

# 電力系統制御エリアを対象とした風力発電出力予測モデルの検証\*

## A Verification of Wind Power Prediction Models for Control Area

山口 敦\*\* Atsushi YAMAGUCHI    石原 孟\*\* Takeshi ISHIHARA    小川 豪\*\*\* Takeshi OGAWA    酒井 和也\*\*\* Kazuya SAKAI    藤野 陽三\*\*\* Yozo FUJINO

### 1. 緒言

ウィンドファーム建設地の大部分が複雑地形にあるわが国においては、メソスケール気象モデルなど解像度が細かい風速データを用いることにより、長期予報などの予測精度が向上することが確認されている<sup>1)</sup>。

本研究では、まず、メソスケール気象モデルによる風速データを元に、ウィンドファームパワーカーブのみを用いたパワーカーブモデルおよびウィンドファームパワーカーブに従来ヨーロッパで使われてきたARXモデル<sup>2)</sup>を組み合わせたモデルを用いて予測精度の検証を行うとともに、風車の運転状況を考慮できるマルチタイムスケールモデルを提案し、予測精度の検証を行う。

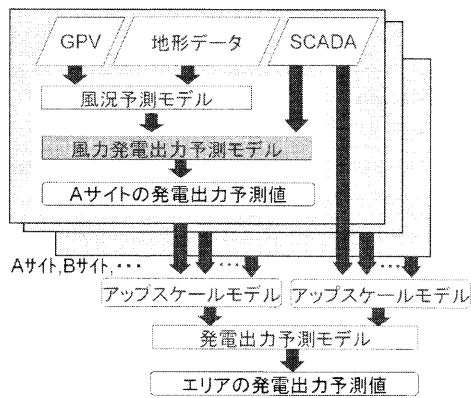


図1 予測モデルのフロー

### 2. 検証に用いたモデルの概要

図1に本研究に用いた予測モデルのフローを示す。本モデルは、まず、広域地形、土地利用データを境界条件とし、水平解像度20kmの数値気象予報データ(GPV)をもとに、メソスケール気象モデル(RAMS)<sup>3)</sup>1kmの水平解像度までネスティングにより風向・風速を予測する。次に、風力発電出力予測モデルにより、ウィンドファーム毎の風力発電出力を予測する。さらに、ウィンドファームの発電出力予測値とオンライン観測データからエリアの発電出力を予測する。本研究では風力発電出力モデルに注目し、次節以降に説明する3種類の異なる発電出力予測モデルを用いた場合の予測精度について検証する。

\* 第29回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演  
\*\* 会員、\*\*\* 非会員 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

### 2.1 パワーカーブモデル(PCモデル)

パワーカーブモデルは、(1)式に示すように過去における風速の予測値と発電出力の観測結果を基に作成したウィンドファームパワーカーブから発電出力を予測するモデルである。

$$P_{t+k}^{PC} = f(u_{t+k}^{pred}) \quad (1)$$

ここに、 $t$ は予測初期時刻、 $k$ は予測時間、 $P_{t+k}^{PC}$ は時刻 $t+k$ のパワーカーブモデルによる発電出力予測値、 $u_{t+k}^{pred}$ は時刻 $t+k$ の風速予測値である。パワーカーブ $f$ はノンパラメトリック回帰手法<sup>2)</sup>により推定する。表1にパワーカーブ作成条件を示すと同時に、あるサイトにおいて作成されたウィンドファームパワーカーブの例を図2に示す。

表1 パワーカーブ作成条件

項目		概要
設定	対象WF	東北エリア9ウィンドファーム
	対象期間	2006年1月～12月
	方位分割数	全方位
入力	発電出力データ	2006年1月～7月：風車SCADAデータの出力の合算値 2006年8月～12月：総発電出力観測値
	風速・風向予測データ	気象庁RSMデータを入力としたRAMS解析値

