

第2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

2000年3月25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

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
予稿集

開催日時

平成12年3月25日(土) 13時～17時20分

開催場所

東京農工大学 小金井キャンパス
中央棟5階 大会議室

主催:東京農工大学 工学部電気電子工学科 黒川研究室

太陽光発電システム研究発表会 プログラム

平成12年3月25日(土)13時～17時20分 東京農工大学 小金井キャンパス 中央棟5階 大会議室

☆発表・質問:15分

I. はじめに(13:00)

挨拶 (黒川浩助)

II. 研究発表(13:05)

1. 黒川研究室における太陽光発電システム研究の概要 (黒川浩助)

- | | | |
|----------------------|----------|-------------|
| (1) フィールドテスト等のシステム評価 | (内田、山口) | (13:20) … 1 |
| (2) 傾斜面日射量の測定・換算処理 | (宇野澤、谷端) | (13:35) … 5 |
| (3) 魚眼写真による日照障害予測 | (登守) | (13:50) … 7 |
| (4) 太陽光発電アレイシミュレーション | (松川) | (14:05) … 9 |

(休憩) (14:20-14:35)

- | | | |
|---------------------------|---------------|-------------|
| (5) PVインバータの研究 | (草川、奥石、桜井、山下) | (14:35) …11 |
| (6) 系統連系インバータの制御保護 | (石川) | (14:50) …13 |
| (7) 電気二重層キャパシタを組み込んだ太陽光発電 | (川口) | (15:05) …15 |
| (8) 衛星雲画像による日射予測 | (谷口) | (15:20) …17 |
| (9) PVモジュールのリサイクル | (鰻田) | (15:35) …19 |

(休憩) (15:50-16:05)

- | | | |
|-------------|------|-------------|
| (10) システム分析 | (片岡) | (16:05) …21 |
|-------------|------|-------------|

2. 上迫研究室における太陽電池研究の概要

- | | | |
|-------------------------|--------|---------|
| (1) シリコン系薄膜の作製と評価に関する研究 | (上迫浩一) | (16:20) |
|-------------------------|--------|---------|

3. 齊藤研究室における太陽電池研究の概要

- | | | |
|--------------------------|--------|---------|
| (1) 雪国における太陽光発電システムの可能性 | (吉岡一也) | (16:40) |
| (2) 結晶 Si 型太陽電池特性の光劣化と対策 | (橋上 洋) | (17:00) |

III. おわりに(17:15)

挨拶 (黒川浩助)

(終了) (17:20)

IV. 懇親会 (18:00)

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

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、この比が日陰補正係数 K_{HS} となる。ただし、日陰補正係数を算出する際には直散比を考慮しなければならない。快晴時の直散比を 8:2 とすれば、日陰補正係数 K_{HS} は式(3-4)で算出可能である。

$$K_{HS} = \begin{cases} \frac{E_{Am} - 0.2 \cdot E_{Ath}}{0.8 \cdot E_{Ath}} & (E_{Am} \geq 0.2 \cdot E_{Ath}) \\ 1 & (E_{Am} < 0.2 \cdot E_{Ath}) \end{cases} \quad (3-4)$$

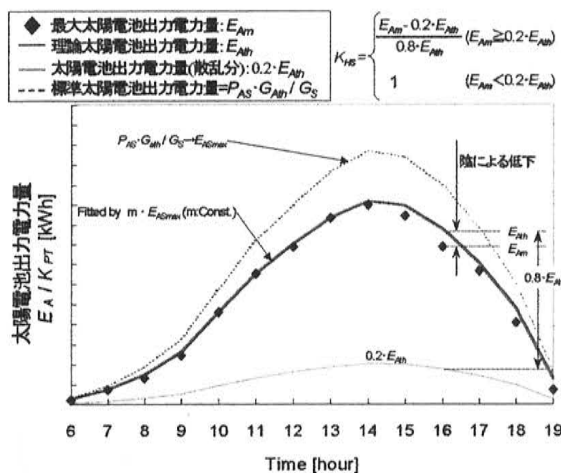


図 3-2：日陰の影響の分離

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 制御ミスマッチ補正係数 K_{PM} も分離が可能となる (図 3-1 参照)。このことから、Pmax 制御ミスマッチ補正係数 K_{PM} は式(3-5)に示される式で算出することができる。

$$K_{PM} = \frac{E_{AS}}{E_{NM} \cdot K_{HS}} \quad (3-5)$$

図 3-1 および図 3-2 の縦軸の値が、温度補正係数 K_{PT} で除されているのは同じ温度条件(25[°C])で評価を行う為である。これらの特性パラメータを全て加味したものがシステム出力係数 K となり、式(3-6)で表わすことができる。

$$K = K_{HS} \cdot K_{PO} \cdot K_{PT} \cdot K_{PM} \cdot K_C \\ = \frac{E_p}{P_{AS} \cdot H_A / G_S} \quad (3-6)$$

P_{AS} : 太陽電池定格出力 [kW]
 G_S : 標準状態での日射強度 (=1[kWm⁻²])

4. 結果および考察

図 4-1 に、1998 年度におけるフィールドテストの評価を行った 153 サイト平均の損失因子割合を示す。

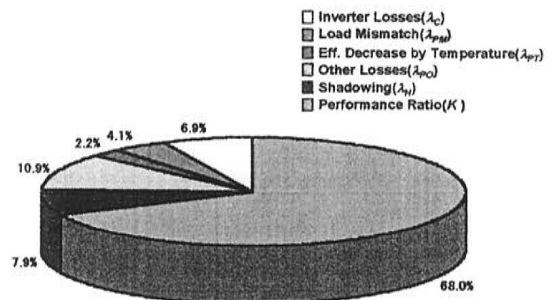
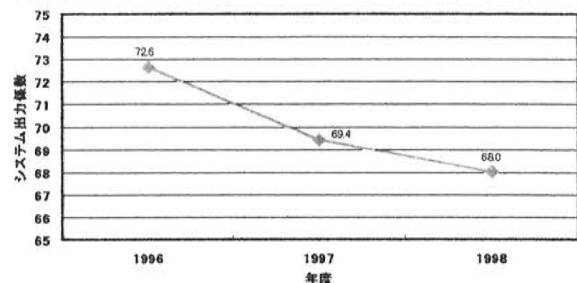
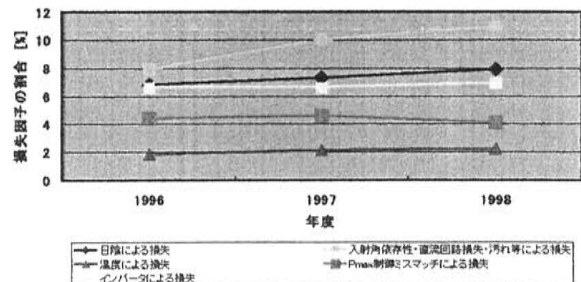


図 4-1: FT-1998 年度の損失因子割合(153 サイト)

図 4-1 より、1998 年度のシステム出力係数 K は 68.0[%]であり、一般的な値(65~80[%])であった。1997 年度(104 サイト)は 71.5[%]、1996 年度(72 サイト)は 75.0[%]であり、徐々に低下傾向にあるが、これは様々な設置形態の PV システムが導入されたことが原因であると考えられる。損失については、入射角依存性・直流回路損失・汚れ等による損失および日陰による損失が 10.9[%]と最大であり、全損失の 31.9[%]を占めた。図 4-2 に 1996 年度から 1998 年度までの経年変化を示す。図 4-2(b)より、システム出力係数が年々低下している原因が、入射角依存性・直流回路損失・汚れ等による損失および日陰による損失の増大によることわかる。まさにこれは、様々な設置形態の PV システムが導入されたことを示していることに他ならない。また、図 4-3 に、システム出力係数の地域性を示す。この図より、システム出力係数は南海道を中心とした値の高い地域と日本海側の値の小さい地域に分類することができることが確認できた。日本海側におけるシステム出力係数を低減させる原因の 1 つとして冬季の降雪に起因することも確認できた(図 4-4 参照)。



(a) システム出力係数



(b) 損失因子

図 4-2：各要素の経年変化 (1996 年度~1998 年度)

また、各 PV システムにおける損失因子についても、評価結果と設置事例との検証も行い、評価手法の妥当性を確認している。この件に関して、日陰補正係数の個別例を挙げる。

図 4-5 において、日の出から午前 11 時までの間は、月別最大日射パターン H_{Ath} [kWhm⁻²] と 1997 年 6 月 30 日の傾斜面日射量 H_A [kWhm⁻²] が等しく、日陰補正係数 K_{HS} は 1 となっている。これは、このサイトの PV 設置方位角が南から西へ 30 [deg.] となっているため、午前中は PV アレイ面に日陰が懸からないことを如実に示している。また、午後は時間が経つにつれ日陰補正係数の値が小さくなってきており、時間とともに太陽高度が低くなることと一致している。

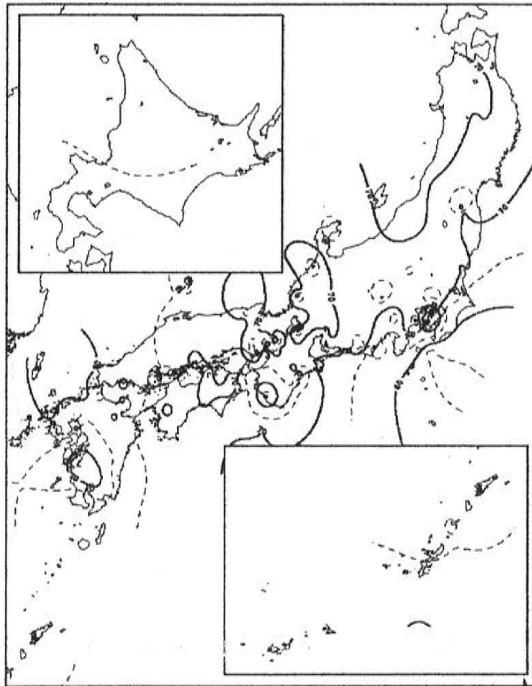


図 4-3 : システム出力係数の地域性

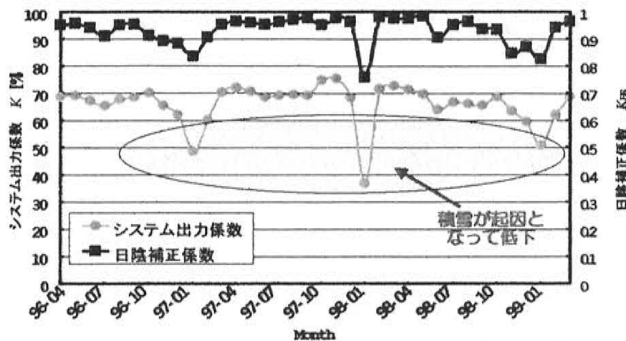


図 4-4 : 日本海側におけるシステム出力係数を低減させる理由 (山形県 : 1996 年 4 月 ~ 1999 年 3 月)

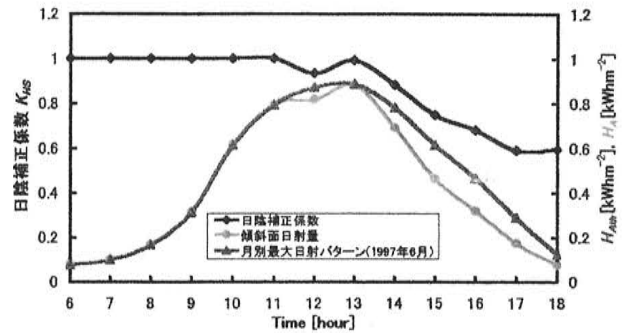


図 4-5 : 時間別日陰補正係数の変化 (傾斜角 30°、方位角 25° [1997-06-30])

5. 新たな損失因子の算出方法

5.1 入射角依存性補正係数の算出方法

入射角依存性・直流回路損失・汚れ等補正係数 K_{PO} を入射角依存性補正係数 K_{PI} 、直流回路損失 K_{PE} 、汚れ等による損失 K_{PS} の 3 つに分離を試みた。特に今回は入射角依存性補正係数 K_{PI} の算出手法を説明する。

入射角依存性補正係数 K_{PI} は太陽電池アレイに対する入射角が分かれば、算出することができる。その入射角 θ は式(5-1)で表される。

$$\cos \theta = (\sin \phi \cos \beta - \cos \phi \sin \beta \cos \gamma) \sin \delta + (\cos \phi \cos \beta + \sin \phi \sin \beta \cos \gamma) \cos \delta \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \cos \omega \quad (5-1)$$

δ : 太陽赤緯

ϕ : アレイの設置緯度

ω : 太陽時角 (南中を 0、西向きに正)

γ : アレイ方位角 (南中を 0、西向きに正)

β : アレイの傾斜角度 [rad]

ここで太陽赤緯、太陽時角は通し日数と時間のみ依存する。アレイの設置緯度、方位角、傾斜角が分かれば、アレイに対する太陽光の入射角 θ を算出することができる。横軸にその入射角 θ 、縦軸に入射角依存性・直流回路損失・汚れ等補正係数 K_{PO} をとったグラフを図 5-1 に示す。

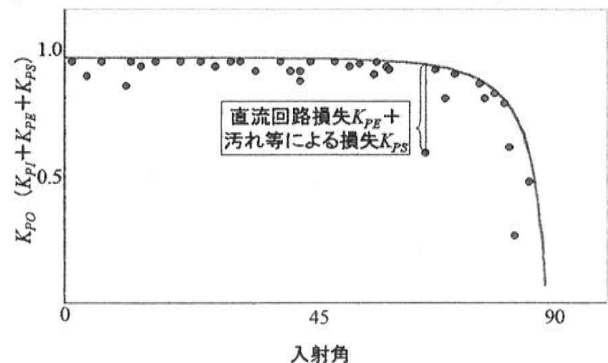


図 5-1 入射角依存性補正係数の算出手法

図 5-1 に示すように 1 ヶ月間の時系列データ K_{PO} の散布図は、入射角 θ に対してばらつきを持っている。この K_{PO} の最大値にフィッティングす

る曲線が入射角依存性損失曲線となる。また、この曲線と K_{PO} の比が、直流回路損失 K_{PE} 及び汚れ等による損失 K_{PS} の和の影響を示している。

5.2 結果

平成 10 年度のフィールドテストでの運転データより有効なデータ 121 サイトの月別の入射角依存性補正係数を図 5-2 に示す。入射角依存性補正係数 K_{PI} は、太陽高度の低い冬季に低い値をとり、逆に太陽高度の高い夏季に大きな値をとる。図 5-2 よりその傾向を見ることができる。しかし、1 年中で最も太陽高度の高くなる夏至である 6 月に少し減少している。これは、6 月は梅雨の時期と重なるため晴天の日が少ないため信頼性の高いデータが少ないため、 K_{PO} を算出する段階で誤差が生じ、それが影響してこのような結果が得られたものと考えられる。

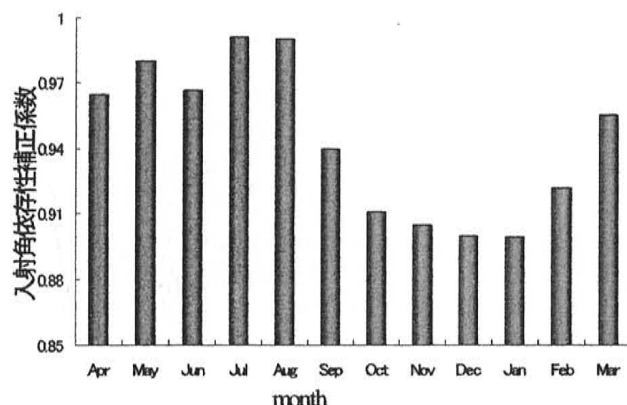


図 5-2 月別の入射角依存性補正係数

6. 日射計のないサイトの評価方法

太陽光発電システムにおいて、日射計の設置されていないサイトは少なくない。そのようなサイトでは日射量データを取得することができず、評価を行うことができない。そこでそのようなサイトでも評価を可能また日射量を予測するために、AMeDAS(アメダス)のデータを用いて水平面日射量を推定する方法を提案した。アメダスデータには、日照時間のデータが収録されているため、式(6-1)~(6-3)を用いれば、水平面日射量を算出することができる。

$$H_s = \left(a + b \frac{n}{N_d} \right) \cdot H_0 \quad \dots(6-1)$$

$$H_0 = 1.382 \cdot \cos \theta_z \quad \dots(6-2)$$

$$N_d = \frac{2}{15} \cos^{-1}(-\tan \varphi \cdot \tan \delta) + 2c \quad \dots(6-3)$$

H_s : 水平面日射量 [kWhm⁻²]
 H_0 : 大気外水平面日射量 [kWhm⁻²]
 n : 日照時間 [h]

N_d : 日照時間 [h]
 θ_z : 天頂角 [deg.]
 φ : 緯度(北緯) [deg.]
 δ : 太陽赤緯 [deg.]
 a : 定数
 b : 定数
 c : 定数

ここで得られた水平面日射量を傾斜面日射量に変換することで、SV 法を用いて評価が可能となる。

7. まとめ

本研究では、4 種類の簡易計測により 6 種類の特性パラメータに分類する SV 法の開発を行った。評価の精度は時間ごとに行っているため非常に高い。また、この評価手法を用いて様々な設置形態を有する太陽光発電システムの評価を行い、地域性について検討した。これらの結果が、今後の太陽光発電システム導入時における指針となるものと確信する。

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, 2nd World Conf. On Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, 6-10 July, (1998), Oral-6A.
- [2] 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 (8th International Conference on Solar Energy in High Latitudes), Edmonton, Canada, 11-14, Aug, (1999), Technical-Session 9.
- [3] D.Uchida, K.Otani, K.Kurokawa: Evaluation of Effective Shading Factor by Fitting a Clear-Day Pattern Obtained from Hourly Maximum Irradiance Data, PVSEC-11, 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Sapporo, Japan, Sept.20-24, (1999) No.102, Oral.
- [4] 山口, 内田, 黒川, 大谷: SV 法による太陽光発電システムの損失因子の詳細化, 平成 12 年電気学会全国大会, Tokyo, Japan, 21-24, March, (2000)

傾斜面日射量の測定・換算処理

宇野澤 浩之(M2)、谷端 正志(B4)

1. はじめに

太陽光発電システムの導入時代を迎え、住宅システムや公共施設などに対する公的な助成制度が整備され、多くの太陽光発電システムが全国に建設されつつある。これらのシステムから得られる最小限度のデータをうまく分析してやれば、各システムがどれほど期待通りの動作をしているかの確認に力を発揮する。この実用的な意味でのシステム技術確認のためにフィードバックループを機能させることは必要かつ重要である。また導入時代にあっても、多くのシステムの性能を最大に発揮させるための運転性能把握は不可欠である。

システム評価という観点から、現時点において考慮すべき諸課題を突き詰めていくと結局、様々なレベルでの日射量評価・分析問題に帰するものが多い。また、これに基づく複雑構成アレイの発電特性の分析が求められている。本研究では、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量計測・推定を重点的に取り上げ、基礎学術面からの補完・支援を目的とした、基礎的・多角的な検討を実施してきた。

2. 多傾斜面日射量問題

太陽光発電システムの普及に伴い、システムの多様化が進み複合アレイや曲面アレイを持つシステムが数多く登場してきている。このようなシステムの性能評価のためには、アレイが受ける日射量の値を正確に把握しておかなければならない。しかし、システム個別に十分な計測器を配備するというのは、計測システムのコスト・保守管理などの問題から実現が極めて困難である。既存のシステムにおいても、複合アレイを持ちながら計測器は1台しか無い、また傾斜面日射計が無く水平面日射計しか無いといったケースが数多く見られる。このような場合には、得られている日射量のデータをアレイの設置角に合わせて換算することになる。

その際に、得られている観測データが水平面日射量のみであった場合には、まず日射量を太陽からの直達光成分と、天空からの散乱光成分に分離しなければならない。この操作は直散分離と呼ばれ、その推定アルゴリズムとして通常用いられるのは、散乱比（散乱光と直達光の比）と晴天指数（全天日射量と大気外日射量の比）に適切な相関関係を見出して、散乱成分の推定

を行うといったものである。しかし、図1からもわかるように、この関係は日射（晴天指数）が中程度のときに特にバラツキが大きくなり単純な関数近似では大きな推定誤差が含まれてしまう。したがって斜面日射量の換算推定においては、直散分離推定の部分が推定精度のボトルネックとなる。

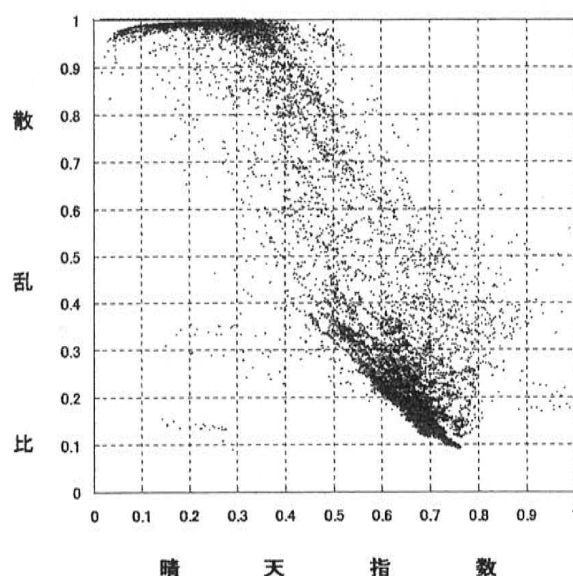


図1 散乱比—晴天指数の関係（1998年1月）

本研究においては、精度のよい傾斜面日射量の推定モデルの開発を目的とし、特に得られている観測データが水平面日射量しかないというようなケースを想定して、直散分離推定モデルの開発に取り組んできた。

3. 散乱成分推定モデルの作成

3.1 計測設備

本研究では、東京農工大学工学部電気棟（3号館）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および傾斜面日射強度（傾斜角 35° ）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。今回の評価においては、これらから得られた1998年1月～11月および1999年2月～12月の観測データを用いた。

3. 2 天気による分類とモデル化

本研究では、前述の計測設備より得られる観測データを元に詳細な調査を行ってきた。その結果、図1における散乱比の分布はあらゆる場合において一様というわけではないことを見出し、これを天気の状態により分類する方式を考案した。データより天候の状態が判断できればそれぞれに適切な推定モデルを与えてやることにより、モデル全体の推定精度を上げることができる。現在では天気の状態を表1にあるような5種類にモデル化し、具体的な分類手法としては1分値データの時系列より得られる移動平均値等のパラメータを考えることにより行う。

表1 天気モデルとその特徴

天気モデル	晴天指数	散乱比	天気の変動
快晴	高い	非常に低い	小さい
曇天	低い	ほぼ1	小さい
変動	中程度～高い	非常に高い	非常に大きい
薄曇り	① 中程度	やや高い	小さい
	② 中程度～高い	高い	中程度
エッジ	非常に高い	高い	大きい

実際の散乱成分の推定において、変動モデルについては全天日射強度の絶対値から推定を行い、それ以外については晴天指数と散乱比の関係に近似関数を与えて推定を行った。

4. 直散分離推定結果の評価

前述のアルゴリズムにより、直散分離推定と結果についての評価を行った。誤差の指標として用いたのはMBE、RMSEである、結果を表2に示す。

表2 直散分離における誤差の評価

		MBE				RMSE			
		散乱日射強度		直達日射強度		散乱日射強度		直達日射強度	
		[W/m ²]	[%]	[W/m ²]	[%]	[W/m ²]	[%]	[W/m ²]	[%]
1分値	1998年	-8.74	-0.220	5.66	50.1	53.0	26.4	85.1	139
	1999年	-2.51	5.01	6.08	31.7	55.7	31.6	86.5	107
	平均	-5.6	2.4	5.9	40.9	54.3	29.0	85.8	122.6
時積算値	1998年	-7.27	0.504	13.4	49.2	29.1	16.1	56.3	94.6
	1999年	-1.33	5.71	15.8	30.8	31.3	20.4	57.5	88.4
	平均	-4.3	3.1	14.6	40.0	30.2	18.2	56.9	81.5

散乱日射強度、直達日射強度ともにMBEの絶対値は小さい。このことから、長期間で見た誤差のバラツキは均等であることがわかる。またRMSEについては、データを時積算したときに3~4割程度の改善が見られた。これは、積算

によりデータ個々のバラツキがならされていることを示す。

5. 傾斜面日射強度の推定結果の評価

前節において推定した散乱日射強度、直達日射強度を用いて傾斜面日射強度の合成を行った。評価に用いた合成モデルは、均一モデル、Hayモデル、Perezモデルの3種類である。評価の結果を表3および表4に示す。

表3 MBEによる斜面日射強度推定における誤差評価

		MBE_A [W/m ²]			MBE_R [%]		
		均一モデル	Hayモデル	Perezモデル	均一モデル	Hayモデル	Perezモデル
1分値	1998年	-6.26	78.6	15.2	0.459	32.0	4.43
	1999年	-11.7	69.2	12.0	-0.759	26.1	3.48
	平均	-8.98	73.9	13.6	-0.150	29.0	3.96
時積算値	1998年	-2.96	84.3	17.0	1.21	33.1	4.69
	1999年	-7.70	75.5	14.7	0.0212	27.2	3.89
	平均	-5.33	79.9	15.8	0.616	30.1	4.29

表4 RMSEによる斜面日射強度推定における誤差評価

		RMSE_A [W/m ²]			RMSE_R [%]		
		均一モデル	Hayモデル	Perezモデル	均一モデル	Hayモデル	Perezモデル
1分値	1998年	28.5	90.1	30.6	8.06	36.4	9.09
	1999年	31.0	82.0	27.9	7.74	30.4	7.71
	平均	29.7	86.0	29.3	7.90	33.4	8.40
時積算値	1998年	24.3	90.3	24.2	7.03	35.3	6.81
	1999年	29.1	83.4	25.7	7.22	29.5	6.41
	平均	26.7	86.9	25.0	7.13	32.4	6.61

1分値データでは、均一モデルとPerezモデルがMBE、RMSEともにより精度となっている。ここでは時積算による誤差の改善は見られなかった。

5. おわりに

観測データが乏しいサイトにおける斜面日射量計測・評価手法を提案するために、1日射計データからの任意面日射量推定方法の開発に取り組んだ。そして、日射強度の1分時データの時系列から天気の状態を分類してそれぞれモデルを適用する推定手法を考案した。斜面日射強度合成モデルとの併用による推定精度はRMSEで10%程度であった。

将来的には本方式を、斜面日射強度のリアルタイム換算推定アルゴリズムに組み入れることができると考えられる。

魚眼写真による日照障害予測

登守 利征(B4)

1. 研究背景・目的

環境問題対策の一つとして、太陽光発電システム（以下 PV システム）は大量導入されることが予想され、発電性能の評価は重要となる。評価には PV システムに入射する傾斜面日射強度を正確に算出するのが必要となる。傾斜面日射強度はシステムの周囲日射環境に依存する値であるのでオンサイトで評価する必要がある。

本研究では、現場で撮影した写真を解析することで日照環境を把握し、PV システムの発電量を予測することを目的とした。前段階としてアレイにかかる影を予測した。



図 1. 魚眼写真（本学正門前で撮影）

写真撮影には周囲環境の一括撮影に簡便な魚眼写真（水平 360°、垂直 180° の天球全体の撮影が可能、図 1）を用いた。魚眼写真を地表から真上に向け撮影すれば、カメラ位置 1 点での影の評価は可能である。しかし、発電量予測にはアレイ全体の影を把握しなければならないので、1 点ずつの評価では大量撮影の手間がかかる。また、建材一体型の評価には足場の不安定な屋根の上での撮影が必要となる。そこで本研

究では、適当な位置で撮影した 2 枚の魚眼写真で障害物を三角測量することにより、影を面的に評価する方法を開発した。

2. 予測方法

魚眼写真を適当な 2 地点で撮影し、各写真における特徴点のずれから、三角測量法を用いて特徴点の位置、高さを算出する (①)。これを撮影地点周辺の各障害物で行い、計算した太陽軌道と考えあわせ (②)、撮影地点周辺にいつどのような影がかかるかを予測する。

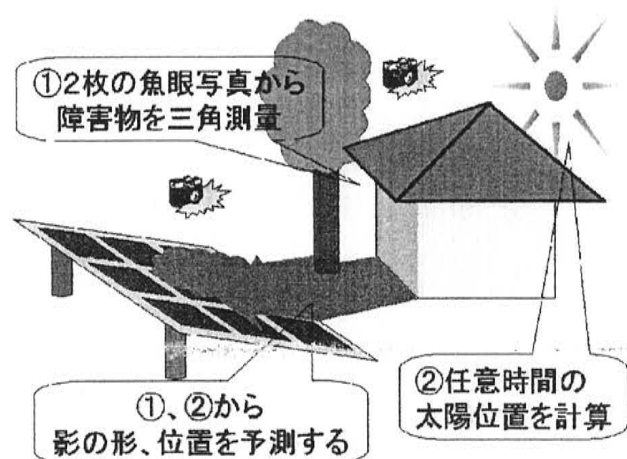


図 2. 影の予測法の概念図

3. 実験

① 開発した予測法の妥当性を確認するため、簡単な障害物（ビルなど建造物を想定した 94[cm] × 34[cm] × 19[cm] の直方体）の影を予測し、実際の影と比較を行なった。

② 予測法の誤差を明確に評価するため、輪郭がはっきりしない実測の困難な影に代えて、障害物の測量時での誤差を検討することとした。実験は撮影位置 A、B を変化させ、ある 1 点 P までの距離 (P'A または P'B) を予測し、誤差を評価

した。結果から本予測法の最適な撮影位置を検討した。

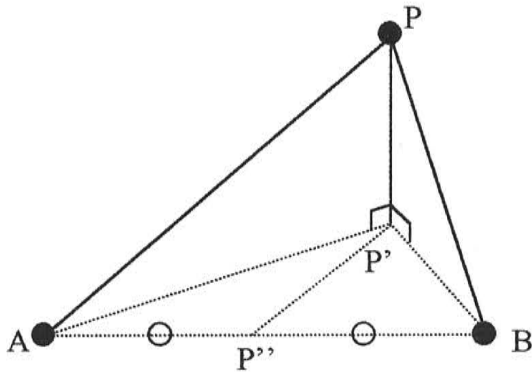


図3. 予測点Pと撮影点A、Bの関係

4. 実験結果

① 予測と実測の影を併記したものが図4である。画面は障害物とその影を真上から見ている。丸の部分撮影位置である。画面左上の白抜き長方形が障害物、そこから伸びる網掛けの多角形は予測した影、それとすこしずれている灰色の直線で囲んだ部分が実測の影である。時間的变化がよく再現されていることがわかる。誤差は長さについて6%以下、角度について3.5%以下になり、開発した予測法により良好な結果が得られた。

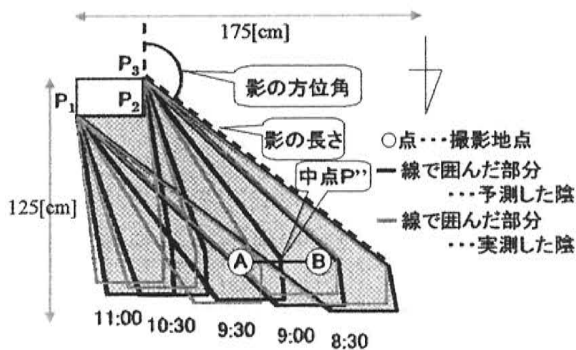


図4. 予測した影と実測の影

② 図3において、撮影点A、Bそれぞれから注目点Pまでの距離の誤差 Δ の平均 ($(\Delta PA + \Delta PB) / 2$) を縦軸、ABの中点P''から注目点

Pまでの距離 (P''P) と AB の長さの比を横軸にとったグラフを図5に示す。

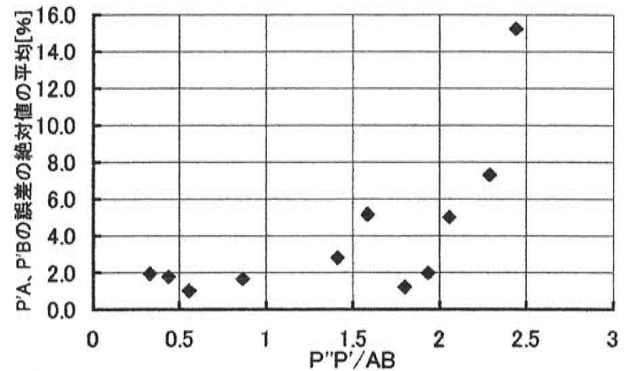


図5. P''P/ABと誤差の関係

結果、本評価法は撮影点間の距離 (AB) が2つの撮影点の midpoint から注目点までの距離 (P''P) に比べ小さいほど精度が落ちることがわかった。P''P/AB が2以下であれば誤差は5.2[%]に押さえられる。本評価法を効果的に用いるには、ABをP''Pの半分より大きくすれば良いことがわかった。

5. 今後の課題

- ・2つのカメラ角度、方向の合わせ方など撮影方法の明確化。
- ・P''P/ABが大きい条件での精度を向上。
- ・木などの複雑な物体の影の予測。

太陽光発電アレイシミュレーション

松川 洋(M1)

1. はじめに

近年の太陽光発電システムの普及に伴い、太陽電池(PV)アレイの一部に日陰が生じることや、同一システム内で複数の異なった傾斜角や方位角を持つなど、複雑な形状の太陽光発電システムがたびたび見られるようになった。このようなシステムでは、PV モジュールの配線によって大きな損失を生じる恐れもある。また現状では、このような特性を考慮したシステム設計ツールなども整備されていない。

ここでは、太陽電池の電気的特性を模擬するための、簡易的な「I-V カーブの重ね合わせ法」によるシミュレーション手法を確立し、アレイを縮小化したモデルを使って多数のパターンにおいて検証を行った。しかし、縮小化した際、低電圧・小電流領域では、逆電圧や逆流防止のために入れるダイオードの影響が生じる。そのため、縮小モデルが電氣的に、実際のシステムと等価となるよう、低電圧・小電流領域におけるダイオードの影響を定量的に把握することで、この実験手法の妥当性を評価した。この“縮小化モデル実験”では、日影の出力特性に及ぼす影響を把握した。

また、多面アレイの代表的なシステムである学校法人希望が丘学園 鳳凰高等学校武道館システム(鹿児島県加世田市)のサイト調査を行った。多面アレイシミュレーションに必要な基礎データの収集を目的とした。非常に大規模なシステムである上に、本サイトにおける本格的な測定実験はこれまで行われてこなかったため、まず測定方法の確立が必要である。今回は予備的な検証として、調査を実施するに当たっての問題点把握、事前調査、基礎実験などを行った。今後本格的な調査を行う計画である。

2. シミュレーションの概要

電流電圧特性(I-V 特性)の推定を簡易的に行うための「I-V カーブの重ね合わせ法」の概要を図1に示す。入力パラメータは、モジュールの定格と、日射強度、モジュール温度である。規準状態のI-V カーブを入力し、日射強度と温度に応じた出力を出すことができる。また、回路内のバイパスダイオード(BPD)やブロッキングダイオード(BLD)も考慮できる。I-V カーブを合成する過程では、回路の構成に従って作図的に I-V カーブ

を重ね合わせるため、単純である上に比較的正確かつ高速に計算できることが特徴である。

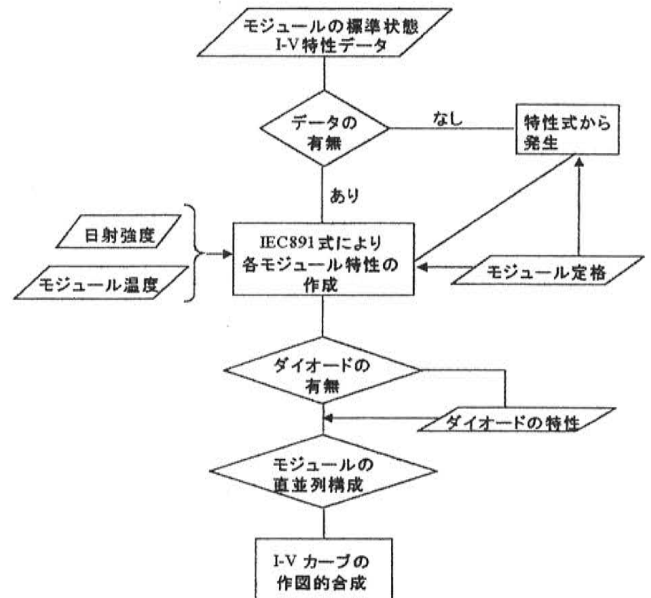


図 1「I-V カーブの重ね合わせ法」フローチャート

3. シミュレーションの精度検証

3.1. 縮小モデル実験の概要

本研究では、アレイの縮小モデルを想定し、小型のモジュール(以下“2分割セルモジュール”と呼ぶ)を用いて数多くのパターンの実験を試みた。本手法の特徴は、以下に挙げられる。

- ・ 実験が極めて簡便である。
- ・ 回路の組み替え(直並列配線やダイオード挿入など)が容易である。
- ・ 陰の模擬が容易である
- ・ あらゆる設置形態を想定した模擬が容易となる。
- ・ ソーラシミュレータを使った屋内実験が可能である。

なお実験は、鹿島建設技術研究所西調布実験場に於いて行った。

3.2. バイパスダイオード、ブロッキングダイオードの影響

通常の太陽光発電システムでは、逆電圧防止のため各モジュールに BPD を、逆流防止や保護のため各直列ストリングに BLD を挿入している。それらダイオードの働きによる出力への影響は定性的になっているが、ダイオード自体による損失などの影響は定量化されていない。ダイオードの

