2016) : 再生可能エネルギービジネスの法律と実務. 日本加除出版.
- Moeller & Groenborg AS (1998) : Vindmoellepark pa Middelgrundten II. Koebenhavns Belysningsvaesen.
- Mortensen,A.,S.Vincent,W.T.Tung,M.I.Georgieva (2011) : Safe working environment when loading and installing offshore wind turbines from a large JU vessel.EWEA OFFSHORE 2011, Amsterdam, The Netherlands, Poster Session, PO251.
- Nachtigall, P. E. , A. Y. Supin, J. Pawloski and W. W. L. Au (2004) : Temporary threshold shifts after noise exposure in the bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) measured using evoked auditory potentials. Marine Mammal Science, 20(4), 673-687.
- 永井紀彦 (2002) : 風力エネルギー活用の観点から見た沿岸域洋上風の特徴. 港湾空港技術研究所資料, No. 1034, (独)港湾空港技術研究所, 1-34.
- 永井紀彦 (2002) : 全国港湾海洋波浪 30 年統計 (NOWPHAS1970-1999 年) . 港湾空港技術研究所資料, No. 1035, (独)港湾空港技術研究所.
- 長井浩、中尾力 (2004) : 地理情報システムを用いた洋上風力発電賦存エネルギー量の推定.第 26 回風力エネルギー利用シンポジウム,日本風力エネルギー協会,291-294.

- 中村充 (1979) : 流れ環境から見る人工魚礁. 水産土木, 15(2), 5-12.
- 中尾徹 (2007) : 洋上風力国際会議を知見として 洋上風力発電の環境影響と評価. 風力エネルギー, 31(2), 86-96.
- 中尾徹 (2014) : 洋上風力発電のプロジェクトリスク. 一般社団法人日本風力発電協会, JWPA, 第10号, 90-93.
- 中山和人 (2016) : 再エネ特措法の改正と洋上風力発電への実務影響. 環境管理, 2016年6月号, 42-46.
- 奈良長寿 (2012) : 洋上風力開発と漁業対策 (英国). 海外電力, 2012. 7, 32. 39.
- Navingo BV (2013) : offshore WIND.vol IV,No4,OCTOBER2013.
- Nedwell, JR. and D.Howell (2004) : A review of offshore windfarm related underwater noise sources. Report No.544 R 0308,COWRIE.  
<http://www.subacoustech.com/information/downloads/reports/544R0308.pdf>, アクセス 2015年1月3日.
- Nedwell, J. R., Turnpenny, A. W. H., Lovell, J., Parvin, S. J., Workman, R., Spinks, J. A. L. and Howell, D. (2007a) . A validation of the dBht as a measure of the behavioural and auditory effects of underwater noise. Subacoustech Report Reference : 534R1231, Published by UK Government Department of Business, Enterprise and Regulatory Reform.  
<http://www.subacoustech.com/information/downloads/reports/534R1231.pdf>, アクセス 2015年1月3日.
- Nedwell, JR., S.Parvin, B.Edwards, R.Workman, A.Brooker and J.Kynoch (2007b) : Measurement and interpretation of underwater noise during construction and operation of offshore windfarms in UK waters.COWRIE Noise-03-2003.  
<https://www.thecrownstate.co.uk/media/5985/km-ex-pc-noise-122007-measurement-and-interpretation-of-underwater-noise.pdf>, アクセス 2017年3月4日.
- Nedwell, J. R., Brooker, A. G., Cummins, D. and Barham, R. (2009) . Underwater Noise Impact Modelling in Support of the Dudgeon Offshore Wind Farm. Subacoustech Report E200R0120 report prepared as Appendix 3.1 of Dudgeon Offshore Wind Farm Environmental Statement.
- Nehls, G., Betke, K., Ecklmann, S. and Ros, M. (2007) : Assessment and costs of potential engineering solutions for the mitigation of the impacts of underwater noise arising from the construction of offshore windfarms. COWRIE Report Reference : COWRIE ENG-01-2007.  
<https://www.thecrownstate.co.uk/media/5886/ei-km-ex-pc-noise-092007-assessment-costs-potential-engineering-solutions-for-mitigation-of-impacts-underwater-noise-arising-from-construction-offshore-windfarms.pdf>, アクセス 2017年3月4日.
- 日本電気協会発変電専門部会 (2017) : 風力発電設備の定期点検指針 (電気技術指針発変電編) JEAG5005-2017.
- 日本風力エネルギー学会監訳 (2011) : 洋上風力発電. 鹿島出版会.

- (Ed. Twidell, J. and G. Gaudiosi (2009) : Offshore Wind Power, Multi-Science Publishing Co. Ltd)
- 日本風力発電協会 (2013) : 広域運用による平滑化効果と系統連系可能量拡大策.2012 年度 JWPA 活動成果発表会資料 23-34.
  - 日本風力発電協会系統部会 (2016) : 系統部会成果報告 (風力発電所の出力制御方法について) .
  - 日本産業機械工業会 (2010) : 欧州における洋上風力発電の現状 (その 2) . 情報報告 ウィーン, 日本産業機械工業会, 海外情報, 35-61. <http://www.jsim.or.jp/kaigai/1010/002.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
  - 日本プラントメンテナンス協会 機械保全技能ハンドブック編集委員会編 (1999) : 新機械保全技能ハンドブック 基礎編①. 日本プラントメンテナンス協会.
  - 日本船舶技術研究協会 (2013) : 我が国における洋上風車設置船・作業船の在り方について基礎検討調査報告書.
  - Nordex (2011) : From 1<sup>st</sup> to efficiency generation. EWEA Offshore 2011, New Big Turbine Concept, 1-15.
  - 小倉通男 (1994) : 人工魚礁と魚-II. -近年における人工魚礁等に関する研究-. (株) 小野田.
  - 岡野雅史 (2010) : 洋上風力発電の設置工事について.第 11 回風力エネルギー利用総合セミナーテキスト,足利工業大学総合研究センター,1-96~1-113.
  - 大澤輝夫 (2005) : 台風時における沿岸海上風の推定手法. 日本風工学会誌, Vol.32, pp.178-185.
  - Patrick Mengé, Nathalie Gunst (2008) : Gravity Base Foundations for the Wind Turbines on the Thorntonbank – Belgium. 15<sup>de</sup> Innovatieforum Geotechniek, [http://www.wtcb.be/homepage/download.cfm?dtype=services&doc=pdf\\_9\\_Tekst\\_DEME\\_Thorntonbank.pdf&lang=nl](http://www.wtcb.be/homepage/download.cfm?dtype=services&doc=pdf_9_Tekst_DEME_Thorntonbank.pdf&lang=nl), アクセス2017年3月3日.
  - Peire, K., H. Monneman and E. Bosschem (2009) : Gravity Base Foundations for the Thornton Bank Offshore Wind Farm. Terra et Aqua, No. 115, 19-29. <https://www.iadc-dredging.com/ul/cms/terraetaqua/document/2/5/8/258/258/1/article-gravity-base-foundations-for-the-thornton-bank-offshore-wind-farm-terra115-3.pdf>, アクセス 2015 年 1 月 3 日.
  - Petterson, J. (2005) : The impact of offshore wind farms on bird life in Southern Kalmar Sound, Sweden, Report to Swedish Energy Agency. [https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/The\\_Impact\\_of\\_Offshore\\_Wind\\_Farms\\_on\\_Bird\\_Life.pdf](https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/The_Impact_of_Offshore_Wind_Farms_on_Bird_Life.pdf),アクセス 2017 年 3 月 4 日.
  - Rispens,J.,S.Scheicher,M.Franken,J.Meier,V.Haye and M.Müller (2007) : OFFSHORE windenergie, Das Magazine der Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen e.V. wab windenergie agentur.
  - Prior, A. and J. Shrimpton (2009) : Offshore foundation selection : designing out the marine mammal challenge?. PMSS, 35-37.



- Robertson, J. (2008) : Mass manufacturing creating a sustainable industry. Perfect know-HOW! Hamburg Offshore Wind conference. 23-24 Sept. , 2008, Germanischer Lloyd.
- Rogers, T., M. Yong, K. Briggs, G. Randall and H. Hughes (2011) : Remote Sensing on Moving Offshore Platforms. EWEA Offshore 2011, Poster No. 327.
- 佐藤任弘 (1970) : 海洋と大陸棚. 海洋開発シリーズ10, 佐々木忠義監修, 共立出版.
- 佐藤修 (1977) : 人工魚礁に関する諸問題. 沿岸海洋研究ノート, 14 (1, 2) , 88-100.
- SeaRoc (2014) : Offshore Windfarms-The Complete Lifecycle-.
- Scheper, J. G. , A. Curvers, S. Oerlemans, K. Braun, T. Lutz, A. Herring, W. Wuerz, A. Mantesang, L. Garcillan and M. Fischer (2007) : SIROCCO : Silent Rotors by Acoustic Optimisation. Second International Meeting on Wind Turbine Noise Lyon, France, 20-2. 1 Sept. , 2007, 1-2.
- Sharama, J. (2011) : Risk mitigation for offshore wind farms. EWEA Offshore 2011, Poster No. 58.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2003) : 風力発電システム導入のための風況予測手法に関する検討.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、日本風力発電協会、芙蓉海洋開発、イー・ネクスト、ウインド・エナジー、ネクストエナジー (2007) : 洋上風力発電導入のための洋上風況精査に関する調査報告書.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、イー・アンド・イー ソリューションズ、風力エネルギー研究所、日本電機工業会 (2007) : 洋上風力発電導入のための技術的課題に関する調査報告書.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2008) : 風力発電導入ガイドブック (2008年2月改訂第9版) .
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、イー・アンド・イー ソリューションズ、風力エネルギー研究所、ネクストエナジー (2008) : 平成19年度 洋上風力発電実証研究 F/S に係る先行調査報告書.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、東京電力、東京大学、鹿島建設 (2009a) : 平成20年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、電源開発 (2009b) : 平成20年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2010) : 次世代風力発電技術研究開発(自然環境対応技術等(故障事故対策)) (風力発電故障・事故調査委員会) .
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、東洋設計 (2012) : 次世代風力発電技術研究開発(自然環境対応技術等(落雷保護対策)) . NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2012, -風力・熱エネルギー・海洋エネルギー-, 平成23年11月5日/6日, 東京大学武田先端知ビル, 131-141.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、国際航業、東洋設計 (2013) : 風力等自然エネルギー技術研究開発 海洋エネルギー技術研究開発 地域協調型海洋再生可能エネルギー

- ギー利用に関する検討 報告書.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、名古屋大学、三井物産戦略研究所、日本気象協会 (2015) : 風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 地域共存型洋上ウィンドファーム基礎調査.
  - 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 (2014) : 洋上風力の調達価格に係る研究会 取りまとめ報告書.  
[http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu\\_kakaku/pdf/012\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/012_03_00.pdf), アクセス 2014年12月31日.
  - SMRU Ltd (Sea Mammal Research Unit) (2007) : Assessment of the potential for acoustic deterrents to mitigate the impact on marine mammals of underwater noise arising from the construction of offshore windfarms. Commissioned by COWRIE Ltd (project reference DETER-01-07) .
  - Southall, B.L., Bowles, A.E., Ellison, W.T., Finneran, J.J., Gentry, R.L., Greene, C.R., Kastak, D., Ketten, D.R., Miller, J.H., Nachtigall, P.E., Richardson, W.J., Thomas, J.A., Tyack, P.L. (2007) : Marine Mammal Noise Exposure Criteria : Initial Scientific Recommendations. *Aquatic Mammals* 33,411-522.
  - 菅原一旻、佐藤和敏、永井紀彦、川口浩二 (1999) : 全国港湾海洋気象観測施設台帳 (ナウファス施設台帳Ⅲ) . 港湾技研資料 No. 941, 運輸省港湾技術研究所.
  - 杉本悟史・近澤昌寿 (1980) : 気象庁沿岸波浪観測に基づく日本沿岸の波浪特性の調査. 測候時報, 第 75 卷 特別号, S77-S95.
  - 田口一夫、田畑雅洋 (2001) : 海洋計測工学概論【改訂版】.成山堂書店.
  - 種本純、石原孟 (2013a) : 熱帯低気圧に伴う風速場の予測手法に関する研究.日本風力エネルギー学会論文集, Vol.37, No.3, pp.47-54.
  - 種本純、石原孟 (2013b) : メソスケールモデルと台風モデルの合成風速場を用いた極値波高予測に関する研究.第 35 回風力エネルギー利用シンポジウム, 予稿集, pp.391-394.
  - 種本純、石原孟 (2014) : 波浪推算モデルと合成風速場を用いた風波とうねりの数値予測.Vol.38, No.4, pp.124-131.
  - Tavner, P. J., J. P. Xiang and F. Spinato (2007) : Reliability analysis for wind turbines. *Wind Energy*, 10(1), 1-18.
  - Tavner, P. J. (2014) : How monitoring improves reliability & availability of offshore wind turbines & lowers Cost of Energy. 次世代風力発電システムの創成寄付講座 第 2 回シンポジウム, 洋上風力発電ワークショップ 4、10-38.
  - The Crown Estate (2010) : A Guide to an Offshore Wind Farm. BVGassociates.  
<https://www.thecrownestate.co.uk/media/5408/ei-a-guide-to-an-offshore-wind-farm.pdf>, アクセス 2017年3月7日.
  - The Crown Estate (2012) : Offshore Wind Cost Reduction Pathways study.  
<http://www.thecrownestate.co.uk/media/5493/ei-offshore-wind-cost-reduction-pathways-study.pdf>, アクセス 2014年12月31日.

- Thomsen, F. , K. Ludermann, R. Kafemann and W. Piper (2006) : Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish. CWRIE.  
<https://www.thecrownestate.co.uk/media/5935/km-ex-pc-noise-062006-effects-of-offshore-windfarm-noise-on-marine-mammals-and-fish.pdf> ,アクセス 2017 年 3 月 4 日.
- 辻本勝、石田茂資 (2016) : 日本近海の波と風データベース.海上技術安全研究報告 第 15 巻 第 4 号 特集号,437-447.
- Tucker, U. A. (1996) : A Mathematical Model of Bird Collision with wind Turbine Rotors. Journal of Solar Engineering, Nov. Vol. 118, 253-269.  
[http://www.altamontsrc.org/alt\\_doc/vance\\_tucker\\_rsa\\_published\\_papers.pdf](http://www.altamontsrc.org/alt_doc/vance_tucker_rsa_published_papers.pdf),アクセス 2014 年 12 月 31 日.
- 内田行宣 (2014) : マリンワランティサーベイによる洋上風力発電のリスク管理.風力エネルギー,Vol.38,No.4,pp480-483.
- 宇田道隆 (1961) : 海洋漁場学. 恒星社厚生閣.
- Ummels, B. , G. Hulscher, A. Crockford and J. Coelingh (2011) : Offshore Wind Project Risks : Experience, Assessment and Reduction. EWEA Offshore 2011.
- U.S. Department of Commerce, National Oceanic and Atmospheric Administration, National Marine Fisheries Service (2016) : Technical Guidance for Assessing the Effects of Anthropogenic Sound on Marine Mammal Hearing.  
[http://www.nmfs.noaa.gov/pr/acoustics/Acoustic%20Guidance%20Files/opr-55\\_acoustic\\_guidance\\_tech\\_memo.pdf](http://www.nmfs.noaa.gov/pr/acoustics/Acoustic%20Guidance%20Files/opr-55_acoustic_guidance_tech_memo.pdf),アクセス2017年2月8日.
- Vanermen, N. and E. Stienen (2009) : Seabirds and offshore wind farms : monitoring results 2008. offshore wind farms in the Belgian part of the North Sea, State of the art after two years of environmental monitoring. in Degraer and R. Brabant (eds.) , Royal Belgian Institute for National Sciences Management Unit of the North Sea Mathematical Models Marine Ecosystem Management Section (MUMM) , 151-221.
- Vattenfall (2008) : Technical Description Lillgrund Wind Power Plant. Energimyndigheten.  
[https://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/om-vattenfall/om-oss/varverksamhet/vindkraft/lillgrund/technical\\_description\\_lillgrund\\_11336934.pdf](https://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/om-vattenfall/om-oss/varverksamhet/vindkraft/lillgrund/technical_description_lillgrund_11336934.pdf),アクセス 2017 年 3 月 7 日.
- van Kuik, G., Ummels, B. and Hendriks, R. (2006) : Advances in New and Sustainable Energy Conversion and Storage Technologies, Perspectives of Wind Energy, Invited Paper at the IUC Conf., Dubrovnik.
- Vestas Wind Systems A/S (2007) : Wind, wind turbine and Vestas. Agenda Japan Wind Power Association, Hamburg.
- von der Veen,M.,E.van der Brug,M.der Bergen,D.van Griethuysen,K,Adelaar and J.Blokland (2011) : Drilled Monopile Foundations Environmental Friendly Robust and Cost Efficient. Ballast Nedam Offshore, EWEA Offshore 2011 Poster No.141.

- Wartzok, D., C. Erbe, W. M. Getz and J/Thomas (2012) : Marine Mammal Acoustics Exposure Analysis Models Used in US Navy Environmental Impact Statements. *in* Popper, A. N. and A. Hawkins (eds.) The Effects of Noise on Aquatic Life. *Advances in Experimental Medicine and Biology* 730, Springer Science, 551-556.
- Weserburg, H. (1999) : Impact Studies of Sea-Based Windpower in Sweden. Pres. At : Technische Eingriffe in marine Lebensraume, Bundesamt für Naturschutz, Internationale Naturschutzakademie, Insel Viilm.
- Weston, D. (2014) : Suction bucket foundation at Borkum Riffgrund 1 Windpower Monthly 2014/8/29, <http://www.windpowermonthly.com/article/1309895/gallery-suction-bucket-foundation-borkum-riffgrund-1>, アクセス 2015 年 1 月 14 日.
- White Consultants (2009) : Offshore Energy Strategic Environmental Assessment (SEA) Seascape Study - WORKING PAPER.
- Wiggelinhuizen, E., S. Barhorst and H. den Boon (2006) : Bird Collision Monitoring System for Multi-Megawatt Wind Turbines WT-Bird. ECN-E-06-027. <https://www.ecn.nl/publications/ECN-E--06-028>, アクセス 2015 年 3 月 5 日.
- Willis, M. (2014) : Through Life Asset Management-the 3 A' s. LSC Group Ltd., International Onshore and Offshore Wind O&M Forum, Hamburg.
- 山田格、天野雅男監訳 (1996) : ストランディング・フイールドガイド 海の哺乳類. 海遊舎発行. (Geraci, J. R. and V. J. Lounsbury (1996) : *Marine Mammals Ashore A Field Guide for Strandings.*) .
- 吉田英可 (2011) : 53 スナメリ日本周辺. 国際漁業資源の現況-平成 23 年度現況-. FRA. [http://kokushi.fra.go.jp/H23/H23\\_53.pdf](http://kokushi.fra.go.jp/H23/H23_53.pdf), アクセス 2017 年 3 月 8 日.
- 吉田健治、牛揚明、大本晋士郎 (2010) : 洋上風力発電所モノパイル基礎の設計と施工について. 土木学会年次学術講演会講演概要集, 65, VI-475. 949-950. <http://www.jsce.or.jp/library/open/proc/maglist2/00035/2010/06/mg05.htm>, アクセス 2015 年 1 月 8 日.
- 洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会 (2017) : 洋上風力発電所等に係る環境影響評価の基本的な考え方に関する検討会報告書.
- 由井正敏、島田泰夫 (2013) : 球体モデルによる風車への鳥類衝突数の推定法. 総合政策, 15(1), 1-17. [http://ci.nii.ac.jp/els/110009646348.pdf?id=ART0010119707&type=pdf&lang=jp&host=ci.nii&order\\_no=&ppv\\_type=0&lang\\_sw=&no=1489716431&cp=](http://ci.nii.ac.jp/els/110009646348.pdf?id=ART0010119707&type=pdf&lang=jp&host=ci.nii&order_no=&ppv_type=0&lang_sw=&no=1489716431&cp=), アクセス 2017 年 3 月 8 日.
- 全国漁業協同組合連合会 (1977) : 日本近海底質図.

