

Field Demonstration of Photovoltaic Power Prediction

太陽光発電出力推定の実証精度評価

Akira USAMI
宇佐美 章¹Norihiro KAWASAKI
川崎 憲広²Hidetoshi TAMURA
田村 英寿³Daisuke NOHARA
野原 大輔³Hiromaru HIRAKUCHI Hiromu KOBAYASHI
平口 博丸³ 小林 広武³

Abstract

Prediction of photovoltaic electric power yields from horizontal solar irradiance was discussed with field data at about 30 sites. It was demonstrated that practical values of the parameters are available from these filed data except for rated capacity, tilted angle, and azimuth. Root-mean square errors of the predictions were about 4.5% of DC rated capacity.

Keywords: Photovoltaics, Prediction of electric power yields, Field demonstration

キーワード：太陽光発電，出力推定，実証研究

1. はじめに

2012年7月に開始された固定価格買取制度により、太陽光発電(PV)は2016年時点で全国の電力系統に約3400万kW 連系されている⁽¹⁾。この値は、電力各社の電力需要と比較して無視できない量に達しており、安定した電力系統の運用のためには、供給エリアのPV出力の現況把握と当日・翌日等の事前予測が必要になっている。

PV出力の現況把握では、配電線潮流から推定する方法⁽²⁾⁽³⁾もあるが、特に広域エリアを対象にした場合には、日射計もしくは気象衛星画像等から推定⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾した日射強度を基にする方法が一般的である。後者の場合、PV出力を得るためには、日射強度をPV出力に換算する技術が

必要になる。また、事前予測では数時間程度の短時間先で気象衛星による雲の移動予測を用いて日射強度を予測し、それより先の長時間では数値気象モデルで計算した日射量を使用する⁽⁷⁾⁽⁸⁾⁽⁹⁾。この場合にも得られるのは日射強度もしくは日射量であるため、これらをPV出力に換算する技術が必須である。

日射量等からの屋外のPV出力推定手法は既存の手法があり⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾、対象のPVシステムの特性値などが正確に分かれれば、高精度でPV出力を推定できる。しかし、広域エリアに分散設置された各PVシステムの性能特性を詳細に調査することは困難である。そのため、PV出力推定手法が電力系統運用で現況把握と事前予測に実用できるかは、それに必要になるパラメータを得られるかが重要である。

本研究では、供給エリア全体の需給運用への適用を念頭に、瞬時値を対象にしたPV出力推定手法を提示するとともに、同手法に必要なパラメータ値を検討し、多くのパラメータで平均的な値が利用できることを明らか

*1 一般財団法人 電力中央研究所 (〒240-0196 横須賀市長坂 2-6-1) ✉e-mail:usami@criepi.denken.or.jp

*2 東京都立産業技術高等専門学校 電気電子工学コース

*3 一般財団法人 電力中央研究所

(原稿受付：2017年4月28日，受理日：2017年8月21日)

にした。さらに、これらのパラメータ値を用いて同手法の精度評価を行い、同手法がPV出力把握・予測での実運用に利用可能であることを示した。

2. 太陽光発電出力推定手法

PV システムの出力を推定するための基礎方程式は、標準的な手法である Sandia National Laboratories (SNL) の方程式⁽¹²⁾⁽¹³⁾をベースとした以下の式を用いた⁽¹⁴⁾。

$$I_{mp} = I_{mpo} \left\{ C_{Imp1} E_e + C_{Imp2} E_e^2 \right\} \left\{ 1 + \alpha_{Imp} (T_m - T_o) \right\} \quad (1)$$

$$V_{mp} = V_{mpo} + C_{Vmp1} \ln(E_e) + C_{Vmp2} \left\{ \ln(E_e) \right\}^2 + \beta_{Vmp} (T_m - T_o) \quad (2)$$

