

Estimation Method of Horizontal Global Solar Radiation Using Short-Circuit Current and Open-Circuit Voltage of PV Module

Kosuke UCHIDA^{*1}Kazuhito TOMITA^{*2}Sayaka SUZUKI^{*3}

太陽光発電モジュールの短絡電流と開放電圧を用いた 水平面全天日射量の推定方法

内田 晃介¹富田 和仁²鈴木 沙耶香³

Abstract

Horizontal global solar radiation is important information for many industries, such as energy management for power grid and agricultural activity. This paper proposes an estimation method of horizontal global solar radiation using photovoltaic (PV) system for constructing of data base. The proposed method has two steps. Firstly, global solar radiation on tilted surface is estimated using by short-circuit current and open-circuit voltage monitored in PV system. Next, the solar radiation on tilted surface converts to the horizontal global solar radiation based on Erbs model. Accuracy of the proposed method has been verified by comparing the estimated values with measured value obtained by silicon pyranometer. The proposed method has the following advantages: (1) The estimation of the solar radiations that match the characteristics of crystalline silicon PV modules. (2) Increase in the number of the observation points due to the use of the PV system.

Keywords: Horizontal Global Solar Radiation, Global Solar Radiation on a Tilted Surface, Photovoltaic System, Short-Circuit Current, Open-Circuit Voltage

キーワード：水平面全天日射量，斜面全天日射量，太陽光発電，短絡電流，開放電圧

1. はじめに

日射量情報は農作物の育成や太陽光発電(PV: PhotoVoltaic)システムの出力特性を把握するためになど多種多様な目的および業種で必要とされる。

日本では、2016年4月より電力の小売り全面自由化や2020年4月の送配電部門の分離が施行されたように電力システム改革が進められている¹⁾。これに伴い、電気事業の類型は発電事業、小売電気事業、送配電事業の3種になった。これらの電気事業の改革に加えて運用面の改革も行われ、計画値同時同量制度が適用された。この制度では発電事業者と小売事業者は発電計画と需要計画をそれぞれ提出し、運用中に生じる計画と実績の差の調整を一般送配電事業者が担うことになっている。一方で、

発電事業者は発電計画と発電実績の差を、小売電気事業者は需要計画と需要実績の差に応じてインバランス料金を一般送配電事業者へ支払う必要があるため、発電事業者や小売電気事業者が経済的に事業を行うためには、発電量や電力需要の正確な予測が重要である。

PVシステムを含む電力系統の発電量予測は水平面全天日射量の実績を用いることが多い^{2,3)}。水平面全天日射量情報を得る方法としては衛星観測と地上観測の2つに大別できる。

衛星観測は広域での情報が得られる。現存するサービスとしては日本気象協会が気象衛星「ひまわり8号」を用いて、0.5kmメッシュで2.5分間隔の水平面全天日射量データをオンラインで配信しているものがある⁴⁾。しかしながら、日射の変動時間に比べて全天日射量データの時間間隔が長く、仮に衛星観測で得られたデータを整理して全天日射量のデータベースを作成し、PV発電システ

*1 Assistant Professor, Major in Electrical and Electronic Systems Engineering, Graduate School of Science and Engineering, Ibaraki University, 4-12-1 Nakanarusawa, Hitachi, Ibaraki 316-8511, Japan
✉e-mail: kosuke.uchida.ee@vc.ibaraki.ac.jp

*2 Major in Electrical and Electronic Systems Engineering, Graduate School of Science and Engineering, Ibaraki University

*3 Department of Electrical and Electronic Systems Engineering, Ibaraki University

Received: November 22, 2021, Accepted: January 28, 2022

*1 茨城大学大学院理工学研究科電気電子システム工学領域 助教
(〒316-8511 日立市中成沢町4-12-1)

✉e-mail:kosuke.uchida.ee@vc.ibaraki.ac.jp

*2 茨城大学大学院理工学研究科電気電子システム工学専攻

*3 茨城大学工学部電気電子システム工学科

(原稿受付：2021年11月22日，受理日：2022年1月28日)

ムの発電量予測をしたとしても、時間領域の予測誤差が問題となる。再生可能エネルギー発電事業者が卸市場で売電した際に一定のプレミアム（補助額）を上乗せする Feed-in Premium (FIP) を日本は 2022 年 4 月から開始することが決定しており、PV の発電電力の取引が活発になることが予想される。現在日本の一時間前市場は 30 分値での取引が行われているが、先に FIP を導入したヨーロッパ諸国では 15 分値での取引が行われている⁵⁾。文献⁶⁾では太陽光発電の出力変動の解析を行い、日本の一時間前市場では有効発電時間の約 3 割の期間に雲の状態変化による影響を受けることを明らかにし、5 分前の電力を 5 分値で取引することを提案している。5 分～15 分値の取引を予測するためには、数秒～数分間隔の日射量観測から 5 分～15 分平均値のデータベースを構築する必要があると考えられる。

地上観測はカメラによる観測と日射計による観測とに小別することができる。これらの場合、数秒間隔まで測定時間を短くして、全天日射量実績データベースを作成して発電量を予測すれば衛星観測の場合にあった時間領域の予測誤差の問題は回避できるものの、カメラや日射計を追加設置しなければならず、設置コストとメンテナンスコストがかかる。なお、日射計を用いた地上観測は気象庁が保有する地上観測所（全国約 60 カ所）で行われているが⁷⁾、必ずしも PV システムと近接した場所にあるわけではないため、発電事業者が PV 発電システムの発電量予測に使うデータベースとして使うには日射量の違いによる予測誤差が問題となることもある。

