

Smoothing Effect in Power Output Forecasting for Overloaded Photovoltaic Systems

Jun YAMASHITA^{*1}Shinichiro OKE^{*2‡}Hideaki OHTAKE^{*3}

過積載太陽光発電システムの発電電力予測におけるならし効果

山下 諄^{*1}桶 真一郎^{*2‡}大竹秀明^{*3}

Abstract

In photovoltaic (PV) systems, installing PV arrays whose rated capacity exceeds that of the power conditioning system (PCS) is referred to as DC-to-AC oversizing (inverter overloading). This study investigates the interaction between oversizing and spatial smoothing in large-scale PV power generation. Using estimated actual (reconstructed) and forecasted PV power data from 105 sites in the Kanto region of Japan, the variability characteristics and forecast errors of aggregated PV power were evaluated for inverter loading ratios (ILRs) ranging from 1.0 to 3.0. Results indicate that oversizing locally increases variability through clipping and enhanced ramp rates, whereas spatial aggregation of geographically dispersed PV power mitigates fluctuations by reducing the duration of clipping and decreasing the frequency of ramp occurrences. The root mean square error (RMSE) decreases with increasing aggregation radius, with significant improvement observed up to approximately 50 km and limited gains beyond this range. A normalized RMSE variation index reveals that the trade-off between oversizing-induced variability and spatial smoothing is strongly governed by spatial scale.

Keywords: Photovoltaic systems, overloading, forecast, smoothing effect, clipping, ramp events

キーワード: 太陽光発電システム, 過積載, 予測, ならし効果, クリッピング, ランプ変動

1. はじめに

太陽光発電 (PV) システムにおいてパワーコンディショナ (PCS) の定格出力よりも PV アレイの定格発電電力の方が大きい設置形態を過積載という。PV モジュールのコストが低減し PCS や系統連系設備などに対して相対的に安価である場合、過積載により PV 発電電力を増大し PCS の設備利用率を上げることは PV システムの経済性の向上につながる事がわかっている^{1,2)}。過積載 PV システムにおいて、PCS の定格出力 (AC) に対する PV アレイの設備容量 (DC) の比は Inverter loading ratio (ILR) や DC/AC ratio, 積載率などと呼ばれる。2024 年に世界で建設された大規模な PV システムの ILR は 1.1~1.5 であった³⁾。米国では 2022 年における大規模な PV システムの ILR は 1.13

~1.30 の範囲にあり、規模が大きいほど ILR が高くなる傾向がある⁴⁾。欧州で新規に建設される系統規模の PV システムの ILR は 1.1~1.5 であり³⁾、日射量の少ない北欧では 1.3~1.5 程度とすることが推奨されている⁵⁾。我が国では、新設される事業用 PV システムの ILR はおおむね 1.3~1.9 であり、小規模の設備ほど ILR が大きい傾向にある⁶⁾。このように国や地域によって過積載の現状は異なるが、発電電力の増大とクリッピング (発電電力が PCS の設備容量で頭打ちとなる現象) による損失を考慮すると、ILR の最適値は 1.26~2.17 であるとの報告^{7,8)}があることや新規の設備でより高い ILR が採用されている⁹⁾ことから、今後はさらに ILR が上昇すると予想される。一方、過積載 PV システムの発電電力は日射強度とは異なる変動を呈するため、過積載 PV システムの増加やその ILR の上昇は電力系統の安定運用に利用されつつある PV 発電電力の予測に影響を及ぼす可能性がある。これまでに、関東地方

^{*1} Advanced Electronics and Information System Engineering Course, National Institute of Technology, Tsuyama College

^{*2} Professor, Electrical and Electronic Systems Program, Department of Integrated Science and Technology, National Institute of Technology, Tsuyama College, 624-1 Numa, Tsuyama, Okayama 708-8509, Japan
‡e-mail: oke@tsuyama-ct.ac.jp

^{*3} Renewable Energy Advanced Research Center, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology

Received: Mar. 19, 2026, Accepted: Jul. 26, 2026

^{*1} 津山工業高等専門学校専攻科 電子・情報システム工学専攻

^{*2} 津山工業高等専門学校総合理工学科 電気電子システム系 教授 (〒708-8509 津山市沼 624-1)

‡e-mail: oke@tsuyama-ct.ac.jp

^{*3} 産業技術総合研究所 再生可能エネルギー研究センター 太陽光システム研究チーム 主任研究員

(原稿受付: 2026 年 3 月 19 日, 受理日: 2026 年 7 月 26 日)

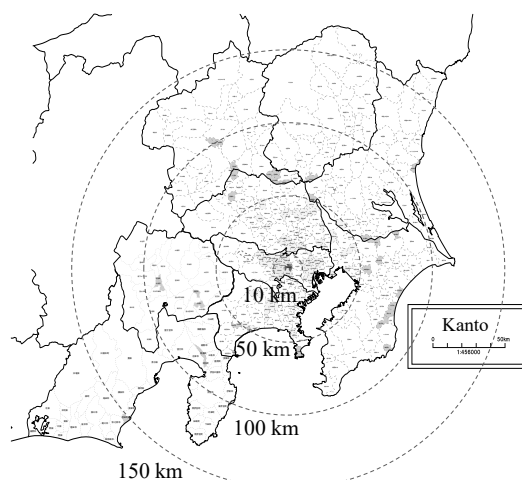
のいくつかの自治体を対象として過積載が PV 発電電力予測に及ぼす影響を検討してきた¹⁰⁾。しかしながら、電力システムの運用の観点からは、広域に分散して存在している PV システムの合計の発電電力の予測についての検討が重要である。広域の PV 発電電力やその予測におけるならし効果については既報¹¹⁻¹⁶⁾があるが、過積載とならし効果との関係や、それが広域の PV 発電電力の予測に及ぼす影響に関する検討は十分でない。