順方向電圧はモジュールの出力に対しては極めて小さいので、無視されることが多いが、低出力の領域では出力特性に対し大きな影響を与える。その概念を図2に示す。

通常モジュールの出力と比べるとダイオードの影響は相対的には小さいが、大規模システムの場合多くのダイオードが組み込まれていることが考えられ、その損失は無視できない量となることが考えられる。また、後述する“縮小化モデル”においてはモジュールの出力が極めて小さいため、ダイオードの影響を考慮する必要がある。

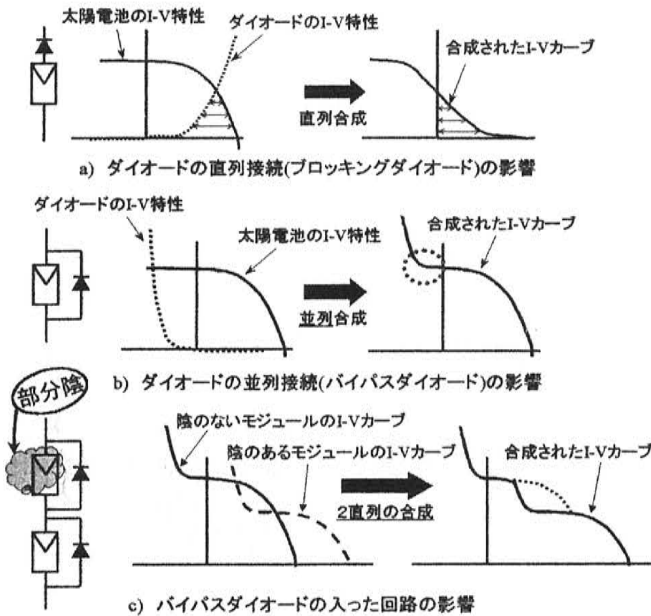


図2 出力の小さいモジュールに対するダイオードの影響

なお、stringの定格電圧に対して、ダイオードの順方向電圧降下が10%以下であれば、ダイオードの損失の影響を無視できることが確認できている。本実験では順方向電圧降下の低いショットキーバリアダイオードを用い、2分割セルモジュールを4枚以上直列に接続していれば問題ない。

3.3. シミュレーションの精度検証

図3に実測値とシミュレーションの比較及び、その測定回路を示す。

測定回路は、2分割セルモジュールのうち2枚をそれぞれ半分陰としたものである。なお、影は全影で2分割セルモジュール内にある2枚のセルを横断する形でかけたものである。グラフからも分かるが、最大電力点における誤差率がわずか0.3%程度であり、極めて精度の高いシミュレーションであると言える。

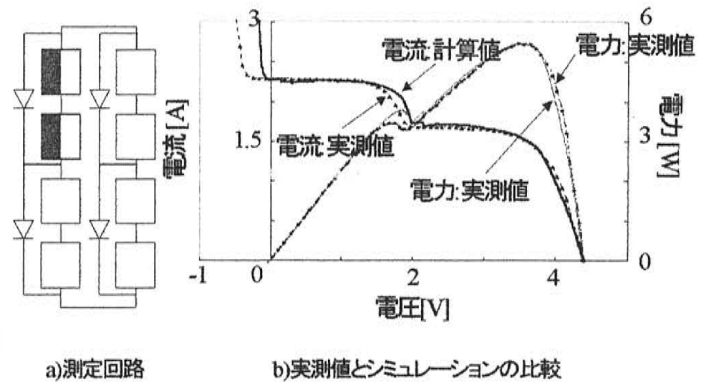


図3 シミュレーションと実験値の比較

4. 理論式による数値解法との比較

実測との比較の他に、異なるシミュレーション手法である「理論式による数値解法」とも比較を行った。この手法は、式(1)に示す太陽電池における等価回路の基本式を使い、各係数を求め、非線形の連立方程式を解くことで解析的に求めていくものであり、理論的な値を算出することができる。

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

この手法は、解析的に厳密な計算が可能であるが、規模が大きくなるにつれて計算量が増加するため、計算速度の点に問題が残る。

「理論式による数値計算」と比較しても非常に精度が良いとの結果を得た。「I-Vカーブの重ね合わせ法」であっても、計算が簡易的であるにもかかわらず、十分な精度が得られる。つまり、I-Vカーブ直並列重ね合わせによる基本モデルは非線形回路モデルの数値解法と同様の精度を持つが、さらに計算数等小さく、解収束上の問題もないことから、大規模アレイ回路網には今回モデルのみが適用可能であると言える。

5. 多面アレイ・大規模システムの測定(鳳凰高校武道館システムの測定)

多面アレイの代表的なシステムとして、鳳凰高校武道館システム(鹿児島県加世田市)のサイト調査を行った。定格150kWと非常に大規模なシステムである上に、これまで本システムの本格的な測定は行われてこなかった。そのため、今回は事前調査として数々の問題点は把握や基礎的な測定を中心に行った。測定は、4方位に於ける日射測定、放射温度測定、I-Vカーブ測定を行い、基礎的な知見を得ることができた。

PV インバータの研究 (小容量トランスレスインバータの開発)

草川 正人(M2)

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) が取り付けられモジュール出力を直接、交流出力に変換する。こ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。これらの小型インバータは高性能・高信頼性・低製造コスト・軽量などの条件を満たさなければならない。また、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は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、本研究では小容量・小型トランスレスインバータの開発・試作を行い、AC モジュールに適応するための基本性能評価を行った。

2 基本回路

本研究で開発したトランスレスインバータは昇降圧型 (buck-boost) DC-DC コンバータを基本回路とし、この回路の動作・特性を利用して、電圧整合を行っている。昇降圧コンバータは図 1 に示すように、回路構成はシンプルであり小型で効率のよい電源である。

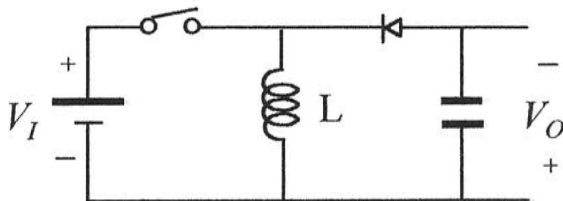


図1 昇降圧型 DC-DC コンバータ

回路動作はスイッチが ON の期間 (T_{ON}) にインダクタンス L にエネルギーを蓄え、OFF の期間 (T_{OFF}) に蓄えたエネルギーをダイオードを通して負荷に供給する。このため出力電圧と入力電圧が逆極性となる。また、出力電圧 V_O と入力電圧 V_I の関係は定常状態では式 (1) の関係で表される。

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

この式はスイッチの ON・OFF 期間を制御することにより比較的広い範囲で電圧整合が可能であることを示している。

一般に昇降圧型 DC-DC コンバータは単一電源から逆極性の電圧を取り出す小容量電源として利用されている。

3 主回路構成と動作原理

図 2 に本研究で製作したトランスレスインバータの主回路構成と各スイッチング素子の動作波形を示す。

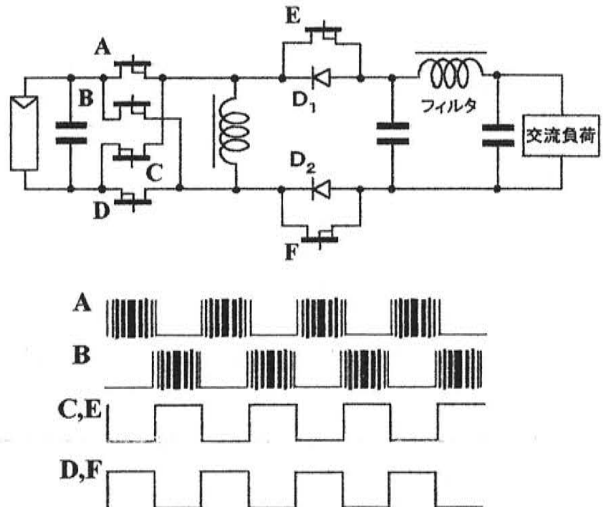


図2 主回路構成と各スイッチの動作波形

主回路は、両極性出力を得るために図 1 に示した昇降圧型コンバータ 2 組をブリッジ形に組み合わせ、スイッチ E・F で 50Hz の同期整流を行う構成になっている。また、出力正弦波はスイッチ A・B を PWM (Pulse Width Modulation) 信号で駆動することにより得られる。このため電圧整合と出力波形整形を一段で行うことが可能であり、変圧器を用いる方式よりも主回路を簡素化することができる。各スイッチング素子には MOSFET を使用し、インバータの定格は 50W とした。

4 制御方法

上述の通り本インバータは昇降圧コンバータの昇圧特性を利用して、入力電圧と出力電圧の整合を行う。図 1 の回路で測定した昇圧特性を図 3 に示す。横軸はインバータのキャ

リア周期 T ($14.2 \mu\text{s}$) に対する ON 期間 T_{ON} の比 (duty 比) であり、この測定は duty 比 0.87 の時にコンバータの定格出力になるように行った。また理論値は式 (1) で計算した値である。

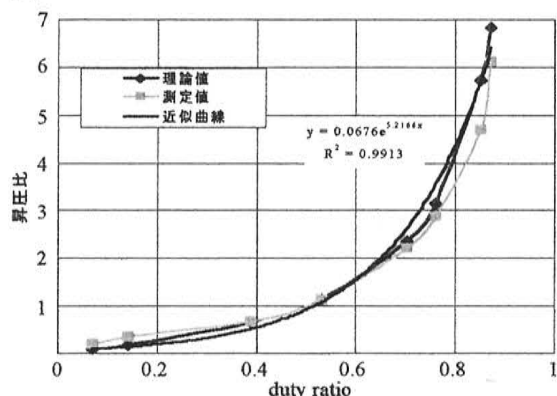


図3 昇降圧型コンバータの昇圧特性曲線

図3より理論値と実測値はほぼ等しく、昇圧比と duty 比の関係は非線形であり、duty 比が 0.6 を超えると、昇圧比が急激に大きくなるのが分かる。この結果より 6 倍前後の昇圧が可能であることが分かる。

本研究では PWM 信号を発生させるために三角波比較方式を用いた。この方式は図4に示すように、基準正弦波 v_{ref} と三角波 v_{car} を比較することにより PWM 信号を作る方法である。

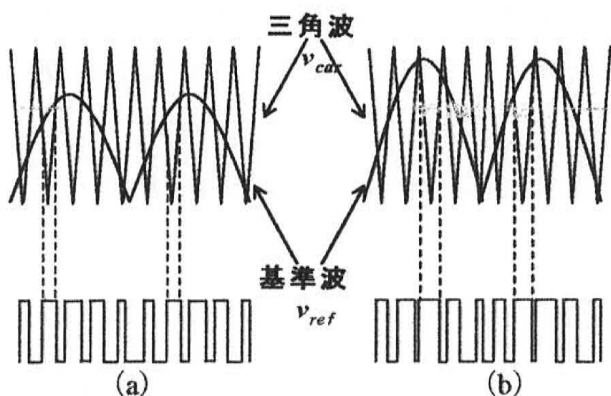


図4 三角波比較方式の原理図

Duty 比と昇圧比の関係が線形ならば、(b)のように v_{ref} の振幅を変化することにより、出力電圧を制御が可能だが、図3に示す通り非線形であるため基準波として単純な正弦波を用いることはできない。本研究では、図3に示す特性に従った PWM 信号を発生させるために以下の式を用いた。

昇圧特性は最小二乗法 (指数近似) により次式で表される。

$$y = 0.0676 e^{5.2166 x} \quad \dots \quad (2)$$

式 (2) に次式を代入し基準波とした。

$$x = \sqrt{\frac{I}{12}} \cdot |\sin \omega t| \quad \dots \quad (3)$$

式 (2) ・ (3) で得られた基準波を利用することにより入力電圧 30V 以上でインバータの定格出力を得ることが可能であることを実験により確認した。

ここで算出した基準波を得るため、制御回路は非線形増幅器を入れた構成になっている。

5 基本性能の評価

AC モジュールを系統連系型太陽光発電システムとして利用する場合、インバータの出力は「分散型電源系統連系技術指針」で定められた以下の範囲を遵守しなければならない。

- 高調波出力電流を総合電流歪み率 5%、各次電流歪み率 3%以下。
- 力率 1 運転を原則とし総合力率は 95% を下回らないこと。

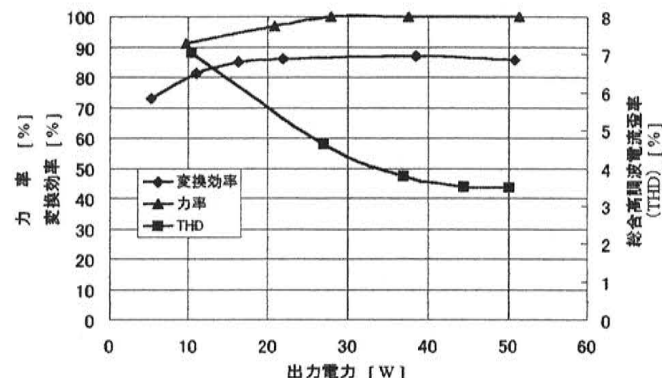


図5 入力電圧 40V 時のインバータの特性

試作回路を利用してインバータ基本性能の測定を行った。図6に一例として入力電圧 40V の時の特性を示す。高調波・力率ともに出力電力の小さい部分で指針の規定値を超えているが、25W 以降では規定内であることが分かる。また効率も広い範囲で 85% を超えている。

6 まとめ

本研究の成果をまとめると、

- ・ 昇降圧コンバータの非線形な昇圧特性を利用するインバータの制御方法を開発した。
- ・ この制御方法を利用した試作インバータの基本性能が MIC に要求される性能を満たすことを示した。

これらの結果は実用化に向けた基礎的なものであるが MIC の終極であるワンチップ化に有利なトランスレスの概念を小容量・小型インバータで実現したことは、大きな意義があると考えられる。

系統連系インバータの制御保護

石川 崇(B4)

1. はじめに

太陽光発電(PV)システムを電力系統に連系して運転すると、不足した電力の供給、余剰電力の売電などメリットが多い。そのため、住宅用を中心に系統連系型システムの普及が進んでいる。

PVシステムは配電系統に連系する場合、連系点の電圧を $101 \pm 6V$ の範囲に維持するよう系統連系ガイドラインにより義務づけられている。系統連系ガイドラインは、電気事業法を基本として電力品質面への影響や従来の系統保護システムへの影響などを考慮している。PVシステムはガイドラインに沿って、進相運転による無効電力Q制御や出力を絞る有効電力P制御などの電圧上昇抑制機能を有する。今後の大量導入により局地的に複数台連系された場合、逆潮流により配電線の電圧が上昇し、PVシステムは電圧上昇抑制機能により発電出力を抑制する恐れがある。

そこで、本研究はその基礎検討として複数台連系時における電圧上昇抑制機能を持ったPVシステムの運転特性解析を行う。

2. シミュレーションモデル・計算条件

複数のPVシステムが連系した配電線モデルを図1に示す。高圧配電線は11区間(ノード)に分割し、各区間に柱上変圧器を介して低圧配電線を配置する。1フィーダの需要家の戸数は1800戸とする。

配電線モデルは、配電線の電圧を適正值に維持する機能を持ち、配電線モデルの電圧分布(図2)に示すように、ノード16で柱上変圧器のタップを6750V/210Vから6450V/210Vに切り替える。また、変電所からの送り出し電圧を負荷量に応じて変化させ、最大需要(2100kW/フィーダ)時は送り出し電圧を6900Vとする。配電線の力率を維持するために力率改善コンデンサを1高圧ノードあたり34.5kVA設置する。

PVシステムは、日射量を入力とする機能および、ガイドラインによる電圧抑制機能を持つ。電圧抑制機能については、図3のフローチャートに示す。入力として、各期間における1日の日射量と負荷量(住宅地域)を与える。解析パラメータとして、PVシステムの普及率(戸数に対する割合)を0~50%と変化させ、制御電圧の上限値を214Vとする。

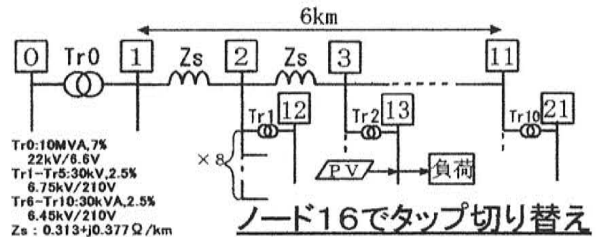


図1 配電線モデル

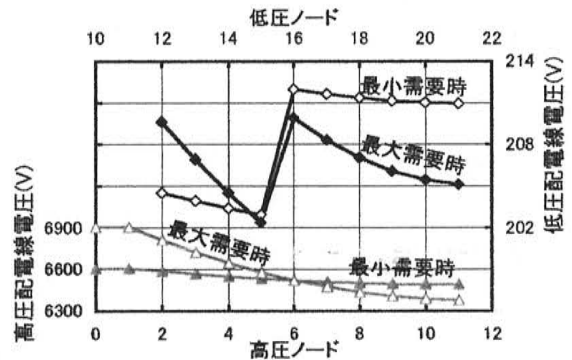


図2 配電線モデル電圧分布

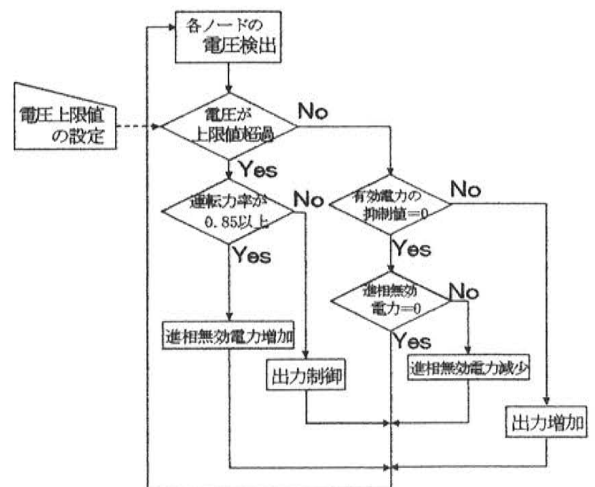


図3 フローチャート

3. シミュレーション結果

各期間におけるPV普及率20%時の低圧配電線の電圧変化を図4に示す。夏期や冬期は昼間の時間帯の負荷量が大きく、逆潮流が発生しても配電線の電圧が上限値である214Vを越えていない。中間期は昼間の時間帯に、配電線の電圧が上限値を越えているため出力が制限される。

中間期PV普及率 20%時の1軒あたりPVシステムの運転特性を図5に示す。制御方式は、全て有効電力制御する。配電線末端に連系したPVシステムは、日射量が最大の時間帯(発電量が最も大きい時間帯)に出力を制限されている。制限された電力量は3.35kWhである。最大発電電力量(11.78kWh)との割合(損失率と定義する)で表すと28.4%が損失となる。これは、PVシステムを設置しているユーザーにとって不利益である。

普及率がさらに増加した場合の損失率の変化を図6に示す。PVシステムの導入が進むと、電圧上昇抑制機能により制限される電力量が増えている。また、昼間の負荷量が小さい中間期が最も損失率が大きくなっている。

損失率を減少させる方法の一つとして、無効電力制御が考えられる。1ノードで同時に無効電力制御すると仮定し、シミュレーションをしたところ損失率は減少した。無効電力制御はPVシステム側から見ると有効であるが、配電系統側から見ると、無効電力を供給されることになり線路損失が増加する恐れがある。

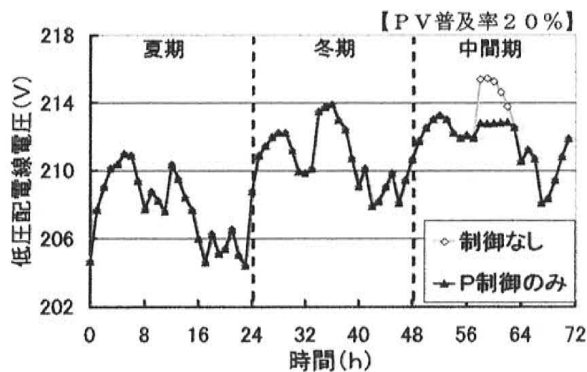


図4 各期間の電圧変化(配電線末端)

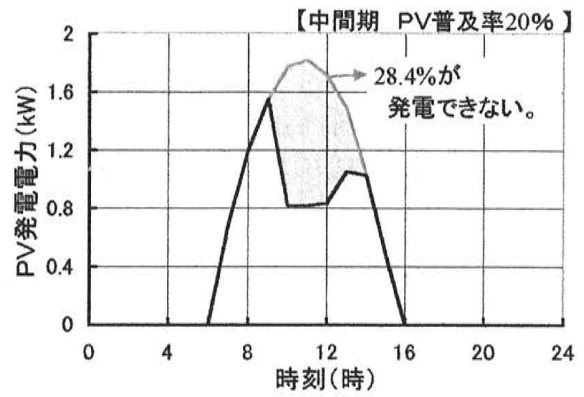


図5 PVシステムの運転特性

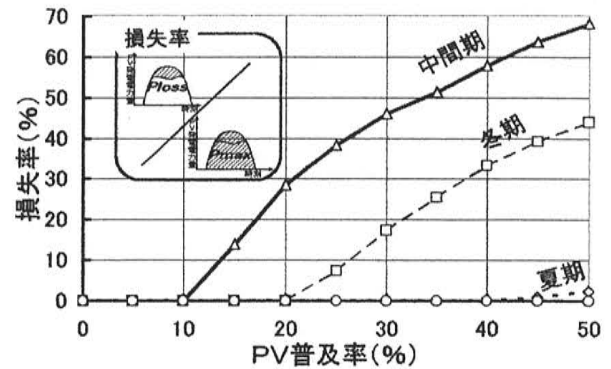


図6 損失率(有効電力制御のみ)

4. まとめ

本研究では、PVシステムの持つ電圧上昇抑制特性をモデル化し、求めた発電電力量(kWh)を用いてPVシステムの運転特性の解析、評価を行った。

その結果、PVシステムが局所的に導入されると、昼間の負荷量の小さい時間帯では、その電圧上昇抑制機能により出力を制限されることがわかった。また、制御方式は有効電力制御より無効電力制御の方が発電電力量を制限されず、PVシステムにとって有効であることが確認された。

今回の配電線モデルは、基礎検討のために低圧配電線を省略している。今後は、低圧配電線も含めてシミュレーションを行い、無効電力制御の有効性の検証を行う。

電気二重層キャパシタを組み込んだ太陽光発電

川口 博嗣(M1)

1. はじめに

近年、発展途上国の電化を目的としたソーラーホームシステム (SHS) 等に独立型太陽光発電 (PV) システムの導入が進められている。一般的に独立型PVシステムは鉛蓄電池により不日照時の電力供給を行うが、深い深度で充放電を繰り返すと劣化の要因となる。そこで筆者らは、電気二重層キャパシタ (EDLC) を鉛蓄電池と併用し、不日照時の発電量の変動を平滑することにより、鉛蓄電池の依存度を低減させ、劣化を防止するシステムを提案している。本論文では、提案しているシステムの紹介と一般的に使用されている鉛蓄電池の充電制御としてチャージコントローラ (CC) を用いたシステムと比較を行い、PV 模擬電源を用いて動作実験を行う。また、発電電力、負荷供給電力及びシステム各部の損失を分析することによりシステム出力係数及び鉛蓄電池依存率を求め、比較を行う。

2. EDLC の説明

一对の固体電極に電解質イオンを含む溶液中を浸して直流電圧を印加すると、電極にはイオンが静電的に引き寄せられ、電極と電解液の界面には電気二重層が形成される。この電気二重層に電荷を蓄積する原理を利用しているのが EDLC である。以下に特徴を示す。

- ・ 物理的な吸着反応であるため、性能劣化が極めて少ない。
- ・ 急速充放電特性に優れている。
- ・ 環境負荷が小さい。
- ・ 二次電池に比べ、エネルギー密度が小さい。

3. EDLC 併用システムの構成

EDLC 併用システムの動作を図 1 に示す。PV 出力に、コンバータ 1、コンバータ 2、及び直流負荷を直列に接続し、EDLC をコンバータ 1 の出力に、鉛蓄電池をコンバータ 2 の出力に接続してシステムを構成する。

晴天時には PV の出力電力により EDLC 及び鉛蓄電池の充電と負荷への電力供給を行う。また短期間の曇天時及び夜間には、EDLC の放電

電力により鉛蓄電池及び負荷に電力供給を行う。長期不日照時の場合のみ、鉛蓄電池の放電電力により負荷への電力供給を行う。従って、鉛蓄電池の放電回数を低減することができる。

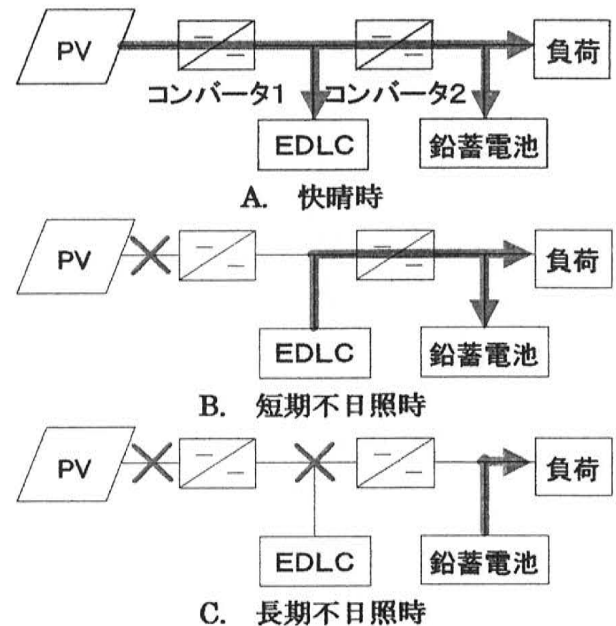


図 1. EDLC 併用システムの動作

4. 実験条件

システム仕様を表 1 に示す。PV アレイとして、PV 特有の IV 特性をもった出力特性を実現でき、日射強度を自由に制御できる PV 模擬電源を使用する。各コンバータは DSP を用いて制御演算を行い、主スイッチ (MOS-FET) を制御する。CC は過充電制御機能のみを利用する。負荷は通信用を想定し、約 10W 一定の抵抗負荷を使用する。

表 1. システム仕様

分類	仕様
PV電源	定格:150W, Voc:15V, Isc:12A, FF:0.85
EDLC	定格:24V-160F (約6Wh)
鉛蓄電池	定格:12V-6Ah (約50Wh)
負荷	抵抗負荷 (約10W)
CC	定格:12V, 過充電設定電圧:14.3±0.2V 充電開始電圧:13.2±0.3V
コンバータ	昇降圧チョッパ, スイッチング周波数20kHz

5. 実験結果

5.1 晴天時の出力特性

晴天時を模擬した日射パターンを任意に作成し、1分を1時間と換算して、試験を行った。初期条件として、鉛蓄電池の充電状態(SOC)は60%、EDLCは放電状態(空の状態)とする。CCシステム(図2)では、鉛蓄電池の充電状態に大きく依存するため、期待される発電量を十分に得られず、PV mismatches損失が大きくなることわかる。それに対して、EDLCシステム(図3)では、急速充放電特性に優れたEDLCにより鉛蓄電池が吸収することができない電力量を蓄えることができ、PV mismatches損失を大きく低減されていることわかる。また、蓄えられた電力は夜間に鉛蓄電池の充電及び負荷電力供給を行うため、鉛蓄電池の依存度を低減することができる。

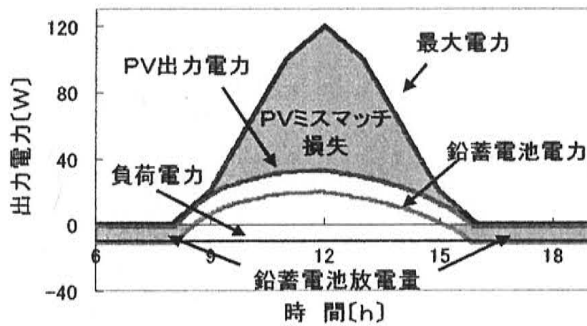


図2. 従来型システムの出力電力特性

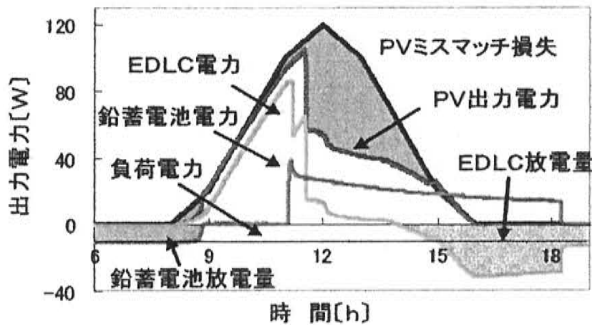


図3. EDLC併用システムの出力特性

5.2 長期動作

前述に述べたのと同じ条件で、晴天時、曇天時、長期不日照時を模擬した試験を図4に示し、入出力電力量の分析を表2に示す。PV mismatches損失以外の損失は、EDLC併用システムでは、10Wh程度高く、各コンバータの損失とEDLCの充放電損失が大きい。けれども鉛蓄電池の放電量は9Wh程度、PV mismatches損失は20Wh

程度低減できている。システム出力係数と鉛蓄電池依存率に関して(表3)は、EDLC併用システムでは、システム出力係数を20%程度増加、鉛蓄電池依存率は34%程度低減できる。

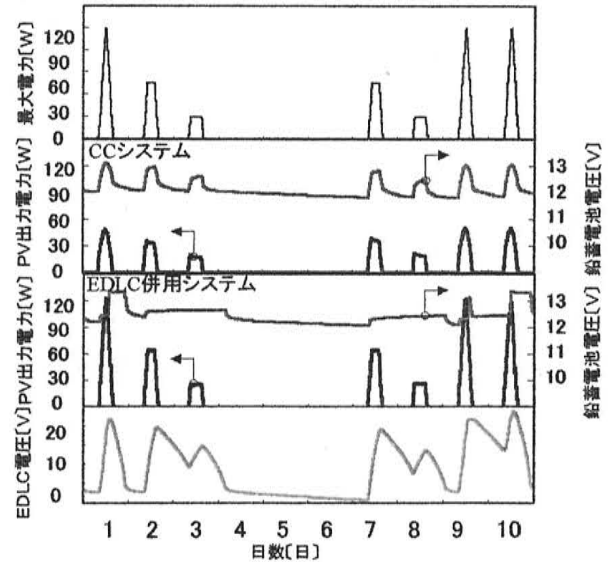


図4. 各システムの出力特性

表2. システム入出力電力量分析

種類	CC [Wh]	EDLC [Wh]
入		
期待できるPV発電量	52.53	52.53
力		
鉛蓄電池放電量	11.05	2.37
出		
PV mismatches損失	27.80	7.14
鉛蓄電池充放電損失	1.13	0.51
配線等の損失	0.41	0.43
力		
CC損失	0.52	—
コンバータ1損失	—	3.60
コンバータ2損失	—	4.39
EDLC充放電損失	—	2.93
EDLCへの充電量	—	0.54
損失の合計(PV以外)	2.06	11.86
負荷供給量	33.84	35.36

表3. システム出力係数と鉛蓄電池依存率

	CC [%]	EDLC [%]
システム出力係数	43.3	63.8
鉛蓄電池依存率	77.8	42.3

6. まとめ

急速充放電特性に優れたEDLCと鉛蓄電池を併用したシステムを提案し、従来型システムと比較したところ、システム出力係数及び鉛蓄電池依存率を大幅に改善することができた。

衛星雲画像による日射予測

谷口 浩成(M2)

1. はじめに

個別に連系する住宅発電や地域一体型のシステムなど太陽光発電(PV)が大量に普及した場合、電源としての責務が大きくなることから、運用制御への影響が顕在化してくる。そこで我々は、日射量を推定することによりそれらの諸問題を低減できるのではないかと考えた。今回は日射量予測の基礎研究として衛星雲画像の雲アルベドの予測を検討した。

2. 気象衛星画像

本研究では、気象衛星「ひまわり」から得られる雲画像データを処理することにより雲移動ベクトルを求め、雲アルベドの予測を行っている。今回処理に適用した画像は、北緯20度から北緯55度、東経117.5度から東経152.5度の領域で、画像サイズは700ピクセル×700ピクセルである。図1は1999年1月31日正午の可視画像である。

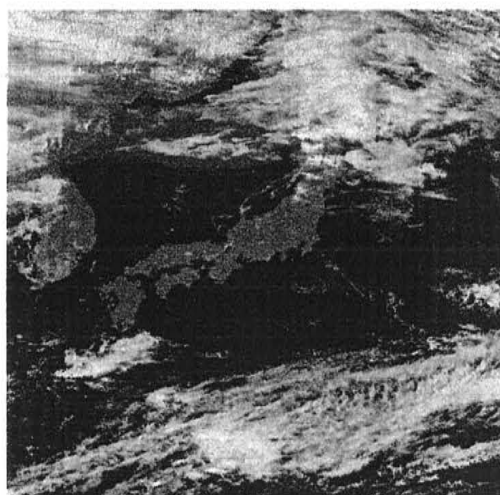


図1 可視画像例(1999年1月31日正午)

から抽出されたアルベドデータには、様々な物体のアルベドが加重平均されて表されていることになる。ここで、雲と地表面のみによって構成された1層の単純な大気モデルを想定すると、ある1地点の観測アルベド ρ_p は、雲のアルベド ρ_c と地表面のアルベド ρ_s により次のように表すことができる。

$$\rho_p = n \cdot \rho_c + (1-n) \cdot \rho_s \quad \dots(1)$$

ただし、 n は気象衛星の瞬間視野に広がる大気平面内の雲量であり、雲の全く無い状態を $n=0$ 、雲に完全に覆われた状態を $n=1$ であるとした。式(1)において ρ_p が最も小さな値を取る条件は、 $n=0$ 、つまり雲が全く無い快晴で、 $\rho_p = \rho_s$ であるときである。従って、快晴日が少なくとも1回は出現するような十分な日数の期間内において、観測された ρ_p の最小値を地表面アルベド ρ_s とすることで、地表面アルベド ρ_s を算出した。(図2)



図2 地表面アルベドの算出例

3. 雲アルベドの予測手法

3.1 地表面アルベドと雲アルベド

気象衛星の可視画像の観測値は、気象衛星が見た瞬間の視野角に飛び込んでくる様々な反射物体からの日射反射である。従って雲画像

雲アルベドは観測アルベドから地表面アルベドを除くことにより算出できる。この時に、雲の日射透過率を考慮しなければならない。雲アルベド ρ_c は、観測アルベド ρ_p と地表面アルベド ρ_s を用いて以下の式で表すことができる。

$$\rho_c = \rho_o - \tau \cdot \rho_s \quad \dots(2)$$

ここで、 τ は雲の日射透過率を表す。図3は図1から雲アルベドを算出した画像である。

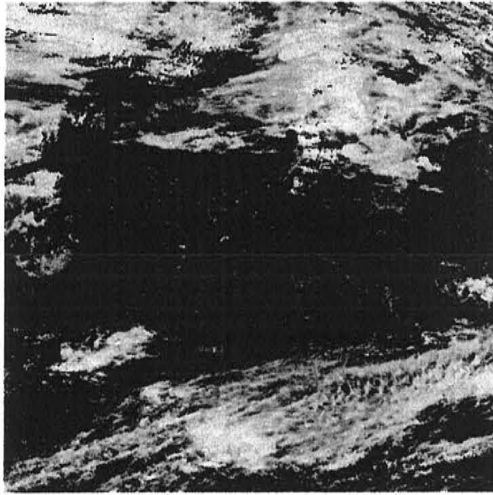


図3 図1から雲アルベドのみを算出した図

3.2 雲アルベド予測

観測画像 $h_t(x,y)$ と過去画像 $h_{t-n}(x,y)$ を用いて未来画像 $h_{t+n}(x,y)$ 上の任意座標 (x_f, y_f) の輝度値を予測する場合を考える。

- ① 過去画像上の座標を (x_p, y_p) 、観測画像上の座標を (x_o, y_o) とし、座標 (x_p, y_p) と座標 (x_o, y_o) と座標 (x_f, y_f) は同座標とする。
- ② 過去画像上の座標 (x_p, y_p) を中心座標として雲移動ベクトル $C_p = (C_{px}, C_{py})$ を算出する。これを観測画像上の座標 (x_o, y_o) を始点に方向を正反対にして当てはめる。
- ③ 観測画像上の座標 (x'_o, y'_o) を求める。
- ④ 座標 (x'_o, y'_o) 上の雲が未来画像上の座標 (x_f, y_f) へ移動すると仮定して、観測画像 $h_t(x,y)$ 上の座標 (x'_o, y'_o) の雲アルベド ρ'_o が、未来画像上の座標 (x_f, y_f) の雲アルベド ρ_f であると予測する (図4)

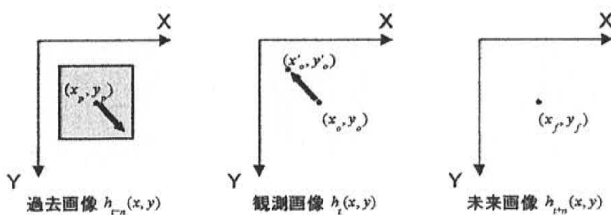


図4 雲アルベドの推定手法

4. 結果と考察

雲アルベドの予測には1998年1月1日から12月31日の1年間で、午前9時から午後3時までのデータを使用した。気象官署20地点において、1時間後から3時間後までの予測を行い、それぞれの予測可能性と予測誤差を算出した。年間の予測可能性は1時間後で66.8%、2時間後で58.5%、3時間後で52.7%であった。予測不可能確率の6割は、突発的に発生または消滅する雲による影響であることがわかった。