$$P_{DC} = V_{mp} I_{mp} \quad (3)$$

$$P_{AC} = P_{pcs} + C_{\eta} P_{DC} + C_{\delta} P_{DC}^2 \quad (4)$$

E_e : 有効日射強度 ($E_e = I_{T,G} / E_o$ とした。また, $I_{T,G}$ は傾斜面日射強度, E_o は基準日射強度 $1.0[\text{kW}/\text{m}^2]$), T_m : 太陽電池モジュール温度, T_o : 基準状態の太陽電池モジュール温度 $= 25[\text{C}]$, I_{mp} : 最大出力動作電流, I_{mpo} : 最大出力動作電流の基準値, α_{Imp} : 最大出力動作電流の温度係数, V_{mp} : 最大出力動作電圧, V_{mpo} : 公称最大出力動作電圧, β_{Vmp} : 最大出力動作電圧の温度係数, P_{DC} : 直流電力, P_{AC} : 交流電力, P_{pcs} : パワーコンディショナーの消費電力, $C_{Imp1}, C_{Imp2}, C_{Vmp1}, C_{Vmp2}, C_{\eta}, C_{\delta}$: 特性パラメータ。

式(1)~(4)を用いて PV 交流出力 P_{AC} を計算するためには、傾斜面日射強度 $I_{T,G}$ と太陽電池モジュール温度 T_m が必要である。しかし、実運用で得られる日射強度は水平面であり、また、太陽電池モジュール温度は通常得られない。このため、日射強度を水平面から傾斜面に換算する必要があり、さらに、太陽電池モジュール温度を推定する必要がある。

水平面日射強度の傾斜面への換算方法は直達日射成分と散乱日射成分で異なるため、まず、全天日射を直達日射と散乱日射に分離(直散分離)する。次に、直達日射、散乱日射それぞれを傾斜面に変換し、最後に、これらを合成することにより、傾斜面全天日射強度を計算できる。直散分離については、これまでに様々な経験的手法が提案されている⁽¹⁵⁾。これらを大きく分類すると、①晴天指数の多項

式⁽¹⁶⁾、②晴天指数以外に太陽高度、気温等を考慮した線形式⁽¹⁷⁾、③解析式⁽¹⁸⁾がある。次に傾斜面への変換については、直達日射は太陽からの指向性が強いので、太陽と太陽電池モジュール傾斜面の方位を用いた幾何学計算が可能である。一方、散乱日射の傾斜面への変換は、太陽光球周辺の高輝度天空からの日射成分(準直達日射)などの取り扱いの違いからいくつかの方法が提案されている⁽¹⁵⁾。まず、①散乱日射が天空内で一様に分布していると仮定して、準直達日射を考慮しないモデル、次に、②これに準直達日射を考慮したモデル、最後に、③さらに地平線付近からの成分を考慮したモデルが代表的なモデルとして挙げられる。著者らによるこれまでの検討から⁽¹⁴⁾、直散分離では②、散乱日射の傾斜面への変換では③(共に Reindl のモデル)の精度が高いため、ここではその手法を採用した。

次に、太陽電池モジュール温度の推定は、最も簡単なモデルとしては、太陽電池モジュール温度の気温 T_a からの増加分 $T_m - T_a$ が傾斜面日射強度 $I_{T,G}$ に線形比例するものが考えられる。このほかに、風速を考慮したモデルとして、SNL⁽¹²⁾と日本工業規格(JIS)⁽¹⁰⁾のモデルが挙げられる。著者らによる前記の検討で⁽¹⁴⁾、風速の利用に明確な利点が無かったため、ここでは、太陽電池モジュール温度の気温からの増加分が傾斜面日射強度に線形比例するモデルを使用した。

3. 推定パラメータ

3.1 検討方法

PV システムの出力を推定するためには、対象となる個々のシステムの仕様に沿ったパラメータ値を用いることが望ましい。しかし、広域のPV出力を推定するには、対象エリア内に分散設置された全てのシステムについて、これらのパラメータ値を調査することは現実的に不可能である。そのため、ここでは、実際に使用されているPVシステムでのデータ分析から、式(1)、(2)、(4)の太陽電池モジュールの温度・日射に対する応答を表す特性パラメータ値とPCSの変換特性パラメータ値を調査して、平均値が利用可能なパラメータとその値を見積った。式(1)、(2)では、日射強度とモジュール温度が同時に変化するため、

Table 1 PV site specifications used in the analyses.

