

第1回  
東京農工大学 工学部 電気電子工学科  
太陽光発電システム研究発表会  
論文集

1999年3月26日

主催：東京農工大学 黒川浩助研究室

黒川 浩助

e-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

http://tuat.ac.jp/~kurochan/

東京農工大学 工学部 電気電子工学科

〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

TEL: 042-388-7132 FAX: 042-385-6729

# 太陽光発電システム研究発表会 プログラム

平成11年3月26日(金)午後1時～5時 東京農工大学 小金井キャンパス 11号館5階 多目的会議室

☆発表・質問:15分

## 1. 黒川研究室における太陽光発電システム研究の概要(13:00)

(黒川浩助)

- (1)フィールドテスト等のシステム評価(13:15) … 1  
(内田、藤村)
- (2)太陽光発電アレイシミュレーション(13:30) … 3  
(松川)
- (3)任意面への日射強度(瞬時値)の換算法(13:45) … 5  
(宇野沢、鈴木)
- (4)PVインバータの研究(14:00) … 7  
(草川、輿石、桜井)

(休憩)(14:15-14:25)

- (5)システム分析(14:25) … 9  
(片岡、川口)
- (6)系統連系制御保護シミュレーション(14:40) … 11  
(村上、高宮)
- (7)地域における日射変動度特性(14:55) … 13  
(箕輪)
- (8)雲画像を用いた日射予測(15:10) … 15  
(谷口)
- (9)PVモジュールのリサイクル(15:25) … 17  
(鰻田)

(休憩)(15:40-15:50)

## 2. 上迫研究室における太陽電池研究の概要(15:50)

- (1)水素ラジカルによるアモルファス製膜  
(上迫浩一)

## 3. 齊藤研究室における太陽電池研究の概要(16:20)

- (1)多結晶シリコン太陽電池に関する研究課題  
(齊藤 忠)
- (2)低集光型太陽電池モジュールの研究展開  
(吉岡一也)

(終了)(17:00)

## 懇親会 (17:30)

研究発表会終了後、生協2階ホールにて懇親会を行います。(参加費無料)

☆付録:過去の発表論文



# フィールドテスト等のシステム評価

内田 奈輔 (M1) 藤村 亮介 (B4)

## 1. 目的

太陽光発電システムは、普及が積極的に進められ、すでに多くの各種公共施設等にフィールドテスト(FT)事業として設置されている。新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)は、1992年から1997年までに合計178システムをフィールドテスト事業として設置し、現在までに105のシステムで評価可能なデータの集積が行われている。そのデータ収集においては、システムコストへの圧迫を避けるため、その計測は比較的簡易なものが採用されている。それらのフィールドデータを最大限に使って太陽光発電システムの詳細な評価方法を確立することは、システムの運転特性を明らかにするだけでなく、最適な設計手法を確立するためにも重要である。本研究では、統一的な太陽光発電システムの評価方法の確立を目的とし、太陽光発電システムの評価に必要なフィールドデータの選定を行い、時間値データからシステムの損失因子を推定する評価方法を提案する。

## 2. 記録量の選定

太陽光発電システムの評価ために必要な記録量として以下の記録量をフィールドデータから選定した。また、モジュール温度を推定するためにMETPV気象データの風速データを用いる。

$H_A$	時積算傾斜面日射量	KWhm <sup>2</sup>
$T_A$	時平均温度(1時間)	°C
$E_A$	時積算太陽電池出力電力量	kWh
$E_p$	時積算太陽光発電システム出力電力量	kWh

## 3. 評価方法

### 3.1 システムの損失因子

本研究では、特性パラメータを定義し、時系列データから、SV法<sup>[1]</sup>により以下に示した損失因子の割合を算出することにより太陽光発電システムの運転特性を評価する。

- ①日陰の影響による損失  $\lambda_{HS}$
- ②アレイ面の汚れ・入射角依存性・直流回路損失  $\lambda_{PO}$
- ③温度上昇によるモジュール効率低下の影響  $\lambda_{PT}$
- ④最大電力点追尾制御のミスマッチ損失  $\lambda_{PM}$
- ⑤インバータ効率の低下の影響  $\lambda_C$

次節以降でこれらの算出方法について概説するが、特に②のアレイ面の汚れ・入射角依存性・直流回路損失に関しては更に分離が可能であり、入射角依存性についてその分離が可能となっている。これについては別節で更に述べるとする。

### 3.2 損失因子の分離方法<sup>[2]</sup>

損失因子の分離には図3-1および図3-2の関係を用了。図3-1に示すように1ヶ月間の時系列データ  $E_{AS}$  の散布図は、 $H_A$  に対して比例関係と

ある程度のばらつきをもつ特性がある。この  $E_{AS}$  の最大値にフィッティングする No MPPT Mismatch Line ( $E_{NM}$ )と  $E_S$  の差が入射角依存性・直流回路損失・汚れ等補正係数  $K_O$  の影響を示す。また、PVアレイ面に日陰の影響がなければ、図3-2に示す理論日射量から推定した  $E_{Ath}$  と  $E_{Am}$  との値は等しくなるはずである。しかし、日陰がアレイ面にかかると  $E_{Am}$  は  $E_{Ath}$  から低下した値となり、これが日陰による影響  $K_{HS}$  と考えられる。図3-2が示すように、PVアレイの方位角に対応したフィッティングにより、日陰の影響を明確にできることにより Pmax 制御ミスマッチの影響  $K_{PM}$  も分離が可能となる(図3-1参照)。

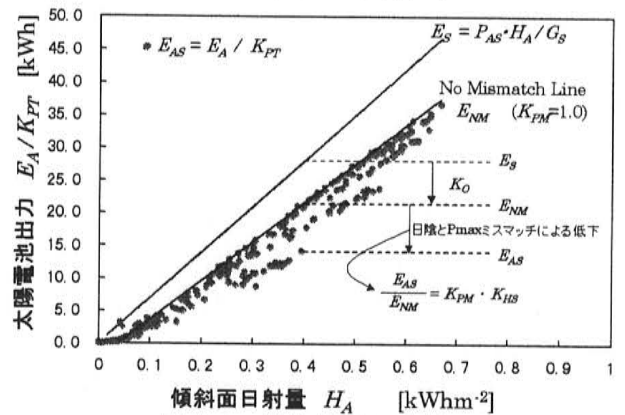


図3-1: 損失因子の分離

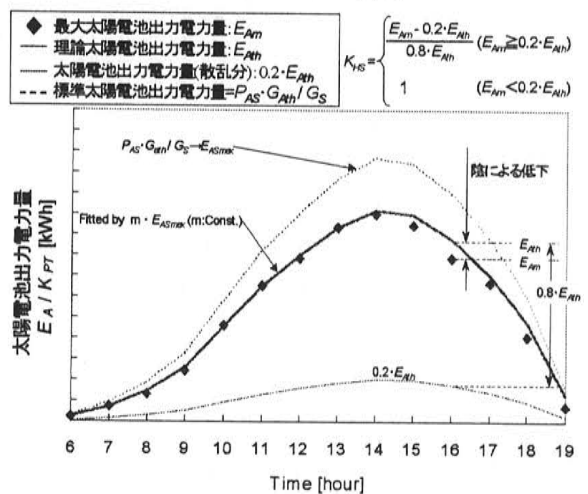


図3-2: 日陰の影響の分離

### 3.3 入射角依存性の分離<sup>[3]</sup>

入射角依存性の分離については、太陽電池モジュール面に対する入射角が大きくなると、光路長が大きくなりその為損失が生じる損失因子である。図3-3に、97年12月におけるサイト番号17(東京光が丘スポーツ施設)での入射角依存性等補正係数  $K_{PO}$  と入射角  $\theta$  の関係を示す。

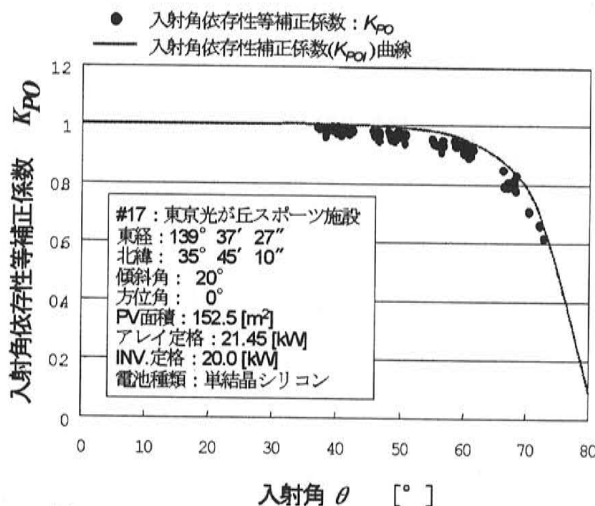


図 3-3:  $K_{PO}$ - $\theta$  の関係 (#17, 97 年 12 月)

図 3-3 の  $K_{PO}$  上方にフィッティングする様にしたものを入射角依存性補正係数  $K_{POI}$  と考え、任意の入射角に対応させるものとする。また、他の直流回路損失・アレイ面の汚れ等については省略する。

## 4. 結果及び考察

### 4. 1 フィールドテストの評価

図 4-1 に、97 年度におけるフィールドテストの評価を行った 104 サイト平均の損失因子割合を示す。

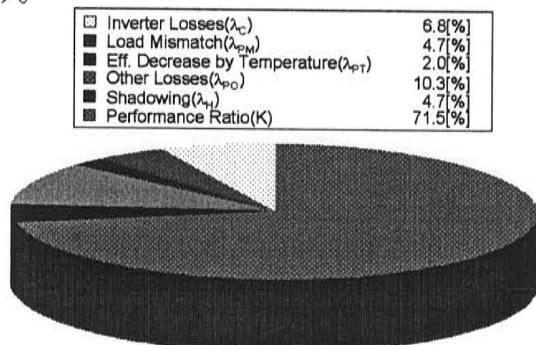


図 4-1: FT, 97 年度の損失因子割合 (104 サイト)

図 4-1 より、システム出力係数  $K$  は 71.5[%] であり、度数分布は 70~80[%] に最多の 64 サイトが集中し、比較的安定した結果となった。また、入射角依存性・直流回路・汚れ等損失  $\lambda_{PO}$  は 10.3[%] と大きい値を示した。3.3 で述べた方法により入射角依存性  $\lambda_{POI}$  と直流回路損失・汚れ等損失 ( $\lambda_{POE} + \lambda_{POS}$ ) の 2 つに分けた結果は、44 サイト分の評価結果ではあるが、それぞれ、6.5[%] 及び 3.4[%] となった (2 つの和が 9.9[%] となっているが、総サイト数が異なる為である)。

### 4. 2 日陰補正係数の評価

日陰補正係数の算出結果の妥当性を確認するために、図 4-2 に、真南向きではないサイトにおける時間毎の日陰補正係数  $K_{HS}$  の変化を示す。

June, 30, 1997  
 #A9, Kotohira water treatment plant (Kotohira T., Kagawa Pref.)  
 North Latitude [deg.]: 34  
 East Longitude [deg.]: 133  
 Inclination [deg.]: 25  
 Azimuth [deg.]: 30 (South: 0, Positive value is taken in the one for the west.)

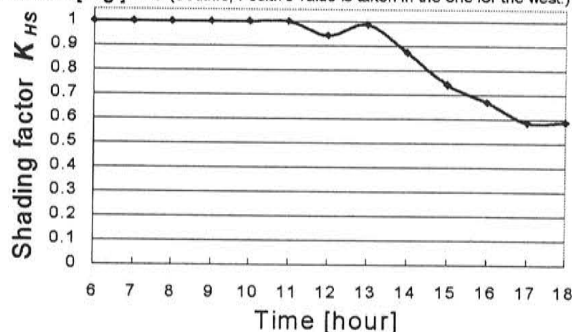


図 4-2: 時間毎の日陰補正係数

### 4. 3 入射角依存性について

図 4-3 に、季節による入射角依存性の変化と月平均湿度の関係を示す。湿度は夏季の方が冬季に比べると高くなる。よって直達日射成分が減少し、散乱日射成分が増加したためと考えられる。この結果から入射角依存性は入射角だけでなく湿度によっても影響を受けることと言える。

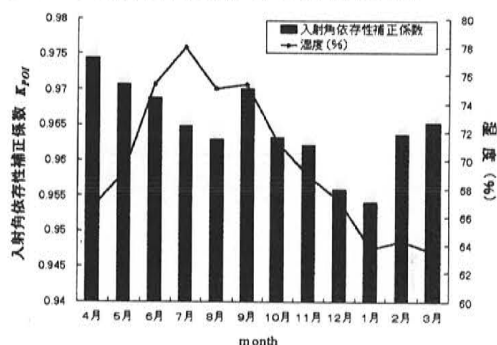


図 4-3: 季節による入射角依存性の変化

## 5. 検討事項

現在、入射角依存性の分離については、南向きのサイトに限って評価が可能な状態となっている。本来、真南向きより東または西向きの方が入射角依存性の影響が大きいと考える (これは、105 サイトでは 10.3[%] に対して、真南向きの 44 サイトでは 9.9[%] となっており、これより推察できる) のでここが課題である。

また、日陰補正係数の算出についても、その精度を確認する為に、一つ一つの現象とマッチしているかを検証する必要になってきている段階に突入している。

### ※. 参考文献

- [1] K.Kurokawa, H.Sugiyama, D.Uchida, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, 2<sup>nd</sup> World Conf. On Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, 6-10 July, 1998
- [2] 内田: 黒川浩助研究室進捗報告, 黒川浩助研究室ゼミ, 東京農工大学, 平成 11 年 3 月 8 日
- [3] 藤村, 黒川: 太陽光発電システムの計測・評価に関する研究, 平成 10 年度東京農工大学工学部電子情報工学科卒業論文, 平成 11 年 1 月

# 太陽光発電アレイシミュレーション

松川 洋 (B4)

## 1. 導入

今後、太陽電池の大量普及に伴い、需要家のニーズも多様化し、太陽光発電アレイはあらゆる場所に設置されると予想される。具体的には、壁面、傾斜した屋根、寄せ棟、北側を向いた面など、同じシステム内に複数の傾斜角や方位角を持つシステムが考えられる。しかし、それらのシステムの電気的特性ははっきりしていないのが現状である。

そこで、異平面アレイの発電特性を明らかにするために、モジュール1枚1枚の電流電圧特性(I-V カーブ)を結線方法に従って合成していく手法を考察した。シミュレーションによって、発電特性を予想し、あらゆる太陽光発電システム設計時の指針とすることが本研究の目的である。

## 2. 研究方法

### 2.1 実験

シミュレーションのための予備実験として、JQA ソーラーテクノセンター(静岡県浜松市)にある、アレイ多姿勢模擬試験設備において実験を行い、異平面アレイを直列接続したシステムの基礎データを取得した。図1がその概略図である。この装置は、モジュールと日射計が6方位、計13組あり、あらゆる設置形態が模擬できる。

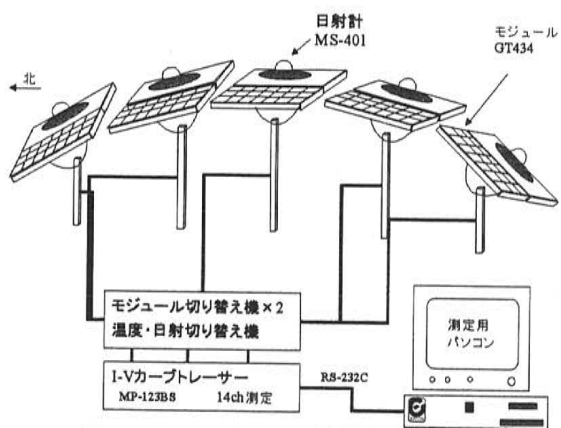


図1. アレイ多姿勢模擬試験設備

### 2.2 シミュレーション

シミュレーションは以下の項目から計算される。

モジュール定格

$V_{oc}$ : 解放電圧[V],  $V_{pmax}$ : 最適動作電圧[V]  
 $I_{sc}$ : 短絡電流 [A],  $I_{pmax}$ : 最適動作電流[A]  
 $m$ : 1モジュール内の直列セル枚数[枚]

各モジュールごとの変動量

$G_A$ : 日射強度[kW/m<sup>2</sup>],  $T$ : セル温度[°C]  
 これらを下に式(1)から I-V カーブを算出する。<sup>[1]</sup>

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s \cdot I}{m n k T} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \quad (1)$$

$I$ : 電流[A],  $V$ : 電圧[V],  
 $I_{ph}$ : 光起電流[A],  $I_0$ : 飽和電流[A],  
 $R_s$ : 直列抵抗[Ω],  $R_{sh}$ : 並列抵抗[Ω],  
 $n$ : ダイオード因子,  
 $k$ : ボルツマン定数[J/K]

I-V カーブは式(1)を Newton-Raphson 法によって収束計算を行って算出する。理論的な I-V カーブは、各モジュールごとに算出し、それらを配線に従って直並列に合成していく。その際、バイパスダイオード、ブロッキングダイオードの有無も考慮する。これらのシミュレーションの概要は図2のようになる。現在のところ、METPV<sup>[2]</sup>などの気象データベースを利用していないが、将来的に図2のように導入する予定である。

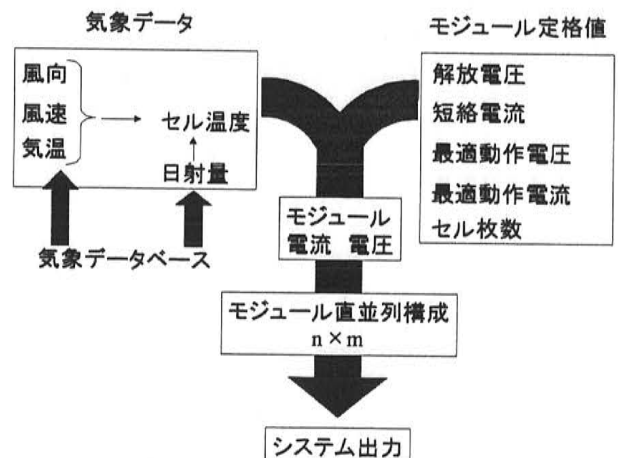


図2.シミュレーションの概要

実験結果とシミュレーションでの計算値を比較したのが図3である。図3は傾斜角の異なる3枚のモジュール(0°, 10°, 20°)を直列接続させたものである。

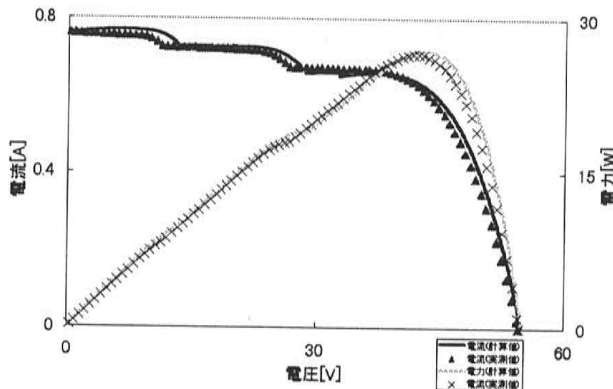


図3. 傾斜角の異なるモジュール3枚を直列接続した際のシミュレーションと測定値の比較

結果として比較的高い精度でシミュレーションすることができたと思われる。JQA のデータでは誤差率を 10%以内に収めることができた。しかし、計算結果から大きくはずれるものもあった。現段階のシミュレーションではモジュールに照射される日射量とセル温度から、出力特性を算出するため、種々の損失(影、汚れ、直流回路損失、入射角依存性など)が考慮されていない。これらを考慮に入れることで、より正確なシミュレーションができると思われる。しかし、ここでは、日射強度が重要なパラメータとなっており、これを正確に推定または定義することが課題となる。また、物性的な理論式では必ずしも精度が上がらないため、現在提案されている幾つかの換算式を検討、導入し、正確なシミュレーションを行っていくことも必要であると思われる。

### 2.3 今後の予定

今後はシミュレーションをより精度を上げていくと共に、データベースなどを利用し、より汎用性の高いものにしていく予定である。

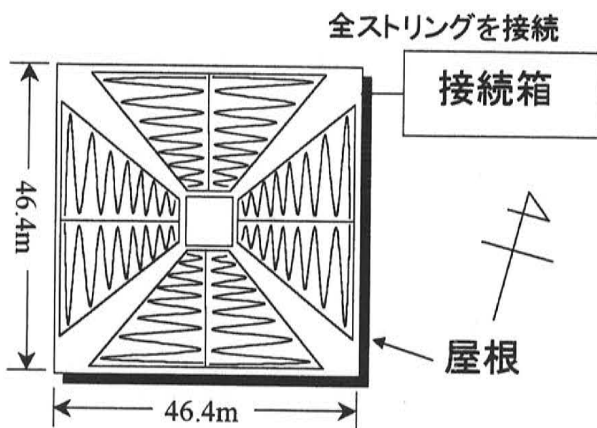


図4. 鳳凰高校武道館システム概略図<sup>[3]</sup>

また、現在、シミュレーションのケーススタディとして、異平面アレイの代表的なサイトである、鹿児島県加世田市の鳳凰高等学校武道館

システムでの測定実験を関係各機関と計画している。図4は鳳凰高校武道館システムの概略図である。このシステムは4方位を向いているのに加え各面が垂直方向に曲面を帯びているため、実験結果には大変興味がある。また、図5はシミュレーションモデル全体の概要である。

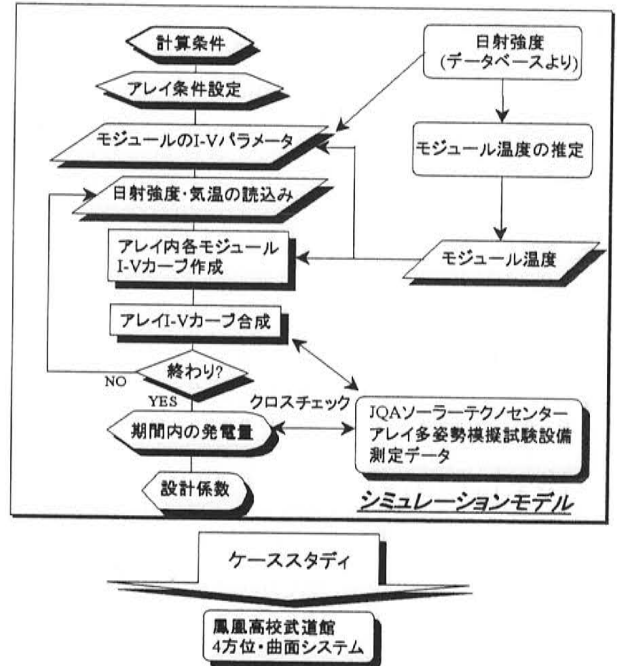


図5. シミュレーションモデル<sup>[3]</sup>

### 3. まとめ

このシミュレーションはモジュールごとの I-V カーブを定格値と日射強度、温度から求めるものである。そのため、任意面日射量予測、直散分離、入射角依存性などの各種損失の推定などの技術を検討することにより、あらゆる場所とシステムの出力行特性を推定できると思われる。このことにより、システム設計はもとより、システムの運営・管理・保守、発電量予測などにも役立つと思われる。

### 参考文献

- [1]渡辺他,「日陰を考慮した発電推定法に関する検討」,太陽/風力エネルギー-講演論文集(1998)
- [2]板垣他,「太陽光発電システムシミュレーション用データ METPV の整備」,太陽/風力エネルギー-講演論文集(1996)
- [3]松川,黒川他「太陽電池を複数の方位角、および傾斜角に設置した太陽光発電アレイのシミュレーション」,太陽/風力エネルギー-講演論文集(1998)



# 任意面への日射強度（瞬時値）の換算法

宇野澤 浩之 (M1) 鈴木 大介 (B4)

## 1. はじめに

複合アレイや曲面アレイの性能評価にとって課題である多傾斜面日射量・曲面入射量推定方法を提案するために、推定の第一段階である直散分離問題に取り組んだ。従来の直散分離モデルとしては、天空の散乱比を晴天指数で定義したモデルが用いられることが多い。しかし、実際に天気が激しく変動したり、天空に雲が存在していると、散乱比の分布は一様でなくなり推定精度が落ちる。このときの推定精度を上げるために、日照時間を新たな入力パラメータとするモデルが開発されているが、この日照時間をリアルタイムで入手するのは一般的に容易ではない。そこで本研究では、水平面全天日射量だけを入力パラメータとする直散分離モデルの開発に取り組んでいる。日射が中程度であるときの推定精度を上げることが課題であるが、本研究ではそのためのアプローチとして、時系列の概念を導入する。

本大学電気棟屋上に設置された計測設備より得られたデータを用いて、晴天指数と散乱比の関係について調査した結果、天気の状態により散乱比の分布を大別できることがわかった。その内訳は、“快晴”、“薄曇り”、“完全曇天”である。さらに、“快晴”と“完全曇天”を合わせた割合は全体の90%以上を占め、問題となる“薄曇り”の分布はあまり出現しないことがわかった。そこで、この大部分を占める“快晴”と“完全曇天”の分布については近似関数を用いて表現し、残りの“薄曇り”の領域に関しては過去のデータを参照し、“快晴”あるいは“完全曇天”で代用させて表した。その結果、完全曇天日、また快晴日においてある程度の推定精度が得られた。残りの薄曇りの日、あるいは日射が激しく変動する日の推定については、今後注意深く検討して行く必要がある。

本研究で開発するモデルは、過去のデータを用いて現在の天気の状態を判別するものであるが、これは天空の雲量を考慮していることと結果的に等価である。したがって、データを時積算値にしたときの推定精度も向上されることが期待できる。また、入力として水平面日射強度のみを用い、他の外部パラメータを必要としない。したがってこのモデルが完成すれば、今後の観測網の構築において、日射量の計測はまず水平面の日射強度の1分値を測定する、という指針を得ることができると考えられる。

## 2. 散乱比分布のモデル化

### 2.1 計測設備

本研究では、東京農工大学電気棟の屋上に計測設備を設置し、定常的に計測を行っている。今回はこの設備より得られるデータのうち、水平面全天日射強度、散乱日射強度、法線面直達日射強度の1分間隔瞬時値を用いる。使用計器はMS801 全天日射計（英弘精機）、MS801 シャドーボール型散乱日射計（英弘精機）、MS53A 直達日射計（英弘精機）である。

### 2.2 散乱比の分布

上記計測設備より得られたデータをもとに、散乱比と晴天指数の関係について調べた（図1）。

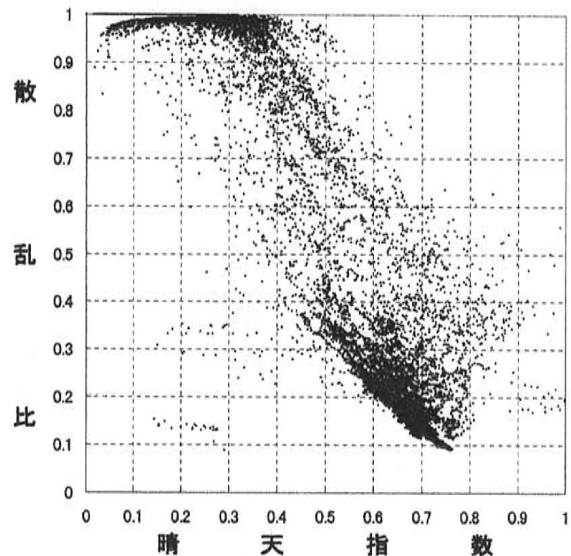


図1 散乱比—晴天指数の関係（1998年1月）

図より、分布に明らかな偏りがあることがわかる。データを時系列で調べた結果、散乱比は天気によってある決まった領域内に分布することがわかった。その分布領域は“快晴”、“薄曇り”、“完全曇天”の3種類の天候状態で分類することができる。次に、晴天指数ごとに散乱比の出現頻度分布について調査し、分布のパラツキの定量的な評価を行った（図2）。その結果、全体の分布が明らかに2極化していること、さらに3つの領域のデータ数をそれぞれ比べると、中間の“薄曇り”のデータは全体の1割にも満たないほど少ないことがわかった（表1）。したがって、圧倒的多数を占める“快晴”と“完全曇天”の分布を精度よくモデル化できれば結果として全体の推定精度を上げることができると考えられる。

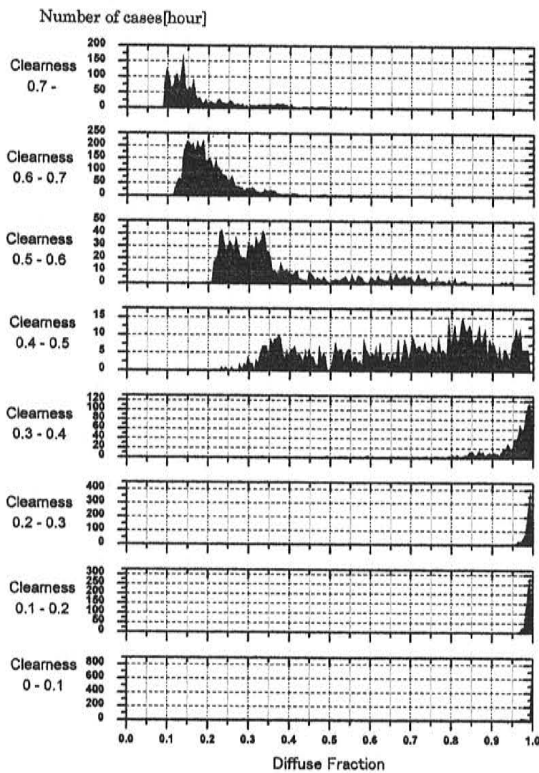


図2 散乱比の出現頻度分布 (1998年1月)

表1 各領域の占める割合 (1998年1月)

晴天指数	0.0~0.4	0.4~0.5	0.5~0.78
天気	完全曇天	薄曇り	快晴
割合	30.2%	6.5%	63.3%

### 2.3 時系列の概念の導入

図2より明らかなように、“薄曇り”の領域ではデータがほぼ一様に分布しているため、晴天指数から散乱比を一意的に推定するのは困難であると思われる。そこで、本研究ではモデルに時系列の概念をくみこむことを考えた。その概要は、あるデータがあったとき、例えば過去30分まで遡ってデータがどの領域に属していたかを参照して現在の天気の状態を推定するというもので、時間情報と空間情報が等価であることみなす発想に基づくものがある。このような、データを時系列でとらえるアルゴリズムを組み入れることで、中間領域の推定精度が向上すると思われる。

### 3. 推定結果

本稿においてこれまで述べてきた手法を用いて散乱比をモデル化し、直散分離を行った。用いたデータは1998年1月の1ヶ月分のデータで、1月12日、15日は値が大きく外れていたため対象外とした。結果の例として快晴日の場合の分離結果を図3に示す。

RMSE、MBEをそれぞれ調べた結果、一日中晴れていた日、また一日中曇っていた日にある程度の精度が得られたことがわかった。それ

に対して中間の薄曇りの日、また日射の変動が多かった日は誤差が大きくなった。

中間領域の推定、また日射が急激に変動した場合の散乱比の変化については、実測データと照らし合わせながら注意深く検討を行って行く必要がある。

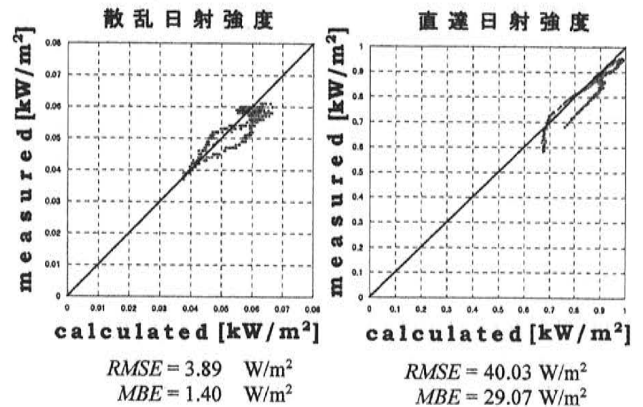


図3 実測値と推定値のの比較 (快晴日)

### 4. おわりに

直散分離モデルで困難なのは日射量が中程度だったときの散乱比の推定である。これに対して本研究では、外部パラメータに頼らずに推定を行うため、1分値データを用いてデータを時系列で見て過去の値を参照し、現在の値を推定するモデルを考案した。天気の状態を時系列で調べるということは、結果として天空の雲量を考慮することと等価であるといえる。したがって、データを時積算したときに中間領域の推定精度が向上する可能性がある。現在の日射計測は、センサの価格・長期信頼性の面で問題があるために、種々の問題点が発生している。複数の日射センサがあれば解決できると思われるが、水平面の日射計のみで傾斜面が無かったり、複数面アレイでも日射計が1台のみという現実がある。これらの点を考えれば、水平面日射強度のみで精度よく推定できるモデルの利用価値は非常に高い。また、今後の観測網の構築においても、日射量の計測値としては水平面日射強度の1分値をそろえる、という指針を与え、データベースの構築に役立つと思われる。

# PVインバータの研究

草川 正人 (M1) 興石 浩吉 (B4) 桜井 康弘 (B4)

## 1. トランスレス昇圧型インバータの開発

### 1.1 目的

AC モジュールを用いた太陽光発電システムは従来型のシステム構成に比べ多くの利点があるため、近年欧米を中心に普及が進んでいる。AC モジュールの大部分は太陽電池の裏面に小型インバータ (MIC: Module Integrated Converter) が取り付けられている。そのためシステムを構成するモジュールの数だけ MIC が必要になる。これらのインバータは高性能・高信頼性であると共に経済性に優れ、小型・軽量化すべきである。太陽電池モジュールの出力電圧と交流出力電圧階級とはそのまま整合が取れないので、現在使われている MIC の多くは変圧器を用いている。この変圧器を小さくするためにインバータ主回路に高周波発振・整流の回路が必要であり、回路構成が複雑になる。

この問題を解決するために、本研究では回路構成が簡単な昇圧型 DC-DC コンバータを改良した小型インバータの製作を行い、性能・特性の評価を行っている。

### 1.2 回路構成および動作原理

図 1 に開発中のインバータの主回路を示す。この回路は単一電源から両極性電圧を取り出すことのできる極性逆転型 DC-DC コンバータを改良したものである。

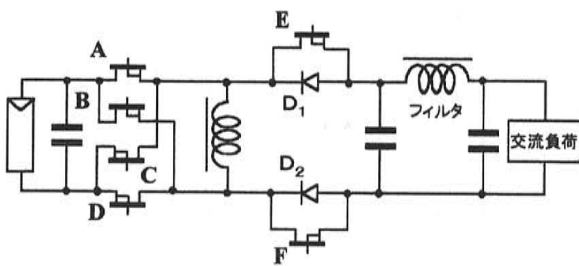


図 1 トランスレス昇圧型インバータの主回路

スイッチ A・B は PWM で駆動される。この PWM の ON 時間 ( $T_{ON}$ ) と OFF 時間 ( $T_{OFF}$ ) を制御することによりインダクタンスに蓄えられるエネルギー量が変化するため、入力電圧  $V_I$  と出力電圧  $V_O$  は式 (1) の関係で表される。

$$V_O = \frac{T_{ON}}{T_{OFF}} V_I \quad \dots (1)$$

この特性を利用することにより比較的広い範囲の入力電圧に対して電圧整合が可能である。スイッチ C・E、D・F は 50Hz で交互に切り替わる。

このインバータの容量は 50W で設計した。

### 1.3 基本性能の評価

開発中の昇圧型トランスレスインバータを独立運転し、基本性能評価を行った。

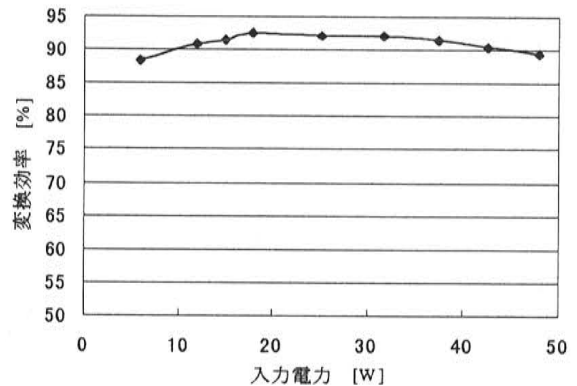


図 2 電力変換効率

入力電圧 60V の時の変換効率を図 2 に示す。定格容量の 20~90% の範囲で効率 90% を超えることが分かる。昇圧比 4~5 倍までこの効率曲線と同等の性能が期待できる。

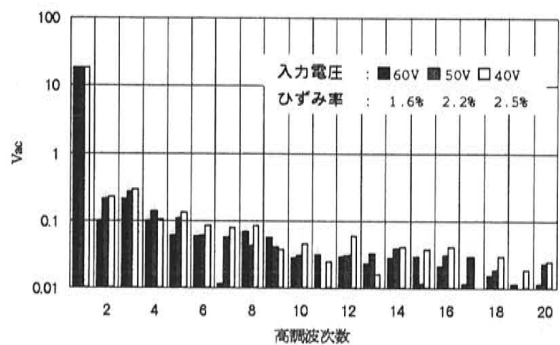


図 3 独立運転時の各次高調波電圧 (25W)

図 3 に入力電圧を変化させたときの各次高調波電圧を示す。昇圧比の増加に伴いひずみ率 (THD) も増加するものの 3% 以下の値である。

### 1.4 まとめ

本研究で提案するトランスレス昇圧型インバータは回路構成が簡単であり小型・軽量化が望め、基本性能も従来型 MIC と同等であることを示した。今後、系統連系用制御を追加することにより、AC モジュール用小型インバータとして有望なものになると考えられる。



## 2. MPPT 制御の評価

### 2. 1 研究目的

PV システムには数々の出力の低減要因が存在する。これらの一つに MPPT 制御ミスマッチ損失がある。実際得られる FT データから MPPT 制御ミスマッチ損失は数%にもなっておりその原因は解明されていない。

本研究では、その MPPT 制御ミスマッチを起こす条件を解明することを目的とする。

### 2. 2 研究方法

MPPT 制御に着目し、評価を行った。動作点と最大電力点とのずれによる電力低下率を表す負荷整合補正係数を次式で定義した。

ここで、 $P_{in}$  は動作点における発電電力、 $P_{max}$  は最大電力点における発電電力である。

$$K_{pm}[\%] = \frac{\sum P_{in}}{\sum P_{max}} \times 100$$

本研究で用いた MPPT 制御法は、山登り法 (3 点電力検出法) を用いた。この制御法は 3 点の電力値を比較することで動作点を最大電力点に近づける制御法である。1990 年 3 月の日射データを用い、この電力値を求める時間間隔を変化させたときの  $K_{pm}$  の変化を調べた。

### 2. 3 シミュレーション結果

時間間隔の違いによる  $K_{pm}$  の変化のシミュレーション結果を図 1 に示す。

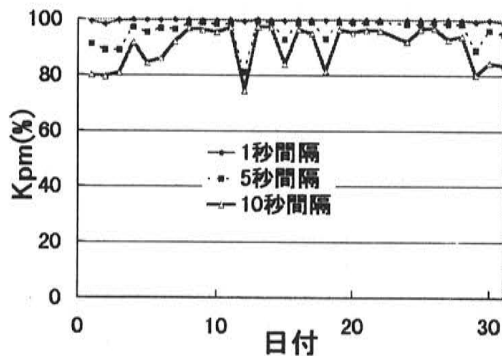


図 1 時間間隔別による  $K_{pm}$  の変化

月間の  $K_{pm}$  の平均値は、1 秒間隔で 99.6%、5 秒間隔で 96%、10 秒間隔で 90.4%となった。

### 2. 4 結論

電力値を検出する時間間隔を大きくするとその間一定電圧制御になり、損失が生じていることが分かった。

今後、本研究で用いた制御法で実験を行い、シミュレーション結果と比較していく。また、さらに他の MPPT 制御法でシミュレーションを行い制御法別に評価していく。

## 3. アレイ分布定数回路シミュレーション

### 3. 1 研究目的

太陽光発電アレイにおける雷サージに対する対策として、アレイの接地について、シミュレーションにより検討していく。

### 3. 2 研究方法

アレイの静電容量の分布状態を調べ、モデルを考えそのモデルでシミュレーションすることによってアレイの接地について検討していく。

モジュールには EVA など充填剤が誘電体となり静電容量が分布している。またセルは pn 接合でできているため接合容量がある。まず、その静電容量の分布を実験と計算で求めることにした。測定したモジュールは裏面シートにアルミ箔が使われておりアルミ箔とフレームは電気的に接続されていないものである。

### 3. 3 実験結果

実験と計算で求めたアレイのモデルを図 1 に示す。 $C_d$  はセルの接合容量で約  $2\mu\text{F}$ 、 $C_1$  はセル-アルミ箔間の静電容量で約  $20\text{nF}$ 、 $C_2$  はアルミ箔-フレーム間の静電容量で約  $1\text{nF}$  と求めた。

アルミ箔とフレームが電気的に接続されたモジュールの場合は図 1 の  $C_2$  が短絡されたものと考えることができる。

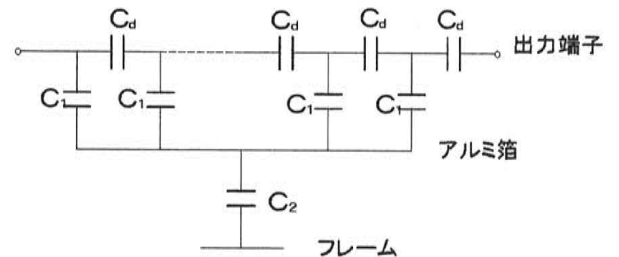


図 1 モジュールのモデル

### 3. 4. まとめ

実験結果よりアルミ箔とフレームの電気的接続の有無によって対地容量の大きさは大きく変化することがわかる。またセルの接合容量は対地容量に比べて大きいことがわかった。

図 1 のモデルの妥当性をパルス応答など測定することにより検討する。そしてアレイのモデルを分布定数回路として考えサージ伝搬をシミュレーションしアレイの接地について検討していく。

# システム解析

片岡 克成 (M1) 川口 博嗣 (B4)

## 1. はじめに

エネルギーの有効利用には、エネルギー技術の評価をミクロからマクロな視点で行う必要がある。このような評価はシステムの設計において重要なファクターである。

本研究では太陽エネルギーの有効利用法の一つである独立型太陽光発電システムの分析とグローバルなエネルギーシステム評価を行っている。

## 2. 独立形PVシステムシミュレーション

### 2.1 研究背景・目的

独立形太陽光発電システムは、小規模でも発電が可能、燃料輸送が不用等といった特徴がある。特に、発展途上国や離島では、発電所を含めた電力網の整備を考えると、小規模である場合、貯蔵システムのあるこのシステムが普及すると考えられる。システムを設計する上で、シミュレーションはシステム容量や運用モードを決定するために重要な役割を果たす。本研究では、実在のシステムをモデルにしたシミュレーション結果と実際の運転データと比較し、シミュレーションの妥当性を明らかにすることが目的である。

### 2.2 システム構成

シミュレーションの対象にした独立形システムは、図1に示すように太陽電池アレイ出力に鉛蓄電池とインバータを介した負荷が並列に接続されたシステムである。

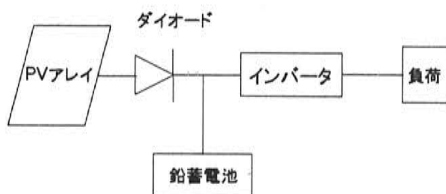


図1. システム構成図

太陽電池の出力はダイオードを介して鉛蓄電池に接続される。そのため、アレイの動作電圧は鉛蓄電池の充電状態によって決まる。蓄電装置は、発電電力の安定化や負荷パターンの適合には必要であり、コストが安くて技術的に確立している鉛蓄電池が用いられている。本研究では、JQA（（財）日本品質保証機構）の浜松ソーラーテクノセンターに設置されているシステムを用いて、アレイ出力特性のシミュレーション

を行った。

### 2.3 研究結果

現在のシミュレーションは、アレイの出力特性に8%の誤差が生じている。その誤差を修正するため、各セルパラメータを用いて、感度解析を行い、セルへの影響を調べた。その結果、汚れによる損失や配線の接続による損失が大きいことがわかった。そこで、これらの損失を考慮すると2%まで誤差を修正することができた。

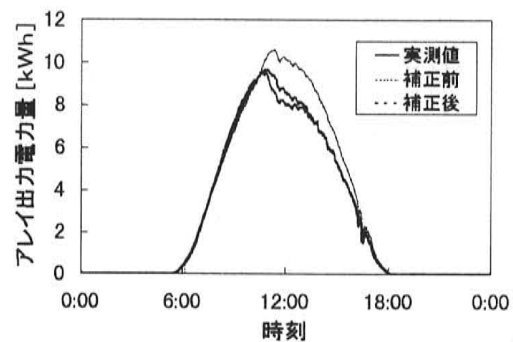


図2. アレイ出力電力量

### 2.4 まとめ・今後の課題

今回のシミュレーションは、主にアレイ出力特性を一致させることが目的であった。その結果、2%まで誤差を修正することができた。

今後の課題として、蓄電池の過放電、過充電の制御のあるチャージコントローラを挿入したシステムを検討する。1kW未満のアレイに合った蓄電池を用いて、蓄電池の寿命や劣化を早めないように最適な負荷を選択するシミュレーションを行う。

また、コンバータをシステムに組み込むことで、どの程度、電力量の向上が見込めるかを検討し、モンゴルの実測データと比較し、検討を行う予定である。

## 3. エネルギーシステムの分析

本研究では、モデルを使い、エネルギーシステムの分析・評価をマクロな視点で行う。

### 3.1 モデルの概要

エネルギーシステム解析に使用するモデルは、長期多地域型エネルギーモデル GOAL (Global Optimal Assessment Links) である。このモデルは以下のような特徴を備えている。

・モデル対象地域はアジア-日本、中国、イ

インドネシア、マレーシア、シンガポール、タイ、フィリピンの7ヶ国である。地域性を表すために広大な面積を持つ中国に対しては東北・北部、東部・中南部、西北・西南部の3地域に、島であるインドネシアを内島部、外島部に分割している。

・10年を1期として、1990年（基準年）を中心とする期（1986年～1995年）から2050年を中心とする期（2046年～2055年）までの7期70年間を分析期間とする。

・対象とするエネルギーシステムは採掘部門、輸送部門、転換部門と分類する。システムの構造は各国（地域）の特徴を表現できるようになっている。基本的な地域エネルギーシステムのモデル図を図3に示す。

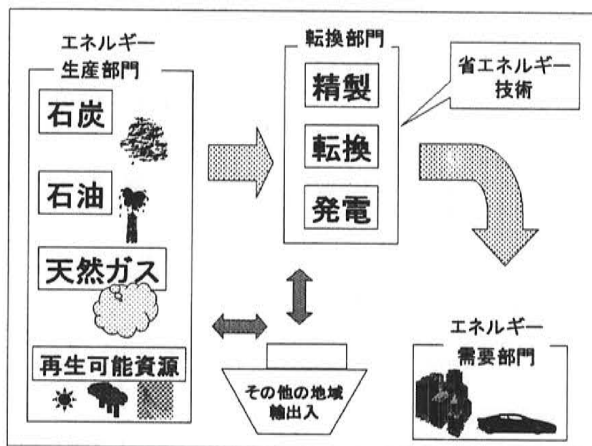


図3 地域エネルギーシステムのモデル図

・採掘資源に対する埋蔵量と採掘量を考慮している。生産量は確認

・最適化の目的関数は以下のものである。

目的関数 = 総システムコスト + K × 総環境負荷排出量  
→ 最小化

K: 重み係数

この重み係数 K は炭素税にあたり、0.01 で 10ドル/ton となる。

・総システムコストは国別のエネルギーシステムコストと対象国どうし間のエネルギー輸送費用の総和として計算する。国別のエネルギーシステムコストは採掘・転換・サブ地域間輸送の各段階における設備建設費用・運転保守費用・エネルギー費用・その他の世界（ROW）とのエネルギー輸出入費用の総和である。

・環境負荷として二酸化炭素、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじんの排出量を採掘・輸送・転換の各段階で計算する。モデルに組み込んだ技術は 40 種類の発電技術、約 10 種類の燃料転換技術、約 8 種類のエネルギー長距離輸送技術、約 40 種類の省エネルギー技術である。

### 3.2 CO<sub>2</sub>排出量抑制効果

GOAL モデルを用いて、CO<sub>2</sub> 排出量を抑制に対する SO<sub>x</sub> の排出推移について評価する。最適化条件として、目的関数の重み係数を変化させモデル上で排出抑制する場合としない場合の SO<sub>x</sub> 排出量の推移を計算した。結果は図4に示すとおりである。

1990年から2000年の期間では排出量の差が大きくないが、2010年以後、SO<sub>x</sub> の排出量は抑制なしであるなら増加し続け、抑制することで排出量も減少させることができる。

このような推移を示す理由はまず、化石燃料の利用量に依存すると考えられる。抑制なしの場合には総システムコストが最小という目的で最適化が行われている。すると、コストが安価な石炭の需要が大きく伸びる結果となる。しかし、抑制することによって SO<sub>x</sub> 排出量が減少する理由は排出抑制費用を大きく設備に投資することができるので、環境負荷の大きな化石燃料の利用は押さえられ、その他の天然ガス、原子力、再生可能エネルギーの利用されるようになる。

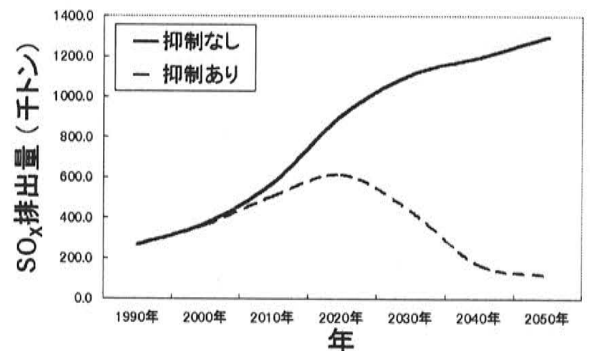


図4 CO<sub>2</sub>排出量抑制効果

### 3.3 今後の課題

アジア地域の発電部門における環境問題とエネルギーについてモデル解析を行った。この結果ではCO<sub>2</sub>排出量の削減のみの条件で最適化を行ったが、環境問題はその他の環境排出物によっても起こる。他の条件での環境問題の分析を行っていく。

### 4. まとめ

システム解析により、エネルギー技術の定量的な評価を行うことができる。現段階で想定されているシステム評価の要素にさらにデバイスの要素、システムの要素、経済的要素などを加え、パーソナルなモデルを構築していく。

# 系統連系制御保護シミュレーション

研究者名 村上 高德 (M2) 高宮 正裕 (B4)

## 1. まえがき

パワーコンディショナとは、太陽光発電システム (PV) のインバータ、制御装置、系統連系保護装置などを総称したものである。

環境問題への関心が高まり、系統連系型の PV は、コスト低下や国からの補助等の影響により住宅を中心に普及が進んでいる。連系型の PV は、系統連系ガイドライン示されるように系統が停止した場合に、系統の保護・保安などに影響を及ぼさないために直ちに (0.5 から 1.0 秒以内) 停止することが要求される。通常、PV のインバータの出力は系統の電圧を監視しながらインバータの出力電流の周波数、位相が系統電圧に一致するようにスイッチングし出力する方式 (電圧型電流制御方式) であるため系統が停止すると出力されない。しかしながら、PV が単独運転をする可能性は存在し、その大きな原因の一つとして回生負荷である誘導機負荷が考えられる。すなわち誘導機は系統が停止しても慣性により回り続け逆起電圧を発生し、無電圧であるはずの配電線を逆に充電し、この影響により PV が単独運転をすることである (図 1)。

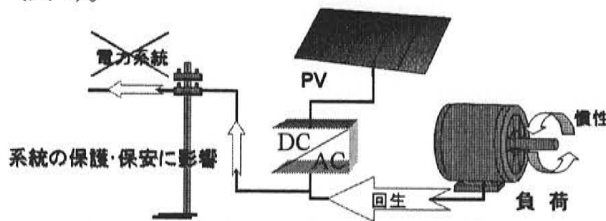


図 1. 誘導機による PV の単独運転

これまで、同負荷の単独運転防止機能に及ぼす影響については詳細には解析されていない。そこで本研究では、過渡解析プログラム EMT P を用いて誘導機負荷の存在する配電システムを対象に PV システムの単独運転についての動特性シミュレーションを行った。本報告では、PV と系統間の有効電力、無効電力のバランス、誘導機の主要なパラメータである慣性モーメント ( $I$ : inertia) を変化させ配電線電圧・周波数の変化特性を求め、それぞれの単独運転発生条件について評価した。また、現在 PV のインバータに搭載されている単独運転防止検出機能の能動方式である周波数シフト方式についてもシミュレーションを行い誘導機負荷存在時の同方式への影響についても検討した。

## 2. 誘導機

シミュレーションに使用した誘導機モデルは、

3 相誘導機である。この誘導機の機械系モデルを図 2 に示す。図に示されるように機械量を電気量に置き換えて電気回路としてモデルしている<sup>(1)</sup>。機器定数は表 1 に示す。

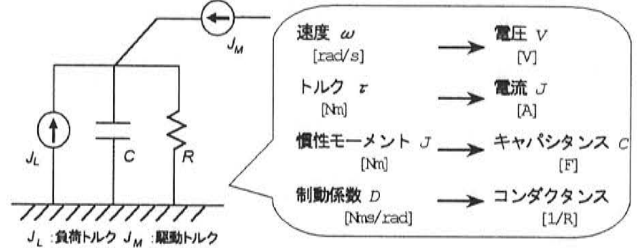


図 2 機械系モデル

表 1 三相誘導機モデル定数

容量 [kW]	1.46
定格周波数 [Hz]	60
定格電圧 [V]	200
極数	4
滑り [%]	0.01 (無負荷運転)
制動係数 [Nms/rad]	0.0025
$R_s$ [ $\Omega$ ]	2.0306
$R_r$ [ $\Omega$ ]	1.6749
$X_s$ [H]	0.1703
$X_r$ [H]	0.1695
$X_m$ [H]	0.1646

## 3. 動特性シミュレーションモデル

誘導機負荷による連系型 PV システムモデルの単独運転特性を解析するためのモデルを図 3 に示す。PV のインバータは系統連系ガイドラインで推奨されている電圧型電流制御方式とした。この系統連系型 PV を三相誘導電動機の各相に 1 台ずつ接続した。また各相に接続した抵抗  $R$  とコンデンサ  $C$  は、それぞれ系統と有効・無効電力をバランスさせるための抵抗負荷と力率改善用コンデンサである<sup>(2)</sup>。

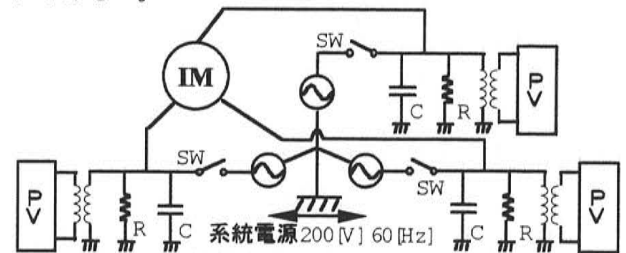


図 3 動特性シミュレーションモデル

## 4. シミュレーション結果

(1) 系統電圧、周波数異常検出リレーへ与える影響

シミュレーションは、計算開始から 0.5 秒後に



系統停止を起こして、単独運転を発生させた。また、誘導機の運転状態は、周波数、電圧が変動しにくい状態として無負荷状態とした。シミュレーションは有効電力、無効電力バランス ( $\Delta P$ 、 $\Delta Q$ ) を変化させて、慣性モーメントをパラメータに PV の出力を 2 kW 級  $\times 3$  と 4 kW 級  $\times 3$  の場合で行った。

系統連系ガイドラインを参照して系統電圧異常リレーの検出範囲を  $\pm 10\%$  以上、異常周波数リレーの検出範囲を  $\pm 1\%$  以上に設定した<sup>(3)</sup>。これによりシミュレーション結果から、リレーによる検出不可能領域は、図 4、図 5 のようになった。これらの図より慣性モーメントが大きいほど領域が広がる傾向が見られる。また図 4、図 5 を比較すると PV の容量が大きいほど領域が狭くなる傾向が見られる。ただし図 5 より、PV の容量が大きく負荷が軽い場合 ( $\Delta P < 0$ ) では逆に領域が広がる傾向となった。

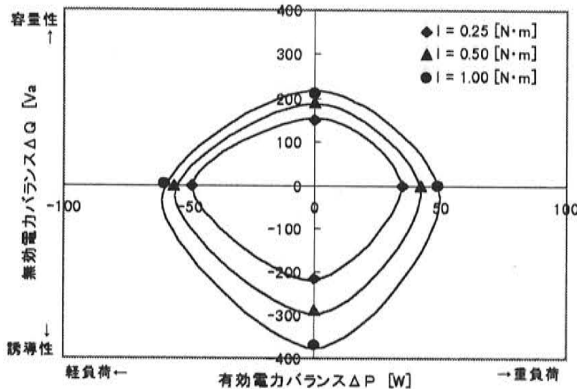


図 4 単独運転不検出領域 (PV 2 kW 級化  $\times 3$ ) (各境界の内側)

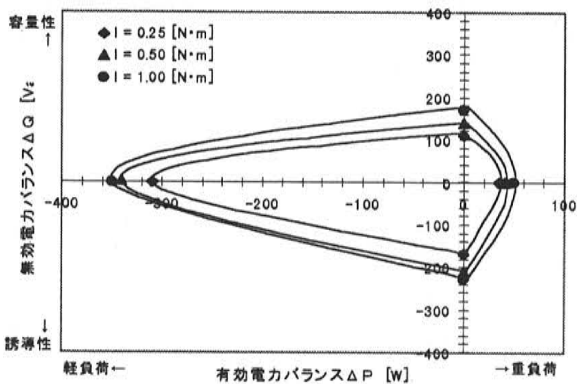


図 5 単独運転不検出領域 (PV 4 kW 級化  $\times 3$ ) (各境界の内側)

### (2) 周波数シフト方式への影響

周波数シフト方式とは現在多くの PV のインバータに搭載されている単独運転防止機能の能動方式である。基本的には図 6 に示すように単独運転時に配電線周波数が基準周波数から逸脱するように常時半周期単位でインバータの出力電流の位相を遅れ、または進み方向に変化させるものである。また、さらに効果を高めるために一般的に周波数が基準周波数から逸脱すると正のフィードバック

により、基準周波数からの差分が増大するようにし、最終的には周波数異常で停止させている。

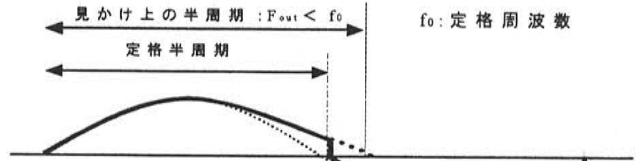


図 6 周波数シフト方式の例

シミュレーションでの制御方法は、基本的に次の (1) 式から (3) 式のように系統電圧  $V_{in}$  から時間に対して位相を変化させてインバータ出力  $V_{out}$  とした。(3) 式の定数 A は定常時の位相変化量で、定数 B は単独運転時の正のフィードバックに対する係数 (1/Hz) である<sup>(4)</sup>。

$$V_{in}(t) = V_0 \cos(\omega_0 t) \quad (1)$$

$$V_{out}(t) = V_0 \exp[j\{\omega_0 t + \text{ph}(t)\}] \quad (2)$$

$$\text{ph}(t) = \omega_0 t \{A + B(f_0 - f)\} \quad (3)$$

$f_0$ : 基準周波数  $f$ : 実際の周波数

以上のモデルを用いて PV のインバータに単独運転防止方式である周波数シフト方式の機能を搭載した場合における、誘導機負荷存在時の単独運転シミュレーションを行った。シミュレーションは、3. と同様の配電線モデルで  $\Delta P$ 、 $\Delta Q$  の完全バランス状態で行い (3) 式の定数 A、B を変化させて評価した。また誘導機の運転状態は無負荷とした。

図 7 は定数 A = 0.01、B = 0.002 に設定し、3 の 2 kW 級  $\times 3$  の場合 ( $\Delta P$ 、 $\Delta Q = 0$ ) でのシミュレーションによる結果である。これより I が大きいほど周波数シフトの効果が小さく、周波数の変化が押さえられ単独運転検出が不可能となる結果となった。

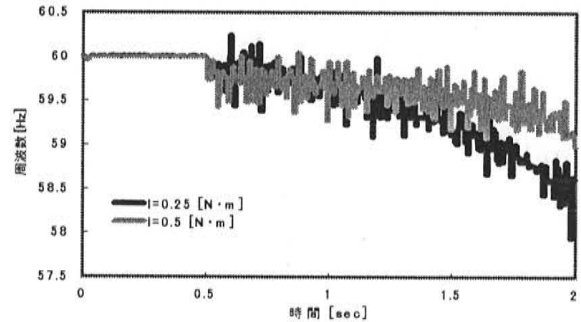


図 7 周波数シフト方式による周波数変化

### 参考文献

- (1) 平成 3 年電力中央研究所研究調査資料「EMTP による回転機の模擬手法」(1992)
- (2) 村上他:「系統連系型太陽光発電の動特性シミュレーション」、平成 10 年電気学会 B 部門大会 No. 234 pp472-473(1998)
- (3) 資源エネルギー庁:「系統連系技術要件ガイドライン解説書」(1997)
- (4) 平成 9 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務報告書「太陽光発電システム実用化技術開発」(1998)

# 地域における日射変動特性

箕輪 純也 (M2)

## 1. はじめに

多数の太陽光発電システムが電力系統に連系されると、発電出力が気象条件などの影響で不安定であるため、電圧変動及び周波数変動など系統に与える影響が問題になってくる。しかし、発電電力の変動は太陽光発電の設置場所の面的な広がりにより平滑化される(均し効果)ことが期待できる。また、この効果を含めたPVシステムの発電特性は、電力系統内におけるPVシステムの正確なkW値を把握することができ、PVシステムの普及を支援する有用なデータとなる。

本研究では、面的な広がりをもった日射(面平均日射)の均し効果を定量的に評価することを目的とし、実際に計測している複数地点の日射データを基にして、太陽光発電システムが多数、ある地域に普及した場合の面平均日射の変動を統計的な推定により評価した。

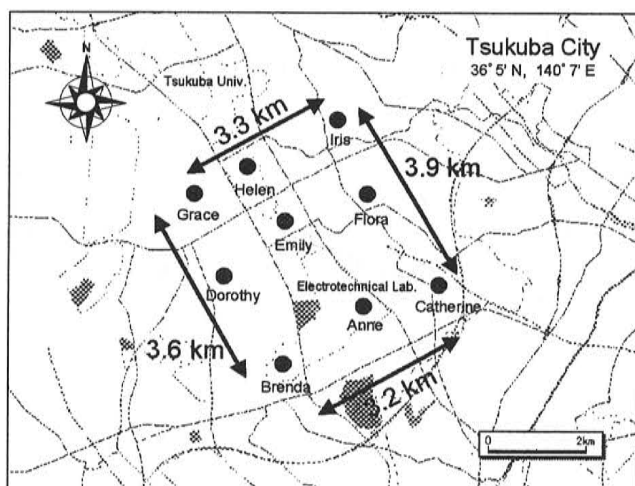


図1. 日射面特性計測装置の設置図

## 2. 均し効果について

点日射(個々の日射)に比べ、面平均日射は均し効果により、短周期の変動が抑制され電力系統に与える影響を小さくでき、さらに、変動

抑制によってPVシステムkW値が向上し、安定した電源として機能する可能性がある。以下にこれらの均し効果についての評価方法とその結果を説明する。

## 3. 短周期変動の抑制

### 3.1 評価方法

PVシステムの出力を負の負荷として考えると、一般需要負荷の変動と同様に周波数制御(LFC)の対象となると思われる。従って、面平均日射の変動を把握するため、日射の変動成分を評価対象とした。そして変動成分の標準偏差 $\sigma$ によって日射変動度と定義し、均し効果の評価指標とした。また、面平均日射の変動は次式を用いて評価した。

$$\sigma\left(\frac{F_1 + \dots + F_n}{n}\right) = \frac{2}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^{n(n-1)/2} V(A_i) - \frac{n(n-2)}{4} V(F)} \quad (1)$$

ここで、左辺は面平均日射の変動度、 $n$ はシステムの台数、 $F$ は点日射の変動成分のデータ、 $A_i$ は2地点平均日射の変動成分のデータ、 $V$ は変動成分のデータの分散を示している。日射の変動成分データは日射強度データから移動平均値を引き算で求め、変動周期が60分未満のデータとした。(1)の推定式を用いるため、次に、2地点平均日射の分散 $V(A_i)$ とその地点間の距離との関係を解析し、次の式を最小自乗法によって当てはめることで算出した。

$$v(A_i) = 0.5 \cdot \exp\left(-\frac{d}{\alpha}\right) + 0.5 \quad (2)$$

ここで、 $d$ は2地点間の距離、 $\alpha$ は気象条件によって影響する分散減衰距離で図1に示すように9地点の日射データを用いて決定した。一般に、細かい雲が移動する天候では各地点での日射の相関がなく、 $\alpha$ が小さい。一方、どんよりとした雲がある天候では各地点の相関があり、

$\alpha$ は大きくなる。仮に各地点の日射が互いに無  
 相関であった場合には2地点平均日射の $V(A_i)$   
 は、点日射の $V(F_i)$ の1/2となる。このとき推定  
 式(1)より変動抑制の上限は、導入台数 $n$ によっ  
 て制限される( $1/\sqrt{n}$ )。実際には各地点の日射は  
 近傍である程度相関があるため、均し効果は  
 $1/\sqrt{n}$ より小さくなる。

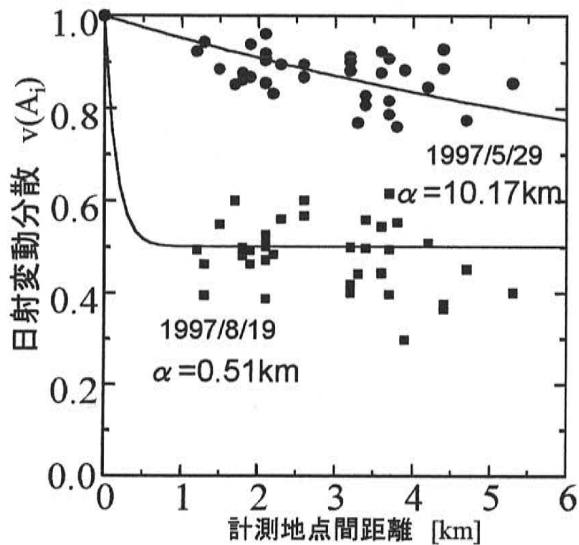


図2. 2地点平均日射の分散の推定例

### 3.2 結果

以上の方法を用いれば面平均日射の変動度が  
 算出でき、均し効果を評価することができる。  
 実際に太陽光発電システムがあるエリア範囲に  
 おいて任意に導入されることを想定して、導入  
 台数、また導入地域のエリア半径を設定して均  
 し効果をシミュレーションにより解析した。図3  
 はその結果の一例を示す。1地点の日射変動度の  
 累積頻度曲線より面的な広がり（エリア範囲・  
 導入台数）をもった場合での日射変動度の累積  
 頻度曲線の方が下方ヘシフトしている。これは  
 日射変動が激しいときにおいて均し効果の影響  
 が大きいためである。さらに、均し効果につい  
 て考察すると、均し効果は気象条件によって決  
 まる分散減衰距離 $\alpha$ が小さい場合には、点日射  
 の相関がある範囲が小さいため、このときは均  
 し効果がよく発揮される。一方、 $\alpha$ が大きい場  
 合では、点日射での相関範囲が大きいため、導

入台数では均し効果に大きな影響をおよぼさな  
 いということが言える。つまり、均し効果は、  
 図4に示すように配電レベルに相当する電力系  
 統内のエリアサイズと分散減衰距離 $\alpha$ との比で  
 決定されることがわかった。

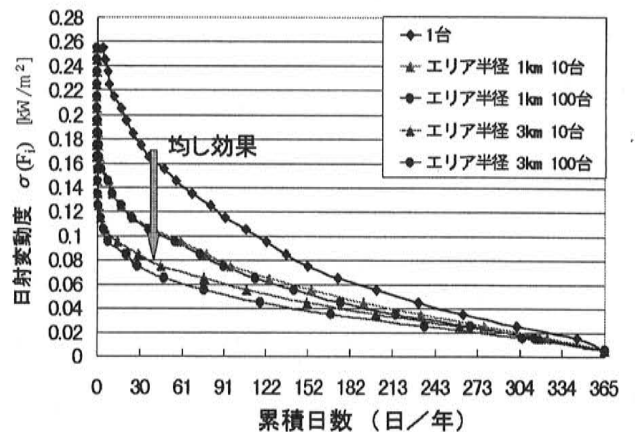


図3. 日射変動度の累積頻度曲線

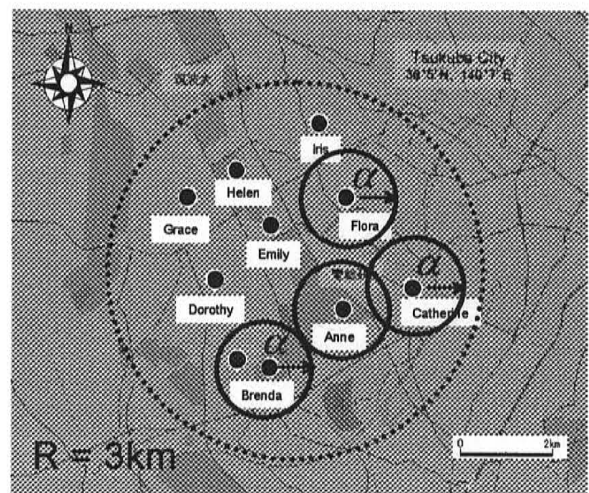


図4. 分散減衰距離と導入エリアとの関係

### 4. おわりに

本研究では平面的な広がりによる日射変動の  
 平滑化について検討した。その結果、半径数キ  
 ロのエリアでも均し効果が得られることが約2  
 年分の日射データより明らかになった。このこ  
 とは、電力系統に連系した場合でも、安定した  
 電源として機能する可能性があることを示して  
 いる。



