

洋上風力発電導入に向けた洋上風況観測

The Wind Observation on Pacific Ocean for the Offshore Wind Farm

土谷 学¹⁾ 石原 孟²⁾ 福本 幸成³⁾ 助川 博之⁴⁾ 大窪 一正⁵⁾
 M. TSUCHIYA¹⁾, T. ISHIHARA²⁾, Y. FUKUMOTO³⁾, H. SUKEGAWA⁴⁾ and K. OKUBO⁵⁾

ABSTRACT

For the investigation on the possibility of wind farm in the Pacific Ocean near Japan, wind speed and direction were observed using a platform for natural gas mining, 40 km far from a coastline. The platform is located on the east sea of the Tohoku district. The platform has a trussed tower, and a windmill-type anemometer was installed at the top of the tower. The sensor height is 95 m above the sea level. The observation was started in September 2004, and it was continued for two years. We recorded wind speed and wind direction averaged over ten minutes and turbulence intensity. The characteristics of observed wind are good for wind turbines. The annual wind speed average is 7.5 m/s, the turbulence intensity is 10.1 %. Furthermore, some turbulence intensity characteristics are indicated; observed turbulence intensity is lower than standard value prescribed by IEC61400-1, and that of wind from the sea is lower than that of wind from land side.

Key Words: Wind Turbine Generator System, Offshore, Wind Observation

1. はじめに

日本における風力発電の累計導入量は、2005 年度末に設備容量 108 万 kW, 1,050 基に達し、特に最近 5 年間では、年平均 19 万 kW, 160 基が導入されてきた¹⁾。また、政府の目標導入量として、2010 年度、300 万 kW が掲げられ、更に、新エネルギー産業ビジョン²⁾では、1,000 万 kW (2020 年度)、2,000 万 kW (2030 年度) が予測されており、今後、益々の導入が期待されている。風の面から見た風力発電の適地条件は、① 年平均風速が高いこと、② 乱れ強さが小さいこと、③ 風向変化が少ないこと、④ 暴風時の極値風速が低いことが挙げられる。いずれも、発電量や耐久性、イニシャルコストに直結する重要な要素である。これらの適地条件に対して、洋上では、高い平均風速、小さい乱れ、少ない風向変化などの好条件が期待されることから、洋上風力発電の導入が各所で検討されており、洋上の風力エネルギーを推定する試みが多くなされてきた^{例えは3), 4)}。石原は、関東沿岸洋上の風力エネルギーの賦存量を、東京電力の販売電力量なみの 2,800 億 kWh/年と推定している⁵⁾。しかし、これら既往の研究は、いずれも数値シミュレーションによるものであり、実測による検証は行われていない。

この度、筆者らは、福島県沖約 40km に位置する磐城沖ガス田プラットフォームを利用して、十分に高い高度での洋上風況を観測する機会を得た。本論文では、その観測結果を示す。

¹⁾ 鹿島建設株式会社 環境本部 課長 (〒163-1029 東京都新宿区西新宿 3-7-1-29F)

²⁾ 東京大学大学院 工学系研究科 総合研究機構 助教授 (〒113-8656 東京都文京区弥生 2-11-16)

³⁾ 東京電力株式会社 技術開発研究所 主任研究員 (〒230-8510 神奈川県横浜市鶴見区江ヶ崎町 4-1)

⁴⁾ 東京電力株式会社 技術開発研究所 主任 (〒230-8510 神奈川県横浜市鶴見区江ヶ崎町 4-1)

⁵⁾ 鹿島建設株式会社 技術研究所 研究員 (〒182-0036 東京都調布市飛田給 2-19-1)

2. 風況観測の概要

風況観測位置は、図1に示す福島県楢葉町の沖合約 40km にある洋上の天然ガス田プラットフォームである。海面からの高さが 93m である掘削



図1 風況観測位置



写真1 磐城沖ガス田プラットフォームと風向風速計

槽を利用して、風向風速計を設置した(写真1)。風向風速計の海面からの高さは 95m である。使用した観測システムの仕様を表1に示す。天然ガス掘削施設上では、防爆型機器の使用が義務付けられているため、風向やプロペラの回転数を光ファイバーで検出する風車型風向風速計を採用した。観測データは、現地に設置した二種類のデータロガーに記録し、それぞれ毎日1回陸上に送信した。