## 参考となる資料

### 【一般図書および教科書】

- ・足立芳寛（1997）：「新エネルギー技術入門」、オーム社
- ・荒川正一（2000）：「局地風のいろいろ」、成山堂書店
- ・飯田睦治郎（1980）：「新しい気象学入門」、講談社
- ・石原孟監訳（2012）：「風力発電出力の短期予測」、オーム社
- ・井田均（1994）：「カリフォルニアに風力発電が多い理由 - 自然エネルギー大国への道」
- ・伊藤学（1997）：「風のはなし（Ⅰ）」、技報堂
- ・伊藤学（1992）：「風のはなし（Ⅱ）」、技報堂
- ・岩本晃一（2012）：「洋上風力発電 次世代エネルギーの切り札」、日刊工業新聞社
- ・牛山泉（1999）：「さわやかエネルギー風車入門 改訂版」、三省堂
- ・牛山泉（1997）：「さわやかエネルギー風車入門」、三省堂
- ・牛山泉（2004）：「やさしい風・風車・風力発電の話」、合同出版
- ・牛山泉・日本自然エネルギー（2005）：「風力発電マニュアル 2005」、エネルギーフォーラム
- ・牛山泉（2005）：「風力エネルギーの基礎」、オーム社
- ・牛山泉（2008）：「風と風車の話」、成山堂
- ・牛山泉（2010）：「トコトンやさしい風力発電の本」、日刊工業
- ・牛山泉（2012）：「風力発電が世界を救う」、日本経済新聞出版社
- ・牛山泉（2013）：「風力発電の歴史」、オーム社
- ・牛山泉（2013）：「風車工学入門 第2版 基礎理論から運用のノウハウまで」、森北出版
- ・牛山泉編（2005）：「風力エネルギー読本」、オーム社
- ・牛山素行（2000）：「身近な気象・気候調査の基礎」、古今書院
- ・小沢行雄・吉野正敏（1965）：「小気候調査法」、古今書院
- ・小倉義光（1999）：「一般気象学」、東京大学出版会
- ・塩谷正雄（1979）：「強風の性質-構造物の耐風設計に関連して-」、開発社
- ・資源エネルギー庁（1999）：「新エネルギー便覧 平成10年度版」
- ・清水幸丸（1999）：「風力発電技術（改訂版）」、パワー社
- ・清水幸丸（1999）：「自然エネルギー利用学（改訂版）」、パワー社
- ・関和市、池田誠（2002）：「風力発電 Q&A」、学献社
- ・高田吉治（2015）：「風力発電設備と雷-その影響と対策-」、成山堂書店
- ・竹内清秀（1997）：「風の気象学」、東京大学出版会
- ・中村和郎（1991）：「雲と風を読む」、岩波書店
- ・日本風力エネルギー学会監訳（2011）：「洋上風力発電」、鹿島出版会  
(Ed. Twidell, J. and G. Gaudiosi (2009) : Offshore Wind Power, Multi-Science Publishing Co. Ltd)
- ・日本風力エネルギー学会翻訳（2012）：「風力発電の系統連系～欧州の最前線～」、日本風力エネルギー学会
- ・日本風力エネルギー学会翻訳（2013）：「風力発電導入のための電力系統工学」、オーム社

- ・根本順吉 他（1982）：「図説 気象学」、朝倉書店
- ・野村卓史（2002）：「風車のある風景」、出窓社
- ・廣田勇（1992）：グローバル気象学、東京大学出版会
- ・堀口郁夫・小林哲夫・塚本修・大槻恭一編著（2004）：「局地気象学」、森北出版
- ・本間拓也編（1979）：「風力エネルギー読本」、オーム社
- ・前田以誠（1999）：「風力発電ビジネス最前線」、双葉社
- ・真木太一（1987）：「風害と防風施設」、文永堂出版
- ・松宮輝（1998）：「ここまできた風力発電 改訂版」、工業調査会
- ・松宮輝（2012）：「風力発電 挑戦から未来へ 原発事故後のエネルギー」、東洋書店
- ・松本文雄（2002）：「風・風車の Q&A120」、パワー社
- ・光田寧（1988）：「気象のはなしⅠ」、技報堂出版
- ・光田寧（1988）：「気象のはなしⅡ」、技報堂出版
- ・宮沢清治（1982）：「現代の気象テクノロジー3」、朝倉書店
- ・村原正隆、関和市（2007）：「“風力よ” エタノール化からトウモロコシを救え」、パワー社
- ・安田陽（2013）：「日本の知らない風力発電の実力」、オーム社
- ・吉野正敏（1986）：「新版 小気候」、地人書館
- ・吉野正敏（1978）：「気候学（自然地理学講座2）」、大明堂

#### 【辞典、ハンドブック、マニュアル類】

- ・浅井富雄、内田英治、河村武（1999）：「気象の事典」、平凡社
- ・牛山泉、三野正洋（1980）：「小型風車ハンドブック」、パワー社
- ・NHK放送文化研究所（1995）：「気象ハンドブック」
- ・エネルギー・資源学会（1997）：「エネルギー・資源ハンドブック」、オーム社
- ・エネルギー変換懇話会翻訳（2007）：「エネルギー用語辞典」、オーム社
- ・茅陽一監修（2003）：「新エネルギー大事典」、工業調査会
- ・環境庁企画調整局地球環境部（1997）：「風力発電導入マニュアル」
- ・気象庁（1993）：「日本気候図 1990年版」
- ・気象庁（1993）：「地上気象観測指針」
- ・新エネルギー財団（1998）：「風力発電システム導入促進検討の手引き」（1998）
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構、千代田デイムス・アンド・ムーア（1995）：「平成6年度風況精査手法のマニュアル作成調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（1997）：「風況精査手法のマニュアル（概要版）」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2000）：「風力発電システムの設計マニュアル」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2003）：「風力発電システム導入のための風況予測手法に関する検討」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2006）：「高所風況精査マニュアル」

- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2006）：「風力発電のための環境影響評価マニュアル（第2版）」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2010）：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」、エネルギーフォーラム
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）、東洋設計（2012）：「次世代風力発電技術研究開発（自然環境対応技術等（落雷保護対策））. NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2012, -風力・熱エネルギー・海洋エネルギー-, 平成 23 年 11 月 5 日/6 日, 東京大学武田先端知ビル 131-141.
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2012）：「NEDO 再生可能エネルギー技術白書第2版」、森北出版
- ・土木学会（2007）：「風力発電設備支持物構造設計指針・同解説」
- ・土木学会（2011）：「風力発電設備支持物構造設計指針・同解説【2010年版】」
- ・日本風工学会（2007）：「風工学ハンドブック - 構造・防災・環境・エネルギー -」、朝倉書店
- ・日本気象学会（1998）：「気象学辞典」、東京書籍
- ・日本伝熱学会（1996）：「エネルギー新技術大系」、エヌ・ティー・エス
- ・吉野正敏、野口泰生（1985）：「気候学・気象学辞典」、二宮書店
- ・和達清夫（1993）：「最新 気象の事典」、東京堂出版

#### 【調査報告書】

- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2010）：「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課、エックス都市研究所ら（2011）：「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2012）：「平成 23 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備調査報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2013）：「平成 24 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2014）：「平成 25 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2015）：「平成 26 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」
- ・環境省地球環境局地球温暖化対策課（2016）：「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」
- ・環境省自然環境局野生生物課（2011）：「鳥類等に関する風力発電施設立地適正化のための手引き」
- ・新エネルギー財団（1997）：「新エネルギー開発利用実態調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（1994）：「大型風力発電システム開発調査報告書」

- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (1994) : 「風力発電フィールドテスト事業に関する可能性調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、千代田デイムス・アンド・ムーア (1999) : 「日本における洋上風力発電の導入可能性調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (1999) : 「風力開発における環境影響評価手法調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (1999) : 「風力発電システムにおける落雷と対策」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (1999) : 「風力開発フィールドテスト事業における収集データ評価解析 (訂正版)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2000) : 「新エネルギー技術開発関係データ集作成調査 (風力発電)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2002) : 「風力発電フィールドテスト事業 (運転研究) の運転データ収集・解析」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2003) : 「風力発電システムの騒音に関する検討」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2004) : 「平成 15 年度風力発電の技術的課題に対するアクションプランの検討」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2005-2007) : 「風力発電利用率向上調査委員会および故障・事故等調査委員会」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2005-2007) : 「風力発電設備への落雷対策に関する調査」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、日本風力発電協会、芙蓉海洋開発、イーネックス、ウインド・エナジー、ネクストエナジー (2007) : 「洋上風力発電導入のための洋上風況精査に関する調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、イー・アンド・イー ソリューションズ、風力エネルギー研究所、日本電機工業会 (2007b) : 「洋上風力発電導入のための技術的課題に関する調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、イー・アンド・イー ソリューションズ、風力エネルギー研究所、ネクストエナジー (2008) : 「平成 19 年度 洋上風力発電実証研究 F/S に係る先行調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、東京電力、東京大学、鹿島建設 (2009a) : 「平成 20 年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、電源開発 (2009b) : 「平成 20 年度 洋上風力発電実証研究 F/S 調査報告書」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) (2010) : 「次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障事故対策) (風力発電故障・事故調査委員会)」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 、イー・アンド・イー ソリューションズ株式会社・独立行政法人海上技術安全研究所・芙蓉海洋開発株式会社 (2011) : 「風力等自然エネ



- ルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 浮体式洋上風力発電に係る基礎調査 調査報告書」
- ・資源エネルギー庁、千代田デイムス・アンド・ムーア（1998）：「風力発電の導入見通しの策定調査報告書」
  - ・資源エネルギー庁、千代田デイムス・アンド・ムーア（2000）：「平成 11 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査（我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査）報告書」
  - ・資源エネルギー庁、伊藤忠テクノソリューションズ（2011）：「平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査（風力エネルギーの導入可能性に関する調査）報告書」
  - ・機械振興協会 経済研究所（2011）：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
  - ・日本機械工業連合会・新エネルギー財団（2002）：「平成 13 年度国内外における風力発電導入実態調査報告書」
  - ・日本産業機械工業会（2012）：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
  - ・日本産業機械工業会（2013）：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
  - ・日本産業機械工業会（2014）：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
  - ・日本産業機械工業会（2015）：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
  - ・日本産業機械工業会（2016）：「風力発電関連機器産業に関する調査研究報告書」
  - ・日本野鳥の会（2011）：「野鳥と洋上風力発電－影響とその評価」

#### 【講演会、シンポジウム資料、協会・学会誌等】

- ・足利工業大学総合研究センター（2001-2016）：「第 1-17 回風力エネルギー利用総合セミナーテキスト」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2010）：「風力発電技術開発及び関連事業 成果報告会」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2011）：「NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2011-風力・海洋エネルギー・太陽 FT-」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2012）：「NEDO 自然エネルギー成果報告シンポジウム 2012-風力・熱エネルギー・海洋エネルギー-」
- ・新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（2013-2016）：「平成 25-28 年度 NEDO 新エネルギー成果報告 風力発電分野」
- ・東海大学総合科学技術研究所（2002）：「新エネルギー・再生可能エネルギー普及利用シンポジウム」
- ・日本風力エネルギー協会（1979-2010）：「第 1-33 回風力エネルギー利用シンポジウム 講演要旨集」
- ・日本風力エネルギー学会（2011-2016）：「第 34-38 回風力エネルギー利用シンポジウム 講演要旨集」
- ・日本風力エネルギー協会（1977-2011）：「風力エネルギー 通巻 1-97」
- ・日本風力エネルギー学会（2011-2016）：「風力エネルギー 通巻 98-118」
- ・日本風力発電協会（2006-2016）：「風の達人・風の仲間 JWPA 第 1 号-第 12 号」

- ・日本電機工業会 新エネルギー技術委員会 風力発電システム分科会 (1995) : 「第 10 回 新エネルギー講演会 資料」
- ・日本電機工業会 新エネルギー技術委員会 風力発電システム分科会 (1996) : 「第 12 回 新エネルギー講演会 資料」
- ・日本電機工業会 新エネルギー技術委員会 風力発電システム分科会 (1999) : 「第 23 回 新エネルギー講演会 資料」
- ・日本電機工業会 (2009) : 「第 54 回 新エネルギー講演会 風力発電の最新技術」
- ・日本電機工業会 (2010) : 「第 62 回 新エネルギー講演会 風力発電の拡大のための政策、技術及び関連産業」
- ・日本電機工業会 (2012) : 「第 67 回 新エネルギー講演会 日本における風力発電の導入拡大に向けてー今後の課題と震災復興への貢献ー」
- ・日本電機工業会 (2013) : 「第 73 回 新エネルギー講演会/第 1 回 風力発電関連産業セミナー 風力発電関連産業の動向」
- ・日本電機工業会 (2014) : 「第 78 回 新エネルギー講演会/第 2 回 風力発電関連産業セミナー 風力発電関連産業の動向と将来展望」
- ・日本電機工業会 (2015) : 「第 82 回 新エネルギー講演会/第 3 回 風力発電関連産業セミナー 風力発電関連産業の動向と将来への期待」
- ・日本電機工業会 (2016) : 「第 86 回 新エネルギー講演会/第 4 回 風力発電関連産業セミナー 2030 年風力発電グリッドパリティを目指して」
- ・日本海事協会 (2011) : 「洋上風力発電ワークショップ 1」
- ・日本海事協会 (2011) : 「洋上風力発電ワークショップ 2」
- ・日本海事協会 (2012) : 「洋上風力発電ワークショップ 3」
- ・日本海事協会 (2013) : 「海洋再生可能エネルギーセミナー」
- ・日本海事協会 (2014) : 「洋上風力発電ワークショップ 4」
- ・日本海事協会 (2014) : 「洋上風力発電ワークショップ 5」
- ・日本海事協会 (2015) : 「洋上風力発電ワークショップ 6」
- ・海上技術安全研究所、鉄道建設・運輸施設整備支援機構、国立環境研究所 (2004-2006) : 「第 1-3 回洋上風力発電フォーラム講演集」
- ・再生可能エネルギー協議会 (2006-2016) : 「風力エネルギーセミナー 第 1-11 回再生可能エネルギー世界展示会&国際フォーラム」

# 付 属 資 料



I. 世界の洋上風力発電導入実績と計画（国別・稼働年順）

稼働年 番号	国名		風力発電所名	設備容量 (MW)	定格出力(kW)×基数	風車メーカー	設置水深 (m)	離岸距離 (km)	基礎形式	備考
	C.Code	Country								
Operation Year			Offshore Wind Farms	Project Capacity	Turbine Capacity × Number	Turbine Manufacture	Sea Depth	From Shore	Foundation	
1	BE	ベルギー	Thomton Bank	30.00	5,000×6	Senvion	10.5	27.00	重力	
2	BE	ベルギー	Bligh Bank	165.00	3,000×55	Vestas	28.5	44.7	モノパイル	
3	BE	ベルギー	Thomton Bank Phase II	184.50	6,150×30	Senvion	20	28.2	ジャケット	
4	BE	ベルギー	Belwind Alstom Demonstration	6.00	6,000×1	Alstom	34.0	45.40	ジャケット	
5	2012-2013	BE	Thomton Bank Phase III	110.70	6,150×18	Senvion	15.5	27.00	ジャケット	
6	2013	BE	Northwind(1)	75.00	3,000×25	Vestas	22.5	36.50	モノパイル	
7	2014	BE	Northwind(2)	216.00	3,000×72	Vestas	22.5	36.50	モノパイル	
8	2017	BE	Nobelwind	165.00	3,300×50	MHI-Vestas	28-38	43.70	モノパイル	
9	2007	CN	Bohai test project	1.50	1,500×1	Goldwind	30	56	ジャケット	
10	2009	CN	Dafeng Intertidal Demonstration Turbine	2.00	2,000×1	Sewind	不明	不明	重力	
11	2010	CN	Jiangsu Rudong Intertidal trial project	32.00	1,500-3,000×16	nine Chinese OEMs	不明	不明	不明	
12	2010	CN	Jiangsu Xiangshui Intertidal trial project	6.50	2,000×2 2,500×1	Sewind/GoldWind	不明	不明	不明	
13	2010	CN	Donghai Bridge phase1	102.00	3,000×34	Sinovel	6.5	5.00	ドルフィン	
14	2011	CN	Xiangshui International Pilot Project Goldwind	2.50	2,500×1	Goldwind	0.0	0.50	ドルフィン	
15	2011	CN	Xiangshui International Pilot Project Shanghai Electric SEC2000	2.00	2,000×1	Sewind	2.0	2.00	ドルフィン	
16	2011	CN	Xiangshui International Pilot Project Shanghai Electric W2000M	2.00	2,000×1	Aerodyn	2.0	0.30	ドルフィン	
17	2011	CN	Donghai Bridge phase2	8.60	5,000×1 3,600×1	Sinovel/Sewind	11.0	12.00	その他	重カパイルの組み合わせ
18	2012	CN	Zongmin Fujian XEMC Test Turbine	5.00	5,000×1	Darwind	3.0	0.00	ドルフィン	
19	2012	CN	Jiangsu Xiangshui Intertidal trial project extension	3.00	3,000×1	Goldwind	不明	不明	不明	
20	2012	CN	Rudong Intertidal Project Phase 1	99.30	2,380×21 3,000×17	Siemens/Sinovel	2	5	その他	ジャケットとモノパイル
21	2012	CN	Longyuan Rudong Intertidal Trial Project Extension(1)	10.00	5,000×2	CSIC Haizhuang	3.0	4.5(計画)	その他	マルチパイル
22	2013	CN	Rudong Intertidal Project Phase 1 extension	50.00	2,500×20	Goldwind	2	5	モノパイル	
23	2013	CN	Xiangshui International Pilot Project	6.00	3,000×2	Goldwind	0	0.4	ドルフィン	
24	2014	CN	Hydropower Rudong Offshore Wind Farm phase1	20.00	2,000×10	Haizhang	2	4	重力	
25	2014	CN	Tianjin Dangan Binhai 33MW Intertidal Wind Farm	33.00	1,500×22	Guodian United Power	不明	不明	不明	
26	2014	CN	Shanghai Lingang Phase 1	102.00	6,000×17	Sinovel	5.0	21.50	その他	
27	2015	CN	Donghai Bridge Offshore Phase 2	102.20	3,600×28	Sewind	11.0	9.00	ドルフィン	モノパイルとジャケット
28	2015	CN	Rudong Intertidal Trial Wind Farm	49.20	3,000×1 5,000×2 5,500×1 6,000×1 4,000×7	Goldwind,CSIC,DFC, Mingyang,Envision	3.0	6.50	その他	モノパイルとジャケット
29	2015	CN	Rudong Offshore Wind Farm	200.00	4,000×50	Simens/Envision	4	6	その他	モノパイルとトリポッド
30	2015-2016	CN	Hydropower Rudong Offshore Wind Farm phase2	80.00	2,500×80		3.0	4.00	その他	ジャケット+重力