予測誤差はRMSE%で評価し、1時間後の時積算値で24.0%、日積算値で13.1%、月積算値で5.3%であった。積算の時間を長く取ることにより推定誤差の打消しが生じ、全体として予測精度が向上した。また、図5に札幌における月別予測可能性を示す。



図5 札幌の月別予測可能性

1時間後では3月において85.23%と高い予測精度を算出した。また1時間後と2時間後では、1月から3月そして11月と12月において高い予測可能確率を算出した。このように予測には季節的な要因や地域的な要因が影響するものと考えられる。

5. まとめ

本研究では観測アルベド画像から雲画像のみを抽出する手法を提案した。また雲移動ベクトルを用いた雲アルベドの予測手法を開発した。年間の予測可能性は1時間後で66.8%、2時間後で58.5%、3時間後で52.7%を得た。

PVモジュールのリサイクル

鰻田 洋章(M2)

1. 研究背景・目的・概要

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可能にする可能性があり、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、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、エネルギー消費やコストが膨大であるため、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（図1・図2参照）。

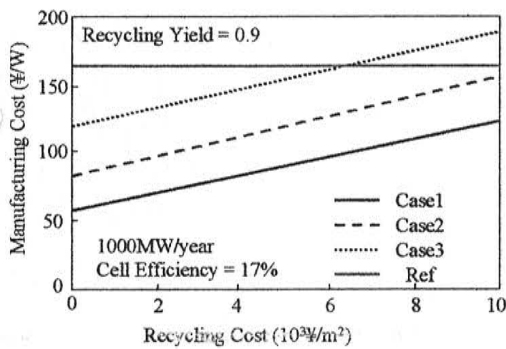


図1 ライフサイクル分析 (コスト)

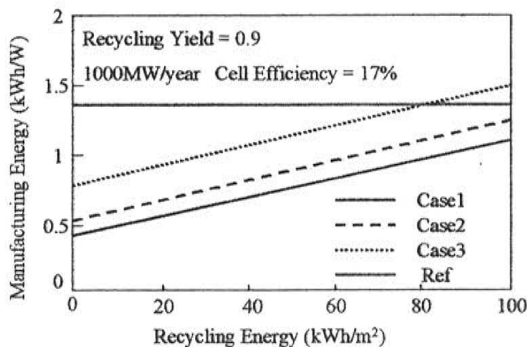


図2 ライフサイクル分析 (エネルギー)

図3は、太陽電池モジュールのリサイクルの概要を表したものである。研究対象としているものは、スーパーストレート方式といわれる構

造の太陽電池モジュールである。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。

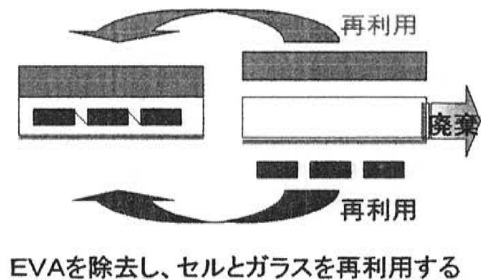


図3 リサイクルモジュールの概要

2. EVA物性値測定

太陽電池モジュールのリサイクルにおいて、EVAの除去は重要な要素となる。EVAの物性は各種文献で報告されているが、それらを太陽電池モジュールのリサイクル技術にそのまま使うことは難しい。なぜなら、それらは架橋していないEVAに関するものであり、太陽電池モジュールのリサイクルにおいては、熱架橋処理されたEVAを対象としなければならないためである。熱架橋前後では各種物性値が変化してしまうが、架橋後EVAの物性値はほとんど知られていない。そこでまず、架橋後EVAの物性値の測定を行った。測定を行った物性値は、発火点、軟化点、流動開始温度、架橋鎖切断温度の四つである。結果は表1の通りである。

表1 架橋後EVA物性値測定

物性値	方法	結果
発火点	発火点測定法	430°C
軟化点	TMA法	47°C
流動開始温度	動的粘弾性法	発見できず
架橋鎖切断温度	GPC法	300°C以上

3. 実験

3. 1. 溶媒の選定

本研究では、有機溶媒を用いて、EVAの除去を検討してきた。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。この領域で比較的有機溶媒法は、効果的な方法の一つであるからである。

今回使用した溶媒を表2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2 有機溶媒の選定

	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
エチレンジクロール	×	—	重合前EVA膨潤なし
テトラヒドロフラン	○	△	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

○: 溶解 △: 膨潤大 ▽: 膨潤小 ×: 効果なし —: 実験せず

選定の結果、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。

3. 2. トリクロロエチレン法

実験は試作した単セルモジュールを用いて行った。構造は、結晶系シリコンスーパーストレート方式を擬似したガラス板/EVA/セル/EVA/裏面材といったサンドウィッチ構造である。ただしフレームはつけてはいない。セルに及ぼす影響を調べるために、実際の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。

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3に、この実験のEVA除去メカニズムを図4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3 トリクロロエチレン法結果

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

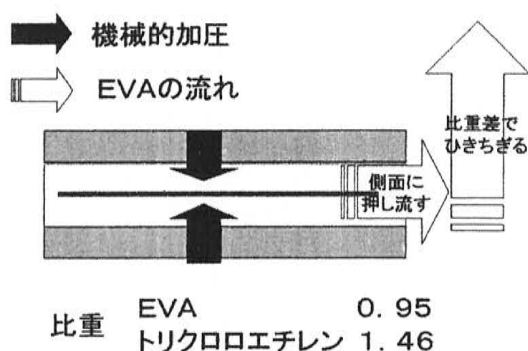


図4 トリクロロエチレン法メカニズム

メーカー（大同ほくさん（株）製の単セルモジュールで再現性の実験を行った結果、メーカー製の太陽電池モジュールでもこの方法が対応できることが明らかになった。

4. 結論

本研究の最大の目標は、太陽電池セルが40枚規模の太陽電池モジュールのリサイクルであるが、本研究ではそのステップとして、単セルモジュールレベルで研究を行った。その成果が次の通りである。

- ・架橋後のEVAの物性を明らかにした。
- ・架橋後EVAに対して、トリクロロエチレンが比較的効果あった。
- ・加圧、加熱、比重差、この三つが無傷で太陽電池セルを回収できた要素であることが明らかになった。
- ・メーカー製単セルモジュールで対応できた。

発表文献

「加熱有機溶媒法によるPVモジュールリサイクル」
平成11年度太陽エネルギー学会

エネルギーシステムの解析

片岡 克成(M2)

1. 研究目的

資源の枯渇や地球温暖化などの問題や課題を考える上で、将来、利用可能な資源・技術の評価とエネルギー需要予測などを行うことはとても重要なことである。本研究ではグローバルな視点でエネルギーシステムやエネルギー技術进行分析・評価するためのグローバルモデルの構築とモデルを用いた評価を行った。

2. 研究方法

本研究ではGOALモデルを用いて、アジア地域の環境負荷物質の排出量とエネルギー技術（発電、転換技術）に対する評価ができるようにGOALモデルの改良を行った。以下にモデルの概要と改良点について述べる。

2.1 GOAL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。

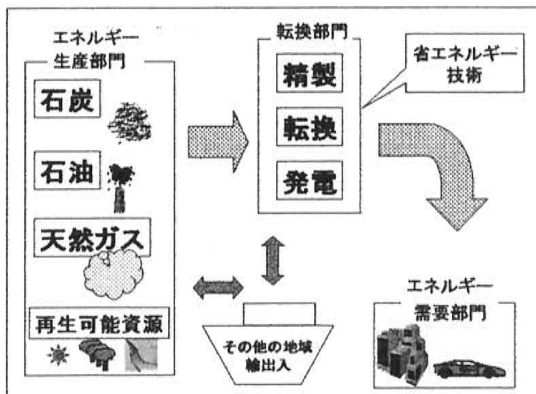


図1 地域エネルギーシステムのモデル図

・モデル対象地域はアジアー日本、中国、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2地域に、島国であるインドネシアは内島部、外島部として、7地域（10内部地域）に分割してモデル化されている。

・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、発電部門と部門別にモデル化する。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。参照地域エネルギーシステムのモデル図を図1に示す。

・最適化の目的関数は以下の式を用いる。

目的関数＝

総システムコスト＋K×環境負荷物質の総排出量

→ 最小化 … (a)

K：重み係数（環境税）

・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・内部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。

2.2 環境負荷物質の追加

GOALモデルは環境負荷物質として二酸化炭素とメタンの排出量を算出できる。本研究での評価のために新たに硫黄酸化物と窒素酸化物、ばいじんの転換・発電部門における排出量を算出可能にした。

モデルの改良は新たに加えた環境負荷物質の排出される技術を特定して、それぞれの転換・発電プロセスを参考に排出係数 [ton/PJ]⁽¹⁾⁽²⁾ を算出した。排出量は以下に示す式で算出する。

排出量[ton]=排出係数[ton/PJ]×入力エネルギー[PJ]

新たに加えた環境負荷物質に対して排出を低減することができる浄化技術として、脱硫技術、脱硝技術、脱塵技術を加えた。これらの浄化技術は最適化時に利用の有無を選択できるように改良した。

以上の改良をすることにより新たな環境負荷物

質を用いた評価と浄化技術を利用した排出量の変化を評価できるようになった。

3. 評価・分析結果

GOAL モデルを用いた評価として、人口の増加や産業の発展に伴う地球環境への影響が大きい中国の硫酸化物と二酸化炭素の排出抑制に対する再生可能エネルギーへの影響を評価する。

3.1 想定ケース

最適化の条件として以下の2種類を想定した。中国では硫酸化物の排出規制が行われているところがある。

- (1) 硫酸化物のみの排出抑制して最適化する。
- (2) 二酸化炭素と硫酸化物の2種類を複合的に排出抑制して最適化する。

(1) では硫酸化物の排出抑制が全地域で行われて場合の影響について評価する。(2) では COP3 で排出抑制の対象国でない中国において二酸化炭素の排出抑制を行った場合の再生可能エネルギーがどのような影響を受けるかを評価する。

3.2 結果

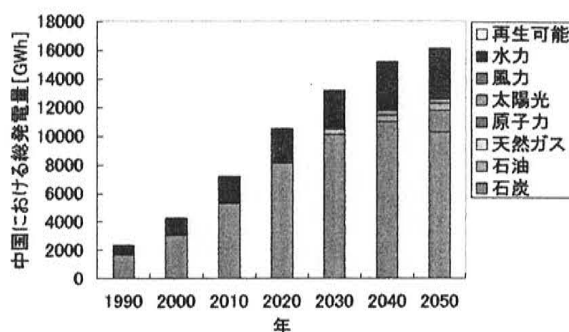
想定ケースの(1)の場合にはほとんど技術構成に与える影響は無かった。理由としては硫酸化物の排出抑制をする方法は、石炭を利用しないことと浄化技術を導入することである。石炭を利用しない場合、別の資源で代替する必要が出てくる。コスト的な面より、代替資源を利用するより浄化技術を設置する方が安価であったことがわかる。

次に(2)の想定ケースによる最適化の結果を図2に示す。(1)の結果より硫酸化物の排出抑制による影響は程度がどのくらいであっても同じであったので以下の結果では二酸化炭素と硫酸化物の排出量の抑制をしない場合(a)と硫酸化物の排出抑制を80%とし、二酸化炭素の排出抑制を各期ごとに20%とした場合(b)で最適化した。

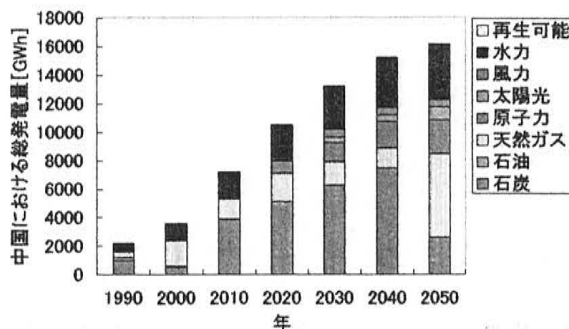
再生可能エネルギーに注目すると排出抑制をしない場合、太陽光発電は2030年、風力は2020年から利用されるようになることに対して、図2排出抑制をすることで太陽光発電は2020年、風力は2000年より利用されるようになる。現在の中国において二酸化炭素の排出規制はかけられていないが、規制することにより10~20年も早く太陽光発電と風力発電が利用されるようになる。

太陽光発電と風力発電などの再生可能エネルギーの全体発電量に対する割合は排出抑制をしない

場合、30%程度となる。中国の場合全体量に対して30%という大きな割合を占める大きな理由は豊富な水力発電によるものである。中国では未開発な水力資源が存在しているため、再生可能エネルギーの占める割合はさらに大きなものにすることができると考えられる。このときの再生可能エネルギーの全体に対する割合は40%となる。これは非常に大きな量であり、太陽光発電と風力発電の大きな可能性を表している。



(a) 排出抑制なし



(c) 二酸化炭素の排出抑制20%と硫酸化物の排出抑制80%

図2 排出抑制別の中国における総発電量の推移

4. 結論

結論として環境負荷物質の排出抑制をすることにより再生可能エネルギー利用が10~20年促進されることがわかった。中国における排出規制について施行により得られる効果が大きいと考える。

今後、再生可能エネルギー利用の技術だけでなく、その他のエネルギー技術の評価を行っていく。

文 献

- (1) アジア地域のエネルギー利用と地球環境：科学エネルギー庁科学技術政策研究所編
- (2) Environmental Manual by World Bank

東京農工大学 工学部 電気電子工学科
黒川浩助 研究室 論文リスト[1998年～2000年]

<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, 2nd ISES Europe Congress, 1998.3.
- (14) 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.
- (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. Oshiro, 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, 小林, 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 2nd 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, 杉淵：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 α -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) 黒川: 太陽電池システムエネルギー有効利用技術に関する研究, 平成 10 年度共同研究成果報告書, NTT, 1999.3.
- (6) 黒川: 太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明, 第 36 回太陽エネルギー推進委員会・第 11 回太陽光発電連絡会, 虎ノ門バストラル, 1999.4.20-23.
- (7) 黒川: 太陽光発電システム, 早稲田大学理工学研究科「先端電力光学」, 1999.5.21 & 5.28.
- (8) K. Kurokawa, et al: A preliminary analysis of the very large scale photovoltaic power generating (VLS-PV) systems, Report IEA-PVPS TVI-5 1999:1, IEA PVPS Task VI/Subtask 50, May 1999.
- (9) 黒川: 太陽からの贈り物, NHK 太陽光発電フォーラム—21 世紀の新エネルギーを考える—, 基調講演, NHK 千代田放送会館, 1999.5.11.
- (10) 太陽光発電フォーラム, BSフォーラム, NHK BS1, 1999.5.29.
- (11) 黒川: 太陽光発電システムの開発動向, 11 回太陽光発電システムシンポジウム, 1999.6.9-11.
- (12) 黒川: 太陽の贈り物, 再生可能エネルギー推進市民フォーラム西日本, 設立記念シンポジウム, 天神アークロス福岡, 1999.6.19.
- (13) 黒川: 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・ニューズレター, No.13, 1999.2.
- (14) 黒川: 太陽光発電の未来と課題, 自然エネルギー推進議員勉強会, 参議院議員会館, 1999.7.15
- (15) 黒川: 無尽蔵でクリーンなエネルギーを, 住宅産業新聞, 1999.2.21.
- (16) K. Kurokawa: Seminar on “Solar-Roof technologies”, KIER, Taejon, July 26, 1999.
- (17) K. Kurokawa: Seminar on “Status of PV and VLS-PV, Seoul, July 27, 1999.
- (18) 韓国紙: 韓国太陽光発電協会主催「韓国太陽光発電セミナー」(ゴビ砂漠の太陽光発電は、31 年後に大きなエネルギー源となる。) ソウル, 1999 年 7 月 27 日。(報道)
- (19) 黒川: 東京農工大学における太陽光発電研究, H11 第 1 回産学交流会, TAMA 産業活性化協議会, 1999.7.29.
- (20) 片岡克成, 黒川, 村田: アジア地域の最適化モデルを用いた環境評価, H11 電気学会電力・エネルギー部門大会, 福岡工業大学, 1999.8.3-5.
- (21) 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.
- (22) 黒川: 砂漠は 21 世紀の人類を救うか?, オプトニュース, 光産業技術振興協会, No.5, 1999.9.
- (23) 黒川: 系統連系と個人住宅用システム, 第 26 回応用物理学学会スクール「太陽光発電技術と応用」, 甲南大学, 1999.9.3.
- (24) 黒川: AC モジュールによる太陽光発電, TAMA 活性化協議会, 研究開発促進委員会, ホテルメッツ国分寺, 1999.9.10.
- (25) K. Kurokawa: PV systems in urban environment, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (26) 557 H. Unozawa, K. Otani, K. Kurokawa: A simplified estimating method for in-plane irradiation using minute horizontal irradiation, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (27) H. Taniguchi, K. otani, K. Kurokawa: Hourly forecast of global irradiation using GMS staellite images, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (28) D. Uchida, K. otani, K. Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (29) 560 M. Kusakawa, H. Nagayoshi, K. kamisako K. Kurokawa: Further improvement of a transformerless, voltage-boosting inverter for AC modules, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (30) K. Otani, K. Sakuta, J. Minowa, K. Kurokawa: Enhancement of minimum power in distributed PV systems, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (31) H. Nagayoshi, K. Kurokawa, T. Ohashi, H. Nishida, T. Deguchi: Peak-power reduction with 100kW PV and battery hybrid system at Shonan Institute of Technology, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (32) T. Yamada, H. Nakamura, T. Sugiura, K. Sakuta, K. Kurokawa: Reflection loss analysis by optical modeling of PV module, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (33) H. Nakamura, T. Yamada, T. Sugiura, K. Sakuta, K. Kurokawa: Data analysis on solar irradiance and performance characteristics of solar modules with a test facility of various tilt angles and directions, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (34) 565 T. Ohba, K. Shimabukuro, K. Kurokawa, S. Wakamatsu, M. Takehara: New stage of building-integrated photovoltaic systems, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (35) 566 T. Doi, I. Tsuda, H. Unagida, A. Murata, K. Sakuta, K. Kurokawa: Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (36) Y. Nozaki, K. Akiyama, H. Kawaguchi, K. Kurokawa: A new control method in EDLC-batteries hybrid stand-alone photovoltaic power system, IEEE/APEC 2000.
- (37) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, 電気評論, pp.48-52, 1999.9.
- (38) 黒川: IEA 第 3 回太陽光発電エグゼクティブ会議, 国際会議速報, 光産業振興協会, 1999.10.
- (39) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (40) 登守, 大谷, 作田, 黒川: 写真測量による太陽光発電システムの日照障害特性の推定, H11 太陽エネルギー

- 一学会等研究発表会, No.27, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (41) 鰻田, 土井, 津田, 村田, 作田, 黒川: 加熱溶媒法による PV モジュールリサイクル, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.43, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (42) 中村, 杉浦, 山田, 作田, 黒川: 多姿勢設置された太陽電池モジュールの発電特性評価, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.17, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (43) 松川, 塩谷, 山田, 杉浦, 黒川: 建築設計のための太陽電池アレイシミュレーション手法に関する検討, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.16, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (44) 加藤, 大谷, 作田, 杉浦, 黒川: 住宅用太陽光発電システムの全国同時多点計測による日射面特性解析(1), H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.20, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (45) 川口, 黒川, 野崎: 電気二重層コンデンサを併用した独立型太陽光発電システム, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.127, 同志社大学, 1999.11.25-26.

<2000 年>

- (1) 黒川: 太陽光発電の現状と展望, 計測と制御, Vol.39, No.1, pp.8-13, 2000.
- (2) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, エネルギー変換懇話会, 日本科学技術振興財団, 2000.1.31.
- (3) 黒川: 太陽光発電システムの動向, 日本電気工業会第 27 回新エネルギー講演会, 2000.2.10.
- (4) 大谷, 作田, 加藤, 杉浦, 内田, 山口, 黒川浩助: 住宅用太陽光発電システムの運転特性評価, 電気学会新エネルギー環境研究会「再生可能エネルギー」2000.3.15.
- (5) 野崎, 秋山, 川口, 黒川: EDLC 併用型独立型太陽光発電システムに用いるコンバータの設計方法と効率特性, 電気学会全国大会, 東工大, 2000.3.
- (6) 川口, 黒川, 野崎: 独立型太陽光発電システムの出力係数に関する検討, 電気学会全国大会, 東工大, 2000.3.
- (7) 登守, 大谷, 作田, 黒川: 写真測量による日陰推定誤差の検討, 電気学会全国大会, 東工大, 2000.3.
- (8) 石川, 黒川, 岡田, 滝川: 太陽光発電システム複数連系時における運転特性-電圧上昇抑制特性のモデル化, 電気学会全国大会, 東工大, 2000.3.
- (9) 黒川: エネルギー創出時代, 住まいの文化誌別巻「地球環境」, ミサワホーム総合研究所刊(著書), 2000.?.
- (10) 黒川: 太陽光発電システム技術動向, シーエムシー, 2000.?. (著書)
- (11) K. Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials and Solar Cells, 2000.?.
- (12) K. Kurokawa, O. Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programme, Solar Energy, Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics, 2000.?.
- (13) K. Kurokawa, D. Uchida, A. Yamaguchi: Intensive introduction of residential PV systems and their monitoring by citizen-oriented efforts in Japan, 16th EU-PSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (14) K. Kurokawa, P. Menna, F. Paletta, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, S. Yamamoto, J. Song, W. Rijssenbeek, P. Van der Vleuten, J. Garcia Martin, A. de Julian Palero, G. Andersson, R. Minder, M. Sami Zannoun, M. Aly Helal: A preliminary analysis of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, 16th EU-PSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (15) H. Nagayoshi, K. Kurokawa, T. Ohashi, H. Nishita, T. Deguchi: Feasibility study of peak-power reduction system using 100kW PV and battery combined system at Shonan Institute of Technology, 16th EU-PSEC, Glasgow, May 1-5 2000. (

東京農工大学 工学部

電気電子工学科

黒川浩助 研究室

主要論文別刷り[1999年～2000年]

REALISTIC PV PERFORMANCE VALUES OBTAINED BY A NUMBER OF GRID-CONNECTED SYSTEMS IN JAPAN

Kosuke Kurokawa, Daisuke Uchida
Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp, phone: +81-42-388-7132, fax: +81-42-385-6729

Kenji Otani
Electrotechnical Laboratory (ETL)
Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-0045 Japan

Tadatoshi Sugiura
Japan Quality Assurance Organization (JQA)
Hatsuo, Hamamatsu, Shizuoka, 433-8112 Japan

ABSTRACT

The authors have been analyzing performance data observed at a number of PV systems, which were constructed by NEDO's "Field Test Project". Although monitored data are taken by a quite ordinary procedure with 4 measured points, Pmax mismatch factor and shading factor can be identified additionally according to the Sophisticated Verification (SV) method developed by the authors. While further modification is still ongoing, array facing any orientation became acceptable by the present version.

The method is summarized as follows:

- System performance ratio K by ordinary formula.
- Power conditioner efficiency K_C by definition.
- Temperature effect K_{PT} on efficiency decrease by ordinary formula, but including array temperature estimation from ambient temperature (due to specification of the Field Test.)
- Maximum irradiance and array output values extracted from each hourly zone during 1 month are fitted by theoretical clear-day pattern.
- Separation of shading effect K_{HS} by observing dips on the extracted maximum pattern.
- Identification of matching factor K_{PM} on array output by removing the shading results.

As a realistic example, SV method is applied to data taken from 104 systems in the Japanese Field Test Project. The mean system performance ratio K in FY'97 was 71.6 % (104 systems).

1. INTRODUCTION

The evaluation of PV systems seems to be very important in order to attain the diffusion of more reliable PV technologies for the future. Not all but some of already installed systems carries monitoring equipments and their data may be obtainable. In Japan all the 180 systems in the Field Test Project provide monitoring devices. 100 systems of around 20,000 roof-top systems are observed by telemetering. Although the conversion efficiency of a photovoltaic module can clearly measured according to standard in-door test procedures, it dose not mean actual 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 be a troublesome problem. To ease these circumstances, the authors propose advanced approaches to verify additional realistic parameters from ordinary operational data. The method is called SV (Sophisticated Verification) method. Several modifications have been added to the originally proposed procedures (K.Kurokawa, et al., 1997 and 1998) so that shading effect can be effectively identified for an array having an arbitrary orientation angle. Actual field examples are also given for better understanding of system performances.

2. PRINCIPLE OF SHADING IDENTIFICATION BY SV METHOD

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. These data can be utilized to obtain system parameters such as system performance ratio K , cell temperature factor K_{PT} , power conditioner circuit factor K_C by a simple calculation normally other useful parameters can be identified in addition, *i.e.*, shading factor K_{HS} , load mismatching factor K_{PM} and other array factor K_{PO} . 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 identified by 2 step processes as follows:

- (i) Irradiance pattern on a specific solar day representing a given month is calculated for each hour by a theoretical model considering array orientation and inclination angles, hourly monitored data for a certain site are plotted keeping hourly relation. It makes a kind of scattered plot. Looking at a maximum value for each hour as a fine-day pattern for the month, the scale of the given theoretical day pattern is adjusted to fit them as an envelope.
- (ii) Supposing that the influence of a shadow doesn't change during the same month so much, it observed on the extracted maximum values can be as a dip compared with the fit fine-day curve.

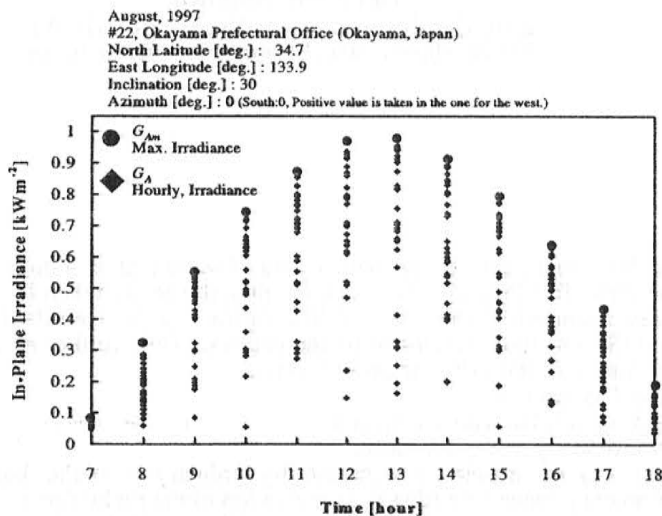


Fig.1 An example of extraction of clear-day pattern

For example, Fig.1 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 fit by theoretical irradiance pattern: $G_{Ash} = \tau^{1/\cos Z} G_0 \cos Z + G_d$ in the case of a south-facing array. In this equation, τ 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 it is assumed that a shadow on an array does not vary every day in a same month, a maximum value extracted for shaded time zone can not exceed the shaded level of a clear day in this month. Therefore, a level of dip from a theoretical clear curve can be easily observed. Quite the same procedure can also be applied to hourly array output power scattered plotting. If the shading is observed both on irradiance curve and array output curve for a same time zone, this is named "full shading". If the shading is seen only on the array output curve, it is treated as "partial shading". It means that a shadow exists only on a radiometer, but not on an array. On the contrary, the case of a shadow only on a radiometer is considered as "quasi-shading". This is not a shadow on a PV array and monitored irradiance data have to be corrected by removing detected shading effect. This procedure looks a little complicated, but the effective identification of shading effect on PV system performance becomes possible. There seems to be few methods to detect the shading except for this approach at the moment.

Figure 2 gives a typical example of the shading effect that was observed in July 1997 by Kotohira Water Treatment Plant. This system faces 30° west from the south. As a preparation, a top curve E_{ASmax} is calculated by using a clear-day irradiance and array rated output (P_{AS}). E_{Ath} is estimated by applying direct/diffuse separation (Erbs, et al., 1982) to theoretical global, horizontal irradiance by Perez. Then, the scale of curve E_{ASmax} is adjusted so as to fit the array output maximum values for each hourly period. A shading factor (K_{HS}) detected in array output maximum values E_{Am} for each hourly period. As an envelope, this fitting is shown as mE_{ASmax} . Apparently, the effect of shading can be recognized from 15:00 to 18:00 as shown in the graph. In this case, the difference in the point E_{Am} and the point E_{Ath} above the curve E_{ASmax} is caused by the influence of shading. If a diffused component of clear-day irradiance is assumed 20 %, a shading factor can be calculated by " $K_{HS} = (E_{Am} - 0.2E_{Ath}) / 0.8E_{Ath}$ ". It is considered that no shading takes place for the diffused component. Estimation of value m is explained to find a maximum value of m by an iterative algorithm so that any extracted maximum values, E_{Am} do not exceed an estimated curve at any points.

The vertical axis of Fig.2 corresponds to hourly array output energy at standard cell temperature 25 °C.

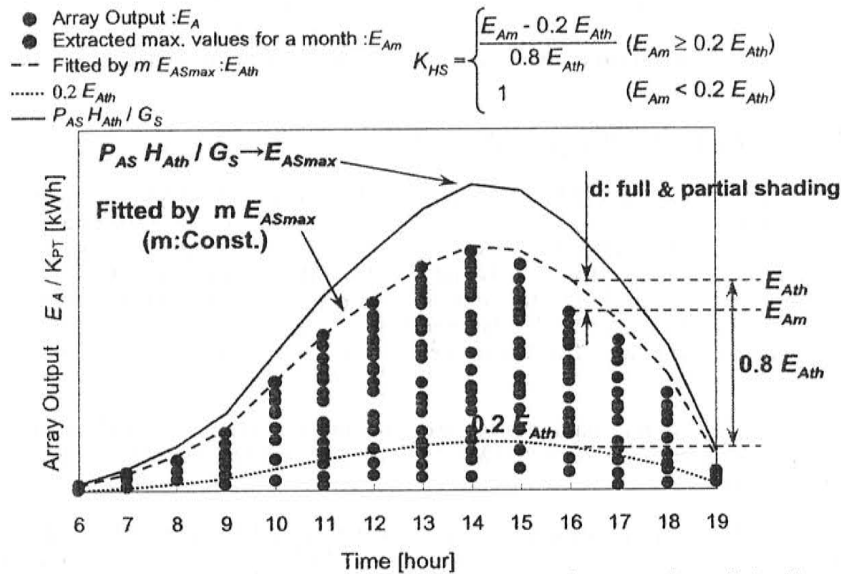


Fig.2 Fitting of clear-day power pattern and separation of shading

The hourly shading factor is shown in Fig.3. This is demonstrating the change of the shading factor in course of time on June 30, 1997 by the Kotohira Plant. The previous Fig.2 corresponds to the same day. Although shading factor was 1 from 6:00 to 11:00, it varied as time passed by. This shows the validity of the shading evaluation by the SV method.

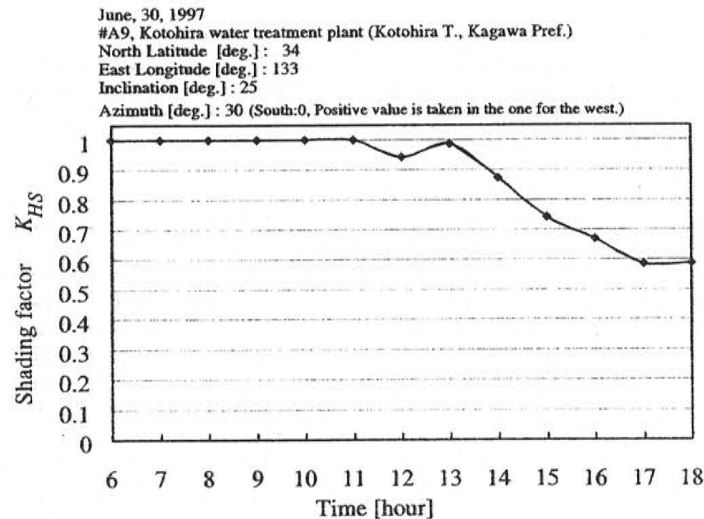


Fig.3 Shading Factor - Time [$1 \geq K_{HS} \geq 0$]

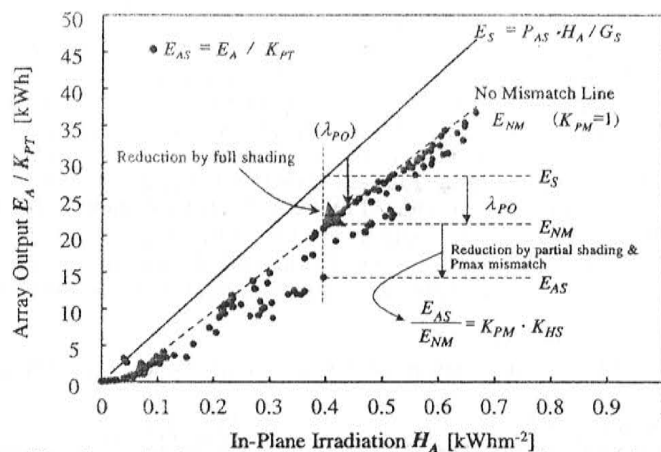


Fig.4 Identification of other array factor K_{PO} and load mismatching factor K_{PM}

3. Pmax MISMATCH IDENTIFICATION

A scattered graph as shown in Fig.4 also gives very important information. 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 the most efficient performance in actual operation during a month and no mismatch is assumed along this line $\therefore (K_{PM}=1)$. 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 that are located above the first line are utilized for the second regression. The similar processing is repeated three times to get an envelope line in the Fig.4.

It means $K_{PM} < 1$ and/or partial shading when the scattered data are located below this line. For grid-connected inverters with $K_{PM} < 1$, it may be considered that MPPT does not work well or that inverters suppress their ability due to some controlling necessity.

According to shading analysis written previously, if shading effect is observed, shading factor 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.4. Then, the remaining part of $E_{NM} - E_{AS}$ is thought to be Pmax mismatch component. The difference λ_{PO} between the upper and lower straight lines given by $E_S - E_{NM}$ may consist of other array losses such as soiling on module surface, incident-angle-dependent optical losses, array circuit unbalances losses, etc.. Some data indicated that the incident-angle-dependent losses are playing main role.

4. STATISTICAL RESULTS OF 104 PV SYSTEMS BY SV METHOD

Under the Government Basic Guideline for New Energy Introduction, NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) has installed 180 PV systems of the total capacity of 4,960kW over Japan since FY1992. Those systems have been monitored by ordinary, simple data acquisition systems. To demonstrate the applicability of the new SV method to actually monitored data, 104 systems are chosen as a part of the Field Test (FT) Project.

The average value of in-plane irradiation H_A was estimated 1343 kWhm⁻²/y for 104 sites in FY 1997. This is in the same range as the Japanese average of 1300-1400 kWhm⁻²/y. Though the irradiation of 4 sites were below 1000 kWhm⁻²/y, it may occur due to shaded site conditions and some faults in monitoring systems. The average of system yield Y_p of 1007 h/y is the same level as generally spoken in Japan. The average of system performance ratio K was measured as 71.6 % in FY 1997 (104 systems). 75.0 % in FY1996 (71 systems). The peak distribution of K is observed in the class of 70-80 % in each year. Figures.5 and 6 show the histograms of basic system parameters such as inverter losses λ_C and efficiency decrease by temperature λ_{PT} on the annual basis for 104 sites. Fig.7-9 give additional 3 results by SV method: i.e., shading losses λ_{HS} , load mismatch losses λ_{PM} and other array losses λ_{PO} . After all, " $K + \lambda_{HS} + \lambda_{PO} + \lambda_{PT} + \lambda_{PM} + \lambda_C$ " becomes 100 %. As shown in Fig.5, the inverter losses of 6.8 % is considered excellent. At least, inverter efficiency can be calculated very definitely because both the input and output energy values are monitored directly by Field Test specification. In the Fig.6, the array efficiency decrease by temperature of 2.0 % is believed reasonable for whole the year. So-called representative array temperature throughout 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. 19 systems indicated the shading losses of 6 to 10 % and 5 systems of 10 to 14 % as shown in the Fig.7. Other 80 systems gave relatively low shading effects. The average was 4.7 % of shading factor. It is possible to reduce this loss if siting conditions are carefully checked in advance. The load mismatch losses are demonstrated in Fig.8. The average of 4.7 % is considered so significant. 23 % of all systems are showing worse than 6 % and nearly 3 % are operating with 10 % losses or worse.

