

光ファイバを用いた太陽電池モジュールの 温度計測研究

Study on photovoltaic module temperature measurement using the optical fiber

安藤 健志^{*1}

Kenji ANDO

後藤 泰之^{*3}

Yasuyuki GOTO

酒井 浩太^{*2}

Kohta SAKAI

一柳 勝宏^{*3}

Katsuhiro ICHIYANAGI

雪田 和人^{*3}

Kazuto YUKITA

依田 正之^{*3}

Masayuki YODA

Abstract

In Japan, the sun shine project started about 40 years ago. One of the purposes of this project was spreading renewable energies. Particularly, the spread of photovoltaic generation systems have been progressed. Recently, the installation of photovoltaic generation systems for residential have already reached 1 million units in total. Usually photovoltaic generation systems are believed safe and maintenance-free. However, some failures and accidents on the photovoltaic generation systems have been several reported. In this paper, the method to measure the temperature of photovoltaic module using the optical fiber is proposed. Because it means that it can be found failure occurrence immediately of the photovoltaic modules to know the temperature characteristics of them. In addition, the most accurate condition to attach the optical fiber and the correlation between the hot spots and the shadows on the photovoltaic module are reported.

キーワード：太陽電池モジュール，光ファイバ，温度計測，ホットスポット，影

Key words: photovoltaic module, optical fiber, temperature measurement, hotspots, shadows

1. はじめに

オイルショックを契機に 1974 年にエネルギー問題と環境問題の抜本的解決を目指してサンシャイン計画が始まり，太陽光発電は中心的な位置付けとして，特に商用系統への影響，発電特性などを六甲アイランドなどで実験検証を行う一方，補助金が実施され早 40 年が経つ⁽¹⁾。また，この間，太陽光発電の国内における導入目標量は 2020 年に 2005 年度の 20 倍，2030 年に 40 倍として各種施策が講じられてきた⁽²⁾。近年，補助金，全量買取制度などの効果により堅調に普及拡大し，平成 24 年 7 月には，住宅用の太陽光発電システムの設置が累計 100 万戸を突破したとの報告もある⁽³⁾。今後も増減はあるものの普及拡大は続くものと考えられる。

太陽光発電システムを風力発電の装置と比較した場合，増速機や発電機などの稼働部がなく，保守管理の必要性は無いものと思われがちであり，太陽光発電システムを導入した需要家は，保守・点検に対して殆ど無関心である。このため太陽光発電システムの太陽電池モジュール単位やストリング単位で故障が発生しても，発電量の低下が顕著でないため，需要家が故障発生に気づかない事例が多々あると考えられる。一方，設置してから数年以上経過した太陽

電池においては，ホットスポットの発生などの様々な不具合や故障が報告されている⁽⁴⁾。太陽電池の異常は発熱を伴うことが多く，如何に早く確実に大面積の太陽電池の異常温度を検出できるかが重要である。太陽電池モジュールの裏面温度計測には，接触型の熱電対を用いる方法，赤外線カメラを用いる方法などが提案されている⁽⁵⁾。しかし，これらの方法ではメガソーラーのような広大な太陽電池を連続且つ高精度に観測することは困難である。

本論文では，光ファイバセンサと，ラマン散乱光の原理⁽⁶⁾を応用した温度計測を太陽電池モジュール裏面温度計測に用いる手法を提案する。この手法は，大面積の太陽電池システムの時々刻々変化する太陽電池モジュールの温度が把握でき，その不具合も即座に発見できるものと期待できる。この手法の有効性を，10kW の太陽光発電システムを用いて実験検証し，さらに温度センサとしての光ファイバの設置条件，および影による太陽電池の発熱の検出に成功したので，その方法と結果について報告する。

2. ラマン散乱光を用いた温度計測方法

光ファイバとラマン散乱光による温度計測の方法は，光ファイバにレーザーパルス光を入射すると光ファイバの各部で各種後方散乱（反射）が発生し，その入射光の一部が入射部分に戻ってくる。これらのうちラマン散乱光には，レイリー散乱光，ストークス光，アンチストークス光の 3 種類がある。光パルス波長より長波長側に発生するストークス光と短波長側に発生するアンチストークス光の強度比は，温度に比例して変化する。この 2 つの波長の違いを分

*1 日東工業株式会社（〒480-1189 愛知県長久手市蟹原 2201 番地） e-mail: ke.ando@nito.co.jp

*2 愛知工業大学大学院 工学研究科 大学院生

*3 愛知工業大学 工学部 教授

(原稿受付:2014 年 2 月 14 日)