稼働年	国名		風力発電所名	設備容量 (MW)	定格出力(kW)×基数	風車メーカー	設置水深 (m)	離岸距離 (km)	基礎形式	備考									
	Operation Year	C.Code									Country								
31	2016	CN	中国	Xiangshui Demonstration	Offshore Wind Farms	Project Capacity	202.00	Turbine Capacity×Number	3,000×18	4,000×37	Turbine Manufacture	Goldwind, Siemens	Sea Depth	7.0	From Shore	9.00	Foundation	その他	ドルフィンとモノパイル
32	2016	CN	中国	Fujian Putian Putian City Flat Bay			50.00		5,000×10		XEMC-Darwind		10.0	9.00			ドルフィン		
33	2016	CN	中国	CGN Rudong Demonstration			152.00		4,000×38		Siemens		8.0	25.00			モノパイル		
34	2016	CN	中国	SPIC Binhai North H1			100.00		4,000×25		Siemens		8.0	7.00			モノパイル		
35	2004	DE	ドイツ	Wilhelmshaven Emden Dolland			4.50		4,500×1		Enercon		3.0	0.10			陸上工法		
36	2006	DE	ドイツ	Breitling(Rostock)			2.50		2,500×1		Nordex		2.0	1.00			陸上工法		
37	2008	DE	ドイツ	Hookstel			5.00		5,000×1		Bard		5.0	0.10			トリパイル		
38	2009	DE	ドイツ	Alpha Ventus			60.00		5,000×12		Senvion/Areva		29.0	43.00			その他		ジャケット+トリポッド
39	2010-2011	DE	ドイツ	Baltic 1			48.30		2,300×21		Siemens		17.0	15.00			モノパイル		
40	2010-2012	DE	ドイツ	BARD Offshore 1- I, II, III			170.00		5,000×34		Bard		40.0	99.00			トリパイル		
41	2013	DE	ドイツ	BARD Offshore 1- IV			230.00		5,000×46		Bard		40.0	99.00			トリパイル		
42	2014	DE	ドイツ	Riffgat			108.00		3,600×30		Siemens		15.5	42.4			モノパイル		
43	2014-2015	DE	ドイツ	Meerwind sud/ost			288.00		3,600×80		Siemens		24.0	54.40			モノパイル		
44	2014-2015	DE	ドイツ	Global Tech I			400.00		5,000×80		AREVA		40.0	109.40			トリポッド		
45	2014-2015	DE	ドイツ	Nordsee Ost			295.00		6,150×48		REpower		24.0	51.40			ジャケット		
46	2014-2015	DE	ドイツ	Dan Tysk			288.00		3,600×80		Siemens		26.0	74.30			モノパイル		
47	2015	DE	ドイツ	Amrumbank West			288.00		3,600×80		Siemens		22.5	44.90			モノパイル		
48	2015	DE	ドイツ	Borkum Phase 1			400.00		5,000×80		AREVA (Adwen)		25.5	65.6			トリポッド		
49	2015	DE	ドイツ	EnBW Baltic 2			288.00		3,600×80		Siemens		33.5	35.40			その他		モノパイル+ジャケット
50	2015	DE	ドイツ	Butendiek			288.00		3,600×80		Siemens		20.0	34.00			モノパイル		
51	2015	DE	ドイツ	Trianel Windpark Borkum 1			200.00		5,000×40		Adwen		30.0	55.00			トリポッド		
52	2015-	DE	ドイツ	Gode Wind 1,2			582.00		6,000×97		Siemens		32.0	45.00			モノパイル		
53	2015-	DE	ドイツ	Nordsee One			332.10		6,150×54		Senvion		28.0	45.00			モノパイル		
54	2015-	DE	ドイツ	Sandbank			288.00		4,000×80		Siemens		28.0	94.00			モノパイル		
55	1991	DK	デンマーク	Vindeby			4.95		450×11		Bonus		3.5	3.00			重力		撤去(2016年)
56	1995	DK	デンマーク	Tune Knob			5.00		500×10		Vestas		4.0	6.00			重力		
57	2000	DK	デンマーク	Middelgrunden			40.00		2,000×20		Bonus		4.0	3.00			重力		
58	2002	DK	デンマーク	Horns Rev			160.00		2,000×80		Vestas		10.0	14.00			モノパイル		
59	2002	DK	デンマーク	Reoland(Siemens)			9.20		2,300×4		Siemens		3.0	0.20			ドルフィン		
60	2003	DK	デンマーク	Reoland(Vestas)			8.00		2,000×4		Vestas		3.0	0.20			ドルフィン		

稼働年	国名		風力発電所名	設備容量 (MW)	定格出力(kW)×基数	風車メーカー	設置水深 (m)	離岸距離 (km)	基礎形式	備考
	Operation Year	C.Code								
61	2003	DK	デンマーク Samsø	23.00	2,300×10	Bonus,Siemens	14.5	3.00	モノパイル	
62	2003	DK	デンマーク Nysted Havmøllepark	165.60	2,300×72	Bonus,Siemens	7.5	10.00	重力	
63	2003	DK	デンマーク Fredrikshavn I	2.50	2,500×1	Nordex	3.0	0.80	モノパイル	
64	2003	DK	デンマーク Fredrikshavn II	6.00	3,000×2	Vestas	3.0	0.80	モノパイル	
65	2003	DK	デンマーク Fredrikshavn III	2.30	2,300×1	Siemens	3.0	0.80	その他	支持構造はサクション
66	2009	DK	デンマーク Avedøre	7.20	3,600×2	Siemens	2.0	0.10	モノパイル	
67	2009	DK	デンマーク Horns Rev2	209.30	2,300×91	Siemens	13.0	30.00	モノパイル	
68	2009	DK	デンマーク Sprogø	21.00	3,000×7	Vestas	11	10	重力	
69	2010	DK	デンマーク Rødsand II	207.00	2,300×90	Siemens	11.0	10.00	重力	
70	2011	DK	デンマーク Avedøre2	3.60	3,600×1	Siemens	2.0	0.10	モノパイル	
71	2012-2013	DK	デンマーク Anholt	399.60	3,600×111	Siemens	17.5	25.00	モノパイル	
72	2006	ES	スペイン Puerto de Bilbao	10.00	2,000×5	不明	不明	港内	不明	
73	2013	ES	スペイン Arinaga Quarry	5.00	5,000×1	Gamesa	不明	不明	不明	
74	2007	FI	フィンランド Kemi Ajos I	15.00	3,000×5	WinWinD	5.0	0.10	重力	
75	2008	FI	フィンランド Kemi Ajos II	15.00	3,000×5	WinWinD	5.0	0.10	重力	
76	2010	FI	フィンランド Pori Offshore Pilot	2.30	2,300×1	Siemens	5.0	2.00	重力	
77	2004	IE	アイルランド Arklow Bank Phase1	25.20	3,600×7	GE Energy	5.0	7.00	モノパイル	
78	2003	JP	日本 Setana I	1.32	660×2	Vestas	13.0	0.70	ドルフィン	
79	2004	JP	日本 Sakata	10.00	2,000×5	Vestas	10.0	0.01	ドルフィン	
80	2010	JP	日本 Kamisu	14.00	2,000×7	Fuji Heavy Industries	3.0	0.05	モノパイル	
81	2013	JP	日本 Choshi Offshore Demonstration	2.40	2,400×1	Mitsubishi	11.9	3.10	重力	
82	2013	JP	日本 Kitakyusyu Demonstration	2.00	2,000×1	JSW	14.0	1.40	重力	ハイブリッド(重力+ジャケット)
83	2013	JP	日本 Offshore of Kabashima(floating)	2.00	2,000×1	Hitachi	97.5	1.00	浮体式	ハイブリッドスパー(コンクリ+鋼鉄) 2015年に崎山沖に移設(はえんかぜ)
84	2013	JP	日本 Fukushima Recovery Experimental Offshore phase1(floating)	2.00	2,000×1	Hitachi	120.0	20.00	浮体式	ふくしま未来
85	2013	JP	日本 Kamisu nearshore Phase 2	16.00	2,000×8	Hitachi	3.3	0.05	モノパイル	
86	2015	JP	日本 Fukushima Recovery Experimental Offshore Floating wind farm phase 2	7.00	7,000×1	Mitsubishi	125.0	20.60	浮体式	ふくしま新風
87	2016	JP	日本 Fukushima Recovery Experimental Offshore Floating wind farm phase 3	5.00	5,000×1	Hitachi	125.0	20.60	浮体式	ふくしま新風
88	2011	KR	韓国 Demonstration offshore project of Jeju Island(1)	2.00	2,000×1	STX Windpower	2.8	15.00	ジャケット	
89	2012	KR	韓国 Demonstration offshore project of Jeju Island(1)	3.00	3,000×1	Doosan	2.8	15.00	ジャケット	
90	2014	KR	韓国 Tamra Offshore Wind	30.00	3,000×10	Doosan	6.5	0.80	ジャケット	

稼働年	国名		風力発電所名	設備容量 (MW)	定格出力(kW)×基数	風車メーカー	設置水深 (m)	離岸距離 (km)	基礎形式	備考
	Operation Year	C.Code								
91	1994	NL	オランダ Lely	2.00	500×4	NedWind	7.5	0.75	モノパイル	本施設は湖沼(IJssel湖)に設置されている。撤去(2016年)
92	1996	NL	オランダ Dronten IJsselmeer	16.80	600×28	Nordtank	5.0	0.05	モノパイル	
93	2006	NL	オランダ Egmond ann Zee	108.00	3,000×36	Vestas	20.5	10.00	モノパイル	
94	2008	NL	オランダ Q7	120.00	2,000×60	Siemens	21.5	36.60	モノパイル	
95	2015	NL	オランダ Eneco Luchterduinen	129.00	3,000×43	Vestas	21.0	24.20	モノパイル	
96	2015	NL	オランダ Westmeerwind	144.00	3,000×48	Siemens	5.0	0.6	モノパイル	
97	2015-	NL	オランダ Geminl	600.00	4,000×150	Siemens	32-34	85.00	モノパイル	
98	2009	NO	ノルウェー Hywind	2.30	2,300×1	Siemens	210.0	7.00	浮体式	スパー
99	2011	PT	ポルトガル Windfloat	2.00	2,000×1	Vestas	50.0	5.80	浮体式	セミサブ
100	1990	SE	スウェーデン Nogersund	0.22	220×1	WIND WORLD A/S	5.0	1.00	トリパイル	撤去(2004年-2008年)
101	1997	SE	スウェーデン Bockstigen	2.75	550×5	WIND WORLD A/S	6.0	3.00	モノパイル	
102	2000	SE	スウェーデン Ufgrunden	10.00	1,425×7	Enron Wind	8.5	8.00	モノパイル	
103	2001	SE	スウェーデン Yttre Stengrund	10.00	2,000×5	NEG Micon	8.0	5.00	モノパイル	撤去(2015年-2016年)
104	2007	SE	スウェーデン Lillgrund	110.40	2,300×48	Siemens	4.0	7.00	重力	
105	2009	SE	スウェーデン Väneren Casslingegrund	30.00	3,000×10	WinWind	8.0	10.1	重力	
106	2013	SE	スウェーデン Kårehamn	48.00	3,000×16	Vestas	10.0	10.00	重力	
107	2000	UK	イギリス Blyth	4.00	2,000×2	Vestas	6.0	1.00	モノパイル	撤去(2013年)
108	2004	UK	イギリス North Hoyle	60.00	2,000×30	Vestas	9.0	6.00	モノパイル	
109	2004	UK	イギリス Scroby Sands	60.00	2,000×30	Vestas	6.0	2.50	モノパイル	
110	2005	UK	イギリス Kentish Flat	90.00	3,000×30	Vestas	5.0	8.00	モノパイル	
111	2006	UK	イギリス Barrow	90.00	3,000×30	Vestas	17.5	7.00	モノパイル	
112	2006	UK	イギリス Beatrice Demonstration	10.00	5,000×2	Senvion	45.0	25.00	ジャケット	
113	2007	UK	イギリス Burbo Bank	90.00	3,600×25	Siemens	5.0	7.00	モノパイル	
114	2007	UK	イギリス Beatrice I	10.00	5,000×2	Repower	43-46	24.00	ジャケット	撤去(2016年-)
115	2008	UK	イギリス Inner Dowsing	97.20	3,600×27	Siemens	9.5	5.00	モノパイル	
116	2008	UK	イギリス Lynn	97.20	3,600×27	Siemens	9.5	5.00	モノパイル	
117	2009	UK	イギリス Rhyll Flats	90.00	3,600×25	Siemens	11.0	8.00	モノパイル	
118	2009	UK	イギリス Gumfleet Sands	172.80	3,600×48	Siemens	10.0	7.00	モノパイル	
119	2010	UK	イギリス Robin Rigg	174.00	3,000×58	Vestas	6.5	9.00	モノパイル	風車2基 撤去(2016年)
120	2010	UK	イギリス Thanet	300.00	3,000×100	Vestas	22.5	12.00	モノパイル	



稼働年	国名		風力発電所名	設備容量 (MW)	定格出力(kW)×基数	風車メーカー	設置水深 (m)	機井距離 (km)	基礎形式	備考
	Operation Year	C.Code								
121	2011	UK	Walney 1	183.60	3,600×51	Siemens	27.5	15.00	Foundation	
122	2011-2012	UK	Ormonde	150.00	5,000×30	Senvion	20.0	11.00	ジャケット	
123	2011-2012	UK	Walney 2	183.60	3,600×51	Siemens	27.5	15.00	モノパイル	
124	2012	UK	Greater Gabbard	504.00	3,600×150	Siemens	29.0	30.00	モノパイル	
125	2011-2012	UK	Sheringham Shoal	316.80	3,600×88	Siemens	18.0	18.00	モノパイル	
126	2012	UK	London Array Phase 1(1)	194.40	3,600×54	Siemens	14.0	28.00	モノパイル	
127	2012-2013	UK	Lincs	270.00	3,600×75	Siemens	13.5	8.00	モノパイル	
128	2013	UK	Methil Demonstration(Fife)	7.00	7,000×1	Samung	不明	不明	不明	
129	2013	UK	London Array Phase 1(2)	435.60	3,600×121	Siemens	14.0	28.00	モノパイル	
130	2013	UK	Gunfleet Sands 3	12.00	6,000×2	Siemens	9.0	9.10	モノパイル	
131	2013	UK	Teesside	62.00	2,300×27	Siemens	11.0	2.20	モノパイル	
132	2013-2015	UK	Gwynnt y Môr(1)	25.20	3,600×7	Siemens	20.0	18.10	モノパイル	
133	2014	UK	West of Duddon Sands	389.00	3,600×108	Siemens	20.5	20.20	モノパイル	
134	2014	UK	Humber Gateway	219.00	3,000×73	Vestas	14.0	10.10	モノパイル	
135	2014-2015	UK	Gwynnt y Môr(2)	576.00	3,600×160	Siemens	20.0	18.10	モノパイル	
136	2014-2015	UK	Westermost Rough	210.00	6,000×35	Siemens	12.5	11.20	モノパイル	
137	2015	UK	Kneish Flats 2 Extension	49.50	3,300×15	MHI-Vestas	4.0	8.70	モノパイル	
138	2013	US	VolturnUS(Floating)	0.75	750×1	不明	60-100	3.50 (計画)	浮体式	セミサブ
139	2016	US	Cape Wind	480.00	3,600×130	Siemens	9.0	13.80	モノパイル	

出典) 4C Offshore Wind Data Base (<http://www.4c offshore.com/windfarms/>)、EWEA(2012-2016):The European offshore wind industry-key trends and statistics、GWEC(2010-2016):Global Wind Report Annual Market Update

## II. 風車の大型化

商用風力発電機の定格出力は、図-1 に示すように年々大型化している。1980-1990 年では定格出力 0.075MW (75kW:ロータ直径 17m)であったが、1990-1995 年では定格出力 0.3MW (300kW:ロータ直径 30m)、1995-2000 年では定格出力 0.75MW (750kW:ロータ直径 50m)、2000-2005 年では定格出力 1.5MW (1,500kW:ロータ直径 70m)、2005-2010 年では定格出力 1.8MW (1,800kW:ロータ直径 80m)と、1990 年代の後半から大型化が加速した。図には示されていないが、2010-2015 年には定格出力 6.0MW (6,000kW:ロータ直径 150m) や 7.0MW (7,000kW:ロータ直径 160m) が出現している。これは、1980 年代の風車の定格出力およびロータ直径と比較してそれぞれ約 90 倍、約 9 倍の大きさとなっている。なお、3MW クラス以上の風車は洋上用の風力発電機で、陸上風力発電機は設置・運搬等の制約から 2-3MW 機が主流となっている。日本で多数設置されている 2MW の陸上風車は、地上からナセルまでの高さ(ハブ高)が 60-100m、ブレード最先端の最高到達高が 100-150m、ロータの直径が 80-92m、ナセルの重量が約 100t、ブレードとタワーを含めた全体の重量は約 300t である。

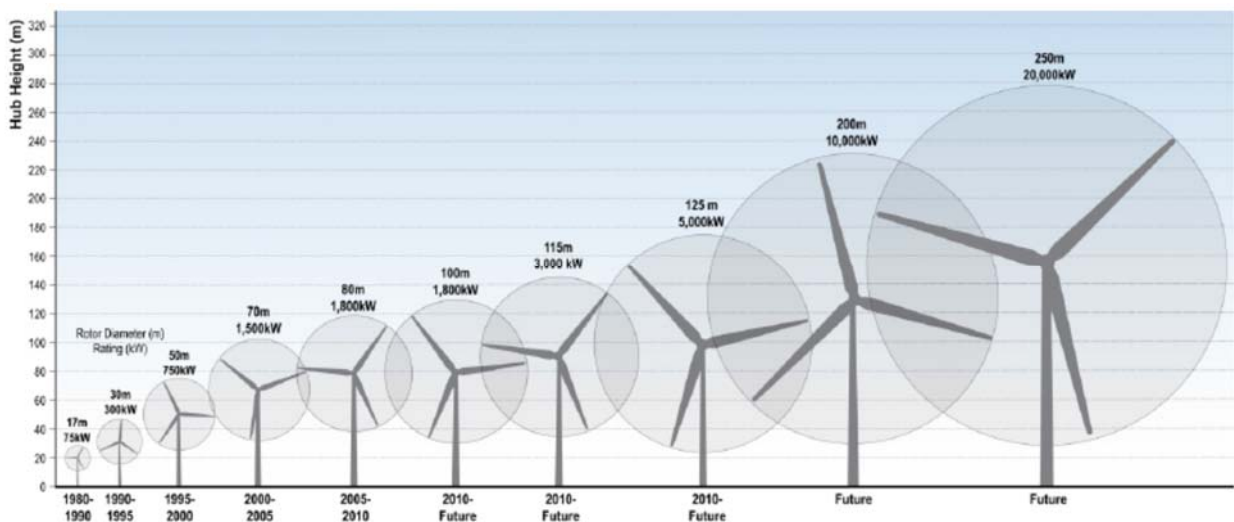


図-1 商用風車の定格出力およびロータ直径の変遷

(Navigant (2013) : Offshore Wind Market and Economic Analysis. Annual Market Assessment, Prepared for : U.S.Department of Energy Report.)