表1 分析に使用したPVサイトの仕様

Site	Impo[A] ¹⁾	Vmpo[V] ¹⁾	Rated Capacity [kW] ¹⁾	Tilted Angle [°] ²⁾	Azimuth [°] ²⁾³⁾	Site	Impo[A] ¹⁾	Vmpo[V] ¹⁾	Rated Capacity [kW] ¹⁾	Tilted Angle [°] ²⁾	Azimuth [°] ²⁾³⁾
1	14.09	210.6	2.97	40	10	17	27.85	329.3	9.17	30	-45
2	25.95	197.6	5.13	30	10	18	72.55	318.3	23.09	35	20
3	27.48	301.0	8.27	30	0	19	19.47	204.7	3.99	40	-30
4	14.27	199.3	2.84	20	30	20	20.07	242.2	4.86	25	50
5	34.64	207.1	7.17	20	-50	21	62.70	275.3	17.26	20	15
6	35.20	254.0	8.94	25	-20	22	65.01	291.1	18.93	30	30
7	38.46	233.2	8.97	30	-70	23	6.47	200.9	1.30	35	5
8	7.59	140.7	1.07	35	10	24	23.60	205.9	4.86	20	15
9	8.35	239.1	2.00	25	0	25	27.65	302.5	8.36	40	30
10	71.63	309.3	22.15	25	0	26	25.02	214.7	5.37	40	15
11	28.13	328.0	9.23	35	0	27	21.56	210.2	4.53	30	0
12	142.46	285.0	40.61	25	20	28	25.33	193.8	4.91	35	15
13	23.63	203.1	4.80	35	0	29	26.51	291.1	7.72	25	0
14	117.44	304.2	35.73	25	10	30	27.94	285.4	7.97	35	5
15	27.01	316.7	8.55	20	-5	31	36.06	291.9	10.52	45	-40
16	29.90	293.4	8.77	30	-5						

1) Currents, voltages, and rated capacities are estimated from field data at a tilted global irradiance of 1.0kW/m² and a module temperature of 25±0.5°C from April 2010 to March 2011.

2) Tilted angles and Azimuths are estimated from daily changes of global irradiance on cloudless 3 days a season.

3) Southern azimuth is 0° (+:western,-:eastern)

ここでは着目しているパラメータに係る変数ではない変数が一定の条件を抽出して、着目したパラメータに係る変数の変化からその値を推定した。この分析では、表1に示す各PVシステムを用いた。また、南中時の太陽高度や気温の季節変化を考慮して1年間のデータを用い、特に記載がない限り、2010年11月～2011年10月の期間とした。

3.2 モジュール温度

温度特性を見積るために、ここでは太陽電池モジュールへの入射光量が一定の条件を抽出した。具体的には、傾斜面日射強度が1kW/m²で、前後10秒の変化が±5%未満で安定している時刻を用いた。そして、太陽電池モジュール温度計測値に対する動作電流、動作電圧のプロットから、各温度係数を見積った(図1)。

図2には、サイト毎に見積られた温度係数をまとめた。動作電流の温度係数 α_{Imp} については、地点による正負のばらつきがあるが、動作電流の温度係数の絶対値が小さいことを示している。太陽電池出力の温度依存性は材料の禁制帯幅の温度変化等に起因し、動作電流に対しては正であるが値は小さく、フィールドデータから明確な温度係数が得られていないことは、実用上は動作電流の温度係数は無視

しても誤差は少ないことを示していると考えられる。一方、動作電圧の温度係数 β_{Vmp} については、一部を除いて、地点間のばらつきは少なく、明確な負の値が得られている。動作電圧の温度係数がやや異なる地点(図2の点線内)は、これらの地点がHIT太陽電池であることに起因するものと考えられる。

3.3 日射強度

ここでは、太陽電池モジュール温度が基準状態の25°C前後で設定した温度の時刻を抽出し、その時の一連の出力の日射強度依存性を分析した。動作電流に対しては、モジュール温度が30±0.3°Cで、傾斜面日射強度が0.2kW/m²以上で安定(前後10秒の変動が現在値の±3%以内、前後20秒での変動が現在値の±5%以内)な時刻のみ抽出した。この結果、図3(a)に示すように、動作電流は、定格電流値を元に、日射に対して線形応答するとして良い近似になることがわかった。

