

## ■特集：風力発電と電力系統との融和

# 太陽光・風力発電の大量導入時におけるネット電力需要の変動特性

名古屋大学大学院 工学研究科 准教授 加藤 丈佳

### 1. はじめに

再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT)が2012年7月1日に施行された。これ以降、再生可能エネルギー発電設備の導入計画が急増し、売電が認定された設備は2013年2月末に1,300万kWに達している。大半は認定作業期間の短い太陽光発電であるが、今後、風力発電等についても北海道や中心として認定設備量の増加が予想される。

一方で、太陽光発電や風力発電の大量導入が実現すると、逆潮流による配電系統の電圧上昇、負荷周波数制御量の増加の調整力の減少、総電力需要に対する供給余剰等が発生することが懸念されている。これらに対し、いわゆるスマートグリッドによる対応が期待されているが、効果的な対策を講じるためには、実際の電力需要から風力発電や太陽光発電の出力を差し引いた値(本稿ではネット電力需要と呼ぶ)の変動特性を把握するとともに、系統発電機の起動停止計画や経済負荷配分に大きな支障が来さないようにネット電力需要を適切に予測することが重要である。

全国各地で概ね普遍的に利用可能な太陽光発電については、気象官署・アメダスにおける日射量・日照時間の観測データに基づき出力を概算できることから、その大量導入時におけるネット電力需要の変動特性に関して、いくつかの報告がある<sup>(1)(2)</sup>。一方、地域や地形によって風況が大きく異なる風力発電については、アメダスの風速データ等に基づく出力の概算が困難であるため、風力発電も考慮したネット電力需要の変動特性に関する検討例は少ない<sup>(3)</sup>。

しかし、最近になり、風力発電に関して電力会社単位の合計出力に関するデータが整備され<sup>(4)</sup>、大量導入時におけるネット電力需要の変動特性に関する検討が可能な環境が整いつつある。また、電力需要データについても電力各社ホームページで最新の情報が公開されるようになり、さらに太陽光発電についても電気事業連合会による全国321地点での日射観測(通

称PV300)によって時間的・空間的に高解像度で合計出力を推定できるようになってきた<sup>(5)</sup>。そこで本稿では、これらのデータを用いた検討例として、まず、太陽光発電群の合計出力に大きく影響する空間平均日射強度について、年間を通じた変動特性やその予測に関する筆者の検討例を紹介する。次に、将来的に太陽光・風力発電が大量導入された際のネット電力需要の変動特性を評価し、その影響と対策について考察する。

### 2. 空間平均日射強度の変動特性

太陽光発電の合計出力の変動特性を評価する場合、広域分散導入に伴う出力変動の平滑化効果を適切に考慮する必要がある。そこで、太陽光発電合計出力の一次情報となる日射強度について、空間平均値の変動特性に関する評価が報告されている<sup>(6)(8)</sup>。本稿では、筆者らによる中部地域を対象とした空間平均日射変動特性に関する検討例<sup>(9)</sup>を紹介する。

筆者らの検討では、PV300による観測と独自観測の合計61地点における水平面全天日射量データを用いている。気象官署の日射量等を用いた従来の検討と比較して日射の観測地点数は多いものの、最寄りの2地点間の距離は5km以上ある。このため、観測地点間にも多数の太陽光発電が導入されることを考慮すると、各観測点周辺における平滑化効果を考慮して、空間平均日射強度の変動特性を評価する必要がある。そこで筆者らは、遷移仮説<sup>(6)</sup>を応用し、各観測点が代表する範囲の面積に応じたローパスフィルタ<sup>(9)</sup>を構築して、中部全域における空間平均日射強度の変動特性を統計的に評価した。

例として、2011年4月25日~28日の空間平均日射強度の時間変化を図1に示す。図中の破線は快晴日と仮定した場合の日射強度を表す。中部全域に分散した61地点の日射強度の平均値であるので、同図の黒い実線で示すようにローパスフィルタなしでも短周期の変動は

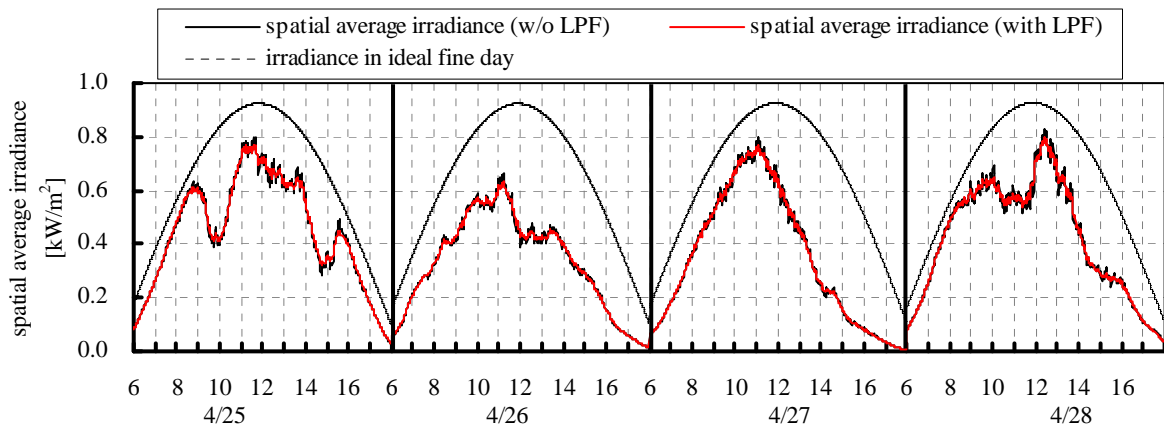


図1 空間平均日射強度の時間変化の例

大幅に平滑化されている。さらに、ローパスフィルタによって観測点周辺の平滑化効果を考慮することで、太い実線で示すように数分～数十分周期の細かい変動成分が非常に小さくなる。その結果、32分周期以下の変動成分を抽出して6～17時台の1時間ごと算定した標準偏差は年間の約80%の時間帯で $5 \text{ W/m}^2$ 以下であり、年平均は $3 \text{ W/m}^2$ と非常に小さいことが確認できた。同様の検討は他機関の検討においても行われており、平滑化効果によって短周期変動は非常に小さくなることが指摘されている<sup>(5)</sup>。