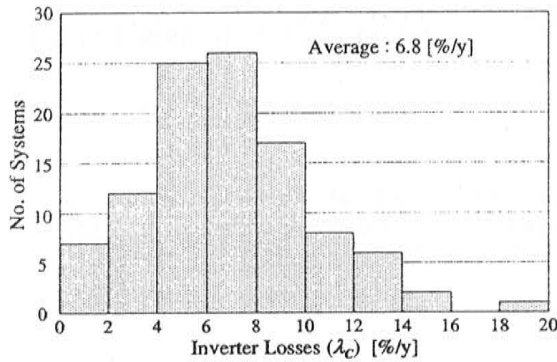


Fig.5 Inverter losses of various systems in FT

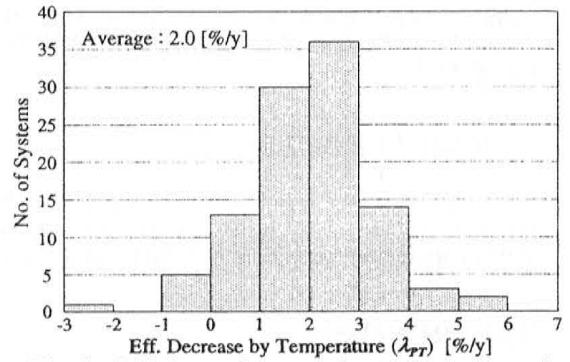


Fig.6 Efficiency decrease by temperature of various systems in FT Project

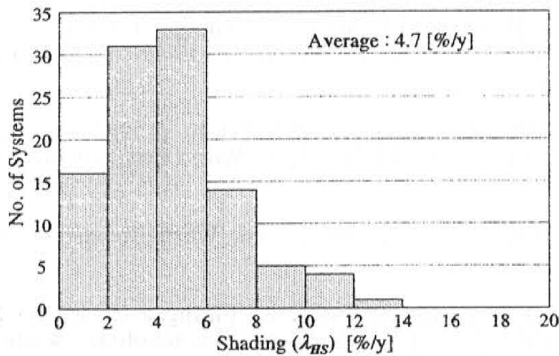


Fig.7 Shading losses of various system in FT

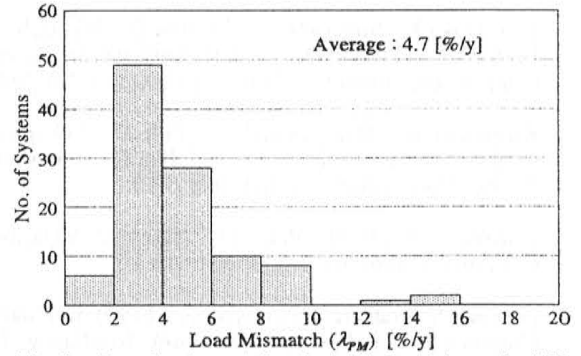


Fig.8 Load mismatch of various systems in FT

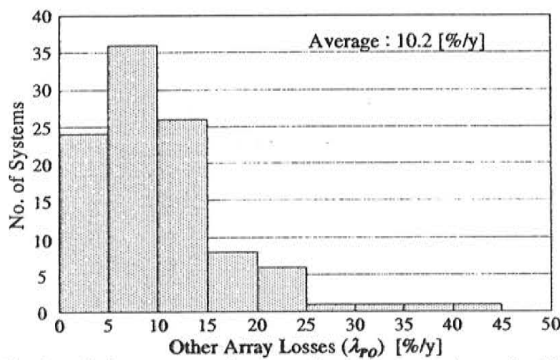


Fig.9 Other array losses of various systems in FT Project

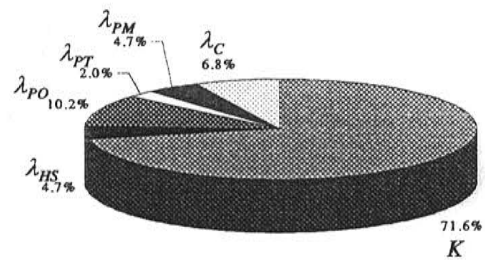


Fig.10 Average loss parameters in the FT Project FY1997 Data

The average of other array losses becomes 10.2 % in the Fig.9. Although λ_{PO} includes soiling on module surface, incident-angle-dependent reflection losses, array circuit unbalances and losses, in principle, the incident-angle-dependent losses are believed to be major parameter by the other work of authors (K.Kurokawa, et al, 1999). The value, 10.2 % is the most significant figure in 1997 data. It was estimated in 1996 for 71 systems. The value is 6.9 %. This may be caused by degradation of PV array subsystems or some failures in monitoring equipments, most likely due to radiometer troubles. It is felt that the reliability of raw data has to be checked very urgently.

Figure.10 gives the quick summary of the average of all the parameters, which have been analyzed by the new SV method for 104 systems in the Japanese Field Test Project.

5. CONCLUSIONS

By SV (Sophisticated Verification) method the authors presented an actual evaluation example in the Field Test Project. The method is based on a little clever principle in order to utilize very valuable monitored data in actual systems as far as possible. The original version proposed in 1997 has been being modified. This time the procedure has been improved for accepting any orientation angles and some other items. This seems to give very reliable results of shading effect and Pmax mismatch by using very ordinary data monitored in actual PV systems. According to the SV method, very useful information is easily obtainable to improve the performance of PV systems on the market.

ACKNOWLEDGEMENT

This study is very much concerned with the activities of both the Field Test Project and the New Sunshine Program conducted by NEDO. Under the contact of NEDO, monitored data are collected by JQA. Finally, the authors appreciate people in the both programs for their heartfelt supports.

REFERENCES

- Erbs, D.G, S.A Klein and J.A. Duffie (1982) Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, *Solar Energy*, 28 (4), 293-302
- Kurokawa.K, Sugiyama.H, Uchida.D, Sakuta.S, Sakamoto.K, Ohshiro.T, Matsuo.T, Katagiri.T (1997) Extended Performance Analysis of PV Systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, USA, Sept.9-Oct.3, No.298, Oral 6A.
- Kurokawa.K, Sugiyama.H, Uchida.D, Sakamoto.K, Ohshiro.T, Otani.K, Fukasawa.K (1998) Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, 2nd World Conf. on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 6-10.
- Kurokawa.K (1998) Realistic Values of Various Parameters for PV System Design, World Renewable Energy Congress V, Florence, September 19-25.
- Uchida.D, Otani.K, Kurokawa.K (1999) Evaluation of Effective Shading Factor by Fitting a Clear-Day Pattern Obtained from Hourly Maximum Irradiance Data, PVSEC-11, 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Sapporo, Japan, Sept.20-24.

太陽光発電システムの開発動向

東京農工大学
黒川浩助

1. まえがき

1974 年 7 月にニューサンシャイン計画がスタートして、今年で満 25 周年になる。発足当初は、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、NEDO の設立に期を合わせるように、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、最初から太陽光発電を住宅用目的で系統連系することをメインに進めてきたのが大きな特徴⁽¹⁾で、この基本方針により国際的にも異色の独自の成果を上げてきた。これらは現在の太陽光発電技術興隆期の実現に大きく直接的に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。

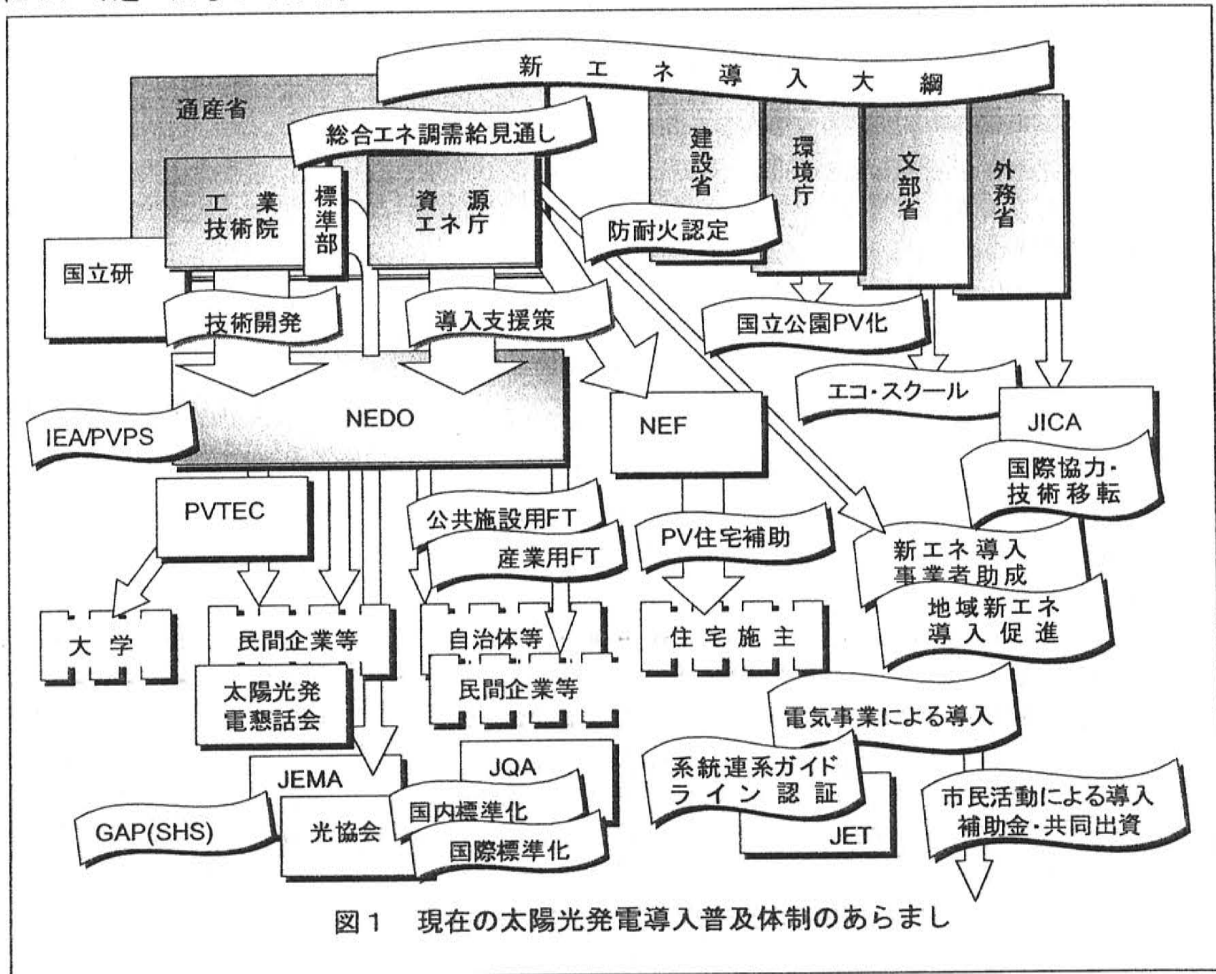


図 1 現在の太陽光発電導入普及体制のあらまし

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、昨年 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わ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⁽²⁾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のモニタ制度がスタートし、平成9～10年度には、年10,000件規模の補助予算が組まれた。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⁽³⁾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。現在の導入普及体制のあらましを図1に示す。

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

太陽発電協力)-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⁽⁶⁾であろう。太陽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。

3.2 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なければならない。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⁽⁴⁾。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。

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⁽⁵⁾。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^{(6),(7)}。

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⁽⁸⁾。

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。図2に各種構成のインバータサブシステムを示す。

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⁽⁹⁾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⁽¹⁰⁾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⁽¹¹⁾、米国では、UL, NEC⁽¹²⁾, ICC, FCCにACモジュールが盛り込まれつつある。

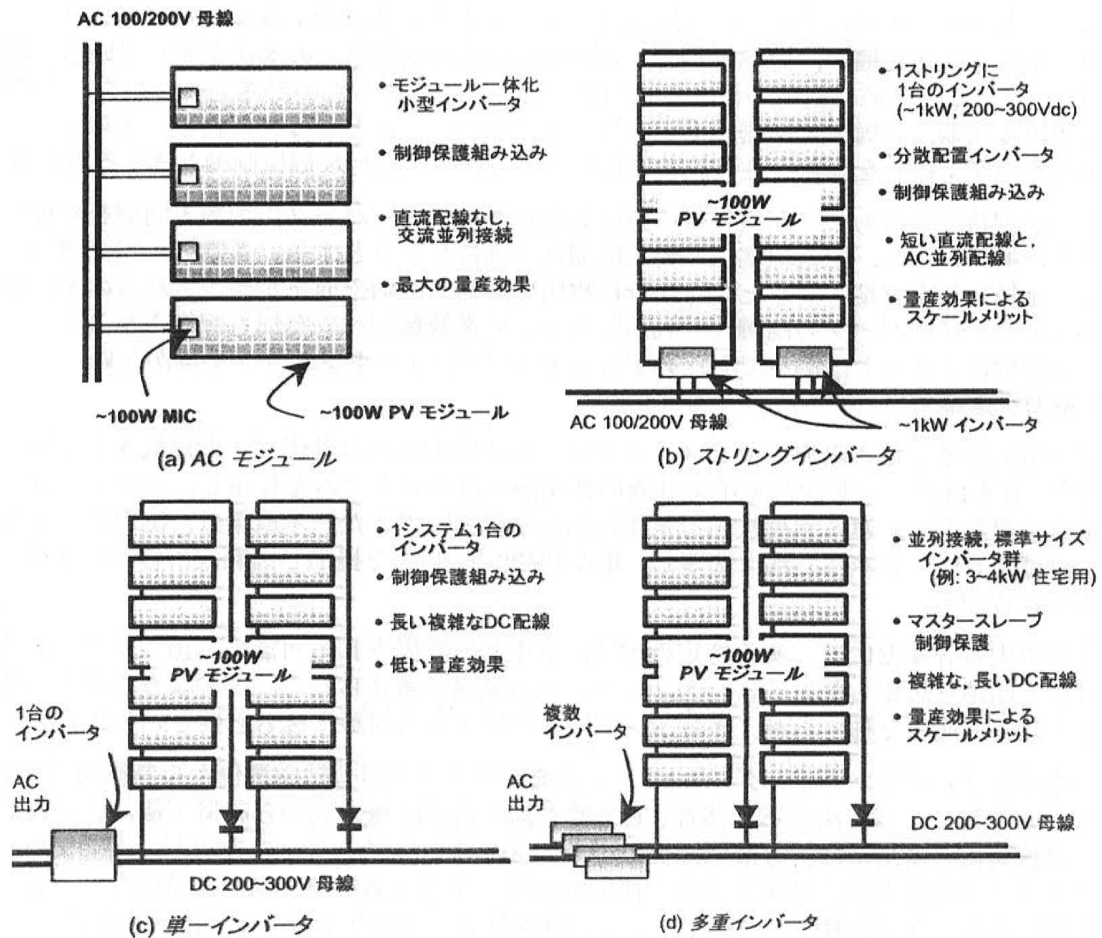


図2 各種インバータ構成

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⁽¹³⁾。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ことが多い。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⁽¹⁴⁾。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。図 3 にフィールドテスト 104 サイトの評価結果の例を示す。

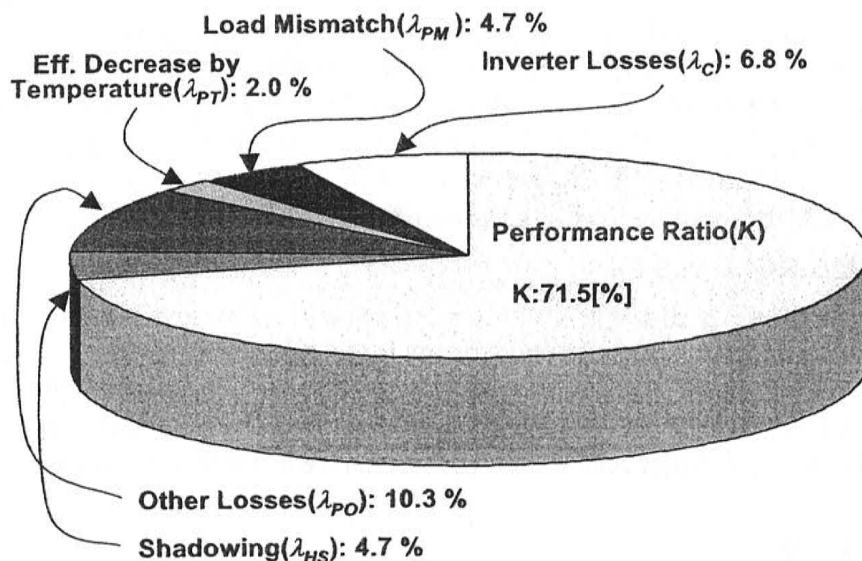


図 3 フィールドテスト 104 システムの各パラメータの平均値
(1997 年度計測データ)

5.2 システム信頼性評価⁽¹⁵⁾

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、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⁽¹⁶⁾。

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、図4(a)のように個々のシステムが個別に連系していくと連系技術上の問題から総容量の最大値が制約されるかもしれない。同図(b)のように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⁽¹⁷⁾。電力の小売り自由化に対する規制緩和も予想され、同図(c)のような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⁽¹⁸⁾。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⁽¹⁹⁾(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。

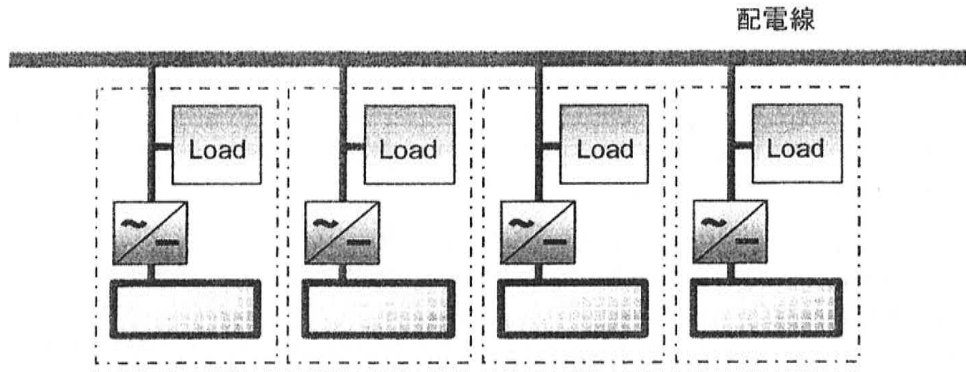
5.5 地球規模大型システム VLS-PV

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一エネルギー消費の総量を20倍上回る電力が得られる⁽²⁰⁾。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

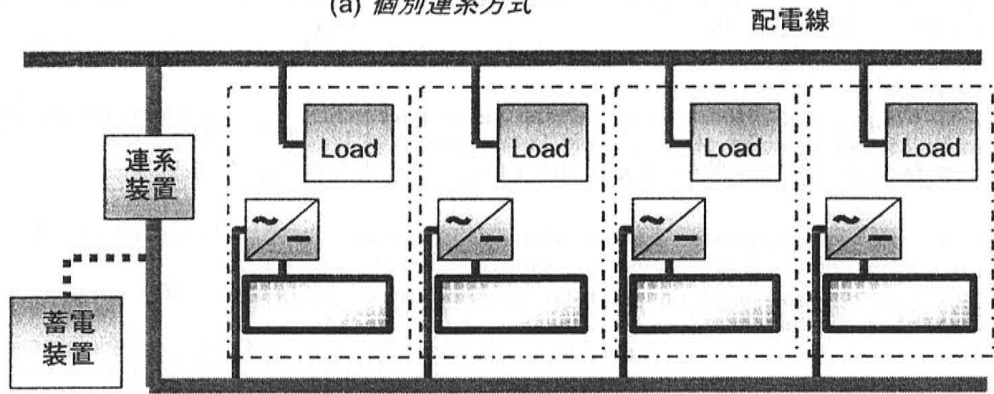
日本の「新エネルギー導入大綱」のインパクトは諸外国でも強く、制作面でも影響を与えている。欧州においても2010年までに、「欧州人口1人当たり10W計画(3,800MW)」を打ち出してきた。MW級プラントの計画も新たに進行中で、欧州の勢いが盛り返しつつあることを強く感じた。欧州500,000ルーフ計画もあり、米国クリントン大統領による100万ルーフ計画も進行中で大きな市場拡大の期待がある。日米欧は、ほぼ同レベルの2010年目標を持ったということになる。

欧州の導入施策としてTHERMIEプロジェクトが活発にPV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。PV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、1MWトレド・プラントなどの他に、アムステルダム・ニュースロッテン250kW住宅地域、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では屋上の1016kWシステムが建設されている。ドイツ・ヘルネの1MWビル屋上発電の計画があり⁽¹²⁾。メルセデスベンツの「未来工場」の435kW産業用システムは運転中である。



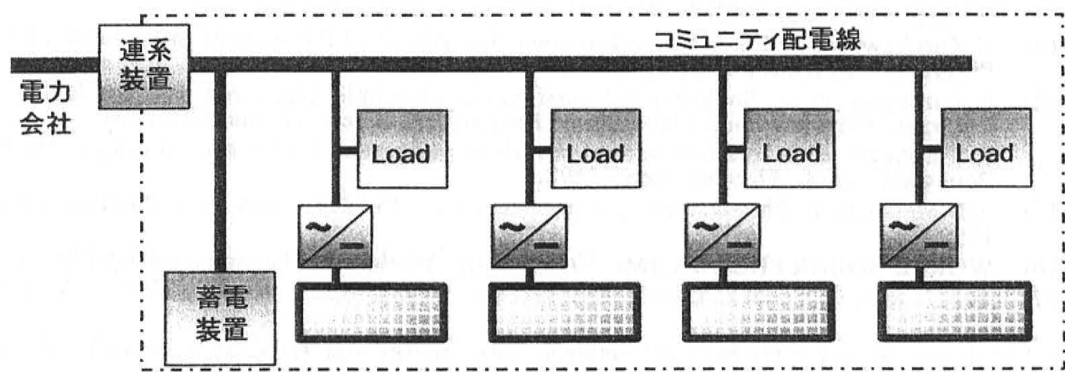
- 並列接続された、標準サイズ3~4kWインバータ
- すべてのインバータに連系保護システム
- 高密度連系時の対策が課題

(a) 個別連系方式



- インバータは機器保護のみ
- 連系保護システムは全体で一ヶ所
- 高密度連系時の対策が容易
- 屋根借り発電が可能。
- 集電線が二重設備
- 直流集電も可能

(b) 集中連系方式



- コミュニティ全体に特定供給
- 地域で利用可能なエネルギー資源の有効利用
- 連系保護システムは全体で一ヶ所
- 高密度連系時の対策が容易
- コミュニティで設備を最適化
- 直流集電も可能

(c) コミュニティエネルギー供給方式

図4 コミュニティーシステムの各種概念

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： 気い～長あ～に、PVTEC ニュース, Vol.20, pp.10, 1996.10.
- (2) IEA Task V: Information on electrical distribution systems in related IEA countries, Report IEA-PVPS V-1-02, July 1996.
- (3) 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
- (4) 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.
- (5) 分散型電源系統連系指針(JEAG0701-1993), 日本電気協会, 平 6.1
- (6) IEA Task V: Grid-connected photovoltaic power systems: status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries, V-1-01, July 1996.
- (7) IEA Task V: Information on electrical distribution systems in related IEA countries, Report IEA-PVPS V-1-02, July 1996.
- (8) 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.
- (9) B.C.Middleman, et al: Large scale integration of AC-modules in a commercial building, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.1990-1991.
- (10) J.Bennemann, et al: Architectural applications of PV elements for refurbished buildings, 14th EU-PSEC, Barcelona, July 1997, pp.713-715.
- (11) Verhoeven: Presentation at the IEA PVPS/Task 5 Workshop, Zurich, Sept. 1997.
- (12) W.Bower, et al: Photovoltaic industry proposed changes for the 1999 National electric Code for PV applications, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (13) K.Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 72 PV systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997.
- (14) 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.
- (15) A.B.Maish, et al: Photovoltaic system reliability. GPL5/253, 26th IEEE PVSPC, Anaheim, Sept. 1997.
- (16) WORLD SOLAR PROGRAMME 1996 - 2005, World Solar Commission/UNESCO, June 1997.
- (17) 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.
- (18) K. Kurokawa: Areal Evolution of PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp27-36.
- (19) 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.
- (20) 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.
- (21) A preliminary analysis for the VLS-PV survey, IEA PVPS TVI-5 1999:1.

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

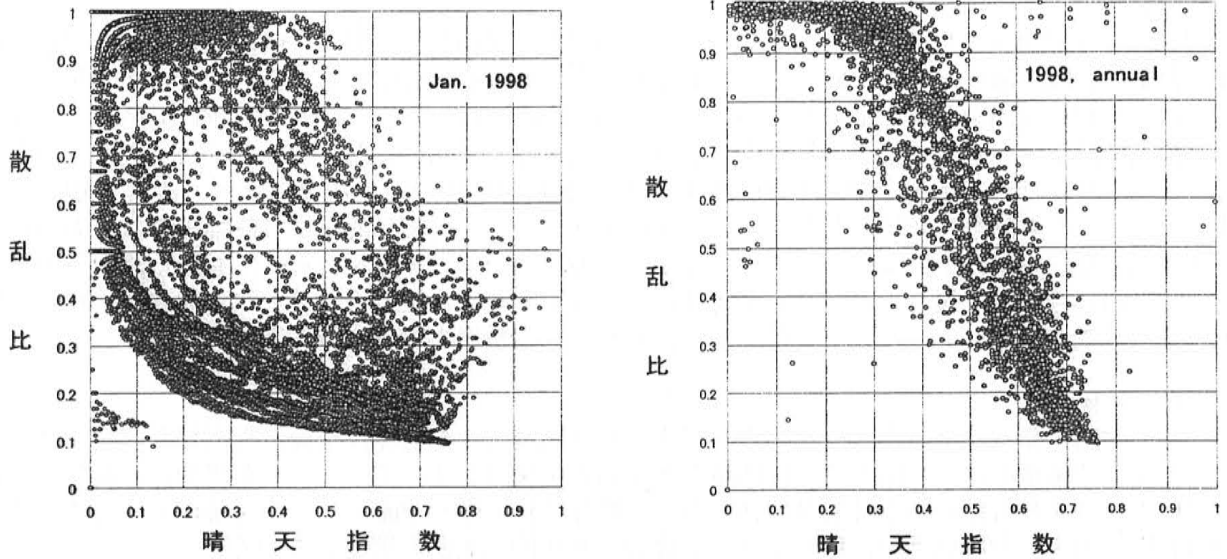
4.1 日射強度瞬時値の換算方法の検討

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° ）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。

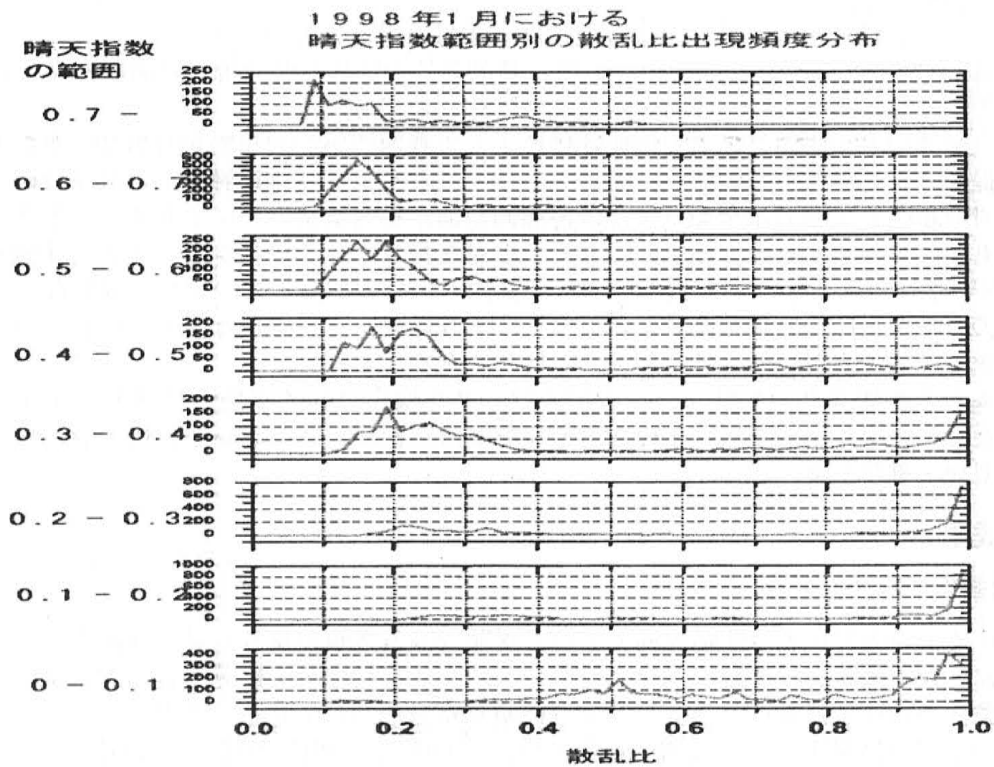


図2 晴天指数階級別の散乱比ヒストグラム

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場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。

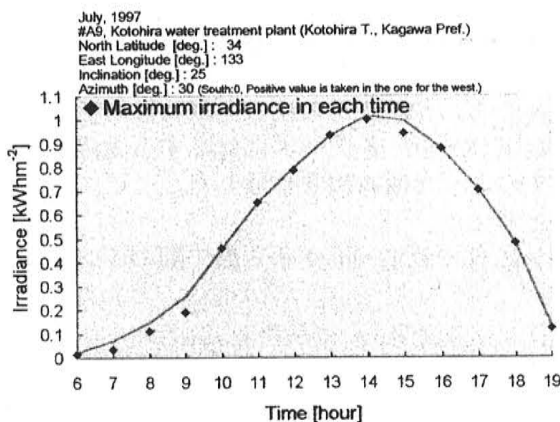


図3 時間別最大値抽出データとそのフィッティング例

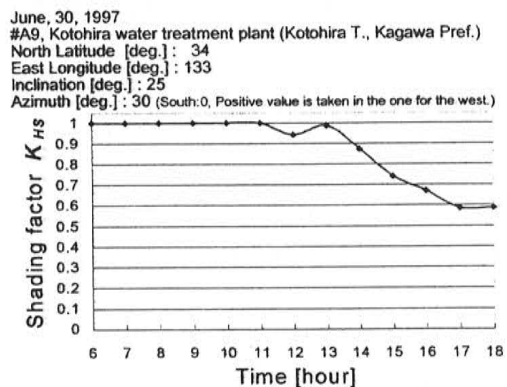


図4 分離された日陰補正係数の例

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。

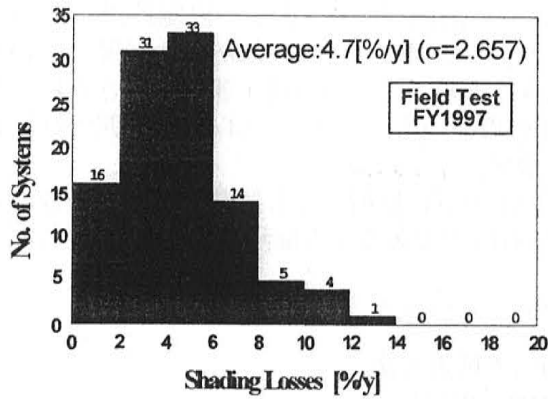


図5 フィールドテストの日陰補正係数

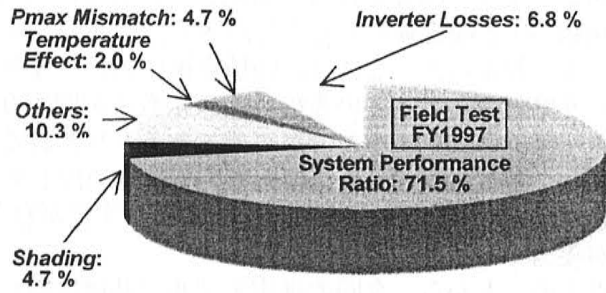


図6 改良SV法によるフィールドテストプラントの分析結果

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。

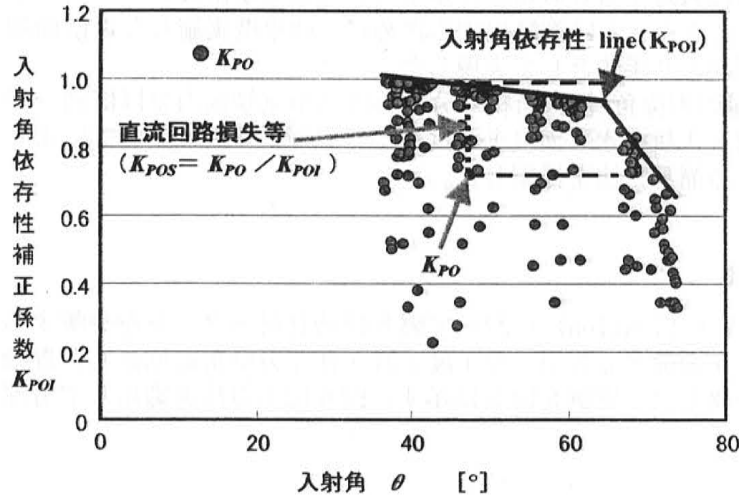


図7 入射角依存性の分離方法

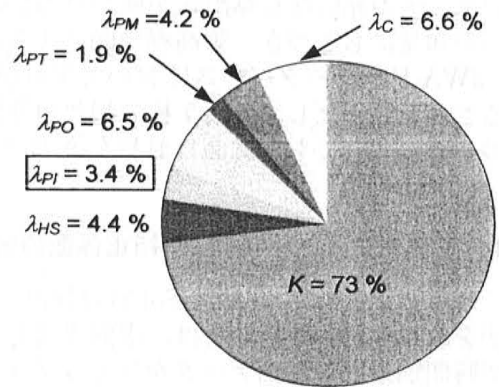


図8 損失因子の割合(44 サイト平均)

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

[PV システム研究関連発表]

- (1) K. Kurokawa : IWAKI Mega-PV Land, EUREC Tutorial, Vienna, 1998.7.5.
- (2) K.Otani, K.Sakuta, K.Kurokawa: A simple method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, EuroSun'98, 2nd ISES Europe Congress, 1998.3.
- (3) 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.
- (4) K. Kurokawa, et al: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, Vienna, 1998.7.
- (5) 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].
- (6) 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].
- (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.
- (9) 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].
- (10) 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].
- (11) 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].
- (12) 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.
- (13) 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)
- (14) 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.
- (15) 村上, 黒川, 小林, 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.
- (16) 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.
- (17) K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa : A Simple Monitoring Method for Estimation of Shading Loss of Photovoltaic Systems, EuroSun '98 2nd ISES Europe Congress, Portoroz, Slovenia, Sept. 14-17, 1998.
- (18) K. Kurokawa : Realistic Values of Various Parameters for PV System Design, World Renewable Energy Congress V, Florence, 1998.9.19-25.
- (19) K. Kurokawa : Realistic Values of Various Parameters for PV System Design, Renewable Energy, Vol. 15, No.1-4, pp157-164, 1998.9.
- (20) 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.
- (21) 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.
- (22) 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.
- (23) 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.
- (24) 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.
- (25) 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.
- (26) 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.
- (27) 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.
- (28) 黒川 (コーディネータ) : 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.
- (29) 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.
- (30) 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.
- (31) 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).
- (32) 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 α -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.
- (33) 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.
- (34) 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.

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/年規模と現状の桁上の市場にできれば達成可能なレベルにあると考えられる。

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なく、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の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られる大量のフィールドデータから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	83.6	原料シリコン量産技術開 発
住宅用システム 導入促進	10.0	途上国とのシステム共同 研究
産業用フィールド テスト	2.6	戸建て・団地住宅システム 補助(35.2万円/kWと 差額の1/2補助)
公共用フィールド テスト	160.4	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	24.1	前年度までの計測評価
地域新エネルギー 導入促進	1.1	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	103.4	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	80.0	地方自治体の導入ビジョ ン策定助成
	67.6	
	12.4	

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 NOx 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、SiO₂ 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 NOx 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。

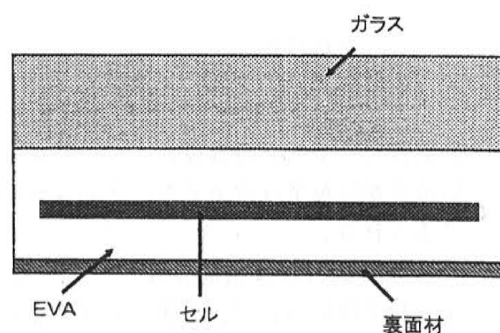


図 1 太陽電池モジュールの断面図

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 3mm 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×2cm) 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 (28kHz) 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ので、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 12th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.303-304, Amsterdam, 1994
- [3] J.R.Bohland, et al, "Possibility of Recycling Silicon Modules", 26th 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] 鯉田、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わ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、低圧配電線での逆潮流あり系統連系^①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"> 太陽エネルギーの総量は膨大 使ってもなくなる非枯渇エネルギー 環境への排出物が全くなく、最もクリーンなエネルギー 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 面積型のエネルギー源 時間的に変動し、気象の影響を受ける。
固体・静止デバイスとして	<ul style="list-style-type: none"> 直接発電デバイスで、システムが簡単 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 モジュール構成で、規模の選択が自由 大量生産によるコストダウンが可能 軽量で屋根上設置でき、土地の有効利用 燃料輸送の必要なく、遠隔地立地が可能 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
分散型エネルギーとして	<ul style="list-style-type: none"> 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） 局地的な需要の想定に対し、フレキシブルに対応が可能 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 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） 地域単位の電源多用化に貢献可能

表2 太陽光発電関連の主な技術開発と導入普及策^②

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²⁾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2³⁾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⁴⁾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⁶⁾。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。

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え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⁷⁾。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^{8),9)}。

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

パータに関する検討が今後も必要といわれる⁽¹⁰⁾。

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。

災害時の複数インパータ自立運転モード、多数インパータ電磁波障害、配電線への制御概念などの技術課題もインパータ技術として考慮すべき事項である。

4.3 新しいインパ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パータ(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パ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台の集中インパータと対比され、インパ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、ストリングインパータの概念も開拓され、商品化がされている。

ストリングインパータは、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程度のインパータを接続し、アレイの全構成は、交流の並列結線を実現するものである。インパータはアレイ内に分布配置されるので、分散インパ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⁽¹¹⁾が存在し、ストリングインパータではドイツのヘルネに1MW屋根上システム⁽¹²⁾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⁽¹³⁾、米国では、UL、NEC⁽¹⁴⁾、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⁽¹⁵⁾。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、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ことが多い。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、インパータ効率、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⁽¹⁶⁾。これによれば、インパータの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⁽¹⁷⁾

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。インパータ事故は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⁽¹⁸⁾。

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⁽¹⁹⁾。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⁽²⁰⁾。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⁽²¹⁾（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⁽¹⁶⁾。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 PV 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。PV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⁽¹²⁾、1MWトレド・プラント⁽²²⁾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⁽²⁰⁾、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⁽²¹⁾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⁽²³⁾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⁽¹²⁾。メルセデスベンツの「未来工場」の435kW産業用システム⁽²³⁾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-1-01, 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.

