

基準状態に規格化した発電電力を閾値に用いた PVアレイの発電性能診断法

Diagnostic Method of Generation Performance of a PV Array by Using Threshold
Based on Normalized Generation Power in Standard Test Condition

奥野陽介^{*1} 山中三四郎^{*2} 河村 一^{*3} 大野英之^{*2} 河村英昭^{*2}
Yosuke Okuno Sanshiro Yamanaka Hajime Kawamura Hideyuki Ohno Hideaki Kawamura

Abstract

The technology to diagnose a photovoltaic system (PV system) becomes important with popularization of a PV system. The authors are studying a diagnostic method of generation performance of a photovoltaic array (PV array) by using threshold based on normalized generation power in standard test condition. In this paper, it became clear that it was appropriate to make a threshold for the diagnosis to be 80% of nominal power. The application of the diagnosis method by using the threshold to a PV array with loss due to failures (shadow and white stains) was tried. As the result, it was confirmed that normalized generation power of the PV array with failure consisted for less than 80% of nominal power and that the diagnosis was possible at the threshold. Finally, the result was effective, when this diagnostic method was confirmed by a practical residential PV system.

キーワード：太陽光発電、温度、損失、PVアレイ、診断

Key Words : photovoltaic power generation, temperature, loss, PV array, diagnosis

1. はじめに

地球温暖化の一因である二酸化炭素の削減を目指し、クリーンエネルギーの技術開発が世界各国で進められている。太陽光発電システム（以下 PV システムと記す）もその一翼を担い、我が国では 2010 年までに 482 万 kW の導入を目指している¹⁾。また、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の発表した 2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)によれば、2030 年までの技術発展を想定したときの導入量は 100GW 程度と予想されている²⁾。さらに、福田前内閣総理大臣の「低炭素社会・日本」を目指した「福田ビジョン」によれば、PV システムの導入量を 2020 年までに現状の 10 倍、2030 年までには 40 倍に引き上げるという目標を掲げるなど、政府も PV システムの普及に力を入れていく姿勢である³⁾。

一方、PV システムはメンテナンスフリーで長寿命と言われているが、パワーコンディショナ(以下、PCS と記す)や周辺機器の故障が全くないわけではなく⁴⁾、モジュールや配線にも不具合が起こるという事例が報告されている⁵⁾。PV システムの発電電力は周囲条件により影響を受け、正常に動作している場合でも発電電力が変動する。その発電電力の低下要因には日射強度、温度(風による温度変化を含む)、入射角、分光日射強度などが挙げられ、これらは PV システムを設置すれば必ず生じる電力低下(以下「自然環境による影響」と記す)である。他方、PV システムの正常動作時の発電性能を低下させる要因として、日射条件の変化(建築物により生じる影など)、PV モジュール表面の汚れ⁶⁾、白濁化等の PV モジュールの劣化⁷⁾⁸⁾、回路故障⁹⁾などによる損失が考えられる。また、後者の損失は回路の結線変更¹⁰⁾や PV モジュールの洗浄、交換などにより、PV システムの電力低下を抑制又は除去できる。さらに、長期間放置することにより PV システムの発電性能がさらに低下する兆候も見られる⁵⁾⁹⁾。そこで、影、モジュール劣化、断線などの損失要因を、正常動作時の発電性能を低下させ、電力低下を抑制できる損失として考え、「不具合

^{*1} 名城大学理工学研究科大学院生
(〒468-8502 名古屋市天白区塩釜口一丁目501番地)
e-mail : yamanaka@ccmfs.meijo-u.ac.jp

^{*2} 名城大学理工学部 教授

^{*3} 名城大学理工学部 准教授

(原稿受付：2008年12月11日)

による損失」に分類することとした。今後、PV システムの普及とともに、設置されたシステムに「不具合による損失」が発生していることを簡単に診断できるようにすることは、PV システムの生涯電力量の増加、CO₂ 排出量の抑制、PV システムの寿命の延伸などにつながると考えられる。しかし、PV システムの発電電力は周囲条件により絶えず変動するため、発電電力から「不具合による損失」による電力低下を判断することは必ずしも簡単ではない。

これまでに、当研究室では、図 1 のように最大出力が日射強度に対して一次関数的に増加することに注目し、「自然環境による影響」を一纏めにして考え、標準太陽電池アレイ出力の 75%ラインを PV アレイの発電性能診断の閾値とする簡易診断法を提案してきた¹⁾。しかし、日射変動によって発電電力の値は変化するため、この方法では判定がわかりにくい。また、「自然環境による影響」を補正していないため、特に、温度による損失が大きい夏季において、「自然環境による影響」を考慮する必要性から閾値を甘くすることになり、本来「不具合による損失」が発生しているにも関わらず、正常と誤判定する可能性が高くなってしまった。そこで、今後、さらなる診断精度向上のためには、必ず生じてしまう電力低下要因である「自然環境による影響」を補正する必要がある。

本論文では、「自然環境による影響」のうち、特に影響の大きい温度と日射強度による影響を補正し、発電電力を基準状態に規格化した規格化電力を「閾値」とした発電性能の診断法を提案する。その方法として、まず PV アレイの I-V 特性の計測から診断基準となる閾値の決定と「不具合による損失」が生じた場合の有用性についての基礎的な検討を行った。さらに、実用的な観点から、一般家庭で設置される、PV アレイと PCS で構成される住宅用太陽光発電システムで同様の検討を行った。

