研究論文

Development of Operating Performance Index Method for remote diagnosis of residential PV systems

住宅用 PV システムの遠隔故障診断に 向けた運転性能指数法の開発

Masato AJISAKA 鯵坂 優仁^{*1‡} Yuzuru UEDA 植田 譲^{*2} Tomoyoshi YOKOTA 横田 知好^{*3} Ryuuji YAMADA 山田 隆二 ^{*3}

Abstract

Remote diagnosis of residential PV systems become important in reducing the Operation & Maintenance cost. In this study, we have developed Operating Performance Index Method (OPI method) which can remotely detect the output power reduction of the PV systems. This method can distinguish between the output reduction due to a failure and a shading by using the configuration data and power output of PV systems, ambient temperature, solar radiation, and wind speed. A failure detection experiment was also conducted by using the 4kW system. This system consists of 24 modules (8 series connected modules in the strings and 3 parallel strings) and has output reduction due to the shading during winter morning and evening. One of the modules in the experimental system was bypassed in September 2016 and output reduction about 7% was successfully detected in October 2016.

Keywords: PV system, Remote diagnosis, Operating Performance Index Method キーワード: PV システム,遠隔故障診断,運転性能指数法

1. はじめに

2012年の固定価格買い取り制度¹⁾の施行を背景に住宅 用太陽光発電システム(PV システム)が大量に導入された. 日本では2015年までに累計189万軒²⁾,2016年までに累 計205万軒³⁾の住宅用PVシステムが導入されたことをそ れぞれ新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)及び 太陽光発電協会(JPEA)が報告している.近年では,大量に 導入されたPVシステムの発電性能の維持の観点からPV の保守・点検に注目が集まっており,JPEAはPVの保守 点検に関して「太陽光発電システム保守点検ガイドライン 【住宅用】」⁴⁾に定められている内容を推奨している.一 方,日本におけるPVシステム価格は28.9万円/kW(2016 年)⁵⁾と欧州のPVシステム価格と比較して約1.9倍であ る.日本のPVシステムの低価格化を実現するために,保

*1 東京理科大学大学院 工学研究科 (〒125-8585 東京都葛飾)
区新宿 6-3-1, ‡ e-mail: 4316605@ed.tus.ac.jp)
*2 東京理科大学 工学部
*3 京セラ株式会社 東京事業所
(原稿受付:2017年12月19日,受理日:2018年4月2日)

守・点検費の低減が求められている. そのため筆者らはこ れまでに 2030 年度に全世帯への導入を目指している HEMS(Home Energy Management System)⁶⁾ を利用し, PV と 連携することで、PVの遠隔診断を実現する手法を開発し てきた. 住宅用 PV システムの定期点検費用は 20 年の稼 働期間中に10万円程度 のと報告されているが、遠隔診断 を用いて定期点検の回数を低減することで保守・点検費の 削減が可能になる.しかし、PV システムの遠隔診断にお いては PV の周囲状況が不明なため,樹木や近隣の構造物 によって生じた日陰が PV アレイを覆い,出力が低下した 場合においても故障と誤った判定をする問題があった. 本論文では,樹木などの日陰によってある時間帯,ある季 節に出力低下が生じている8直列3並列のモジュールで 構成される PV システムに対して運転性能指数法(OPI method: Operating Performance Index Method)⁸⁾を適用し,発 電性能を解析した結果を報告する. 解析対象は 5 システ ムで,ある1システムは PV モジュールの故障を想定し, モジュール1枚をバイパスさせる故障模擬実験を行い, 故障システムの検出を行った.

2. PV の遠隔故障診断方法

2.1 運転性能指数の算出方法

筆者らは住宅用 PV システムの発電性能診断手法とし て OPI 法の開発を行ってきた.運転性能指数の算出方法 を以下に示す.