# 雲画像を用いた日射予測の検討

谷口 浩成 (M1)

## 1. はじめに

太陽光発電 (PV) システムの出力は天候への依存性が高く、電力系統側から見て制御が困難である。従ってPVシステムが大規模に普及した場合、電力系統に与える影響が問題になると考えられている。そこで本研究では、気象衛星「ひまわり」(GMS)の雲画像を利用して日射量を予測する手法を検討した。今回は日射予測の基礎研究として衛星雲画像の輝度値の予測を行った。

## 2. 衛星衛星「ひまわり」の雲画像

### 2.1 雲画像の定義

観測画像  $h_t(x, y)$ 、過去画像  $h_{t-n}(x, y)$ 、未来画像  $h_{t+n}(x, y)$  とし、過去画像  $h_{t-n}(x, y)$  は観測画像  $h_t(x, y)$  より時間前の画像、また未来画像  $h_{t+n}(x, y)$  は観測画像  $h_t(x, y)$  より時間後の画像とする。また雲画像の座標軸は、X軸は右方向にプラス、Y軸は下方向にプラスをとる。

### 2.2 処理に用いた雲画像

本論文では雲画像の処理に赤外画像を利用した。赤外画像は24時間受信可能、天頂角補正の必要がなくそのまま使用可能、などの特徴があるためである。しかし、今までの日射量予測は可視画像を使用していることや地上に到達する日射は可視であることなどを考慮すると、可視画像を用いた雲移動ベクトルの算出も検討しなければならない。

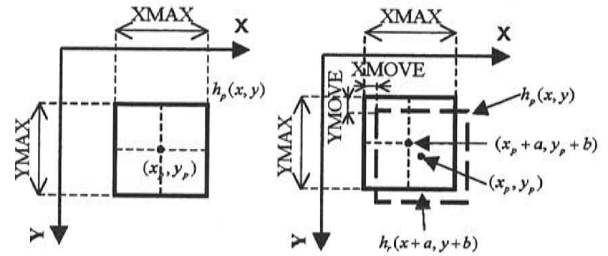
## 3. 雲移動ベクトルによる輝度値予測

### 3.1 相互相関法による雲移動ベクトルの算出手法

過去画像  $h_{t-n}(x, y)$  上の任意の座標  $(x_p, y_p)$  を中心に、相関サイズを  $XMAX \times YMAX$  とした場合の画像を対象画像  $h_p(x, y)$  とする。また観測画像  $h_t(x, y)$  上の座標  $(x_{p+ar}, y_{p+br})$  を中心とする画像を参照画像  $h_r(x+a, y+b)$  とし、相関サイズは対象画像と同じとする(図1)。参照画像の中心座標が移動する範囲は、

$$\begin{aligned} -XMOVE \leq a \leq XMOVE \dots\dots\dots (1) \\ -YMOVE \leq b \leq YMOVE \end{aligned}$$

で表わされる。



(a) 対象画像  $h_p(x, y)$  (b) 参照画像  $h_r(x+a, y+b)$

図1 対象画像と参照画像の範囲

次に対象画像  $h_p(x, y)$  と参照画像  $h_r(x+a, y+b)$  の相関関数  $g(a, b)$  を求める。

$$g(a, b) = \sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_p(x, y) \cdot h_r(x+a, y+b)$$

$$(r=1, 2, \dots, (XMOVE \times 2) \times (YMOVE \times 2)) \dots\dots (2)$$

ただし、 $h_p(x, y)$ 、 $h_r(x+a, y+b)$  はあらかじめ各画素における値の2乗和で、

$$\sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_p(x, y) = \sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_r(x+a, y+b) = 1$$

$$(r=1, 2, \dots, (XMOVE \times 2) \times (YMOVE \times 2)) \dots\dots (3)$$

と規格化しておく。相関関数  $g(a, b)$  が最大となる参照画像  $h_r(x+a, y+b)$  の中心座標を  $(x+a_{max}, y+b_{max})$  とすると、算出する時間後の雲移動ベクトルCは

$$C = (x_p - a_{max}, y_p - b_{max})$$

x, y; 単位ベクトル..... (4)

で決定する。

### 3.2 輝度値の予測手法

未来画像  $h_{t+n}(x, y)$  の座標  $(x_r, y_r)$  の輝度値を予測する場合を説明する。まず過去画像  $h_{t-n}(x, y)$  と観測画像  $h_t(x, y)$  を用いて雲移動ベクトル  $C = (C_x, C_y)$  を算出する。この時、過去画像  $h_{t-n}(x, y)$  の座標  $(x_p, y_p)$  は未来画像  $h_{t+n}(x, y)$  の座標  $(x_r, y_r)$  と等しいものとする。次に雲移動ベクトルを未来画像  $h_{t+n}(x, y)$  の座標  $(x_r, y_r)$  と等しい観測画像  $h_t(x, y)$  の座標  $(x'_o, y'_o)$  を始点とし方向を逆にして適用する。そして観測画像  $h_t(x, y)$  の座標  $(x'_o, y'_o)$  を求める。すなわち、この座標  $(x'_o, y'_o)$  が未来画像  $h_{t+n}(x, y)$  の輝度値を予測する座標  $(x_r, y_r)$  に

輝度値  $B'$  が予測する座標  $(x_f, y_f)$  の輝度値  $B_f$  とする。

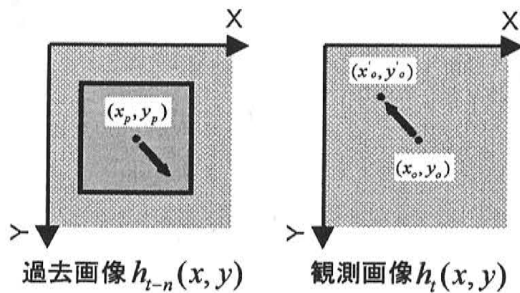


図2 輝度値の推定手法

## 4. 結果

### 4.1 雲移動ベクトルの算出結果

1997年1月3日から3月10日の午前9時と午前10時の画像データを用いて雲移動ベクトルを算出した。また相関サイズを  $10 \times 10$  ピクセルから  $50 \times 50$  ピクセルまでの5種類設定した。各特徴抽出処理画像を用いて算出した雲移動ベクトルの相関係数の結果を表1に示す。

表1 各特徴抽出画像を用いた雲移動ベクトルの相関係数

Corr size	Correlation coefficient						
	Marking	Class	Laplacian 4	Laplacian 8	Xsobel	Ysobel	Border
$10 \times 10$	0.997	0.99	0.33	0.344	0.656	0.749	-
$20 \times 20$	0.993	0.98	0.185	0.206	0.547	0.563	0.414
$30 \times 30$	0.989	0.974	0.231	0.257	0.521	0.48	0.253
$40 \times 40$	0.986	0.969	0.31	0.323	0.529	0.465	0.241
$50 \times 50$	0.985	0.971	0.419	0.425	0.585	0.496	0.263
Average	0.99	0.977	0.295	0.311	0.568	0.551	0.293

ここで、

Corr size: 相関サイズ

Marking: マーキング情報除去処理画像

Class: 4 値化処理画像

Laplacian4: 4 近傍ラプラシアン・フィルタ処理画像

Laplacian8: 8 近傍ラプラシアン・フィルタ処理画像

Xsobel: 水平方向強調ソーベル・フィルタ処理画像

Ysobel: 垂直方向強調ソーベル・フィルタ処理画像

Border: 輪郭線抽出処理画像

を表わす。マーキング情報除去処理画像と4値化処理画像の相関係数の平均値は0.97以上と高いが、輪郭線抽出処理画像においては0.293と低い値を示している。

### 4.2 輝度値予測の結果

輝度値の予測は、1997年1月3日から3月10日のデータを用いて4地点で相関サイズを5種類に設定し、1時間毎に1時間後から5時間後の予測をRMSE (2

乗平均誤差) により評価した。輝度値の予測に用いた特徴抽出画像は、雲移動ベクトルの算出でもっとも相関係数の値が高かったマーキング情報除去処理画像である。図3に予測誤差の結果例を示す。予測誤差は

$$\text{予測誤差} = \text{モデル誤差} + \text{雲移動予測誤差}$$

で表わされる。ここでモデル誤差は予測手法(モデル)による誤差である。したがって、雲移動予測誤差を求めるには予測誤差からモデル誤差を引かなければならない。今回の予測ではモデル誤差のRMSEの平均値は2.95、1時間後のRMSEの平均値は3.08であった。これは1時間での雲移動が小さかったため、予測誤差はモデル誤差とほとんど同じであったと考えられる。2時間後から5時間後のRMSEの平均値は、順に3.97、5.47、5.92、6.04であった。この結果から予測時間が未来になるほど、予測精度が低下すると言える。

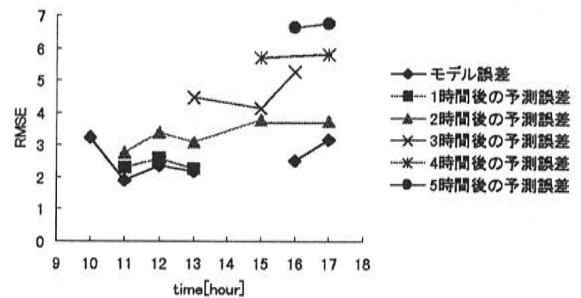


図3 相関サイズ  $30 \times 30$ 、(485, 335) 地点の予測精度の結果

## 5. むすび

本論文は雲移動ベクトルを用いて衛星雲画像の輝度値を予測する手法について検討したものである。その結果、1時間後の予測誤差はモデル誤差とほとんど変わらない値を得ることができた。また、5時間後の予測誤差もRMSE値で6.04を算出した。これらのことから、数時間後の予測も可能であると言える。今回算出した予測誤差は2ヶ月の予測データを平均して求めたものであるから、天候が急激に変化する場合などは正しい予測ができるとは限らない。今後は天候が急激に変化する場合の予測と、実際に日射量予測が可能であるか検討して行かなければならないと考えている。

### 文献

- (1) 河田聡・南茂夫: 「科学計測のための画像データ処理」, CQ出版社, 1994年

# PVモジュールのリサイクル

鰻田 洋章 (M1)

## 1. はじめに

太陽光発電システムは、太陽電池のコストの大幅な低下に伴い実用化段階に近づきつつある。それは必然的に太陽電池モジュールの大量普及をする可能性があり、その結果、廃棄物問題が生じる。太陽電池モジュールは複合材料であり、その耐用年数は一般的に20年から30年とされているが、その原因として、充填材のEVA（エチレン酢酸ビニル）の黄ばみや、熱応力による導線破断などが考えられるが、太陽電池セルそのものの性能劣化が原因ではない。セルは製造工程において、エネルギー消費が膨大であるため、太陽電池を回収することによる資源の有効利用という考えも出てくる。

最も普及している結晶系シリコン太陽電池モジュールの一般的な構造を図1に示す。これは、スーパーストレート方式といわれるもので、結晶系太陽電池セルを、EVAを用いてラミネート封入している。このラミネートが強固であるため、リサイクルが困難なものとなっている。しかし、EVAを除去できる方法があれば、先に述べた廃棄物問題などが解決する。

そこで本研究では、有機溶媒を用いてEVAを除去し、セルを無傷で回収する方法を実験的に検討してみた。

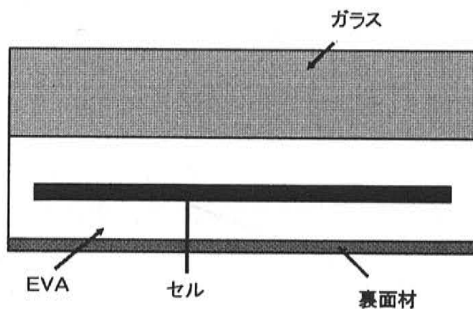


図1 太陽電池モジュールの断面図

## 2. 実験

### 2.1 溶媒の選定

本研究では、有機溶媒を用いて、EVAの除去を検討している。その理由として、セルの最終工程である電極取付け工程が200℃程度であり、EVAの熱処理によるセルの封入工程が150℃程度であるので、常温から200℃領域でのEVA除去プロセスが望ましいからである。

今回使用した溶媒を表1に示す。溶媒の選定

方法として、まず、重合前のEVAを用いて実験を行い、実験結果からある程度選別した後、重合後のEVAを使って、溶媒の選定をおこなった。

表1 有機溶媒の選定結果

	重合前	重合後	備考
エタノール	×	×	重合前EVA膨潤なし
メタノール	×	—	重合前EVA膨潤なし
メチルイソブチルケトン	△	△	
メチルエチルケトン	○	△	
アセトン	△	×	
トルエン	○	△	重合後EVA膨潤度大
トリクロロエチレン	○	○	重合後EVA若干破断
エチレングリコール	×	—	重合前EVA膨潤なし
テトヒドロフラン	○	△	重合後EVA膨潤度大
石油ベンジン	○	△	
ラッカーシンナー	○	△	
グリセリン	×	—	重合前EVA膨潤なし
マシン油	×	—	重合前EVA膨潤なし
灯油	○	△	
軽油	○	×	
ガソリン	○	△	
過酸化水素水	×	—	重合前EVA膨潤なし

○:効果あり △:効果小 ×:効果なし —:実験せず

まず重合前のEVAを使った実験で、エタノールなど6種類が候補から消えた（エタノールは比較のため重合後の実験も使用）。その後、重合後のEVAを使った実験において、どれも溶解はしなかったが、最も効果的なのがトリクロロエチレンであった。そこでトリクロロエチレンを用いて、セルの回収実験を行った。

### 2.2 トリクロロエチレン法

実験は試作したワンセルモジュールを用いて行った。構造は、図1のような結晶系シリコンスーパーストレート方式を擬似している。その理由として、先にも述べたが一般的であること、結晶系シリコン太陽電池モジュールの場合、コストやエネルギーの削減効果がライフサイクル分析によってあげられているからである。セルに及ぼす影響を調べるために、実際が多結晶シリコンセルを使用、裏面材として、手軽さなどからアルミ箔を使用した。

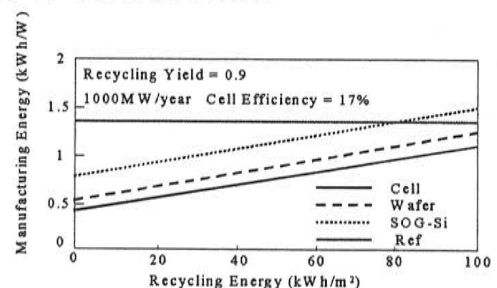


図2 ライフサイクル分析（エネルギー）

実験は、アルミ箔の裏にガラス板をあて、ダブルクリップで側面をはさんだもので行った。ガラス板は、膨潤を抑制してセルの破損を防ぐためである。

温度による膨潤度の違い、ならびに機械的圧力の違いから、常温でガラス板1枚、80℃加熱でガラス板1枚、80℃加熱でガラス板2枚の3通りで実験を行った。

実験結果を表2に、この実験のEVA除去メカニズムを図3に示す。このトリクロロエチレン法は、加熱によってEVAの流動性を高め、適度な加圧によってEVAを側面に押し流し、トリクロロエチレンとEVAの比重差によってEVAを引きちぎったと推測できた。ガラス板2枚の場合、機械的加圧が大きすぎるため、その力でセルを破損したと思われる。また、常温の場合、EVAの流動性が加熱に比べて小さいため、側面にEVAを押し流す作用が小さいので、結局上下方向の力だけが加わり最終的に破損したと思われる。

表2 トリクロロエチレン法の結果

条件	結果
常温 ガラス1枚	1週間ほどでセルが破損
加熱 ガラス1枚	セルを破損することなくEVAを除去
加熱 ガラス2枚	セルが破損する
加熱はオイルバスにて80℃まで加熱	

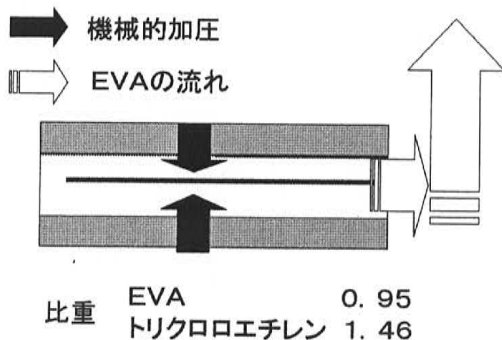


図3 トリクロロエチレン法メカニズム

## 2. 3 o-ジクロロベンゼン法

トリクロロエチレン法によって、比較的低温処理で、セルにダメージを与えない方法が確立できた。しかし、トリクロロエチレンは発癌性物質で知られているので、環境面であまり使用が好ましくない。そこで、環境面でより望ましい溶媒として、o-ジクロロベンゼンを用いる方法について検討を行った。

実験は、2サンプルを用いて行った。サンプル1はトリクロロエチレン法を参考に、裏面にガラス板をあて、機械的加圧を加えたもの、サンプル2はモジュールである。実験条件として、温度は120℃、期間は1週間行った。その結果

を図4に示す。

o-ジクロロベンゼン法は、トリクロロエチレン法と全く逆の結果が出た。これは、o-ジクロロベンゼンはトリクロロエチレンより溶解度が大きく、膨潤が小さいため、機械的加圧が余計な圧力となってセルを破損したと思われる。

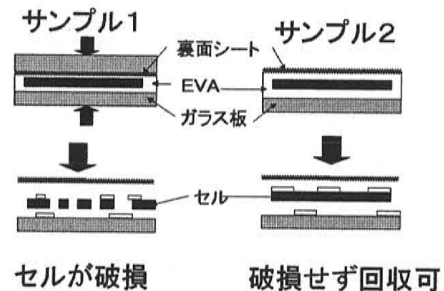


図4 o-ジクロロベンゼン法結果

## 3. 回収後の太陽電池特性

回収したセルを、大同ほくさんの石川氏の協力を得て、太陽電池特性の測定をしてもらった。その結果を表3に示す。

表3 太陽電池特性

	単結晶		多結晶	
	回収前	回収後	回収前	回収後
Voc(V)	0.613	0.597	0.606	0.603
Isc(A)	3.63	3.55	3.1	3.11
Pmax(W)	1.69	1.47	1.39	1.37
FF	0.758	0.694	0.741	0.733
Rs(Ω)	0.017	0.03	0.018	0.018
Cell Eff. (%)	16.1	14	13.9	13.7

特に多結晶シリコンにおいて、性能劣化がほとんどなかった。

## 4. おわりに

o-ジクロロベンゼンを加熱状態で作用させることにより、セルを破損することなく回収することに成功した。溶媒による太陽電池特性への影響も、多結晶シリコンセルではほとんどなかった。リサイクル手法として期待できると思われる。

今後の課題として、溶媒として環境面、経済性を考えて、o-ジクロロベンゼンにかわる溶媒の可能性を検討する必要がある。また、温度条件などを変えて、実用性があるか調べる必要もまたある。

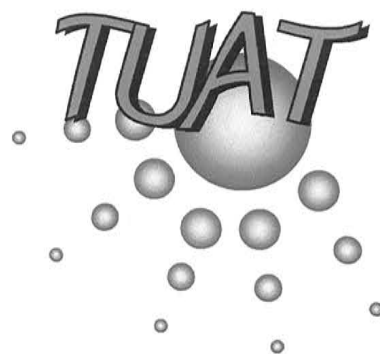
## 発表文献

「PVモジュールリサイクルの実験的検討(2)」平成10年度太陽エネルギー学会

「PVモジュールリサイクルにおけるo-ジクロロベンゼン法の検討」平成11年電気学会全国大会



## 黒川浩助研究室



黒川 浩助 Prof. KUROKAWA Kosuke  
e-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp  
URL: <http://tuat.ac.jp/~kurochan/welcomej.htm>

東京農工大学 工学部 電気電子工学科  
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16  
TEL: 042-388-7132 FAX: 042-385-6729

### H10 学生

- M2 村上高德(パワーコンディショナーのシミュレーション手法に関する研究)...ホンダ  
M2 箕輪純也(太陽光発電システムの日射面特性に関する研究)...東北電力
- M1 谷口浩成(衛星雲画像の動的分析)  
M1 宇野沢浩之(多傾斜面日射量の測定・評価に関する研究)  
M1 内田奈輔(太陽光発電システムの地域発電特性に関する研究)  
M1 片岡克成(エネルギーシステムの分析)  
M1 草川正人(PWM 自励インバータの制御方式に関する研究)  
M1 鰻田洋章(太陽光発電モジュールリサイクルに関する研究)
- B4 松川 洋(太陽光発電アレイシミュレーションに関する研究)...M 進学  
B4 鈴木大介(新型日射強度センサの開発研究)...ミツミ電機  
B4 藤村亮介(太陽光発電システムの計測・評価に関する研究)...東工大 M 進学  
B4 桜井康弘(アレイ分布定数回路のシミュレーション)...M 進学  
B4 輿石浩吉(小型 PV 用インバータ制御に関する研究)...M 進学  
B4 高宮正裕(電力系統の高度制御に関する基礎研究)...M 進学  
B4 川口博嗣(独立型太陽光発電システムのシミュレーション研究)...M 進学
- B3 石川 崇(未定)  
B3 大谷有生(未定) H11 米国留学  
B3 谷端正志(未定)  
B3 登守利征(未定)  
B3 山口智彦(未定)  
B3 山下智幸(未定)

---

黒川 浩助  
e-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp  
<http://tuat.ac.jp/~kurochan/welcomej.htm>  
東京農工大学 工学部 電気電子工学科  
〒184 東京都小金井市中町 2-24-16  
TEL: 0423-88-7132 FAX: 0423-85-6729

Prof. Kosuke KUROKAWA  
Department of Electrical and Electronic Engineering,  
Faculty of Technology,  
Tokyo University of Agriculture and Technology  
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184 Japan  
Phone: +81-423-88-7132 FAX: +81-423-85-6729

## [関連研究発表リスト(1966-1999)]

<1996年>

- (1) 黒川、津田、加藤、大谷、高島、作田、野崎：太陽光発電システムの面展開に関する考察，電総研集報，Vol.60, No.1, pp.9-25, 1996.1.
- (2) K. Kurokawa: Application of photovoltaic systems to dense, residential area, Proc. 1995-96 APEC Energy R&D and Technology Transfer and Renewable Energy Resource Assessment Seminar, Beijing, Seg.I, 1996.2.
- (3) 黒川、加藤、稲葉：太陽光発電技術の動向とライフサイクル評価，資源と環境(資環研)，Vol.5, No.2, pp.11-22, 1996.
- (4) 黒川：H7年度新発電システムの標準化に関する調査研究報告書，第1部(太陽光発電)，日本電機工業会，1996.3.
- (5) 黒川：大型システムの最適化，H7年度大型エネルギー供給システムの調査研究報告書，PVTEC/NEDO, 1996.3.
- (6) 横内、大城、嶺、今瀧、黒川：太陽光発電システムにおける加重平均温度 TCR (温度補正係数 KPT) の解析，H8電気学会全国大会，早稲田大学，1996.3.26-28.
- (7) 嶺、横内、大城、佐藤、今瀧、黒川：太陽光発電システムの直流回路損失補正係数の修正係数，H8電気学会全国大会，早稲田大学，1996.3.26-28.
- (8) 黒川：電力システムにおける太陽光発電の将来展望，H8電気学会全国大会，早稲田大学，S.16-5, 1996.3.26-28.
- (9) 日本太陽エネルギー学会論文賞，1996.3.29，黒川：太陽光発電システム評価における日射測定のスAMPLING間隔に関する考察，Vol.18, No.2.
- (10) 黒川：PVTECとシステム研究，PVTEC5年の歩み，p.94, 1996.3.
- (11) 黒川：太陽光発電システムの設計・評価，太陽光自立電源普及システム共同開発プロジェクト，早稲田大学，1996.4.19.
- (12) 黒川：太陽光発電システム開発の動向，計測と制御，Vol.35, No.5, 1996.5. (学会誌解説) K. Kurokawa and S. Wakamatsu, An overview of photovoltaic system technologies, Journ. Soc. Instrument and Control Engineers, Vol.35, No.5, pp.333-336, 1996.
- (13) K. Kurokawa: An overview of system technology in Japan, Proc. 4th World Renewable Energy Congress, Denver, pp.480-484, June 15-21, 1996.
- (14) 電力工学に若い人材を，日経新聞，1996.6.1(朝)。(報道記事)
- (15) K.Kurokawa: Data sampling speed versus energetic measurement errors of irradiation monitoring in photovoltaic systems, Solar Energy (Journ. Intern. Solar Energy Society), Vol.56, No.6, Aug. 1996.
- (16) 太陽光発電システム技術に対する展望・展開，13回太陽光発電システムシンポジウム(太陽光発電懇話会)，発明会館，1996.6.4-6.
- (17) A. Murata, K. Kato and K. Kurokawa: An estimation of environmental impacts of the trade of industrial products - A case of Japan, Joint IEW/JSER Intern Conf. on Energy, Economy & Environmental, Osaka, June 25-27, 1996.
- (18) 黒川：21世紀のエネルギー社会を構築するためのエネルギーシステム分析，104回STスクエア(技振協)，1996.6.28.
- (19) 黒川：「地味な」太陽光発電システム研究に論文賞をいただき，太陽エネルギー，Vol.22, No.4, P.47, 1998.7.
- (20) 黒川：太陽光発電システム技術，H8年度七大学大学院合同セミナー，1996.8.3-6.
- (21) 杉山、黒川、津田、大谷、上迫：太陽光発電運転データからの損失因子・特性パラメータの推定方法，電気学会電力・エネルギー部門大会，大阪大学，1996.8.7-9.
- (22) 津田、加藤、野崎、黒川：化学独立栄養細菌による代替光合成反応の可能性について，電気学会電力・エネルギー部門大会，大阪大学，1996.8.7-9.
- (23) 湯川、浅岡、高原、大城、黒川：太陽電池モジュール温度上昇の推定，電気学会論文誌，Vol.116-B, No.9, 1996.9.
- (24) K. Kurokawa: Technical topics of system technology in PVSEC-9, Japan 21st, Vol.41, No.9, 1996.9.
- (25) 黒川：気い〜長あ〜に，PVTECニュース，Vol.20, pp.10, 1996.10.
- (26) 黒川：太陽光発電の現状と今後の動向，ソーラーシステムセミナー(ソーラーシステム振興協会)，東京ビッグサイト，1996.9.20.
- (27) 黒川：16回NEDO事業報告会分科会パネルディスカッション，ホテルグランドパレス，1996.9.25.
- (28) K. Kurokawa: An overview of system technology in Japan, Workshop on Building Integrated PV Module, Fraunhofer Institute, Freiburg, 1996.10.1.
- (29) 黒川：太陽光発電の現状と将来像について，サンコー社講演会，1996.10.14.
- (30) 近藤、津田、黒川、野崎、小川、関井：独立形太陽光発電システムのシミュレーション，日本太陽エネルギー学会等研究発表会，酒田，1996.10.31-11.1.
- (31) 箕輪、大谷、作田、黒川：日射変動確率の分析，日本太陽エネルギー学会等研究発表会，酒田，1996.10.31-11.1.
- (32) 杉山、大谷、津田、黒川：太陽光発電システム評価のための最適手法の検討，日本太陽エネルギー学会等研究発表会，酒田，1996.10.31-11.1. (口頭発表) 平成8年度日本太陽エネルギー学会奨励賞<学生部門>，1997.4.4.
- (33) K. Kurokawa, K. Kamisako, T. Shimizu: Conceptual considerations on PV systems composed of AC modules, PVSEC-9, Miyazaki, A-V-9, pp.191-192, Nov. 11-15, 1996.
- (34) K. Kurokawa: Areal evolution of PV systems, PVSEC-9, Miyazaki, PL-II-3, pp.881-884, Nov. 11-15, 1996.
- (35) K. Kurokawa, T. takashima, T. Hirasawa, T. Kichimi, T. Imura, T. Nishioka, H. Iitsuka, N. Tashiro: Case studies of large-scale PV systems distributed around desert area of the world, PVSEC-9, Miyazaki, A-VI-4, pp.165-166, Nov. 11-15, 1996.
- (36) K. Otani, J. Minowa, K. Kurokawa: Study on areal solar irradiance for analyzing areally-totalized PV systems, PVSEC-9, Miyazaki, P-II-D-90, pp.827-828, Nov. 11-15, 1996.
- (37) I. Tsuda, K. Nozaki, K. Sakuta, K. Kurokawa: Improvement of performance in Redox flow batteries for PV systems, PVSEC-9, Miyazaki, A-III-3, pp.51-52, Nov. 11-15, 1996.
- (38) T. Oshiro, H. Nakamura, M. Imataki, K. Sakuta, K. Kurokawa: Practical values of various parameters for PV system design, PVSEC-9, Miyazaki, A-IV-2, pp.161-162, Nov. 11-15, 1996.
- (39) 黒川：新しい太陽光発電システム - 多摩地区のケーススタディ，多摩ルネサンスシンポジウム'96，都立科学技術大学，1996.11.16.
- (40) 黒川：太陽光発電の実用化の現状と課題，162回光産業振興協会マンスリーセミナー，1996.11.26.

- (41) 黒川：コミュニティと地球規模利用を目指した面展開，16回新エネルギー産業シンポジウム，1996.12.9-11.  
 (42) 黒川：情報通信とクリーンエネルギーの未来，NTT マルチネットセミナー，1996.12.11.

<1997年>

- (1) 黒川：太陽光発電システムの技術動向，14回YRC講演会（横河総研），97.1.16.  
 (2) T. Shimizu, K. Kurokawa: The effect of electron-neutral collision in the sheath of Langmuir probes, 3rd Intern. Conf. on Reactive Plasmas and 14th Symposium on Plasma Processing, Nara, 1997.1.21-24.  
 (3) 黒川：太陽光発電の未来，NTT太陽光発電ユーザ研究会5回情報フォーラム，97.1.30.  
 (4) A. Suzuki, K. Kurokawa: Evaluation of annual insolation on a planar solar receiver with respect to its direction and insolation obstructions, Solar Electrification 1997, New Delhi, 1997.3.3-5.  
 (5) K. Kurokawa: World energy demand and PV system potential, Preparatory Workshop on Very Large-Scale PV Power Generating Systems utilizing Desert Areas, PVTEC/NEDO, Keynote Address, 1997.3.1.  
 (6) 黒川：太陽光発電システムの技術動向，ベース設計資料建築設備編（建設工業調査会）97年版、83号，1997.4.20.  
 (7) 黒川：太陽光発電システムの現状と今後の展望，1997春44回応用物理学関係連合講演会，97.3.30.  
 (8) K. Kurokawa, H. Sugiyama, K. Sakamoto, T. Ohshiro, K. Sakuta, T. Matsuo, T. Katagiri: System monitoring database and performance analysis in Japanese Field Test Program, 14th EU-PVSEC, Barcelona, 1997.6.30-7.4.  
 (9) K. Otani, A. Murata, K. Sakuta, J. Minowa, K. Kurokawa: Methodology for optimizing the size of community-integrated PV systems, 14th EU-PVSEC, Barcelona, 1997.6.30-7.4.  
 (10) M. Jantsch, M. Real, H. Haberin, C. Whitaker, K. Kurokawa, G. Blasser, P. Kremer, C.W.G. Verhoeve: Measurement of PV Maximum Power Point Tracking Performance, 14th EU-PVSEC, Barcelona, 1997.6.30-7.4  
 (11) 黒川：太陽光発電量と電力負荷，日本建築学会シンポジウム「建築家のための太陽光発電技術」，建築会館ホール，1997.5.20.  
 (12) 黒川：太陽光発電システムの面展開，太陽光発電懇話会「光発電」1997.7.  
 (13) 黒川：太陽光発電システムの最近の動向，OHM, pp.22-26, 1997.8  
 (14) 大谷、村田、作田、箕輪、黒川：面的に広がった分散型太陽光発電システムの集成的発電電特性、平成9年電気学会電力・エネルギー部門大会、1997.7.7  
 (15) 黒川：快適生活！新エネルギー事情、猿と美代子のもっと知りたいニッポン、テレビ東京、1997.5.23(5.30放映) (TV対談)  
 (16) K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida, K. Sakuta, K. Sakamoto, T. Oshiro, T. Matsuo, T. Katagiri: Extended Performance Analysis of 70 PV Systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, 1997.9.29-10.3  
 (17) 黒川：太陽光発電システムの構成、エネルギー変換懇話会セミナー、科学技術館、1997.10.17.  
 (18) 黒川：地球にやさしい自然エネルギー、日本大学公開講座「21世紀の沿岸環境の保全と創造」、1997.11.12.  
 (19) 津田、作田、大城、黒川：独立型太陽光発電システムのシミュレーション、平成9年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会研究講演発表会、1997.11.28-29, No.14.  
 (20) 杉山、内田、大谷、津田、作田、坂本、大城、黒川：フィールドテストデータからの地域発電特性の解析方法、平成9年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会、1997.11.28-29, No.4.  
 (21) 箕輪、大谷、津田、作田、黒川：地域内における集合日射の変動抑制効果、平成9年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会、1997.11.28-29  
 (22) 鰻田、作田、大谷、村田、黒川：PVモジュールリサイクルの実験的検討、平成9年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会、1997.11.28-29, No.94.  
 (23) K. Kurokawa: Areal evolution of PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells 47(1997) 27-36, 1997.  
 (24) K. Kurokawa, T. Takashima, T. Hirasawa, T. Kikuchi, T. Imura, T. Nishioka, H. Iituka, N. Tashiro: Case studies of large-scale PV systems distributed around desert area of the world, Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997) 189-196, 1997.  
 (25) K. Otani, J. Minowa, K. Kurokawa: Study on areal solar irradiance for analyzing areally-totalized PV systems, Solar Energy Materials solar Cells 47 (1997) 281-288, 1997.  
 (26) K. Kurokawa, K. Kamisako, T. Shimizu: Conceptual considerations on PV systems composed of AC modules, Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997) 243-250, 1997.  
 (27) T. Oshiro, H. Nakamura, M. Imataki, K. Sakuta, K. Kurokawa: Practical values of various parameters for PV systems design, Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997) 177-187, 1997.

<1998年>

- (1) 黒川：このところやけに欧州 - 国際エネルギー機関における太陽光発電研究協力、海外レポート、1998.1.  
 (2) K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa: A Simple Monitoring Method for Estimation of Shading Loss of Photovoltaic Systems, EuroSun '98 2nd ISES Europe Congress, 1998.1.15.  
 (3) 黒川：太陽からの贈り物、新エネルギー導入講座、東北地域における太陽光発電システム導入の促進、1998.3.5.  
 (4) 黒川、大谷：太陽電池の仕組みと応用、「やさしい光技術」光産業技術振興協会、1998.  
 (5) 内田、杉山、黒川、八百井、田中、左鹿：333kW NTT中央研修センターPVシステムの運転特性、平成10年電気学会全国大会、1998.3.25-27.  
 (6) 黒川：地域型面展開で普及促進、21人が語る近未来像、住宅産業新聞、1998.3.25, pp.9.  
 (7) T. Shimizu, K. Kurokawa: A Modification of Positive-Column Theory by the Standard Distribution (標準分布による陽光柱理論の修正)、平成10年電気学会全国大会、1998.3.25-27.  
 (8) K. Kurokawa: The State of the Art in Photovoltaics, NEDO-SPC PV Seminar, Beijing, 1998.3.27.  
 (9) 黒川：太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明、H9年度NEDO委託業務成果報告書、1998.3.  
 (10) 黒川：太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明、第35回太陽エネルギー推進委員会・第10回太陽光発電連絡会、虎ノ門パストラル、1998.4.20-23.  
 (11) 黒川：太陽光発電の普及拡大を図るには(パネル討論司会)、太陽光発電システムシンポジウム、太陽光発電懇話会、1998.6.2-4.  
 (12) K. Kurokawa: IWAKI Mega-PV Land, EUREC Tutorial, Vienna, 1998.7.5.



- (13) K.Otani, K.Sakuta, K.Kurokawa: A simple method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, EuroSun'98, 2<sup>nd</sup> ISES Europe Congress, 1998.3.
- (14) 内田, 杉山, 黒川, 他: 333kW NTT 中央研修センタ PV システムの運転特性, 平成 10 年電気学会全国大会, No.1818, 1998.3.
- (15) K. Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (16) K. Kurokawa, K. Kato, F. Palleta, A. Illiceto: Very Large Scale Photovoltaic Generation System (VLS-PV) Project, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.6-10, [VD6.36].
- (17) M. Kusakawa, H. Nagayoshi, K. Kamisako, K. Kurokawa: A new type of module integrated converter with wide voltage matching ability, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.6-10, [VA5.10].
- (18) T.Yamada, H.Nakamura, T.Oshiro, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measuring and analysis program in Japanese Monitoring Program of residential PV systems, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (19) K.Otani, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa, J.Minowa: Statistical smoothing of power delivered to utilities by distributed PV systems, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (20) K. Sakuta, K. Otani, A. Murata, H. Unagida, K. Kurokawa: Attempt to recover silicon PV cells from modules for recycling, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.6-10, [VB6.17].
- (21) Tsuda, K. Nozaki, K. Sakuta, M. Oshiro, K. Kurokawa: Simulation results of stand-alone PV systems under various load conditions, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.6-10, [VA4.32].
- (22) H. Nakamura, T. Yamada, T. Ohshiro, K. Sakuta, K. Kurokawa: Comparison between estimation procedures for I-V curve in STC, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.6-10, [VC4.10].
- (23) 黒川: 太陽光発電システムの展望, 電気学会 B 部門誌, 平成 10 年 7/8 月号特集解説, 1998.7, pp.754-757.
- (24) 未来を見つめ新しいものに挑む 東京農工大学, 毎日新聞, 武蔵野版, 1998.7.25. (報道)
- (25) 谷口, 黒川, 大谷: 雲移動ベクトルによる日射予測の検討(基礎研究), 電気学会 B 部門大会, No.219, pp442-443, 成蹊大学, 1998.8.5-7.
- (26) 村上, 黒川, 滝川: 系統連系型太陽光発電の動的特性シミュレーション - 誘導機負荷が単独運転に与える影響の評価 -, 電気学会 B 部門大会, No.234, pp472-473, 成蹊大学, 1998.8.5-7.
- (27) 津田, 鰻田, 作田, 黒川: PV モジュールリサイクルにおける有機溶媒法の予備的検討, 電気学会 B 部門大会, No.585, pp675-676, 成蹊大学, 1998.8.5-7.
- (28) K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa: A Simple Monitoring Method for Estimation of Shading Loss of Photovoltaic Systems, EuroSun '98 2<sup>nd</sup> ISES Europe Congress, Portoroz, Slovenia, Sept. 14-17, 1998.
- (29) K. Kurokawa: Realistic Values of Various Parameters for PV System Design, World Renewable Energy Congress V, Florence, 1998.9.19-25.
- (30) K. Kurokawa: Realistic Values of Various Parameters for PV System Design, Renewable Energy, Vol.15, No.1-4, pp157-164, 1998.9.
- (31) 箕輪, 大谷, 津田, 作田, 黒川: 地域面平均日射の推定による太陽光発電システムの kW 価値分析, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.5, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (32) 松川, 中村(JQA), 杉浦(JQA), 黒川, 石川(大同ほくさん): 太陽電池を複数の方位および角度に設置した際の特性, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.8, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (33) 川口, 津田, 作田, 黒川: 独立型 PV システムのシミュレーション, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.13, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (34) 村上, 黒川, 小林(CRIEPI), 滝川(CRIEPI): 系統連系型太陽光発電システムの単独運転特性シミュレーション, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.20, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (35) 宇野沢, 黒川, 杉浦: 太陽光発電システムの年間発電量の簡略推定方式の提案, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.26, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (36) 中村(JQA), 杉浦(JQA), 作田, 黒川: 汚れ補正係数  $K_{pds}$  による太陽電池モジュールの汚れ評価, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.34, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (37) 鰻田, 津田, 村田, 作田, 黒川: PV モジュールリサイクルの実験的検討, 平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会, No.36, 琉球大学工学部, 1998.12.5-6.
- (38) 黒川: 太陽からの贈り物, 自然エネルギー市民会議, 第 3 回「市民のための自然エネルギーを考える会」, 土浦, 1998.11.1.
- (39) 黒川 (コオーディネータ): 地球の環境維持と地域活動—エネルギーのケース, 多摩ルネッサンス'98 21 世紀へのかけ橋 教育・環境とエネルギー・産業, 東京農工大学工学部, 98.11.21.
- (40) 黒川: 太陽からの贈り物, 国際自然エネルギーパイオニア会議, 大谷大学, 1998.12.6.

#### <1999 年>

- (1) 黒川: 太陽エネルギー, 日本学術会議主催, 第 48 回理論応用力学講演会, パネルディスカッション「再生可能エネルギー」, 99.1.25.
- (2) K. Yoshioka, S. Goma, k. Kurokawa, T. Saitoh: Improved design of a three-dimensional, static concentrator lens using meteorological data, Progress in Photovoltaics Research and Applications, Vol.7, No.1, pp61-69 (1999).
- (3) 鰻田, 津田, 村田, 作田, 黒川: PV モジュールリサイクルにおける  $\alpha$ -ジクロロベンゼン法の検討, 平成 11 年電気学会全国大会, 山口大学, 1999.3.
- (4) 黒川: 太陽光発電システム技術の現状と将来, 1999 年春季応用物理学会関係連合講演会, シンポジウム「環境・エネルギーの世紀を開く太陽光発電」東京理科大学, 1999.3.28-31.
- (5) K. Kurokawa, D. Uchida, K. Otani, T. Sugiura: Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan, north Sun '99, Edmonton, 1999.8.11-14.

# Research on Basic Problems Regarding Regional Photovoltaic Power Characteristics

Kosuke Kurokawa  
Faculty of Technology  
Tokyo University of Agriculture and Technology

## Objectives

For the purpose of supporting "the Areal Evolution" from basic technology side, aiming the high deployment of PV systems, fundamental research will be made to clarify regional photovoltaic power generating characteristics. Among those, irradiation problems, in which there exist various unsolved matters, are focused and fundamentally analyzed from various view points especially as to irradiance measurement and forecast on arbitrary planes essential for the estimation and evaluation of complex plane arrays and curved array.

## Work Programs

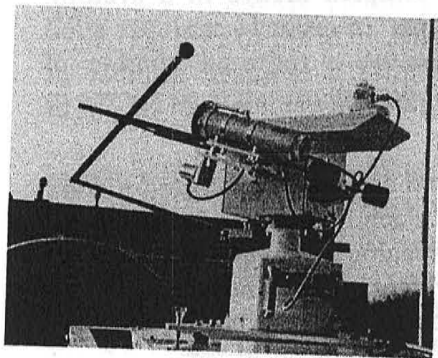
For the purpose of research on basic problems regarding regional photovoltaic power characteristics, the monitoring and evaluation of irradiation on arbitrary plane are studied and power generating characteristics on complex plane arrays and curved array will be understood. As the first year of this research, the following preliminary works were made:

- (1) Various types of radiometers have been installed to obtain reference data on arbitrary plane.
- (2) Various measuring methods of complex plane irradiation were classified in principle and detailed methodology has been studied for the development of next year.
- (3) The definition of incoming irradiation on to curved array were examined and relating system parameters was specified.
- (4) Basic study has started in terms of the translation methods of monitored irradiance data into values on different plane. Simplified expression by approximation formula was pre-studied for JWA's irradiation database for 225 sites in Japan.
- (5) A new method of separating shading effect and other parameters from normally monitored operational data has been proposed.

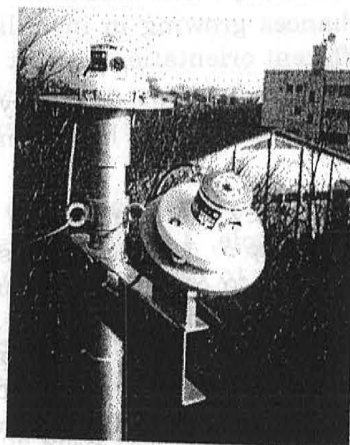
## Summary for FY1997

### (1) Integrated Measuring Facilities of Arbitrary Plane Irradiance

Integrated measuring facilities of arbitrary plane irradiance have been installed and



(a) pyr heliometer with automatic tracking equipment and diffuse pyranometer with co-operated shadow ball



(b) Horizontal global pyranometer and inclined pyranometer



(c) Rotating shadow band radiometer

Fig.1 Integrated Measuring Facilities of Arbitrary Plane Irradiance

operated in order to obtain reference data necessary for studying methodologies of measuring complex plane-of-array irradiation or defining/estimating irradiation on curved plane, also for the purpose of model development for identifying horizontal global, direct and diffuse irradiance respectively and accurately. Fig.1 shows them. Instantaneous values for every 1 minute are recorded. Other studies described below are being carried out by using these data.

Figure 2 gives an example of relationship between tilt irradiance and horizontal irradiance. The figure presents (a) instantaneous value and (b) hourly accumulated value respectively. Instantaneous relationship partly shows the effect of shading and hourly smoothing removes it. Still as shown by the figures, relationship between the both can not be definitely specified. Thus, it is confirmed that the modeling of this relationship has to consider other parameters such as sunshine hours, which was found by Japan weather Association (JWA) before.

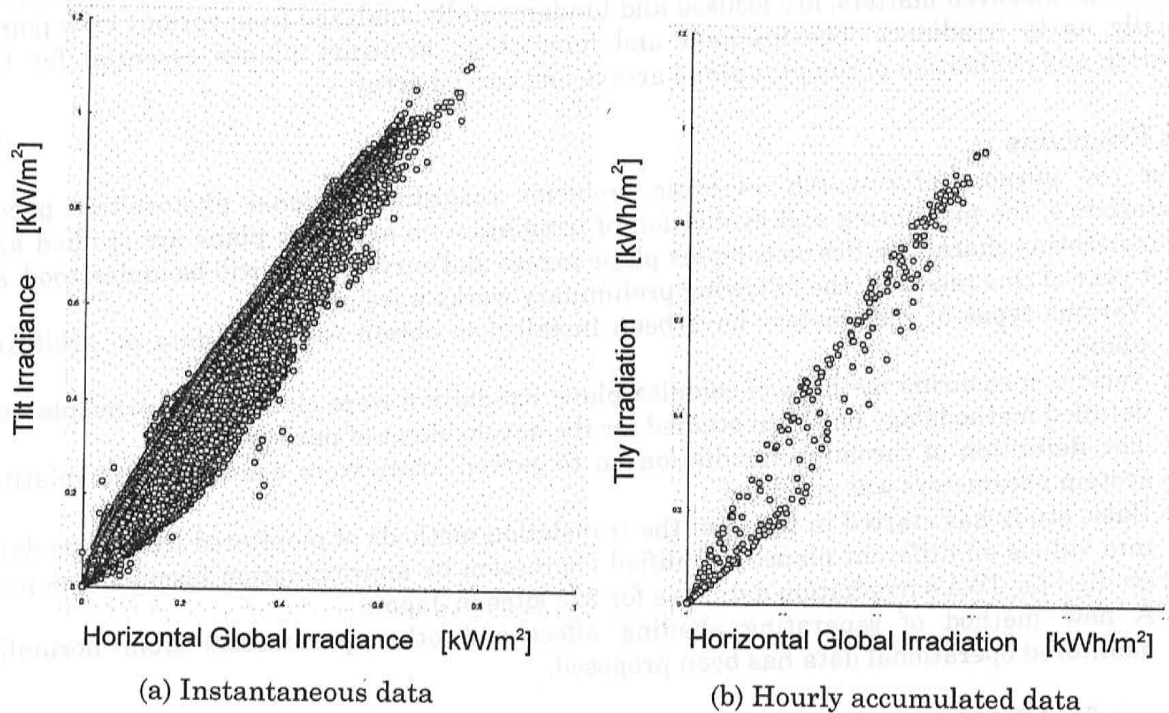


Fig.2 An example of measured data

## (2) Estimation and Measurement of Arbitrary-Plane Irradiation

PV systems in building make chances growing in installing complex arrays in a system, which means plural arrays having different orientation and tilt angles. In order to evaluate such arrays, simplified irradiance measurement becomes necessary because a required number of radiometer cost expensive. Possible simplified methods have been studied in principle as shown in the following 4 case studies.

i) irradiance on arbitrary plane estimated by interpolation with plural sensors on selected planes  
By dividing 0 to 90° into 3 parts for example, 4 low-cost sensors such as silicon detector can measure relative distribution of irradiance to calculate a value specific to given angle by an appropriate interpolation model. To guarantee absolute value, a reference pyranometer is also necessary. If a southerly direction is split with 30° pitch, 22 sensors are required to cover as shown in Fig.3. However, it is an attractive option when only a specific orientation is observed.

ii) identification of direct and diffuse component by rotating shadow band radiometer and its re-formulation  
As illustrated in Fig.4(a), when a shadow band made of a narrow metal ribbon is rotated around global sunlight sensor, output waveform shown in Fig.4(b) is observed from the sensor by shading direct sunlight on the way of rotating. It is enough if some part of the band could shade the direct sunlight throughout a year. Any other adjustments are not required in principle. When a direct component is translated to a normal direction, a solar altitude (azimuth



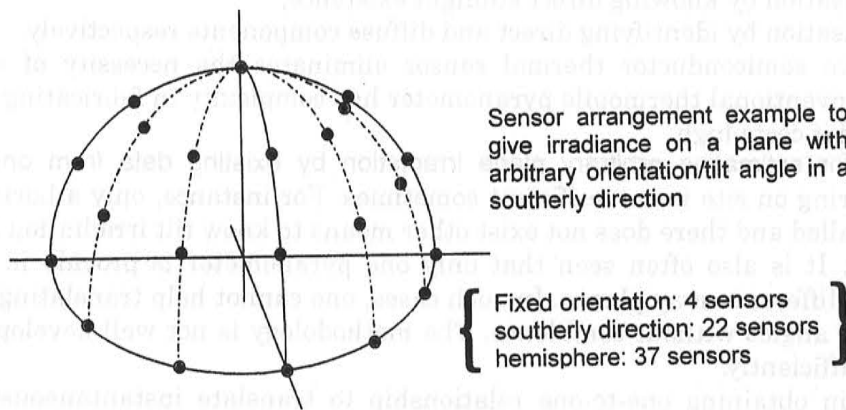


Fig.3 Arbitrary plane irradiance measurement by spatially distributed sensors

angle) has to be known. It is attained by one of the following 2 processes:

- azimuth angle calculation with time/date and site longitude/latitude purely by a software,
- orientation angle detection by knowing timing for shadow and solar orbit plane calculation with date.

The latter cannot give information under a cloudy condition. The former is comparatively easier preferable.

Since direct and diffuse components are detected by the waveform of sensor output, a high speed photo-sensor has to be adopted. Although a silicon sensor is normally chosen, its spectroscopic sensitivity does not sufficiently cover a necessary range. The parallel use of a thermal sensor (pyranometer) may be recommended or a semiconductor thermal sensor with high speed is also one possible candidate.

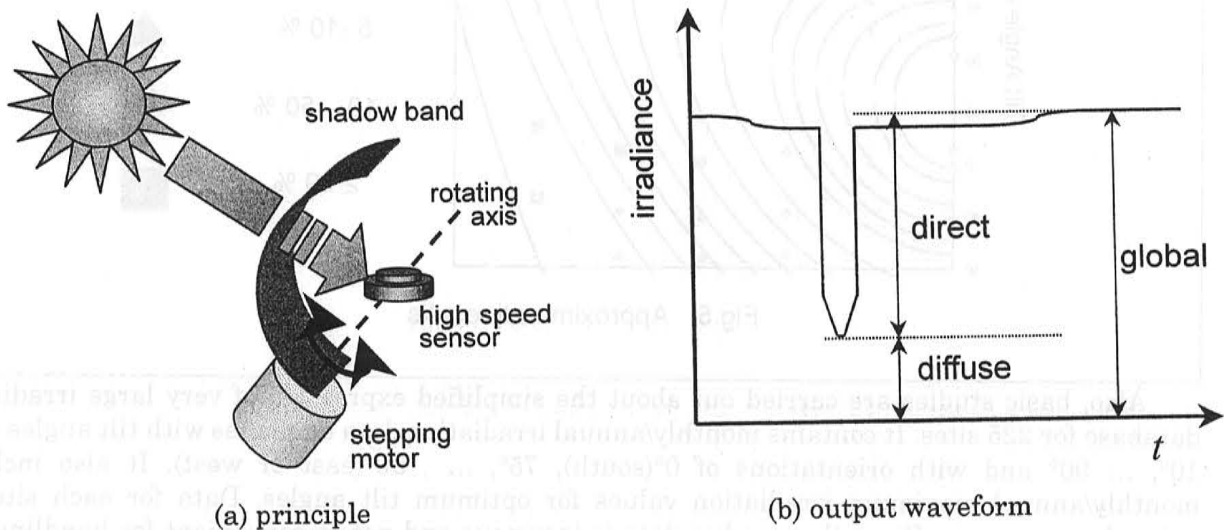


Fig.4 Rotating shadow band radiometer

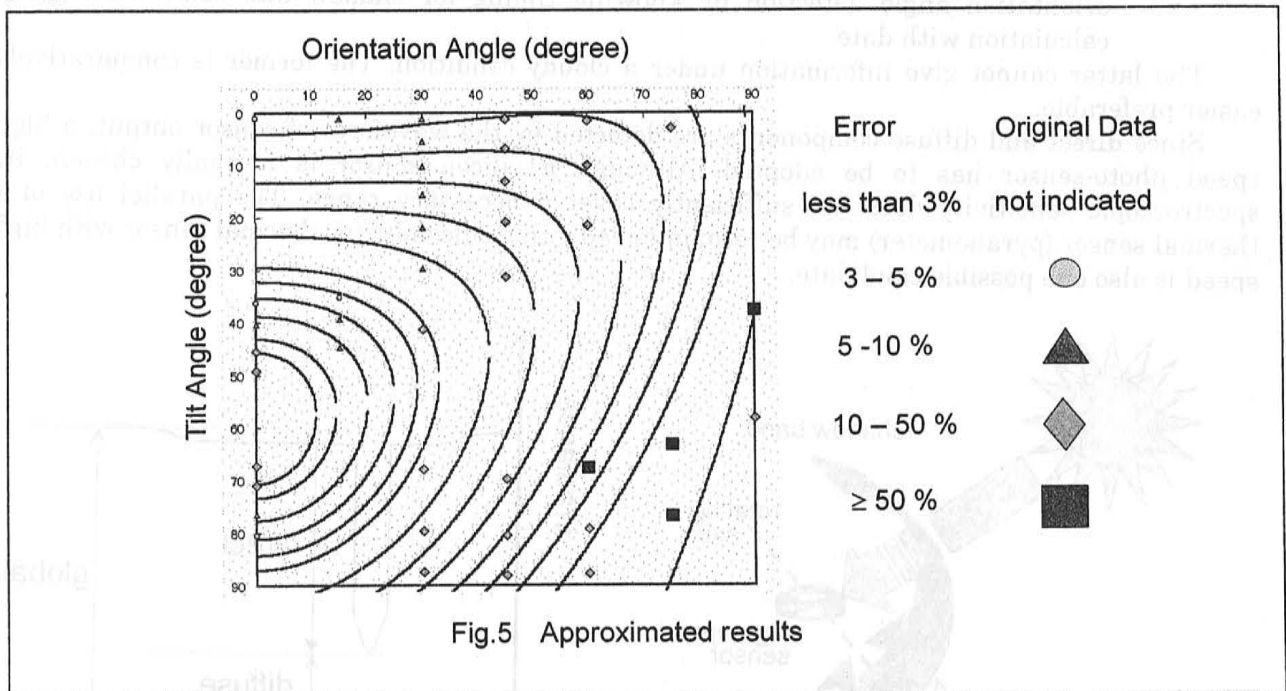
**iii) error compensation of Si sensor** The cost of Si sensor corresponds to 1/5 to 1/10 of pyranometer price. Its spectroscopic sensitivity is similar to the one of silicon crystalline PV cells. Incoming solar radiation weighted by the sensitivity of PV module can be measured by it in principle. This may be convenient for measuring the standard output of module. This type of solar radiometer is often seen in European PV site from this view point. However, purely for the purpose of energy evaluation, energy value for all wavelengths of the sunlight has to be measured. The Si sensor is not an ideal device. Different calibration values are observed for clear day and cloudy day respectively. When this is adopted, special consideration to avoid this defect is necessary: *e.g.*,

- compensation by knowing direct sunlight existence,
- compensation by identifying direct and diffuse components respectively.

A high-sensitive semiconductor thermal sensor eliminates the necessity of spectroscopic compensation. A conventional thermopile pyranometer has complexity in fabricating a number of thermo-couples and it costs high.

iv) procedure for estimating arbitrary plane irradiation by existing data from one radiometer Irradiation monitoring on site is not sufficient sometimes. For instance, only a horizontal global pyranometer is installed and there does not exist other means to know tilt irradiation coincident to the plane of array. It is also often seen that only one pyranometer is provide in spite of the presence of plural, different array planes. In such cases, one cannot help translating an obtained value into different angles without confidence. The methodology is not well developed nor error analysis is made sufficiently.

It is difficult in obtaining one-to-one relationship to translate instantaneously measured values to different plane since the ratio of diffuse component to direct normal sunlight varies. If monthly verification is considered, the relationship becomes slightly easier. The Japan Weather association proposed in the Sunshine Project that monthly tilt irradiation with better precision is obtainable from horizontal global irradiation by adding information about sunshine hours and the number of snow-covered days. Though sunshine hours are normally not taken on site, the author proposes to utilize data measured at AMeDAS spots, 1313 sites of which are located over Japan.



Also, basic studies are carried out about the simplified expression of very large irradiation database for 225 sites. It contains monthly/annual irradiation data on planes with tilt angles of 0°, 10°, ... 90° and with orientations of 0°(south), 75°, ... , 90°(east or west). It also includes monthly/annual maximum irradiation values for optimum tilt angles. Data for each site are printed on one page. Since the number data is enormous and not so convenient for handling, the availability of this database is not good. If this is expressed by simplified mathematical formula, the volume of the database can be compressed very much. As an attempt, the data are approximated by elliptical functions as shown in Fig.5. A horizontal axis of ellipse is bent by quadratic function. Larger errors are observed in larger orientation angle.

Another approach is to express data graphically by a nomograph or a contour as shown in Fig.6. This might be practically better to handle. If this is prepared for each classified solar meteorological zone, 15 to 30 graphs can cover most of Japan.

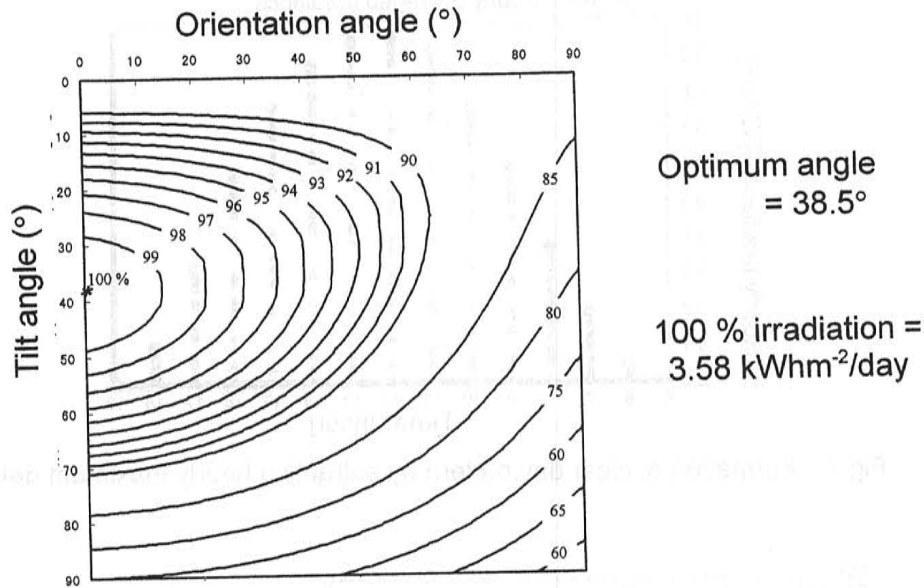


Fig.6 An example of contour nomograph

### (3) definition and estimation of irradiation into curved surface

Due to growing recognition by architectural designers, arrays with complex shape are getting more popular from place to place. On account of this trend, it is necessary to study the definition and estimation of irradiation into curved surface and to develop its measurement, *i.e.*, i) clear definition, ii) estimation for design process, iii) field measurement procedures.

As for Items ii) and iii), progresses in arbitrary plane irradiation evaluation have to be waited. To solve Item i), it is proposed that curved plane irradiance is compared with a plane having average tilt angle by introducing compensation coefficient to present the former value to the latter. PV array output is also estimated in conjunction with this coefficient. Simulation may be necessary including I-V curve composition.

### (4) Proposal of sophisticated verification of field data

Under the Government Basic Guidelines for the new energy introduction, NEDO (New Energy Development and Industrial Technology Organization) has installed 114 PV systems having the total capacity of 3,070kW over Japan since FY1992 and another 63 systems of 1,760kW in FY1997. Those systems have been being monitored by ordinary, simple data acquisition systems. The authors made a first attempt of more detailed system parameter separation by using such limited points of data. Moreover, a new method of sophisticated verification procedures (SV method) has been developed at this time.

According to the new procedures, system performance ratio  $K$ , power conditioner efficiency  $K_C$ , temperature factor  $K_{PT}$ , shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$  and other effect  $K_{PO}$  from only 4 monitored points with other existing information. Especially, 2 types of time series data verification can produce more realistic results of shading and mismatch losses respectively.

As shown in Fig.7, maximum values extracted from hourly data for a specific month can formulate a clear-day pattern for the month including shading, assuming shadow does not vary very much during the same month. If a curve drawn by these maximum points are fitted by theoretical clear day pattern, shading factor can be easily identified by dipping part on the original curve, which is indicated in Fig.8. By using this relationship,  $K_{HS}$  can be separated. When MPPT works very well in a clear day,  $K_{PM}=1$  is assumed. If efficiency decreases are observed as compared with the clear-day operation, this means that mismatching losses are induced demonstrated in Fig.9.

Overall procedures of proposed verification are summarized as follows.

- System performance ratio  $K$  by ordinary formula.

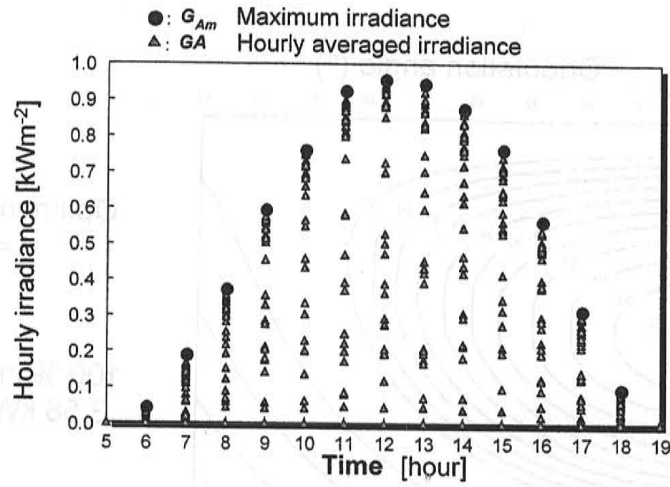


Fig.7 Formation of clear day pattern by extracting hourly maximum data

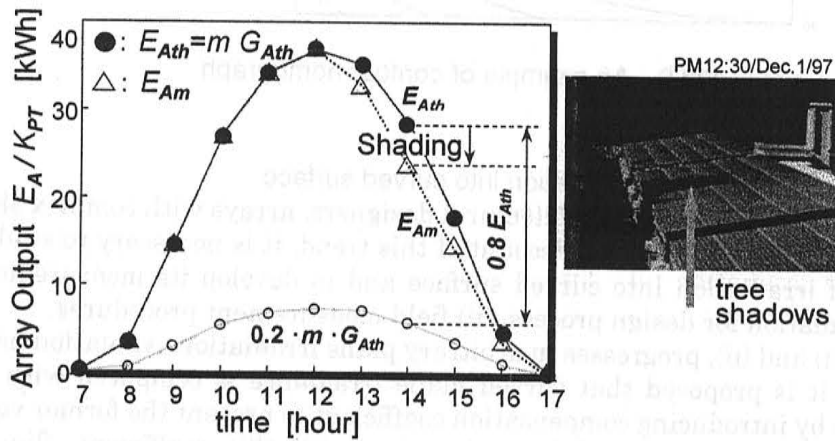


Fig.8 Identification of shading effect.

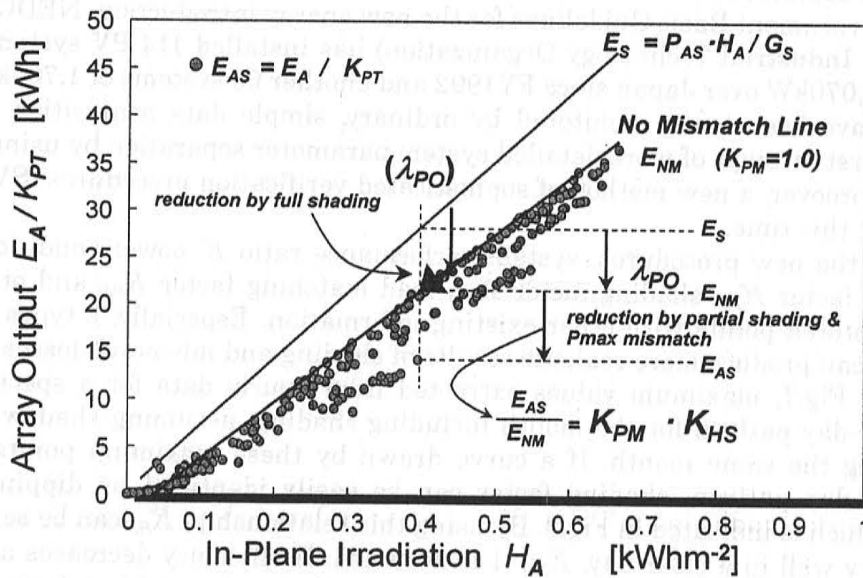


Fig.9 Identification of Mismatch losses and other losses



- Power conditioner efficiency  $K_C$  by definition.
- Temperature effect  $K_{PT}$  on efficiency decrease (increase) by ordinary formula, but including array temperature estimation from ambient temperature (array temp. is not measured in the Field Test).
- Shading effect  $K_{HS*}$  on radiometer by the first time series analysis, which is quoted as full shading.
- Theoretical irradiance pattern is fitted by  $G_{th} = \tau^{1/\cos Z} G_0 \cos Z + G_d$  for the extracted max. values.
- Separation of shading effect  $K_{HS}$  on array + matching factor  $K_{PM}$  by using the second time series analysis. This shading includes both full and partial shading. The latter does not give shadow on the radiometer.
- Diffused component on array output pattern is assumed by a simplified separation formula to identify shading percentage.
- Every array output data are examined by the efficiency evaluated for the clear-day operation. Detected decreases corresponds to mismatch losses.

### Future Tasks

- (1) The measurement of reference data are continued so as to enable annual evaluation.
- (2) According to preliminary study in 1997, new measurement procedures for complex plane arrays will be developed.
- (3) To evaluate curved plane irradiation and system performances by a specific parameter, the simulation of PV arrays will be made.
- (4) The method of translation of irradiation into one on different tilt planes will be studied further.

### Related Publications

- (1) K.Kurokawa et al: System monitoring database and performance analysis in Japanese Field Test Program, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- (2) J.Jaentch, M.Real, H.Haeberlin, C.Whitaker, K.Kurokawa, et al: Measurement of PV maximum power point tracker performance, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- (3) K.Otani, A.Murata, K.Sakuta, J.Minowa, K.Kurokawa: Methodology for optimizing the size of community-integrated PV systems, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- (4) K.Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese Field Test Program, 26<sup>th</sup> IEEE PVSPC, Anaheim, 1997.10.
- (5) K.Otani, K.Sakuta, K.Kurokawa: A simple method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, EuroSun'98, 2<sup>nd</sup> ISES Europe Congress, 1998.3.
- (6) K. Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (7) T.Yamada, H.Nakamura, T.Oshiro, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measuring and analysis program in Japanese Monitoring Program of residential PV systems, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (8) K.Otani, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa, J.Minowa: Statistical smoothing of power delivered to utilities by distributed PV systems, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.