本研究では、PV システムにおける過積載がさらに進み ILR が上昇する場合において、広域の PV 発電電力の予測に及ぼすならし効果の影響を明らかにすることを目的とした。まず、過積載 PV システムの発電電力のクリッピングやランプ変動の発生に及ぼすならし効果の影響を調べた。次に、過積載による PV 発電電力の増加やクリッピングの発生が広域の PV 発電電力の予測誤差に及ぼす影響について、ならし効果のはたらきに注目して検討した。

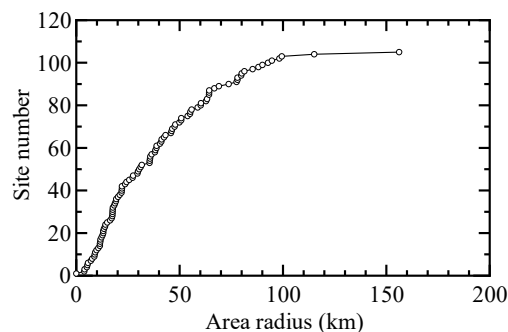
2. 使用データと計算方法

PV 発電電力の推定実績値には太陽放射コンソーシアム (<http://www.amaterass.org>) の AMATERASS データに基づき PCS 効率やシステム効率、太陽電池モジュールの温度特性などを考慮して計算¹⁷⁾した PV 発電電力データ (2.5 分ごとの瞬時値) を 30 分ごとに平均したものを、予測値には気象庁メソモデルに基づく PV 発電電力予測データ (30 分ごとの平均値) を用いた。予測時刻は予測対象日前日の 18 時とした。PV 設備容量とその内訳は、固定価格買取制度の情報公開用 web サイト (<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>) に記載されている各市区町村の PV 設備導入量データから得た。

対象期間は 2016 年度で、関東地方に静岡県を加えた 9 都県を対象とした。まず、域内に 5 km メッシュのメソモデルの格子点が多数存在することを避けるために、面積がおおよそ 35 km² 以下の市区町村を抽出した。これは、本研究で用いた PV 発電電力および予測データには、いずれも市区町村ごとにその市役所や町役場などを代表地点とし、域内にある全ての PV システムがその場所に存在するとした場合の値が収録されているからである。次に、PV 発電電力データが 0.1 MW 刻みであることから、設置されている PV システムの合計設備容量が 1 MW 以上である 105 市区町村を抽出した。広域の PV 発電電力を計算する際には、中心 (東京都三鷹市) から近い順に採用する市区町村を一つずつ増やしながらそれらの PV 発電電力を合計する。Fig.1(a)に対象とする市区町村の分布を、同図(b)に対象範囲の半径の拡大とともに採用する市区町村数が増加する様子を示す。過積載 PV 発電電力は、PV 発電電力データの 30 分平均値に基づき、対象の市区町村にある PV システムがすべて同一の ILR で過積載されていると仮定して ILR を過積載なしに相当する 1.0 から、3.0 まで 0.1 ずつ変化させて計算する。発電電力の推定実績値および予測



(a) 105 distributed municipalities



(b) Number of municipalities included within each aggregation radius.

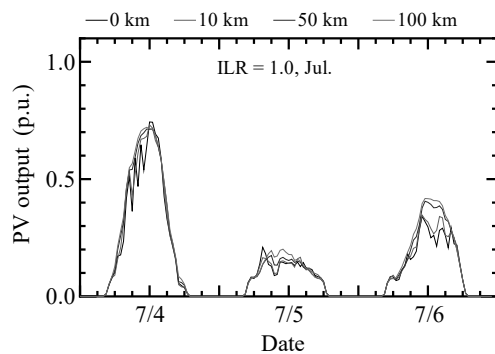
Fig.1 Spatial distribution of municipalities and aggregation characteristics.

値は、いずれも PCS 容量基準の p.u.値で表す。

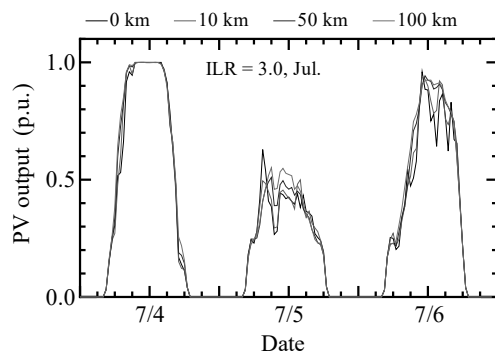
3. 過積載とならし効果との関係

3.1 クリッピング

Fig.2 に対象範囲の中心 (0 km), そこから 10 km 圏内の 12 市区町村, 同 50 km 圏内の 74 市区町村, 同 100 km 圏内の 103 市区町村の推定実績値を合計した広域の PV 発電電力の時系列例 (2016 年 7 月 4~6 日) を示す。同図 (a) は過積載なし (ILR=1.0), 同図 (b) は過積載 (ILR=3.0) の場合である。同図 (a) から、半径 10 km では個々の市区町村の出力変動が同期しているため細かい変動が残るが、対象範囲を半径 50 km に広げるとならし効果により変動が緩和されることがわかる。7 月 4 日は関東全域で晴天日であったが、過積載なしの場合には広域の PV 発電電力は 0.7 p.u.程度にとどまる。同図 (b) に示す ILR = 3.0 の場合、7 月 4 日には約 7 時間にわたり対象の全市区町村で発電電力が PCS の設備容量で頭打ちとなるクリッピングが発生する。クリッピングを発電機会の損失ととらえる考え方があがあるが、系統側からみると PV 発電電力が一定値となり出力変動が抑制される現象と捉えることができる。7