したがって、PV システムを運用する発電事業者が発電量予測で用いる日射量実績データベース作成では、測定時間が日射の変化時間に対応し時間領域の予測誤差を極力削減して、且つ、新たな測定デバイスを導入せずに発電データに基づいた日射量を推定できる手法が望まれる。

日射量データを得る方法の一つとして PV システムを用いた日射量推定に関する研究が行われている。文献⁸⁾では、パワーコンディショナの出力に季節又は時刻ごとの換算係数を乗じることで PV モジュール面の日射量を推定し、Erbs らにより提案された直散分離モデル⁹⁾（以降、Erbs モデル）をベースに水平面全天日射量を得る手法を提案している。さらに、実機試験によりサーモパイル式の日射計（以降、全天日射計）と比較した推定精度を示した。また、文献¹⁰⁾ではミラーリングした I-V 特性に基づく数値モデルを用いて PV モジュールの短絡電流と開放電圧から PV モジュール温度と PV モジュール面の全天日射量を推定する手法を提案し、シミュレーションによりその推定精度を示した。

文献⁸⁾のような PV 出力実績ベースの推定手法は数分オーダー以上での推定精度の検討が多く、秒オーダーでの推定精度の検討は不十分である。また、文献¹⁰⁾のような

数値モデルベースの推定手法の多くは屋内で模擬された基準状態¹¹⁾での特性を用いているため、現地での I-V 特性に合わせる手法や日射スペクトルに合わせる手法などが必要とされる。これらの従来の PV システムを用いた全天日射量推定手法に関する研究は全天日射計のような全波長域で均等な分光感度で測定される日射量を推定する検討となっている。

全天日射計で観測される日射量の値が同じであっても日射スペクトルが異なれば PV 出力も異なる値を示す。このため、対象とする PV モジュールと同等の特性を持つ日射センサまたは PV モジュールそのものから有効に働く日射量のデータベースを構築することによって PV モジュールの特性に適合した直接の検討が可能である。Si フォトダイオード式の日射センサ（以降、小型日射計）は結晶シリコン太陽電池と特性が類似している。また、現在設置されている PV システムの大部分は結晶シリコン太陽電池であることから結晶シリコン太陽電池の特性に合わせた日射量データベースの構築が電力システムの運用に有効である。

以上を背景に本研究は PV システムの特性に適合した日射量データベースを構築するための手法について取り組む。本論文では、PV モジュールの数値モデルと Erbs モデルを基に斜面全天日射量から水平面全天日射量を推定する手法を参考に推定モデルを構築する。そして、結晶シリコン太陽電池を用いた実験装置に構築した推定手法を適用し、水平面全天日射量を推定する。さらに推定値は小型日射計から得た測定値と比較することで推定精度を求める。推定精度の検証は文献⁶⁾の 2 秒～17 分の周期で PV 出力変動が発生するという解析を参考に 10 秒毎での推定値で行うものとした。さらに、実験装置を 20°と 30°の 2 種類の傾きで設置した場合での検討を行う。

本論文の検討により、全天日射量の地上観測地点の増加と PV システムに特化した日射量データベースの構築に繋げたい。日射量データベースは、PV システムを有する電力システムの経済的な安定供給に貢献する。その他にも気象学や植物の生長解析など日射量情報を必要とする事象の解析に貢献することができる。

2. PV モジュール面日射量推定モデル

PV モジュールの出力温度補正式^{12,13)}を以下に示す。

$$I_{stc} = I_m + I_{sc} \left(\frac{G_{stc}}{G_m} - 1 \right) + \alpha (T_{stc} - T_m) \quad (1)$$

$$V_{stc} = V_m + (\beta - KI_{stc})(T_{stc} - T_m) - R_s(I_{stc} - I_m) \quad (2)$$

なお、基準状態での日射量、PV モジュール温度、開放電圧、短絡電流をそれぞれ $G_{stc}[\text{W}/\text{m}^2]$ 、 $T_{stc}[\text{C}]$ 、 $V_{stc}[\text{V}]$ 、 $I_{stc}[\text{A}]$ 、測定時の日射量、PV モジュール温度、出力電圧、出力電流、短絡電流をそれぞれ $G_m[\text{W}/\text{m}^2]$ 、 $T_m[\text{C}]$ 、 $V_m[\text{V}]$ 、 $I_m[\text{A}]$ 、 $I_{sc}[\text{A}]$ 、温度が 1°C 変化したときの短絡電

流の変動値を α [A/°C], 開放電圧の変動値を β [V/°C], PV モジュールの直列抵抗値を R_s [Ω], 曲線補正因子を K [Ω /°C]とする. ここで基準状態とは日射量 $G_{stc} = 1000$ W/m², エアマス $AM = 1.5$, PV モジュール温度 $T_{stc} = 25^\circ\text{C}$ と IEC60904-3¹¹⁾に準じたものである.

