

影のかかる太陽光発電システムの 発電電力向上に関する研究

Study on power output improvement of PV system with shadow

篠田 芳幸^{*1} 山中 三四郎^{*2} 河村 一^{*3} 大野 英之^{*2} 河村 英昭^{*2}
Yoshiyuki Shinoda Sanshiro Yamanaka Hajime Kawamura Hideyuki Ohno Hideaki Kawamura

Abstract

The authors are studying the influence of shadow on power output of PV system. It is generally known that the power output is remarkably reduced by partial shadow on PV array. In this paper, it is described at first that the time variation of partial shadow on PV array can be estimated from array voltage and current. Secondly, we propose two methods to improve the power loss due to partial shadow.

The first method is a method for changing array wiring in order to minimize influence of partial shadow on PV array. It is proven from computer simulation that a power output improve 5.3% by this method. The second method is a method for carrying out MPPT control in each string. Power output improve 9.8% by this method.

キーワード：太陽光発電システム、影、改善、配線、MPPT、ストリング

Key Words：Photovoltaic system, shadow, improvement, wiring, MPPT, string

1. はじめに

太陽光発電システム（以下「PVシステム」という）は、太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する発電方法である。そのため、入射する太陽光が周囲建造物等により遮られると、発電電力が低下する。従って、PVシステムは年間を通して影のかからない場所に設置することが望ましい。しかし、人の住む場所では多くの建造物があり、年間を通して全く影のかからない場所は少ない。また、影のかからない場所にPVシステムを設置しても、設置後にマンション等の高層建築物が周囲に建ち、影がかかることもある¹⁾。今後、「低炭素社会・日本」をめざして²⁾、PVシステムの設置が増えていくにつれ、このようにPVシステムに影のかかる事例が増えるにことが考えられる。そのため、設置後に影のかかったPVシステムの発電電力を改善する方法が必要になってくる。

PVアレイには部分影がかかっても大きな出力低下を抑制する機能がある。それは、PVアレイを構成するPVモ

ジュールに故障防止の為に取り付けられているバイパスダイオードが働くためである。しかし、このバイパスダイオードが働くことで、発電に寄与しない無駄が生じる。その部分を極力少なくすることで、発電電力を向上させることが可能になる。

本論文では、まずPVアレイの最大出力動作電圧と電流の経時変化を用いて影の状態を推定する。そして推定した影を用いて、(1)アレイを構成する配線を変更する方法、(2)ストリング毎に最大電力点追従制御（以下「MPPT制御」という）を行う方法、の2通りの方法によって発電電力の向上の検討を行った。この結果、アレイの配線を変更する方法が電力向上に有用であることが明らかになった。

2. 部分影を持つ大型PVシステム

名城大学共通講義棟南館屋上に大型PVシステムが設置されている。そのPVシステムの仕様を表1に示す。当PVシステムは図1に示すように、モジュール14枚を直列に接続したストリングを18並列にして、パワーコンディショナを通して系統連系されている。1枚のモジュールには48枚のセルが直列に接続されていてセル16直列に1個のバイパスダイオードが並列に接続されている。したがって、1枚のモジュールには3個のバイパスダイオードが接続されている。また、1ストリングに1個のブロッキング

^{*1} 名城大学大学院理工学研究科 大学院生
現在京セラ株式会社勤務

^{*2} 名城大学理工学部 教授
(〒468-8502 名古屋市中区白区塩釜口一丁目501番地)
e-mail: yamanaka@ccmfs.meijo-u.ac.jp

^{*3} 名城大学理工学部 准教授
(原稿受付：2009年2月2日)

表 1 名城大学 40kW PV システムの仕様
Table.1 Specification for 40kW PV system in Meijo University

PV system	
Array maximum power (STC)	40.3 kW
Maximum power voltage (STC)	319.2 V
Maximum power current (STC)	126.4 A
Array configuration	14 series 18 parallel
azimuth from north	120 °
inclination from the horizon	20 °
Measuring system	
Pyranometer	Eko Instruments Trading Co., Ltd. MS-601
Thermometer	Makino Applied Instruments Inc TK101A