2. 計測方法

本研究では、2 種類のシステムを使って検討を行った。まず、最初に PV アレイの I-V 特性から得られたデータに基づいて診断法を提案すると共に、診断法の有用性について検討を行った。次に、実用的な観点から、PV アレイと PCS 等で構成される住宅用太陽光発電システムでの診断の可能性についての検証を行った。以下に計測方法について述べる。

2.1 3kWPV アレイと I-V 特性の計測

名城大学 2 号館屋上に測定対象となる PV アレイが標準太陽電池アレイ出力 3072W、方位南、傾斜角 7.6° で設置されている。なお、表 1 に PV アレイを構成する PV モジュールの仕様を示す。各モジュールは 36 枚のセルで構成されており、セル 18 枚に対して 1 個のバイパスダイオードが並列接続されている。日射強度はアレイと同条件で設置した全天日射計(英弘精機,MS-601)により計測を行い、

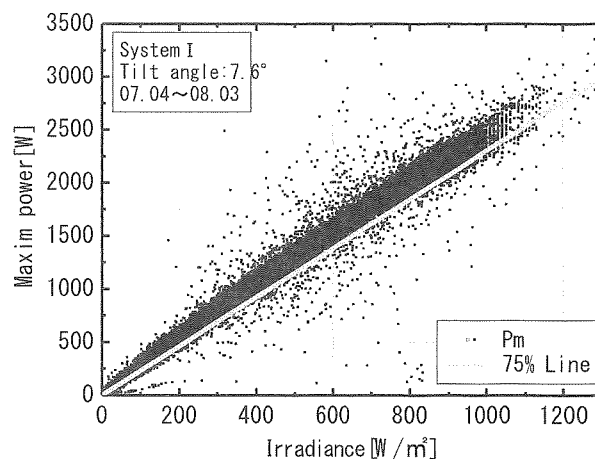


図 1 最大出力の日射強度特性

Fig.1 Irradiance dependence of maximum power

表 1 PV モジュールの仕様

Table.1 Configuration of PV module

PV Module	Poly crystal silicon
Maximum power	64[W]
Open circuit voltage	21.3[V]
Short circuit current	4.00[A]
Maximum power voltage	17.5[V]
Maximum power current	3.66[A]
The number of bypass diodes	2

アレイ中央のモジュール裏面に熱電対 (T 型) を固定し、温度を計測した。PV アレイの I-V 特性は I-V チェッカー (英弘精機、MP-140、有効分解能 15 ビット) を用いて計測した。なお、日射強度とモジュール裏面温度は I-V チェッカーにて同時に記録している。計測時間は 4 時から 20 時までとし、5 分間隔の瞬時値として自動計測を行っている。以後、本論文ではこのシステムをシステム I と呼ぶことにする。

2.2 3kWPV システムと出力特性の計測

PV アレイとは別に同建物屋上に、標準太陽電池システム出力(標準試験条件に換算した太陽光発電システムの直流出力と定義する)3072W、方位南、傾斜角 30°、アレイと同じ種類のモジュール 48 枚で構成した PV システムが設置されている。なお、この PV システムは PCS を通して系統連系されている。また、同条件で全天日射計(英弘精機,MS-601)が設置されており、システム中央付近のモジュール 1 枚の裏面に熱電対(T 型)が固定されている。各データは DC 側と AC 側の電力計(横河電機,WT200)、スイッチングシステム(KEITHLEY,2700 MULTIMETER)を用いて、4 時から 20 時まで 1 秒間隔の瞬時値をパソコンにて記録している。ただし、1 秒間隔のデータでは数が多くなるため、今回は 5 分間隔のデータを抽出して解析を行った。以後、このシステムをシステム II と呼ぶ。

3. PVアレイの発電性能診断法の決定と精度の検証

3.1 規格化電力を利用した発電性能診断

精度の高い診断方法の構築を目指し、「自然環境による影響」を補正するために、電力低下の割合が大きい温度と日射強度に注目した。これらの影響を補正するため、最大出力を基準状態である裏面温度 25[°C]、日射強度 1000[W/m²]に換算し、基準状態の最大出力を 100%として規格化を行った。そして、正常動作時の規格化電力から診断基準となる閾値を決定した。

第3章では規格化電力の導出と、診断基準となる閾値の決定について述べる。なお、本章では2章で示したシステム I を用いて得られたデータから解析を行っている。

3.1.1 最大出力の基準状態への規格化

(1) 温度による損失の補正 PV モジュールは温度が高くなるにつれて、最大出力 (以下 P_m と記す) が低下する。しかし、この P_m は温度と日射強度による影響を受けるため、温度係数を算出するのは簡単ではない。また、 P_m は最大出力動作電圧 (以下 V_{pm} と記す) と最大出力動作電流 (以下 I_{pm} と記す) の積で表すことができる。温度によって V_{pm} 、 I_{pm} はいずれも変動するが、 V_{pm} の変動に比べて I_{pm} の変動は小さいため、実用的には P_m の温度係数は V_{pm} のそれとほぼ等しいと見なして差し支えない¹²⁾。そこで、 V_{pm} の温度係数を算出し、これを P_m の温度係数 αP_{max} として、温度補正を行った。