ロガーAによる観測期間は、2004年9月から2006年9月までの約2年間であり、ロガーBによる観測期間は2005年12月から2006年9月までの10ヶ月間である。本論文では、ロガーAによる2004年10月から2005年9月までの1年間の観測結果を対象に統計的な解析・考察を行い、ロガーBによる1秒毎の観測結果を用いて、パワースペクトル密度及び乱れのスケールの解析を行う。

表1 洋上観測システムの仕様

風向風速計	メーカー	小笠原計器製作所
	形式	風車型風向風速計 WS-7671
	検出方式	7心光ファイバー方式
	風向	16方位方式
	風速	0~60 m/s
ロガーA	メーカー	NRG Systems
	形式	SYMPHONIE / 2000-J
	サンプリング間隔	2秒
	取得データ	10分間平均風速、10分間平均風向 10分間最大風速、10分間最小風速 10分間風速標準偏差
ロガーB	観測期間	2004年9月~2006年9月
	メーカー	omron
	形式	ZR-MDR10
	サンプリング間隔	1秒
	取得データ	風速及び風向の時刻歴データ
ロガーB	観測期間	2005年12月~2006年9月

3. 風況観測の結果

観測結果の一例として、2005年1月の10分間平均風速、10分間平均乱れ強さ、10分間平均風向の時刻歴波形を図2に示す。以下、3.1~3.3では、2004年10月1日から2005年9月30日までの1年間の洋上風況の観測結果をまとめる。

3.1 平均風速及び風速出現頻度

年間の平均風速は 7.5m/s、平均風力エネルギー密度は 602W/m²を示した。風力発電の立地条件として、風車のハブ高さにおける年平均風速 6m/s が1つの目安とされている。本観測結果を大型風車のハブ高さ(70m)に換算(べき指数 $\alpha=0.1$)した場合でも、7.3m/sが見込まれる。

月平均風速及び月平均風力エネルギー密度の変化を図3に示す。月平均風速は、概ね寒候期(10月~3月)に高く、暖候期(4月~9月)に低い傾向を示す。特に1月から5月では、平均風速は8m/s以上、平均風力エネルギー密度は 670W/m²以上を示し、中でも1月は平均風速、平均風力エネルギー密度共に最も高く、それぞれ 8.9m/s、957W/m²を記録した。一方、平均風速の最低値は7月の 5.7m/s、平均風力エネルギー密度の最低値は6月の

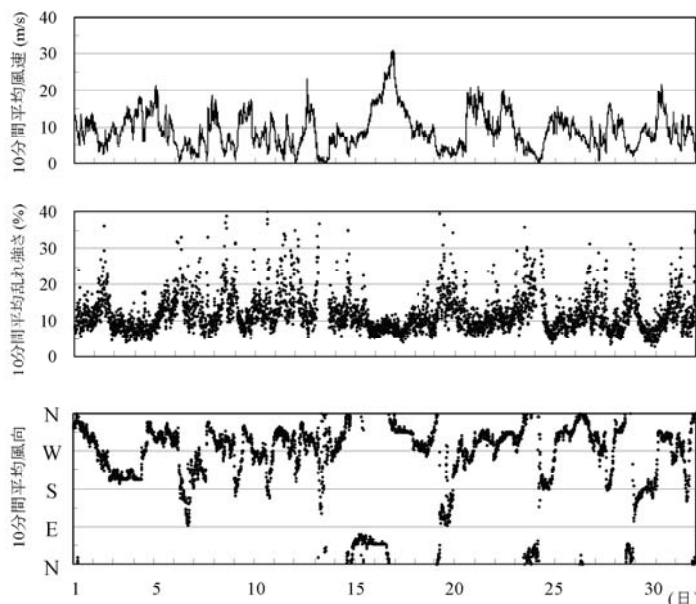


図2 時刻歴データの一例(2005年1月)