次に、動作電圧の日射強度依存性の検討でも、モジュール温度を固定した条件で時刻を抽出した。ここでは、モジュール温度が20±0.3°Cで、傾斜面日射強度が0.02kW/m²以上(傾斜面日射強度に対して対数をとることから広い範

围を確保するため)で安定(前後10秒での変動が現在値の±3%以内, 前後20秒での変動が現在値の±5%以内)な時刻のみ抽出した. ここで, 動作電圧は温度依存性が無視できないため, 3.2の結果を用いて, 動作電圧をモジュール温度が25°Cの値に換算した. その動作電圧を傾斜面全天日射強度の対数にプロットし, 2次式で近似した(図3(b)参照). 分析を行った各地点での, この近似曲線を図4にまとめて示す. 同図によれば, これら近似曲線のおおよその傾向は一致している. そのため, この近似曲線の平均の曲線を代表的な特性として用いることができるものと考えられる.

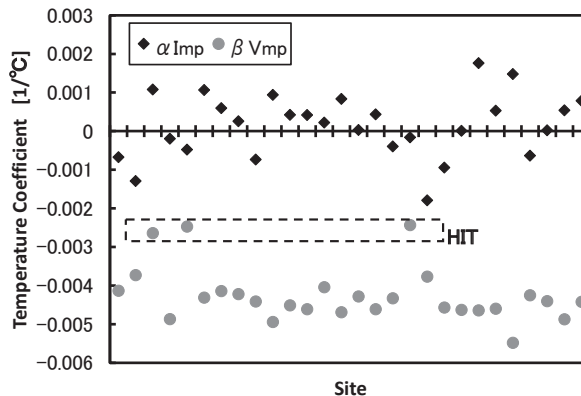
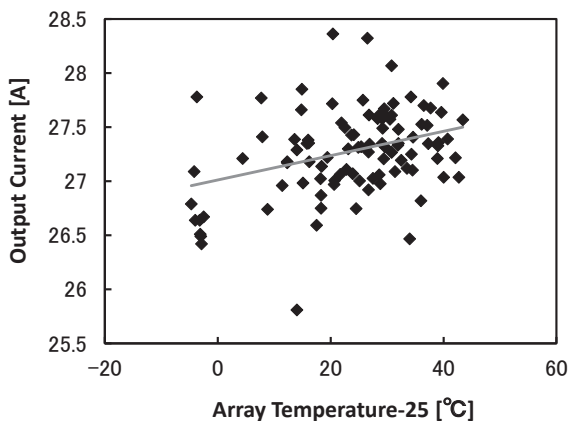
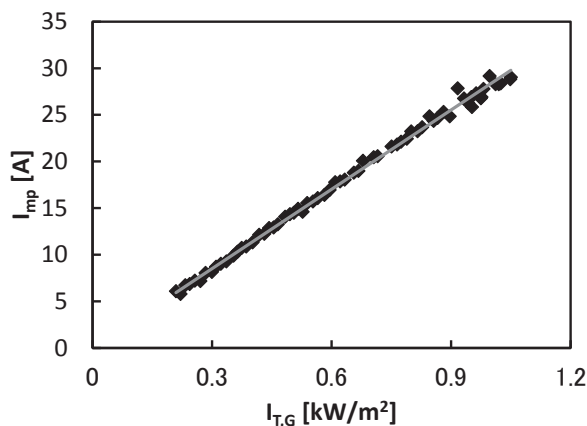


Fig.2 Temperature coefficients of α_{Imp} and β_{Vmp} at each site.