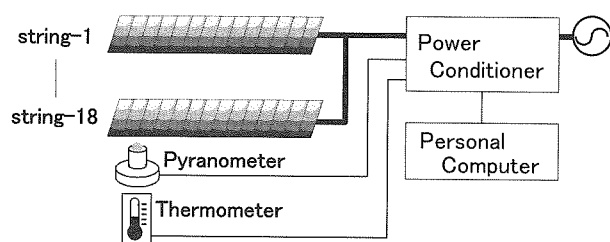


図 1 PVシステムの構成と計測システム
Fig.1 PV array and measuring system

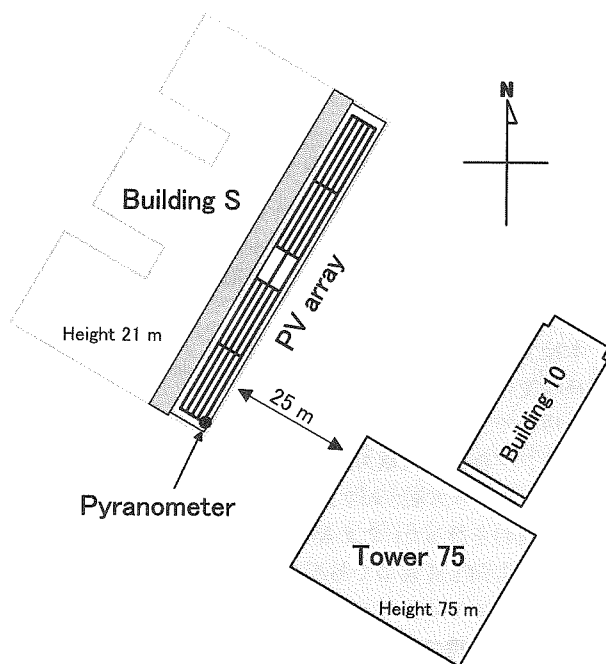


図 2 PVアレイとその周囲環境
Fig.2 PV array and ambient environment

ダイオードが直列に接続されている。パワーコンディショナは自励式電圧制御型のインバータを採用している。このパワーコンディショナは山登り法によって MPPT 制御をおこなっている。

データは、パワーコンディショナの直流側の最大出力動作電圧と電流および交流側の動作電圧と電流を 6 秒間隔

で 10 回計測し、1 分間の平均値を記録している。また、気温は PV アレイ背面側に設置した気温計にて計測し、日射強度は PV アレイの南東角に同条件で設置した全天日射計にて計測している。

図 2 は PV アレイの設置場所とその周囲環境を示した概略図である。PV アレイ中の太線で示した枠はそれぞれのストリングを示している。また、細線の枠はモジュールを示しており、ストリング内のモジュールは直列に接続されている。PV アレイは、地上約 21 m の名城大学共通講義棟南館屋上（Building S）に設置されている。図から明らかなように、PV アレイを設置した講義棟の南東方角約 25 m の位置には、当大学の高層棟である高さ約 75 m のタワー 75 が建っている。

3. PV システムの発電出力

図 3 は 2007 年 10 月 21 日（快晴日）の PV アレイの最大出力動作電圧と電流の経時変化を示している。図中の実測値から、最大出力動作電圧の一時的な低下や最大出力動作電流の段階的な変化が確認できる。このような最大出力動作電圧や電流の変化は正常な PV システムでは発生しない。また、これら最大出力動作電圧と電流の変化する時間帯には、周囲の建物による影が PV アレイにかかっていることを写真撮影によって確認している。そのため、最大出力動作電圧や電流に変化が現れたのは PV アレイに影がかかったためと考えられる³⁾。

写真撮影を用いて影のかかる状況を確認したところ、PV アレイには時期により以下の影がかかっている。

- ・ 10 号館の影（日の出から早朝）
- ・ タワー 75 の影（午前中）
- ・ PV アレイ背面の搭屋の影（夕方）

影が PV アレイにかかる場合、アレイにかかる影の面積や影の形状によって発電電力が異なる。影による電力低下を極力抑制するには、PV アレイにかかる影の状況を把握

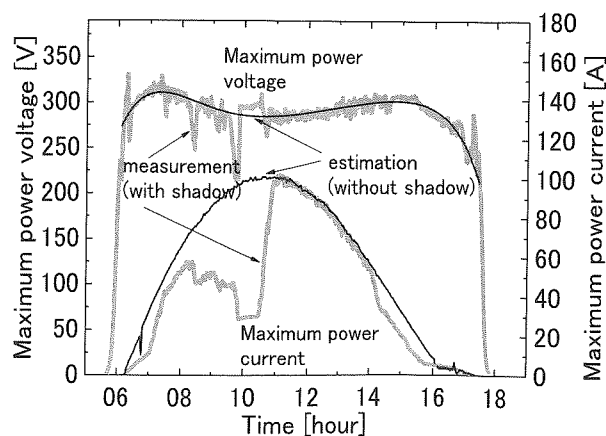


図 3 PV アレイの最大出力動作電圧と電流の経時変化
Fig.3 Maximum Power voltage and current variation of PV array in a day

することが必要になる。PV アレイにかかる影の状態を把握するには、写真撮影により把握することが簡単である。しかし、他の PV システムでアレイ全体を撮影できる場所にカメラを設置できるとは限らない。そのため、本論文では写真撮影以外の方法でアレイにかかる影の状況を推定する方法を提案する。その方法は、実測した PV アレイの最大出力動作電圧と電流の経時変化より影の状況を推定する方法である。影のかかる PV システムでは前述の通り、最大出力動作電圧と電流に一時的な低下や段階的な低下がみられる。この特徴的な最大出力動作電圧と電流の変化を解析することで、アレイにかかる影の状況を推定する。この方法は、PV アレイの最大出力動作電圧と電流を計測できる PV システムであれば他の PV システムでも適用できると考えられる。次章ではこの方法について述べる。