離，検出し，その強度比から光ファイバ各部の温度を求める．また，温度計測箇所に関しては，光ファイバ内の光の伝搬速度と伝搬時間から伝搬距離を割り出し，計測箇所を特定する．ラマン散乱光を用いた温度計測方法の原理と散乱光の強度変化を図1と図2に各々示す⁽⁷⁾．

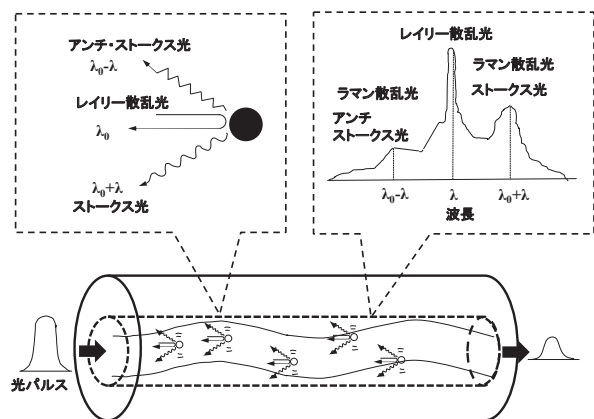


Fig. 1 Principle of the thermometry using the optical fiber.

図1 光ファイバを用いた温度計測の原理⁽⁷⁾

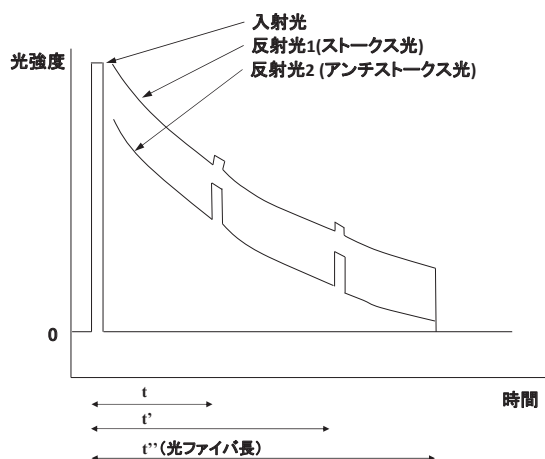


Fig. 2 Change in scattered light intensity.

図2 散乱光の強度変化⁽⁷⁾

3. 光ファイバセンサ温度計測システム

本論文で使用する計測システムは，光ファイバ，レーザー入射・分離計測装置，データ処理用パソコンにより構成されている．本計測システムの構成を図3に示す⁽⁸⁾．

光ファイバによる温度計測方法の特徴としては，

- 1) 光ファイバ部分への電力供給が不要．
- 2) 連続・時系列にて温度計測が可能．
- 3) 光ファイバ部分に電流が流れないため計測雰囲気の静電，電磁的な影響を受けない．

などがある．

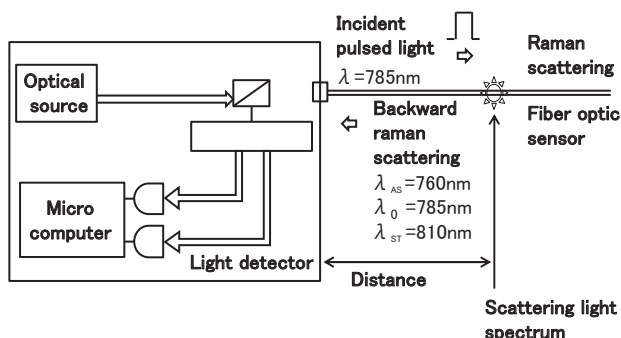


Fig. 3 Composition of the measurement system.

図3 計測システムの構成⁽⁸⁾

4. 太陽光発電システムと表面温度分布

本論文で提案するラマン散乱光の原理を用いた太陽電池モジュールの裏面温度測定実験を行った．図4に実験に使用した太陽電池アレイを示す．今回温度測定実験に使用した太陽光発電システムは，最大出力167Wのモジュールを6直列で1ストリングとし，10ストリングが並列接続され，接続箱，インバータを介して商用電力系統に連系し，設置後，約15年経過している．このためシステムの一部の太陽電池モジュールには経年劣化によるものと思われるホットスポットが数か所存在している．

図4の太陽光発電システムのモジュールに発生したホットスポットの場所の外観，その部分を赤外線カメラにて計測した画像を図5に示す．ここで，赤外線カメラは，FLIR⁽⁹⁾のものを使用している．



Fig. 4 Appearance of the photovoltaic generation system.