2.1.1 OPI 法の時間粒度

OPI 法では、PV の発電電力[kW]と水平面全天日射強度 [kW/m²]を入力データとして用いる.PV の発電電力は HEMS から入手し、水平面全天日射強度はひまわり 8 号 の衛星データの全 16 バンドのデータを基に機械学習を用 いて算出した.発電電力データの時間分解能が 1 分,ひま わり 8 号の衛星データの時間分解能が 2.5 分であることか ら OPI 法では、5 分粒度で計算を行う.

2.1.2 推定発電電力 Eest(t)[kW]の算出

PV の時刻 t における推定発電電力 *Eest*(t)は式(1)を用い て算出する⁹.

 $E_{EST}(t) = P_{AS} \cdot K_T(t) \cdot K_O \cdot H_{Ag}(t) / G_S$ (1) ここで、 P_{AS} は PV の定格容量[kW], $K_T(t)$ は温度損失係数, Koはその他損失係数(Ko = 0.81), $H_{Ag}(t)$ は PV 傾斜面日射 強度[kW/m²], Gs は基準太陽光[kW/m²]である. PV 傾斜面 日射強度を算出する際の直散分離は Erbs モデル¹⁰を使用 し、式(2)を用いて水平面散乱日射強度 $H_d(t)$ [kW/m²]を算 出する.

CI(t)≤0.22 の時

 $H_d(t) = H_g(t) \cdot (1.0 - 0.09CI(t))$

 $0.22 < CI(t) \le 0.80$ の時

 $H_d(t) = H_g(t) \cdot \{0.9511 - 0.1604CI(t) + 4.388CI^2(t)$ (2) -16.6380 CI³(t) + 12.336 CI⁴(t) \}

- 0.80 < CI(t)の時
- $H_d(t) = 0.1650 \cdot H_g(t)$

 $H_{g}(t)$ は水平面全天日射強度, CI(t)は晴天指数である.また 天空散乱成分の算出は Perez モデル¹¹⁾を使用した.これ らは推定モデルであることから傾斜面日射強度を算出す る際に誤差が生じるが, OPI 法の最終的な結果には影響を 与えない程度の誤差¹²⁾であることを確認している.また, 温度損失係数 $K_{T}(t)$ の算出は式(3)を用いた.

$$K_T(t) = 1 + [\alpha_{pmax} \times (T_{PA} - 25)]$$
 (3)

 α_{pmax} は太陽電池モジュールの温度損失係数[% $^{\prime}$ C], T_{PA} は太陽電池モジュールの推定温度[$^{\circ}$ C]である.

2.1.3 運転性能指数 OPI(t)の算出

PV の時刻 t における発電性能を意味する運転性能指数 OPI(t)は HEMS から得た PV 発電電力 *E_M*(t)[kW]と 2.1.1 に 示した推定発電電力 *E_{EST}*(t)[kW]を用いて算出する. OPI(t) は式(4)を用いて 5 分粒度で算出する.

$$OPI(t) = E_M(t) / E_{EST}(t)$$

*OPI(t)*は 1.0 付近で本来の性能で PV が発電していること を示し, *OPI(t)*が低下している場合は PV の故障や日陰に よって発電量が低下していることを示す.

2.2 天空分割及び PV の発電性能診断値の算出

2.2.1 各天空領域の運転性能指数 OPI_p (ψ,h)の算出

PV の故障診断は毎日実施し,解析には解析日を含む過

去30日間の*OPI(t)*を使用する.時刻*t*に対し*OPI(t)*の太陽 方位角 ψ [deg.]と太陽高度角*h*[deg.]を算出し,天空分割の 処理を行う.天空分割は解析対象 PV システムを中心とし た地表座標系の天球を太陽方位角 5[deg.]×太陽高度角 5[deg.]刻みに分割することを指し,図1に天空分割のイメ ージ図を示す.天空分割によって分割された各天空領域 の運転性能指数*OPI_p(\psi,<i>h*)を算出する.*OPI_p(\psi,<i>h*)が1.0程度 の値ならば,当該天空領域に太陽が位置する時に正常に発 電していることを示し,*OPI_p(\psi,<i>h*)が低下している天空領 域は日陰の影響によって出力が低下していることを示す. なお,全ての天空領域で*OPI_p(\psi,<i>h*)が低下している場合は 故障による出力低下が疑われる.*OPI_p(\psi,<i>h*)の算出は① *OPI(t*)のヒストグラム作成,②移動平均,③正規化,④極 大値探索,⑤割合判定を行う.以下に詳細を述べる.