ただし、 V_{pm} は、低日射領域では日射強度に依存してしまうため、本論文では、日射強度が 300[W/m²]以上の値から αP_{max} の算出を行った。システム I における V_{pm} と温度の関係を図 2 に示す。最小二乗法により近似直線を求め、この直線の傾き A を(1)式に代入して αP_{max} を算出した。

$$\alpha P_{max} = \frac{A}{V_{pmSTC}} \cdots (1)$$

ここで、 V_{pmSTC} [V]は標準太陽電池アレイ出力電圧である。なお、温度係数は 07 年 4 月から 08 年 3 月までの 1 年間に

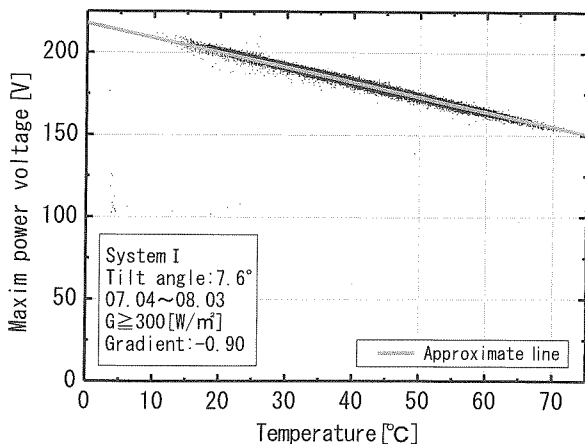


図2 最大出力動作電圧の温度特性

Fig.2 Temperature dependence of Maximum power voltage

計測したデータから算出した。ただし、07 年 4 月と 07 年 9 月から 08 年 3 月までは周囲の建築物によりシステム I に部分影がかかるため、この期間(以下、「影のかかる期間」と記す)は影による影響のない太陽高度が 30 度以上のデータのみを使用した。

その結果、 αP_{max} は -0.43[%/°C]と求めることができた。そこで、本研究ではこの αP_{max} を (2) 式に代入し、温度補正を行うこととする。

$$P_{m25} = \frac{P_m}{(1 + \alpha P_{max} (T - 25))} \cdots (2)$$

ここで、 T [°C]は PV モジュールの裏面温度である。

(2) 日射強度による損失の補正 これまで、 P_m の日射強度特性から、標準太陽電池アレイ出力の 75%値と原点と結んだ直線を PV アレイの発電性能診断を行うための基準線⁽¹¹⁾としてきた。しかし、 P_m は温度の影響は勿論、日射変動によっても値が変動する。そこで日射変動による影響を補正するため、 P_m を温度補正した値である P_{m25} に対して、各日射強度に対応した標準太陽電池アレイ出力の値で除した規格化電力 P_g を(3)式で定義する。

$$P_g = \frac{P_{m25}}{P_o \times \frac{G}{G_o}} \cdots (3)$$

ここで、 P_o [W]は標準太陽電池アレイ出力、 G [W/m²]は日射強度、 G_o は基準状態の日射強度 (=1000[W/m²])である。なお、 V_{pm} は低日射領域では日射強度にも依存した特性となる。そこで、温度の影響のみを評価するため、 P_g についても日射強度が 300[W/m²]以上を対象とする。

3.1.2 規格化電力の特徴と診断基準(閾値)の決定

図3は快晴日における P_{m25} と P_g の日射強度特性である。 P_{m25} は日射強度に比例して増加しているのに対し、 P_g は日射強度で規格化した値であるため、どの日射強度に対してもその値がほぼ一定の幅に収まっている。図4は晴れた日の P_{m25} と P_g の時間特性である。13時から16時の P_{m25} に注目すると、一時的な電力低下が見られる。ここで、 P_{m25} の結果では、その電力低下の原因が「不具合による損失」

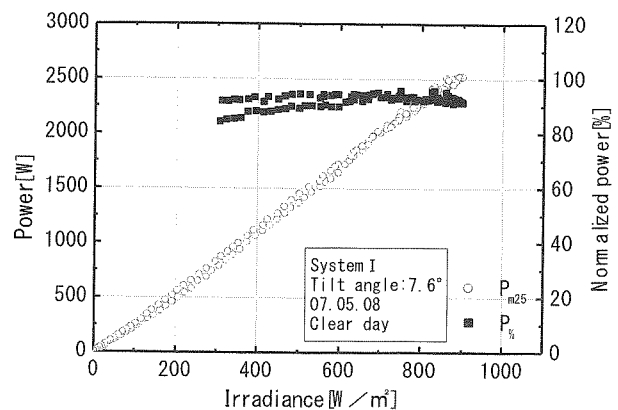


図3 補正電力と規格化電力の日射強度特性
Fig.3 Irradiance dependence of compensated power and normalized power

か、日射変動を含む「自然環境による影響」のどちらによるものかを判断することが困難である。これに対し、同時刻の $P_{\%}$ は、多少ばらつくものの大幅な低下は見られず、標準太陽電池アレイ出力に対して、どの時刻においても 80% 以上をとっていることが確認でき、日射変動による影響を除去できていると考えられる。以上の結果から、 $P_{\%}$ は日射強度特性と時間特性のどちらについても、標準太陽電池アレイ出力に対して、一定の値以上となることが分かった。そこで、正常動作時におけるシステム I のデータから、この一定値を算出し、これを発電性能の診断基準(閾値)とすることを考えた。実測して得られた $P_{\%}$ の値を閾値と比較することで、 $P_{\%}$ がこの基準を下回れば「不具合による損失」が生じていると判定できる。つまり、 $P_{\%}$ が日射強度に関係なく、ある一定値以上となるので、長期間に亘る診断と、短期間の診断のどちらにも適用できると考えられる。