PV モジュール面の日射量推定値を G_{test} [W/m²], PV モジュール温度推定値を T_{est} [°C], 開放電圧を V_{oc} [V]とし, 式(1), 式(2)を $G_m = G_{test}$, $T_m = T_{est}$ として考える. さらに, 開放状態($V_m = V_{oc}$, $I_m = 0$, $I_{sc} = 0$)と短絡状態($I_m = I_{sc}$, $V_m = 0$, $V_{stc} = 0$)として T_{est} および G_{test} についてまとめると以下の式となる.

$$T_{est} = \frac{V_{oc} - V_{stc} + \beta T_{stc}}{\beta} \quad (3)$$

$$G_{test} = \frac{I_{sc} G_{stc}}{I_{sc} - \alpha(T_{stc} - T_{est})} \quad (4)$$

以上の式から, 開放電圧から PV モジュール温度の推定と短絡電流とモジュール温度から日射量の推定が可能である. さらに, 式(3)を式(4)に代入すると以下の式となり, 短絡電流と開放電圧から日射量の推定が可能となる¹⁴⁾.

$$G_{test} = \frac{I_{sc} G_{stc}}{I_{sc} + \frac{\alpha}{\beta}(V_{oc} - V_{stc})} \quad (5)$$

本論文では式(5)を PV モジュールの出力温度補正を考慮した PV モジュール面日射量推定モデルとして用いる. 式(5)の推定モデルは温度センサを使わずに日射量情報を PV モジュールから観測できるという利点を持つ. また, PV モジュールの分光感度などの特性にあわせた日射量の観測ができる.

3. 斜面全天日射量からの水平面全天日射量の推定

3.1 水平面全天日射量と斜面全天日射量

水平面全天日射量 G_h [W/m²]は以下の式で示すように太陽から直接届く直達日射量 G_b [W/m²]と雲や空気中のちりなどによって反射して地上に届く散乱日射量 G_d [W/m²]の和で表される.

$$G_h = G_b + G_d \quad (6)$$

斜面全天日射量 G_t [W/m²]は以下の式で表現される.

$$G_t = G_{tb} + G_{td} + G_r \quad (7)$$

ここで, G_{tb} [W/m²]:斜面の直達日射量成分, G_{td} [W/m²]:斜面の散乱日射量成分, G_r [W/m²]:地面からの反射日射量成分である.

斜面全天日射量と水平面全天日射量の関係は一般的なモデルとしての使用実績があることと扱いが容易であることから以下の式に示す等方性モデルを用いる^{8,15)}.

$$G_{tb} = G_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (8)$$

$$G_{td} = G_d \frac{1 + \cos \theta_a}{2} \quad (9)$$

$$G_r = G_h \rho \frac{1 - \cos \theta_a}{2} \quad (10)$$

ここで, θ [°]:斜面への入射角, θ_z [°]:天頂角, θ_a [°]:傾斜角, ρ :地表面アルベドである. 実験装置の設置場所の周囲の地面は砂利であることから, 一般的な均一反射モデルを参考に $\rho = 0.2$ とした⁸⁾. また, 斜面への入射角や天頂角は位置座標, 傾斜角, 日付, 時刻から天文学的に求めることが可能である.

直達日射量や散乱日射量を観測するためには測定デバイスを太陽の動きに追従する装置など特殊な設備と専門的な知識を必要とする. また, 多種多様な方向や勾配を持つ斜面について斜面全天日射量を全て測定することは困難である. このため, 水平面全天日射量と経験に基づくモデルから直達日射量と散乱日射量を分離する直散分離法を用いることで, 斜面の日射量が推定される.

3.2 直散分離

本論文では文献⁸⁾を参考に斜面全天日射量から水平面全天日射量を求めるために Erbs モデルを用いる. Erbs モデルは大気外日射量 G_0 [W/m²]と水平面全天日射量の比で表される晴天指数 $H (=G_h/G_0)$ を基に散乱比 $J (=G_d/G_h)$ を求め, 水平面全天日射量を直達日射量成分と散乱日射量成分に分離するモデルである. 以下に Erbs モデルを示す.

$H < 0.22$ のとき

$$J = 1.0 - 0.09H \quad (11)$$

$0.22 \leq H < 0.80$ のとき

$$J = 0.9511 - 0.1604H + 4.388H^2 - 16.638H^3 + 12.366H^4 \quad (12)$$

$H \geq 0.80$ のとき

$$J = 0.165 \quad (13)$$

3.3 水平面全天日射量の推定

Erbs モデルは晴天指数毎に条件分けして散乱比を算出することに加えて, 推定関数に高次の非線形方程式を使う. 以上の複雑さを考慮して斜面全天日射量から水平面全天日射量を推定するフローについて考える.

3.3.1 水平面全天日射量と斜面全天日射量の関係

各晴天指数の条件別に式(6) ~ 式(13)を基に水平面全天日射量と斜面全天日射量の推定関数を $f_1(G_h)$, $f_2(G_h)$, $f_3(G_h)$ とすれば以下の式が成り立つ.

$H < 0.22$ のとき

$$f_1(G_h) = G_h + \frac{(B + \rho C) - \sqrt{(B + \rho C)^2 + 4G_0 \frac{0.09}{G_0} (A - B)}}{2 \frac{0.09}{G_0} (A - B)} = 0 \quad (14)$$

$0.22 \leq H < 0.80$ のとき

$$f_2(G_h) = \left\{ \frac{12.366}{G_0^4} (B - A) \right\} G_h^5 + \left\{ \frac{16.638}{G_0^3} (A - B) \right\} G_h^4 + \left\{ \frac{4.388}{G_0^2} (B - A) \right\} G_h^3 + \left\{ \frac{0.1604}{G_0} (A - B) \right\} G_h^2 + \{0.0489A + 0.9511B + \rho C\} G_h - G_t = 0 \quad (15)$$

