

石原 孟** 山口 敦** 佐々木 庸平** 藤野 陽三**
 Takeshi ISHIHARA Atsushi YAMAGUCHI Yohe SASAKI Yozo FUJINO

1. 緒論

今年7月に世界の風力発電設備容量は4053万kWに達し、5600万人に電力を供給している。一方、我が国の風力開発は1997年以後急速に拡大し、2003年の設備増加率が65.7%と大きく、風力発電システムの導入も2003年度末で68万KWに達した。現在日本における風力発電導入量が世界第8位、国内における風力発電産業も形成されつつある。

しかし、風力発電導入量の急速な拡大に伴い、我が国の風力開発における技術課題も顕在化しつつある。風力発電の特徴である出力変動はその普及に伴い、電力システムに与える影響が懸念され、更に風力エネルギーの地域偏在性は風力開発の適地不足問題を引き起こしている。その解決策の一つとして有望視されているのは電力消費量の多い都市域の沖合いにおける洋上風力開発である。風力発電先進国デンマークでは陸上の適地不足から大規模な洋上ウインドファームの開発が進んでおり、昨年ローラン島の沖に世界最大の洋上ウインドファーム(2300KWの風車72基)が建設された。日本における大規模な洋上風力開発を行うためには、各電力会社管内における洋上風力賦存量を明らかにすると共に、技術的、経済的、社会的制約条件を考慮した開発可能量の正確な算定が不可欠である。

日本における洋上風力賦存量に関する研究が幾つか挙げられる。長井ら¹⁾は灯台の観測データをもとに線形風況予測モデルWAsPを用い、沿岸5kmまでの洋上風力賦存量を予測した。しかし、日本の沿岸海域のほとんどは漁業権が設定されており、大規模なウインドファームの建設が困難であり、沖合いにおける風力賦存量の予測が必要である。藤井ら²⁾はDMSP衛星によるSSM/I画像データを用い、海面の波から海面風速を推定し、洋上風力賦存量を算出した。しかし、洋上に設置する風車のナセルは海面から60m~80mの高さに位置するため、海面風速から推定された洋上風力賦存量に誤差が含まれる可能性がある。また衛星画像の制約から、推定された賦存量の空間的・時間的分解能が低く、推定手法自体の精度も未検証であるという問題が残さ

れている。更に洋上ウインドファームを計画する際には、ウインドファームの設置における技術的、経済的、社会的な制約条件を十分に考慮し、実際に開発可能な風力発電量を推定する必要もある。

Voivontas et al.³⁾は地理情報システムを用い、陸上の風力エネルギー賦存量を理論的に存在する理論賦存量、社会的制約条件による利用可能賦存量、技術的制約条件による技術的賦存量、経済的制約条件による経済的賦存量に分け、意思決定支援システムRES-DSSを構築した。またHilring and Kreig⁴⁾は、人口密集地や集落近傍、軍事施設を除き、スウェーデン南部の風力エネルギー賦存量を求めた。しかし、日本近海では考慮すべき経済的、社会的制約条件が欧州と異なるのに加え、日本沿岸の海底地形がヨーロッパの北海沿岸のそれと異なるため、基礎形式など考慮すべき技術的制約条件も異なる。

本研究では電力需要の大きい関東地方の沖合いを対象に、気象シミュレーションにより、関東沿岸の風況特性を解明すると共に、関東沿岸の洋上における風力エネルギーの賦存量を明らかにする。そして、洋上ウインドファームの建設における技術的、経済的、社会的制約条件を抽出し、日本近海における洋上風力開発可能量の推定基準を提案する。最後に、気象モデルにより推定した洋上風力賦存量に開発可能な発電量の推定基準を適用することにより、関東沿岸洋上における風力開発可能量を明らかにする。

2. 地域気象モデルRAMSの概要

本研究では、洋上風況を算出するために、地域気象モデルRAMS⁵⁾を使用した。気象モデルRAMSは非静水圧力学方程式を基礎とし、メソスケールの気象現象に支配的な影響を与える放射過程、雲、土壌のモデルが組み込まれている。地表面の境界条件としては、大気の流れと地面の放射吸収量に影響を与える地形、熱と力学的な境界条件を与える土地利用、海面温度を与える。本研究では、地形としては国土地理院の50mメッシュ数値地図、土地利用としては国土交通省による100mメッシュ国土数値情報、海面温度