- 各天空領域において,階級幅 0.01, OPI(t)の範囲 0 から1.50でヒストグラム作成を行う.
- ② ①のヒストグラムに対して,階級数 ai の幅で各階級 におけるデータ数の移動平均を算出する.
- ③ 天空領域毎に OPI(t)の数が異なるため、②で算出した OPI(t)のデータ数の移動平均値を当該天空領域の OPI(t)の数で割り、正規化を行う.これを、正規化 OPI(t)数[%]と定義する.
- ④ 極大値探索では参照する階級数を β1 とし,階級 0 から 1.5 の方向に基準階級を 0.01 ずつ移動し,基準階級+β1×0.01 の参照範囲で基準階級における正規化 OPI(t)数が単独で最大値となる階級を探索する.これを極大値階級と定義する.なお,探索方向を 0 から 1.5 としたのは日陰の影響を受けている天空領域で,より小さい側の極大値を選択することで,4.1 項で述べるカラーマップにおいて,日陰の影響を確認しやすくするためである.
- ⑤ 割合判定では、④で探索した極大値階級における正 規化 OPI(t)数が γ1[%]以上の場合、同極大値階級を当 該天空領域における OPI_p(ψ,h)とする. なお、正規化 OPI(t)数が γ1[%]未満の場合、再度④の極大値探索を 行う. また、基準階級+β1×0.01 が 1.5 となっても OPI_p(ψ,h)が決定できなかった場合、正規化 OPI(t)数 の最頻値の階級を OPI_p(ψ,h)とする.

なお,各天空領域の *OPI(t)*の数はおおよそ 10 から 20 個 程度と少ないため,充分に広い幅で移動平均及び,極大値 探索を行う必要があるため,様々な値を検討した結果, $a_1=25$, $\beta_1=35$ とした. 正規化 *OPI(t)*数の最頻値は明確な極 大値を持つ場合,概ね 2~3%となることから,その下限値 として $y_1=2.0[\%]$ とした.また,①のヒストグラム作成にお いて,全天空領域の *OPI(t)*の総数に対し当該天空領域の *OPI(t)*の数が 0.5[%]未満の場合,*OPI_p(ψ,h)*を算出しない事 とした.また,移動平均幅の階級数 $a_1=25$ としたことから, ②において,階級 0~0.13 及び 1.37~1.5 の範囲で移動平 均を行う時,移動平均区間の階級数が 25 より小さくなる ため, *OPI(t)*は($a_1 \times 0.01 + 0.01$)/2 以上 1.5-($a_1 \times 0.01 +$

(4)

0.01)/2 以下(0.13~1.37)の範囲を使用した.更に,曇天時間 帯のデータを除外するために時刻 t の晴天指数 CI(t)≥0.3 のデータのみを解析対象とし,解析期間内の全 OPI(t)数が 1000 個に満たない場合は曇天及び欠測の影響を除外する ため,解析を行わないこととした.