(a) ILR = 1.0

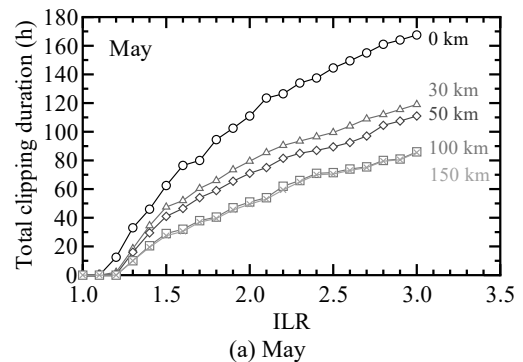


(b) ILR = 3.0

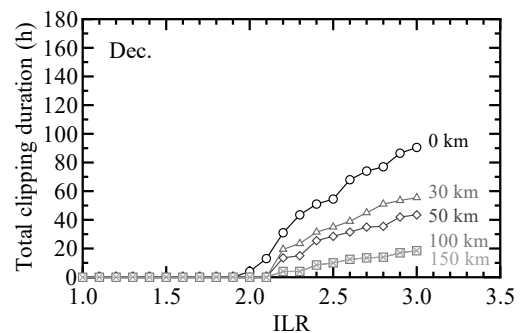
Fig.2 Time series of aggregated estimated PV power for different aggregation radii.

月 5 日や同 6 日のようにクリッピングが発生しない場合、過積載により PV 発電電力の変動が増大する。また、7 月 6 日の PV 発電電力は、過積載なしの場合は 7 月 4 日の約半分程度であるが、ILR = 3.0 の過積載では 7 月 4 日と同程度まで大きくなる。

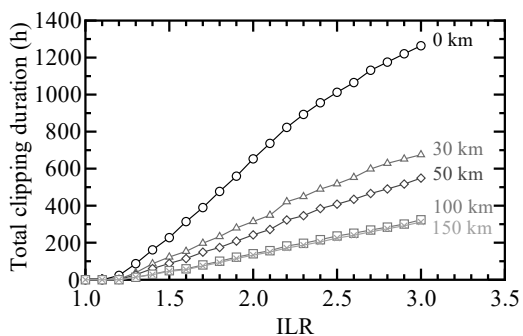
Fig.3 に、ILR とクリッピング発生時間との関係を対象範囲ごとに示す。クリッピング発生時間とは、対象とする全ての地点でクリッピングが発生し広域の PV 発電電力が 1.0 p.u.となる時間数である。同図 (a) に示す 5 月は広い範囲で快晴であった日が多いため、対象範囲を半径 150 km まで広げても ILR が 1.3 以上の場合にはクリッピングが発生する。クリッピング発生時間は、ILR = 2.0 のときは中心のみ (0 km) で 110 h、半径 50 km で 71 h、半径 100 km で 51 h、ILR = 3.0 のときは中心のみで 165 h、半径 50 km で 111 h、半径 100 km で 86 h である。このように快晴が多い時期のクリッピング時間は、広域の場合でも 1 市区町村のみの場合の 50%程度に達する。一方で、同図 (b) に示す 12 月においてクリッピングが発生するのは ILR が 2.0 以上の場合に限られる。ILR = 3.0 でも半径 100 km の場合にクリッピングが発生するのは 18.5 h と、1 市区町村のみの場合 (90.5 h) の約 20%に留まる。これは、冬季は夏季より日射強度が小さく変動が大きいため、複数の地域での同時クリッピングが生じにくいことによる。同図 (c) に 1 年分の結果を示す。年間のクリッピング発生時間は、ILR = 2.0 のときは中心のみで 653 h、半径 50 km で 242.5 h、



(a) May



(b) December



(c) Annual

Fig.3 Total clipping duration as a function of ILR for different aggregation radii.

半径 100 km で 140.5 h、ILR = 3.0 のときは中心のみで 1264 h、半径 50 km で 549 h、半径 100 km で 324 h である。また、ILR が 1.3 未満の場合、広域の PV 発電電力にクリッピングは発生しない。以上のことから、過積載にはクリッピングにより PV 発電電力を一定とする作用があり、それは ILR が大きいほど強くはたらくが、広域の場合はならし効果によりその作用は大きく抑制されることがわかった。

3.2 ランプ変動

60 分の時間窓を 30 分ずつスライドさせ、文献 18)を参考にして時間窓内で PV 発電電力が単調に増加または減少し、その変動幅が 0.16 p.u.以上かつ平均値が 0.1 p.u.以上である場合をランプ変動としてカウントした。ただし、連続する時間窓において増加あるいは減少が続けて発生する場合は一つの継続したイベントとした。Fig.4 に、対象地域の範囲とランプ変動の発生回数との関係を示す。これらの図から、ランプ変動は対象範囲が広くなるにつれてなら