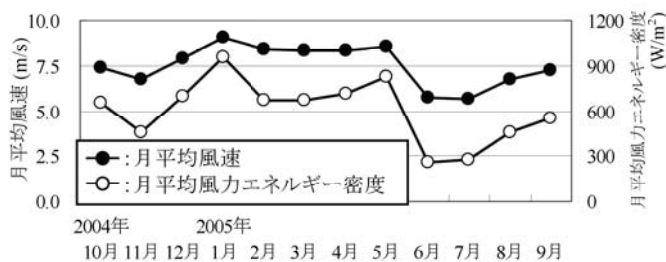


図3 月平均風速及び月平均風力エネルギー密度

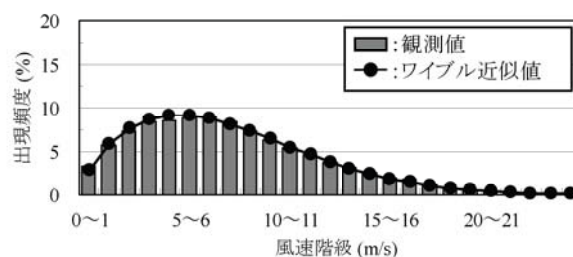


図4 年間風速出現頻度とワイブル近似値

258W/m²であった。

年間の風速出現頻度とそのワイブル分布近似を、図4に示す。最頻度風速階級は5～6m/sであり、ワイブル分布の形状係数 k は1.68, 尺度係数 c は8.4m/sである。また、風車の定格風速を12m/sとすると、定格風速以上の風速が出現する頻度は17%と非常に大きな値を示し、一般的な大型風車を設置した場合の設備利用率(年間発電量 kWh/[定格出力 kW×時間 h])は、35%程度の高い値が期待できる。

3.2 風向出現頻度

年間の風向出現頻度を図5に、風向別平均風力エネルギー密度を図6に示す。最多出現風向は南(S)風の9.7%であり、また、北西(NW)風から北北東(NNE)風の頻度は、7.5%～9.2%観測され、南北方向の風の出現頻度が高いことが確認された。また、風向別の風力エネルギー密度は、北西(NW)風および南(S)風において、大きい値を示している。

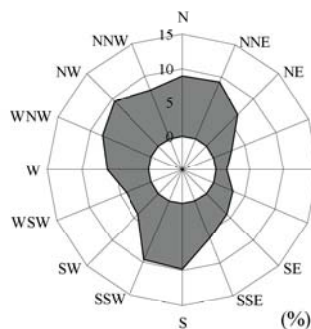


図5 年間風向出現頻度

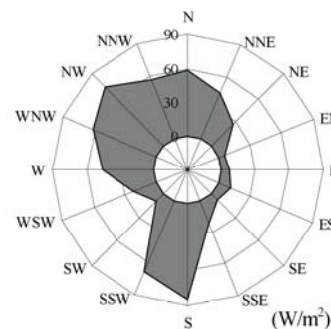
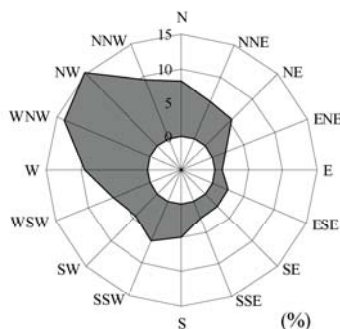
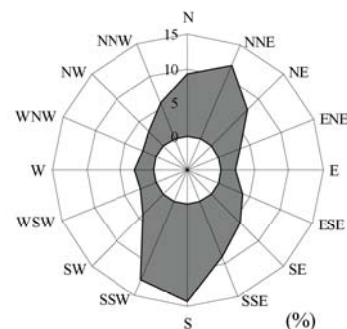


図6 年間風向別風力エネルギー密度



a) 寒候期(10月～3月)



b) 暖候期(4月～9月)

図7 期別風向出現頻度

寒候期及び暖候期の風向出現頻度を図7に示す。寒候期には、北西(NW)寄りの風が多く出現しており、暖候期には、南北方向の風の出現頻度が高いことが確認できる。

3.3 乱れ強さ

乱れ強さの年平均値(静穏時を除く。以下同様)は10.1%であり、乱れが小さい風況であることがわかる。

月平均乱れ強さの変化を図8に示す。暖候期の月平均乱れ強さは、比較的風速が低い7月にはやや大きな値を示すものの、6%～9%程度の小さな値を示す。一方、寒候期の月平均乱れ強さは、暖候期と比較して大きい値(10%～14%)を示した。これは、以下に示す風向別の乱れ強さの違いに起因すると考えられる。