2.2.2 全天空領域の最大極大値 OPI_{Pp}の算出

各天空領域で運転性能指数 OPIp(w,h)を算出した後に全 天空領域の最大極大値 OPIPp を算出する. OPIPp の算出は *OPI*_p(*ψ*,*h*)と同様に, ①ヒストグラム作成, ②移動平均, ③ 正規化,④極大値探索,⑤割合判定を行う.2.2.1 項と同様 に階級数 α2 の幅で各階級における OPI_p(ψ,h)数の移動平均 を行い, OPIp(w,h)数の移動平均値を全天空領域数で割り 正規化を行う. 次に 2.2.1 項の④と同様に B2を用いて極大 値探索を行うが、ここでは、階級 1.5 から0 の方向に基準 階級を 0.01 ずつ移動する. 最後に, 割合判定では正規化 OPIp(ψ,h)数が γ2[%]以上の場合, 全天空領域の最大極大値 OPIPpとして決定する. OPIPpは PV システムの解析期間に おける運転性能値を指し,1.00付近の場合は正常に発電し ていることを示し,値が低下している場合は故障等によっ て出力が低下していることを示す.なお, OPIp(w,h)を算出 した全天空領域の数は季節で異なるが約60から110程度 であり、 $OPI_p(\psi,h)$ の算出時よりも多いため、移動平均幅の 階級数はα2=15と設定した.極大値探索では日陰のある天 空領域の OPIp(ψ,h)が形成した極大値を選択することを回 避するため、参照する階級数は β2=5 と小さい値を設定し た. 日陰の影響を受けていない最も大きい極大値をシス テムの発電性能として選択するために、階級1.5から0の 方向に基準階級を移動した.また,割合判定ではほぼ全て のシステムで正規化 OPI_p(ψ,h)数の階級 1.0 付近の極大値 が 0.75[%]を超えていたため y2=0.75 と設定した. 本論文 で用いた α , β , γ の解析パラメータをそれぞれ表 1 に示す.

Table 1 List of analysis parameters 表 1 解析パラメーター管

		- /1 /				
$OPI_p(\psi,h)$		OPI _{Pp}				
α_1	β_1	γı	α2	β2	<i>γ</i> 2	
25	35	2.0	15	5	0.75	

3. 解析条件

本実験は Site1, 2 に設置された 3 システムと 2 システ ムの計 5 システムの PV を用いて解析を行った. Site1 及び

Site2 は共に産業技術総合研究所(つくば)に設置された PV でこれらのシステム設備構成情報を表 2 に示す. 設置方 位角は南向きを 0[deg.], 西向きを正, 東向きを負とした. No.1, 2, 4, 5の PV システムは 8 直列 3 並列で接続され ているが, No.3 の PV システムは 8 直列 3 並列に接続さ れているモジュール1枚を2016年9月9日に人為的に取 り外しバイパスさせた. 以降 No.3 を故障模擬システムと する.Sitel に設置された PV システムは冬季の午前中に樹 木の日陰に覆われていることを確認しており,2016年11 月16日9時45分に撮影した写真を図2に示す.Site2に設 置された PV システムの外観図を図 3 に示す. なお, 図 3 は 2016 年 11 月 16 日 10 時 40 分に撮影した. 解析には HEMS から送信された PV 発電量, ひまわり 8 号の衛星画 像データを基に推定した水平面全天日射強度,及び PV の 設置場所から最も近い気象官署の気温,風速のデータを使 用した. 解析期間は2016年4月1日から2016年12月31 日とし、解析日を含む過去30日間のデータを用いて2016 年4月30日~12月31日の期間で毎日 OPIPpを算出した.

Table 2 PV System configuration

表	2	ΡV	シス	テ	ムの	設	備構	成
1	_	1 1	~ ~ ·	/		HA.	עדדו מוע	\sim

	Site	No.	Capacity	Azimuth	Angle of
			[kW]	[deg.]	inclination[deg.]
		1	4.008	-30	15
,	1	2	4.008	-30	15
		3	4.008	-30	15
	2	4	4.008	31	15
		5	4.008	31	15