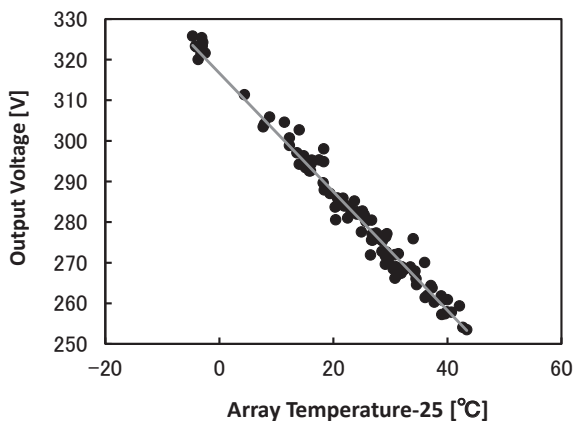
図2 各サイトの温度係数 α_{Imp} and β_{Vmp}



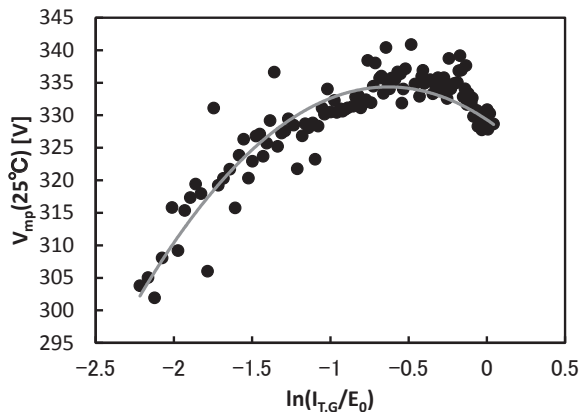
(a) Current



(a) Maximum power current



(b) Voltage



(b) Maximum power voltage

Fig.1 Examples of estimations of temperature coefficients

図1 温度係数の見積もり例

Fig.3 Examples of solar irradiance dependence of maximum power current and voltage

図3 動作電流と電圧の日射強度依存性の例

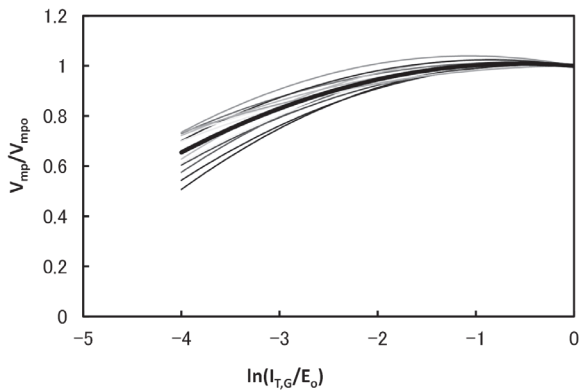


Fig.4 Summary of solar irradiance dependence of maximum power voltage

図4 動作電圧の日射強度依存性のまとめ

3.4 パワーコンディショナー (PCS)

PCSの変換特性は、モジュール温度が $20 \pm 0.3^\circ\text{C}$ で、傾斜面日射強度が 0.02kW/m^2 以上で安定（前後 10 秒での変動が現在値の $\pm 3\%$ 以内、前後 20 秒での変動が現在値の $\pm 5\%$ 以内）な時刻のみ抽出した。このデータの分析の結果、直流電圧の 1 次の係数から見積られる変換率は 95% 程度で地点間のばらつきは少なかった。また、アレイ定格出力時に 2% 程度の非線形性の影響があった。さらに、PCS 自身の電力消費量（直流電力の 0 次の項）はアレイ定格出力の 1.5% 程度であった。

3.5 推定パラメータ値のまとめ

前記の分析結果から、多くの特性パラメータは定格値で規格化して無次元化することにより、各 PV システムで近似的に同じ値を使用できることが分かった。この値を表 2 にまとめた。

4. 推定手法の精度評価

3 章のパラメータ値を用いた、2 章の手法での推定精度を、表 1 のサイトの 2010 年 11 月から 2012 年 8 月のデータを使用して評価した。ここでは、定格電流、定格電圧、モジュールの傾斜角、方位角は表 1 の値を使用した。精度評価では、日射強度とモジュール温度について、計測データを用いる場合と 2 章で記載した方法で推定する場合とで、評価計算の対象時間と併せて、複数パターン実施した（表 3 参照）。この結果を図 5 に示す。同図から、直流定格容量の百分率で示した二乗平均平方根誤差(RMSE)は 2 ~ 7% の間にあり、サイトの定格容量や評価パターンでの違いはあまり大きくない。図 6 には図 5 に対するヒストグラムを示した。全てのサイトの RMSE は平均値、中央値ともに 4.5% 程度であり、3% 台のサイトも多いことがわかる。

