風力発電所の出力変動実績の分析と
平滑化効果に関する一考察

正員 阿部 公哉 (東北電力) 正員 石岡 修 (東北電力)
正員 市川 嘉則 (東北電力) 正員 榎本 重朗 (東北電力)

The Analysis of The Wind Power Fluctuation and A Consideration of Smoothing Effect.
Kinya Abe, Member, Osamu Ishioka, Member, Yoshinori Ichikawa,
Member, Shigero Enomoto (Tohoku Electric Power Co.)

In recent years wind power generation has developed tremendously and is growing up in Tohoku regions. On the other hand, because wind power output is influenced by natural phenomena, the fluctuation of wind power has come into question along with the increase of quantity of wind power connected to the power system. There are two issues, one is local area issue caused by the voltage fluctuation and protection, harmonics etc., another one is wide area issue caused by frequency fluctuation. The countermeasure of the former has become successful by a variety of guidelines, but the countermeasure of the latter has not been still realized. In general it's considered that wind power has smoothing effect caused by irregularity and asynchronism, but the effect isn't still known clearly and in detail. So, in this paper, we report the analysis of the wind power fluctuation and a consideration of smoothing effect from the measuring data of the existing wind power site and the data of wind simulation.

キーワード: 風力発電, 出力変動, 平滑化効果, 補助的サービス, 周波数調整
keywords: wind power, power fluctuation, smoothing effect, ancillary service, frequency control

1. はじめに

近年、地球温暖化等環境負荷が高まる中で、分散型電源の活用が注目されている。その中でも風力発電については、NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）による補助金制度や電力会社による電力購入時の優遇メニュー等も効果的に機能し、急速に導入量が拡大している。

しかし、風力発電は風況により出力が大きく変動するため、電力系統への連系量が増大するにつれて、系統運用へ及ぼす影響が懸念されている。風力発電が系統連系する場合の問題点は、その波及範囲から以下の2つに分類される。

- ・連系点近傍で発生する電圧変動・保護協調・高調波問題等
- ・系統全系に波及する周波数問題

前者については、既に種々のガイドラインにより必要な対策が整理されているが、後者については風力発電の急速な普及に伴い発生する問題であり、今日まで十分に現象解析や対策が論じられていない。一般に風力発電はその不規則性・不等時性から複数機の設置により平滑化されることが指摘されているが、その詳細な挙動は明らかでない。

本来、風力発電の出力変動の様相や平滑化効果は、各所に設置された風力発電所の発電実績データを十分に集め、それに基づいて評価する必要がある。しかし、現時点では計画・建設途上のものが多く、データ収集が困難であった

め、本稿では、実在する設備の発電実績から出力変動について分析するとともに、局地気象解析を活用した風況シミュレーションの結果から平滑化効果に対する考察を行ったので、その概要を報告する。

2. 風力発電所の運転実績

＜2.1＞ 対象設備 今回、分析対象として用いたのは、青森県津軽半島の北端の竜飛崎に位置する集合型風力発電基地「竜飛ウィンドパーク」の号機別発電機出力の実測値である。

表1 竜飛ウィンドパークの設備概要（1999年現在）
Table.1 Main specifications of Tappi Wind Park as of 1999

	1～5号機	6～10号機	発電所合計
設置年月	H3. 10月	H7. 9月	—
台数	5	5	10
風車形式	水平軸プロペラ式		—
発電機出力	275kW	300kW	2, 875kW
起動風速	5. 5m/s		—
定格風速	13. 0m/s	14. 5m/s	—
停止風速	24. 0m/s		—
入力制御方式	翼ピッチ角制御		—
方位制御方式	ヨー駆動制御		—

＜2.2＞ 対象データ 1～10号発電機の出力と風速
・10分平均値1年分（1997年度）

＜2.3＞ 運転実績 月別の平均風速と発電電力量を図1,2に示す。年間平均風速は7.5m/sと比較的風況に恵まれている。夏季の発電が少ないのに対し、冬季の発電が多く、年間の設備利用率は24.7%である。

図1 月別発電電力量(1997年度)
Fig.1 Monthly electrical energy output(1997)

図2 月別平均風速(1997年度)
Fig.2 Monthly wind speed(1997)

＜2.4＞ 発電所出力の実績 竜飛ウィンドパークの1～10号機の合計出力（以下発電所出力という）の平均値と標準偏差の月別推移を図3に、また、年間の平均値と標準偏差から、出力分布が正規分布に従うと仮定した場合の期待値と滞在確率の関係を図5に示す。