風向別の年平均乱れ強さを図9に示す。陸地方向から吹く風(SW～W～NW、以下「陸風」とする)の乱れ強さは、12%～14%の比較的大きな値を示した。一方、

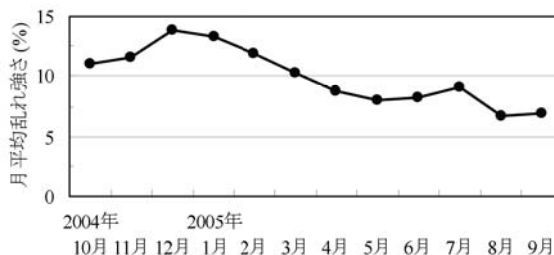


図8 月平均乱れ強さ

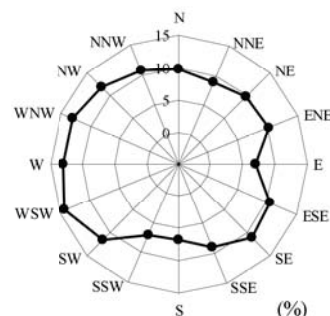


図9 風向別乱れ強さ

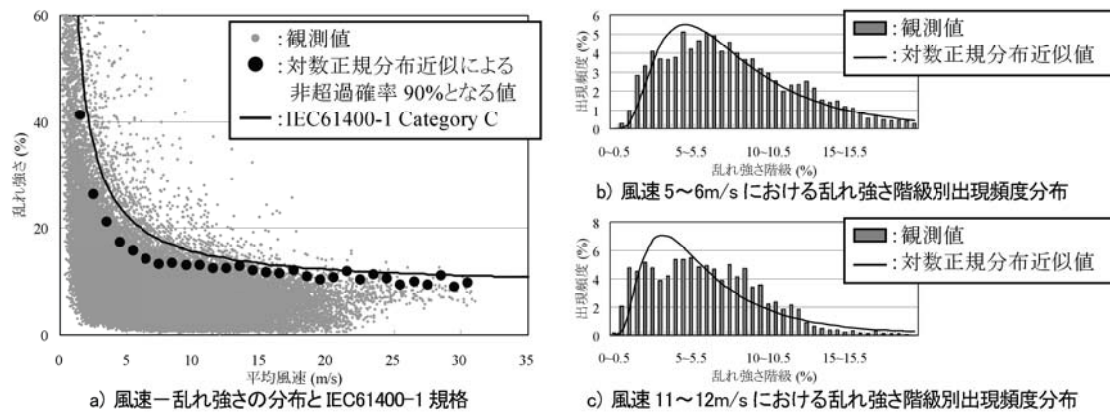


図10 乱れ強さの分布特性(全風向)

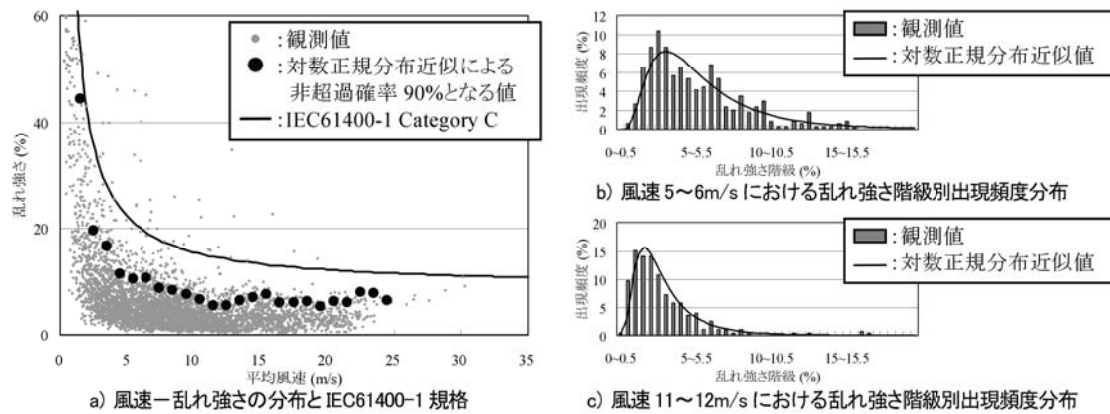


図11 海風の乱れ強さの分布特性(南風)