PV SYSTEMS IN URBAN ENVIRONMENT

Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture & Technology (TUAT)
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

ABSTRACT

The paper describes PV applications in urban area as a mass. When a large amount of PV system will be introduced in the area, PV electricity will become very significant and overall optimization may be required for the total area in terms of PV system configuration as a group as well as regional electricity supply network. Supposing these scenario options, recent trends are reviewed as to residential zone, business area and Industrial application. Technical problems are also summarized for BIPV and electrical engineering.

1. Introduction

PV systems have a lot of advantages such as:

- simplicity as direct energy conversion devices,
- easy installation and large possibilities by roof-top or wall-on applications on account of light weight semiconductor products,
- relatively large availability of establishing region's own energy network by composing of dispersed energy systems in conjunction with power electronics.

According to these advantages there have been a number of PV systems introduced even to urban areas, which are well-equipped by conventional power systems. Of course, other large possibilities are expected as SHS in developing regions of the world. The former topics became the main theme nowadays in a number of industrialized countries.

At the early stages of PV system R&D, individual systems and their components were mainly interested. As installed number of systems is increasing gradually, it is felt that regional optimization become a new theme necessary for a densely installed area like Bremen, New Sloten, Amersfoort and so on.

Figure 1 shows a possible scenario to reach such state as high density penetration is realized to a specific area, which is called "areal evolution" in Ref.[1]. This is classified to 4 stages as follows:

[stage 1] Individual systems scattered sparsely.

[stage 2] Slightly higher density in a certain area as a germination of areal evolution.

[stage 3] Limited maximum of "passive areal evolution" which means naturally generated evolution on the basis of individual inhabitant's intention. Care must be taken for interconnection because of higher penetration rate on the same feeder.

[stage 4] "Active areal evolution". by the harmonized introduction of PV systems according to community consensus. It is easy to use spaces up to the maximum which are possible to utilize. Total optimization for the area may give different total configuration.

It seems to be advantageous to introduce a large number of PV systems at one time to a specific area: *i.e.*,

- more apparent impacts for dissemination by earlier investment,
- more merits in effective cost reduction because of mass for a certain period,
- remarkable cost reduction due to the elimination of the distributing cost of market,
- limited variety of structure design for matching to regional architectural culture,
- possibility of overall cost reduction by areally optimized total network including other type of local renewables.

2. Electrical Configuration Options

The last [stage 4] contains many features qualitatively and quantitatively different from the existing concepts. Fig.2 shows individual interconnection corresponding to [stage 3]. Fig.3 illustrates a centralized interconnection with DC collection line or AC one from dispersed arrays.[1]

Interconnection is made at an appropriate point near by a pole transformer. In case of DC collection, a centralized inverter is also located at the point. AC collection method is rather similar to the concept of AC modules or distributed inverters. It is that a large number of smaller inverter may be able to be fabricated at a reduced cost compared with small number of larger inverter.

The dispersed array systems are characterized as follows:

- one single system as a whole,
- uni-directional power flow at the interconnection,
- smaller number of interconnected points and easier control, protection and maintenance,
- a certain limit in system size because of DC collection voltage drop,
- otherwise, AC collection suitable for larger size because a boosting transformer can be adopted,
- possible battery installation at the interconnection point and its easier maintenance,
- easy combination of AC collection system with AC modules.

The third option is a community-owned energy network as shown in Fig.4. True total optimization becomes attainable in principle in this case. In some countries, deregulation may be necessary for retailing electricity to individuals other than electric utilities.

3. Case Studies for Urban Applications

3 types of representative examples for urban applications are listed below:

- residential zone including a number of single family houses and/or multi-family houses,
- office buildings and/or shopping zone,
- industrial zone.

Typical results of case studies for each type of application are summarized and actual examples are given below.

Residential Zone

Potentials in residential zones seem to be sufficient for regional consumption as described below. Residential loads are relatively even day by day for a week compared with other cases. Power from houses to the utility grids flows during peak hours of daytime. This is a big advantage.

A few specific issues can be pointed out as follows:

- scenic beauty, environment for community life,
- safety consideration for every day life,
- roof integrated modules and PV siding attractive.

(a) Seibu-Kitanodai Subdivision

3280 houses for single family including public facilities produce electricity by 3-4 times as much as regional consumption if all the applicable positions are assumed to be utilized such as south/north roofs, east/west walls, south/north windows of existing houses and buildings including residences, public facilities, elementary/junior high school, kinder garden, nursery school.

(b) Tama New Town

Apartment houses for 3270 families generate energy of the same level as regional consumption. Usable positions are mostly similar kinds to the previous case.

(c) Examples of residential zone

Figure 5 is a typical example of individual interconnections for 34 private houses in Matsudo.

In Bremen, Germany, orderly developed community systems were developed as a typical example. Also in the Netherlands, Neu Sloten and Amersfoort are another typical examples worth while to be described. The latter is a 1 MW roof-top system, partly with centralized interconnections possibly as shown previous Fig.5.

Another attempt has been being made at Iwaki New Town, Fukushima Pref. by the support of Ministry of Construction, Japan. It will be completed until 2002 and total planned PV capacity will be 373 kW installed on public facilities as shown in Fig.6. Curved arrays look coordinated with a slope between residential houses and school zone. Additional PV capacity by individual houses is expected but not identified yet. Total concept of this PV town is quite the same to previous Fig.5.

Business zone

In a business zone or shopping area, generally speaking, energy consumption density is relatively high compared with usable areas. However, architects are finding another type of values for such applications. Specially, frontal façade of buildings is a quite symbolic part in architecture. An exterior view itself is a value and, in addition, produces electricity supplementarily.

Many public building with good architectural views were constructed in Japan by Filed Test Project for Public Facilities, 1992-1997. Total PV capacity reached 4,900 kW by 186 systems. Their individual capacities range 10-220 kW with 26.3 kW in average. Fig.7 shows an example of Kyocera's Headquarter Building in Kyoto.

Industrial Zone

A case study was made for the 3rd Sakura Industrial Park as shown in Fig.8, which is twice as much as the average area of 3000 industrial parks in Japan. In this area there are a variety of factories such as electrical/electronic manufacturer, mechanical, transportation, metal, food industries, etc.. PV arrays are assumed to be installed on the roofs, walls and parking spaces of existing factories and street lights are also considered along main roads.

As a result, it was identified that PV array of 21MW can be installed on 70% of existing rooftop, 6MW on 60% of wall and 9MW on 70% of parking, which corresponds to 37% of this area. These arrays will produce 40 or 70% of regional electricity consumption throughout a year.

These results were extrapolated over Japan. It makes 26GW potential for approx. 60% of industrial parks in Japan, which means 24,000GWh/Y. The case study can be summarized as follows:

- large potential area; good insolation condition because of low building mainly,
- high regional solar share,
- necessity of cooperative operation with a substation for the region, especially for week-end surplus,
- higher possibility of DC use in factories,
- low-cost prefabricated factory-building integrated module to be expected

In 1998, the previous Filed Test Project was refurbished to Industrial Applications. 75 systems with 10-100 kW PV capacities were constructed last year. Their total capacity corresponds to 1,970 kW with 26.3 kW in average.

Figure 9 shows a typical example for factory building integrated PV roof. This is installed with total capacity of 100 kW at New Chiba Factory of Yokogawa Bridge Inc.

4. Technical and Other Issues in Urban Developments

Building Integrated PV Modules

Earlier technological developments were made in Europe and US. European works are valuable especially. Systematic developments for BIPV modules were introduced by the Japanese Sunshine

Project.

BIPV has been being dealt extensively by IEA SHCP Task 16 or IEA PVPS Task 7, which is a multi-governmental cooperation joined by architects as well.

In conjunction with architect participation, one of significant seeds is color control technology of PV cells. This can not be born only from the view of values in PV field. Large expectation for wiring-less BIPV technology arises from architectural side, in which electrical connection will be accomplished at the same time when modules are installed in position.

Problems in the diffusion of BIPV modules are summarized as follows:

- Existing market size of conventional architectural materials/components has to be considered as shown in Fig.10. Too specific products do not seem to be promising.
- It is necessary to initiate investment for manufacturing facilities for BIPV.
- There several options in commercialization scenario:
 - Home electric appliance route for existing houses,
 - Architectural material market route,
 - House industry route,
 - Order-made construction of commercial buildings.
- There are also plural options for possible installers: Electrical work shops; Building facility installers; carpenters; general construction companies, ...
- There is a gap between PV manufacturers and architects. Architectural designer loves originality. On the contrary, manufacturer prefers standardization for cost reduction.

Electrotechnical problems

For urban applications, it is opt to be necessary to think much of looks. In other word, more problems will arise in PV performances such as shading from other buildings or own structure, complex arrays composed of multi- inclination, multi-orientation, curvature array. Fig.11 is a typical example in central Tokyo. They make irradiation estimation complicated and difficult. Many shading simulations have been developed, but few evaluation by monitoring has been given for actual installations widely.

In terms of Inverter Operation, one of essential parameters, MPPT mismatch has not yet been well analyzed. There are many static analyses, but few dynamic analyses and no monitoring.

Operation with complex arrays may make additional performance losses. Single inverter technology allows to employ smaller capacity but may produce connection unbalance and MPPT mismatch. Distributed inverters such as string inverters and AC modules can give good match.

5. Conclusion

The author reviewed analyzed state of art and future possible concepts of PV systems in urban environment. It is suggested that PV systems have a large potential in residential and industrial area. Even in a very crowded area, it is quit attractive option in future for architects as well as energy experts. It is pointed out that several essential problems specific to urban applications are also arising.

REFERENCES

- [1] K. Kurokawa: Areal evolution of PV systems, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 47 (1997) 27-36

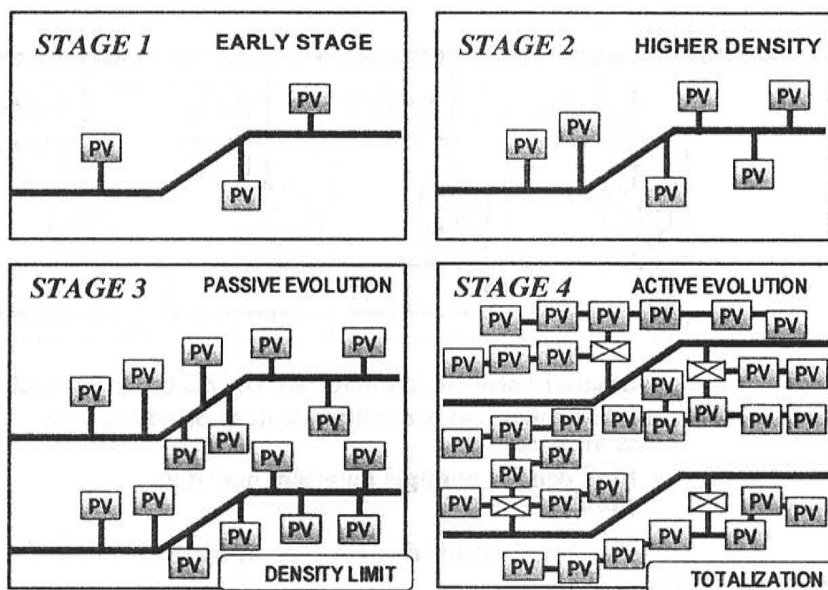
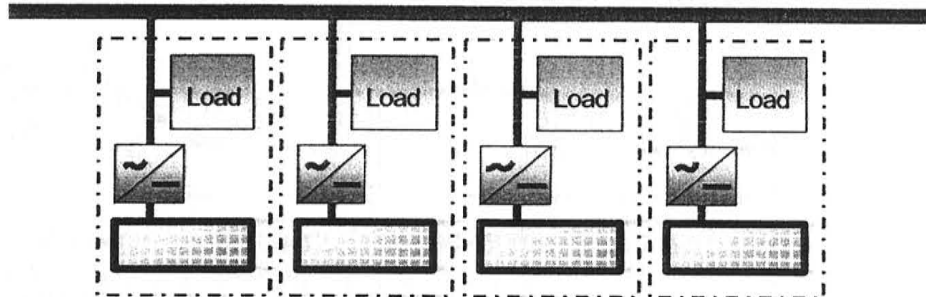


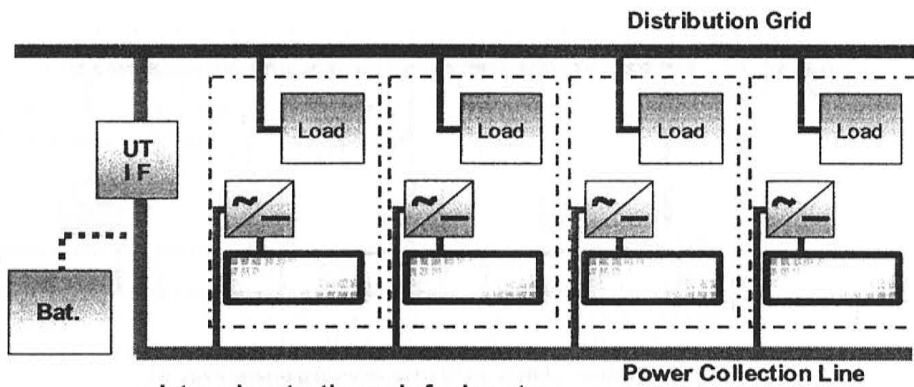
Fig.1 Scenario to the areal evolution[1]

Distribution Grid



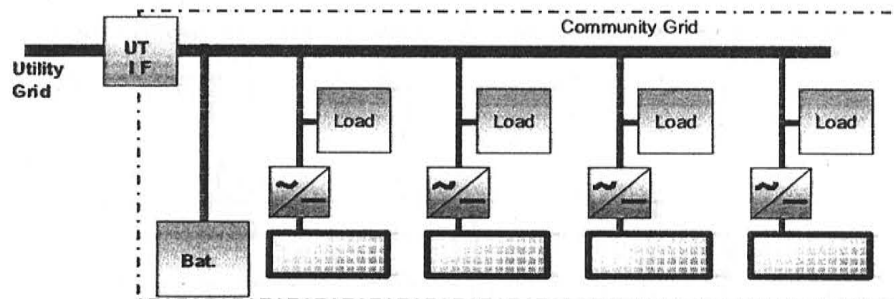
- **Standard size 3-4 kW inverters connected in parallel**
- **Interconnection protection devices provided with all inverters**
- **High density multiple inverters may give problems.**

Fig.2 Individual interconnection



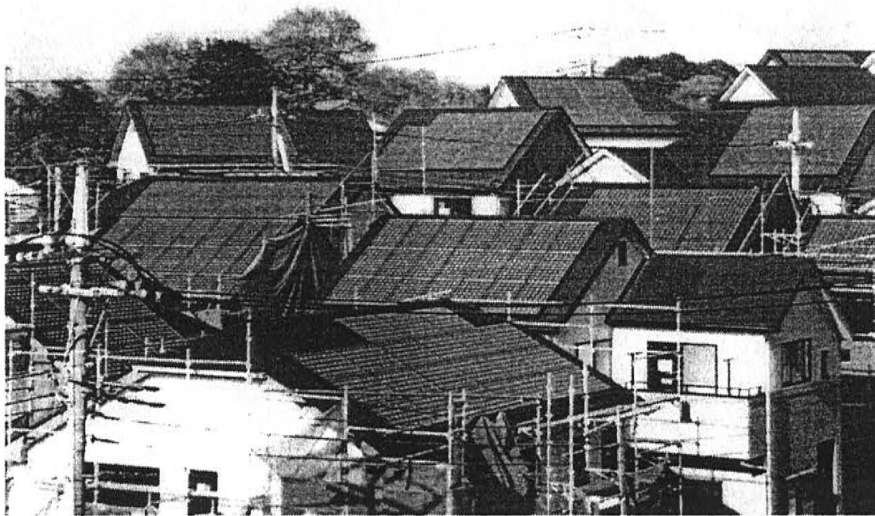
- Internal protection only for inverters
- One interconnected point for the whole
- Easier counter measures for higher density PV systems
- Rent-a-roof power generation to be feasible
- Double investment for power collection line as a total
- Another option by DC power collection

Fig.3 Centralized interconnection



- Own Energy feeding system for the whole community.
- Effective utilization of resources regionally available
- One simple connection to a utility
- Easier for higher-density PV multiples
- Total optimization for whole community to a new concept
- Another option by DC power collection

Fig.4 Community energy supply



**Fig.5 34 PV houses at a subdivision of Matsudo
Ready-made residences by Chuo Jutaku Corp [2]**

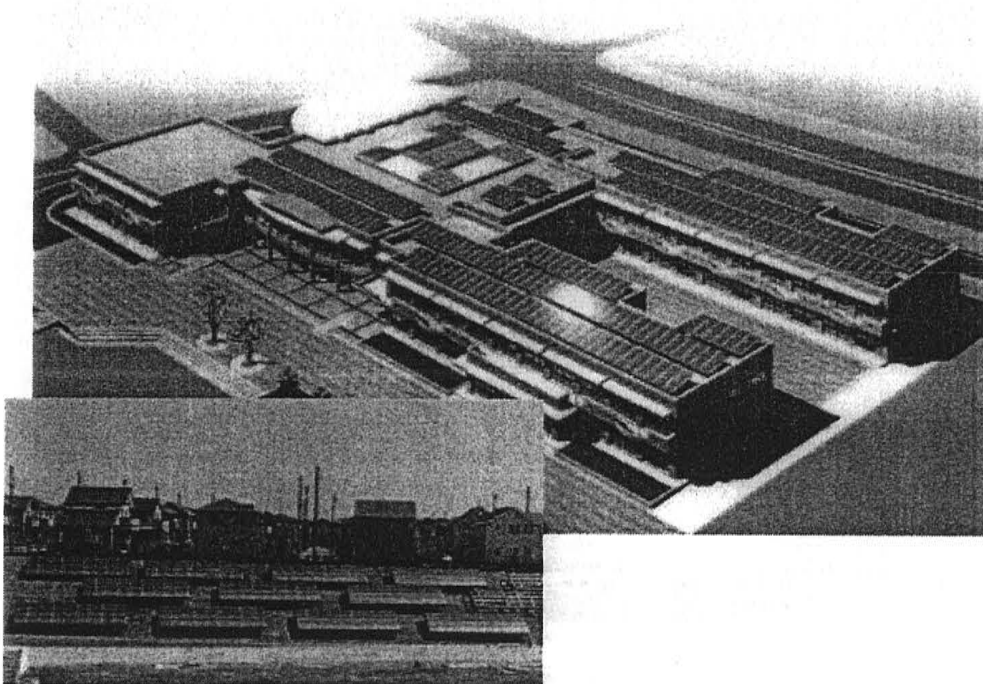


Fig.6 Iwaki New Town Project
Planned capacity = 373kW + α (by 2002)



**Fig.7 20-storied Kyocera HQ, Kyoto
PV: 214kW with gas engine cogeneration
distributed inverters; self-shading**

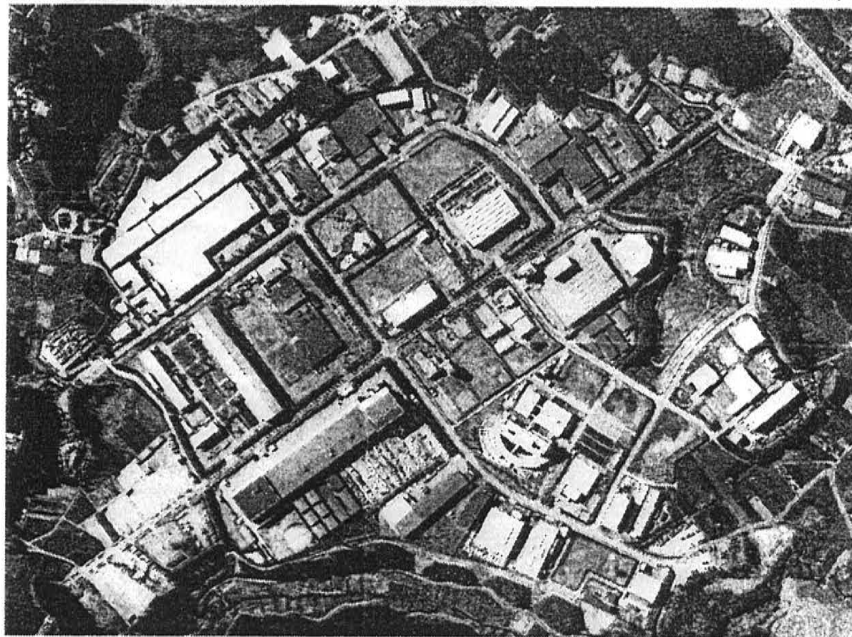
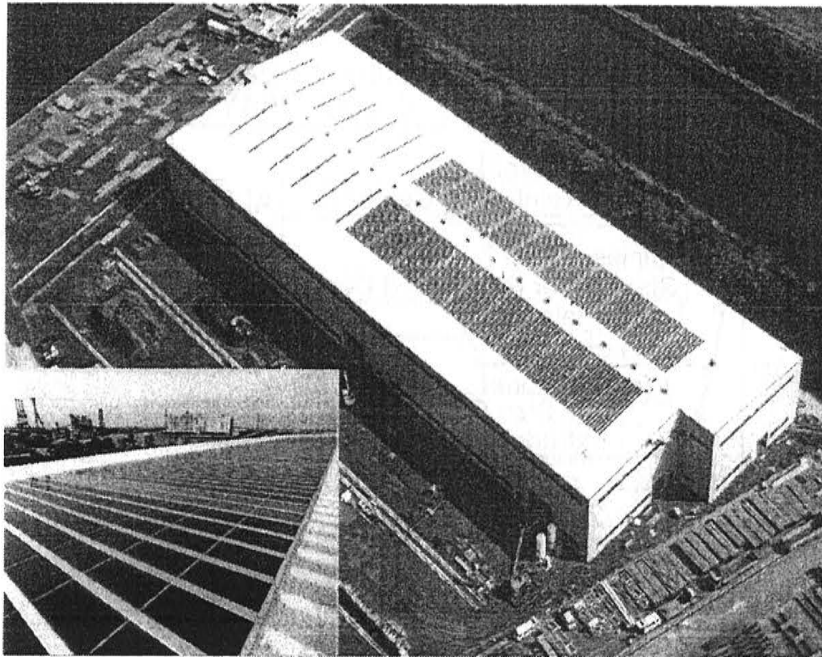


Fig.8 Aerial view of the 3rd Sakuma Industrial Park



**Fig.9 100 kW factory roof array
by Yokogawa Bridge**

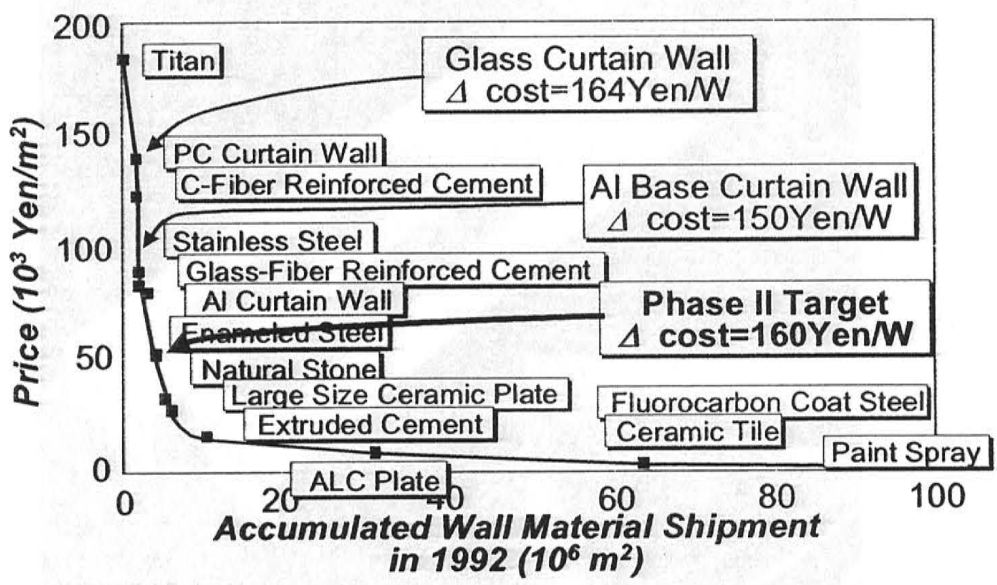


Fig.10 Wall material market size and BIPV targets

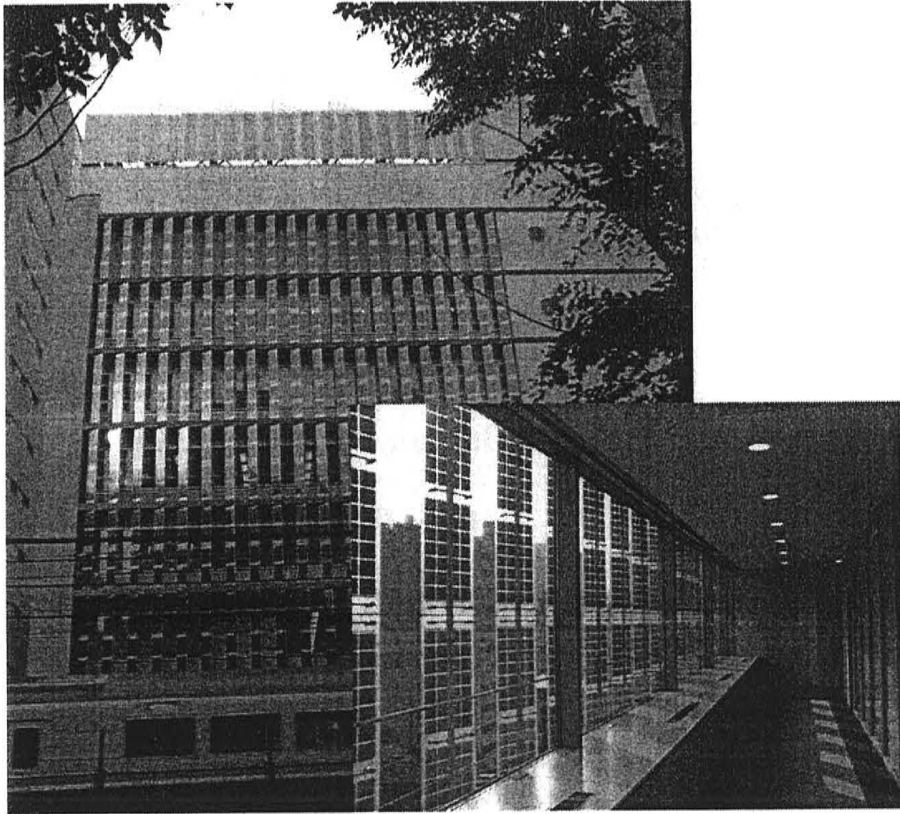


Fig.11 Passage Garden Shibuya/NEDO FT 30kW
Different orientation/inclination,
shading by own structures and neighbors,
one inverter system.

Draft:
The Japanese Experiences with National PV System Programme

Prof. Kosuke Kurokawa

**University Council Member,
Tokyo University of Agriculture and Technology,
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan
Tel: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729, E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp**

and

Osamu Ikki

**President
Resources Total System Co., Ltd.
Kyoritsu Bldg., 2-3-11 Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033 Japan
Tel: +81-3-3551-6345, Fax: +81-3-3553-8954, E-mail: ged02723@nifty.ne.jp**

Draft:

The Japanese Experiences with National PV System Programme

Prof. Kosuke Kurokawa

University Council Member,
Tokyo University of Agriculture and Technology,

and

Osamu Ikki

Resources Total System Co., Ltd.

ABSTRACT

The paper summarises Japanese activities concerning photovoltaic systems including residential use, which is one of major target as a national alternative energy supply. Fiscal year 1999 is just the 25th anniversary of the Sunshine Project, which started in July 1974. It was restructured as the New Sunshine Programme including renewable energy, energy conservation and environmental technology. The major target of Photovoltaic Technology Development Project in the Programme has been focused on the utility-connected, residential applications mounted on roofs from an early stage of R&D. Recently, it can be considered that technologies for the target have been fundamentally established and a series of new activities have been introduced to promote the commercialisation and diffusion of PV systems. To review those activities, several condensed tables are presented, *i.e.*, R&D history of residential applications, recent trends in regulation and code improvements, and new institutional activities to spread PV systems. The authors also presented actually obtained results of performances collected from a large number of PV systems by using very effective evaluation method called SV method. The last part suggested a good example that simple system monitoring with good verification can establish a knowledge circle from a variety of PV fields to factories, designers, owners and investors and it seem to be quite cost-effective.

1. LONG TERM BASIC POLICY

When the former Sunshine Project started in 1974, photovoltaic cell fabrication research happened to be adopted as a part of Solar Energy R&D Project very fortunately although it was not so extensive plan. The larger amount of budget was given to solar thermal application and power generation at that time. In addition, the Sunshine Project was mainly occupied by coal gasification and liquefaction. There were also geothermal power and hydrogen energy as small parts.

In FY 1973, the fundamental research of photovoltaic 'system' technology was proposed to the Ministry of Finance and successfully started in FY1974. The main objective of this research suggested the quite new concept of dispersed-but-aggregated, utility connected residential roof systems. Since that time, this became a main stream of Japanese PV R&D because of the following reasons.

Japan is a quite mountainous country and its usable land area is limited. The dispersed location of PV systems is a very natural course of consideration.

The land are is almost entirely covered by the power utility network where people live. If a PV system is needed to be backed up by an auxiliary power source, utility connection is only one realistic solution.

The land price is extremely high because of limited flat land area. Land space utilisation for PV array field can not be economically accepted. Then, the multi-utilisation of space already used for other purposes becomes clearly advantageous. If roofs or spaces on residences are offered to PV

arrays, expenses for the land can easily be eliminated and a large part of array support can also be neglected.

At that time, however, it was never believed that a large number of such a small scale residential PV system connected with the grid could compete conventional power sources. People imagine only concentrated systems for power supply in those days. However, the Sunshine Project began to seek for another type of scale merits in large scale mass production of such modular, tiny units other than conventional power generation technology with thermal scale merits.

The following estimation was made at the early stage of the Project. The total number of private houses was counted 42 million in 1987. If 22% of all the houses are covered by 3 kW roof arrays, it makes 27.6 GW. The size of 3 to 4 kW seems to be appropriate size for average Japanese houses and produce electricity roughly enough for domestic consumption in Japanese weather condition. Additional spaces can be obtained from 580,000 multi-family houses. It makes another 27.6 GW PV installation for 50% of those houses assuming 10% efficiency.

Total potential was calculated as 35.73 GW from the both results. If 12% capacity factor is assumed, it corresponds to 37.6 TWh/Y. As Japanese gross consumption was 758.4 TWh at that time, it means 5% of national electricity consumption can be supplied by the residential roof-top systems. This level was considered to be valuable for future energy options in Japan.

Recently Ministry of International Trade and Industry, MITI, has been reviewing the New Energy Introduction Plan with discussions by the New Energy Subcommittee under the Advisory Committee for Energy. Table 1 is provided for the committee discussions[1]. Figures in the left column were originally examined in detail by a NEDO's contract research and include some types of applications other than residential rooftop systems. This estimation clearly justifies that 5GW, the 2010 target written in the right column, is not only a final goal but a milestone for further introduction of PV systems in the future.

2. IMPORTANT STEPS IN PV SYSTEM PROMOTION

As written above, the original Sunshine Project started in 1974 just after the first oil crisis. For the past 25 years since that time, the Agency of Industrial Science Technology, MITI has been rather consistent to continue a series of R&D in photovoltaic technologies as follows.

Materials and Cells

- silicon feed-stock:
- Si multi-crystalline cells,
- mass production process from Si refining to module assembly,
- Si amorphous cells,
- CdTe thin film cells,
- CIS or CIGS cells,
- characterisation of materials and cells.

Systems and Components:

- utility-connected systems,
- stand-alone systems,
- power conditioners,
- several types of advanced batteries,
- utility interconnection technology,
- array designs,
- building integrated modules,
- system evaluation,
- international system demonstration.

Table 2 summarises important steps since 1974 including recent market introduction activities. The semi-governmental body, New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO) was established in Oct. 1980 and is responsible for the both of R&D and introduction activities for new energy technologies.

The first deregulation took place in 1990 through an amendment of the Electric Utility

Industry Law. In 1992, electric utility companies announced buy-back plan for PV system generated surplus power at the same level of selling price by utilities. This is still in progress. In the next year, 1994 reversal power flow from a small PV system to the grid was permitted by the modified 'Guideline to regulate grid connection technology'.

In December 1994, quite aggressive government target called 'Basic Guidelines for New Energy Introduction' was decided by the Cabinet. On the first line of this Guideline, PV system installation targets are described as 400 MW by 2000, 4,600 MW by 2010. The latter target was increased to 5,000 MW by 2010 when the Long-term Energy Supply and Demand Outlook was revised in 1998 as described in Table 3.

'The PV System Monitor Programme' started in 1994 for subsidising residential houses. This is operated through the New Energy Foundation (NEF). This was slightly modified to 'Residential PV System Dissemination Programme' in 1997.

Another subsidising plan called 'Field Test Project' started as a part of NEDO's activity in 1993. This was planned for public facilities having medium size PV array with the capacity of 10 kW to more than 100 kW. Afterwards in 1998 it was redirected to Industrial Use.

3. CURRENT ACTIVITIES

Table 4 summarises a series of current promotion activities in Japan.

Leading government agencies are the Agency of Industrial Science and Technology (AIST) and the Agency of Natural Resources and Energy (ANRE), the both of which are in MITI. The former is responsible for R&D and the latter for market introduction activities.

The major R&D project is called 'New Sunshine Programme'. In terms of Solar Energy of the Programme, the following fields are included, *i.e.*, mass-production technology of low cost PV cells, cost reduction of PV systems, BIPV modules, improvement of efficiency, etc..

The introduction and promotion of PV systems are based upon guidelines and laws such as the Basic Government Guidelines for New Energy Introduction, Law Concerning Promotion of the Use of New Energy.

For medium scale PV systems, PV Field Test Project for Public Facilities subsidises one half of installation cost of a public facility and two third of disaster prevention type applications through NEDO channel. As written above the major part this project was redirected to industrial uses.

Residential PV System Dissemination Project subsidises one third of installation cost of a residential PV system up to 4 kW at the maximum 340,000 Yen/kW. This can be applied through NEF channel.

Other related government actions are listed as follows:

- Deregulation of Electricity Utility Industry Law,
- Standardisation of PV systems,
- Regional new energy introduction and promotion,
- Support to new energy entrepreneur,
- Eco-School Pilot Model Project by Ministry of Education/ MITI,
- Next Generation Urban Planning Project by Ministry of Construction.

International Co-operative Actions: International Demonstrative Research offered 44 kW pumping systems for drinking water in Nepal, 150 sets or 40 kW in total of mobile PV systems for nomadic tribe in Mongolia, 44 kW battery charger stations in Thailand and 110 kW village electrification stations in Malaysia.

Financial Support: Financial support for developing countries were provided to the following countries.

- Pakistan: Village Electrification, 2 systems, 95.6 kW in total,
- Thailand: Village Electrification, 3 systems, 150.0 kW in total,
- Indonesia: Village Electrification, 2 systems, 123.0 kW in total,
- Kiribati: Village Electrification, 2 systems, 6.6 kW in total.

Table 3 also indicates other statistics, but is not mentioned in detail here.

As shown in Fig.1, R&D is to be funded with 8.99 billion Yen and promotion activity with 19.84 billion Yen in FY2000 although R&D was with 7.25 and promotion with 5.01 in FY1995. Approximately 30 billion Yen, which is total budget in FY2000, roughly corresponds to 250 million US\$ assuming 1 US\$=120 Yen. Speaking in average, promotion budget increased by almost 4.0 times while R&D has been rather stable.

Table 5 shows the recent 3 year trends of government budget for various activities in the PV technologies and market. Budgets on latter 3 lines are open for other types of new energy in principle and not specific for PV systems.

Total budget for photovoltaic systems has been staying at almost the same level, *i.e.*, 26.08, 28.52 and 28.84 billion yen in these 3 years. 1/3 subsidy system for residential houses through NEF has been keeping the highest sharing as 14.70, 16.04 and 14.50 billion yen. Field Test Project through NEDO has been also considerably tough with 2.57, 2.52 and 4.10 in 3 years.

A main player in R&D activities corresponds to 'R&D of cells, modules and systems in the table with 7.41, 8.36 and 7.84 billion yen. International RD&D, silicon feed-stock process R&D and utility interconnection study are also classified to R&D sector in Fig.1.

4. PROGRESS OF RESIDENTIAL PV SYSTEM PROJECT

At the moment the Japanese residential project has been providing a considerably large market for PV industries including foreign cell/module companies. Fig.2 shows rapid market growth and market price reduction in recent years. Though it is not indicated in the figure, more than 10,000 residential systems may have been installed according to the MITI's budget in these 3 years from 1998 to 2000. It is said that total amount will reach the level of 200 MW by the end of FY2000, which is March 2001.

