

海上風力発電に関する優位性確認の研究

A FEASIBILITY STUDY ON ADVANTAGE OF OFFSHORE WIND TURBINE

井口高志¹・関田欣治²
 山本和宏³・森田吉信⁴
 Takashi IGUCHI, Kinji SEKITA
 Kazuhiro YAMAMOTO, Yoshinobu MORITA

¹正会員 株式会社 海洋河川技術研究所 (〒160 東京都新宿区西新宿7-18-5 中央第7西新宿ビル)

²正会員 工博 東海大学 海洋学部 海洋土木工学科 (〒424-8610 静岡県清水市折戸3-20-1)

³正会員 株式会社 ライテック (〒162-0845 東京都新宿区市谷本村町2番7号)

⁴学生会員 東海大学 海洋学部海洋土木工学科 研究生 (〒424-8610 静岡県清水市折戸3-20-1)

Offshore wind has potential to generate electric power at lower prices than other renewable energy. However it is said offshore wind generation is more costly than onshore. Therefore we verified power curves for time varying wind velocities offshore and on land, taking into consideration the difference of mean wind speed ratio, vertical distributions of wind velocity, and wind spectra of the offshore and land respectively. As a result we found that while the power curve for the land is worse than that for the offshore, they are inferior to the theoretical power curve as a steady velocity. Then we estimated power generation yields and costs for land and offshore wind farms by using the actual data i.e. the annual occurrence of mean wind velocities measured at the Port of Akita and Akita Regional Meteorological Observatory. Thus the annual energy yields depends on the ratio of mean velocity offshore to on land and the offshore is more competitive from 1.1 to 1.9 than the land. Furthermore, condition of being feasible is that the mean velocity offshore is twenty percent larger than on land. The paper also describes dynamic structural analytical results against wind and wave loadings as vibration characteristics of wind turbine system consists of blade; turbine, tower and sub sea base structure which become important to design the offshore wind farm.

Key Words : Offshore wind turbine, energy production, dynamic analysis, competition, renewable energy

1. はじめに

現在, 人類は化石燃料による環境問題や資源の有限性など深刻な問題に直面している。そこで地球温暖化を抑制し, かつ再生可能で無尽蔵な自然エネルギーの導入が急速に広がっている。

その自然エネルギーの1つである風力発電について, 海外(デンマーク・オランダ等)ではすでに風力発電の海上や港湾地区への設置が行われているのに対し, 日本では風力発電設備のほとんどが陸域に立地し, 沿岸部で一部建設がなされてきているものの完全な沖合の風力発電の実用化はまだである。

そこで本研究では海上風力発電の有効性, 特に「海上風が陸上風より適性が高い」と言われている点に着目し, 風力発電を海上に展開した場合, その発電量等が陸上設置よりどの程度有利なのかをシミュレーションし, 風力発電の海上利用の可能性を調べようとするものである。

海上風力発電の優位性を検討するに当たり, 海上風と陸上風の特性: ①平均風速②鉛直分布形状③ス

ペクトルによる変動風速の違いが出力へ与える影響特性をパワーカーブで表し, 風力発電を海上に展開した出力と陸上設置の出力にどの程度相違が見られるかを比較検討する。また, これらの結果をベースに秋田港風況観測データを基に陸上と海上域に風力発電装置を設置した場合の年間発電量を推算し, 系統への売電によりそれがどの程度の年間利益・発電コストになるのか, さらに海上発電の場合基礎構造が装置の振動特性に影響すると考えられるので, 3種類の基礎に対する変動風荷重に対し動的解析により挙動を比較した。

2. シミュレーション方法及び理論

(1) 風力発電システムと仕様

本研究では, 特性が知らされているドイツENERCON社のE-40(出力500kW, ピッチ制御可変速, ローター直径40m, 出力係数 $C_p=0.35(\max)$, カットイン風速2.5m/s, カットアウト風速25m/s, 定格出力風速12.5m/s)の風力発電機を用いている¹⁾。