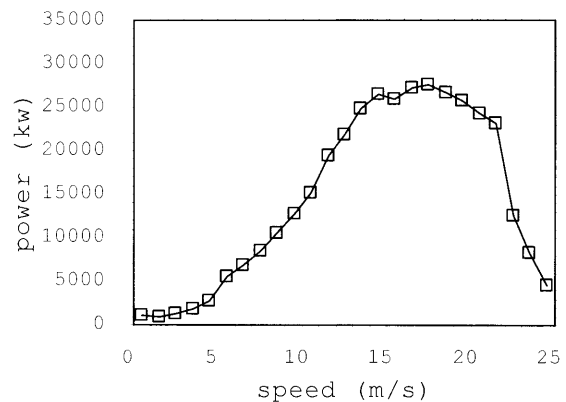


図2 ウィンドファームパワーカーブの例

### 2.2 ARXモデル

ARXモデルは短時間予測の予測精度向上のためにオンライン観測データにパワーカーブモデル予測値を組み合わせたモデル<sup>2)</sup>である。ARXモデルでは(2)式に

より発電出力を予測する。

$$P_{t+k}^{ARX} = a(k)P_t^{mcs} + b(k)P_{t+k}^{PC} \quad (2)$$

ここで、 $P_{t+k}^{PC}$  は時刻  $t+k$  のパワーカーブモデルによる発電出力予測値、 $P_{t+k}^{ARX}$  は ARX モデルによる時刻  $t+k$  の発電出力予測値、 $P_t^{mcs}$  は時刻  $t$  の観測値である。また、 $a(k)$  および  $b(k)$  はモデルパラメータであり、予測時間  $k$  の関数としてノンパラメトリック回帰手法を用いて求める。

### 2.3 マルチタイムスケールモデル(MTS モデル)

マルチタイムスケールモデルは筆者らが開発してきたモデルであり、ウインドファームにおける風車のウェイクの影響を考慮した発電出力予測を行うために風向別にパワーカーブを作成するとともに、風車の故障・停止などの要因による発電出力の短期変動に対応させるため、発電出力予測に用いる係数に、異なるタイムスケールのパラメータを提案した。マルチタイムスケールモデルにおける発電出力予測式は以下のようになる。

$$P_{t+k}^{MSPC} = c \times f(u_{t+k}^{pred}, \theta_{t+k}^{pred}) \quad (3)$$

$$P_{t+k}^{MIS} = a(k)P_t^{mcs} + b(k)P_{t+k}^{MSPC} \quad (4)$$

ここに、 $\theta$  は風向、 $f(u, \theta)$  は風向別のパワーカーブ、 $P_{t+k}^{MSPC}$  は時刻  $t+k$  における修正したパワーカーブモデルの発電出力予測値、 $c$  は修正パラメータである。 $a(k)$ 、 $b(k)$  および  $c$  は過去の発電出力観測値と過去のパワーカーブモデルの発電出力予測値の比より(5)(6)式を用いて忘却係数付き最小二乗法により求める。

$$\begin{bmatrix} a(k) \\ b(k) \end{bmatrix} = \arg \min \sum_{s=1+k}^{t+k} \left[ \lambda_{ab}^{t-s} (P_s^{mcs} - a(k)P_{s-k}^{mcs} + b(k)P_s^{PC}) \right] \quad (5)$$

$$c_t = \arg \min_c \sum_{s=1}^t \left[ \lambda_c^{t-s} (c \times f(u_s^{pred}) - P_s^{mcs}) \right] \quad (6)$$

ただし、パラメータ  $c$  は、発電出力の短期変動に対応するパラメータのため、 $a(k)$ 、 $b(k)$  とは異なり、短いタイムスケールの忘却係数を用いる。図3にパラメータ  $a(k)$ 、 $b(k)$  および  $c$  におけるパラメータ推定に用いる過去のデータの重みの時系列変化の比較を示す。パラメータ  $c$  の重みは  $a(k)$ 、 $b(k)$  に比べ、短時間で小さくなるのが分かる。