Figure 3 describes detailed cost structure of a typical 3 kW residential system in the Japanese market in recent years. Remarkable cost reductions of BOS sectors can be seen first 5 years from FY1993, *i.e.*, 1/5 of the original level. It is notified that the Government Residential Project began in FY1994. The improvement of PV module price has also been observed approaching a half level. It can be said, at least, that the domestic market has been effectively activated through the Government policy as well as due to extensive efforts by industries. It is also pointed out that, by measuring the effect of market activation, the subsidy rate has been carefully adjusted by MITI. When it started, the rate was around 2/3. It was changed to 1/2 afterwards and now is 1/3. It is also understood that the other means of activities to keep the continuing, moderate growth of PV market have been sought for although it is under discussion.

5. SYSTEM MONITORING PROJECT FOR RESIDENTIAL SYSTEMS

Since each PV house owner is to send a report of annual output energy from his system to NEF, the very rough tendency of actual PV system operation can be evaluated. However, the reporting system itself has not yet been working very well and cannot bring useful information with respect to internal parameters of PV systems. An easy monitoring plan, therefore, was proposed as a part of R&D. Monitoring equipments have been installed since 1997 at selected sites among PV systems built by the subsidy. Total planned number is 100 and already 85 sites have been measured as shown in Fig.4[2].

Measured points are listed as follows:

- horizontal global irradiance,
- in-plane irradiance,
- ambient temperature,
- module temperature,
- array output voltage,
- array output current,
- inverter output power,
- power from utility,
- inverter operation signal,

- inverter fault signal.

A data acquisition system consists of a data-logger, a PC and a modem connected with ISDN of NTT public telephone network. Basic sampling time is set to 6 seconds and 10 data are accumulated to represent 1 minute data. All the minute data are recorded and sent at night to a host computer in the Hamamatsu Solar Techno-Centre of Japan Quality Assurance Organisation (JQA)[3].

One of the first results is shown in Fig.5, which is the system performance ratio evaluated for 65 residential sites. Though it was taken only for 3 months last year, it is observed that the average of the ratio is around 0.7 to 0.8. Annual evaluation is expected to be released after April 2000.

6. SYSTEM MONITORING PROJECT FOR FIELD TEST SITES

System data have been taken at the Field Test sites for longer time. Since the initiation of the project all the sites have been equipped mandatorily with a simple data acquisition system. (Recently this has been eased for Industrial Use Project.) Fig.6 shows the location of monitored 155 sites within the Public Facility Project as of FY1998. All of hourly data taken at those sites are sent to another host computer in Hamamatsu, JQA.

Obtained data have been analysed by the Sophisticated Verification (SV) method, which has been developed by one of the authors[4-7]. It gives important internal parameters as well as ordinary external ones. Original data are taken in terms of irradiation, temperature, array output and inverter output for every one hour. It can easily deliver system parameters such as system yield, system performance parameters, array yield, array performance parameters and inverter efficiency. By using temperature data, it is also easy to calculate temperature correction factor, which means PV efficiency decrease by module temperature increase.

In addition to those, the SV method derives 2 kinds of important internal parameters and another supplemental parameter, *i.e.*, Pmax mismatch factor, shading factor and other loss factor including optical losses due to incident angle and soil. The last factor may also include DC circuit losses and possibly evaluating model errors in the SV method.

Figure 7 summarises the operational results of Field Test sites for 3 years. The system performance ratio for all the systems for 3 years can be said to be around 70%. A slight sign of its decrease can also be observed year by year. Possibly, as the year of construction came later, the more beautiful design became acceptable and then it often happens to bring the more complicated shading problems. (In the figure, notation '154/158 sites' for instance means that 158 sites are monitored but data from 154 sites could be verified and data from other 4 sites were considered invalid.)

In the same figure, in 1998 for instance, shading losses were observed as 8.1% in average and Pmax mismatch as 4.3%. Compared with 1996, shading losses slightly increased from 6.8%, which may justify the above supposition. Other losses were measured 7.9-10.9 % for 3 years. This level seems to be very significant. The authors believe that about a half of this parameter is induced by optical losses due to incident angle to the glass surface of PV modules based upon their ongoing work.

Figures 8, 9 and 10 illustrate the distribution of all the obtained results of shading, Pmax mismatch and other losses respectively. Although frequencies near averages indicate their apparent peaks for these 3 cases, levels of values often fluctuate from the average. This type of evaluation is considered to be quite useful for engineers in PV factories and system designers or architects.

7. CONCLUSIONS

The authors described the overview of the Japanese basic policies, ongoing activities, findings from field experiences in terms of large scale introduction of PV systems especially including residential programme. It is pointed out that basic philosophy in developing PV technologies has been going mainly toward the realisation of utility-connected, roof-top, residential application over the nation from the quite early stage of R&D.

The article discussed long-term basic policy, important steps in PV system promotion, current

government activities, the progress of residential PV system project, etc. with some statistics and detailed information. The authors also presented actually obtained results of performances collected from a large number of PV systems by using very effective evaluation method called SV method. The last part suggested a good example that simple system monitoring with good verification can establish a knowledge circle from a variety of PV fields to factories, designers, owners and investors and it seem to be quite cost-effective.

The authors wish to thank many people who prepared helpful information and statistics for this article.

REFERENCES

- [1] Possibilities of new energy and their economic viability, Discussion Paper #2, Jan. 2000, New Energy Subcommittee, Advisory Committee for Energy, MITI.
- [2] T. Sugiura(JQA): Private communication.
- [3] K. Kato, K. Otani, K. Sakuta, T. Sugiura, K. Kurokawa: Areal analysis of irradiance by simultaneous, multi-site observation of residential systems over Japan - (1), Proceedings of JSES/JWEA Joint Conf.(1999), (In Jpn).
- [4] K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida, K. Sakuta, K. Sakamoto, T. Oshiro, T. Matsuo, T. Katagiri: Extended performance analysis of PV systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE Photovoltaic Specialist Conf., Anaheim, USA, Sept.29-Oct.3, 1997, No.298, Oral 6A.
- [5] K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida, K. Sakamoto, T. Oshiro, K. Otani, K. Fukasawa: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, Vienna, July 6-10, 1998.
- [6] K. Kurokawa: Realistic values of various parameters for PV system design, World Renewable Energy Congress V, Florence, September 19-25, 1998.
- [7] D. Uchida, K. Otani, K. Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, PVSEC-11, 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Sapporo, Japan, Sept.20-24, 1999.

Table 1 Photovoltaic energy estimated from supply side

Source: *New Energy Subcommittee, Advisory Committee for Energy, MITI, Jan. 2000*

Potential Category	Physically Limited	Practically Defined		Gov. Target, 2010
		positive	realistic	
oil equivalent	44,280 MLoe	21,000 MLoe	10,260 MLoe	1,220 MLoe
PV capacity	173 GW	86 GW	42 GW	5 GW
Assumptions	1) residential (72.7 GW): all of sunny single-family residences with 4kW PV. 2) public institutions (5.5 GW): all of schools; libraries; public halls; post offices; hospitals; etc. with 20-50kW PV. 3) industrial applications (57.2 GW): all of office buildings; factory; etc. with 10-50kW. 4) infrastructures (37.50 kW): roads; rail ways; river beds; lakes; etc..	50% of physically limited potential considering siting restrictions and building codes	25% of physically limited potential considering siting restrictions and building codes	

MLoe: mega-litre oil equivalent

Table 2 Important Steps in PV System Promotion until 1998

Year	PV system promotion activities
1974	- The former Sunshine Project started for R&D of Solar Energy, Coal Gasification/Liquefaction, Geothermal Energy and Hydrogen Energy.
1980	- NEDO was founded for a series of New Energy R&D.
1990	- Substantial simplification of installation procedures for PV systems under 500 kW through an amendment of the Electric Utility Industry Law.
1991	- Announcement by electric power companies of a plan for installing 2,400 kW (actual result was 2,659 kW, over target).
1992	- Buy-up system for PV system generated surplus power, started at selling price by electric utilities (in progress). - Start of NEDO PV Field Test Project for public facilities.
1993	- Guideline to regulate grid connection technology for systems with reverse power flow. - The New Sunshine Programme started.
1994	- Start of the PV System Monitor Program for residential houses. - Cabinet decision about the 'Basic Guidelines for New Energy Introduction' (PV system installation targets: 400 MW by 2000, 4,600 MW by 2010).
1995	- Start of regional new energy vision policies at local governments (in progress).
1997	- Enactment of the Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - Monitor Program for residential houses was modified to Residential PV System Dissemination Programme
1998	- Original Field Test Project was redirected for Industrial Use - Revision of Long-term Energy Supply and Demand Outlook (PV system installation target: 5,000 MW by 2010)

Table 3 Outlook for New-Energy Supply

Energy Sources	FY 1996	FY 2010 (Target)
Photovoltaic	57 MW	5,000 MW
Solar Thermal	1,040 MLoe	4,500 MLoe
Wind Power	14 MW	300 MW
Waste Power	890 MW	5,000 MW
Waste Thermal	44 MLoe	140 MLoe
Thermal Energy Conversion	33 MLoe	580 MLoe
Others	4,900 MLoe	5,920 MLoe
New-Energy Total	6,850 MLoe	19,100 MLoe
(Share in TPES)	(1.1%)	(3.1%)

Source: Long-Term Energy Supply and Demand Outlook, MITI
 [Note] MLoe: mega-litre oil equivalent

Table 4 Current activities of PV System promotion in Japan

Items		Contents
Government Activities	Leading Gov. Agencies	- Agency of Industrial Science and Technology, MITI - Agency of Natural Resources and Energy, MITI
	R&D Project	- New Sunshine Programme (Mass-production technology of low cost PV cell, Cost reduction of PV system, BIPV module, Improvement of efficiency)
	Gov. actions on introduction and promotion	- Basic Gov. Guide Lines for New Energy Introduction - Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - PV Field Test Project for Public Facilities; subsidize 1/2 of installation cost for public facilities (2/3 for disaster prevention type) - Residential PV System Dissemination Project; subsidize 1/3 of installation cost for residential PV System up to 4 kW, maximum 340,000 Yen/kW - PV Field Test Project for Industrial Use - Deregulation of Electricity Utility Industry Law - Standardization of PV systems - Regional new energy introduction and promotion - Support to new energy entrepreneur - Eco-School Pilot Model Project (Ministry of Education/ MITI) - Next Generation Urban Planning Project (Ministry of Construction)
	Support for developing countries	- International Demonstrative Research (Nepal: 44 kW, Mongolia: 40 kW, Thailand: 44 kW, Malaysia: 110 kW) - Financial Support: Pakistan: Village Electrification, 2 systems, total 95.6 kW Thailand: Village Electrification, 3 systems, total 150.0 kW Indonesia: Village Electrification, 2 systems, total 123.0 kW Kiribati: Village Electrification, 2 systems, total 6.6 kW
Installed capacity up to 1998		133.3 MW (estimated)
Target of PV Introduction		5,000 MW by FY 2010
PV cell production (1998)		49.0 MW, 40.0 % increase over the previous year
PV cell manufacturer (1998 Shipment)		Kyocera (25.4 MW); Sharp (14.0 MW); Sanyo Electric (6.3 MW); Canon (2.0 MW); Matsushita Battery Industrial (1.2 MW); Daido Hoxan (1.0 MW); Kaneka; Showa Shell Sekiyu; etc.
Remarks		- Deployment of commercialisation and promotion of PV system mainly on the basis of PV introduction plan by Residential PV System Dissemination Project and PV Field Test Project - Active introduction of PV systems by PV users (NTT, convenience stores, etc.). - Enforcement of Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - Revision in 1998 of PV introduction target from 4,600 MW to 5,000 MW by FY2010 by reviewing Long – term Energy Supply and Demand Outlook

Table 5 Government budget in billion yen relating to concerning PV Technology Promotion

ITEMS	FY1998	FY1999	FY2000
Photovoltaic Systems	26.08	28.52	28.84
- R&D of cells, modules and systems	7.41	8.36	7.84
- International RD&D	0.28	0.26	0.28
- Silicon Feed Stock Process R&D	0.83	1.00	0.53
- Manufacturing Process Demo.	-	-	1.24
- Residential System Promotion	14.70	16.04	14.50
- Field Test for Industrial Use	2.40	2.41	4.00
- Field Test for Public Use	0.17	0.11	0.10
- Utility Interconnection Study	0.29	0.34	0.34
New Energy Introduction for Industry	5.39	10.34	11.69
Regional New Energy Promotion	5.18	8.00	7.66
NGO Support for Regional New Energy	-	-	1.06

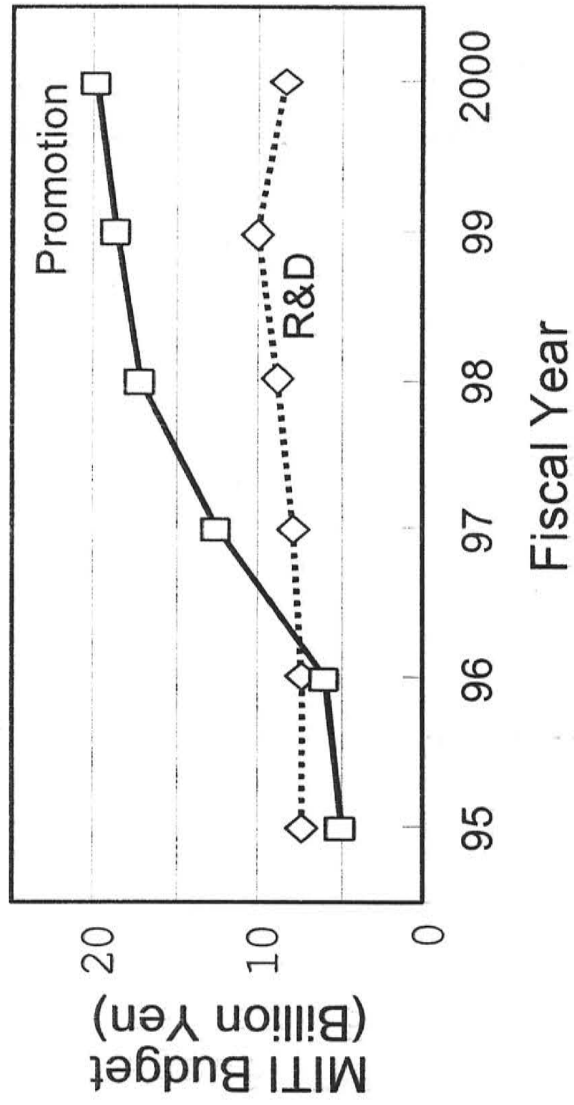


Fig.1 MITI Budget for PV Systems

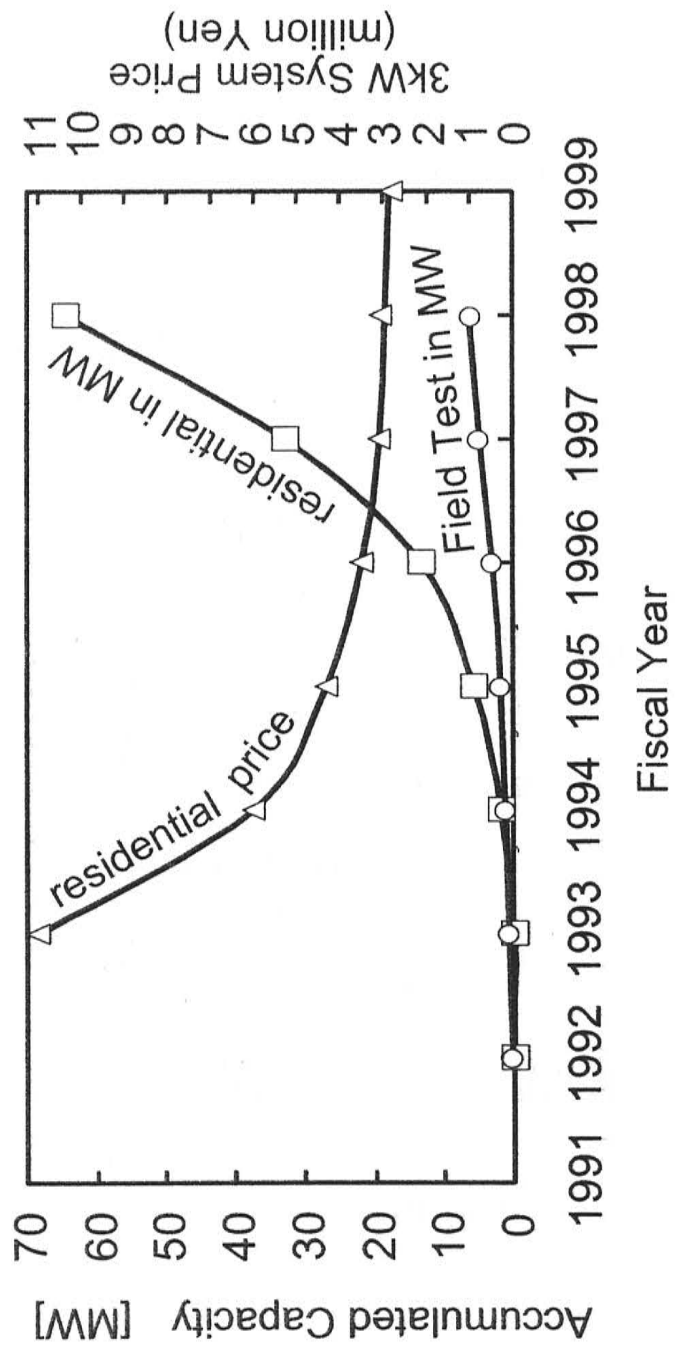


Fig.2 Accumulated capacity and price trends

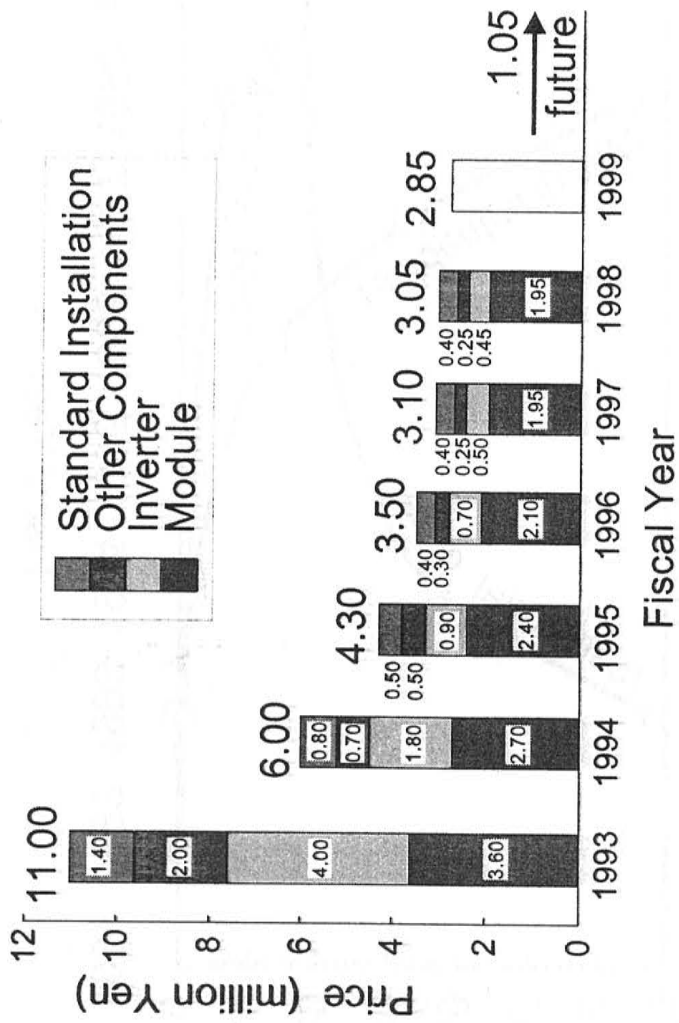


Fig.3 Price trends of 3 kW residential systems

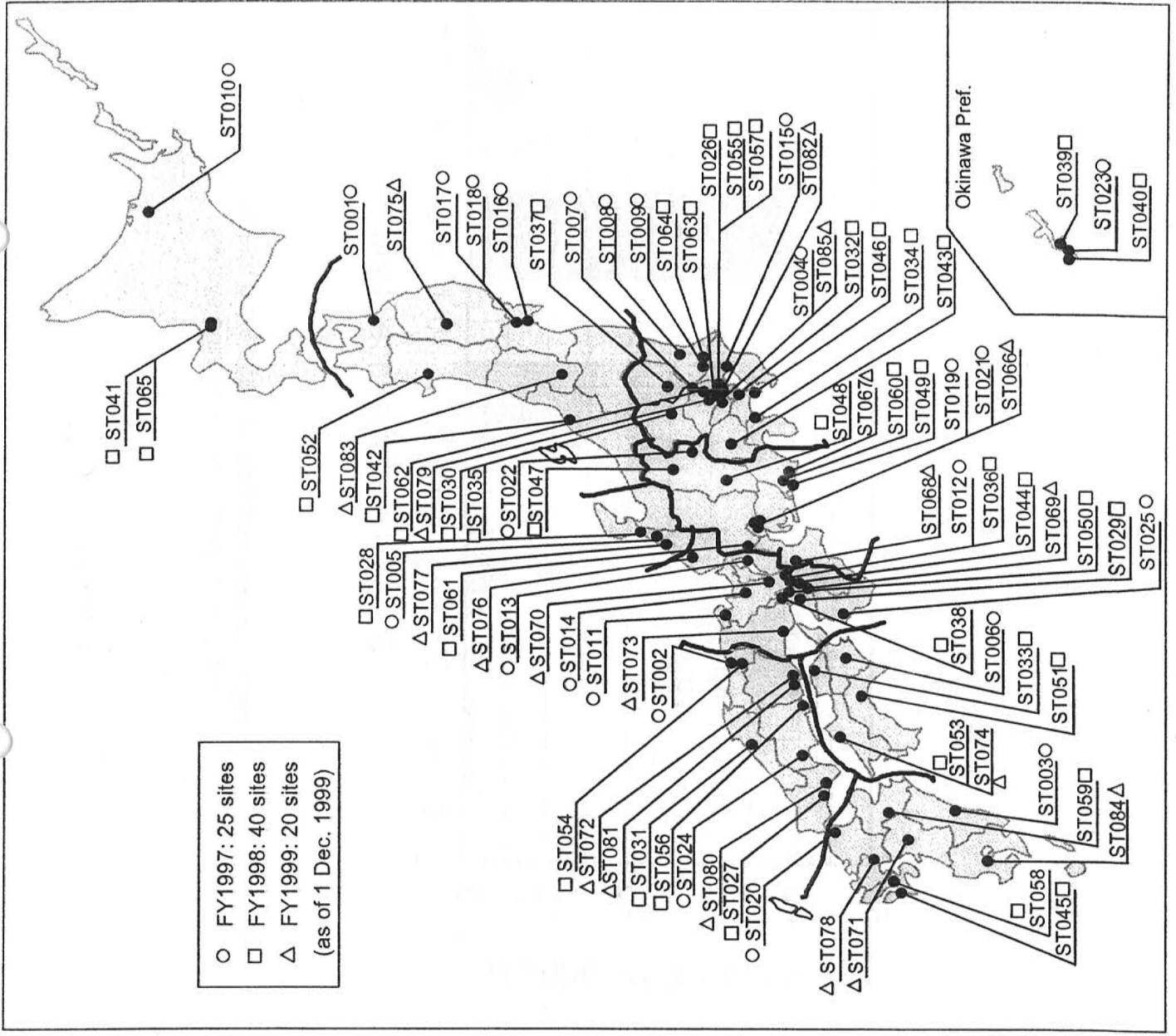


Fig.4 Location of residential PV systems measured by precise monitoring

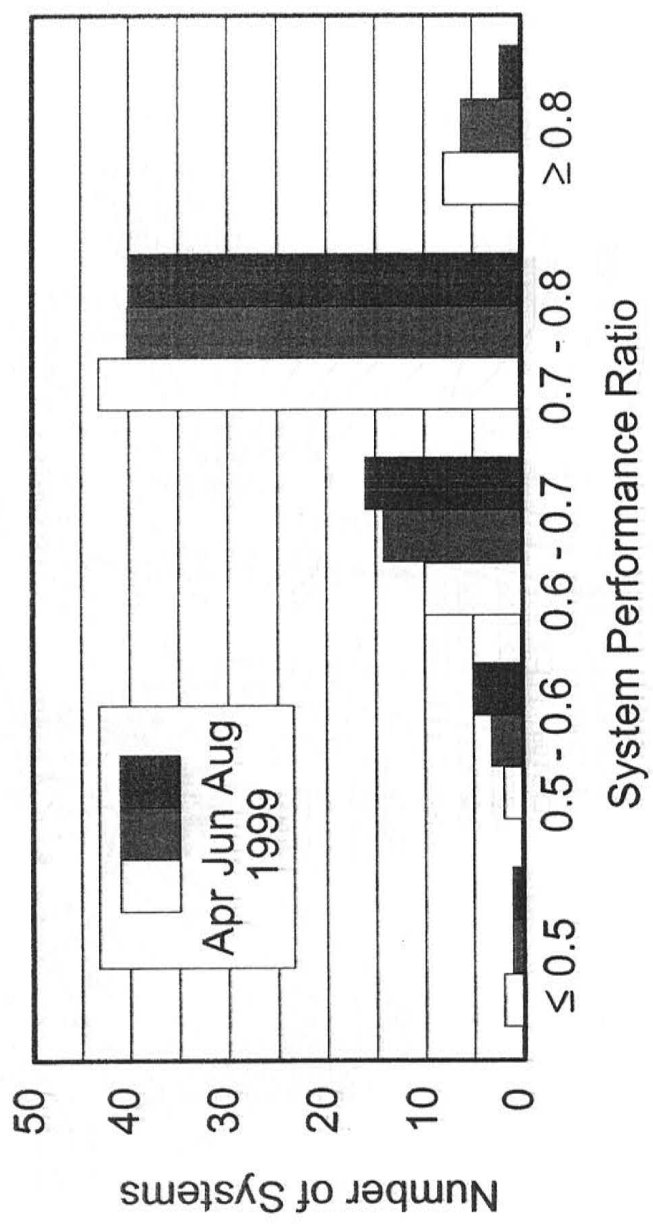


Fig.5 System performance ratio of 65 houses measured by precise monitoring system

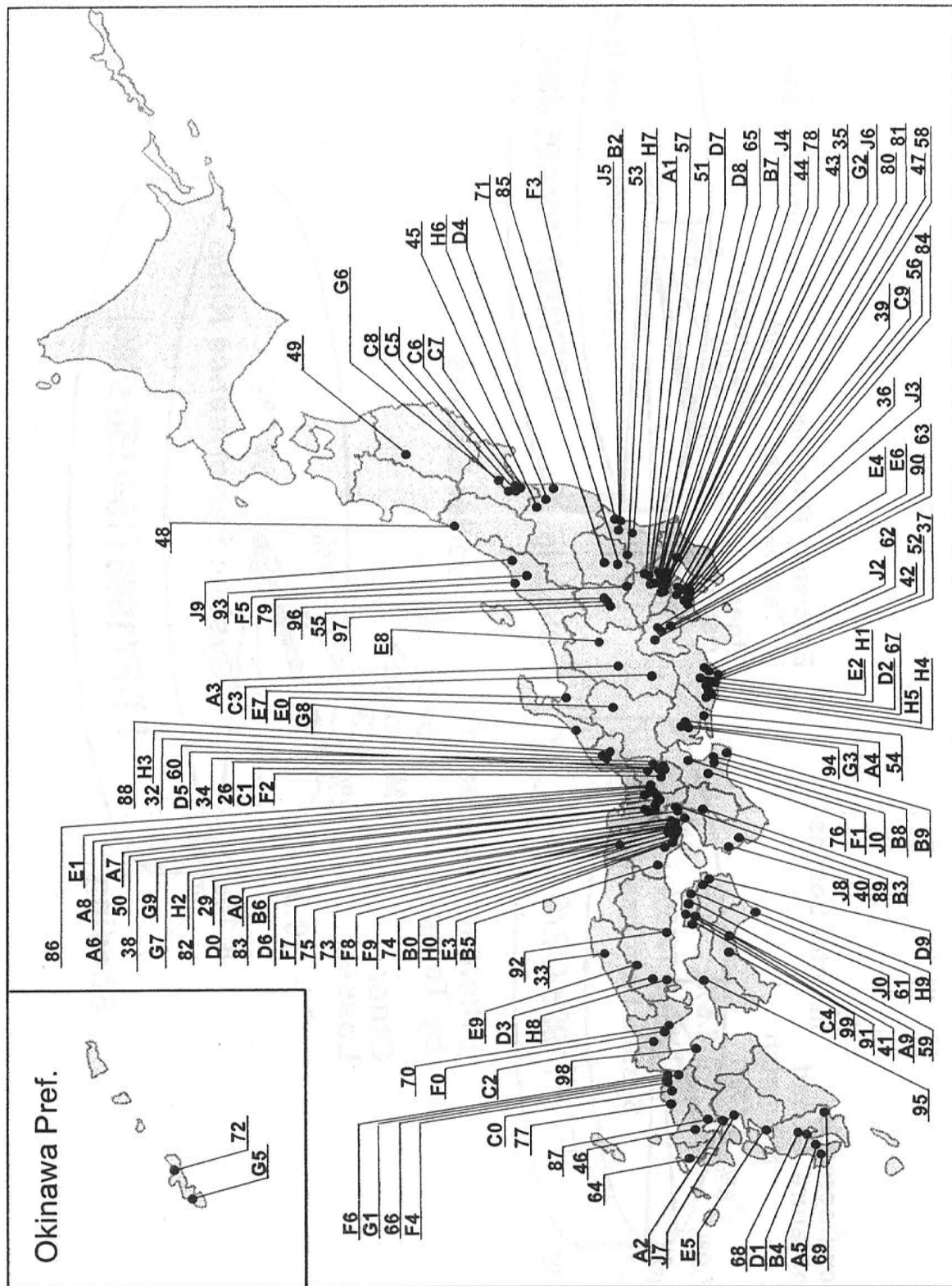


Fig.6 Measured 158 sites in Field Test Project as of FY1998

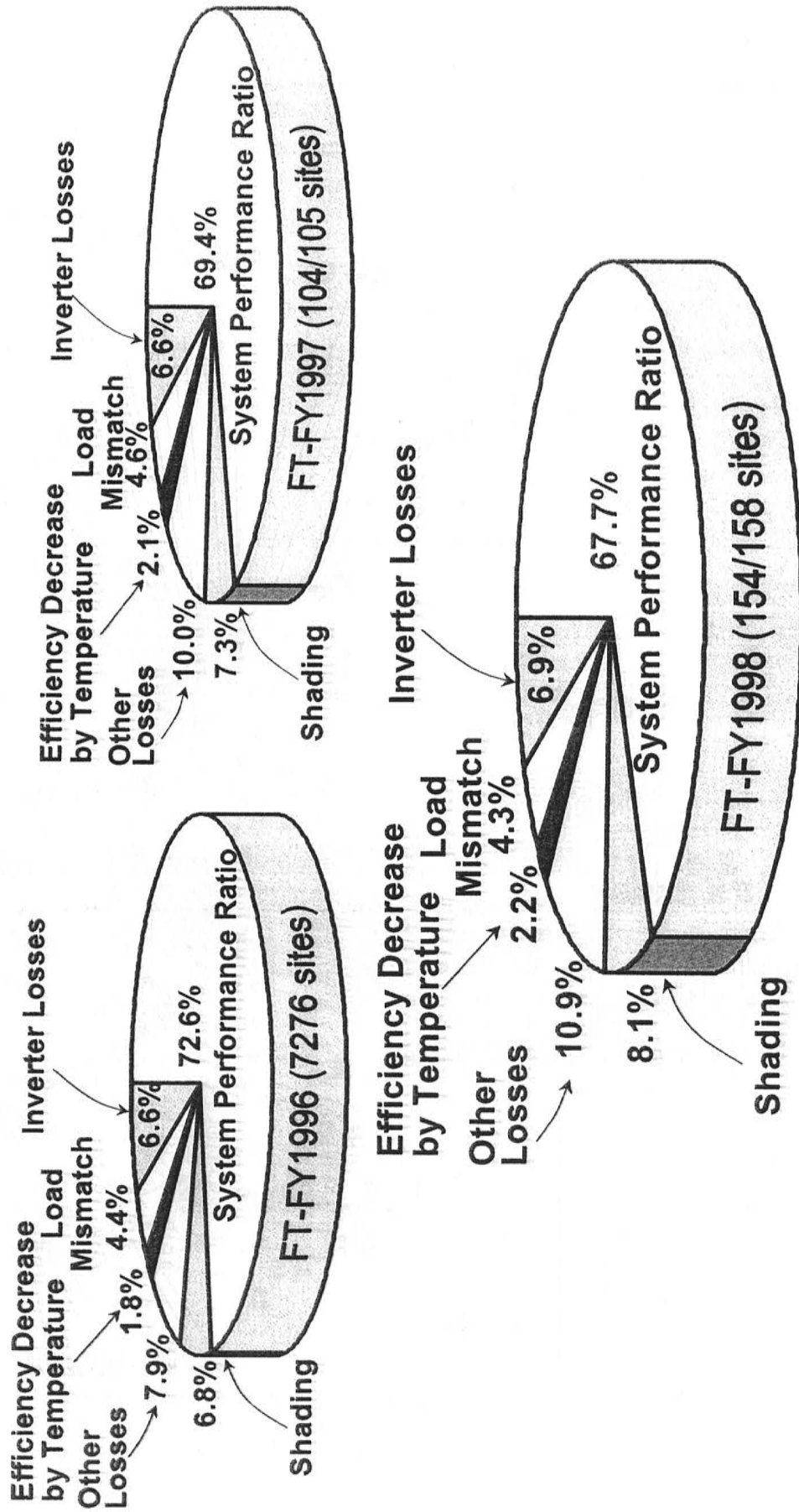


Fig.7 Average values of Field Test results analysed by SV method for FY1996-FY1998

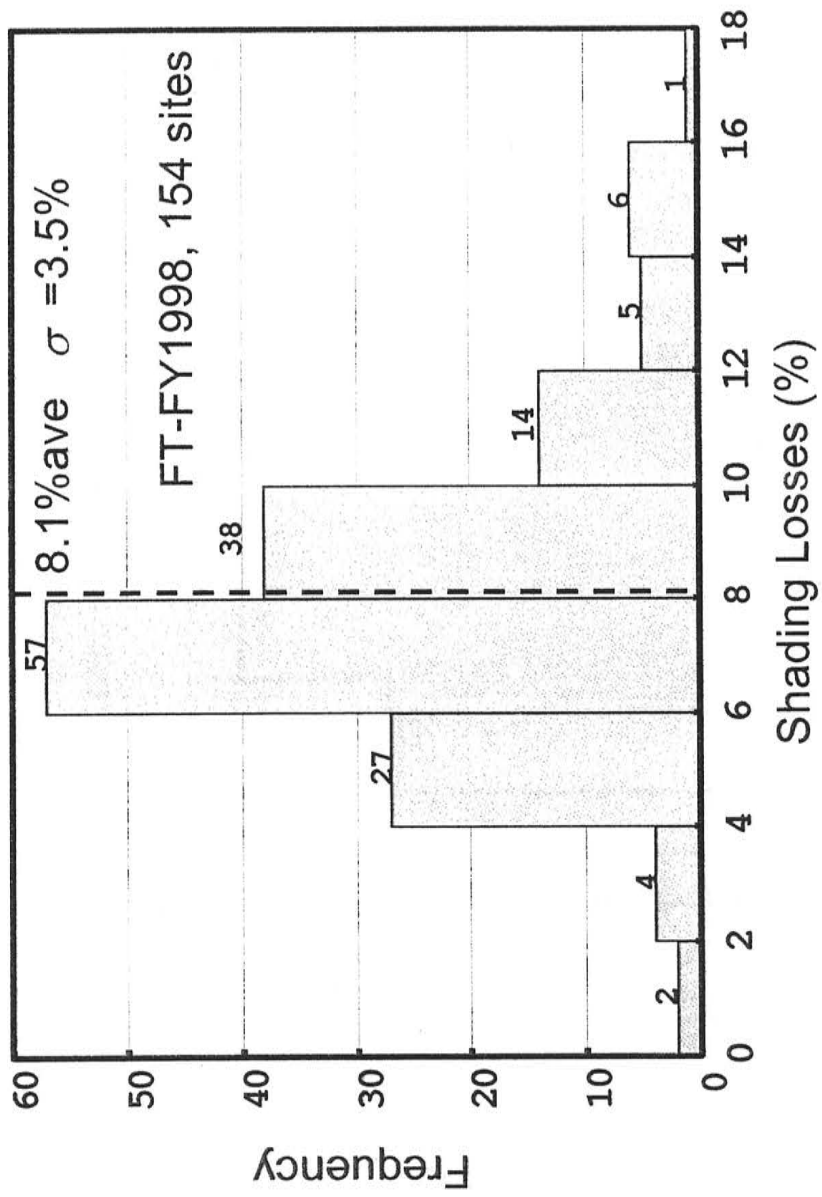


Fig.8 Distribution of observed shading losses at 154 Field Test sites in FY1998

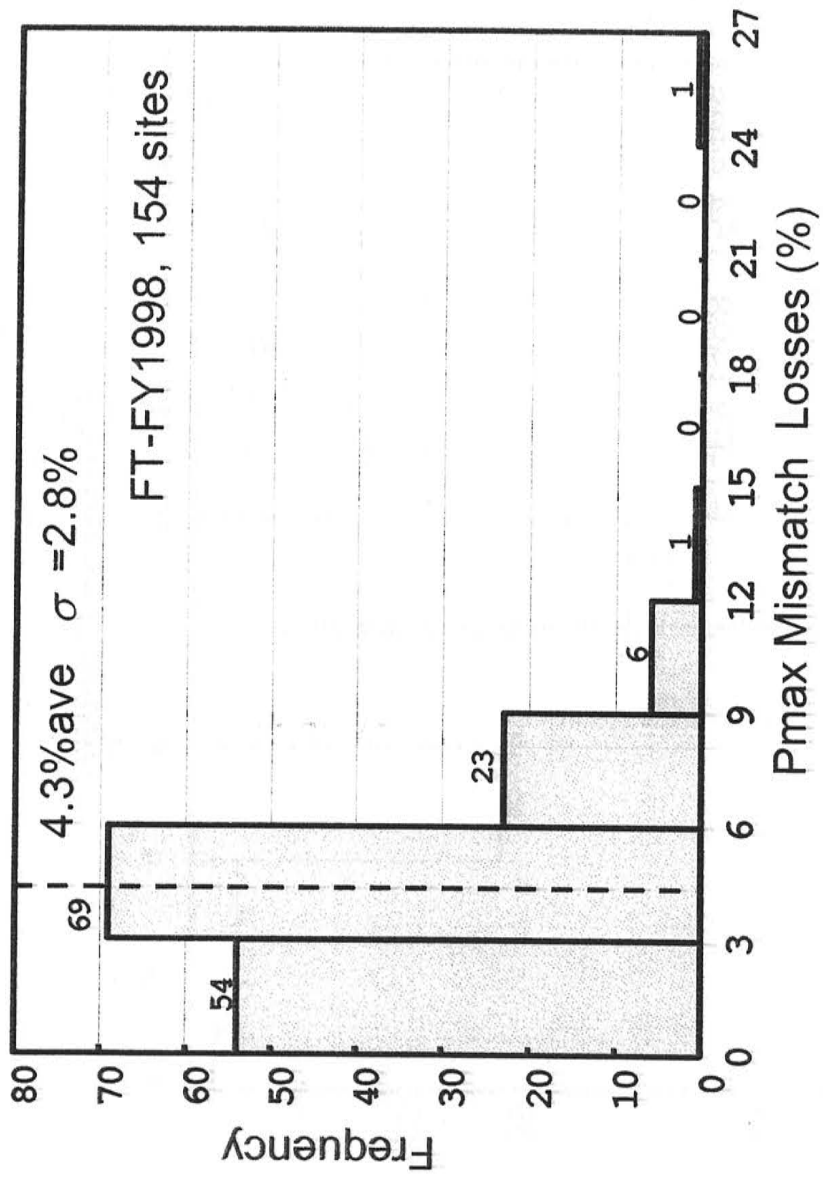


Fig.9 Distribution of observed Pmax mismatch losses at 154 Field Test sites in FY1998