出力 $P(t)$ は、(1) 式で計算できる。それぞれのパラメーターはブレード回転有効面積 A (m^2)、変動風速 $u(t)$ (m/s)、日本の年平均温度が大体 15°C 程度であることから密度 ρ として 1.23kg/m^3 を用いる。

$$P(t) = 0.5\rho \cdot C_p \cdot A \cdot u(t)^3 \tag{1}$$

(2) 平均風速

一般に海上の風速は陸上の1.2倍から2.0倍程度強いといわれているので、10m高さでの海上風平均風速が同じ高さでの陸上平均風速に対して $1.2 \cdot 1.5 \cdot 2.0$ 強いと仮定し、はじめに陸上風と海上風の鉛直分布形状を図-1のように対数法則により決定する。

(3) 鉛直分布形状

海上の摩擦抵抗係数は風速によって海面の波高が変化することを考慮し、高さ10mでの風速 U_{10} に対応した抵抗係数を求める。また、陸上においては地表面が風速の変化に伴って変化しないので、ここではシミュレーションで設定している陸上風力発電の設置場所の表面摩擦特性：Low GrassからHigh Grassの範囲である抵抗係数 C_{r0} ($3.4 \times 10^{-3} \sim 7.6 \times 10^{-3}$) より一定値 (5.5×10^{-3}) を設定する。

(4) スペクトルによる変動風速

シミュレーションでは、Hino, Kato et al, Ochi & Shinの3種類のパワースペクトル²⁾を用いて、それぞれの変動風の時系列(3600s)を作成する。

3. 海上風力発電の優位性の検討

(1) 数値シミュレーション

数値シミュレーションでは高さ10mでの平均風速からハブ高の平均風速を対数則により求め、その平均風速に最適なローター回転速度を固定する。風速の変動による出力係数のばらつきを考慮するため、スペクトルから作成した変動風時系列から各時間の風速に対する出力係数を読み取り出力を算出している。出力変動に関しては同期発電機とインバータ発電方式を採用していることで風速変動による出力変動の影響は少なくなるものの、風速が短時間で急激に変化するとばらつきがでてくる。ここではある風速の継続時間間隔や風速の落差による出力影響のデータがないため、各風速において完全にエネルギーを拾得しているものとしている。

風力発電の出力推算是以下の条件で行う。

- (a) 風向は一定であり変化しない。つまり、常に風力発電機の向く方向から風が吹くものとする。
- (b) 急激な風速変動による出力変動を考慮しない。即ち全て出力になるものとする。
- (c) ここでは稼働率を考慮せず、全てのケースにおいて100%稼働しているものとしている。

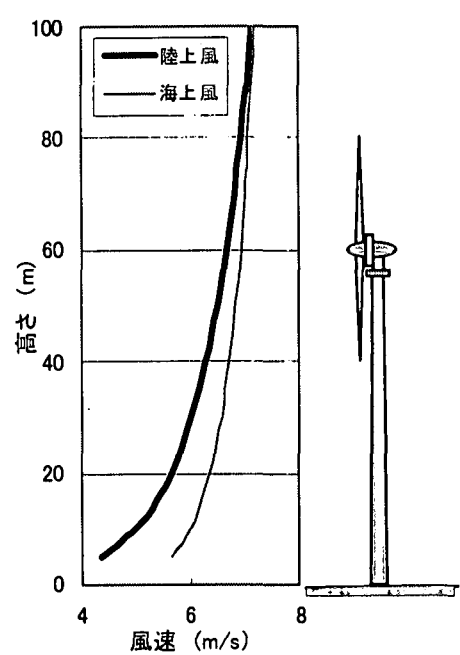


図-1 陸上風 ($U_{10}=5\text{m/s}$) と海上風 ($U_{10}=6\text{m/s}$) の鉛直分布による比較

(2) シミュレーションのケース

表-1に示す通り、風力発電機のハブの高さ・変動風のパワースペクトル・高度10mでの陸上平均風速・海上風比を変化させた数値シミュレーションを行い、風力発電機を陸上に設置した場合と海上に設置した場合とを比較検討している。

スペクトルのうち、Kato等とOchi & Shinのふたつは低周波数側にパワーが大きく実測によって得られた海上風のスペクトルであるのに対し、Hinoのスペクトルは本来陸上風のスペクトルである。そこで、前述のように海面表面摩擦係数を使用する。

また、ある平均風速に対する1時間のシミュレーションによって得られる出力を、平均風速に対する出力、すなわちパワーカーブとして以下まとめる。そのため、表-1に示す通り82の平均風速に対しシミュレーションしその出力をプロットした。