* 平成16年11月25日第26回風力エネルギー利用シンポジウムにおいて講演

** 東京大学大学院工学系研究科 〒113-8656 東京都文京区弥生 2-11-16

度としては全球1度グリッドの気候値を用いた。

本研究は洋上を対象とするため、計算領域の最小水平分解能を2kmとした。メソスケールの現象を適切に再現させるため、二重にネスティングさせた格子を用い、双方向に計算結果を反映させながら計算を行った。本研究で用いた計算領域を図1に示す。外側のグリッド1は関東平野と周辺の山岳地域を含むように領域を設定し、水平解像度を10kmとした。また内側のグリッド2は関東地方沿岸部を含むように銚子沖と相模湾沖の二つの領域を設定し、水平解像度を2kmとし、それぞれの領域における詳細な計算を行った。銚子沖の水平格子点数は東西78×南北86、相模湾沖は東西106×南北54である。鉛直方向に関しては、地表面、海表面付近の風速の鉛直プロファイルを正しく再現できるように地表面付近の最小格子間隔を20mとし、上空では最大1000mの格子間隔を用い、計算領域の高さは25kmとした。

計算対象期間は、異常年検定に合格した2000年1年とし、日本標準時の2000年1月1日から12月31日までの通年シミュレーションを行った⁹⁾。雲や降雨の気象水象のモデルとしては、計算時間と精度のバランスを考慮し、雲のみを再現したモデルを用いた。側方境界条件および初期条件としては、ECMWF(ヨーロッパ中期気象予報センター)による全球モデルの客観解析値(気圧面鉛直14層のジオポテンシャル高度、温度、相対湿度、水平風速成分)を初期及び境界における同化データとし、連続的に計算に取り込んだ。計算結果は毎正時10分平均の風速の各成分を1時間間隔で出力した。計算にはAthlon 2.0GHz 20CPUを有するPCクラスタを用いた。銚子沖と相模湾沖の1年分の計算に計600時間を要した。

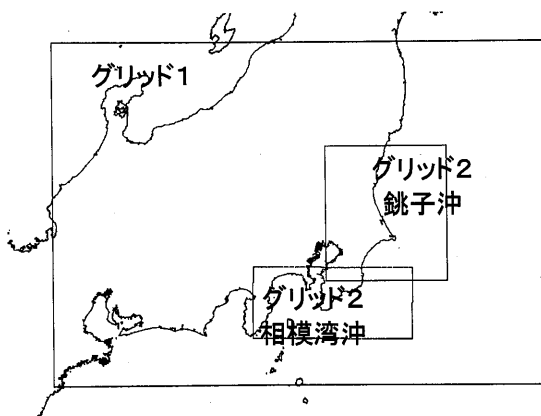


図1 本研究で用いた計算領域

3. 銚子気象台における風況特性

地域気象モデルRAMSによる計算精度を評価するために、対象領域内の気象官署の中で最も海に近い銚子気象台で観

測された風速、風向を用いた。銚子気象台の周辺は比較的平坦で、風速と風向が観測されている高さは地面から28.2mである。図2に銚子気象台での2000年1年間の日平均風速、図3に2000年6月の毎正時10分平均風速を示す。実線が、地域気象モデルRAMSによる計算結果、点線が観測データを示す。気象モデルによる予測された風速は観測された風速をよく再現し、年平均風速の予測誤差は4.8%であり、高い精度が示された。なお、1年間の日平均風速の二乗誤差は1.17m/s、毎正時10分平均風速の二乗誤差は2.10m/sとなっている。すなわち、気象モデルにより平均風速を予測する場合には評価時間が長ければ予測精度が高いことがわかる。