一方で、図1に示すように、全域の空間平均値であるにも関わらず2時間で $350 \text{ W/m}^2$ を超える大きな変動が発生している。このような大きな変動は、風力発電で問題となっているランプ変動に対応する。ランプ変動に追従して他の発電機の出力を調整できないと、電力の需給バランスが崩れて周波数が変動することになるため、米国ERCOTのように風力発電事業者に対して出力の変化率に上限を設け、違反した場合はペナルティーを課している場合もある。

風力発電のランプ変動の大きさについては、定格設備容量に対する割合で評価されることが多い。一方、日射強度のランプ変動については、一日の太陽高度の変化に伴う変動成分は既知であるため、これを差し引いて評価する必要がある。そこで筆者らは、以下の2つの条件を満たす場合をランプ変動の発生日と定義し、一年間を対象として空間平均日射のランプ変動を検出した<sup>(10)</sup>。

条件① 日射強度が60分以内に $160 \text{ W/m}^2$ 以上増加または減少する

条件② 条件①の増加・減少が快晴日における日射変動と大きく乖離 または 乖離

しなければその前後の時間帯における日射強度の変化が小さい

検出されたランプ変動の継続時間と変動幅の関係を図2に示す。ランプアップおよびランプダウンの発生回数それぞれ17回と31回であり、うち6回はランプアップとダウンの両方が同じ日に発生している。大半のランプ変動において継続時間は30分～120分であるが、ランプ変動が180分以上も継続し、変動幅が $600 \text{ W/m}^2$ 以上となる日もあった。ただし、継続時間と変動幅は概ね比例関係にあり、60分あたり $160 \text{ W/m}^2$ を超える急峻な変動が長時間継続することはなかった。また、春～夏期にかけてランプ変動が発生し、日射が小さく一日の天候の変化が小さい冬期にランプ変動は発生しなかった。

なお、これらの変動特性については、検討対象期間について特有の可能性もあるので、今後、検討期間を増やすとともに、アメダス日照時間などの過去データを用いて統計的に検討する必要がある。

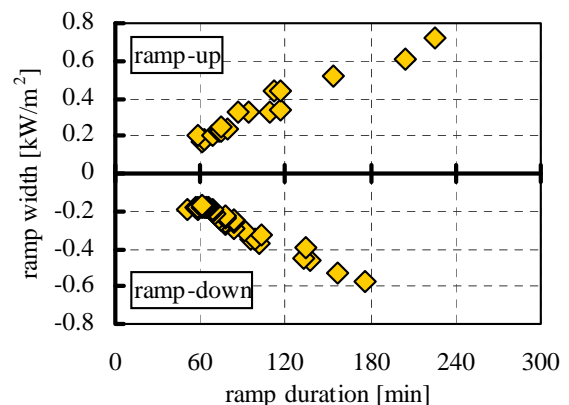


図2 ランプ変動の継続時間と変動幅

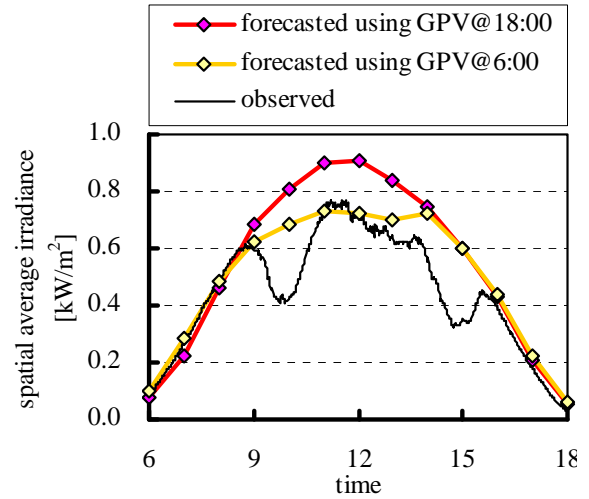
### 3. 太陽光発電群の合計出力の予測

上述のように空間平均日射強度（あるいはこれに基づく太陽光発電の合計出力）の変動特性を統計的に把握するだけでなく、電力システムの安定運用のためには、様々な時間的・空間的スケールにおいて、日射強度（あるいは太陽光発電の合計出力）を適切に予測することが重要である。

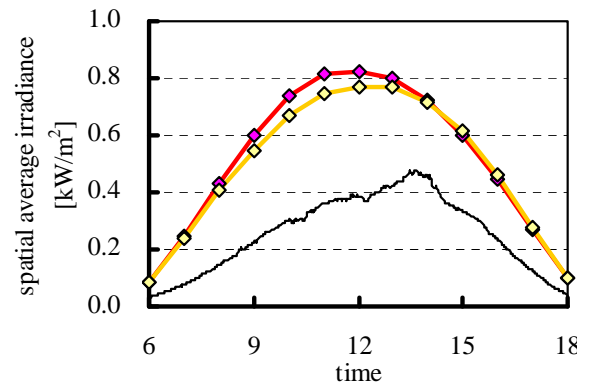
日射強度の予測では、数値気象モデルと統計モデルを組み合わせた手法が広く用いられている<sup>(11)・(13)</sup>。筆者らも、気象庁の数値気象モデルによるメソスケールの格子点予報値（MSM-GPV）のうち、低・中・上層の各雲量と湿度を説明変数とし、回帰式を用いて中部全域の空間平均日射強度の1時間値を予測する手法を構築している<sup>(14)</sup>。筆者らの手法では、前日18時に配信されるMSM-GPVを用いる場合、年間の平均絶対誤差は16%程度である。単地点を対象とした予測と比較して10%程度精度が向上するものの、誤差が大きな日もある。