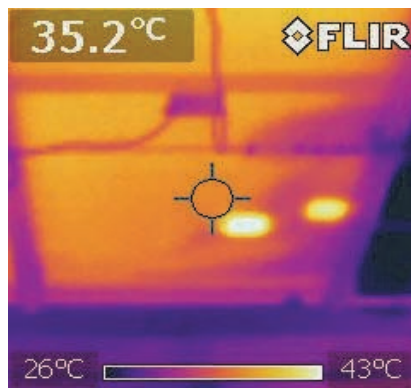
図4 太陽光発電システムの外観

図5に，デジタルカメラのモジュール背面画像を(a)，赤外線カメラの画像を(b)に示す．赤外線カメラの画像(b)において温度が高い白色セル部分がある．赤外線画像の設定温度範囲は26℃から43℃であり，他の部分は35℃程度，白色部は43℃以上である．8℃程度の差であるが局所的であり，この部分でなんらかの不具合が始まりつつあるか，すでに起こっている状況にあるものと考えられる．



(a) Image of the digital camera.

(a) デジタルカメラの画像



(b) Image of the infrared camera.

(b) 赤外線カメラの画像

Fig. 5 Solar panel in which the hot spot is arising.

図5 ホットスポットが発生している
太陽電池モジュール

5. 光ファイバセンサの選択

光ファイバセンサを温度測定に使用する場合、測定温度にあった光ファイバを選択する必要がある。ラマン散乱光による温度測定に使用する温度センサ用光ファイバは種類により測定できる温度範囲が異なる。光ファイバの種類による測定範囲を表1に示す。今回、使用する光ファイバセンサは、前述のモジュール温度上昇値やその裏面への設置の作業性などを考慮し、単心光型を用いることにした。単心光型の構造断面図を図6に示す⁽¹⁰⁾。

表1 光ファイバの標準仕様

Table 1 Standard specification of optical fiber.

種別	ノンメタリック平型	SUS管内蔵型	単心光型	PVC被覆付保護銅管型
温度範囲	-20~70℃ (連続) 150℃以下 (短時間)	-20~75℃(標準) -200~60℃(低温用) -20~300℃以下 (高温用)	-20~75℃ (標準)	-20~75℃ (標準)
サイズ	2*4mm	直径1.4~3.2mm	直径3~5mm	直径2.5mm

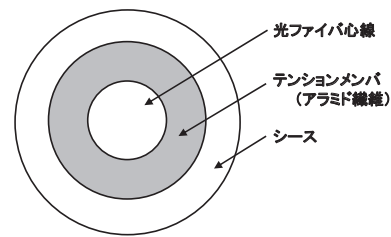


Fig. 6 Tectonic profile.

図6 構造断面図

6. 光ファイバセンサの設置方法と温度測定精度の確認

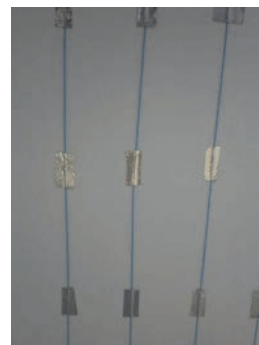
光ファイバセンサによる温度測定を実施するにあたり、光ファイバの測定精度を調べるため、基礎的な実験を行なった。図7に示すように、2枚の太陽電池モジュール裏面に2種類の光ファイバの設置方法の温度の測定精度比較実験を行なった。下記に示す2つの条件の温度測定は、2枚のモジュールに光ファイバ1本を使用し、同時に測定を行っている。

- 1) 光ファイバをモジュール1枚に連続に九十九折に直線で設置した条件 (図7中の左のモジュール)
- 2) 約2mの光ファイバをモジュールの構成単位のセルの大きさに合わせ、直径約70mm、円周長200mmで環状に10回巻いて束ねたセンサを、モジュール1枚に96個設置した条件 (図7中の右のモジュール)



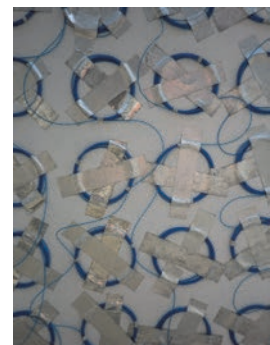
(a) The back surface of the PV.

(a) 太陽電池モジュール裏面



(b) Enlarged view <Left>.

(b) 拡大図<左>



(c) Enlarged view <Right>.

(c) 拡大図<右>

Fig. 7 The back surface of the PV modules of temperature test.