4. PV アレイの最大出力動作電圧と電流による影の推定

PV アレイに影がかかるとき、その最大出力動作電圧と電流は図 3 に示したように影がかかることによる変動と日射強度やアレイ温度に起因した変動が重畳されている。最大出力動作電圧と電流から影の状態を推定するには、PV アレイの最大出力動作電圧と電流の経時変化から温度や日射強度に依存する変動成分を取り除き、影に起因する最大出力動作電圧と電流の変動成分のみを抽出する必要がある。そこで、影のかからない正常な最大出力動作電圧と電流（日射強度やアレイ温度に起因する変動成分は含まれている。）の値が必要になる。その後、この値を基準にして（規格化：日射強度やアレイ温度に起因する変動成分を取り除く。）影による変動成分を分離する。本研究では、解析の対象日は快晴日に限定する。そのため、対象日は温度や日射強度に急激な変動はなく、1 日を通してなだらかに変化することになる。

図 3 からわかるように PV アレイに影がかかるとき最大出力動作電圧は一時的に低下するが、その前後の電圧は同

じである。従って、影がかかると仮定したときの最大出力動作電圧は、影による電圧低下がないときの最大出力動作電圧（影による電圧降下が現れる前後の電圧）を内挿することで推定を行う。その結果を図 3 に示す。この内挿による方法では温度による影響を含んだ最大出力動作電圧値を推定できる。次に、影に起因する変動成分を含まない最大出力動作電流の推定は最大出力動作電圧と同様の方法では、冬季の長時間にわたって影がかかる時期では推定誤差が大きくなる。そのため、アレイ面日射強度より推定を行う。ただし、PV アレイ横で計測している日射計にも影がかかっているため、推定には不向きである。今回は最初に当大学構内に別途設置されている法線面直達日射計と水平面散乱日射計の計測データを太陽の軌道⁴⁾により角度換算し、Perez⁵⁾の反射成分の推定法を用いてアレイ面日射強度を求めた。PV アレイの最大出力動作電流は日射強度に比例するので、上記の方法で日射強度が推定できれば、最大出力動作電流を求めることができる。ただし、比例定数は公称最大出力動作電流の値を利用して計算した。図 3 中にその推定値を示す。

このようにして推定した最大出力動作電圧と電流の値は影に起因する変動成分を含まないが、日射強度とアレイ温度による変動成分を含んでいる。そこで、これらの値を基準にして、実測値の規格化を行った。図 3 と同じ 2007 年 10 月 21 日の規格化した最大出力動作電圧と電流を図 4 に示す。規格化により、最大出力動作電圧と電流の変化は温度や日射強度による変動成分を含まない値となり、影がかかることで最大出力動作電圧と電流が変動したことになる。

図 4 に示した規格化した最大出力動作電流を見ると、6:18 から最大出力動作電流が計測されているが、その時から規格化した最大出力動作電流は 100% に満たず 7:00 まで約 36% の値を示している。一般的に日射量は直達成分と間接成分（散乱成分と反射成分の和）に分けられる。このうち間接成分は影がかかっているストリングでもかかっていないストリングでも発電に寄与する程度は同じである。一般的に快晴日の日射量に占める間接成分の割合は 10～20%⁶⁾と言われている。その中間をとり間接成分を 15% とすると、影がかかっているアレイの直達成分の割合は 85% (100% - 15%) となる。影がかかっているとき、すべてのストリングの発電に対する寄与は同じであるから、（直達成分の全量 / 全ストリング数 85% / 18）はストリング 1 本が発電に寄与する割合である。従って、影がかかって発電に寄与しないストリングの数は直達成分の低下量 (100% - 36%) を一列のストリングの寄与する割合で除したものとなる。

上記の場合、最大出力動作電流は 36% であるから、

影がかかり発電に寄与しないストリング数

$$= \frac{\text{直達成分の低下量}}{\text{直達成分の全量} / \text{ストリングの全数}}$$

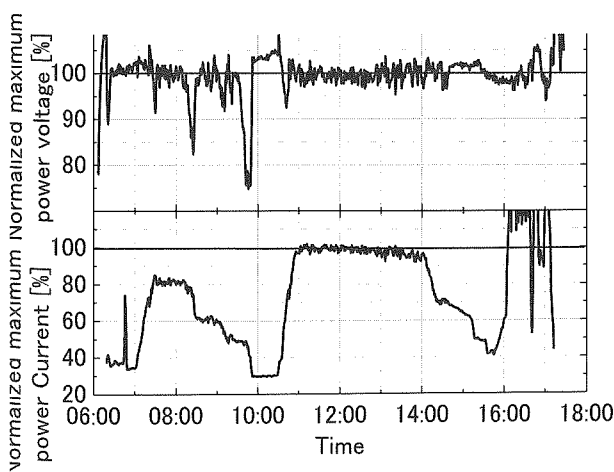


図 4 規格化した最大出力動作電圧と電流の経時変化
Fig.4 Normalized maximum power voltage and current variation in a day