図3(a)は上述のランプ変動が発生した日であるが、前日予測においてはランプ変動を予測できていない。当日の朝6時に配信されたMSM-GPVを用いると、9時～14時にかけての予測値は前日予測よりも小さくなっているが、この場合でもランプ変動を予測できていない。したがって、ランプ変動の予測精度向上のためには、数値気象モデルだけでなく、衛星観測データや天空画像を利用する必要があると考えられる。また、MSM-GPVの予報値が大きく外れていると、図3(b)に示すように一日を通じて予測誤差が大きくなる場合もある。

予測手法の改善や様々な入力データを用いることで精度の向上を図ることが必要があるが、誤差をゼロにすることはできない。そこで系統運用の観点からは、風力発電の出力予測で行われているように、精度の信頼区間を予測することが重要である。図4に筆者らの手法における信頼区間の予測例を示す<sup>(15)</sup>。同図では、90%および10%の確率で実測値がその値以上になる境界（90%POEと10%POE）を表している。実測値は13時以降に大きく低下し、50%POEの予測値の誤差は午前・午後ともに大きい。しかし、実測値は90%POEと10%POEの範囲内に収まっている。どのような信頼区間を設定するかは、出力予測の利用目的や求められる精度によっても異なるため、そのような観点から出力予測を評価する必要がある。



(a) ランプ変動時に大はずれの場合



(b) 終日大はずれの場合

図3 空間平均日射強度の前日予測の例

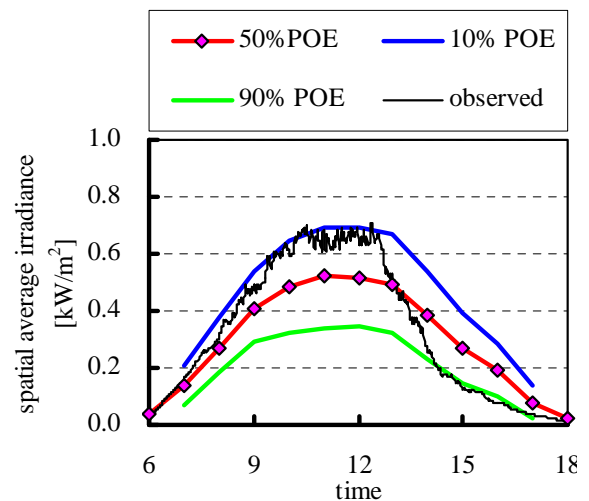


図4 日射予測における信頼区間の例

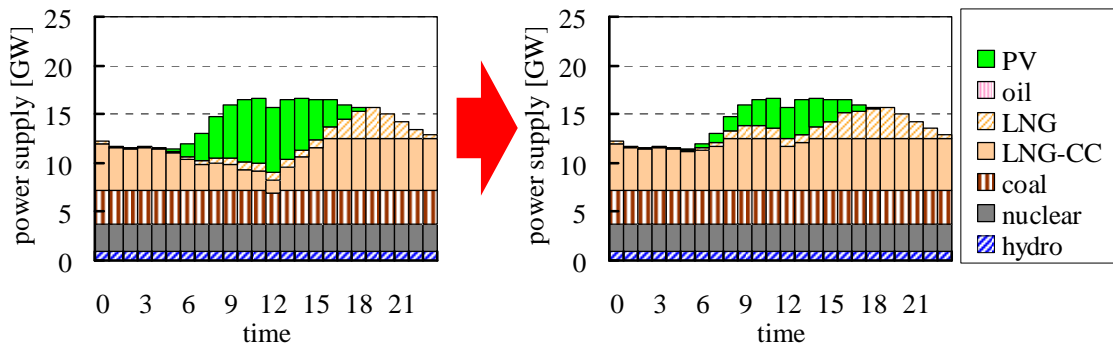
#### 4. 出力予測誤差の影響

日射強度や太陽光発電出力の予測手法については、現在、様々な検討が行われており、将来的に精度の向上が期待できる。その際、必要な精度は予測の利用目的によって異なると考えられる。そこで筆者らは、混合整数非線形計画法を用いて翌日の系統発電機の起動停止計画・経済負荷配分に関する簡易モデルを構築し、上述の実測日射強度に基づき算定した太陽光発電群の合計出力および同じ期間に実測された電力需要を用いて、電力供給不足・余剰の観点から予測誤差の影響を評価している<sup>(16)</sup>。

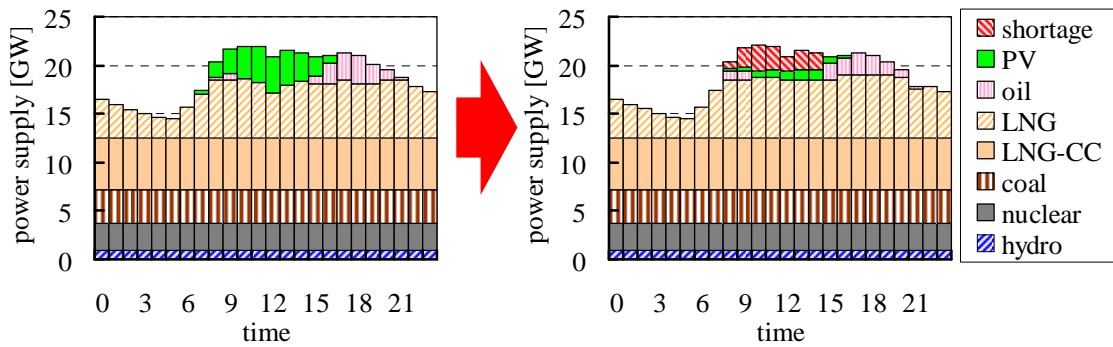
まず、太陽光発電群の合計出力に関する前日夕方方の予測値を用いて系統発電機の最適出力