$H \geq 0.80$ のとき

$$f_3(G_h) = G_h - \frac{G_t}{0.835A + 0.165B + \rho C} = 0 \quad (16)$$

ただし、上式中の係数項の算出で用いた A, B, C は次式で与えられる。

$$A = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (17)$$

$$B = \frac{1 + \cos \theta_a}{2} \quad (18)$$

$$C = \frac{1 - \cos \theta_a}{2} \quad (19)$$

3.3.2 水平面全天日射量推定アルゴリズム

PV モジュールは一般的に傾斜をつけて設置されるため PV モジュール面日射量 G_{test} = 斜面全天日射量 G_t と考えて水平面全天日射量を推定する。図 1 に水平面全天日射量の推定アルゴリズムを示す。以下のステップに沿って全天日射量は推定される。

Step 1: PV モジュール面日射量の取得

PV モジュール面日射量を式(5)から算出する。

Step 2: $H < 0.22$ と $H \geq 0.80$ の際の水平面全天日射量推定

式(14)と式(16)から G_h をそれぞれ求める。式(14)から求めた水平面全天日射量を $G_h = G_{h1}$ 、式(16)から求めた水平面全天日射量を $G_h = G_{h3}$ とする。式(15)は 5 次方程式となり複雑なため、式(15)による水平面全天日射量の推定は Step4 で処理するものとした。

Step 3: 水平面全天日射量推定値の選択

$G_{h1}/G_0 < 0.22$ のとき水平面全天日射量推定値 $G_{hest} = G_{h1}$ とし、推定アルゴリズムを終了する。 $G_{h3}/G_0 \geq 0.80$ のとき $G_{hest} = G_{h3}$ とし、推定アルゴリズムを終了する。 $G_{h1}/G_0 < 0.22$ と $G_{h3}/G_0 \geq 0.80$ のどちらも満たさない場合は Step4 へ処理を移行する。

Step 4: $0.22 \leq H < 0.80$ の際の水平面全天日射量推定

Step 4.1: 水平面全天日射量を取りうる範囲の導出

晴天指数の区間条件 ($0.22 \leq H < 0.80$) と $H (=G_h/G_0)$ から、次式のように水平面全天日射量を取りうる範囲を導出できるため、区間の最大値と最小値を求める。

$$0.22G_0 \leq G_h < 0.80G_0 \quad (20)$$

Step 4.2: 水平面全天日射量推定値の決定

式(15)に基づいて $f_2(G_h)$ の変数 G_h を式(20)の範囲で 1W 刻みに変化させ、その中で $|f_2(G_h)|$ を最も小さくする G_h を水平面全天日射量推定値 $G_{hest} = G_{h2}$ として出力し、推定アルゴリズムを終了する。

4. 実験システム

図 2 に試作した日射量推定実験装置を示す。実験装置は小型日射計 2 台、PV モジュール 1 枚、測定回路から構成される。小型日射計は結晶シリコン太陽電池と近い応答速度、分光感度、温度特性を持つことから Si フォトダイオードセンサ（英弘精機株式会社製の ML-01）を用いており、PV モジュールと同じ傾きでの斜面全天日射量と

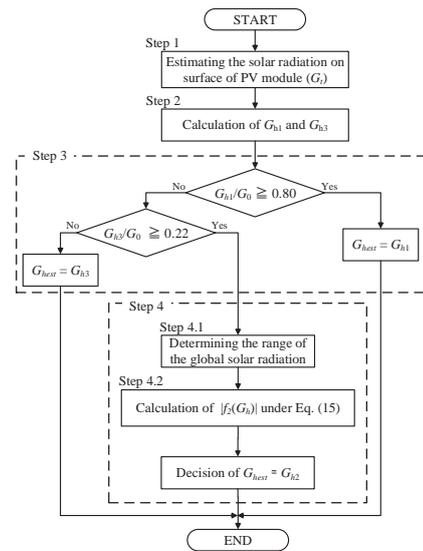


Fig. 1 Flowchart of the proposed estimation method.

図 1 提案推定手法のフローチャート

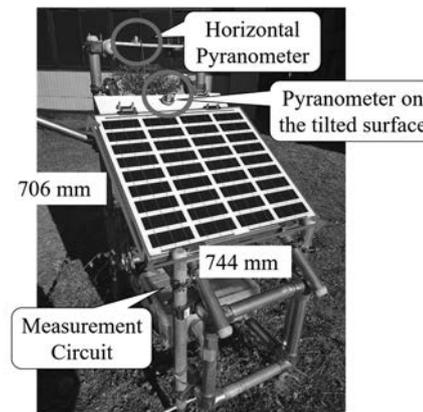


Fig. 2 Experimental system.

図 2 実験装置

水平面全天日射量を測定する。PV モジュールは多結晶シリコン太陽電池である京セラ株式会社製の KD50SE-RP を用いる¹⁶⁾。また、日射量推定に必要な PV モジュールのパラメータは、製品の基準状態のパラメータを用いる。測定は茨城大学工学部 E6 棟の南側（北緯 36°57′，東経 140°64′）にて実施した。PV モジュールには 8:30 以前および 15:00 以降に近隣の建造物による部分影が生じたため、できる限り長時間の日射が得られる方位に調整し、-14°（南 0°，西 90°，北 180°，東 270°）とした。

図 3 に示す回路によって PV モジュールの出力電流 I_{pv} [A] と出力電圧 V_{pv} [V] を測定する。回路中の MOS-FET がオン状態のとき短絡モードとなり短絡電流が測定できる。一方で、オフ状態のとき開放モードとなり、開放電圧が測定できる。実機試験では短絡モード期間は 10 秒間、開放モード期間は 10 秒間の 20 秒周期で駆動し、1 秒間隔で測定を行った。