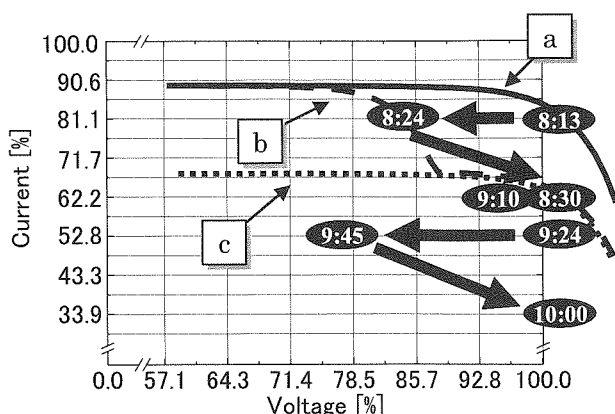


図5 規格化されたI-V特性の時間変化
Fig.5 Time change of normalized I-V characteristic

$$= \frac{\text{直達成分の低下量}}{\text{直達成分の全量}} \times \text{ストリングの全数}$$

$$= \frac{100\% - 36\%}{85\%} \times 18 = 13.6 \text{ (本)} \quad (1)$$

となり、ストリング18並列のうち13～14並列に影がかかる計算になる。このように、各時刻における規格化された最大出力動作電流の値から、影がかかり発電に寄与しないストリング数を計算できる。しかしストリングは14枚のモジュールで構成されるため、このままでは影の状況を推定するには不十分である。

次に最大出力動作電圧に着目する。最大出力動作電圧の一時的な低下は最大出力動作電流の段階的な低下の直前にあり、最大出力動作電流の低下と関連性がある。つまり、PVアレイのI-V特性上で動作点が移動することに関係している。そこで図4の最大出力動作電圧と電流の経時変化を動作点の移動として簡略化した図を図5に示す。図中の8:13→8:24→8:30のように最大出力動作電圧が一時的に低下した後、最大出力動作電圧が回復するとともに最大出力動作電流が低下する現象を繰り返している。これはパワーコンディショナのMPPT制御により電力が最大になる点に動作点が移動するために起こっているものである。そのため、この動作点の軌跡よりI-V特性を推定することができる。そのI-V特性を図5中のaからcで示す。まず8:13の規格化された最大出力動作電流は約80%なので、図2に示すアレイの南4本のストリング全体に影がかかっているものと思われる。8:13から8:24の時間に動作点の電圧が徐々に低下する。すなわち、I-V特性がaからbに徐々に

に変化していく。ストリングを構成する各モジュールに3個のバイパスダイオードが接続されているため、影がかかった部分のセルをバイパスして電流が流れ、その部分のストリングの電圧が低下して2こぶのI-V特性となる。すなわち、この状態では電力の極大点が2か所存在することになり、パワーコンディショナはMPPTの機能により電力極大点の大きいほうを動作点として選ぶ。8:24以後も電力極大点は徐々に低電圧側に移動するが、8:24以降、電力極大点は8:24以降の位置よりも8:30の位置のほうが大きくなり、パワーコンディショナのMPPT機能により電力極大点の大きい8:30の位置に動作点が移動する。動作点の電圧は100%に回復し、動作点の電流は低下する。その後、動作点は8:30の地点で9:02まで止まっている。この約30分間にも影の面積は徐々に大きくなっているため、動作点に関係しない所のI-V特性の電力極大点が低電圧側へ移動していると考えられる。すなわち、8:13から8:24に移動した電力極大点が影の影響でさらに低電圧側へと移動していると思われる。そして次に動作点に変化する9:02にはI-V特性はcの状態(図3に示すアレイで南8本のストリング全面に影がかかった状態になっている。)になっていると考えられる。8:24の規格化最大出力動作電圧は82%なので、

影がかかり発電に寄与しないモジュール数

$$= \frac{\text{電圧の低下量}}{\text{正常時の電圧値/直列モジュール数}}$$

$$= \frac{\text{電圧の低下量}}{\text{正常時の電圧値}} \times \text{直列モジュール数}$$

$$= \frac{100\% - 82\%}{100\%} \times 14 = 2.5 \text{ (枚)} \quad (2)$$

となり、直列モジュール14枚中2～3枚のモジュールに影がかかっていることになる。

すなわち、図4に示す最大出力動作電圧および電流の時間変化を動作点の変化に読み替えることによって、各時刻におけるI-V特性およびアレイにかかる影の状態を推定できる。