$P_{\%}$ を用いた診断を行うため、07 年 4 月から 08 年 3 月までの正常動作時のデータを用いて、標準太陽電池アレイ出力に対して発電性能の診断基準となる閾値の決定を試みた。ただし、評価対象となる P_m に関して、システム I に影のかかる期間は太陽高度が 30 度以上のデータのみを使用した。図 5 は 1 年間の $P_{\%}$ の日射強度特性を示したものである。これを見ると、値は 80~95% に多く存在しているが、いくつかかけ離れた点も見られる。本来、「自然環境による影響」を全て取り除くことができれば、正常動作状態の $P_{\%}$ は 100% となる。しかし、今回は温度と日射強度による影響のみを評価しているため、100% にはならない。また、かけ離れた点に関しては、急激な日射変動に対する計測器(特に日射計)の追従遅れから生じる計測誤差によるものと考えられる。表 2 は標準太陽電池アレイ出力に対して一定基準(75%、80%、85%)を超える $P_{\%}$ の存在確率、及び正常動作状態にも関わらず「不具合による損失」が生じていると判定する確率(誤判定率)を示したものである。診断基準としては、正常動作状態であるのに不具合が生じていると判定することがなく、また、小さな「不具合による損失」を検出することができるような基準を選択することが望ましい。「75%ライン」と「80%ライン」の誤判定率を比較すると、その差は 1% であり、これは計測誤差によるものであると考えられる。そこで、本研究では誤判定率が少なく、より高い基準である「80%ライン」を性能診断の閾値とする。この場合、標準太陽電池アレイ出力に対して、温度と日射強度以外の「自然環境による影響」による損失に 20% の幅を持たせることを意味している。

なお、本章で解析を行ったシステム I は既に述べたように、4 月、9 月から 3 月については朝夕に影がかかるために、この期間については太陽高度が 30 度以上のデータのみを利用している。しかし、このように、一部のデータを除去しても全データの 83.7% を利用していることになる。つまり、影のかかる期間において、日射強度が 300[W/m²] 以上、且つ太陽高度が 30 度未満のデータは全体の 16.7%

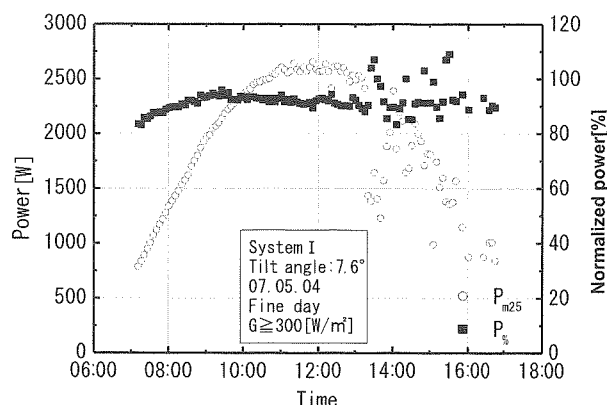


図 4 補正電力と規格化電力の一日の変化

Fig.4 Daily variation of compensated power and normalized power

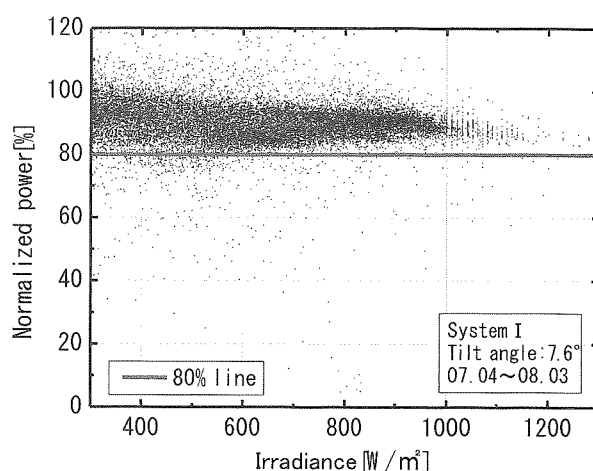


図 5 1 年間の規格化電力の日射強度特性

Fig.5 Irradiance dependence of normalized power for a year

表 2 規格化電力の存在確率

Table.2 Existence probability of Normalized power

	Ratio of pertinent data[%]	Ratio of erroneous decision[%]
≥ 75%	98.8	1.2
≥ 80%	97.8	2.2
≥ 85%	88.4	11.6

と少ないことがわかる。すなわち、07 年 4 月と 07 年 9 月から 08 年 3 月の太陽高度 30 度以下のデータを取り除いても、取り除かない場合(1 年中システム I に影がかからなければ取り除く必要がない)と比べてほとんど影響がないと推察される。この結果から、今回算出した閾値は年間を通して使用できると考えられる。

3.2 80%閾値の診断精度の検証

3.1 節では $P_{\%}$ を用いて、性能診断の閾値として 80% を使用する診断法を提案した。本節では設置されているシステム I に「不具合による損失」が生じていることを確認し、提案した発電性能診断の有用性について検討する。具体的

にはシステム I に時間と共に変化する損失である部分影が生じた場合と、時間に関係なく、恒久的に存在する損失である白濁化を模擬した場合を想定し、これらの「不具合による損失」の存在を「80%閾値」を用いて検証を行った。

3.2.1 時間と共に変化する損失が生じた場合の診断精度とその検証

「不具合による損失」の中でも、時間と共に変化する部分影がシステム I にかかった場合について、 $P_{\%}$ と 3.1.2 で提案した 80%閾値(誤判定率 2.2%)の関係を検討した。図 6 に各月における $P_{\%}$ の時間特性を示す。なお、図中の破線は 3.1.2 で求めた「不具合による損失」を判定するための 80%閾値である。図 6 から 9 月の $P_{\%}$ は早朝から 8 時にかけて、80%以下となることがわかる。一方、12 月の $P_{\%}$ は 9 時 30 分にかけて 80%を下回り、9 月に比べて 80%以下となる時間が延びている。そこで、この $P_{\%}$ の経時変化の原因を明らかにするため、08 年 1 月 17 日と 08 年 9 月 23 日についてシステム I の写真撮影を行い、 $P_{\%}$ の時間特性と写真とを比較した。