# 太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明

東京農工大学 工学部  
電気電子工学科

## 抄録

太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明のために、任意面日射量の評価・計測方法を検討し、多面アレイや曲面アレイの発電特性を明らかにする。本年度は、これらの研究の参照データとなる任意面日射量データの取得のための各種日射計を設置するとともに、多面日射量の計測方法、曲面入射量の定義・推定方法、異なる傾斜角の日射データの換算変更方法について基礎検討した。また、通常システム計測データから日陰の影響等を分離することの出来る新手法を考案した。

## 2. 目的・背景

今後の太陽光発電システムの大量導入を目指した「面展開」を基礎技術面から支援して行くことを目的として、地域発電特性に関する基礎的諸問題を検討・解明していく。このうち当面、発電量分析において種々未解決な課題のある日射量問題を選び、複合アレイ面や曲面アレイの評価にとって不可欠な任意面日射計測・推定を重点的に取り上げ、基礎的・多角的な検討を実施していく。

## 3. 当初目標と達成効果

太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明のために、任意面日射量の評価・計測方法を検討し、多面アレイや曲面アレイの発電特性を明らかにする。本年度は、これらの研究の準備段階として、以下のことを実施した。

- ① 参照データとなる任意面日射量データの取得のための各種日射計を設置した。
- ② 多面日射量の計測方法の原理的分類を行い、次年度以降に開発検討していく具体的な方法について考察した。
- ③ 曲面入射量の定義方法を吟味しシステムパラメータとしての表現方法を決めた。
- ④ 異なる傾斜角の日射データの換算変更方法について基礎検討を開始し、気象協会データベースの簡易式表現を試みた。
- ⑤ 通常システム計測データから日陰の影響等を分離することの出来る新手法を考案した。

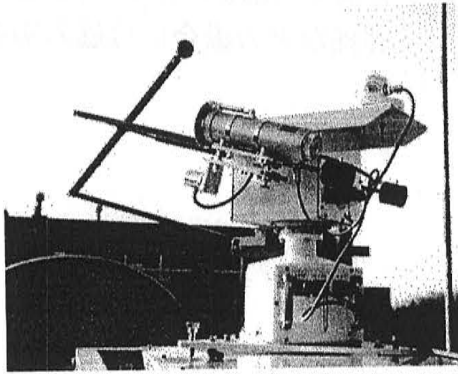
## 4. 研究成果

### 4.1 任意面日射量総合計測設備の整備

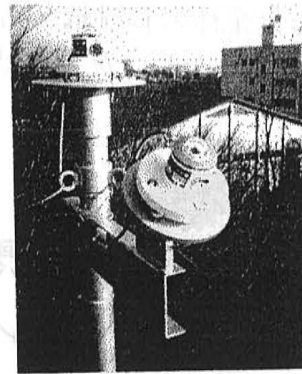
複合アレイ面日射量計測評価方法あるいは曲面入射量定義・推定方法の諸検討に必要な基礎的データとして供するために、水平面日射量・直達日射量・散乱日射量を精度良く分離するために任意面日射量総合計測設備を発注・購入・据付けを行い、一部計測を開始した(図1参照)。

### 4.2 任意面日射量計測評価

建材一体形モジュールの導入などで同一施設内で複数の方位/傾斜角の複合アレイが設置される機会が増えている。これらの評価のために必要な数の日射計を設置することは



(a) 共通追尾装置上の  
自動追尾直達日射計および  
追尾シャドーボール散乱日射計



(b) 水平面および  
傾斜面全天日射計

図1 設置した各種日射計

コスト的に問題があり簡易計測法が求められる。まず検討し得るアプローチについて以下の4つのケースについて各項で述べるような考察を行った。

- ① 角度別センサと内挿による任意面日射量計測方法
- ② 回転シャドーバンド直散分離計測・モデル合成方法
- ③ 両法に用いられる簡易日射強度センサ (Si センサ) の誤差補正方法
- ④ 1個の日射計データからの任意面日射量の概算推定方法

今後はこれらのアプローチのうち、計測系が整備されつつある回転シャドーバンド日射計の計測データを実際に適用して②の直散分離計測・モデル合成方法を定量的に検討する。また、④に関する基礎検討として、気象協会の225地点データの方位角別・傾斜角度別日射量データの簡易表現方法を定量的に検討した。以下に①と②について概説する。

(1) 角度別センサと内挿による任意面日射量計測方法

例えば、 $0\sim 90^\circ$ を3分割程度に粗く分割して4個の低コストセンサ (例えば Si センサ) を設置し日射強度の相対値を測定すれば、適当な関数モデルにより任意の角度の値を内挿することができると思われる。この場合に絶対値を保証するためには、参照用に設置した例えば水平面全天日射計と、同角度の Si センサの値により校正することが必要になると考

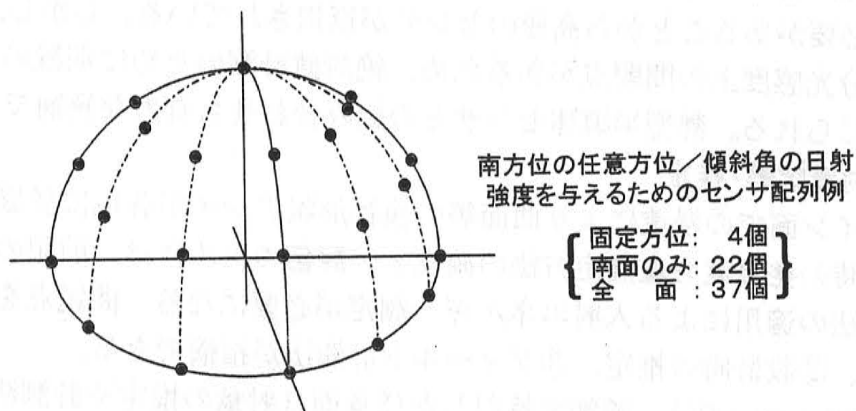


図2 角度別センサによる任意面日射量計測方法

えられる。南方位全体の日射量を測定範囲とすれば、30°分割では図2のように22個のセンサを必要とする。しかし、たとえば1方位の曲面アレイ評価などの場合には魅力あるオプションである。

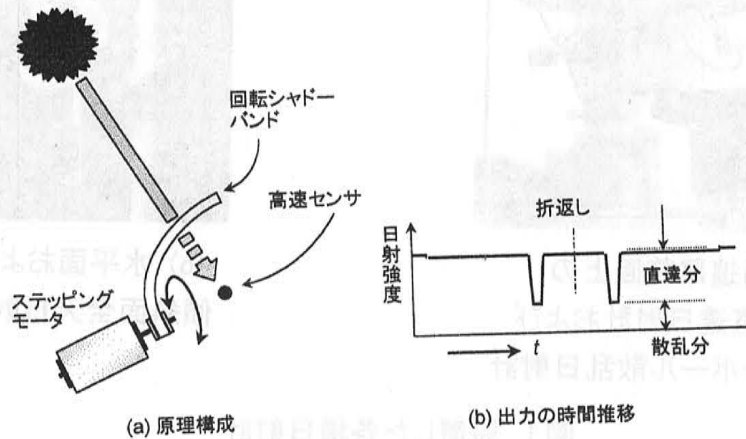


図3 回転シャドーバンド日射計

## (2) 回転シャドーバンド直散分離計測方法

図3(a)に示すように、狭い幅の金属板などの遮光性リボン（回転シャドーバンド）を、全天日射センサの周りに、太陽との間を一時的に遮るようにごく短時間だけ間欠的に回転挿入させると、同図(b)のような時間推移の出力がセンサから得られる。年間を通じてバンドの一部が直達光を遮る軌跡を描きさえすればよいので無調節でよく、管理はきわめて容易である。検出された直達分を法線面直達日射強度に換算するために、太陽高度（天頂角）を知る必要があるが、以下の2つの方式の可能性が考えられる。

- ① 年月日時と設置場所の緯度経度から天頂角を計算する方法。
- ② シャドーバンドの回転軸の設置角度を適当に選び、影のできるタイミングから方位角を検出する。年月日から軌道面を計算する。

②の場合、曇りや薄日の場合には影の検出は難しくなる。一方、計測系として年月日時データは必須であり①のモデル計算を計測アルゴリズム中に取り入れることはさほど困難ではない。以上の理由から①の方法が好ましいといえる。

本方式では、ごく短時間でのシャドーバンドの掃引時に生ずる日射強度の変動にセンサが追随する必要があることから高速のセンサが選択されている。しかし、Siセンサには下記のような分光感度上の問題点があるため、絶対値計測のために別置の放射計と併用する必要性が感じられる。熱型半導体センサとの組み合わせも有力な候補である。

### 4.3 曲面入射量定義・推定

建築デザイン面での浸透により曲面等の複雑形状アレイが各地に登場しつつある。このため、設計時の発電電力量推定方法の確立と、評価のためには、前記のような任意面日射量の計測方法の適用による入射エネルギー測定が必要になる。問題点を整理すれば、①入射量の定義、②設計時の推定、③フィールド計測法が指摘できる。

②および③については、前節で検討した任意面日射量の推定や計測法の進展を待つべき



点が多い。①の入射量の定義については方位が一定の曲面については、方位ごとの平均傾斜角度を基準としてとらえ、これに対して曲面アレイがどのような出力を与えるかを評価するための補正係数を設定することが考えられる。これについては、アレイの I-V カーブ合成を含んだシミュレーションを導入する必要があると考えられる。

#### 4.4 新システム分析手法の提案

一地域に集中してシステムが設置されるようになると、日陰のチャンスは増すであろう。日陰シミュレーションでは発電特性の低下の評価が主題であるが、実際のシステム計測では反対に日陰のない状態を把握することが難しい。今回これらの困難性を克服する方法を考案した。その手法の骨子は以下の通りである。

- ① 各月の快晴日射パターンを時別日射強度実測データから分離する。
- ② 作成した快晴日射パターンは日陰を含むので、理論晴天日射曲線が包絡するようにフィッティングし、日陰を区別する。
- ③ 時別アレイ出力電力を①および②と同様に処理し、日陰相当分を分離する。
- ④ 各日のデータを直散比を考慮しながら日陰相当の損失として分離する。
- ⑤ これらの知識を適用すると次に Pmax ミスマッチ損失も分離できる。
- ⑥ 付随的に、汚れ+入射角依存性反射損失の合成値と考えられる成分が分離できる。

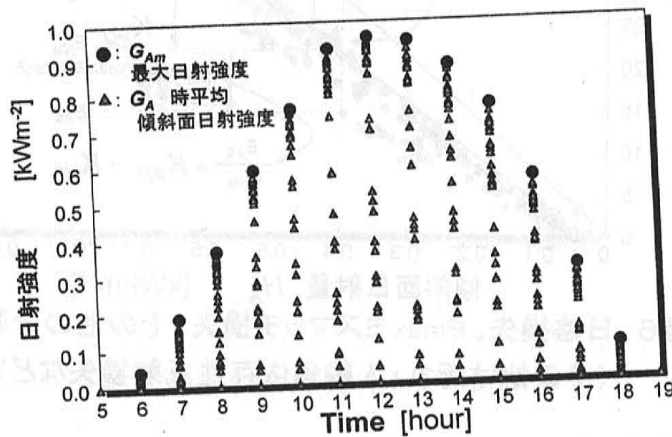


図4 快晴パターンの分離

図4は、ある月の時別日射強度データの散布図である。各時間帯の最大値を快晴日射パターンと見なす。図5の△印は分離された最大値パターンで、●印は理論日射曲線  $G_{Ath}$   $= \tau^{1/\cos Z} G_0 \cos Z + G_d$  による包絡線フィッティングを示す。両者の差を快晴の場合のその月の毎日に観測される日陰と見なす。図6では日陰損失の知識を利用するとミスマッチ損失などが分離される。

#### 5. 技術課題と今後の展望

- ① 参照データとなる任意面日射量データの取得を継続し、年間評価が可能にする。
- ② 予備検討に基づき、多面日射量の新しい計測方法開発検討していく。
- ③ 曲面入射量をシステムパラメータ化するためにシミュレーションモデルを作成する。
- ④ 異なる傾斜角の日射データの換算変更方法について基礎検討を継続する。

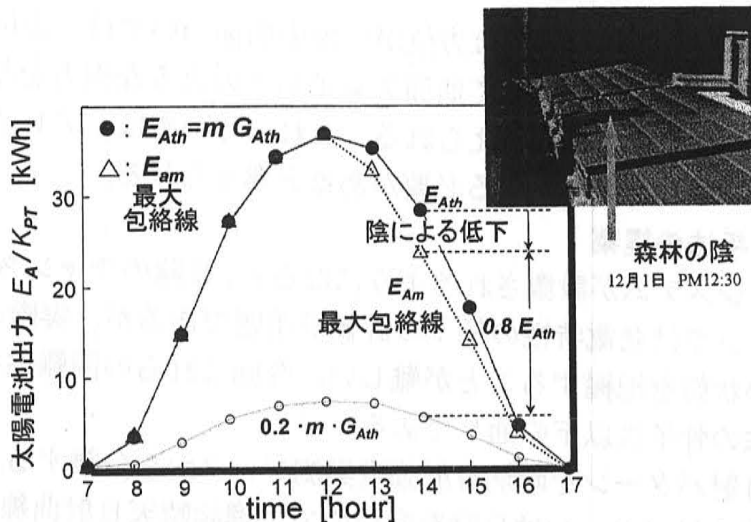


図5 日陰補正係数の分離

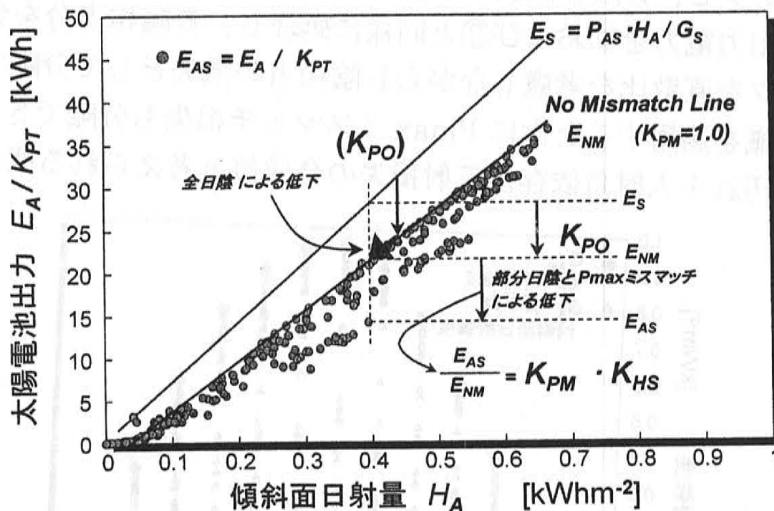


図6 日陰損失、Pmax ミスマッチ損失、その他の分離方法  
(その他は汚れ・入射角依存性反射損失など)

[PV システム評価関連発表]

- (1) K.Kurokawa et al: System monitoring database and performance analysis in Japanese Field Test Program, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- (2) J.Jaentch, M.Real, H.Haerberlin, C.Whitaker, K.Kurokawa, et al: Measurement of PV maximum power point tracker performance, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- (3) K.Otani, A.Murata, K.Sakuta, J.Minowa, K.Kurokawa: Methodology for optimizing the size of community-integrated PV systems, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- (4) 大谷、村田、作田、箕輪、黒川：面的に広がった分散型太陽光発電システムの集成的特性、平成9年電気学会B部門大会、1997.8.
- (5) K.Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese Field Test Program, 26<sup>th</sup> IEEE PVSPC, Anaheim, 1997.10.
- (6) 箕輪、大谷、津田、作田、黒川：地域内における集合日射の変動抑制効果、平成9年度太陽エネルギー学会等発表会、1997.11.
- (7) 杉山、内田、大谷、津田、作田、坂本、大城、黒川：フィールドテストデータからの地域発電特性の解析方法、平成9年度太陽エネルギー学会等発表会、1997.11.
- (8) K.Otani, K.Sakuta, K.Kurokawa: A simple method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, EuroSun'98, 2<sup>nd</sup> ISES Europe Congress, 1998.3.
- (9) 内田、杉山、黒川、他：333kW NTT 中央研修センターPVシステムの運転特性、平成10年電気学会全国大会、No.1818、1998.3.
- (10) K. Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (11) T.Yamada, H.Nakamura, T.Oshiro, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measuring and analysis program in Japanese Monitoring Program of residential PV systems, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (12) K.Otani, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa, J.Minowa: Statistical smoothing of power delivered to utilities by distributed PV systems, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.

# 142 A Modification of Positive-Column Theory by the Standard Distribution

Takuo Shimizu, Kousuke Kurokawa (Tokyo Noko Univ.)

## 標準分布による陽光柱理論の修正

### 1. Introduction

Rutcher, A. et al (1970) [1] has proposed an attracting expression called 'standard distribution', which unifies conventional Maxwell distribution of electron (EEDF) and well-known EEDF of Neon plasma with a flat cross section of electrons with neon neutrals. The standard distribution is expressed as;

$$Fe(u) = \{m^{1-3/2m} / \Gamma(3/2m)\} \sqrt{u} \exp\{-(1/m)(u/Ue)^m\} \quad (1)$$

where  $Fe(u)$  = normalized EEDF,  
 $u$  = electron energy,  $m$  = shape factor,  
 $Ue$  = equivalent electron temperature.

Using these expressions, extended ambipolar diffusion constant  $Da$  is expressed as;

$$Da = al(m,n) Ue Myu+0 / p \quad (2)$$

where  $Myu+0$  = ion mobility at  $p=1$  Torr,  
 $al(m,n) = \Gamma((2-n)/m) / \{m \Gamma((1-m-n)/m)\} \quad (3)$

where  $n$  means the exponent of cross section  
 $Qt(u) = Ad u^n$ ,  $Qdi(u)$  = direct cross section.

Collision frequency of ionization  $Nyu-di$  is;

$$Nyu-di/p = N_1 V_1 \int \frac{\sqrt{u} Qdi(u) Fe(u)}{Vdi} du \quad (4)$$

where  $N_1$  = Loschmidt Number at 1 Torr,  
 $V_1$  = electron velocity at  $E=1$  volt/cm,  
 and using conventional relation

$$Nyu-di/Da = (2.405/R)^2 \quad (5)$$

where  $R$  = radius of cylindrical plasam.

Finally, relation of  $Xi = Ue/Udi$  and  $cpR$  is expressed as follows as an extended Schottkey relations;

$$(1/cpR)^2 = f(m,n) [m^{3/2-1} \sqrt{Xi} \Gamma(3/2, t_0) - m^{2/2-1} \sqrt{Xi}^{-1} \Gamma(2/2, t_0)] \quad (6)$$

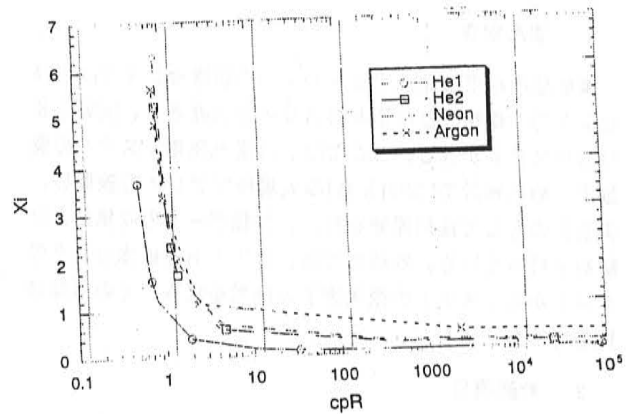


Fig.1. A Modified Schottkey by Rutcher's  
 where  $t_0 = (1/m) (1/Xi)^m$ ,  
 $\Gamma$  = incomplete Gamma function,

$$f(m,n) = m^{1-3/2m} / \{ \Gamma(3/2m) al(m,n) \} \quad (7)$$

$$c = \sqrt{Ad \sqrt{Vdi}} / \{ 2.405 \sqrt{V1 Myu+0} \} \quad (8)$$

The coefficient  $Ad$  is adjusted to ref.[2].

### 2. Comparison with Conventional

The resulted expression (6) is calculated as Fig.1 for typical rare gases. He1 is Helium plasma for  $E/p < 1.0$ ,  $m=2, n=0$ ,  $Vdi=24.58eV$ . He2 is for  $E/p > 1.0$ ,  $m=1, n=-1/2$ , and so He2 corresponds to conventional Maxwellian EEDF case. For Neon,  $m=2.3, n=+0.15$ .

For Argon,  $m=4.0, n=0.0$  are used. Curves of He2 and Neon are the same, and shift to larger  $cpR$ , and the curve of Argon shifts to larger  $Xi$  (upwards).

### 3. References

- [1] T.Ruzicka, A.Rutcher, & S.Pfau: Annalen der Physik, vol.24, pp.124-135 (1970).
- [2] DischARGE HB, Denki Gakkai, pp. 114-115, (1974).

# 333kW NTT 中央研修センタ PV システムの運転特性

内田 奈輔, 杉山 尚, 黒川 浩助 (東京農工大学)  
八百井 智, 田中 良, 佐鹿 康夫 (NTT)

Performance Analysis of 333kW PV System in NTT Central Training Institute  
Daisuke Uchida, Hisashi Sugiyama, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Satoshi Yaoi, Ryo Tanaka, Yasuo Sajika (Nippon Telegraph and Telephone Co.)

## 1. まえがき

東京都調布市に立地するNTT中央研修センタでは研修センタ内の建物ごとに様々なアレイが設置され、実質上8つのシステムがある。ここでは、太陽光発電システムの実証のために総計で333[kW]の大規模なアレイを設置し、実負荷のもとで長期運転を行い、各種データの収集および解析を行っている。本報告では、NTT中央研修センタのデータからシステムの損失因子の推定を試み、その運転特性を明らかにする。

## 2. 計測項目

NTT中央研修センタでの計測は10秒ごとのサンプリングで計測され、その平均及び積算による1時間値を計測量として記録し、データベース化している。

H <sub>G</sub> : 水平面日射量	kWhm <sup>-2</sup>
H <sub>A</sub> : 傾斜面日射量	kWhm <sup>-2</sup>
T <sub>A</sub> : 平均外気温度	°C
T <sub>C</sub> : 平均太陽電池温度	°C
E <sub>A</sub> : 太陽電池出力電力量	kWh
E <sub>P</sub> : 太陽光発電システム出力電力量	kWh
E <sub>L</sub> : 負荷電力量	kWh
E <sub>TU</sub> : 逆潮流電力量	kWh
T <sub>0</sub> : システム稼働時間	sec.

## 3. 運転特性の評価方法

**〈3・1〉 損失因子** 太陽光発電システムの評価は、日射変動、外気温度などの気象条件や、インバータ効率、陰の影響を考慮にいれ、システム効率を減少させる損失因子を明らかにすることである。その主要な損失因子を以下にあげる。

- ① 陰の影響による損失
- ② 太陽電池温度の上昇による損失
- ③ P<sub>max</sub> 制御のミスマッチによる損失
- ④ 入力電力の変動によるインバータ効率の低下

これらの因子を推定するために、評価パラメータを定義し、1時間値計測の中から次の計測量を用いてNTT中央研修センタの太陽光発電システムの運転特性を評価する。

H<sub>A</sub>: 傾斜面日射量 kWhm<sup>-2</sup>  
T<sub>C</sub>: 太陽電池温度 °C  
E<sub>A</sub>: 太陽電池出力電力量 kWh  
E<sub>P</sub>: 太陽光発電システム出力電力量 kWh

**〈3・2〉 評価パラメータの定義** 以下に評価パラメータの定義式を示す。

$$K = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot \frac{H_A}{G_S}} = K_H \cdot K_{PT} \cdot K_{PM} \cdot K_C \quad \dots\dots\dots(1)$$

$$K_C = \frac{E_P}{E_A} \quad \dots\dots\dots(2)$$

$$K_{PT} = 1 + \alpha_{Pmax} \cdot (T_C - T_S) \quad \dots\dots\dots(3)$$

$$K_H = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot \left(\frac{H_A}{G_S}\right) \cdot K_{PT} \cdot K_{PM} \cdot K_C} \quad \dots\dots\dots(4)$$

ここで、

K: システム出力係数  
K<sub>C</sub>: インバータ出力補正係数  
K<sub>PT</sub>: 温度補正係数  
K<sub>H</sub>: 日陰補正係数  
P<sub>AS</sub>: PVアレイ定格出力電力 kW  
T<sub>S</sub>: 基準状態PVモジュール温度 °C  
α<sub>Pmax</sub>: PVモジュール最大電力の温度係数  
G<sub>S</sub>: 基準日射強度(=1kWhm<sup>-2</sup> AM1.5)

である。

**〈3・3〉 K<sub>PM</sub>の推定方法およびK<sub>H</sub>の算出** 陰による影響の無い夏季(8月)のデータを用いれば、K<sub>H</sub>=1であるから、式(4)より、

$$K_{PM} = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot \left(\frac{H_A}{G_S}\right) \cdot K_{PT} \cdot K_C} \quad \dots\dots\dots(5)$$

となり、K<sub>PM</sub>を算出できる。ここで、K<sub>PM</sub>-H<sub>A</sub>特性線を図1に示す。さらにこの特性曲線を近似すれば、推定式(6)が得られる。



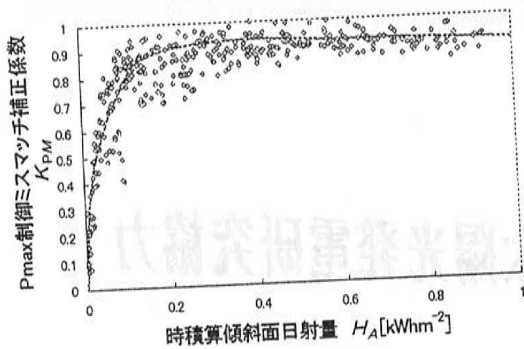


図1  $K_{PM}-H_A$ 特性曲線  
Fig.1  $K_{PM}-H_A$  curve

$$K_{PM} = 1 + 0.345 \cdot \ln(H_A) \quad (0 \leq H_A \leq 0.1165 \text{ の場合})$$

$$K_{PM} = 1.22007 + 0.345 \cdot \ln(H_A) - 0.373 \cdot H_A \quad (0.1165 < H_A \leq 0.59 \text{ の場合})$$

$$K_{PM} = 1.17606 + 0.345 \cdot \ln(H_A) - 0.2238 \cdot H_A \quad (H_A > 0.59 \text{ の場合}) \quad \dots\dots\dots(6)$$

推定式(6)を用いて Pmax 制御ミスマッチ補正係数  $K_{PM}$  を算出する。算出した  $K_{PM}$  を用いて式(4)より日陰補正係数  $K_H$  を得る。

#### 4. 結果

結果の代表例として、図2および図3に1996年12月～1997年11月における3号館(70kWシステム)の運転特性の評価結果を示す。図2から分かるように、年間の傾斜面日射量は  $1331 \text{ kWh/m}^2$ 、システム出力係数は 71.6% となっている。

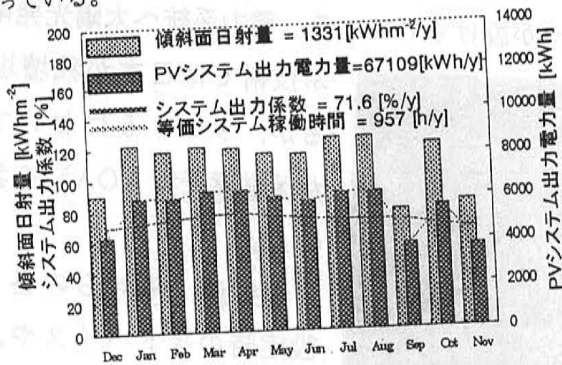


図2 代表例(3号館:1996.12~1997.11)  
Fig.2 An example of representation  
(3rd building:1996.12~1997.11)

また、NTT中央研修センタ全体でのシステム出力係数(年間値)の平均は 77.0% となっている。図3より、このシステムは夏期の温度上昇によるモジュール効率の低下による影響が大きくなり、冬期には陰の影響による効率の低下があり、月別のシステム出力係数は年間を通して 65~75%

になっていることが分かる。

- インバータ損失
- ▨ Pmax制御のミスマッチによる損失
- ▩ 温度上昇によるモジュール効率の低下による損失
- 陰の影響による損失
- システム出力係数

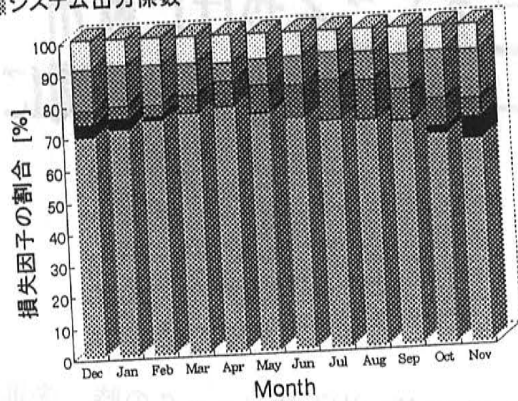


図3 損失因子の割合(3号館)  
Fig.3 Ratio of loss factor (3rd building)

#### 5. むすび

本論文は、太陽光発電システムのシステム効率を低減させる損失因子を推定することにより、NTT中央研修センタにおける各システムの運転特性およびその解析手法について検討したものである。その結果、NTT中央研修センタ8サイトにおける年間のシステム出力係数は概ね 70~85% であり、これは他の設置個所でのデータと比較して同等であり、妥当な設計が施されることが分かる。今後もNTT中央研修センタのデータを用い、損失因子を求めるための評価パラメータ  $K_{PT}$ 、 $K_H$  および  $K_{PM}$  の算出方法について新たな手法を導入していきたいと考えている。

#### 文 献

- (1) K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida et al: Extended Performance Analysis of 70 PV Systems in Japanese Field Test Program 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference Anaheim, USA Sep.9-Oct.3, 1997
- (2) 杉山、内田、黒川他:「フィールドテストデータからの地域発電特性の解析方法」平成9年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会 (豊橋技術科学大学 1997.11.28-29)

## このところやけに欧州 —国際エネルギー機関における太陽光発電研究協力

工学部 電子情報工学科 教授

黒川 浩 助

1973年の第一次石油ショックの時、先進国は、アラブを中心とするOPEC諸国に対抗して、世界エネルギー機関(IEA)を設立した。その主な任務は、先進国が協調して石油消費を抑え、代替エネルギー開発を推進して行くことにあった。IEA本部はパリOECDに同居しており、その活動は欧州を中心にしたものになりがちである。

IEAの活動の一環として、太陽エネルギーの多国間研究協力が永年にわたり実施されてきた。太陽熱利用のためのいわゆるソーラーシステム、発電のための太陽熱発電システムが初期に設定されたテーマで、いくつかのタスクが作られてきた。多くは国際技術調査専門委員会といった雰囲気のものが多いが、中にはパイロットプラント建設のような派手なタスクプロジェクトも実施された。

およそ5年前から、太陽エネルギー分野では太陽電池を用いた「太陽光発電システム研究協力実施協定」が主流となり、現在では7つのタスクが設けられている。電力系統へ太陽光発電を結

ぶ技術では日本が独壇場であるが、タスク5において日本が運営責任者(OA)を務めている。

筆者は、これらの各タスク設定時のアドバイスや、日本の代表専門家を円滑に派遣するための国内支援委員会の調整役を務めてきたが、このほど自身にもOAの出番が回ってきてしまった。

筆者は時に夢物語として世



マドリード市内のクリスマス・イルミネーション点灯が始まった

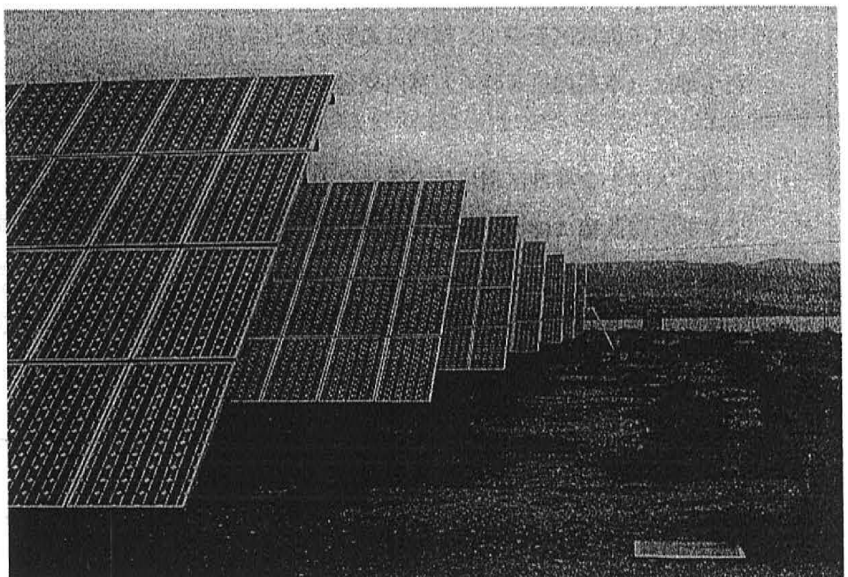
## 海外レポート

界の砂漠に太陽電池を敷き詰める話しをすることがあったが、これをフィージビリティスタディしようというのである。この機運を盛り上げるために、昨年3月に東京で5人の外人専門家を含めて国際ワークショップを企画した。われわれはゴビ砂漠の太陽光発電により北京へ送電するケーススタディ結果を発表した。これはきわめて好評で、今度は昨年9月にミラノで、IEAの専門家の前で、新タスク構想を打ち出すことにつながった。その後のIEAの執行委員会で、本件をとりあえず既存のタスク6「大型太陽光発電」の一部として発足させ、日本をOAとすることが合意された。筆者はこれを受けて昨年12月にマドリッドへ出かけ在来のタスク6メンバーに挨拶した。第1回目の専門家会合は同じくマドリッドでこの1月22～23日に行われる予定である（本稿の締切直後）。また来年にはいよいよ新しい8番目のタスクとしてスイッチする。

世界のエネルギーの基調は、昨12月京都のCOP-3討議を経て、ますます地球環境問題と切り離せない状況になってきた。むろん各種の障害は山ほどあるのであるが、太陽エネルギーのポテンシャルは次世紀の人類の全エネルギーをまかなえるほど存在する事実である。一度はそんな夢物語を志向した現代の自然エネルギー技術情報を整理しておく、これが筆者のモチーフである。

このようなシステムをVery Large Scale PV Systemの頭文字をとってVLS-PVとわれわれは呼んでいる。昨年12月のマドリッドの予備会議ではイタリア代表から地中海沿岸一周を取りまく地中海ネットワークとサハラ砂漠の太陽光発電の組み合わせケーススタディ案が提案された。仲間が早くも現れたのである。参加表明国が7カ国。スタートとしては上出来である。

この時に見学会としてトレドに建設された1000kWの太陽光発電プラントを訪れた。見学日の朝、バスにてマドリッドを出発。昼食後に降雨が始まり、後に雪模様が変わった。帰着後もマドリッド市内は積雪が数cmになった。珍しいことだそうである。今度はどうであろうか。今後忙しい時期に欧州への渡航がぶつかるかも知れない。迷惑をおかけしないように努めるつもりであるが、時には大目に見て欲しいときもあるかもしれない。明日の人類のための国際協力・貢献という大義名分に免じて。



トレドの1000kW太陽光発電プラント—遠景には美しい???湖





**SOPHISTICATED VERIFICATION OF SIMPLE MONITORED DATA  
FOR JAPANESE FIELD TEST PROGRAM**

Kosuke Kurokawa, Hisashi Sugiyama and Daisuke Uchida  
Tokyo University of Agriculture and Technology  
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan  
Phone: +81-42-388-7132; Fax: +81-42-385-6729;  
E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

Kenji Otani  
Electrotechnical Laboratory  
Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305 Japan  
Phone: +81-298-54-5152; Fax: +81-298-54-5829;  
E-mail: k.otani@etl.go.jp

Kiyoshi Sakamoto and Toshimitsu Ohshiro  
JQA Organization  
Hatsuoi-cho, Hamamatsu, Shizuoka, 433 Japan  
Phone: +81-53-433-2731; Fax: +81-53-433-2786;  
E-mail: JQA00715@nifty.ne.jp

Kazunori Fukasawa  
NEDO  
Sunshine 60, Toshima, Tokyo, 170 Japan  
Phone: +81-3-3987-9406; Fax: +81-3-3590-6803;  
E-mail: fukasawakzn@nedo.go.jp

**ABSTRACT:** A new method is proposed to verify detailed system parameters from ordinary, monitored data. PV system performance data are normally taken by data acquisition system for the evaluation of long-term energy performance. By using monitored data, calculation is made to know major system parameters such as input radiant energy, output electrical energy, system yield (equivalent operated hours), system performance ratio and so on. The authors have developed sophisticated verification procedures (SV method), where system performance ratio  $K$ , power conditioner efficiency  $K_C$ , array temperature factor  $K_{PT}$ , shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$  and other array parameter  $K_{PO}$  can be identified explicitly by only 4 monitored points with other externally available information. Especially, time series data verification process can produce more realistic results of shading and mismatch losses respectively. As a realistic example, SV method is applied to data taken from 71 systems in the Japanese Field Test Project. It is understood by this examination that there may be some problems in load matching factor commonly because of the lack of well developed MPPT function in power conditioning. Significant shading effects are also often observed.

**Keyword:** Monitoring - 1: Performance - 2: Evaluation - 3:

**1. INTRODUCTION**

Although the conversion efficiency of a photovoltaic cell can clearly measured according to standard test procedures, it does not mean operational ability under outdoor conditions. Meteorological conditions vary from place to place. At least, irradiation and ambient temperature have to be known when one wants to evaluate output energy to be generated by a PV system at a certain site. In addition, conversion efficiency may be reduced to a certain level because of various site conditions and system specifications. In fact this might have been troublesome problems. The authors clarify theoretical background to define system parameters and propose a new method to

verify various realistic parameters from ordinary operational data. The method is applied to data from the Japanese Field Test Program. Field Test systems have been evaluated so far with the ordinary method by the same authors[1],[2]. From now, the new method brings additional knowledge to the Program helpfully.

**2. PARAMETER DEFINITIONS**

Table 1 gives fundamental equations necessary for system sizing and evaluation. The first equation (1) shows energy balance between generated energy and consumed one. The right-hand side is given by incident solar energy

**Table 1 Fundamental Equations for System Sizing and Evaluation**

Fundamental Equations	Parameter Definitions
<p>&lt;Energy balance&gt;  <math display="block">H_A \cdot A \cdot \eta_{PS} \cdot K = E_L \cdot D_P \cdot R \quad \dots(1)</math></p>	<p><math>H_A</math>: in-plane irradiation (kWhm<sup>-2</sup>)  <math>A</math>: array area (m<sup>2</sup>)  <math>\eta_{PS}</math>: PV efficiency at STC  <math>K</math>: performance ratio</p>
<p>&lt;PV efficiency definition&gt;  <math display="block">\eta_{PS} = P_{AS} / (G_S \cdot A) \quad \dots(2)</math></p>	<p><math>E_L</math>: load energy consumption (kWh)  <math>D_P</math>: solar energy dependence  <math>R</math>: design redundancy</p>
<p>&lt;Sizing&gt;  <math display="block">P_{AS} = \frac{E_L \cdot D_P \cdot R}{(H_A / G_S) \cdot K} \quad \dots(3)</math></p>	<p><math>P_{AS}</math>: array output at STC (kW)  <math>G_S</math>: reference irradiance (=1kWm<sup>-2</sup>)  <math>E_P</math>: system generated electricity (kWh)</p>
<p>&lt;Generated electricity&gt;  <math display="block">E_P = P_{AS} \cdot (H_A / G_S) \cdot K \quad \dots(4)</math> <math display="block">= P_{AS} \cdot Y_H \cdot K = P_{AS} \cdot Y_P \quad \dots(5)</math></p>	<p><math>Y_H</math>: equivalent sunshine hours (h)  <math>Y_P</math>: system yield (h)</p>
<p>&lt;Performance Evaluation&gt;  <math display="block">Y_H = H_A / G_S \quad \dots(6)</math> <math display="block">Y_P = E_P / P_{AS} \quad \dots(7)</math> <math display="block">K = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot (H_A / G_S)} = \frac{Y_P}{Y_H} \quad \dots(8)</math></p>	

$H_A$ : photovoltaic conversion efficiency  $\eta_{PS}$  at the standard test condition (STC) and other efficiency  $K$  found in an actual PV system (normally  $K < 1$ ). The left-hand side is evaluated by considering load energy consumption  $E_L$ , dependence  $D_p$  of a PV system in the presence of other back-up energy and redundancies  $R$  for future load increase, safety margin, etc..

Applying Conversion efficiency  $\eta_{PS}$  (2) to (1), PV array output power  $P_{AS}$  at STC is calculated by (3). This becomes quite helpful when PV array size is specified according to a given load consumption. Energy  $E_p$  generated by a PV system is evaluated by (4) for a specified array output capacity  $P_{AS}$ . Sometimes, equivalent sunshine hours  $Y_H$  and system yield  $Y_p$ , which are respectively defined by (7) and (8), are used to give  $E_p$  as shown in (5). When a PV system is monitored, system performance ratio is evaluated by (9), which is induced from (4).

System performance ratio  $K$  is the most convenient value since it is normalized by site irradiation and system size. However, it is not a single parameter but consists of various parameters as follows [3]:

- $K_H$ : irradiation modification factor - caused by shadow, soiling,
- $K_{PH}$ : incident angle dependent factor - due to module glass surface reflection,
- $K_{PT}$ : cell temperature factor - because of negative temperature coefficient of  $P_{max}$ ,
- $K_{PA}$ : array circuit factor - consisting of series-connected module mismatch and wiring resistive losses,
- $K_{PM}$ : load matching factor - caused by mismatch operation apart from  $P_{max}$  point,
- $K_B$ : battery circuit factor - including battery and its peripheral losses,
- $K_C$ : power conditioner circuit factor - including power conditioner and its peripheral losses.

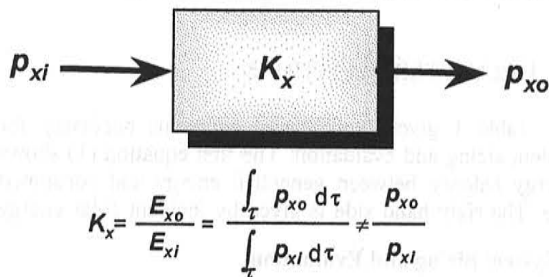


Figure 1: General definition of system parameters

The parameters listed above are not all the parameters which can be considered theoretically but the major parameters which apparently affect system performance ratio  $K$  in actual PV systems. When these parameters are evaluated, it is notified that they are calculated as energy ratio, not as power ratio. If the input and output powers of a given component  $X$  are denoted  $p_{xi}$  and  $p_{xo}$ , parameter  $K_x$  is defined by the ratio of 2 integrals as indicated in Fig.1.

### 3. SV EVALUATION METHOD OF MONITORED DATA AND ITS PRINCIPLE

A PV system is monitored by a simple data acquisition system when necessary. Typical kinds of data

are hourly in-plane irradiance, PV array temperature, array output power, power conditioner output and power from utility for a utility connected system. By using these data, several energy values are calculated on monthly basis or annual basis, i.e., in-plane irradiation, array output energy, PV system output energy, energies from and to utility separately. In addition, these energy data can be utilized to obtain system parameters such as system performance ratio  $K$ , array performance ratio  $K_A (=K_p + K_H)$ , cell temperature factor  $K_{PT}$  and power conditioner circuit factor  $K_C$ .

At this time the evaluation of other detailed parameters has become possible by SV (Sophisticated Verification) procedure. In contrast with this, the ordinary procedure described above is named OV (Ordinary Verification) procedure in this article. According to SV method, shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$ , other array factor  $K_{PO}$  can be estimated additionally.  $K_{HS}$  is a part of  $K_H$ .  $K_{PO}$  includes incident angle dependent factor  $K_{PH}$  and array circuit factor  $K_{PA}$  as well as losses induced by soiling on module surface. The identification of these additional parameters has been quite difficult so far. So is it even by a specially planned monitoring method.

At first the principle of shading effect detection is described here. Proposed procedures are 2 step processes as follows:

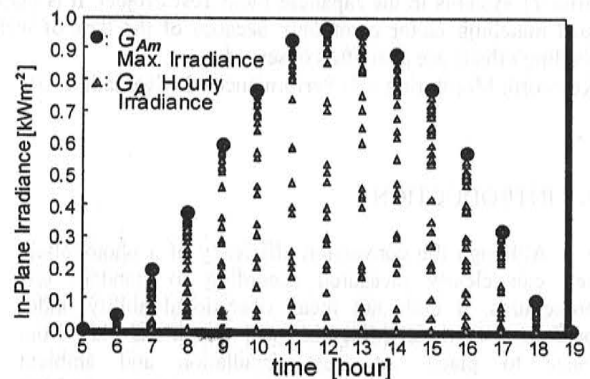


Figure 2: An example of extraction of clear-day pattern

- (i) A daily irradiance profile on a clear day is formulated for a specific month by utilizing hourly irradiation data for the month.
- (ii) Assuming that shading effect does not vary so much during a same month, the formulated pattern includes shadows on a clear day apparently.

For example, Fig.2 shows all the hourly irradiance data for a specific month. Each maximum point is taken from each time zone as an envelope of clear-day, which is indicated by a solid circle. This envelope is fitted by theoretical irradiance pattern:  $G_{A,th} = \tau^{1/\cos Z} G_0 \cos Z + G_d$ , as shown in Fig.3. In this equation,  $\tau$  is transmittance;  $Z$  denotes azimuth angle;  $G_0$  corresponds to solar constant;  $G_d$  is a diffused component of irradiance. The diffused component on a clear-sky day is estimated 20% of global irradiance according to a known model in Japan.

If shading is assumed to exist every day almost in the same way during the month, maximum values for a specific hour cannot exceed a shaded level of a clear day. Therefore, a certain level of dip from the theoretical clear day curve can be easily observed on the envelope. This is also illustrated in Fig.3. This shadow observed on irradiance curve is named "full shading". Coincidentally,

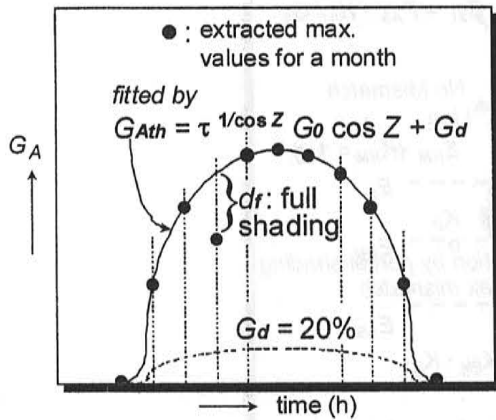


Figure 3: fitting of clear-day pattern and separation of shading

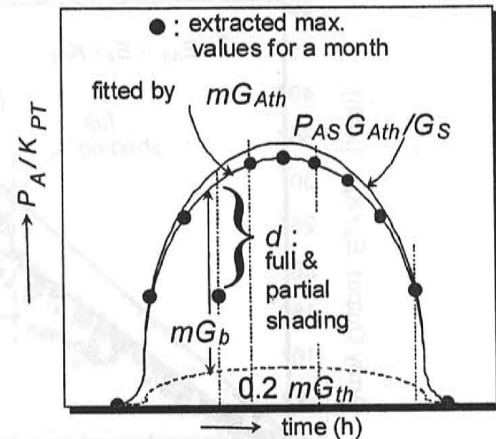


Figure 4: fitting of clear-day power pattern and separation of shading

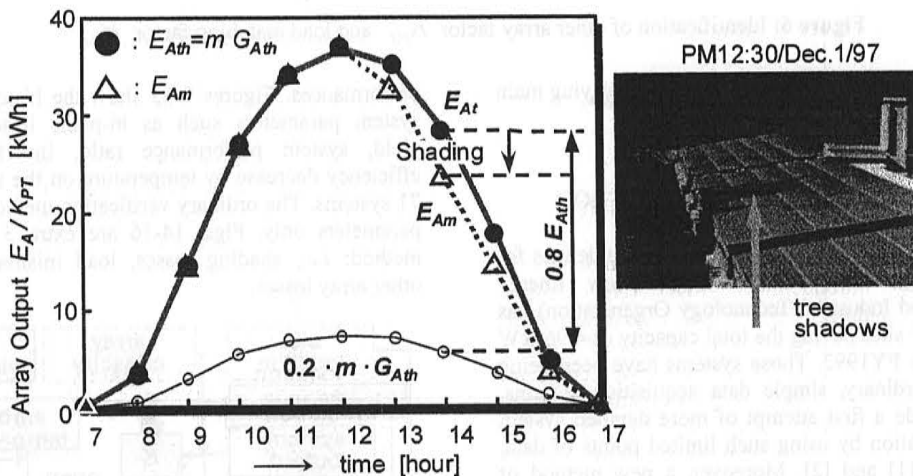


Figure 5: A typical example of identification of shading effect

the same kind of clear-day curve including shadow can also be formed by using array output power data. The clear-sky power pattern may contain “partial shading”, which means that shadow exists on a part of PV array surface, but not on a radiometer. When the both surfaces are shaded, this becomes full shading. If only a radiometer is shaded, this is false and not a shading problem for PV systems. The power data may also be additionally affected by so-called mismatch effect. It is naturally omitted by the extraction of hourly maximum values because the mismatch hardly occurs on a clear day.

Figure 5 gives a typical example of the shading effect which was observed in December 1997 by 70kW Tsukuba AIST Guest House system. A dotted line with triangular points is formed by hourly maximum values of array output energy during this month. A solid line denoted by solid circular points is analogous to the clear-day pattern fitted by the theoretical irradiance as an envelope for triangular points. From 13:00 to 16:00, shading effect is apparently identified as shown in the graph.

A scattered graph as shown in Fig.6 also gives very important information. Horizontal axis shows all the data of hourly in-plane irradiation during the same month. Vertical axis corresponds to hourly array output energy at standard cell temperature 25°C. An upper straight line corresponds to ideal energy production by array with its

capacity  $P_{AS}$  under irradiation  $H_A$ . Scattered dots are all the hourly data divided by temperature correction factor  $K_{PT}$ . A lower straight line is drawn as the upper envelope of scattered points. This means actually most efficient performance and no mismatch is assumed along this line, i.e.,  $K_{PM} \approx 0$ .

Practically the lower line can be drawn by the following procedure. With respect to all the hourly data, the first straight line is drawn by the regression. After that, the data which are located above the first line are utilized for the second regression. Similar processing are repeated for three times to obtain the envelope line in Fig.6. When data are located below this line, it means  $K_{PM} \neq 0$  and/or partial shading. For grid-connected inverters with  $K_{PM} \neq 0$ , it is considered that MPPT does not work well.

According to shading analysis written previously, if shading effect is observed, shading factor  $K_{HS}$  is estimated so that direct, normal sunlight is reduced in proportion to the shading ratio which is identified by the procedure as shown in Fig.6. Then, the remaining part of  $E_{NM} - E_{AS}$  is considered to be Pmax mismatch component. The difference  $\lambda_{PO}$  between both the upper and lower straight lines such as  $E_S - E_{NM}$  is supposed to consist of the following other array losses: soiling on module surface, incident-angle-dependent reflection losses, array circuit losses and mismatch, etc.. Some data indicated that the



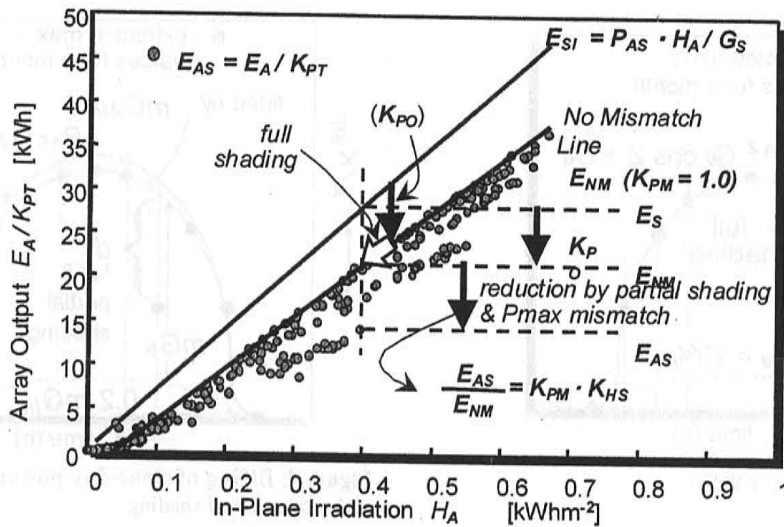


Figure 6: Identification of other array factor  $K_{PO}$  and load matching factor  $K_{PM}$

incident-angle-dependent reflection losses are playing main role.

#### 4. FIELD TEST EVALUATION BY SV METHOD

Under the Japanese Government Basic Guidelines for the new energy introduction, NEDO (New Energy Development and Industrial Technology Organization) has installed 180 PV sites having the total capacity of 4,960kW over Japan since FY1992. Those systems have been being monitored by ordinary, simple data acquisition systems. The authors made a first attempt of more detailed system parameter separation by using such limited points of data, as reported by [1] and [2]. Moreover, a new method of sophisticated verification procedures have been developed recently.

To demonstrate the applicability of the new SV method to actually monitored data, 71 systems shown in Fig.7 are chosen as a part of the Field Test Program. Overall procedures to verify the data are illustrated in Fig.8. While monitoring specification is quite ordinary and simple, obtainable results are so precise and would become very helpful to give guidelines for improving system

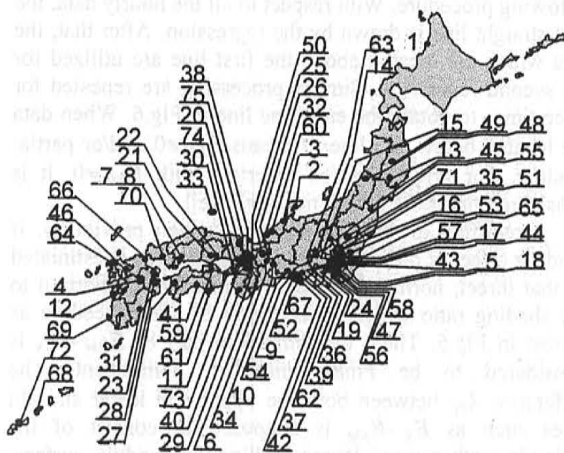


Figure 7: Location of Field Test sites

performances. Figures 9-13 show the histograms of basic system parameters such as in-plane irradiation, system yield, system performance ratio, inverter losses and efficiency decrease by temperature on the annual basis for 71 systems. The ordinary verification method gives these 5 parameters only. Figs. 14-16 are extra 3 results by SV method: *i.e.*, shading losses, load mismatch losses and other array losses.

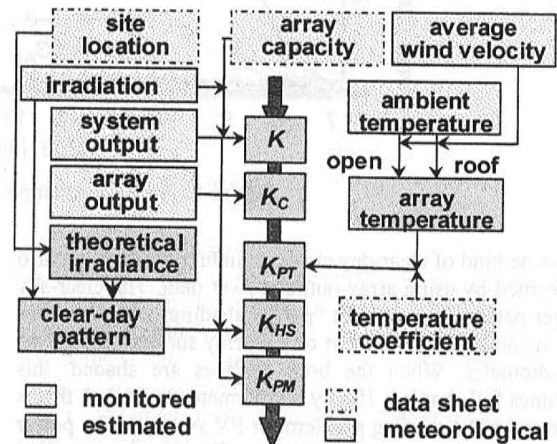


Figure 8: Overall SV procedures in Field Test Projects

The average value of in-plane irradiation was estimated 1173 kWhm<sup>-2</sup>/y for 71 sites in FY1996 as shown in Fig.9. This is lower than the Japanese average of 1300-1400 kWhm<sup>-2</sup>/year, which are widely believed. Irradiation classes below 1000 kWhm<sup>-2</sup>/y may occur due to shaded site conditions and some faults in monitoring systems. The average system yield of 915 h/year in Fig.10 was also relatively low although it is much higher than values reported for the German 1000 roof project. The average system performance ratio of 75 % in Fig.11 is not high or not low. Since the ratio is the most independent parameter regardless of irradiation level and system size, its deviation looks smaller than other major parameters.

As shown in Fig.12, the inverter losses of 6.9% is considered excellent. At least, inverter efficiency can be



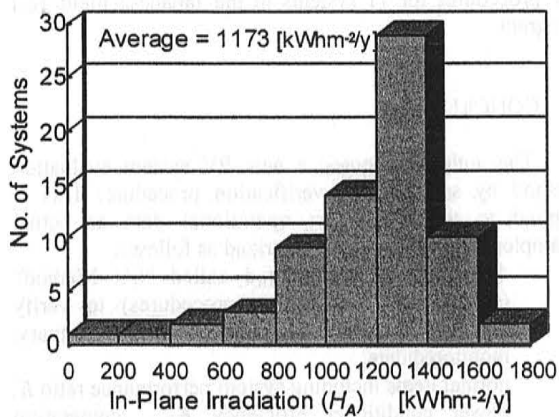


Figure 9: In-plane irradiation at the sites of Field Test Project

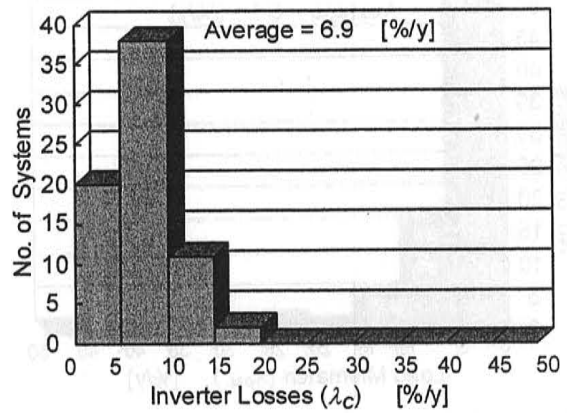


Figure 12: Inverter losses of various systems in Field Test Project

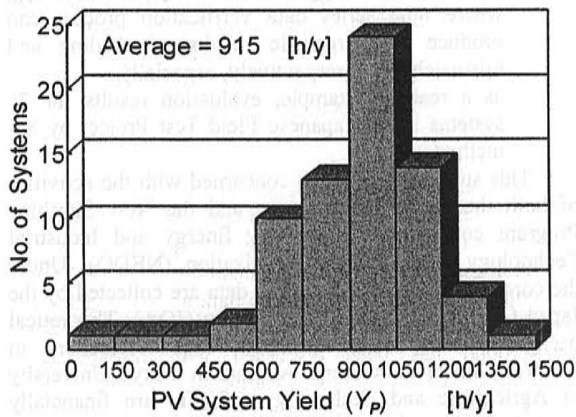


Figure 10: System yield of various systems in Field Test Project

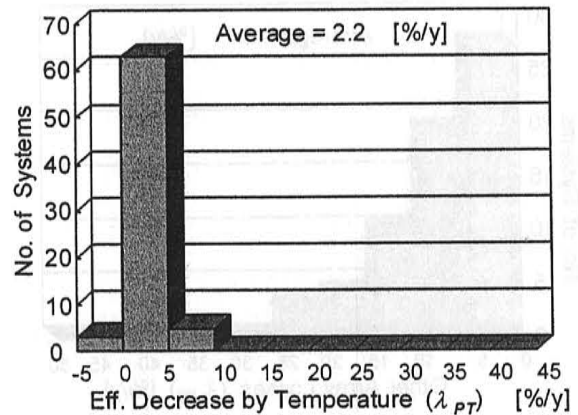


Figure 13: Efficiency decrease by temperature of various systems in Field Test Project

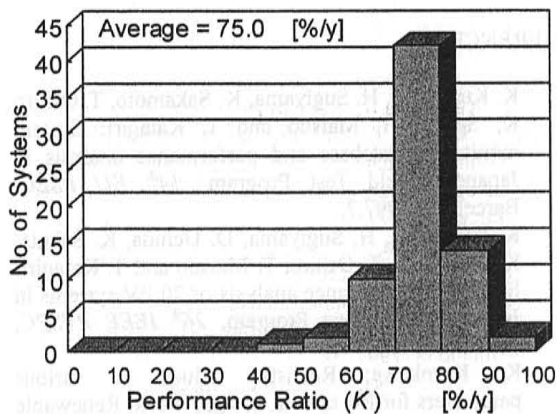


Figure 11: System performance ratio of various systems in Field Test Project

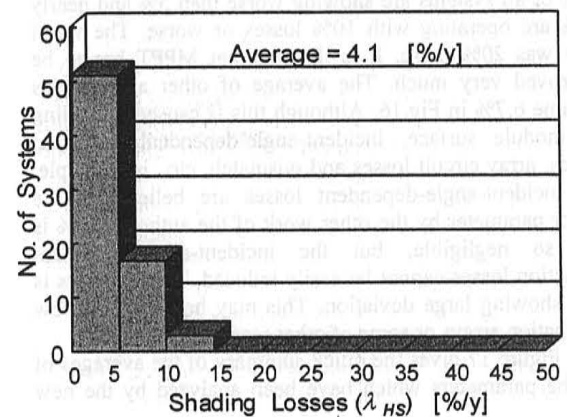


Figure 14: Shading losses of various systems in Field Test Project

calculated very definitely because the both input and output energy values are monitored directly in general. In Fig.13, the array efficiency decrease by temperature of 2.2% is believed very reasonable. So-called representative array temperature through year is said to range from 15 to 20°C up over annual average ambient temperature. Roughly speaking, the annual average temperature is around 10°C over Japan. The evaluated results are well explained by this condition.

7 systems indicated the shading losses of 5 to 10% and 3 systems of 10 to 15% as shown in Fig.14. Other 51 systems gave relatively low shading effects. The average was 4.1%. It is possible to reduce this loss, but siting conditions have to be carefully checked in advance. Too much attention to this item may reduce a chance of introducing a large number of PV systems into civilized zones. The load mismatch losses are demonstrated in Fig.15. The average of 5.1% is considered so significant.

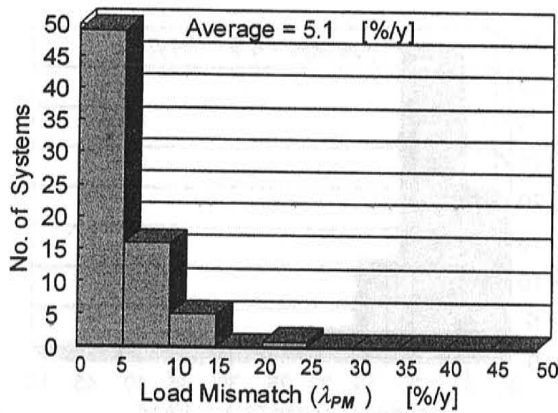


Figure 15: Load mismatch of various systems in Field Test Project

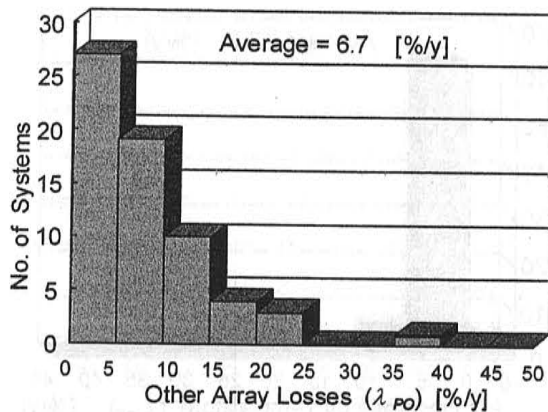


Figure 16: Other array losses of various systems in Field Test Project

30% of all systems are showing worse than 5% and nearly 10% are operating with 10% losses or worse. The worst case was 20% more. It is thought that MPPT has to be improved very much. The average of other array losses became 6.7% in Fig.16. Although this is caused by soiling on module surface, incident-angle-dependent reflection losses, array circuit losses and mismatch, etc., in principle, the incident-angle-dependent losses are believed to be major parameter by the other work of the authors. 6.7% is not so negligible, but the incident-angle-dependent reflection losses cannot be easily reduced. This statistics is also showing large deviation. This may be caused by low inclination arrays or some of other reasons listed above.

Figure 17 gives the quick summary of the averages of all the parameters which have been analyzed by the new

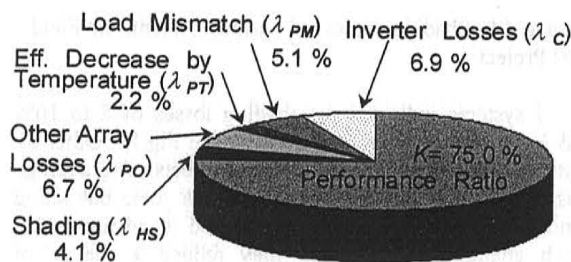


Figure 17: Various loss parameters in the Field Test Project / FY1996 Data

SV procedures for 71 systems in the Japanese Field Test Program.

## 5. CONCLUSIONS

The authors proposed a new PV system evaluation method by sophisticated verification procedure. This is applied to the Field Test operational data as actual examples. The works are summarized as follows:

- developed a new method called "SV Method" (sophisticated verification procedures) to verify detailed system parameters from ordinary, monitored data,
- normal items including system performance ratio  $K$ , power conditioner efficiency  $K_C$ , temperature factor  $K_{PT}$ ,
- new items such as shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$  and other array parameter  $K_{PO}$ , where time series data verification process can produce more realistic results of shading and mismatch losses respectively, especially,
- as a realistic example, evaluation results for 71 systems in the Japanese Field Test Project by SV method.

This study is very much concerned with the activities of both the Field Test Program and the New Sunshine Program conducted by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). Under the contract of NEDO, monitored data are collected by the Japan Quality Assurance Organization (JQA). Theoretical background has been discussed with researchers in Electrotechnical Laboratory. Authors in Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) are financially supported by the Photovoltaic Power Generation Technology Research Association (PVTEC). They wish to thank many people for their hearty support.

## REFERENCES

- [1] K. Kurokawa, H. Sugiyama, K. Sakamoto, T. Oshiro, K. Sakuta, T. Matsuo and T. Katagiri: System monitoring database and performance analysis in Japanese Field Test Program, 14<sup>th</sup> EU PSEC, Barcelona, 1997.7.
- [2] K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida, K. Sakuta, K. Sakamoto, T. Oshiro, T. Matsuo and T. Katagiri: Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese Field Test Program, 26<sup>th</sup> IEEE PVSPC, Anaheim, 1997.10.
- [3] K. Kurokawa: Realistic values of various parameters for PV system design, World Renewable Energy Congress V, Florence, September 19-25 1998.

## VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEM (VLS-PV) PROJECT

Kosuke KUROKAWA\*, Kazuhiko KATO\*\*, Fabrizio PALETTA\*\*\* and Alberto ILICETO\*\*\*\*

\* Faculty of Technology, Tokyo University of Technology and Agriculture  
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, Japan

telephone: +81-423-88-7132, fax: +81-423-85-6729, e-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

\*\* Energy Technology Division, Electrotechnical Laboratory, AIST, MITI  
1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305, Japan

telephone: +81-298-54-5197, fax: +81-298-55-5829, e-mail: kakato@etl.go.jp

\*\*\* PV Laboratory Responsible, CISE spa-Segrate, Milan, Italy, C. P. 12081, 1-20134

telephone: +39-2-2167 2342, fax: +39-2-2167 2620, e-mail: paletta@pal.enel.it

\*\*\*\* ENEL Research, Renewable Energy Unit

Via A. Volta, 1, 20093 Cologno Monzese, Milan, Italy

Telephone: +39 2 72 24 52 52, fax: +39 2 72 24 52 53, e-mail: iliceto@pal.enel.it

**ABSTRACT:** In this paper the content for a 1-year pre-feasibility study of the "Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV)" project which has just started under the umbrella of IEA/PVPS Task VI was introduced. By the international collaboration among about 10 participant countries, this project discuss various key aspects of the VLS-PV, that is, PV technology and system configuration, environmental issues, socio-economic issues, economic and financial issues, and institutional and organizational issues. Based on a result of this 1-year survey, we will build up a plan for follow-up activities and the project is planned to take off as a new task of IEA/PVPS in the next year.

**Keywords:** R&D and demonstration programmes -1: Large Grid-connected PV systems -2: Environmental Effect

### 1. INTRODUCTION

According to an OECD/IEA report, the amount of global fossil fuel resources will not constrain on energy supply generally until 2010, although there are possibilities of a rapid increase in energy demand, the geographic imbalance between demand and supply, and temporal and local supply problems. It is, however, forecasted that fossil fuel will continue to occupy 90% of world energy supply. This will result in significant increase in CO<sub>2</sub> emission, making it difficult to stabilize atmospheric CO<sub>2</sub> levels.

In spite that the OECD/IEA report does not clearly mention our future beyond 2010, it does give us some warning that we should solve energy problems within 15 years, before the global energy supply problem become more serious. Considering the issues concerning the global environment in parallel, continuing efforts to develop renewable energy over the 15 years are considered to be even more necessary.

Among the various renewable energy technologies, it is strongly expected that photovoltaic (PV) technology will be promising as one of major energy resources in the future. However, the PV must be introduced at very large scale in order to solve the issues effectively and "VLS-PV (Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System)" is a very attractive option, which is a centralized multi-GW PV system constructed on earth-based, high-insolation area and distant from load center.

In this year, IEA/PVPS Task VI has started a general analysis for the VLS-PV survey in order to study a potential and impacts of the VLS-PV. Participant countries as of the end of June 1998 are Italy, Japan, Korea, The Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden and Switzerland.

### 2. ISSUES TO BE DISCUSSED IN THE PRE-

### FEASIBILITY STUDY FOR VLS-PV

Now we are carrying out a 1-year pre-feasibility study on the VLS-PV as an approach run for the new task of IEA/PVPS in the next year, and the contents of this pre-feasibility study is introduced in this section.

#### 2.1 Background surrounding VLS-PV

Before starting analysis on key aspects about the VLS-PV, it is very important for us to discuss future prospects of world energy supply and demand as well as its present status using valuable data sources such as OECD/IEA statistics, energy and environmental balance table and so on. The Kyoto Protocol may be also give us meaningful suggestions in order to think about the issues concerning the global environment.

So as to make clear the present status and future role of PV technology, we should know international and global trends of renewable energy technologies in energy policies, including international funding.

Then we must grasp how much solar energy resource is available in principle on a global scale and the world irradiation database developed by JWA (Japan Weather Association) is useful for the purpose. Besides the present status and future projection for world PV market and world PV system installation will be researched. Hereby it will be forecasted that the photovoltaics will be a promising technology as one of world energy resources in the future.

#### 2.2 Concept of VLS-PV

Since everyone can have various image of the VLS-PV, it may be required to make its rough sketch. One of the important points is the area available for the VLS-PV. There are several options and desert sound very attractive because most deserts are not productive but vast and high-insolation area as shown in Fig.1. Other options such as water-based area might have another possibility.