洋上風力発電機についても年々大型化の傾向が認められる。表-1 は 1990 年から 2016 年までの洋上風力発電機の定格出力の推移を整理したものである。1990 年には 0.21MW (210kW) の風車であったものが、2000 年には約 10 倍の 2MW (2,000kW)、2003 年には 3MW (3,000kW)、2007 年には 5MW (5,000kW)、2013 年には 6MW (6,000kW) と、短期間に大型化が進んでいる。2015 年末までの集計で、Siemens 社 (全体の約 62%) と Vestas 社 (同、約 18%) とを合わせると洋上風力発電機のシェア全体の 80%を超えているが、今後他社のメーカーを含めて 5MW (5,000kW) 以上の風車の導入が進むものと考えられる。なお同表に示されているように、2010 年前後から中国、日本、韓国の風車メーカーが洋上風力発電に参入しているが、その導入は現段階では自国のサイトに限られている。

表-1 洋上風力発電機の導入ヒストリー（1990～2016年）

当該機種の 最初の設置年	風車情報			実証試験・プロジェクト 基数/総出力(MW)	備考
	定格出力 (MW)	風車メーカ (国名)	機種		
1990	0.22	WIND WORLD A/S (DK)	W2500	Nogersund(スウェーデン) 1/0.22	
1991	0.45	Siemens(Bonus) (DK)	B37 450kW	Vindeby(デンマーク) 11/4.95	
1994	0.5	Vestas (DK)	V39 500kW	Lely(オランダ) 4/2	
1996	0.6	Vestas (DK)	V44 600kW	Dronten Isselmeer(オランダ) 28/16.8	
2000	2.0	Siemens(Bonus) (DK)	B76/2000	Middelgrunden(デンマーク) 20/40	
2000	2.0	Vestas (DK)	V80-2.0 (V90-2.0MW) (V100-2.0MW)	Blyth(イギリス) 2/4	本機種は浮体式洋上風力発電機としても設置(Windfloat)
2000	1.5	GE Wind (US)	GE1.5s/se	Utgrunden (スウェーデン)	
2002	2.3	Siemens (DK)	SWT-2.3-82 (SWT-2.3-93) (SWT-2.3-101)	Roeland(デンマーク) 4/9.2	本機種は浮体式洋上風力発電機としても設置(Hywind)
2003	3.0	Vestas (DK)	V90-3.0 (V112-3.0MW)	Fredrikshavn II(デンマーク) 2/6	
2003	2.5	Vestas (DK)	N90/2500LS (N100/2500LS)	Fredrikshavn I(デンマーク) 1/2.5	
2003	3.6	GE Wind (US)	GE3.6s/s1	Arklow Bank Phase I(アイルランド) 7/25.2	
2007	5.0	Repower (DE)	REpower 5M	Beatrice(イギリス) 2/10	
2007	3.0	WinWind (FI)	WWD-3	Kemi Ajos I(フィンランド) 5/15	
2007	1.5	金風 Goldwind (CN)	GW 1.5/70 (GW 1.5/77) (GW 1.5/82) (GW 1.5/87)	Bohai Test Project(中国) 1/1.5	
2009	3.6	Siemens (DK)	SWT-3.6-107 (SWT-3.6-120)	Avedoere I(デンマーク) 2/7.2	
2012	6.0	Siemens (DK)	SWT-6.0-154	Gunfleet Sands 3(イギリス) 2/6	
2013	6.2	Senvion(REpower) (DE)	6.2M152	Thomoyon Bank Phase III(ベルギー) 18/6.15	
2008	5.0	BARD (DE)	BARD5.0	Hooksiel(ドイツ) 12/60	
2009	5.0	AREVA(Multibrid) (FR)	M5000	Alpha Ventus(ドイツ) 6/30	
2009	3.0	華銳 Sinovel (CN)	SL3000 (RD:90/100/105 /113)	Shanghai Donghai Bridge Phase1(中国) 21/63	
2010	2.5	金風 Goldwind (CN)	GW 100/2500 (GW 109/2500) (GW 121/2500)	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project(中国) 3/6.5	
2010	2.5	上海電気 Sewind (CN)	SE2.5	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project(中国) 3/6.5	
2010	2.0	富士重工業 (JP)	SUBARU80/2.0	ウインド・パワーかみす第1(日本) 7/14	日立製作所の機種と同一
2011	5.0	華銳 Sinovel (CN)	SL5000	Donghai Bridge Offshore Wind Project Phase2-1(中国) 1/5	
2011	3.6	上海電気 Sewind (CN)	SE3.6	Shanghai Donghai Bridge Phase2(中国) 1/3.6	
2011	2.0	STX Windpove (KR)	TX72 (TX82) (TX93)	Demonration Offshore Project of Jeju Island(韓国) 1/2	
2012	2.4	三菱重工業 (JP)	MWT92/2.4	銚子洋上風力発電実証研究(日本) 1/2.4	NEDO実証研究
2012	2.0	日本製鋼所 (JP)	J82-2.0	北九州市洋上風力発電実証研究(日本) 1/2	NEDO実証研究
2012	3.0	金風 Goldwind (CN)	GW3.0	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project Extensuin(中国) 1/3	
2013	6.0	Alstom (FR)	Haliade™ 150- 6MW	Belwind Alstom Demonstration(ベル ギー) 1/6	
2013	5.0	Gamesa (ES)	G128-5.0	Arinaga Quarry(スペイン) 1/5	

当該機種 の 最初の設置年	風車情報			実証試験・プロジェクト 基数/総出力(MW)	備 考
	定格出力 (MW)	風車メーカ (国名)	機種		
2013	1.5	聯合電力 United Power (CN)	UP1500	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial Project(中国) 18/27	
2013	3.0	東方 Dongfang (CN)	DF3.0	Jiangsu Xiangshui Intertidal Trial (中国) 1/3	
2013	3.0	Doosan (KR)	WinDS3000™	Demonration Offshore Project of Jeju Island(韓国) 1/3	
2013	6.0	Siemens (DK)	SWT-6.0-154	Gunfleet Sands 3(イギリス) 2/12	
2015	7.0	Samsung (KR)	S7.0-171	Levenmouth(イギリス) 1/7	
2015	4.0	Siemens (DK)	SWT-3.6-120	Borkum Riffgrund 1(ドイツ) 78/312	
2015	7.0	三菱重工業 (JP)	MWT167/7.0	Hunterston Test center(イギリス) 1/7	本機種は浮体式洋上風力発電機とし ても設置(ふくしま新風)
2016	6.2	Senvion (DE)	6.2-M126	Nordsee Ost(ドイツ) 48/295.2	
2016	5.0	Areva Wind (DE) Adwen (ES)	M5000-16 (AD5-116)	Global Tech(ドイツ) 80/400	
2016	5.0	日立製作所 (JP)	HWT5.0-126	福島浮体式洋上ウインドファーム実証研 究事業 1/5	本機種は浮体式洋上風力発電機とし ても設置(ふくしま浜風)

注) CN: 中国, DE: ドイツ, DK: デンマーク, ES: スペイン, FR: フランス, JP: 日本, KR: 韓国, FI: フィンランド, US: アメリカ

このように、洋上風力発電機はスケールメリットを指向する超大型風車の時代となっている。一般的に、大型化のメリットは以下に掲げる 6 点に集約される。

- ✓ 中型の風車よりも風力発電施設の設備容量が拡大する（設置基数を同一とした場合）。
- ✓ 建設費（kW 単価）の削減（工事数の縮小と工期の短縮化）が可能となる（設置基数を同一とした場合）。
- ✓ 風車基数の減少により、維持管理コストが削減できる（発電電力量を同一とした場合）。
- ✓ 風力発電電力量はロータ直径に比例して増加するので、大型機の方が得られる電力量は多い。
- ✓ ハブ高の嵩上げによる、風速の増大に伴う風力発電電力量の増加が期待できる。
- ✓ 中型風車を数多く設置するよりも大型風車を少し設置した方が視覚的にやさしい上、大型風車は中型風車よりも低速回転であるためビジュアルインパクトが軽減する。

上田（2013）\*は、風車の大型化に伴う問題点を以下の基本的な設計要件から導いている（豆知識-1、参照）。

- ① 大型化に伴い、出力の 0.5 乗に比例して強度が低下し、コストが増大する（出力を 2 倍にすると、強度レベルは 0.7 倍、kW 単価は 1.4 倍）。
- ② 一般的に、翼（ブレード）の空力音による騒音レベルの制約から翼先端速度を抑えて回転数を減らしているが、トルクが出力の 1.5 乗に比例して増大する。

※上田悦紀（2013）：風力発電システム.新エネルギー財団 平成 25 年度新エネルギー人材育成研修会 風力発電コース 講演資料.

**【豆知識-1】**

●基本的な設計要件

- ・風車の出力 $\propto$ ロータの面積 $\propto$ 翼長の 2 乗 $\propto$ 寸法の 2 乗
- ・風車の強度 $\propto$ 寸法の 1.5 乗 $\propto$ 出力の 0.5 乗
- ・風車の価格 $\propto$ 風車の重量 $\propto$ （各部寸法）の 3 乗 $\propto$ 出力の 1.5 乗
- ・主軸トルク $\propto$ 出力/ロータ回転数 $\propto$ 出力の 1.5 乗（回転数抑制）
- ・ロータ直径 $\propto$ 翼先端速度

## (1) ドライブトレイン

前述のように、大型化により求められる強度は厳しく、コストは高くなる。翼先端速度を一定として風車を大型化した場合にはトルクと増速比が大きくなるので、主軸・増速機の設計が問題となる。これは増速機の大径化につながるもので、入力段内歯車の製作が難しいとされ、従来型の増速機付誘導発電機は 6-8MW が限界と言われている所以である。

そのため、超大型風車はギアレス同期型が代替策となり得る。特に、洋上風力発電は厳しい海象の場合には風車へのアクセスが困難になるため、重大事故の予防とメンテナンスの軽減が必要である。洋上風車においては、信頼性向上のため、故障の原因となりやすい歯車装置が不要で部品点数の少ない同期型風力発電機が注目されている。

世界の 5MW 以上の超大型風車の開発計画の事例を表-2 に示す。表では技術開発段階として、計画、実証、実用の 3 段階で区分している。8MW 以上は概ね計画段階、6-7MW は実証段階で、5MW クラスでは実用化されている機種も多くあることが分かる。超大型風車として、ナセルの小型化や高信頼性、メンテナンスの容易性等から同期発電機の「永久磁石方式 (Bard6.5, Siemens SWT-6.0-120, Alstom Haliade150 等)」や、ギアレスよりも発電機回転数が高く、発電機が小サイズで希土類の使用量の少ない「中速増速機式+永久磁石型発電機のハイブリッド (MHI Vestas Offshore Wind A/S V164-8.0MW, AREVA (Multibrid) M5000, 日立製作所 HWT5.2-127 等)」、また「油圧ドライブ+同期発電機 (コイル方式) のハイブリッド (三菱重工業 MWT167-7.0)」等が登場している。ただし現段階では、同期発電機の永久磁石方式の材料である軽希土類 (Nd (ネオジウム)、Pr (プラセオジウム) 等) や重希土類 (Dy (ジスプロシウム)、Tb (テルビウム) 等) の入手が困難な面もある。そのため、上記の MHI Vestas Offshore Wind A/S、AREVA、日立製作所の風車のような、シングルステージギアボックス (中速増速機式) を用いてギアレスよりも回転数を上げ、多極式発電機の径を抑えるハイブリッド動力伝達装置の風車が有望と考えられている。MHI Vestas Offshore Wind A/S と三菱重工業の風車を、それぞれ図-2 と図-3 に示す。

なお、10MW 以上の超大型洋上風車として、同期発電機と同等の発電効率を有し、ナセルの軽量化が期待できる「超電導発電機 (GE (GE15MW), United Power (聯合電力:UP12), American Superconductor (SeaTitan wt10000dd))」の研究が進められているが、実際の運用はまだ先になるものと推察される (10MW 級の風車の SeaTitan (図-3) : ハブ高が 125m、ブレード最先端の最高到達高が 210m、ロータの直径が 190m)。

表-2 5MW以上の超大型風車の開発計画の事例

風車メーカー名	機種	定格出力 (MW)	ロータ径 (m)	パワートレイン	技術開発段階			備考
					計画	実証	実用	
AREVA ランス)	M5000-135	5.0	135	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)			○	
BARD (ドイツ)	BARD5.0	5.0	122	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機			○	
華銳 Sinovel (中国)	SL5000	5.0	—	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機			○	
三一集団 SANY (中国)	SY5000	5.0	—	—	○			
HYOSUNG (韓国)	HS-5000	5.0	139	—	○			
中船重工 HZ Windpower (中国)	H127-5MW	5.0	127	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			
日立製作所 (日本)	HWT5.2-127	5.2	127	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		ダウンウィンド
日立製作所 (日本)	HWT5.2-136	5.2	136	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		ダウンウィンド
Gamesa (スペイン)	G132-5.0	5.0/5.5	132	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		
Gamesa (スペイン)	G128-5.0	5.0/5.5	128	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)			○	
Hyundai (韓国)	HQ5500	5.5	140	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			
東方 Dongfang (中国)	FD127A/140A	5.5	140	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			
Alstom (フランス)	Haliade150	6.0	150	ギアレス同期式発電機(永久磁石)		○		
Nordex (ドイツ)	N150/6000	6.0	160	ギアレス同期式発電機(永久磁石)		○		
2B-Energy (オランダ)	2B6	6.0	140.6	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			2枚翼, ダウンウィンド
華銳 Sinovel (中国)	SL6000	6.0	128	ギアボックス+誘導式発電機	○			
聯合電力 United Power (中国)	UP6000	6.0	136	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			
明陽 Ming Yang (中国)	—	6.0	150	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			2枚翼
華儀風能 Hewind (中国)	HEAG6000	6.0	—	—	○			
金風 Goldwind (中国)	GW6.0M	6.0	150	ギアレス同期式発電機		○		
Repower (ドイツ)	6M	6.2	126	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機			○	
BARD (ドイツ)	Bard6.5	6.5	122	ギアレス同期式発電機(永久磁石)		○		
DOOSAN (韓国)	WinDS6000/7000	6.0/7.0	—	—	○			
Siemens (ドイツ)	SWT-6.0-154	7.0	154	ギアレス同期式発電機(永久磁石)			○	
三菱重工業 (日本)	MWT167/7.0 (SEA ANGEL)	7.0	167	油圧ドライブ+同期式発電機		○		digital displacement pump/motors
SAMSUNG (韓国)	S-7.0-171	7.0	171	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		
StX Windpower (韓国)	STX7.0MW	7.0	—	—	○			
ENERCON (ドイツ)	E126	7.5	127	ギアレス多極同期式発電機		○		
Adwen (スペイン)	AD8-180	8.0	180	—		○		AdwenはAREVAとGAMESAの合 弁会社(2016.9にAREVAは Adwenの全保有株をGAMESAに 売却)
MHI Vestas Offshore Wind A/S (日本/デンマーク)	V164-8.0MW	8.0	164	ギアボックス+同期式発電機(永久磁石)		○		
SWAY TURBINE (ノルウェー)	10MW	10.0	164	ギアレス同期式発電機(永久磁石)	○			
American Superconductor (アメリカ)	SeaTitan wt1000Odd	10.0	190	超電導発電機	○			
金風 Gold Wind (中国)	GW 10MW	10.0	—	ギアレス同期式発電機	○			
華銳 Sinovel (中国)	SL10MW	10.0	—	ギアボックス+二次巻線型誘導発電機	○			
聯合電力 United Power (中国)	UP12	10.0-12.0	—	超電導発電機	○			
GE (アメリカ)	GE15MW	10.0-15.0	—	超電導発電機	○			
Gamesa (スペイン)	Azimut Project	15.0	—	—	○			



図-2 V164-8.0MW（同期式（増速機＋永久磁石方式）  
（MHI Vestas Offshore Wind A/S 提供）



図-3 SEA ANGEL 三菱重工業 7.0MW（油圧ドライブ＋同期式発電機）  
（NEDO（2013）：洋上風力発電の取組）



図-4 SeaTitan (American Superconductor) 10.0MW（超電導発電機）

AMSC HP : <http://www.amsc.com/documents/seatitan-10-mw-wind-turbine-data-sheet/>



## (2) ブレード

表-2 に掲載している多くの風車は水平軸のプロペラ型（3 枚翼）であるが、大型風車の開発計画の中には 2 枚翼や垂直軸（タイプ）の風車の検討も行われている。

2 枚翼の風車は、ナセルの軽量化、2 枚翼による周速度増加に伴う発電電力量の増加、翼枚数減少による翼コストの低減等、発電原価の低減につながる可能性を秘めている。我が国におけるサンシャイン計画の下、「風力変換システムに関する研究（1978-1990）」および「100kW 級パイロットプラントの開発（1981-1986）」において主に産業技術総合研究所により開発された WINDMEL 風車（定格出力 16.5kW；ロータ直径 15m）や 100kW 風車（定格出力 100kW；ロータ直径 29.4m）には、2 枚翼が採用されている。

洋上風車では、オランダの 2-B Energy 社の 2B6 等において、2.5-6.0MW の 2 枚翼が採用されている（図-5）。その他、浮体式洋上風力発電では 2008 年にイタリア南部 Puglia 州沖合で、Blue H 社（オランダ）により世界初の浮体式実証試験が行われ、そのときの風車は 2 枚翼（80kW）であった。同じ BlueH 社による DiWET プロジェクト（浮体式）、フランスの Nass & Wind 社らによる Winflo プロジェクト（浮体式）においても、洋上風力発電の風車には 2.5-6.0MW の 2 枚翼が採用されている。



図-5 2B6 の 2 枚翼風車（6.0MW 機）

2-BEnergy HP : <http://2benergy.com/windturbine/design/>

また垂直軸風車については、フランスの浮体式洋上風力発電の Vertiwind プロジェクト（実証試験の計画サイト：マルセイユ港沖～ツーロン沖）において Technip 社が提案している。

### Ⅲ. ユニークな日本製風車

#### ●三菱重工業の風車

大型洋上風力発電では技術面、コスト面あるいは信頼性の面から増速機がネックとなっていたが、SEA ANGEL 7.0MW (MWT167/7.0) では増速機に替わる装置として「油圧トランスミッション」が採用されている。

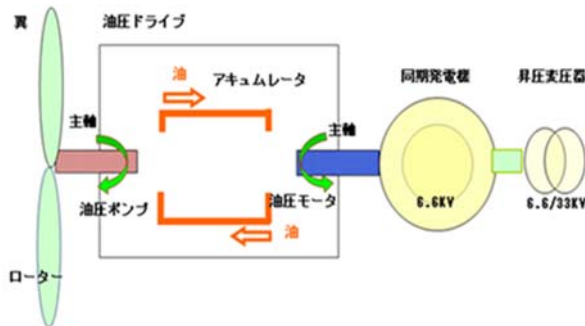
- ・油圧トランスミッションは、風車（ロータ）の回転エネルギーを油圧ポンプ（DDP: Digital Displacement Pump）で高圧油に変換し、さらに油圧モータ（DDM: Digital Displacement Motor）で発電機を回して電気エネルギーに変えるという仕組みとなっている。
- ・油圧トランスミッションは、増速比が可変のため、同期式発電機を採用することが可能で電力変換装置（インバータ）が不要である。
- ・定格出力の増大化は、油圧ドライブのシリンダー数の増加で対応する。