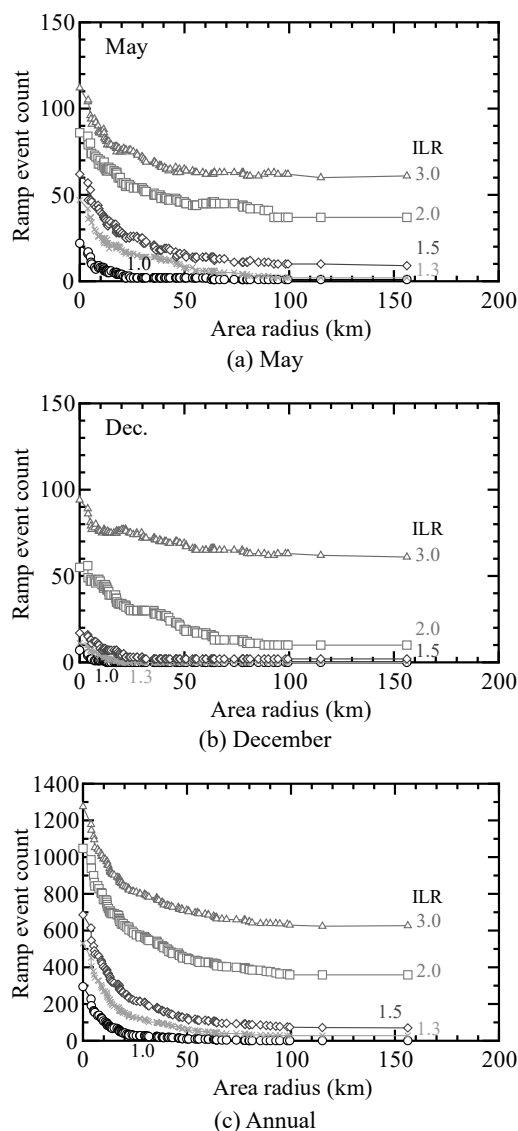


Fig.4 Ramp event count as a function of aggregation radius.

し効果によりその発生回数が減少する傾向にあるものの、過積載によりPV発電電力が増大するとその変動幅も大きくなるため、ならし効果によるランプ変動の抑制が効きにくくなることがわかる。同図 (a) に示す5月の場合、ILRが1.5程度であれば対象範囲の半径を10km以上とするとランプ変動の回数が50回/月を下回る。ILRが2.0以上の場合、対象範囲の半径を50km以上に広げてもランプ変動の回数が減少しない。同図 (b) に示す12月の場合、ILRが2.0未満の場合はランプ変動がほとんど発生しないが、ILRが3.0の場合はならし効果によるランプ変動の減少はあまり見られず、対象範囲の半径を10kmから100kmまで広げてもランプ変動の回数は76回/月から63回/月までしか減らない。同図 (c) に示すように、年間では過積載なし (ILR=1.0) の場合は対象範囲の半径が18km以上になるとランプ変動はほとんど発生せず年間50回以下である。ILR=1.3の場合に年間のランプ変動発生回数が50回を下回るのは対象範囲の半径が60km以上

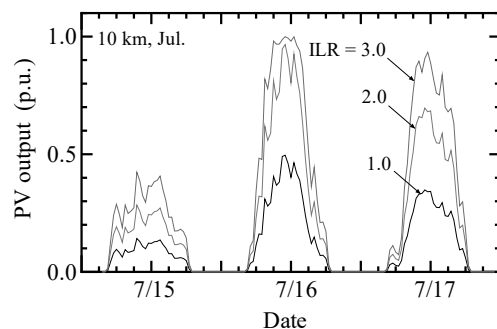


Fig.5 Changes in the Occurrence of Ramp Events with Increasing ILR.

の場合である。ILRが1.5を超えると、ならし効果が働いてもランプ変動がなくなり、広域の場合でも年間300回以上 (ILR=2.0の場合は年間約400回、ILR=3.0の場合は年間約700回) のランプ変動が発生する。このように、ランプ変動の発生回数にはILRも強く影響していることは明らかである。

Fig.5に、対象範囲の半径が10kmの場合において、ILRを1.0、2.0、および3.0としたときのPV発電電力の時系列例を示す。同図から、ILRの増加に伴いPV発電電力の変動が大きくなることがわかる。ILR=1.0 (過積載なし) の場合、例示した3日間を通してランプ変動の発生はなかった (0回)。ILR=2.0の場合、7月16日の7:30~8:00、9:00~9:30、10:30~11:00、14:30~15:00と計4回のランプ変動が発生した。ILR=3.0の場合、7月16日の6:00~6:30、7:30~8:00、14:30~15:30、16:30~17:00、7月17日の7:30~8:00、8:30~9:00、16:30~17:00と計6回のランプ変動が発生した。このようにILRが増加するとランプ変動の発生回数も多くなる傾向にある。ILRとランプ変動の回数との関係をFig.6に示す。同図 (a) に示す5月の場合、対象範囲の広さにかかわらずILRの増加に伴いほぼ線形にランプ変動の回数が増加する。同図 (b) に示す12月にはILRが2.0未満の場合はランプ変動がほとんど発生しないが、ILRが2.0から2.3に増加するとランプ変動の発生回数が急増する。ただし、ILRがそれ以上に大きくなってもランプ変動の発生回数の増加はわずかに留まる。なお、11月~2月にも同様の傾向がみられた。年間の場合を同図 (c) に示す。対象範囲の半径が50kmの場合において、ILRが1.0から2.0まで増加するとき、ランプ変動の発生は10回から451回と45倍に増加する。一方で、ILRが2.0から3.0まで増加するときのランプ変動の回数の増加は451回から712回と約1.6倍しかならない。このようにILRが2.0~2.2程度でグラフの傾きが大きく変化する様子は対象範囲の広さにかかわらず共通している。これは、過積載によるPV発電電力の増大とともにその変動幅が大きくなるためランプ変動発生基準を超える変動が多くなる一方で、ILRがある程度大きいとクリッピングが発生しやすくなることに起因している。

