

3.3 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が望まれる。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、引いては事業の利益率を上げることに繋がることから重要である(3.10 節、事業性の評価を参照)。また、施設運開後もオンサイトの観測データを長期に亘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)に関する調査手法について取りまとめる。

3.3.1 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。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掛けることになるが、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」及び「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」及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 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。

本要件からみれば、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、浮体式については後述するように、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は、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、実証試験等では研究面から上空の風況特性を調査するために、タワーにドップラーライダ等を搭載している数多くの事例がある。

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 3.3.1-10、参照)を参考にして、観測タワー高度及び観測高度を以下のように設定した。

*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(p.129 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。

✓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。

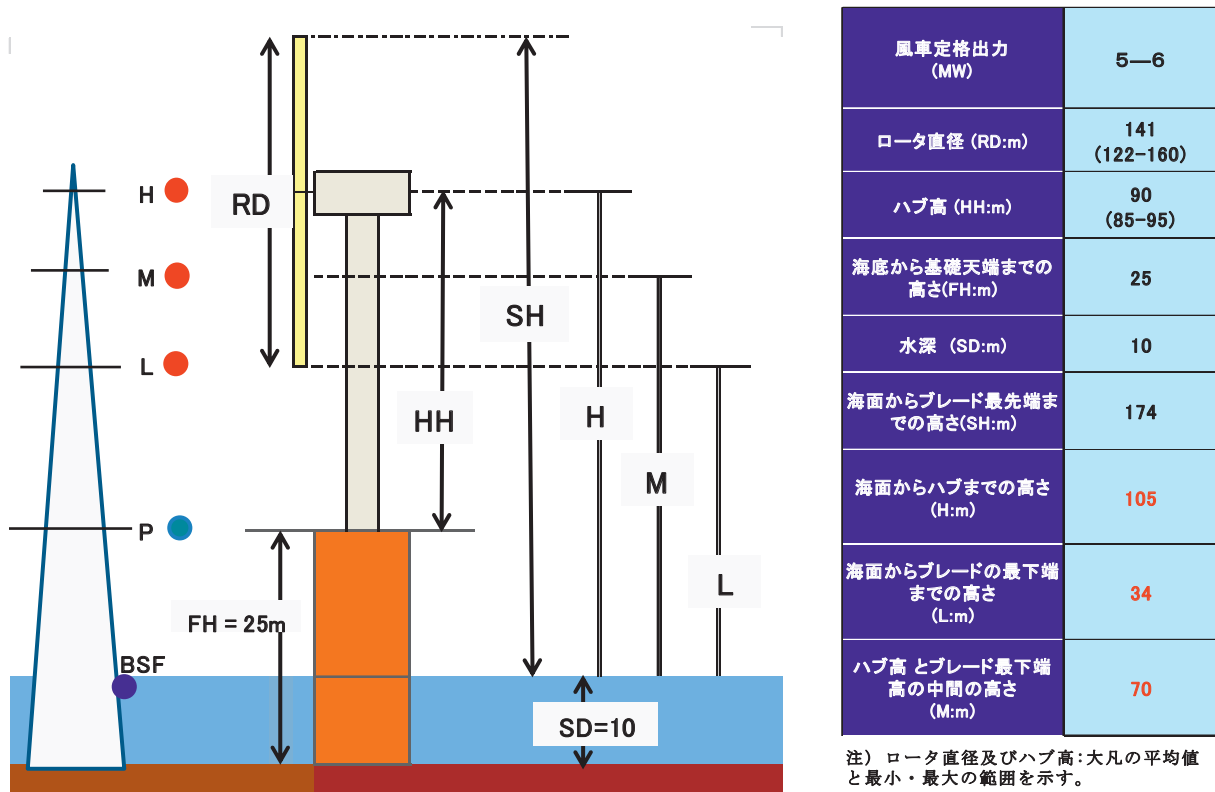


図 3.3.1-1 洋上風況観測タワーの高さに係る検討例

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

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 3.3.1-1 に示す。三杯型風速計と矢羽根式風向計は同じ観測高度に複数個のセンサを取る付けることとしているのは、

*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)。

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、解析にはウエイクの影響のないセンサのデータを用いる。表中の超音波風向風速計及びドップラーライダの設置は、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、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 3.3.1-1 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)			35	70	100	各観測層にセンサを2-3個設置
風向計(矢羽根式)			35	70	100	
超音波風向風速計			35		100	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	35		100	
温度差計		15			100	
気圧計		15				
水温計	-1					海水面下1m

注) 観測高度の記号は図3.3.1-1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みられる。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も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

海上風の観測は、その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年(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、海底地形条件等を考慮して複数点で測定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及びデータの解析方法について示す。

①データの処理

観測データは、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

高度別観測データの一つがバックアップデータとして利用が可能な場合、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並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 3.3.1-2 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 3.3.1-2 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。 $\text{乱れ強度} = \frac{\text{風速の標準偏差}}{\text{平均風速}}$
風力エネルギー	風速の鉛直分布	年間	実測データ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。 $V / V_1 = (z / z_1)^{1/n}$
	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 = $\frac{\text{対象期間の時間数} - \text{同期間の保守及び故障による停止時間数}}{\text{対象期間の時間数}}$

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。その際の評価の目安として主なものを以下に示す。

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

事業を検討する目安は、海面上 70 m 高での年平均風速が 7 m/s 以上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 3.3.1-2)。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 風向及びこれらの風向と対称となる風向の合計 6 方位を呼ぶ。

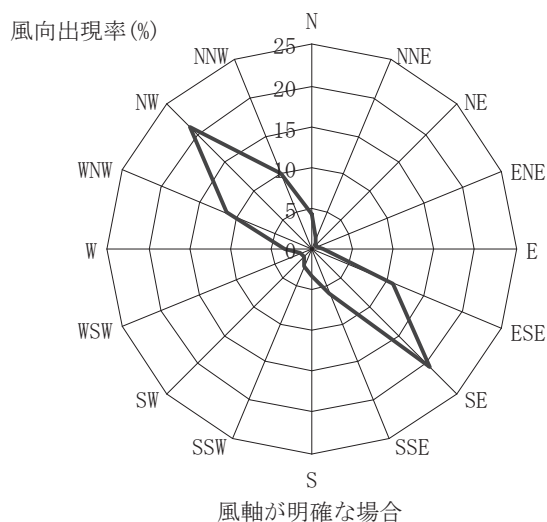


図 3.3.1-2 風配図の例

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) 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 $400\text{W}/\text{m}^2$ 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/m²]

ρ : 空気密度[kg/m³]

V : 1時間平均風速[m/s]

T₀ : 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当たっては、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 : 95%(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)とされている。

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

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。ここでは研究概要と取得された風況データの解析結果の一部を紹介する。

① 銚子沖

銚子沖における洋上風況観測タワーは、表 2.4.2-3 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 100m、三角断面鋼管トラス構造、支持構造物は重力式である(図 3.3.1-3)。表 3.3.1-3 には観測計画を示しているが、気象関係の観測機器は 15m から 95m までの 10 層に設置され、三杯型風速計と矢羽根式風向計は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観測機器が取り付けられている(図 3.3.1-3;表 3.3.1-4)。

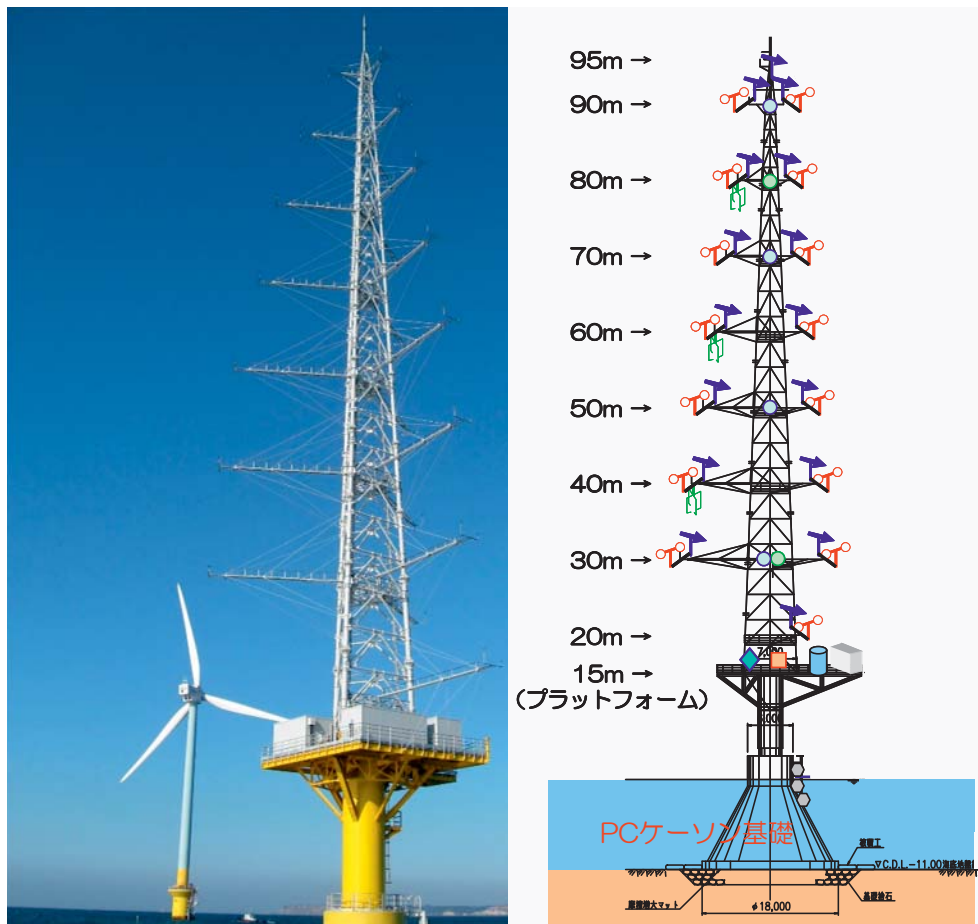


図 3.3.1-3 銚子沖の洋上風況観測施設(左図)と観測機器の設置状況(右図)
(東京電力資料)

表 3.3.1-3 気象関係の観測計画(東京電力資料)

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 3.3.1-4 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										

注) 数字はセンサーの設置基数。数字のない計器は1基の設置。

これまで得られた風況データから、当該海域の風況特性は以下のようにまとめられる。なお、風況観測データは海面上 90m 高の 2013 年 2 月から 12 月までの 11 ヶ月の観測結果である(9 月と 10 月は欠測が多い)。

- ✓海面上 90m における期間平均風速は 7.5m/s であった(図 3.3.1-4)。なお、月平均風速の最大月は、2013 年 4 月の 10m/s(海面上 90m)であった(図 3.3.1-4)。
- ✓海面上 90m における最大風速は 31.7m/s(瞬間最大風速:39.1m/s)で、台風 1326 号によるものであった。
- ✓寒候期(12 月~2 月)には陸風(北西の季節風)、暖候期(6 月~8 月)には海側風向(海風)の発生頻度が高い傾向が認められる(図 3.3.1-5)。
- ✓風向の日変化は、暖候期には深夜から早朝(2 時から 9 時)以外は海風、寒候期には終日、陸風の発生頻度が高い(図 3.3.1-6)。
- ✓期間中の卓越風向は海風である南南西(SSW)からの風が卓越している(風軸は SSW—NNE)(図 3.3.1-7)。

- ✓ 一般に海風よりも陸風(2月,11月,12月)の方が乱れ強度は大きい(図 3.3.1-8)。
- ✓ 西よりの風では風上側に位置する風車の影響(ウエイク)により平均風速が弱まり、乱れ強度が大きい(図 3.3.1-9)。
- ✓ 風速階級別乱れの強さからも海風よりも陸風の方が乱れ強度は大きいことが認められる。いずれの場合も平均風速が 20m/s を超えると乱れ強度が増加する傾向がみられるが、IEC カテゴリ C を超える乱れの強さは全て陸風の時に発生しており、海風の場合には平均風速 25m/s 以上のデータで IEC カテゴリ C を超えることはなかった(図 3.3.1-10; 図 3.3.1-11)。

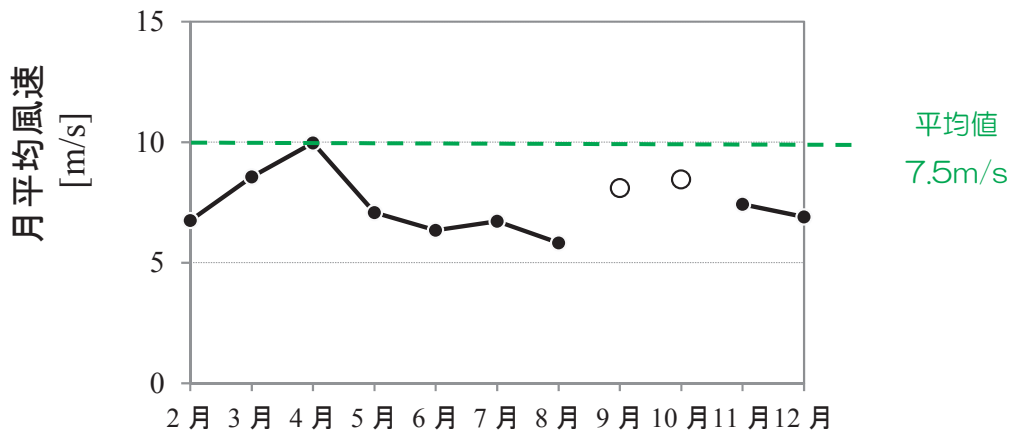


図 3.3.1-4 月別平均風速の時系列図(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)
(東京電力・東京大学資料)