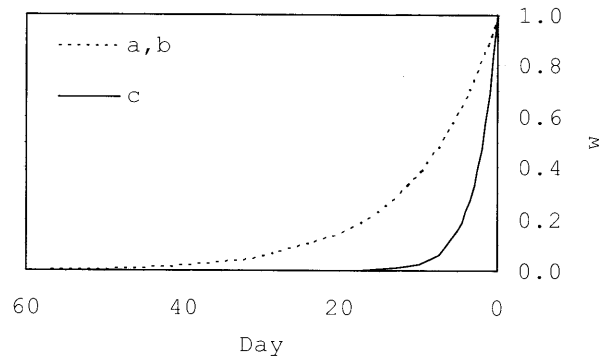


図3 パラメータ  $a(k)$ 、 $b(k)$  および  $c$  の推定に用いた重み

## 3. 検証結果

### 3.1 検証方法

第2章で説明した各予測モデルによる予測精度の効果を検証するため、各モデルを用いた発電出力予測を実施した。検証計算の概要を表2に示すとともに、検証対象である東北エリアのウインドファーム位置を図4に示す。

表2 モデル検証計算の概要

項目	概要
対象エリア	東北エリア9ウインドファームの合計値
評価月	2006年2月, 4月, 7月, 10月および年間
気象データ	気象庁提供 GPV データ(RSM)
風車とWF情報など	各ウインドファームにおける各風車の位置, ハブ高, 地形データ(国土地理院50m標高データ), 土地利用データ(国土地理院土地利用100mメッシュ基準)
観測データ	予測時刻以前の各ウインドファーム総発電出力の30分平均値
パワーカーブ	評価月以外の期間の観測データと風速予測値を用いて作成
評価値	予測誤差のRMSEおよび持続モデルに対するRMSEの改善率