図4に年間の平均値 μ と標準偏差 σ から計算した確率密度分布を示すが、 μ と σ がほぼ等しいため、出力0の点でも確率密度は大きく、きれいな正規分布を示す。通常、正規分布に従う場合、 $\mu - \sigma$ 以上の領域に84.1%、 $\mu - 2\sigma$ 以上の領域に97.7%が含まれる。竜飛ウィンドパークの場合において期待する滞在確率とそれに相当する出力期待値の関係を図5に示す。統計的には定格84.9%まで期待すると出力期待値は0となり、年間の15.1%は出力が期待できないという結果となる。

ただし、1個所では発電が期待できなくとも、複数の発電所が分散設置された場合には平滑化され、期待値が上がることも考えられるため、他地点の発電実績を確認した上で再評価する必要がある。

図3 発電所出力の平均値と標準偏差
Fig.3 Average and standard deviation of power output

図4 平均値と標準偏差による確率密度関数
Fig.4 Probability distribution function calculated from average and standard deviation

図5 発電所出力の期待値と滞在確率
Fig.5 Expectation and probability of power output

3. 出力変動実績の分析結果

前節で述べたように、風力発電は自然要因によりその出力が大きく左右されるため、電力系統に連系する量が増加すると短周期の出力変動も大きくなり、周波数調整に影響を及ぼすことが懸念される。これまでは系統の負荷変動等を把握した上で、適正な周波数調整容量（アンシラリーサービス）を確保してきたが、今後、電力の品質を維持するためには、風力発電の出力変動も含めて調整可能な量のアンシラリーサービスを確保する必要がある。

しかし、風力の出力変動量等についての定量的評価はこれまで明らかにされていないため、本稿では出力変動量の定量分析を行った。

＜3.1＞ 発電所出力の変動実績 1ヶ月分の発電所出力の実績を図6に、30分間の出力変動量を図7に示す。

元データが10分平均値であることから、出力変動量を過小評価しない（該当時間帯の最大出力変動量を漏れなく探索する）ため、下記の方法を採用した。

時刻 t の10分平均値を $P(t)$ として、時刻 t における n 分間の出力変動量 $Qn(t)$ を次式で求めた。

$$Qn(t) = \max \{P(t), \dots, P(t+n)\} - \min \{P(t), \dots, P(t+n)\} \quad \dots (3-1)$$

特徴は下記の通り。

- ・年間を通じて大きな出力変動がある。
- ・定格出力付近から全機停止までの変動も散見される。
- ・30分間の出力変動量でも1000kW（定格比35%）程度の変動が定期的に発生している。

図6 発電所出力例(1997年12月)

Fig.6 Daily variety of power output

図7 発電所出力の30分変動量(1997年12月)

Fig.7 Daily variety of power fluctuation

＜3.2＞ 出力変動量の分析 30分間出力変動量の統計分析結果を図8と表2に示す。

平均値・標準偏差はあまり大きくないため、風力の出力変動が正規分布に従うなら、出力変動幅は97.7%の確率で $\mu + 2\sigma$ (556kW)以内に収まるはずである。

しかし、図8を見ると月間の最大変動幅は $\mu + 2\sigma$ の3倍以上となっており、図7からは風況変化時に過大な出力変動を発生している事例も散見されるため、風力の出力変動量を正規分布に従うものとして評価したのでは、過小評価となる可能性がある。

このため、図9にて出力変動実績の頻度分析を実施した。

- ・出力変動が正規分布に従えば、出力変動量が $\mu + 2\sigma$ を超過するのは2.3%程度になるが、実績ではほぼ年間を通じて超過し、超過確率は年平均で4.5%程度と理論値を大きく超える結果が得られた。
- ・周波数維持の面では、系統内の負荷変動の2～3 σ 相当量に対して、周波数を目標値以内に収めるよう周波数調整能力を確保している。しかし、図9のように、風力の出力変動量の評価に対して単純に標準偏差を適用することは過小評価となり、現状の周波数品質を乱す懸念がある。
- ・風力の出力変動量を評価する場合は、出力変動量の頻度分析等を実施した上、変動実績に応じて評価する必要がある。竜飛の場合、現状の周波数品質レベルを維持するならば、図10に示すように想定値に対する超過確率が正規分布の2～3 σ 相当となる25～50%（定格出力比）程度の出力変動に対して周波数調整力を確保する必要がある。