図 7 は 08 年 1 月 17 日と 08 年 9 月 23 日における $P_{\%}$ の時間特性であり、図 8(a)(b)はそれぞれ 08 年 1 月 17 日 9 時、08 年 9 月 23 日 7 時 30 分におけるシステム I にかかる影の様子を示したものである。また、図 9 は北側から見たシステム I とその周辺の概観を示したものである。なお図 9 には、南側(図の奥側)に設置されているシステム I、北側(図の手前側)に設置されているシステム II が写っている。図 8 から、日の出直後にはシステム I に時間と共に変化する部分影が存在することが明らかとなった。また、この図の時間における $P_{\%}$ は、図 7 中に示したようにいずれも閾値を下回っている。従って、図 7 の日の出直後の $P_{\%}$ が 80%閾値を下回る原因は、システム I 周辺に存在する建物の影による電力低下であると思われる。さらに、図 7 の 80%閾値を下回る時間帯は、図 9 の写真からして、日の出直後は屋上にある欄干部分の影である。また、1 月の日没直前の $P_{\%}$ の低下は、システム I の南側に設置されて

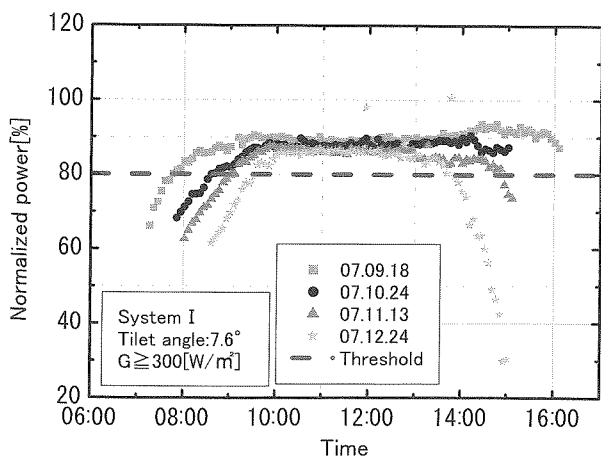


図 6 規格化電力の季節変化

Fig.6 Seasonal variation of normalized power

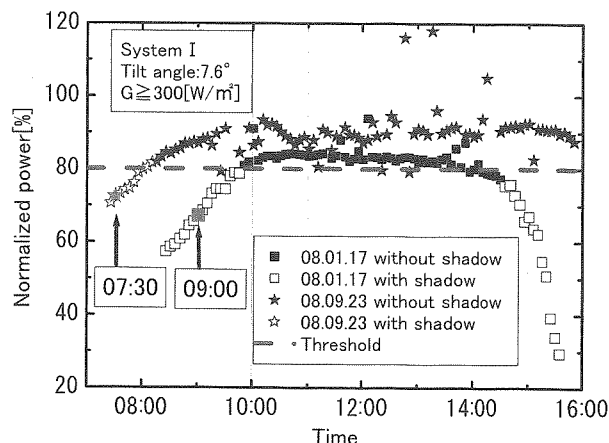
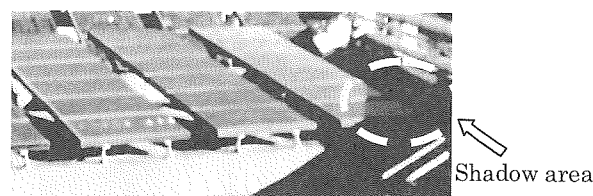


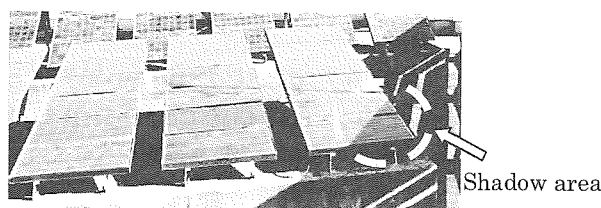
図 7 80%閾値を用いた影による出力低下の診断

Fig.7 Performance deterioration diagnosis of PV array by using 80% threshold



(a) 08 年 1 月 17 日の午前 9 時

(a) In January 17, 08', 9:00 a.m



(b) 08 年 9 月 23 日の午前 7 時 30 分

(b) In September 23, 08', at 7:30 A.M

図 8 システム I にかかる影の様子

Fig.8 An aspect of a shadow covered up System I

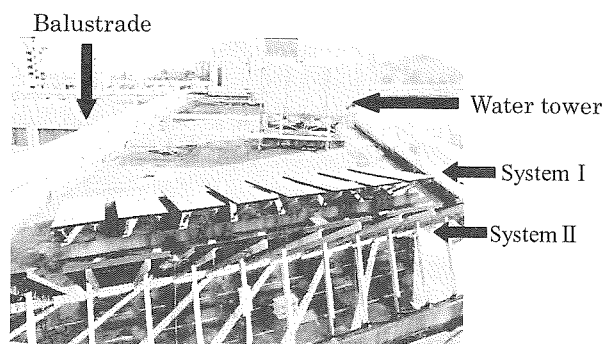


図 9 システム I とシステム II の概観

Fig.9 General view of system I and system II

いる給水塔の影に起因していることを確認している。PV アレイを構成するモジュールは 48 枚であり、そのうち 2 枚のモジュールの一部にしか影がかかっていないことを

考えると(図8参照)、この診断法で精度よく判定できることがわかる。なお、図7において白抜き各点は写真撮影によりパネル上に影を確認したときの値である。

以上の結果から、80%ラインを閾値として利用することで、 $P_{\%}$ がこのラインを下回る場合には、「不具合による損失」が生じている可能性が高い(誤判定率2.2%)と診断できる。