図7 比較実験太陽電池モジュール裏面

上述 2 条件の温度測定の精度比較を行うため、温度変化を顕著にする目的で、太陽電池モジュールの各セルの始端部と終端部を冷水で冷やし、それぞれの設置条件における光ファイバの温度変化を測定した。結果を図 8 に示す。光ファイバを直線状で設置したモジュールの光ファイバの長さはモジュールの縦の長さ 1.35m の 8 倍に余長を加え、ほぼ 30m であり、温度の変化を精度よく検出する事が出来ていない。しかし、約 2m を円状に束ねて設置したものは全長が約 250m であり、先端と後端 2 点の温度が確実に下がっており、測定精度が直線状より高いことが分かる。以上の結果から、光ファイバを用いて太陽電池モジュールの温度測定を行う場合、光ファイバを環状にして設置しなければ十分な測定精度が得られないことが確認できた。

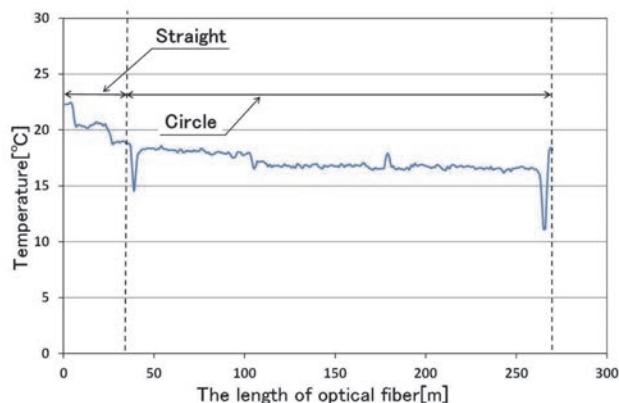


Fig. 8 Thermometry at the overall length.

図 8 全長での温度測定

7. 最適な光ファイバ温度センサの決定

光ファイバを環状に束ねて設置する場合、全長 2m が最適なかどうかを確認するため、簡易的な実験を行った。熱源としては市販のカイロを使用し、発熱させ、その上に直線状と直径、約 70mm、円周長 200mm の環状に束ねた光ファイバを置く。これらを使用し、板厚 30mm の机の上で実験を行った。実験試料は環状のものは全長 1m(5turns), 2m(10turns), 3m(15turns)の 3 種類、直線とあわせて 4 種類であり、各試料をそれぞれ 5 個用意した。5 つのカイロ間は光ファイバの余長を 1m とし、間隔をとっている。5 つのカイロの右端と左端の表面温度と周囲温度を熱電対で測定した。実験試料の様子を図 9 に示す。

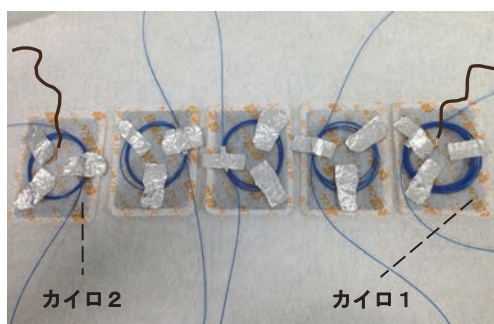
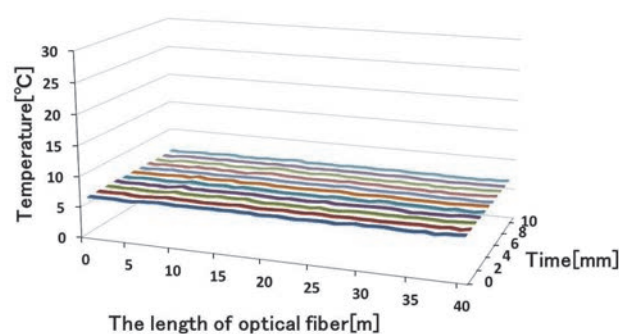


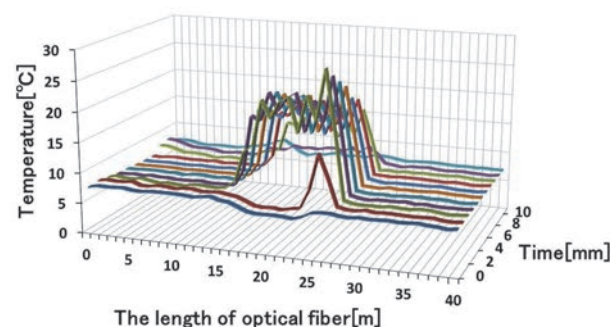
Fig. 9 Thermometry method using body warmer (@2m).