表-1 数値シミュレーションケース

設置場所	陸上	海上
ハブ高さ(m)	45・55・65	
スペクトル	Hino, Kato et al, Ochi & Shin	
高度10mでの陸上平均風速 U_{10} (m/s)	82通り (1~22)	
高度10mでの陸上平均風速に対する海上平均風速比	1.2・1.5・2.0	

(3) 結果

a) 鉛直分布による評価

直接のシミュレーション結果ではないが、図-1の

鉛直分布に示したように、海上風の分布形状の方が陸上のそれより高低差による風速変化が少ない。つまり、海上風力発電は陸上に比べハブ高さを低くすることができ、またブレードの上端と下端の風速差が比較的小さいので回転軸に加わる負荷が少なくなり海上風力発電が陸上に比べ有効となるといえる。

当然のことではあるが海上風速の方が陸上風速より大きいので出力も大きくなり有利である。

b) パワーカーブによる評価

陸上風力発電と海上風力発電とのパワーカーブを比較した場合、全てのスペクトルにおいて図-2のパワーカーブに示すように海上風力発電の方が風速の変動しない時の理論パワーカーブ（出力）に近い。つまり風速と出力変動の関係より風速の変動量が少ない海上の方が、発電効率がよいといえる。

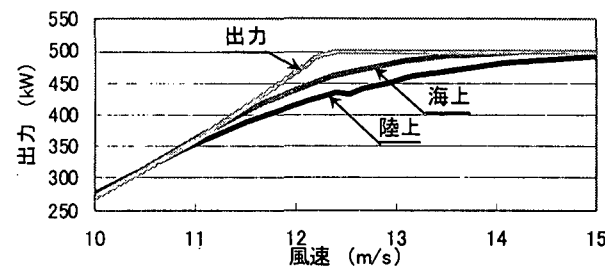


図-2 パワーカーブによる比較

c) 変動風速による評価

各パワースペクトルによって変動風の時系列は以下の図-3、4のような形状となる。

ここでは一例としてHinoのスペクトルによって陸・海ともにハブ高さ45mでの平均風速が8m/sである条件のものを示した。このようにハブ高さでの平均風速が同じ場合その乱流特性は、陸上の方が激しく海上は比較的穏やかとなる。つまり風速の変動のみで比較すれば風が安定している方が出力も安定し高効率であるので海上の方が大きくなる。

また、陸上風の様に変動が激しいことは発電装置への負荷を大きくしている。つまり、海上風力発電の方が発電装置にかかる負荷が少ないので疲労寿命が長く有利であると予想される。

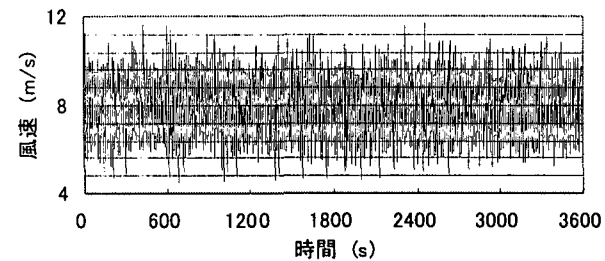


図-3 陸上の変動風時系列

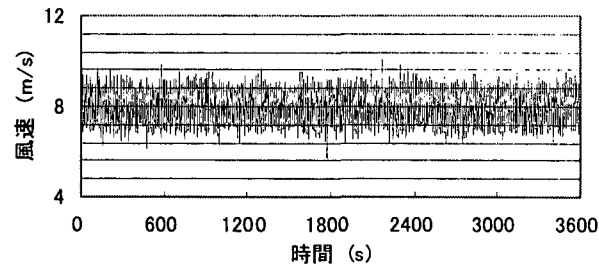


図-4 海上の変動風時系列

3. 秋田港における年間発電量の検討

数値シミュレーションで得たパワーカーブと秋田風況データを基に、最近では1MW級が多いがE-40（500kW）を秋田港の陸上と海上域に設置した場合の年間発電量を推算し、売電によりどの程度の年間期待利益・発電コストになるのかを比較する。

(1) 年間発電量の計算

まず秋田港と気象台の風況観測データ³⁾ に対しそれぞれを海上と陸上とみなし、また両者の毎月の地上10mでの平均風速比が1.2～2.0倍と港湾観測地点の方が大きいので、海上の平均風速は陸上風より1.2～2.0倍大きいとする。