構成を計算し、翌日の起動停止計画を決定する。次に、決定された起動停止計画を制約とし、供給不足量および余剰量を内生変数として含めて当日の太陽光発電群の合計出力実績に基づき系統発電機の最適出力構成を計算する。その際、予測誤差が大きいと、並列された系統発電機の台数が不足すれば電力の供給不足が発生する。逆に系統発電機台数が不足すれば電力の供給余剰が発生する。

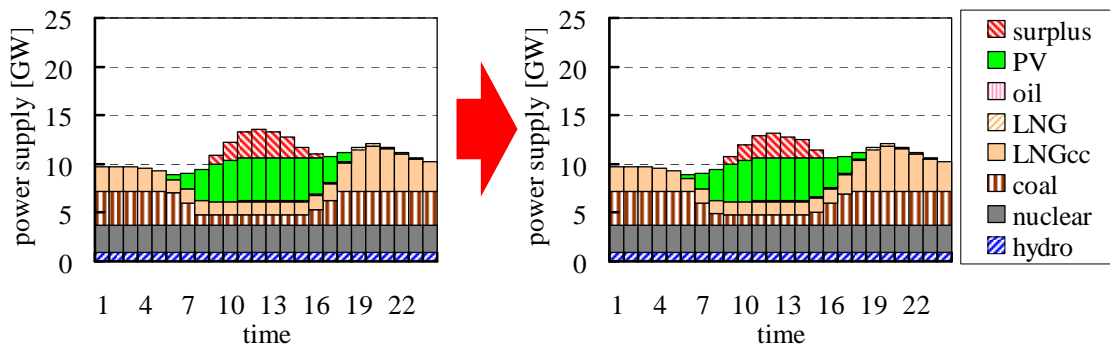
前日に計画された系統発電機の出力構成と実際の出力構成に関する計算結果の例を図5に示す。同図(a)の場合、大きな太陽光発電の出力が予測されており、系統発電機は出力を抑制した計画となっている。このため、太陽光発電の



(a) 太陽光発電の出力予測誤差は大きいですが電力供給の過不足が生じない場合



(b) 太陽光発電の出力予測誤差は小さくないが電力供給の不足が生じる場合



(c) 太陽光発電の出力予測誤差は小さいが電力供給の余剰が生じる場合

図5 予測に基づく発電機出力計画(左)と実際の発電機出力(右)



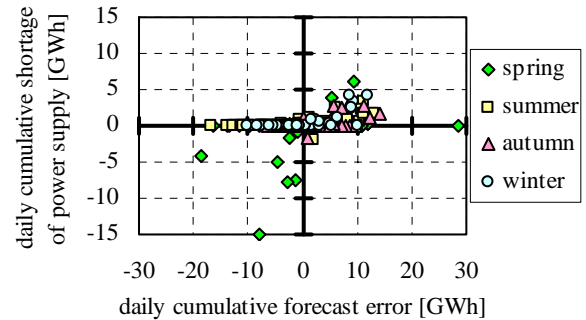
出力予測誤差は大きいものの、系統発電機の出力を増加させることで、電力供給に過不足は生じてない。

一方、同図(b)の場合、電力需要は大きい、太陽光発電の出力予測値は小さいため、多数の系統発電機が並列され、高い出力で運転する計画となっている。しかし、実際の太陽光発電出力は予測よりも小さいため、8時台～14時台にかけて供給不足が生じている。太陽光発電の出力予測誤差は図(a)よりも図(b)の方が小さいが、電力需要が大きい場合には、この程度の予測誤差でも電力供給に支障を来すことになる。

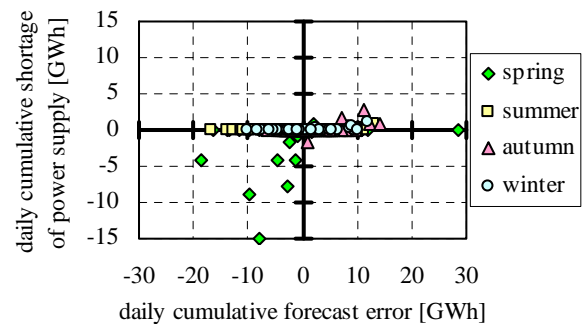
さらに同図(c)の場合、電力需要は小さく、太陽光発電の出力予測値は大きいため、並列される系統発電機を減らしても、前日の段階で供給余剰が想定されている。この日の場合、太陽光発電の出力予測誤差も小さいため、前日の段階で昼間需要の増加等を計画できれば、供給余剰に対応策できると考えられる。

供給不足を回避するためには、前日に系統発電機の起動停止計画を策定する際、図4に示したような90%POEの値に基づき太陽光発電の出力を小さめに想定すればよい。その効果を確認するため、50%POEまたは90%POEの値に基づき太陽光発電の出力を想定し、一年間を対象として、電力供給の過不足を算定した。太陽光発電の出力予測に関する一日の積算誤差と一日の電力供給不足量との関係を図6に示す。同図において、縦軸が正の場合は供給不足が、負の場合は供給余剰が発生していることを表す。