図 9 カイロを用いた温度測定方法(全長 2m)



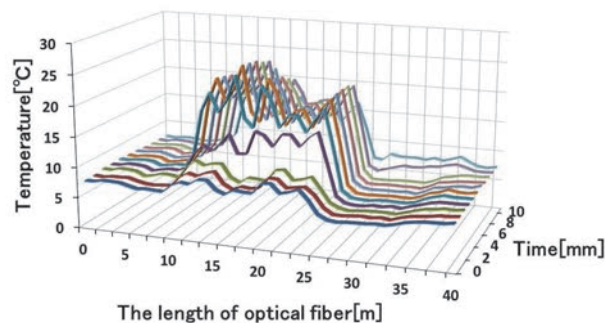
(a) A straight line

(a) 直線状



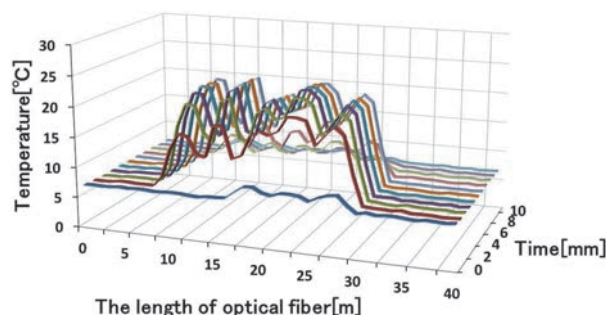
(b) Fiber 1m (5turns)

(b) 光ファイバ 1m(巻数 5 回)



(c) Fiber 2m (10turns)

(c) 光ファイバ 2m(巻数 10 回)



(d) Fiber 3m (15turns)

(d) 光ファイバ 3m(巻数 15 回)

Fig. 10 Thermometry in body warmer.

図 10 カイロでの温度測定結果

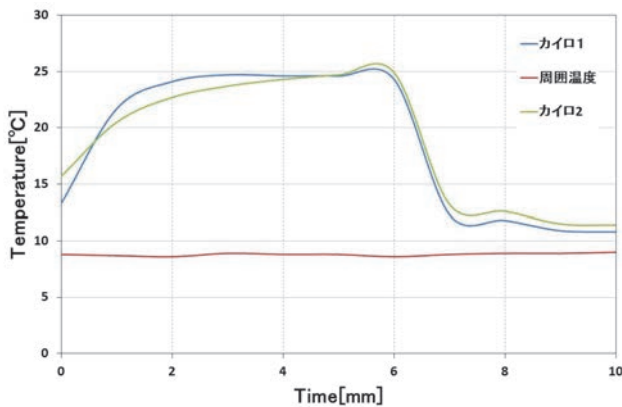


Fig.11 Thermometry by using thermocouples

図 1 1 熱電対による温度測定結果

図 1 0 は縦軸が温度、横軸が光ファイバの長さ、奥行きが時間を示す。4 種類の試料の実験結果を見ると、巻き数が増えるほど 5 つの温度の山が顕在化することが見て取れる。図 1 1 に熱電対を用いた測定結果の一例として、光ファイバ 3m の場合の結果を示す。図 1 1 のカイロ 1 は前述図 9 の右端、カイロ 2 は左端のカイロの温度を示す。測定時間は、どの試料においてもほぼ 10 分間である。カイロが断熱状態でなく、実験環境温度が 9°C 程度しかないため、放熱によりカイロ温度自体も 25°C 程度で熱平衡に至り、7 分程度経過すると 20°C ほど温度が低下する。この温度変化にも追従できていれば、光ファイバを用いた温度測定は有効といえる。そこで、4 種類の実験試料の有効性を熱電対の温度との比較により検討した。図 1 0 (d) と図 1 1 における 3m の試料の温度は 20°C と 25°C と、5°C の誤差があるが、温度の時間変化は整合しているように見える。ここで 1 分毎のカイロ 1 とカイロ 2 の温度を光ファイバと熱電対の温度測定データ 11 個で相関係数をとることで、相関の有意差を調べた。データ対の相関を見る場合、その相関係数の有意性は統計検定手法で標本の大きさと危険率の設定で異なり、 r 値で判断できる。今回、一部の相関係数がマイナスにふれたため、両側の危険率 1% で判定することにした。本来、各データ対を記すべきであるが、紙面の都合上、各条件での相関係数のみを示す。11 データ対における上述の条件での判定 r 値は 0.73 であり、各データ対の相関係数がこの数値より大きい場合、有意と判断される⁽¹¹⁾。これらの検討結果を表 2 に示す。

表 2 各試料の光ファイバと熱電対の温度の相関

Table 2 Correlation of the temperature between the fiber sensor and the thermocouple.