（2.4MW機：72DDPシリンダー/3列、7.0MW機：168DDPシリンダー/4列）

- ・主要部に一般材料（鋳鉄、低合金鋼）を採用しているため、調達が容易（安定廉価調達）。
- ・小物品を主とした構成で保守が容易。
- ・同期発電機採用による高い電力品質。
- ・長大翼（81.6m：GFRP+CFRP）採用による大出力化。

注） GFRP：ガラス繊維強化プラスチック

CFRP：炭素繊維強化プラスチック



油圧ドライブ風車

（三菱重工業（2013）：平成25年度 NEDO 新エネルギー成果報告会-風力発電- 超大型洋上風車技術開発の開発状況報告）

【主に三菱重工業（2013）：平成25年度 NEDO 新エネルギー成果報告会-風力発電- 超大型洋上風車技術開発の開発状況報告より引用】



SEA ANGEL 7.0MW

（三菱重工業（2013）：平成25年度 NEDO 新エネルギー成果報告会-風力発電- 超大型洋上風車技術開発の開発状況報告）

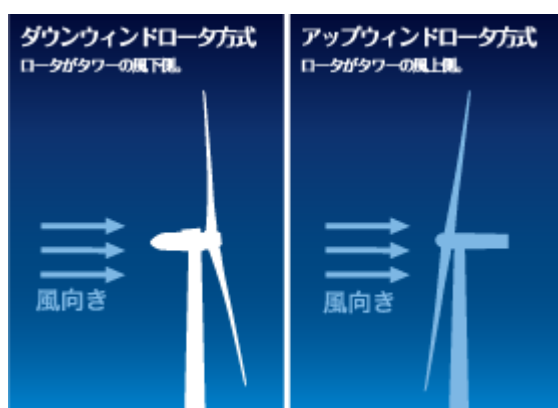
#### 《参考》

新型油圧ドライブトレインについては、三菱重工業が2010年に買収した英国のベンチャー企業、アルテミス社（Artemis Intelligent Power, Ltd.）の持つ優れた油圧デジタル制御技術をベースに、共同で開発された。

●日立製作所の風車

ロータの回転面がタワーの風下側に位置するダウンウィンド方式である。

- ・これは、米国エネルギー省と NASA が 1975-1982 年に行った MOD-0A 計画 (200kW) および MOD-1 計画 (2,000kW) で採用したものと同一方式の風車である。アメリカの場合、いずれも低周波音やブレードの疲労が問題となったが、日立製作所の風車ではブレードとタワーの間の距離をタワー直径の 3 倍離すことにより、これらの問題を解決している。
- ・ダウンウィンド方式には、ロータ面が風上から見て下方に傾いており吹上風に対し発電効率が上がる、風向風速計がロータの前方に接地できるため乱れがない風向データが得られるなどのメリットがある。



アップウィンドロータ方式とダウンウィンドロータ方式の相違

(日立製作所 HP : [http://www.hitachi.co.jp/products/power/wind-turbine/products/htw2000\\_80/rotor/index.html](http://www.hitachi.co.jp/products/power/wind-turbine/products/htw2000_80/rotor/index.html))



5MW 級洋上ダウンウィンド風車 (日立製作所製) イメージ

(日立製作所 HP : <http://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2014/10/1001c.html>)

### IV. SEP船のリスト

国名	船主	利用可能 状況 既存 計画	船名	船級	自航の有無		建造年 (計画年)	船体寸法			デッキ スペース(m <sup>2</sup> )	ジャッキアップ装置		クレーン 能力(t)	最大船速 (kts)	昇降水深 (m)	最大収容 人数 (人)	離着水作業 限界水深 (Hs.m)	備考
					自航(DP)	非自航		L(m)	B(m)	D(m)		形式	保力/層 (t)						
日本	第一建設機工	○	SEP「くろしお」	NK	○	2012	48	25	4.2	1,000	ピン挿入盛替	900	CR650		30	6	1.25		
	第一建設機工	○	SEP「むつ」	NK	○	2010	35	22	3.2	600	リングバット盛替	400	CR500		20	6	0.75		
	第一建設機工	○	SEP「あそ」	NK	○	1992	34	21	3.3	550	リングバット盛替	400	CR450		20	6	0.75		
	横山基礎工業	○	SEP「黒部」	NK	○組立	1993	33	22	3	550	リングバット盛替	400	CR450		20	6	0.75		
	泉網業	○	SEP2号	JG	○組立	1982	24.4	15.25	2.13	300	リングバット盛替	180	CR150		15		0.5		
	泉網業	○	SEP6号	JG	○組立	1998	24.4	15.25	2.13	300	リングバット盛替	180	CR150		15		0.5		
デンマーク	泉網業	○	SEP6号	JG	○組立	1990	24.4	15.25	2.13	300	リングバット盛替	180	CR150		15		0.5		
	A2SEA	○	SEA POWER	GL	○	2001	91.76	21.6	4.25	1,020	ワイヤーロープ	2,386	230		24	18			
	A2SEA	○	SEA JACK	GL	○	2003	91.2	33	5.5	2,500	ワイヤーロープ	2,500	800		30	23	1.5		
	A2SEA	○	SEA WORKER	GL	○	2008	55.5	33	3.6	750	ピン挿入盛替	2,000	400		40	22	1.5		
	A2SEA	○	SEA INSTALLER	DNV	ODP2	2012	132	39	5.3	3,350	ピン挿入盛替	9,000	900		12	45	35	2	
	A2SEA	○	SEA CHALLENGER	DNV	ODP2	2014	132	39	5.3	3,350	ピン挿入盛替	9,000	800		12	45	90	2	
シンガポール	DBB	○	WIND	DNV	ODP1	1996	52.4	18.13	4	430	ピン挿入盛替	600	30		6	35	21	1.25	
	DBB	○	WIND PIONEER	DNV	ODP1	2010	50	28	4.5	530	ピン挿入盛替	1,200	232			35	22	2.5	
	DBB	○	WIND SERVER	DNV	ODP2	2014	75.9	32.3	7	1,000	ピン挿入盛替	4,000	400		9	45	24	2.6	
	Swire Blue Ocean	○	Pacific Orca	GL	ODP2	2013	155.5	49	10.4	4,300	ラック&ビニオン	×6p	1,200	13		80	111	2.5	
	Swire Blue Ocean	○	Pacific Osprey	GL	ODP2	2013	155.5	49	10.4	4,300	ラック&ビニオン	×6p	1,200	13		80	111	2.5	
	イギリス	MPI Offshore	○	MPI Resadition	DNV	ODP2	2003	130	38	8	3,200	キャッチビーム盛替	5,700×6p	600	11		35	70	2.8
MPI Offshore		○	MPI Discovery	DNV	ODP2	2011	138.55	40.8	10	3,600	キャッチビーム盛替	7,500×6p	1,000	11.7		40	112	2.8	
MPI Offshore		○	MPI Enterprise	DNV	ODP2	2011	100	40.2	5				1,000			45			
MPI Offshore		○	MPI Adventure	DNV	ODP2	2014	138.55	40.2	10	3,600	キャッチビーム盛替	7,500×6p	1,000	12.5		40	120	2.8	
Seajaks International		○	Krakem	ABS	ODP2	2009	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2,700	300		8	48	45	2	
Seajaks International		○	Leviathan	ABS	ODP2	2009	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2,700	400		8	48	90	2	
Seajaks International		○	Zaratan	ABS	ODP2	2011	108.7	41	5.3	2,000	ピン挿入盛替	5,500	800		9.1	55	90	2	
Seajaks International		○	Hydra	ABS	ODP2	2014	51	36	6	900	ラック&ビニオン	2,700	400		8	48	100	2	
Seajaks International		○	Scylla	ABS	ODP2	2015	139	50	11	4,600	ラック&ビニオン	14,000	1,500		12	65	130		
Gaoh Offshore Ltd		○	Deepwater Installer 1	ODP2			138.4	40	12.5	5,500	ラック&ビニオン		1,600		10	50	120	3	
オランダ	Van Oord	○	Aeolus	DNV	ODP2	2014	139	38	10.4	3,300	ピン挿入盛替		990		12	55	90		
	Jack-up Barge BV	○	JB-104	GL	○	2004	30.5	17.1	2.9		ピン挿入盛替	400	CR450			25		2	
	Jack-up Barge BV	○	JB-108	GL	○	2006	30.5	22	2.9		ピン挿入盛替	400	CR500			25		2	
	Jack-up Barge BV	○	JB-112	GL	○	2006	30.5	22	2.9		ピン挿入盛替	400	CR500			25		2	
	Jack-up Barge BV	○	JB-114	ABS	○	2009	50.5	32	5	1,000	ピン挿入盛替	1,250	300			40	100		
	Jack-up Barge BV	○	JB-115	ABS	○	2009	50.5	32.2	5	1,000	ピン挿入盛替	1,250	300			40	84		
	Jack-up Barge BV	○	JB-117	ABS	○	2011	75.9	40	6	2,500	ピン挿入盛替	3,250	1,000			45	350		
	Jack-up Barge BV	○	JB-118	ABS	ODP2	2013	75.9	40	6	2,500	ピン挿入盛替	3,250	1,000			45	350		
	Jack-up Barge BV	○	JB-119	GL	○	2013	46	30	4.6		ピン挿入盛替	900	300			35	40		元Odiin
	Workfox BV	○	Seafox 1	DNV	○	1979	64	40	4.92		ピン挿入盛替	200	300			40			
	Workfox BV	○	Seafox 2	LR	○	1985	80	45	6	800	ラック&ビニオン	2,750	100			49	235		Oil&Gas設備に供用
	Workfox BV	○	Seafox 4	ABS	○	1976	68	42.6	5.44		ラック&ビニオン	2,200	50			45	139		Oil&Gas設備に供用
	Workfox BV	○	Seafox 5	ABS	ODP2	2012	115	50	9.75	3,750	ラック&ビニオン	7,000	1,200			10	65	150	
Workfox BV	○	Seafox 7	ABS	○	2008	55.5	32.2	5		ピン挿入盛替	2,000	280			45	113		Oil&Gas設備に供用	
Swift Drilling	○	Swift 10	ABS	○	2008	67.4	40	5.5		ピン挿入盛替	2,750	80			45				
ドイツ	HGO InfraSea Solutions	○	Innovation	GL	ODP2	2012	142.5	42	11		ラック&ビニオン		1,500		12	50	100		ベルギーGeoSea社と共有
	Hochtief Solutions AG	○	Thor	GL	ODP1	2010	70	40	7.4	1,850	ピン挿入盛替	3,300	500			50	48		
	Hochtief Solutions AG	○	Vidar	DNV	ODP1	2012	136.5	41	6.3	3,400	ラック&ビニオン	600	1,200			12	50	90	
	Hochtief Solutions AG	○	Odin		○		46.1	30	4.6		ピン挿入盛替	900	CR280				45		Jack Up Barge社が購入
	Beluga Hochtief Offshore	○	Beluga		ODP2	2012	147	42	11		ラック&ビニオン		1,500			12	50	120	
	Bard Engineering	○	Wind Lift 1	GL	ODP1	2010	93	36	7.4		ピン挿入盛替	5,300	500			8	45	90	
ベルギー	RWE offshore Logistics company	○	M/U Torben	DNV		2012	100	40.2	5.02				1,000			48			
	GeoSea N.V.	○	Goliath	ABS	ODP2	2008	59.5	32.5	5	1,080	ピン挿入盛替	1,400	400				52		
	GeoSea N.V.	○	Buzzard	ABS	○	1982	43	30	5	900	ピン挿入盛替	900	—				32		
	GeoSea N.V.	○	Neptune	ABS	ODP2	2012	60	38	6	1,600	ピン挿入盛替	1,600	600				60		
	GeoSea N.V.	○	De Zeebouvier	BV	○	1978	42.6	20	4.2		ピン挿入盛替		—				15		
	GeoSea N.V.	○	JUB THOR	DNV		2010	70	40	8.46				500			50		1.5	
ノルウェー	Bestx	○	Faunline	BV	○	2002	48	23.5	4.2		ピン挿入盛替	900	250			30		1.5	
	Fred Olsen Windcarrier	○	Brave Tern	GL	ODP2	2012	132	39	9				800		12	45	80		
	Fred Olsen Windcarrier	○	Bold Tern	GL	ODP2	2012	132	39	9	3,250	ピン挿入盛替	9,000	800			12	45	80	
	Master Marine	○	HAVEN	DNV	○	2011	108.6	50	9	2,500	ラック&ビニオン	5,300	—			85	85		Oil&Gas設備
カナダ	Inwind	○	Inwind Installer	DNV	ODP2		105.5	46	10.1	3,500	ラック&ビニオン	7,500×9p	1,200		12		110	2.5	
	ABCO Marine Ltd	○	Red Squirrel		○組立		18.3	18.3	1.53	200	リングバット盛替		TC90						
アラブ首長国連邦	ABCO Marine Ltd	○	Sea Horse		○組立		30.5	18.3	2.13	400	リングバット盛替		CR200						
	Gulf Marine Services	○	Endurance	ABS	ODP2	2010	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2,750	300			60	150		Oil&Gas設備に供用
韓国	Gulf Marine Services	○	Endeavour	ABS	ODP2	2010	61	36	6	900	ラック&ビニオン	2,750	300			60	150		Oil&Gas設備に供用
	Hyundai Engineering & Steel Industries	○	Hyundai Challenger 1			2016													

注) 【船体の寸法】 L:両垂線間の水平距離で、設計図等の船体構造の基準長さ B:船体最広部における幅で、外板の厚さを除いた内法寸法 D:乾舷長さ(L)の中央においてキール(船体中心線での船底外板)上面から乾舷甲板の船側での下面までの垂直距離で、外板及び甲板の厚さを除いた内法寸法

## V. 我が国の港湾における波浪特性（稼働率）

単位：%

都道府県	観測地点	データ取得年 (通年)	有義波高(Hs:m)			有義波周期(Ts:sec)		備考
			1.0m以下	1.5m以下	2.0m以下	8s未満	10s未満	
北海道	留萌	1981～1999	60.1	75.4	85.3	96.4	99.9	
	瀬棚	1982～1999	57.4	72.2	82.8	95.2	99.8	
	紋別	1984～1999	73.0	87.8	94.0	83.5	95.9	
	十勝	1996～1999	62.7	86.5	94.7	59.0	87.4	
	苫小牧	1982～1999	78.3	91.7	96.8	74.0	94.2	
青森県	深浦	1981～1999	56.8	70.9	80.9	93.6	99.6	
	むつ小川原	1974～1999	59.8	81.2	91.1	60.1	87.9	
	八戸	1973～1999	67.0	86.5	93.9	68.2	89.1	
秋田県	秋田	1988～1999	60.5	75.3	85.1	93.6	99.5	
岩手県	久慈	1996～1999	45.8	76.8	91.1	62.8	91.3	
	宮古	1981～1997	90.6	97.3	99.0	77.4	93.1	
	釜石	1978～1999	73.1	89.4	95.6	45.3	83.0	
	石巻	1995～1999	83.8	95.6	98.7	69.6	92.0	
山形県	酒田	1973～1986	56.5	70.8	81.2	93.0	99.4	
宮城県	仙台新港	1979～1999	76.7	92.7	97.6	51.5	83.4	
新潟県	弾崎	1978～1988	56.0	71.6	81.5	90.7	99.2	
	阿賀沖	1981～1987	61.5	74.3	82.8	95.0	99.8	
	新潟西	1982～1991	67.3	79.9	88.0	91.6	99.2	
	新潟沖	1989～1999	64.1	78.1	87.2	90.3	99.2	
福島県	相馬	1982～1999	63.3	86.9	95.5	51.3	81.8	
	いわき沖	1986～1996	19.1	52.8	76.1	62.7	90.1	
	小名浜	1980～1990	52.9	82.3	93.1	56.7	88.8	
茨城県	常陸那珂	1979～1999	47.7	77.8	91.2	59.3	89.8	
	鹿島	1972～1999	38.8	68.6	85.2	54.9	87.4	
千葉県	浜金谷	1972～1990	88.8	96.1	98.8	96.0	98.9	
東京都	第二海堡	1991～1999	99.5	100.0	100.0	100.0	100.0	
	アシカ島	1991～1999	93.7	98.5	99.6	96.2	99.1	
	波浮	1973～1999	24.1	60.6	82.7	70.7	95.0	
静岡県	下田	1988～1999	69.2	91.7	97.3	75.8	95.2	
	御前崎	1988～1998	77.7	91.5	96.9	79.5	93.2	
和歌山県	潮岬	1970～1986	87.4	94.5	97.5	27.1	69.7	
	御坊沖	1983～1997	58.8	82.0	92.4	73.3	92.6	
石川県	輪島	1979～1999	55.9	72.4	83.0	89.0	99.1	
	金沢	1970～1999	61.1	76.1	84.9	89.5	99.0	
福井県	福井	1980～1999	63.9	78.8	87.4	91.4	99.5	
兵庫県	神戸	1971～1999	98.3	99.7	99.9	99.9	100.0	
	柴山	1996～1999	51.9	69.3	81.1	86.5	98.7	
鳥取県	鳥取	1979～1999	57.9	74.6	85.0	88.8	98.9	
	境港	1996～1999	96.6	99.2	99.8	96.2	99.6	
島根県	浜田	1974～1999	55.6	73.7	84.9	89.6	99.3	
徳島県	小松島	1996～1999	96.7	99.4	99.9	93.7	97.8	
高知県	室津	1990～1999	77.1	90.2	95.6	74.8	91.5	
	高知	1996～1999	79.4	90.9	95.8	75.5	94.2	
	高知沖	1980～1989	73.9	88.3	94.5	57.9	90.4	
	上川口	1996～1999	81.7	92.5	96.3	65.0	92.5	
福岡県	藍島	1975～1999	82.5	93.6	98.0	99.0	100.0	
	玄界灘	1989～1997	61.0	79.6	90.4	92.4	99.1	
	苅田	1991～1999	98.3	99.8	100.0	99.9	100.0	
長崎県	伊王島	1982～1991	83.2	94.3	98.5	96.1	98.9	
宮崎県	宮崎	1990～1999	56.9	78.9	88.8	66.6	91.2	
鹿児島県	油津	1975～1991	59.5	81.9	91.7	64.4	93.4	
	志布志湾	1980～1999	87.0	94.9	97.7	71.9	93.8	
	名瀬	1977～1999	56.3	75.9	86.4	89.6	99.3	
	鹿児島	1990～1999	99.7	99.9	100.0	99.0	100.0	
沖縄県	中城湾	1973～1999	55.6	81.5	91.6	69.8	94.7	
	平良	1996～1999	87.6	95.3	98.4	97.5	99.9	
	石垣	1996～1999	98.9	99.7	99.9	99.5	100.0	
	那覇	1973～1999	64.5	80.4	89.3	86.6	98.6	