5. データ処理

本論文の実験では測定回路のスイッチングとデータロガーのサンプリングが同期していないため、開放モードから短絡モードまたは短絡モードから開放モードへの切り替わり中の過渡状態をサンプリングする場合がある。このため、 $V_{pv} \geq 2V$ のときを開放モード、 $0.8V \leq V_{pv} < 2V$ のときを過渡状態、 $V_{pv} < 0.8V$ のときを短絡モードとして判別するようにした。図 4 に開放モードから短絡モードに切り替わるときのデータ処理例を示す。切り替わった直後のサンプル点の番号を n とし、その直前に過渡状態を検出する場合があるため、 n 点目と $n - 1$ 点目のデータを除いて残りの 8 点で、1 周期あたりの各モードの平均から I_{sc} と V_{oc} を決定する。また、日射計に測定された日射量（水平面全天日射量と PV モジュール面の日射量） $G'_m [W/m^2]$ は $n - 5$ 点目～ $n + 4$ 点目までのデータ 10 点の平均値をとるものとした。各処理されたデータは $n + 4$ 点目の時刻のものとして記録する。つまり、本論文では 1 秒間隔のサンプリングから 10 秒毎の日射量が推定される。

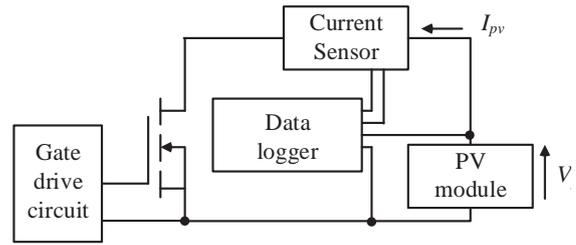


Fig. 3 Circuit diagram of the measurement circuit.

図 3 測定回路の回路図

Time	$G'_m [W/m^2]$	$V_{pv} [V]$	$I_{pv} [A]$	n	mode
9:00:01	680	20.9	0.017	$n - 5$	open
9:00:02	680	20.9	0.017	$n - 4$	open
9:00:03	680	20.9	0.017	$n - 3$	open
9:00:04	680	20.9	0.017	$n - 2$	open
9:00:05	680	0.98	0.407	$n - 1$	transient
9:00:06	680	0.06	2.138	n	short
9:00:07	680	0.06	2.138	$n + 1$	short
9:00:08	680	0.06	2.138	$n + 2$	short
9:00:09	680	0.06	2.138	$n + 3$	short
9:00:10	680	0.06	2.138	$n + 4$	short

Fig. 4 Data processing.

図 4 データ処理

6. 実機試験による推定精度の評価

提案した PV モジュール面日射量の推定手法では、同じ日射量に対する短絡電流と開放電圧から推定することが理想である。このため、短絡電流と開放電圧のサンプリングの時間差は限りなく零とすることが望まれる。しかしながら、試作した実験装置は簡易的なものであり、10 秒内に激しい日射量の時間変動がある場合、日射量に対する短絡電流と開放電圧に乖離が生じる。実際に雲などによる影響で、1 秒毎の観測においても数 $100W/m^2$ 以上の変動が観測される。また、日射が均等に分布しない部分影のような現象には提案手法単体での対応は困難である。

以上のことから、提案手法の検証は日射量の時間変動が少ない快晴日である 2020 年 11 月 17 日と 2020 年 12 月 18 日の観測データを基に実験装置に建造物の影がかからない時間帯で解析を行うものとした。

6.1 PV モジュール面日射量の推定精度評価

図 5 と図 6 に設置角度が 20° (2020 年 11 月 17 日実施) と 30° (2020 年 12 月 18 日実施) の時の PV モジュール面日射量の推定結果をまとめる。各図(a)に測定および推定された PV モジュールの日射量を示す。また、各図(b)～(d)に測定された PV モジュールの短絡電流、開放電圧と測定された PV モジュール日射量 $G_m [W/m^2]$ に対する推定絶対誤差 ($|G_m - G_{est}|$) をそれぞれ示す。

図 5(a)と図 6(a)より、日射量は南中時刻（実験地における各南中時刻は 11 時 20 分と 11 時 34 分）に最大値をとるように放物線状に変化している。図 5(a)と図 6(a)より PV モジュール面の日射量推定値は測定値とおおよそ一致している。また、図 5(b), (c)と図 6(b), (c)より短絡電流

は日射量の変化とおおよそ一致し、開放電圧は $20.5V \sim 22.5V$ の範囲で変化している。このことから、実験の解析期間中に実験装置は雲や建造物によって直達光が影の影響を受けていないと判断できる。

日射量推定の精度を具体的に評価するために、平均平方二乗誤差 $RMSE$ ($RMSE$: Root Mean Square Error), 平均絶対誤差 MAE (MAE : Mean Absolute Error), 決定係数 R^2 を用いる。各評価手法は以下式のように定義される。

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2} \tag{21}$$

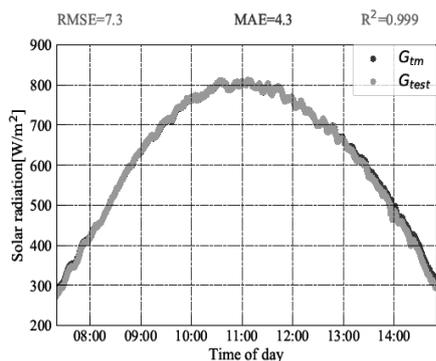
$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - \hat{y}_i| \tag{22}$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2} \tag{23}$$