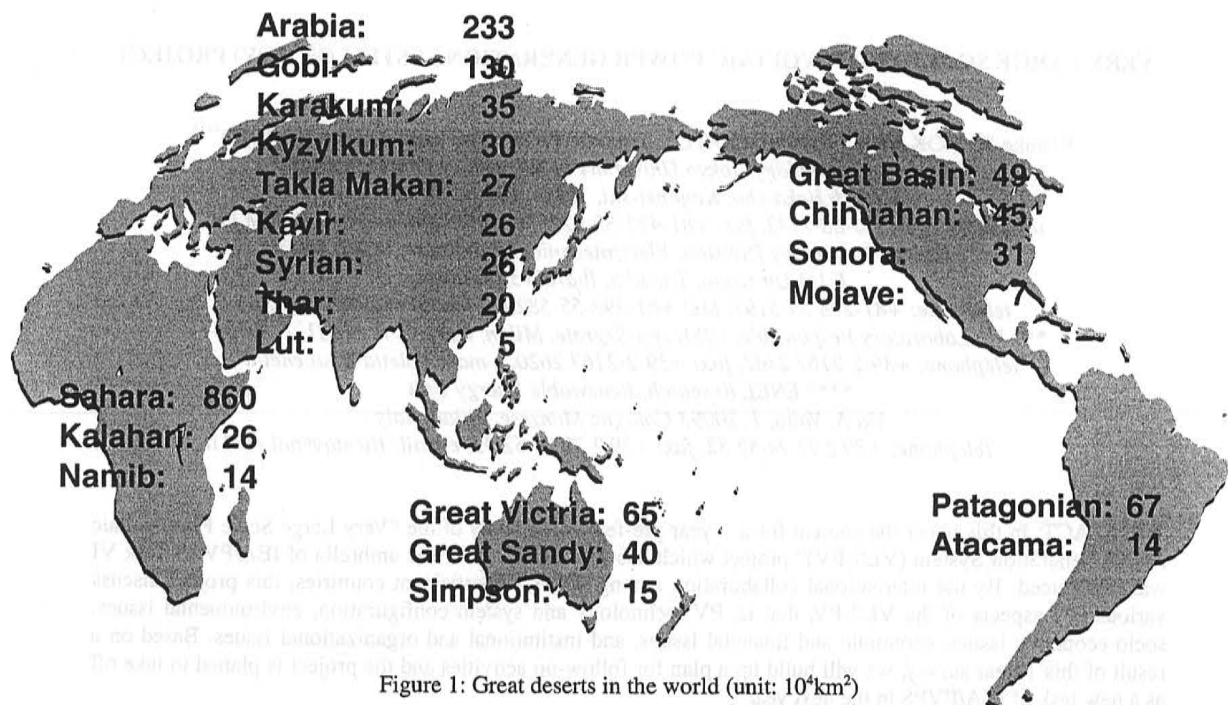


Figure 1: Great deserts in the world (unit: 10<sup>4</sup>km<sup>2</sup>)

Then we should know main features of the VLS-PV so as to make clear aspects to be discussed in the survey study. In addition to some of the features which have been already described, the VLS-PV will demonstrate "Modularity", so that large mass-production effect of PV modules and inverters will be expected to reduce their market cost. Of course the impacts of the VLS-PV installation to socio-economics and environment of local, regional and global area should be also investigated.

### 2.3 Itemized aspects

#### (1) Technological aspect

State-of-art PV system technologies available for VLS-PV will be summarized including measured performance data. Regarding the long-term technological perspective, we will discuss the issues concerning material feedstock, system configuration, long-distance transmission technologies, energy storage technologies, dc/ac network, grid integration, operation and management. Some preliminary case studies will be also reported here.

#### (2) Environmental aspect

Owing to the plant scale, there must be various sorts of environmental impacts at local, regional and global scale. For the purpose to evaluate such the environmental impacts, the life-cycle assessment (LCA) is a useful approach. So we will extract possible environmental impacts and establish an adequate methodology in this pre-feasibility study based on the survey concerning existing LCA studies on PV technology. Furthermore we will perform a preliminary evaluation with respect to the life-cycle of the VLS-PV.

#### (3) Socio-economic aspect

The VLS-PV will affect not only to the environmental aspect but also to socio-economic aspect of the countries or areas where it will be introduced, economy, employment, capital, finance, for example. We will identify the socio-economic criteria from different angles and carry out a pre-feasibility assessment of the VLS-PV on the criteria. In

addition the issue of technology transfer will be discussed.

#### (4) Economic and financial issues

One of the greatest concern must be the economics of the VLS-PV, that is, how much it will cost to manufacture, construct, operate, and decommission/replace the VLS-PV. As well as the analysis on the economic issues of the VLS-PV, we will discuss financial and entrepreneurial viability, supposing various financial options. This issue may involve risk assessment.

#### (5) Institutional and organizational issues

In relation to the issues, we start with know recent trends in support to renewable energy and photovoltaics in particular. Then we will survey national institutional infrastructure such as policies towards renewable energy, legal framework for power generation, control and law application, technological institutes levels and so on.

### 2.4 Follow-up activity plan

Based on a result of the discussion on all the aspects described above, we will build up a plan for follow-up activities, which is of course under discussion, but we are planning to do several full-scale case studies and the integrated evaluation of the VLS-PV. We believe our whole work will conclude with a proposal of promising implementation scenarios of VLS-PV installation (Fig.2).

## 3. CONCLUSION

In this paper the VLS-PV project which has just started under the umbrella of IEA/PVPS Task VI was introduced.

One of the most important work of the project is to build up VLS-PV plant design by extending present technologies as well as to discuss basic requirements for PV energy in the future energy supply, social and environmental impacts to both local and global area.

Some people might wonder "is it a kind of dream?"



Yes, the VLS-PV is the kind of dream indeed. This is not a story in the present tense but deal with the future tense of our human life. However we believe all the aspects which are discussed in this project will be also helpful for the introduction of PV systems with the present technologies. In other words, our discussion can give great insights to the present PV system introduction.

Our study still requires a lot of imagination. Your

suggestive imagination and participation to this project are very much welcome.

#### ACKNOWLEDGEMENT

This paper was prepared with the discussion among the members of the "VLS-PV" project. The authors wishes to thank all of them.

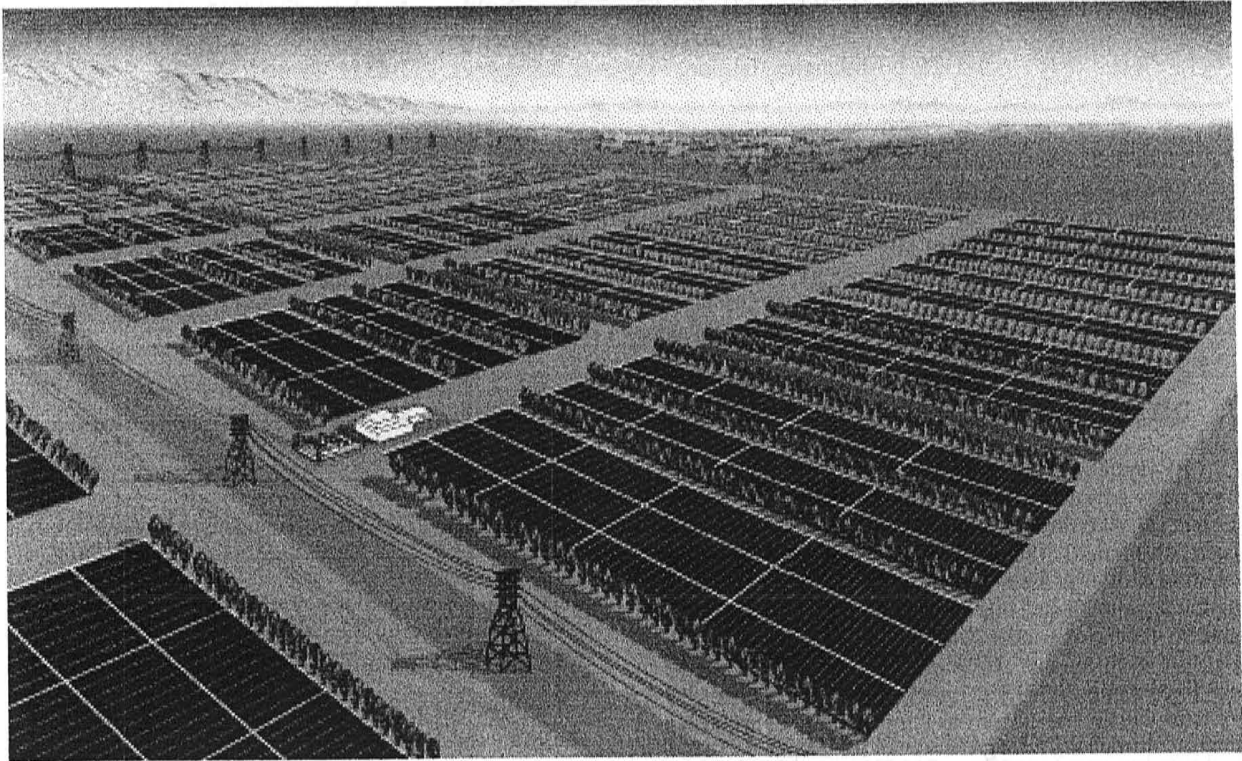


Figure 2: A conceptual image of "Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV)"

## A NEW TYPE OF MODULE INTEGRATED CONVERTER WITH WIDE VOLTAGE MATCHING ABILITY

Masato Kusakawa\*, Hiroshi Nagayoshi\*\*, Koichi Kamisako\* and Kosuke Kurokawa\*

\* Tokyo University of Agriculture and Technology

Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

phone: +81-423-88-7132/ fax: +81-423-85-6729/email address: kusakawa@cc.tuat.ac.jp

\*\* Shonan Institute of Technology

1-1-25, Nishikaigan, Tsujido, Fujisawa, Kanagawa, 251-8511, Japan

**ABSTRACT:** For reducing the costs of modular PV systems, transformer less system is suitable for AC modules. In this paper, new type inverter circuit for AC module use is presented. The circuit of module integrated boosting converter (MIBC) is designed as a transformer less converter with the concept of boosting chopper for voltage matching between PV module output and the grid. Circuit structure of MIBC is very simple and compact compare to the conventional module integrated converters. Hence, MIBC has much ability reducing PV system manufacturing costs. Measurements shows that wide voltage matching ability can be realized in the basic circuit operation and an efficiency is more than 85% over a wide operation range is feasible.  
**Keywords:** AC-Modules - 1: Inverter - 2: DC-DC-Converter - 3

### 1. INTRODUCTION

PV systems composed of AC modules (ACM-PV) have many advantages in comparison with the conventional system [1]. Recently, the configuration of PV systems have been diversified. Therefore every PV module that are composed of one system can't be installed in the same optimum azimuth and slope. In such case, AC modules are able to reduce the mismatch losses in the system level. Because each module works with the electrical optimum condition using MPP by the integrated inverter. When PV systems will spread in the near future, more flexible design ability of module arrangement will be required, like a building integrated module. ACM-PV is suitable in these cases. Furthermore, it is possible that AC modules may produce a new application because of high modularity.

The performance of module integrated converter (MIC) is very important consideration in system efficiency, cost and reliability for ACM-PV. Because a lot of MICs are installed in one ACM-PV. MIC that is practically operated in the field has a transformer to make a voltage matching between PV module output and the grid. This circuit concept will be an obstacle to reduce manufacturing cost and size.

To solve these problems a module integrated boosting converter, which is abbreviated MIBC hereafter, that basically works as the boost chopper is developed. Such type system was previously proposed in other paper[2].

### 2. CHARACTERISTICS OF CIRCUITRY

#### 2.1 Discussion on circuitry

The switching loss occupies large proportion in the losses which are caused in the inverter circuit generally. Recently, in principle both MOSFETs and IGBTs can be used as the power switch.

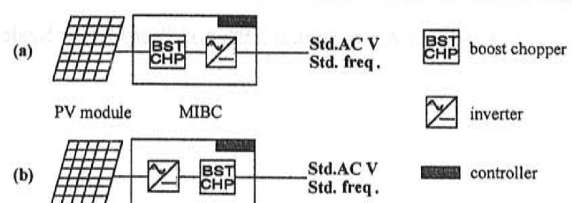
Table I shows the loss comparison in the on period of these two switching components. Table I means that for IGBTs the conduction losses are directly proportional to current, whereas for MOSFETs these losses rise with square of the current. Therefore, MOSFETs dose not suit

**Table I :** the switching loss caused in the on period

	MOSFET	IGBT
conduction losses	$i_D^2 \times R_{DS(ON)}$	$i_C \times V_{CE(sat)}$

when large current output is needed. However, this relation will be not simple for the low rated switching component. Because the lower  $V_{DS}$  MOSFET has smaller on-resistance  $R_{DS(on)}$ .

From this reason, two kinds of circuit concepts for MIBC are considered as shown in Fig. 1.



**Figure 1:** Concepts of MIBC

In the concept (a), the inverter circuit voltage is high, because the PV module output voltage is boosted up by the boost chopper. Though the switching speed of the IGBT is slower than the MOSFET, the IGBT is advantageous for high voltage and current. Therefore IGBTs are suitable to decrease the conduction losses in this case. In the concept (b) the input voltage of the switching components is low. Because the inverter operates the PV module output voltage directly. MOSFETs have an advantage in such a low voltage inverter operation. In this paper, the concept (b) is described.

#### 2.2 Principle of operation

Fig. 2 shows the experimental circuit for the case of Fig. 1(b). The circuit of MIBC is designed as a transformer less converter on the basis of the boosting chopper conception. The backboost dc-dc converter was used for the boosting chopper. This circuit is generally used as a switching regulator that outputs the voltage of both poles

output DC voltage into high frequency to boost up for using small transformer. Furthermore, most of this type small inverters is reported the efficiency is more than 90%. This type, however, has to redesign the transformer and the circuit components for each PV module that has various rated output voltage, which is unfavorable to reduce the manufacturing cost.

On the other hand, MIBC uses only one inductance in the circuit to boost up the input voltage. It is possible to match voltage simply compared with conventional MICs. Because the output voltage can be controlled by adjusting the PWM duty-cycle. The circuit structure of MIBC is simple and compact, and moreover, this type may be possible to realize the flexible design required in AC modules inverter. From these points of view, MIBC has a potential of a new concept for AC modules.

### 3. TEST RESULTS

The inverter improved the dc-dc converter is under developed and has been completed to make the power conversion circuit. Some test results are shown here.

#### 3.1 Measurement of boosting ratio

Fig. 4 gives the boosting ratio versus duty ratio of conventional backboost circuit. As it was described in 2.2,  $V_{out}$  is induced from (1). Fig. 4 shows the theoretical data calculated (1) and measured data. This measurement was carried out in the input voltage DC 10V constancy.

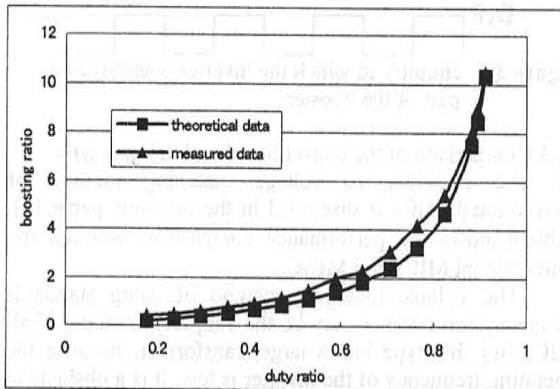


Figure 4: relation of boosting ratio and duty ratio

The measured curve almost fits the theoretical curve. This result shows a potential of MIBC which has a wide voltage matching ability. Because this relation ideally holds even in the inverter operation. Generally, backboost converter is used as a small power converter. This result, however, suggests that this circuit has an ability for high power use.

#### 3.2 Inverter test results

Fig. 5 gives the efficiency of the circuit as function of the input power and the waveform of the output voltage and current are shown in Fig. 6.

These results were measured under following conditions:

- duty cycle 0.66
- PWM frequency 20kHz

The efficiency doesn't include losses caused by the control circuit and the output filter. To consider these losses the efficiency should be decreased by about 0.5 %.

The observed shape of the efficiency shows 85 % over the whole power range. A maximum efficiency of 91 % is measured at 0.2 rated capacity. Although this result is also the initial data, to improve the power section it is possible to decrease some losses. The measurement efficiency shows MIBC is not inferior to conventional MICs.

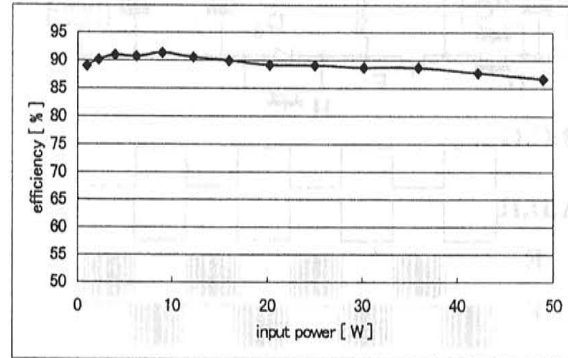


Figure 5: conversion efficiency curve

The output waveforms have been distorted a little in Fig. 6 because of simple sine wave modulation.

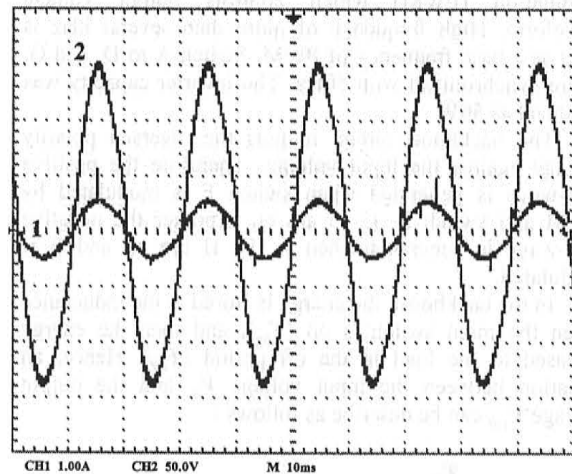


Figure 6: output waveforms(10ms span).

Trace 1: current (0.37A),  
Trace 2: voltage (102V)

The waveforms shown in Fig. 6 is the outputs for the DC 70V input voltage. The AC output voltage is about 144  $V_{p-p}$  from trace 2. This result shows that the boosting ratio has reached about two even in the inverter operation, and it almost agrees with the theoretical data shown in Fig. 4.

### 4. CONCLUSIONS

The authors presented the development of the MIBC that has wide voltage matching ability. Although only a part of the circuit is examined up to now, test results are summarized presently as follows:

- basic operation was confirmed
- wide voltage matching ability without a transformer



from the single power source without using the transformer.

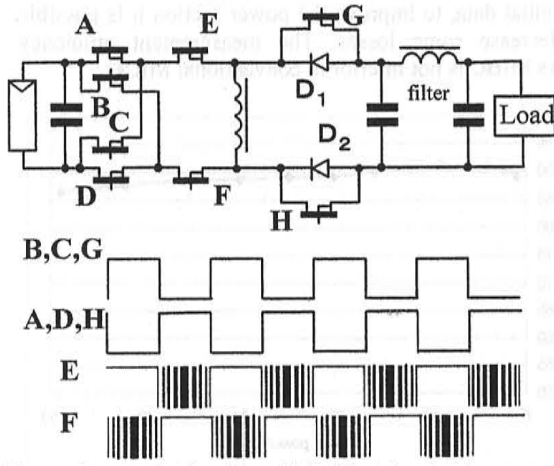


Figure 2: basic circuitry of MIBC and switching waveform

Figure 2 gives the switching waveform for switch A to H respectively. Switch E, F are driven by the pulse width modulation (PWM) which controls output voltage waveform. High frequency of more than several kHz is used as a base frequency of PWM. Switch A to D, and G, H are synchronized with 50Hz. The inverter capacity was designed as 50W.

The backboost circuit outputs the reversed polarity voltage against the input voltage. Therefore the positive half-wave is generated when switch F is modulated by PWM and switch B, C, G are on. Another the negative half-wave is generated when A, D, H are on and E is modulated.

In the backboost, the energy is stored at the inductance when the main switch is on ( $T_{on}$ ), and then the energy released to the load in the off period ( $T_{off}$ ). Hence, an equation between the input voltage  $V_{in}$  and the output voltage  $V_{out}$  can be describe as follows :

$$V_{out} = \frac{T_{on}}{T_{off}} \times V_{in} \dots \dots (1)$$

This equation means that the output voltage can be widely controlled from zero to higher value of the input voltage by adjusting duty cycle of the main switch.

The circuit of Fig. 2 shows a combination of the conventional circuit of the inverter and the booster. However the inverter is able to be integrated with a part of the booster. Fig. 3 shows this circuitry which is integrated switch E, F into polarity converter of the Fig. 2.

To output a half cycle sin wave pass through three switching components in the circuit concept. Therefore it is possible to reduce the number of the switching component in comparison with the conventional small inverter. This concept is not developed yet, but it is possible to operate in principle so these is a plan to change Fig. 1 into Fig. 2 finally .

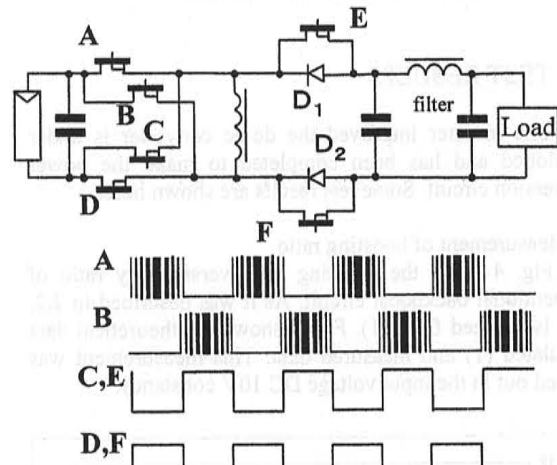


Figure 3: circuitry in which the inverter operates as a part of the booster

### 2.3 Comparison of the conventional and the new type

The principle of voltage matching method of conventional MICs is discussed in the previous paper [2]. Table II shows the performance comparison between the conventional MICs and MIBC.

The voltage matching method of using standard-frequency transformer may be the simplest circuitry of all MIC. But this type has a large transformer, because the operating frequency of the inverter is low. It is a obstacle to reduce manufacturing cost and size. Still more it is reported that this type is not so more efficient than the other small inverters[3].

The voltage matching method of using high-frequency transformer has become the popular circuitry of MIC can miniaturize the transformer. Because this type converts PV

Table II : performance comparison between MIBC and conventional types

	factor of reducing efficiency		voltage matching	isolation method	performance			
	number of switching Components	transformer			compactness	cost	conversion efficiency	design flexibility
standard-frequency transformer	2	1	narrow Low-voltage inverter	std. freq. transf.	×	△	○	×
high-frequency transformer	4	1	narrow	HF transformer	○	△	○	×
MIBC	5 or 3	—	wide	no isolation direct current canceled by control	○	○	○	○



- can be realized in the basic circuit operation
- the efficiency is achieved more than 85% over the whole operation power range.
- a maximum efficiency of about 91 % is measured at 0.2 rated capacity.

These results suggest that this circuitry has a potential for AC module inverter.

## REFERENCES

- [1] H. Hempel, W. Kleinkauf, U. Krenzel, PV-Module with Integrated Power Conditioning Unit, 11th EPVSEC, MONTREUX, SWITZERLAND, 1992 1080-1083
- [2] K. Kurokawa, et al, Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997) 243-250
- [3] D. Schekulin, G. Schumm, AC-modules – Technology, Characteristics and Operational Experience; 13th EPVSEC, NICE, FRANCE 1995 1889-1892



## SIMULATION RESULTS OF STAND-ALONE PV SYSTEMS UNDER VARIOUS LOAD CONDITIONS

Izumi Tsuda<sup>1)</sup>, Ken Nozaki<sup>1)</sup>, Koichi Sakuta<sup>1)</sup>, Toshimitu Oshiro<sup>2)</sup> and Kosuke Kurokawa<sup>3)</sup>

1) Electrotechnical Laboratory

1-1-4, Umezono, Tsukuba-shi, Ibaraki, 305-8568, JAPAN

2) Japan Quality Assurance Organization, Solar Techno-Center

1084-2 Hatsuoi-cho, Hamamatsu-shi, Shizuoka, 433, JAPAN

3) Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184, JAPAN

**ABSTRACT:** The simulation results of stand-alone PV system under the load following insolation and the residential load are described in this paper. The design parameters are different at the load conditions. The load matching factor under the load following insolation is influenced on the local climate. Under the residential load the load matching factor changes seasonal. The battery contribution factors are nearly constant at each case.

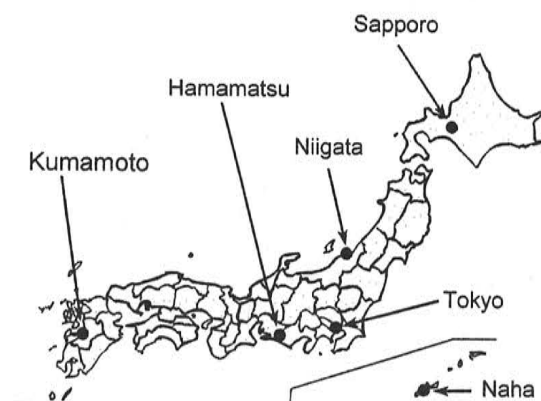
**Keywords:** Stand-alone PV Systems - 1 : Simulation - 2 : Lead-acid - 3

### 1. INTRODUCTION

The load condition influences the design parameters of the stand-alone photovoltaic (PV) systems with a battery. Especially, the load matching factor[1] and the battery contribution factor[1] are become important in this case. The load matching factor is a coefficient to correct the system loss which is caused by the shifting system operating voltage from the maximum output operating voltage of the PV array. The battery contribution factor shows the ratio the energy having been supplied to the load through the battery to the extent of the PV array outputs. This paper is described that design parameters of stand-alone PV systems under a residential load and a load following insolation are clarified by using of annual simulations.

The stand-alone PV system corresponding to the load following insolation is the system which can expect popularization and the battery capacity can reduce than the usual stand-alone PV system, because of the linearity with the load and the insolation. The correspondence with the load and the insolation indicates the system which supplies the electric load followed to insolation, for example, a tunnel lighting system, and which can be storing shape other than electricity (drinking water etc.).

The lead-acid battery model is comparison with experiments at the charge-discharge conditions. The one day and annual simulation results are compared with the experimental results of No.5 PV system which is stand-alone system and which is constructed at Solar Techno-Center (STC) of JQA in Hamamatsu.



**Figure1:** Simulation sites and Experiment site

The design parameters are clarified by the annual simulation using the METPV data of five sites, Sapporo, Niigata, Tokyo, Kumamoto, and Naha (see Fig. 1). The simulation is used the residential load which was actually measured at the residential house in Shizuoka near Hamamatsu.

As the simulation results, the load matching factor under the residential load is extensively fluctuated from 1.0 to 0.4 at all sites, but under the load following insolation the fluctuation of the factor is small and there is influence of the local climate. The battery contribution factor under residential load has small fluctuation near 0.75 and the factor under the load following insolation is near 0.5 at all sites.

### 2. SIMULATION MODEL

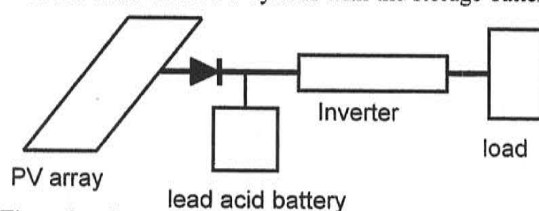
#### 2.1 Composition of stand-alone PV system

The stand-alone PV system is simulated as shown in Fig. 2. The system is composed with PV array, blocking diode, lead-acid battery, inverter and load. The lead-acid battery is connected with the PV array output through the blocking diode and the electric DC outputs are supplied to the exchange load by the inverter. The blocking diode is necessary to prevent from the discharging from the lead-acid battery through PV array when the voltage of the PV array falls below the voltage of the storage battery at nighttime etc.

By the way, the operation voltage of the PV array is uniquely decided in such a composition depending on the state of the charge (SOC) and the charge-discharge current of the lead-acid battery. As a result, the PV array cannot operate by the most suitable output voltage and the correction in the design is needed by the load matching factor.

#### 2.2 Composition of simulation program

In the stand-alone PV system with the storage battery,



**Figure2:** System configuration of stand-alone PV system

the SOC of the storage battery introduces a large influence on the system operation. Because the SOC of the battery is decided by the input and output history to the storage battery, it is needed to evaluate the system operation by the simulation program.

In the case of the load following insolation, the experiment was carried out one minute data sampling. For the comparison with the experiment and the simulation, simulation is done 1 minute time interval. The operation point of the system is analyzed by the Newton-Raphson method.

### 2.3 PV array model

The PV model is including in the parallel resistance as shown in the Eq. (1).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ \frac{q(V + I \cdot R_s)}{nkT} \right\} - 1 \right] - \frac{(V + I \cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (1)$$

where,  $I$  is current of PV cell,  $I_{ph}$  is generating current,  $I_0$  is diode saturation current,  $q$  is charge of electron,  $V$  is PV cell voltage,  $R_s$  is series resistance of PV cell,  $n$  is diode constant,  $k$  is Boltzmann constant,  $T$  is PV cell temperature, and  $R_{sh}$  is parallel resistance of the PV cell.

The PV characteristics is largely influenced by the cell temperature. The following approximation equation of each constant are decided by the experiment at STC.

$$I_{ph} = I_{ph0} \{1 + 5.10 \times 10^{-4} (T - 25)\} \quad (2)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp\{0.0967 \cdot (T - 25)\} \quad (3)$$

$$R_s = R_{s0} \{1 + 3.37 \times 10^{-3} (T - 25) + 9.71 \times 10^{-5} (T - 25)^2\} \quad (4)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + 5.80 \times 10^{-3} (T - 25) - 1.61 \times 10^{-4} (T - 25)^2} \quad (5)$$

where,  $I_{ph0}$  is photocurrent of module at standard condition (A.M.:1.5,  $1\text{kW/m}^2$ ,  $T=25^\circ\text{C}$ ),  $I_{00}$  is saturation current of module at  $25^\circ\text{C}$ ,  $R_{s0}$  is series resistance of module at  $25^\circ\text{C}$ ,  $R_{sh0}$  is parallel resistance of the module at  $25^\circ\text{C}$ . The diode constant  $n$  is assumed to be 1.5.

The values obtained by the experiment at  $25^\circ\text{C}$  are indicated in Table 1. The module temperature is used experimental value at the comparison with the experiment, and is estimated by using the model[2] considered the velocity and direction of the wind at other region simulation.

Table 1. Characteristic of PV module parameter at  $25^\circ\text{C}$   
(experiment value)

$I_{ph0}$ (A)	$I_{00}$ (A)	$R_{s0}$ ( $\Omega$ )	$R_{sh0}$ ( $\Omega$ )
2.618	$29.77 \times 10^{-8}$	0.287	98.8

The PV array characteristics are determined in consideration of the series and parallel module number in the array. It is assumed that the short circuit current of the array is reduced to 0.92 by the uneven among the modules.

### 2.4 Model of lead-acid battery

It is known that the characteristics of the lead-acid battery is different between charge condition and discharge condition. Especially, at the nearly full charge condition, the influence under the electrolysis of the electrolyte is caused is large. The terminal voltage of the lead-acid battery at nearly full charge condition is largely influenced by the charge current, the SOC and the electrolyte temperature. The model approximated by the combining

exponential function, as shown Eq. (14), is used in this simulation.

The model of the lead-acid battery is a simple model assumed that the battery is composed by the internal electromotive force and the internal resistance. However, these values of the battery depend on the SOC of the battery by the diffusion determination process. Eqs. (6) - (10) indicate the discharge case.

$$V = E - R \cdot I_d \quad (6)$$

$$E = E_0 + k_0 \ln \left( 1 - \frac{Q}{C_T} \right) \quad (7)$$

$$Q = \int I_d dt \quad (8)$$

$$R = R_0 \left[ 1 + B \cdot \ln \left\{ \frac{\gamma}{\gamma - Q/C} \right\} \right] \quad (9)$$

$$C = \frac{C_T}{\left( 1 + \frac{C_T}{C_R} - 1 \right) \left( \frac{I_d}{I_R} \right)^d} \quad \dots(10)$$

where,  $V$  is terminal voltage,  $E$  is internal electromotive force,  $R$  is internal resistance under discharge,  $I_d$  is discharge current,  $E_0$  is electromotive force at completely charge condition,  $k_0$  is coefficient,  $Q$  is discharge electric charge,  $C_T$  is maximum capacity,  $B$  is coefficient,  $\gamma$  is coefficient,  $C$  is the capacity in current at that time,  $C_R$  is rating capacity,  $I_R$  is ratings current, and  $d$  is coefficient.

The characteristics of charging condition are shown in the Eqs. (11) - (16).

$$V = E + R_c I_c \quad (11)$$

$$E = E_1 + k_0 \cdot \ln \left( 1 - \frac{Q}{C_T} \right) \quad (12)$$

$$R_c = R_0 + R_2 \cdot \left( R_1 - \frac{Q}{C_T} \right)^2 + R_x \cdot G(t) \quad (13)$$

$$G(t) = \exp\{\alpha(T_G - t)\} U(T_G - t) + [2 - \exp\{\alpha(T_G - t)\}] U(T_G - t) \quad (14)$$

$$\rho = 1 - \frac{\int_0^t G(t) dt}{\int_0^\infty G(t) dt} \quad (15)$$

$$Q = \rho \cdot C \quad (16)$$

where,  $R_c$  is internal resistance at charging,  $I_c$  is charging current ( $= -I_d$ ),  $E_1$  is electromotive force at charging,  $R_0$  is coefficient,  $R_1$  is coefficient,  $R_2$  is coefficient,  $R_x$  is coefficient,  $G(t)$  is gas generation function,  $\alpha$  is coefficient,  $T_G$  is gas generation starting time, and  $U(t)$  is unit step function.

These parameters are presumed from the charge-discharge measurement results by the minimum square root method. Each parameter values are shown as follows,  $E_0 = 2.06$ ,  $k_0 = 0.0644$ ,  $C_T = 1.78$ ,  $B = 1.87$ ,  $\gamma = 1.19$ ,  $C_R = 0.998$ ,  $d = 0.616$ ,  $E_1 = 2.11$ ,  $R_0 = 0.447$ ,  $R_1 = 0.412$ ,  $R_2 = 1.236$ . The parameters  $R_x$ ,  $\alpha$  and  $T_G$  show below equations.

$$\alpha = 41.1 \cdot I_c^{1.039} \quad (17)$$

$$R_x = 0.237 \cdot I_c^{-1.035} \quad (18)$$

$$T_G = 0.927 \cdot I_c^{1.02} \quad (19)$$

Fig. 3 and 4 show the comparison results with simulation

and experiment. The simulation results are almost coincident with experimental values.

### 2.5 Characteristics of inverter

The loss of the inverter is evaluated by using the quadratic equation of the power factor and load power. The ratings capacity is 8kW.

### 2.6 Treatment of wiring etc.

In the simulation, the system is DC 200V and the several A current. The resistance of wiring and the influence of the blocking diode are disregarded.

### 2.7 Insolation data

The insolation data for the comparison with the experiments and the simulation is used measurement data. The insolation data for each regional site simulation are used METPV that was made for the PV system simulation by Japan Weather Association. The data is 1 hour interval.

### 2.8 The load data

The load data used the No.5 measurement data of STC for the comparison with experiments and simulation. The load pattern following insolation is shown Fig.5 as used STC No.5 system, the load has the base part and the proportioning part to the insolation. The simulation are used this pattern.

The residential load pattern that was obtained by the direct measurement from the house in Shizuoka is shown by Fig. 6. The simulation of the residential are used this pattern.

## 3. COMPARISON WITH EXPERIMENTS AND SIMULATION RESULTS

The comparison with the experiments and simulation is carried out using STC No.5 system data. The system construction of No.5 system is as follows. The PV array is

composed of the 12 parallel and 19 series modules, and its capacity is 11.16kW<sub>p</sub>. The rated capacity of the lead-acid battery is 312Ah, and the battery subsystem is composed of 125 series unit cells. The battery is produced by Yuasa corporation, and is called SCS type. At this comparison the data of the cell temperature, load and weather condition, the insolation and the ambient temperature, are used measurement value.

The result of one day (1993.4.1) is shown in Fig. 7, and the total energy error of about 1% is obtained. The voltage difference between the experiments and the simulation is caused two reason. The one reason of the error is seemed that the array characteristics is composed of a uniform cell. Other reason is the sudden change from the charge to the discharge at the simulation.

The annual simulation results is compared with the experiment as a beginning day 1993.4.1 using one minute data. The simulation is good coincident with the experiments. This total output energy at the period was corresponding by the accuracy of 1% or less.

## 4. SIMULATION RESULTS

### 4.1 Case of load following insolation

The system configuration ratio of the PV array to the battery capacity is constant as same STC No.5 system. The battery capacity gradually increases 100Ah, the system capacity is decided on the no power failure condition at the annual simulation. At Niigata case, the system capacity is necessary 1.7 times as large as the STC No.5 system. The system capacity of the others are needed 1.3 times of STC No.5 system. It is seemed that the SOC of the battery is 100% at starting point.

- Load matching factor indicates the loss of the output by an actual operation voltage's shifting from the best operation voltage of the PV array. The SOC of the battery is operated within a certain range in the

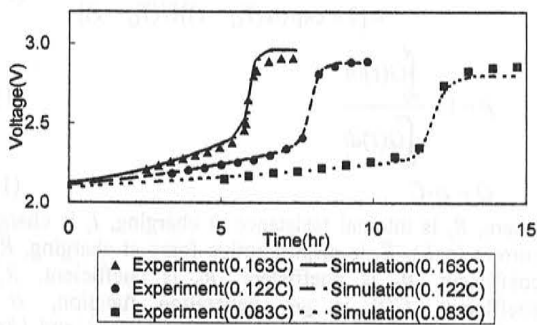


Figure3: charge characteristics

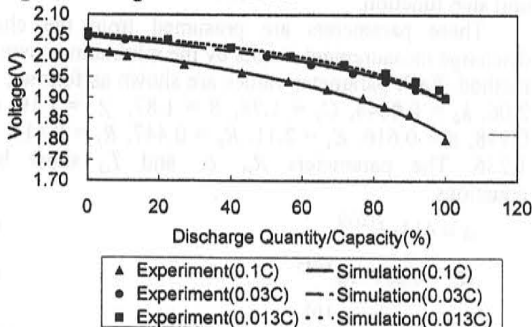


Figure4: Discharge characteristics

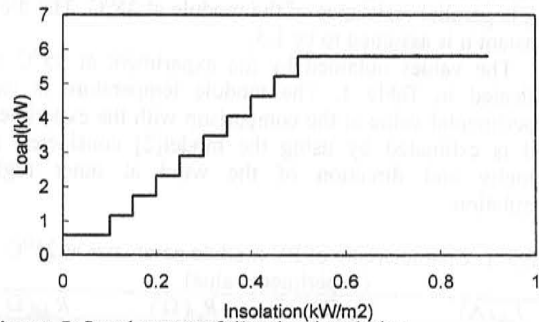


Figure 5: Load pattern following insolation

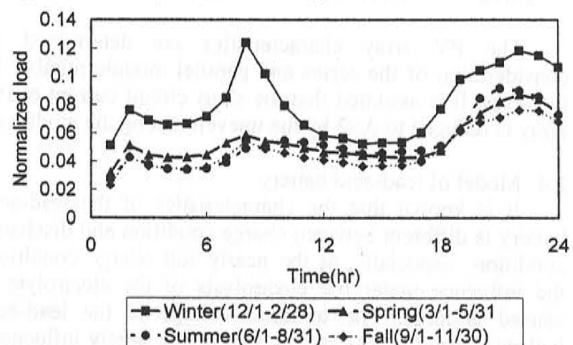


Figure 6: Residential load pattern



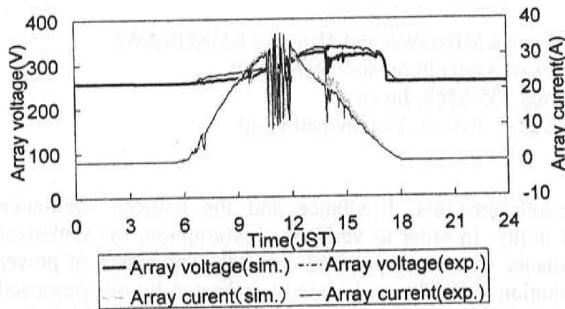


Figure7: Comparison with experiment and simulation

insolation following mode. Fig.9 shows the simulation results. As a results, the range of the operation voltage is limited, and the change of the factor become about 75%-90% during year at all site. But, the change pattern of the factor influenced on local climate.

- Battery contribution factor indicates the energy ratio supplied to the load through the battery of the PV array outputs in the consideration period. It is seemed that the energy ratio through the battery decreased in the case of the load following insolation mode because the load is almost proportion to the insolation. The battery contribution factor in all case are about 40-50% as shown by Fig.10.

#### 4.2 Residential Case

The capacity of the stand-alone PV system used simulation for the residential load is following. The PV array capacity is 16.37kWp, and consisted with same module of STC No.5 system, the array is connected 16 series and 24 parallel modules. The battery is produced by GS Battery Corporation, and is called LB type. The capacity of the battery 1000Ah, and is consisted with 125 series unit cell. In these cases, there is no power failure condition.

- In the residential load, the load matching factor strongly received the influence by the load pattern and the factor largely changed near from 100 to 40% as shown by Fig.9.
- The battery contribution factors changed a little about 70-80% through year, and there is no influence of the local climate as shown Fig.10.

### 5. CONCLUSION

#### 5.1 Load matching factor

The load matching factor is influenced local climate under the load following insolation. The change is 75%-90% as for year. At the residential load the load matching factor widely changes from 40% to 100%. The load pattern strongly influenced the load matching factor at the residential case.

#### 5.2 Battery contribution rate

The rate passing the storage battery decreased in load following insolation mode compared with the residential load because the load followed insolation. At each case, the battery contribution factor is nearly constant.

### REFERENCE

- [1] T.Oshiro, H.Nakamura, M.Imataki, K.Sakuta, K.Kurokawa, Solar Energy Materials and Solar Cells,

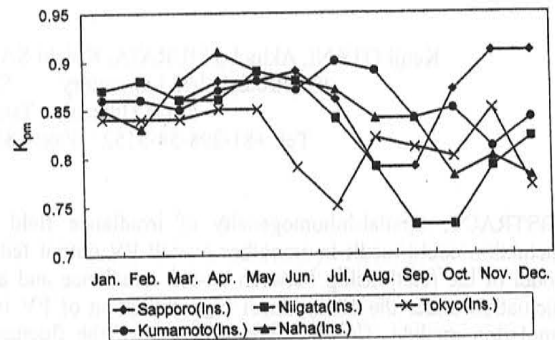


Figure 8: matching factor(load following insolation)

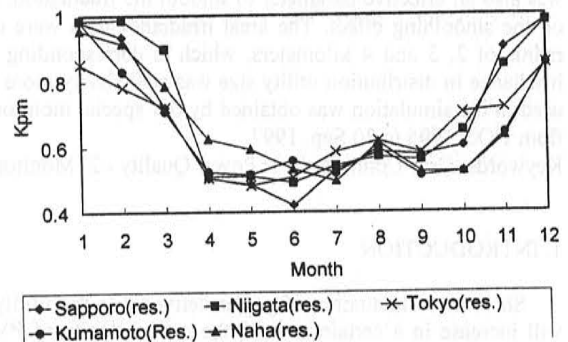


Figure 9: Load matching factor(residential)

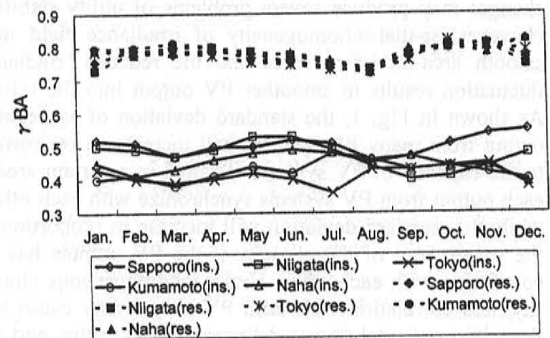


Figure10: Battery contribution factor

47, (1997) 177.

- [2] M.Yukawa, M.Asaoka, K.Takahara, T.Oshiro, K.Kurokawa, Trans. IEE of Japan, 116, (1996) 1101.

## STATISTICAL SMOOTHING OF POWER DELIVERED TO UTILITIES BY DISTRIBUTED PV SYSTEMS

Kenji OTANI, Akinobu MURATA, Koichi SAKUTA, \*Jyunya MINOWA and \*Kosuke KUROKAWA  
 Electrotechnical Laboratory \*Tokyo Univ. of Agriculture. and Technology  
 1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan  
 Tel: +81-298-54-5152 Fax: +81-298-54-5829 E-mail: k.otani@etl.go.jp

**ABSTRACT:** Spatial-inhomogeneity of irradiance field may smooth area-total irradiance and the reduced irradiance fluctuation could result in smoother overall PV output fed into the utility. In order to verify this assumption, the statistical model of the relationship between on-site irradiance and areal irradiance was developed and certified. The extent of power fluctuation under the condition of high saturation of PV in a distribution network can be easily estimated by our proposed simulation method. Considerable reduction of the fluctuation was occurred, when correlation decay distance, which is a parameter indicating clouds size in our model, was shorter than 1 kilometers. The size of the area of PV output aggregation was also an effective parameter to smooth the fluctuation. However, increasing the number of PV systems had little influence on the smoothing effect. The areal irradiance data were estimated by considering 1,000 PV systems into the area with the radius of 2, 3 and 4 kilometers, which is corresponding to the size of distribution utilities. The smoothing effect of areal irradiance in distribution utility size was statistically more than 50% for each case simulated in this study. The irradiance data used in the simulation was obtained by our special monitoring system that consists of nine synchronized monitoring terminals from 1 Oct 1995 to 30 Sep. 1997.

Keywords: Grid-Connected - 1: Power Quality - 2: Monitoring - 3

### 1. INTRODUCTION

Short-term fluctuation of power delivered to the utility will increase in a certain ratio to the total capacity of PV system. Under the condition of high saturation of PV systems in the utility, sudden and unpredictable power changes may produce severe problems of utility stability. However, spatial-inhomogeneity of irradiance field may smooth area-total irradiance and the reduced irradiance fluctuation results in smoother PV output into the utility. As shown in Fig. 1, the standard deviation of aggregated output from many PV systems will increase in proportion to the capacity of PV systems installed in a certain area if each output from PV systems synchronize with each other; while the standard deviation will increase in proportion to the square root of the capacity if the PV outputs has no correlation with each other. Under inhomogeneous cloudy sky, less correlation with each PV output may cause less fluctuation of total power delivered to the utility, and the increase of interconnecting PV systems may contribute to reduction in disturbance harmful to utility's stability.

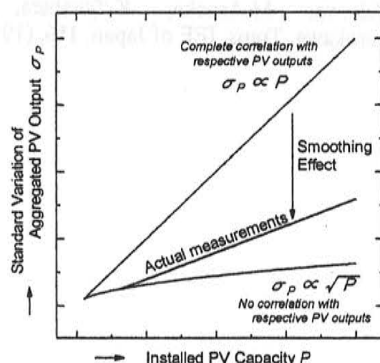


Fig.1: Explanatory drawing of the smoothing effect

In order to verify an assumption that aggregated PV output in a certain area could be stabilized as a results of

smoothed areal irradiance, the statistical model of the relationship between one-site irradiance and areal irradiance was developed and certified. The extent of power fluctuation under the condition of high saturation of PV can be easily estimated by our proposed simulation method.

In the model, the effectiveness of smoothing fluctuation is formed into a function of the correlation of fluctuant irradiance among PV sites. The correlation decay distance, which is a meteorological parameter indicating clouds size in the model, indicates the extent of the smoothing effect on the irradiance fluctuation. Under the condition that the areal irradiance field has shorter correlation decay distance, the considerable reduction of the fluctuation was occurred. The size of the area of PV output aggregation was also an effective parameter to smooth the fluctuation. However, increasing the number of PV systems had little influence on the smoothing effect. Because the smoothing effect from aggregated PV output is a result of the spatial inhomogeneity effect, the correlation decay distance and the area size were found to be highly influential in smoothing the fluctuation.

### 2. MEASUREMENTS

An areal irradiance monitoring system consists of nine synchronized measuring terminals[1]. As shown in Figure 2, these terminals have been installed on a grid which covers an area measuring about 4km x 4km. The size of the grid was decided by considering the size of a typical urban distribution network. In this study, data sets observed from 1 Oct. 1995 to 30 Sep. 1997 at interval of 1 minute are used.

Areal irradiance characteristics may guarantee

- Smoother fluctuation and less cases of drops and spikes.
- Better fitness of PV output for load demand.
- Enhancement of possible replacement capacity of conventional power sources; The kilo-watt value enhancement.
- short-periodic fluctuation reduction.

Fig. 3 indicates an example of the event of irradiance drops

and spikes caused by passing fast clouds. Irradiance curve measured at one-site (Terminal "Emily") and nine-sites' average are shown. Smoothed irradiance sequence in the case of areal averaging operation are certified in Fig. 4, which shows the frequency distribution of clearness index for one-site irradiance and areal irradiance at the same day. The clearness index is often used to present normalized irradiance values and is assigned a value of the ratio between ground-level irradiance and extraterrestrial irradiance; e.g. clearness index 0 means no sunshine at the ground level and clearness index 0.8 almost means perfectly cloudless day. In terms of the clearness index, one-site irradiance under sparse-cloudy sky tends to behave two-states characteristics; sunny or overcast. The reason of this phenomena can be easily explained by clouds passing. On the other hands, the frequency distribution of the areal irradiance seems to be a form of Gauss distribution curves.

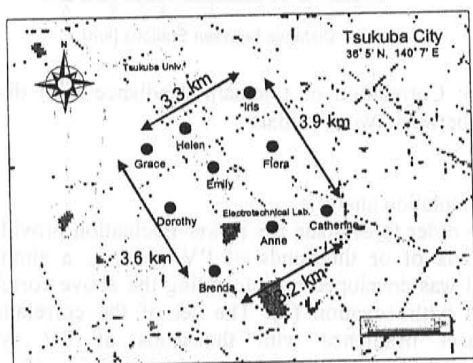


Fig. 2: Location of 9 terminals of Areal Irradiance Monitoring System

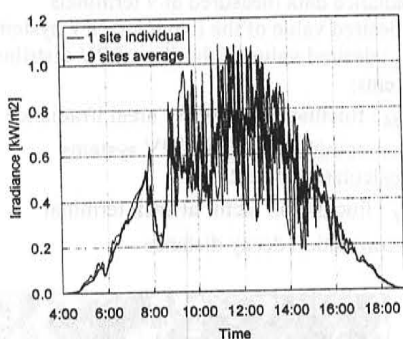


Fig. 3: Example of passing clouds effect; one-site irradiance measurements and averages of nine-sites measurements

Fig. 5 (a) and (b) show the duration curves of the clearness index for one-sites irradiance and areal irradiance for seven months. (a) and (b) are classified by the value of mean clearness index averaged at around 60 minutes, and could indicate little-sunny day and overcast day, respectively. In the case of (a), little-sunny day, the probability of center value occurrence increases by adding-up operation, while in the case of (b), no changes for the areal irradiance are occurred compared with one-sites irradiance because of little and slow changes in the irradiance under such a cloudy sky.

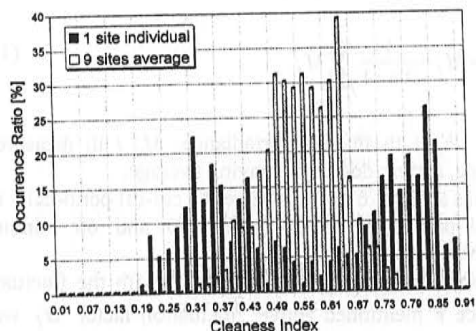
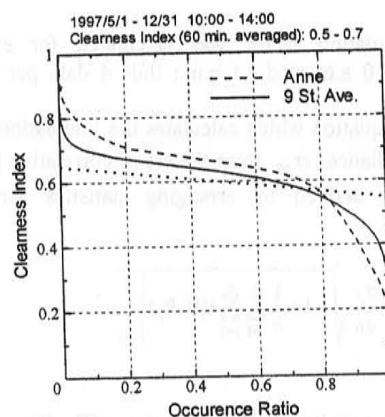
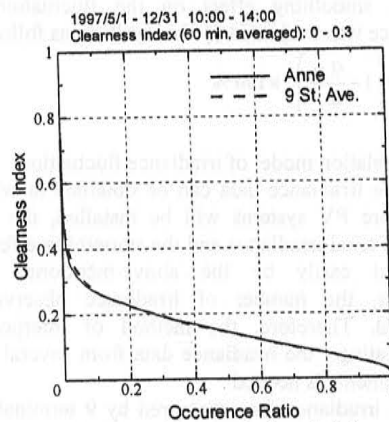


Fig. 4: Frequency distribution of clearness index for one-site and areal irradiance during sparse cloudy daytime.



(a) Mean clearness index: 0.5-0.7



(b) Mean clearness index: 0-0.3

Fig. 5: Duration curves of clearness index for (a) little-sunny / sparse-cloudy day, and (b) overcast day.

### 3. METHODOLOGY

#### 3.1 Extracting and quantifying fluctuant irradiance

The time-series of irradiance consist of sustained and fringe components. In this study, the authors dealt with only the fringe components named "fluctuant irradiance", and extracted them from the time-series by subtracting the sustained components, which were assumed to be the moving averages of  $(2m+1)$  sequential data, as following

equation:

$$F_j = M_j - \frac{1}{2m+1} \sum_{j=-m}^m M_j \quad (1)$$

Where;  $F_j$ :  $j$  th fluctuant irradiance,  $M_j$ :  $j$  th measured irradiance, and  $m$ : degree of moving average.

$m$  was set at 2, 6 and 13 where the cut-off periodicity of this low-pass filter is about 10, 30 and 60 minutes respectively.

In order to quantify the fluctuation with the fluctuant irradiance  $F$  mentioned above, fluctuation factor  $\sigma_f$  was defined by the standard deviation of the data set of fluctuant irradiance  $F$  as follows:

$$\sigma_f = \text{SD}(F) \quad (2)$$

The fluctuation factor was calculated for each hour between 10 a.m. and 14 p.m.; thus 4 data per day were obtained.

The equation which calculates the fluctuation factor of areal irradiance  $\sigma_{fA}$  from the set of correlative irradiance data was derived by arranging statistics formulas as follows:

$$\sigma_{fA} = \frac{\sigma_f}{\sqrt{n}} \sqrt{1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n r(F_i, F_j)} \Big|_{i \neq j} \quad (3)$$

where,  $n$ : number of observatories,  $r(F_i, F_j)$ : correlation coefficients between  $F_i$  and  $F_j$ .

The smoothing effect on the fluctuation of areal irradiance was evaluated by the equation as follows:

$$se = \left(1 - \frac{\sigma_{fA}}{\sigma_f}\right) \times 100\% \quad (4)$$

### 3.2 Correlation model of irradiance fluctuation

If the irradiance data can be obtained at whole of the site where PV systems will be installed, the fluctuation factor of areal irradiance and the smoothing effect could be estimated easily by the above-mentioned equations. However, the number of irradiance observatories are restricted. Therefore, the method of interpolating and extrapolating the irradiance data from several number of measurements is needed.

The irradiance data measured by 9 terminals indicates that the correlation with fluctuant irradiance measured by two terminals decrease with increasing the distance between terminals. The correlation between the distance and the correlation coefficient was assumed to be represented by following exponential decay function as shown in Fig. 6:

$$r_{i,j} = \exp\left(-\frac{d_{i,j}}{L_c}\right) \quad (5)$$

where,

$r_{i,j}$ : Correlation coefficient of fluctuant irradiance between  $i$  th and  $j$  th terminal

$d_{i,j}$ : Distance between  $i$  th and  $j$  th terminal

$L_c$ : Correlation decay distance

The correlation decay distance  $L_c$  was calculated for each data set of fluctuant irradiance by using the least square fitting method. Example results of this fitting are presented in Fig. 6.

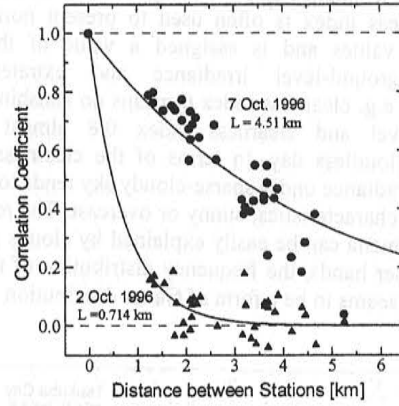


Fig. 6: Correlation of fluctuant irradiance with distance between two terminals

### 3.3 Simulation analysis

In order to estimate the power fluctuation provided by hundreds of or thousands of PV systems, a simulation model was developed by integrating the above correlation model with equation (3). The set of the correlation of fluctuant irradiance with thousands of PV systems calculated by equation (5) was substituted for  $r(F_i, F_j)$  in equation (3). Principal specification of the simulation model is as follows:

Input items:

- irradiance data measured at 9 terminals
- $N$ : desired value of the number of PV systems
- $R_{area}$ : desired value of the size of PV distributed area

Output items:

- $\sigma_{fA}$ : fluctuation factor for areal irradiance
- $se$ : smoothing effect by  $N$  PV systems

Internal calculation items:

- $\sigma_f$ : fluctuation factor at each terminal
- $L_c$ : correlation decay distance

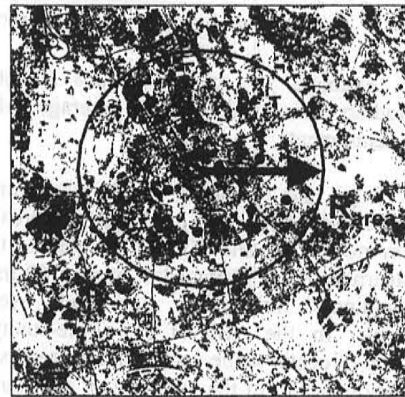


Fig.7: Simulation target area on binarized aerial photomap of Tsukuba city



The locations of each PV system were set randomly under the geographic restriction. Each virtual PV system could be installed only on the building space indicated as black points in a circle with radius of  $R_{area}$  as shown in Fig. 7. Ten times trial was done for averaging each resultant value. Fig. 8 shows the simulated and actually measured smoothing effect from nine observatories with good agreement between them.  $R_{area}$  was set at 3.5 kilometers.

#### 4. RESULTS

Estimating the correlation decay distance in equation (5) and the smoothing effect in equation (4) were done for 2 years irradiance data. Fig. 7 shows the distribution of the correlation decay distance for three cases of cut-off periodicity, 10, 30 and 60 minutes. Shorter periodic fluctuant irradiance tend to correlate with shorter distance; thus it is found that the shorter periodic fluctuation could be reduced more drastically than longer one in a certain area and the process of the aggregation of distributed output behaves as a high frequency shielding filter.

Fig.9 shows the duration curves of the fluctuation factor for one-site irradiance and simulated areal irradiance. The areal irradiance data were estimated by considering 1,000 PV systems into the area with the radius of 2, 3 and 4 kilometers. Table 1 summarizes the simulated value of the smoothing effect for each case of the cut-off periodicity and the radius of simulation area. Increasing the radius seems to increase the smoothing effect up to the theoretical maximum;  $(1 - 1/\sqrt{n}) \times 100$

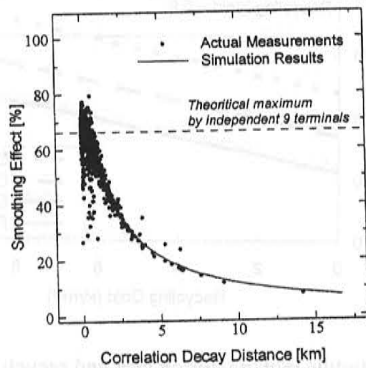


Fig. 8: Relationship between smoothing effect and correlation decay distance

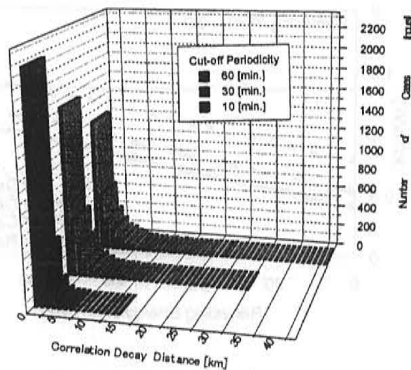


Fig.9: Frequency distribution of correlation decay distance from 1 Oct. 1995 to 30 Sep. 1997 for three cases of cut-off periodicity

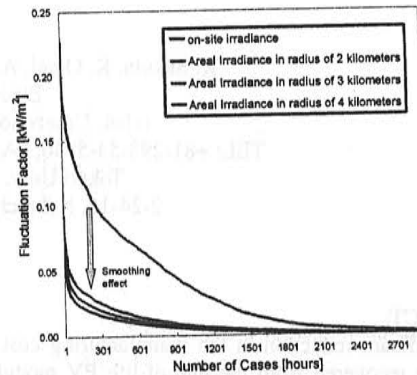


Fig. 10: Duration curves of the fluctuation factor for on-site irradiance and simulated areal irradiance; Cut-off periodicity is set at 10 minutes.

Table 1: Simulation results of smoothing effect. The number of PV systems NPV is set at 1,000. Upper 5% of values are selected for fluctuation factors  $\sigma_f$  and  $\sigma_{FA}$

Cut-off Periodicity [min.]	fluctuation factor of on-site irradiance $\sigma_f$ [kW/m <sup>2</sup> ]	target area radius $R_{area}$ [km]	fluctuation factor of areal irradiance $\sigma_{FA}$ [kW/m <sup>2</sup> ]	smoothing effect se [%]
10	0.122	2	0.0347	71.6
		3	0.0277	77.3
		4	0.0224	81.7
30	0.169	2	0.0646	61.7
		3	0.0531	68.5
		4	0.0445	73.6
60	0.198	2	0.0924	53.3
		3	0.0821	58.5
		4	0.0701	64.6

#### 5. CONCLUSIONS

In this study, the authors developed a simulation model in order to estimate the statistical smoothing of power delivered to utilities by distributed PV systems. The correlation decay distance, which is a meteorological parameter of the model and is estimated from areal irradiance data, indicates the extent of the smoothing effect on the irradiance fluctuation. Under the condition of the areal irradiance field which has shorter correlation decay distance, the considerable reduction of the fluctuation was occurred. The size of the area of PV output aggregation was also an effective parameter to smooth the fluctuation. However, increasing the number of PV systems had little influence on the smoothing effect. Because the smoothing effect from aggregated PV output is a result of the spatial inhomogeneity effect, the correlation decay distance and the area size were found to be highly influential in smoothing the fluctuation. The smoothing effect of areal irradiance in distribution utility size was statistically more than 50% for each case simulated in this study.

#### REFERENCES

- [1] K. Kurokawa et al.: "Areal power generating characteristics of areally distributed PV systems", Proc. 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1995) 514-517.

**ATTEMPT TO RECOVER SILICON PV CELLS FROM MODULES FOR RECYCLING**

K. Sakuta, K. Otani, A. Murata, H. Unagida\* and K. Kurokawa\*  
 Electrotechnical Laboratory  
 1-1-4, Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan  
 TEL: +81-298-54-5740, FAX: +81-298-54-5829, E-mail: sakuta@etl.go.jp  
 Tokyo Univ. of Agriculture and Technology\*  
 2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan

**ABSTRACT:**

Significant reduction in the manufacturing cost and energy is possible if the crystalline silicon cells or wafers can be efficiently recovered from the end-of-life PV modules, especially in the cases of cell and wafer level recycling. Several experimental attempts were made to separate silicon solar cells from the conventional PV modules with EVA (ethylene vinyl acetate) laminated superstrate structures.

A cryogenic process uses liquid nitrogen to embrittle materials before fracturing and subsequent separation. EVA was found to be not so brittle even at the liquid nitrogen temperature, and the cryogenic process alone couldn't separate silicon cells from EVA. Some organic solvents, such as toluene and trichloroethylene, were found to be useful in softening EVA, but it is necessary to find ways to control the large swelling of EVA to prevent the breakage of silicon cells. It was found that nitric acid heated up to 80°C could decompose EVA effectively without damaging silicon wafers.

Further experiments are necessary to find the process most appropriate and economical for the recycling of crystalline silicon PV modules. Some combination, such as the combination of a cryogenic process and an organic solvent process, may be an promising solution.

**KEYWORDS:** Recycling - 1: PV Module - 2: EVA - 3.

**1. INTRODUCTION**

A large part of the cost and energy required in manufacturing crystalline silicon PV modules is contained in the cells, significant reduction in manufacturing cost and energy is possible if the silicon cells or wafers can be efficiently recovered from the end-of-life or damaged PV modules. As the result of a preliminary analysis, using a life cycle analysis [1], it is found that significant reduction in the manufacturing cost and energy is possible in polycrystalline silicon PV modules, especially in the cases of cell and wafer level recycling. Fig. 1 illustrates the possible cases for recycling crystalline silicon PV modules. Fig.2 and Fig.3 are the results of the analysis for these cases, showing the module manufacturing cost and energy against the module recycling cost and energy [1].

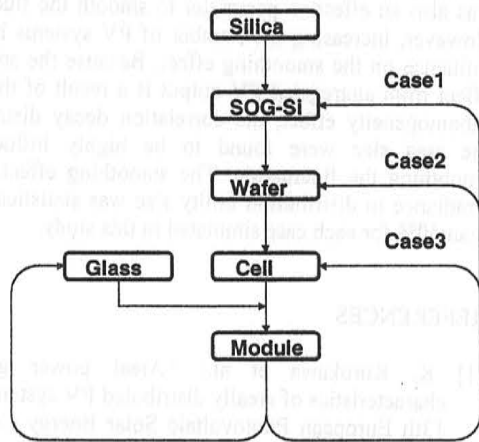


Fig.1 Production / Recycling Process (p-Si PV modules).

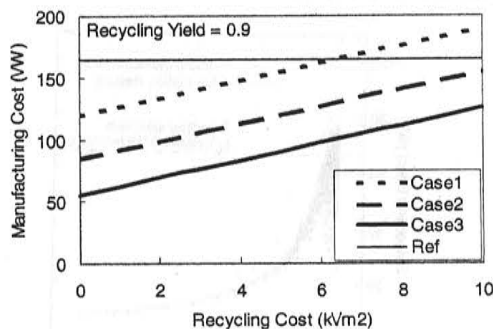


Fig.2 Module manufacturing cost and recycling cost.

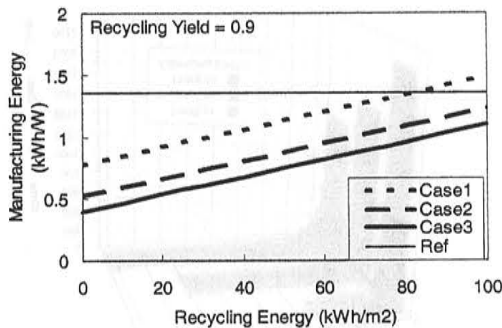


Fig.3 Module manufacturing energy and recycling energy.

Conventional PV modules, laminated with EVA (ethylene vinyl acetate) encapsulant, are not designed to be recycled, and it is very difficult to separate PV cells from the modules because of their complex structure and the characteristics of EVA. Few attempts have been made to date to recover silicon cells from conventional PV modules [2-3], but there is still much room for improvement. It is important to develop a recycling process which requires as little energy and cost as possible.

As an efficient method to separate useful materials from solid wastes of compound materials, such as automobiles and electric appliances, so called "cryogenic recycling" is attracting attention [4]. This process uses liquid nitrogen to embrittle materials before fracturing and subsequent separation. We have tested its potential in separating silicon materials from the used PV modules. We have also tried several different organic solvents and acid / base chemicals to remove EVA encapsulant from the modules.

## 2. EXPERIMENTAL

### 2.1 Sample modules

Single crystalline PV modules, manufactured and used in 1980's in the pilot plant of the national PV program, are used as the samples for the experiments. The size of the module is 1220 mm by 410 mm. The module has the typical superstrate structure of tempered glass/EVA/cell/EVA/back sheet(PVF/Al/PVF). Before the following processes, aluminum frames are removed.

### 2.2 Cryogenic process

A sample module was placed in a container made of polystyrene, and liquid nitrogen was poured directly on the module. The glass cracked immediately and the module changed its shape into convex, but the laminated materials could not be separated (Fig.4). No cells were observed to be broken in the process in spite of the large deformation of the module. The pieces of glass where there were no cells under them were easily separated from the EVA sheet, but the glass on the cells could not be removed (Fig.5). By immersing small pieces of EVA sheets in liquid nitrogen, it is found that EVA sheets are not so brittle even at the liquid nitrogen temperature.

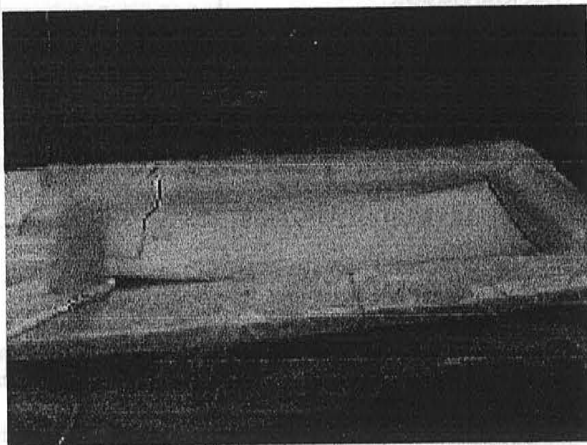


Fig.4 Sample module in liquid nitrogen.