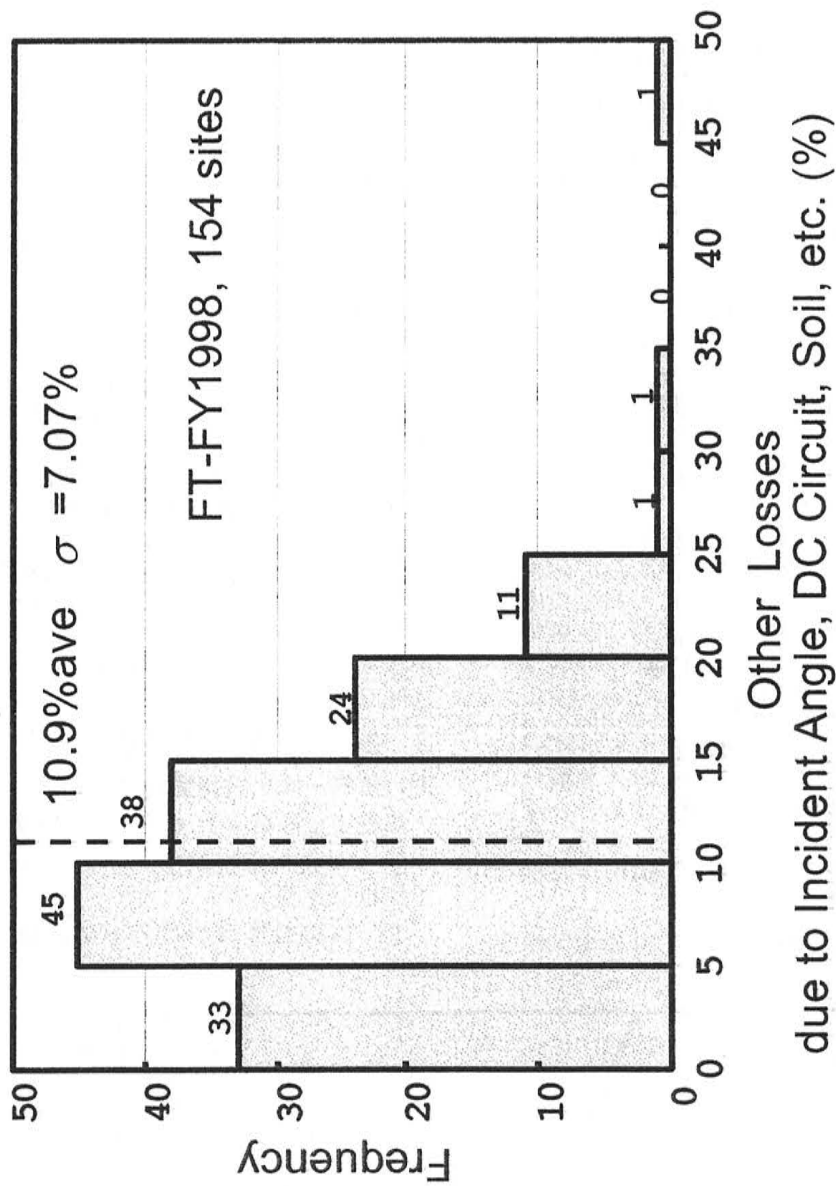


Fig.10 Distribution of observed other losses at 154 Field Test sites in FY1998

太陽光発電の課題と将来展望

黒川 浩助 (東京農工大学)

Problems in Photovoltaics and Future Aspects

Kousuke KUROKAWA

Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, JAPAN
Fax: +81-42-385-6729, E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

Abstract

The author describes technical problems in photovoltaic systems technology and predicts their future trends. The sunshine project started in Japan 25 years ago. From very early stages, the concept of grid connected system was born in Japan and has now been grown as the most major topic in Japan as well as in the world. To expand PV technology further, R&D efforts in material/device technology and system field seem to be necessary while diffusion activities have been actively introduced. It is suggested that PV systems might become a major energy for people in the world around mid 21st century.

1. まえがき

1974年7月にサンシャイン計画がスタートして、今年で満25周年になる。発足当初は、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、NEDOの設立に期を合わせるように、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、最初から太陽光発電を住宅用目的で系統連系することをメインに進めてきたのが大きな特徴⁽¹⁾で、この基本方針により国際的にも異色の成果を上げてきた⁽²⁾。これらは現在の太陽光発電技術興隆期の実現に大きく貢献したと考えられる。

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、「新エネルギー導入大綱」により2010年に460万kW設置を目標とすることを、平成6年12月に閣議レベルで決定した。また、昨年6月には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。

技術的規制については、平成2年4月の電気事業

法に関わ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、低圧配電線での逆潮流あり系統連系⁽³⁾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。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NEF(新エネルギー財団)による住宅用システムへの補助がスタートし、平成10~11年度には、年10,000件規模に達した。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⁽⁴⁾は、10kW~220kW級システムへの補助制度であり、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。住宅用とフィールドテストによる設置実績を図1に示す⁽⁵⁾。

近年の各種導入普及体制のあらましを図2に掲げた⁽⁶⁾。

太陽光発電の導入策が拡充されつつあるといっても、幅広く使われるためにはさらに価格引き下げが要求されている。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、導入普及策を支援していく中期的な重点的技術課題と、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2面の目標に向かっていくべきと考えられる⁽⁶⁾。

3. モジュール関連技術

3.1 建材一体化技術開発⁽⁷⁾

屋根上に設置されているアレイの構造は基本的に、

- ① 在来の屋根構造の上にアレイ架台を組んでいく屋根おき型、
- ② 屋根葺き材の代わりに特製モジュールを用い

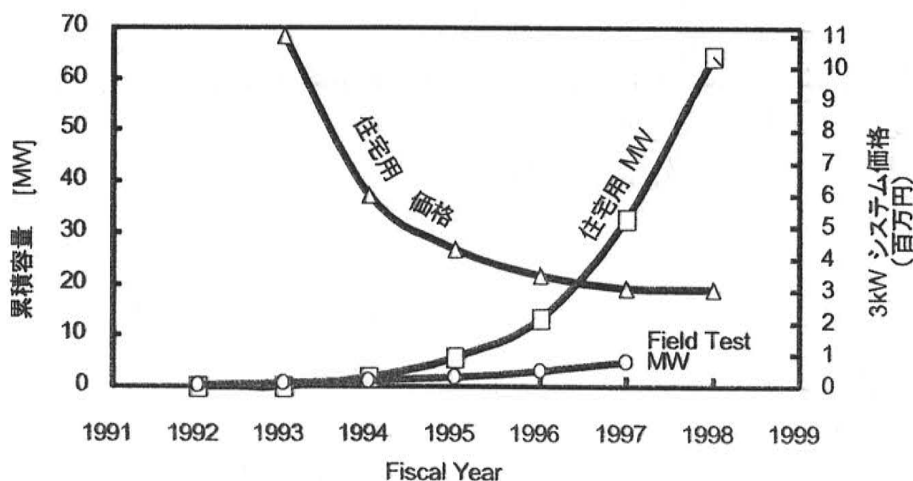


図1 太陽光発電システム設置実績と価格推移

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建材一体型といわれる構造。

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・電气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、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についての多様な要求仕様がある。とくに、建築デザイン上の美的価値観との適合は従来あまり想定しなかった重要因子となっている。

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。

建材一体型の技術的な萌芽は欧米に見るべきものが多かった。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⁽⁹⁾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气的接続が可能なコネクター一体型）の実現を望む声もたびたび聞く。

3.2 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。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。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⁽⁹⁾。

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⁽¹⁰⁾。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。

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え機能を付加するものが増えつつある。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。効果が期待されるものに配電系統の電圧制御⁽¹¹⁾がある。系統側にメリットはあっても、必ずしもユーザにインセンティブが働かない問題は残る。

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⁽⁹⁾。日本は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、国際的にも評価が高く、日本は、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⁽²⁾。

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。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⁽¹²⁾。

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。

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。ドイツの 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⁽¹³⁾。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開始されている。

これらのフィールド計測では、比較的簡単な諸量から、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。これによれば、インバータの Pmax ミスマッチ損失やモジュール反射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えつつある。これらの評価にも有効な手段と考えられる。図 3 にフィールドテスト 104 サイトの評価結果の例を示す⁽¹⁴⁾。

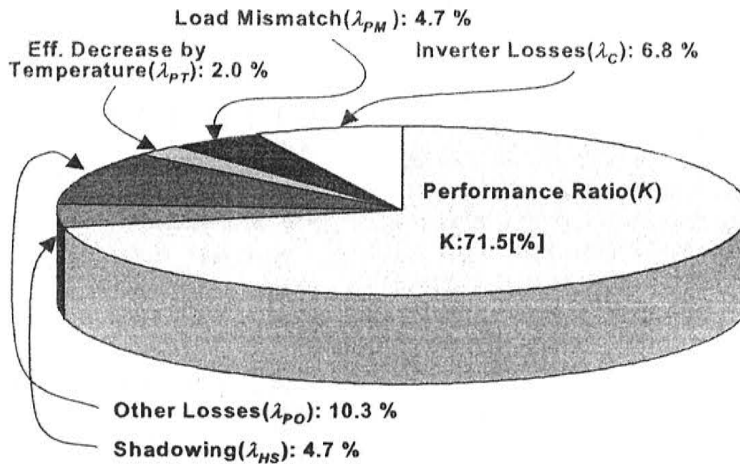


図3 フィールドレスト 104 システムの各パラメータの平均値
(1997 年度計測データ)

5.2 システム信頼性評価

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)、稼働率を求めるとの分析を実施した⁽¹⁵⁾。導入事例が増えつつある我が国でも同様の統計的評価が望まれる。

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、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。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。

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連系技術上の問題から総容量の最大値が制約されるかもしれない。図 4 (a) のように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⁽¹⁶⁾。電力の小売り自由化に対する規制緩和も予想され、同図(b)のような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。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⁽¹⁷⁾。

オランダ・アメルスフールト新住宅団地の規模は総容量 1MW である⁽¹⁸⁾。本年 9 月に札幌で開かれた PVSEC-11 では、ドイツのミュンヘンニューメッセ 1MW 屋根および同ヘルネ 1MW 屋根システムの完成が報告された。また、ベルリン新国会周辺地区では 1MW プロジェクトの新しく進行している⁽¹⁹⁾。日本では建設省プロジェクトであるいわきニュータウンで、小さいながらもコミュニティシステムの実現を目指している⁽²⁰⁾。

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⁽²¹⁾。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依存できる可能性を示してもいる。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 Task 8 として実施されつつある。

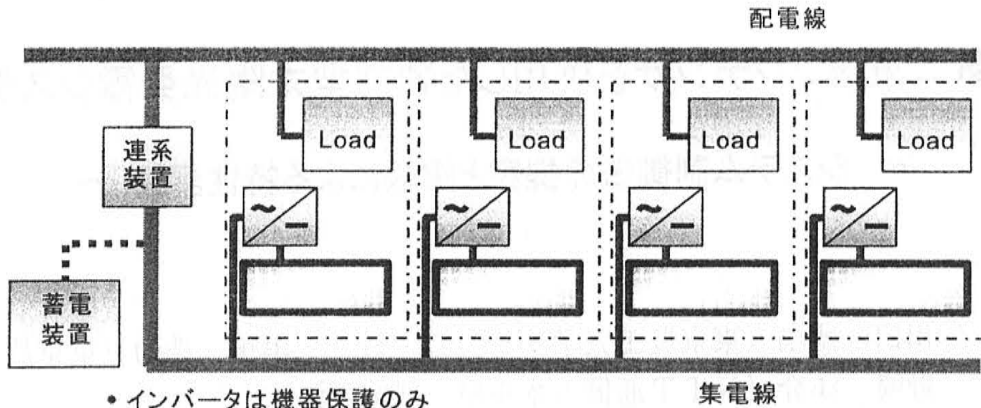
5.6 欧米の導入目標

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 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。

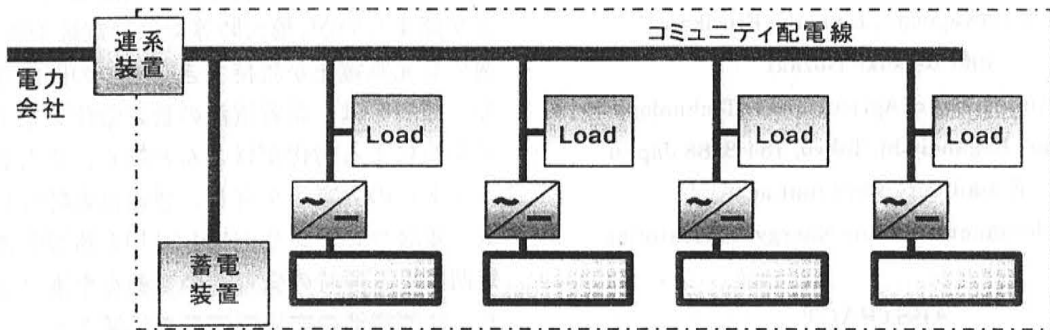
5. おわりに

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



- インバータは機器保護のみ
 - 連系保護システムは全体で一ヶ所
 - 高密度連系時の対策が容易
 - 屋根借り発電が可能。
 - 集電線が二重設備
 - 直流集電も可能
- (a) 集中連系方式



- コミュニティ全体に特定供給
 - 地域で利用可能なエネルギー資源の有効利用
 - 連系保護システムは全体で一ヶ所
 - 高密度連系時の対策が容易
 - コミュニティで設備を最適化
 - 直流集電も可能
- (b) コミュニティエネルギー供給方式

図4 コミュニティーシステムの各種概念

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：PVTEC ニュース, Vol.20, pp.10, 1996.10.
- (2) IEA Task V: Report IEA-PVPS V-1-01 & V-1-02, July 1996.
- (3) 分散型電源系統連系指針(JEAG0701-1993), 日本電気協会, 平 6.1
- (4) 酒井：太陽光発電懇話会太陽光発電システムシンポ, June. 1999, p.2-1~2-10.
- (5) 資源総合システム: 太陽電池情報
- (6) 黒川：太陽光発電懇話会太陽光発電システムシンポ, July. 1999, 3-1~3-8.
- (7) M. Takehara: PVSEC-11, Sept. 20-24, 1999, 23-C-2-3.
- (8) N. Ishikawa: WCPEC-2, July 1998, Proc. pp.2501-2506.
- (9) T. Doi, et al: PVSEC-11, Sept. 1999, 24-C-1-3.
- (10) For example, K.Kurokawa, et al: Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp243-250.
- (11) 小林：太陽光発電懇話会太陽光発電システムシンポ, July. 1998, 3-5-3-13.
- (12) H. Kobayashi, et al: Solar Energy Materials & 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
- (13) K.Kurokawa, et al: 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997, Proc. pp1249-1252.
K.Kurokawa, et al: 2nd World Conf. Photovoltaic Energy conversion, Vienna, July 1998, Proc. pp1941-1946.
K.Kurokawa, et al: Renewable Energy 15(1998). pp.157-164.
- (14) D. Uchida, et al: PVSEC-11, Sept. 1999, 22-C-1-5.
- (15) A.B.Maish, et al: 26th IEEE PVSPC, Anaheim, Sept. 1997, Proc. pp1049-1054.
- (16) K. Kurokawa: Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp27-36.
- (17) J.Cace, et al: 14th Eu-PSEC, July 1997, Proc. pp698-700
- (18) F. Vlek, et al: 14th Eu-PSEC, July 1997, Proc. pp1989.
- (19) J. Bennemann: PVSEC-11, Sept. 20-24, 1999, 23-C-2-2.
- (20) K. Kurokawa: PVSEC-11, Sept. 1999, 22-C-2-1.
- (21) A preliminary analysis for the VLS-PV survey, IEA PVPS TVI-5 1999:1.

電気二重層コンデンサを併用した独立型太陽光発電システム

～ システム制御法の提案と実験による特性評価 ～

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)
 野崎 洋介 (NTT通信エネルギー研究所)

A Stand-Alone Photovoltaic System using Electric Double Layer Capacitors and Lead Acid Batteries

Hiroshi Kawaguchi*, Kousuke Kurokawa*
 and Yousuke Nozaki**

*Tokyo University of Agriculture & Technology
 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588 Japan
 E-mail: hiro-k@cc.tuat.ac.jp

**NTT Telecommunications Energy Laboratories

ABSTRACT

We previously proposed a stand-alone photovoltaic system using electric double layer capacitors (EDLC) and lead acid batteries. This system can extend the battery-life because it reduces the number of battery charge and discharge cycles, furnishing power at night and on cloudy days by EDLC power. In this paper, we describe the configuration and operating conditions of this system. We also describe the optimal control and the effect of operating the EDLCs and battery. A simulation of 10 days of operation showed that they reduced the battery contribution factor by about 12% and increased the power conversion in this system by about 2%.

1. はじめに

近年、発展途上国のルーラル地域の電化を目的としたソーラーホームシステムや山間部の無線通信装置の電源として独立型太陽光発電 (PV) システムの導入が進められている。独立型 PV システムは一般的に、バックアップ用として鉛蓄電池を用いており、曇天時及び夜間等の不日照時には、鉛蓄電池の放電電力により負荷電力を供給する。従って、鉛蓄電池は必ず 1 日に 1 回は放電が行われ、充放電回数が非常に多くなる。

特に、鉛蓄電池容量を小さく設定した場合には、深い深度で充放電を繰り返すため、劣化を早める原因となっている。また、鉛蓄電池は最適な電圧で充電することが望ましいが、曇天時等では発電量が不足するため、適切な充電電圧が維持できない等の問題がある。そこで、筆者らは、鉛蓄電池の長寿命化を目的に充放電サイクルによる劣化がほとんど無く、また数十 F (ファラッド) の大容量を有し、急速充電特性にも優れた電気二重層コンデンサ (EDLC) [1] を鉛蓄電池と併用し、短期間不日照時の発電量の変動を平滑にすることにより、鉛蓄電池の充放電回数を低減させ、劣化を防止するシステムを提案している [2] [3] [4]。本論文では、鉛蓄電池充電時の EDLC の電圧低下を防止し、システムに用いられているコンバータの効率向上を図るとともに、鉛蓄電池への依存率をさらに抑制できる新しい制御法を提案し実験によりその効果を確認したので報告する。

2. システム構成

システム構成を図 1 に示す。PV 出力に、コンバータ 1、コンバータ 2、及び直流負荷を直列に接続し、EDLC をコンバータ 1 の出力に、鉛蓄電池をコンバータ 2 の出力に接続してシステムを構成する。

晴天時には PV の出力電力により EDLC 及び鉛蓄電池の充電と負荷への電力供給を行う。また短期間の曇天時及び夜間には、EDLC の放電電力により鉛蓄電池及び負荷に電力供給を行う。長期不日照時の場合のみ、鉛蓄電池の放電電力により負荷への電力供給を行う。従って、鉛蓄電池の放電回数を低減することができる。

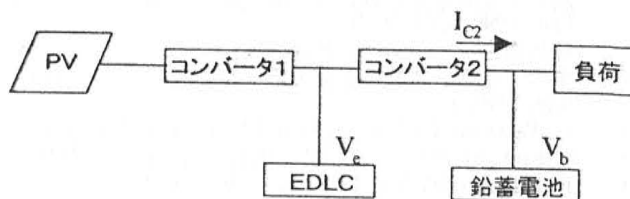


図 1. システム構成

3. 制御方法

本システムの特徴はコンバータ1及びコンバータ2の効率がEDLCの電圧に大きく依存することである。特に、鉛蓄電池の充電中にEDLCの電圧が低い場合には、コンバータ1の出力電流とコンバータ2の入力電流が非常に大きくなり、効率が著しく低下するという問題がある。そこで、以下のように鉛蓄電池の充電中にEDLCの電圧を高く維持する制御機能をコンバータ2に加える方法を提案した。

3.1 コンバータ1の制御

コンバータ1の制御フローを図2に示す。PV出力電力を最大にするための最大電力追従制御(MPPT)モードとEDLCの過電圧を防止するための定電圧モードを設定する。EDLCの端子電圧 V_e が定格近傍の設定電圧 V_{1m} を上回った場合にはMPPTモードから定電圧モードに切り替わり、 V_e が設定電圧 V_{2m} を下回った場合には、再びMPPTモードへ切り替わる。ここで、モード切り替えのチャタリングを防止するため $V_{1m} > V_{2m}$ とする。これにより、MPPT制御による発電効率の向上とEDLCの破損防止が可能になる。

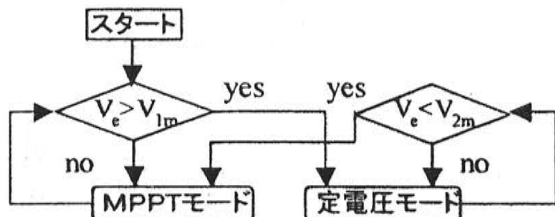
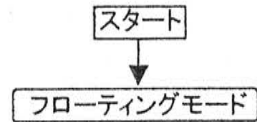


図2. コンバータ1の制御

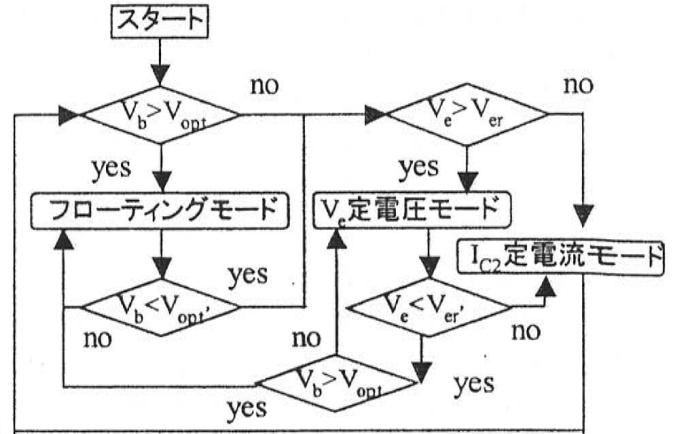
3.2 コンバータ2の制御

提案するコンバータ2の制御フローを従来の制御と比較して図3に示す。従来の制御では、常に鉛蓄電池が浮動充電となるフローティングモードで動作する。従って、鉛蓄電池の充電量が不十分な場合には充電電流が大きく、EDLCの電圧はコンバータ2の昇圧限界で決まる低い電圧で一定となる。

一方、新制御では、フローティングモードに加えてEDLCの充電を優先的に行い、負荷相当の電流 I_{c2} のみを出力する I_{c2} 定電流モード及びEDLCの電圧がほぼ定格に上昇した場合には、 V_e を定電圧で一定とする V_e 定電圧モードを設定する。これにより、鉛蓄電池の充電に先立って、EDLCの充電を行うことができるため、鉛蓄電池の充電中のEDLC電圧を高く維持できるとともに、鉛蓄電池への依存率を抑制することが可能になる。



(A) 従来の制御



(B) 新制御

図3. コンバータ2の制御

4. 実験結果

4.1 実験条件

本実験で使用したシステム仕様を表1に、システム回路構成を図4に示す。DSPを中心とした制御系は、PVの発電電力、EDLC及び鉛蓄電池の出力端子電圧、コンバータ2の出力電流を検出して制御演算を行い、各コンバータのMOS-FETを制御する。

PV模擬電源は、PV特有のIV特性をもった出力特性を実現でき、日射強度を自由に制御できる。

表1. システム仕様

分類	仕様
PV電源	定格: 150W, V_{oc} : 15V, I_{sc} : 12A, FF: 0.7
EDLC	定格: 12V-3A, 2直2並列接続
鉛蓄電池	定格: 12V-3A, 2並列接続
負荷	抵抗負荷 (約10W)
コンバータ	昇降圧チョップパ、スイッチング周波数20kHz

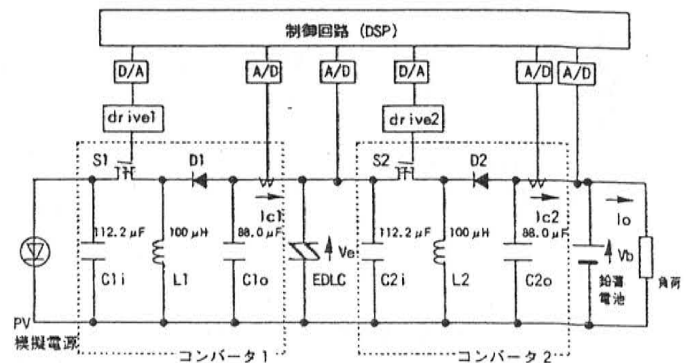


図4. システム回路構成

4.2 鉛蓄電池充電時の動作確認

4.2.1 EDLCの電圧と鉛蓄電池の充電電流

動作時のEDLCの電圧を図5に、鉛蓄電池の充電電流を図6に示す。初期条件として、EDLCの電圧は3V程度とし、鉛蓄電池は定格の60%程度放電させた状態とする。また日射強度は定格を 1kW/m^2 として初期は午前中の日射条件を模擬し、充電動作を確認するために定格まで上昇すると一定になるように設定した。

従来の制御では、EDLCの電圧は起動時から約400sまではコンバータ2の昇圧限界で決まり、5V程度の低い電圧を維持したまま鉛蓄電池の充電が行われる。400s以降には鉛蓄電池の充電電流が低下し、EDLCの充電が開始され、EDLCの電圧が上昇する。

一方、新制御では、鉛蓄電池の充電電流は100sから300sの間には、コンバータ2が定電流モードであるため3A程度と小さく、EDLCの充電が優先的に行われる。EDLCの電圧が定格電圧近傍まで上昇すると、 V_e 定電圧モードを経て、フローティングモードとなるため、EDLCの充電が停止され、鉛蓄電池の充電電流が急激に上昇する。以上から、新制御が所望の動作を行うことが確認できる。

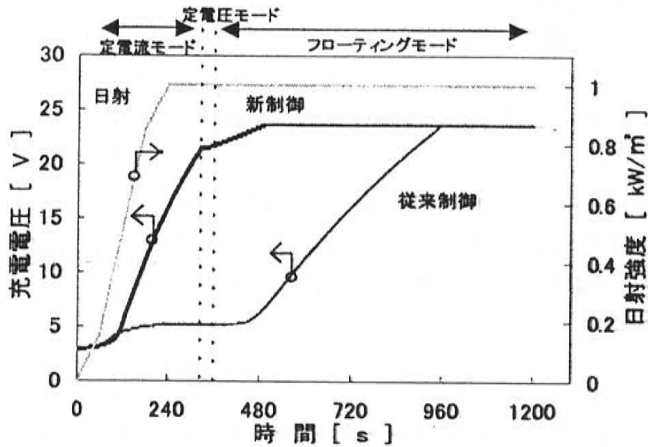


図5. EDLCの充電電圧

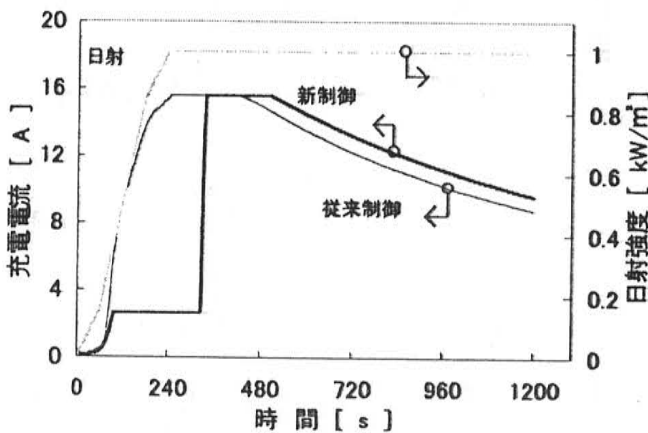


図6. 鉛蓄電池の充電電流

4.2.2 コンバータの効率

図5及び図6と同じ条件でのコンバータ1及びコンバータ2の変換効率を比較して図8及び図9に示す。

従来の制御では、鉛蓄電池が満充電に達する約480sまで、EDLCの電圧が上昇しないため、コンバータ1及びコンバータ2は75%程度の低い変換効率になる。このことから、EDLCの電圧はコンバータの変換効率に影響を与え、 V_e が低い状態で日射が上昇するとコンバータ効率が低下することが確認できる。

一方、新制御では、EDLCの充電が優先的に行われるため、日射の上昇とともにEDLCの電圧が上昇し、効率の低下はほとんどなく、コンバータ1及びコンバータ2はともに80%以上の変換効率を維持する。従来制御の変換効率を比較すると、最大で8%程度効率が高くなる。実際のシステムでは、長期にわたって不日照が継続したあとには、鉛蓄電池の充電が長時間継続されるため、提案する新制御がシステム効率向上に有効であると推測される。

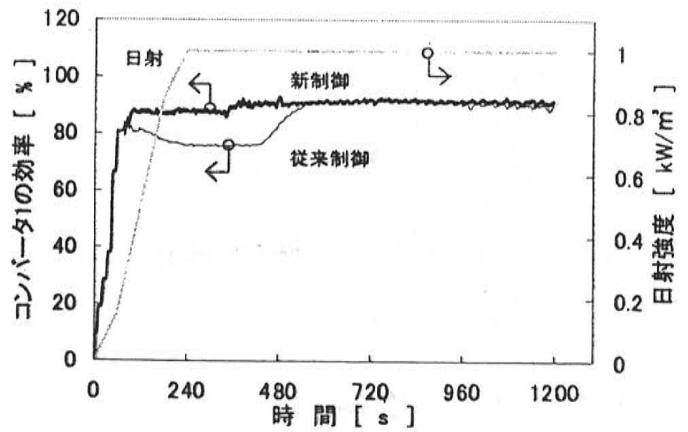


図7. コンバータ1の効率

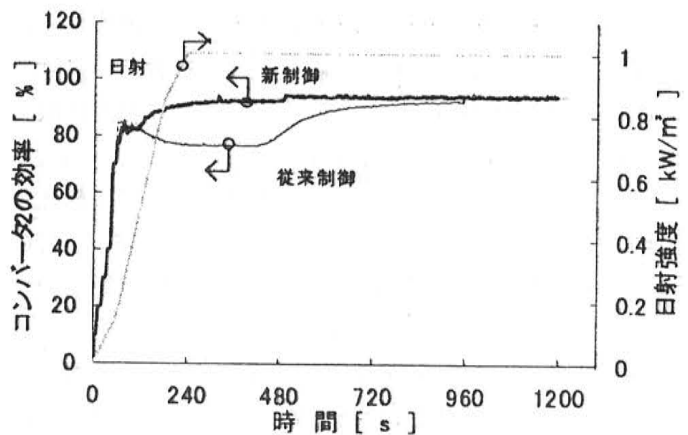


図8. コンバータ2の効率

4.3 長期動作を模擬した時間短縮試験

晴天時、曇天時、長期不日照時を模擬した日射パターンを任意に作成し、1分を1時間として、10日間を想定した模擬試験を行った。この条件における各容量の換算値は以下の通りである。

晴天日の1日あたりの発電量 : 900Wh
 EDLCによるバックアップ日数 : 1.5日
 鉛蓄電池によるバックアップ日数 : 7.5日

初期条件として、EDLCの電圧は3V程度とし、鉛蓄電池は定格の30%程度放電した状態とする。

4.3.1 システム動作とEDLC・鉛蓄電池依存率

作成した日射パターン、EDLCの電圧 V_e 及び鉛蓄電池の充放電電力を図9に示す。新制御では、EDLCの充放電を優先させるために鉛蓄電池の充放電回数及び充放電量が低減され、表2に示すようにEDLC依存率を約20%増加させ、鉛蓄電池依存率を約12%抑制できる。これは、鉛蓄電池の負担が軽減されたことを示しており、本制御による劣化防止効果も期待される。

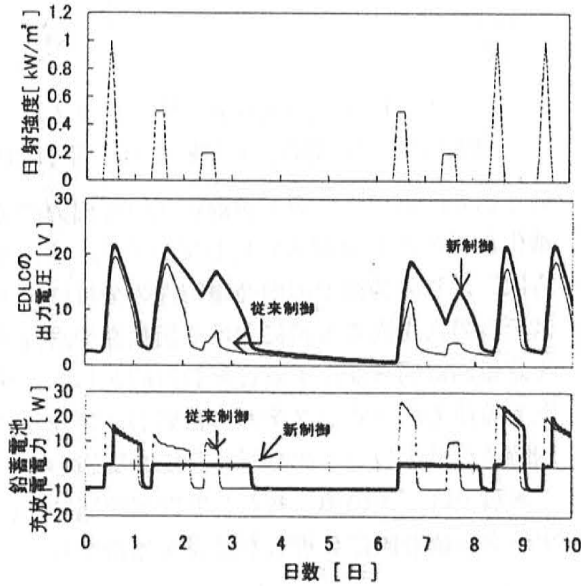


図9. 試験時の動作波形

表2. システム依存率

	従来制御	新制御
EDLCの依存率	31.1%	51.0%
鉛蓄電池の依存率	40.7%	28.2%

4.3.2 システム効率と損失分析

上記の試験期間に測定した各コンバータ及びシステムの平均効率を表3に示し、システム損失の分析結果を図10に示す。新制御により、コンバータ1の効率は2%程度向上したが、コンバータ2の効率は逆に

1%程度低下した。これは、夜間等のEDLCの放電時に V_e が低下し、コンバータ2の入力電流が増加したことが原因と考えられる。しかしながら、鉛蓄電池依存率が抑制されたため、充放電損失が低減され、システム効率は2%程度向上した。このことから、提案した制御法は、システム効率向上にも有効であることが確認できる。

表3. 各コンバータとシステムの平均効率

	従来制御	新制御
コンバータ1の効率	89.5%	91.8%
コンバータ2の効率	89.1%	88.3%
システム効率	69.3%	71.5%

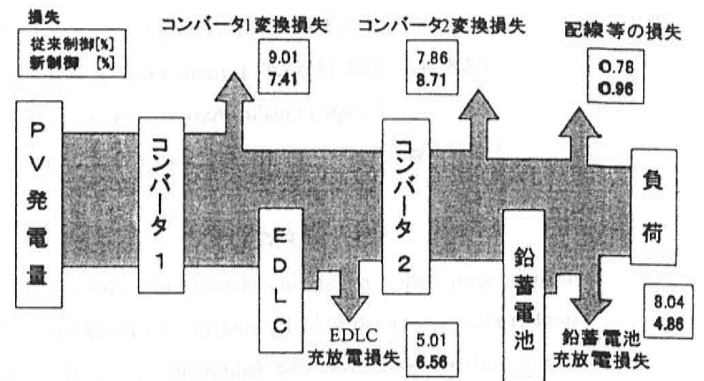


図10. システム損失分析

5. まとめ

電気二重層コンデンサ (EDLC) と鉛蓄電池を併用した独立型システムについて EDLC の充放電を優先的に行う制御法を提案し、10日間の日射パターンを擬して実験した結果、従来の制御法と比較して、鉛蓄電池依存率を12%程度抑制できること、2%程度のシステム効率向上が可能であることを明らかにした。

[参考文献]

- [1] 斎藤、田淵、吉備他：大容量電気二重層コンデンサ、NEC 技報 Vol.46、No10、P89~95、1993
- [2] Y. Nozaki, N. Matsuzaki, T. Yamashita: Power Control in a Stand-alone Photovoltaic Power System Using Electric Double Layer Capacitors and Lead Acid Batteries, 2nd WCPEC, July, P2900, 1998
- [3] 野崎、松崎、秋山、山下：円筒型モジュールを用いた独立型太陽光発電システム、信学技報、P47、1999
- [4] 野崎、松崎、秋山、山下：ワイヤレスアクセス用独立型太陽光発電システム、電子情報通信学会ソサイエティ大会講演論文集2、P589、1998

20

住宅用太陽光発電システムの全国同時多点計測による日射面特性解析(1)

会員 ○加藤和彦 (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)

会員 大谷謙仁 (電子技術総合研究所)
 会員 杉浦忠敏 ((財)日本品質保証機構)

Statistical Analysis of Areal Irradiance by Using Data
 from the Nationwide Monitoring Project of Residential
 Photovoltaic Power Generation Systems (1)

Kazuhiko Kato*, Kenji Otani*, Koichi Sakuta*,
 Tadatoshi Sugiura** and Kosuke Kurokawa***

*Electrotechnical Laboratory, AIST, MITI
 1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, JAPAN
 FAX: +81-298-54-5829, E-mail: kakato@etl.go.jp

**Japan Quality Association

*** Tokyo University of Agriculture and Technology

ABSTRACT

In this paper, both a smoothing phenomenon and a probability of areal irradiance were statistically analyzed by using irradiation data of the Kanto region from the nationwide monitoring project of residential photovoltaic power generation systems. The result showed the areal irradiation successfully smoothed more than 50% of fluctuation of individual irradiances from 1 p.m. to 3 p.m. in this summer. A cumulative probability distribution of the areal irradiance and the individual irradiances also indicated the areal irradiance had higher probability than the individual irradiances. These results suggest that a kW-value and a reliability of grid-connected PV systems can improve by considering areal performance of irradiance.