3.2.2 恒常的な損失が生じた場合の診断精度とその検証

「不具合による損失」には、影のように、ある時間帯にだけ存在する損失の他に、白濁化等のモジュール表面の劣化⁷⁾⁸⁾⁹⁾や回路故障⁵⁾、モジュールのガラス割れ⁸⁾などのように、時間帯に関係なく恒久的に発電電力を低下させる損失もある。白濁化やガラス割れになどによる故障は目視による点検により早期に発見することもできるが、PVシステムは屋根の上やビルの屋上などに設置されることが多く、設置場所によっては目視ができない場合もある。さらに、断線や表面に表れない劣化など、目視では確認できない故障が起こる場合もある。そこで、3.1.2で提案した「80%閾値」を用いてこれらの不具合による電力低下診断の可能性を検討した。

ただし、本項では、数多くの報告例があり⁸⁾⁹⁾、損失を模擬しやすい「白濁化による損失」を模擬して、80%閾値を用いた性能診断を行った。なお白濁化を模擬するにあたり、PVアレイに透過率20%の半透明フィルムを10枚(図10のA-6、A-7、B-6、B-7、C-6、C-7、D-5～D-8)、15枚(図10のA-6～A-8、B-5～B-8、C-5～C-8、D-5～D-8)貼り付けた。なお、白濁化の模擬は、最も損失が大きくなる場合を想定し、モジュール1枚につき、セル1枚に半透明フィルムを貼り付けた。

図11はシステムIにフィルムを貼り付けた場合の $P_{\%}$ である。フィルムを10枚貼り付けた場合の $P_{\%}$ は、フィルムが無い場合のそれよりも低下するものの、閾値を一部の時刻でのみ下回り、ほとんどの時間帯で超えていることがわかる。しかし、フィルムを15枚貼り付けた場合の $P_{\%}$ は標準太陽電池アレイ出力の70%から75%で推移しており、常に閾値を下回っていることがわかる。つまり、模擬した白濁化による損失の程度によっては電力低下の診断をしきれない場合もあるが、 $P_{\%}$ が80%閾値を下回った場合、システムIに「不具合による損失」が生じていると判定できることがわかる。また、実験に使用したシステムIはセルが1728枚で構成されていることを考慮すると、この方法により十分な精度で診断が可能であると思われる。

以上の結果から、80%ラインを閾値として利用することで、 $P_{\%}$ がこのラインを下回る場合には、「不具合による損失」が生じている可能性が高い(誤判定率2.2%)と診断できる。

4 発電性能診断法のPVシステムへの適用

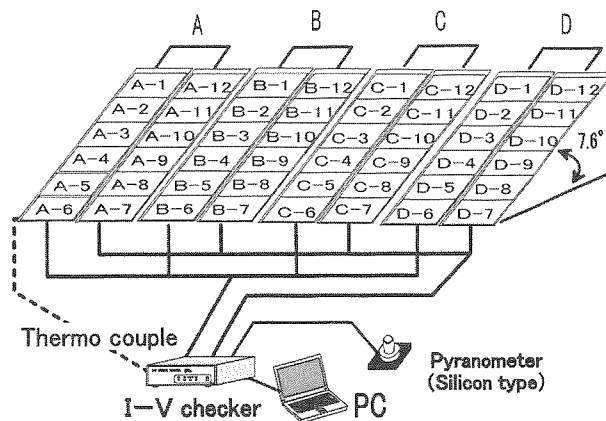


図10 システムIのモジュール構成
Fig.10 Module compositions of system I

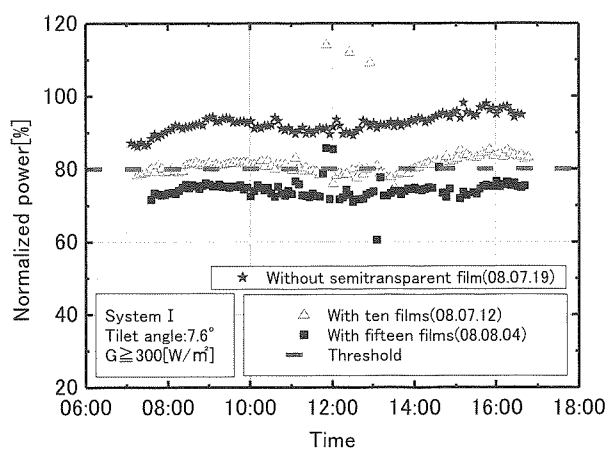


図11 システムIにフィルムを貼り付けた場合の規格化電力

Fig.11 Normalized power of system I with semitransparent films

3章ではシステムIを利用し、 P_m を基準状態に規格化した $P_{\%}$ と「80%閾値」を用いた発電性能診断の可能性とその精度について検討を行った。本章では、実用上重要である一般家庭に設置されているPVアレイとPCS等で構成されている住宅用太陽光発電システムに「80%閾値」を用いた診断法を適用し、その有用性について検討を行うことにする。ただし、本章では2.2で示したシステムIIを用いて取得したデータから解析を行った。なお、システムIIの発電電力はシステムI同様、直流側の P_m で評価を行った。 P_m の温度補正に関しては、システムIとシステムIIが同じ種類のモジュールで構成されているため、温度係数 $\alpha_{P_{max}}$ として $-0.43[\%/^{\circ}\text{C}]$ を使用した。

4.1 システムIIの発電性能診断のための閾値

図12は07年4月から08年3月までの計測データから算出した、システムIIにおける $P_{\%}$ の日射強度特性である。ただし、07年4月と07年9月から08年3月まではシステムIIに影がかかるため、この期間については太陽高度が