図-5に示す通年の時間別平均風速図を見ると時間による風速の変化は若干あるものの、ほぼ一日中同程度の平均風速で吹いていることが分かる。しかし、風は常に一定方向から一定の風速で吹くわけではなく絶えず変動する。このような風向の影響により風力発電はyaw制御であっても運転上常に100%利得できないため、風力発電機の稼働率を考慮する必要がある。ここでは月別風向出現率のデータより風向出現率が年間最も多い東南東を主風向とする風軸（16方位の風向を対象に、主風向とその隣にある2風向と、これらと対称となる風向の6方位）の風向出現率合計を風力発電機の稼働率としている。つまり、年間の風向出現率に示した図-6の場合では、風力発電機が発電できる風向は東南東もしくは西北西の方面から吹いくる風軸のみで、それ以外の風はすべて発電できないものとして扱っている。

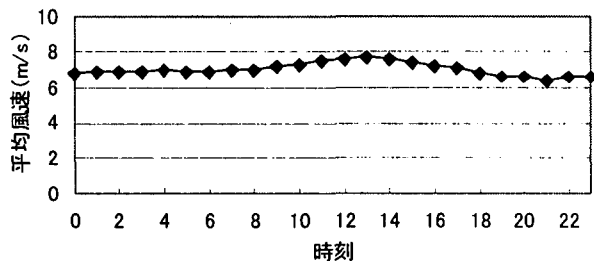


図-5 時間別平均風速（通年）

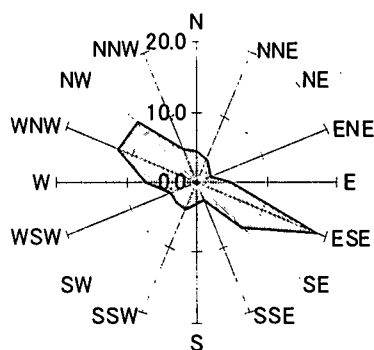


図-6 年間の風向出現率

はじめ陸・海ともに鉛直分布よりハブ高さの平均風速を計算し、その風速に対する出力をシミュレーションで得たパワーカーブ（図-2）から読み取る。その出力に稼働率を考慮し式（2）のように年間発電量を計算している。ただし、陸上と海上の稼働率を同じにしてあるので実質上、平均風速と鉛直分布のみの比較となっている。

$$\text{年間発電量 (kWh)} = \sum \text{稼働率 (\%)} \times \text{出力 (kWh)} \times \text{各月の日数} \times 24 \text{時間} \quad (2)$$

(2) 年間利益および発電コストの計算¹⁾

売電に年間発電量がよりそれがどの程度の利益になるのかを検討するにあたり、ここでは電力量料金が約16円/kWhであることと電力会社の購入価格がkWh当たり11円台という前提で、これら2ケースの電力価格に対して風力発電の期待利益を推算した。また、発電コスト（円/kWh）においては、以下の4項目の算定条件より計算を行う。

- (a) 陸上風力発電の設備投資額は300千円/kW、海上風力発電は400千円/kWとする。
- (b) 補助金により設備投資額の1/2が負担されるも

のとする。

- (c) 年経費は補助金により半額となった設備投資額÷20年とする。
- (d) 維持管理費は半額となった設備投資額の5%とする（海上：500万円/年陸上：375万円/年）。
- (e) 金利は考慮しない。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{年経費} + \text{維持管理費}}{\text{年間発電量}} \quad (3)$$

(3) 結果

a) 年間発電量に関する評価

年間発電量に関しては海上風力発電が全てにおいて陸上風力発電よりも優位である。

b) 年間利益に関する評価

年間利益に関しては売電価格が11円/kWhの平均風速比1.2倍地点で若干陸上に劣るものの、海上平均風速が1.3倍以上になると海上風力発電の年間利益は優る。

c) 発電コストに関する評価

発電コストは海上風力発電1.2と1.3倍地点に設置した場合において陸上より発電コストが高いが平均風速比が1.3になると下がる。

(4) 結論

- (a) 年間発電量に関しては海上風力発電が全ケースにおいて陸上よりも優位といえる。
- (b) 十分な平均風速と稼働率が得られる地点に海上風力発電を設置できれば陸上と同等、またはそれ以上の年間利益が期待できる。つまり、海上風力発電は陸上と同等以上の経済性があるといえる（しかしながら補助金に依存する）。