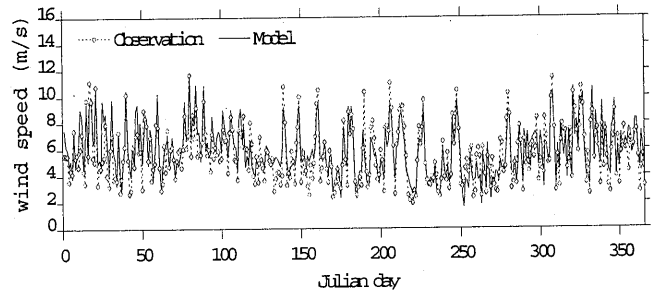


図2 銚子気象台における2000年1年間の日平均風速の変化

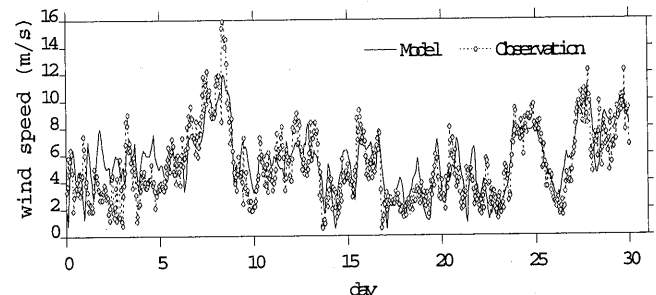


図3 銚子気象台における6月の毎正時の10平均風速の変化

図4(a)には銚子気象台における年間風配図を示す。実線が気象モデルによる解析結果、影付きの鎖線が観測値を示す。風速だけでなく、卓越風向もよく再現されていることがわかる。銚子においては、主風向は季節によって大きく変化する。図4(b)には、銚子気象台における6月、図4(c)には10月の風配図をそれぞれ示す。6月の主風向は南南西であるのに対して、10月の主風向は北北東から北東となっている。気象モデルによる解析結果は、この風配の変化を的確に予測していることがわかる。

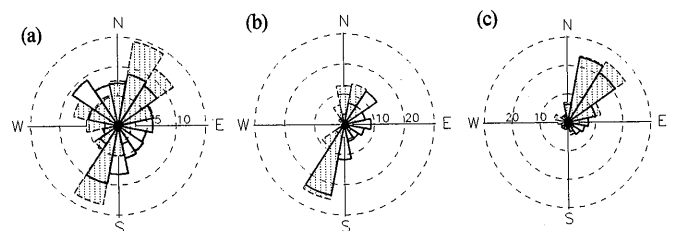


図4 銚子気象台における風配図 (a)年間、(b)6月、(c)10月

4. 関東沿岸の風況特性と洋上風力賦存量の評価

図5には銚子沖高さ60mでの年平均風速分布を示す。全体的に沿岸に近い場所ほど平均風速が弱く、陸から遠ざかるにつれて風速が増大していることがわかる。また、沿岸からの距離が同じでも場所によって、風速が大きく異なる。

図6には海岸から10km離れた場所での年平均風速の南北方向の変化を示し、銚子沖10kmの地点を基準に北側を正とした。銚子沖での年平均風速が最も高く、北側に行くに従い風速は急激に低くなるのに対して、銚子沖以南では平均風速の減少が少ない。最も風速が高い銚子沖に対して、最も風速の低い銚子北70kmの海域では年平均風速は25%程度低く、発電量に換算すると約半分になる。これは、この海域における主風向の一つである南から南南西の風の際に銚子以南の海域では南側には陸地がないため、風速があまり減速しないのに対して、銚子北側の海域では、南南西に陸地があり、海面より高い粗度の存在により風速が顕著に減少すると考えられる。