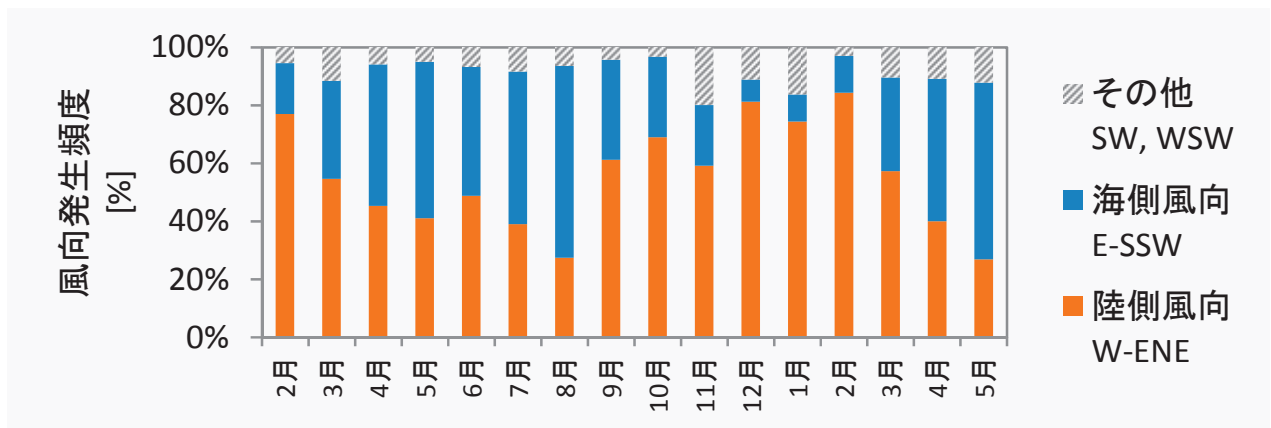
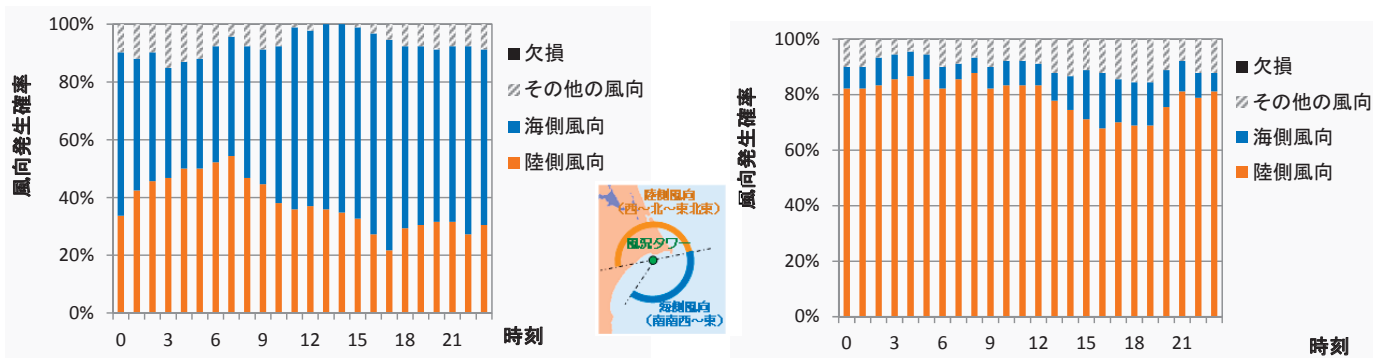


図 3.3.1-5 月別風向発生頻度の時系列図(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)
(東京電力・東京大学資料)



暖候期：6月～8月

寒候期：12月～2月

図 3.3.1-6 時別風向発生頻度の日変化図(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)

(東京電力・東京大学資料)

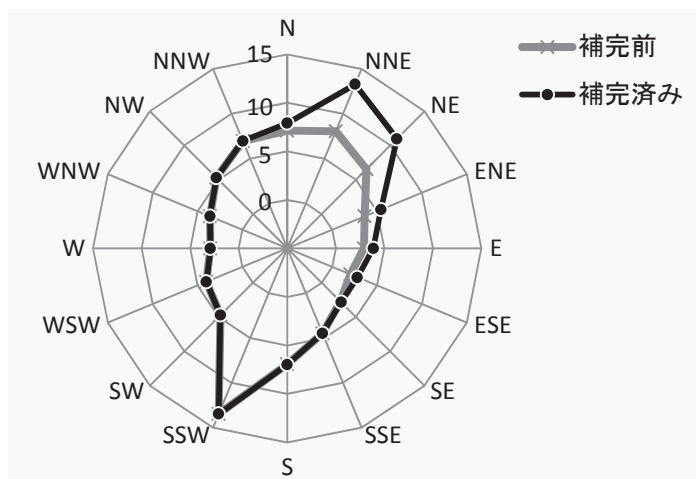


図 3.3.1-7 風配図(ウインドローズ)(海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月)

(東京電力・東京大学資料)

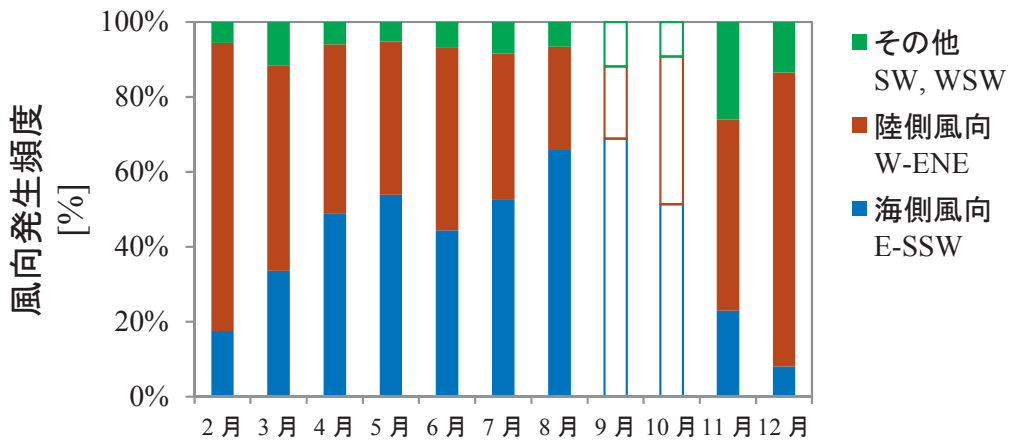
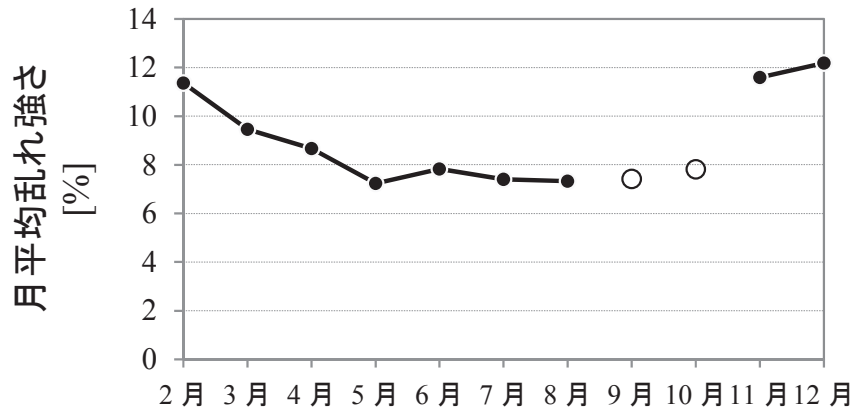


図 3.3.1-8 月別平均乱れ強度の時系列図と月別風向発生頻度 (海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月) (東京電力・東京大学資料)

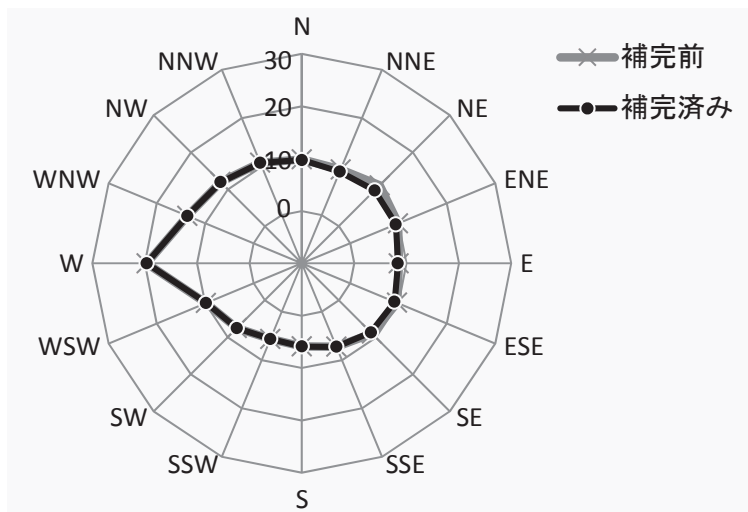


図 3.3.1-9 風向別乱れ強度 (海面上 90m : 2013 年 2 月～12 月) (東京電力・東京大学資料)

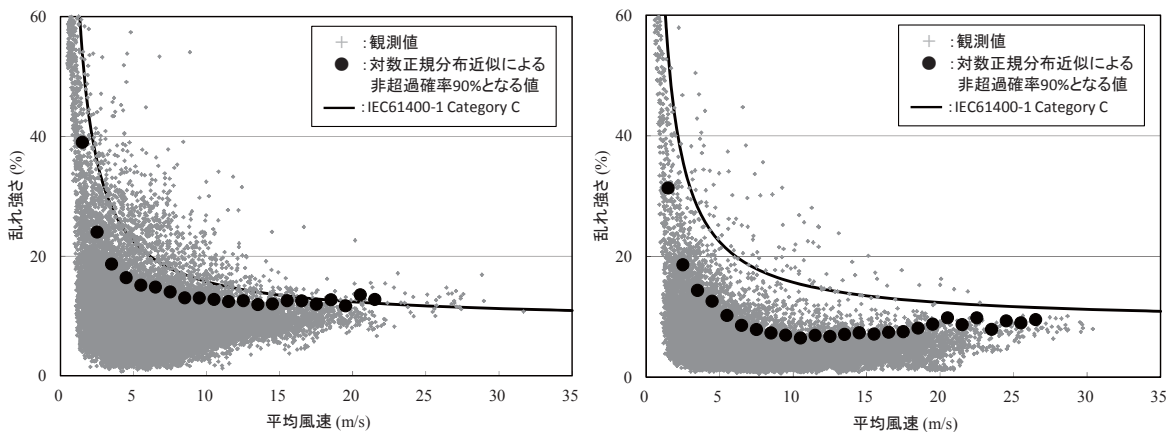


図 3.3.1-10 風向別風速階級別乱れ強度 (左図:陸風, 右図:海風)
 (海面上 90m : 2013 年 2 月~12 月) (東京電力・東京大学資料)

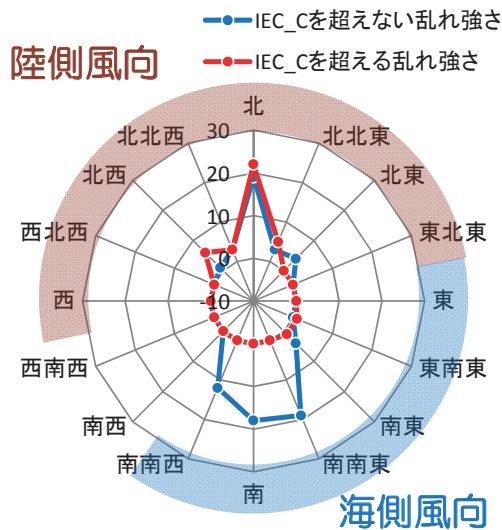


図 3.3.1-11 風向別乱れ強度発生頻度 (海面上 90m : 2013 年 2 月~12 月)
 (東京電力・東京大学資料)

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 2.4.2-4 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 85m、方形断面鋼管トラス構造、支持構造物は重力・ジャケットハイブリッド式である(図 3.3.1-12)。表 3.3.1-5 には観測計画を示しているが、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、三杯型風速計と矢羽根式風向計は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観測機器が取り付けられている(図 3.3.1-12;表 3.3.1-6)。

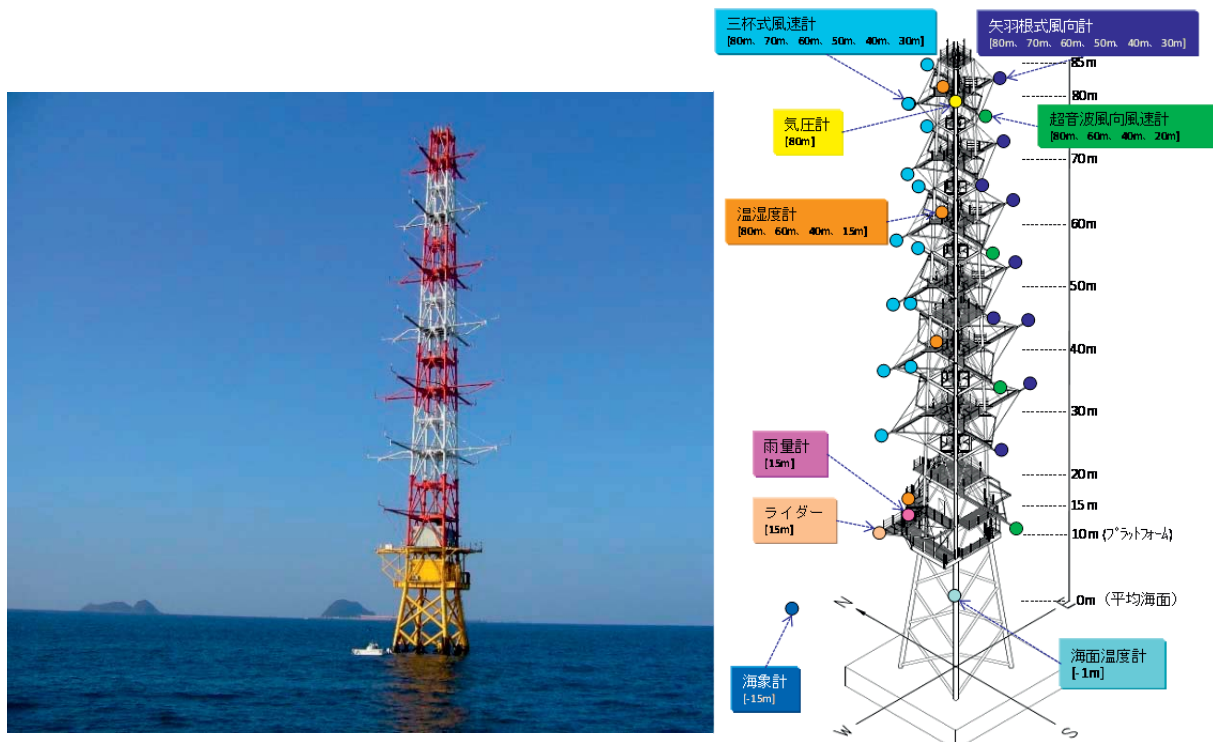


図 3.3.1-12 北九州市沖の洋上風況観測施設(左図)と観測機器の設置状況(右図)
(電源開発資料)

表 3.3.1-5 気象関係の観測計画(電源開発資料より作成)

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	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 3.3.1-6 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) 数字はセンサーの設置基数。数字のない計器は1基の設置。

これまで得られた風況データから、当該海域の風況特性は以下のようにまとめられる。なお、風況観測データは海面上 61.6m 高における 2012 年 10 月から 2014 年 6 月までの 21 ヶ月の観測結果である(1 年目の 2012 年 10 月～2013 年 9 月では高度 81.6m

2 年目の 2013 年 10 月～2014 年 6 月では高度 71.6m でデータ取得率が低い結果となった)。

✓海面上 61.6m における年平均風速は 6.7m/s(2012 年 10 月～2013 年 9 月)で、2 年目は 10-12 月で 1 年目よりも風速が大きい傾向(10 月には例年以上に台風の接近が多かった)にある(図 3.3.1-13)。

✓月平均風速の最大月は、1 年目では季節風の強まる 2012 年 12 月の 8.5m/s(海面上 61.6m)で、次いで顕著低気圧による 2013 年 4 月の 8.1m/s(海面上 61.6m)であり、2 年目では 2013 年 12 月の 8.7m/s(海面上 61.6m)であった(図 3.3.1-13)。

✓2012 年 10 月から 2013 年 9 月までの 1 年間で、海面上 61.6m における最大風速は 24.5m/s(瞬間最大風速:28.2m/s)で、これは 2012 年 12 月 5 日に日本海を低気圧の通過に伴うものであった。

✓IEC61400-1 の突風率(最大瞬間風速/平均風速=1.4)を上回る突風率は 2012 年 10 月～2013 年 9 月までの 1 年間で 4 回発生しており、その最大は 1.63 であった。