表-2 シミュレーション結果

		陸上 風力発電	海上風力発電								
			1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
年間発電量 (MWh)	45m	1435	1661	1885	2056	2204	2332	2447	2550	2641	2714
	55m	1527	1719	1931	2101	2246	2372	2486	2590	2677	2746
	65m	1598	1766	1970	2140	2281	2406	2520	2621	2706	2769
発電コスト (円/kWh)	45m	5.23	6.02	5.31	4.86	4.54	4.29	4.09	3.92	3.79	3.68
	55m	4.91	5.82	5.18	4.76	4.45	4.22	4.02	3.86	3.74	3.64
	65m	4.69	5.66	5.08	4.67	4.38	4.16	3.97	3.81	3.7	3.61
利益 (千円) (16円/kWh)	45m	15,461	16,579	20,152	22,897	25,261	27,315	29,149	30,805	32,250	33,432
	55m	16,928	17,507	20,891	23,623	25,944	27,948	29,782	31,436	32,838	33,936
	65m	18,070	18,259	21,524	24,235	26,495	28,491	30,318	31,943	33,301	34,308
利益 (千円) (11円/kWh)	45m	8,286	8,273	10,730	12,617	14,242	15,654	16,915	18,053	19,047	19,859
	55m	9,295	8,911	11,237	13,116	14,711	16,089	17,350	18,488	19,451	20,206
	65m	10,079	9,428	11,673	13,537	15,090	16,463	17,719	18,836	19,769	20,462
発電量 (%)	45m	100	116	131	143	154	163	171	178	184	189
	55m	100	113	126	138	147	155	163	170	175	180
	65m	100	111	123	134	143	151	158	164	169	173
発電コスト (%)	45m	100	115	102	93	87	82	78	75	72	70
	55m	100	118	105	97	91	86	82	79	76	74
	65m	100	121	108	100	93	89	85	81	79	77

4. 海上風力発電に関する構造体の振動影響

ここまでの結果などからも分かるように、風力発電の海上展開はかなりの有効といえる。したがって、今後風力発電の海上への導入・検討は盛んになると期待される。そこで、風力発電を海上に展開する場合、基礎に作用する波浪および同時に加わる変動風荷重の影響が基礎構造（モノパイル、ジャケット、モノポット）特性の違いにより風力発電機にどのような振動影響を与えるかを明らかにする。つまり、風荷重による風力発電への影響と基礎構造の受けた波荷重による振動影響がどのように関係しているのかを比較検討するものである。

(1) 構造体のモデル化

a) 風力発電機

風力発電を表-3構造体の設定に示す。ただし、風力発電システムに関してはE-40（出力500kW、ナセル及びブレードの総質量は30.0t、タワーの質量は31.14t）とする。

減衰定数 η は質点1では風とブレードとの空気力減衰を考慮し5%に、質点4では流体減衰や地盤による減衰を考慮し同じく5%としている。また、質点2・3においては2%の構造減衰と設定している。

表-3 構造体の設定（上部構造のみ）

	箇所	質量 m_i (t)	長さ L_i (m)	曲げ剛性 $E_i I_i$ (kNm ²)
1	ナセル	32.53	15.85	4.204×10^6
2	タワー	6.30	11.67	1.117×10^7
3		11.17	17.48	2.506×10^7

b) 基礎構造物

基礎構造は、(a)風力発電のタワーをそのまま海底に貫入して中心部にコンクリート充填したコンクリート充填モノパイルと(b)杭で固定されたジャケット、そして(c)ジャケットの20倍の曲げ剛性(EI)とするモノポットの3項目について以下のように設定する。ただし、基礎質量には円筒部材としての付加質量が含まれている。

表-4 解析のケース内容

基礎構造	基礎質量 m (t)	質点質量 m_i (t)	曲げ剛性 EI (kNm ²)
コンクリート 充填 モノパイル	302.2	313.3	1.962×10^8
ジャケット	500.0	511.1	5.798×10^7
モノポット	500.0	511.1	5.798×10^8