図8 30分出力変動量の月別推移

Fig.8 Monthly variation of power fluctuation for 30 min

表2 代表月の30分出力変動量

Table.2 Typical example of power fluctuation for 30 min

	5月	8月	12月	12ヶ月平均
最大値	2257kW (78.5%)	1621kW (56.4%)	1718kW (60%)	1774kW (61.7%)
平均値	186kW (6.5%)	152kW (5.3%)	191kW (6.6%)	172kW (6.0%)
標準偏差	217kW (7.5%)	179kW (6.2%)	197kW (6.9%)	192kW (6.7%)

図9 出力変動の発生頻度分析結果

Fig.9 Excess probability of power fluctuation

図10 出力変動量と超過確率の関係

Fig.10 Relation between power fluctuation and excess probability

＜3.3＞ 竜飛ウィンドパークの出力変動事例 図11に風況が安定して発電所出力が安定している事例を、図13に風況が変化して合計出力も激しく変動する事例を示す。図11,13には代表2機の発電機出力と発電所出力のみ示すが、他の発電機も概ね同様の傾向を示している。

a. ケース 1 : 風況が安定している事例(1997. 3. 13)

- ・ 図 11 を見ると出力が定格付近から停止まで変化している発電機もあるが、発電所出力は比較的安定している。
- ・ 発電機が起動・停止を繰り返す事象は見られない。
- ・ 図 12 に発電所出力における 30 分間出力変動量の発生頻度を示す。出力変動量の定格出力比は 2σ まで含めて 10.5%, 最大値でも 17.0% に収まっている。
- ・ 出力変動実績の頻度分析により求めた正規分布の 2σ 相当の出力変動量は、定格出力比で 11.8% と統計分析の結果とほぼ同一レベルとなっている。

図 11 : 号機別発電機出力 (1997. 3. 13 : 安定時の事例)

Fig.11 example of power output(stable case)

図 12 : 出力変動の頻度分布 (1997. 3. 13 : 安定時の事例)

Fig.12 Probability of power fluctuation(stable case)

b. ケース 2 : 風況が大きく変化した事例

- ・ 図 13 を見ると、各発電機の出力変化は同様な傾向で変化し、発電所出力も大きく出力変動していた。これは、1 日の中で風況が大きく変化していたことと、各発電機設置場所の風況が似ていたことにより、各発電機がほぼ同時に出力変化し、平滑化効果が現れなかったものと考えられる。
- ・ 7 時頃からの出力減少と 13 時頃からの出力増加は、起動風速から定格風速にかけて風況が変化したため、出力変動幅自体は大きい、その変化には 1 時間程度を要している。
- ・ これに対して 19~23 時頃は、複数の発電機が同時に起動停止を繰り返していた。これは、風が風車の最大風速近傍で変動したため、発電機保護用の装置により自動停止・起動を繰り返したものである。この場合は停止・起動の間隔も 30 分程度であり、運用への影響は大きい。

- ・ 図 14 に発電所出力における 30 分間出力変動量の発生頻度を示す。出力変動量の定格出力比は 2σ まで含めて 30.2%, 最大値では 43.8% に達している。
- ・ 出力変動実績の頻度分析により求めた正規分布の 2σ 相当の出力変動量は、定格出力比で 37.6% となる。この結果からも、風力の出力変動は通常の正規分布よりも、大きな変動成分を持つことが確認できた。

図 13 : 号機別発電機出力 (1997. 3. 19 : 不安定時の事例)

Fig.13 example of power output(unstable case)

図 14 : 出力変動の頻度分布 (1997. 3. 19 : 不安定時の事例)

Fig.14 Probability of power fluctuation(unstable case)

<3. 4> 分析対象周期との比較表

各発電機毎および発電所全体の出力変動量について、対象周期を変更して分析した結果を表 3, 4 と図 15 に示す。

表 3 対象周期別出力変動量 ($\mu+2\sigma$)

Table.3 Power fluctuation of each period($\mu+2\sigma$)

分析対象 周期	10 機合計 変動量 A	10 機平均 変動量 B	減衰率 C=A/(B*10)	無相関 1/√10
10 分間	287kW	54kW	0.53	0.32
30 分間	563kW	99kW	0.57	
1 時間	822MW	137MW	0.60	