✓卓越風向は、季節により変動し、冬季の北西風(WNW)と春季から初夏の東南東風(ESE)である。また年による違いもみられ、10 月、11 月、2 月、3 月、4 月には前年と比較して大きな相違があった(図 3.3.1-14)。

✓海風のウインドシアと乱れ強度には季節変化の傾向が認められ、冬季には大気安定度が不安定(水温>気温)になるため対流が起きて、ウインドシアが小さく、乱れ強度が大きい傾向を呈する。一方、春季から初夏は大気安定度が安定(水温<気温)するため対流が抑制されて、ウインドシアが大きく、乱れ強度が小さい傾向を示す。なお、陸風のウインドシアと乱れ強度には総じて顕著な季節変化は認められない(図 3.3.1-15;図 3.3.1-16)。

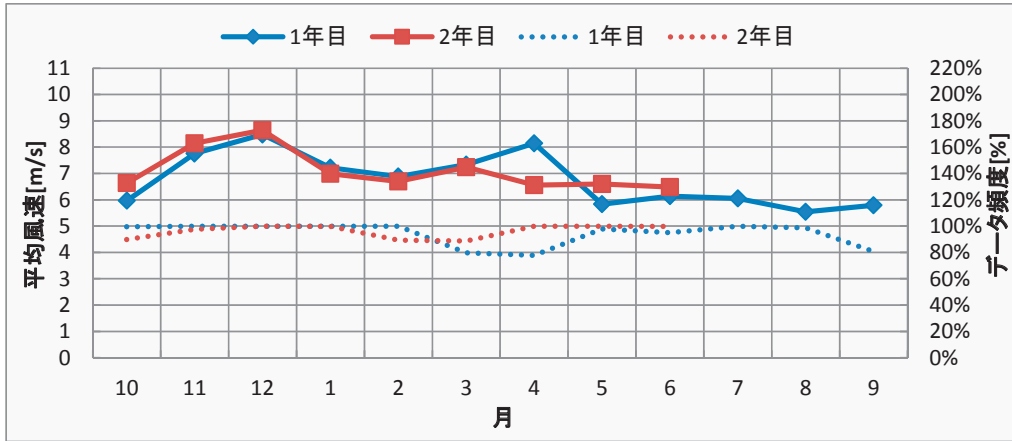
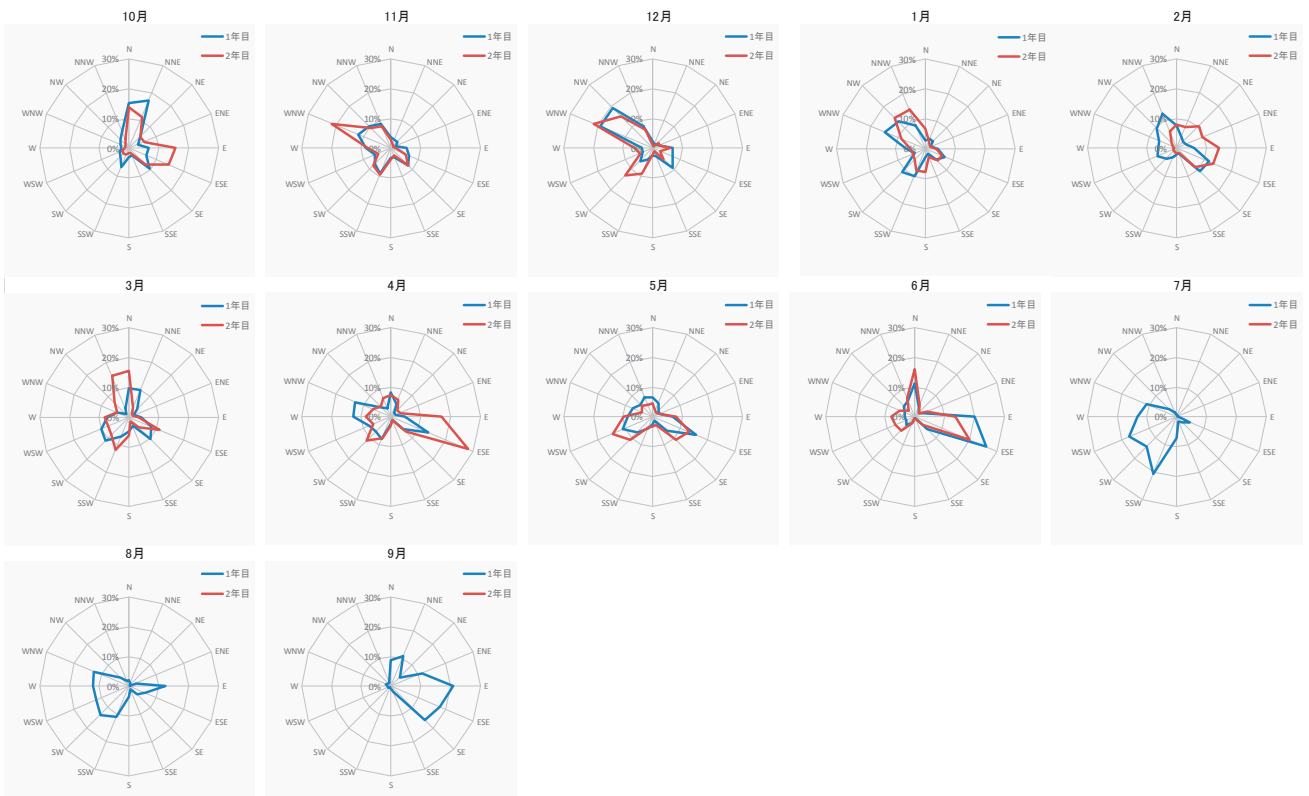
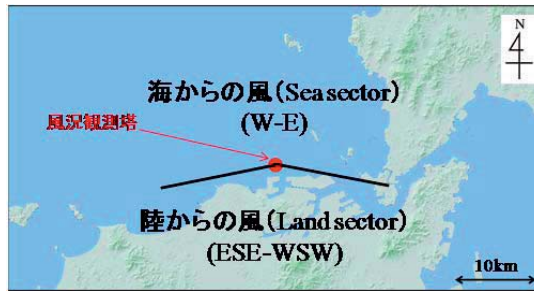


図 3. 3. 1-13 月別平均風速の時系列図(海面上 61. 6m : 2012 年 10 月~2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)

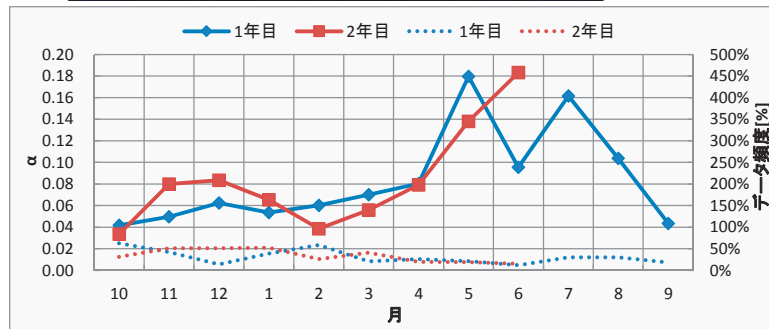


データ取得率	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
1st year	99.4%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	79.6%	77.8%	97.8%	95.0%	99.9%	98.7%	80.6%
2nd year	89.9%	97.6%	99.9%	99.8%	89.5%	88.6%	99.8%	100.0%	99.6%			

図 3. 3. 1-14 月別風配図の年別比較(海面上 61. 6m : 2012 年 10 月~2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)



海からの風



陸からの風

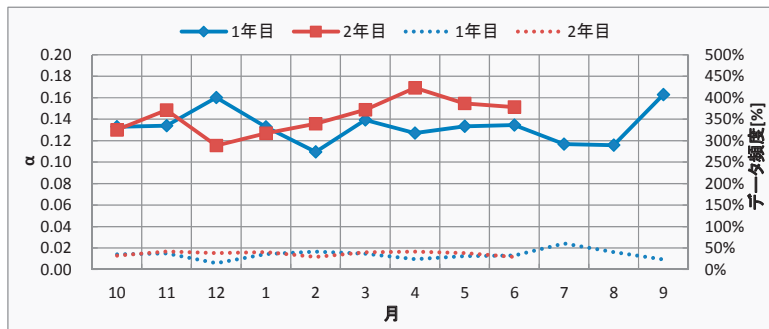
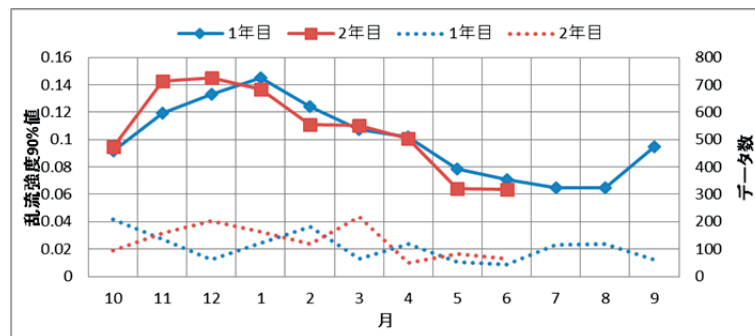


図 3. 3. 1-15 月別ウインドシェアの年変化 (2012 年 10 月～2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)

海からの風



陸からの風

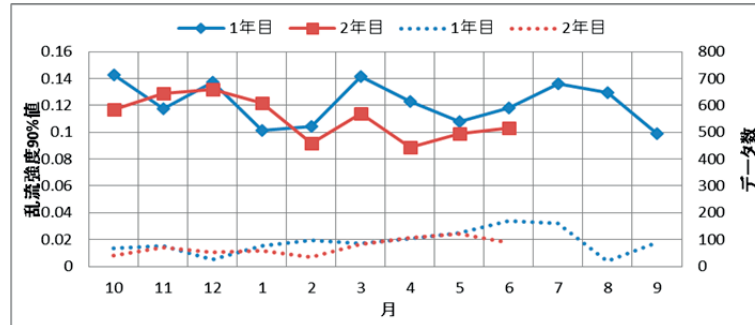


図 3. 3. 1-16 月別乱れ強度の年変化 (2012 年 10 月～2014 年 6 月)
(電源開発ら資料)

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、いくつかの洋上に気象・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3.3.1-7;図3.3.1-17)、この内、FINO1、FINO2及び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(後の観測施設は民間デベロッパーが設置)。

表 3.3.1-7 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

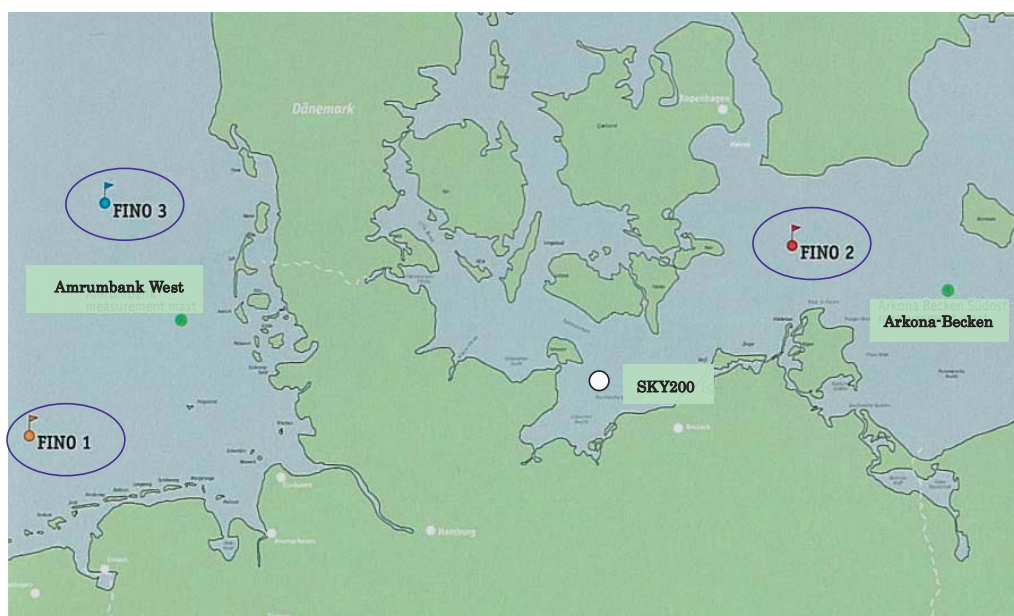


図 3.3.1-17 ドイツにおける気象・海象観測施設の位置図

b. FINO1、FINO2 及び FINO3

FINO1、FINO2 及び FINO3 の洋上風況観測タワーの概要を表 3.3.1-8 に示すとともに、各施設の外観図を図 3.3.1-18 に掲げる。

表 3.3.1-8 FINO1, FINO2 及び 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(ton)	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 euro/億円)	8.5/11.1	4.8/6.2	7.9/10.3
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€=130円として換算			



左右 : Kellner (2008) 中 : <http://fino2.de/fino2.php>

図 3.3.1-18 FINO1(左), FINO2(中) 及び FINO3(右) の外観図

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:23m,30m)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 3.3.1-19;図 3.3.1-20)。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である。

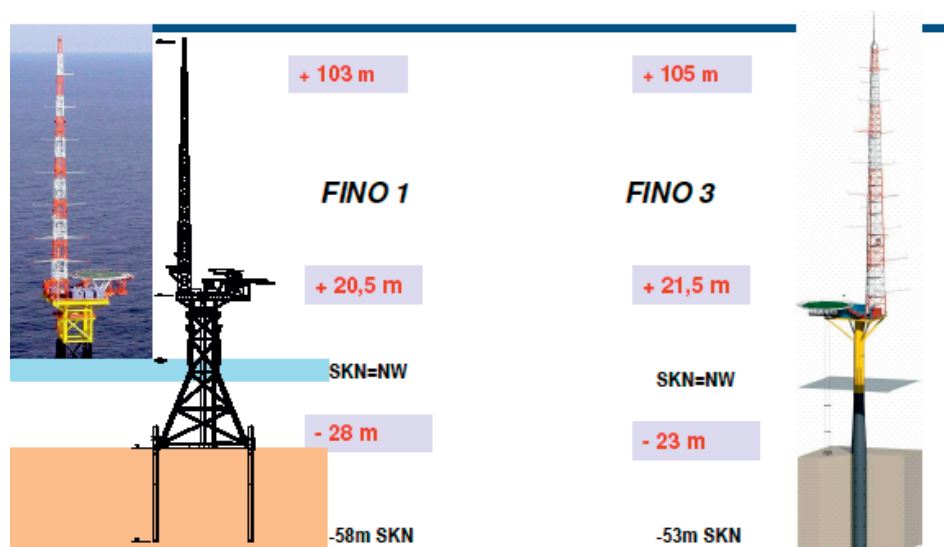


図 3.3.1-19 FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーの比較 (Kellner, 2008)

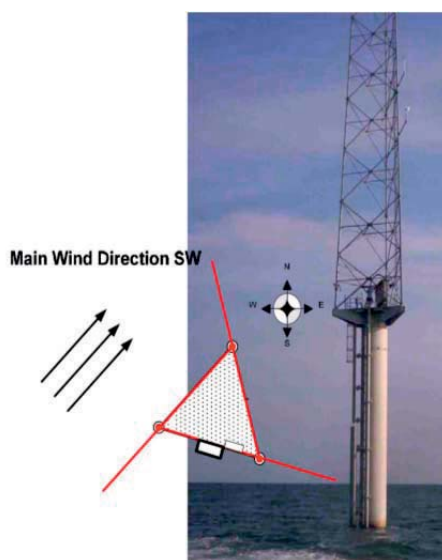


図 3.3.1-20 FINO3 タワーの形状及び観測ブームと卓越風向の関係 (Kellner, 2008)