(2) 外力

a) 風荷重

ここではHinoのパワースペクトルより、高さ10mでの平均風速を10m/sとした変動風の時系列から抗力係数を1.1として、ハブ高さでの風荷重時系列を

作成する。

b) 波荷重

波荷重時系列に関しては微小振幅波理論により水粒子速度を計算し以下に示すMorison式から求める。その結果、波荷重は約±600kN（10s周期）である。

(3) 結果

a) 風荷重のみの各基礎の振動影響

- (a) 応答結果は図示していないが、風・波同時作用の図-7から10のものと同様、コンクリート充填モノパイルとモノポットの基礎においては2次モードの挙動が現れ、ナセル部では背面に押され、タワー部では全面にでるようなモードとなった。それに対し、ジャケットの基礎では図-11と12と同様、全体的に背面に押された1次モードの支配的な挙動を示す形となった。
- (b) ジャケットの基礎では他に比べ風荷重の振動影響が基礎部にも及んでいる。

b) 波荷重のみの各基礎の振動影響

- (a) コンクリート充填モノパイルとジャケットの基礎においてはタワー部の中間点（質点2・3）が大きく応答している。また、質点1及び質点4においてはほぼ振動が重なっている。
- (b) モノポット基礎においては他に比べほとんど振動影響が見られない。
- (c) 当然のことではあるが波の周期（10s）と一致した強制振動をしている。
- c) 風・波荷重の各基礎の振動影響
- (a) 図-7から図-12に風・波荷重作用時の時系列を示したが、全体の振動形状は波荷重の形状とよく似ている。
- (b) 風荷重のみで示した各基礎のモードの挙動が現れている。
- (c) モノポット基礎においては図-10及び12に示すように他に比べほとんど振動影響が見られない。

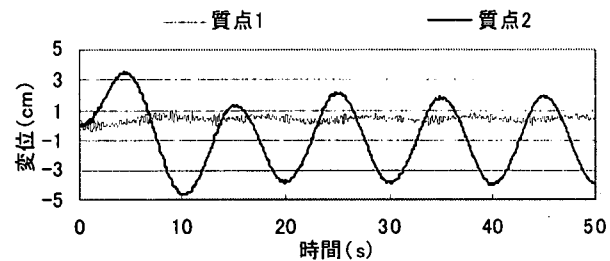


図-7 モノパイルの振動影響1（風・波荷重）

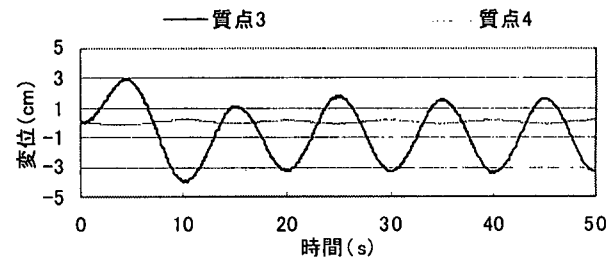


図-8 モノパイルの振動影響2（風・波荷重）

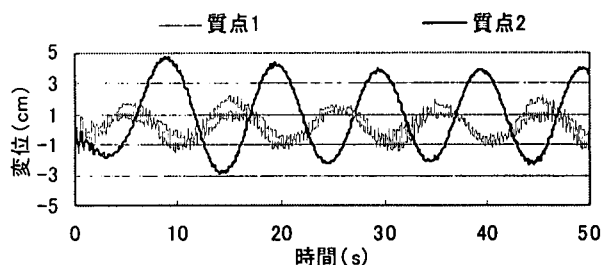


図-9 ジャケットの振動影響1 (風・波荷重)

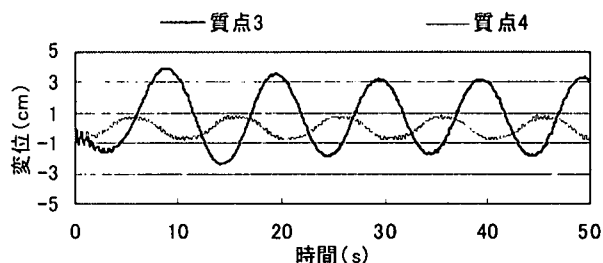


図-10 ジャケットの振動影響2 (風・波荷重)