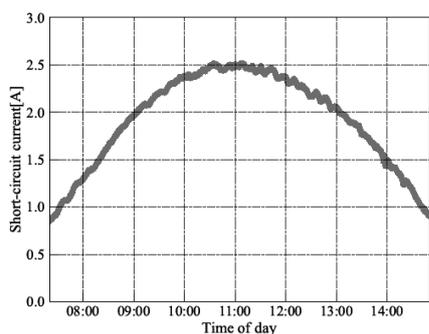
ここで、 N はサンプル数、 y_i は測定値、 \hat{y}_i は推定値、 \bar{y} は測定値の平均である。

$\theta_a = 20^\circ$ で設置された PV モジュールの短絡電流と開放電圧から推定した PV モジュール面日射量の推定精度は $RMSE = 7.3 W/m^2$, $MAE = 4.3 W/m^2$, $R^2 = 0.999$ となった。一方で、 $\theta_a = 30^\circ$ のときの推定精度は $RMSE = 11.8 W/m^2$, $MAE = 10.9 W/m^2$, $R^2 = 0.990$ となった。測定値と推定値の絶対誤差の範囲は図 5(d)と図 6(d)からおおよそ $20 W/m^2$ 以内の差に収まっている。しかしながら、日射量に対する誤差の分布が 20° と 30° の場合と異なる。これは、近隣の建造物からの反射などに起因する。傾斜角 20° で設置された場合は、12:30 以降から建造物からの反射光の影響により測定値が推定値を上回る傾向があった。

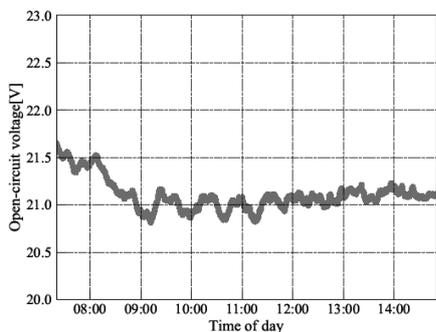
上記の結果から特定の PV に適合した日射量データベースを構築するためには、PV モジュールと日射センサではなく、同じ製品の PV モジュールと比較するほうがより特



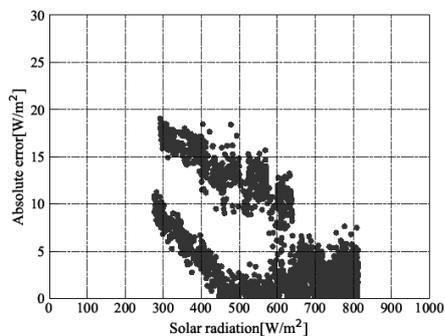
(a) Solar radiation on PV module.



(b) Short-circuit current.



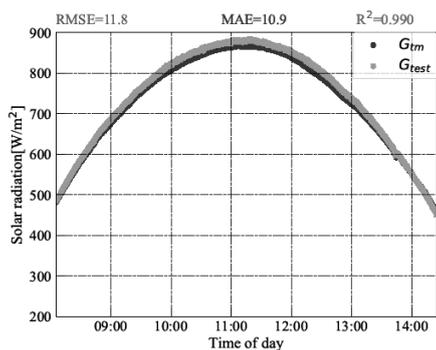
(c) Open-circuit voltage.



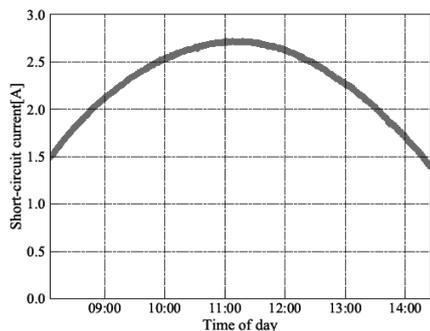
(d) Solar radiation on PV module vs absolute error.

Fig. 5 Estimating results of solar radiation on PV module ($\theta_a=20^\circ$).

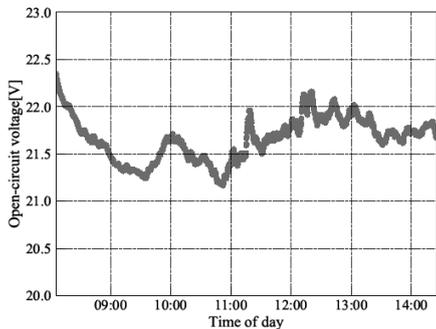
図5 PV モジュール面日射量の推定結果 ($\theta_a=20^\circ$)



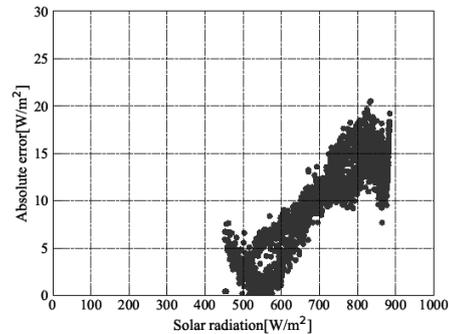
(a) Solar radiation on PV module.



(b) Short-circuit current.



(c) Open-circuit voltage.



(d) Solar radiation on PV module vs absolute error.

Fig. 6 Estimating results of solar radiation on PV module ($\theta_a=30^\circ$).