FINO1 と FINO3 の洋上風況観測タワーにおける気象及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 3.3.1-9 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 3.3.1-9 FIN01/FIN03 の気象及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)								
FIN01	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							
FIN03	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 3.3.1-10 に示す。ドイツの FINO 施設の観測高度と比較して、商用洋上ウィンドファームに併設されている 1990 年代後半以降に建設された洋上風況観測タワーでは観測高度も 3~5 層と少ない。

表 3.3.1-10 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° 7.65' 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	2000	2300	2000	2300	3000
	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。

以下、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」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の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。

洋上において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。

①SeaZephIR

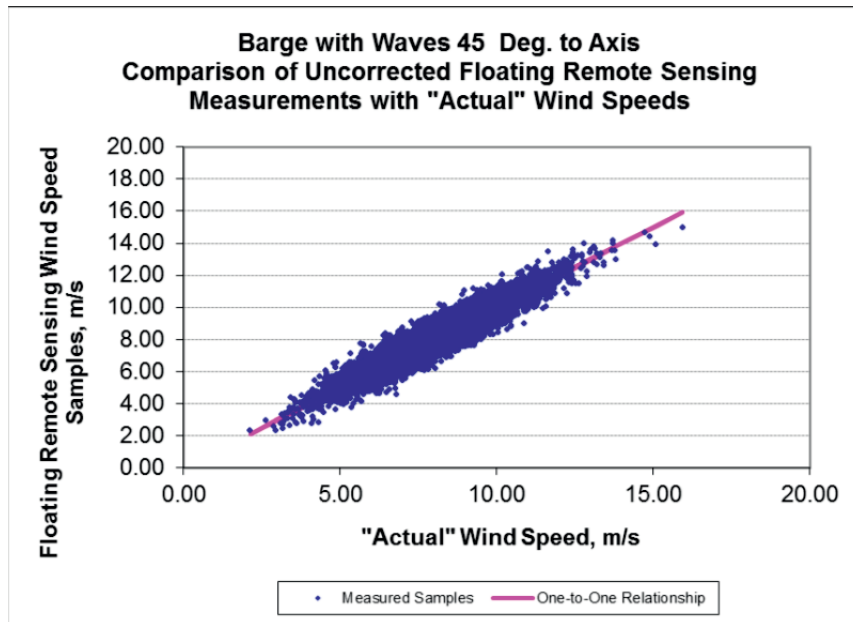
- a.開発者：DNV/ ZephIR
- b.風況観測機器：ZephIR
- c.浮体方式：スパーク型、ディスク型、バージ型、TLP型(最近、開発された方式)
- d.平均測定誤差(波高5mのケース)
スパーク型:-1.0%、ディスク型:-2.0%、バージ型:-0.2%

【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月に設置したが、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)

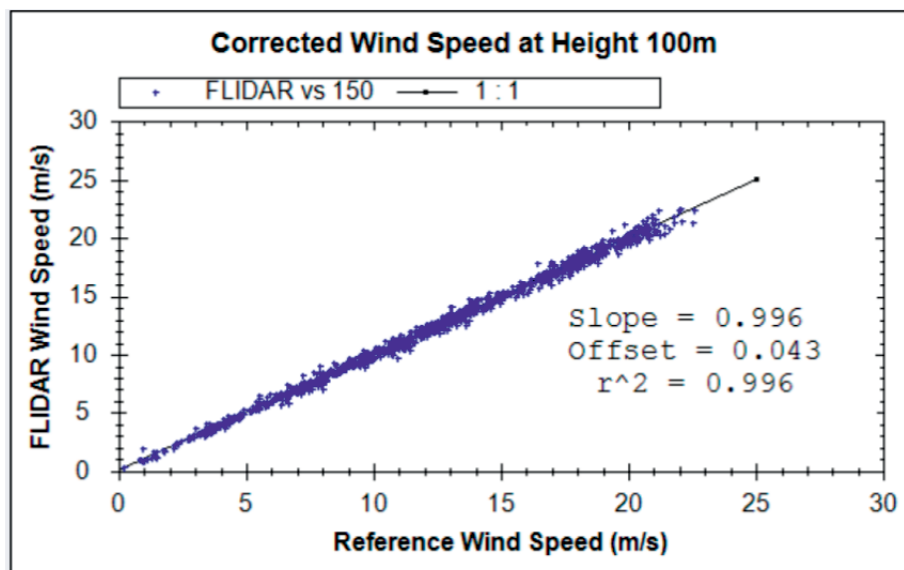
- a. 開発者： 3E/OWA
- b. 風況観測機器： WINDCUBE(測定高 40-200m)
- c. 浮体方式： ブイ型

【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：1.5million\$(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)

【豆知識 3.3.1-1】

●NEDOによる浮体式風況観測システムの研究

①洋上風況観測技術開発

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。

・2013年度より実施：大林組,大森建設

②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年度より実施：ゼニライトブイ,大阪府立大学)

*METI/MOE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3.3.1-11に掲げる。

表 3.3.1-11 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	LWEPs (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	
LWEPs (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、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は、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、風況データは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入力データを用いる。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)。

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

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

$$\text{相関係数の比} \quad \rho = \sum u_{xi} u_{yi} / \sigma_x \cdot \sigma_y > 0.8$$

ここに、 U_x と U_y は当該地点の風況観測及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_x と σ_y は風況観測及びシミュレーションの観測期間内標準偏差(m/s)、 u_{xi} と u_{yi} は風況観測及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、そのデータがないと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、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(図 3.3.1-21)。図示しているように、その方法は、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分毎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。次いで、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。

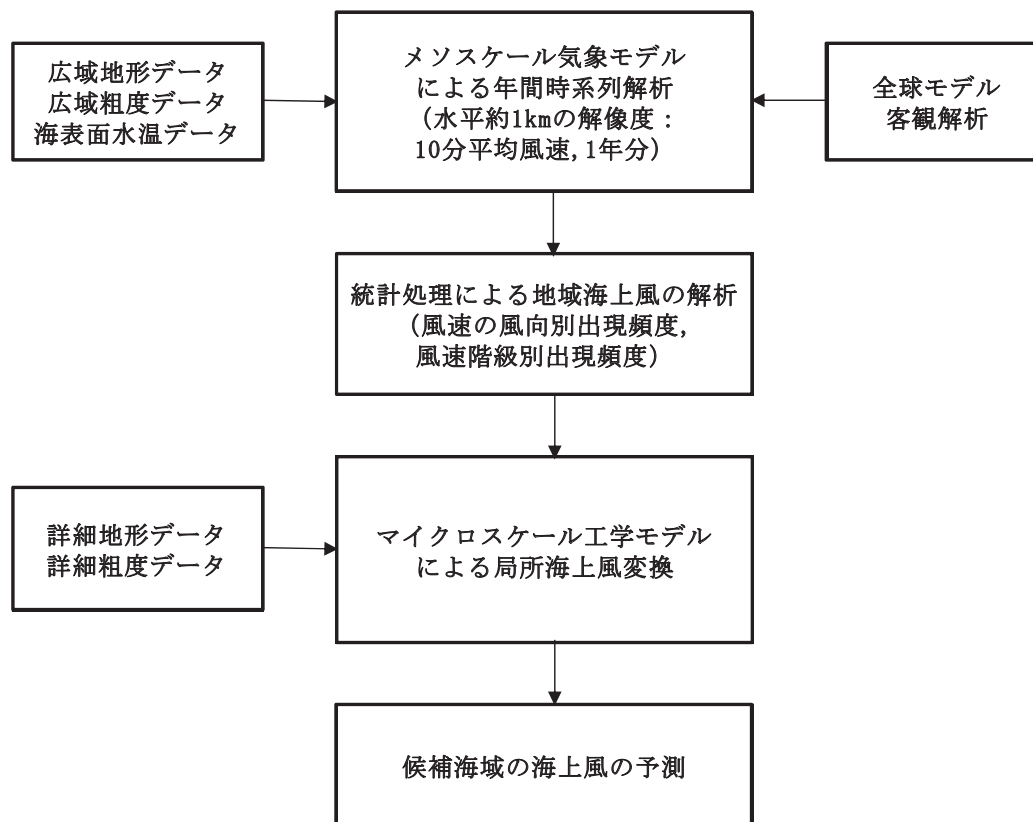


図 3.3.1-21 気象シミュレーションに基づく風況予測の流れ(石原ら, 2005 を一部改変)

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 3.3.1-22)。

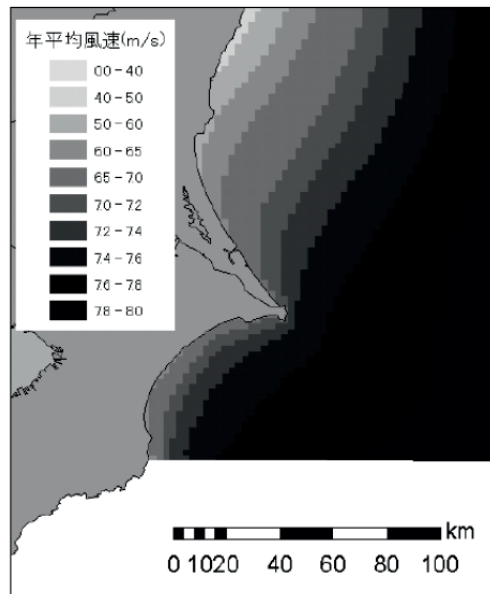


図 3.3.1-22 関東沿岸における年平均風速の分布(石原, 2005)

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)の予測方法は、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手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 3.3.1-23 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掲げる。

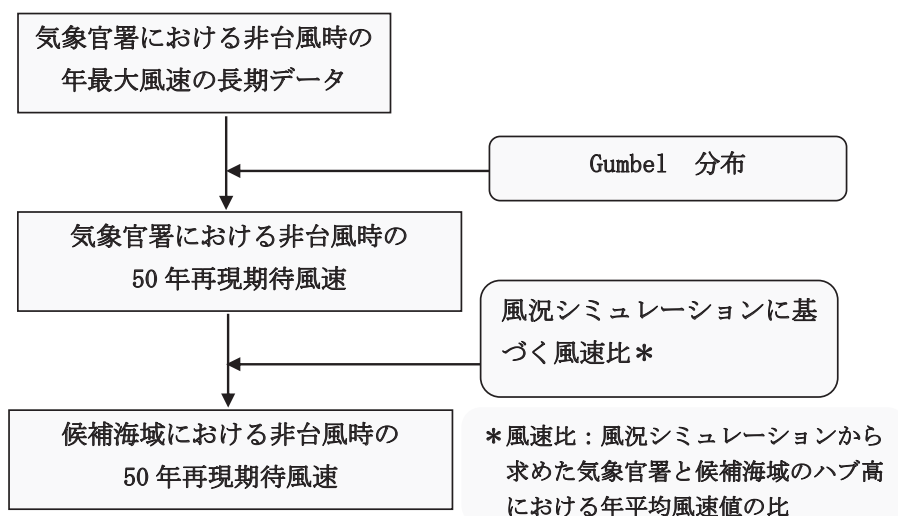


図 3.3.1-23 Gumbel による候補海域における 50 年再現風速(非台風時)の算出フロー

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 3.3.1-24 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されると言われている。

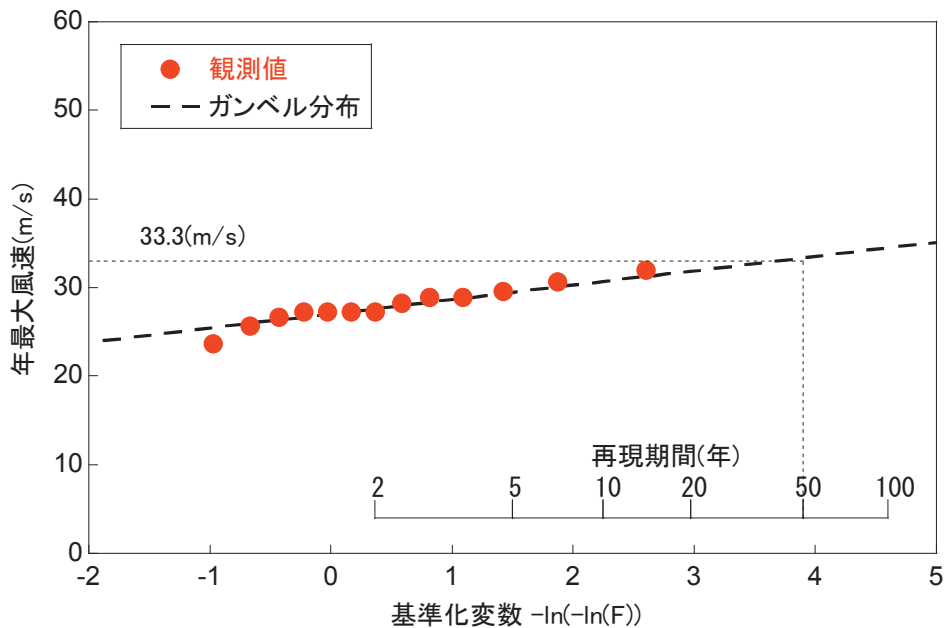


図 3.3.1-24 非台風時における年最大風速の確率分布の例(石原ら, 2011)

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 3.3.1-25 に示す。解析手順は以下の通りである。

- 1 候補海域に対して過去の台風データ(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)及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。

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

ここに、 $U(x, y, H_h)$ 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 θ_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。