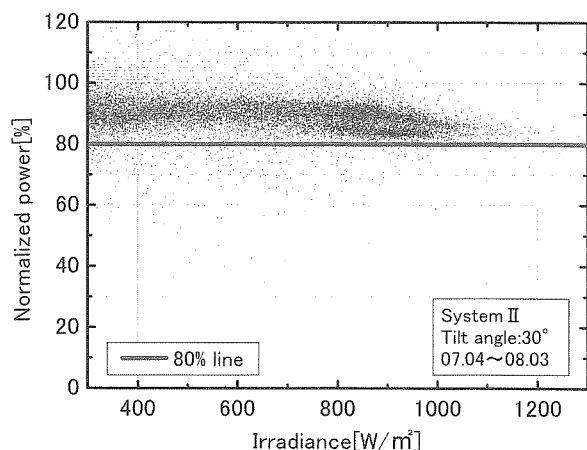


図 12 規格化電力の日射強度特性

Fig.12 Irradiance dependence of normalized power

30 度以上のデータのみ使用して評価を行った。システム I 同様、標準太陽電池システム出力に対して 80%以上となる P_g の存在確率を確認したところ、97.1%となった。よって、標準太陽電池システム出力に対しても前者と同様に、80%ライン(誤判定率が 2.9%)をシステム II の発電性能診断の閾値として使用することとする。

4.2 80%閾値の診断精度の検証

システム II についても影による電力低下診断を 80%閾値を用いて実施し、その閾値の診断精度を検証した。

図 13 は 07 年 9 月から 08 年 1 月における P_g の時間特性である。 P_g はシステム I の場合と同様に、7 時から 9 時にかけて P_g が閾値を下回っており、下回る時間は太陽高度が低くなるほど長時間に渡っていることがわかる。また、図 14 に 08 年 1 月 17 日 8 時におけるシステム II にかかる影の様子を示す。図 13 と図 14 を対応させて考えると、8 時の P_g は約 60%を示しており、この時、一番右端のモジュール群のうち 2 枚に部分的な影がかかっていることが確認できる。また、図 10 に示すシステム II の配置から、この影はシステムの東側にある欄干によりできた影であると考えられる。なお、この影が PV システムから完全に抜けた時刻は 10 時頃であることも確認した。

以上の結果より、システム II に関しても、 P_g が 80%閾値を下回った場合に、「不具合による損失」の存在を確認した。今回提案した「80%閾値」を P_g が上回っても、損失量が小さい不具合が生じている可能性はある。しかし、 P_g がこれを下回った場合には「不具合による損失」が生じている可能性が高い(誤判定率 2.9%)と判定できる。

5. まとめ

PV システムの普及に伴い、不具合を早期に発見するための性能診断方法の構築は、PV システムを効率的に運用するうえで重要である。本研究では、 P_m に影響を及ぼす

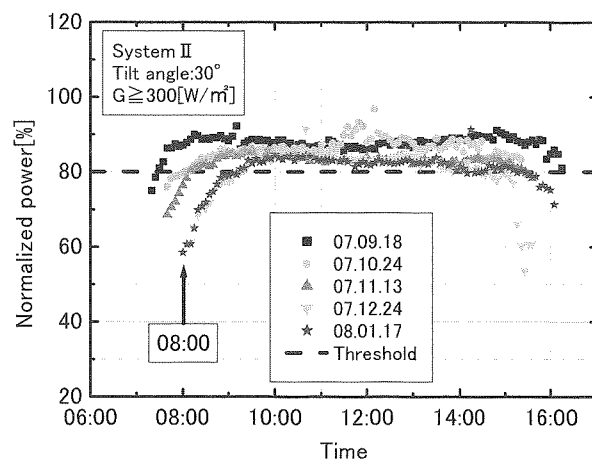


図 13 システム II の出力低下診断の例

Fig.13 Performance deterioration diagnosis of system II by using 80% threshold

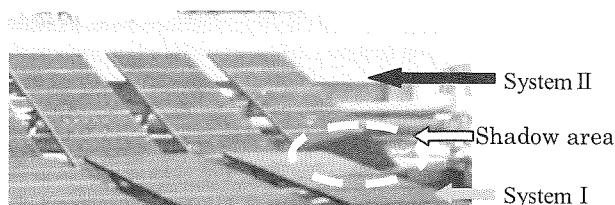


図 14 08 年 1 月 17 日 8 時におけるシステム II にかかる影の様子

Fig.14 An aspect of a shadow covered up system II in January 17, 08, 8:00 a.m.

電力低下のうち、温度と日射強度に基づく電力低下を補正し、基準状態に規格化した P_g と、診断基準の閾値を利用した発電性能診断法を提案した。そして、提案した方法により、不具合による電力低下診断の可能性について検証を行った。その結果を要約すると以下の通りである。

1. システム I で 1 年間に得られた P_m について、日射強度が $300[W/m^2]$ 以上、且つ損失がない状態での値を基準状態に規格化を行い、診断の基準となる閾値を決定した。その結果、標準太陽電池アレイ出力に対して 80%のライン(誤判定率 2.2%)を、発電性能診断の閾値として提案した。

2. 80%閾値を利用して発電性能診断の検証を行った。「不具合による損失」の要因として、一つは時間と共に変化する影を、もう一つは恒常的に存在する損失として白濁劣化を想定し、検証を行った。その結果、損失の程度によっては判定しきれない場合もあるものの、 P_g が閾値を下回る場合にはこれらの「不具合による損失」の存在が確認された。