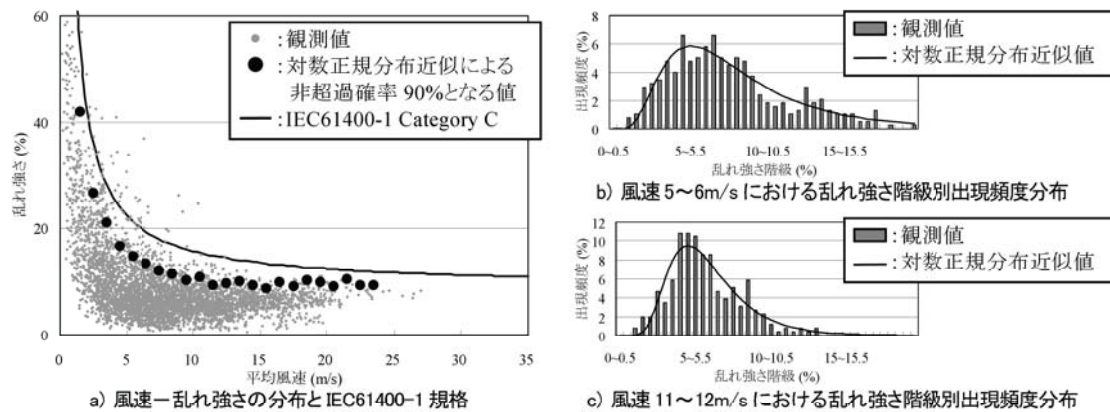


図12 海風の乱れ強さの分布特性(北風)

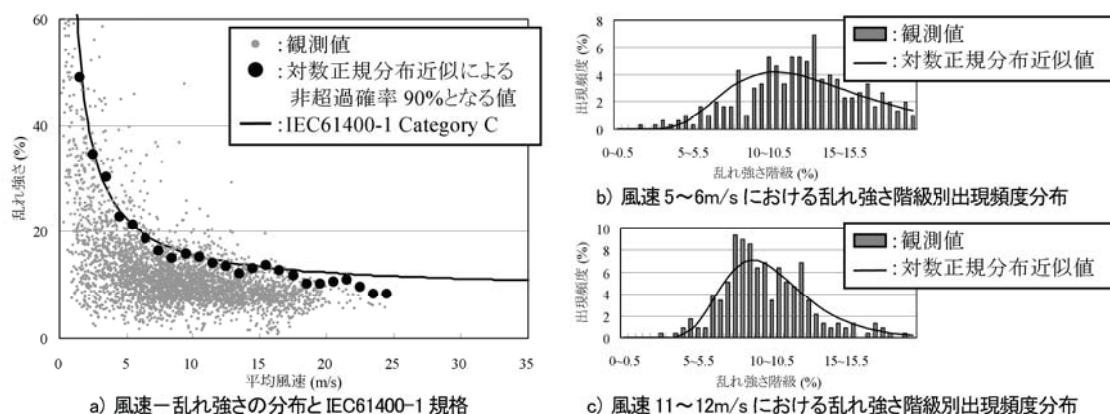


図13 陸風の乱れ強さの分布特性(西北西風)

それ以外の風向(以下「海風」とする)では、比較的小さい値を示し、最も小さい南(S)風の乱れ強さは、6.8%である。ここで前述の期別風向出現頻度を考慮すると、寒候期、暖候期における乱れ強さの違いは、風向による乱れ強さの違いが主な要因であることが確認できる。