図6(a)は上記の方法で影の時間的な状況変化を推定したものである。影はアレイ左側(南側)より徐々にかかってくるいき、その後、右下側に抜けていく状況が推定できた。また、同図(b)は写真撮影によって実際にアレイにかかる影の状況を示したものである。多少の時間的なずれはあるもの

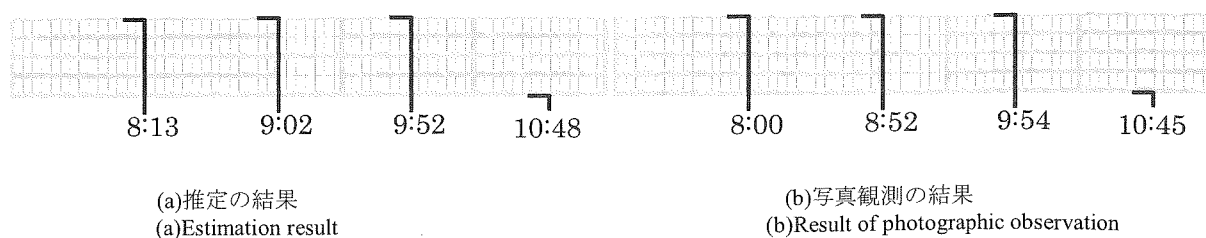


図6 アレイ配線と影の状況
Fig.6 Array wiring and aspect of shadow

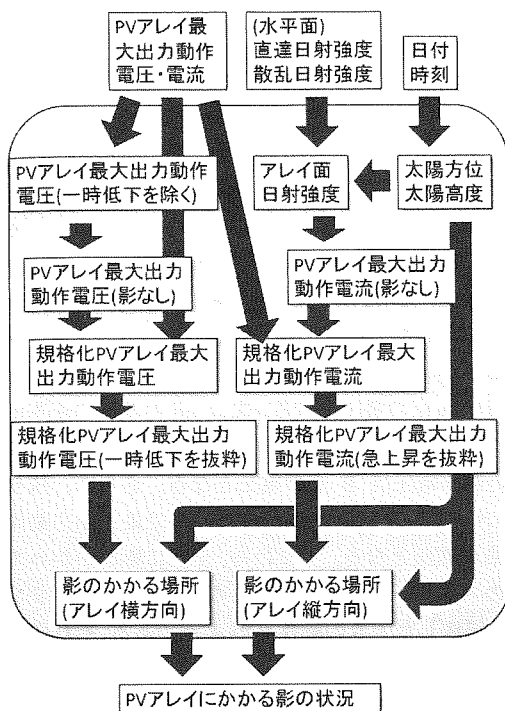


図7 PVアレイにかかる影を推定するフローチャート
Fig.7 Flowchart to estimate partial shadow on PV array

の、推定結果は実際の影の時間変化とよく一致している。

また、図5で説明した8:30から9:02のように、動作点が動かない時間帯はPVアレイの最大出力動作電圧と電流から影の状態を推定できない。そのため、その前後の最大出力動作電圧と電流から推定した影の状態から補間して推定する。このアレイにかかる影の推定方法をまとめると、図7のような流れになる。入力するデータは日付、時刻、PVアレイの最大出力動作電圧および電流、直達日射強度と散乱日射強度である。他のシステムでは直達日射と散乱日射のデータを入手することは困難であるが、これらの日射強度を推定する方法を別途研究中⁷⁾であり、より入手しやすいデータで「PVアレイの最大出力動作電流(影なし)」を推定することを予定している。

これらの影による発電電力への影響を少なくするために、図6で示した発電電力への影響の大きい「タワー75の影」について次章で解析を行う。



図8 最適化したアレイ配線
Fig.8 Optimized array wiring

表2 1日の発電量(07.10.21)
Table.2 Generation output in a day(07.10.21)

measurement	155.2 kWh
estimation	159.7 kWh

5. アレイ配線変更による発電電力向上の推定

影のかかるPVシステムはPVアレイの配線の違いによって、発電電力も異なる。これは、影のかかるPVモジュールが多数のストリングに分散しているか、少数のストリングに限られているかによる。影のかかるPVモジュールを一部のストリングにまとめるようにアレイ配線を変更することで、発電電力を改善することができる。

前章の図6で求めた「タワー75の影」の状況を参考にして、発電電力を改善するための配線を考える。影はアレイ左側から徐々にかかっていき、右下に抜けていく動きをしている。そのため、影のかかるPVモジュールを一部にまとめるように、ストリングを左側から順に接続する方法をとる。その配線を図8に示す。