同図(a)のように50%POEに基づき系統発電機起動停止計画を策定する場合、並列された系統発電機の出力予測誤差に伴う供給不足は59日、供給余剰は12日発生した。これに対して90%POEに基づき太陽光発電の出力を小さく見積もる場合、供給不足の発生日数は17日に大きく減少した。特に、1GWh/日以上の大きな供給不足に着目すれば、50%POEの場合の23日であるのに対し、90%POEの場合はわずか3日と大きく減少した。ただし、並列する系統発電機台数が増加するため、発電コストは5%程度増加した。したがって、発電コスト削減のためには、確度の大きい予測を行って信頼区間を狭くする必要がある。特に、系統発電機の起動停止計画や経済負荷配分の観点からは、系統発電機が起動する数時間前の段階で予測の確度を向上させ、起動台数を適切に制御するこ



(a) 50%POEに基づく場合



(b) 90%POEに基づく場合

図6 空間平均日射強度の前日予測の例

とが重要である。ただし、上述のようにMSM-GPVに基づくだけでは、当日6時のMSM-GPVを用いても予測精度が向上しない場合もある。そこで、系統発電機の起動台数への影響を緩和するためには、気象衛星で撮影された赤外面像や地上で撮影された天空画像を用い、夜明け前の段階で予測精度を向上していくことが重要である。

一方、90%POEに基づき太陽光発電の出力を小さく見積もっても、供給余剰はほとんど増加しない。この理由として、図6の◇印のように今回の検討では供給余剰は春の快晴日で予測の確度が高い日に発生しており、大容量の系統発電機が出力を大きく抑制して運転する機会が多いため太陽光発電群の出力を小さく見積もっても並列される系統発電機の台数が増加しないことが考えられる。したがって、供給余剰については、予測精度の誤差は小さいことになる。逆に言えば、前日の段階で余剰に対し、昼間の電力需要の増加等の対策が立てやすいと言える。なお、これらの予測誤差の影響についても、検討対象期間について特有の可能性もあるので、今後、検討期間を増やした検討が必要である。

## 5. 太陽光発電・風力発電大量導入時のネット電力需要の変動特性

前述のように、太陽光発電の出力変動特性や予測については、PV300 や気象官署等で観測された日射データを用いた様々な検討が報告されている。これに対して風力発電の場合、一般に私企業である発電事業者によって運営されるため、その出力データが公にされることはない。このため、風力発電大量導入時のネット電力需要の変動特性を評価するためには、風力発電の出力が地形等の影響を大きく受けることを承知の上で、異なる地点で観測されたアメダス等の風速データを用いる必要があった。

しかし、最近になり、風力発電に関して電力会社単位の合計出力に関するデータが整備されつつある<sup>(4)</sup>。そこで本稿では、文献(4)の風力発電出力データ、気象官署の日射量データから推定した太陽光発電出力および電力会社が公表している電力需要データを用いて、北海道地域と中部地域を対象として、2010年4月～2011年3月における太陽光発電および風力発電の大量導入時におけるネット電力需要の変動特性を評価した。両地域に関する想定は以下の通りである。

北海道地域：

最大電力：5.8 GW

太陽光発電 2.5 GW

風力発電：2.5 GW

中部地域：

最大電力：27.1 GW

太陽光発電 9.6 GW

風力発電：2.1 GW

なお、太陽光発電の設備容量については環境省「平成 23 年度再生可能エネルギーに関するゾーンニング基礎情報整備報告書」の個別建物等に着目した太陽光発電の導入ポテンシャル調査に基づき想定した。また、各地域内の気象官署で観測された日射量および気温の1時間値に基づき、各観測点が代表する範囲内の戸建住宅数による加重平均によって太陽光発電群の合計出力の1時間値を想定した。一方、風力発電の設備容量については JWPA の試算に基づき想定し、文献(4)で算定された設備容量に対する出力割合の1時間値を乗じて出力を想定した。ただし、設備容量には洋上風力は含まれない。

北海道地域および中部地域における1月、4月、8月のネット電力需要の変化を図7および図9に示す。両図において、濃い色（茶色）の

部分は太陽光発電の合計出力、薄い色（水色）の部分は風力発電の合計出力、残りの（黄色）部分はネット電力需要を表す。また、これらの合計値は実測された本来の電力需要を表す。上述のような太陽光発電および風力発電の大量導入時には、黄色のネット電力需要の部分について系統発電機が電力を供給することになる。また、北海道地域および中部地域における設備容量 1kW あたりの太陽光発電出力と風力発電出力との相関図をそれぞれ図9および図10に示す。両図において(a)は1時間平均値、(b)は日平均値、(c)は月平均値に関する相関図を表す。

図7からわかるように、北海道地域における本来の電力需要の時間変化は年間を通じて小さい。しかし、太陽光発電・風力発電の大量導入によってネット電力需要の時間変化は大きくなり、しかも時間変化パターンは日によって異なるようになる。したがって、電力需給バランス維持のためには、太陽光発電や風力発電の適切な出力予測が非常に重要である。

年間を通じてみれば、太陽光発電の出力は春から夏にかけて大きく、風力発電の出力は冬に大きい。このため、図8(b)や(c)からわかるように、日平均や月平均の出力については、太陽光発電と風力発電とは緩やかな負の相関がある。一方、図8(a)からわかるように、1時間値については概ね無相関である。このため、日中において太陽光発電と風力発電の出力が共に小さい時間帯があるが、図7(a)からわかるように、そのような状況が本来の電力需要が年間を通じて非常に大きな時間帯に発生することもある。その意味では、太陽光発電と風力発電の容量価値（kW 価値）は、高くない。