風力発電システムの安全要件が規定された国際規格 IEC 61400-1⁶⁾では、風力発電システムの安全性能を確認するための種々の風速・風向特性が規定されている。その中で、洋上を含む乱れ強さの小さい地域に適用される Category-C では、平均風速 15m/s における乱れ強さの期待値として、12%が規定されている。更に、風速階級ごとに求めた乱れ強さ階級別出現頻度における非超過確率 90%の乱れ強さの算定式として、(1)式が示されている。

$$\sigma_I = I_{ref} (0.75 V_{hub} + b) \quad (1)$$

σ_I : ハブ高さにおける風速の標準偏差, I_{ref} : 風速 15m/s における乱れ強さの期待値 (0.12)
 V_{hub} : ハブ高さにおける風速, $b=5.6\text{m/s}$, σ_I/V_{hub} : 乱れ強さ

1 年間の全風向データについて、乱れ強さの分布特性を図10に示す。a) 図は、10 分間平均風速と乱れ強さの相関を示し、b) 及び c) 図は、10 分間平均風速が 5m/s～6m/s 及び 11m/s～12m/s の場合における、乱れ強さの階級別出現頻度分布である。IEC61400-1 では、各風速階級内における乱れ強さの出現頻度分布は対数正規分布で近似されとしている。b) 及び c) 図には、観測値から算定した対数正規分布近似値を併せて示した。更に、a) 図には、b) 及び c) 図に示す様な、風速階級毎の観測値をもとにした対数正規分布近似により算出した非超過確率 90%となる乱れ強さ、及び、式1より算出される IEC61400-1, Category-C の非超過確率 90%の乱れ強さを併せて示した。

図10の a) に示す非超過確率 90%の乱れ強さは、全風速域で観測値が IEC 規格を下回っていることがわかる。特に、10m/s 以下の風速域では観測値と IEC 規格の値の差がやや大きい。図10の b) 及び c) における乱れ強さの階級別出現頻度分布は、最頻度階級付近において、対数正規分布近似と比較してやや異なる分布形状を示している。

風向別の乱れ強さ(図9)が最も小さな値(6.8%)を示し、かつ、風向出現頻度が最も高い値(9.7%)を示した南(S)風(海風)の場合の検討結果を図11に示す。a) 図に示す非超過確率 90%の乱れ強さは、観測値が IEC 規格の半分程度の小さい値を示す。b) 及び c) 図における出現頻度分布は、対数正規分布で概ね近似できる特性を示している。

風向出現頻度が高い海風の中で、乱れの強さが比較的大きい北(N)風についての検討結果を図12に示す。非超過確率 90%の乱れ強さは、南風より大きい値を示すが、IEC 規格との比較では、2/3 程度の小さい値を示す。

風向別の乱れ強さ(図9)が比較的大きな値(12.9%)を示し、かつ、風向発生頻度が比較的高い値(7.9%)を示す西北西(WNW)風(陸風)について、同様の検討結果を図13に示す。a) 図に示す非超過確率 90%の乱れ強さは、観測値が IEC 規格に近い値を示していることがわかる。b) 及び c) 図における乱れ強さの階級別出現頻度分布は、海風と同様に対数正規分布で概ね表現できる分布特性であると言える。

観測値の西北西 40km～90km の範囲には、標高 1,000m 程度の尾根を含む阿武隈高地があり、更にその西北西には、標高 2,000m 程度の奥羽山脈がそびえている。図13に示す西北西の陸風は、これらの地形による乱れが含まれた風であると言える。IEC61400-1 規格の Category-C が主な対象とする欧州の洋上風力発電所は、北海やバルト海沿岸の陸地から数 km～数十 km 沖合に計画・建設されていることから、本観測における陸風の乱れ強さは IEC 規格とほぼ同等の値を示したと考えられる。一方、海風である南(S)風は、陸地の影響を受けていない風であるため、その乱れ強さは IEC 規格や西北西(WNW)風の半分程度の小さい値を示したと考えられる。つまり、西北西(WNW)風と南(S)風は異なる境界層構造をしていると言える。

以上のように、陸風と海風では、異なる乱れ特性を持つ風が吹いているために、それらが混在する全風向の乱れ強さの出現頻度分布特性は、対数正規分布で表現することが困難であると考えられる(図10参照)。