たとえば、2007年10月21日にアレイにかかる影の経時変化は図6に示したように最大出力動作電圧と電流から推定できる。この影の経時変化はアレイの配線には関係しない。次に、影の経時変化を新しい配線、すなわち、図8に示す配線に適用する。アレイの配線とある時刻の影の状態を重ね合わせると、それぞれのストリングにかかっている影の状態が推定できる。図5での説明とは逆に、ストリングごとの影の状態が分かれば、その時刻におけるI-V特性が推定できる。すなわち、推定されたI-V特性からその時刻の発電電力が推定できる。一般的に、部分的な影がかかったアレイのI-V特性は、電力極大点が複数個所できるので、複数個所のうち最も出力電力が大きい極大点を動作点として選ぶ。実際、計測結果から明らかのように、本研究で使用したパワーコンディショナは電力極大点が2か所存在する場合は大きいほうを動作点として選んでいる。この操作を各時刻で繰り返せば1日の発電電力が得られる。

最初に、2007年10月21日を例にとり、このシミュレーション方法を図2に示したストリング配列のアレイに適用し、実測値と比較することによりシミュレーションの精度を検証する。ただし、この日のアレイには先にも記したように3種類の影がかかるので、タワー75の影の影響のみ考慮して比較する。その結果を表2に示す。この表より実測結果とシミュレーションの結果はよく一致しており、このシミュレーション方法は妥当であることが分かる。

図9は、2007年10月21日に図8の配線に変更したときの発電電力のシミュレーション結果を、配線変更前の発電電力と比較したものである。7時から11時の時間帯で、変更前の電力には大きい変化が3回確認できるのに対して、変更後は小さな変化が10回以上確認できる。

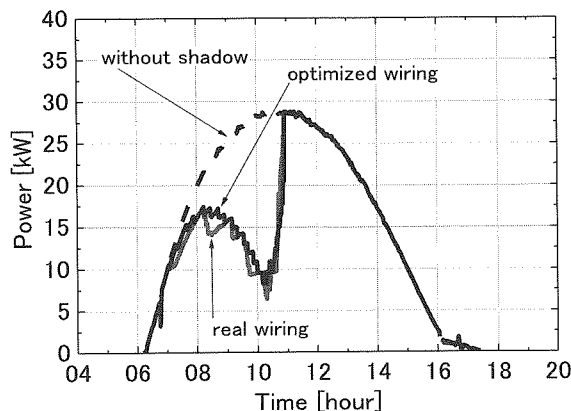


図9 配線を最適化した場合の1日の発電電力
Fig.9 Change of output power in a day
in the case of optimized wiring

影は徐々にアレイにかかっていくのに対して、アレイ配線変更前の発電電力は段階的に大きく電力が低下している。この現象は、PVアレイにかかる影の面積以上に発電電力が低下していることを示している。それに対してアレイ配線変更後の発電電力は小刻みに低下しており、徐々にかかっていく影とほぼ一致している。これにより無駄な電力低下が抑制されたことを示している。つまり、アレイ配線を変更するだけで、影の影響で無駄になっていた電力が回復可能になる。この日の影による発電電力量の低下は39.1 kWh、改善した電力量は2.8 kWhであるため、影による損失の7.1%の電力が回復したことになる。

本章ではアレイ配線変更による電力の改善について検討した。一般的なPVシステムの影対策としてストリング毎にMPPT制御を行う方法がある。そのため、アレイ配線変更による方法と比較するために、ストリング毎にMPPT制御することによる電力の改善を次章で検討する。