表 4 対象周期別出力変動量 (最大値)

Table.4 Power fluctuation of each period(maximum value)

分析対象 周期	10 機合計 変動量 A	10 機平均 変動量 B	減衰率 C=A/(B*10)	無相関 1/√10
10 分間	1673kW	277kW	0.60	0.32
30 分間	2257kW	296kW	0.76	
1 時間	2406kW	297kW	0.81

図 15 対象周期別出力変動量

Fig.15 Power fluctuation of each period

- ・風力発電は発電機の設置台数の平方根に反比例して平滑化効果があるという仮説も考えられが、図 15 を見ると必ずしもその仮説には当てはまらないことがわかる。
 - ・対象とする周期成分が短いほど若干平滑化効果は上がるが、その効果はあまり大きくはない。
 - ・最大変動量については、平滑化効果が更に小さくなり、1 時間の変動量に対する減衰率は 80%程度に留まる。
- 上記の結果から複数発電機により構成されるウィンドファーム内では、風の相関が強く、大きな平滑化効果は期待できないと考えられる。

4. 複数個所への分散設置による平滑化効果

＜4.1＞ 風況シミュレーションを用いた分析 現在保有する風況データは、竜飛ウィンドパーク 1 個所のみであり、現状では実績データを用いた平滑化効果の分析ができないため、今回は風況シミュレーションモデルを用いて新潟県を含む東北地方の風況を計算し、その結果から平滑化効果についての考察を行った。

a. 風況シミュレーションモデルによる出力模擬

(a) 風況モデル

今回検討に用いたのは、局地気象解析による風況シミュレーションモデル (LOCALS) ⁽²⁾ でありその計算条件は下記のとおり。

① LOCALS の入力データ

- ・気象: 気象庁が配信する東アジア地域における 20km グリッド間隔の RSM (Regional Spectral Model) の予測値
- ・地形: 国土地理院の 250m メッシュ地形・土地利用データ
- ・計算対象期間: 1999 年 1 年間分

② 出力データ

- ・東北地方の 3km メッシュの 10 分間平均風速・風向を計算
- ・風速は平均的な風車のハブ高さ (30m) で計算

図 16 模擬に使用した発電機の出力特性

Fig16 Simulating power curve

(b) 発電機出力の計算

LOCALS で各地点の風速を計算し、得られた風速から、図 16 に示す出力特性を用いて発電機出力に変換した。

b. LOCALS の精度検証

竜飛ウィンドパークの出力実測と LOCALS のシミュレーション結果から求めた出力換算値の例 (1999 年 1 月) を図 17 に、両者を高速フーリエ変換し求めたパワースペクトル密度を図 18 に記す。

風況の計算条件が 3km メッシュであり、発電機 1 機毎の風況までは再現できないため、定格出力が発電所出力相当の 1 機の発電機を模擬して、実績と比較した。

- ・図 17 より、日間を通じた風の変動は概ね良好に計算できている。
- ・図 18 より、1 時間以上の長周期成分でパワースペクトルはほぼ一致しているが、1 時間以下の短周期成分については小さめに計算している。

シミュレーション結果のパワースペクトルが小さくなることの原因としては、グリッド間隔を 3km に設定しているためモデルの中で表現する地形と実際の地形が異なり誤差が生じること、および数分から 1 時間以下の周期の風速の変化 (乱れ) を乱流モデルが表現しきれないこと等によるものと考えられるが、現状では、これ以上高精度のシミュレーションは困難であり、今後、短周期の風の応答については実測データ等による分析・評価が必要である。

図 17 シミュレーション結果と出力実測値の比較 (1999 年 1 月)

Fig17 Comparison of simulated and measured output

図 18 シミュレーション結果と出力実測値のパワースペクトル密度

Fig18 FFT power spectrum from simulated and measured data

c. 東北地方のシミュレーション結果による平滑化効果 (a) 検討条件

今後導入される風力発電所の設置個所や発電規模については未だ確定していないため、今回の検討では、風況の平滑化効果を評価するため、東北地方で風況が良いとされている地域から、各地点間の間隔が一定以上となるような場所をランダム抽出し、同一規模の発電所を設置したと仮定した場合について、検討した。検討ケースは下記の3通り。
①ケース1：約100km間隔で東北地方に10個所が分散設置
②ケース2：約60km間隔で東北地方に20個所が分散設置
③ケース3：約40km間隔で東北地方に30個所が分散設置
発電所の定格出力は1,000kWとした。