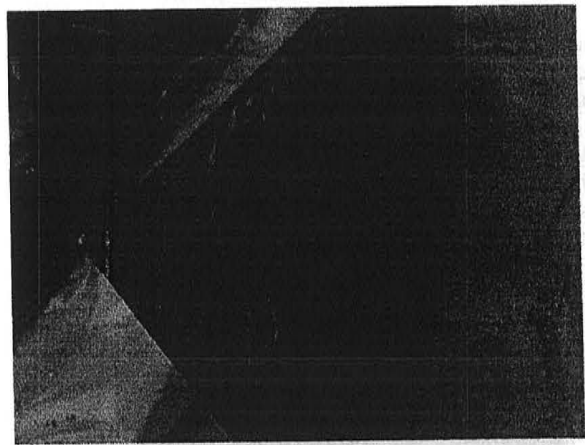


Fig.5 Close-up view of module after immersed in liquid nitrogen.

Although the cryogenic process alone couldn't work well for the separation of EVA from PV modules, there may be some possibilities to make use of this process by combining with other processes, such as organic solvent processes or other chemical processes.

### 2.3 Organic solvents process

To check the solubility of EVA in some organic solvents, small pieces (10 mm x 20 mm x 2 mm) of EVA sheet, cut from the original module sample, were immersed in the following solvents at room temperature for about 24 hours.

- 1) toluene
- 2) trichloroethylene
- 3) tetrahydrofuran
- 4) diethyl ether
- 5) petroleum benzine

No sample was solved, but swelling and softening were observed in all cases, as is shown in the photograph of the samples after the experiment (Fig.6). Especially, the samples in toluene and trichloroethylene had much larger swelling than the others.

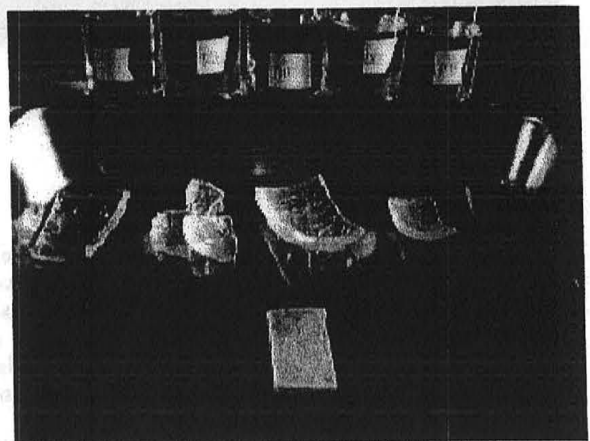


Fig.6 EVA samples after the organic solvent process experiment for 24 hours. From left to right, samples immersed in 1) toluene, 2) trichloroethylene, 3) tetrahydrofuran, 4) diethyl ether, 5) petroleum benzine, and the original EVA sample (below).



To investigate the swelling phenomena by the organic solvents, the following additional experiment were conducted. Two cells with cracked cover glass were cut from the module used in the cryogenic process experiment, and immersed in toluene and trichloroethylene at room temperature after being removed their back sheets using hot air gun. After one hour of immersion, both cells were broken into small pieces due to the large swelling of the EVA sheets (Fig. 7).

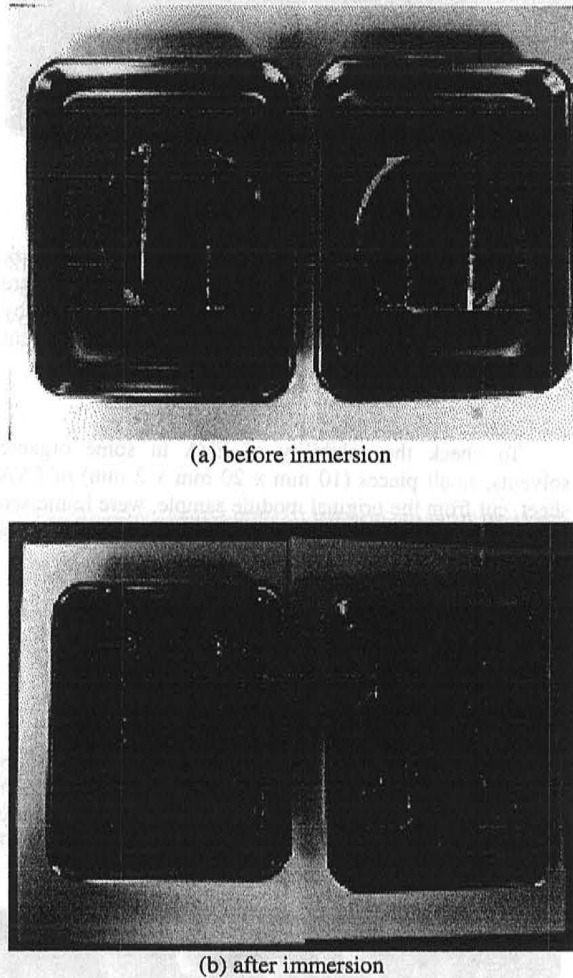


Fig.7 Cells with cracked cover grasses immersed in trichloroethylene (left) and toluene(right), (a) before immersion and (b) after immersion.

Organic solvent processes are the preferable processes because of its harmless against the cells and the surface electrodes. They have another advantage of using less energy for the processes. To make this process as a promising candidate for recovering crystalline silicon cells, it is necessary to suppress the large swelling phenomena, or to find ways to eliminate the effect of the swelling.

Preliminary attempts are underway in this organic solvents approach. To stimulate the reaction, it is tried to raise the temperature of the solvents. Several ways of eliminating swelling problems are also being tried.

#### 2.4 Acid / base chemicals process

The same pieces of EVA sheet were immersed in the following acid and base chemicals at room temperature for 10 days.

- 1) hydrochloric acid
- 2) nitric acid
- 3) sulfuric acid
- 4) phosphoric acid
- 5) sodium hydroxide
- 6) potassium hydroxide

No change occurred in hydrochloric acid, phosphoric acid and potassium hydroxide. A slight reaction occurred in sodium hydroxide, but the reaction rate was very small. Carbonization occurred in sulfuric acid which may cause damages in the silicon cells. In the case of nitric acid, the EVA sample became very fragile without any swelling, and seemed to be promising.

#### 2.5 Heated nitric acid process

To stimulate the reaction, an experiment with nitric acid heated up to 80°C was conducted for 8 hours. After the process, all the pieces of EVA seemed to be completely decomposed. Since nitric acid is known to be harmless to silicon wafers, it may be a promising candidate for the recovering process for crystalline silicon cells.

However, the nitric acid may damage the surface electrode, and this process can be applied only for wafer level recycling. It is also important to handle the waste solution properly in this process.

The results of the chemical process experiments are summarized in Table 1.

Table 1 Summary of chemical process results

Organic Solvents	
tetrahydrofuran	swelled
diethyl ether	swelled
petroleum benzine	swelled
Acids/Bases	
hydrochloric acid	no change
sulfuric acid	carbonated
phosphoric acid	no change
sodium hydroxide	slowly reacted
potassium hydroxide	no change

### 3. CONCLUSIONS

Preliminary attempts were made to recover silicon cells or wafers from used PV modules using several different processes;

- Since EVA was found to be not so brittle even at the liquid nitrogen temperature, the cryogenic process alone cannot separate the silicon cells from EVA laminated structure.



- Some organic solvents, such as toluene and trichloroethylene, are useful in softening EVA, but it is necessary to find ways to control the large swelling of EVA to prevent the breakage of silicon cells.

- Nitric acid heated up to 80°C can decompose EVA effectively without damaging silicon wafers.

Further experiments are necessary to find the process most appropriate and economical for the recycling of crystalline silicon PV modules. Some combination, such as the combination of a cryogenic process and an organic solvent process, may be an promising solution.

REFERECES

[1] K. Sakuta, A. Murata and K. Kato, Tech. Digest, 9th Int. PVSEC, p.205 (1996).  
 [2] T. M. Bruton, et. al., Proc. 12th EUPSEC, p.303 (1994).  
 [3] J. R. Bohland, et. al., Proc. 26th IEEE PVSC, p.1173 (1997).  
 [4] M. W. Biddulph and R. P. Burford, Cryogenics, 22 (6) p.283 (1982).

Author	Year	Journal/Conference
K. Sakuta, A. Murata and K. Kato	1996	Tech. Digest, 9th Int. PVSEC, p.205
T. M. Bruton, et. al.	1994	Proc. 12th EUPSEC, p.303
J. R. Bohland, et. al.	1997	Proc. 26th IEEE PVSC, p.1173
M. W. Biddulph and R. P. Burford	1982	Cryogenics, 22 (6) p.283

### キーワード

太陽光発電, 太陽電池, モジュール, インバータ, 系統連系

正員 黒川浩助  
東京農工大学

## 1. 太陽光発電の導入・普及策

わが国政府は将来の太陽光発電を新エネルギーの主要な導入目標として、2000年に40万kW、2010年に460万kW<sup>(1)</sup>を「新エネルギー導入大綱」の一環として、平成6年12月に閣議レベルで決定した。目標達成のために各省庁が可能な施策を講じていくこととなるので、市場の立ち上げ・拡大に効果が内外から期待されている。

技術的規制についても、平成2年4月の電気事業法に関する電気設備技術基準の改正で太陽光発電の規定が追加されて以来、順次緩和されてきた。とくに平成5年4月にいたり、低圧配電線での逆流あり系統連系が認められたために、住宅用システムの普及が現実の課題になった。また、これに先立つ平成4年4月には電力業界でも、太陽光発電からの余剰電力を、通常の電力料金と同程度の価格で購入することに決定した。

このような流れの中で、平成6年度から住宅用システム

表1 太陽光発電関連の主な技術開発と導入普及策<sup>(2)</sup>

分野	H10°予算 (億円)	備考
太陽光発電	260.7	
実用化技術開発	74.1	太陽電池・システム技術開発
シリコン製造プロセス	8.3	原料シリコン量産技術開発
国際共同実証	2.8	途上国とのシステム共同研究
系統連系円滑化	2.9	
住宅用システム導入促進	147.0	戸建て・団地住宅システム補助(35.2万円/kWとの差額の1/2補助)
産業用フィールドテスト	24.0	産業分野への導入(補助率1/2)
公共用フィールドテスト	1.7	前年度までの計測評価
新エネルギー導入事業者助成	53.9	事業費の1/2以下の補助・債務保証
地域新エネルギー導入促進	51.8	
地域新エネルギー導入促進対策	43.8	太陽光発電・風力等の地方自治体への1/2以下の補助等
地域新エネルギービジョン等	8.0	地方自治体の導入ビジョン策定助成

An Overview of Photovoltaic System Technology  
By Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology).

のモニタ制度がスタートし、平成9年度には住宅システム普及事業として拡大し、9,400件分の実質1/3程度の補助予算が組まれた。これに連動して住宅用システム価格は急ピッチで低下してきた。この他に、平成4年から開始されたNEDOによる公共施設用フィールドテスト事業<sup>(2)</sup>は、数10kW級システムへの補助制度であり、インパクトも大きい。これは平成10年度から産業用フィールドテストに模様替えした。表1<sup>(3)</sup>に現在の主な技術開発や導入普及事業を示す(通産省関係のみ)。

太陽光発電の導入策も拡充されつつあるが、現状と目標のギャップを埋めるためには単なる量産効果だけではなく、質的な転換をなお必要とし、各種の改良研究により導入策を支援していかなければならない。これからの技術開発は、  
(1) 導入普及策を支援していく中期的な重点的技術課題  
(2) 太陽光発電の適用可能性を増大していく長期的な視点に立った基礎研究や概念開発

のような質の異なった2面の目標に向かっていくべきと考えられる。ここでは、トータルシステム評価、周辺機器、先進的システム研究について、最近話題になっているトピックスを選び概説することとする。

## 2. モジュール関連技術

### 2.1 建材一体化技術開発

現在、設置されている屋根上アレイは、下記のような3種に大別できる。

① 普通の屋根の表面にガイドレール状の支持架台を設けて、その上に太陽電池モジュールを設置する。裏面は通風のために隙間を空けておく。既設の建物に施工しやすい。

② 前項と同様な支持構造になるが、周辺の屋根葺き材表面高さがアレイと同一面になるように外観上の工夫をした構造。(見かけ一体型ともいう。)

③ 屋根葺き材の代わりに特製モジュールを用いるもの。あるいは、野路板(瓦の下層の支持平面)を省略してモジュールにて代用する構造。さらに、たる木などの支持部材をもモジュール構造の一部に取り込むもの。最後の方式は、工場プレハブする住宅工法と類似で、長さ方向が5mにも及ぶパネル状屋根材である。一般に③を建材一体型モジュールといっている。

屋根上への設置工法では、太陽光発電機能を発揮するための工学的・電気的要求仕様を満たすことは当然であるが、

さらに、風・降雪などに対する機械強度や、降雨に対する防水構造（雨仕舞いという）、火災を想定した防耐火性などの建築学的要求仕様をも満足しなければならない。建材一体型モジュールの場合にはさらに屋根建材が有すべき、防音・断熱性や長期耐久性、建築デザイン適合性についての多様な要求仕様がある。

建材一体型は、一般の建材をある程度省略しこれをモジュール機能に取り込むことにより、太陽光発電システム建設コストの中から、太陽光発電がなければ当然必要になったであろう建築経費を差し引いて経済性評価をする。差し引いて残った部分を増分コストと称する。

建材一体型モジュールの普及上の課題は、建材・素材としての既存の市場規模と、太陽光発電化するための製造設備投資の見合いであり、あまりに特化された製品は経済計算に乗りにくいこと。普及のための商業化をどのような流通ルートで見込むかで対策も異なってくるように思われる。想定されるルートは、既存家屋を中心にしたエアコンのような家電ルート、住宅新設に見られる建材ルート、施工は電気工事店か工務店か新しい職種なのかいまだに判然としない。

建材一体型の技術的な萌芽は欧米に早くから見られ、とくに欧州には見るべきものが多い。組織的な開発については、日本のニューサンシャイン計画が先鞭をつけた。建築系の専門家をも集めた国際共同研究である IEA の SHCP(太陽熱冷暖房協力)-Task 16 や、その後身である PVPS(太陽光発電協力)-Task 7 も建材一体型を主要テーマに据えている。

建築側との接点で、大きな意味のあるシーズは、太陽電池セル表面の調色技術<sup>(6)</sup>であろう。太陽光発電分野の価値観だけでは出てこない発想である。同様に、配線レスのモジュール（モジュール取り付けと同時に電気的接続が可能なコネクタ一体型）の実現を望む声もたびたび聞く。

## 2.2 モジュール関連の新技術

将来に大量普及をねらう太陽光発電開発では、使命を終了した後の廃棄法について考えておかねばならない。とくにモジュールは面積型のものでかさばり、長寿命をねらっているために壊しにくい性質を本来有する。モジュールの主要構造は、ガラスとプラスチック（EVA）のラミネート品であり分離や破砕さえきわめて困難である。その中間に挟まれたシリコンセルも回収不能に見えるが、いくつかの試みがある。アルミニウム枠の回収は容易である。リサイクルが容易な新構造のモジュールが必要かもしれない。

AC モジュールとは出力が商用周波数・電圧の交流である太陽電池モジュールである。モジュールの裏面に 100W 程度のオンボード・インバータを貼付けたものが開発されている。系統連系保護機能も内蔵され、単体でも太陽光発電システムの機能を有する<sup>(6)</sup>。商品としては米欧に多い。

AC モジュールの利点は、直流配線が不要で、モジュールごとに Pmax 制御が可能なことである。モジュールの性能ばらつきや日照条件の不均一があってもアンバランス損失を抑制できる。また、モジュールの生産規模と同程度のイ

ンバータの量産が見込めるので価格面で有利になる可能性がある。

## 3. 太陽光発電用インバータ技術と連系制御

### 3.1 インバータの高付加価値制御

現在の典型的な住宅用インバータは、IGBT 等による高周波 PWM 方式、逆潮流あり連系・Pmax 制御、単独運転防止機能、力率 1 制御、正弦波電流波形制御などの機能を有している。阪神大震災以後では、電力系統停電時の自立運転切替機能を付加するものが増えつつある。交直絶縁は、商用周波変圧器、高周波変圧器、トランスレスインバータなど各種見られる。さらに、インバータの優秀な制御機能を系統特性の改善に役立てようという高付加価値制御と称する考え方もある。

効果が期待できるものに配電系統の電圧制御がある。インバータの力率 1 制御を変更して進み（または遅れ）とし、配電線電圧の規定範囲内に維持しようとする。多数の太陽光発電システムが同一地域に集中立地しようとした場合に電圧変動面の制約で連系が制限されるのを回避することができる。インバータの制御性を利用した新しい系統制御への発展も想像されるところであるが、系統側にメリットがあっても、必ずしも全ユーザにインセンティブが働かない。

### 3.2 高密度連系

配電線に連系した太陽光発電システムでは、系統停電時の自動停止・復帰機能が重要な機能になる<sup>(7)</sup>。日本はニューサンシャイン計画の初期から連系システムを目指し、六甲アイランドの実規模実験場などで、連系制御技術を永年にわたり研究してきた。本成果は、国際的にも独自性があり評価が高い。日本はこれに関連し、IEA PVPS Task 5 を提唱し国際技術移転を進めてきたところである<sup>(8), (9)</sup>。

今後の大量普及期には、ある特定の地域に集中して設置される可能性も出て来るであろう。例えば住宅団地を想定したコミュニティシステムの登場が考えられる。このような場合の連系制御問題を高密度連系と称するが、多数インバータに関する検討が今後も必要といわれる<sup>(10)</sup>。

単独運転（アイランディング）では、a. 周波数・電圧などの系統パラメータが分散電源側から制御可能、b. 個々の分散電源システムの和によって決まる全体特性、c. 単独運転中の系統は変電所からは分離されているので上位電力側から制御不能、という状態になる。単独運転の検出には、分散電源側のパッシブあるいはアクティブ方式と、系統側のパッシブ/アクティブの各方法に分類できる。検出方法はたくさんあるが、国際標準はなく、遠方制御方式よりも自律的対策が大勢である。周波数シフトなどアクティブ方式の限界も指摘され、パッシブ方式を見直す声もある。

### 3.3 新しいインバータシステムの構成

新しいモジュールとして先述した AC モジュールはモジュール一体のオンボードの小型インバータ(MIC: module integrated converter)の開発を促した。この終極にはオンチップのインバータがモジュール内に積層される概念も予想



される。これらは1システムに1台の集中インバータと対比され、インバータの量産と直流回路配線省略によりメリットを出そうとするものである。この中間にある、ストリングインバータの概念も開拓され、商品化がされている。

ストリングインバータは、アレイの直流母線相当の直流電圧までモジュールを1回路分のみ直列にしたストリングごとに700W~1kW程度のインバータを接続し、アレイの全構成は、交流の並列結線で実現するものである。インバータはアレイ内に分布配置されるので、分散インバータ方式ともいわれる。

これらの方式においても、大容量のシステムの構成は可能であり、ACモジュールではすでに20~25kWのシステム事例<sup>(11)</sup>が存在し、ストリングインバータではドイツのヘルネに1MW屋根上システム<sup>(12)</sup>が建設中である。

日本では実用化が遅れているACモジュールであるが、欧米では規格・基準化も進んでいる。小容量の既設家庭内配線への接続許容を含むオランダのガイドライン<sup>(13)</sup>、米国では、UL, NEC<sup>(14)</sup>, ICC, FCCにACモジュールが盛り込まれつつある。

## 4. システム評価・システム概念

### 4.1 システム性能評価

最近の導入普及策の実施で多くのシステムが設置されてきた。これらが満足のいく性能を示しているかどうかを把握することはシステム改良のために重要である。ドイツでは1000ルーフ計画では、2250件の住宅システムのうち当初から100件を精査対象として、オンラインデータ計測を実施した。日本ではフィールドテストの全システムを対象に計測が実施されている<sup>(15)</sup>。住宅用システムの補助事業でも一部のシステムの計測が実施されることになった。

これらのフィールド計測では、日射量、アレイ出力電力量、システム出力電力、アレイ温度(または気温)の1時間値が記録されるものが多い。比較的簡単なこれらの諸量から、システム等価稼働時間、システム出力係数、インバータ効率、アレイ効率温度上昇依存低下が推測できる。さらに、これらのデータの時系列分析を加えることで日陰損失、Pmaxミスマッチ損失、入射角依存反射損失等の詳細因子の分離を可能にする新提案がされた<sup>(16)</sup>。これによれば、インバータのPmaxミスマッチ損失が意外に大きいという解決可能な課題が指摘されている。また、優美な建築デザインの登場とともに、多面アレイや曲面アレイの入射量推定や日陰問題に遭遇するチャンスが増しつつある。これらの評価にも有効な手段と考えられる。

### 4.2 システム信頼性評価<sup>(17)</sup>

米国SMUDのPVパイオニア計画では、1993年から1996年まで、332システム(計1200kW)を建設した。そのうち、修理・交換に到ったモジュール故障は合計68件発生した。インバータ事故は65件あり、発生割合は多い。建設上の不具合は6件であった。SMUDではシステム信頼性を定量化するために、MTBF(平均故障間隔)、MTTR(平均修理時間)、

稼働率を求めるための分析を実施した。

これからの導入時代ではシステム事例が増加していき、母集団が大きくとれるようになるので、統計的評価が大きな価値を持ち、これらが製造技術側に有効にフィードバックされるであろう。国内既存のデータでもこのような形で早急に整理すべきであろう。

### 4.3 SHS(ソーラーホームシステム)

先進国の太陽光発電開発の多くは系統連系住宅用システムが主体であるが、もうひとつの底流として地球上の未電化地域での太陽光発電の有用性についても広く認識されつつある。主要な潜在マーケットは、1kW未満の独立型ソーラーホームシステム(SHS)である。より具体的なイメージとしては、数枚のモジュールと12V蓄電池にチャージコントローラを組み合わせて、蛍光灯1灯とカラーテレビへ給電する。

途上国での粗悪品の出回りを防止する民間の認証制度の創設を呼びかけるGAP(Global Approval Program)活動を欧米が提唱、わが国も加盟した。(従来からIEC TC82が国際標準活動を実施してきた。)国際機関や一部の民間機関では途上国に対する資金調達に力を注ぐ活動もある。UNESCOでは1996年9月のジンバブエ世界太陽サミットに引き続き、世界太陽計画(WSP)を提唱し、途上国から300件の最優先国家プロジェクトを集めてリストし、資金提供先の発掘を目指している<sup>(18)</sup>。

### 4.4 コミュニティシステム(地域面展開)

ある地域内に多数の太陽光発電システムが普及した場合、個々のシステムが個別に連系していくと総容量の最大値に制約が存在するといわれている。同一地域の太陽光発電をまとめて連系する考え方もあり、全体で最適化すれば技術的・経済的なメリットも予想される。このような地域一体型のシステムをコミュニティシステムと呼んでいる<sup>(19)</sup>。電力の小売り自由化に対する規制緩和も予想され、供給も含めたコミュニティ統合システムも考え得る。

コミュニティシステムの実現については、欧州が一步進んでいる。1996年6月に完成したアムステルダム・ニューズロッテン住宅地域では、総容量250kWの分散アレイが100軒の屋根を借りて設置され、集中連系されている<sup>(20)</sup>。また、1998年夏完成予定のオランダ・アメルスフールト新住宅団地の規模はさらに大きく総容量1MWの予定である<sup>(21)</sup>(一部完成)。日本では建設省プロジェクト(通産省協力)であるいわきニュータウンで、1MW級のコミュニティシステムを目指すメガPV-LAND(Local Area Network District)構想が実現を目指している。

### 4.5 地球規模大型システム VLS-PV

もし、世界の未利用地へ太陽光発電システムを50%程度のスペースファクタで設置すると、砂漠だけでも世界のエネルギー消費の総量を20倍上回る電力が得られる<sup>(16)</sup>。これは現在では単なる夢物語のようでもあるが、21世紀の人類が太陽エネルギーにエネルギー供給を依存できる可能性を示している。この夢物語をVLS-PV(Very large Scale PV)と名付けて現状技術でフィージビリティ評価しようとする



る国際共同研究が IEA PVPS/Task 6.5(来年から Task 8 の予定)として実施されつつある。

#### 4.6 欧米の導入目標

日本の「新エネルギー導入大綱」のインパクトは諸外国でも強く、政策面でも影響を与えている。欧州においても 2010 年までに、「欧州人口 1 人当たり 10W 計画 (3,800MW)」を打ち出してきた。MW 級プラントの計画も新たに進行中で、欧州の勢いが盛り返しつつあることを強く感じた。欧州 500,000 ルーフ計画や、米国クリントン大統領による 100 万ルーフ計画も進行中で大きな市場拡大の期待がある。日米欧は、ほぼ同レベルの 2010 年目標を持ったということになる。

欧州の導入施策として THERMIE プロジェクトが活発に PV 関係の導入施策を実施している。前から知られている 210kW ゲルゼンキルヒェン科学公園<sup>(12)</sup>、1MW トレド・プラント<sup>(22)</sup>などの他に、アムステルダム・ニュースローテン 250kW 住宅地域<sup>(20)</sup>、1996 年冬完成のプレーメン 200kW 集合住宅用、1998 年夏完成予定のオランダ・アメルスフールト 1MW 新住宅団地<sup>(21)</sup>などの興味あるプロジェクトが報告されている。また、ミュンヘン展示センター屋上の 1016kW システム<sup>(23)</sup>の計画があり、ドイツ・ヘルネの 1MW ビル屋上発電<sup>(12)</sup> (今夏完成予定)、メルセデスベンツの「未来工場」の 435kW 産業用システム<sup>(23)</sup> (運転中)もある。

#### 5. おわりに

自然エネルギーは、高まりつつあるクリーンエネルギーへの要求に対する有力な回答であること、その資源量は、21 世紀以降の世界のエネルギー需要をあり余るほどにまかなえることなど、人類の究極のエネルギー源である。

今後の発展途上国を中心とした人口増加と経済発展がもたらす新たなエネルギー問題 (環境のみならず量的にも) は将来不可避ともいわれる。非常に長いリードタイムが要求されるエネルギー技術の性格を考えると、個別のシステム像ばかりでなく、多くのシステムが面的に展開していく姿を追求し、ついには全地球的な普及段階にいたる道筋を想定した太陽光発電の研究開発を進めていくべき時であると筆者は考えている。(平成 10 年 4 月 30 日受付)

#### 文 献

- (1) 総合エネルギー調査会石油代替エネルギー部会：分科会中間報告，平 6.6
- (2) 吉田：PV (太陽光発電) フィールドテスト事業の実績，15 回 NEDO 事業報告会導入促進事業分科会，H7.9
- (3) 一木：太陽光発電情報，資源総合システム，1997.12
- (4) 黒川，他：太陽光発電システム開発の動向，計測と制御，ミニ特集，35 巻 5 号，1996
- (5) N.Ishikawa, et al: Development of building-integrated PV modules using color solar cells for various exterior walls, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (6) For example, K.Kurokawa, et al: Conceptual considerations on PV systems composed of AC modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp243-250.

- (7) 分散型電源系統連系指針(JEAG0701-1993), 日本電気協会, 平 6.1
- (8) IEA Task V: Grid-connected photovoltaic power systems: status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries, V-1-01, July 1996.
- (9) IEA Task V: Information on electrical distribution systems in related IEA countries, Report IEA-PVPS V-1-02, July 1996.
- (10) H.Kobayashi, et al: A new protective method for grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1997, pp.117-123  
小林：太陽光発電周辺技術，平成 10 年電気学会全国大会シンポジウム，1998.3.
- (11) B.C.Middleman, et al: Large scale integration of AC-modules in a commercial building, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.1990-1991.  
W. Knaup: Evaluation of PV module designs at irregular operation conditions, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (12) J.Bennemann, et al: Architectural applications of PV elements for refurbished buildings, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.713-715.
- (13) Verhoeven: Presentation at the IEA PVPS/Task 5 Workshop, Zurich, Sept. 1997.
- (14) W.Bower, et al: Photovoltaic industry proposed changes for the 1999 National electric Code for PV applications, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (15) K.Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 72 PV systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (16) K.Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, 2nd word Conf. Photovoltaic Energy conversion, Vienna, July 1998.  
K.Kurokawa, et al: Realistic values of various parameters for PV system design, 5th World Renewable Conf., Florence, Sept. 1998.
- (17) A.B.Maish, et al: Photovoltaic system reliability. GPL5/253, 26th IEEE PVSPC, Anaheim, Sept. 1997.
- (18) WORLD SOLAR PROGRAMME 1996 - 2005, World Solar Commission/UNESCO, June 1997.
- (19) 黒川：電力システムにおける太陽光発電の将来展望，平成 8 年電気学会全国大会，S.16-5, 1996.3.  
K. Kurokawa: Areal Evolution of PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp27-36.
- (20) J.Case, et al: The Role of Fully Integrated PV-System in the Development of BIPV-Technology: The 250 kWp-System in New Sloten, Amsterdam. OR3/3, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (21) F. Viek, et al: 1MW decentralized and building integrated PV system in a new housing area of the city of Amersfoort, The Netherlands, P6B.53, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (22) K.Mukadam, et al: Three Years of Operation and Experience of the 1MW Photovoltaic Plant, Toledo, OR3.5, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (23) EUREC Newsletter, No.6, p.12, 1997.3.

黒川 浩 助 (正員) 1965 年早稲田大学第一理工学部電気工学科卒業。同年，電気試験所 (現・電子技術総合研究所) 入所。高電圧直流送電，太陽光発電の研究などに従事。1996 年 5 月，東京農工大学工学部教授に転出。工学博士。国際太陽エネルギー学会会員，日本太陽エネルギー学会理事。



の国際共同研究が IEA PVPS/Task 6.5(来年から Task 8 の予定)として実施されつつある。

#### 4.6 欧米の導入目標

日本の「新エネルギー導入大綱」のインパクトは諸外国でも強く、政策面でも影響を与えている。欧州においても 2010 年までに、「欧州人口 1 人当たり 10W 計画 (3,800MW)」を打ち出してきた。MW 級プラントの計画も新たに進行中で、欧州の勢いが盛り返しつつあることを強く感じた。欧州 500,000 ルーフ計画や、米国クリントン大統領による 100 万ルーフ計画も進行中で大きな市場拡大の期待がある。日米欧は、ほぼ同レベルの 2010 年目標を持ったということになる。

欧州の導入施策として THERMIE プロジェクトが活発に PV 関係の導入施策を実施している。前から知られている 210kW ゲルゼンキルヒェン科学公園<sup>(12)</sup>、1MW トレド・プラント<sup>(22)</sup>などの他に、アムステルダム・ニュースローテン 250kW 住宅地域<sup>(20)</sup>、1996 年冬完成のブレーメン 200kW 集合住宅用、1998 年夏完成予定のオランダ・アメルスフェルト 1MW 新住宅団地<sup>(21)</sup>などの興味あるプロジェクトが報告されている。また、ミュンヘン展示センター屋上の 1016kW システム<sup>(23)</sup>の計画があり、ドイツ・ヘルネの 1MW ビル屋上発電<sup>(12)</sup> (今夏完成予定)、メルセデスベンツの「未来工場」の 435kW 産業用システム<sup>(23)</sup> (運転中)もある。

#### 5. おわりに

自然エネルギーは、高まりつつあるクリーンエネルギーへの要求に対する有力な回答であること、その資源量は、21 世紀以降の世界のエネルギー需要をあり余るほどにまかなえることなど、人類の究極のエネルギー源である。

今後の発展途上国を中心としたの人口増加と経済発展がもたらす新たなエネルギー問題 (環境のみならず量的にも) は将来不可避ともいわれる。非常に長いリードタイムが要求されるエネルギー技術の性格を考えると、個別のシステム像ばかりでなく、多くのシステムが面的に展開していく姿を追求し、ついには全地球的な普及段階にいたる道筋を想定した太陽光発電の研究開発を進めていくべき時であると筆者は考えている。 (平成 10 年 4 月 30 日受付)

#### 文 献

- (1) 総合エネルギー調査会石油代替エネルギー部会：分科会中間報告，平 6.6
- (2) 吉田：PV (太陽光発電) フィールドテスト事業の実績，15 回 NEDO 事業報告会導入促進事業分科会，H7.9
- (3) 一木：太陽光発電情報，資源総合システム，1997.12
- (4) 黒川，他：太陽光発電システム開発の動向，計測と制御，ミニ特集，35 巻 5 号，1996
- (5) N.Ishikawa, et al: Development of building-integrated PV modules using color solar cells for various exterior walls, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (6) For example, K.Kurokawa, et al: Conceptual considerations on PV systems composed of AC modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp243-250.

- (7) 分散型電源系統連系指針(JEAG0701-1993), 日本電気協会, 平 6.1
- (8) IEA Task V: Grid-connected photovoltaic power systems: status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries, V-1-0 1, July 1996.
- (9) IEA Task V: Information on electrical distribution systems in related IEA countries, Report IEA-PVPS V-1-02, July 1996.
- (10) H.Kobayashi, et al: A new protective method for grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1997, pp.117-123  
小林：太陽光発電周辺技術，平成 10 年電気学会全国大会シンポジウム，1998.3.
- (11) B.C.Middleman, et al: Large scale integration of AC-modules in a commercial building, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.1990-1991.  
W. Knaup: Evaluation of PV module designs at irregular operation conditions, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (12) J.Bennemann, et al: Architectural applications of PV elements for refurbished buildings, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.713-715.
- (13) Verhoeven: Presentation at the IEA PVPS/Task 5 Workshop, Zurich, Sept. 1997.
- (14) W.Bower, et al: Photovoltaic industry proposed changes for the 1999 National electric Code for PV applications, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (15) K.Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 72 PV systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (16) K.Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, 2nd word Conf. Photovoltaic Energy conversion, Vienna, July 1998.  
K.Kurokawa, et al: Realistic values of various parameters for PV system design, 5th World Renewable Conf., Florence, Sept. 1998.
- (17) A.B.Maish, et al: Photovoltaic system reliability. GPL5/253, 26th IEEE PVSPC, Anaheim, Sept. 1997.
- (18) WORLD SOLAR PROGRAMME 1996 - 2005, World Solar Commission/UNESCO, June 1997.
- (19) 黒川：電力システムにおける太陽光発電の将来展望，平成 8 年電気学会全国大会，S.16-5, 1996.3.  
K. Kurokawa: Areal Evolution of PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp27-36.
- (20) J.Case, et al: The Role of Fully Integrated PV-System in the Development of BIPV-Technology: The 250 kWp-System in New Sloten, Amsterdam. OR3/3, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (21) F. Vieck, et al: 1MW decentralized and building integrated PV system in a new housing area of the city of Amersfoort, The Netherlands, P6B.53, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (22) K.Mukadam, et al: Three Years of Operation and Experience of the 1MW Photovoltaic Plant, Toledo, OR3.5, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (23) EUREC Newsletter, No.6, p.12, 1997.3.

黒川 浩 助 (正員) 1965 年早稲田大学第一理工学部電気工学科卒業。同年，電気試験所 (現・電子技術総合研究所) 入所。高電圧直流送電，太陽光発電の研究などに従事。1996 年 5 月，東京農工大学工学部教授に転出。工学博士。国際太陽エネルギー学会会員，日本太陽エネルギー学会理事。





# 雲移動ベクトルによる日射予測の検討(基礎研究)

谷口浩成 黒川浩助 (東京農工大学)  
大谷謙仁 (電子技術総合研究所)

The methods for estimating the irradiation by using the drift vector of clouds  
Hironari Taniguchi, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Kenji Otani (Electrotechnical Laboratory)

**まえがき** 太陽光発電(PV)システムの実用化に伴い電力系統の総電源容量に占めるPVのシェアが増大していくことは必須である。この結果、PV電源が電力系統に及ぼす影響が顕在化してくることが考えられる。そこで、PVシステムの出力は天候への依存性が高い点に着目し気象衛星「ひまわり」の雲画像を利用して日射量を予測する手法を検討した。本報告はPV出力に直接関係のある日射予測の基礎研究として衛星雲画像の輝度値の予測を行った。

この時、過去画像 $h_{t-n}(x,y)$ の座標 $(x_p, y_p)$ は未来画像 $h_{t+n}(x,y)$ の座標 $(x_p, y_p)$ と等しいものとする。次に雲移動ベクトルを未来画像 $h_{t+n}(x,y)$ の座標 $(x_p, y_p)$ と等しい観測画像 $h_t(x,y)$ の座標 $(x_o, y_o)$ を始点とし方向を逆にして適用する。そして観測画像 $h_t(x,y)$ の座標 $(x', y')$ を求める。すなわち、この座標 $(x', y')$ が未来画像 $h_{t+n}(x,y)$ の輝度値を予測する座標 $(x_p, y_p)$ に移動すると仮定する。そして座標 $(x', y')$ の輝度値 $B_o$ が予測する座標 $(x_p, y_p)$ の輝度値 $B_t$ とする。

## 相互相関法による雲移動ベクトルの算出手法

過去画像 $h_{t-n}(x,y)$ 上で相関サイズを $XMAX \times YMAX$ として対象画像 $h_p(x,y)$ を設定する。また観測画像 $h_t(x,y)$ 上で同様に参照画像 $h_r(x+a,y+b)$ を決める(図1)。

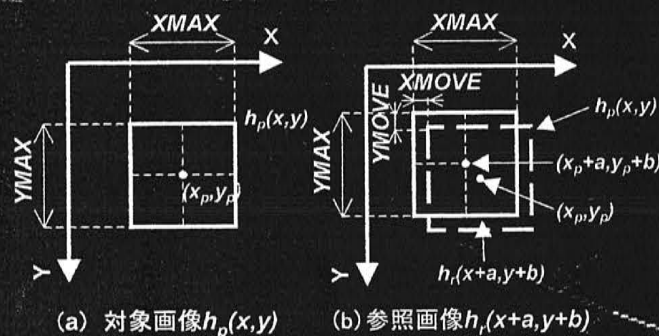


図1 対象画像と参照画像の範囲

次に対象画像 $h_p(x,y)$ と参照画像 $h_r(x+a,y+b)$ の相関関数 $g(a,b)$ を求める。

$$g(a,b) = \sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_p(x,y) h_r(x+a,y+b)$$

( $r=1, 2, \dots, (XMOVE \times 2) \times (YMOVE \times 2)$ )

相関関数 $g(a,b)$ が最大となる参照画像 $h_r(x+a,y+b)$ の中心座標を $(x+a_{max}, y+b_{max})$ とすると、算出する時間後の雲移動ベクトル $C$ は以下の式であらわされる。

$$C = (x_p - a_{max})x + (y_p - b_{max})y \quad x, y: \text{単位ベクトル}$$

**輝度値の予測手法** 過去画像 $h_{t-n}(x,y)$ と観測画像 $h_t(x,y)$ を用いて雲移動ベクトル $C=(C_x, C_y)$ を算出する。

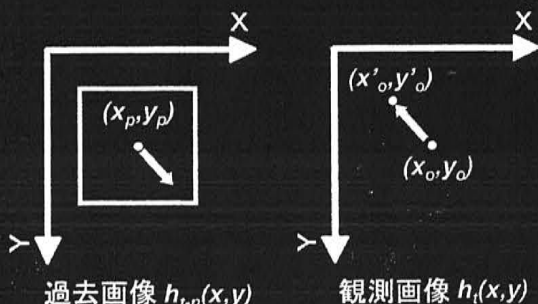


図2 輝度値の推定手法

## 雲移動ベクトルの算出結果

1997年1月3日から3月10日の午前9時と午前10時の画像データを用いて雲移動ベクトルを算出した。また相関サイズを $10 \times 10$ ピクセルから $50 \times 50$ ピクセルまでの5種類設定した。各特徴抽出処理画像を用いて算出した雲移動ベクトルの相関係数の結果を表1に示す。

表1 各特徴抽出画像を用いた雲移動ベクトルの相関係数

corrsize	Correlation coefficient						
	Marking	Class	Laplacian 4	Laplacian 8	Xsobel	Ysobel	Border
10×10	0.997	0.99	0.33	0.344	0.656	0.749	-
20×20	0.993	0.98	0.185	0.206	0.547	0.563	0.414
30×30	0.989	0.974	0.231	0.257	0.521	0.48	0.253
40×40	0.986	0.969	0.31	0.323	0.529	0.465	0.241
50×50	0.985	0.971	0.419	0.425	0.585	0.496	0.263
average	0.99	0.9768	0.295	0.311	0.5676	0.5506	0.29275

## 輝度値予測の結果

輝度値の予測は、1998年1月5日から6月30日のデータを用いて4地点で相関サイズを5種類に設定し1時間毎に1時間後から5時間後の予測をRMSE(2乗平均誤差)により評価した。図3に予測誤差の結果例を示す。予測誤差は予測誤差=モデル誤差+雲移動予測誤差で表わされる。

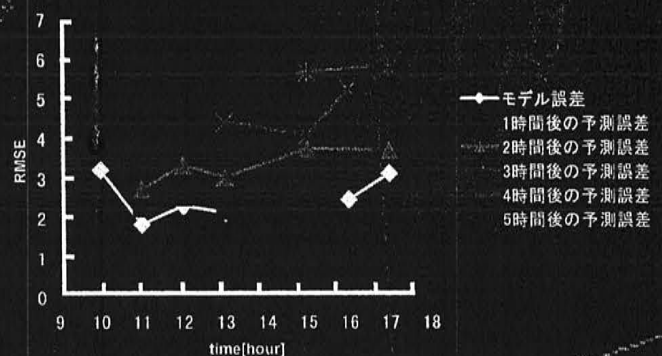


図3 相関サイズ30×30、任意地点の予測精度の結果

## むすび

1時間後の予測誤差はモデル誤差とほとんど変わらない値を得ることができた。また、5時間後の予測誤差もRMSE値で6.04を算出した。したがって数時間後の予測も可能であると言える。今回算出した予測誤差は2ヶ月の予測データを平均して求めたものであるから、天候が急激に変化する場合は正しい予測ができるとは限らない。今後は天候が急激に変化する場合は予測と、実際に日射量予測が可能であるか検討して行かなければならないと考えている。

# Regional Distribution Performance of PV Power Systems: SV Evaluation Method of PV Operational Data

Daisuke Uchida (Tokyo Univ. of Agriculture & Technology)

## 1. System Parameters

太陽光発電(PV)システムの運転特性

- ・気象条件
  - ・地域性
  - ・システム構成
- 運転特性が異なる

運転特性を評価することによって、最適なPVシステム設計を支援し、システム全体の効率の向上させる

$$K = K_{HS} \cdot K_{PO} \cdot K_{PT} \cdot K_{PM} \cdot K_C \quad (K: \text{Performance Ratio})$$

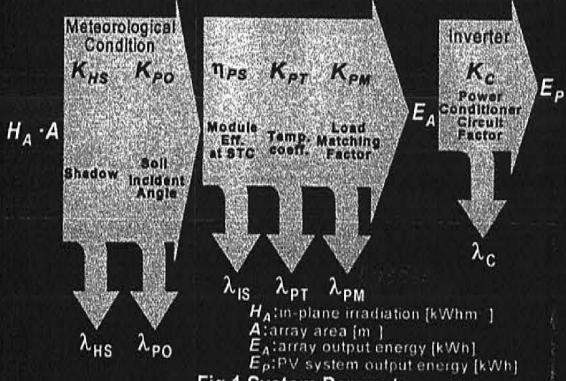


Fig.1 System Parameters

## 2. SV (Sophisticated Verification) Method

- ・システム出力係数:  $K$
  - ・温度補正係数:  $K_{PT}$
  - ・インバータ補正係数:  $K_C$
  - ・Pmax制御ミスマッチ補正係数:  $K_{PM}$
  - ・日陰補正係数:  $K_{HS}$
  - ・汚れ、入射角依存性等補正係数:  $K_{PO}$
- 定式化している
- による分離

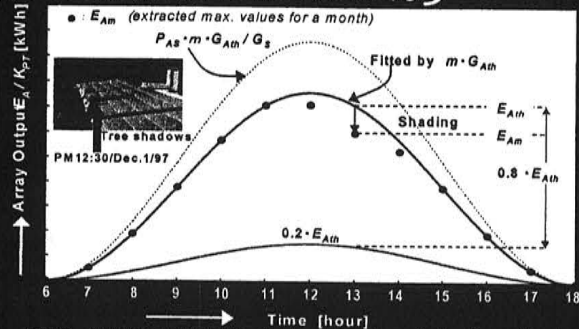


Fig.2 A typical example of identification of shading effect

の時は日陰の影響がない →  $K_{HS} = 1$   
 の時、散乱日射分を引けばよい

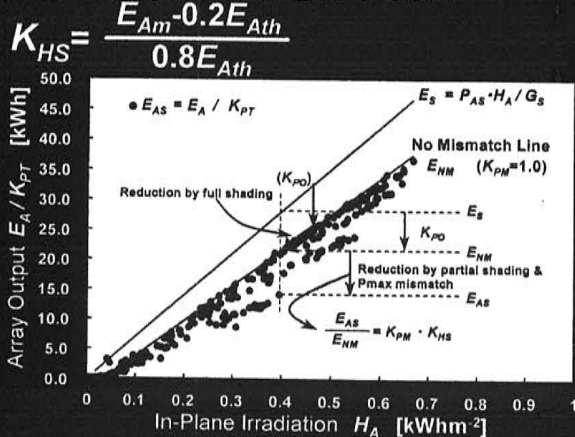


Fig.3 Identification of other factor  $K_{PO}$  and load mismatching factor  $K_{PM}$

No Mismatch Line  $E_{NM}$  とアレイ出力  $E_{AS}$  の比 →  $K_{PM} \cdot K_{HS}$   
 理論出力  $E_S$  と No Mismatch Line  $E_{NM}$  の比 →  $K_{PO}$

## 3. Operational Data Evaluation by SV Method

長崎県立鹿町工業高校の解析結果を図4に示す。

Nagasaki Pref. Shikamachi Technical High School

Site No.: 64  
 Location: Shikamachi, T. Nagasaki  
 North Latitude: 33° 18' 08"  
 East Longitude: 129° 37' 12"  
 Array azimuth [deg]: 25  
 Array Tilt Angle [deg]: 15  
 Array Capacity [kW]: 30.188  
 Array area [m<sup>2</sup>]: 200.9  
 Pyranometer Angle: IN.P  
 Module Type: P-Si

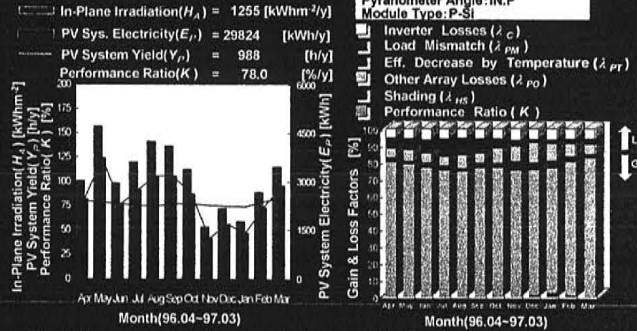


Fig.4 An example of representative graphs for individual systems (#64: Nagasaki Pref. Shikamachi Technical High School-FY 1996)

- ・傾斜面日射量  $H_A$  およびシステム出力電力量  $E_P$   
 → 最大月と最小月の比は約 2 : 1
- ・システム出力係数:  $K$   
 → 年間を通してほぼ一定
- ・温度補正係数:  $K_{PT}$   
 → 夏季に影響が見られる

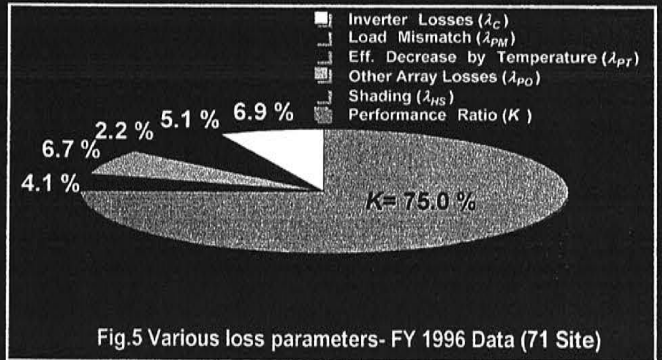


Fig.5 Various loss parameters- FY 1996 Data (71 Site)

- ・  $K_{PM}$  と  $K_C$  の和  
 → 12.0% を占める (これを減らせば良い)

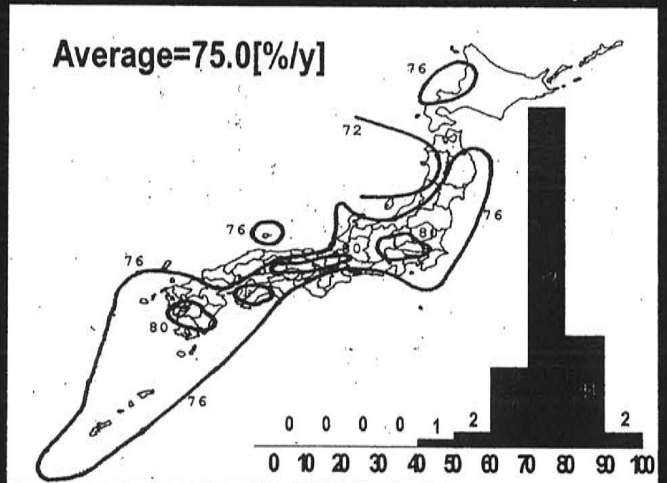


Fig.6 Performance Ratio

## 4. Conclusion & Outlook

SV評価法を導入することにより、より詳細で明確な太陽光発電システムの運転特性を評価することが可能となった。各システムにおける損失因子の状況を見ることによって、システム出力係数は平均で80%以上に向上すると考えられる。また、図3での  $K_{PO}$  を汚れ、入射角依存性等の詳細な項目に分離をしていきたい。





# エネルギーシステム分析

東京農工大学大学院 黒川研究室 片岡 克成

## 1. 背景

エネルギーの消費量増加

↓  
数々の問題が発生

- ☆化石燃料の埋蔵量(エネルギー問題)
- ☆環境に与える影響(環境問題)
- 世界規模での問題

広い視点でエネルギー消費を評価・分析する必要  
本研究ではGOALモデルを用いる。

## 2. GOALモデル

◎ GOALは長期線形型最適化モデル  
「Global Optimal Assessment Links」

アジア地域のエネルギーシステムを対象に、新エネルギー・環境技術が、地域全体の資源の有効利用、省エネルギーの推進、環境負荷の低減等において果たす役割を評価するためのモデルである。

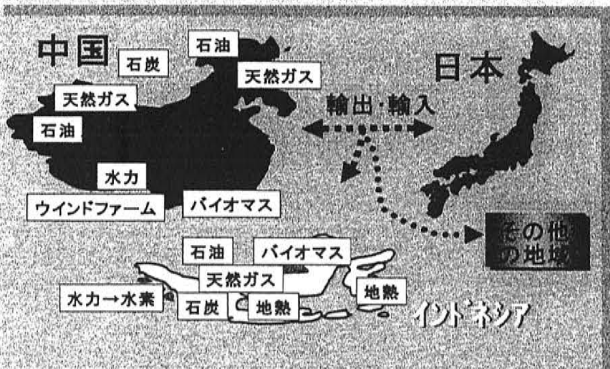


図1 GOALモデル概念図

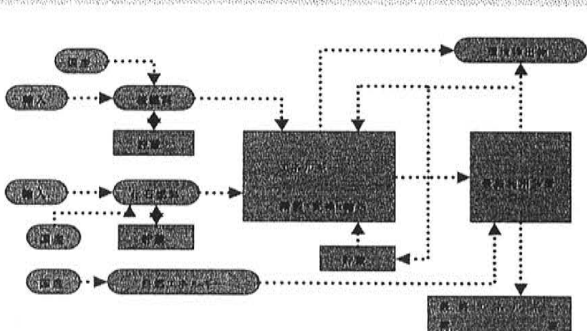


図2 エネルギーシステム概念図

- <導入されている主なエネルギー技術>
- ・石炭火力発電(気力、IGCC、PFBC etc)
  - ・石油・天然ガス火力発電
  - ・新エネルギー発電(水素、砂漠PV)
  - ・再生可能エネルギー利用発電 etc

## 3. モデルによる評価・分析

GOALモデルにはさまざまな制約条件と目的関数が設定されている。最適モデルというのはこの制約条件を満たした状態で、目的関数を最大(最小)とするような解を求めるものである。

## 4. (1) CO<sub>2</sub>排出量とコスト評価

モデルを使った評価・分析結果として、次の2つに対する関係を見てみる。これにより、CO<sub>2</sub>を抑制するために必要なコストを参照することができる。

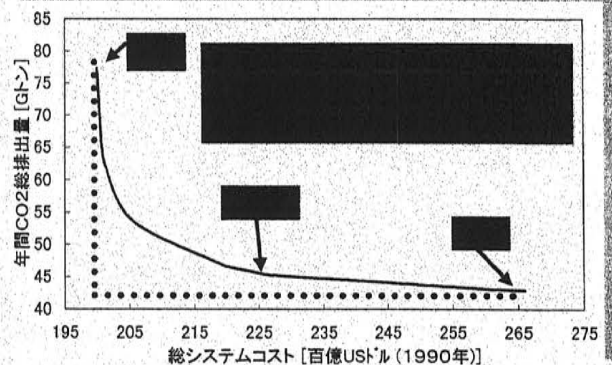


図3 CO<sub>2</sub>排出量の抑制コスト

## 2) CO<sub>2</sub>排出量とエネルギー技術の評価

CO<sub>2</sub>排出量の抑制

しない

する

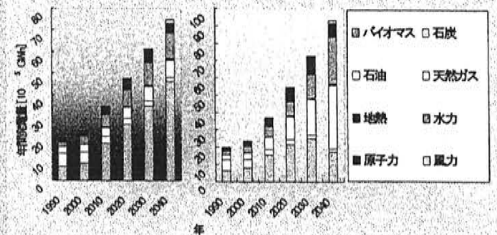


図4 CO<sub>2</sub>排出量とエネルギー技術の変化

## 5. 結論

この結果より、CO<sub>2</sub>排出量を抑制するためにコストの低い石炭発電から天然ガスへの代替することで30Gtの抑制が見込まれることが評価できる。

天然ガス

石炭



系統連系型太陽光発電の動特性シミュレーション  
 —誘導機負荷が単独運転検出に与える影響の評価—

学生員 村上 高德 正員 黒川 浩助 (東京農工大学) 正員 小林 広武 正員 滝川 清 (電力中央研究所)

Dynamic characteristic simulation of the utility interconnected PV system  
 - Effect of the induction motor on the detection of islanding -

Takanori Murakami, Student Member, Kosuke Kurokawa, Member (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
 Hiromu Kobayashi, Member, Kiyoshi Takigawa, Member (CRIEPI)

1. まえがき

環境問題を背景に住宅用低圧連系型の太陽光発電システムの普及が進んでいる。これら太陽光発電は、配電線停止時に単独運転をする可能性がある。この単独運転が起こり得る大きな原因の一つとして工場等で使用される回生負荷の一種である誘導機負荷が考えられる。

しかしながら、これまでに誘導機負荷が単独運転検出に与える影響について定量的には明らかにされていない。

そこで本研究ではEMTPを用いた動特性シミュレーションにより誘導機負荷の特性と太陽光発電の単独運転特性との関係を解析評価している。その中で本報告では主要なパラメータである誘導機の慣性モーメント(inertia:  $I$ )が単独運転時の配電線電圧、周波数に与える影響を解析評価した。

2. 誘導機

シミュレーションに使用した誘導機は、ユニバーサルマシンのタイプ4の3相誘導機である。機器定数は図1に示す。はじめに慣性モーメントと配電線停止時の誘導機特性との関係を得るために、図1の誘導機のみ接続したモデルにより慣性モーメントをパラメータとして配電線停止(計算開始から0.2秒後)シミュレーションを行った。 $C$ は力率改善用の進相コンデンサで、これにより力率が1になるように調整した。また誘導機の運転状態は無負荷とした<sup>(1)</sup>。

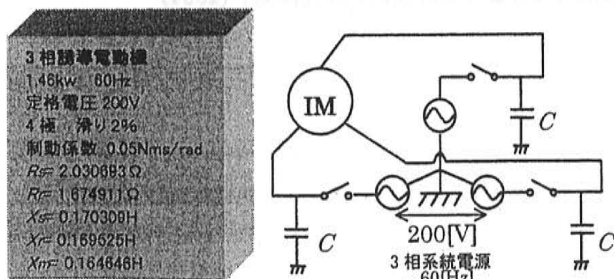


図1 誘導機特性を得るためのモデル回路

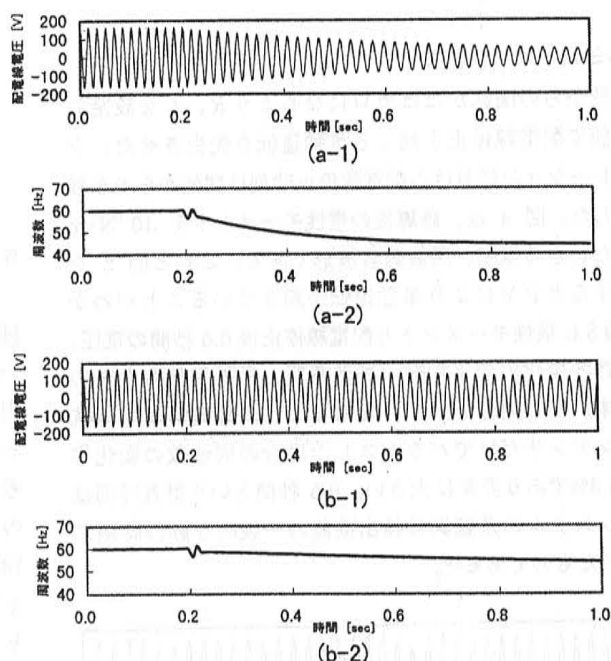


図2 配電線・周波数電圧波形

(a-1)(a-2) $I=10^{-2}$  [N·m] (b-1)(b-2) $I=10^{-1}$  [N·m]

慣性モーメントがそれぞれ  $10^{-2}$ 、 $10^{-1}$  N·m のときの配電線電圧、周波数を図2に示す。参考として直径 40cm 厚さ 4cm の鉄の円盤の慣性モーメントは約  $0.8 \text{ N}\cdot\text{m}$  となる。これにより慣性モーメントが大きいほど電圧、周波数の時間に対する低下率が小さくなり、配電線停止時には残留電圧が発生し周波数もある程度維持される。

3. 動特性シミュレーションモデル

誘導機の特性と太陽光発電の単独運転特性との関係を明らかにすることを目的にシミュレーションを行った。図3にモデルを示す。このモデルでは3相の系統電源の各相に単相用 2 kW 級の太陽光発電システム(PV)を連系した<sup>(2)</sup>。各PVのインバータは電圧形電流制御方式とし常時系統の電圧を監視して出力されている。各相に接続し



た抵抗  $R$ 、コンデンサ  $C$  はそれぞれ、有効電力、無効電力をバランスさせる抵抗負荷、力率改善用コンデンサである。3相誘導機は図1と同様の特性とし、無負荷状態で運転した。

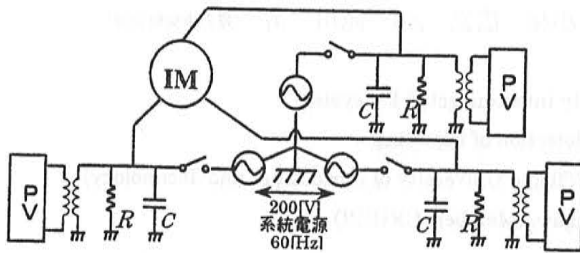


図3 動特性シュミレーションモデル

#### 4. シミュレーション結果

系統からの潮流がほぼゼロになるよう  $R$ 、 $C$  を設定した状態で配電線停止を起し単独運転を発生させた。シミュレーションにおける配電線停止時刻は開始から0.5秒後とした。図4は、誘導機の慣性モーメントを  $10^{-1} \text{N}\cdot\text{m}$  にしたときの電圧、周波数各波形である。これと図2を比較するとPVにより単独運転が起きていることがわかる。図5に慣性モーメントと配電線停止後0.5秒間の電圧、周波数各変率の平均値（基準電圧、系統周波数からの変化率）との関係を示す。参考までに誘導機が無く抵抗とコンデンサだけでバランスした場合の周波数の変化率は14.3%であり非常に大きい。0.5秒間という計算時間はPVシステムの系統異常検出機能の一般的な動作時限に合わせたものである<sup>(3)</sup>。

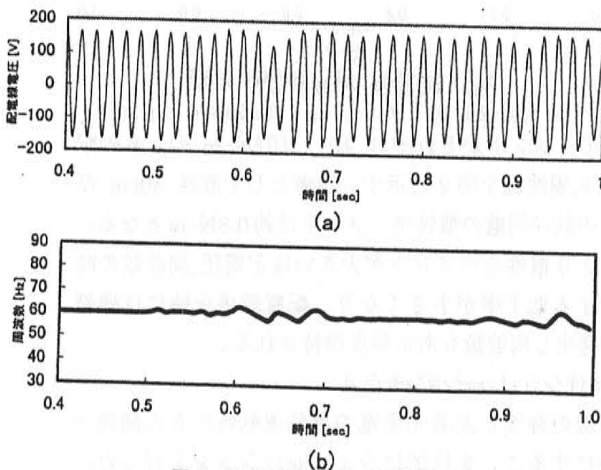


図4 誘導機負荷による単独運転

図5より、慣性モーメントが大きくなると電圧、周波数の変化が抑えられる傾向がわかる。特に  $I=10^{-2} \text{N}\cdot\text{m}$  以上では周波数変化が0.1%以下となりほとんど変化しない状態になる。ガイドラインに示されているように周波

数変化によるリレーの作動は通常1%以上のため、おおむね  $I=10^{-3} \text{N}\cdot\text{m}$  以上となると周波数リレーによる単独運転検出はできなくなる。また電圧変動は、全ての領域で2%以下であり、通常はガイドラインにも示されるように10%以上でリレー作動となるので電圧変動による単独運転検出は不可能であることがわかる。

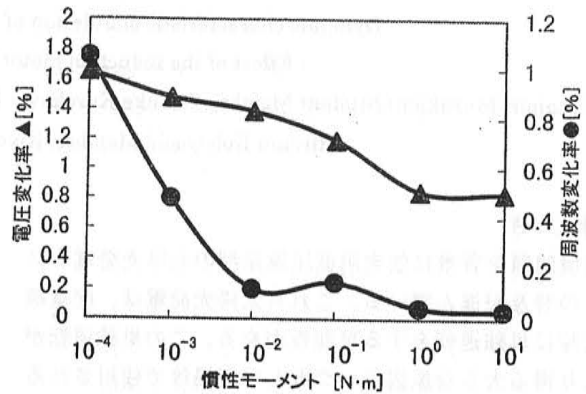


図5 慣性モーメントに対する電圧・周波数の変動率（配電線停止後0.5秒間の平均値）

#### 5. むすび

以上の結果から誘導機負荷が存在する太陽光発電の単独運転では慣性モーメントが一部非常に小さな場合を除いて殆どのケースでは電圧、周波数の変化が小さく電圧、周波数異常検出リレーによる検出は不可能であることがわかった。これにより能動方式等の対策が必要であると考えられる。今後は、有効、無効のアンバランス状態でのシミュレーション評価、誘導機の容量及び負荷量と単独運転との関係の評価、現在インバータに使用されている周波数シフト方式などの能動方式への影響、以上のことを検討していく予定である。

#### 文献

- (1)平成3年電力中央研究所研究調査資料「EMTPによる回転機の模擬手法」(1992)
- (2)小林・滝川：電学論B, Vol.117-B, No.1, pp114-121(1997)
- (3)平成2年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書「周辺技術の研究開発」(1991)



雲移動ベクトルによる日射予測の検討 (基礎研究)

谷口 浩成, 黒川 浩助 (東京農工大学)  
大谷 謙仁 (電子技術総合研究所)

The methods for estimating the irradiation by using the drift vector of clouds  
Hironari Taniguchi, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Kenji Otani (Electrotechnical Laboratory)

1. まえがき

太陽光発電 (PV) システムの実用化に伴い、電力システムの総電源容量に占める PV のシェアが増大していくことは必須である。この結果、PV 電源が電力システムの運用に及ぼす影響が顕在化してくることが考えられる。しかし逆に、PV システムの出力が予測可能になれば電力システムの運用にメリットが生じると考えられる。そこで本報告では、PV システムの出力は天候への依存性が高い点に着目し、気象衛星「ひまわり」の雲画像を利用して日射量を予測する手法を検討した。今回は PV 出力に直接関係のある日射予測の基礎研究として衛星雲画像の輝度値の予測を行った。

2. 衛星衛星「ひまわり」の雲画像

(2・1) 雲画像の定義 観測画像  $h_t(x,y)$ 、過去画像  $h_{t-n}(x,y)$ 、未来画像  $h_{t+n}(x,y)$  とし、過去画像  $h_{t-n}(x,y)$  は観測画像  $h_t(x,y)$  より  $n$  時間前の画像、また未来画像  $h_{t+n}(x,y)$  は観測画像  $h_t(x,y)$  より  $n$  時間後の画像とする。また雲画像の座標軸は、X 軸は右方向にプラス、Y 軸は下方向にプラスをとる。

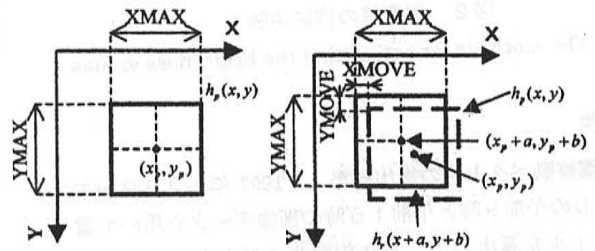
(2・2) 処理に用いた雲画像 本論文では雲画像の処理に赤外画像を利用した。赤外画像は 24 時間受信可能、天頂角補正の必要がなくそのまま使用可能、などの特徴があるためである。しかし、今までの日射量予測は可視画像を使用していることや地上に到達する日射は可視であることなどを考慮すると、可視画像を用いての雲移動ベクトルの算出も検討しなければならない。

3. 雲移動ベクトルによる輝度値予測

(3・1) (1) 相互相関法による雲移動ベクトルの算出手法 過去画像  $h_{t-n}(x,y)$  上の任意の座標  $(x_p, y_p)$  を中心に、相関サイズを  $XMAX \times YMAX$  とした場合の画像を対象画像  $h_p(x,y)$  とする。また観測画像  $h_t(x,y)$  上の座標  $(x_p+a, y_p+b)$  を中心とする画像を参照画像  $h_r(x+a, y+b)$  とし、相関サイズは対象画像と同じとする (図 1)。参照画像の中心座標が移動する範囲は、

$$\begin{aligned} -XMOVE \leq a \leq XMOVE \\ -YMOVE \leq b \leq YMOVE \end{aligned} \dots\dots (1)$$

で表わされる。



(a) 対象画像  $h_p(x,y)$  (b) 参照画像  $h_r(x+a, y+b)$

図 1 対象画像と参照画像の範囲

Fig.1 The image for deriving drift vector of clouds

次に対象画像  $h_p(x,y)$  と参照画像  $h_r(x+a, y+b)$  の相関関数  $g(a,b)$  を求める。

$$g(a,b) = \sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_p(x,y) \cdot h_r(x+a, y+b)$$

$$(r=1, 2, \dots, (XMOVE \times 2) \times (YMOVE \times 2)) \dots\dots (2)$$

ただし、 $h_p(x,y)$ 、 $h_r(x+a, y+b)$  はあらかじめ各画素における値の 2 乗和で、

$$\sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_p(x,y) = \sum_{x=0}^{XMAX} \sum_{y=0}^{YMAX} h_r(x+a, y+b) = 1$$

$$(r=1, 2, \dots, (XMOVE \times 2) \times (YMOVE \times 2)) \dots\dots (3)$$

と規格化しておく。相関関数  $g(a,b)$  が最大となる参照画像  $h_r(x+a, y+b)$  の中心座標を  $(x+a_{max}, y+b_{max})$  とすると、算出する  $n$  時間後の雲移動ベクトル  $C$  は

$$C = (x_p - a_{max}) \mathbf{x} + (y_p - b_{max}) \mathbf{y}$$

$\mathbf{x}, \mathbf{y}$ ; 単位ベクトル  $\dots\dots (4)$

で決定する。

(3.3) 輝度値の予測手法 未来画像  $h_{t+n}(x,y)$  の座標  $(x_b, y_b)$  の輝度値を予測する場合を説明する。まず過去画像  $h_{t-n}(x,y)$  と観測画像  $h_t(x,y)$  を用いて雲移動ベクトル  $C=(C_x, C_y)$  を算出する。この時、過去画像  $h_{t-n}(x,y)$  の座標  $(x_p, y_p)$  は未来画像  $h_{t+n}(x,y)$  の座標  $(x_b, y_b)$  と等しいものとする。次に雲移動ベクトルを未来画像  $h_{t+n}(x,y)$  の座標  $(x_b, y_b)$  と等しい観測画像  $h_t(x,y)$  の座標  $(x_o, y_o)$  を始点とし方向を逆にして適用する。そして観測画像  $h_t(x,y)$  の座標  $(x'_o, y'_o)$  を求める。すなわち、この座標  $(x'_o, y'_o)$  が未来画像  $h_{t+n}(x,y)$  の輝度値を予測する座標  $(x_b, y_b)$  に移動すると仮定する。そして、座標  $(x'_o, y'_o)$  の輝度値  $B'_o$  が予測する座標  $(x_b, y_b)$  の輝度値  $B_f$  とする。

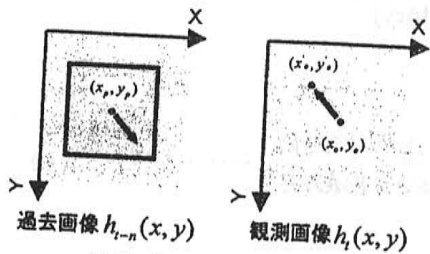


図2 輝度値の推定手法

Fig.2. The methods for estimating the brightness values

4. 結果

(4.1) 雲移動ベクトルの算出結果 1997年1月3日から3月10日の午前9時と午前10時の画像データを用いて雲移動ベクトルを算出した。また相関サイズを  $10 \times 10$  ピクセルから  $50 \times 50$  ピクセルまでの5種類設定した。各特徴抽出処理画像を用いて算出した雲移動ベクトルの相関係数の結果を表1に示す。