データの出典：永井紀彦(2002):全国港湾海洋波浪観測30年統計(NOWPHAS1970-1999).港湾空港技術研究所資料 No.1035

## VI. アクセス船のリスト

国名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m <sup>2</sup> )	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ (m)	幅(m)			有	無			
日本	東京汽船	JCAT-ONE	2013		○		21.3	7	64	7.5		○	27.2	3+12	スライドキャッチャ装着
	東京汽船	PORTCAT ONE	2015		○		19.55	6.3	19	8.6		○	29.2	2+12	
イギリス	Maritime Craft Services	MCS Zephyr	2011		○		19.2	7.3	41.8	fwd32 + aft16	○		24	2+12	
	Maritime Craft Services	MCS Sirocco	2012		○		25.75	10.4	81.58	90	○		26	12	
	Maritime Craft Services	MCS Pampero	2012		○		25.75	10.6	81.58	90	○		26	12	
	Maritime Craft Services	MCS Maestro	2011		○		19.2	7.3	41.8	fwd32 + aft16	○		24	12	
	Maritime Craft Services	MCS Blue Norther	2012		○		25.75	10.4	81.58	90	○		26	12	
	Maritime Craft Services	MCS Levanto	2012		○		25.75	10.4	81.58	90	○		26	12	
	Maritime Craft Services	MCS Bereas	2013		○		25.75	10.4	81.58	90	○		26	12	
	Maritime Craft Services	MCS Kaver	2013		○		25.75	10.4	81.58	90	○		26	12	
	Maritime Craft Services	MCS Coromell	2013		○		25.75	10.4	81.58	90	○		26	12	
	MPI Offshore	MPI Don Quixote	2009		○		20.6	8	45	fwd13.9 + aft45.9	○		23	12	
	MPI Offshore	MPI New Builds	2013		○		19.15	7.25	40	fwd28 + aft19	○		22	12	
	MPI Offshore	MPI Cervantes	2012		○		17.5	6.4	38	fwd25.5 + aft16	○		22	12	
	MPI Offshore	MPI Dulcinea	2011		○		17.5	6.4	38	fwd22.85 + aft13.7	○		25	12	
	MPI Offshore	MPI Dorothea	2011		○		17.5	6.4	38	fwd22.85 + aft13.7	○		25	12	
	MPI Offshore	MPI Cardenio	2012		○		17.5	6.4	38	fwd25.5 + aft16	○		22	12	
	MPI Offshore	MPI Rosinante	2009		○		16	6.4	32	fwd18.15 + aft7.5	○		25	12	
	MPI Offshore	MPI Rucio	2009		○		16	6.4	32	fwd18.15 + aft7.5	○		25	12	
	MPI Offshore	MPI Sarchopanza	2008		○		15.48	6.4	30	fwd5.02 + aft24.96	○		25	12	
	MPI Offshore	MPI Napoleon	2014		○		22	7	45	-	○		23	3+12	
	C Wind	C Wind Adventure	2013		○		20.9	7		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	C Wind Allianca	2011		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	C Wind Asherah	2010		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	C Wind Challenger	2013		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	C Wind Endeavour	2013		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	Admiral P	2012		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	Ospain P	2012		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	Oardinal P	2012		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	Commander P	2013		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	Commodore P	2013		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	SO Buzzard	2012		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	Coastaf Knight	2013		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	C Wind Resolution	2013		○		18.5	6.1		fwd37 + aft34	Optional		28	2~4+12	
	C Wind	C Wind Athenla	2012		○		18.5	6.1		-	Optional		28	2~4+12	
	Turbine Transfers Ltd	Aberfray Bay	2012		○		21.3	7.3		38	○		28	12	
	Turbine Transfers Ltd	Foryd Bay	2012		○		21.3	7.3		-	○		28	12	
	Turbine Transfers Ltd	Malltraeth Bay	2012		○		21.3	7.3		-	○		28	12	
	Turbine Transfers Ltd	Fenrhos Bay	2010		○		20.47	8		-	○		27	12	
	Turbine Transfers Ltd	Cemaes Bay	2009		○		20.47	8		-	○		27	12	
	Turbine Transfers Ltd	Tremadoc Bay	2012		○		20.14	7.25		49	○		24		
	Turbine Transfers Ltd	Coernarfon Bay	2012		○		20.14	7.25		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	Abersoch Bay	2012		○		19.1	7.4		41	○		23	12	
	Turbine Transfers Ltd	Llandudno Bay	2011		○		19.1	7.4		-	○		25	12	
	Turbine Transfers Ltd	Penrryn Bay	2010		○		19.1	7.4		-	○		25	12	
	Turbine Transfers Ltd	Kimmel Bay	2011		○		19.1	7.4		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	Towyn Bay	2011		○		19.1	7.4		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	Conwy Bay	2010		○		19.1	7.4		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	Colwyn Bay	2010		○		19.1	7.4		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	Forth Cadfar	2011		○		16.52	6.35		-	○		26	3+12	
	Turbine Transfers Ltd	Forth Wen	2011		○		16.52	6.35		-	○		26	3+12	
	Turbine Transfers Ltd	Forth Dafarch	2011		○		16.52	6.35		-	○		26	3+12	
	Turbine Transfers Ltd	Forth Dinllaen	2011		○		16.52	6.35		-	○		26	3+12	
	Turbine Transfers Ltd	Forth Diane	2011		○		16.52	6.35		-	○		26	3+12	
	Turbine Transfers Ltd	Lynas Point	2010		○		15.43	6.3		-	○		27	12	
	Turbine Transfers Ltd	Penmon Point	2010		○		15.43	6.3		-	○		27	12	
	Turbine Transfers Ltd	Phocolyn Head	2009		○		15.43	6.3		-	○		27	12	
	Turbine Transfers Ltd	Wylfa Head	2009		○		15.43	6.3		-	○		27	12	
	Turbine Transfers Ltd	Carmel Head	2008		○		15.43	6.3		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	South Stack	2008		○		15.43	6.3		-	○		24	12	
	Turbine Transfers Ltd	RRV Andrey	2009		○		13.3	5		-	○		28	12	
	Turbine Transfers Ltd	Alerdaron Bay	2010				19.1			35	○		28		
	Turbine Transfers Ltd	Bull Bay	2014		○		25.7	7.5		46	○		27.5	3+12	
	Turbine Transfers Ltd	Beumaris Bay	2014		○		21.3	7.3		38	○		28	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Aire	2013		○		21.45	7.36		-	○		27	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Derwent	2014		○		14.5	6.4	40	-	○		27	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Esk	2011		○		19	7.2	64.92	-	○		27	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Suale	2014		○		23		84	-	○		30	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Tees	2012		○		18.55	6.5	46.3	-	○		30	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Trent	2012		○		18.5	6.5	46.3	-	○		29	3+12	
	Dalby Offshore	Dalby Humber	2012		○		18.5	6.5	46.3	-	○		30	3+12	
	Njord Offshore	Njord Avocet	2012		○		20.6	8		52			26	4+12	
	Njord Offshore	Njord Curlew	2013		○		20.6	7.4		-			23.5		
	Njord Offshore	Njord Kittiwake	2013		○		20.6	8		52			23.7		
	Njord Offshore	Njord Lapwing	2013		○		19	8		-					
	Njord Offshore	Njord Petrel	2013		○		19	5?		-			26.7		
	Njord Offshore	Njord Puffin	2013		○		20.6	8		-					
	Njord Offshore	Njord Snipe	2014		○		20	8		-					
	Njord Offshore	Njord Skua	2014		○		20	8		-					

国名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m <sup>2</sup> )	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ (m)	幅(m)			有	無			
イギリス	Njord Offshore	Njord Alpha	2014		○		24.98	10	167	90					
	Njord Offshore	Njord Odin	2015		○		26			-					
	Njord Offshore	Njord Frey	2015		○		26			-					
	BON Climate&Renewables Ltd	Solway Spirit	2008		○		15			45	○				
	BON Climate&Renewables Ltd	Solway Challenger	2013		○		19.2			80	○				
	BON Climate&Renewables Ltd	Spirit of Sunthorp	2013		○		17			56	○				
	BON Climate&Renewables Ltd	Spirit of Hoton	2013		○		17			56	○				
	BON Climate&Renewables Ltd	Spirit of Turmarr	2014		○		12			40	○				
	Fastuet Shipping Limited	Fastuet Rock	2013		○		21.5	7.3	75	fwd27 + aft12.5		○		27	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Swift	2012		○		14	5		-		○		12	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Skua	2012		○		14	5		-		○		12	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Tern	2011		○		14	5		-		○		12	
	Fastnet Shipping Limited	Fastuet Putfin	2013		○		14	5		-		○		12	
	Briggs Marine	Mersey Guardian	2012		○		18.3	6.3		-		○	18	7+10	
	Briggs Marine	Severn Guardia	2012		○		18.3	6.3		-		○	18	7+10	
	Briggs Marine	Solent Guardian	2013		○		18.3	6.3		-		○	18	2+10	
	Briggs Marine	Thames Guardian	2011		○		14.5	4.7		-		○	25	6+8	
	Briggs Marine	Humber Guardian	2010		○		18.3	6.3		-		○	18	2+10	
	RixSea Shuttle	Rix Panther	2011		○		18.9	7.2	42			○	25	2~3+12	
	RixSea Shuttle	RixTiger	2013		○		18.9	7.2	42			○	25	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Cheetah	2010		○		21.3	6.4	53			○	30	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Alicat	2010		○		21.3	6.4	53			○	30	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Gardian	2010		○		21.3	6.4	53			○	30	2~3+12	
	RixSea Shuttle	Rix Lion	2014		○		26.3	10.3		-					
	Gardline	Ellida Array	2012		○		17	6.4	43			○	26		
	Gardline	Gallion	2011		○		20	6.5	53			○	30		
	Gardline	Gardion 1	2010		○		20	5.3	53			○	30		
	Gardline	Gardion 2	2011		○		20	6.4	53			○	30		
	Gardline	Gardion3	2011		○		17	6.4	43			○	26		
	Gardline	Gardion 7	2011		○		17	6.4	43			○	26		
	Gardline	Marianavray	2011	○			17	6.4	43			○	26		
	Gardline	Smcatonavray	2011		○		20	6.4	53			○	30		
	Gardline	Waterfall	2009		○		16	6.4	40			○	26		
	Enviroserve	Sea Fox	2013		○		24	10		112		○	28	14	
	Enviroserve	Sea Weasel	2010		○		16.2	5.5		25		○	25		
	Enviroserve	Sea Ferret	2011		○		16.2	5.5		25		○	25		
	Enviroserve	Sea Beaver	1996		○		17.5	5		20		○	23		
	Enviroserve	Sea Badger	2009		○		11			20		○			
	Iceni Marine Services	Iceni Spirit	2009		○		15.5	6.3		fwd14.5 + aft14.5		○	24	2+12	
	Iceni Marine Services	Topline	2007		○		12	5		fwd12.25 + aft14.08		○	20	2+12	
	Iceni Marine Services	Iceni Courage	2011		○		15.5	6.3		fwd21.8		○	24	2+12	
	Iceni Marine Services	Iceni Pride	2012		○		14	5		fwd11.25 + aft14.08		○	27	2+12	
	Iceni Marine Services	Iceni Defiant	2012		○		17.5	6.5		fwd27.13 + aft21.52		○	30	2+12	
	Iceni Marine Services	Iceni Victory	20113		○		24.7	8		fwd40 + aft33		○	30	2+12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Star	2013		○		26	10.4		90		○	25	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Shamal	2013		○		26	10.4		90		○	25	12	
	Sure Wind Marine Ltd	Sure Switc	2011		○		26	10.4		90		○	25	12	
Sure Wind Marine Ltd	TBN 2014			○		25.75	10.4		90		Optional	26	12		
Sure Wind Marine Ltd	SURE 5	2014		○		20			55		○		12		
Sure Wind Marine Ltd	Sure Pilgrim	2012		○		20	7.5		35		○	25.5	12		
Sure Wind Marine Ltd	Sure Partner	2012		○		20	7.5		35		○	25.5	12		
Sure Wind Marine Ltd	Sure Progress	2012		○		20	7.5		35		○	25.5	12		
Sure Wind Marine Ltd	Sure Pride	2012		○		20	7.5		35		○	25.5	12		
Sure Wind Marine Ltd	Pleur Delys	2009	○			22.25	4.8		-		○	21	10		
Sure Wind Marine Ltd	Hodi	1999		○		17.7	6.4		-			32	3+12		
Seacat Services	Endeavour	2014		○		21.1	7.4	49	fwd29 + aft22		○	26	2~3+12		
Seacat Services	Reliance	2014		○		21.1	7.4	49	fwd27 + aft22		○	26	2~3+12		
Seacat Services	Resolute	2014		○		25.1	8	78	fwd42 + aft30		○	29	2~3+12		
Seacat Services	Vigilant	2015		○		25.1	8	78	fwd42 + aft30		○	29	2~3+12		
Seacat Services	Defender	2014		○		25.1	8	78	fwd42 + aft30		○	29	2~3+12		
Seacat Services	Volunteer	2014		○		25.1	8	78	fwd42 + aft30		○	29	2~3+12		
Seacat Services	Ronger	2015		○		25.1	8	78	fwd42 + aft30		○	29	2~3+12		
Seacat Services	Intrepid	2015		○		26.77	9.12	108	fwd62 + aft44		○	29	2~3+12		
Seacat Services	Courageous	2015		○		26.77	9.12	108	fwd62 + aft44		○	29	2~3+12		
デンマーク	World Marine Offshore	World Golf	2012		○		25	11	20	-		○	30	12	Trimaran Hull
	World Marine Offshore	World Passat	2012		○		25	11	20	-		○	30	12	Trimaran Hull
	World Marine Offshore	World Mistarl	2012		○		25	11	20	-		○	30	12	Trimaran Hull
	World Marine Offshore	World Scirocco	2013		○		25	11	20	-		○	30	12	Trimaran Hull
	World Marine Offshore	World TBN 5	2013		○		30	12	34	-		○	30	12	Trimaran Hull
	World Marine Offshore	World TBN 6	2014		○		30	12	34	-		○	30	12	Trimaran Hull
	A2SEA A/S	SEA Breeze	2012		○		24.76	10.6	243.8	-		○	20	3+24	
	A2SEA A/S	SEA Gale	2013		○		24.76	10.6	243.8	-		○	20	3+24	
	A2SEA A/S	SEA Storm			○		24.76	10.6	243.8	-		○	20	3+24	
	A2SEA A/S	SEA Hurricane			○		24.76	10.6	243.8	-		○	20	3+24	
オランダ	Sime Charters B V	Blue Whale	2000	○			19.5	5.06	32.31	fwd5 + aft25		○	30	12	
	Sime Charters B V	Callisto Maassluis	2011	○			17.31	5.2	26.58	fwd2 + aft10		○	25	12	
	Sime Charters B V	SC Lynx	2010	○			18.5	5.6	29.56	fwd8 + aft12		○	24	12	
	Sime Charters B V	SC Cheetah	2011	○			18.5	5.6	29.56	fwd8 + aft20		○	26	12	
	Sime Charters B V	SC Amethyst	2014	○			20	6.3	49.95	fwd10 + aft23		○	28	12	

国名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m <sup>2</sup> )	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考	
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ (m)	幅(m)			有	無				
オランダ	Sime Charters B V	SC Falcon	2013		○		18.5	6.1	27.75	fwd34+ aft37		○	30	12		
	Sime Charters B V	SC Elan		○						-						
	Sime Charters B V	SC Opal		○						-						
	Offshore Wind Services	Offshore Wielingen	2014		○		25.75	10.04		90	○		25	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Wenduine			○		25.14	8		fwd30+ aft20	○		27	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Waddensee			○		19.7	8.2		50	○		24	12		
	Offshore Wind Services	Offshorw Wandelaar	2012		○		21.01	7.3		fwd27+ aft22	○		25	12		
	Offshore Wind Services	Offshore Westhinder	2012		○		20.01	7.3		fwd27+ aft22	○		25	2~3+12		
	Offshore Wind Services	Offshore Phantom	2011		○		15.5	6.3		-	○		23	2~3+12		
	Offshore Wind Services	Offshore Performer			○		15.5	6.1		-	○		23	2~3+12		
	Offshore Wind Services	Offshore Progress	2008		○		15.5	6.1		-	○		25	2~3+12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 1	2004		○		18.1	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 2	2005		○		15	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 3	2006		○		15	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 4	2006		○		15	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 5	2007		○		16	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 6	2007		○		16	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 7	2007		○		16	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 8	2007		○		16	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 9	2008		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 10	2008		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 11	2008		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 12	2008		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 14	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 15	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 16	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 17	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 18	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 19	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 20	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 21	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 22	2009		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 23	2010		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 24	2010		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 25	2010		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 26	2011		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 27	2011		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 28	2012		○		15	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 29	2011		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 30	2012		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 31	2013		○		16	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 32	2013		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 33	2014		○		18	6.1	30	-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 34	2013		○		19			-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 35	2014		○		19			-	○		25	12		
	Windcat Workboats BV	Windcat 101	2011		○		27	9	208	-	○		31	45		
	Enviroserve	Sea Stoot			○		18	5.5		-			12			
	Enviroserve	Sea Badger			○		11	5		-			27			
	ノルウェー	Fred.Olsen Windcarrier	Wind Crew 1	2010	○			19.2	5		-	○	○	25	3+12	
		Fred.Olsen Windcarrier	Bayard 3	2012		○		20.9	7	20	51	○		25	12	
		Fred Olsen Windcarrier	Bayard 2	2011		○		20.9	7	20	51			25	12	
		Fred Olsen Windcarrier	Bayard 1	2011		○		20.9	7	20	51			25	12	
	フランス	MSIS Chantiers Allais	Surfer Bollon	2014	○			14.21	4.65		-			22		
MSIS Chantiers Allais		Blitz 31		○			9.5	3.1		-			50			
MSIS Chantiers Allais		Blitz 38		○			10.5	3		-			52	4+8		
MSIS Chantiers Allais		Blitz 48		○			15	3.5		-			50	6		
MSIS Chantiers Allais		Surveyor 1200		○			1195	3.8		-			30	6		
MSIS Chantiers Allais		Surveyor 2500		○			24	5.4		-			30	8		
MSIS Chantiers Allais		Surveyor Cat		○			21.5	7.5		-			12	12		
MSIS Chantiers Allais		VH		○			23.95			-			20	2+12		
CHAM(CNIM)		Windkeeper	2014			○				350				21	AMPPELMANN方式搭載	
スウェーデン		Offshore Wind Services	Offshore Provider	2006		○		15.4	6.1		-	○		23	2~3+12	
	Offshore Wind Services	Offshore Response	2009		○		13.4	5.4		-	○		25	12		
	Offshore Wind Services	Spikeislander	2014		○		13.4	5.4		-	○		25	2+12		
	Offshore Wind Services	Fast cat			○		12	5		-	○		23	2+6		
	Enviroserve	Sea Mink		○			20	5.5		-			15			
	Chevalier Flostels BV	DP Gezina	2007	○			70.1	13.4	1930	120	○		13.5	60	AMPPELMANN搭載	
	Chevalier Flostels BV	DP Galya	2008	○			70.1	13.4	1930	120	○		13.5	60	AMPPELMANN搭載	
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Accomplisher	2012		○		22.4	7.6	131.5	63	○		25	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Achieuer	2011		○		19.99	7.6	101	52	○		25	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Advancer	2013		○		22.4	7.6	131.5	63	○		25	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Arriver	2012		○		22.4	7.6	131.5	63	○		25	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Attender	2012		○		22.4	7.6	131.5	63	○		25	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Assisfer	2012		○		19.99	7.6	119	52	○		25	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Carrier	2013		○		25.75	10.4	167	90	○		26	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Delivover	2005		○		14.8	6	219	19		Optional	20	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Developer	2014		○		27.2	9.2	215.4	112	○		27	Crew+12		
	Northern Offshore Sovices AB	M/V Discoverer	2014		○		27.2	9.2	215.4	112	○		27	Crew+12		