(b) 検討結果

シミュレーション結果に基づき計算した各地点の出力から、移動平均により1時間以上の長周期成分とそれ以下の短周期成分を抽出し、統計分析した結果を表5,6に示す。

- ・表5より、長周期成分については減衰率が60～70%程度に留まっており、平滑化効果は小さいことが分かった。また、個所数を増やしても、平滑化効果はあまり上がらないとの結果が得られた。
- ・表6より、短周期成分については減衰率が25～35%程度と相当の平滑化効果を確認できたが、個所数の増加による平滑化効果への影響は長周期成分と同様に小さかった。

表5 標準偏差による平滑化効果（長周期成分）

Table.5 Smoothing effect from standard deviation of long term

検討 ケース	個所数 N	合計出力 A	平均出力 B	減衰率 C=A/(B*N)	無相関 1/√N
ケース1	10	1570kW	233kW	0.675	0.32
ケース2	20	3123kW	237kW	0.658	0.22
ケース3	30	5059kW	247kW	0.682	0.18

表6 標準偏差による平滑化効果（短周期成分）

Table.6 Smoothing effect from standard deviation of short term

検討 ケース	個所数 N	合計出力 A	平均出力 B	減衰率 C=A/(B*N)	無相関 1/√N
ケース1	10	64.3kW	17.9kW	0.358	0.32
ケース2	20	101.4kW	17.0kW	0.299	0.22
ケース3	30	170.3kW	18.7kW	0.304	0.18

＜4.2＞ 平滑化効果の評価手法 風況シミュレーションの結果から、個所数を増やしても設置個所数の平方根に相当する平滑化効果は得られないとの結果が得られたため、本稿では、新たな平滑化効果評価手法を提案する。

この手法は、各所の標準偏差と全系合計の標準偏差から、全系の平滑化効果を評価する指標を導き出し、その指標を元に異なる想定規模の平滑化効果を評価するものである。

評価指標として用いるのは、各所の発電規模・標準偏差や各地点間の相関係数が等しいもの（以下、均等設置と称す）と仮定して求めた相関係数で、下記の手順で求める。

風力発電所がn個所に分散設置された場合、k発電所の出力の標準偏差を σ_k ($k=1, \dots, n$) k発電所とm発電所間の相関係数を ρ_{km} ($k, m=1, \dots, n, k \neq m$) とすると、全系合計出力の標準偏差は次式で表わされる。⁽¹⁾

$$\sigma_{\text{合計}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \dots + \sigma_n^2 + 2(\rho_{1,2}\sigma_1\sigma_2 + \dots + \rho_{n-1,n}\sigma_{n-1}\sigma_n)} \quad \dots (4-1)$$

ここで、

$$\sigma = \sigma_1 = \dots = \sigma_n, \quad \rho = \rho_{1,2} = \dots = \rho_{n-1,n} \quad \dots (4-2)$$

と仮定すれば、(4-1)式は下記のように展開できる。

$$\sigma_{\text{合計}} = \sqrt{n\sigma^2 + 2nC_2\sigma^2\rho} = \sigma\sqrt{n+n(n-1)\rho} \quad \dots (4-3)$$

ゆえに、均等設置と仮定した場合の相関係数は、合計出力の標準偏差 $\sigma_{\text{合計}}$ と各所の標準偏差 σ の比、および設置個所数により次式で求められる。

$$\rho = \frac{\left(\frac{\sigma_{\text{合計}}}{\sigma}\right)^2 - n}{n(n-1)} \quad \dots (4-4)$$

σ を σ_k の平均値として与えれば、(4-4)式の右辺はシミュレーション結果から得られる定数のみで構成されるため、相関係数は一意に決まる。この値を基本指標として設置個所数を変更した場合の平滑化効果を評価する。

また、設置個数に応じた指標としては(4-3)式を展開した下記減衰率を、平滑化指数 α として用いる。

$$\alpha = \frac{\sigma_{\text{合計}}}{\sum \sigma} = \frac{\sigma_{\text{合計}}}{n\sigma} = \frac{\sqrt{n+n(n-1)\rho}}{n} \quad \dots (4-5)$$