 $r: 0.73$

	カイロ 1	カイロ 2	有意差
直線	0.37	-0.15	なし
1m (5turns)	-0.28	0.37	なし
2m (10turns)	0.89	0.99	あり
3m (15turns)	0.94	0.97	あり

これらの結果、光ファイバは 2m 以上でないと熱電対との相関がなく、2m 未満は今回の用途での温度センサとしては使用できないことが明確となった。また巻き数が大きいほど温度検出の性能の向上が認められる。しかし、今回の実験方法においては、巻き数が大きくなることによりセンサ部の熱容量が大きくなり吸熱するため、実際の温度より 5°C ほど低下したものと考えられる。電熱ヒータなどを使用し、光ファイバの被覆外面温度も測定し、これが熱平衡に至るまで実験を行うことにより、正確な温度データが取得できたものと考えられる。しかし、今回のような簡易的な実験においても、光ファイバによる温度測定は有効であることが明確に出来たと考えられる。2m よりも 3m の方がより測定精度が向上するものの、設置コストを考えた場合は 2m でも十分相関が得られたことから、2m でよいと考えられる。

今回のモジュール 1 枚に使用した光ファイバの長さは図 8 から分かるように、余長も入れて約 250m と考えられ、光ファイバのコストは 50 円/m とすれば、1 モジュールに必要なコストは 12,500 円となる。

太陽電池全面でなくても、火災の原因となりやすいモジュール裏面のジャンクションボックスに設置するのであれば相当なコストダウンになる。あらかじめジャンクションボックスに入れておくことも考えられるが、施設時に光ファイバを接続する必要があるため、融接作業が必要になるか、光ファイバ用コネクタを付けておく必要がある、事前にモジュールに光ファイバをつけておくことがコストの低減に繋がるかどうかは現状検討の余地がある。

8. 光ファイバセンサによるモジュール異常発熱検出実験

以上の実験結果および検討から、今回は光ファイバ、約 2m を環状にしたセンサを使用し、発電している太陽電池モジュール裏面の温度分布を測定することにした。前述のホットスポットが数箇所ある 10kW の太陽光発電システムの、太陽電池モジュール 1 枚に前述の環状光ファイバを設置し、モジュール面全体の温度測定を実施した。測定結果の一例を図 1 2 に示す。同図は、ある 1 日の 5:00 から 20:00 までの温度変化を 1 時間毎に示している。この日の天候はくもり時々晴れであった。ここで 15:00 のモジュール温度について注目すると 2 か所において他に比べ極端に温度上昇していることがわかる。これはホットスポットであると考えられたため、赤外線カメラを用いて太陽電池モジュール裏面の観測を行った。図 1 3 (a) に示す様に 2 点において、ホットスポットを確認した。

さらに図 1 3 (b) にセルとの対応が分かりやすいように太陽電池モジュール表面のセル番号との対照図を載せている。図 1 3 (a) に発電時の裏面に赤外線カメラ画像と対応するセル番号を示す。この対応からすると、セル番号 70 と 91 が発熱していることがわかる。

したがって、本計測手法が太陽電池のセルに発生しているホットスポットの発見には有効であることがわかる。

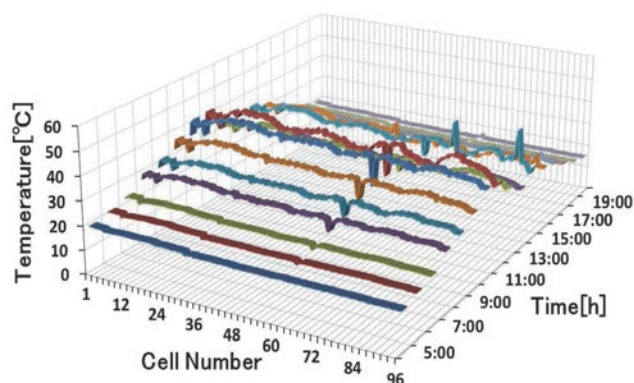


Fig. 12 Measurement result of the temperature.