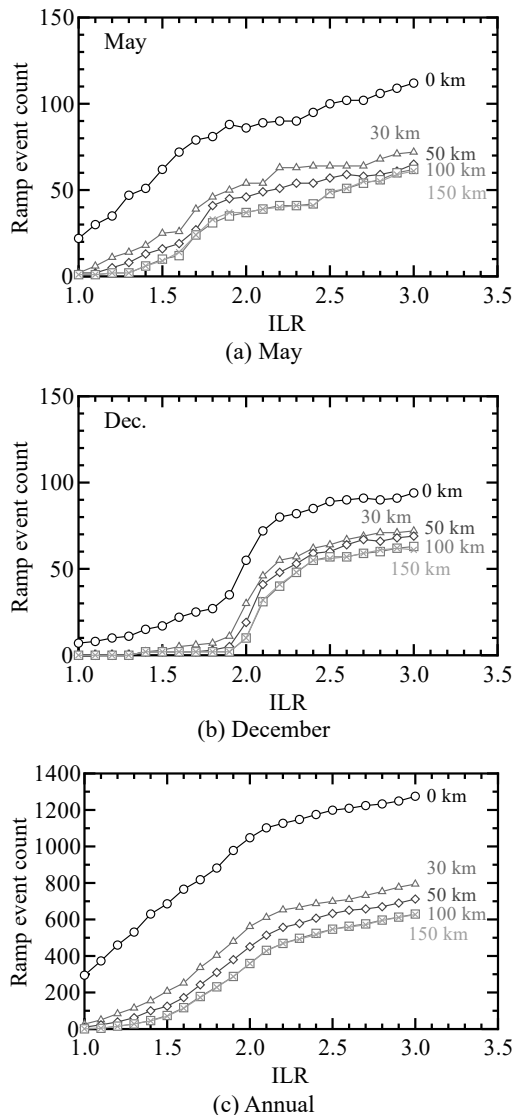


Fig.6 Ramp event count as a function of ILR.

4. 過積載太陽光発電電力の予測とならし効果

4.1 予測誤差

Fig.7 に、PV 発電電力 (ILR=1.0, 3.0) の推定実績値と予測値の時系列の例を示す。同図 (a) は中心のみ、同図 (b) 半径 156 km の範囲にある 105 市区町村を合計した場合である。7 月 4 日のように過積載なし (ILR=1.0) であれば予測誤差が大きい場合でも、過積載 (ILR=3.0) の場合は推定実績値と予測値がともにクリッピングし一定の値となるため予測誤差は極めて小さくなる。このことは、中心のみであっても広域であっても同じである。一日を通して PV 発電電力の小さい 7 月 5 日においては、同図 (a) に示す中心のみでは過積載により予測誤差 (過大予測) が増大するが、同図 (b) に示す広域の場合ではならし効果のはたらきにより過積載なしの場合の予測誤差が大きく低減し、それに伴って過積載の場合の予測誤差も小さくなる。

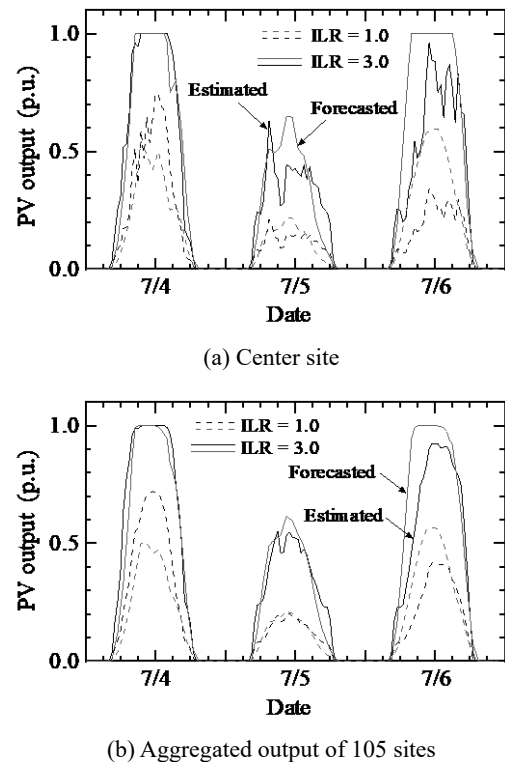


Fig.7 Example of time-series for estimated and forecast PV power at ILR = 1.0 and 3.0.

る。7 月 6 日はほぼ一日を通して過大予測の日である。過積載により予測誤差は増大するが、クリッピングにより誤差が小さくなるケースもある。このように、PV 発電電力の予測値および推定実績値が十分に大きい場合 (1/ILR よりも大) の場合はクリッピングをほぼ正確に予測できるため予測誤差は非常に小さくなる。そうでない場合は過積載により急激な日射変動が発生すると予測誤差は増大するものの、広域ではならし効果により推定実績値と予測値はともに滑らかに変化するため、予測誤差の増加が抑制される。

Fig.8 に、対象範囲の半径と予測値に含まれる年間の二乗平均平方根誤差 (RMSE) との関係を示す。同図から、対象範囲が広がるにつれて RMSE は減少するが、減少幅が大きいのは半径 50 km 程度までであることがわかる。また、ILR とともに RMSE は増加することがわかる。ILR = 3.0 の場合の対象範囲の半径 100 km での RMSE は 0.160 p.u. と、ILR = 1.0 (過積載なし) の場合 (0.090 p.u.) の 1.8 倍と、ILR の増加倍率に対して小さい。また、中心での RMSE と対象範囲の半径 100 km での RMSE とを比較すると、ILR = 1.0 (過積載なし) では 0.109 p.u. から 0.090 p.u. へと 17% 減少し、ILR=3.0 では 0.195 p.u. から 0.160 p.u. へと 18% 減少した。