一方、ごく稀ではあるが、太陽光発電と風力発電の出力が共に大きな場合があり、図7(b)からわかるように、そのような状況が本来の電力需要が年間を通じて小さい時間帯に発生することもある。その結果、ネット電力需要がほぼゼロになるため、そのような時間帯において北海道地域のみで電力需給バランスを維持することはできない。これに対応するためには、デマンドレスポンスによる昼間電力需要の増加が必要であり、さらに北海道・本州間電力連系設備を強化して本州に余剰電力を送電する必要がある。ただし、図7(b)においてネット電力需要がほぼゼロになる時間帯は、東北地域の風力発電の出力も大きく、500kV の長距離の連系線を強化して、関東地域を含めて広域に余剰電力を送電する必要がある。

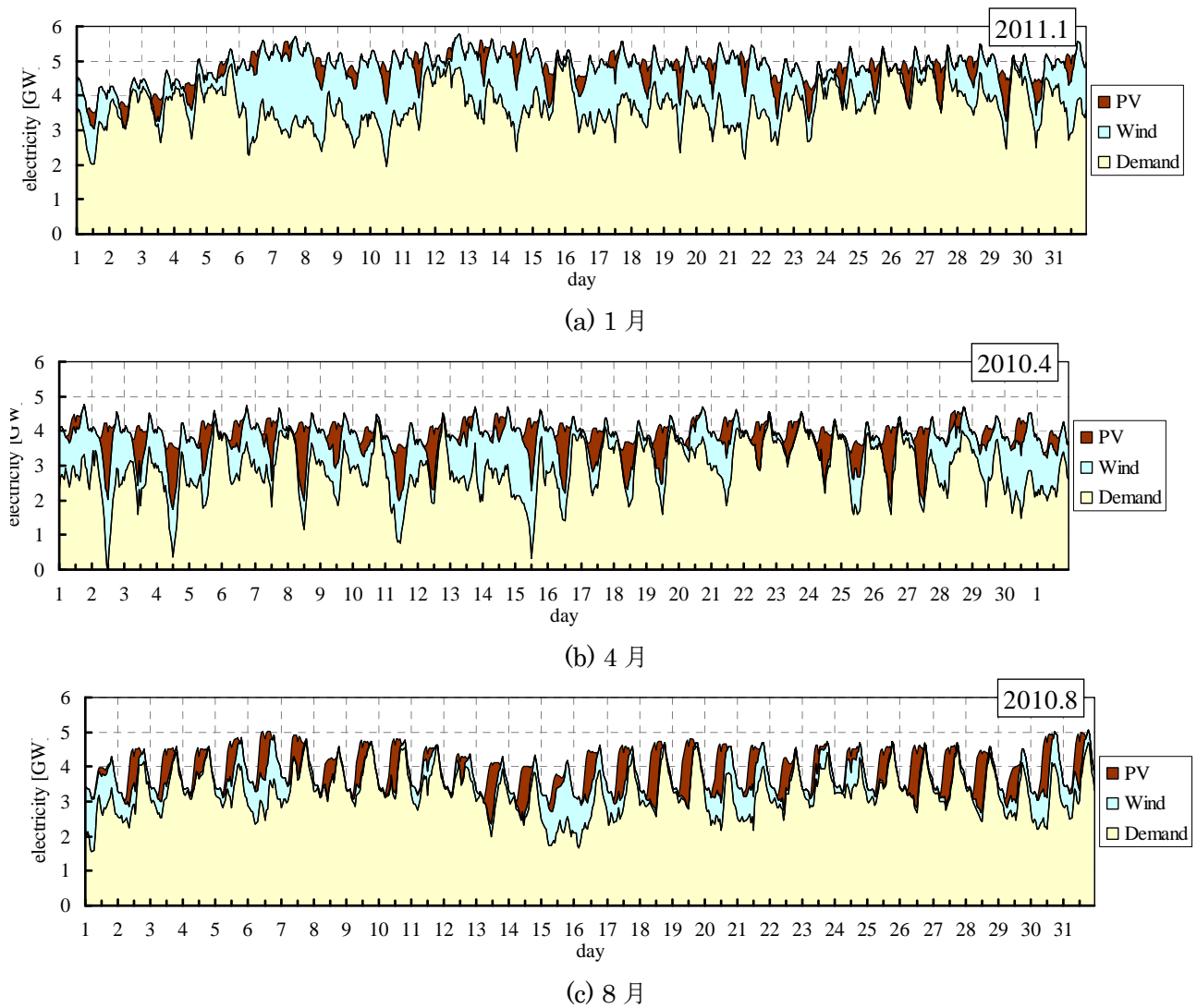


図7 北海道地域における風力発電・太陽光発電大量導入時のネット電力需要

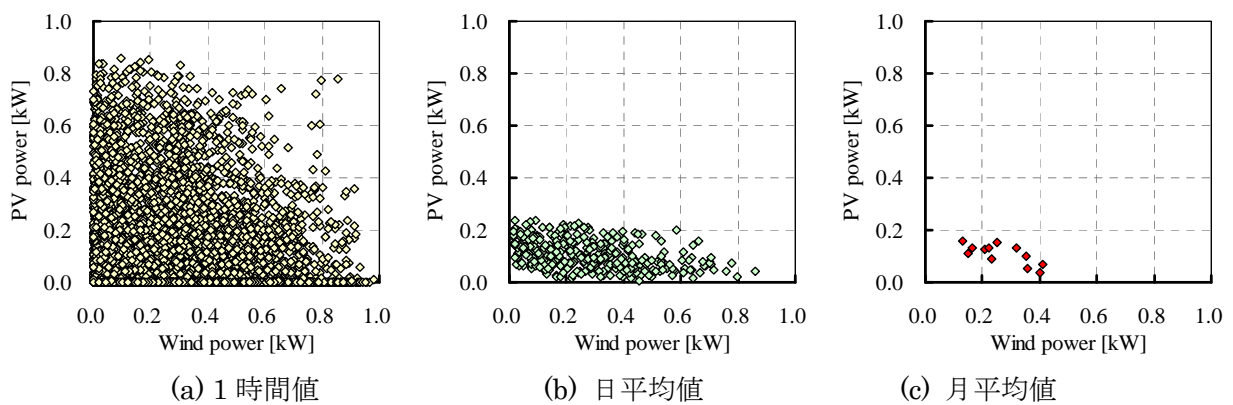


図8 北海道地域における太陽光・風力発電の出力相関

一方で、年間を通じてみれば、余剰電力の広域送電が必要となる時間帯は多くないため、強化された長距離連系線の利用率は高くない。このため、経済性の観点からは、太陽光発電・風力発電の出力抑制による対応が有効となる可