6. ストリング毎のMPPT制御による発電電力向上の推定

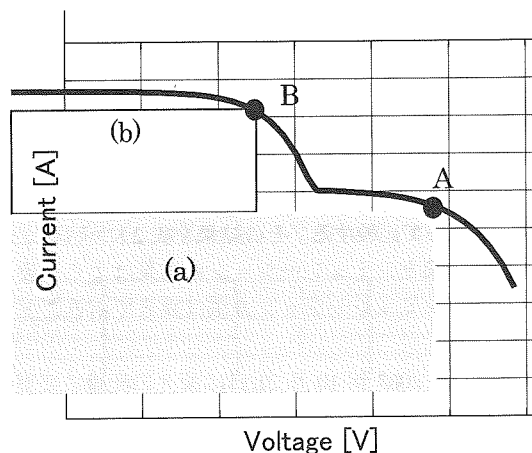


図10 I-V特性と発電電力
Fig.10 Relation between I-V characteristic and
generation power

部分的に影のかかるPVアレイでは、アレイを構成するストリング毎に最大出力動作電圧が異なる。しかし、一般的なPVシステムではアレイ全体でMPPT制御を行うため、一部のストリングで最大出力動作電圧にて動作しないことによる損失が発生する。図10にアレイに部分的な影がかかり、I-V特性が2こぶの状態になった場合を例にとり説明する(一般的にはアレイに影がかかった場合、影のかかり方に応じて複数個のこぶができる)。たとえば、図5に示す8:30-9:02の間のI-V特性がこのような状態になる。この時間帯にかかる影は南側の4本のストリングは完全に影がかかっているため、このストリングの最大出力動作電圧はA点の電圧となる。また、その北側の4本のストリングには部分的な影がかかるので、このストリングの最大出力動作電圧はB点の電圧となる。さらに、残りの10本のストリングは影がかからないので最大出力動作電圧はA点の電圧となる。すなわち、全面に影がかかっている4本のストリングと影がかからない10本のストリングを並列に接続したときの動作点がA点である。それに部分的な影がかかった4本のストリングを前述の14本のストリングに並列に接続して得られるI-V特製の動作点がB点である。アレイ全体のI-V特性は電力極大点が2つできるので大きいほうが動作点となる。図中ではAが動作点となる。このとき、得られる電力は図中(a)の面積に相当する電力(14本のストリングによって得られる電力)である。すなわち、(b)の面積に相当する電力(部分的な影がかかった4本のストリングによって得られる電力)は無駄になる。この損失を避けるためには、ストリング毎にMPPT制御を行う必要がある。ストリングごとにMPPT制御をおこなうとそれぞれのストリングで独立に動作点を決定することができるので、図10の(a)と(b)の面積の和に相当する電力が得られる。今回は、4章にて求めたアレイにかかる影の状態を用いて、上記のようにストリングごとに動作点を決定した場合の電力をシミュレーションする。

シミュレーションは、各時刻における影の状態より、ストリング毎にI-V特性を模擬し最適動作点にて動作した場合の電力を計算し合計することで行った。2007年10月21日の結果を図11に示す。図9のアレイ配線変更による方法とは違い、影のかかる時刻において電力の細かい段階的な低下も見られずなめらかに低下していることが分かる。これは、無駄になっていた電力がアレイ配線変更よりも抑制され、影に合わせて電力が低下したためである。また、影による発電電力の低下39.1 kWhのうち、4.4 kWh(11.3%)の電力量が回復した。

7. 年間発電電力量の向上

前章までは1日の電力の改善について検討した。しかし、影の状態は年間を通して変化する。そのため電力回復の効果を確かめるためには年間の電力回復量を考える必要がある。そのため本章では年間を通して変化する影の影

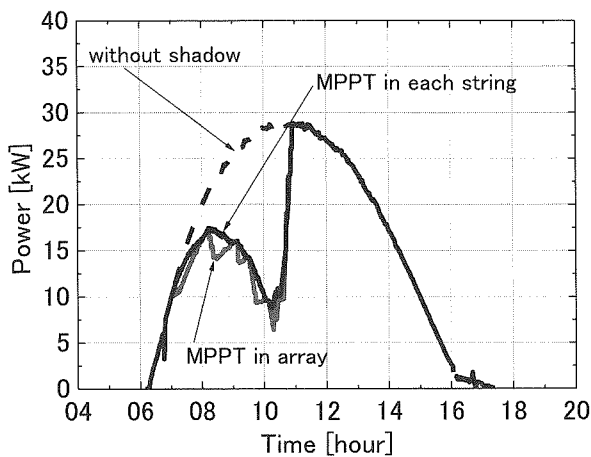


図 11 スtring毎に MPPT 制御をした場合の 1 日の発電電力

Fig.11 Change of output power in a day in the case of MPPT control in each string

響をどの程度低減できるかを検討する。

図 12 は 2007 年 9 月から 2008 年 10 月までの PV システムの日積算電力量の年間の推移である。実測値(棒線)をみると日ごとに大きく変動しているが、これは発電電力が気象条件に左右されるためである。そのため、図 9、11 で示した 2007 年 10 月 21 日のように影を解析するために、気象条件に左右されにくい 1 日の日射変動が少ない日について 4 章から 6 章の操作を年間繰り返して行った。そして、求めた値を用いて 1 年中快晴日と考えた場合の日積算電力量の年間の推移を推定し、その結果を図中の点線で示す。

図中のグラフより、影の大きい冬至付近では影なしで 1 日 150 kWh のうち影ありで 85 kWh しか発電できていない。つまり残り 65 kWh が影によって出力が低下していることが分かる。またアレイ配線を図 6 から図 8 に変更した場合と、String毎に MPPT 制御した場合の推定電力量も図 12 中に示してある。しかし 1 日の回復量が僅かであるため、グラフが重なり図中では確認しにくい。そのため、年間で積算した電力量を表 3 に示す。ただし、推定値は、すべて快晴日とした場合としているため、実測値より値が大きくなる。