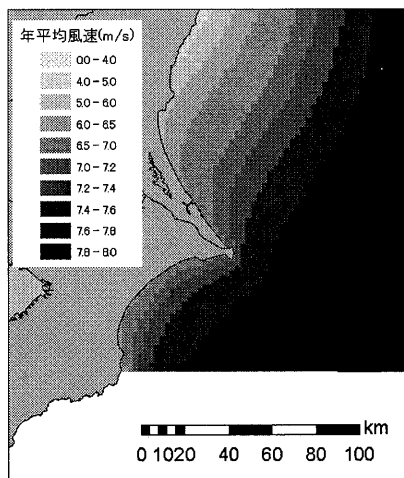


図5 銚子沖の年平均風速分布

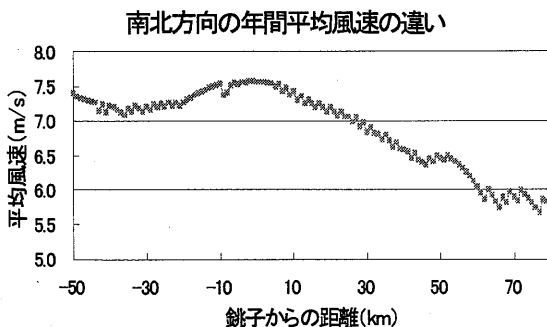


図6 沖合い10km地点における南北方向の風速変化

次に、気象モデルの計算結果から求められた風況データを用い、関東沿岸洋上における賦存量を求めた。関東地方1都6県の沿岸50kmまでの海域を対象とし、風車はハブ高さ70m、ロータ直径80mの2MW風車を想定し、風車の配置

間隔はロータ直径の8倍(8D×8D)とした。このとき対象海域には49,405基の風車が設置可能である。図7には求められた1km²あたりの年間発電量を示す。この場合には対象海域の年間総発電量が277TWhであり、これは東京電力の年間供給電力295TWhの94%に相当する。また風況のよい海域では設備利用率が35%に達していることが分かる。

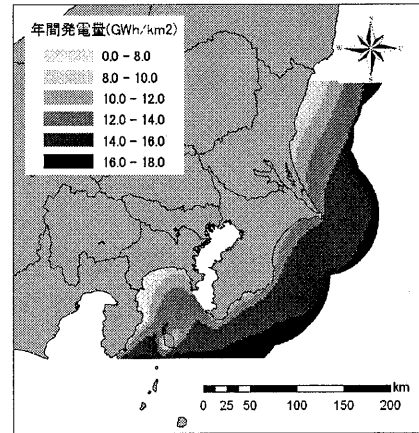


図7 関東沿岸海域における1km²あたりの年間発電量

5. 地理情報システムによる開発可能量の算定

洋上にウィンドファームを建設する際にはいろいろな制約条件を受け、実際建設可能な海域が限られている。図7に示されている賦存量から実際に開発可能な発電量を評価するためには、技術的、経済的、社会的な立地制約条件を考え、建設不可能な海域を除外する必要がある。本研究ではまず日本近海において洋上ウィンドファームを建設する際の立地制約条件を整理し、日本近海における洋上風力発電開発可能量を算定する際に除外すべき海域の決定方法を提案する。

立地制約条件は、技術的、経済的、社会的制約条件の3種類に分類できる。本研究では技術的制約条件としては水深を考慮した。現在欧州で実用化されている着底型基礎構造を用いた場合に風車が設置可能な水深は0~20mである。一方、現在実用化に向け開発が進められている浮体式基礎構造は設置水深は20~500mを目標としている⁷⁾。そこで本研究ではこれら二つの水深域での開発可能量をそれぞれ評価した。次に経済的制約条件としては海底送電ケーブルの最大延長を40kmとした。これは海底ケーブルの延長が40kmを超えると経済的な交流高圧送電が不可能となるためである。また維持管理の作業性の点からも40km以上の海域を除外することが望まれるため、経済的制約条件として、沿岸から40km以上離れた海域を除外した。さらに社会的制約条件としては、自然公園区域、漁業権設定区域、航行区域等の既利用区域を除外した。自然公園区域や航行区域で

は風車の建設は難しく、また漁業権設定区域についても、漁業補償によるコスト変動リスクや交渉による事業遅延リスクを考慮すると、これらの海域を除外した。

なお、等深線及び海岸線データは、海洋情報研究センターより購入した「日本全域海岸線データ」と「日本近海等深線データ」を使用した。他のデータは全て国土交通省より入手した国土数値情報を用いた。

以上のような立地制約条件を考慮すると、関東地方沿岸海域の開発可能量は、現在実用化されている着底型基礎構造を用いる場合、すなわち水深 20m 以下の海域のみにウィンドファームを建設する場合には 0.4TWh/year となり、全体賦存量のわずか 0.1%しか開発できない。これは日本では海底の地形が急峻なため、着底型基礎構造に適した水深 20m 以下の海域は沿岸のごく近傍に限られ、またこのような海域のほとんどは漁業権が設定されており、ウィンドファームの建設が不可能であるためである。より深い水深の海域に建設可能な浮体式基礎構造を用いる場合、開発可能量は 94TWh/year となり、2001 年度東京電力の総供給電力の 32%に相当する。図 8 に浮体式基礎構造を用いる場合の発電可能量マップを等深線と併せて示す。