国名	運用会社	船名	建造年 (計画年)	船型			船体寸法		総トン数 (GT) (t)	デッキ スペース(m <sup>2</sup> )	クレーン		最大船速 (kt)	乗組員+乗客	備考
				Monohull	Catamaran	Swath	長さ (m)	幅(m)			有	無			
スウェーデン	Northern Offshore Services AB	M/V Distributor	1994		○		18.29	5.1	31.3	110.2	○		23	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Performer	2010		○		18	6.3	32	27	○		25	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Pveceler	2010	○			14.59	4.75	27	-	○		8.2	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Provider	2007		○		14.7	6.4	21.5	fwd7.7+aft39.2	○		25	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Supdlier	2005		○		20.5	8	85.6	fwd9.6+aft100	○		12	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Supplier	2009		○		18.2	9.4	31.8	fwd19+aft39.2	○		25	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Tender	2008		○		12.1	4.87		-		○	20	Crew+12	
	Northern Offshore Services AB	M/V Transporter	2009		○		15.5	6.3	30.1	fwd12.85+aft18.7	○		21	Crew+12	
Northern Offshore Services AB	M/V Voyager	2008		○		15.5	6.3	30.1	fwd12.85+aft18.7	○		21	Crew+12		

## Ⅶ. 洋上風力発電事業開発に係る許認可権者

	関連法規等	許認可権者
立地調査・建設工事関係	自然公園法	都道府県知事（国定公園） 環境大臣（国立公園）
	自然環境保全法	環境大臣
	絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律	環境大臣
	鳥獣保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律	都道府県知事又は環境大臣
	環境影響評価法	経済産業大臣
	景観法（景観条例）	市町村長
	水産資源保護法	都道府県知事又は農林水産大臣
	海洋水産資源開発促進法	都道府県知事
	漁港漁場整備法	都道府県知事又は市町村長
	排他的経済水域及び大陸棚の保全及び利用の促進のための低潮線の保全及び拠点施設の整備等に関する法律	国土交通大臣
	海岸法	都道府県知事
	港湾法	都道府県知事等（港湾管理者）又は国土交通大臣
	国土利用計画法	都道府県知事又は環境大臣
	電波法	総務大臣
	国有財産法	経済産業大臣
	海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律	海上保安庁長官
	航空法	国土交通大臣
	消防法	市町村長又は都道府県知事
	道路法	市町村長（市町村道）・土木事務所（一般国道）・国土交通省工事事務所（指定国道）
	道路交通法	警察署長
	騒音規制法	都道府県知事
	振動規制法	都道府県知事
	海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律	海上保安庁長官
	海上交通安全法	海上保安庁長官
	航路標識法	海上保安庁長官
	水路業務法	海上保安庁長官
港則法	港長（港湾管理者）	
実施設計	電気事業法 発電用風力設備に関する技術基準に定める省令	経済産業大臣
	電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン	電力会社
その他	漁業法	都道府県知事または農林水産大臣
	—	
	—	

\* 関係法規等の内容は本文のⅢ.2.2 項を参照

## Ⅷ. 洋上風力発電関係機関等連絡先

### 経済産業省関係部局

①	経済産業省資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー対策課 〒100-8931 東京都千代田区霞が関 1-3-1 Tel : 03-3501-4031
②	北海道経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー対策課 〒060-0808 北海道札幌市北区北 8 条西 2 丁目 札幌第 1 合同庁舎 4F. 5F Tel : 011-709-2311 (ext,2635-2638) Fax : 011-726-7474 E-mail : Hokkaido-energy@meti.go.jp
③	東北経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー環境課 〒980-8403 宮城県仙台市青葉区本町 3-3-1 仙台合同庁舎 5F. 6F Tel : 022-221-4927 Fax : 022-213-0757
④	関東経済産業局 資源エネルギー環境部 新エネルギー対策課 〒330-9715 埼玉県さいたま市中央区新都心 1 番 1 さいたま新都心合同庁舎 1 号館 Tel : 048-600-0353 Fax : 048-601-1313
⑤	中部経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー対策課 〒460-8510 愛知県名古屋市中区三の丸 2-5-2 中部経済産業局総合庁舎 Tel : 052-951-2775 Fax : 052-951-9801
⑥	近畿経済産業局 資源エネルギー環境部 エネルギー対策課 〒540-8535 大阪府大阪府中央区大手前 1-5-44 大阪合同庁舎 1 号館 Tel : 06-6966-6043 Fax : 06-6966-6089
⑦	中国経済産業局 資源エネルギー環境部 資源エネルギー環境課 〒730-8531 広島県広島市中区上八丁堀 6-30 広島合同庁舎 2 号館、3 号館 Tel : 082-224-5713 Fax : 082-224-5649
⑧	四国経済産業局 資源エネルギー環境部 資源エネルギー環境課 〒760-8512 香川県高松市サンポート 3 番 33 号 高松サンポート合同庁舎 5-7 階 Tel : 087-811-8532 Fax : 087-811-8559
⑨	九州経済産業局 資源エネルギー環境部 資源エネルギー環境課 〒812-8546 福岡県福岡市博多区博多駅東 2-11-1 福岡合同庁舎本館 (6、7 階) Tel : 092-482-5513-5515 Fax : 092-482-5398
⑩	内閣府 沖縄総合事務局 経済産業部 環境資源課 エネルギー対策係 〒900-0006 沖縄県那覇市おもろまち 2-1-1 那覇第 2 地方合同庁舎 2 号館 Tel : 098-866-1759

### NEDO 本部・支部

①	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 エネルギー・環境本部 新エネルギー部 〒212-8554 神奈川県川崎市幸区大宮町 1310 ミューザ川崎セントラルタワー18 階 Tel : 044-520-5273 Fax : 044-520-5276
②	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 関西支部 事業管理部 〒530-0001 大阪府大阪市北区梅田 3 丁目 3 番 10 号 梅田ダイビル 16 階 Tel : 06-7670-2200 Fax : 06-6344-4574

電力会社・電気保安協会

名 称		住 所 / 電 話
電 力 会 社	北海道電力(株)	〒060-8677 北海道札幌市中央区大通東 1-2 Tel : 011-251-4342
	東北電力(株)	〒980-8550 宮城県仙台市青葉区本町 1-7-1 Tel : 022-225-2111
	東京電力(株)	〒100-8560 東京都千代田区内幸町 1-1-3 Tel : 03-4216-1111
	中部電力(株)	〒461-8680 愛知県名古屋市東区東新町 1 番地 Tel : 052-951-8211
	北陸電力(株)	〒930-8686 富山県富山市牛島町 15-1 Tel : 076-441-2511
	関西電力(株)	〒530-8270 大阪府大阪市北区中之島 3-6-16 Tel : 06-6441-8821
	中国電力(株)	〒730-8701 広島県広島市中区小町 4-33 Tel : 082-241-0211
	四国電力(株)	〒760-8573 香川県高松市丸の内 2-5 Tel : 087-821-5061
	九州電力(株)	〒810-0004 福岡県福岡市中央区渡辺通 2-1-82 Tel : 092-761-3031
	沖縄電力(株)	〒901-2602 沖縄県浦添市牧港 5-2-1 Tel : 098-877-2341
電 気 保 安 協 会	(一財)北海道電気保安協会	〒060-0031 北海道札幌市西区発寒 6 条 12-6-11 Tel : 011-555-5001
	(一財)東北電気保安協会	〒980-0013 宮城県仙台市太白区あすと長町 3-2-36 東北電気保安協会あすと長町ビル Tel : 022-748-0235
	(一財)関東電気保安協会	〒171-8503 東京都豊島区池袋 3-1-2 光文社ビル内 Tel : 03-3988-2322
	(一財)中部電気保安協会	〒460-0002 愛知県名古屋市中区丸の内 3 丁目 19-12 久屋パークサイドビル Tel : 052-955-0781
	(一財)北陸電気保安協会	〒930-0004 富山県富山市桜橋通り 3-1 電気ビル内 Tel : 0764-41-6350
	(一財)関西電気保安協会	〒530-0057 大阪府大阪市北区曾根崎 1-2-6 新宇治電ビル内 Tel : 06-6363-0731
	(一財)中国電気保安協会	〒730-0041 広島県広島市中区小町 4-33 Tel : 082-242-7511
	(一財)四国電気保安協会	〒760-0066 香川県高松市福岡町 3-31-15 Tel : 087-821-5615
	(一財)九州電気保安協会	〒810-0022 福岡県福岡市中央区薬院 1-13-8 Tel : 092-711-0056
(一財)沖縄電気保安協会	〒900-0036 沖縄県那覇市西 3-8-21 Tel : 098-866-4946	

## 関連団体

①	一般財団法人 新エネルギー財団 (NEF)	〒102-8555 東京都豊島区東池袋3丁目13番2号 住友不動産東池袋ビル2階 URL : <a href="http://www.nef.or.jp">http://www.nef.or.jp</a> 計画本部企画部 (風力委員会事務局) Tel : 03-6810-0362 Fax : 03-3982-5101
②	一般社団法人 日本風力エネルギー学会 (JWEA)	〒101-0021 東京都千代田区外神田2-13-7 ダイニチ神田ビル4階 神田事務所 (事務局) URL : <a href="http://www.jwea.or.jp">http://www.jwea.or.jp</a> Tel : 03-3526-3400 Fax : 03-3526-3410
③	一般社団法人 日本風力発電協会 (JWPA)	〒105-0003 東京都港区西新橋3-15-3 上地ビル3F URL : <a href="http://www.jwpa.jp">http://www.jwpa.jp</a> Tel : 03-5733-2288 Fax : 03-5733-2511
④	風力発電推進市町村全国 協議会事務局	〒078-3792 北海道苫前町字旭37-1 苫前町 企画振興部 まちおこし係 Tel : 01646-4-2211 Fax : 01646-4-2142
⑤	電気事業連合会 (FEPC)	〒100-8118 東京都千代田区大手町1-3-2 経団連会館5F 広報部 URL : <a href="http://www.fepec.or.jp">http://www.fepec.or.jp</a> Tel : 03-5221-1440
⑥	一般社団法人 日本電機工業会 (JEMA)	〒102-0082 東京都千代田区一番町17-4 URL : <a href="http://www.jema-net.or.jp">http://www.jema-net.or.jp</a> 新エネルギー部 Tel : 03-3556-5888 Fax : 03-3556-5892

## 参考になるHP

	内容	HP名、URL	運営組織
①	波浪	全国港湾海洋波浪情報網：ナウファス <a href="http://www.mlit.go.jp/kowan/nowphas/index.html">http://www.mlit.go.jp/kowan/nowphas/index.html</a>	国土交通省港湾局等
②	海流、潮汐、水深等	JODC オンラインデータ提供システム (J-DOSS) <a href="http://www.jodc.go.jp/jodcweb/JDOSS/index_j.html">http://www.jodc.go.jp/jodcweb/JDOSS/index_j.html</a>	海上保安庁海洋情報部 日本海洋データセンター
③	漁業権等の社会情報、航路等の海事情報、船舶通航量、海底ケーブル等のインフラ情報、藻場等の環境情報、海流等の海洋情報 等	海洋台帳 <a href="http://www.kaiyoudaichou.go.jp/KaiyowebGIS/">http://www.kaiyoudaichou.go.jp/KaiyowebGIS/</a>	海上保安庁海洋情報部海洋情報課
④	環境影響評価	環境影響評価情報支援ネットワーク <a href="http://www.env.go.jp/policy/assess/index.html">http://www.env.go.jp/policy/assess/index.html</a>	環境省総合環境政策局環境影響評価課
⑤	環境影響評価への活用が可能な自然環境・社会環境情報	環境アセスメント環境基礎情報データベースシステム <a href="https://www2.env.go.jp/eiadb/ebidbs/Service/Top">https://www2.env.go.jp/eiadb/ebidbs/Service/Top</a>	環境省総合環境政策局環境影響評価課環境影響審査室
⑥	海域の自然環境	自然環境保全基礎調査 <a href="http://www.biodic.go.jp/kiso/fnd_list_h.html">http://www.biodic.go.jp/kiso/fnd_list_h.html</a>	環境省自然環境局生物多様性センター
⑦	固定価格買取制度	「なっとく！再生可能エネルギー」 <a href="http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/">http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/</a>	経済産業省資源エネルギー庁

専門的な相談の窓口になりえる団体

	相談内容	団体名	住所・連絡先
①	洋上風力全般	一般社団法人 日本風力発電協会 (JWPA)	〒105-0003 東京都港区西新橋3丁目15番3号上地ビル3階 ※お問い合わせは、原則として「お問い合わせフォーム」をご利用ください。
②	海洋情報全般	海上保安庁海洋情報部「海の相談室」	・電話・来訪による相談対応、資料等の閲覧：青梅庁舎 〒135-0064 東京都江東区青梅2-5-18 Tel：03-5500-7155  ・電話・Fax・手紙・メールフォーム等による相談対応：中央合同庁舎第4号館 〒100-8932 東京都千代田区霞が関3-1-1 Tel：03-3595-3612 Fax：03-3595-3639
③	波浪	(ナウファス全般について) 国土技術政策総合研究所 管理調整部 技術情報課	国土交通省国土技術政策総合研究所 ・横須賀庁舎 〒239-0826 神奈川県横須賀市長瀬3丁目1番1号 ・横須賀第二庁舎 〒239-0832 神奈川県横須賀市神明町1番12号 (横須賀地区代表電話：046-844-5019)
④	波浪	(ナウファスで入手した波浪データについて) 国立研究開発法人海上・港湾・航空技術研究所 港湾空港技術研究所 海洋情報・津波研究領域 海象情報研究チーム	〒239-0826 神奈川県横須賀市長瀬3丁目1番1号 Tel：046-844-5010 webmaster@ipc.pari.go.jp
⑤	水路	海上保安庁海洋情報部	■海上保安庁 海洋情報部 〒100-8932 東京都千代田区霞が関3丁目1番1号 中央合同庁舎4号館 ・水路通報・航行警報について Tel：03-3595-3647 ・海洋情報部番号ご案内 Tel：03-3595-3601  ■海上保安庁海洋情報部 青梅庁舎 〒135-0064 東京都江東区青海2-5-18 ・海洋情報資料館・海の相談室 Tel：03-5500-7155
⑥	漁区	水産庁 漁政部漁政課	〒100-8907 東京都千代田区霞が関1-2-1 Tel：03-3502-8397 Fax：03-3502-8220
⑦	利害関係者	各市町村	

⑧	環境影響評価	経済産業省商務情報政策局電力安全課	〒100-8901（個別番号） 東京都千代田区霞が関 1-3-1 Tel : 03-3501-1742（4921～4928）
		環境省総合環境政策局環境影響評価課	〒100-8975 東京都千代田区霞が関 1-2-2 Tel : 03-3581-3351 Fax : 03-3581-2697 E-mail : soka-hyoka@env.go.jp
⑨	SEP 船	一般社団法人 日本作業船協会	〒100-0006 東京都千代田区有楽町一丁目 12 番 1 号新有楽町ビル 8 階 Tel : 03-3211-8830 Fax : 03-3211-8831
⑩	その他の作業船・アクセス船	一般財団法人 日本船舶技術研究協会	〒107-0052 東京都港区赤坂 2-10-9 ラウンドロス赤坂 4 階・5 階 Tel : 03-5575-6425 Fax : 03-5114-8940 ※お問い合わせフォームあり
⑪	支持構造物の設計	一般財団法人 沿岸技術研究センター	〒105-0003 東京都港区西新橋 1-14-2 新橋エス・ワイビル 5 階 Tel : 03-6257-3701 Fax : 03-6257-3706
		一般財団法人 日本海事協会 再生可能エネルギー部	〒102-8567 東京都千代田区紀尾井町 4 番 7 号 Tel : 03-5226-2032 Fax : 03-5226-2060 E-mail : re@classnk.or.jp
⑫	保険	一般社団法人 日本損害保険協会	〒101-8335 東京都千代田区神田淡路町 2-9 Tel : 03-3255-1844（代表）
⑬	海上施工、マリンワランティージャーベイ	一般財団法人 港湾空港総合技術センター	〒100-0013 東京都千代田区霞ヶ関 3-3-1 尚友会館 3 階 Tel : 03-3503-2081 Fax : 03-5512-7515

## Ⅷ. 風力発電用語集

### 1. システムおよび分類

用語	内容
風車 (Wind Turbine)	単一又は複数の風力エネルギーを主軸の動力に変換するロータを持つ装置（風車の最小単位。異種類のロータをもつ風車を含む）。
超大型風車 (Ultra-Large-Scale Wind Turbine)	定格発電出力が 5,000kW 以上の洋上用風車の総称。
大型風車 (Large-Scale Wind Turbine)	定格発電出力が 1,000kW 以上の風車。2016 年現在は 3,000kW 以上の風車が実用化されており、大型機の基準は 2,000kW (2MW) 以上に移行しつつある。
小形風車 (Small-Scale Wind Turbine)	ロータ受風面積が 200m <sup>2</sup> 未満、交流 1,000V 未満または直流 1,500V 未満（水平軸風車ではロータ直径が 16m 未満；約 50kW 未満）の風車。
マイクロ風車 (Micro-Scale Wind Turbine)	ロータ受風面積が 2m <sup>2</sup> 未満（約 1kW 未満）の風車。
水平軸（形）風車 (Horizontal-Axis Wind Turbine)	ロータ回転軸が風向に対して平行（すなわち、概ね水平面内）にある風車。
垂直軸（形）風車 (Vertical-Axis Wind Turbine)	ロータ回転軸が風向に対して垂直である風車。
風力発電システム (WTGS : Wind Turbine Generator System)	風が持つ運動エネルギーを電気エネルギーに変換するシステム。
風力発電装置 (Wind Turbine Generator)	風力発電所の発電装置。風力発電システムのうち、発電所の構外に設置される遠隔監視制御装置、表示板等を除く。
風力発電所 (Wind Power Station)	一グループまたは複数グループの風力発電装置。
ウィンドファーム (Wind Farm)	複数の風力発電装置からなる風力発電所。ウィンドパークとも呼ばれる。
系統連系 (Grid Connection)	風力発電等の発電設備と電気事業者の商用電力系統と連系して負荷機器に電力を供給すること。
DC リンク方式 (DC Link System)	交流電力系統と連系する風力発電装置で、直流出力を逆変換装置によって交流に変換して連系する方式（交流－直流－交流変換を含む）。
AC リンク方式 (AC Link System)	交流電力系統と連系する風力発電装置で、発電機から発生する交流電力をそのまま電力系統に連系する方式。
アップウィンド方式 (Upwind Wind Turbine Type)	ロータの回転面がタワーの風上側に位置する水平軸形風車の形式。
ダウンウィンド方式 (Downwind Wind Turbine Type)	ロータの回転面がタワーの風下側に位置する水平軸形風車の形式。



用語	内容
直結式風車 (Direct Drive Turbine)	ロータ主軸が増速機を介さないで発電機に結合された風車。
ヨー制御 (Yaw Control)	風車回転面を変動する風向に追尾させる制御。風車の保護や出力制御のために方位を制御することもある。
ピッチ制御 (Pitch Control)	ブレードの取り付角（ピッチ角）を変化させる制御。
固定ピッチ (Fixed Pitch)	ピッチ角を固定したプロペラ形風車のロータ形式。
可変ピッチ (Variable Pitch)	ピッチ角が可変であるプロペラ形風車のロータ形式。
ストール (失速) 制御 (Stall Control)	ブレードに発生する失速現象を利用する出力制御方式。
出力制御 (Power Control)	風車出力（発電電力量）を制御すること。
ソフトスタート (Soft Start)	誘導発電機を直接連系する方式の風力発電装置において、サイリスタ（電流の流れを制御する半導体素子）等を用いて系統接続時の突入電流を制御すること。または、逆変換装置を風力発電装置において、発電開始時の急激な出力の増大を防ぐように制御を行うこと。