3. 住宅用太陽光発電システムにおいて本診断法の有用性を検証するため、システム II の直流側 P_m を用いてシステム I と同様の評価を行った。その結果、システム II に関してもシステム I と同様に、標準太陽電池システム出力に

対して 80%ライン(誤判定率 2.9%)を発電性能診断の閾値としても差し支えないことが判明した。また、システムⅡを構成するモジュールの一部に影が存在した場合、 $P_{\%}$ が 80%閾値を下回った。この結果から、提案した方法が住宅用太陽光発電システムの発電性能診断に有効であることが明らかとなった。

以上の結果より、 $P_{\%}$ が 80%閾値を下回った場合、何らかの「不具合による損失」が発生している可能性が高く、提案した方法で実用的な精度でPVアレイの発電性能診断が可能であることが明らかとなった。従来、筆者らが提案した診断方法では「自然環境による影響」を一纏めにして閾値を決定していたため、温度が高くなる夏季の誤判定を避けるために「75%閾値」を用いることになった。本論文で提案したように温度補正を行うことによって閾値を 80%に向上させることが可能となった。すなわち、診断の精度向上に成功したことになる。また、今後「自然環境による影響」が特定でき、それを補正することができれば、その分閾値を向上させることが可能であり、診断精度の更なる向上の余地を残している。更に、 P_m は日射強度によって変動するため、従来の方法では値を見ただけで瞬時に判定することができなかった。しかし、今回提案した診断法は $P_{\%}$ を見るだけで判定可能であるため、初心者にも判定が容易である。

ただし、 $P_{\%}$ が 80%以上であっても、損失量の小さい不具合は存在しており、これを極力抑えるためには自然環境下における電力低下を定量的に評価し、補正を加える必要がある。そのため、今後更なる精度向上のためには、「自然環境による影響」について詳細な解析が必要である。

PV システムは、設置時の施工不良で予定通りの電力が得られないこともある。また、一部のモジュールに影や白濁化が生じれば、発電電力は大幅に低下してしまう¹³⁾¹⁴⁾。そのため、設置前に電力低下要因を極力排除し、効率的に運用できる環境を整える必要がある。更に、長期間の使用により、部分的劣化・汚れなどによる発電効率の低下は必至であり、劣化を放置することで損失が拡大する可能性もある⁵⁾⁹⁾。このような不都合をいち早く発見するために、我々の提案する発電性能診断の方法は、損失原因の特定はできないものの、PV システムを運転させながら、また短期間の計測データを用いて診断できる点で、「不具合による損失」の早期発見のための有効な方法の一つであると考えられる。

今回は一例として影と白濁化に起因する電力低下について診断方法の妥当性を検証したが、セルの劣化、ホットスポット、断線等に起因する電力低下も十分に判定可能と考えられる。すなわち、汎用性は十分にあると考えられる。

更に、提案した診断法を実用システムで検証するために、住宅用太陽光発電システムと同じシステムであるシステムⅡを使って検証した。その結果、システムⅡでも実用上十分小さな電力低下を判定できた。もちろん、この検証で

確認した電力低下は影に起因した損失であるが、提案の判定方法は電力低下が起こっていることを判定する方法であるから、その原因にこだわる必要はなく、十分な汎用性があると考えられる。今後、提案の判定方法を実際のシステムに数多く適用して、有効性を検証することを考えている。

参考文献

- 1) 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO), <http://www.nedo.go.jp>
- 2) 2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030), http://www.nedo.go.jp/informations/other/161005_1/161005_1.html
- 3) 「低炭素社会日本」をめざして(福田ビジョン) <http://www.kantei.go.jp/jp/hukudaspeech/2008/06/09speech.html>
- 4) 太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン http://www.nedo.go.jp/kankobutsu/pamphlets/shinene/taiyoukou_ft/taiyoukou_ft_kiso.pdf
- 5) 加藤：「住宅用太陽光発電システムの実運転性能調査に関する取り組み」太陽/風力エネルギー講演論文集, No.26, pp.133-136 (2007)
- 6) 大関 他：「太陽光発電フィールドテスト事業における運転特性評価及び現地調査~汚れに関する一考察~」太陽/風力エネルギー講演論文集, No.35, pp.165-168 (2007)
- 7) A. Kitamura 他："Long Term Degradation Phenomena of Crystalline Si Solar Modules" 12th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (Jeju, Korea), pp.757-758 (2001)
- 8) 菱川 他：「太陽電池モジュールの屋外暴露による出力変化」電気学会電力・エネルギー部門講演論文集, No.231, pp.663-664(2001)
- 9) 守田 他：「結晶系太陽電池モジュールの屋外暴露による外観変化と出力低下の関係」太陽/風力エネルギー講演論文集, No.76, pp.287 (2000)
- 10) 篠田 他：「部分影を持つ大型 PV システムの発電電力向上に関する一考察」太陽エネルギー学会講演論文集, No.12, pp.79-82 (2007)
- 11) 米倉 他：「定格値を利用した発電電力低下診断法」太陽エネルギー学会研究論文, Vol.27, NO.5, pp.49-57 (2001)
- 12) 長谷 他：「最適電力の日射強度及び温度依存性の評価方法」電気学会東海支部大会講演論文集, No.77, pp.39 (2003)
- 13) 山中 他：「太陽電池日射障害における半影の影響」太陽エネルギー学会研究論文, No.13, pp.83-86 (2007)
- 14) 小林 他：「小型太陽電池モジュールの汚れによる出力減少の軽減」, 電気学会論文誌 B, 126 巻 11 号, pp.1135-1140(2006)