図6 PV モジュール面日射量の推定結果 ($\theta_a=30^\circ$)

性が一致したデータベースの構築が可能である。このような手法は同じPVモジュール製品で統一されたメガソーラの発電事業などにとって有効な日射量データベースとなる。

一方で、メーカーや型番が異なる他の種類の結晶シリコン太陽電池が入り混じったような状態で日射量情報を共有するデータベースを構築する場合は、分光感度などの特性が厳密には違うため観測する日射量にばらつきが生じる。観測する日射量のばらつきを抑えることで汎用性を高めた日射量データベースを構築するためには、小型日射計が観測する日射量を基準に補正する手法が必要である。

6.2 水平面全天日射量の推定精度評価

PVモジュールの短絡電流と開放電圧から求めたPVモジュール面日射量(図5(a)と図6(a))を基に、水平面全天日射量を推定した。この推定値と、小型日射計で測定した水平面全天日射量の比較結果を図7($\theta_a = 20^\circ$ の場合)と図8($\theta_a = 30^\circ$ の場合)にそれぞれまとめる。図7(a)と図8(a)に測定および推定された水平面全天日射量を示す。図7(b)と図8(b)には、測定された水平面全天日射量 G_{hm} [W/m^2]に対する推定絶対誤差 $|G_{hm} - G_{hest}|$ の関係を示した。

図7(a)と図8(a)より12:30以前までは測定値と推定値はおおよそ一致しているが、12:30以降から測定値が $10W/m^2$ 程度の上昇をしていることが確認できる。これは、実験装置の北側にある建造物に設置された雨水の排水用

金属管からの反射光の影響である。

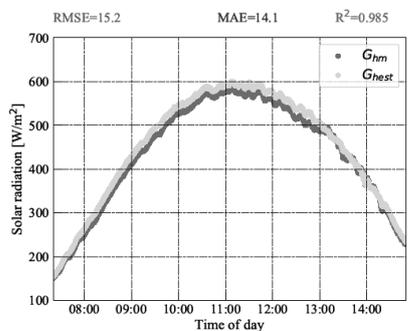
また、 $\theta_a = 20^\circ$ で設置されたPVモジュール面の日射量から推定した水平面全天日射量の推定精度は $RMSE = 15.2 W/m^2$, $MAE = 14.1 W/m^2$, $R^2 = 0.985$ となった。一方で、 $\theta_a = 30^\circ$ のときから推定された水平面全天日射量の推定精度は $RMSE = 19.0 W/m^2$, $MAE = 17.5 W/m^2$, $R^2 = 0.958$ となった。測定値と推定値の絶対誤差の範囲は図7(b)と図8(b)から $30 W/m^2$ 以内の差に収まっている。

PVモジュール面での推定精度と比較して水平面での絶対誤差は増加し、さらにプロットの分布が分かれていることがわかる。これは、隣接する建造物からの反射光による影響や散乱光が方位によらず均一に分布する等方性モデルを用いていることなどが要因である。

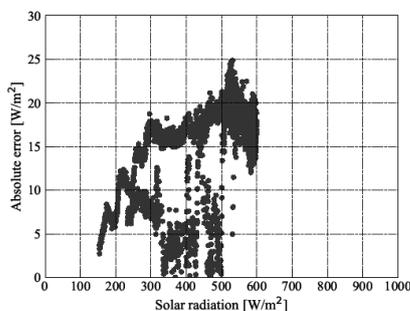
以上のことから、PVモジュールの短絡電流と開放電圧から10秒毎の水平面全天日射量を小型日射計と比較した推定精度を示した。ただし、本論文での解析は快晴日のみに限定したものであるため、実用性および汎用性を評価するためには曇天日や短時間の日射変動を含む場合での推定精度の評価などが必要である。

7. まとめ

本論文は結晶シリコンPVシステムのための水平面全天日射量データベースの構築方法として、出力温度補正式



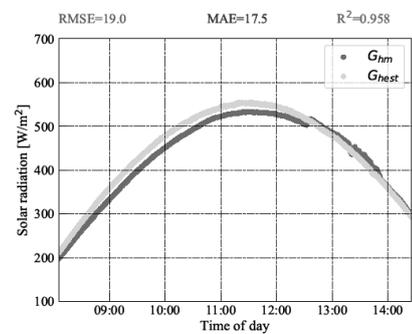
(a) Horizontal global solar radiation.



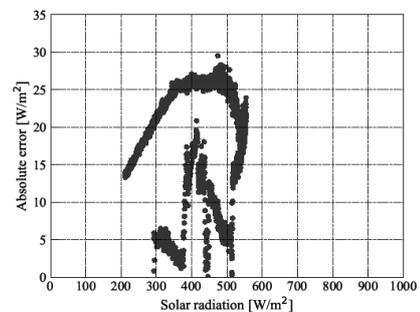
(b) Horizontal global solar radiation vs absolute error.

Fig. 7 Estimating results of horizontal global solar radiation ($\theta_a=20^\circ$).

図7 水平面全天日射量の推定結果($\theta_a=20^\circ$)



(a) Horizontal global solar radiation.



(b) Horizontal global solar radiation vs absolute error.

Fig. 8 Estimating results of horizontal global solar radiation ($\theta_a=30^\circ$).