能性もある。その意味では、個々の地点における風況は多少劣っていても、北海道や東北以外の地域に風力発電の導入量を拡大するなど、大きな視点から風力発電の大量導入のあり方を考える必要がある。

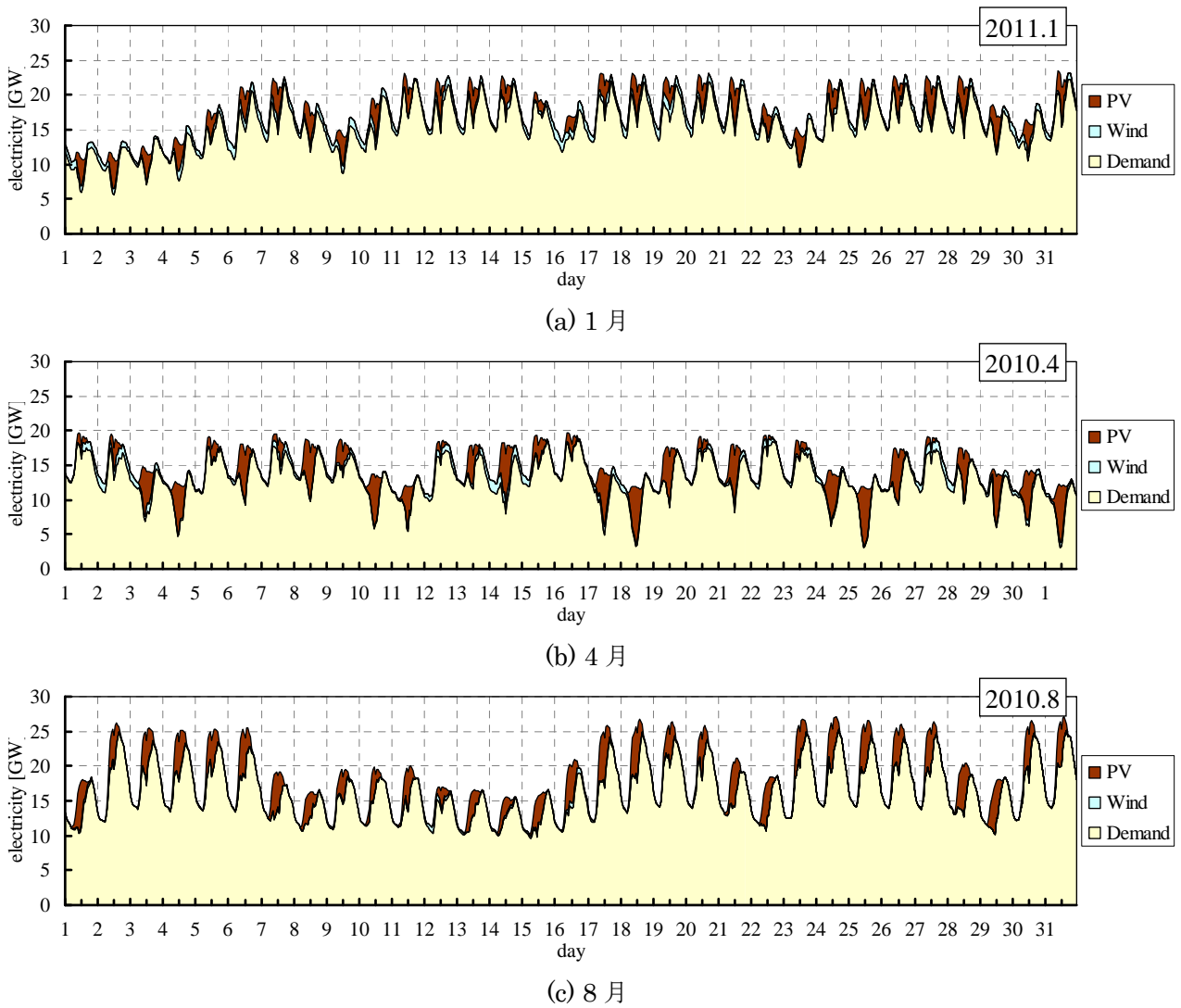


図9 中部地域における風力発電・太陽光発電大量導入時のネット電力需要

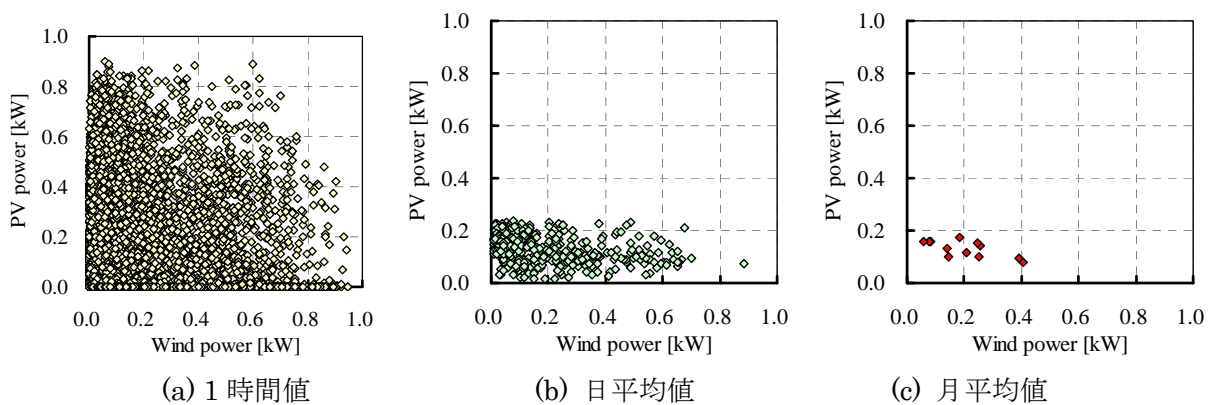


図10 中部地域における太陽光・風力発電の出力相関

中部地域に関しては、図9(b)に示すように、本来の電力需要が小さく太陽光発電の出力が大きな季節においてネット電力需要が小さくなる時間帯が発生している。北海道地域と比較すると、これらの時間帯におけるネット電力需要は大きい、系統発電機の運転を考慮すると、

このような場合でも余剰電力が発生することになり、対応が必要である。また、中部地域の場合、洋上風力のポテンシャルは比較的高いため、その大量導入が実現するような状況では、電力需給バランスの維持のための対策強化が必要になると考えられる。



## 6. おわりに

本稿では、太陽光発電群の合計出力に大きく影響する空間平均日射強度について、年間を通じた変動特性やその予測に関する検討例を紹介した。また、将来的に太陽光・風力発電が大量導入された際のネット電力需要の変動特性を評価した。本稿の検討例は、電力需要や風力発電に関して同期された実データを用いているが、検討期間はわずか1年である。そこで、アメダスの日照時間や風速データ等を用いて、同様の検討が可能ないようにデータの利用方法を確立し、ネット電力需要の変動特性について、長期の統計的評価を行う必要があると考えられる。

## 参考文献

- (1) 加藤丈佳・鈴置保雄：「太陽光発電システム大量導入を考慮した系統電源の負荷曲線に関する一検討」, 電気学会電力技術／電力系統技術合同研究会, PE-09-159/PSE-09-167 (2009)
- (2) 荻本和彦・大関崇・植田譲：「太陽光発電を含む長期電力需給計画手法」, 電学論 B, Vol.130, No.6, pp.575-583 (2010)
- (3) 小宮山涼一・藤井康正：「太陽光発電, 風力発電の大量導入と最適電源構成に関する分析」, 電学論 B, Vol.132, No.7, pp.639-647 (2012)
- (4) 荻本和彦・池上貴志・片岡和人・斉藤哲夫：「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」, 平成 24 年電気学会全国大会, No.6-003 (2012)
- (5) 電気事業連合会：「太陽光発電大量導入時の電力系統への影響評価と今後の取り組みについて」, 電事連会長定例記者会見要旨資料 2 (2012 年 4 月 20 日)
- (6) 名古屋洋之・駒見慎太郎・荻本和彦：「相互平滑化効果を考慮した太陽光発電大量導入時の短周期出力変動の一予測法」, 電学論 C, Vol.131, No.10, pp.1688-1696 (2011)