3. 4 パワースペクトル密度

パワースペクトル密度及び乱れのスケールなどを把握するため、2005 年 12 月から、1 秒サンプリングの時刻歴データの記録を開始した。海風(南(S)風)及び陸風(西北西(WNW)風)の代表的なパワースペクトル密度を、図14に示

す。パワースペクトル密度の算出には MEM 法を用いた。同図には、カルマン型のパワースペクトル密度も併せて示す。海風(南(S)風)のパワースペクトル密度の形状は、カルマン型と比較して低周波数領域で卓越する傾向を示す。一方、陸風(西北西(WNW)風)のパワースペクトル密度は、カルマン型とほぼ一致する。

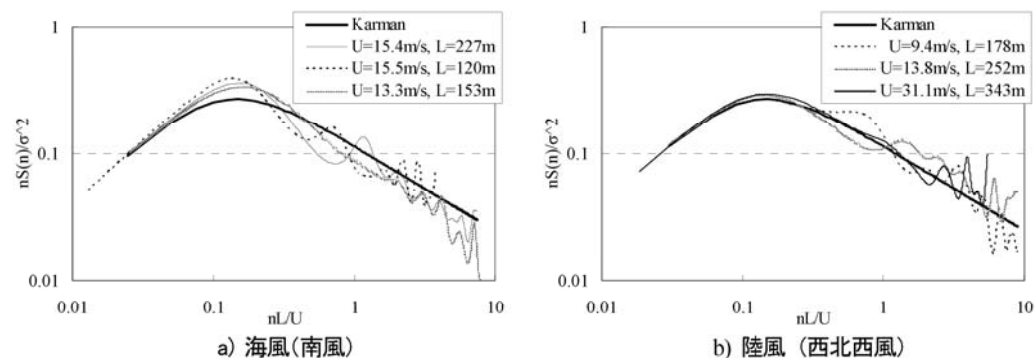


図14 スペクトル特性

乱れのスケールは、現時点ではサンプル数が少なく、今後の検討課題であるが、図14においては、海風が陸風よりやや大きい傾向を示した。

4. まとめ

福島県榎葉町沖合約40kmにある洋上天然ガス掘削施設を利用して、海面上95mの風況を観測した結果を以下にまとめる。

- 1) 年平均風速は7.5m/s、年平均風力エネルギー密度は602W/m²であり、同地点に一般的な大型風車を設置した場合は35%程度の高い設備利用率が期待できる。
- 2) 寒候期の月平均風速は8m/s以上と好風況であるのに対し、暖候期は比較的風速が低く、特に6,7月の月平均風速は6m/sを下回っており、2m/s以上の差があることが確認された。
- 3) 年間の風向出現頻度では、南北方向の風の出現頻度が高く、また、北西(NW)風および南(S)風の風力エネルギー密度が大きいことが確認された。
- 4) 風速の年平均乱れ強さは10.1%と小さい値を示し、風車の耐久性等の観点から、風車の洋上立地のメリットが示された。海風の乱れ強さは、南(S)風の6.8%など、特に小さい値を示すのに対して、陸風では12%~14%の比較的大きな値を示した。
- 5) IEC61400-1規格Category-Cの乱れ強さと比較して、陸風では同程度、海風では半分程度の値を示した。
- 6) 陸風のパワースペクトル密度は、カルマン型とほぼ一致するのに対して、海風では、低周波数領域で卓越する傾向を示す。

本観測結果により、洋上風力発電の検討に必要な洋上の風況特性を明らかにすることができた。今後は、更に詳細な検討を進めるとともに、観測結果を、洋上風況の数値シミュレーションの検証などにも役立てていきたい。

参考文献

- 1) 丸山隆一ほか、日本における風力発電設備・導入実績、第6回 風力エネルギー利用総合セミナー、2006.06
- 2) 経済産業省、新エネルギー産業ビジョン、2004.06
- 3) NEDO、日本における洋上風力発電の導入可能性調査、1998
- 4) 長井浩、中尾力、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、pp.291-294、2004.11
- 5) 石原孟、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講演集、pp.80-84、2005
- 6) International Electrotechnical Commission (IEC) : Wind turbines –Part 1 Design requirements, IEC61400-1 Third edition 2005-08, 2005.08