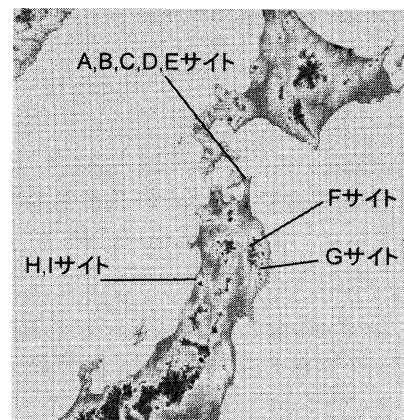


図4 ウインドファームの位置

予測誤差の評価は、(7)式に示すエリア全体のRMSE (Root Mean Square Error) をエリア全体の設備容量で無次元化した値で行った。

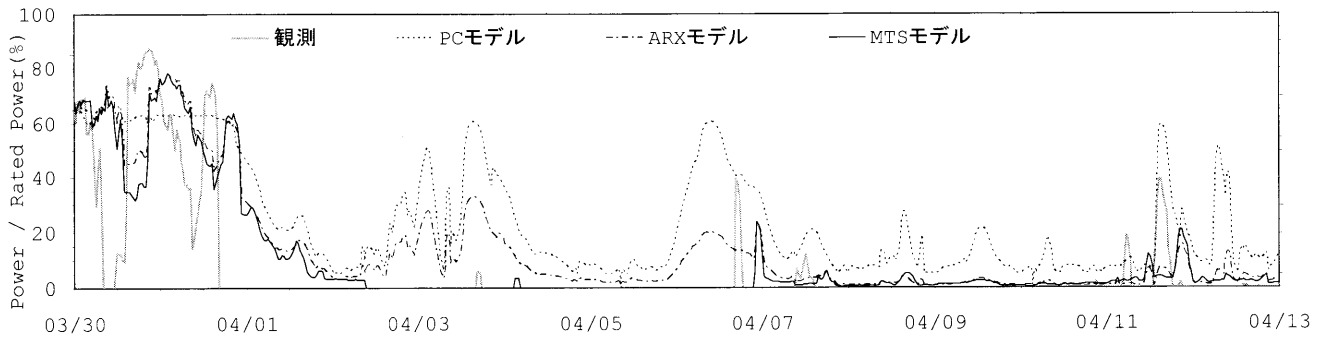


図5 各モデルによる発電出力予測結果（当日6時間先予測、2006年4月）

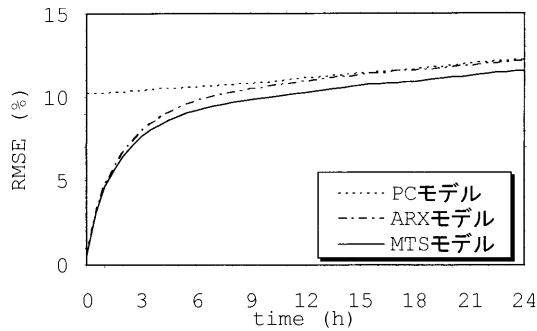


図6 当日予測のRMSE（2006年）

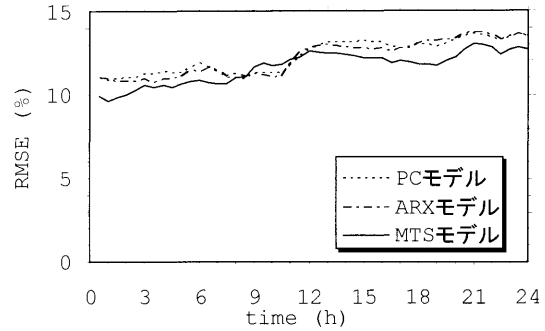


図7 翌日予測のRMSE（2006年）

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i^{pred} - P_i^{meas})^2}{n}} \quad (7)$$

ここで、 $P_i^{pred}$  は  $i$  番目の予測値、 $P_i^{meas}$  は  $i$  番目の実測値、 $n$  は予測回数である。また、(8)式で定義する持続モデルの改善率(Skill Score)も評価に用いた。持続モデルとは、ある時刻  $t$  における実測値がそのまま継続すると予測するモデルのことであり、その予測値  $P_{t+k}^{persist}$  は(9)式により表される。

$$SS = \frac{P_{error} - M_{error}}{P_{error}} \quad (8)$$

$$P_{t+k}^{persist} = P_t^{meas} \quad (9)$$

ここで、 $P_{error}$  は持続モデルのRMSEであり、 $M_{error}$  は各予測モデルのRMSEである。

### 3.2 検証結果

図5には、予測期間中において運転の停止が見られた2006年4月のあるサイトにおける総発電出力発電出力予測結果を示す。パワーカーブモデルに比べ、ARXモデルは、出力の細かい変動に対応した予測が行われている。また、4月1日よりウィンドファームが何らかの原因で停止し、出力が観測されていないが、マルチタイムスケールモデルではウィンドファームの

停止に追従して、4月3日より出力の予測値が0となり、ウィンドファームの停止を再現できたことがかる。

本検証結果について図6に当日予測のRMSEを、図7に翌日予測のRMSEを、図8に当日予測の改善率を、図9に翌日予測の改善率をそれぞれ示す。また、表3に当日6時間先予測における検証結果の総括を、表4に翌日予測における検証結果をまとめた。2006年の年間の6時間先当日予測の予測誤差は9.2%、翌日予測の予測誤差の平均値は11.64%であり、持続モデルに対してそれぞれ、32.3%、56.24%の改善率であった。

各ウィンドファーム別にマルチタイムスケールモデルの年間の予測誤差を表5に示す。ウィンドファームにより予測精度は大きく異なり、最も予測精度の高いウィンドファームCでは6時間先予測の予測精度が14.3%、翌日予測の予測精度が17.3%であったのに対し、最も予測精度の悪いウィンドファームDでは6時間先、翌日の予測精度がそれぞれ21.1%、25.2%であった。いずれのウィンドファームでもエリア全体と比較すると予測精度は悪く、エリアにおいては空間的スムージング効果により誤差が低減されていることがわかる。

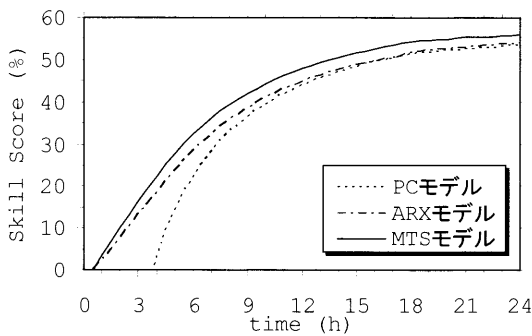


図8 当日予測の改善率 (2006年)