(4-4)、(4-5)式から求めた相関係数 ρ と平滑化指数 α の関係を図19に示す。

図19 設置個数・相関係数と平滑化指数の関係

Fig19 The relation between smoothing coefficient and number of site / correlation coefficient

- ・相関係数が1であれば、 $\alpha = 1$ （合計出力の標準偏差は個別出力の標準偏差の算術和）となり、
- ・相関係数が0であれば、 $\alpha = 1/\sqrt{n}$ （合計出力の標準偏差は個別出力の標準偏差の $\sqrt{n}$ 倍）となる。

図19を見ると、相関係数が0.5であれば平滑化指数 α は70%程度で飽和し、相関係数が0.1と非常に小さな場合でも30%程度で飽和する。

一般には相関係数が0.6～0.8以上なければ無相関と評価されているが、図19では相関係数が0.5程度であっても

平滑化効果は 70%程度に留まることを示している。また、平滑化効果は相関係数に応じて減少するが、個所数が数十個所になるとほぼ飽和して、それ以降の平滑化効果はあまり期待できないとの特性を表している。

＜4.3＞ 本手法の適用結果の評価 検討ケース 1 のシミュレーション結果を(4-4)、(4-5)式に適用して求めた相関係数 ρ と平滑化指数 α は表 7 の通り。

ケース 1 の相関係数を基に計算した全系合計の標準偏差と、実際にシミュレーションから求めた全系合計の標準偏差を表 8 で比較する。

表 7 ケース 1 のシミュレーション結果に基づく相関係数と平滑化指数

Table.7 Smoothing coefficient and correlation coefficient from simulation output for case 1

	周期	$\sigma_{\text{合計}}$	$\frac{\Sigma \sigma_k}{N}$	相関係数	平滑化指数	$\frac{1}{\sqrt{N}}$
ケース1 (10 個所)	長周期	1570kW	233kW	0.395	67.5%	31.6%
	短周期	64.3kW	17.9kW	0.031	35.8%	

表 8 評価手法の適用結果とシミュレーション結果の比較

Table.8 Comparison of the result applied this method and simulation output

対象周期	検討ケース	個所数	全系の標準偏差		誤差
			適用結果	シミュレーション	
長周期	ケース1	10	1570kW	—	—
	ケース2	20	3032kW	3123kW	2.9%
	ケース3	30	4493kW	5059kW	12.6%
短周期	ケース1	10	64.3kW	—	—
	ケース2	20	101.1kW	101.4kW	0.3%
	ケース3	30	135.4kW	170.3kW	20.5%

※ 適用結果：ケース 1 の $(\Sigma \sigma_k / N)$ と相関係数を基に(4-5)式から $\alpha_{\text{全系}}$ を計算した結果

表 8 を見ると、ケース 2 については長周期成分、短周期成分の何れに対しても、誤差は 3%以内に留まっており、想定規模の平滑化効果を正確に評価できた。

ケース 3 については誤差が若干大きくなったが、これは均等間隔で模擬したため、個所数を増やすに連れて、模擬地点の間隔が小さくなり、相関が強くなったものと考えられる。

今回の検討では、約 60km 間隔の均等設置までは、平滑化効果をほぼ正確に評価できたが、計測地点間の距離が短くなると相関が強くなり、平滑化効果の評価は高めとなった。

しかし、その誤差は 20%程度に留まっており、無作為の標本データに基づく評価としては十分な結果と考える。

また、今回は無作為に均等間隔でサンプル地点を抽出したが、サンプル地点を最終規模の分散状態に少しでも近づけるよう設定できれば、評価精度はより向上すると考えられる。

現時点では、将来の連系規模は明確でなく、実測データも少ないことから、限られた実績データを元に、特定規模

の平滑化効果を推定できる本手法は有効であると考えられる。

＜4.4＞ シミュレーション結果への適用 ケース別に(4-4)、(4-5)式で求めた相関係数 ρ と平滑化指数を表 9 に、また、個所数を変更した場合の平滑化効果について図 20 に示す。