Fig. 2 Appearance of PV systems on site 1 図 2 Site1 の PV システムの外観



Fig. 3 Appearance of PV systems on site 2 図 3 Site2の PV システムの外観

4. 解析結果及び考察

4.1 各天空領域の OPI_p (ψ,h)の算出結果

No.1の PV システムにおける 2016年11月30日の天空 領域(a) $0 < \psi \leq 5, 30 < h \leq 35,$ (b) $-30 < \psi \leq -25, 30 < h$ ≤35の OPI(t)の正規化図を図4に示す.図4より、(a)の 天空領域は OPI_p(ψ,h)=1.03 となった. 従って, この天空領 域では PV が日陰の影響を受けずに正常に発電している と考えられる. 一方, (b)の天空領域は OPI_p(y,h)=0.71 とな った.従って、当該天空領域では日陰の影響を受け発電性 能が低下していると推定される.2016年11月30日のNo.1 の PV システムの各天空領域の OPI_p(ψ,h)をカラーマップ で表現したものを図5に示す.また,図4の(a)及び(b)の 天空領域に該当する領域を図 5 に示した. カラーマップ は各天空領域における運転性能指数 OPIp(y,h)の値が低下 するほど濃い色でマッピングされる.図5に示すように, No.1 の PV システムは太陽方位角が y < 0[deg.](太陽が東 側にある午前中)と ψ = 60[deg.](太陽が西にある日没直前) の天空領域で OPIp(ψ,h)の値が低く,濃い色でマッピング されている. また, 同システムでは, 図2に示すように現 地調査により冬季の午前中,日陰の影響による出力低下が 確認されている. 従って, 午前中の OPIp(ψ,h)の低下は日陰 の影響であり,昼間時間は正常に発電し,日没直前に再度 日陰の影響で出力が低下していると考えられる.



Fig. 4 Normalized diagram of *OPI(t)* in sector of (1) and (2) on November 30, 2016



Fig. 5 Color map of $OPI_p(\psi,h)$ on November 30, 2016 図 5 2016 年 11 月 30 日の $OPI_p(\psi,h)$ のカラーマップ

4.2 全天での最大極大値 OPIPp の算出結果

図 5 の天空領域の運転性能指数 $OPI_{P}(\psi,h)$ のヒストグラ ムを作成し,幅 a_2 で移動平均及び正規化を行ったものを 図 6 に示す.また,同図には,最大極大値 OPI_{Pp} , β_2 , γ_2 を 示した.図 6 に示すように,全天空領域の運転性能指数 OPI_{Pp} は最大極大値である 1.03 となった.また, $OPI_{p}(\psi,h)$ が 1.03 より小さい値でも複数の極大値が形成されている が,これらは日陰によって出力低下が生じている天空領域 の $OPI_{p}(\psi,h)$ によって形成されたものである.従って,この PV システムは一部の天空領域で日陰の影響を受けている が, OPI_{Pp} が 1.00 程度の値であるため,正常に発電してい ると考えられる.





4.3 全 PV システムの故障診断結果

図 7(a)に Site1 に設置されている PV システムの OPIPp の算出結果を,図7(b)にSite2に設置されている PV シス テムの OPIPp の算出結果を示す. 図 7(a)の OPIPp 推移図よ り、No.1のPVシステムはHEMSから送信される発電量 データの欠測により解析していない期間があり,解析日に よって OPIPp の多少の変動はあるが OPIPp は 1.00 付近を 推移している.従って,推移図からも正常に発電している ことが確認できる. No.2の PV システムも OPIPp の変動は あるが, 0.94~1.06の間を推移している. この PV システ ムも同様に,推移図から正常に発電していることを確認す ることができる. No.3 の故障模擬システムは 2016 年 4 月 30 日~9月24日までの OPI_{Pp} 平均値は 1.04 であり, 平均 値付近を安定して推移しているが、それ以降の期間では OPI_{Pp}が急激に低下し OPI_{Pp} 平均値が 0.97 付近を推移して おり, 0.07 程度 OPIPp が低下している. OPI 法では過去 30 日のデータを用いて解析を行っているため、故障から 30 日経過すると解析データが全て故障後のものとなる. そ のため、故障発生から約 15~30 日後に OPIpp が急激に低 下する. グラフからも, No.3 の PV システムが故障模擬開 始日の約1ヶ月後に出力が急激に低下していることを確