PV 出力の推定は日射強度を本手法により電力に変換することにより行う。そのため、日射強度の誤差も合わせた値が全体の誤差になる。例えば、気象衛星を用いた日射量現況値推定では、単地点の 1 時間値で誤差は 12% と報告されている⁽⁶⁾。日射量の事前予測では、現況値推定より誤差は大きい。本研究で示した電力への変換誤差は、これらよりも小さい値である。また、供給エリア全体程度の広域では変動の平滑化効果があり、誤差は単地点の値より小さくなるものと推察される。しかし、電力システムの需給運用では、出力推定誤差は小さいほど望ましいため、明確な許容誤差はなく、日射推定も含めた誤差の低減は重要である。

Table 2 Summary of simulation parameters.

表2 特性パラメータ値のまとめ

Parameter		Value	Unit	Notes
Maximum Current	α Imp	0	$[1/^\circ\text{C}]$	
	C Imp	1	1	—
		2	0	—
Maximum Voltage	β Vmp	-0.00446	$[1/^\circ\text{C}]$	Multiplied by Vmpo
	C Vmp	0	Vmpo	$[\text{V}]$
		1	-0.03188	—
2	-0.02955	—		
PCS	Ppcs	-0.01823	—	Multiplied by Vmpo \times Impo
	C η	0.95555	—	
	C δ	-0.02344	—	Divided by Vmpo \times Impo

Table 3 Evaluation method

表3 評価方法

Pattern		Pattern1	Pattern2	Pattern3	Pattern4	Pattern5
Input ¹⁾		IG,Ta		IG,Tm	ITG,Tm	IG,Ta
Time	Hours	Sunrise-Sunset	Except one hour near sunrise and sunset			8-16
	Interval	One min(0 sec of each minute)				10 sec

1) IG:Horizontal irradiance, ITG:Tilted irr, Ta:Ambient temp, Tm:Panel temp

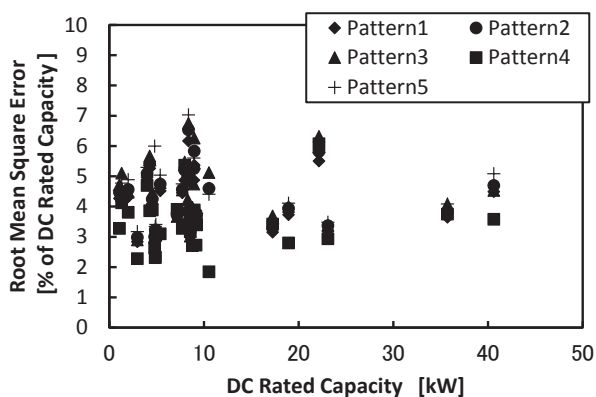


Fig.5 Root mean square errors: DC rated capacity dependence

図5 二乗平均平方根誤差：直流定格容量依存性

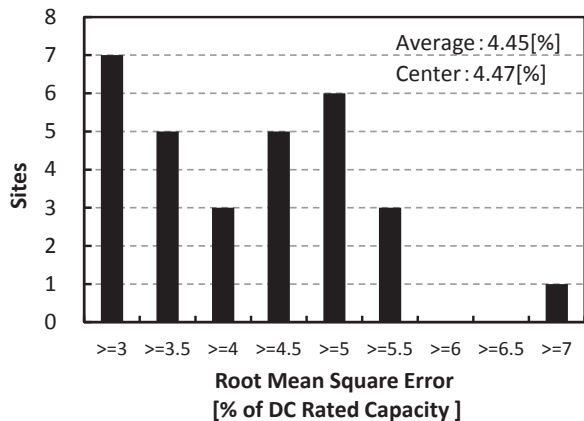


Fig.6 Histogram of root mean square errors

図6 二乗平均平方根誤差のヒストグラム

5. まとめ

本研究では、約 30 地点に設置された PV システムの実測データをもとに、日射強度等からの PV 出力換算法の実証を行った。この際に、PV 定格値とモジュールの設置