- ・ケース 1, 2 については長周期成分については 0.4 程度、短周期成分については 0.04 程度の相関係数となった。
- ・広範囲に均等間隔で分散設置させたことにより相関は弱くなっているが、長周期成分についてはそれでもなお、かなりの相関があることが分かった。
- ・ケース 3 は連系量を増加させたケースであるが、模擬地点の距離を縮めたことにより、地点間の相関が強まり、逆に平滑化効果は低くなった。上記からも地域的な気象変化が似ている東北地方においては、設置個所の増加による平滑化効果にも限界があることが分かる。
- ・今回の検討結果は連系規模を変更した 3 ケースがほぼ同一曲線近傍にあり、分散設置を模擬した想定では良好に評価できたと考える。
- ・長周期成分に対しては、設置個所数を増やしてもこれ以上の平滑化効果は期待できず、複数個所の分散設置による平滑化効果は大きくとも 65%程度と推定される。実際には発電所の立地点が風況が良い地域に集中することが想定できるため、より相関は強くなると考える。
- ・短周期成分も設置個所数が 30 個所程度を超えると平滑化効果はほぼ飽和し、25～30%程度の平滑化効果に留まると推定できる。

表 9 ケース別シミュレーション結果から求めた相関係数と平滑化指数

Table.9 Smoothing coefficient and correlation coefficient from simulation output for each case

	周期	相関係数	平滑化指数	$1/\sqrt{N}$
ケース1 (10 個所)	長周期	0.395	67.5%	31.6%
	短周期	0.031	35.8%	
ケース2 (20 個所)	長周期	0.403	65.8%	22.3%
	短周期	0.042	29.9%	
ケース3 (30 個所)	長周期	0.447	68.2%	18.3%
	短周期	0.061	30.4%

図 20：シミュレーション結果に基づく平滑化効果

Fig.20 The smoothing effect from simulation output

5. 単一WF内での平滑化効果

＜5.1＞ 号機別の相関係数 竜飛ウィンドパークの号機別発電実績から計算した各発電機間の相関係数を表10, 11に示す。

周期成分の抽出方法は、風況シミュレーション結果からの分析と同様に、1時間の移動平均を用いて長周期成分と短周期成分に分割した。

表10, 11から設置地点等により各発電機間の相関係数には大きなばらつきがあることがわかる。(4.1)式でもわかるように、発電所合計の標準偏差は各発電機の標準偏差と発電機間の相関係数の積が要素となって計算されるものであるため、ばらつきのある相関係数から発電所内の平滑化効果の指標を見つけるのは難しい。

表10 発電機間の相関係数(12ヶ月平均の長周期成分)

Table.10 Correlation coefficient for long term

	2G	3G	4G	5G	6G	7G	8G	9G	10G
1G	0.70	0.70	0.70	0.52	0.76	0.67	0.77	0.70	0.84
2G		0.77	0.64	0.53	0.58	0.51	0.71	0.52	0.66
3G			0.78	0.63	0.48	0.50	0.70	0.50	0.65
4G				0.89	0.59	0.64	0.75	0.63	0.66
5G					0.47	0.58	0.67	0.56	0.53
6G						0.72	0.80	0.82	0.84
7G							0.78	0.87	0.75
8G								0.98	0.88
9G									0.87

表11 発電機間出力の相関係数(12ヶ月平均の短周期成分)

Table.11 Correlation coefficient for short term

	2G	3G	4G	5G	6G	7G	8G	9G	10G
1G	0.24	0.26	0.26	0.13	0.14	0.20	0.18	0.12	0.33
2G		0.40	0.19	0.15	0.10	0.11	0.41	0.03	0.23
3G			0.44	0.33	-0.06	0.16	0.36	0.08	0.29
4G				0.65	0.00	0.25	0.28	0.21	0.27
5G					-0.03	0.29	0.28	0.29	0.26
6G						-0.01	0.30	0.28	0.31
7G							0.27	0.46	0.33
8G								0.05	0.44
9G									0.53

＜5.2＞ 単一WF内の発電実績に対する本手法の適用

本手法は、想定する規模の発電所合計出力の減衰率(α)を既知の値として、台数に見合った相関係数を求めるため、サイト内の平滑化効果を把握する上でも有効と考える。

本手法により評価した、竜飛ウィンドパーク内における周期別の相関係数 ρ と平滑化指数 α を表12に示す。

- ・月別の相関係数と平滑化指数の12ヶ月平均値を見ても、長周期成分は、0.686とかなり強い相関を示している。短周期成分でも0.227もの相関がある。
- ・安定時の事例(3月13日)では短周期の相関係数が0.026