表1 各特徴抽出画像を用いた雲移動ベクトルの相関係数

Table 1. The correlation coefficient of the drift vector

Corr size	Correlation coefficient						
	Marking	Class	Laplacian 4	Laplacian 8	Xsobel	Ysobel	Border
10×10	0.997	0.99	0.33	0.344	0.656	0.749	-
20×20	0.993	0.98	0.185	0.206	0.547	0.563	0.414
30×30	0.969	0.974	0.231	0.257	0.521	0.48	0.253
40×40	0.986	0.969	0.31	0.323	0.529	0.465	0.241
50×50	0.985	0.971	0.419	0.425	0.585	0.496	0.263
Average	0.99	0.977	0.295	0.311	0.568	0.551	0.293

ここで、

Corr size : 相関サイズ

Marking : マーキング情報除去処理画像

Class : 4 値化処理画像

Laplacian4 : 4 近傍ラプラシアン・フィルタ処理画像

Laplacian8 : 8 近傍ラプラシアン・フィルタ処理画像

Xsobel : 水平方向強調ソーベル・フィルタ処理画像

Ysobel : 垂直方向強調ソーベル・フィルタ処理画像

Border : 輪郭線抽出処理画像

を表わす。マーキング情報除去処理画像と4値化処理画像の

相関係数の平均値は 0.97 以上と高いが、輪郭線抽出処理画像においては 0.293 と低い値を示している。

(4.2) 輝度値予測の結果 輝度値の予測は、1997年1月3日から3月10日のデータを用いて4地点で相関サイズを5種類に設定し、1時間毎に1時間後から5時間後の予測を RMSE (2乗平均誤差) により評価した。輝度値の予測に用いた特徴抽出画像は、雲移動ベクトルの算出でもっとも相関係数の値が高かったマーキング情報除去処理画像である。図3に予測誤差の結果例を示す。予測誤差は

予測誤差 = モデル誤差 + 雲移動予測誤差 で表わされる。ここでモデル誤差は予測手法(モデル)による誤差である。したがって、雲移動予測誤差を求めるには予測誤差からモデル誤差を引かなければならない。今回の予測ではモデル誤差の RMSE の平均値は 2.95、1時間後の RMSE の平均値は 3.08 であった。これは1時間での雲移動が小さかったため、予測誤差はモデル誤差とほとんど同じであったと考えられる。2時間後から5時間後の RMSE の平均値は、順に 3.97、5.47、5.92、6.04 であった。この結果から予測時間が未来になるほど、予測精度が低下すると言える。

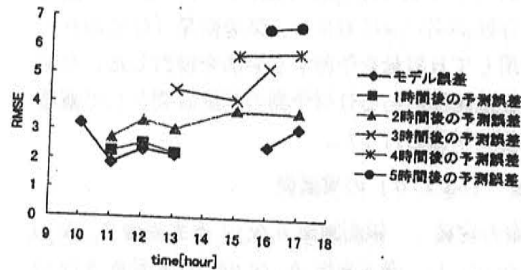


図3 相関サイズ  $30 \times 30$ 、(485, 335) 地点の予測精度の結果

Fig.3. An example of forecasted result (correlation size  $30 \times 30$ , point(485,335))

5. おわりに

本論文は雲移動ベクトルを用いて衛星雲画像の輝度値を予測する手法について検討したものである。その結果、1時間後の予測誤差はモデル誤差とほとんど変わらない値を得ることができた。また、5時間後の予測誤差も RMSE 値で 6.04 を算出した。これらのことから、数時間後の予測も可能であると言える。今回算出した予測誤差は2ヶ月の予測データを平均して求めたものであるから、天候が急激に変化する場合などは正しい予測ができるとは限らない。今後は天候が急激に変化する場合の予測と、実際に日射量予測が可能であるか検討して行かなければならないと考えている。

文献

- (1) 河田聡・南茂夫:「科学計測のための画像データ処理」, CQ 出版社, 1994年

## PV モジュールリサイクルにおける有機溶媒法の予備的検討

正員 津田 泉 (電総研)  
正員 作田宏一 (電総研)

員 鯉田洋章 (東京農工大)  
正員 黒川浩助 (東京農工大)

Preliminary Study on Organic Solvent Method for PV Module Recycling  
Izumi Tsuda, Member(ETL) Hiroaki Unagida(TUAT)  
Koichi Sakuta, Member(ETL) Kosuke Kurokawa, Member(TUAT)

### 1. はじめに

太陽光発電システムは、太陽電池のコストの大幅な低下に伴い実用化段階に近づきつつある。それは、必然的に太陽電池モジュールの大量普及を伴う。ところで、太陽電池モジュールは、モジュール自体が複合材料であり、耐用年数が20~30年と言われているように、耐候性が優れている丈夫である。大量普及の結果として廃棄物問題が生じる可能性があり、リサイクル技術が重要な課題となる。

最も普及している結晶系シリコン太陽電池モジュールの一般的な構造を図1に示す。これは、スーパーストレート構造といわれるものである。表面に光透過性を持ち、機械的な強度と耐候性を持たせるために強化ガラスが使用され、単結晶または多結晶シリコン太陽電池セルをEVA(エチルビニルアセテート)を用いてラミネート封入している。なお、裏面材として、フッ素系プラスチックが使用されている。太陽電池セルを再利用する価値は大きい<sup>(1)</sup>ので、常温から200°C程度の温度領域でのEVA除去プロセスが望ましい。

リサイクル技術として、硝酸を利用する方法<sup>(2)</sup>や熱分解法<sup>(3)</sup>が報告されている。硝酸を用いる方法では、表面の酸化膜の除去まで生じてウェハーとしての再利用となる。熱分解法では、700°Cの高温プロセスであるためにセルの特性の劣化が生じている。このような方法以外に、比較的低温で行うことが出来るプロセスとして、有機溶媒を利用する方法が考えられる。しかしながら、EVAは有機溶媒に

溶ける前段階として膨潤を伴う。その結果、太陽電池セルに機械的な力が加わり、セルの破損という問題を生じる。

今回、この問題を解決し、有機溶媒を用いて、比較的低温での加熱でセルの破損のない状態でEVAの除去にほぼ成功したので、ここに報告する。

### 2. 実験方法

実験は、熱処理前のEVA、熱処理後のEVA、太陽電池セルをEVAで封入したものの3種類で行った。

EVAの熱処理は、2段階に分かれている。最初の処理は接着のためのものであり、次が熱重合のためのものである。技術資料<sup>(4)</sup>によれば、EVAの熱処理方法として、真空袋法と減圧法がある。今回は真空袋法を用いた。これは、EVAの温度で、最初の処理は100mmTorr以下の真空において95°Cで5分間、次の処理が空気中において150°Cで10分間となっている。今回は、熱処理用の恒温槽としてヤマト科学(株)製の恒温槽DN600を用いた。真空ポンプは、東京理化学器械(株)DIVAC0.6Lを用いた。真空袋は0.1mm厚のポリエチレン袋を用いた。予備実験であるために真空度の測定はしなかった。恒温槽の熱的な応答遅れがあるものとして、最初の処理を装置の設定で100°C1分間とし、後の処理を150°C10分間とした。

熱処理前のEVAは5mm×30mm×0.8mm厚のものを用いた。15mmφの試験管に試料を入れ、溶媒を8~12ml入れた。試験管の口をアルミ箔で覆い、ビニールテープにより固定した。最初に常温(10°C程度)で2日ほど放置し変化を確認した。その後、試験管立てに立てたままウォーターバス(井内盛栄堂製WB-200)に入れて80°C10分間の加熱実験を行った。

熱処理後のEVAは15mm×70mm×2mm厚のアルミ板とアルミ箔の間にEVAをはさみ、熱処理したものを用いた。21mmφの試験管に試料を入れ、溶媒を20ml程度入れて、試験管の口をアルミテープで封じた。ドラフト内でウォーターバス(井内盛栄堂製WB-200)を用いて80°Cまで加熱した。

EVA封入太陽電池セルは、大同ほくさん(株)の100mm角の多結晶シリコン太陽電池を用いて、125mm角の3mm

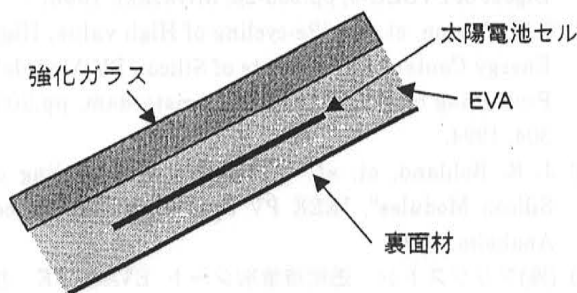


図1. 太陽電池モジュールの断面図(部分)



厚並板ガラス, EVA, 太陽電池セル, EVA, アルミ箔のサンドイッチ構造として, 前述の熱処理を行った。また, 膨潤対策として 125mm 角の 3mm 厚の並板ガラス, EVA, 太陽電池セル, EVA, 125mm 角の 3mm 厚並板ガラスのサンドイッチ構造とし, 前述の熱処理をしたものも準備した。これらを常温で溶媒中に 3 日間放置し傾向を確認した。

溶媒中の加熱実験は, 常温での放置実験の結果から, 裏面にアルミ箔をつけたものを用い, 3mm 厚 125mm 角のガラス板を裏に当て, ダブルクリップで加圧する事とした。これを 5 リットルビーカーに入れ溶媒を入れた後, ビーカーの口に合わせて切ったテフロンシート(0.5mm 厚)をアルミテープで固定して, ウォーターバスを用いて 85°C で加熱した。2 時間おきに補水を行い, 一日あたりほぼ 12 時間加熱し, 夜間は補水が出来ないために停止した。

### 3. 実験結果

<3.1> 有機溶媒の選定(その1) 熱処理前の EVA を用いて, 各種の有機溶媒の可能性を検討した。使用した溶媒とその結果を表 1 に示す。ほとんど全ての溶媒に溶けることがわかる。

表 1. 熱処理前 EVA への有機溶媒の効果

有機溶媒	温度条件		備考
	常温	80°C	
ラッカーシンナー	×	○	約 40°C でほぼ溶融
アセトン	×	○	常温に戻ると分離
トルエン	膨潤	○	約 40°C で溶融
石油ベンジン	×	○	約 40°C で溶融 常温に戻ると分離
エタノール	×	○	常温に戻ると分離
イソプロパノール	×	○	常温に戻ると分離
MEK	×	○	常温に戻ると分離
MIBK	×	○	常温に戻ると分離
テトラヒドロフラン	膨潤	○	約 40°C で溶融
エチレングリコール	×	×	
トリクロロエチレン	膨潤	○	約 38°C で溶融
グリセリン	×	×	

<3.2> 有機溶媒の選定(その2) 熱処理後の EVA については, グリセリン, エチレングリコールを除いて同様のことを行った。その結果を表 2 に示す。

<3.3> EVA 封入太陽電池セル 前述の予備実験の結果から, 有機溶媒としてトリクロロエチレンを選択した。常温放置の実験では, とともに太陽電池セルが破損した。これは, 両面ガラスの場合でも, セルの変形を阻止できないことを意味する。これから, ダブルクリップによる加圧をして加熱することとした。

数日にわたり, 加熱実験を繰り返した結果, EVA が除去されていることが目視で確認できた。ダブルクリップをはずしたが, 裏面のガラスが EVA により張り付いていた。そこで, 再度加熱し, 暖かいうちに取り出し, 少し力を加えると裏面のガラスと裏面のアルミ箔を取り除くことが出

来た。この段階で, 太陽電池セルは, ごく少量の EVA により表面のガラスに中央部分の 2cm<sup>2</sup> だけでくっついていて, 周辺部分ははずれている状態で, ある程度加熱して力を加えればはずれそうな状態であった。

表 2. 熱処理後 EVA への有機溶媒の効果

有機溶媒	温度条件		備考
	常温	80°C	
ラッカーシンナー	×	△	沸騰
アセトン	×	×	沸騰
トルエン	膨潤	△	
石油ベンジン	×	△	沸騰
エタノール	×	×	
イソプロパノール	×	×	
MEK	×	△	一部剥離
MIBK	×	△	一部剥離
テトラヒドロフラン	膨潤	△	沸騰
トリクロロエチレン	膨潤	○	

### 4. おわりに

機械的な圧力を加えながら有機溶媒を加熱状態で作用させることにより, 太陽電池セルを破損することなく完全に EVA を除去することに成功した。

今後の課題として, 処理による太陽電池特性への影響があるかどうかを I-V 特性により評価する必要がある。また, 温度条件を変えて実用性があるかどうかを検討する必要がある。つまり, 今回の実験では, 時間がかかりすぎているために, 温度を上げることにより, どこまで短縮が可能かを明らかにする必要がある。さらに, 溶剤としてトリクロロエチレンは, 望ましいものとは言えず, コスト面をふまえて別の溶媒の可能性を明らかにする必要がある。

最後に, 本研究の機会を与えていただいた神本正行エネルギー部長に感謝する。また, EVA 及び太陽電池セルを供給していただいた大同ほくさん(株)の石川直揮氏に感謝する。なお, この研究はニューサンシャインプログラムによりサポートされている。

### 文献

- (1) K. Sakuta, et. al., "Module Recycling for Saving Resources and Manufacturing Cost", Technical Digest of PVSEC-9, pp.205-26, Miyazaki, 1996.
- (2) T. M. Bruton, et. al., "Re-cycling of High value, High Energy Content Components of Silicon PV Module", Proceeding of 12<sup>th</sup> EC-PVSEC, Amsterdam, pp.303-304, 1994.
- (3) J. R. Bohland, et. al., "Possibility of Recycling of Silicon Modules", IEEE PV Specialist Conference, Anaheim, 1997.
- (4) (株)ブリジストン 透明接着剤シート EVASAFE 技術資料



## 世界とのつながり



黒川 浩助\*

1998年7月、ウィーンの壮大な王宮ホールは世界から2400人以上の太陽光発電専門家で大盛況であった。1100件以上の論文を集め、史上最大規模の第2回世界太陽光発電会議WCPEC-2は成功裡に終わった。4年に一度の真の世界会議である。ホストは欧州であるが、会議の骨格作りや論文の査読・プログラムの作成は欧米日の3極の共同作業だった。各地域流のスタイルにこだわる激しいディベートもあったが、これを乗り越え、参加者が皆、「世界会議」を実感したに違いない。

ここで思い起こすのは1994年の第1回ハワイ大会の時である。期間中に新エネルギー導入大綱が決定され、西暦2000年に460万kWの太陽光発電を導入することが速報された。このニュースは欧米に大きなインパクトを与えた。とくに当時の欧州はドイツの1000ルーフが終了して低調であった頃である。しかし、以後急速に盛り返した。

その後、欧州人口当たり10W計画(380万kW相当)が提案され、昨年は米国がクリントンの100万ルーフ計画で追随した。今回は、欧州政府の再生エネルギー導入計画に関する白書がまとめられたことが報じられた。我が日本も、総合エネルギー調査会の2010年までの電源計画として500万kW実現や新エネルギー予算の大幅な増強を打ち出した。

今やPVの世界では、日米欧の政策目標が互いに刺激しあう良好なポジティブサイクルを実感できる「サイクル」であるから、輪が欠けては成り立たない。世界との日常的なふれあいが大切だ。

本年は、9月にも世界再生エネルギー会議WREC-5がフィレンツェで、同じ週に日韓高効率太陽

電池ワークショップが、さらにこの週の前にはEuro-Sunがある。10月にはオランダの得意の都市地域PVのシンポジウム、上海・ネパールの辺地電化関連のほか数え上げたらきりが無い。

学会活動の他に、多国間協力としてIEAの活動がある。太陽熱冷暖房SHCPが先輩格だが、太陽光発電PVPSも現在7タスクが走っている。国内支援組織もできて日常的な国際協力が可能になった。系統連系保護では、日本がタスク5の運営責任者OAを務め独自研究成果の普及に役立っている。日本提案の「砂漠利用による大型PV発電」も第2期の目玉としてタスク8の予定。途上国の村落電化を探るタスク9も計画されつつある。

標準化活動では、IECTC82が15年余の活動を続けている。途上国の家庭電化のためにSHS(solar home system)の品質向上を扱う任意団体GAPも活発だ。日本も加盟したがこれは弱い分野。一昨年のジンバブエ世界太陽サミットのフォローアップとして、ユネスコのWSP計画も途上国のための具体的なフェーズ設定を狙っている。

地球環境問題は有限な地球を認識したことにより始まった。世界経済も地球が有限であることを激しく厳しい形で教えつつある。技術力にものをいわせて作り続けられれば、あっという間に世界中に満ちあふれ、壁に突き当たる。投機マネーが地球を駆けめぐりアジアの屋台骨を揺さぶるが、これをしのぐには、実態のある国際技術交流・貿易のパイプを太くせざるを得ない、と考える。

有限であってもすべて解き明かされているわけではないこの地球。しかし、少なくともこの地球を救うことのできるのは21世紀の太陽エネルギー利用であると固く信じて。

\*東京農工大学 工学部 電機電子工学科  
(2003年春WCPEC-3 大会議長)

# 世界とのつながり

黒川浩助\*

1998年7月ウィーンの壮大な王宮ホールは世界から2400人以上の太陽光発電専門家で大盛況であった。1100件以上の論文を集め史上最大規模の第2回世界太陽光発電会議WCPEC-2は成功裡に終わった。4年に一度の真の世界会議である。ホストは欧州であるが、会議の骨格作りや論文の査読・プログラムの作成は欧米日の3極の共同作業だった。各地域流のスタイルにこだわる激しいディベートもあったが、これを乗り越え、参加者が皆、「世界会議」を実感したに違いない。

ここで想い起こすのは1994年の第1回ハワイ大会の時である。期間中に新エネルギー導入大綱が決定され、西暦2000年に460万kWの太陽光発電を導入することが速報された。このニュースは欧米に大きなインパクトを与えた。とくに当時の欧州はドイツの1000ルーフが終了して低調であった頃である。しかし、以後急速に盛り返した。

その後、欧州人口当たり10W計画(380万kW相当)が提案され、昨年は米国がクリントンの100万ルーフ計画で追随した。今回は、欧州政府の再生エネルギー導入計画に関する白書がまとめられたことが報じられた。我が日本も、総合エネルギー調査会の2010年までの電源計画として500万kW実現や新エネルギー予算の大幅な増強を打ち出した。

いまや、PVの世界では日米欧の政策目標が互いに刺激しあう良好なポジティブサイクルを実感できる。「サイクル」であるから、輪が欠けては成り立たない。世界との日常的なふれ合いが大切だ。

本年は、9月にも世界再生エネルギー会議WREC-5がフィレンツェで、同じ週に日韓高効率太陽電池ワークショップが、さらにこの週の前にはEuro-Sunがある。10月にはオランダの

得意の都市地域PVのシンポジウム、上海・ネパールの辺地電化関連のほか等数え上げたらきりがない。

学会活動の他に、多国間協力としてIEAの活動がある。太陽熱冷暖房SHCPが先輩格だが、太陽光発電PVPSも現在7タスクが走っている。国内支援組織もできて日常的な国際協力が可能になった。系統連系保護では日本がタスク5の運営責任者OAを務め独自研究成果の普及に役立っている。日本提案の「砂漠利用による大型PV発電」も第2期の目玉としてタスク8の予定。途上国の村落電化を探るタスク9も計画されつつある。

標準化活動では、IEC TC82が15年余の活動を続けている。途上国の家庭電化のためにSHS(solar home system)の品質向上を扱う任意団体GAPも活発だ。日本も加盟したがこれは弱い分野。一昨年のジンバブエ世界太陽サミットのフォローアップとしてユネスコのWSP計画も途上国のための具体的なフェーズ設定をねらっている。

地球環境問題は有限な地球を認識したことにより始まった。世界経済も地球が有限であることを激しく厳しい形で教えつつある。技術力にものをいわせて作り続ければあつという間に世界中に満ちあふれ、壁に突き当たる。投機マネーが地球を駆けめぐりアジアの屋台骨を揺さぶるが、これをしのぐには、実態のある国際技術交流・貿易のパイプを太くせざるを得ない、と考える。

有限であってもすべて解き明かされているわけではないこの地球。しかし少なくともこの地球を救うことのできるのは21世紀の太陽エネルギー利用であると固く信じて。

\*東京農工大学 工学部 電気電子工学科

(2003年春WCPEC-3大会議長)

## REALISTIC VALUES OF VARIOUS PARAMETERS FOR PV SYSTEM DESIGN

KOSUKE KUROKAWA

Faculty of Technology, Tokyo University of Agriculture and Technology  
Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, JAPAN

### ABSTRACT

The principle of energy production evaluation of PV systems is explained and parameter definitions are given at first. Then, a new method is proposed to verify detailed system parameters from ordinary, monitored data. Data acquisition system is used for the evaluation of long-term energy performance. Monitored data are normally utilized to calculate input radiant energy, output electrical energy, system yield (equivalent operated hours), system performance ratio and so on. The author has developed sophisticated verification procedures (SV method), where system performance ratio  $K$ , power conditioner efficiency  $K_C$ , temperature factor  $K_{PT}$ , shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$  and other array parameter  $K_{PO}$  can be identified from only 4 monitored points with other externally available information. Especially, time series data verification process can produce more realistic results of shading and mismatch losses respectively. As a realistic example, SV method is applied to data taken from 71 systems in the Japanese Field Test Project.

### KEYWORD

Photovoltaic system; PV system; sizing; design parameter; system monitoring; performance ratio; shading factor; load matching factor; MPPT loss; incident angle.

### INTRODUCTION

Although the conversion efficiency of a photovoltaic cell can clearly be measured according to standard test procedures, it does not mean operational ability under outdoor conditions. Meteorological conditions vary from place to place. At least, irradiation and ambient temperature have to be known when one wants to evaluate output energy to be generated by a PV system at a certain site. In addition, conversion efficiency may be reduced to a certain level because of various site conditions and system specifications. In fact this might have been troublesome problems. The author clarifies theoretical background to define system parameters and proposes methods to verify various realistic parameters from ordinary operational data. Actual field examples are also given for better understanding of system performances.

### PARAMETER DEFINITIONS

**Table 1** gives fundamental equations necessary for system sizing and evaluation. The first equation (1) shows energy balance between generated energy and consumed one. The right-hand side is given by incident solar energy  $H_A \cdot A$ , photovoltaic conversion efficiency  $\eta_{PS}$  at the standard test condition (STC) and other efficiency  $K$  found in an actual PV system (normally  $K < 1$ ). The left-hand side is evaluated by considering load energy consumption  $E_L$ , dependence  $D_P$  of a PV system in the presence of other back-up energy and redundancies  $R$  for future load increase, safety margin, etc..

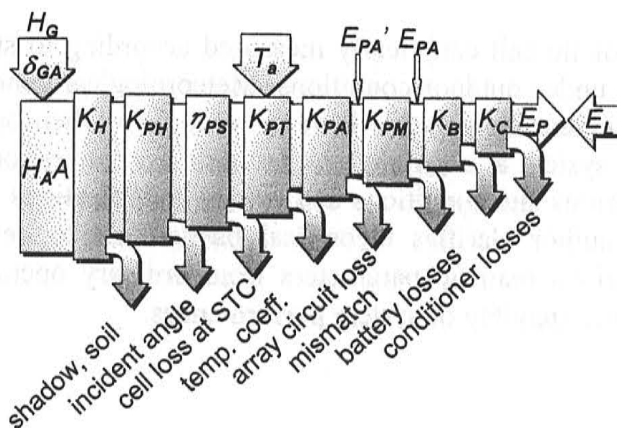
**Table 1 Fundamental Equations for System Sizing and Evaluation**

Fundamental Equations	Parameter Definitions
<p>&lt;Energy balance&gt;  <math>H_A \cdot A \cdot \eta_{PS} \cdot K = E_L \cdot D_P \cdot R</math> .....(1)</p>	<p><math>H_A</math>: in-plane irradiation (<math>\text{kWhm}^{-2}</math>)  <math>A</math>: array area (<math>\text{m}^2</math>)  <math>\eta_{PS}</math>: PV efficiency at STC  <math>K</math>: performance ratio  <math>E_L</math>: load energy consumption (kWh)  <math>D_P</math>: solar energy dependence  <math>R</math>: design redundancy</p>
<p>&lt;PV efficiency definition&gt;  <math>\eta_{PS} = P_{AS} / (G_S \cdot A)</math> .....(2)</p>	<p><math>P_{AS}</math>: array output at STC (kW)  <math>G_S</math>: reference irradiance (<math>=1\text{kWm}^{-2}</math>)</p>
<p>&lt;Sizing&gt;  <math>P_{AS} = \frac{E_L \cdot D_P \cdot R}{(H_A / G_S) \cdot K}</math> ....(3)</p>	<p><math>E_P</math>: system generated electricity (kWh)  <math>Y_H</math>: equivalent sunshine hours (h)  <math>Y_P</math>: system yield (h)</p>
<p>&lt;Generated electricity&gt;  <math>E_P = P_{AS} \cdot (H_A / G_S) \cdot K</math> .....(4)  <math>= P_{AS} \cdot Y_H \cdot K = P_{AS} \cdot Y_P</math> .....(5)</p>	
<p>&lt;Performance Evaluation&gt;  <math>Y_H = H_A / G_S</math> .....(6)  <math>Y_P = E_P / P_{AS}</math> .....(7)  <math>K = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot (H_A / G_S)} = \frac{Y_P}{Y_H}</math> .....(8)</p>	

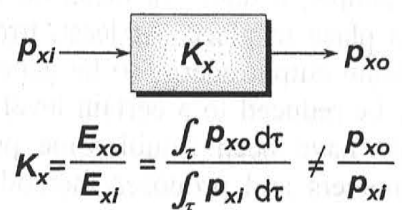
Conversion efficiency  $\eta_{PS}$  is simply defined by (2). Applying (2) to (1), PV array output power  $P_{AS}$  at STC is calculated by (3). This becomes quite helpful when PV array size is specified according to a given load consumption. Energy  $E_P$  generated by a PV system is evaluated by (4) for a specified array output capacity  $P_{AS}$ . Sometimes, equivalent sunshine hours  $Y_H$  and system yield  $Y_P$ , which are respectively defined by (7) and (8), are used to give  $E_P$  as shown in (5). When a PV system is monitored, system performance ratio is evaluated by (9), which is induced from (4).

System performance ratio  $K$  is the most convenient value since it is normalized by site irradiation and system size. However, it is not a single parameter but consists of various parameters as shown in Fig.1, i.e.,

- $K_H$ : irradiation modification factor - caused by shadow, soilure,
- $K_{PH}$ : incident angle dependent factor - due to module glass surface reflection,
- $K_{PT}$ : cell temperature factor - because of negative temperature coefficient of  $P_{max}$ ,
- $K_{PA}$ : array circuit factor - consisting of series-connected module mismatch and wiring resistive losses,
- $K_{PM}$ : load matching factor - caused by mismatch operation apart from  $P_{max}$  point,



**Fig.1 Conceptual description of system parameters**



**Fig.2 General definition of system parameters**



$K_B$ : battery circuit factor - including battery and its peripheral losses,

$K_C$ : power conditioner circuit factor - including power conditioner and its peripheral losses.

The parameters listed above are not all the parameters which can be considered theoretically but the major parameters which apparently affect system performance ratio  $K$  in actual PV systems. When these parameters are evaluated, it is notified that they are calculated as energy ratio, not as power ratio. If the input and output powers of a given component X are denoted by  $p_{xi}$  and  $p_{xo}$ , parameter  $K_x$  is defined by the ratio of 2 integrals as indicated in Fig.2.

## SV EVALUATION METHOD OF MONITORED DATA AND ITS PRINCIPLE

A PV system is monitored by a simple data acquisition system when necessary. Typical kinds of data are hourly in-plane irradiation, PV array temperature, array output power, power conditioner output and power from utility for a utility connected system. By using these data, several energy values are calculated on monthly basis or annual basis, *i.e.*, in-plane irradiation, array output energy, PV system output energy, energies from and to utility separately. In addition, these energy data can be utilized to obtain system parameters such as system performance ratio  $K$ , array performance ratio  $K_A (=K_P + K_H)$ , cell temperature factor  $K_{PT}$  and power conditioner circuit factor  $K_C$ .

Recently the evaluation of other detailed parameters have become possible by SV (Sophisticated Verification) procedure, which was proposed by (Kurokawa, *et al*, 1998). In contrast with this, the ordinary procedure described above is named OV (Ordinary Verification) procedure in this article. According to SV method, shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$ , other array factor  $K_{PO}$  can be estimated additionally.  $K_{HS}$  is a part of  $K_H$ .  $K_{PO}$  includes incident angle dependent factor  $K_{PH}$  and array circuit factor  $K_{PA}$  as well as losses induced by soilure on module surface. The identification of these additional parameters has been quite difficult so far. So is it even by a specially planned monitoring method.

At first the principle of shading effect detection is described here. Proposed procedures are 2 step processes as follows:

- (i) A daily irradiance profile on a clear day is formulated for a specific month by utilizing hourly irradiation data for the month.
- (ii) Assuming shading effect does not vary so much during a same month, the formulated pattern includes shadows on a clear day apparently.

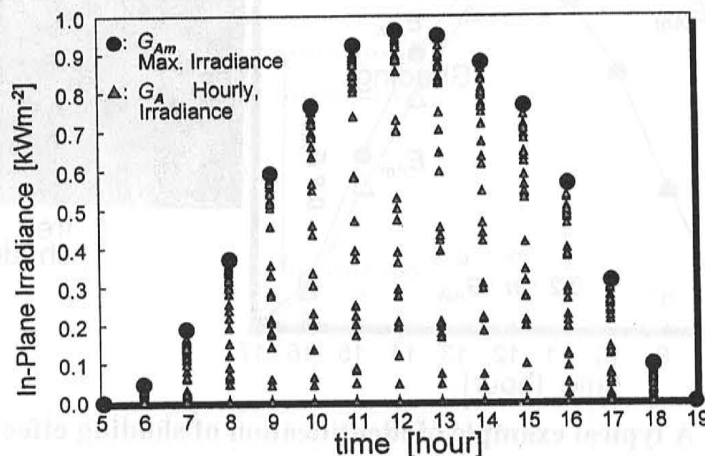


Fig.3 An example of extraction of clear-day pattern

For example, Fig.3 shows all the hourly irradiance data for a specific month. Each maximum point is taken from each time zone as an envelope of clear-day, which is indicated by a solid circle. This envelope is fitted by theoretical irradiance pattern :  $G_{Ath} = \tau^{1/\cos Z} G_0 \cos Z + G_d$ , as shown in Fig.4. In this equation,  $\tau$  is transmittance;  $Z$  denotes azimuth angle;  $G_0$  corresponds to solar constant;  $G_d$  is a diffused component of irradiance. The diffused component on a clear-sky day is estimated 20% of global irradiance according to a

known model. If shading is assumed to exist every day almost in the same way during the month, maximum values for a specific hour cannot exceed a shaded level of a clear day. Therefore, a certain level of dip from the theoretical clear day curve can be easily observed on the envelope. This is also illustrated in Fig.4. This shadow observed on irradiance curve is named "full shading". Coincidentally, the same kind of clear-day curve including shadow can also be formed by using array output power data. The clear-sky power pattern may contain "partial shading", which means shadow exists on a part of PV array surface, but not on a radiometer. When the both surfaces are shaded, this becomes full shading. If only a radiometer is shaded, this is false and not a shading problem for PV systems. The power data may also be additionally affected by so-called mismatch effect. It is naturally omitted by the extraction of hourly maximum values because the mismatch hardly occurs on a clear day.

Figure 5 gives a typical example of the shading effect which was observed in December 1997 by 70kW Tsukuba AIST Guest House system. A dotted line with triangular points is formed by hourly maximum values of array output energy during this month. A solid line denoted by solid circular points is analogous to the clear-day pattern fitted by the theoretical irradiance as an envelope for triangular points. From 13:00 to 16:00, shading effect is apparently identified as shown in the graph.

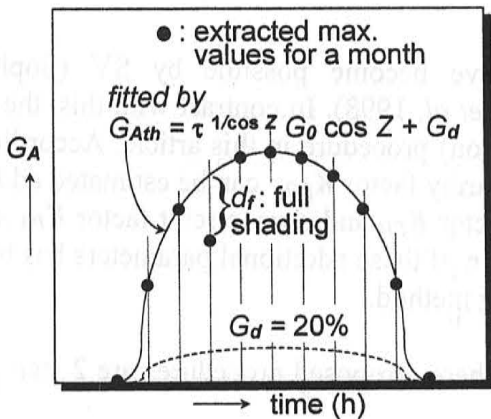


Fig.4 fitting of clear-day pattern and separation of shading

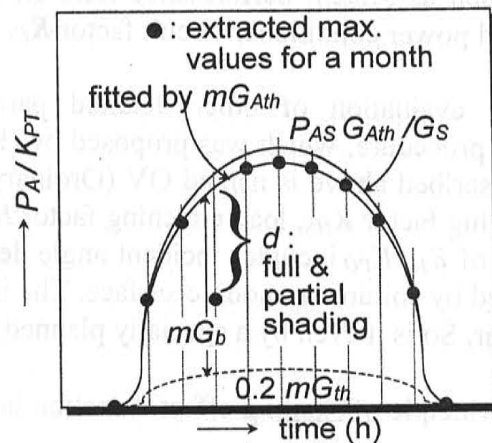


Fig.5 fitting of clear-day power pattern and separation of shading

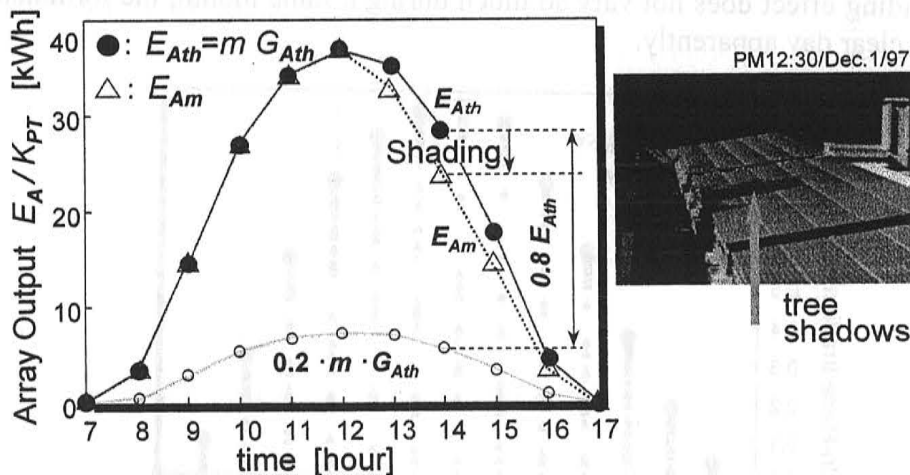


Fig.6 A typical example of identification of shading effect

A scattered graph as shown in Fig.6 also gives very important information. Horizontal axis shows all the data of hourly in-plane irradiance during the same month. Vertical axis corresponds to hourly array output energy at standard cell temperature 25°C. An upper straight line corresponds to ideal energy production by array with its capacity  $P_{AS}$  under irradiation  $H_A$ . Scattered dots are all the hourly data divided by temperature correction factor  $K_{PT}$ . A lower straight line is drawn as the upper envelope of scattered points. This means actually most efficient performance and no mismatch is assumed along this line, i.e.,  $K_{PM} \approx 0$ . Practically the lower line can be drawn by the following procedure. With respect to all the hourly data, the first straight line

is drawn by the regression. After that, the data which are located above the first line are utilized for the second regression. Similar processing are repeated for three times to obtain the envelope line in Fig.7. When data are located below this line, it means  $K_{PM} \neq 0$  and/or partial shading. For grid-connected inverters with  $K_{PM} \neq 0$ , it is considered that MPPT does not work well.

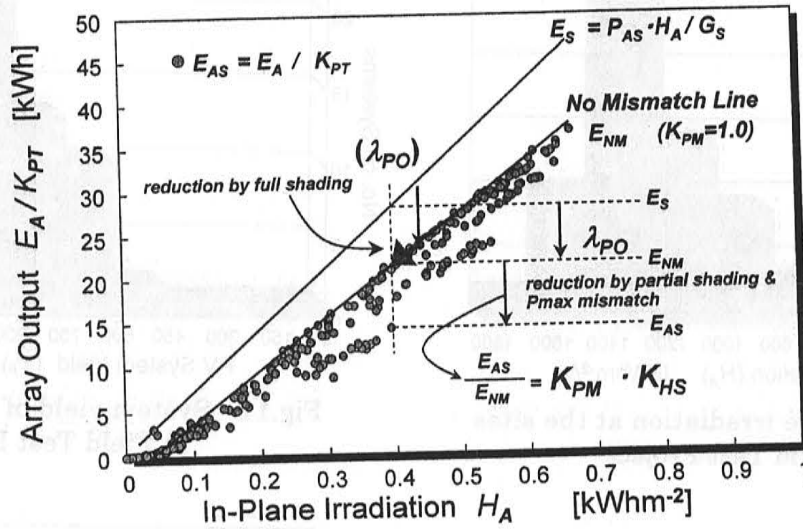


Fig.7 Identification of other array factor  $K_{PO}$  and load matching factor  $K_{PM}$

According to shading analysis written previously, if shading effect is observed, shading factor  $K_{HS}$  is estimated so that direct, normal sunlight is reduced in proportion to the shading ratio which is identified by the procedure as shown in Fig.7. Then, the remaining part of  $E_{NM} - E_{AS}$  is considered to be Pmax mismatch component. The difference  $\lambda_{PO}$  between both the upper and lower straight lines such as  $E_S - E_{NM}$  is supposed to consist of the following other array losses: soiling on module surface, incident-angle-dependent reflection losses, array circuit losses and mismatch, etc.. Some data indicated that the incident-angle-dependent reflection losses are playing main role.

### FIELD TEST EVALUATION BY SV METHOD

Under the Japanese Government Basic Guidelines for the new energy introduction, NEDO (New Energy Development and Industrial Technology Organization) has installed 180 PV sites having the total capacity of 4,960kW over Japan since FY1992. Those systems have been being monitored by ordinary, simple data acquisition systems. The authors made a first attempt of more detailed system parameter separation by using

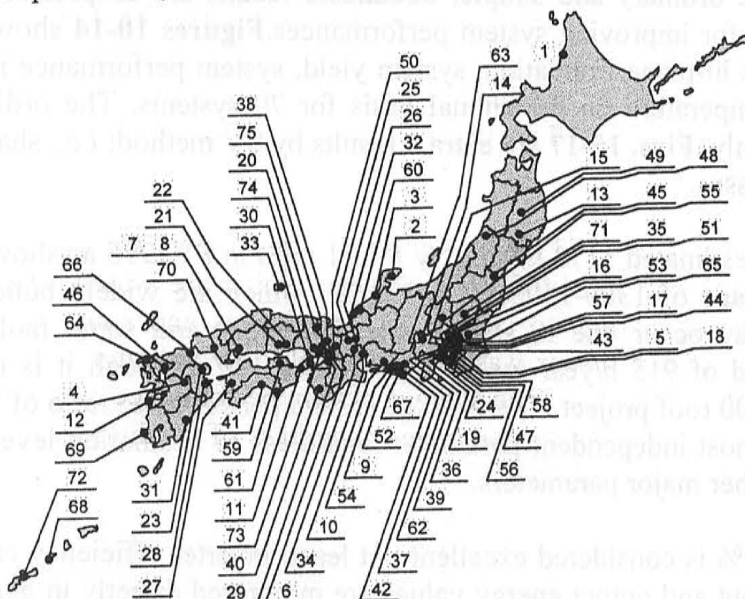


Fig.8 Location of Field Test sites

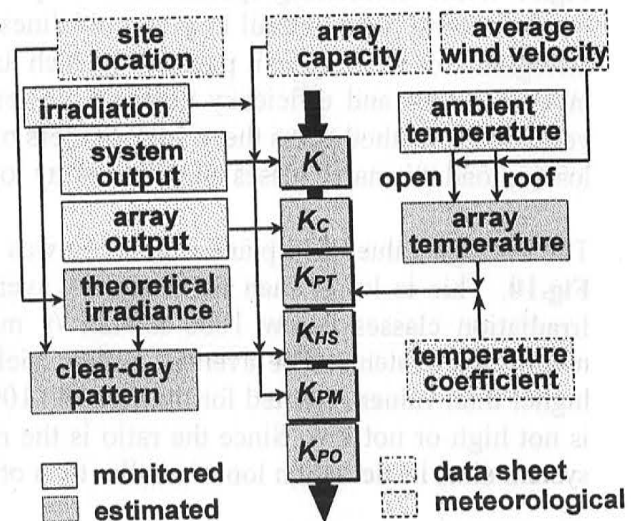


Fig.9 Overall SV procedures in Field Test Projects



such limited points of data, as reported by (Kurokawa, *et al.*, 1997a, Kurokawa, *et al.*, 1997b). Moreover, a new method of sophisticated verification procedures were developed recently by (Kurokawa, *et al.*, 1998).

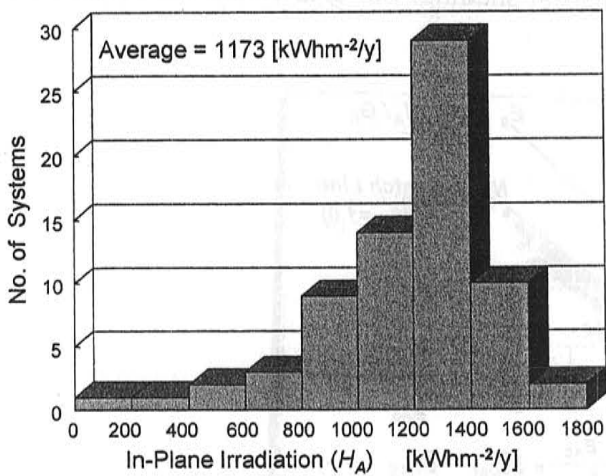


Fig.10 In-plane irradiation at the sites of Field Test Project

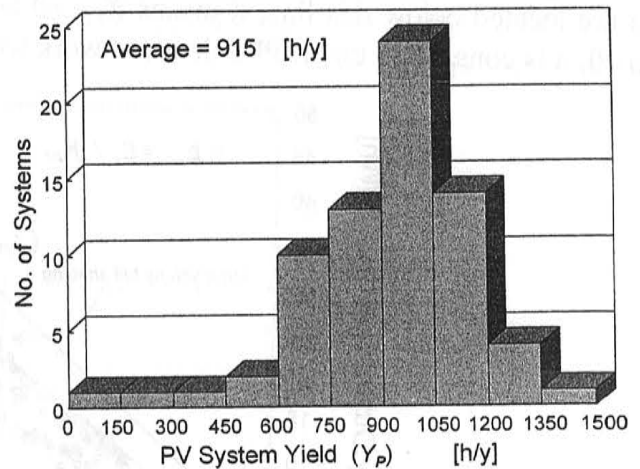


Fig.11 System yield of various systems in Field Test Project

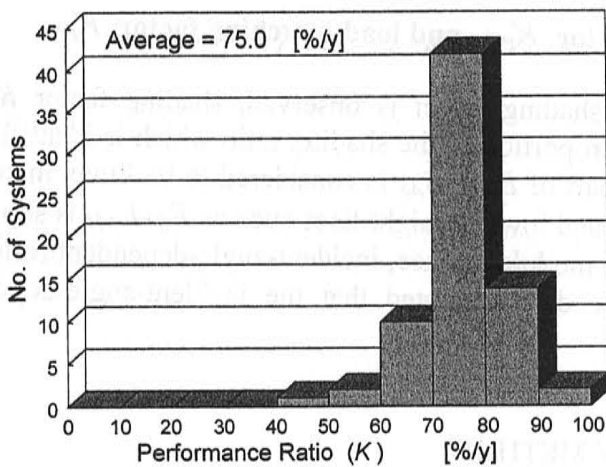


Fig.12 system performance ratio of various systems in Field Test Project

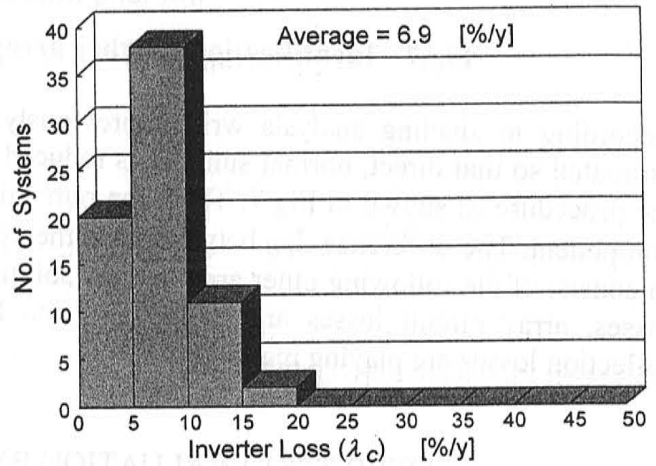


Fig.13 Inverter losses of various systems in Field Test Project

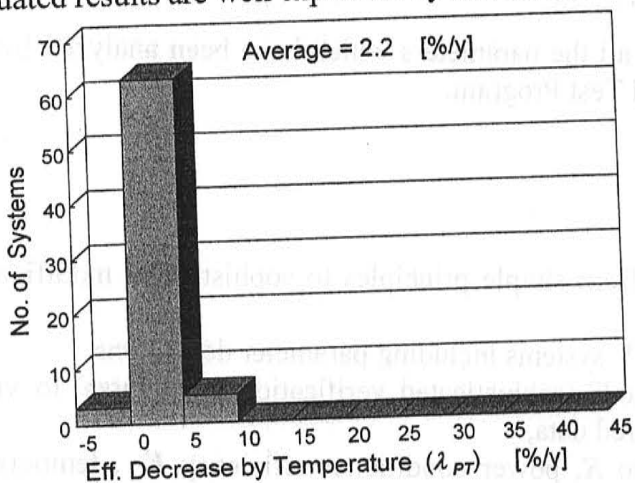
To demonstrate the applicability of the new SV method to actually monitored data, 70 systems shown in Fig.8 are chosen as a part of the Field Test Program. Overall procedures to verify the data are illustrated in Fig.9. While monitoring specification is quite ordinary and simple, obtainable results are so precise and would become very helpful to give guidelines for improving system performances. Figures 10-14 show the histograms of basic system parameters such as in-plane irradiation, system yield, system performance ratio, inverter losses and efficiency decrease by temperature on the annual basis for 70 systems. The ordinary verification method gives these 5 parameters only. Figs. 15-17 are extra 3 results by SV method: *i.e.*, shading losses, load mismatch losses and other array losses.

The average value of in-plane irradiation was estimated 1173 kWhm<sup>-2</sup>/y for 71 sites in FY1996 as shown in Fig.10. This is lower than the Japanese average of 1300-1400 kWhm<sup>-2</sup>/year, which are widely believed. Irradiation classes below 1000 kWhm<sup>-2</sup>/y may occur due to shaded site conditions and some faults in monitoring systems. The average system yield of 915 h/year was also relatively low although it is much higher than values reported for the German 1000 roof project. The average system performance ratio of 75 % is not high or not low. Since the ratio is the most independent parameter regardless of irradiation level and system size, its deviation looks smaller than other major parameters.

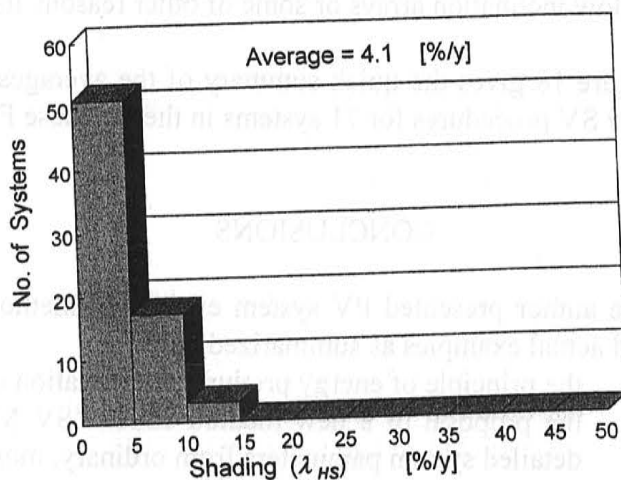
As shown in Fig.13, the inverter losses of 6.9% is considered excellent. At least, inverter efficiency can be calculated very definitely because the both input and output energy values are monitored directly in general. In Fig.14, the array efficiency decrease by temperature of 2.2% is believed very reasonable. So-called



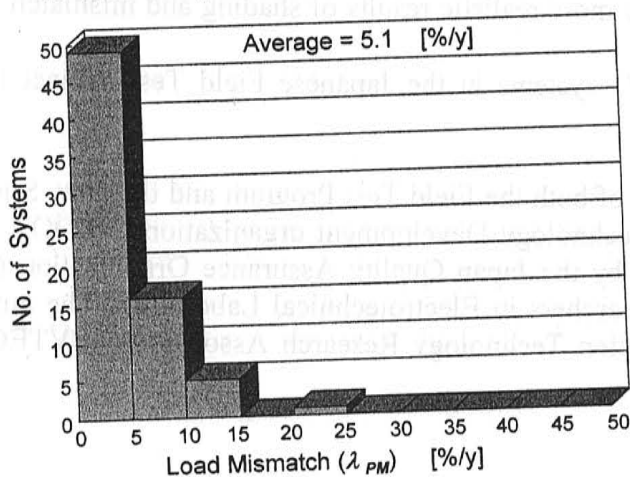
representative array temperature through year is said to range from 15 to 20°C up over annual average ambient temperature. Roughly speaking, the annual average temperature is around 10°C over Japan. The evaluated results are well explained by this condition.



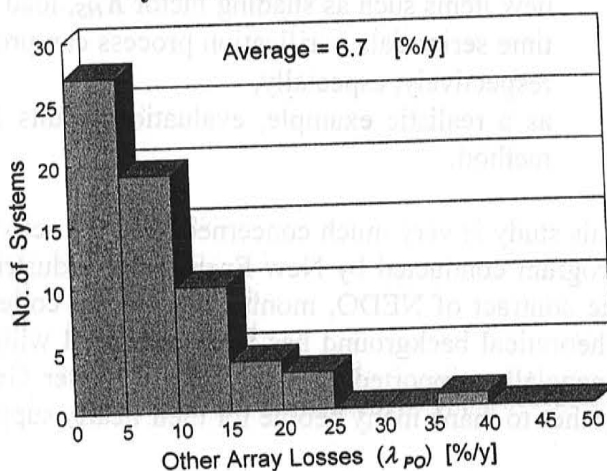
**Fig.14 Efficiency decrease by temperature of various systems in Field Test Project**



**Fig.15 Shading losses of various systems in Field Test Project**

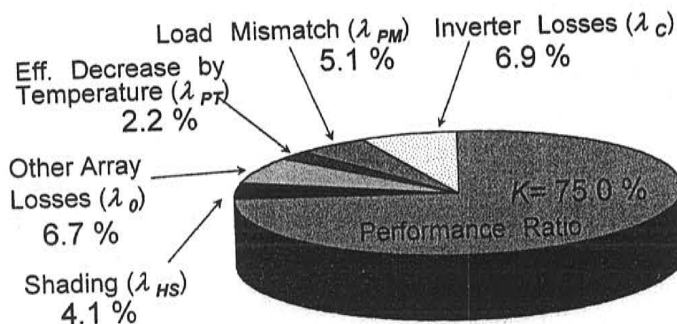


**Fig.16 Load mismatch of various systems in Field Test Project**



**Fig.17 Other array losses of various systems in Field Test Project**

7 systems indicated the shading losses of 5 to 10% and 3 systems of 10 to 15% as shown in Fig.15. Other 51 systems gave relatively low shading effects. The average was 4.1%. It is possible to reduce this loss, but siting conditions have to be carefully checked in advance. Too much attention to this item may reduce a chance of introducing a large number of PV systems into civilized zones. The load mismatch losses are demonstrated in Fig.16. The average of 5.1% is considered so significant. 30% of all systems are showing worse than 5% and nearly 10% are operating with 10% losses or worse. The worst case was 20% more. It is thought that MPPT have to be improved very much. The average of other array losses became 6.7% in Fig.17. Although this is caused by soiling on module surface, incident-angle-dependent reflection losses, array circuit losses and mismatch, etc., in principle, the incident-angle-dependent losses are believed to be



**Fig.18 Various loss parameters in the Field Test Project / FY1996 Data**

major parameter by the other work of authors. 6.7% is not so negligible, but the incident-angle-dependent reflection losses cannot be easily reduced. This statistics is also showing large deviation. This may be caused by low inclination arrays or some of other reasons listed above.

Figure 18 gives the quick summary of the averages of all the parameters which have been analyzed by the new SV procedures for 71 systems in the Japanese Field Test Program.

## CONCLUSIONS

The author presented PV system evaluation methods from simple principles to sophisticated modification and actual examples as summarized below:

- the principle of energy production evaluation of PV systems including parameter definitions,
- the proposal of a new method called "SV Method" (sophisticated verification procedures) to verify detailed system parameters from ordinary, monitored data,
- normal items including system performance ratio  $K$ , power conditioner efficiency  $K_C$ , temperature factor  $K_{PT}$ ,
- new items such as shading factor  $K_{HS}$ , load matching factor  $K_{PM}$  and other array parameter  $K_{PO}$ , where time series data verification process can produce more realistic results of shading and mismatch losses respectively, especially,
- as a realistic example, evaluation results for 71 systems in the Japanese Field Test Project by SV method.

This study is very much concerned with the activities of both the Field Test Program and the New Sunshine Program conducted by New Energy and Industrial Technology Development organization (NEDO). Under the contract of NEDO, monitored data are collected by the Japan Quality Assurance Organization (JQA). Theoretical background has been discussed with researchers in Electrotechnical Laboratory. The author is financially supported by Photovoltaic Power Generation Technology Research Association (PVTEC). He wishes to thank many people for their hearty support.

## REFERENCES

- Kurokawa, K., Sugiyama, K., Sakamoto, K., Oshiro, T., Sakuta, K., Matsuo, T. and Katagiri, T. (1997a). System monitoring database and performance analysis in Japanese Field Test Program. *14<sup>th</sup> EU PSEC*, Barcelona, 1997.7.
- Kurokawa, K., Sugiyama, H., Uchida, D., H., Sakuta, K., Sakamoto, K., Oshiro, T., Matsuo, T. and Katagiri, T. (1997b). Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese Field Test Program. *26<sup>th</sup> IEEE PVSPC*, Anaheim, 1997.10.
- Kurokawa, K., Sugiyama, Uchida, D., H., Sakamoto, K., Oshiro, T., H., Otani, K., Fukasawa, K. (1998). Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program., Vienna, 1998.7.



Topic: 11. photovoltaic and buildings

## A Simple Monitoring Method for Estimation of Shading Loss of Photovoltaic Systems

Kenji Otani\*, Koichi Sakuta\*, Kosuke Kurokawa\*\*

\* Electrotechnical Laboratory, \*\*Tokyo University of Agriculture & Technology

\* 1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305, Japan

\* Tel.: +81 298 54 5152, Fax.: +81 298 54 5829

\* E-mail: k.otani@etl.go.jp

Almost photovoltaic systems installed on the roof of residential houses and building-integrated photovoltaic systems may face the obstacles intercepting rays of light from the sun in greater or lesser degrees. In order to maximise the output from such PV systems or to decide the optimum capacity of their Balance-of-Systems (BOS), in situ measurements of a lighting environment should be performed carefully for estimating the amount of solar irradiation before their design. The authors have developed a simple method of the on-site measurement of shading factors such as trees and buildings shadow. The scheme of this method consists of following procedures.

- Environment capturing by a digital camera with a fish-eye lens (Fig.1)
- Estimation of incident irradiation into PV arrays
- PSpice simulation for considering PV module wiring
- Validation of the estimation of the shading loss by using actually measured data (Fig.2)[1]

The full paper will present experimental results for a 70kW photovoltaic system and several Japanese residential PV systems.

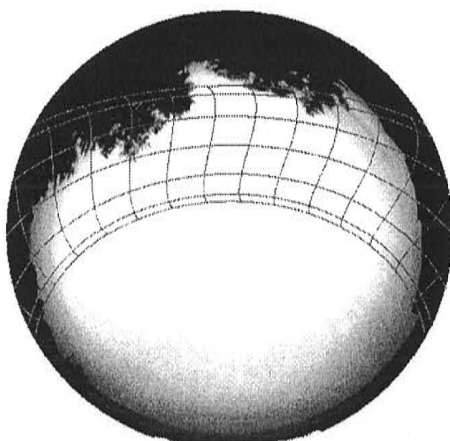


Fig.1: Hemispherical photograph with Sun-Path chart

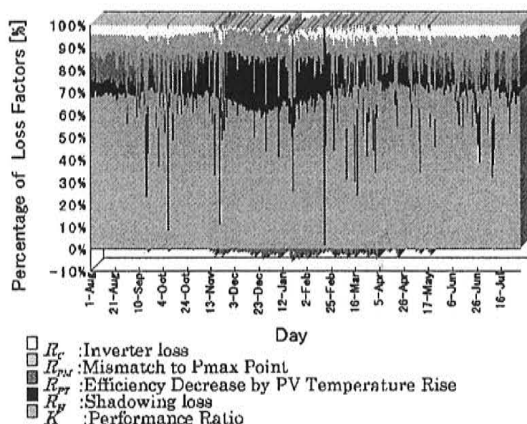


Fig.2: Example result of loss factor analysis of 70kW PV system

[1] K. Kurokawa et al.: System monitoring database and performance analysis in Japanese Field Test Program, 14<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, June 30 - July 4, 1997

Date: 15 Jan. 98	Date: 15 Jan. 98	Topic
Author's Signature	No. : 15 Jan. 98	





# 太陽電池を複数の方位角、および傾斜角に設置した

## 太陽光発電アレイのシミュレーション

学生会員 ○松川 洋 (東京農工大学) 会員 中村 洋之 (財)日本品質保証機構  
 学生会員 杉浦 忠敏 (財)日本品質保証機構 会員 黒川 浩助 (東京農工大学)  
 学生会員 石川 直揮 (大同ほくさん)

Simulation of Power Generating Characteristics of a Large PV Array Consisting of Plural Sub-Arrays with Different Inclination and Orientation

Hiroshi MATSUKAWA\*, Hiroyuki NAKAMURA\*\*  
 Tadatoshi SUGIURA\*, Kousuke KUROKAWA\*  
 and Naoki ISHIKAWA\*\*\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology  
 2-24-16Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, JAPAN  
 Fax: +81-42-385-6729, E-mail: hmatsu@cc.tuat.ac.jp

\*\*Japan Quality Assurance Organization  
 \*\*\*Daido Hokusan Incorporated company

### Abstract

The electrical outputs from plural sub arrays with different inclination and orientation differs each other. In such cases, total array characteristics may give a large amount of mismatch losses. For estimating these losses, a basic method of calculation has been proposed by synthesizing some I-V curves. The curves are specified by such parameters as radiation, ambient temperature, wind direction, wind speed, position of the system and so on. A total plan of this work is also suggested in this paper.

### 1. はじめに

建材一体型モジュールの開発とそれに伴ったデザインが多様化により曲面アレイを持つシステムが登場してきた。そういったシステムでは、アレイが複数の方向を向いている、曲面を帯びていることがある。その場合、傾斜角または、方位角の異なるモジュールどうしを直列に接続せざるを得ないことが少なくない。モジュールの傾斜角または、方位角により、モジュール面に当たる日射強度が異なり、各々のモジュールで出力が異なる。それらを直列に繋いだ場合、それぞれの電流-電圧特性(I-Vカーブ)の最大出力点が合わない、P<sub>max</sub> ミスマッチ損失が生じる。複数の方位角、傾斜角を持つシステムでは、この損失は無視できないものになると考えられる。しかし現状では、これらの有効な解決方法となるような指針は、ほとんど提案されていない。本報告では、このようなシステムをシミュレーションしていくための方法論を提案する。また、シミュレーションの妥当性を確認するために、(財)日本品質保証機構(QA)ラーニングセンター、(財)日本品質保証機構(QA)実験も行っている。さらに、多方位、曲面アレイの代表的な実用システムである風風高武道館サイ

ト(鹿児島県加世田市)を対象にした検証実験を行う予定であり、これらの設備についても触れる。

### 2. 現状

出力の違い 2 枚のモジュールを直列に接続すると合成された I-V カーブは、図 1(c) のようになる。これは、バイパスダイオードを挿入した場合であるが、I-V カーブに段が付いていることが分かる。この場合、電力-電圧特性(P-V 特性)には 2 つのピークがあり最大電力点追尾(MPPT: Maximum Power Point Tracking)制御も難しくなる。

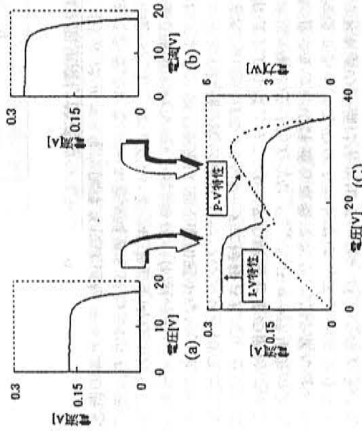


図 1. 出力の違い 2 枚のモジュール(a)と(b)を直列に接続した例(c) 裏向き、傾斜角 50° と 60° のモジュールを直列に接続。9 月 20 日 JQA ラーニングセンター

### 3. パラメータの定義

シミュレーションのためのパラメータ定義法を以下で示す。

#### 3.1 傾斜角日射量の推定<sup>(1)</sup>

まず、水平面日射量の時積算値を、気象協会 225 地点データベース<sup>(2)</sup>または、METPV<sup>(3)</sup> (METHCOLOGICAL Test data for PhotoVolanic system)から算出する。つぎに式(1)~(4)を用いて任意の日射量を推定する。

$$H_{b, \theta, \gamma} = H_{b, \theta} + H_{r, \theta, \gamma} + H_{d, \theta, \gamma} \quad (1)$$

$H_{b, \theta, \gamma}$ : 直達成分

$H_{b, \theta, \gamma}$ : 地面区射分  
 $H_{r, \theta, \gamma}$ : 散乱成分  
 とする。

$$H_{b, \theta, \gamma} = \frac{(H_s - H_d) \cdot \cos \theta}{\cos Z} \quad (2)$$

$$H_{r, \theta, \gamma} = H_s \cdot \rho (1 - \cos \beta) \quad (3)$$

$$H_{d, \theta, \gamma} = H_d \cdot \left[ \frac{H_s - H_d}{H_0} \cdot \frac{\cos \theta}{\cos Z} + \left( 1 - \frac{H_s - H_d}{H_0} \right) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \quad (4)$$

$$\cos \theta = (\sin \phi \cdot \cos \beta - \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \sin \delta + (\cos \phi \cdot \cos \beta + \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma) \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \quad (5)$$

$$\cos Z = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega = \sin h \quad (6)$$

ここで、

$$\delta = \frac{180}{\pi} \cdot \{ 0.0006919 - 0.399912 \cdot \cos(x) + 0.070857 \cdot \sin(x) - 0.006758 \cdot \cos(2x) + 0.000908 \cdot \sin(2x) \} \quad (7)$$

$$E_1(\text{min}) = 0.0172 + 0.4281 \cdot \cos(x) - 7.3515 \cdot \sin(x) - 3.3495 \cdot \cos(2x) - 9.3619 \cdot \sin(2x) \quad (8)$$

$$\omega = -15 \cdot \left\{ 12.5 - T - L(\text{hour}) + 9 - \frac{E_1(\text{min})}{60} \right\} \quad (9)$$

$$x = (n - 1) \cdot \frac{360}{365} \quad (10)$$

$H_s$ : 水平面日射量(データベースから算出) [kWh/m<sup>2</sup>]  
 $H_d$ : 推定傾斜面日射量 [kWh/m<sup>2</sup>]  
 $H_{b, \theta, \gamma}$ : 水平面散乱日射量 [kWh/m<sup>2</sup>]  
 $H_{r, \theta, \gamma}$ : 水平面直達日射量 [kWh/m<sup>2</sup>]  
 $H_0$ : 大気外法線面直達日射量 [kWh/m<sup>2</sup>]  
 $n$ : 通し日数(1~365 or 366) [day]  
 $h$ : 太陽高度 [deg]  
 $\phi$ : システム所在地点の緯度 [deg]  
 $\delta$ : 太陽赤緯、太陽の時角 [deg]  
 $\beta$ : 傾斜角、斜面の方位角 [deg]  
 $\gamma$ : 近時差 [h]  
 $E_1$ : 近時差 [deg]  
 $Z$ : 天頂角 [deg]

これらの式により、任意の場所、時間、傾斜角の日射量を推定することができる。

#### 3.2 温度の推定

つぎに、太陽電池の温度上昇推定について、式(11)~(13)を示す<sup>(9)</sup>。

$$T_{CR} = T_A + \Delta T \quad (11)$$

において、

Open 型アレイの場合

$$\Delta T = \left\{ \frac{A}{(B \cdot \gamma^{0.8} + 1)} + 2 \right\} \cdot H_{AE} - 2 \quad (12)$$

Roof 型アレイの場合

$$\Delta T = (-6.036 + 0.274 \cdot V + 0.071 \cdot V^2) + H_{AE} \cdot (45.63 - 5.91 \cdot V + 0.333 \cdot V^2) \quad (13)$$

ここで、  
 $V$ : 風速 [m/s]  
 $T_{CR}$ : モジュール温度 [°C]  
 $T_A$ : 気温 [°C]  
 $\Delta T$ : モジュール温度上昇 [°C]  
 $A, B$ : 定数

アレイの温度は、風やアレイの設置形態などによる冷却の影響が大きい。これにより、アレイの温度上昇の状態は、日射強度、風速、気温の関数として表すことができる。

#### 3.3 各係数の温度依存性

式(14)に太陽電池の特性式を示す<sup>(10)</sup>。

$$I = I_{ph} - I_0 \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s I}{n k T} \right) - 1 \right\} - \frac{(V + R_s I)}{R_{sh}} \quad (14)$$

ここで、

$I$ : 出力電流 [A]  
 $V$ : 出力電圧 [V]  
 $I_0$ : 光起電流 [A]  
 $I_{ph}$ : ダイオード飽和電流 [A]  
 $R_s$ : 内部直列抵抗 [Ω]  
 $q$ : 電子の電荷量 [C]  
 $n$ : ダイオード因子 [C]  
 $k$ : ボルツマン定数 [eV]  
 $T$ : セル温度 [K]  
 $R_{sh}$ : 並列抵抗 [Ω]

これらの太陽電池特性式の各係数は、下記に示すとおり温度依存性を持つ<sup>(10)</sup>。これらは、実験より算出された式である。

$$I_{ph} = I_{ph0} \left[ 1 + 5.1029 \times 10^{-4} \cdot (T_C - 25) \right] \quad (15)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp \{ 0.09672 \cdot (T_C - 25) \} \quad (16)$$

$$R_s = R_{s0} \left[ 1 + 3.3717 \times 10^{-3} \cdot (T_C - 25) \right] \quad (17)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \left[ 1 + 5.7987 \times 10^{-3} \cdot (T_C - 25) - 1.6129 \times 10^{-5} \cdot (T_C - 25)^2 \right] \quad (18)$$

ここで、

$I_{ph0}$ : 基準状態におけるモジュールの光起電流 [A]  
 $I_{00}$ : 基準状態におけるモジュールの飽和電流 [A]  
 $R_{s0}$ : 基準状態におけるモジュールの直列抵抗 [Ω]  
 $R_{sh0}$ : 基準状態におけるモジュールの並列抵抗 [Ω]  
 $T_C$ : モジュール温度 [°C]

これらの式によって、基準状態に補正することができる。

### 3.4 入射光分光分布

モジュールの方位角や傾斜角により、入射光のスペクトルも異なることが予想できる。しかし、結晶系太陽電池に限れば、積算値としては分光分布の影響はさほど大きくないことが知られている。また、分光分布を考慮するとモデルが複雑化する。そのためこのモデルにおいて、入射光分布の影響は当面取り上げないこととした。

### 4. シミュレーション

以下にシミュレーションの過程をフローチャートに示す。

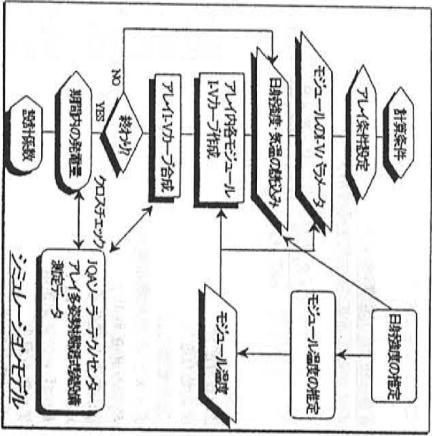


図3 シミュレーションプログラムのフローチャート

図3の手順でシミュレーションを行なう。サイトの位置情報から日射量を推定し、さらに風向、風速、アレイの設置状況を加味してアレイ温度を推定する。それぞれの係数の温度依存性を考慮しながら、I-Vカーブを作成し、合成していく。そのシミュレーション結果をアレイ多変数試験設備の実験データとクロスチェックする。さらに、風速、風向、風速センサーの実験データを取得し、検証していく。

### 4. 実験設備

#### 4.1 アレイ多変数試験設備

図4は、JQAソーラーセンターに設置されたアレイ多変数試験設備の概要である。図5にもあるように東西南北の4方位に加えて、南東・南西の計6方位、18枚のモジュールを任意の傾斜角にして測定することができる。全てのモジュールの温度測定と、日射計による日射量および、I-Vカーブ測定が可能である。

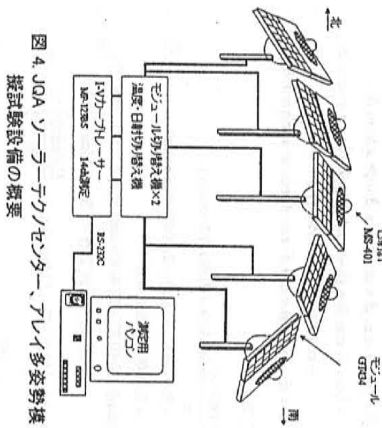


図4 JQA ソーラーセンター、アレイ多変数試験設備の概要

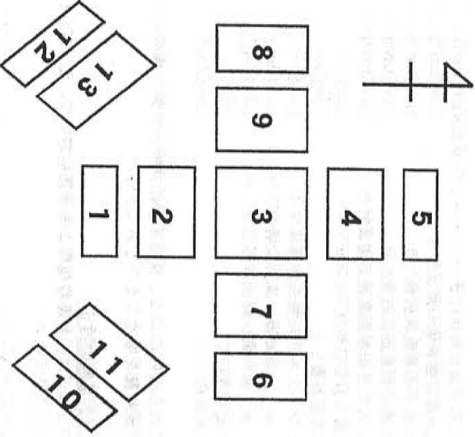


図5 JQA ソーラーセンター、アレイ多変数試験設備のモジュールの配置図

表1, 表2に設備の仕様を示す。

表1 試験設備の仕様

モジュール	GT1484
日射計	単結晶シリコン 全天日射計 MS-401
I-Vカーブトレーサー	MIP-123BS モジュール18枚まで うち、直列6枚まで可 18ohm+直列1ohm 1分毎に測定
架台	0°~90°まで 10°単位で設定可能

表2 架台の仕様

方位	番号	高さ [mm]	方位	番号	高さ [mm]
南	1	450	北	4	500
	2	910		5	790
	3	980		10	500
東	6	500	南東	11	790
	7	790		12	500
	8	500		18	790
西	9	790	南西	13	500
				19	790

#### 4.2 風速高気圧道館システム

図6は上から見た風速高気圧道館システムの概念図である。また、システム概要を表8に示す。先にも述べたように、アレイが4方位を向いており、さらに曲面を帯びている。建材一体型のモジュールが使われており、外見は全く違和感がない。全てのトリックは(値)並列されたアレイ出力として合成され1台のインバータに接続されている。この構成によれば、インバータの設置容量の節約になるが、本稿で述べたような  $P_{max}$  ミスマッチ損失による影響の度合いの評価も重要であり、この兼ね合いが課題である。このシステムでは、アレイボード間の実測値の評価は未だ出ていないが、このように大規模な多方位、曲面システムは世界的にもあまり例がなく、実験結果には非常に興味がある。さらに詳細な分析実験も計画していく予定である。

表3 風速高気圧道館発電システムの概要

太陽電池定格容量	150kW
太陽電池枚数	2,576枚
最大出力動作電圧	285.0[V]
最大出力動作電流	542.9[A]
インバータ	屋内用系統連系 150kW 3相3線210[V]

### 全ストリップを接続

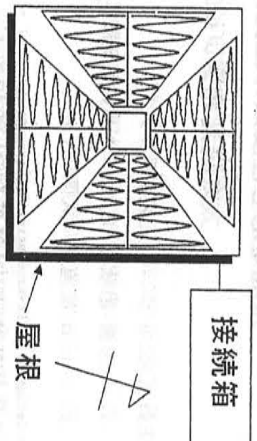


図6 風速高気圧道館のシステム概念図

### 5. おわりに

今後、太陽電池の大量普及によりリアデザインを重視、または種々の制約条件により異平面をもつシステムが相次いでくることは間違いない。このように最適傾斜角の追求が難しいシステムの設計にあたっては、電気特性推定の指針が重要になると予想される。本論文では、複数の傾斜角、方位角をもつシステムのシミュレーション方法を提案した。このようなシステムで最適な配置を提案するには、シミュレーションが最適である。本稿で提案した方法では、日射量、風向、風速、位置データなどをパラメータとしてあらゆるシステムのI-Vカーブを模擬し、合成することができる。それにより、大規模な設計の指針とでも発電状況が予想でき、より最適な設計の指針と作り得ると考えている。

### 参考文献

- (1) 杉山: 「太陽光発電システムの測定及び評価に関する研究」、修士学位論文、東京農工大学、(1998)
- (2) (財)日本気象協会、「昭和61年太陽光発電システム実用化技術開発管理システム部会」、昭和62年
- (3) (財)日本気象協会、「太陽光発電システム実用化技術開発(研究開発管理システム部会)」, 1994~1996
- (4) 湯川他: 「太陽電池モジュール温度上昇の推定」電気論B, 116巻9号, P1101 平成8年
- (5) 黒川・若松: 「太陽光発電システム設計ガイドブック」, オーク社, (1994)
- (6) 西: 「学校への設置例」, 第15回太陽光発電システムワークショップ予稿集, P7-21, 太陽光発電懇話会, (1998)

# 地域面平均日射の推定による 太陽光発電システムのkW 価値分析

学生員 ○箕輪 純也 (東京農工大学) 会 員 大谷 謙仁 (電子技術総合研究所)  
会 員 津田 泉 (電子技術総合研究所) 会 員 作田 宏一 (電子技術総合研究所)  
会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

**Analysis for power sources value of areally-distributed  
PV systems used on areal solar irradiance estimated.**

Junya MINOWA\*, Kenji OTANI\*\*, Izumi TSUDA\*\*  
Koichi SAKUTA\*\*, and Kosuke KUROKAWA\*,  
\*Tokyo University of Agriculture and Technology  
\*\* Electrotechnical Laboratory  
E-mail: minowa@etl.go.jp

## Abstract

Photovoltaic (PV) systems without battery have been considered to provide unsettled output because of irradiance fluctuation. Therefore, power sources value of PV systems be become aware as low power sources as against conventional power plants. However, areally-distributed PV systems can expect to up power sources. Since the change in the regional total of solar irradiance is tend to be smaller than that in one-point solar irradiance on account of the geographical diversity. In this paper, the estimation method of areal solar irradiance are described. By the estimation method, areal power generating characteristics are estimated. In addition, evaluation for power sources of PV systems is presented.