Fig.9 に ILR と RMSE との関係を対象範囲ごとに示す。なお、Fig.6 で示したように対象範囲の半径を 100 km とした場合と 150 km とした場合で過積載 PV 発電電力の変動特性はほぼ同じであることから、ここではそのうち前者の

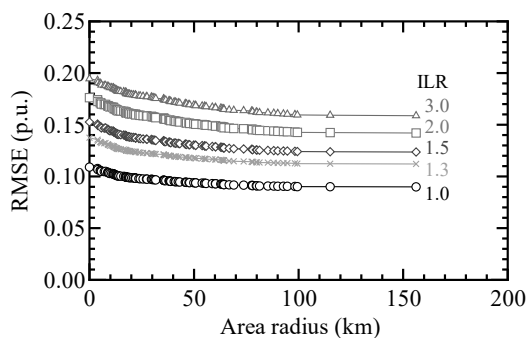


Fig.8 Annual RMSE of forecast PV power as a function of aggregation radius.

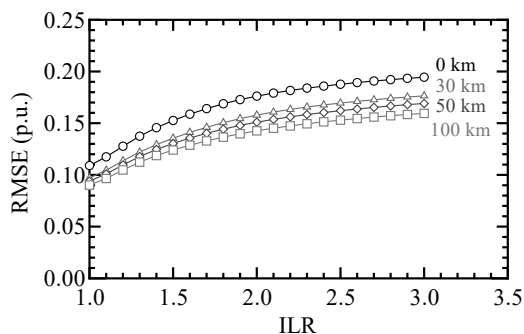


Fig.9 Annual RMSE as a function of ILR for different aggregation radii.

みを描いた。Fig.9 から、過積載により予測誤差は大きくなるが、その増加は単に線形ではないことがわかる。中心のみの場合、ILR=1.0 のときの RMSE は 0.109 p.u.、ILR = 3.0 のときの RMSE は 0.195 p.u.と ILR が 3 倍になっても RMSE は 1.8 倍の増加にとどまる。広域（半径 100 km）の場合も同様に 0.090 p.u.と 0.160 p.u.で RMSE の増加は 1.8 倍である。

本論文では年間の RMSE に基づいて評価したが、予測値の大きさに注目して評価することで、過積載 PV 発電電力予測の傾向をより明確に分析できると予想する。本件については今後の課題として詳細に検討する予定である。

4.2 変動成分と予測誤差との関係

時系列データは一般に、トレンド（長期的な傾向）、周期変動（時間変化に伴う規則的な変動）、および残差（短時間で発生する不規則な変動）の 3 成分に分解できることが知られている^{19,20}。PV 発電電力では、トレンドは地球の公転によって生ずる季節変化、周期変動は地球の自転によって生ずる日変化にあたり、残差は雲の通過などに起因する短時間の変動である。広域の太陽光発電電力におけるならし効果は、分散した個々の地点で生じる不規則な変動が空間的に平均化されることで全体の変動が平滑化されることによって得られる。本研究では、Python の統計ライブラリ statsmodels の seasonal_decompose 関数を使用して太陽光発電電力の時系列データからトレンドと周期変動を除去して残差を求め、その標準偏差 $\sigma(\text{residuals})$ をならし効果の指標として採用した。

Fig.10 に、対象地域の範囲と推定実績値に含まれる残差

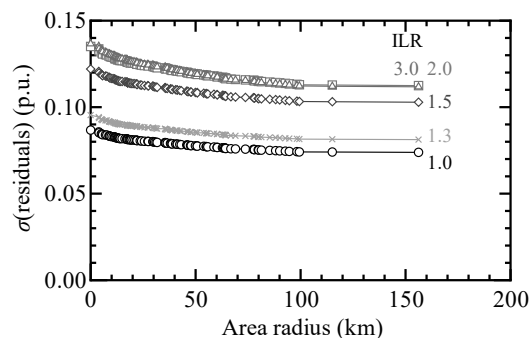


Fig.10 Standard deviation of residuals in estimated PV power as a function of aggregation radius.

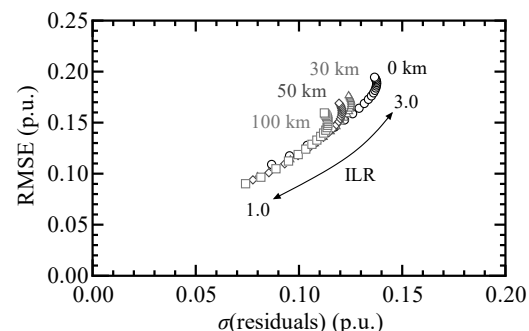


Fig.11 Annual RMSE as a function of the standard deviation of residuals.

の標準偏差との関係を ILR ごとに示す。ILR = 1.0 の場合、0 km では 0.087 p.u.で 156 km までの合計では 0.074 p.u.と、残差の標準偏差が 0.013 p.u.減少した。ILR = 2.0 の場合、0 km では 0.137 p.u.で 156 km までの合計では 0.114 p.u.と、残差の標準偏差が 0.023 p.u.減少した。さらに ILR = 3.0 の場合、0 km では 0.140 p.u.で 156 km までの合計では 0.110 p.u.と、残差の標準偏差が 0.030 p.u.減少した。このように、平滑化対象の範囲を拡大することで残差が小さくなり、ならし効果は大きくなる。また、過積載は PV 発電電力の変動を増大させるため、ILR を大きくすると残差の標準偏差は増加する傾向にあるが、ILR = 2.0 と ILR = 3.0 の場合の残差の標準偏差はほぼ同じである。このように残差の標準偏差を用いることで、ならし効果による広域の PV 発電電力の変動の低減を定量的に表すことができる。