認することが出来る. No.4の PV システムは No.1の PV シ ステムと同様に HEMS から送信される発電量データが欠 測しているため 2016 年 11 月 18 日以降のデータは解析し ていない. 図 7(b)の推移図より, No.4 の PV システムの OPIPpは多少のばらつきがあるが、1.00付近を推移してお り,正常に発電していることが確認できる. No.5 の PV シ ステムは, 2016年10月下旬までは OPIPpが 1.05 付近を推 移しているが、2016年12月中旬以降は OPIPpが 0.95 付近 で推移している. OPI 法においては, PV モジュールが故障 した場合,故障後1ヶ月程度で OPIPp が急激に低下するは ずであるが, No.5 システムの 10, 11, 12 月の OPIPp 平均 値はそれぞれ、1.05、1.01、0.96 であり、3 ヶ月間に渡り OPIPp が徐々に低下している. そのため、当システムは故 障ではなく季節変動により日陰の影響を受けて出力が低 下していると思われる.本来,提案手法は日陰の影響を除 外してシステムの発電性能を算出するものであるが,解析 期間中,全天空領域において日陰の影響を受けている場合 には、OPIPp も日陰の影響を受け低下すると考えられる. なお,同システムでは,冬季の日陰の有無を未確認ではあ るが,翌年4月までの解析において,徐々に OPIpp が回復 し、4月1日には OPIPp が 1.03 に回復していることを確認 していることから,冬季の出力低下は日陰の影響を受けて いたためと推測される.



Fig. 7 Calculation result of 5 systems *OPI*_{Pp} 図 7 5 システムの *OPI*_{Pp}算出結果

4.4 故障模擬システムの診断結果

図 8 に正常に発電を行っていた(a)2016 年 9 月 9 日及び 故障模擬実験を開始後 1 ヶ月が経過した(b)2016 年 10 月 9 日の No.3 の *OPI*_P 算出図を示す. (a)と(b)を比較すると(b) の *OPI_{Pp}*が左側にシフトしていることが確認できる. この ように実際の PV システムで何らかの原因によって PV の 故障が発生し,出力が低下した場合には同様に *OPI_{Pp}*が低 下すると思われる. ここで,24 枚中1 枚をバイパスした 場合,単純には1/24(4.2%)の出力低下が想定される.また, 同故障による出力低下をシミュレーション¹³⁾で検証した 結果,(日射強度1000[W/m²],モジュール温度60°Cの条件 下で)6.7%程度の出力低下となった. No.3 の故障模擬シス テムでは *OPI_{Pp}*が約 0.07 低下しているため,シミュレー ションと同等の結果を得た.本研究では,5%程度の出力 低下の検出を目指して遠隔故障診断手法の開発を行って おり,モジュール24 枚中1 枚の故障は一般的な住宅用 PV システムにおいて目標とする出力低下に相当する.

なお、図8より、故障模擬システムの解析期間(b)の2016 年9月10日から10月9日までの*OPI(t)*数は1442個であ り、(a)の期間と比較して約半分程度と少ないことが分か る.気象庁のデータベース¹⁴⁾によると、図8の(a)の期間 2016年8月11日から9月9日までの茨城県つくば市(館 野)の合計日照時間は164.1時間であったのに対し、図8の (b)の期間2016年9月10日から10月9日までの合計日照 時間は70.0時間であり、半分以下の日照時間しかなかっ たことを確認した.

図9には、解析期間(b)の *OPI_p(ψ,h)*の算出結果をカラー マップにて図示したものを示す.解析期間内の日照時間 がある程度あれば昼間(太陽高度が高い)時間帯は図5のカ ラーマップのように 1.0 付近の薄い色を示すはずである が、図9のカラーマップでは解析期間内の日照時間が少 ないため各天空領域の *OPI_p(ψ,h)*にばらつきが生じている. しかし、PV の性能診断値を示す最大極大値 *OPI_{Pp}* は *OPI_p(ψ,h)*のばらつきが大きい場合でも、図8に示したよ うに *OPI_{Pp}*が低下しPV の出力低下を検出していることが 確認できる.ただし、期間(a)と(b)のみを比較した場合に おいては *OPI_{Pp}* の低下が 0.14 であり、想定よりも大きく 低下している.4.3 節で述べたように、今後は *OPI_{Pp}*にも移 動平均を適用するなど、更なる精度改善を行う予定である.