- (7) 赤塚元軌・原亮一・北裕幸・滝谷克幸・齋藤正美：「負荷周波数制御の領域における全天日射量短周期変動の静的・動的特性のモデル化」, 電学論 B, Vol.132, No.7, pp.629-638 (2012)
- (8) 加藤丈佳・熊澤伸介・本田信行・小相澤政和・西野慎一・鈴置保雄：「観測点周辺の平滑化効果を考慮した中部全域における空間平均日射変動特性」, 電学論 B, Vol.133, No.4, pp.373-382 (2013)
- (9) 加藤丈佳・熊澤伸介・本田信行・小相澤政和・西野慎一・鈴置保雄：「観測点周辺の平滑化効果を考慮した空間平均日射変動特性の評価手法の構築」, 電学論 B, Vol.133, No.1, pp.91-98 (2013)
- (10) 谷藤昂亮・加藤丈佳・鈴置保雄・浅野充俊・小相澤政和・Suresh Chand Verma：「空間平均日射強度のランプ変動に関する統計的評価」, 電気学会電力技術／電力系統技術合同研究会, (2013)
- (11) E. Lorenz, J. Hurka, D. Heinemann, and H.G. Beyer: "Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid Connected Photovoltaic Systems", IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and remote sensing (2009)
- (12) J. Fonseca, T. Oozeki, T. Takashima, K. Ogimoto: "Solar Irradiation Forecasts with Neural Networks and Numerically Predicted Cloudiness Data", EUPVSEC 25th, pp.5007-5010 (2010)
- (13) 鈴木孝宣・後藤悠主・寺園隆宏・若尾真治・大関崇：「Just-In-Time Modeling に基づく日射量予測手法の開発」, 電学論 B, Vol. 131, No. 11, pp.912-919 (2011)
- (14) 片岡裕貴・加藤丈佳・鈴置保雄：「メソ数値予報モデル格子点値を用いた電力系統全域における空間平均日射量予測に関する一検討」, 電学論 B, Vol.133, No.6, pp.548-554 (2013)
- (15) 片岡裕貴・加藤丈佳・鈴置保雄：「メソ数値予報モデル格子点値を用いた空間平均日射量予測の信頼区間推定に関する一検討」, 平成 25 年電気学会全国大会, No.6-132 (2013)
- (16) T. Kato, K. Kawai, Y. Suzuoki: "Evaluation of Forecast Accuracy of Aggregated Photovoltaic Power Generation by Unit Commitment", Proc. of IEEE PES General Meeting, PESGM2013-000900 (2013)