形態を別にして、出力推定に必要なパラメータの平均的な値を示した。これらをもとに精度評価を実施した結果、二乗平均平方根誤差は PV の直流定格容量の約 4.5%であった。PV 定格値とモジュールの設置形態については、PV 定格値は PV 設置容量から、モジュールの設置形態は屋根の勾配に関する各種の統計資料⁽¹⁹⁾などから、それぞれ設定可能である。そのため、本手法を用いることにより日射強度等の気象データの現況値や予測値が得られれば、PV 出力の現況値把握と事前予測が可能である。

本研究は、経済産業省補助事業「太陽光発電出力予測技術開発実証事業」にて実施されたものです。関係各位に感謝いたします。

- 1) 資源エネルギー庁, 固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト.
- 2) P.Attaviriyapunap, 平田 飛仙, 小島 康弘, M. Marmiroli : 「日射量, 統計モデルと配電線潮流を用いた太陽光発電出力推定に関する研究」, 電気学会論文誌 B, Vol. 134, p.484-493, (2014).
- 3) 坂口潤一, 上村敏, 松田勝弘. 配電線センサー情報による区間単位での太陽光発電出力推定手法の開発. 電力中央研究所 研究報告 R14012, (2014).
- 4) J. D. Tarpley, “Estimating Incident Solar Radiation at the Surface from Geostationary Satellite Data”, Journal of Applied Meteorology, Vol.18, pp. 1172-1181, (1979).
- 5) C.Gautier, G.Diak, and S.Masse, “A simple physical model to estimate incident solar radiation at the surface from GOES satellite data”, J. Appl. Meteor. Vol.19, pp.1005-1012, (1980).
- 6) A.Zelenka, R.Perez, R.Seals, and D.Renné, “Effective

- accuracy of satellite-derived hourly irradiances”, *Theor. Appl. Climatol.* Vol.62, pp.199-207, (1999).
- 7) S.Pelland, J.Remund, J.Kleissl, T.Oozeki, K. De Brabandere, “Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art”, Report IEA PVPS T14-01, (2013).
- 8) 嶋田進, 劉媛媛, 吉野純, 小林智尚, 和澤良彦: 「気象モデルによる日射予測その1: 予測システムの概要と精度検証」*太陽エネルギー*, Vol.39, p.53-59, (2013).
- 9) 前山徳久・吉田直人・小玉 亮・滝谷克幸: 「日射量の予測」, 平成 27 年電気学会全国大会, S13-5 (2015).
- 10) 日本工業規格: 「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」, C8907, (2005).
- 11) G.T.Klise and J.S.Stein: “Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems”, SANDIA REPORT, SAND2009-8258, (2009).
- 12) D.L.King, W.E.Boyson, and, J.A.Kratochvill: ”Photovoltaic Array Performance Model”, SANDIA REPORT, SAND2004-3535, (2004).
- 13) D.L.King, S.Gonzalez, G.M.Galbraith, and W.E.Boyson: “Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters”, SANDIA REPORT, SAND2007-5036, (2007).
- 14) 宇佐美章, 川崎憲広, 太陽光発電のリアルタイム発電出力把握技術の開発 (III) —要素技術の整備と統合による地域出力把握方法の提案—, 電力中央研究所報告, Q11013 (2012).
- 15) 曾我和弘, 赤坂裕, 二宮秀興: 「全天日射量から斜面日射量を推定する各種モデルの比較」, 日本建築学会計画系論文集, 第 519 号, p.31-38, (1999).
- 16) J.Chandrasekaran, S.Kumar: ”Hourly Diffuse Fraction Correlation at a Tropical Location”, *Solar Energy*, Vol.53, p.505-510, (1994).
- 17) D.T.Reindl, W.A.Beckman, J.A.Duffie: “Diffuse Fraction Correlations”, *Solar Energy*, Vol.45, p.1-7, (1990).
- 18) A.Skartveit, J.A.Olseth: “A Model for the Diffuse Fraction of Hourly Global Radiation”, *Solar Energy*, Vol.38, p.271-274, (1987).
- 19) 例えば, 住宅金融支援機構ホームページ, http://www.jhf.go.jp/about/research/tech_data.html.