図 1 2 温度測定結果

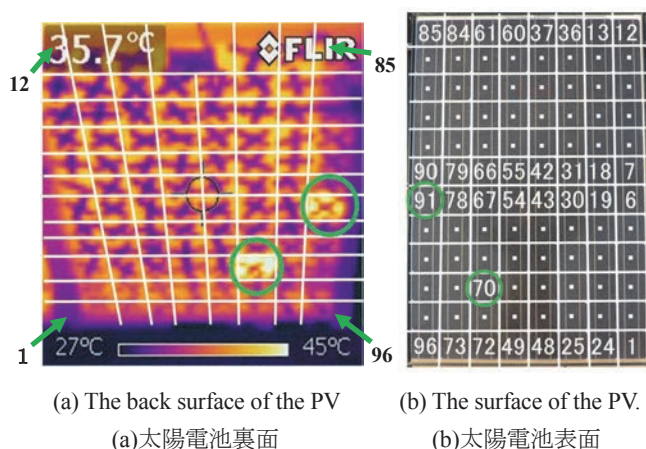


Fig. 13 Correspondence with the cell number (Hot spot points).

図 1 3 セル番号との対応 (ホットスポット箇所)

図 1 3 (b)のセル番号は九十九折になっており、番号 37 と 60 のセルの裏面にジャンクションボックスが設置されている。また図 1 2 に示す環状光ファイバによる温度測定結果のセル番号 60 の温度が他の部分の温度より低いのは、ジャンクションボックスの表面温度を測定しているためである。すなわち、ジャンクションボックス内部のバイパスダイオードが何らかの理由で異常発熱した場合に、ジャンクションボックスの表面温度が上昇し、これが検出可能であるものと考えられる。

ここまでの実験では、太陽電池モジュール裏面に光ファイバを約 2m の環状に束ねて設置し、測定日の 5:00 から 20:00 において 1 時間おきに温度測定を行った。しかし、この方法では各 1 時間以内で太陽電池モジュールの各セルに起こる発熱の移動状態を検出することが出来なかった。そこで、測定時間の間隔を細かくすることで、太陽電池のモジュール全面の温度変化がよりわかりやすくなると考え、4:00 から 20:00 まで、1 分間おきに温度測定を実施した。

ある測定日に 4:00 から 20:00 までを 1 分間隔で測定した結果、15:00 から 17:00 の間に太陽電池モジュールのセルが発熱する場所が確認できた。その中でも発熱がより顕著に見られた 15:00 から 16:00 までの温度変化を図 1 4 に示す。15:00 から 15:30 までは、セル番号 70 や 91 付近で見られた発熱箇所がセル番号 47 付近に移動しているのが確認でき

る。さらに 15:30 から 16:00 までは、セル番号 47 付近で現れていた発熱箇所がセル番号 44 付近に移動しているのが確認できる。

このような発熱箇所の時刻による変化が起こった原因として、モジュール上にできる影の動きが考えられた。今回の実験に使用した太陽光発電システムの太陽電池の横には様々な機器が設置されているため、発熱が見られたモジュールの各部には、夕刻には其々の時間帯に部分影ができていた。図 1 5 は、15:00 から 16:00 までの間でモジュールにできる影の移動の様子を示したものである。同図(a)から(c)にかけてモジュール上に影が移動していることがわかる。白丸で囲んだ箇所が本計測において発熱が見られた部分である。これらの影の移動に伴ってモジュールの発熱の発生箇所も変化している。そのため、影の移動と太陽電池モジュールの発熱箇所には、相関を認めることが出来ると考えられる。また、太陽電池モジュール上に出来た影により、影の出来た部分が発熱するため、太陽電池の劣化を促進することが考えられる。

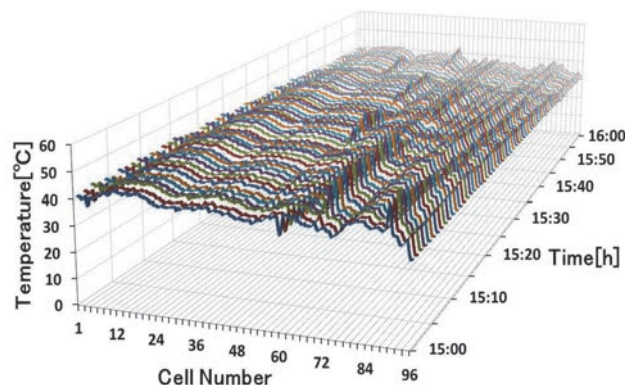


Fig. 14 Measurement result of the temperature.