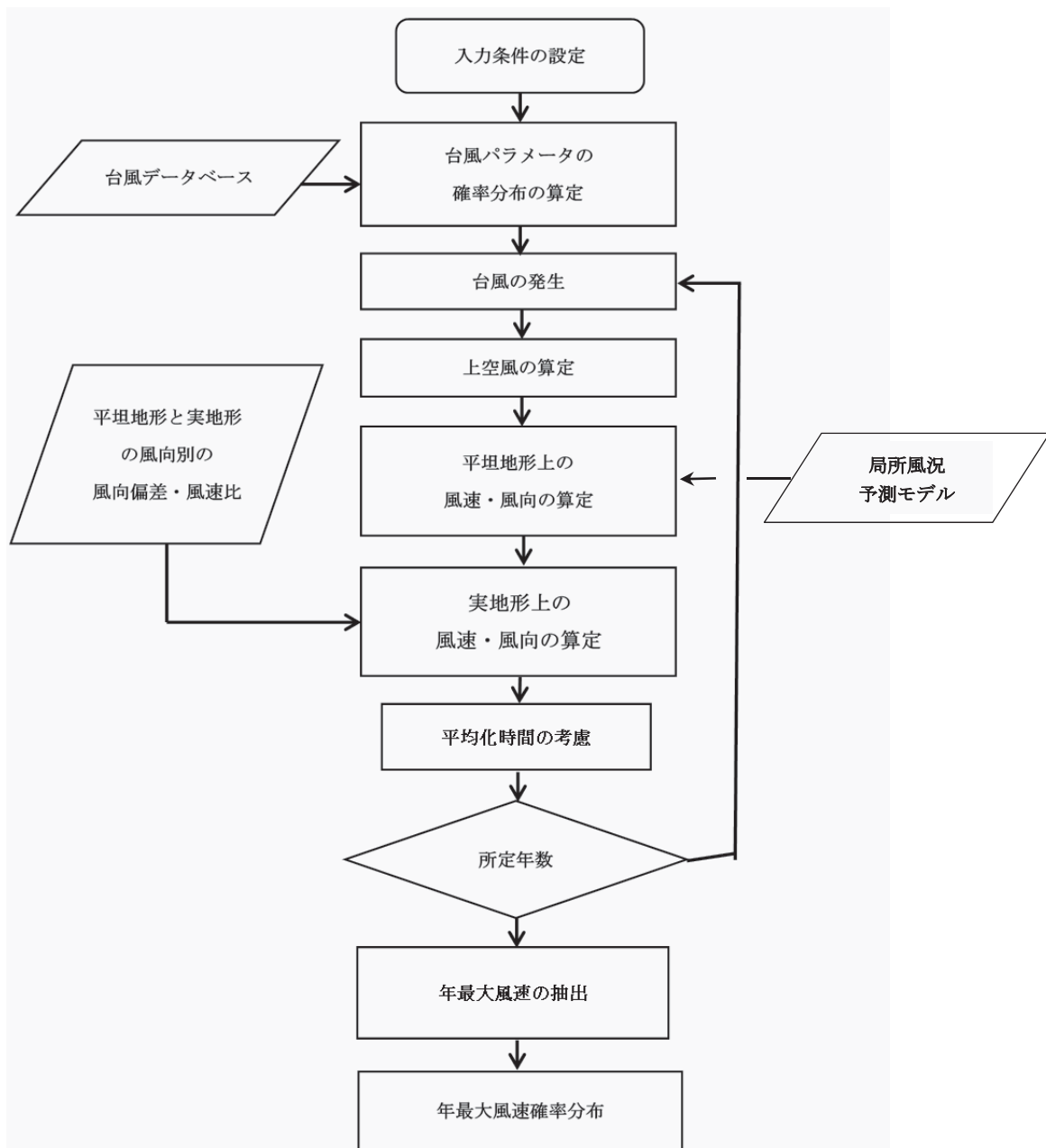


図 3. 3. 1-25 熱帯低気圧(台風時)による年最大風速の算定フロー

図 3.3.1-26 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されると言われている。

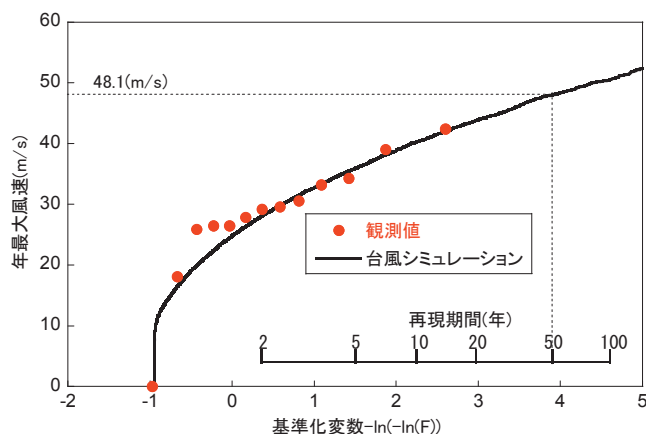


図 3.3.1-26 台風時における年最大風速の確率分布の例(石原ら, 2011)

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では、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 3.3.1-27 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。

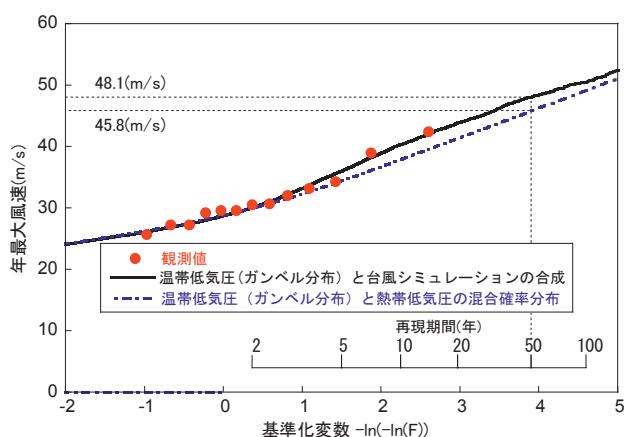


図 3.3.1-27 合成確率分布の例(石原ら, 2011)

3.3.2 波浪・海潮流

波浪及び海潮流に関する現地観測調査の概要を取りまとめる。

(1) 波浪調査

波浪調査は調査対象海域における波浪の実況を測定して、波浪の性質、作用等の実態を把握し、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。

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、超音波式波高計及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 0.5 秒（内湾など周期が短い地点では、長さ 10 分間、サンプリング間隔 0.25 秒）

【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 3.3.2-1)。

- ・ 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 3.3.2-2)。

- ・ 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 3.3.2-3)。

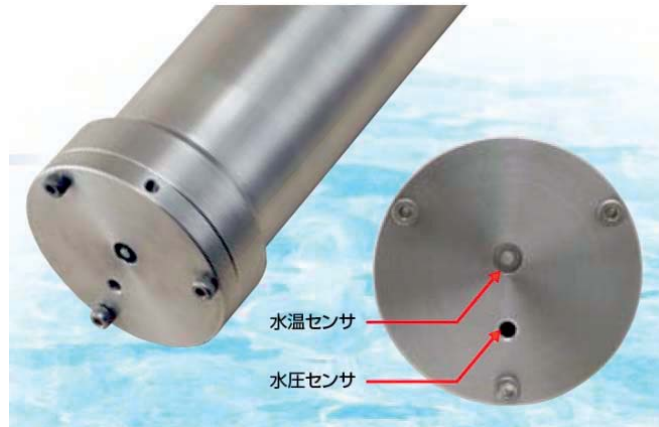


図 3.3.2-1 水圧式波高計 (INFINITY-WH JFE アドバンテック)

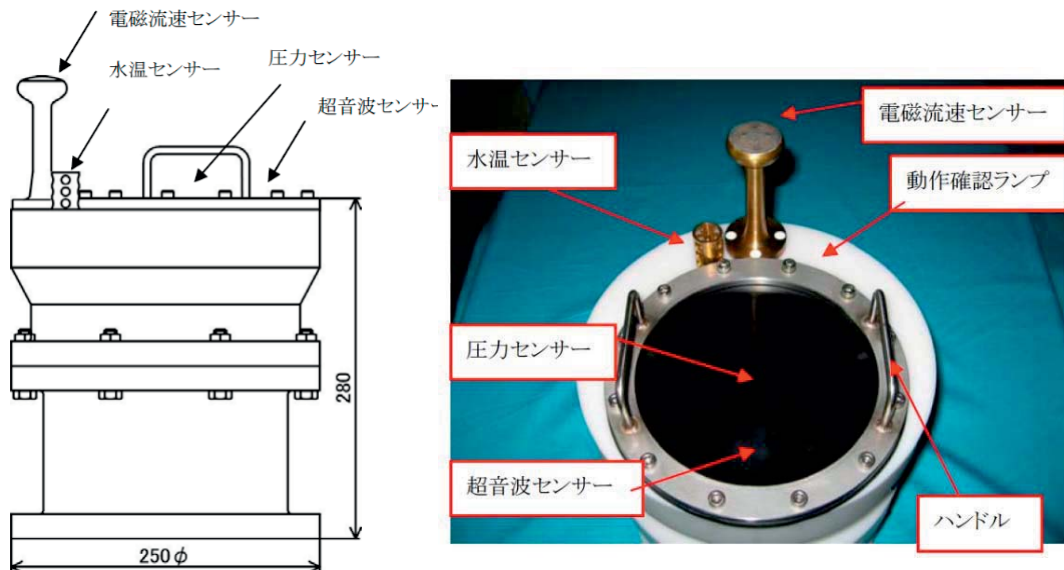


図 3.3.2-2 超音波式波高計 (WAVE HUNTER08 アイオーテック)

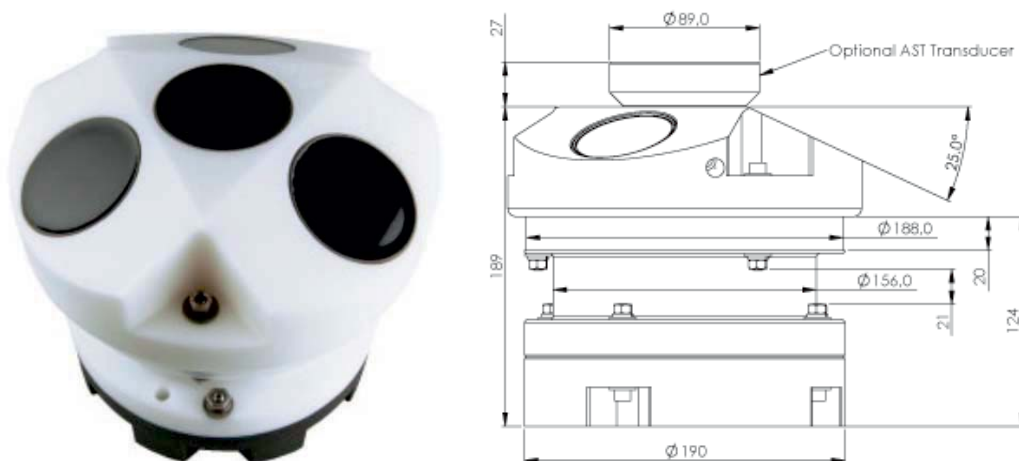


図 3.3.2-3 超音波ドップラー波高波向流速プロファイラ (AWAC JFE アドバンテック)

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図3.3.2-4と図3.3.2-5にそれぞれ示す。全期間の平均有義波高は1.2mで、月別にみ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。

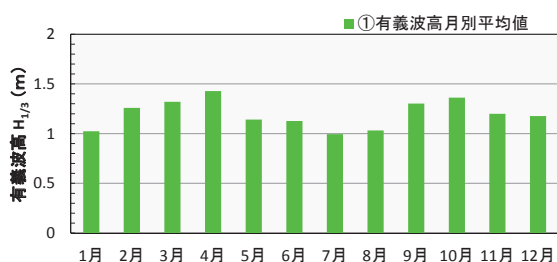


図 3.3.2-4 平均有義波高の月別変化
(東京電力・東京大学資料)

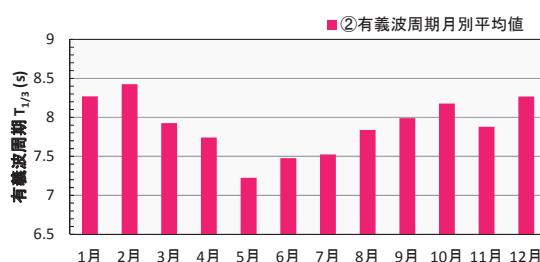


図 3.3.2-5 平均有義波周期の月別変化
(東京電力・東京大学資料)

低有義波高の四季別・階級別平均継続時間を表3.3.2-1に示す。低有義波高の平均継続時間は夏季が最も長いけれども、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 3.3.2-1 低有義波高の四季別・階級別平均継続時間(東京電力資料)

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(図 3.3.2-6)と波浪シミュレーションより求めた計算値及び実測値との BIAS(平均誤差)等の解析結果について図 3.3.2-7 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

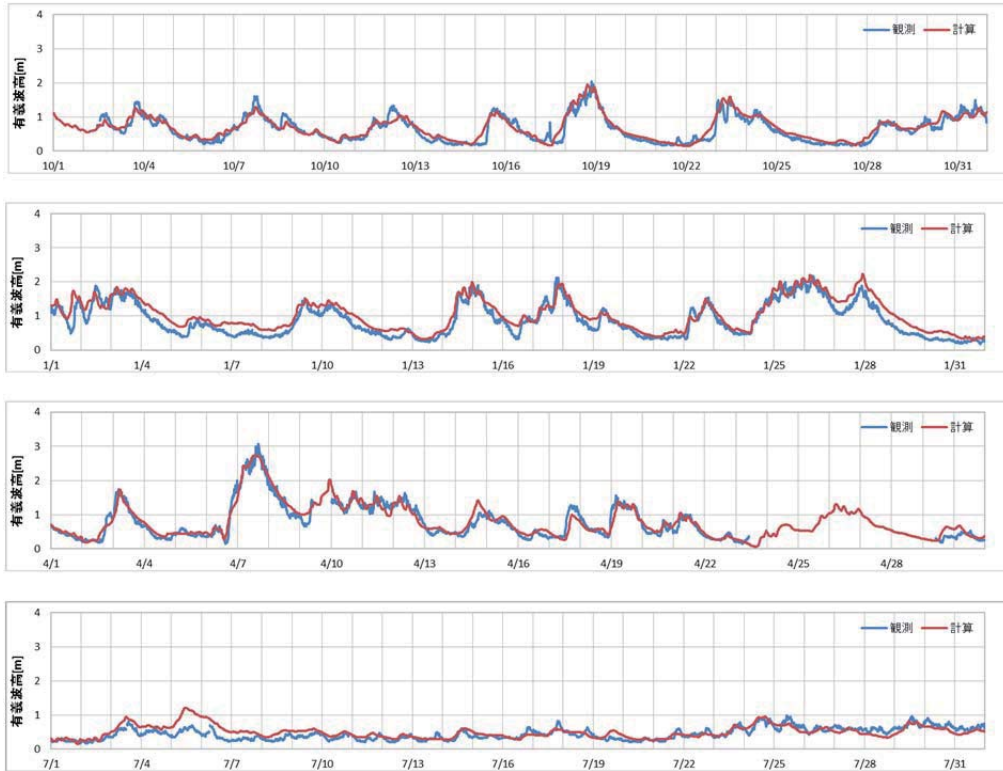


図 3.3.2-6 有義波高の時系列図(2012年10月～2013年9月)(電源開発ら資料)