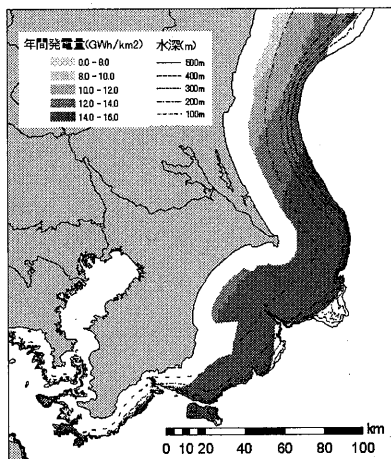


図 8 浮体式基礎構造を用いる場合の発電可能量

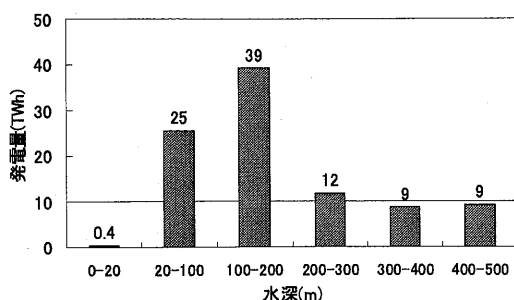


図 9 全ての制約条件を考慮した後の水深別発電可能量

また図 9 には、水深別の発電可能量を示す。水深 20~200m での発電可能量が大きく、浮体式基礎構造の開発は日本における洋上風力開発にとって不可欠であることが分か

る。また図 8 からわかるように、水深が 200m を超えると急激に海が深くなり、水深 500m に達するまでの海域の面積が小さいため、浮体式基礎構造の技術開発は水深 200m 以下の海域を目標とすればよいことがわかる。

6. まとめ

本研究では、関東地方沿岸域を対象に、メソスケール気象モデルを用いた水平解像度 2km のシミュレーションを行い、関東地方沿岸域の風況及び洋上風力賦存量を明らかにした。また地理情報システムを利用し、技術的、経済的、社会的制約条件を考慮した関東地方沿岸域の風力開発可能量を評価した。その結果、以下の結論を得た。

- 1) 気象シミュレーションにより、洋上における年平均風速を評価でき、予測誤差は 4.8% である。
- 2) 関東地方沿岸域における洋上風況は場所によって大きく変化し、沿岸からの距離が一定であっても銚子沖以南に比べ、銚子沖より北側では北に行くにつれ年平均風速が大きく減少する。
- 3) 関東地方沿岸 50 km までの海域における洋上風力賦存量は東京電力の供給電力の 94% に達し、風況のよい海域では設備利用率が 35% に達していることが分かった。
- 4) 地理情報システム GIS を用いることにより、洋上ウィンドファームの建設における技術的、経済的、社会的制約条件を抽出し、関東地方沿岸海における洋上風力開発可能量を評価した。
- 5) 技術的、経済的、社会的制約条件を考慮し、浮体式基礎構造を用いる場合の開発可能量は 94TWh/year となり、2001 年度東京電力の総供給電力の 32% に相当することが分かった。

文 献

- 1) 長井浩, 牛山泉, 2000 年太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.219-221, 2000.
- 2) 藤井朋樹, 1999 年太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.447-450, 1999.
- 3) D. Voivontas, D. Assimacopoulos and A. Mourelatos, Renewable Energy, Vol. 13, No. 3, pp.333-344, 1998.
- 4) Bengt Hillring and Roland Krieg, Renewable Energy, Vol. 13, No. 4, pp.471-479, 1998.
- 5) R. A. Pielke et al., Meteorol. Atmos. Phys., vol. 49, pp. 69-91, 1992.
- 6) 林宏典, 佐々木律子, 鈴木靖, シンポジウム:風力発電タービンの最適立地探査法概要集, pp.79-82, 2002.
- 7) 金鋼正矢, 海洋開発ニュース, Vol. 30, No. 5, pp. 28-33, 2002.