## 2. 風況等の環境条件および資源評価

用語	内容
風速 (Wind Speed)	風として空気が移動する速さのことである。気象庁などで通常使われる単位は m/s、国際的にはノット (kt) が用いられる。測定には風速計が使用される。日本国内において単に「風速」という場合、地上気象観測では、地上約 10m の高さで 10 分間の平均風速をあらわす。 空間内での特定の一点における風速は、その点の周りの少量の空気の運動速度であり、一つの局所風速ベクトルの長さである。
平均風速 (Mean Wind Speed)	風速の瞬時値を、所定期間内で統計的に平均したもの。所定時間は数秒から数年の場合がある。月平均風速、年平均風速等が使われる。
年平均風速 (Annual Mean Wind Speed)	年平均の用語の定義に従って平均した風速で、年平均とは、十分な期間にわたって集めた十分な量のデータセットを平均した値であって、測定対象の期待値を推定できるもの。平均を計算する期間は、季節差等の非定常効果をならすため、年数は整数とする。
瞬間風速 (Instantaneous Wind Speed)	ある短期間 (0.1-数 10 秒間) の平均風速。気象庁および IEC では 3 秒平均の風速値であり、気象庁の場合は 0.25 秒間隔の測定値 12 個の平均値である。
最大風速 (Maximum Wind Speed)	ある期間内 (時間・日・月・年等) における最大の風速で、通常 10 分間の平均値をとっている。

用語	内容
瞬間最大風速 (Maximum Instantaneous Wind Speed)	特定の時間、期間の中での瞬間風速の最大値。通常測定時間、0.1～数10秒間の平均値の最大値をとる。
風速分布 (Wind Speed Distribution)	確率分布関数であって、ある長時間内の風速の分布を示すもので、ワイブル分布関数、レーレ分布関数等がある。
最多風速出現頻度 (Maximum Occurrence Frequency of Wind Speed)	ある期間内(月・年等)における風速の出現度数の最も多いもの。
極値風速 (Extreme Wind Speed)	t秒間で平均した最大平均風速で、T年間(再現期間:T年間)で経験しそうな風速で、風車の設計荷重ケースに用いる。JIS規格では、再現期間はT=50年および1年、ならびに平均時間はt=3秒およびt=10分を用いる。
耐風速 (Survival Wind Speed)	構造物が耐えられるよう設計された最大風速の一般名称。
突風 (Gust)	風速の一時的な変化で、その立ち上がり時間、変動幅および継続時間で規定される。
突風率 (Gust Factor)	ある時間内における最大の瞬間風速 $U_{max}$ を平均風速 $U_m$ で割った値。( $G = U_{max}/U_m$ )
乱流強度 (Turbulence Intensity)	風速の標準偏差の平均風速に対する比で、指定の時間内に採取した同一の風速データセットから決定する。
風速の高度分布 (Wind Profile)	風速の鉛直方向分布。数学的表現として、対数則と指数則がよく用いられる。
ウィンドシア (Wind Shear)	風向に対して垂直な面内における風速の鉛直方向の変化。一般的に指数則として知られる。
風向 (Wind Direction)	風が吹いてくる方向。例えば、“北風とは北から吹く風”、“山風とは山から谷に向かって吹く風”の意味である。風向は一般的に南、南南西、南西などといった16方位で表すが、国際式の風向は、真北を基準に東が90度、南が180度といったように時計周りに表す360方位を使っている。無風状態で方位が定まらない場合は0度または calm で表す。風向は時間により刻々変化している。よって、簡単に風向という場合は、10分間平均を表している。
風向頻度 (Frequency Distribution of Wind Direction)	ある地点のある期間(月・年等)における各方位別の風向の出現度数。
風配図 (Wind Rose)	ある地点のある期間における各方位別の風向の出現度数を、放射状のグラフに表したものを。

用語	内容
基準風速 ( $V_{ref}$ : Referene Wind Speed)	WTGS (風力発電システム) クラスを定義するための基礎となる風速の基本パラメータ。その他の設計関連の気象パラメータは、基準風速およびその他の基本 WTGS クラスパラメータから導かれる。(基準風速 $V_{ref}$ のクラスで設計された WTGS は、風車のハブ高さにおける再現期間 50 年の極値 10 分間平均風速が $V_{ref}$ 以下の気象環境に耐えるように設計されている。)
自由気流風速 (Free Stream Wind Speed)	通常はハブ高さにおける、乱されない自然の気流の速さ。
粗度長 (Roughness Length)	風速の高度分布が対数則に従うとした場合、平均風速が零となる外挿高さ。
風力発電ポテンシャル (Potential of Wind Power)	ある地域における風力エネルギーの利用に関して、種々の制約を考慮した上で、エネルギーとして開発利用の可能な量。

### 3. 構成要素

用語	内容
風車ロータ (Rotor)	風車において、風からエネルギーを吸収するために回転する部分。ブレード、ハブ、シャフト等から構成される。
ブレード (Blade)	風車の回転羽根。(抗力形風車の羽根はパドルと呼ばれる。)
ハブ (Hub)	ブレード、またはブレード組立部品をロータ・シャフトに取り付けている部分。
ナセル (Nacelle)	水平軸風車において、タワーの上部に配置され、動力伝達装置、発電機、制御装置等を格納するもの。
主軸 (Rotor Shaft)	ロータからの動力を発電機に伝達する回転軸。増速機付きの風車においては、低速軸および高速軸の総称。
増速機 (Gearbox)	入力軸 (ロータ・ハブ) の回転速度を、増速して出力軸 (発電機) に動力伝達する装置。
誘導発電機 (Induction Generation, Asynchronous Generator)	固定子と回転子との電磁誘導作用によって電力を発生する非同期発電機。電力系統等から励磁電流を得て並列運転し発電する。
同期発電機 (Synchronous Generator)	定常運転状態において、同期速度で回転する交流発電機。励磁装置等を持ち、単独運転が可能で独自に発電できる。
多極同期発電機 (Multi-Pole Synchronous Generator)	低回転速度で用いるために多極化した交流発電機。
支持構造物 (Support Structure)	タワーおよび基礎からなる風車の一部分。
タワー (Tower)	風車ロータ、動力伝達装置、発電機等を地上から適切な高さに支持するための架台。
基礎 (Foundation)	タワーの荷重を地盤に伝えるための工作物。

用語	内容
電気設備 (Site Electrical Facilities)	風車を電力系統に連系するために必要なすべての電気関連設備。
電力系統 (Electric Power System)	発電所、変電所および負荷とこれらを結ぶ電線路からなり、発電電力を負荷に送る電力設備網。
電力変換装置 (Electric Power Conversion System)	AC から DC に、DC から AC に、または周波数、もしくは電圧が異なる AC から AC に変換する装置。
送配電設備 (Power Collection System)	風車からの電力を集めて電力系統の変圧器へ、または電力負荷へ送るための電気設備。
運転制御装置 (Control System)	風車や周囲の状態の情報を受け、風車の運転を制限内に保つよう調整する装置。
ヨー制御装置 (Yaw Control System)	風向とロータ軸との偏差角を任意の角度内に制御する装置。
ピッチ制御装置 (Pitch Control System)	風車の回転数や出力を制御するため、ブレードのピッチ角を変化させる装置。
ブレーキ装置 (Brake)	風車ロータの回転速度を緩めたり、回転を静止させたりすることができる装置。

#### 4. 性能評価および設計要素

用語	内容
ロータ直径 (Rotor Diameter)	風車ロータの直径。ロータ軸中心からブレード先端までの距離の 2 倍。
受風面積 (Swept Area)	ロータブレード先端の回転による軌跡が、風向に垂直な平面に投影した面積。
ハブ高さ (Hub Height)	風車ロータ中心の地上/平均潮位面からの高さ。垂直軸ダリウス風車の場合には、赤道面の高さ。
出力 (Power)	風力発電装置が発生する電気出力 (kW)。
出力性能 (Power Performance)	風車の出力を生み出す能力を表す尺度。
出力曲線 (Power Curve)	横軸に風速、縦軸に風車出力をとり、曲線またはプロットされたデータ群。
出力係数 (Power Coefficient)	ロータ受風面積を単位時間に通過する自由空気流の運動エネルギーに対する風力発電装置の正味出力の比。
ピッチ角 (Pitch angle)	ブレードのある半径方向位置 (通常はブレード半径の 100% 位置) における、翼弦とロータ回転面のなす角度。
ロータ回転速度 (Rotor Speed)	風車ロータの軸まわりの回転数 (r/min)。
前方風速 (Free-Stream Wind Speed)	風車ロータに流入する十分に前方の風の、ロータ面に垂直方向の風速。
周速比 (Tip Speed Ratio)	風速に対する翼先端の周速度の比。
ソリディティ (Solidity)	受風面積に対する翼の方向に垂直な面への投影面積の割合。
風車後流 (Wake)	風車に流入した空気流の風車ロータの後方流れ。一般に、流入風に対して乱流強度が大きく、風速が低くなる。

用語	内容
カットイン風速 (Cut-in Wind Speed)	ハブ高さにおける風速で、風車が発電を開始する最低風速。
定格風速 (Rated Wind Speed)	風車に定格出力を与えるハブ高さにおける規定の風速。
カットアウト風速 (Cut-out Wind Speed)	ハブ高さにおける風速で、風車が発電するよう設計された最大風速。これ以上の風速になると、風車の安全を確保するために発電を停止する。
定格回転速度 (Rated Rotor Speed)	定格出力を発生する風車ロータ回転数。
定格出力 (Rated Power)	安全に使用できる限界の値を定格といい、機器または装置の所定の運転状態における出力の値。正常運転条件下でWTGSが供給するよう設計された最大連続出力。通常は製造業者が保障する出力の量。
最大出力 (Maximum Power)	正常な運転状態にある風車が発生する正味出力の最大値。
利用可能率 (Availability)	ある期間中において、全暦時間から保守および故障による停止期間を差し引いた値の、同期間中の全暦時間に対する比。
設備利用率 (Capacity Factor)	ある期間中における風車総発電量の、同期間中に定格出力で運転したと仮定して風車が発生可能な発電量に対する比。
年間発電電力量 (Annual Energy Production)	風力発電装置の1年間の発電量。推定値は、実測したパワー曲線とハブ高さにおける風速出現頻度分布をもとに、100%の利用可能率を仮定して計算する。実測値と区別するために推定年間発電量とも言う。
正味年間発電電力量 (Net Annual Energy Production)	年間発電量に利用可能率や出力補正係数出力係数、ウエイクロス等を考慮して計算した発電量。
出力補正係数 (Power Factor)	風車の出力性能曲線に対して、複雑地形等による風速・風向の乱れ、ウエイク等の発電電力量の損失を差し引いた割合係数。
ビンの方法 (Method of Bins)	風速の区間(ビン)ごとに試験データを分類するデータ処理方法。ビンごとにサンプル数と総和を記録し、平均値を計算する。
複雑な地形 (Complex Terrain)	地形が変化に富み、または障害物が存在して風がゆがめられやすい地理形状。
サイト・キャリブレーション (Site Calibration)	試験サイトにおいて、風車設置点に一時的に設置された風向風速計に流入ハブ高さの風速および風向と、性能計測に使用する風況観測マストで計測される風速および風向のデータを取得し、風車に流入する地形による流れの歪みを補正すること。
試験サイト (Test Site)	性能計測を行う風車とその周辺を含む土地。

## 5. 安全基準・保護装置

用語	内容
過速度(過回転) (Over Speed)	定格速度または、規定速度よりも高い回転速度のこと。

用語	内容
発電機過負荷 (Generator Over Load)	発電機出力が定格または規定出力を超えること。
振動過大 (Excessive Vibration)	機器（ナセル・タワー・増速機・発電機等）が、規定の振動よりも大きな振動になること。
設計荷重ケース (Design Load Case)	風力発電装置の設計に用いる外的運転条件、故障・輸送・建設・保安等を考慮した荷重の条件。
荷重ケース (Load Case)	風力発電システムに加わる荷重で、設計条件と外部条件との組み合わせで決定される。
設計条件 (Design Situation)	発電、パーキング等、風車の運転が可能なモード。
外部条件 (External Conditions)	風車の運転に影響を与える要素であって、風の条件およびその他の気象条件（雪、氷等）からなる。
設計限界 (Design Limits)	設計に用いられる最大値または最小値。
フェザリング (Feathering)	風の入力に対し回転方向の力が生じないように、ブレードのピッチ角を風向きに平行にすること。
アイドリング (Idling)	風力発電機が低速回転して、発電をしていない状態。
パーキング (Parking)	風車が平常停止後に戻る状態。静止状態またはアイドリング状態にあることを言う。
停止 (Shut Down)	発電と静止またはアイドリングとの間の風車の過渡的状态。
安全寿命 (Safe Life)	重大事故の確率を定めた場合の運用寿命。
避雷器 (Surge Arrester)	電気装置を落雷等による過渡高電圧から保護し、続流の継続時間としばしば振幅を制限するように設計されている装置。用語「避雷器」は、それが装置の必要不可欠な部分として供給されるかどうかにかかわらず適切な動作のために必要な外部直列ギャップも包含する。
雷保護装置 (Lightning Protection System)	構造体およびその内容物を雷撃から保護するために用いる完結したシステム。
サージ保護装置 (Surge Protective Device)	過渡高電圧を制限して、サージ電流を迂回させるための装置。

## 6. 環境への影響

用語	内容
風車の騒音 (Acoustic Noise)	ブレードからの風切り音やナセルからの機械音等、聞いて好ましくない音。
音響基準風速 (Acoustic Reference Wind Speed)	粗度長 0.05m、高さ 10m における 8m/s の風速。
見かけの音響パワーレベル (Apparent Sound Power Level)	音響基準風速において、風下方向で測定される風車の音響放射出力と同じ出力をもち、ロータ中心にあると仮定した点音源の、1pW を基準とする A 特性音響パワーレベル。
電波障害 (Electromagnetic Interference)	ブレードやタワーが電波を反射、または遮蔽して通信、TV 電波等に障害を与えること。

用語	内容
景観影響 (Visual Impact)	風車を建設することによる景観への影響。
環境影響評価 [環境アセスメント] (Environmental Impact Assessment ; EIA)	自然環境に与える正および負の効果を分析し、負の効果に対して問題点の抽出と対応策の導出を行って評価を行う手法。
バードストライク (Bird Strike)	鳥類が回転中のブレード等に衝突し、死傷する事故。

## 7. 洋上風力発電

用語	内容
着床式洋上風車 (Bottom-Mounted Offshore Wind Turbine)	支持構造物が流体力荷重にさらされる風車。一般には、海岸線から離れた沖合に設置した風車。海上・湖沼・河川等の水域を利用して、直接、海底に風力発電装置、制御・監視装置を設置し、発電するシステムである。海底に基礎を立てる着床式が現状では一般的であるが、水深の深い場所にも設置可能な、洋上に浮体を浮かべて風車を設置する浮体式（フローティング式）や、風車を浮体ごと移動可能なセイリング式も検討されている。
水深 (Water Depth)	定義された海水面（例えば、平均海面）と海底の垂直距離。
海底 (Seabed)	海底面の下で、支持構造物を埋め込む所。
海底面 (Sea Floor)	海と海底との境界面。
海底勾配 (Sea Floor Slope)	砂浜から連想されるような海底面の局所的な傾斜。
海底変形 (Seabed Movement)	自然の地質作用によって海底が移動すること。
水流 (Current)	通常、流れの速度および方向を用いて示す、特定の場所を通過する水の流れ。
潮流 (Tidal Current)	潮汐による水流。
恒流 (Residual current)	潮流以外の水流成分。
流向 (Current Direction)	流れ去る方向。
潮汐 (Tides)	天文学的な力によって発生する規則的、かつ予測可能な海の運動。
潮差 (Tidal Range)	最高天文潮位と最低天文潮位との差。
津波 (Tsunami)	海底面の急激な鉛直運動によって起きる長周期の海の波。
波高 (Wave Height)	ゼロアップクロス法による個々の波の水面における点の最高点と最低点との間の鉛直距離。
波向 (Wave Direction)	波が伝播してくる平均方向。
波の周期 (Wave Period)	ゼロアップクロス法による波を区切る二つのゼロアップクロス点間の時間間隔。
うねり (Swell)	局地的に発生したものではなく、サイトから離れた場所の風によって発生した風がサイトまで伝播してきた海況。

用語	内容
有義波高 (Significant Wave Height)	ある海況における波の高さの統計的指標。海面高さの標準偏差を $\sigma_n$ としたとき、 $4 \times \sigma_n$ と定義する。波周波数が狭帯域に限られる海況では、有義波高(Hs)はゼロアップクロス法による波全体の波高値の大きい方から1/3までの平均波高に近似的に等しい。ゼロアップクロス法による波全体の波高値の大きい方から1/3までの平均波高(H <sub>1/3</sub> )は、深海の海面では、波スペクトルの形にかかわらず、平均でH <sub>1/3</sub> =0.95Hsとなる。
極値有義波高 (Extreme Significant Wave Height)	年間超過確率1/N(再現期間:N年)の、3時間にわたって平均した最高有義波高の期待値。(観測時間の制限等で3時間にわたる平均値が取得できない場合、安全側の値になる限りにおいて3時間より短い時間での平均値を用いても良い。)
極値波高 (Extreme Wave Height)	個別波の最高波高(一般にゼロアップクロス法による波の波高)の年間超過確率1/Nの期待値。
吹送距離(Fetch)	風がほぼ一定の風速および風向で海上を吹き抜ける距離。
最高天文潮位 (Highest Astronomical Tide)	あらゆる天文学的条件の組合せおよび平均的な気象条件において、発生が予測できる最高静水位。気象学的に発生し、かつ基本的に不規則な高潮は、潮位の変化に重なるため、全体的な静水位は最高天文潮位より高くなることもある。
最低天文潮位 (Lowest Astronomical Tide)	あらゆる天文学的条件の組合せおよび平均的な気象条件において、発生が予測できる最低静水位。気象学的に発生し、かつ基本的に不規則な高潮は、潮位の変化に重なるため、全体的な静水位は最低天文潮位より低くなることもある。
平均潮位 (Mean Sea Level)	波、潮汐および高潮による変動を除外するに十分な期間にわたる海面の平均水位。
平均ゼロクロス周期 (Mean Zero Crossing Period)	ある海況におけるゼロクロス法による波(基準線を上方または下方へ超える波)の平均周期。
基礎 (Foundation)	洋上風車支持構造物の内、構造物に作用する荷重を海底に伝える部分。
支持構造物(Support Structure)	タワー、下部構造および基礎で構成する洋上風車の部分。
洗掘 (Scour)	水流および波による、または海底面より上の自然流況を妨げる構造要素による海底地盤の除去。

参考) 日本工業標準調査会(2005): 風力発電システム-第0部: 風力発電用語 JIS C 1400-0

日本工業標準調査会(2014): 風車-第3部: 洋上風車の設計要件 JIS C 1400-3

NEDO(2008): 風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)

茅 陽一監修(2003): 新エネルギー大辞典、工業調査会

牛山 泉編著(2005): 風力エネルギー読本、オーム社

牛山 泉(2010): トコトンやさしい風力発電の本、日刊工業新聞社