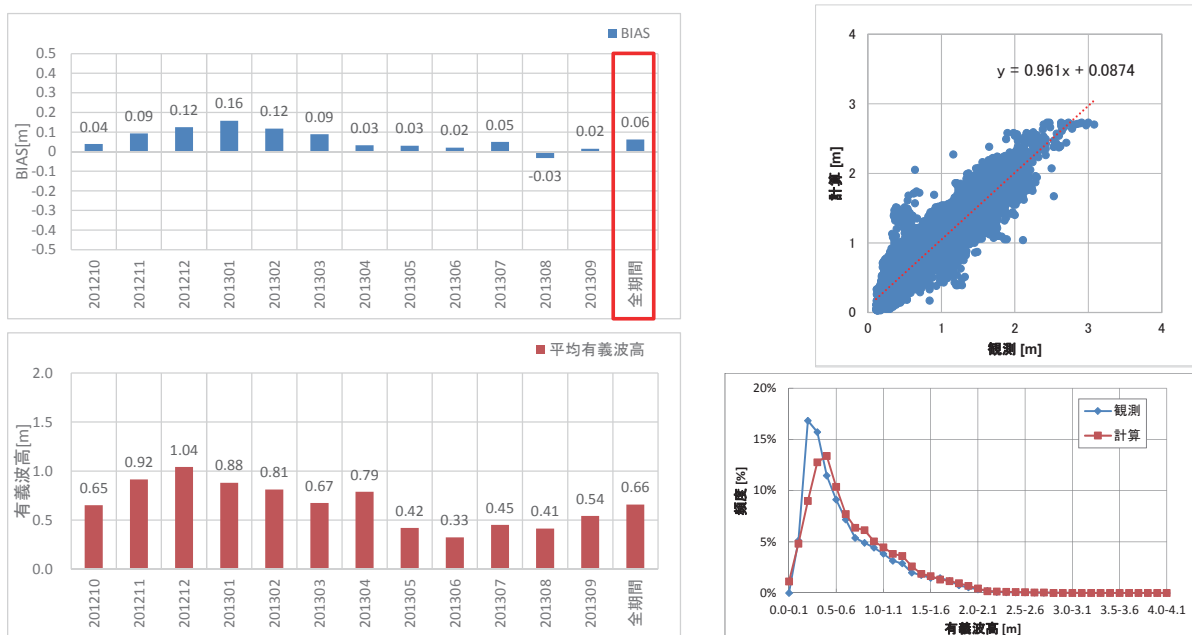


図 3.3.2-7 有義波高の計算結果と実測値との関係(電源開発ら資料)

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 3.3.2-8)と波浪シミュレーションより求めた計算値及び実測値との BIAS(平均誤差)等の解析結果について図 3.3.2-9 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

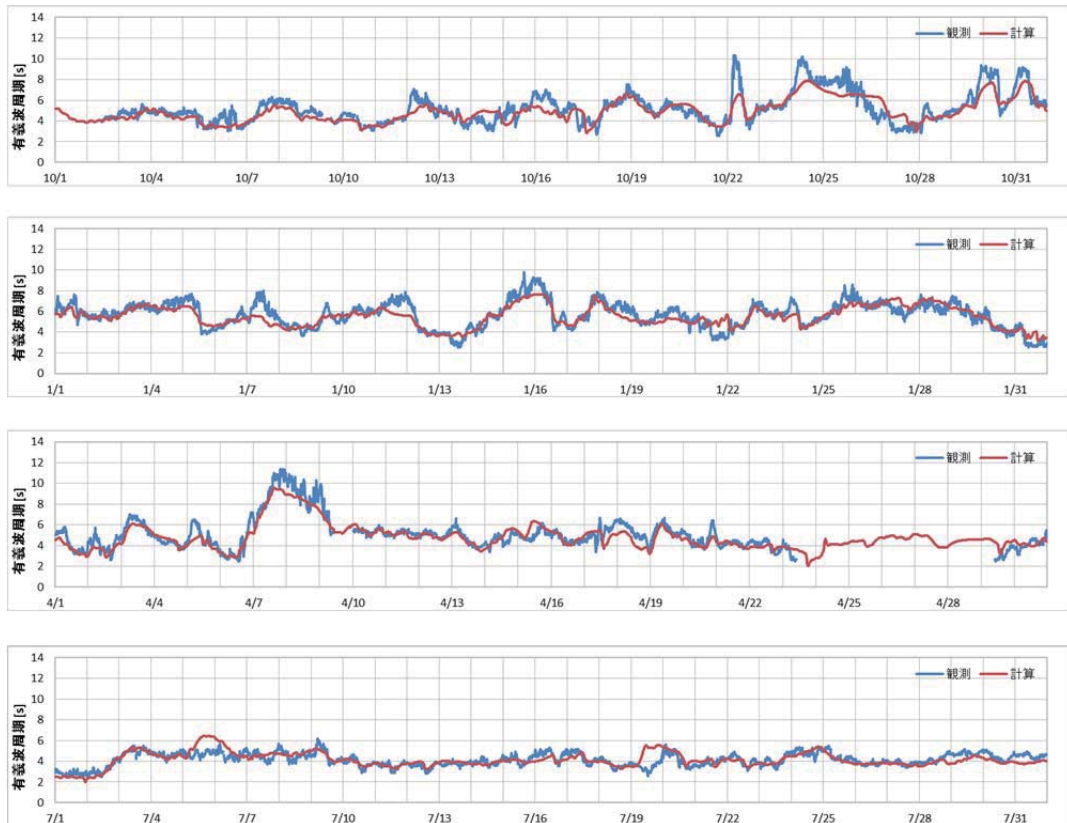


図 3.3.2-8 有義波周期の時系列図(2012年10月~2013年9月)(電源開発ら資料)

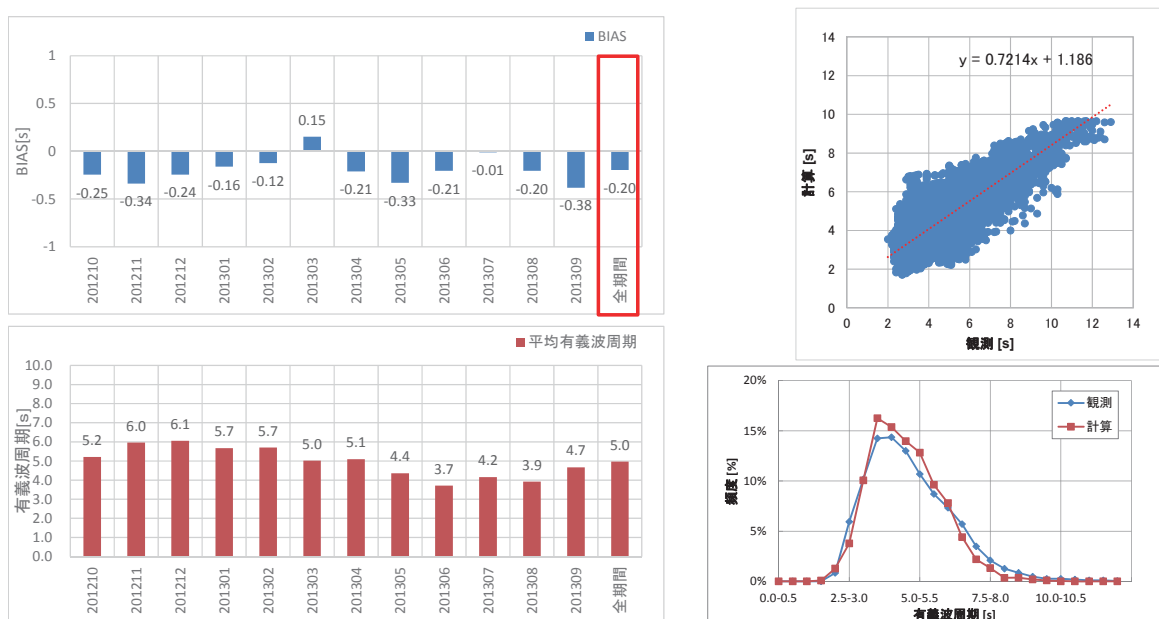


図 3.3.2-9 有義波周期の計算結果と実測値との関係(電源開発ら資料)

(2) 海潮流調査

海潮流調査は、調査対象海域の流速、流向を把握するために行われるもので、継続実施して洋上風力発電施設の設置に伴う流れ場の変化を観測することが重要である。

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 2m~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 10 分、15 昼夜の計測で約 2000 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 3.3.2-10 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。流向は、ベーンと呼ばれる羽根により、本体を流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求める。

- ・電磁流速計(図 3.3.2-10(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、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 3.3.2-10(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。

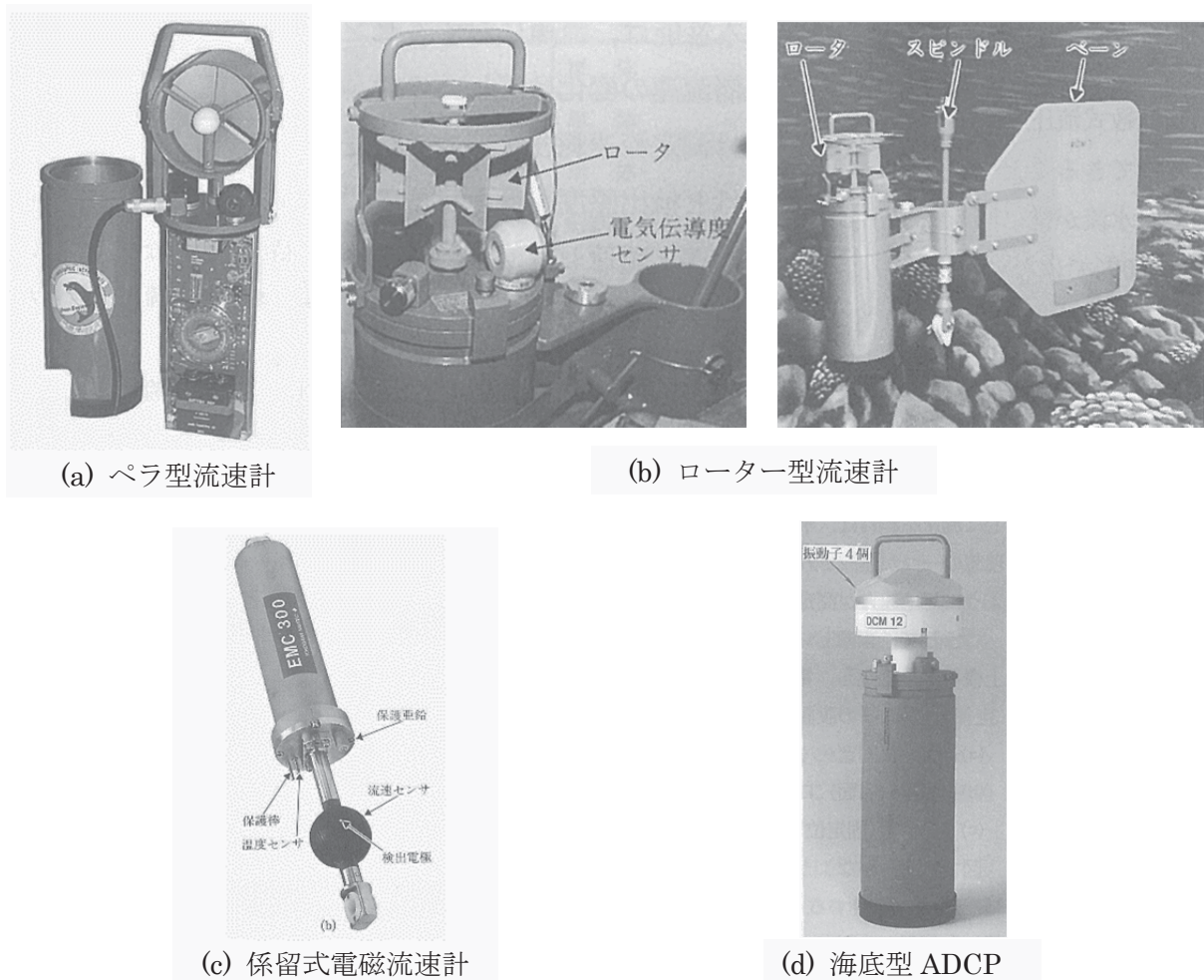


図 3.3.2-10 流向・流速計の種類(田口・田畑, 200)

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)及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 3.3.2-11)。

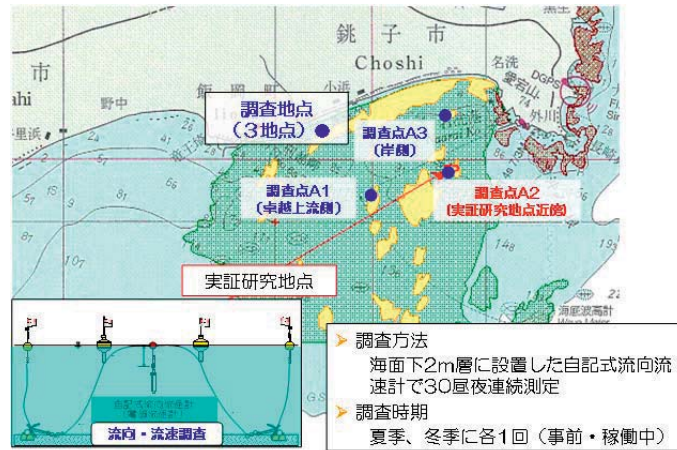
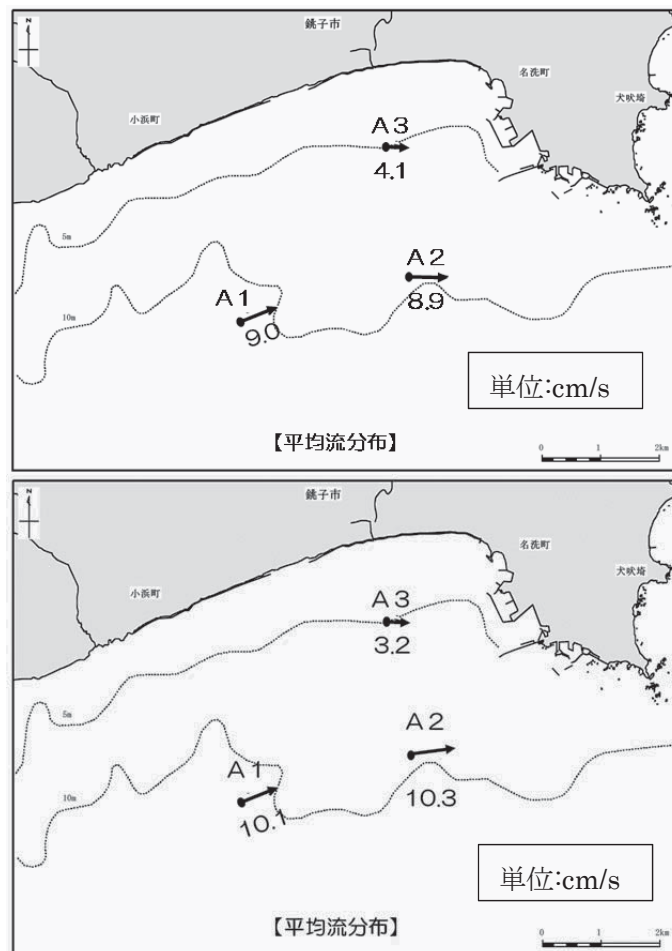


図 3.3.2-11 銚子沖洋上風力発電実証研究サイトの海潮流調査(東京電力・東京大学資料)

【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 3.3.2-12 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。