この表より、アレイ配線の変更で影による出力低下の 5.3%、String毎に MPPT 制御することで 9.8%の電力

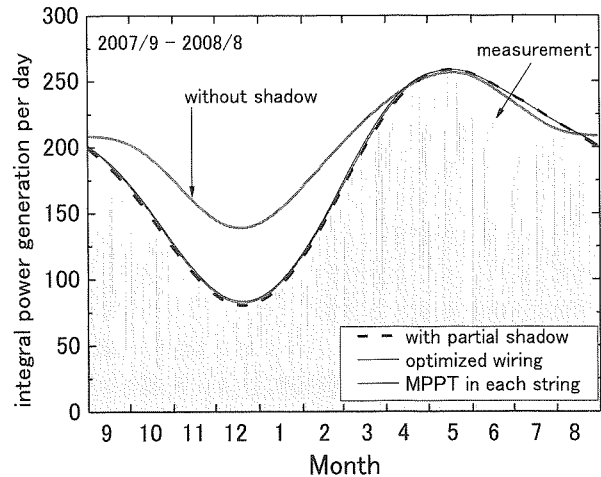


図 12 1 年間の日積算電力量

Fig.12 Integral power generation per day in a year

を改善できることを示している。第 5 章、第 6 章にて 2007 年 10 月 21 日の改善量はそれぞれ 7.1%と 11.3%となっている。年間にすると改善量は減っているが、これは、太陽高度の高い時期にアレイに影がかからないことで、改善できる量が 0%となっているためである。

ただし、図 12 では、6 月下旬から 8 月上旬にかけて影があるアレイの発電電力量が、影がない場合に比べ若干大きくなっている。これは誤差であり、誤差は小さく問題はないと考えられる。

8. むすび

太陽光発電システムの普及に伴い、影によって発電電力が低下する PV システムが多くなると考えられる。本研究では、実際に設置されている影のかかる PV システムを用いて、アレイにかかる影の状態を把握する方法と発電電力を改善する方法について検討した。その結果、以下のように要約することができる。

(1)PV アレイの最大出力動作電圧と電流の経時変化を用いて、アレイにかかる影の経時変化を推定した。推定した影の経時変化と写真撮影によって確認した影の経時変化がよく一致していることから、影の推定が有用であることを確認した。

(2)影の状態に合わせて、アレイ配線を変更することで、発電電力が改善可能であることを示した。

(3)String毎に MPPT 制御を行うことで、発電電力

表 3 年間発電電力量と改善割合
Table.3 Annual energy and improvement ratio

	Annual energy [kWh]	Recovery energy [kWh]	Improvement ratio to loss energy [%]
with partial shadow	65 140 kWh	-	-
Optimized wiring	65 618 kWh	+478 kWh	5.3%
MPPT in each string	66 021 kWh	+881 kWh	9.8%
without shadow	74 145 kWh	+9 005 kWh	100%

が改善可能であることを示した。

(4)年間を通して発電電力の改善について検討した結果、アレイ配線を変更することによって約 5%、ストリング毎に MPPT 制御することによって約 10%の出力低下を改善できることを示した。

アレイ配線の変更は、配線ケーブルを張り替えるだけのため、低コストで電力の改善が可能と思われる。ストリング毎に MPPT 制御する方法は、パワーコンディショナを複数用意する、あるいはストリング毎に MPPT 内蔵の昇降圧チョッパを接続する必要がある。アレイ配線とストリング毎の MPPT 制御では改善する電力量に約2倍の差があるがアレイ配線変更による改善方法がより費用対効果の高い有用な改善方法と思われる。

今回の検討では、アレイ配線を単純に左詰めに変更する方法で検討を行っている。しかし、例えば静岡大学に設置された PV システム⁸⁾では PV アレイの配線を複雑に配線することで、影による影響を少なくしている。そのため、アレイ配線の変更方法については、さらなる検討価値がある。

参考文献

- 1) 太陽光発電所ネットワーク, わが家ではじめる太陽光発電
屋根から屋根へ、つなげみんなの発電所 (2004-06), pp.80-85, 合同出版, 東京, ISBN4-7726-0326-3.
- 2) 福田康夫, 「低炭素社会・日本」をめざして, 福田内閣総理大臣スピーチ (2008-06-09), <http://www.kantei.go.jp/>
- 3) 篠田芳幸, PV サブアレイにかかる影と最適電圧、最適電流の経時変化, 電気学会電力・エネルギー部門大会論文集(CD-ROM) (2007-09), Vol.2007, Page.ROMBUNNO.442, 青森.
- 4) 新太陽エネルギー利用ハンドブック編集委員会, 新太陽エネルギーハンドブック, 日本太陽エネルギー学会 (2000-11), 東京, ISBN4-89038-002-7.
- 5) R. Perez and R. Seals, A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces, Solar Energy, Vol.39-3 (1987), pp.221-232.
- 6) 太陽光発電懇話会, 太陽光発電システムの設計と施工(改訂 2 版) (2000-2), pp.82, オーム社, 東京, ISBN4-274-03530-1.
- 7) 大竹智晴, 傾斜面間接日射強度の推定, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (2008-11), Vol.2008, pp.405-408, 鳥取.
- 8) 松尾廣伸, HIT 太陽電池モジュールを用いた PV システム発電量への日射量および外気温の影響, 電気関係学会東海支部連合大会講演論文集(CD-ROM) (2008-09), Vol.2008, Page.ROMBUNNO.O-021, 愛知.