図8 水平面全天日射量の推定結果($\theta_a=30^\circ$)

をベースに構築した数値モデルと Erbs モデルを組み合わせた水平面全天日射量の推定手法を提案した。また、結晶シリコン太陽電池を用いた試験装置から得た 10 秒値の日射量推定値と Si フォトダイオード式の日射センサによる測定値の比較によって、PV モジュール面と水平面における日射量の推定精度を示した。その結果、快晴日において絶対誤差が PV モジュール面で約 20 W/m²以下、水平面で約 30 W/m²以下の値を示した。

しかしながら、本論文では短時間の日射変動を含まない快晴日かつ実験装置に周囲にある建造物などの影がかからない時間帯などの限られた条件での解析のみを行った。このため、提案する PV システムによる水平面全天日射量データベースの構築を実現するためには以下の課題などに取り組む必要がある。

(1) 本論文で日射量推定のために用いたパラメータは製造元が公開していない場合などがあるため推定に必要なパラメータのフィッティング方法の提案が必要である。

(2) 本論文で試作した実験装置は簡易的なものであるため短時間の日射変動に対応するためには、短絡電流と開放電圧を測定する時間間隔を日射量が変動する時間より短くする必要がある。

(3) PV システムはビルに囲まれた場所や雪に覆われる地域などに設置されることもあるため、反射光や散乱光の不均一分布を考慮した直散分離モデルの構築が必要である。

(4) 発電と提案手法による日射量推定機能を PV システム上で両立させるためにはスキャン方式最大電力点追従制御¹⁷⁾のように発電を妨げずに短絡電流または開放電圧を得る工夫が必要である。

(5) データベースで日射量情報を共有する PV モジュール間で分光感度などの特性が異なれば推定精度の悪化やばらつきが大きくなるため、この問題を解決するためには小型日射計などの特性を基準に設け、その基準に合わせて補正をする必要がある。

PV モジュールの特性に適合する日射量データベースの構築や観測地点の増加は、観測地域の高精度な日射量や電力需要の予測モデルの構築に繋がると考えられる。高精度な予測モデルは、発電事業者や電気小売事業者での経済的なサービスの提供を可能とし、一般送配電事業者では調整力確保の負担を軽減することができる。さらに、得られた日射量と PV 発電量を比較し、PV システムの劣化・故障診断などの遠隔監視サービスにも寄与できる。本研究を基にクリーンで持続的な発展を可能とする電力システムのための応用研究に展開を図りたい。

参考文献

- 1) 資源エネルギー庁, 電力システム改革について, (accessed Dec. 16 2021), https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/elect

- ric/system_reform.html
- 2) T. Sasaki, Y. Ueda, Power Forecast of Regional Large-Scale Photovoltaics by SV Method Model with Snow Loss, Journal of Japan Solar Energy Society, **46** (2), 65-70 (2020).
- 3) H. Ohtake, F. Uno, T. Oozeki, Y. Yamada, The Latest Update of JMA Numerical Weather Prediction Models and its Solar Power Forecasting Errors, IEEJ Transaction on Power and Energy, **138** (11), 881-892 (2018).
- 4) 日本気象協会, ひまわり 8 号による日射量推定サービス SOLASAT 8-Now, (accessed Dec. 16 2021), <https://www.jwa.or.jp/service/energy-management/solar-power-13/>
- 5) 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社, 諸外国における電力・ガス市場改革調査, 47-59 (2018).
- 6) H. Kobayashi, et al., Analysis of Output Fluctuation of Solar Power Generation and Detection of Short-Time Fluctuation Period, Journal of Japan Solar Energy Society, **47**(2), 59-64 (2021).
- 7) 気象庁, 地上気象観測, (accessed Dec. 16 2021), <https://www.jma.go.jp/jma/kishou/now/chijyou/surf.html>
- 8) R. Moriwaki, S. Tsuzuki, W. Miyao, Y. Sasakata, K. Kajifusa, Estimation of Global Solar Radiation Using Photovoltaic Generation, Journal of Japan Society of Civil Engineers, SER. B1 Hydraulic Engineering, **71** (4), 421-426 (2015).
- 9) D. G. Erbs, S. A. Klein, J. A. Duffie, Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation, Solar Energy, **28** (4), 293-302 (1982).
- 10) WT da Costa, et al., Estimation of Irradiance and Temperature Using Photovoltaic Modules, Solar Energy, **110**, 132-138 (2014).
- 11) International Electrotechnical Commission, IEC 60904-3:2019, (accessed Dec. 16 2021), <https://webstore.iec.ch/publication/61084>
- 12) 黒川浩助, 田中良, 伊藤雅一, 中規模・大規模太陽光発電システム[基礎・計画・設計・施行・運転管理・保守点検], 124-126 (2016), オーム社, 東京.
- 13) International Electrotechnical Commission, IEC60891:2021, (accessed Dec. 16 2021), <https://webstore.iec.ch/publication/61766>
- 14) A. Iga, Solar Irradiance Meter Using Practical I-V Curve Construction Method, IEEJ Transaction on Industry Applications, **117**(10), 1187-1196 (1997).
- 15) 株式会社気象データシステム, 日射直散分離と斜面日射量の計算, (accessed Dec. 16 2021), <https://www.metds.co.jp/documents/ea/>
- 16) 株式会社電菱, KD50SE-RP, (accessed Dec. 16 2021), http://www.denryo.com/solar_panel/oogata_panel/kd50ge_rp.htm
- 17) K. Itako, T. Mori, A Control Method for Maximum Power Point Tracking in Stand-Alone-Type PV Generator Systems, IEEJ Transaction on Industry Applications, **123**(12), 1537-1543 (2004).