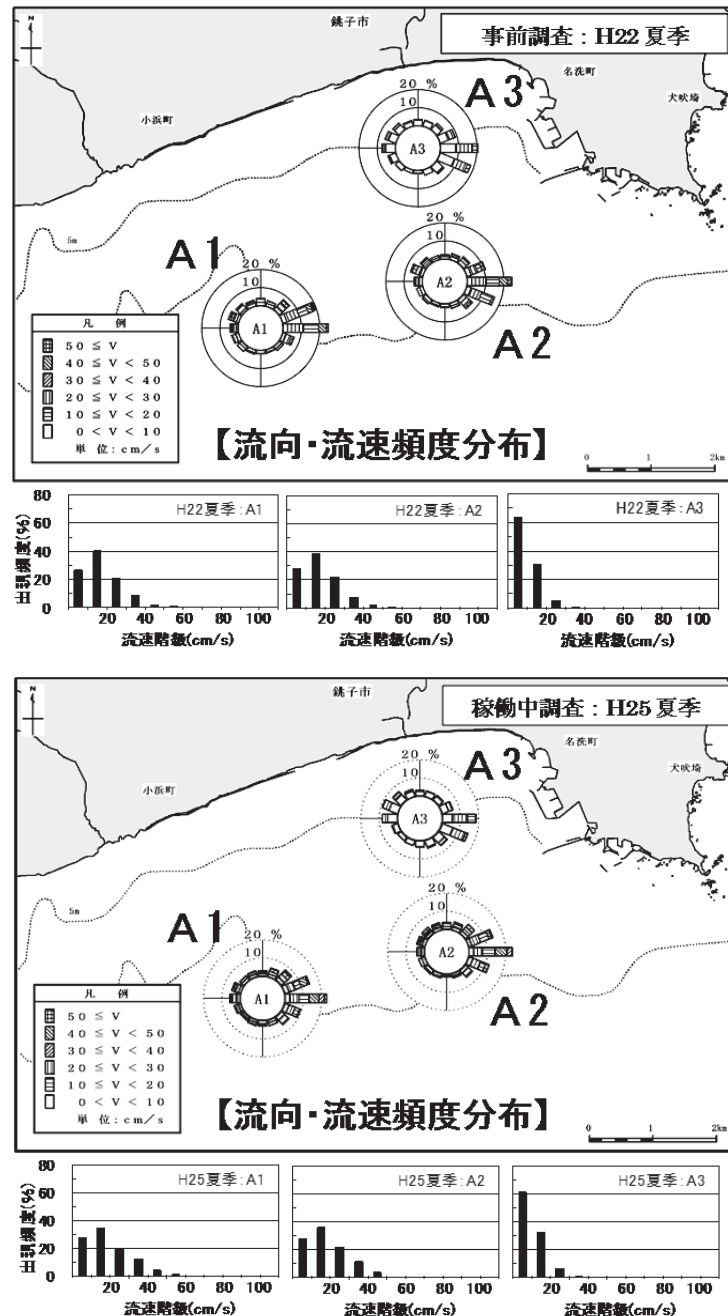
上図:事前調査(2010.8.7-9.6)、下図:稼働中調査(2013.8.6-9.5)

図 3.3.2-12 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 (宮原ら, 2014)

【海潮流】

夏季調査：流向は、流向・流速頻度分布及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)で速い傾向を呈することがうかがえる。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3.3.2-13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。



上図：事前調査(2010.8.7-9.6) 下図：稼働中調査(2013.8.6-9.5)

図3.3.2-13 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

(宮原ら, 2014)

3.4 基本設計

風況調査、経済性検討、地域住民との調整等により、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や施設規模等を設定するための基本設計を行う。

基本設計の手順は、以下の通りであるが、環境影響評価については別途 3.5 節に独立させて取りまとめた。

- 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 環境影響評価
- ⑤ 海底地形・土質調査
- ⑥ 支持構造物の選定
- ⑦ 経済性の検討

なお、系統連系については、導入の可否及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及び相談を行っておく必要がある。

3.4.1 風車設置点の決定

風車設置点については、風況調査による結果、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。

3.4.2 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。

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.の想定及び輸送・設置費、系統連系、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及び風車配置

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。

3.4.3 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に風力発電システムの仕様を提示して引き合いを行う。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。数社から受領した見積書、風力発電システムの仕様及び年間発電電力量等から機種を選定する。

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下記に示す。

- a. 見積金額：資金調達と返済方法を考慮して、経済性の評価。
- 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の評価、発電電力量は 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。
- 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についてその概要を示す。

「銚子沖：三菱重工製 MWT92/2.4, 2.4MW」

- ・ 除塩対策：ナセルの密閉化及び除塩フィルターの設置
- ・ 漏油対策：LO 熱交換器及び水冷クーラー
- ・ 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、ラジエー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。
 - 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ので考慮(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の他に故障時の対応体制の他に、例えば大凡10年目のブレードの簡易補修、塗装費用等の大掛りなメンテナンス費用。

h. 機械保証・性能保証：機械保証の期間及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：同一機種の内国外実績(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。

j. 故障・事故事例：同一機種の内国外における故障・事故及び対策に係る事例を参考(洋上風力発電に関する主要な故障・事故例を表 3.4.3-1 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 3.4.3-1 洋上風力発電に関する主要な故障・事故例

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 (SW)	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	高速及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(トラジッ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	翼旋回輪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	翼旋回輪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	翼旋回輪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	翼旋回輪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	翼旋回輪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)

注) DK:デンマーク、SW: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 3.4.3-1:Sharma,2011)。

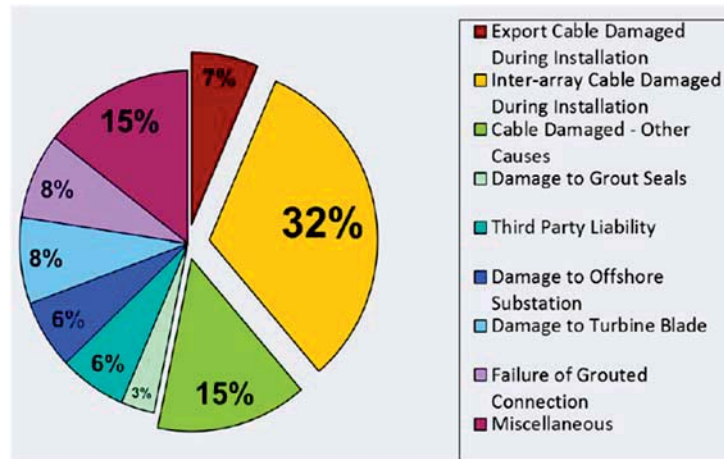


図 3. 4. 3-1 洋上風力発電に係る故障事故の部位別発生割合 (Sharama, 2011)

- ・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 3.4.3-2:Dewan,2014)。

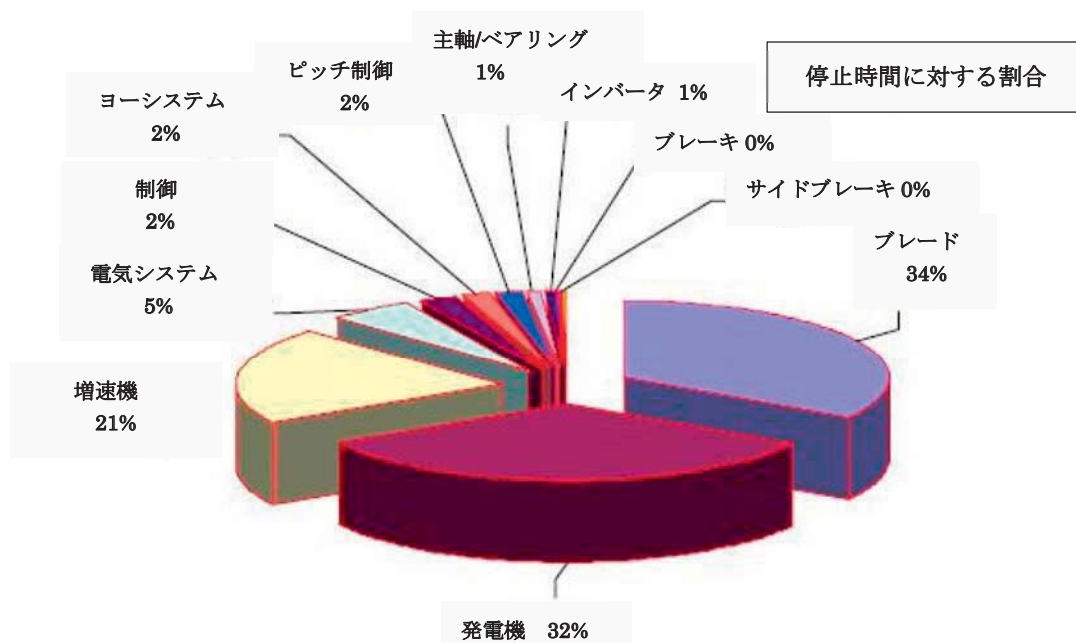


図 3. 4. 3-2 オランダの洋上風力発電機の故障事故の部位別発生割合 (Dewan, 2014)

* 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、吊事具等の納品時期。
- 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。

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毎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、総得点の高い上位数社に対し選定委員会を開催してヒアリングを行い、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、不明な点や更なる提案を受け、最終的に機種を選定する方法もある。

3.4.4 海底地形・土質調査

(1) 海底地形

海底地形調査は、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することは無論であるが、現地測量等を行って海底地形の形状を把握することは必要である。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)及び海洋調査技術学会(2004)を参照して取りまとめた。

測深は、一般には音波を用いて行う音響測深法が主流で、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 3.4.4-1)、マルチビーム音響測深(面的な測深、図 3.4.4-1)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 3.4.4-1 音響測深機の一例(海洋調査協会, 2003; 海洋調査技術学会, 2004)

【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。しかし、水深が深いと音波が海底に達する幅が広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° 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:高性能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。着床式風力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及び地質・土質調査を行い、地盤の性状及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、調査間隔及び地盤調査の深度は、設置予定点の推定される地盤状況及び風車規模、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 3.4.4-2 ; SEP 船からコアサンプラーを垂下して行う)を実施する。試験内容は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。

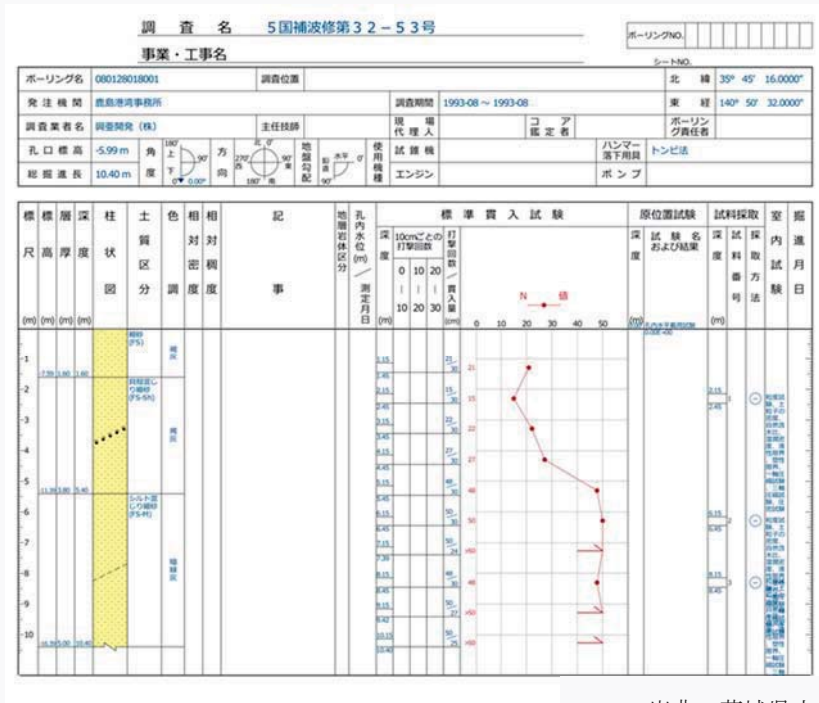


図 3.4.4-2 ボーリング調査の例(大和探査技術 HP)

【豆知識 3.4.4-1】

● 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みられる。



出典：茨城県土木部

3.4.5 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 2.1.2-2 参照)、ここでは限界水深を 60m として、水深(30m 以浅/30m-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 3.4.5-1 に示す。図中の番号は、支持構造物を表しており下記に選定結果の概要を示すとともに、それぞれの特徴を表 3.4.5-1 に掲げる。

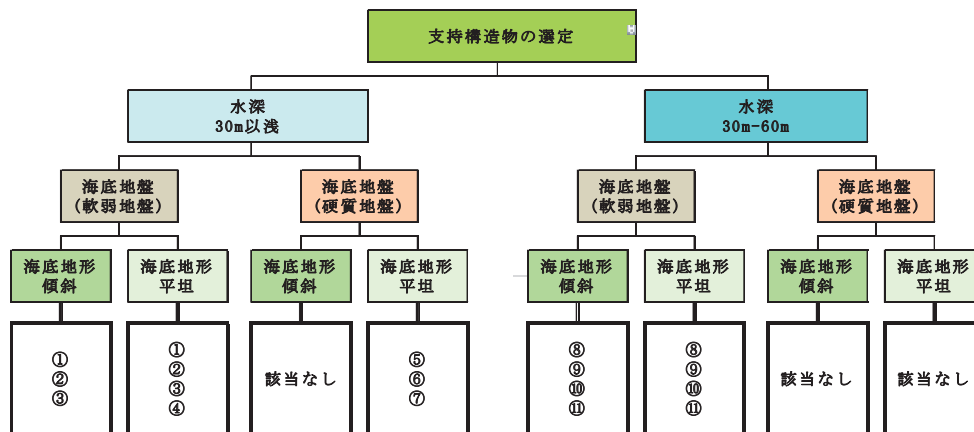


図 3.4.5-1 支持構造物を選定するフロー

【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サクシオン
3. 海底地盤(硬質地盤)/海底地形(傾斜)

該当なし(掘削し平坦化や均しが考えられるが、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：30m～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 3.4.5-1 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"> 原則的に建設時に海底の整備が不要である。 構造的にシンプルでコスト(製作、建設)も安価である。 支持物に使用される鋼材量が少なく、重量が小さい。 海上での施工期間が短い。 	<ul style="list-style-type: none"> 大径パイルの打込みに大口径の油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 大径パイルの打込みに大型油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 油圧ハンマによるパイル打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。 グラウト接合あり。 海潮流速が速い海域では洗掘対策が必要である。 撤去(土中のパイル)が困難である。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 長さ:>80m、直径:>9m、重量:>1050tons (E&W Special Pipe Construction GmbH)
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"> 原則的に建設時に海底の整備が不要である。 日本では瀬田港/酒田港で実績あり、構造的にシンプルでコスト(製作、建設)も安価である。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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)。 大径パイルの打込みに大型油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 油圧ハンマによるパイル打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(打込みパイル数 4本または8本)。 海潮流速が速い海域では洗掘対策が必要である。 撤去(土中のパイル)が困難である。 	
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"> 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。 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抵抗する。 軽量化が可能である。 主要な鋼構造部は陸上で製作できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。 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。 	
④ サクション (底版のない鋼製またはRCの内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、海底地盤中に挿入する形式)	<ul style="list-style-type: none"> 基本的には建設時の海底整備が不要である。 騒音問題は少ない。 基本的には保守点検作業が少ない。 モノパイルに比較して鋼材量が25%減となる。 捨石マウンド、床掘・置換が不要なため構造断面が小さく工期が短縮化される。 挿入により基礎底面の地盤の摩擦力と基礎面下の土圧が抵抗力となっており、浮動に対する抵抗力が十分に確保可能である。 グラウト接合なし。 設置作業はリフト1基あるいは台船により可能である。 撤去は比較的容易である。 打込み用パイルは不要である。 洗掘の問題はほとんどない。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底地盤の制約を受ける(岩質は不向き)。 洋上風力発電の建設工法としては実績が少ない。 	<ul style="list-style-type: none"> FRED OLSEN & C o (ノルウェー)
⑤ 重力 (構造物を支持層へ沈没することにより、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"> 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)。 保守点検作業が少ない。 材料の利用可能な範囲が広い。 撤去は可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。 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。 マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。 重量/大きさが大のため輸送が困難である。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 深海用(水深50m)の重力式(バラストチャンパー付)が開発されている。(Machis, 2006/2007)
⑥ PC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いPC構造である形式)	<ul style="list-style-type: none"> 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)。 保守点検作業が少ない。 材料の利用可能な範囲が広い。 PC重力はRC重力に比し、引張力が大い。 撤去は可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。 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。 マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。 重量/大きさが大のため輸送が困難である。 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。 	
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せ形式)	<ul style="list-style-type: none"> 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。 重力式に比較して軽量化が可能である。 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)。 陸上で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。 撤去は比較的容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の平坦度を確認するための調査・整備が必要である。 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。 マウンド製作のために陸上ヤードが必要となる。 重量/大きさが大のため輸送が困難である。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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"> 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。 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抵抗する。 主要な鋼構造部は陸上で製作できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。 製造コストは比較的高い。 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。 	
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"> 海底の整備が必要である。 モノパイルと比べて、部材の直径が小さく済む。 	<ul style="list-style-type: none"> 海底の整備が必要である。 構造が複雑である。 製造コストが比較的高い。 施工期間が長い。 	
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"> 原則的に建設時に原則、海底の整備が不要である。 	<ul style="list-style-type: none"> 大径パイルの打込みに大型油圧ハンマ/パイロハンマが必要である。 支持物に使用される鋼材量が多く、重量が大い。 油圧ハンマによるパイル打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(打込みパイル数 3本)。 グラウト接合あり。 海潮流速が速い海域では洗掘対策が必要である。 撤去(土中のパイル)が困難である。 	
⑪ Twisted 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"> 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。 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抵抗する。 軽量化が可能である。 コストとリスクの低減化が図られる。 施工期間が短い(作業員少ない、テンプレート不要)。 	<ul style="list-style-type: none"> 構造が複雑で、特殊な施工技術が必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> Keystone Engineering Inc. (アメリカ)