## 1. はじめに

近年、将来的なエネルギー需要を考える上で CO<sub>2</sub> の排出、エネルギー資源等の問題により太陽光発電システムは、エネルギーシステムとして有望視されている。そのため今後、太陽光発電システムの分散化、高密度が進むことが予想され、系統連系形 PV システムの導入が進むものと思われる。太陽光発電システムの発電電力は気象に依存するため不随意である。そのため、従来その設備価値 (kW 価値) は低いものという認識があり、また発電電力の変動が電力系統に悪影響を及ぼす問題が指摘されている。しかしこのような気象による発電電力の不安定さは、

太陽光発電システムの設置場所の広がりにより平滑化されることが期待できる。この効果を筆者らは均し効果と呼んでいる。均し効果を把握するにあたり、筆者らは日射強度の多点計測を行い、面的な広がりによる日射変動を解析し地域エリアの大きさとシステム台数との関係から日射変動が低減されることを示した<sup>(1)</sup>。そこで本論文では、実際に9地点で計測した日射データをもとに、多数地点の日射を統合した面平均日射の推定を行った。そして推定した面平均日射から地域内の PV システム全体の発電電力を算出し、PV システムの発電特性における最小電力が、個別システムと比べてどの程度向上するかによってkW 価値を評価したので報告する。

## 2. 日射データの計測方法

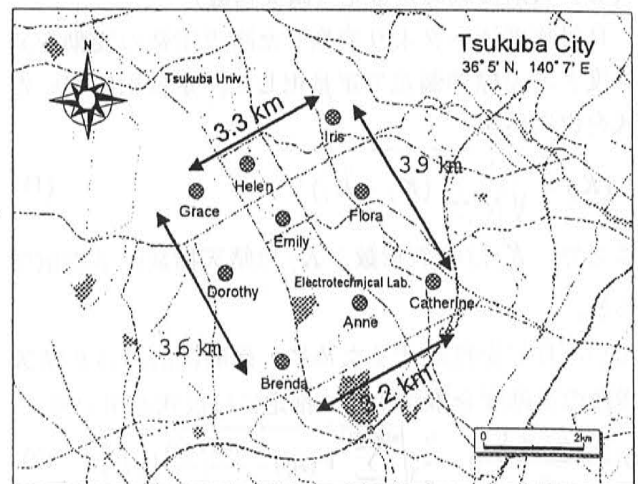


図1. 日射面特性計測装置の分布図

均し効果を含めた PV システムの発電特性の解析を行うための日射データは、茨城県つくば市に合計9カ所に設置した日射面特性計測装置により観測している。この装置の観測端末は計測器として水平面全



天日射計が搭載されている。観測端末で計測されたデータは、自動回収されるとともに全ての端末局の時刻同期が取れるよう時計合わせも行う。日射計は1分毎の水平面全天日射強度を観測している。日射の計測地点の分布図を図1に示す。

### 3. 面平均日射の推定

点日射（個別の日射）と面平均日射（複数地点の平均日射）との違いは均し効果により、短周期の変動が抑制される。さらに変動抑制によってPVシステムのkW値が上昇し、安定した電源として機能する可能性がある。本論文ではそのPVシステムのkW値を評価するために、入力となる面平均日射を算出する。面平均日射を推定するため、まずはその面平均の晴天指数を求める。そして、晴天指数から日射強度に変換する。面平均日射はPVシステムを分散設置して得られる出力を把握できる重要なデータである。以下にその推定法を説明する。

#### 3.1 推定方法

##### (1) 晴天指数

水平面全天日射強度は天候によって変化するばかりでなく、季節による太陽高度の違いによっても変化する。面平均日射の推定には統計処理の方法を考察したので、水平面全天日射強度から時刻や季節のトレンドを除去するため晴天指数を利用した。晴天指数は全天日射強度を大気外水平面日射強度で割った値で、0.8程度の値が快晴を示す。

##### (2) 日射変動の定量化（晴天指数）

日射強度データより変換した晴天指数の変動を変動度と呼ぶ標準偏差で定量化した。定量化に用いた式を次に示す。

$$\sigma(K) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (K_i - \bar{K})^2} \quad (1)$$

ここで、 $K_i$ は晴天指数、 $\bar{K}$ は晴天指数の平均値である。

面平均日射を推定するために、面的に広がった晴天指数の変動度を推定する。推定には次式を用いる。

$$\sigma\left(\frac{K_1 + \dots + K_n}{n}\right) = \frac{2}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^{n(n-1)/2} V(A_i) - \frac{n(n-2)}{4} V(K)} \quad (2)$$

ここで、左辺は面平均晴天指数の標準偏差、 $n$ はシステムの導入台数、 $K$ は個別の晴天指数、 $A_i$ は2地点平均の晴天指数、 $V$ は各データの分散値を示している。右辺の2地点平均晴天指数の分散 $V(A_i)$ は推定によって求める。これは、地点間距離が長くな

ると $V(A_i)$ が減衰していく性質を関数近似により算出できる<sup>(1)</sup>。

##### (3) 推定精度の検証

本論文では時間帯を5分間隔に分割して面平均日射を求めることとした。そこで、5分毎の式(2)の推定精度を検証した。検証には、9地点の日射データにおける晴天指数の変動度と式(2)で推定した変動度を比較し評価した。図2は上述の推定の精度を検証した結果を示す。

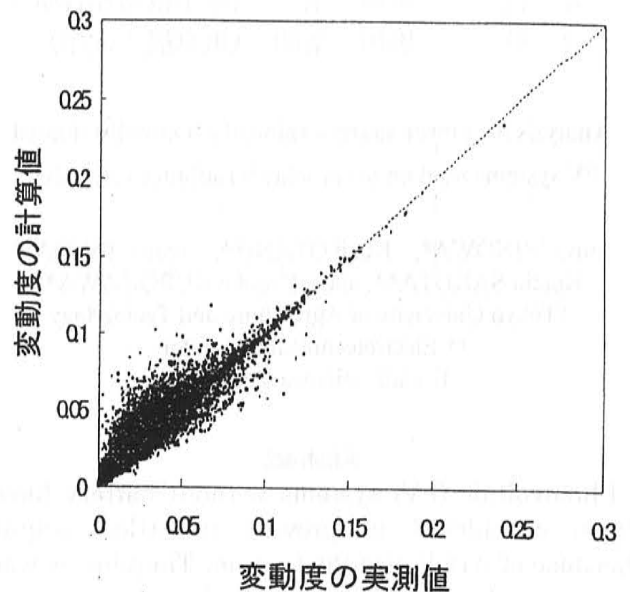


図2. 変動度の実測値と計算値の比較

実測値に対して相関係数が0.96であり、よい当てはまりを示している。従って、面平均晴天指数の変動度の推定が可能であろう。

##### (4) 晴天指数の分布

次に面平均の晴天指数を求めるために、各変動度レベルに応じて晴天指数がどのようなばらつきで分布しているのか解析した。図3は晴天指数の変動度と晴天指数の平均値からの差を散布図として表したものである。平均値からの差は5分毎の区間における最大値（絶対値）を示している。点日射での晴天指数では、ばらつきが大きく、散布図は広範囲に分布しているのがわかる。一方、9地点平均日射の晴天指数では分布の広がりが抑制され、ばらつき具合に一定の傾向が見える。この傾向から、多数地点においても同じような傾向が得られ、より広がりが抑制されることが推測できる。そこで、この散布図を参考に以上のような関係を直線で近似し、多数の地点のときにおけるばらつきの大きさを求める。近似式を次式に示す。



$$Y = 1.5721X \quad (3)$$

ここで、 $Y$  は平均値からの差、 $X$  は変動度である。

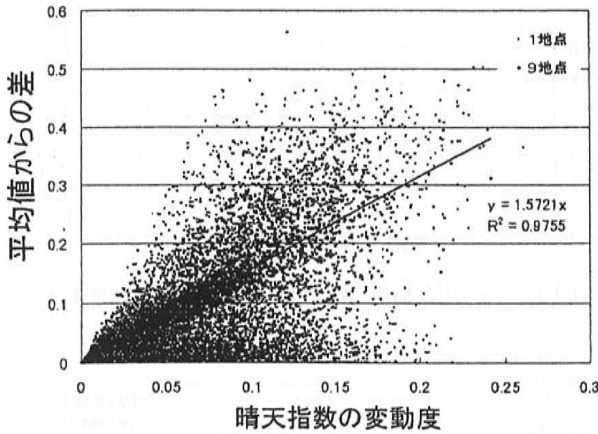


図3. 標準偏差と平均値からの差の散布図

### 3. 2面平均日射の算出

上述の関係により求めた近似式を使い面平均日射の晴天指数を推定する。各時間毎で晴天指数の平均値を求め、平均値からの変動を近似式により算出する。そして推定した晴天指数を面平均日射強度に変換して算出する。推定した面平均日射は、地域に分散して設置されている PV システムの入力となる日射強度である。

図4は実測値による面平均日射(9地点)で図5は推定した面平均日射強度の例を示す。推定値の方は、実測値の方より過小評価となっている。これは、図3より各時間帯での最大な変動幅をプロットしているためである。つまり、以上の推定方法によって求めた面平均日射強度を想定すれば、地域に分散配置された PV システムの kW 価値で、期待できる発電量を求めることができると思う。

### 4. 地域内での PV システム発電量の算出

以上の方法で求めた水平面全天日射強度から PV システムの発電電力を求める。3kW の住宅用 PV システムが対象地域に分布して設置するものと考え PV アレイの方位角と傾斜角は、南向きで傾斜角  $35^\circ$  と設定した。PV システムの発電電力は PV アレイに入射する傾斜面日射に比例することから、面平均の水平面全天日射強度を直散分離により傾斜面日射強度に変換した。このときの直散分離の方法は1分値でのモデルはまだ開発されていないが、拡大解釈して適用した<sup>(2)</sup>。そして、PV システムの総合効率を

と計算

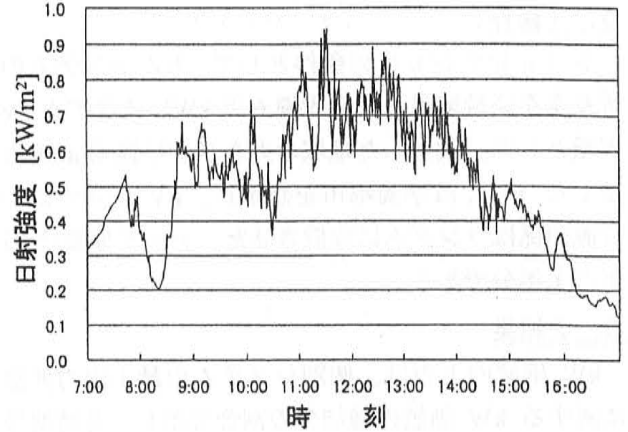


図4. 9地点の平均日射の実測値(97/6/1)

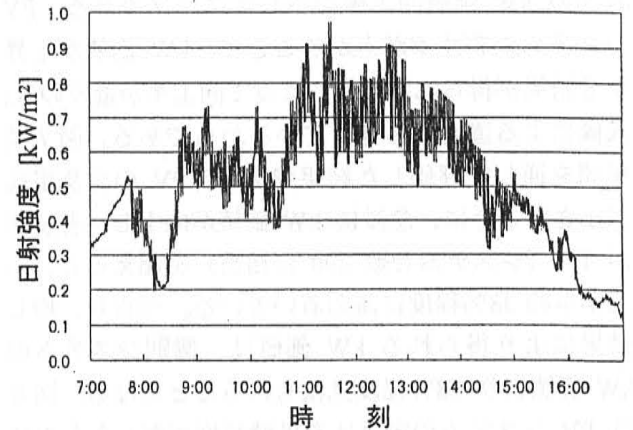


図5. 9地点の平均日射の推定値(97/6/1)

0.75 と仮定し、求めた傾斜面日射強度と PV システムの容量から地域内で総合した PV システムの発電電力を算出する。このときの発電電力は、設置した PV システムの台数に比例させて求めている。

### 5. 均し効果を含めた PV システム kW 価値評価

4節で求めた PV システムの面発電特性を使用し、均し効果による PV システムの kW 価値を検討する。本論文での kW 価値の評価は、PV システムの最小電力が、均し効果によりどの程度の向上が期待できるかを評価とした。その方法として、9:00~15:00 における点日射および面平均日射の晴天指数が最小になる値を検出する。次に、その値を4節のモデルで1日における発電電力曲線に変換する。この電力曲線を PV システムが持つ可能な発電電力とする。そして、個別システムと面的な広がりを考慮した全体からの出力を比較する。日中時の時間帯を用いたのは、PV システムの出力が期待できる、また負荷需要のピークが現れる時間帯であると考えたので、その時間帯を評価対象とした。

## 5. 1 条件

シミュレーションの条件として、PV システムの普及率を系統容量（変電設備 6 万 kW）に対する PV 容量とした。設定した地域の大きさは半径 4km を設定した（つくば学園都市を想定）。PV システムの位置関係はランダムに設置させた。データ期間は 97 年の 1 年分である。

## 5. 2 結果

kW 価値向上率は、個別システムの最小出力曲線に対する kW 価値の増加分の割合で示し、各時間帯での平均値を表示している。結果のグラフは負荷ピーク時間帯の 2 時の値に換算して表示した。図 6 は月別の kW 価値向上率を示したグラフである。PV システムの普及率が上がることで、kW 価値が上昇する結果が得られた。月によって向上率が違うのは、天候による違いに影響しているからである。図 7 は年間を通して評価した結果である。PV の普及規模が小さいときに、急激に kW 価値が向上し、普及率が 1%（システム台数 200 に相当）を超えると、向上率が約 38%程度に落ち着いている。つまり、均し効果により得られる kW 価値は、個別システムの kW 価値より 38%程度見積もれることになる。図 8 は PV システムの容量比を累積頻度で表したものである。容量比は PV の導入容量に対しての最低出力である。普及率に対して累積頻度曲線が上にシフトしており、全体としての容量比が増加する。またこのグラフから最悪の局面（完全な曇天）については最低電力の向上がないが、中程度の日射で数キロのエリアで無相関であれば最低電力の向上が見込めることがわかる。さらにある程度普及した場合にはシステムの容量比は抑えられることがわかる。従って、均し効果における PV システムの kW 価値は、地域に普及することによって見込むことができるが一定量を超えるとその効果は頭打ちになることがわかる。

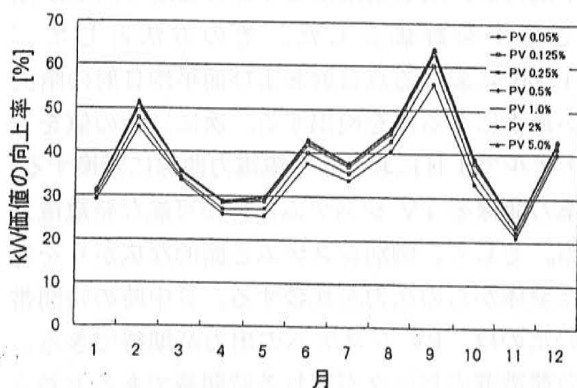


図 6. 月別による評価 (14:00 において)

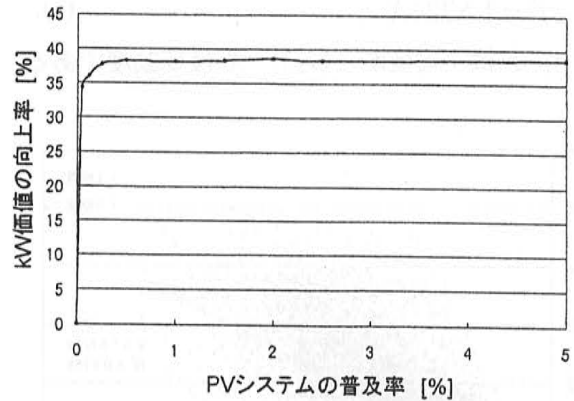


図 7. 年間における評価 (14:00 において)

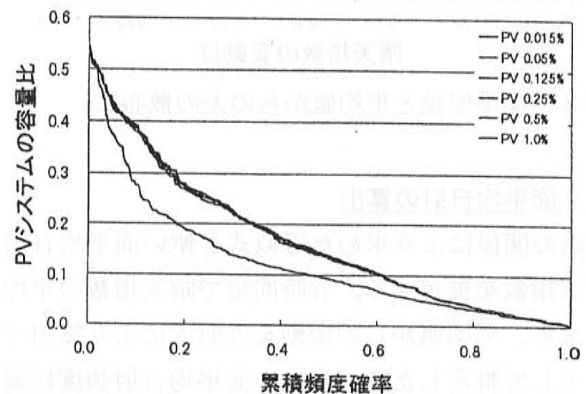


図 8. PV 容量と最低電力の比の累積頻度 (14:00)

## 6. おわりに

特定地域に PV システムの普及率が上がってきた場合に期待できる面発電特性として、PV システムの kW 価値について最低発電電力の観点から検討した。その結果、均し効果による最低発電電力は薄曇りで日射が充分にあるが間欠的に日射変動が伴うときに最小発電電力の向上が見込め、年間平均では個別システムより約 38%増加し一定量の発電量より多く見込むことが期待できることがわかった。

### 参考文献

- 1) 箕輪、大谷、黒川他「地域内における集合日射の変動抑制効果」、平成 9 年日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会、1997
- 2) (財) 日本気象協会「利用システムの設計のための気象データの調査研究」、平成 6 年 3 月
- 3) K. Kurokawa and K. Sugibuti: "Areal Power Generation Characteristics of Areal Distributed PV Systems", 13th EU-PSEC, 1995

# 系統連系型太陽光発電の単独運転シミュレーション —誘導機負荷存在時の検出条件—

学生員 ○ 村上 高德 (東京農工大学)  
 会員 小林 広武 (電力中央研究所)

会員 黒川 浩助 (東京農工大学)  
 会員 滝川 清 (電力中央研究所)

Islanding simulation of the utility interconnected photovoltaic-system (PV)

- Condition to detect islanding with the induction motor load -

Takanori Murakami\*, Kosuke Kurokawa\*,  
 Hiromu Kobayashi\*\* and Kiyoshi Takigawa\*\*

\* Tokyo University of Agriculture and Technology  
 2-24-16 Naka-cho Koganei-city Tokyo, Japan, 184-8588  
 Fax: +81-42-388-7132, E-mail: tmura@cc.tuat.ac.jp

\*\* Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI)

## Abstract

Islanding of the interconnected PV systems affect service and maintenance of the utility distribution lines. It is considered that the islanding is caused by induction motor load. In this paper we analyze the induction motor affect on detection of islanding by using simulation program : Electro-Magnetic Transient Program (EMTP). The result of the simulation shows condition to detect islanding of PV system with the induction motor load.

## 1.はじめに

環境問題への関心が高まり、系統連系型太陽光発電システム(PV)の普及が、コスト低下・国からの補助等の影響により住宅を中心に進んでいる。連系型のPVは、ガイドライン示されるように系統が停止した場合に、系統の保護・保安などに影響を及ぼさないために直ちに停止することが要求される。通常、PVのインバータの出力は系統の電圧を監視しながら制御され、系統が停止すると出力されない。しかしながら、PVが単独運転をする可能性は存在し、その大きな原因の一つとして回生負荷である誘導機負荷が考えられる。しかしながら、同負荷の単独運転防止機能に及ぼす影響については詳細には解析されていない。

そこで本研究では、EMTPを用いて誘導機負荷の存在する配電系統を対象にPVシステムの単独運転についての動特性シミュレーションを行った。本報告では、PVと系統の有効・無効電力バランス、誘導機の主要なパラメータである慣性モーメント ( $I$ : inertia) を変化させ配電線電圧・周波数の変化特性を求め、それぞれの単独運転発生条件につい

て評価した。また、現在PVのインバータに搭載されている単独運転防止能動方式である周波数シフト方式についてもシミュレーションを行い誘導機負荷存在時の同方式への影響についても検討した。

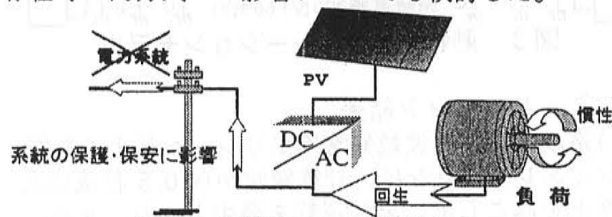


図1. 誘導機による単独運転

## 2. 誘導機モデル

シミュレーションにおける誘導機は、ユニバーサルマシンのタイプ4の三相誘導機である。機器定数は表1に示す。また、この誘導機の機械系モデルを図2に示す。図に示されるように機械量を電気量に置き換えて電気回路としてモデルしている<sup>(1)</sup>。

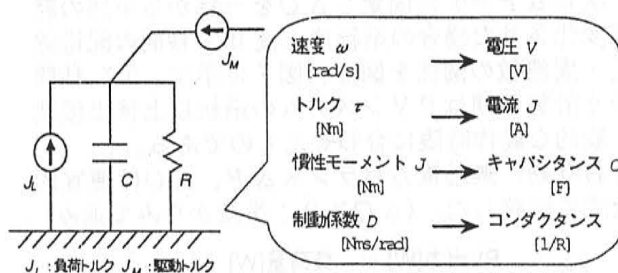


図2 機械系モデル

表1 三相誘導機モデル定数

容量 [kW]	1.46
定格周波数 [Hz]	60
定格電圧 [V]	200
極数	4
滑り [%]	2
制動係数 [Nms/rad]	0.25
$R_s$ [ $\Omega$ ]	2.0306
$R_r$ [ $\Omega$ ]	1.6749
$X_s$ [H]	0.1703
$X_r$ [H]	0.1695
$X_m$ [H]	0.1646

### 3. 動特性シミュレーションモデル

誘導機負荷による連系型PVシステムモデルの単独運転特性を解析するためのモデルを図3に示す。PVのインバータは系統連系ガイドラインで推奨されている電圧型電流制御方式とした。この方式は常時系統の電圧を監視し、インバータの出力電流の周波数、位相が系統電圧に一致するようにスイッチングし出力する方式である<sup>(2)</sup>。この系統連系型2kW級PVを三相誘導電動機の各相に1台ずつ接続した。また各相に接続した抵抗RとコンデンサCは、それぞれ系統と有効・無効電力をバランスさせるための抵抗負荷と力率改善用コンデンサである<sup>(3)</sup>。

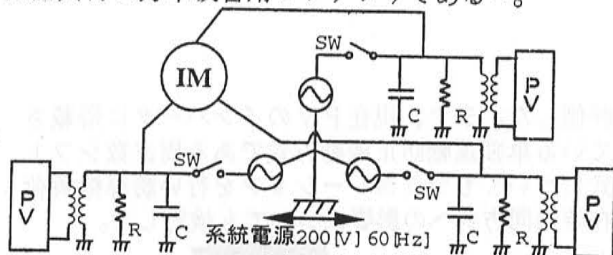


図3 動特性シミュレーションモデル

### 4. シミュレーション結果

(1) 系統電圧、周波数異常検出リレーへ与える影響  
シミュレーションは、計算開始から0.5秒後に系統停止を起こして、単独運転を発生させた。また、誘導機の運転状態は、周波数、電圧が変動しにくい状態として無負荷状態とした。 $\Delta P=0$   $\Delta Q=0$ となる系統とPVの完全バランス状態のR、Cの値は $R=5.78\Omega$ 、 $C=115.1\mu F$  (576.5VA)である。 $\Delta Q=0$ に固定し $\Delta P$ を-10%から+10%の範囲で変化させた場合の $I=0.01$ 、0.1、1.0Nmの3ケースにおける系統停止後0.5秒間の配電線電圧・周波数の平均値と系統基準電圧・周波数との関係を図4、図5に示す。次に $\Delta P=0$ に固定し $\Delta Q$ を-1%から+1%の範囲で変化させた場合の系統停止後0.5秒間の配電線電圧・周波数の関係を図6、図7に示す。0.5秒間という計算時間はPVシステムの系統以上検出機能の一般的な動作時限に合わせたものである。

なお有効、無効電力バランス $\Delta P$ 、 $\Delta Q$ は便宜的に次式で定義した。(  $\Delta Q > 0$  : 系統からみて進み )

$$\Delta P = \frac{\text{PV出力[W]} - \text{負荷量[W]}}{\text{PV出力[W]}} \times 100\%$$

$$\Delta Q = \frac{\text{遮断器SWにおける無効電力[VA]}}{\text{PV出力[VA]}} \times 100\%$$

図4、図5より配電線電圧は $\Delta P$ が大きくなるほど上昇することがわかる。また慣性モーメントが大きいほど $\Delta P > 0$ の領域ではその上昇の程度が大きくなる傾向となる。周波数は、 $\Delta P > 0$ の領域では、慣性モーメントが大きいほど、周波数低下の程度が大きくなり、 $\Delta P < 0$ の領域では、逆に慣性モーメントが小さいほど周波数低下の程度が大きくなる傾向となる。

図6、図7より電圧は $\Delta Q$ が進み方向に大きいほど上昇し、遅れになるほど低下する。周波数は、 $\Delta$

$Q$ が進み方向に大きくなるほど低下し、遅れになるほど上昇する傾向で、慣性モーメントが大きいほど、この度合いは大きくなる。

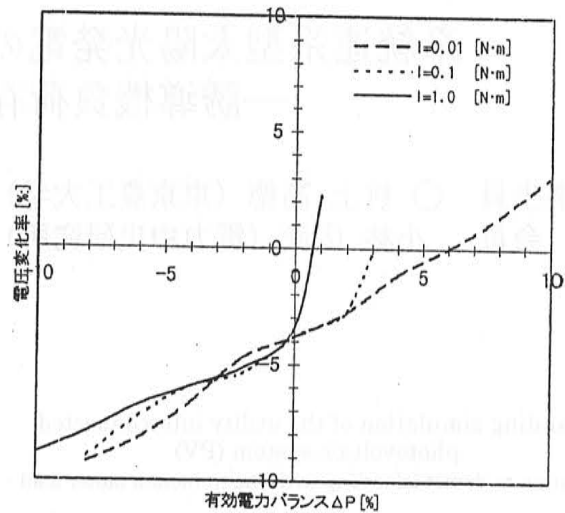


図4 有効電力バランス変化時の配電線電圧変化率 (系統停止後0.5秒間の平均値)

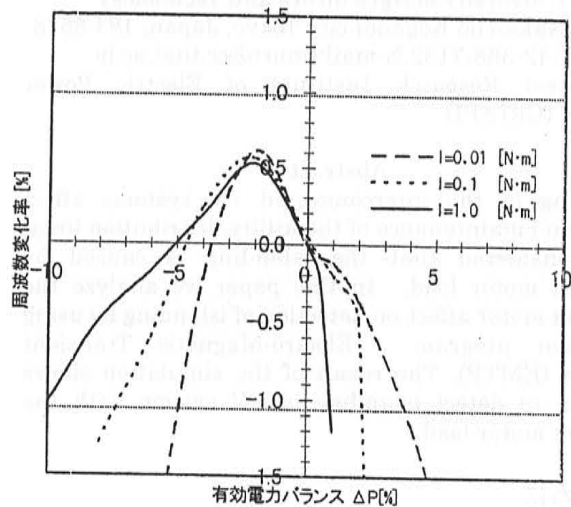


図5 有効電力バランスに変化時の配電線周波数変化率 (系統停止後0.5秒間の平均値)

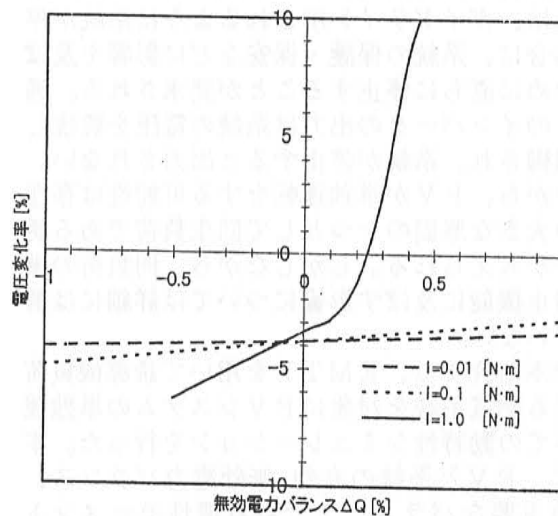


図6 無効電力バランス変化時の配電線電圧変動率 (系統停止後0.5秒間の平均値)



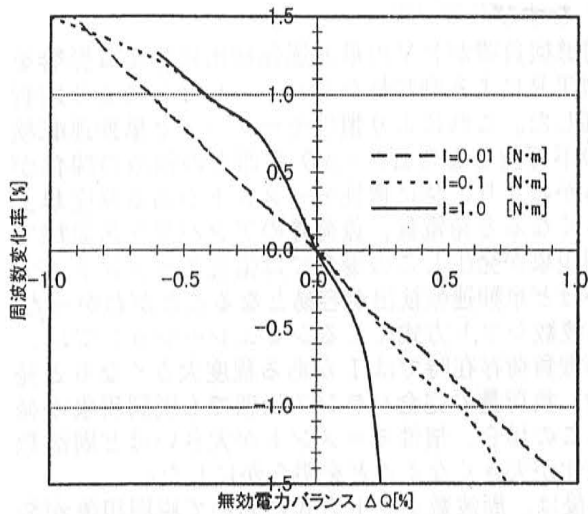


図7 無効電力バランス変化時の配電線周波数変化率 (系統停止後 0.5 秒間の平均値)

系統連係ガイドラインを参照して系統電圧異常リレーの検出範囲を±10%以上、異常周波数リレーの検出範囲を±1%以上に設定した<sup>(4)</sup>。これによりシミュレーション結果から、リレーによる検出不可能領域は、図8のようになった。この図より、慣性モーメントが大きいほど領域が狭くなっている傾向が見られる。特に $\Delta P > 0$ の領域は、ほぼ検出可能である。また $\Delta Q$ の変動では±0.5%以内と非常に狭い。この理由は、単独運転になると $\Delta P$ 、 $\Delta Q$ のバランス変化により電気回路としては、ある周波数安定点に向かうのに対して誘導機側は慣性により系統周波数で回り続けようとするため最終的に脱調現象が起きるためと考えられる。

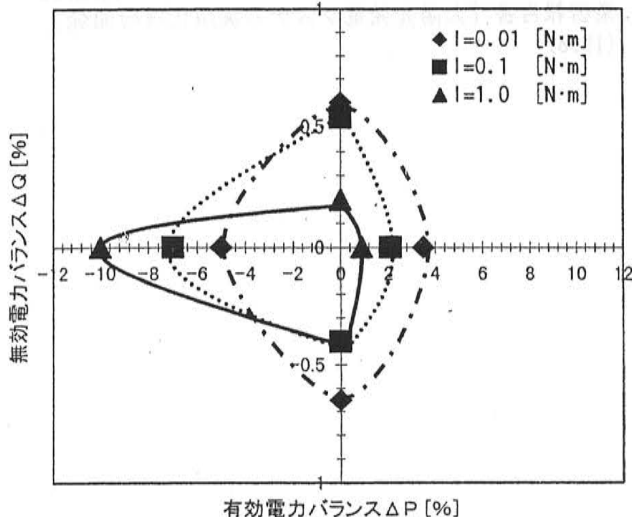


図8 単独運転不検出領域 (各境界の内側)

### (2) 周波数シフト方式への影響

周波数シフト方式とは現在多くのPVのインバータに搭載されている単独運転防止のための能動方式である。基本的には図9に示すように単独運転時に配電線周波数が基準周波数から逸脱するように常時半周期単位でインバータの出力電流の位相を遅れ、または進み方向に変化させるものである。

また、さらに効果を高めるために一般的に周波数が基準周波数から逸脱すると正のフィードバックにより、基準周波数からの差分が増大するようにし、最終的には周波数異常で停止させている。

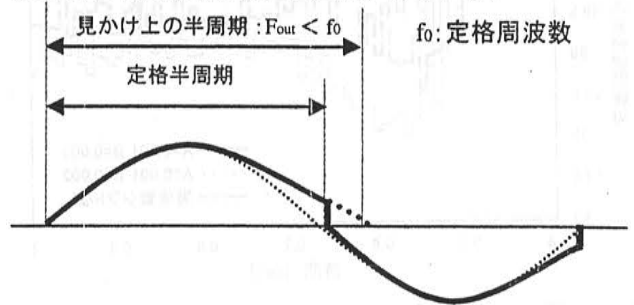


図9 周波数シフト方式の例

シミュレーションでの制御方法は、基本的に次の(1)式から(3)式のように系統電圧 $V_{in}$ から時間に対して位相を変化させてインバータ出力 $V_{out}$ とした。(3)式の定数Aは定常時の位相変位量で、定数Bは単独運転時の正のフィードバックに対する係数(1/Hz)である<sup>(5)</sup>。

$$V_{in}(t) = V_0 \cos(\omega_0 t) \quad (1)$$

$$V_{out}(t) = V_0 \exp[j\{\omega_0 t + \text{ph}(t)\}] \quad (2)$$

$$\text{ph}(t) = \omega_0 t \{A + B(f_0 - f)\} \quad (3)$$

$f_0$ : 基準周波数  $f$ : 実際の周波数

以上のモデルを用いてPVのインバータに単独運転防止方式である周波数シフト方式の機能を搭載した場合における、誘導機負荷存在時の単独運転シミュレーションを行った。シミュレーションは、3.と同様の配電線モデルで $\Delta P$ 、 $\Delta Q$ の完全バランス状態で行い(3)式の定数A、Bを変化させて評価した。また誘導機の運転状態は無負荷とした。

図10、図11は $I=0.01\text{Nm}$ の時のシミュレーション結果である。定数A、Bとも0.002以上で単独運転検出(周波数が1%以上変化)が可能であることがわかる。図12、図13は、 $I=0.1\text{Nm}$ 、 $1.0\text{Nm}$ の結果である。これらはIが大きくこのため前述した脱調現象が生じたケースである。各図に示されるように図10、図11と比較して周波数の変化が大きく検出は容易となることが明らかとなった。

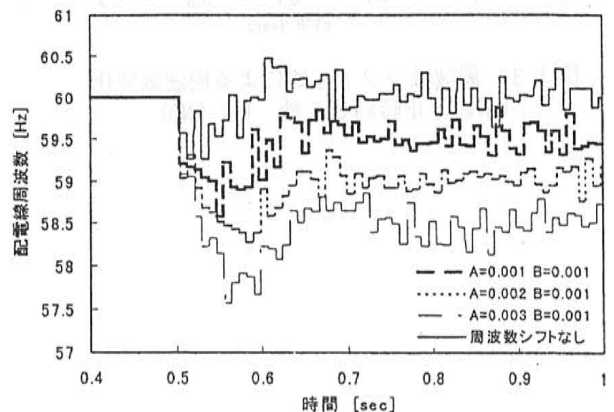


図10 周波数シフト方式定数Aを変化させた場合の結果 (系統停止時刻 0.5 秒  $I=0.01\text{Nm}$ )

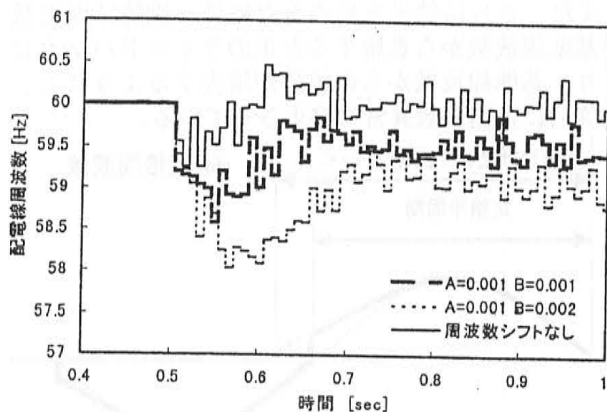


図 1 1 周波数シフト方式定数 B を変化させた場合の結果  
(系統停止時刻 0.5 秒  $I=0.01\text{Nm}$ )

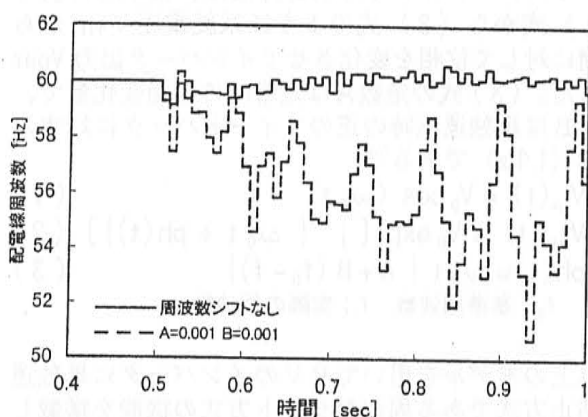


図 1 2 周波数シフト方式による周波数変化  
(系統停止時刻 0.5 秒  $I=0.1\text{Nm}$ )

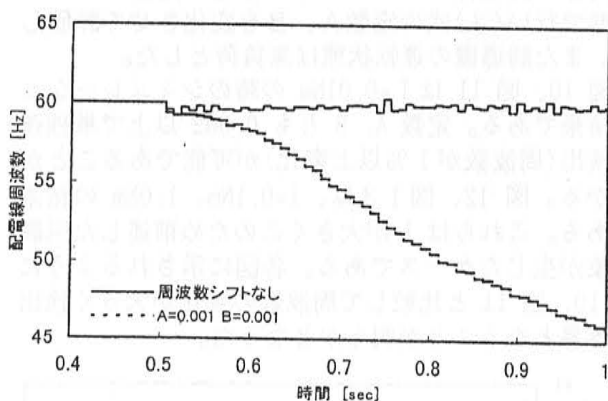


図 1 3 周波数シフト方式による周波数変化  
(系統停止時刻 0.5 秒  $I=1.0\text{Nm}$ )

## 5. むすび

誘導機負荷が PV の単独運転検出に与える影響を EMT P による動特性シミュレーションにより解析評価した。これにより慣性モーメントと単独運転検出の不可能となる  $\Delta P - \Delta Q$  平面上の領域の関係が明らかになり、特に慣性モーメントがある程度以上大きくなると発電量、負荷量のアンバランス領域で脱調現象が発生しこの場合では慣性モーメントが大きいほど単独運転検出が容易となることがわかった。

周波数シフト方式によるシミュレーションでは、誘導機負荷存在時では  $I$  がある程度大きくなると発電量、負荷量の完全バランス状態でも脱調現象が発生しこの場合、慣性モーメントが大きいほど周波数の変化が大きくなることを明らかにした。

今後は、周波数シフト方式において脱調現象が発生しない慣性モーメント範囲における慣性モーメントと周波数変化率の関係及び、PV と誘導機負荷の容量比に対する単独運転への影響を検討する予定である。

## 参考文献

- (1) 平成 3 年電力中央研究所研究調査資料「EMT P による回転機の模擬手法」(1992)
- (2) 小林他：電気学会論文誌 B, No. 117-B, No. 1, pp114-121(1997)
- (3) 村上他：「系統連系型太陽光発電の動特性シミュレーション」、平成 10 年電気学会 B 部門大会 No. 234 pp472-473(1998)
- (4) 資源エネルギー庁：「系統連系技術要件ガイドライン解説書」(1997)
- (5) 平成 9 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務報告書「太陽光発電システム実用化技術開発」(1998)

# 独立形太陽光発電システムのシミュレーション

学生員 ○ 川口 博嗣 (東京農工大学)  
会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)  
会 員 山田 隆夫 (日本品質保証機構)

会 員 津田 泉 (電子技術総合研究所)  
会 員 作田 宏一 (電子技術総合研究所)

## Simulation of Stand Alone PV System

Hiroshi KAWAGUCHI\*, Izumi TUDA\*\*, Kosuke KUROKAWA\*,  
Kouichi SAKUTA\*\*, Takao Yamada\*\*\*

\* Tokyo University of Agriculture and Technology

\*\* Electrotechnical Laboratory

\*\*\*JQA Quality Assurance Organization

### Abstract

Simulation of PV systems is necessary for describing the system capacity and check of the operation mode. In order to improve simulation accuracy, PV array must represent real condition. In this paper, it is clear from comparison the simulation results and the experimental results of JQA Solar Techno Center that the simulation program is suitable under the count of wiring resistance and the deflection of PV parameters.

### 1. はじめに

エネルギーや環境の問題が深刻になるに連れて、無尽蔵でクリーンなエネルギー源である太陽エネルギーの普及が期待される。特に、発展途上国や離島などでは発電所を含めた電力網の整備を考えると、需要規模が小さい場合には貯蔵システムのある独立形の太陽光発電(PV)システムが普及すると考えられる。このシステムを設計する上で、シミュレーションはシステム規模や運用モードを決定するために重要な役割を果たす。シミュレーションがシステムを正確に表せなければ、容量を適切にすることができなくなり、実際の運転に大きく影響する。

そこで、本研究では、(財)日本品質保証機構(JQA)の浜松ソーラーテクノセンターに設置されている鉛蓄電池付き独立形PVシステムの実測データとシミュレーションした結果を比較し、シミュレーションの妥当性を実用的なセルパラメータを用いて明らかにした。

### 2. シミュレーションの構成

#### 2.1 独立形システムの構成

シミュレーションの対象にした独立形システムは、図1に示すように太陽電池アレイ出力に逆流防止ダイオードを介して鉛蓄電池が接続され、それらの直流出力がインバータを介して交流負荷に供給されるシステムである。

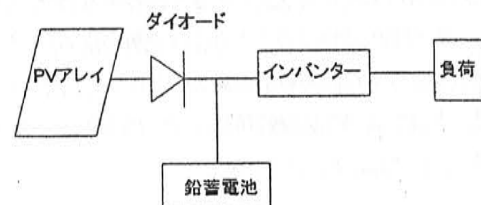


図1. システム構造図

太陽電池の出力はダイオードを介して鉛蓄電池に接続される。そのため、アレイの動作電圧は鉛蓄電池の充電状態によってほぼ一意的に決まる。蓄電装置は発電電力の安定化には必要であり、今回の実験とシミュレーションにおいてはコストが安く技術的に確立している鉛蓄電池を用いた。シミュレーションにおける太陽電池モジュール、鉛蓄電池及びインバータは、JQAの浜松ソーラーテクノセンターに設置されているNO.5システムに使用しているものをモデルとして用いた。

#### 2.2 シミュレーションプログラム

##### (1) シミュレーション構成

本研究のシミュレーションでは、蓄電池を有する独立形システムをモデルにしており、蓄電池の充電状態はシステムの運用に大きく影響する。充電状態は蓄電池への入出力の履歴により決まるので、システム評価のために時系列のシミュレーションを必要とする。実測データが1分であることからシミュレーションは1分間を単位時間として太陽電池アレイ、蓄電池及び負荷の電圧電流特性をはさみうち法により決定する。

(2) 太陽電池モデル

太陽電池モデルは、(1)式に示す並列抵抗を考慮したモデルを用いた [1]。

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s I}{nkT_c} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad \dots (1)$$

- $I_s$  : 太陽電池セル電流 [ A ]
- $V$  : 太陽電池の電圧 [ V ]
- $R_s$  : 太陽電池の直列抵抗 [  $\Omega$  ]
- $R_{sh}$  : 太陽電池並列抵抗 [  $\Omega$  ]
- $I_{ph}$  : 光誘起電流 [ A ]
- $I_0$  : ダイオード飽和電流 [ A ]
- $T_c$  : 太陽電池セル温度 [ K ]
- $q$  : 電子の電荷量 (=1.6\*10<sup>-19</sup>) [ C ]
- $k$  : ボルツマン定数 (=1.38\*10<sup>-19</sup>) [ J/K ]
- $n$  : ダイオード定数 (=1.0)

太陽電池特性は太陽電池温度に大きく影響するので、温度変化も考慮して実際の特性に合うように各定数を定めた [2]。なお、各定数の温度依存性を最小自乗法により  $I_{ph}$  については1次近似式、 $I_0$  については指数近似式、 $R_s$  及び  $R_{sh}$  については2次近似式として導き出されている。

$$I_{ph} = I_{ph0} \left\{ 1 + H_t (T_c - T_{c0}) \right\} \frac{\Phi}{\Phi_0} \quad \dots (2)$$

$$I_0 = I_{00} \left\{ \exp A (T_c - T_{c0}) \right\} \quad \dots (3)$$

$$R_s = R_{s0} \left\{ 1 + B_1 (T_c - T_{c0}) + B_2 (T_c - T_{c0})^2 \right\} \quad \dots (4)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + C_1 (T_c - T_{c0}) - C_2 (T_c - T_{c0})^2} \quad \dots (5)$$

- $I_{ph0}$  : 標準状態における光誘起電流 [ A ]
- $I_{00}$  : 標準状態における飽和電流 [ A ]
- $R_{s0}$  : 標準状態におけるのモジュールの直列抵抗 [  $\Omega$  ]
- $R_{sh0}$  : 標準状態における太陽電池並列抵抗 [  $\Omega$  ]
- $\Phi$  : 日射強度 [ W/m<sup>2</sup> ]
- $\Phi_0$  : 標準状態における日射強度 (= 1.00\*10<sup>9</sup>) [ W/m<sup>2</sup> ]
- $T_{c0}$  : 標準状態太陽電池セル温度 (= 298.15) [ K ]
- $H_t$  : 温度変化比例定数 (= 7.97\*10<sup>-4</sup>) [ K<sup>-1</sup> ]
- $A$  : 定数 (= 1.41\*10<sup>-1</sup>)
- $B$  : 直列抵抗温度係数 ( $B_1 = 3.41*10^{-3}$ ,  $B_2 = 2.53*10^{-5}$ )
- $C$  : 並列抵抗温度係数 ( $C_1 = 4.45*10^{-2}$ ,  $C_2 = 8.06*10^{-4}$ )

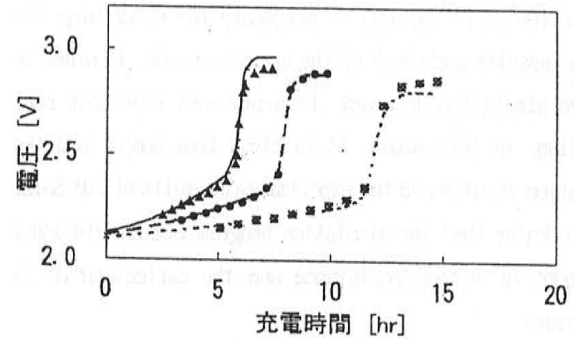
ここで、標準状態は、A.M.1.5、1kW/m<sup>2</sup>、T=25°Cである。各モジュール間のばらつきはないものと解析し、太陽電池セル温度は実際に測定されたものを用いた。標準状態における値は表1に示す値を用いた。

表1. 標準状態でのPVモジュールの特性

$I_{ph0}$ (A)	$I_{00}$ (A)	$R_{s0}$ ( $\Omega$ )	$R_{sh0}$ ( $\Omega$ )
2.929	$2.666 \times 10^{-8}$	0.572	1745.5

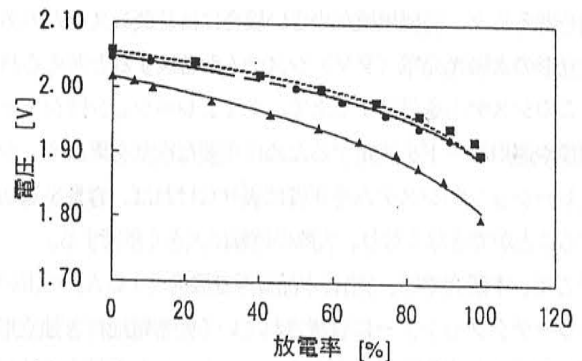
(3) 鉛蓄電池モデル

鉛蓄電池の充電時の特性と放電時の特性は一致しない。また、起電力や内部抵抗は充電状態によって変化し、特に充電状態が高いときには、充電電流による水の電気分解によって電圧が異常に上昇する。今回のシミュレーションにおいては、鉛蓄電池の端子電圧に影響を与える充電電流、充電状態の特性を指数関数の組み合わせで近似したモデルを用いた [3]。なお、電解液温度に関しては、標準状態である 25°Cを用いた。図2は充電特性を示し、図3は放電特性を示している [4]。図2及び図3から分かるように、実測値とシミュレーション値の誤差は充電末期において最大で3%であることからほぼ一致している。



▲ 実測値(0.163C) ● 実測値(0.122C) ■ 実測値(0.083C)  
— 計算値(0.163C) - - - 計算値(0.122C) - - - 計算値(0.083C)

図2. 充電電圧特性 ( 25°C )



▲ 実測値(0.1C) ● 実測値(0.03C) ■ 実測値(0.013C)  
— 計算値(0.1C) - - - 計算値(0.03C) - - - 計算値(0.013C)

図3. 放電電圧特性 ( 25°C )



#### (4) インバータモデル

インバータの特性は無負荷損失と入力側電流損失および出力側電流損失の関係をモデルにして、力率及び負荷の2次近似式で近似したものを用いた。

#### (5) 負荷データ

負荷データは、JQAの浜松テクノセンターでの実測データを用いた。

#### (6) 気象データ

日射データは、浜松のソーラーテクノセンターにおける実測データをもとに欠測分を浜松気象観測所のデータで補正した1年にわたる1分データを用いた。今回のシミュレーションでは、傾斜面日射量、外気温データを用いた。

### 3. 実験結果と比較

太陽光発電システムの設計において、太陽電池アレイや蓄電池などの容量はシミュレーション結果をもとに決定する。そのため、シミュレーションの精度が重要な問題になってくる。シミュレーションの妥当性は、実際の運転データと比較して確認する。そこで、浜松のソーラーテクノセンターに内に設置されている設計パラメータ決定用の実験設備で、独立形PVシステム用に設置されているシステムを対象として比較検討した。このシステムの仕様を表2に示す。

表2. ソーラーテクノセンターNo. 5システム仕様

分類	項目	仕様
アレイ	容量	9.72 kW
	モジュール直列数	19
	モジュール並列数	12
鉛蓄電池	銘板容量	420Ah
	直列セル数	125
インバータ	出力	14.4kW
	定格効率	93%

図4は、1992年4月1日での実験値と表1で与えられた値を用いたシミュレーションの1分単位での比較結果である。この日は12時頃に日射の変動が見られるが、それ以外はほぼ快晴である。

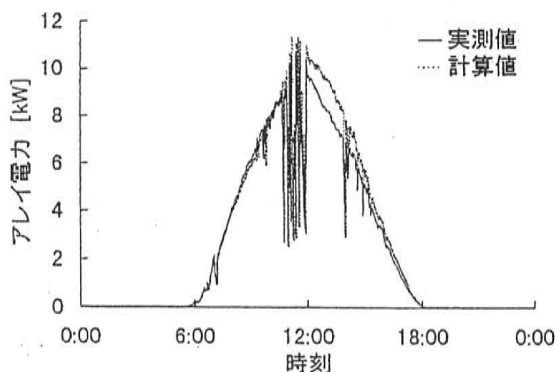


図4. アレイ出力電力特性

アレイ出力は、図4に示すようにシミュレーション結果が実測データに対して大きい。1日のエネルギー積算では8%の誤差が生じている。この要因として2つのことが考えられる。1つは、アレイ特性を均一のセルから構成されていると考えたからである。もう1つは、実際のアレイ特性では、配線の抵抗や汚れによる損失効果を考えなくてはならないからである。そこで、今回はこれらの損失を考慮して、解析を行った。

### 4. セル特性の影響

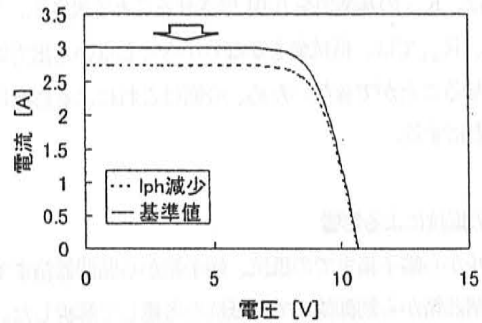


図5. 光誘起電流による影響

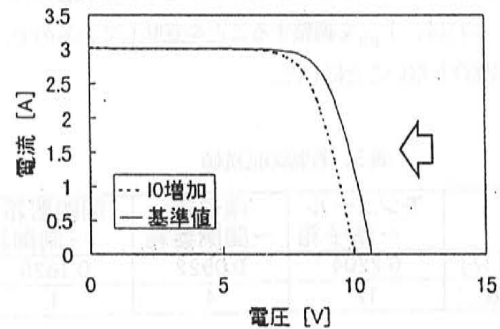


図6. 飽和電流による影響

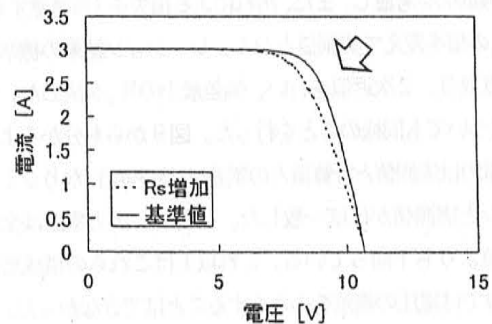


図7. 直列抵抗による影響

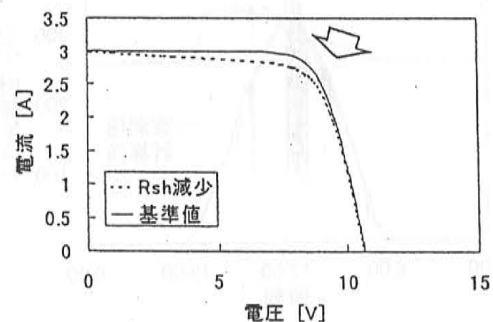


図8. 並列抵抗による影響

図5から図8は、光誘起電流 ( $I_{ph}$ )、飽和電流 ( $I_0$ )、直列抵抗 ( $R_s$ )、並列抵抗 ( $R_{sh}$ ) の4個の構成要素が太陽電池セル出力特性に与える影響を示す。アレイ出力電力は計算値が実測値よりも8%高い。そこで、それぞれにおいてアレイ出力電力を8%低下させるような値を用いた。基準値として表1の値を用いた。

図5では、 $I_{ph}$ の基準値を0.92倍させることでアレイ出力を8%低下させることができる。図6では、 $I_0$ の基準値を4倍させることで表せる。図7では、 $R_s$ の基準値を1.8倍することで、また、図8では、 $R_{sh}$ の基準値を0.04倍させることで表せる。このことから、 $R_{sh}$ では、抵抗値をかなり小さくしないと出力電力を低下させることができないため、今回はこれによる影響は考えないことにする。

### 5. 配線等の抵抗による影響

モジュールから端子箱までの抵抗、端子箱から開閉器箱までの抵抗、開閉器箱から制御盤までの抵抗を考慮して解析した。それぞれの抵抗値と並列数を表2に示す。また、アレイ面の汚れは汚れ補正係数から出力電力を99%にすることが報告されている [5]。これは、 $I_{ph}$ を調整することを意味しているので、これ以上は操作しないことにした。

表3. 配線の抵抗値

	モジュール ～端子箱	端子箱 ～開閉器箱	開閉器箱 ～制御箱
抵抗値[Ω]	0.2204	0.0522	0.1835
並列数	12	4	1

### 6. 補正結果

前の配線抵抗を考慮し、また、汚れによる損失を1%考慮する。次に、 $R_s$ の値を変えて実測値とシミュレーション結果の標準偏差を10点取り、2次近似を行い、偏差最小の $R_s$ を決めた。また、 $I_0$ についても同様のことを行った。図9からも分かるように、出力電力は実測値と計算値との誤差は2%程度になりシミュレーションと実測値がほぼ一致した。しかし、出力電圧は全体的に実測値よりも下回っている。これ以上はこれらの構成要素の操作だけでは電圧の誤差を小さくすることはできなかった。

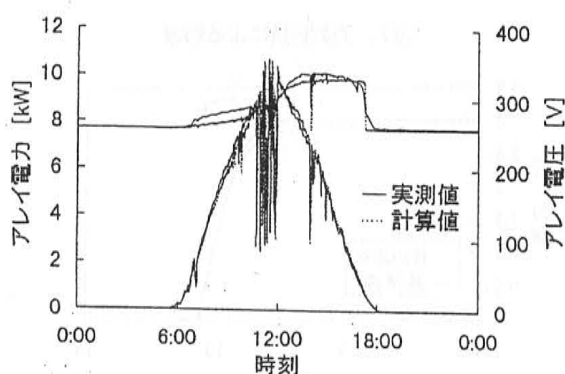


図9. アレイ電力・電圧特性

シミュレーションで出力電圧に誤差が生じる場所は、全体的に3つ考えられる。1つは午前の部分であるが、実際には外気温が12°Cから18°Cであるため、25°Cで設定している鉛蓄電池の電解液温度による影響が考えられる。鉛蓄電池の温度が低いと化学反応性が低くなることにより、鉛蓄電池の内部抵抗が大きくなる。そのため、充電電圧が上がり、結果としては、シミュレーション値が低くなる。次に、午後の部分では、鉛蓄電池のシミュレーション結果と実測値の誤差により生じていると考えられる。最後に、18時ぐらいに充放電の切り替えが生じる場所があり、実際には鉛蓄電池の内部抵抗が緩やかに変化している。しかし、シミュレーションではこの値が瞬時に変化すると考えられる。つまり、18時近辺の変化を除くと、鉛蓄電池の温度特性を考慮すると出力電圧特性は一致すると考えられる。

### 7. 終わりに

アレイ出力電力を実際の運転データと比較した。出力電力はほぼ一致したと言えるが、アレイ出力電圧は蓄電池の温度特性による影響が大きいと考えられる。今後は、蓄電池の温度特性を考慮して解析を行う予定である。

### [参考文献]

- [1] 太陽光発電システム設計ガイドブック、P. 55、オーム社、1994
- [2] 平成4年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書「システム評価技術の研究開発」、P. 166-168、1993
- [3] 太陽光発電システム設計ガイドブック、P. 57、オーム社、1994
- [4] JIS C 8971 太陽光発電用鉛蓄電池の残量容量の測定方法
- [5] 太陽光発電システム設計ガイドブック、P. 90、オーム社、1994

## 汚れ補正係数 $K_{PDS}$ による太陽電池モジュールの汚れ評価

会員 ○ 中村洋之 ((財) 日本品質保証機構)  
会員 作田宏一 (電子技術総合研究所)

会員 杉浦忠敏 ((財) 日本品質保証機構)  
会員 黒川浩助 (東京農工大学)

Evaluation of Losses by Dirt on PV Module surface

Hiroyuki NAKAMURA\*, Tadatoshi SUGIURA\*  
Koichi SAKUTA\*\* and Kosuke KUROKAWA\*\*\*

Japan Quality Assurance Organization / JQA  
Solar Techno Center\*  
Electrotechnical Laboratory\*\*  
Tokyo University of Agriculture and Technology\*\*\*

### Abstract

In this paper, Dirt factor  $K_{PDS}$  is estimated by outdoor exposure testing at different environments. Experiments for dirt evaluation were carried out at a few point in Japan. As a result, PV module output was approximately reduced 1.0%~2.2%. By collected data, The relationship between dirt factor  $K_{PDS}$  and rainfall was almost analyzed.