5. まとめ

本論文では、24 枚のモジュールで構成された PV シス テムにおいてモジュール 1 枚をバイパスした故障模擬実 験を行い、運転性能指数手法(OPI 法)を用いて遠隔診断を 実施した.その結果、9月9日に故障模擬実験を開始し、 9月24日以前の OPI_{Pp} 平均値と9月24日以降の OPI_{Pp} 平 均値を比較した結果、OPI_{Pp} は約0.07低下することを確認 した.2016年10月の解析においては日照時間が極めて少 ないこともあり、想定よりも大きな出力低下が見られたが、 曇天の影響が多い時期においても故障システムの検出が 可能であることを示した.

6. 謝辞

本研究は NEDO による「HEMS を用いた PV 発電電力 量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発」の支援を受 けて実施したものであり関係各位及び実験に協力頂いた 産業技術総合研究所の加藤和彦氏に感謝する.

7. 参考文献

- 経済産業省、再生可能エネルギーの固定価格買取制 度について資料ダウンロード(Feb. 2018), http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/ saiene/kaitori/dl/120522setsumei.pdf
- 太陽光発電協会, JPEA PV OUTLOOK ~太陽光発電
 2050年の黎明~<脱炭素・持続可能社旗実現に向け て> 資料ダウンロード(Feb. 2018), http://www.jpea.gr.jp/pvoutlook2050.pdf
- NEDO, National Survey Report of PV power Applications in Japan 2015 (Feb. 2018) , http://www.iea-pvps.org/index.php

- 太陽光発電協会,太陽高発電システム保守点検ガイ ドライン【住宅用】資料ダウンロード(Feb. 2018), http://www.jpea.gr.jp/pdf/inspection.pdf
- 5) 経済産業省、「太陽光発電競争力強化研究会」報告 書資料ダウンロード(Feb. 2018), http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_envi ronment/taiyoukou/pdf/report_01_01.pdf
- 経済産業省商務流通保安グループ,エネルギー需給 構造高度化対策資料ダウンロード(Feb. 2018), http://www.meti.go.jp/main/yosan/yosan_fy2015/pr/pdf/e ne_syoujyou_01.pdf
- 経済産業省、最近の再生可能エネルギー市場の動向 について資料ダウンロード(Feb. 2018), http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/0 16_01_00.pdf
- M. Ajisaka, Y. Ueda, R. Yamada, T. Yokota, Evaluation of remote diagnoses performance by using Operating Performance Index at different measurement intervals for residential PV systems, 32nd EUPVSEC proceedings (Jun. 2016), 1952-1955, Munich.
- 9) 植田 譲,川本 思心,西條 美紀,阿部 直也,太陽 光発電システムの自己診断に向けた web アプリケ ーションの開発,電気学会 2010 年 電力・エネルギ 一部門大会論文集, No.127(2010), 127-128,福岡.
- D. G. Erbs, S.A. Klein and J.D.Duffie, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthlyaverage global radiation, Solar Energy, 28 (4), 293-302(1982).
- R. Perez et al., A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for titled surfaces, Solar Energy, 39 (3), 221-231(1987).
- 12) 植田 譲ら、太陽光発電システムにおける傾斜面日 射量算出精度の検証と誤差の評価、日本太陽エネル ギー、32(5)、45-53(2006).
- 13) 飯田 絢人, 植田 譲,太陽電池ストリングの不具合 検出に向けた電流電圧特性シミュレーション,平成
 28 年電気学会全国大会講演論文集(2016), 7, 39-40, 仙台.
- 14) 国土交通省気象庁,過去の気象データ検索(Feb.
 2018)
 http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/view/daily_s1.p

http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/view/daily_s1.p hp?prec_no=40&block_no=47646&year=2016&month= 9&day=&view=