図 1 4 温度測定結果

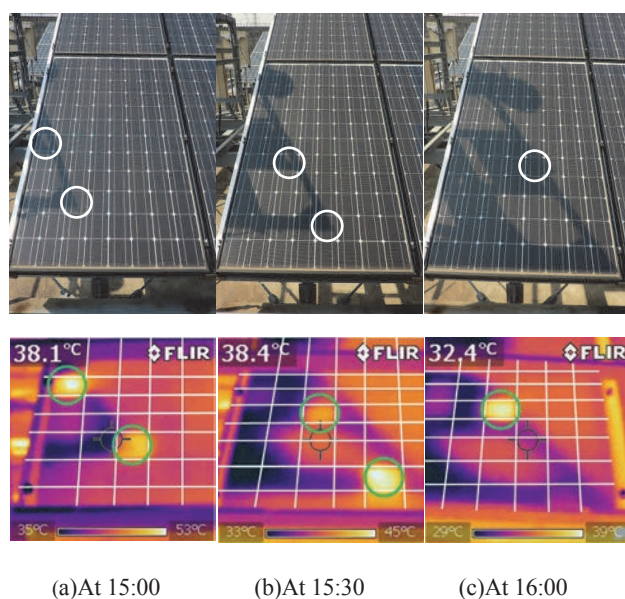


Fig. 15 Movement of a shadow on the PV module

図 1 5 太陽電池モジュール上の影の動き

9. まとめ

光ファイバセンサとラマン散乱光の原理を応用した温度計測手法を太陽電池モジュール裏面温度計測手法として使用できることを実証した。今回の簡易実験で、2mの光ファイバを環状に束ねた状態で設置することが妥当であることを熱電対による温度測定結果との相関検定により明確にした。今回実証した手法は、時々刻々変化する温度特性も把握することができ、太陽電池モジュールの不具合に対しても即座に発見できるものと期待できる結果を得た。また、影に関する実験結果から夕刻の影によるホットスポットの発生を検出することができた。さらに発熱が顕著に見られた時間帯の結果を分析し、太陽電池モジュール全体の時間帯における温度変化についてより詳しい実験を行った。その結果、部分影のできる場所と発熱箇所には強い相関があることを確認した。

今後の課題として、本計測手法を実用化するには、7章の後半で言及したコスト、モジュールごとの光ファイバ設置における光ファイバの接続作業の問題がある。また、光ファイバ環状センサにおいては、太陽電池モジュールの形、材質、大きさによって光ファイバを環状にする長さやこの環状光ファイバを固定する方法が異なる。さらに、光ファイバ環状センサを太陽電池モジュール裏面のセル1箇所数に数m使用する必要があるため、耐環境性にすぐれ、長期間固定できる設置方法の研究開発が必要である。

謝辞

本研究を遂行するにあたり、平成22年度愛知工業大学総合研究所 プロジェクト研究Bによる助成、平成25年度プロジェクト研究Aによる助成、私立大学戦略的研究基盤形成支援事業「ナノ材料制御技術による新規太陽光エネルギー利用統合技術の創出」の助成および日立電線株式会社関係者各位に感謝の意を表します。

参考文献

- (1)小林広武:「太陽光発電システムの系統連系技術」, OHM, 1992年2月号,p.22-28
- (2)経済産業省ホームページ, 太陽光発電導入量の年度展開
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g81125a03j.pdf>
- (3)Jpea 報道資料,
<http://www.jpea.gr.jp/pdf/t120517.pdf>
- (4)加藤和彦:「太陽光発電システムの不具合事例ファイル PVRessQ! からの現地調査報告」, 日刊工業新聞社, 2010
- (5)加藤和彦:「太陽光発電システムの不具合事例の分析・評価(1)」, 太陽エネルギー vol.33, No 4, pp.69-74, 2007
- (6)光ファイバ温度分布計測装置: jpowers ホームページ,
<http://www.jpowers.co.jp/opthermo/spec/>
- (7)木下正生: 光ファイバ温度計を利用した船舶火災感知, 日本船舶海洋工学会誌, 第2号(平成17年9月) p.60-67
- (8)加藤一: 光ファイバセンシング--熱センシングとその応用--, プラントエンジニア 41(11), 2009年11月, p52-57
- (9)赤外線カメラ: FLIR ホームページ,
<http://www.flir.com/thermography/apac/jp/content/?id=15630>
- (10)坂斉典, 二宮貴之, 雪田和人, 後藤泰之, 一柳勝宏, 山田秀夫: 「太陽光発電システムにおけるパネル温度測定に関する考察」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, Vol.2011.9, p.243-246
- (11)現代実務統計講座テキストⅡ, 実務統計研究会編, 統計数値表, p.5, 1965