

気象シミュレーションと現地観測データに基づく風力発電量予測システムの構築と検証

Wind Energy Forecast and its Verification based on Mesoscale Model and Onsite Observation

○ 山口 敦¹⁾ 甲斐 悠資¹⁾ 石原 孟¹⁾ 福本 幸成²⁾
Atsushi YAMAGUCHI¹⁾ Yusuke KAI¹⁾ Takeshi ISHIHARA¹⁾ Yukinari FUKUMOTO²⁾

1. はじめに

現在、わが国において風力発電の導入が進んでいる。しかし、風力発電は出力が風に応じて変動するため、常に需要と供給の一致が要求される電気系統において、需給計画策定の不確実性の一因となっている。一方、風力発電導入先進国であるデンマーク、ドイツ、アメリカなどでは風力発電量の翌日予測が行なわれ¹⁾、翌日の需給計画策定に利用されているが、日本において風力発電量予測に関する研究はほとんど行なわれていない。また、欧米で開発された手法を地形が複雑で台風などの自然条件が厳しい日本に適用するためには精度の検証が必要である。そこで本研究では気象庁提供の数値気象予報データと現地観測データからリアルタイムに風力発電量を予測するシステムを構築し、日本に適用可能な発電量予報手法を提案するとともに、その精度を検証する。

2. 対象地点と予測システムの概要

本研究では(株)東京電力の八丈島風力発電所を対象とした。八丈島は東京の南約 300km に位置し、台風がしばしば到来するのみならず、八丈島風力発電所は三原山中腹の複雑地形中に建設されているため、台風や複雑地形が発電量予測に与える影響を明らかにすることができると期待される。本研究では八丈島風力発電所における風速、風向、発電量のデータをインターネットを通じてリアルタイムに取得するシステムを構築し、発電量予測を行なった。

図 1 に本研究で構築した予報システムを示す。まず、システムの入力値は気象庁提供の数値気象予報データ(GPV データ)と風力発電所における風向・風速・発電量の実観測データであり、双方のデータともにインターネットを通じてリアルタイムの取得が可能である。本研究では GPV データとして水平空間解像度 20km、時間解像度 3 時間の RSM データを用いた。RSM データは日本時間の 3 時および 15 時にそれぞれ翌々日の 0 時および 12 時までの予報値が入手可能となるため、このデータを元に発電量予測を行なうことにより、翌日の需給計

画策定に用いることができる。次にメソスケール気象モデルにより、気象庁提供の数値気象予報データを水平スケール 1km 程度まで空間的にダウンスケーリングする。最後に過去の観測から得られた風速と発電量の間の関係(パワーカーブ)により発電量を求める。また、当日予測のためにリアルタイムに風速・発電量の観測データを取り込むことが可能となっている。

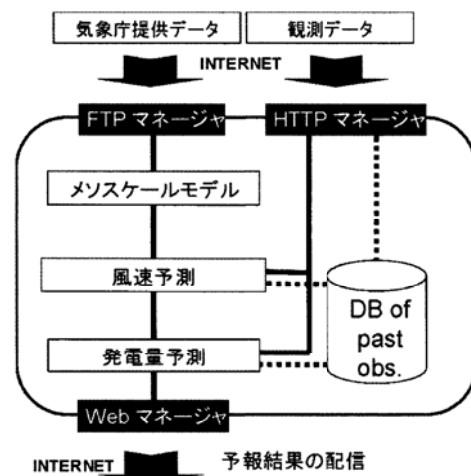


図 1 システム概略図

3. 翌日予測

気象庁提供の RSM 数値気象予報データは水平解像度が 20km であり、対象地点近傍の複雑地形を十分に再現できない。そこで、本研究ではメソスケール気象モデルとしてコロラド大学で開発された地域気象モデル RAMS (Regional Atmospheric Modeling System)²⁾を用い、3 段階にネスティングされたグリッドにより、水平解像度 1km の解像度を持つ予測値にダウンスケーリングを行なった。

図 2 には気象庁提供の水平解像度 20km の RSM データを風車地点に内挿した予測値とメソスケールモデル RAMS により水平解像度 1km までにダウンスケーリングした予測値を観測値と比較したものを示す。11 月 3 日 21 時から 4 日 21 時付近までは風速が徐々に減少しているが、両者ともこの現象をよく捉え、観測データと同じ傾向が見られる。ところが、観測データによると 11 月 4

¹⁾ 東京大学大学院工学系研究科 School of Engineering, The University of Tokyo

²⁾ 東京電力技術開発研究所 Tokyo Electric Power Company

日 21 時過ぎに風向が西から北に変化した際に風速が大きく減少しているが、気象庁提供の RSM データはこの現象を捕らえられていないのに対し、地域気象モデル RAMS によりダウンスケーリングした予測値はこの現象を捉えている。これは風力発電所の北側に位置する三原山による風速の減少の効果を気象庁提供の予報データが予測できないためである。この結果、翌日発電量予測の平均絶対誤差(Mean Absolute Error)は 27%から 17%に減少した。このことから、日本における複雑地形中の発電量予測のためには水平スケール 1km 程度にまでダウンスケーリングする必要があることがわかる。