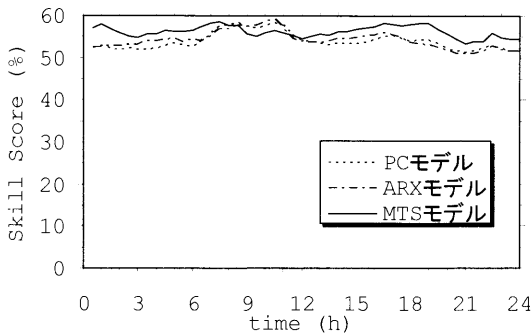


図9 翌日予測の改善率 (2006年)

表3 モデル検証結果 (当日6時間先)

評価月	PCモデル		ARXモデル		MTSモデル	
	RMSE	SS	RMSE	SS	RMSE	SS
2006/2	10.91	35.59	10.97	35.71	10.03	40.78
2006/4	11.43	26.29	11.20	27.79	9.70	37.41
2007/7	8.33	24.08	8.34	24.03	7.80	28.93
2006/10	10.70	24.45	10.49	25.88	9.47	33.09
年間	10.57	22.23	9.73	28.39	9.20	32.32

表4 モデル検証結果 (翌日平均)

対象月	PCモデル		ARXモデル		MTSモデル	
	RMSE	SS	RMSE	SS	RMSE	SS
2006/2	12.05	65.53	12.92	63.01	12.50	64.18
2006/4	13.33	56.87	13.72	55.63	12.78	58.68
2006/7	11.50	42.69	11.48	42.99	9.74	51.56
2006/10	12.43	55.74	11.69	58.58	11.49	59.24
年間	12.27	53.85	12.19	54.16	11.64	56.24

#### 4. まとめ

本研究では、パワーカーブのみを用いたモデル、ARXモデルを導入したモデル、さらに風向別パワーカーブとマルチタイムスケールモデルを導入したモデルの3種類のモデルを用いて、東北エリアにおけるエリア発電出力予測の精度検証を行い、以下の結論を得た。

1) パワーカーブモデルに加え ARX モデルを用いる

ことにより、9時間以内の短期予測精度が向上することを明らかにした。

2) さらに、マルチタイムスケールモデルを用いることにより、風車の故障等による出力の減少を再現し、当日予測、翌日予測ともに予測精度が向上した。6時間先当日予測の予測誤差は9.2%、翌日予測の予測誤差の平均値は11.64%であり、持続モデルに対してそれぞれ、32.3%、56.24%の改善率であった。

3) エリア全体の予測誤差は空間的スムージング効果により低減されるが、ウィンドファーム単独の予測誤差は、エリア全体より大きいことに注意を要する。

表5 MTSモデルのウィンドファーム別予測精度(%)

WF	当日6時間先		翌日平均	
	RMSE	SS	RMSE	SS
A	19.1	29.6	23.4	45.6
B	17.8	29.7	20.9	46.3
C	14.3	28.5	17.3	46.4
D	21.1	23.2	25.2	35.2
E	12.6	33.7	15.1	50.8
F	16.6	23.4	19.5	45.1
G	17.7	23.4	20.6	42.5
H	17.7	31.7	20.9	48.9
I	14.5	25.4	17.6	44.9

#### 謝辞

本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO 技術開発機構) の委託事業である「風力発電電力系統安定化等技術開発—気象予測システム—気象予測に基づく風力発電量予測システムの開発」の研究の一環として実施したものである。

#### 文献

- 1) 山口敦, 石原孟, 小川豪, 酒井和也, 藤野陽三, 電力系統制御エリアを対象とした風力発電出力予測モデルの適用可能性に関する研究, 第28回風力エネルギー利用シンポジウム
- 2) Torben Skov Nielsen, Using Meteorological Forecasts in On-line Prediction of Wind Power, Ph.D. Thesis, Institute of Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, 1999.
- 3) Pielke, R. A. Cotton, W.R., Walko, R. LO., Tremback, C. J., Lyons, W. A., Grasso, L. D., Nicholls, M. E., Moran, M. D., Welsey, D. A., Lee, T. J., and Copeland, J. H.(1992) A Comprehensive Meteorological Modeling System - RAMS, Meteorol. Atmos. Phys., 49, 69-91.