Fig.11 に、残差の標準偏差と RMSE との関係を示す。同図から、対象範囲の大きさに関わらず残差の標準偏差と RMSE との関係は同一の曲線上に分布することがわかる。ただし、Fig.9 と Fig.10 から明らかであるように、ILR が 2.0 程度を超えると残差の標準偏差はほとんど変わらないが RMSE は増加するため、その曲線からは外れる。このことから、現在のように ILR が 2.0 に満たない PV システムが大半を占めている場合には、PV 発電電力の予測誤差はその変動成分の大きさによってほぼ決定づけられることがわかる。また、対象範囲を広くするとならし効果により変動成分が減少するため RMSE が小さくなるという関係を、残差の標準偏差を用いることでより直接的に明

らかにすることができた。

ここで、ならし効果による RMSE の変化を評価するために独自の評価指標を導入する。まず、過積載なし (ILR=1.0) の場合を基準として、対象範囲の半径 r における RMSE の比 $R_{RMSE}(ILR, r)$ を算出する。

$$R_{RMSE}(ILR, r) = \frac{RMSE(ILR, r) - RMSE(1.0, r)}{RMSE(1.0, r)} \quad (1)$$

次に、 $R_{RMSE}(ILR, r)$ を各 ILR における値域で正規化することにより、対象範囲の拡大に伴う RMSE の変動を表す指標として正規化 RMSE 変動指標 $E_{R_{RMSE}}(ILR, r)$ を次のように定義する。

$$E_{R_{RMSE}}(ILR, r) = \frac{R_{RMSE}(ILR, r) - \min(R_{RMSE}(ILR))}{\max(R_{RMSE}(ILR)) - \min(R_{RMSE}(ILR))} \quad (2)$$

ここで、 $\max(R_{RMSE}(ILR))$ と $\min(R_{RMSE}(ILR))$ は、当該 ILR において $R_{RMSE}(ILR, r)$ がとる最大値および最小値である。本研究では、この正規化 RMSE 変動指標を用いて、ならし効果が予測誤差に及ぼす影響を定量的に評価する。

Fig.12 に対象範囲の半径と正規化 RMSE 変動指標との関係を示す。ILR=1.5 の場合、過積載による予測誤差の増大は対象範囲が極めて狭い場合に限定され、対象範囲の半径が 20 km 以上になるとならし効果によって予測誤差が低減する。ILR=2.0 では、対象範囲の半径が約 15 km 以下の場合には過積載による変動増大の影響が優勢である一方、対象範囲の半径が 30 km 以上ではならし効果が支配的となり予測誤差は低減する。ILR=3.0 では同様の傾向がより顕著である。対象範囲の半径が約 18 km 以下では過積載による変動増大の影響が強いため予測誤差が大きく、対象範囲の半径が約 30 km まではピークを形成する。範囲がそれより広くなるとならし効果が支配的となり予測誤差が低減する。以上のように、2026 年時点の我が国の過積載の実態に近い ILR=1.5 の条件では、過積載による予測誤差増大の影響は限定的であり、ならし効果による予測誤差の低減が支配的であることがわかった。今後、過積載 PV システムが増加するとともに ILR が上昇すると、PV 発電電力の変動の影響がより大きくなるため、ならし効果により予測誤差を低減するにはより広域での過積載 PV システムの発電電力の統合が必要になると考えられる。また、これらの結果は、過積載 PV システムとならし効果の相互作用により予測誤差の空間スケール依存性が形成されることを示唆している。

5. まとめ

本研究では、PV システムにおける過積載の進展を想定し、広域の PV 発電電力の予測におけるならし効果の影響を検討した。105 市区町村の PV 発電電力の推定実績値と予測値を用い、ILR を 1.0 から 3.0 まで変化させて広域の PV 発電電力の変動特性および予測誤差を評価した。その

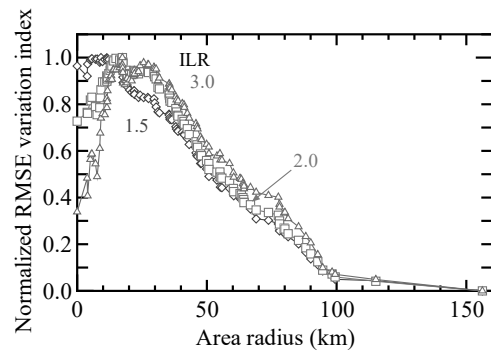


Fig.12 Normalized RMSE variation index as a function of aggregation radius.

結果、過積載はクリッピングの発生やランプ変動の増加により狭い地域での出力変動を増大させる一方、広い範囲ではならし効果によりクリッピングの発生時間やランプ変動の回数が低減し、変動が平滑化されることを確認した。予測誤差については、対象範囲の拡大に伴い RMSE が減少するものの、その低減効果は半径 50 km 程度まで顕著であり、それ以上では緩やかな減少に留まる。また、ILR の増加に伴い RMSE は増加するが、その増加は非線形である。さらに、PV 発電電力の変動に含まれる残差の標準偏差と予測値の RMSE との間にはほぼ線形のあることを確認し、ならし効果による短周期変動の低減が予測誤差の減少に寄与することを示した。また、正規化 RMSE 変動指標を導入し、過積載による変動増大作用とならし効果の競合関係が空間スケールにより変化することを明らかにした。ILR が 1.5 程度である現状の条件では、過積載による予測誤差の増大の影響は限定的でならし効果が支配的であるが、将来的に ILR が 2.0 以上に上昇すると、半径 30 km 程度の空間スケールまでは過積載による出力変動の増大の影響が強く現れるようになる。したがって、今後さらに過積載が進む場合にもならし効果による予測誤差の低減を期待するには、より広域に分散した PV システムの発電電力を統合することが不可欠であると結論付けられる。