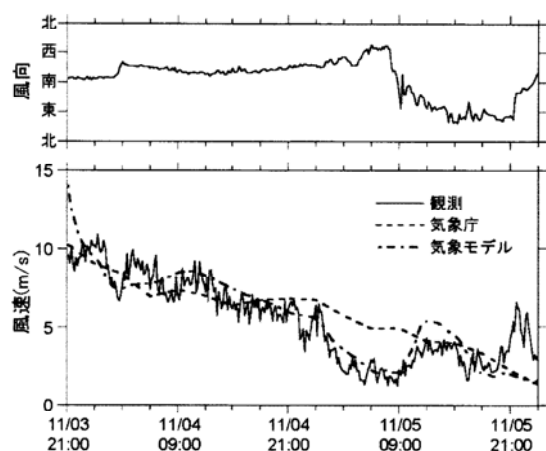


図 2 八丈島風力発電所における風向と風速

予測誤差の原因を詳しく調べるために 10 月と 11 月の日平均風速を図 3 に示す。翌日予測値は概ね気象現象を的確に予測しているが、10 月初期に風速を大幅に過大評価している日がある。これは気象庁提供の予報データが、台風の到来を実際よりも早目に予報したためであり、今後の予測精度の向上には台風到来時期の予報精度の向上が望まれる。

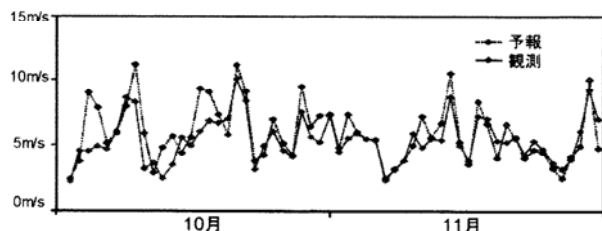


図 3 八丈島風力発電所における日平均風速

4. 当日予測

数値気象予報データに基づき、気象モデルにより求めた予測値は気象現象の時間変化を再現しているが、必ず誤差を伴う。一方、予測初期においては最新の観測値を予測値とすれば予報誤差はなくなる。そこで、本研究では気象モデルによる予測値と、最新の観測データを組み合わせることにより短期予測精度の改善を試み

た。図 4 は 11 月 17 日午前 00 時における当日予測を示す。気象モデルによる予測では予測初期に大きな誤差が見られるが本研究で提案した手法により最新の観測値を取り込むことにより短期予測の誤差が減少する。

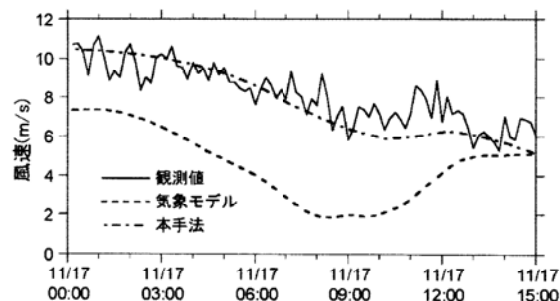


図 4 11 月 17 日 00 時における風速の当日予測

このようにして予測した風速を用い、過去の風速と発電量との関係から発電量を求め、予測時からの経過時間(予測時間)別の発電量平均絶対誤差(Mean Absolute Error)の定格発電量に対する相対誤差を求め、図 5 に示す。気象モデルによる予測では短期予測の予測誤差も大きいですが、本手法により短期予測の精度が改善され、例えば 6 時間先予測に関しては予測誤差が 14%から 9%に削減された。

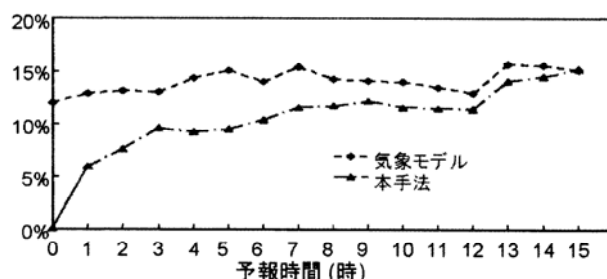


図 5 発電量の当日予測の予測時間別精度

5. まとめ

本研究では、メソスケール気象モデルと現地観測データを用いた風力発電量予測システムを構築し、以下の結論を得た。1) メソスケール気象モデルにより地形効果を再現し、翌日予測の予測誤差は 27%から 17%に低減された。2) 気象庁予報データは台風到来時期を早目に予測する傾向があり、大きな予測誤差を生じる原因となっている。3) 現地観測データを用いた新しい当日予測手法を提案し、6 時間先の発電量の平均絶対予測誤差を 14%から 9%に改善した。

参考文献 1) Lars Landberg et al., Short-term Prediction – An Overview, *Wind Energy*, vol. 6, pp. 273-280, 2003. 2) R. A. Pielke et al., A Comprehensive Meteorological Modeling System – RAMS, *Meteorol. Atmos. Phys.*, Vol. 49, pp. 69-91, 1992.