### 1.はじめに

太陽光発電システムの構成要素である太陽電池モジュールの出力は、日射強度・太陽光スペクトル・太陽電池温度・太陽電池表面の汚れ等様々な要因によって変化する。また、このような太陽電池出力低減要因は、太陽電池モジュールの周囲条件(モジュール設置方位・傾斜角、季節・天候・時間)によって時々刻々と変化する。

種々の太陽電池出力低減要因の中から、実使用条件下(屋外自然暴露)での、太陽電池表面の汚れによる太陽電池モジュール出力の低下がどの程度であるか汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を用いて評価するため、汚れ評価試験装置を JQAソーラーテクノセンター(静岡県浜松市)に設置し、継続して得られた1年間のデータより、汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を算出した結果、0.990となった。

本報告では、当センター以外での汚れの地域性(性状)を考慮するため、小型の汚れ評価試験装置を製作し、汚染状況が悪いと推定される関東地区(東京都品川区)及び関西地区(大阪府東大阪市)の2箇所に装置を設置し、通年を通し継続的にデータの収集を行った。その収集データより、

汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を算定し、汚れ補正係数と雨量の関係について考察を行った。

## 2. 太陽電池モジュール汚れ評価試験

### 2.1 汚れ評価試験装置設置場所

- ・東京都品川区東大井(以下、関東地区とする。) JQA南関東試験センター屋上(地上高 約9.0m) 京浜工業地帯の交通量の多い幹線道路沿いに隣接し、自動車による排ガスの影響が予想される。
- ・大阪府東大阪市水走(以下、関西地区とする。) JQA関西試験センター屋上(地上高 約16.3m) 阪神工業地帯の中にあり、ゴミ焼却場が近接した生駒山の麓に位置し、大気のおよみが発生しやすい場所である。

### 2.2 汚れ評価試験装置

汚れ評価試験装置の外観を写真1に、システム構成を図1に示す。



写真1 汚れ評価試験装置外観

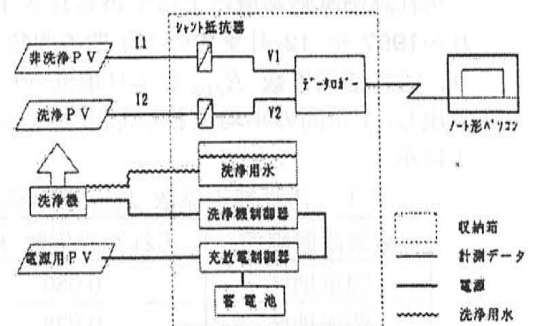


図1 汚れ評価試験装置システム構成図

汚れ評価試験装置の運転は、洗浄モジュールと非洗浄モジュールの短絡電流  $I_{sc}$  を10分間隔で測定し、洗浄モジュールは毎日午前4時に2回、流水とブラシで洗浄される。洗浄・非洗浄モジュールの設置方位角は2箇所とも真南向き、傾斜角は  $30^\circ$  である。

### 2.3 汚れ補正係数 $K_{PDS}$ の算出方法

汚れ補正係数  $K_{PDS}$  は、洗浄モジュールの短絡電流の和に対する非洗浄モジュールの和の比(非洗浄/洗浄)として表す。これを初期値の比(非洗浄/洗浄)で規格化した値が汚れ補正係数  $K_{PDS}$  となる。

$$K_{PDS} = \frac{\text{非洗浄モジュールの} \sum I_{sc2}}{\text{洗浄モジュールの} \sum I_{sc1}} \div \frac{\text{非洗浄モジュールの} I_{sc20}}{\text{洗浄モジュールの} I_{sc10}}$$

ここで、 $I_{sc10}$ 、 $I_{sc20}$  は試験開始前の初期値(ソーラシミュレータにより測定した標準状態における  $I_{sc}$ ) を示す。

太陽電池モジュールの汚れ評価(汚れ補正係数)は、本来エネルギー的に評価すべきで、モジュールの出力電力( $P_{max}$ )を利用して算出するのが妥当である。しかし、 $P_{max}$  を利用した評価では温度変化による電圧変動の影響を受け、汚れ以外の因子を含んだ評価となる。また、測定の簡便さを考慮して、モジュールの短絡電流  $I_{sc}$  を測定し、汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を算出することとした。

汚れ補正係数  $K_{PDS}$  はモジュール短絡電流の比で算出されるため、モジュール出力が小さくなる、特に朝夕の時間帯では、出力低減の誤差要因が多く含まれる。よって誤差要因を取り除くため日射強度の高い、南中時±1時間の時間帯のデータを用いて汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を算出した。

## 3. 結果

### 3.1 汚れ補正係数 $K_{PDS}$ 算出結果

汚れ評価試験装置によって得られた1997年1月～1997年12月までの1年間の収集データより、汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を1日単位(1日値)で算出し、1年間の平均値として計算した結果を表1に示す。

表1 汚れ補正係数  $K_{PDS}$  算出結果

装置設置場所	汚れ補正係数 $K_{PDS}$
関東地区	0.980
関西地区	0.978

この結果から、汚れによる太陽電池モジュールの出力低下率は2.0%～2.2%であることがわかる。

### 3.2 汚れ補正係数 $K_{PDS}$ と雨量の関係

太陽電池モジュールの表面の汚れは、汚れの性状や雨量、風向、風速などの環境因子に関係すると考えられるが、ここでは環境因子の雨量に限定し、汚れ補正係数と雨量の関係について調査した。雨量データは汚れ評価試験装置設置場所に最も近い気象庁の「アメダスデータ」を使用した。

以下に今回使用した雨量データの測定地点を示す。

- ・関東地区 地点名 羽田(東京都大田区羽田)  
緯度  $35^\circ 33'4''$ 、経度  $139^\circ 46'0''$ 、海面上の高さ 3m
- ・関西地区 地点名 生駒山(大阪府東大阪市)  
緯度  $34^\circ 40'4''$ 、経度  $135^\circ 40'4''$ 、海面上の高さ 626m

図2、図3は関東地区、関西地区に設置された汚れ評価試験装置から得られたデータより1日単位で算出した汚れ補正係数  $K_{PDS}$  と雨量の関係を示したものである。

(a) 関東地区 (1997/8/5～1997/9/5)

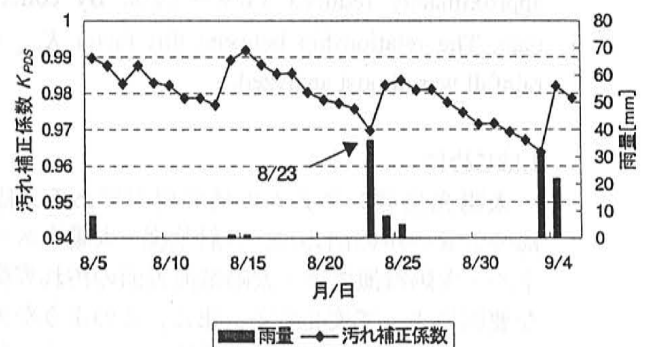


図2 汚れ補正係数  $K_{PDS}$  と雨量の関係(関東地区)

(b) 関西地区 (1997/1/1～1997/1/29)

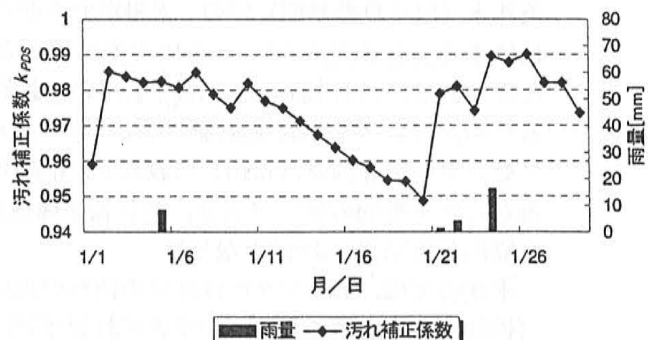


図3 汚れ補正係数  $K_{PDS}$  と雨量の関係(関西地区)



図2に示すように、雨量が観測された1997年8月23日の翌日には係数が0.970から0.982に上昇している。このことから、雨による洗浄効果によって太陽電池モジュールの出力は1.2%上昇したと考えられる。また、図3も図2と同様、太陽電池モジュール表面の汚れが、雨によってある程度まで回復していることがわかる。

しかし、日によっては雨量が観測された日或いは翌日に、必ずしも汚れ補正係数が上昇しないことがある。その理由として以下のことが推測される。

- ・ 降雨日が続く、雨による洗浄効果が減少したため。
- ・ 降雨により塵埃などが太陽電池モジュールに付着したため。

図4は、JQAソーラーテクノセンター（静岡県浜松市 北緯34.45°、東経137.4° 以下、浜松地区とする。）に設置されている汚れ評価試験装置によって得られたデータから算出した汚れ補正係数と雨量の関係である。

データ測定方法及び補正係数算出方法は、関東・関西地区と同様であるが、当センターの装置は1分値間隔で太陽電池モジュールの短絡電流を測定している。

(c)浜松地区(1997/8/1~1997/9/11)

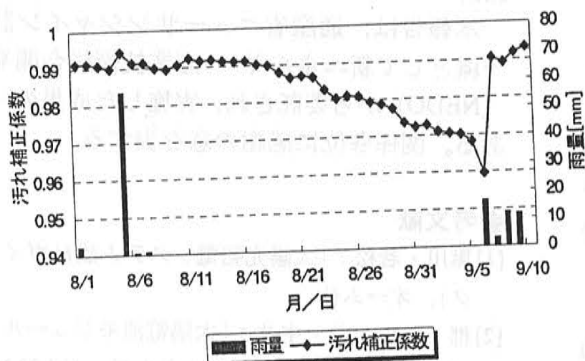


図4 汚れ補正係数 $K_{PDS}$ と雨量の関係(JQA浜松)

図4より、雨が観測された日（8月7日）の翌日から汚れ補正係数は徐々に低下し、次に雨が観測された日（9月7日）に、汚れ補正係数は上昇することがわかる。よって、関東・関西地区より得られた結果同様に、雨による洗浄効果によって太陽電池モジュールの出力が回復していることが確認できる。

尚、JQAソーラーテクノセンター（浜松市北部

三方原台地に位置する第2種住宅地域)に設置されている汚れ評価試験装置のモジュール面に付着する汚れは目視による確認ではあるが、主に土埃りであり、他の2箇所と比べ比較的空気のきれいな場所である。

### 3.3 汚れ補正係数の発現頻度

汚れ補正係数  $K_{PDS}$  の1日値の発現頻度グラフを図5に示す。縦軸は各ランク毎の頻度を全サンプル数(1997/1/1~1997/12/31)で規格化したものである。

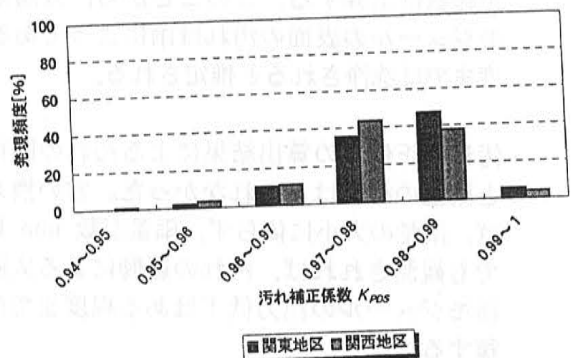


図5 汚れ補正係数の発現頻度

図5から、関東・関西地区2箇所の汚れ補正係数の各ランク毎の構成比に顕著な差は無かった。

また、汚れ補正係数が0.97~0.99の範囲内である割合は関東地区で82.7%、関西地区で81.4%と大きかった。また、補正係数が0.97未満である割合は関東地区で12.0%、関西地区で14.7%であった。

### 4.まとめ

関東・関西2ヶ所に設置された小型の汚れ評価試験装置及び当センターの汚れ評価試験装置より得られたデータから汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を算出した結果、以下のようなものである。

- ・ 1997年1月~1997年12月までの1年間の収集データより、汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を1日単位(1日値)で算出し、1年間の平均値として計算した結果、関東地区では0.980、関西地区では0.978、浜松地区で0.990となり、汚れによる太陽電池モジュールの出力低下率は約1.0%~2.2%となった。
- ・ 汚れ評価試験装置が設置された関東・関西・浜

松地区での、汚れ補正係数 0.978~0.990 と顕著な差は生じなかった。このことから、長期間においては、幹線道路沿いで直接排気ガスがかかる所、又は火山灰の降灰がある所等は例外とし、それら以外の地域では通常降雨による自然洗浄が適度な間隔で行われるため、平均化され、顕著な差が現れないものと推定される。

- 1日ごとの汚れ補正係数  $K_{PDS}$  と雨量の関係から、雨が観測された日或いは翌日には汚れ補正係数は上昇する。このことから、太陽電池モジュールの表面の汚れは雨によってある程度までは洗浄されると推定される。
- 汚れ補正係数の算出結果による汚れの回復度と雨量の相関は見られなかった。言い換えれば、雨量の大小に依らず、雨量が数 mm 単位でも観測されれば、汚れの影響による太陽電池モジュールの出力低下はある程度までは回復する。

## 5.今後の課題と予定

今回の報告では、3箇所を設置された汚れ評価試験装置より得られた1年間のデータから、屋外における実使用条件下での、汚れによる太陽電池モジュール出力への影響を汚れ補正係数  $K_{PDS}$  を用いて明らかにした。

今後は、更に他の地域(汚れの性状を考慮した用途地域別)のデータを収集し、汚れ補正係数の比較・検討を行うと共に、太陽電池モジュール表面の汚れと太陽電池モジュール設置傾斜角、雨量以外の環境因子(風向・風速等)、太陽電池モジュール表面形状の違い等の関係についても検討する必要がある。

現在、関東地区に設置されていた装置は、交通量の多い幹線通り(環状八号線)及び東名高速道路東京インターチェンジに近接した箇所に移設を完了し、データの収集を行っている。

関西地区に設置されていた装置は、遠州灘沿岸の中田島砂丘(静岡県浜松市)に近接した(直線で約750m)箇所への移設を計画中である。

また、装置移設の際には、設置角度、ガラス表面形状の異なる太陽電池モジュールガラスを模擬した暴露用ガラスサンプルユニットを製作し(写真2)、定期的にガラスサンプルの分光透過

率を測定する。その結果、以下のような評価をすることが出来ると考えられる。

- 任意の分光感度特性をもつ太陽電池モジュールの短絡電流に対する汚れの影響。
- ガラス表面形状の違い(ガラス表面 Flat, 凹凸小, 凹凸大)による汚れの影響。
- 設置傾斜角度の違い(今回は設置傾斜角度  $30^\circ$ ,  $90^\circ$  の2通り)による汚れの影響。
- 太陽電池出力が汚れによる全光線透過量の低下のみなのかどうか。(\*)

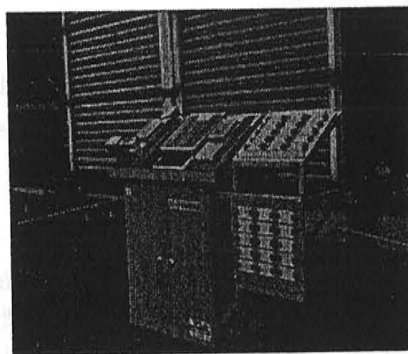


写真2 汚れ評価試験装置外観  
(ガラスサンプルユニット付加)

(\*)過去の論文では、ガラスの自然暴露(於:東京都新宿区)の結果、特定の波長で極端に透過率は低下せず、全光線透過量が低下すると報告されている。<sup>2)</sup>

## 謝辞

本報告は、通産省ニューサンシャイン計画の一環として新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)から委託され、実施した成果の一部である。関係各位に感謝の意を表する。

## 参考文献

- [1]黒川・若松:「太陽光発電システム設計ガイドブック」, オーム社
- [2]郡・平田・谷・中井:「太陽電池モジュールカバーガラスの曝露特性」太陽エネルギー, Vol.22, No4
- [3]H.Becker, W.Vaaben, W.Herrmann:「Reduced Output of Solar Generators due to Pollution」14 European Photovoltaic Solar Conference, Barcelona 1997
- [4]J.Bonvin:「Dirt Deposit Level Measurements on Different Glass Type in Various Surroundings」13<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice France

# 太陽エネルギー

## An Overview of Solar Energy Technology

黒川浩助（東京農工大学）

Kosuke KUROKAWA, Tokyo University of Agriculture and Technology

Fax: 042-385-6729

An overview of solar energy technology is described, especially in terms of recent photovoltaic system development in Japan. The government introduction policies and R&D of individual system technologies including PV module, power conditioning, system monitoring, advanced system concepts are summarized.

### まえがき

地球上の再生可能エネルギーは、そのほぼすべてが太陽エネルギー起源である。しかし、水力、風力、波力、海洋温度差、バイオマスを狭義の太陽エネルギー技術から除外するとすれば、太陽熱冷暖房・給湯、太陽熱発電、太陽光発電の3つに大別される。太陽エネルギー技術は、表1の上段に示された特徴を共通的に有するが、前2者は、太陽光を波動（電磁波）として吸収し熱エネルギー変換するものであり、最後者は、太陽光を粒子（量子）として半導体などに吸収し、電気エネルギーに変換するものである。

わが国において、昭和49年にスタートしたサンシャイン計画（現・ニューサンシャイン計画）においては、それぞれ精力的に研究開発が進められてきた。どちらかという各研究フェーズは、太陽熱冷暖房・給湯が最初にピークを迎え実用化へ移行した。つぎに昭和50年代中期に太陽熱発電が最盛期に至ったが、わが国の日射気候の特徴との調和がむずかしく、次第に研究開発の主力は太陽光発電に移行していった。わが国では、太陽光発電を住宅用として系統連系することをメインに進めてきたことが大きな特徴で、この基本方針により独自の成果を上げ、現在の太陽光発電技術の興隆期の実現に大きく貢献したと考えられる。以下は、主として太陽光発電について現状と将来動向について述べたものである。

表1の中段は、太陽光発電の半導体デバイスとしての特徴を、下段は分散型電源としての特徴をせりしたものである。

### 2. 太陽光発電の導入・普及策

わが国政府は将来の太陽光発電を新エネルギーの主要な導入目標として、2000年に40万kW、2010年に460万kWを「新エネルギー導入大綱」の一環として、平成6年12月に閣議レベルで決定した。また、本年6月には総合エネルギー調査会における長期エネルギー需給見通しでは2010年目標を500万kWに改定した。目標達成のために各省庁が可能な施策を講じていくこととなるので、市場の立ち上げ・拡大の効果が内外から期待されている。

目標の500万kWは現状の産業規模からいえば大きいものであるが、1軒あたり3~4kWの住宅用とすると150万軒で達成される規模である。これを年ベースに展開すれば10万軒/年規模と現状の10倍オーダーとなれば達成可能である。

技術的規制については、平成2年4月の電気事業法に関する電気設備技術基準の快晴で太陽光発電の規定が追加されて以来、順次緩和されてきた。とくに平成5年4月にいたり、低圧配電線での逆流あり系統連系<sup>①</sup>が認められたために、住宅用システムの普及が現実の課題になった。また、これに先立つ平成4年4月には電力業界でも、太陽光発電からの余剰電力を、通常の電力料金と同程度の価格で購入

表1 太陽光発電システムの特徴

太陽エネルギーとして	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽エネルギーの総量は膨大</li> <li>使ってもなくなる非枯渇エネルギー</li> <li>環境への排出物が全くなく、最もクリーンなエネルギー</li> <li>極端な資源の偏在性がなく、地球規模でどこでも利用が可能</li> <li>面積型のエネルギー源</li> <li>時間的に変動し、気象の影響を受ける。</li> </ul>
固体・静止デバイスとして	<ul style="list-style-type: none"> <li>直接発電デバイスで、システムが簡単</li> <li>可動部がなく、取り扱い容易なメンテナンスフリーシステム</li> <li>モジュール構成で、規模の選択が自由</li> <li>大量生産によるコストダウンが可能</li> <li>軽量で屋根上設置でき、土地の有効利用</li> <li>燃料輸送の必要なく、遠隔地立地が可能</li> <li>建設期間が短く、フレキシブルで経済的な施設計画が可能</li> </ul>
分散型エネルギーとして	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電損失・コスト・フリーなオンサイト発電が可能（送配電クレジット）</li> <li>局地的な需要の想定に対し、フレキシブルに対応が可能</li> <li>個々のシステムがダウンしても、システム全体に波及せず、供給信頼度が向上</li> <li>配電系統の運転特性改善も可能（高速制御性、無効電力制御）</li> <li>地域単位の電源多用化に貢献可能</li> </ul>

表2 太陽光発電関連の主な技術開発と導入普及策<sup>②</sup>

分野	H10°予算 (億円)	備考
太陽光発電	260.7	
実用化技術開発	74.1	太陽電池・システム技術開発
シリコン製造プロセス	8.3	原料シリコン量産技術開発
国際共同実証	2.8	途上国とのシステム共同研究
系統連系円滑化	2.9	
住宅用システム導入促進	147.0	戸建て・団地住宅システム補助（35.2万円/kWとの差額の1/2補助）
産業用フィールドテスト	24.0	産業分野への導入（補助率1/2）
公共用フィールドテスト	1.7	前年度までの計測評価
新エネルギー導入事業者助成	53.9	事業費の1/2以下の補助・債務保証
地域新エネルギー導入促進	51.8	
地域新エネルギー導入促進対策	43.8	太陽光発電・風力等の地方自治体への1/2以下の補助等
地域新エネルギービジョン等	8.0	地方自治体の導入ビジョン策定助成



することに決定した。

このような流れの中で、平成6年度から住宅用システムのモニタ制度がスタートし、平成9年度には住宅システム普及事業として拡大し、9,400件分の実質1/3程度の補助予算が組まれた。これに連動して住宅用システム価格は急ピッチで低下してきた。この他に、平成4年から開始されたNEDOによる公共施設用フィールドテスト事業<sup>2)</sup>は、数10kW級システムへの補助制度であり、インパクトも大きい。これは平成10年度から産業用フィールドテストに模様替えした。表2<sup>3)</sup>に現在の主な技術開発や導入普及事業を示す(通産省関係のみ)。

太陽光発電の導入策も拡充されつつあるが、現状と目標のギャップを埋めるためには単なる量産効果だけではなく、質的な転換をなお必要とし、各種の改良研究により導入策を支援していかなければならない。これからの技術開発は、

- (1) 導入普及策を支援していく中期的な重点的技術課題
- (2) 太陽光発電の適用可能性を増大していく長期的な視点に立った基礎研究や概念開発

のような質の異なった2面の目標に向かっていくべきと考えられる。ここでは、トータルシステム評価、周辺機器、先進的システム研究について、最近話題になっているトピックスを選び概説することとする。

### 3. モジュール関連技術

#### 3.1 建材一体化技術開発

現在、設置されている屋根上アレイは、下記のような3種に大別できる。

① 普通の屋根の表面にガイドレール状の支持架台を設けて、その上に太陽電池モジュールを設置する。裏面は通風のために隙間を空けておく。既設の建物に施工しやすい。

② 前項と同様な支持構造になるが、周辺の屋根葺き材表面高さがアレイと同一面になるように外観上の工夫をした構造。(見かけ一体型ともいう。)

③ 屋根葺き材の代わりに特製モジュールを用いるもの。あるいは、野路板(瓦の下層の支持平面)を省略してモジュールにて代用する構造。さらに、たる木などの支持部材をもモジュール構造の一部に取り込むもの。最後の方式は、工場プレハブする住宅工法と類似で、長さ方向が5mにも及ぶパネル状屋根材である。一般に③を建材一体型モジュールといっている。

屋根上への設置工法では、太陽光発電機能を発揮するための工学的・電気的要求仕様を満たすことは当然であるが、さらに、風・降雪などに対する機械強度や、降雨に対する防水構造(雨仕舞いという)、火災を想定した耐火性などの建築学的要求仕様をも満足しなければならない。建材一体型モジュールの場合にはさらに屋根建材が有すべき、防音・断熱性や長期耐久性、建築デザイン適合性についての多様な要求仕様がある。

建材一体型は、一般の建材をある程度省略しこれをモジュール機能に取り込むことにより、太陽光発電システム建設コストの中から、太陽光発電がなければ当然必要になったであろう建築経費を差し引いて経済性評価をする。差し引いて残った部分を増分コストと称する。

建材一体型モジュールの普及上の課題は、建材・素材としての既存の市場規模と、太陽光発電化するための製造設備投資の見合いであり、あまりに特化された製品は経済計算に乗りにくいこと。普及のための商業化をどのような流通ルートで見込むかで対策も異なってくるように思われる。想定されるルートは、既存家屋を中心としたエアコンのような家電ルート、住宅新設に見られる建材ルート、施工は電気工事店か工務店か新しい職種なのかいまだに判然としない。

建材一体型の技術的な萌芽は欧米に早くから見られ、と

くに欧州には見るべきものが多い。組織的な開発については、日本のニューサンシャイン計画が先鞭をつけた。建築系の専門家をも集めた国際共同研究であるIEAのSHCP(太陽熱冷暖房協力)-Task 16や、その後身であるPVPS(太陽光発電協力)-Task 7も建材一体型を主要テーマに据えている。

建築側との接点で、大きな意味のあるシーズは、太陽電池セル表面の調色技術<sup>4)</sup>であろう。太陽光発電分野の価値観だけでは出てこない発想である。同様に、配線レスのモジュール(モジュール取り付けと同時に電氣的接続が可能なコネクタ一体型)の実現を望む声もたびたび聞く。

#### 2.2 モジュール関連の新技術

将来に大量普及をねらう太陽光発電開発では、使命を修了した後の廃棄法について考えておかねばならない。とくにモジュールは面積型のものでかさばり、長寿命をねらっているために壊しにくい性質を本来有する。モジュールの主要構造は、ガラスとプラスチック(EVA)のラミネート品であり分離や破碎さきわめて困難である。その中間に挟まれたシリコンセルも回収不能に見えるが、いくつかの試みがある。アルミニウム枠の回収は容易である。リサイクルが容易な新構造のモジュールも必要かもしれない。

ACモジュールとは出力が商用周波数・電圧の交流である太陽電池モジュールである。モジュールの裏面に100W程度のオンボード・インバータを貼付けたものが開発されている。系統連系保護機能も内蔵され、単体でも太陽光発電システムの機能を有する<sup>5)</sup>。商品としては米欧に多い。

ACモジュールの利点は、直流配線が不要で、モジュールごとにPmax制御が可能なことである。モジュールの性能ばらつきや日照条件の不均在りあってもアンバランス損失を抑制できる。また、モジュールの生産規模と同程度のインバータの量産が見込めるので価格面で有利になる可能性がある。

### 4. 太陽光発電用インバータ技術と連系制御

#### 4.1 インバータの高付加価値制御

現在の典型的な住宅用インバータは、IGBT等による高周波PWM方式、逆潮流あり連系・Pmax制御、単独運転防止機能、力率1制御、正弦波電流波形制御などの機能を有している。阪神大震災以後では、電力系統停電時の自立運転切替機能を付加するものが増えつつある。交直絶縁は、商用周波変圧器、高周波変圧器、トランスレスインバータなど各種見られる。さらに、インバータの優秀な制御機能を系統特性の改善に役立てようという高付加価値制御と称する考え方もある。

効果が期待できるものに配電系統の電圧制御がある。インバータの力率1制御を変更して進み(または遅れ)とし、配電線電圧の規定範囲内に維持しようとする。多数の太陽光発電システムが同一地域に集中立地しようとした場合に電圧変動面の制約で連系が制限されるのを回避することができる。インバータの制御性を利用した新しい系統制御への発展も想像されるところであるが、系統側にメリットはあっても、必ずしも全ユーザにインセンティブが働かない。

#### 4.2 高密度連系

配電線に連系した太陽光発電システムでは、系統停電時の自動停止・復帰機能が重要な機能になる<sup>6)</sup>。日本はニューサンシャイン計画の初期から連系システムを目指し、六甲アイランドの実規模実験場などで、連系制御技術を永年にわたり研究してきた。本成果は、国際的にも独自性があり評価が高い。日本はこれに関連し、IEA PVPS Task 5を提唱し国際技術移転を進めてきたところである<sup>(8),(9)</sup>。

今後の大量普及期には、ある特定の地域に集中して設置される可能性も出て来るであろう。例えば住宅団地を想定したコミュニティシステムの登場が考えられる。このような場合の連系制御問題を高密度連系と称するが、多数イン



バータに関する検討が今後も必要といわれる<sup>(10)</sup>。

単独運転（アイランディング）では、a.系統パラメータが分散電源側から制御可能、b.個々のシステムの和によって決まる全体性、c.分離された系統は電力側から制御不能、という状態になる。単独運転の検出には、分散電源側のパッシブあるいはアクティブ方式と、系統側のパッシブ/アクティブの各方法に分類できる。検出方法はたくさんあるが、国際標準はなく、自律的対策が大勢である。遠方制御方式の提案もある。周波数シフトなどアクティブ方式の限界も指摘され、パッシブ方式を見直す声もある。

災害時の複数インバータ自立運転モード、多数インバータ電磁波障害、配電線への制御概念などの技術課題もインバータ技術として考慮すべき事項である。

#### 4.3 新しいインバータシステムの構成

新しいモジュールとして先述した AC モジュールはモジュール一体のオンボードの小型インバータ(MIC: module integrated converter)の開発を促した。この終極にはオンチップのインバータがモジュール内に積層される概念も予想される。これらは1システムに1台の集中インバータと対比され、インバータの量産と直流回路配線省略によりメリットを出そうとするものである。この中間にある、ストリングインバータの概念も開拓され、商品化がされている。

ストリングインバータは、アレイの直流母線相当の直流電圧までモジュールを1回路分のみ直列にしたストリングごとに700W~1kW程度のインバータを接続し、アレイの全構成は、交流の並列結線で実現するものである。インバータはアレイ内に分布配置されるので、分散インバータ方式ともいわれる。

これらの方式においても、大容量のシステムの構成は可能であり、ACモジュールではすでに20~25kWのシステム事例<sup>(11)</sup>が存在し、ストリングインバータではドイツのヘルネに1MW屋根上システム<sup>(12)</sup>が建設中である。

日本では、実用化面で遅れ、ACモジュールに対する規格・基準化も欧米が進んでいる。小容量の既設家庭内配線への接続許容を含むオランダのガイドライン<sup>(13)</sup>、米国では、UL、NEC<sup>(14)</sup>、ICC、FCCにACモジュールが盛り込まれつつある。

### 5. システム評価・システム概念

#### 5.1 システム性能評価

最近の導入普及策の実施で多くのシステムが設置されてきた。これらが満足のいく性能を示しているかどうかを把握することはシステム改良のために重要である。ドイツでは1000ルーフ計画では、2250件の住宅システムのうち当初から100件を精査対象として、オンラインデータ計測を実施した。日本ではフィールドテストの全システムを対象に計測が実施されている<sup>(15)</sup>。住宅用システムの補助事業でも一部のシステムの計測が実施されることになった。

これらのフィールド計測では、日射量、アレイ出力電力量、システム出力電力、アレイ温度（または気温）の1時間値が記録されるものが多い。比較的簡単なこれらの諸量から、システム等価稼働時間、システム出力係数、インバータ効率、アレイ効率温度上昇依存低下が推測できる。さらに、これらのデータの時系列分析を加えることで日陰損失、Pmax ミスマッチ損失、入射角依存反射損失等の詳細因子の分離を可能にする新提案がされた<sup>(16)</sup>。これによれば、インバータのPmax ミスマッチ損失が意外に大きいという解決可能な課題が指摘されている。また、優美な建築デザインの登場とともに、多面アレイや曲面アレイの入射量推定や日陰問題に遭遇するチャンスが増しつつある。これらの評価にも有効な手段と考えられる。

#### 5.2 システム信頼性評価<sup>(17)</sup>

米国 SMUD の PV パイオニア計画では、1993年から1996

年まで、332システム（計1200kW）を建設した。そのうち、修理・交換に到ったモジュール故障は合計68件発生した。インバータ事故は65件あり、発生割合は多い。建設上の不具合は6件であった。SMUDではシステム信頼性を定量化するための統計処理を行い、MTBF(平均故障間隔)、MTTR(平均修理時間)、稼働率を求めるための分析を実施した。

これからの導入時代ではシステム事例が増加していき、母集団が大きくとれるようになるので、統計的評価が大きな価値を持ち、これらが製造技術側に有効にフィードバックされるであろう。国内既存のデータでもこのような形で早急に整理すべきであろう。

#### 5.3 SHS（ソーラーホームシステム）

先進国の太陽光発電開発の多くは系統連系住宅用システムが主体であるが、もうひとつの底流として地球上の未電化地域での太陽光発電の有用性についても広く認識されつつある。主要な潜在マーケットは、1kW未満の独立型ソーラーホームシステム(SHS)である。より具体的なイメージとしては、数枚のモジュールと12V蓄電池にチャージコントローラを組み合わせて、蛍光灯1灯とカラーテレビへ給電する。

途上国での粗悪品の出回りを防止する民間の認証制度の創設を呼びかけるGAP(Global Approval Program)活動を欧米が提唱、わが国も加盟した。(従来からIEC TC82が国際標準活動を実施してきた。)国際機関や一部の民間機関では途上国に対する資金調達に力を注ぐ活動もある。UNESCOでは1996年9月のジンバブエ世界太陽サミットに引き続き、世界太陽計画(WSP)を提唱し、途上国から300件の最優先国家プロジェクトを集めてリストし、資金提供先の発掘を目指している<sup>(18)</sup>。

#### 5.4 コミュニティシステム（地域面展開）

ある地域内に多数の太陽光発電システムが普及した場合、個々のシステムが個別に連系していくと総容量の最大値に制約が存在するといわれている。同一地域の太陽光発電をまとめて連系する考え方もあり、全体で最適化すれば技術的・経済的なメリットも予想される。このような地域一体型のシステムをコミュニティシステムと呼んでいる<sup>(19)</sup>。電力の小売り自由化に対する規制緩和も予想され、供給も含めたコミュニティ統合システムも考え得る。

コミュニティシステムの実現については、欧州が一步進んでいる。1996年6月に完成したアムステルダム・ニュースロッテン住宅地域では、総容量250kWの分散アレイが100軒の屋根を借りて設置され、集中連系されている<sup>(20)</sup>。また、1998年夏完成予定のオランダ・アメルスフールト新住宅団地の規模はさらに大きく総容量1MWの予定である<sup>(21)</sup>（一部完成）。日本では建設省プロジェクト（通産省協力）であるいわきニュータウンで、1MW級のコミュニティシステムを目指すメガPV-LAND(Local Area Network District)構想が実現を目指している。

#### 5.5 地球規模大型システム VLS-PV

もし、世界の未利用地へ太陽光発電システムを50%程度のスペースファクタで設置すると、砂漠だけでも世界のエネルギー消費の総量を20倍上回る電力が得られる<sup>(16)</sup>。これは現在では単なる夢物語のようでもあるが、21世紀の人類が太陽エネルギーにエネルギー供給を依存できる可能性を示している。この夢物語をVLS-PV(Very large Scale PV)と名付けて現状技術でフィージビリティ評価しようとする国際共同研究がIEA PVPS/Task 6.5(来年からTask 8の予定)として実施されつつある。

#### 5.6 欧米の導入目標

日本の「新エネルギー導入大綱」のインパクトは諸外国でも強く、制作面でも影響を与えている。欧州においても2010年までに、「欧州人口1人当たり10W計画

(3,800MW)」を打ち出してきた。MW 級プラントの計画も新たに進行中で、欧州の勢いが盛り返しつつあることを強く感じた。欧州 500,000 ルーフ計画もあり、米国クリントン大統領による 100 万ルーフ計画も進行中で大きな市場拡大の期待がある。日米欧は、ほぼ同レベルの 2010 年目標を持ったということになる。

欧州の導入施策として THERMIE プロジェクトが活発に P V 関係施策を実施している。同プロジェクトは、従来から走っている欧州版新エネルギー導入プロジェクトで、補助金制度もある。P V 分野は日本のフィールドテストと同程度の大きさのシステムが多い。前から知られている 210kW ゲルゼンキルヒェン科学公園<sup>(12)</sup>、1MW トレド・プラント<sup>(22)</sup>などの他に、アムステルダム・ニュースロッテン 250kW 住宅地域<sup>(20)</sup>、1996 年冬完成のプレーメン 200kW 住宅団地用、1998 年夏完成予定のオランダ・アメルスフールト 1MW 新住宅団地<sup>(21)</sup>などの興味あるプロジェクトが報告されている。日本では同種のものとして、いわきニュータウン構想が計画されている。

また、ミュンヘン展示センター屋上の 1016kW システム<sup>(23)</sup>の計画があり、ドイツ・ヘルネの 1MW ビル屋上発電の完成は来年夏が予定されている<sup>(12)</sup>。メルセデスベンツの「未来工場」の 435kW 産業用システム<sup>(23)</sup>も運転中である。

## 5. おわりに

自然エネルギーは、高まりつつあるクリーンエネルギーへの要求に対する有力な解答であること、その資源量は、21 世紀以降の世界のエネルギー需要をあり余るほどにまかなえることなど、人類の究極のエネルギー源である。

今後の発展途上国を中心としたの人口増加と経済発展がもたらす新たなエネルギー問題（環境のみならず量的にも）は将来不可避ともいわれる。非常に長いリードタイムが要求されるエネルギー技術の性格を考えると、個別のシステム像ばかりでなく、多くのシステムが面的に展開していく姿を追求し、ついには全地球的な普及段階にいたる道筋を想定した太陽光発電の研究開発を進めていくべき時であると筆者は考えている。

## 参考文献

- (1) 黒川：太陽電池の時代，読売新聞社，1985.10.  
黒川，若松：太陽光発電システム設計ガイドブック，オーム社，1994.8.
- (2) 吉田：PV（太陽光発電）フィールドテスト事業の実績，15 回 NEDO 事業報告会導入促進事業分科会，H7.9
- (3) 一木：太陽光発電情報，資源総合システム，1997.12
- (4) 黒川，他：太陽光発電システム開発の動向，計測と制御，ミニ特集，35 巻 5 号，1996
- (5) N.Ishikawa, et al: Development of building-integrated PV modules using color solar cells for various exterior walls, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (6) For example, K.Kurokawa, et al: Conceptual considerations on PV systems composed of AC modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp243-250.
- (7) 分散型電源系統連系指針(JEAG0701-1993), 日本電気協会, 平 6.1
- (8) IEA Task V: Grid-connected photovoltaic power systems: status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries, V-1-0 1, July 1996.
- (9) IEA Task V: Information on electrical distribution systems in related IEA countries, Report IEA-PVPS V-1-02, July 1996.
- (10) H.Kobayashi, et al: A new protective method for grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1997, pp.117-123  
小林：太陽光発電周辺技術，平成 10 年電気学会全国大会シンポジウム，1998.3.
- (11) B.C.Middleman, et al: Large scale integration of AC-modules in a commercial building, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.1990-1991.  
W. Knaup: Evaluation of PV module designs at irregular operation conditions, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (12) J.Bennemann, et al: Architectural applications of PV elements for refurbished buildings, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.713-715.
- (13) Verhoeven: Presentation at the IEA PVPS/Task 5 Workshop,

- Zurich, Sept. 1997.
- (14) W.Bower, et al: Photovoltaic industry proposed changes for the 1999 National electric Code for PV applications, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (15) K.Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 72 PV systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (16) K.Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, 2nd word Conf. Photovoltaic Energy conversion, Vienna, July 1998.  
K.Kurokawa, et al: Realistic values of various parameters for PV system design, 5th World Renewable Conf., Florence, Sept. 1998.
- (17) A.B.Maish, et al: Photovoltaic system reliability. GPL5/253, 26th IEEE PVSPC, Anaheim, Sept. 1997.
- (18) WORLD SOLAR PROGRAMME 1996 - 2005, World Solar Commission/UNESCO, June 1997.
- (19) 黒川：電力システムにおける太陽光発電の将来展望，平成 8 年電気学会全国大会，S.16-5, 1996.3.  
K. Kurokawa: Areal Evolution of PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp27-36.
- (20) J.Case, et al: The Role of Fully Integrated PV-System in the Development of BIPV-Technology: The 250 kW-System in New Sloten, Amsterdam. OR3/3, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (21) F. Viek, et al: 1MW decentralized and building integrated PV system in a new housing area of the city of Amersfoort, The netherlands, P6B.53, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (22) K.Mukadam, et al: Three Years of Operation and Experience of the 1MW Photovoltaic Plant, Toledo, OR3.5, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (23) EUREC Newsletter, No.6, p.12, 1997.3.

## PVモジュールリサイクルにおける o-ジクロロベンゼン法の検討

学生員 鰻田 洋章 (東京農工大学) 正員 津田 泉 (新エネルギー・産業技術総合開発機構)  
正員 村田 晃伸 (電子技術総合研究所) 正員 作田 宏一 (電子技術総合研究所)  
正員 黒川 浩助 (東京農工大学)

### Experimental Investigation of o-dichlorobenzene Method for PV Module Recycling

Hiroaki Unagida, Student Member (Tokyo Univ. of Agri. & Tech.) Izumi Tsuda, Member (NEDO)

Akinobu Murata, Member (Electrotechnical Laboratory)

Koichi Sakuta, Member (Electrotechnical Laboratory)

Kosuke Kurokawa, Member (Tokyo Univ. of Agri. & Tech.)

#### 1. はじめに

太陽光発電システムは、現在、太陽電池モジュールの低コスト化などによって実用化段階に近づきつつある。これによって太陽電池モジュールは大量普及をする可能性があり、その結果、廃棄物問題が生じる。太陽電池モジュールは複合材料であり、その耐用年数は一般的に 20 年から 30 年と言われているが、その原因として、EVA (エチレン酢酸ビニル) の黄ばみからの透過率の減少や熱応力によるセル間の導線破断などが考えられ、太陽電池セルそのものの性能劣化が原因ではない。セルは製造工程においてエネルギー消費が膨大であるため、太陽電池を回収することによる資源の有効利用という考えも出てくる。このようなことから、太陽電池モジュールのリサイクル技術は重要なテーマとなってくる。

図 1 は最も一般的な結晶系シリコン太陽電池モジュールの構造である。スーパーストレート方式を表している。表面は強化ガラスが使用され、結晶シリコン太陽電池を EVA でラミネートしている。ライフサイクル分析 [1] により結晶系太陽電池セルの再利用価値が十分大きいことが示され、またセルの最終工程である電極取付け工程が 200°C 程度であり、EVA の熱処理によるセルの封入工程が 150°C 程度であるので、常温から 200°C 領域での EVA 除去プロセスが望ましい。

現在リサイクル技術として、硝酸法 [2] や熱分解法 [3]、流動床式燃焼法 [4] が報告されている。硝酸法はセルの酸化膜まで除去するため、P-N 接合状態での回収となる。この方法は NO<sub>x</sub> 発生の可能性がある。熱分解法は比較的セルに近い状態で回収できるが、高温プロセスのため、鉛等の拡散によりセルの性能劣化

が生じる。流動床式燃焼法には、SiO<sub>2</sub> の純度を考えて石英が使われているが、この石英が太陽電池表面を削りとるため、これも P-N 接合状態での回収となる。さらに、この方法も NO<sub>x</sub> 発生の可能性もある。

我々は、セルにダメージを与えない方法として、比較的低温で処理の可能な加熱有機溶媒 (トリクロロエチレン) 法 [5][6] を検討してきた。今回、環境面でもより望ましい溶媒として o-ジクロロベンゼンを用いる方法について実験的検討を行い、良好な結果を得たので報告する。

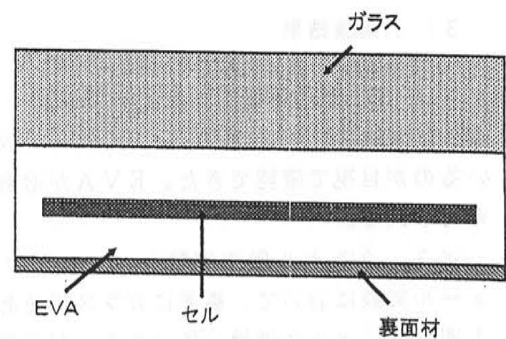


図 1 太陽電池モジュールの断面図

Fig.1. Ordinary PV module

#### 2. 実験方法

< 2・1 > 試料の作成 実験は EVA をアルミ板ではさんだダミーモジュール、ならびに太陽電池セルを封入したワンセルモジュールを作成しておこなった。ダミーモジュールの構造は、アルミ板 (15mm×30mm, 2mm 厚) / EVA (0.6mm 厚) / EVA (0.6mm 厚) / アルミ板 (15mm×30mm, 2mm 厚) のサン



ドウィッチ構造で、試験管サイズでの取り扱いが可能である。ワンセルモジュールの構造は、図 1 のようなもので、並板ガラス (125mm 角 3 mm 厚) / EVA (0.6mm 厚) / 多結晶シリコンセル (大同ほくさん(株) 製 100mm 角) / EVA (0.6mm 厚) / アルミ箔のサンドウィッチ構造である。セルへの影響を調べるため、実物の太陽電池セルを使用した。

< 2・2 > 実験手順 実験はまず、ダミーモジュールとオージクロルベンゼン (約 10ml) を試験管に入れ、オイルバス (井内盛栄堂製 OB-200S) を 160°C に設定して 24 時間加熱をした仮実験を行った。その後、2つのワンセルモジュールを用いて本実験を行った。ステンレスのバット (20cm×15cm×2 cm) にワンセルモジュールとオージクロルベンゼン (約 300ml) を入れた。一つは膨潤によるセルの破壊を防ぐために、ワンセルモジュールの裏面にガラス板をあて、4ヶ所ダブルクリップで止めて機械的な加圧を加えたものを、もう一つは何もあてないものを用意した。アルミホイールとアルミテープでふたをして、ホットプレートで 1 週間加熱をした。160°C 加熱 1 週間で全てのオージクロルベンゼンが揮発したので、今回温度は 120°C に設定した。120°C 加熱の後、超音波振動 (28 kHz) を行い、再びオージクロルベンゼンにつけて 120°C 加熱をし、これを繰り返した。

### 3. 実験結果

< 3. 1 > 仮実験 ダミーモジュールを用いた実験において 24 時間後、二つのアルミ板が分離しているのが目視で確認できた。EVA が溶融したものと考えられる。

< 3. 2 > セル回収実験 二つのワンセルモジュール実験において、裏面にガラス板をあてたものは 1 週間後にセルが破損していることが目視で確認できた。これはトリクロルエチレン法 [6] の時と異なり、EVA を脆くする度合いがトリクロルエチレンより大きいため、上下方向に力が働き過ぎたためセルが破損したと思われる。

また、何もあてないサンプルは、1 週間後に裏面材のアルミ箔がとれ、次の超音波振動とオージクロルベンゼン加熱により、セルがガラス板から分離した。その後、超音波振動 → 常温放置 (冷却) → オージクロルベンゼン加熱のサイクルを数回繰り返すことにより、セルの表面にこびり付いていた EVA が、ほぼきれいに除去できたことが目視で確認した。

### 4. おわりに

オージクロルベンゼンを加熱状態で作用させること、また途中に超音波振動を加えることにより、セルを破損することなく回収することに成功した。トリクロルエチレンにかわるリサイクル手法として、期待できると思われる。

今後の課題として、この手法による太陽電池特性への影響を調べるために、I-V 特性を調べる必要がある。また、温度条件などを変えて実用性があるか調べる必要がある。さらに、溶媒としてコスト面などからオージクロルベンゼンにかわる溶媒の可能性を検討する必要がある。

最後に、EVA および太陽電池セルを供給していただいた大同ほくさん (株) の方々、ならびに本研究の機会を与えていただいた神本正行電子技術総合研究所エネルギー部長に深く感謝する。

### 文献

- [1] K.Sakuta et al, "Module Recycling for Saving Resources and Manufacturing Cost", Technical Digest of the International PVSEC-9, pp.205-206, Miyazaki, 1996
- [2] T.M.Bruton, et al, "Re-cycling of High Value, High Energy Content Components of Silicon PV Modules", Proceedings of the 12<sup>th</sup> EC Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.303-304, Amsterdam, 1994
- [3] J.R.Bohland, et al, "Possibility of Recycling Silicon Modules", 26<sup>th</sup> IEEE PV Specialist Conference, Anaheim, 1997
- [4] L.Frisson, et al, "Cost Effective Recycling of PV Modules and The Impact on Environment, Life Cycle, Energy Payback Time and Cost" WCPEC-2, Vienna, 1998
- [5] 津田、他、「PVモジュールリサイクルにおける有機溶媒法の予備的検討」平成 10 年電気学会電力・エネルギー部門大会
- [6] 鰻田、他、「PVモジュールリサイクルの実験的検討 (2)」平成 10 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会



# 太陽光発電システム技術の現状と将来

The Present Status and Future Aspects of the Photovoltaic System Technology

東京農工大学

黒川 浩 助

Tokyo University of Agriculture and Technology

Kosuke KUROKAWA

わが国は太陽光発電導入目標は、従来「新エネルギー導入大綱」の一環として、2000年に40万kW、2010年に460万kWが示されていた。本年6月には総合エネルギー調査会における長期エネルギー需給見通しで2010年目標を500万kWに上方修正した。目標の500万kWは現状の産業規模からいえば大きいものであるが、1軒あたり3~4kWの住宅用とすると150万軒で達成される規模である。これを年ベースに展開すれば数10万軒/年規模と現状の一桁上の市場にできれば達成可能なレベルにある考えられる。このために表1に示すように太陽光発電の導入策が拡充されつつあるが、市場拡大のための価格低減を達成するには単なる量産効果だけでは、質的な転換をなお必要とし、各種の改良研究がなお不可欠と考える。これからの技術開発は、

- (1) 導入普及策を支援していく中期的な重点的技術課題
- (2) 太陽光発電の適用可能性を増大していく長期的な視点に立った基礎研究や概念開発のような質の異なる2面の目標に向かっていくべきと考えられる。ここでは、トータルシステム評価、周辺機器、先進的システム研究について、最近話題になっている以下のトピックスを選び概説することとする。

デバイスとシステム境界領域にあるモジュール関連技術の重要性は増しつつある。建材一体化技術開発では商業化戦略を真剣に考えないと、絵に描いたモチである。欧米では当たり前になったACモジュールは国内では実用化されていない。大量普及期のモジュールリサイクルは、うまくやらないと社会問題になる恐れがある。

太陽光発電用インバータ技術と連系制御関係では、パワーエレクトロニクスによる配電線の高付加価値制御は決定的なアイデアにまだ欠ける。高密度連系では導入の障害にならぬよう明確な解答が望まれる。ACモジュールから、ストリングインバータなど新しいインバータシステムの構成についても触れる。

システム評価・システム新概念では、フィールドテストや住宅システムから選ばれる大量のフィールドデータからどのような知見を得るか、また、統計的なシステム信頼性評価も待たれている。途上国市場のSHS（ソーラーホームシステム）、都市におけるコミュニケーションシステム（地域面展開）新しい形態、21世紀の基幹エネルギーを目指した地球規模大型システム VLS-PV など話題は豊富である。

表1 太陽光発電関連の主な技術開発と導入普及策

分野	H11°予算 (億円)	備考
太陽光発電 実用化技術開発	281.8	太陽電池・システム技術 開発
シリコン製造プロセス 国際共同実証	10.0	原料シリコン量産技術開 発
住宅用システム 導入促進	2.6	途上国とのシステム共同 研究
産業用フィールド テスト	160.4	戸建て・団地住宅システ ム補助(35.2万円/kWと の差額の1/2補助)
公共用フィールド テスト	24.1	産業分野への導入(補助 率1/2)
新エネルギー導入 事業者助成	1.1	前年度までの計測評価
地域新エネルギー 導入促進	103.4	事業費の1/2以下の補 助・債務保証
地域新エネルギー 一導入促進対策	80.0	太陽光発電・風力等の地 方自治体への1/2以下 の補助等
地域新エネルギー 一ビジョン等	67.6	地方自治体の導入ビジョ ン策定助成
	12.4	

# 太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明

東京農工大学 工学部  
電気電子工学科

## 1. 抄録

複合アレイや曲面アレイの性能評価にとって課題である多傾斜角日射量・曲面入射量推定方法を提案するために、瞬時値データについて、時刻条件を除外した分析が可能なるように晴天指数を用いて整理し、ばらつきの要因を個別に把握している。JWA 日射データベースによる任意面年日射量を全国 7 枚の方位角・傾斜角相対分布図と 1 枚の水平面（または最適傾斜面）日射量マップにより表し、年平均温度マップ利用も組み合わせたどの地域においても日射量を推定できる簡易システム設計手順方法を提案した。また、方位角の如何にかかわらず通常の運転データから実効的な「日陰補正係数」を分離し、「その他係数」の細分化により、入射角依存性に起因する因子の分離を行った。異なる設置姿勢のモジュールを組み合わせた複合アレイの発電特性のシミュレーションを行うためのモデル作成では、JQA 浜松実験装置を使用して、アレイ特性のシミュレーション精度を対比・確認した。

## 2. 目的・背景

今後の太陽光発電システムの大量導入を目指した「面展開」を基礎技術面から支援して行くことを目的として、地域発電特性に関する基礎的諸問題を検討・解明していく。このうち当面、発電量分析において種々未解決な課題のある日射量問題を選び、複合アレイ面や曲面アレイの評価にとって不可欠な任意面日射計測・推定を重点的に取り上げ、基礎的・多角的な検討を実施していく。

## 3. 当初目標と達成効果

複合アレイや曲面アレイの性能評価にとって課題である多傾斜角日射量・曲面入射量推定について、日射関連計測設備（水平面・直達・散乱日射計等）で取得した参照データを参考にしながら、簡易センサー評価法、多角度簡易計測法、回転センサー計測法、角度換算法の検討を深める。また、太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題について、電総研・JQA などと協力して、基礎学術面からの補完・支援研究を実施する。

これらの当初目標に対し、以下のような進展・成果を得ることができた。

- ① 日射瞬時値（1分）データについて、時刻条件を除外した分析が可能なるように晴天指数を用いて整理し、ばらつきの要因を晴天指数階級別に把握した。
- ② 複合アレイや曲面アレイの性能評価にとって課題である多傾斜角日射量・曲面入射量推定方法を提案するために、JWA 日射データベースによる任意面年日射量を全国 7 枚の方位角・傾斜角相対分布図と 1 枚の水平面（または最適傾斜面）日射量マップにより表し、年平均温度マップ利用も組み合わせたどの地域においても日射量を推定できる簡易システム設計手順を提案した。
- ③ SV 法によるシステム評価について、南向き以外の方位についても実効的な「日陰補正係数」等の分離が可能なることを確認した。また、同評価で「その他」として一括していた損失部分の細分化を試み、入射角依存性に起因する因子の分離を行った。
- ④ 異なる設置姿勢のモジュールを組み合わせた複合アレイの発電特性のシミュレーションを行うためのモデル作成では、JQA 浜松実験装置を使用して、アレイ特性のシミュレーション精度を対比・確認した。

## 4. 研究成果

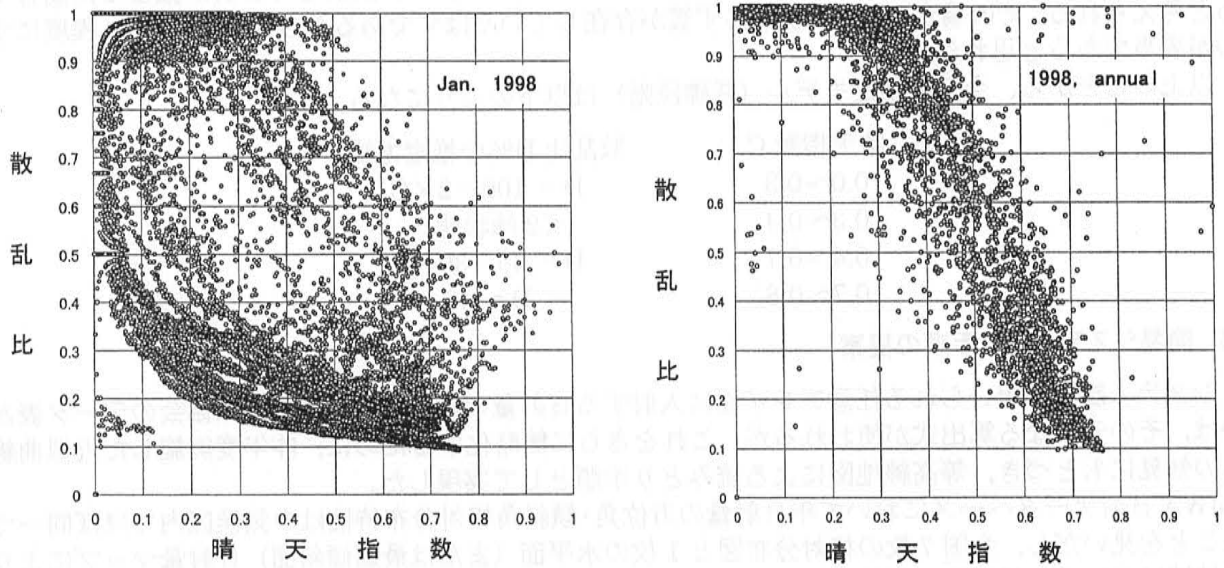
### 4.1 日射強度瞬時値の換算方法の検討

複合アレイや曲面アレイの性能評価にとって課題である多傾斜角日射量・曲面入射量推定方法を提案するために、日射関連計測設備で取得した 1 分データを有効に角度換算できる方式について検討を進めた。時刻条件を除外した分析が可能なるように晴天指数を用いて整理したところ、データのばらつきはある特定のレベルに限定されて観測されたため、その要因を個別に把握しているところである。

日射強度の 1 分値データとしては、東京農工大学電気棟計測設備より得られた 1998 年 1 月における日射強度データのデータについて調べた。ここで得られるデータは、水平面全天日射強度、散乱日射強

度、法線面直達日射強度、傾斜面日射強度（傾斜角  $35^\circ$ ）の1分間隔瞬時値である。

まず散乱比と晴天指数の関係を図 1(a)に示す。比較として時積算値の 1998 年のデータをプロットしたものを同図(b)に示す。瞬時値と時積算値とでは、その分布状態が大きく異なる。さらに、日ごとに時系列で調査をした結果、快晴日、完全曇天日、うすぐもりの日という 3つの場合に大別されることがわかった。このため水平面日射量のみでの情報は分離が非常に困難と考えられる。



(a) 瞬時値の特性 (1998年1月)

(b) 時積算値の特性 (1998年年間)

図1 散乱比—晴天指数の関係

そこで次に、晴天指数の範囲毎にデータを分類し、散乱比の出現頻度分布を調査することで、バラツキの定量的な評価を試みた。

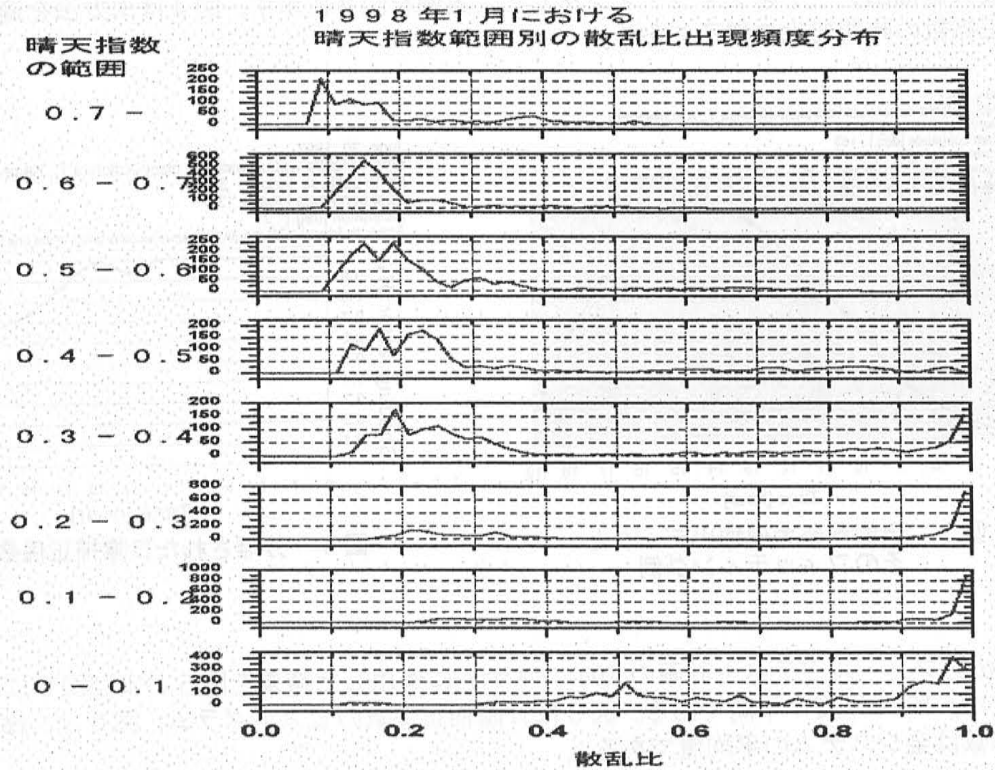


図2 晴天指数階級別の散乱比ヒストグラム



図2のような調査を行った結果、日射強度の1分値では、散乱比が快晴・曇天の両端近辺(10%と100%)の2峰状態をとることが多く、中間のうすぐもりのような場合の散乱比はあまり出現していないことがわかった。これは、時積算値における場合とは大きく異なっている(図1参照)。さらに、実際に2峰状態をとっているのは晴天指数の範囲が0.3~0.4の場合のみであり、それ以外の範囲では散乱比を一意的に決定することが可能であると思われる(図2参照)。

また、晴天指数が0.8を越えている領域に関しては、雲のエッジに反射して日射が強まった湯合であると考えられる。その場合には、天空に必ず雲が存在しているはずであるから散乱比は40%程度にするのが妥当であると思われる。

以上のことから、今回の推定モデル(基礎段階)は以下のようになる。

晴天指数 C	散乱比 D%の推定方法
0.0~0.3	$D = 100 - 2 \times C$
0.3~0.4	<2峰状態>
0.4~0.7	$D = 30 - 30 \times C$
0.7~0.8	$D = 40$

#### 4.2 簡易システム設計手順の提案

システム設計に用いられる任意アレイ面に入射する日射量の算定では、従来気象協会のデータ表あるいは、その元になる算出式が使われるが、これをさらに簡略化するために、昨年度実施した近似曲線からの知見にもとづき、等高線地図による読みとり手順として実現した。

JWA日射データベースにおいて年日射量の方位角・傾斜角相対分布特性は中気候区内でほぼ同一であることを見だし、全国7枚の相対分布図と1枚の水平面(または最適傾斜面)日射量マップによりどの地域においても任意面日射量を推定できる簡易方法を提案した。

#### 4.3 任意方位角における日陰補正係数の分離

昨年度開発したSV法(Sophisticated Verification)において隔月快晴日射パターンを分離する方法を改良した。昨年度では、南向きアレイを前提としたが、今年度これを任意方位角に拡張した理論式で時間別最大値抽出データをフィッティングした。実例を図3に示す。図4は本方法を適用して分離した日陰補正係数の時間変化の様子である。

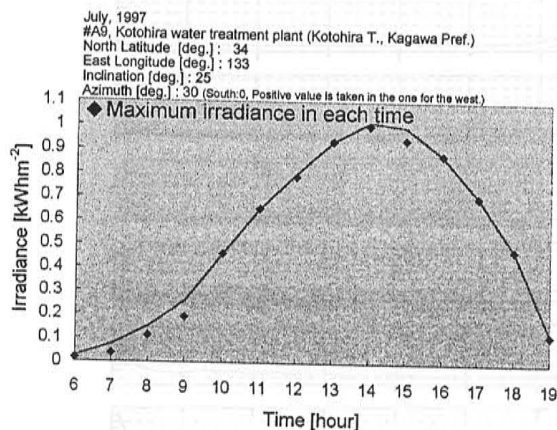


図3 時間別最大値抽出データとそのフィッティング例

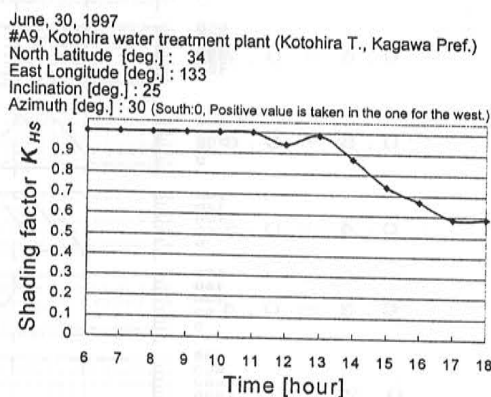


図4 分離された日陰補正係数の例

改良SV法をフィールドテスト計画の104システムに適用した結果を図5および図6に示した。対象運転データは、1997年度1年間である。図5は日陰補正係数のヒストグラム、図6は、総合結果で、それぞれの係数は全システムの平均値である。



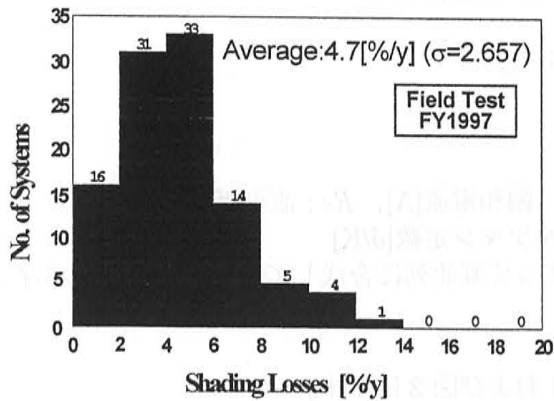


図5 フィールドテストの日陰補正係数

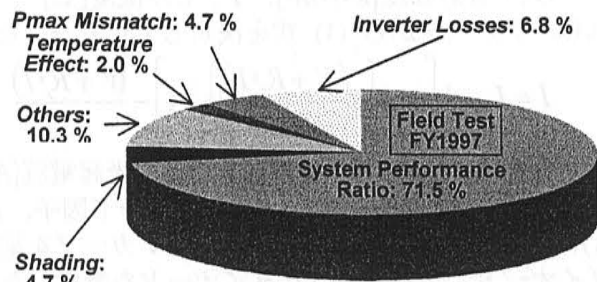


図6 改良SV法によるフィールドテストプラントの分析結果

#### 4.4 入射角起因入射損失の分離

従来システム評価で「その他」として一括していた損失部分の細分化を試み、入射角依存性に起因する因子の分離を行った。

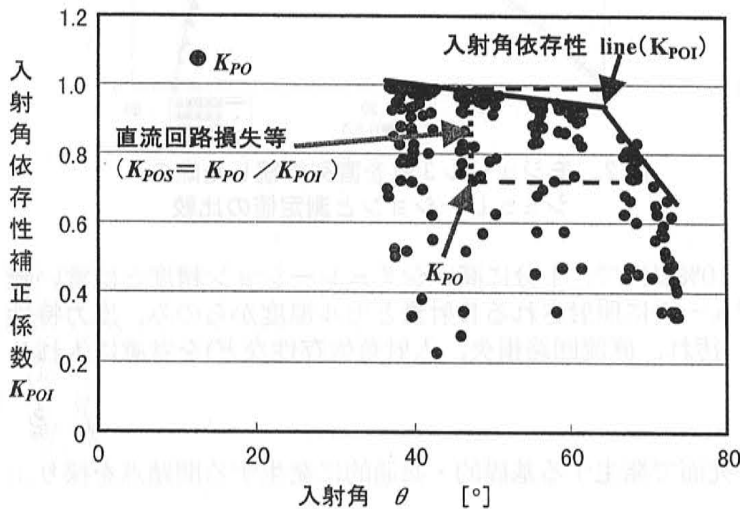


図7 入射角依存性の分離方法

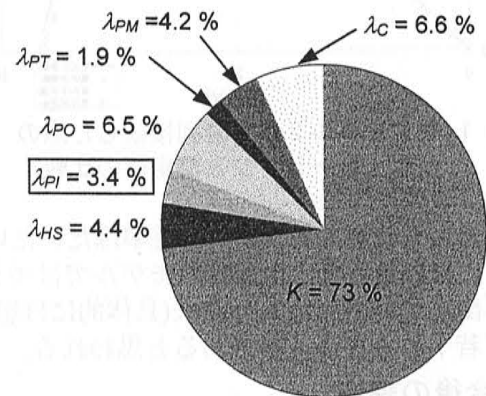


図8 損失因子の割合(44 サイト平均)

太陽電池アレイ定格容量により規定される理想発電特性と、実際に得られる発電特性の散布図の最大値方絡線の間が存在するギャップを表すその他損失係数  $K_{PO}$  を、各データに対応する太陽の天頂角から、直達光がアレイに入射する入射角に換算して、図7のような散布図を作成した。ここで、一群のデータの上方に接する方絡線が入射角依存性を表すものと考えた。

図8は、本方法により、フィールドテストプラントに含まれる44サイトの年間のシステム出力係数と損失因子を分離した結果例である。

#### 4.5 複合アレイ発電特性シミュレーションモデルの構築

異なる設置姿勢のモジュールを組み合わせた複合アレイの発電特性のシミュレーションを行うためのモデルについて、JQA浜松実験装置を使用して、アレイ特性のシミュレーション精度を対比・確認した。モデル開発のための参照実験はJQAソーラーテクノセンター(静岡県浜松市)のアレイ多姿勢模擬試験設備を用い、異平面アレイを直列接続したシステムの基礎データを取得した。

##### (1) シミュレーションモデル

シミュレーションは以下の項目から計算される。

モジュール定格

$V_{oc}$ : 解放電圧[V],  $V_{pmax}$ : 最適動作電圧[V],  $I_{sc}$ : 短絡電流 [A],  $I_{pmax}$ : 最適動作電流[A],  $m$ : 1モジュール内の直列セル枚数[枚], 各モジュールごとの変動量

$G_A$ : 日射強度[kW/m<sup>2</sup>],  $T$ : セル温度[°C]

これらパラメータから (1) 式を決定し I-V カーブを算出する。

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s \cdot I}{m n k T} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{(V + R_s \cdot I)}{R_{sh}} \quad (1)$$

$I$ : 電流[A],  $V$ : 電圧[V],  $I_{ph}$ : 光起電流[A],  $I_0$ : 飽和電流[A],  $R_s$ : 直列抵抗[Ω],  
 $R_{sh}$ : 並列抵抗[Ω],  $n$ : ダイオード因子,  $k$ : ボルツマン定数[J/K]

式(1)により I-V カーブ算出し, その I-V カーブを配線に従って直並列に合成していく。その際, バイパスダイオード, ブロッキングダイオードを考慮した。

## (2) 試算例

シミュレーションによる計算結果と測定値との比較を図 1 および図 2 に示す。

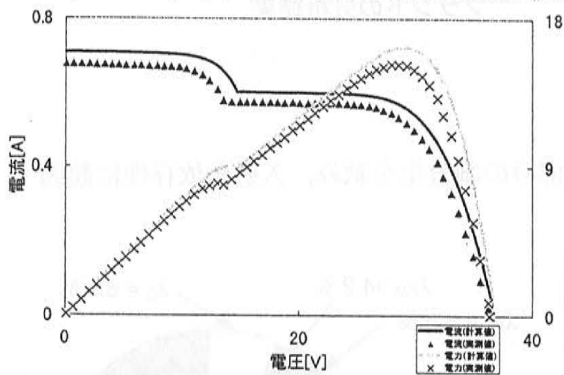


図 1. モジュール 2 枚を直列接続した際のシミュレーションと測定値の比較

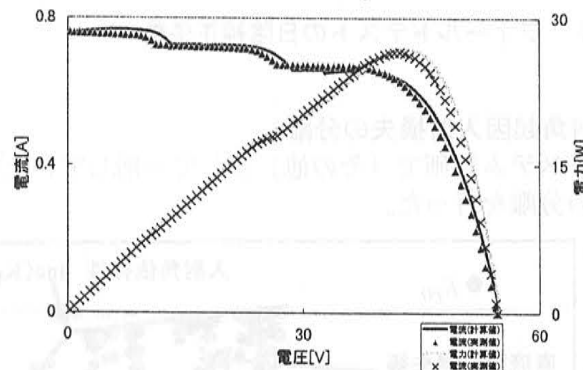


図 2. モジュール 3 枚を直列接続した際のシミュレーションと測定値の比較

図からも分かるように, 誤差率はだいたい 10%以内で, 十分に高いシミュレーション精度とは言い難い。には収まった。现阶段のモデルではモジュールに照射される日射量とセル温度からのみ, 出力特性を算出している。種々の損失(具体的には影, 汚れ, 直流回路損失, 入射角依存性など)を考慮に入れるなど若干の改良が必要であると思われる。

## 5. 今後の課題

本研究では, 太陽光発電のシステム評価研究面で発生する基礎的・共通的に発生する問題点を採り上げて, その解決を図ってきた。

- ① とくに, 日射計測は, 日射センサが価格・長期信頼性で問題点があるため種々の問題点が発生している。複数の日射センサがあれば解決するはずであるが, 水平面日射計のみで傾斜面がなかったり, 複数面アレイでも日射計が 1 台のみという現実がある。日射強度を他の方位角・傾斜角に換算するニーズは依然強い。時積算日射量については解決の方向性が見えるが, 日射瞬時値 (1 分) データについては, 薄日条件でさらに方法論を検討する必要がある。本課題の基本的解決には, 低価格・高信頼度の日射センサの開発が望まれる。
- ② JWA 日射データベースによる任意面年日射量を全国 7 枚の方位角・傾斜角相対分布図と 1 枚の水平面 (または最適傾斜面) 日射量マップにより表し, 年平均温度マップ利用も組み合わせたどの地域においても日射量を推定できる簡易システム設計手順を提案した。本方法は手軽で他業界の技術者にとっても有用と思われる。今後は, すべての設計情報を統合化した知識ベース化が望まれる。シェルの GIS を利用することも考えられる。
- ③ SV 法によるシステム評価について, 南向き以外の方位についても実効的な「日陰補正係数」等の分離が可能であることを確認した。また, 同評価で「その他」として一括していた損失部分の細分化を試み, 入射角依存性に起因する因子の分離を行ったが, 同因子の自動分離アルゴリズムの構築が必要である。また, 残された因子とアレイ回路損失の整合をとるために, 分析手順の若干の修正が考えられる。
- ④ 異なる設置姿勢のモジュールを組み合わせた複合アレイの発電特性のシミュレーションを行うためのモデル作成では, JQA 浜松実験装置を使用して, アレイ特性のシミュレーション精度を対比・確認した。今後, 実プラントの発電特性と照合するとともに, 設計データベース化するためのケーススタディ結果テーブルを用意していく必要がある。