本研究で対象とした地域には、特定の方位に偏らずほぼ同心円状に対象とする市区町村の数を増やすことができる特徴がある。他の地域（例えば中国地方や東北地方）の場合は、対象市区町村の数を増やすと対象地域が東西方向や南北方向に広がることに留意する必要がある。また、本研究で用いた PV 発電電力の推定実績値および予測値は、対象とする市区町村の市庁舎や町村役場のある地点の値を代表値として採用したものである。関東地方は比較的、面積が小さい自治体が多いが、面積が大きい自治体が多くを占める地域を本研究と同様の手法で検討しようとする、対象とする市区町村の数が極端に少なくなる恐れがあるので注意が必要である。

本研究では、30 分間隔の推定実績値を用いて過積載 PV システムにおける発電電力のならし効果を検証すると

もに、その予測特性を評価した。AMATERASS データに基づく PV 発電電力データは 2.5 分間隔の瞬時値であり、これを活用することで、より短周期の変動を考慮したならし効果の詳細な分析が可能である。今後は、当該データを用いた検討を進める予定である。

謝辞

本研究の一部は JSPS 科研費 23K03806 による研究助成を活用して実施した。

参考文献

- 1) M. Bahloul and S. Khadem, A refined method for optimising inverter loading ratio in utility-scale photovoltaic power plant, *Energy Reports* **12**, 5110-5115 (2024) (DOI: 10.1016/j.egy.2024.10.055).
- 2) U.S. Department of Energy, Solar photovoltaic system cost benchmarks (<https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-system-cost-benchmarks>) (accessed Feb. 26, 2026).
- 3) International Energy Agency, Snapshot of global PV markets 2025, 15 (2025).
- 4) U.S. Energy Information Administration, Solar plants typically install more panel capacity relative to their inverter capacity (<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35372>) (accessed Feb. 26, 2026).
- 5) P. Rahdan, E. Zeyen and M. Victoria, Strategic deployment of solar photovoltaics for achieving self-sufficiency in Europe throughout the energy transition, *Nature Communications* **16**, 6259 (2025) (DOI: 10.1038/s41467-025-61492-9).
- 6) 経済産業省, 第 110 回調達価格等算定委員会, 資料 1, p.47 (2025). https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/110_01_00.pdf (accessed Mar. 4, 2026)
- 7) E. M. Deschamps and R. Rüther, Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems, *Solar Energy* **179**, pp.106-118 (2019) (DOI: 10.1016/j.solener.2018.12.051).
- 8) J. Väisänen *et al.*, Optimal sizing ratio of a solar PV inverter for minimizing the levelized cost of electricity in Finnish irradiation conditions, *Solar Energy* **185**, pp.350-362 (2019) (DOI: 10.1016/j.solener.2019.04.064).
- 9) J. See *et al.*, Utility-Scale Solar, 2024 Edition, p.30 (2024).
- 10) N. U. Salu, S. Oke and H. Ohtake, Impact of overloading of photovoltaic arrays on the evaluation of photovoltaic power generation forecasts, *Electric Power Systems Research* **214**, 108930 (2023) (DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108930).
- 11) 大関崇 他, 太陽光発電の広域的ならし効果に関する分析・評価, 電気学会論文誌 B **130** (5), pp.491-500 (2010) (DOI: 10.1541/ieejpes.130.491).
- 12) 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出力変動想定の一手法, 電気学会論文誌 C **131** (10) pp.1688-1696 (2011) (DOI: 10.1541/ieejjeiss.131.1688).
- 13) 加藤丈佳 他, 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, 電気学会論文誌 B **133** (1), pp. 91-98 (2013) (DOI: 10.1541/ieejpes.133.91).
- 14) 名古屋洋之 他, 気象庁数値気象予報データを用いた太陽光発電大量導入時相当地点数の日射量予測精度に関する一考察, 電気学会論文誌 B **133** (6), pp.531-540 (2013) (DOI: 10.1541/ieejpes.133.531).
- 15) 赤塚元軌 他, 単地点での日射量時系列に基づく 10km 四方内の空間平均日射量時系列の生成および変動幅出現頻度による評価, 電気学会論文誌 B **134** (4), pp.311-319 (2014) (DOI: 10.1541/ieejpes.134.311).
- 16) J. G. S. Fonseca Jr. *et al.*, Regional forecasts and smoothing effect of photovoltaic power generation in Japan: An approach with principal component analysis, *Renewable Energy* **68**, pp.03-413 (2014) (DOI: 10.1016/j.renene.2014.02.018).
- 17) H. Ohtake *et al.*, Estimation of satellite-derived regional photovoltaic power generation using a satellite-estimated solar radiation data, *Energy Science & Engineering* **6** (5), pp.570-583 (2018) (DOI: 10.1002/ese3.233).
- 18) 加藤丈佳 他, 空間平均日射強度のラング変動時における短周期変動特性, 電気学会論文誌 B **136** (5), pp.497-504 (2016) (DOI: 10.1541/ieejpes.136.497).
- 19) S. G. Makridakis, S. C., Wheelwright and R. J. Hyndman, Forecasting: methods and applications, John Wiley & Sons, New York, 3rd edition (1998).
- 20) A. Nielsen, 山崎邦子・山崎康宏 (訳), 実践 時系列解析統計と機械学習による予測, オライリー・ジャパン, pp.56-60 (2021)