我が国における着床式洋上風力発電施設は、2014年6月現在、6箇所存在するが、支持構造は4種類である。つまり、北海道瀬棚港(風海鳥)と山形県酒田港(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」及び北九州市の「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(サミットウィンドパワー酒田発電所)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 3.4.5-2 に示す。

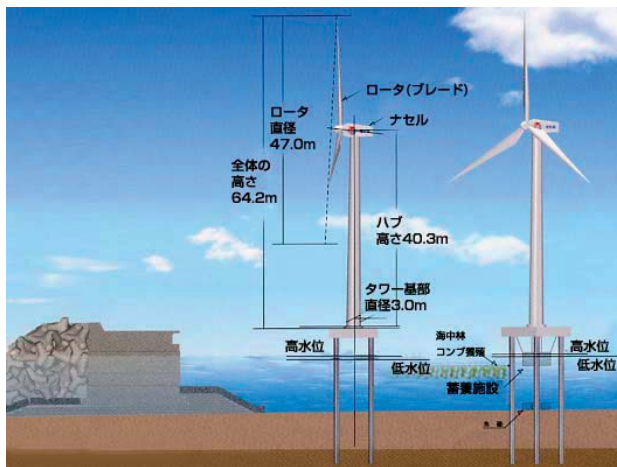
「支持構造物の特徴」

✓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)



<http://www.town.setana.lg.jp/modules/tinycontents/index.php?id=6>



<http://www.jg2dfe.com/sakata.htm>

図 3.4.5-2 ドルフィン式支持構物(上図:瀬棚港/せたな町 HP, 下図:酒田港/windpower HP)

「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3.4.5-3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60N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。

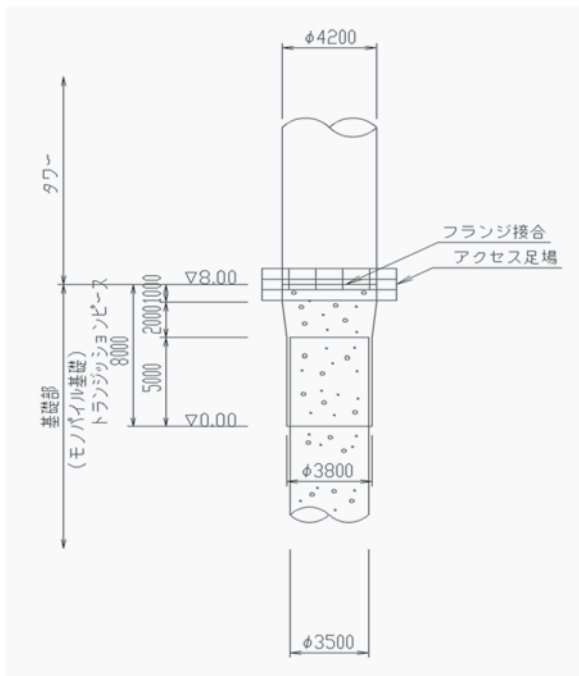


図3.4.5-3 モノパイル式の概念図(青木, 2009)と写真(小松崎都市開発, 提供)

「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 3.7.2 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物の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図 3.4.5-4 と図 3.4.5-5 に示す。

「支持構造物の特徴」

- ・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:23kN/m³)
- ・摩擦増大マット(アスファルトマット $\mu=0.75$)



図 3.4.5-4 銚子沖サイトにおける重力式支持構造物(東京電力・東京大学資料)

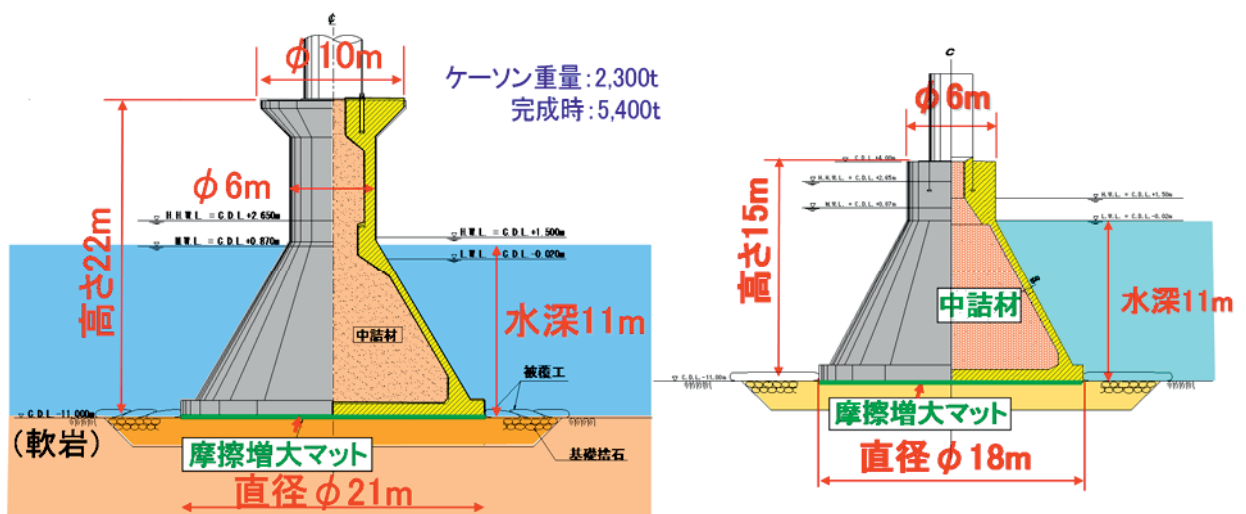


図 3.4.5-5 銚子沖サイトの風車(左図)及び観測タワー(右図)の重力式支持構造物(東京電力・東京大学資料)

「ハイブリッド重力式」

ハイブリッド重力式は、重力式とジャケット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 3.7.2 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物の特徴を以下に掲げるとともにその概観図を図 3.4.5-6 と図 3.4.5-7 に示す。なお、風車用と観測タワー用の支持構造物の仕様は同一である。

「支持構造物の特徴」

- ・波荷重の低減、設置にあたっての海上作業の縮小化及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)としたジャケット構造の採用)
- ・施工方法は、重力式と変わらない。



図 3.4.5-6 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物
左図は底板コンクリートの打設状況(電源開発資料)

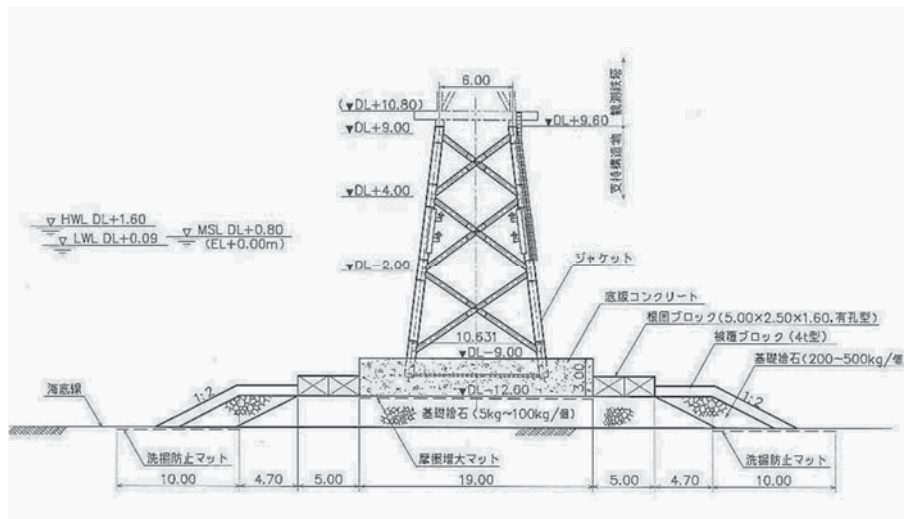


図 3.4.5-7 北九州市沖サイトにおけるハイブリッド重力式支持構造物設置断面図
(電源開発資料)

3.4.6 経済性の検討

(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大凡 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、下記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

運転保守に掛かる費用としては、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も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、平成 26 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

風力発電の経済性は、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概略の評価を行う(キャッシュフローによる評価は 3.10.1 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、減価償却費及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)。

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

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

上式の「正味の年間発電電力量」は、3.4.3項に示しているように、年間発電電力量、利用可能率(Availability)及び出力補正係数(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、所謂、理論発電電力量である。利用可能率と出力補正係数も3.4.3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

複数の風車を設置する場合は、風車間の干渉により風下側の風車の発電量が低減するので、シミュレーションを行って考慮する必要がある。

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基に発電電力量を推定することが望ましいけれども、それには大きなコストが掛かる。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られた場合には、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(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%の年平均風速とは将来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)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。

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時、発電量は低下する。①項と同様に出力補正係数で考慮する必要がある。

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を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の設定もあるので、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もある。

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 3.4.6-1 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 3.4.6-1 と図 3.4.6-2 に示す。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、70 万円/kW で約 7.7m/s だが一つの目安といえるが、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に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*。

* : 2.3.1 項(2)で記したように、イギリスの 2010 年の時点における洋上風力発電の発電原価は、149~191 £/kWh(25.3~32.5 円/kWh;170 円/£)で、我が国の洋上風力発電の調達価格を下回っているものの、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」及び「サプライチェーンの構築」が掲げられているが、我が国では、菊地・石原(2014)によれば、コスト低減に寄与する大きな要因として、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が必要であるとされているものの、最も基本的条件は風況の良好な導入サイトの選定である。

表 3.4.6-1 経済性の試算条件

項目	試算条件
風車(定格出力)	2500kW
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%

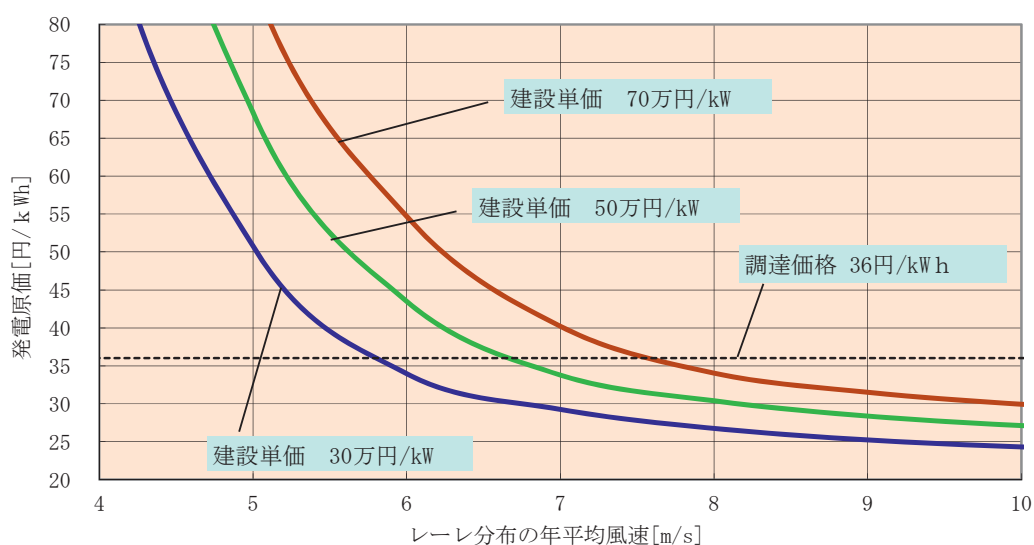


図 3.4.6-1 年平均風速と発電原価の関係 (例)

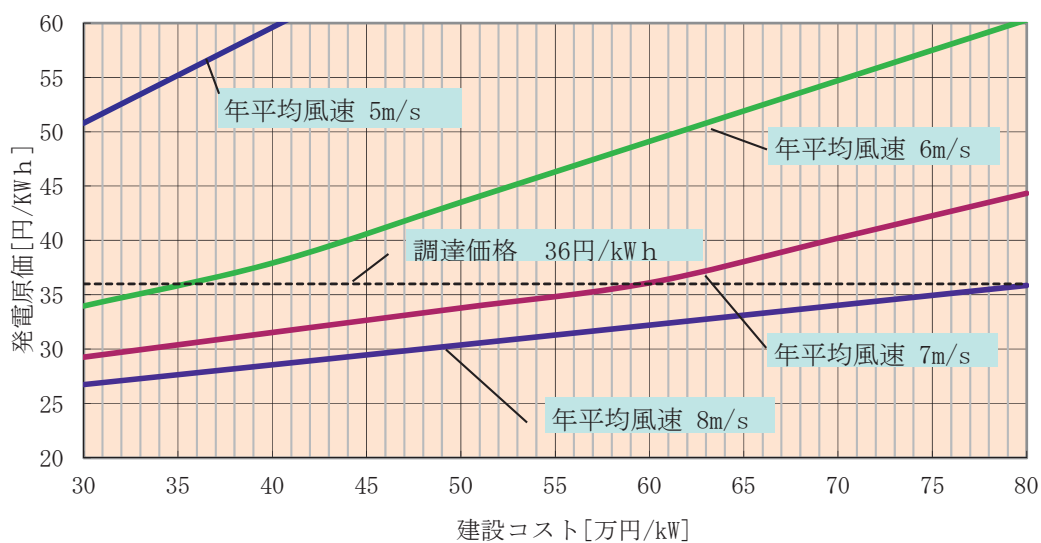


図 3.4.6-2 建設コストと発電原価の関係 (例)