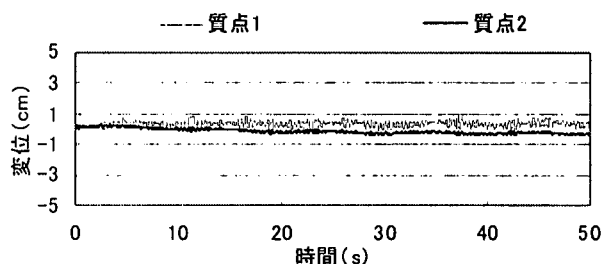


図-11 モノポットの振動影響1 (風・波荷重)

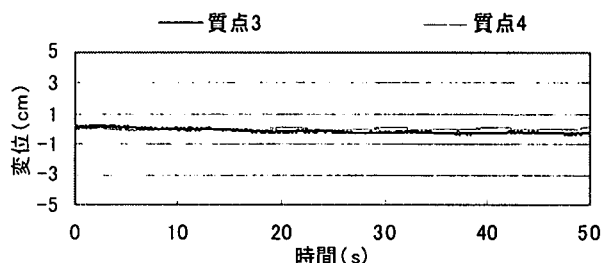


図-12 モノポットの振動影響2 (風・波荷重)

(3) 結論

本研究の解析結果より風力発電本体の振動に大きな影響を与えるのは基礎構造であり、基礎構造の風・波荷重による影響は上部構造の振動を支配するものと考えられる。

風力発電本体においては、その出力によりナセル重量やタワー重量及び曲げ剛性等はある程度決まるので、風力発電の海上展開を図る場合、上部構造や設置場所に応じた基礎の設計が必要と思われる。また、風荷重の上部構造への振動は基礎の曲げ剛性が低いと応答が大きくなるため、海上風力発電におい

ては基礎構造の適切な設計が重要となることは確かである。しかし、ただ基礎を強靱に作ってもコストがかかってしまうため、建設費用あるいは発電コストの減少を図るためにも風力発電装置と基礎の相互的な設計をする必要がある。従って『海上風力発電に関する構造体の振動影響』は、今後(a)ナセル部(b)タワー部(c)基礎部が相互にどのようにあるべきか検討していく必要がある。それにより、発電コストや年間利益、強いては年間発電量が明確になり大規模な風力発電の海上展開へとつながり、また施設の疲労寿命に関わるものと考えられる。

最後に、一般的評価を行うためには十分なパラメータなどを変化させ詳しく解析、及び検討をして行く必要がある。従って、今後の研究では上部構造部(ナセル部・タワー部)と基礎構造部の適切な設定、及び各構造物に対応した波荷重を設定し、振動解析によって両構造部がどのようにあるべきか検討していく必要性がある。

6. 結論

海上と陸上の風力発電を比較検討した結果、風速や鉛直分布形状、及びスペクトル特性などの面で海上風が優れ、風力発電の海上展開の『経済性』が証明され、今後の『エネルギー問題の解決』という観点からもかなりの有効であることが分かった。

また、海上立地の場合考えられる代表的な基礎に関し構造全体の動的解析の結果、基礎構造の曲げ剛性や重量の相違により、著しい応答の違いが見られ、基礎構造と上部構造(ナセル部・タワー部)の相互作用が大きいことが判明した。

今後の研究では設備としてはフレキシブルな構造がよいのか等の一般的な結論を得るため、上部構造部と基礎構造部の重量や剛性の適切な設定、および各構造物に対応した波浪荷重を設定し、振動解析によって両構造部がどのようにあるべきか検討し、疲労性能の検討が重要になるとと思われる。

謝辞：本研究を進めるにあたり、風力発電装置に関する詳細なデータを提供していただいた(株)サント・エネルギー・コンサルタント 代表取締役社長 守屋 孝重氏に敬意を表します。また、貴重な秋田港等の月間の風速出現率を提示戴いた運輸省港湾局および第一港湾建設局にはこの場で感謝申し上げます。

参考文献

- 1) (株)サント・エネルギー・コンサルタント：風力発電，pp. 27, 1998
- 2) (社)日本造船学会：超大型浮体構造物，海洋工学委員会性能部会編，pp. 1-11, 1995
- 3) 運輸省港湾局開発課：港湾及び沿岸域における風力発電可能量の試算，1999年海洋産業研究会：沿岸域における新エネルギー開発プロジェクト，pp. 1-59, 1999