とかなり小さな値となったが、年間の出力波形(付録)を見ると、この日は1年の中でもかなり安定している特異な例であった。

- ・不安定時の事例(3月19日)では各発電機設置個所の風況が似ていたため、短周期でも0.314とかなり大きな相関係数となった。しかしこの値も12ヶ月平均値と大きな差はなく、出力変動の短周期成分にも1年を通じて相当の相関があり、全系の出力変動もかなり大きいと推定できる。
- ・出力実績については、何れのケースも長周期成分に近い相関を示した。

表12: 周期別の相関係数と平滑化指数

Table.12 Smoothing coefficient and correlation

coefficient of each term

	分析対象	相関係数 ρ	平滑化 指数 α	$\frac{1}{\sqrt{10}}$
月別相関係数の12ヶ月平均	実績波形	0.660	83.3%	31.6%
	長周期成分	0.686	84.7%	
	短周期成分	0.227	55.1%	
3/13 安定な事例	実績波形	0.269	58.5%	
	長周期成分	0.329	62.9%	
	短周期成分	0.026	35.2%	
3/19 不安定な事例	実績波形	0.488	73.4%	
	長周期成分	0.544	76.8%	
	短周期成分	0.314	61.9%	

6. おわりに

竜飛ウィンドパークの発電実績から風力発電は年間を通じて大きな変動をしており、月間の30分間の最大出力変動幅は12ヶ月平均でも定格出力の60%を超えていた。また、出力変動の頻度分析でも正規分布と比較して変動幅の大きな成分の発生頻度が多いとの結果が得られ、その評価は慎重に行う必要がある。また、今後風力の設置個所は海岸等障害物等がない地域に多く設置されることも想定されるため、単一ウィンドファーム内での相関が更に強くなることも懸念される。

複数個所への分散設置による平滑化効果については、東北地方の気象条件から風況がかなり似ているため、長周期の平滑化効果は65%程度に留まるとの結果が得られた。また、今回の検討では短周期成分に対する相関が低いとの結果を得たが、対象となる周期成分のシミュレーション精度が低く、引き続き検討を要する。しかし、各所の相関係数が0.04という一般にはほぼ相関無しと捕らえられるデータであっても、その平滑化効果は30%程度に留まるという興味深い結果も得られた。

風力のような変動の激しい電源を系統に多く接続することは運用上のリスクを伴うため、本稿では限られたデータから出力変化の様相と平滑化効果を分析した。しかし、設置個所等に起因するデータの特異性や、風況シミュレーシ

ユンの短周期成分の精度等を考慮すると、全系統の変動規模を正確に評価することは難しく、今後の発電実績データによっては平滑化効果の評価結果が変わる可能性もある。しかしながら、本稿で提案した評価方法自体は有用であると考えられるため、風力発電サイト等の協力も得て実績データを蓄積し、評価・分析することで平滑化効果の精度を高めていく。そして、系統運用面から可能な範囲で環境負荷の少ない風力発電の導入拡大に協力していきたいと考える。

本論文の作成に当たり、有益なるご指導・ご助言を賜りました八戸工業大学豊田淳一教授と東北大学斎藤浩海助教授に厚くお礼申し上げます。

(平成13年2月28日受付, 平成13年5月30日再受付)

文 献

- (1) Lennart Soder: "Wind Energy Impact on the energy Reliability of a Hydro-Thermal Power System in a Deregulated Market", 13th PSCC in Trondheim, June 28 - July 2nd, 1999
- (2) 榎本ほか: 「局地気象解析を用いた風力発電量の予測」, 平成12年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集(分冊A), pp. 625~626, 2000年8月

阿部 公哉(正員) 1964年6月2日生まれ。1988年3月東北大学工学部電気工学科卒業。同年東北電力(株)入社。主として電力系統の制御・運用技術に関する業務に従事。

石岡 修(正員) 1952年8月26日生まれ。1975年3月早稲田大学理工学部電気工学科卒業。同年東北電力(株)入社。主として電力系統の制御・運用技術に関する業務に従事。

市川 嘉則(正員) 1960年6月8日生まれ。1983年3月早稲田大学理工学部電気工学科卒業。同年東北電力(株)入社。主として電力系統の解析・制御に関する業務に従事。

榎本 重朗(正員) 1967年1月14日生まれ。1991年3月長岡技術科学大学電子機器工学課程修了。同年東北電力(株)入社。主として風力発電の解析・制御に関する業務に従事。

【付録】

竜飛ウィンドパークの発電実績 (1997年度10分平均値)