1. 緒言

わが国では、2010年の導入目標である5000MWの達成に向け太陽光発電(PV)システムの導入・普及が近年大幅に増加しており、平成9年度末時点での導入量は91MWに達している^[1]。中でも系統連系型の住宅用PVシステムは、平成6年度より開始された政府による導入支援策により急速な普及が進んでおり、今後のさらなる拡大が期待されている。

一方、PVシステムは太陽光をエネルギー源とした出力の不安定な発電技術であるため電源としての信頼性が低く、電力系統への大規模導入時における問題点を指摘する研究例も報告されている^{[2][3][4]}。しかし、電子技術総合研究所は、PVシステムの大量普及時を想定してつくば市内における日射の面発電特性を分析



Fig.1 住宅用太陽光発電システムの
 運転データ計測地点(平成11年1月11日現在)

しており、個々の地点の日射に比べて出力の変動が平滑化されることを明らかにしている^[5]。そこで、筆者らは、より広範囲での面発電特性の分析によりPVシステムの大規模普及時における信頼性や設備容量価値を定量的に明らかにすることを目的として、全国に在する住宅用PVシステムの日射および運転に関する同時多点計測データの分析・評価を実施している。

本稿では、その第一報として関東地域における日射データを統計的に分析した結果を報告する。

2. データ計測の概要

全国規模での住宅用PVシステムのデータ計測は、平成9年度より4年計画として(財)日本品質保証機構(JQA)が実施している。平成9年度には25システム、平成10年度には40システムへの計測装置設置が完了し、平成11年3月より全国65システムのデータが順調に収集されている(Fig.1)。また、平成11年度にはさらに35システムのデータ計測が予定され、最終的には全国の約100サイトからのデータ収集が可能となる。データ計測装置は水平面全天日射計、傾斜面全天日射計、外気温計、モジュール温度計、計測ユ

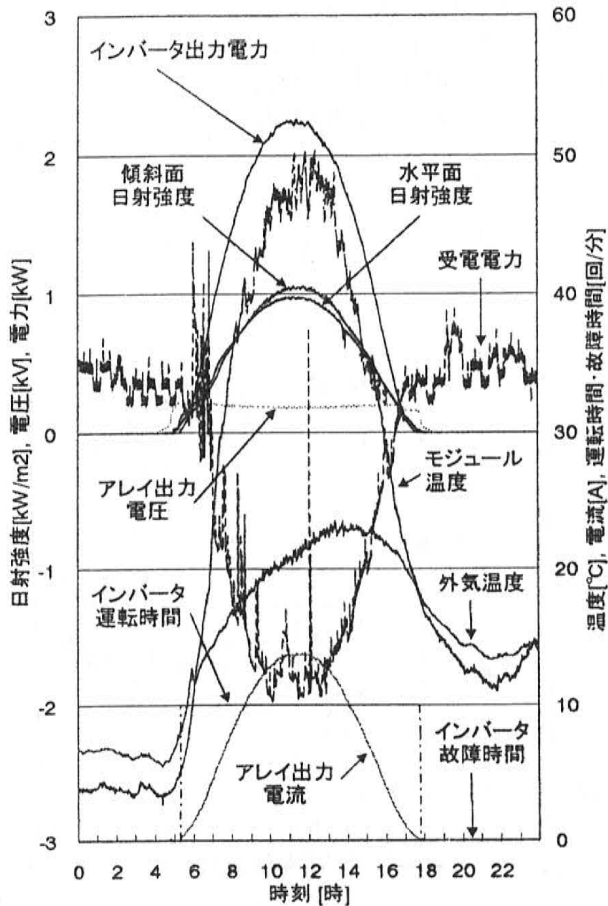


Fig.2 住宅用 PV システムのデータ計測例

ニットおよび通信ユニットで構成されている。計測項目は日射強度や温度、アレイ出力、インバータ出力などに関する 10 項目で、サンプリング周期は 6 秒である。これらの計測項目は計測ユニットに内蔵している小型のパーソナルコンピュータで 1 分値に演算処理され CSV 形式で保存されるとともに、深夜に通信ユニットから ISDN 回線を通して JQA ソーラーテクノセンター（静岡県浜松市）に自動回収される。Fig.2 に計測データの一例を示す。

3. 関東地域における全天日射データの分析

3.1. 分析に用いた日射データ

本分析では、Fig.1 に示した全国の計測地点のうち、地点数が比較的多くかつ広く分布している関東地域を中心とした Fig.3 に示す 18 地点における平成 11 年 3 月～8 月までの日射強度データを分析対象とした。PV システムの出力特性評価の観点からは傾斜面全天日射強度を用いるべきであるが、各地点の太陽電池アレイの設置方位角・傾斜角が随意で必ずしも最適な設置形態でないことから、本分析では設置形態の影響のない水平面全天日射強度データを用いた。ただし、この日射強度はアレイの周辺環境による陰や反射の影響を受



Fig.3 本分析に用いたデータ計測地点

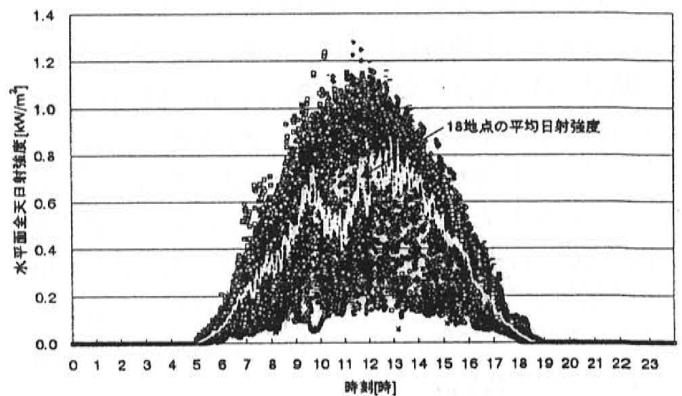


Fig.4 各地点の水平面全天日射強度およびその平均の一日の変化の例（平成 11 年 8 月 4 日）

けている可能性があるが、その補正は行っていない。

Fig.4 は、各地点の水平面全天日射強度およびその平均の一日の変化の一例を示したものである（平成 11 年 8 月 4 日）。同日の天候は、各地点の日積算水平面全天日射量は $4.1\sim 6.7\text{kWh/m}^2/\text{日}$ と概ね晴天であったが、各地点の日射強度（地点日射強度）が時刻によって大きく変動していたことがわかる。たとえば、正午において 1.1kW/m^2 の日射強度を得た地点があったが、その一方で日射強度が約 0.2kW/m^2 に満たない地点もあった。一方、各地点の平均日射強度の変動は大幅に平滑化されていることがわかる。

3.2. 一日の日射強度のばらつきの分析

前述した地点日射強度のばらつきの程度を一日の量として表すため、各時刻における地点日射強度の標準偏差の日平均値である「日平均変動日射強度 $[\text{kWh/m}^2]$ 」を算出し、日積算平均日射強度を横軸にプロットしたのが Fig.5 である。この図から、日積算平均日射量が中程度（ $3\sim 6\text{kWh/m}^2/\text{日}$ ）の場合に地点日

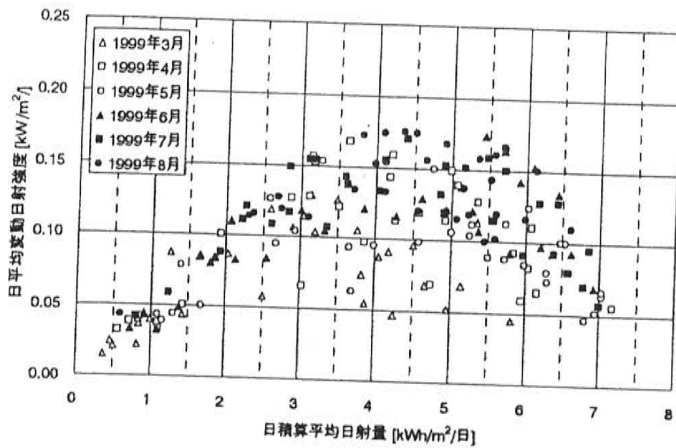


Fig.5 日積算平均日射量と日積算変動日射量の関係
(平成 11 年 3～8 月)

射強度のばらつきが顕著であることがわかる。つまり、この日積算日射量領域は雲の通過などによって晴れと曇りが移り変わりやすく、個々の地点では PV システムの安定出力を期待しにくい。一方、日積算平均日射強度が小さい場合や大きい場合には地点日射強度のばらつきが小さくなる傾向がある。前者は関東全域が一日を通して雨天あるいは曇天であるような場合であり、本質的に大きな PV 出力は得られない。逆に後者は関東全域が一日中晴天となる場合であり、大きな PV 出力が安定して得られる。また、Fig.5 を月別にみると、日平均変動日射強度の大きい日が 7 月および 8 月の夏季に多く見られた。

3.3. 夏季日中における日射強度の分析

(1) 平均日射強度の平滑化効果

前述の日積算変動日射量は一日を通じた地点日射強度のばらつきの大小を知る目安となるが、PV システムにとっては、さらに短い時間間隔に関する地点日射強度のばらつきを分析することがより重要である。特に、系統電力負荷が最大となる夏季日中に関する平均日射強度の分析は、PV システムが大規模に導入された場合の面的な設備容量価値を知る上で不可欠である。

Fig.6 は、7 月および 8 月の 13～15 時 (120 分) を対象として、地点日射強度の標準偏差および平均日射強度の標準偏差を、同時帯の平均日射強度を横軸としてプロットしたものである。この図をみると、中間的な平均日射強度において地点日射強度の標準偏差、つまりばらつきが非常に大きく、平均日射強度 0.4～0.5kW/m² 前後で最大 (標準偏差 0.3kW/m² 程度) となることがわかる。これに対し、この時間帯における平均日射強度のばらつきは小さく、上記平均日射強度範囲内でも標準偏差は 0.1kW/m² 以下であった。

Fig.7 は、Fig.6 に示した地点日射強度の標準偏差お

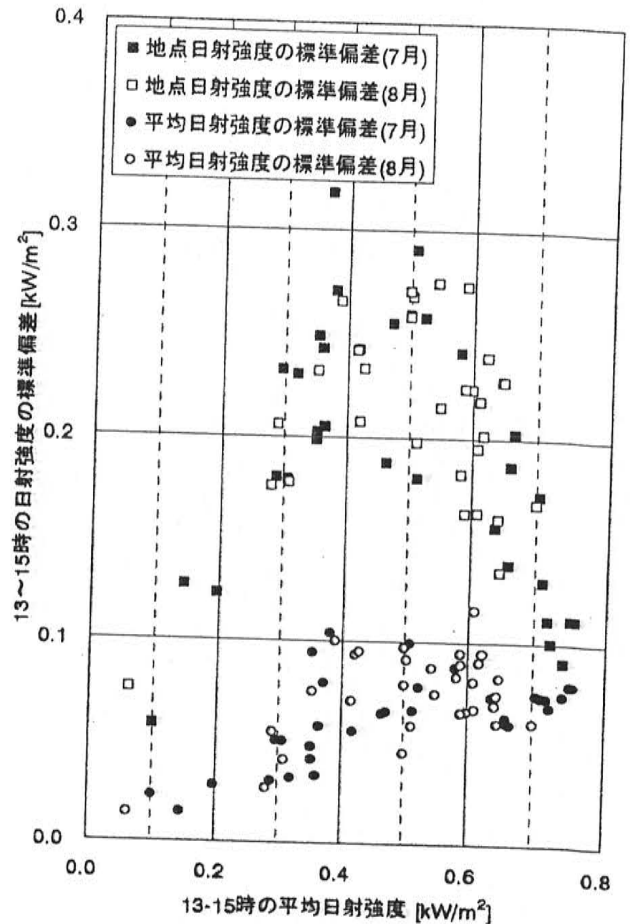


Fig.6 地点日射強度と平均日射強度の標準偏差
(7～8月の13～15時)

よび平均日射強度の標準偏差の関係を図示したものであるが、一部を除いたほとんどの点が原点を通る傾き 1/2 の直線より下の領域に存在したことから、7～8月の当該期間において平均日射強度は地点日射強度に比べて 50%程度以上の平滑化効果があったといえる。

(2) 日射強度の信頼性

Fig.8 は、7 月および 8 月の 13～15 時における地点日射強度および平均日射強度の出現確率を月別に示したものである。地点日射強度には 0.2kW/m² および 0.75kW/m² 付近に出現確率のほぼ同等な極大値が二つ現れ、平均値はそれらの中間にある出現確率の極小値付近に存在した。一方、平均日射強度の出現確率は地点日射強度の両極大値の間に極大値があり、その確率は地点日射強度より大きく、また標準偏差は 1/3 程度に減少した。このことから日射強度を面的にとらえることによってその平均日射強度の出現確率が向上するといえる。

Fig.9 は、上述の出現確率を日射強度の大きい方から累積したものである。平均日射強度は地点日射強度に比べて高い日射強度が得られる確率は小さい。しかし、中程度以上の日射強度を得る確率は同等であり、さらに小さい日射強度以上の出現確率は平均日射強度

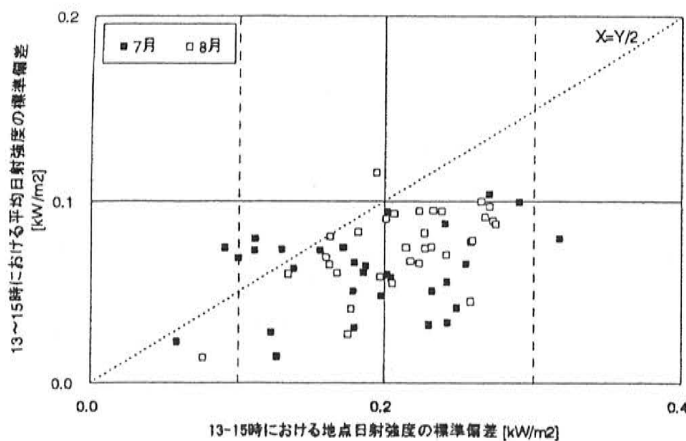


Fig.7 地点日射強度の標準偏差と平均日射強度の標準偏差の関係（7～8月の13～15時）

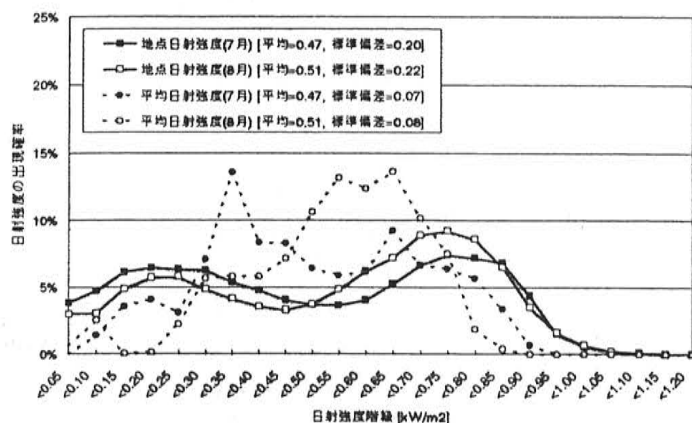


Fig.8 7～8月の13～15時における地点日射強度と平均日射強度の出現確率分布（月別）

の方が大きい。たとえば8月の13～15時に70%の確率で期待できる日射強度は、地点日射強度では 0.4kW/m^2 程度以上であるが、平均日射強度はこれよりも大きく 0.5kW/m^2 程度以上が期待できる。これは日射強度を面的にとらえることによって出現する日射の信頼性が向上することを意味する。

4. 結言

本稿では、関東地域を中心に散在する住宅用PVシステムの日射計測データを統計的に分析し、地点日射強度とその平均日射強度を用いて、一日における日射のばらつきを評価するとともに、夏季日中における平均日射強度の平滑化効果と信頼性を評価した。

その結果、一日を通じた地点日射強度のばらつきは日積算平均日射量が中程度（ $3\sim 6\text{kWh/m}^2/\text{日}$ ）の場合に大きいことが示された。また、1999年7～8月の13～15時における地点日射強度および平均日射強度の分析結果は、平均日射強度に50%程度以上の平滑化効果があったことを示した。さらに、その累積確率分布から、面的な日射強度は地点日射強度に比べて出現

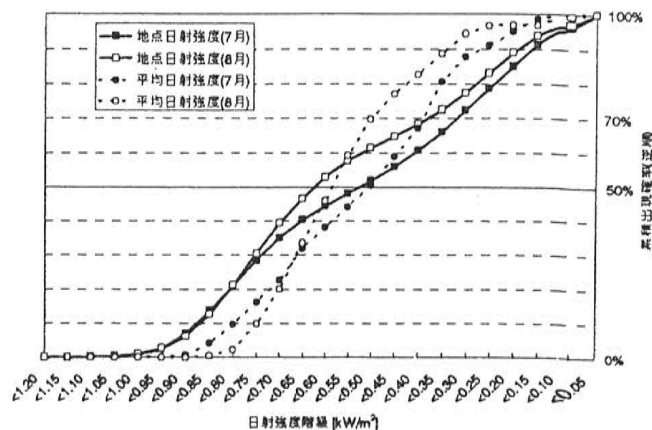


Fig.9 日射強度の累積出現確率分布（7～月の8月の13～15時）

する日射の信頼性が高いことが示された。本分析は関東地域を中心に散在する18地点のデータを用いたものであるが、地理的配置を考慮したより多数の地点データを用いることにより、面的な日射強度の効果がより顕著に現われることが予想される。

以上のことから、PVシステムが大規模に普及する場合に各PVシステムを個々に扱うのではなく、面的に広がった群としてとらえることにより、PVシステムの設備容量価値や信頼性の向上が顕在化することが期待される。

なお、これらの知見は本年の日射データのみから得られたものである。分析結果は定性的な傾向を十分示していると考えられるが、その定量化には今後の長期的なデータ収集および分析の継続が必要である。

謝辞

本研究で用いた日射データはNEDO太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電システム評価技術の研究開発（システム評価技術の研究開発）」で得られたものである。NEDOならびにデータ計測にご協力いただいたPVシステムユーザ各位に感謝する。

参考文献

- [1] K.Masuda, Technical Digest of the Int'l PVSEC-11 (Sapporo), p.5-8 (1999)
- [2] 栗原ら, 電気学会技術研究会資料 PE-91-158, p.117-124 (1991)
- [3] 後藤ら, 電学論 B, Vol.115B, p.1438-1446 (1995)
- [4] 今中ら, 電学論 B, Vol.118B, p.511-518 (1998)
- [5] 大谷ら, 電総研ニュース, Vol.577 (1998)

16

建築設計のための太陽電池 アレイシミュレーション手法に関する検討

～I-V カーブ合成法の検討と単セルモジュールを用いたアレイ実験による日影損失分析～

学生員 ○松川 洋 (東京農工大学)
 会 員 山田 隆夫 (日本品質保証機構)
 会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

塩谷 正樹 (鹿島建設)
 会 員 杉浦 忠敏 (日本品質保証機構)

Investigation of Photovoltaic Array Simulation Method for Architecture

Hiroshi Matsukawa*, Masaki Shioya**, Takao Yamada***
 Tadatoshi Sugijura*** and Kosuke Kurokawa*

*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
 **KAJIMA Technical Research Institute.
 ***Japan Quality Assurance Organization/JQA Solar Techno-center

Abstract

The inhomogeneity of photovoltaic (PV) array such as partial shading due to architectural design are critical issues on PV power generation. However, losses due to the inhomogeneity haven't been analyzed quantitatively enough. The authors developed a simple experimental method using miniature PV array for annualizing the relation between power outputs and shading patterns. The method for wrapping I-V curves was improved and verified. The simulation using this new method provided I-V curves with considerable accuracy, and the estimation errors of the maximum power of the array were within 0.3%.

1. はじめに

近年、太陽光発電システムがより多くの場所に設置されるようになった。それに伴い、太陽電池アレイの一部に日陰が生じたり、同一システム内で複数の異なる傾斜角や方位角を持つ、複雑な形状の太陽光発電システムがたびたび見られるようになった。このようなシステムでは、アレイ内の個々のモジュールごとで、出力が異なるためモジュールの配線方法によっては、アレイミスマッチ損失が生じ、最大電力点追尾制御(MPPT)も困難になることがある⁽¹⁾。しかし、現状ではこれらの損失の有効な解決方法となるような指針は提案されていない。それに加え、損失の詳細な解析もなされていない。特に、建築設計に当たって、統合的な性能評価を行える設計支援手法の開発が望まれている。

そこで本研究では、太陽電池の電気的特性を模擬するための、簡易的な「I-V カーブの重ね合わせ法」によるシミュレーション手法を確立した。このシミュレーションの検証には、アレイを縮小化したモデルを使い多数の

パターンによる実験結果を用いた。しかし、縮小化した際図1に示すように、低電圧・小電流領域では、逆電圧や逆流防止のために入れるダイオードの影響が生じる。そのため、縮小モデルが電氣的に、実際のシステムと等価となるよう、低電圧・小電流領域におけるダイオードの影響を定量的に把握することで、この実験手法の妥当性を評価した。この「縮小化モデル実験」では、日影の出力特性に及ぼす影響を把握した。さらに、異なるシミュレーション手法である「理論式による数値解法」と照らし合わせ評価した。

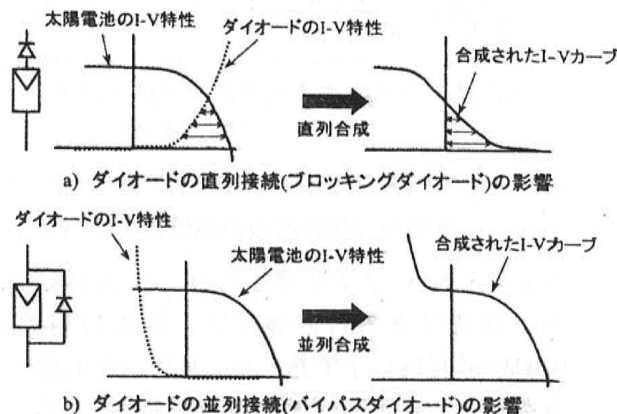


図1. 出力の小さいモジュールに対するダイオードの影響

2. シミュレーション手法の概要

本稿では、電流電圧特性(I-V 特性)のシミュレーションを簡易的に行うための「I-V カーブの重ね合わせ法」の妥当性を評価するために、縮小化モデル実験における測定値と照らし合わせた。縮小化モデル実験の詳細は後述する。ここではシミュレーションの概要について述べる。「I-V カーブの重ね合わせ法」のフローチャートを図2に示す。

入力パラメータは、モジュールの定格と、日射強度、モジュール温度である。プロットされた I-V データを入力することで計算できるが、I-V データが無い場合は、パラメータから I-V カーブを発生させることもできる。また、バイパスダイオード(BPD)やブロッキングダイオード(BLD)として回路内に挿入するダイオードの特性も考慮に入れ模擬することが可能である。I-V カーブを合成していく過程では、回路の構成に従って作図的に I-V

カーブを重ね合わせていくことで求めることが可能である。この手法では、単純に回路構成に従った I-V カーブの重ね合わせを行うだけなので、比較的正確かつ高速に計算できることが特徴である。

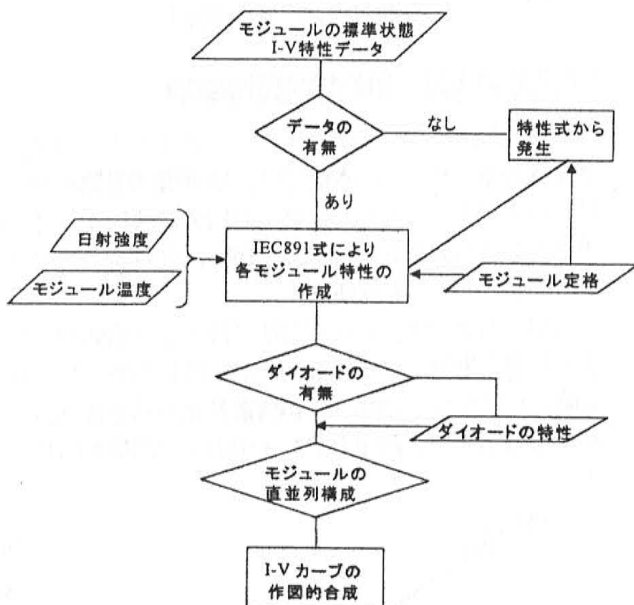


図2. 「I-Vカーブの重ね合わせ法」のフローチャート

3. シミュレーションの精度検証

3.1 縮小モデル実験の概要

太陽光発電システムの出力特性を把握するには、実際のシステムを利用して測定するのが最も妥当であると思われる。しかし、日陰などの影響による特性の測定、あるいは配線による影響を評価するには、実在するシステムでは困難な点が多い事に加え、再現性が非常に乏しい。そこで、本稿では、アレイの縮小モデルを想定し、小型のモジュール(以下“単セルモジュール”と呼ぶ)を用いて数多くのパターンの実験を試みた。なお実験は、鹿島建設技術研究所西調布実験場で行った。図3にその実験回路を示す。

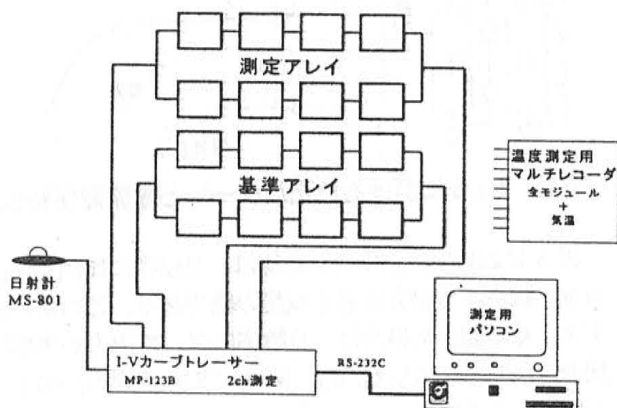


図3. 実験回路

アレイの基本構成は、モジュール4直列2並列とした。各モジュールには熱電対が装着されており、マルチレコーダで全ての単セルモジュールの温度及び、大気温度を

測定することが可能である。また、セル測定用の電子負荷式 I-V カーブトレーサを用い、各アレイの出力特性を測定できる。日射強度は、サーモパイル型日射計(EKO MS-801)で計測した。I-V カーブトレーサの制御はパソコンにより行っている。さらに、配線の変更やBPD、BLDの挿入も容易にできる構造になっている。

図4に実験装置を示す。写真のようにカバーでセルを覆うことで、数々のパターンの日陰パターンを模擬している。

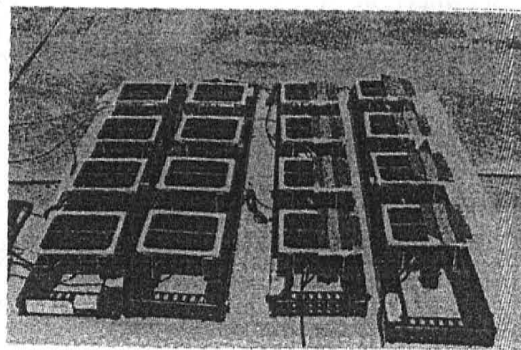


図4. 実験装置

図5に測定に用いた、単セルモジュールの写真を示す。1枚のセルを2つに割り、直列接続させたモジュールを用いた。これは、単セル面積で2倍の電圧を得るためである。電圧が低いと、相対的にダイオードの損失が大きくなるため、少しでも高い電圧が必要となる。

表1に単セルモジュールの定格を示す。

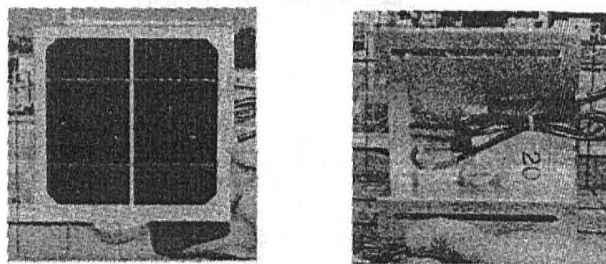


図5. 単セルモジュール

表1. 単セルモジュールの定格

Voc	1.20[V]
Isc	1.95[A]
Pm	1.65[W]
Vpmax	0.95[V]
Ipmax	1.75[A]
Rs	0.08[Ω]
K	0.001[Ω/°C]
α	0.001[A/°C]
β	-0.004[V/°C]

表2. ショットキーバリアダイオード 3FWJ42Nの定格

ピーク順電圧 $V_{FM}(I_{FM}=3.0A)$ 最大	0.37[V]
ピーク繰り返し逆電圧 $I_{RRM}(V_{RRM}=30V)$ 最大	5.0[mA]
接合容量 $C_j(V_R=10V, f=1MHz)$ 標準	140[pF]
ピーク繰り返し逆電圧 V_{RRM}	30[V]
平均順電流 I_{FAV}	3.0[A]

また、測定回路内に入れるダイオードには、順方向電圧降下の少ない、ショットキーバリアダイオードを用いた。その定格を表2に示す。

なお、ショットキーバリアダイオードの場合、通常のシステムで使われるPN接合によるシリコンダイオードとは特性が多少異なる。そのため、シリコンダイオード“U15E”を用いた実験も行った。

3.2 ダイオードの影響評価実験

今回実験に用いたような縮小モデル実験の場合、ストリングの電圧が低くなり、相対的にダイオードの順方向電圧降下の占める割合が大きくなる。そのため、ダイオードの及ぼす影響を定量的に評価する必要がある。そこで、普通の整流用シリコンダイオード“U15E”と、今回実験に用いたショットキーバリアダイオード“3FWJ42N”に関して、接続する太陽電池の枚数を変動させ図6に示す実験を行った。結果を図7に示す。

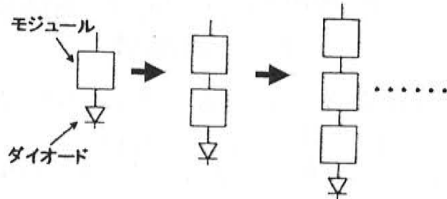


図6. ダイオードの影響評価実験

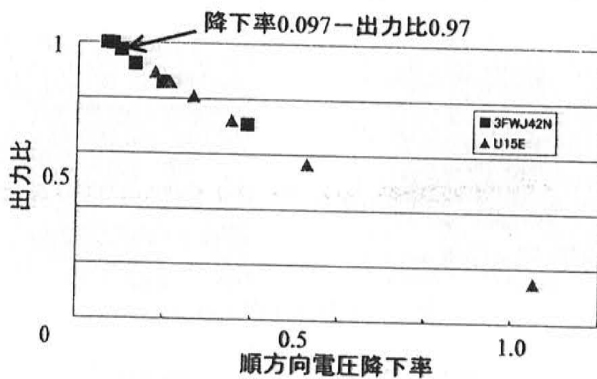


図7. ブロッキングダイオードの影響

ここで、最大電力量を P_{max} とすると

$$\text{※出力比} = \frac{\text{ダイオードが挿入されている場合の } P_{max}}{\text{ダイオードが無い場合の } P_{max}}$$

※順方向電圧降下率 =

$$\frac{\text{ダイオードの順方向電圧降下}}{\text{ダイオードに接続されたモジュールの定格最大出力}} = V_{FM} / \Sigma V_{pmax}$$

図7から、直列ストリングの電圧に占めるダイオードの順方向電圧降下の割合が下がるに従って、ダイオードの影響が殆どなくなっていることが分かる。順方向電圧降下率 9.7%のとき、出力比は 97%を越えている。実験に使用した単セルモジュールとダイオード“3FWJ42N”の場合、4枚直列に接続した場合に相当する。よって、順方向電圧降下率が 10%程度以下である限り、ダイオードの影響はほぼ無視できると考えられ、先に述べたアレ

イの縮小化モデルを用いて実験しても、電気的特性上の問題はないと言える。そのため本実験で用いたダイオードは、全てショットキーバリアダイオードとした。

また、バイパスダイオードとしてもショットキーバリアダイオードで問題がないことを確認した。

3.2 日陰の出力に及ぼす影響評価実験

太陽電池はアレイの日陰パターンによって、出力が大きく変わる。そこで、本稿では、15種類の日陰パターンについて測定を行った。また、日陰の影響による出力低下を少しでも抑えるため、通常BPD、BPDを入れるが、その有無に関しても評価した。

なお、本稿では、アレイ面積に対する日陰面積の割合を日陰率と定義し評価する。また、単セルモジュールを日陰としてカバーで覆い、全影(散乱光の殆ど含まれない影)と見なした。日陰率とアレイ出力比の関係を図8に示す。

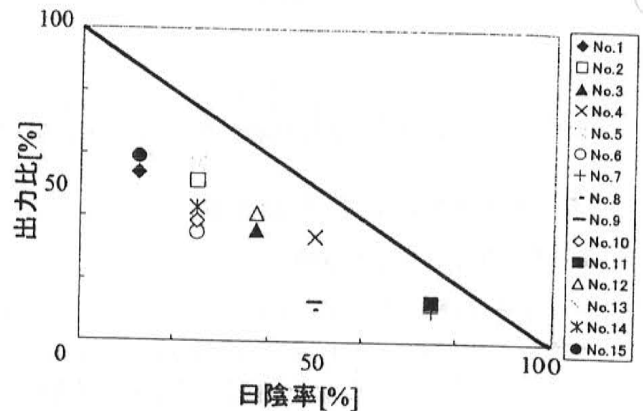


図8. 日陰とアレイ出力の関係

ここで、

$$\text{※出力比} = \text{各パターンの } P_{max} / \text{基準とした状態の } P_{max}$$

ダイオードはし

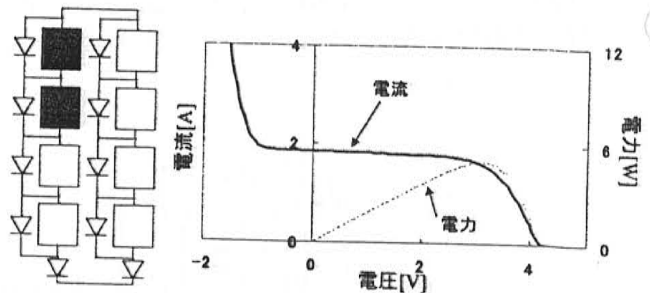


図9. No. 6における日陰パターンと電流電圧特性

図8において、図中の対角線は、日陰率に比例して出力比が減少する場合に通る仮想の線である。この対角線を大きく下回った場合は、日陰率に対して出力が大幅に減少したことを示している。図8における幾つかのデータにおけるの日陰パターン及びその I-V カーブを以下に示す。

図9は、片方のストリングの一部が日陰となっており、BPDがあるにも関わらず、このストリングからの出力が大幅に減るため、日陰率が 25%であるにも関わらず、出

力は 35%しか出ていない。なお、逆電圧領域における電流の立ち上がりは、先に述べた BPD の影響によるものである。また、開放電圧付近における電圧の増加は BLD の影響によるものである。

図 10 は、図 9 と比べて、日陰率は倍の 50%であるが、出力は 34%で殆ど変わっていない。

これらの結果から、直列ストリングの一部のモジュールが直列方向に陰になってしまうことが予測できる場合は、そのような配線はすべきでないと言える。

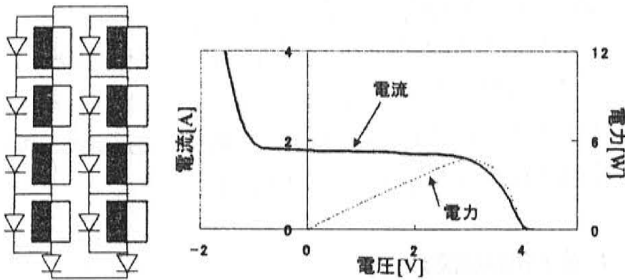
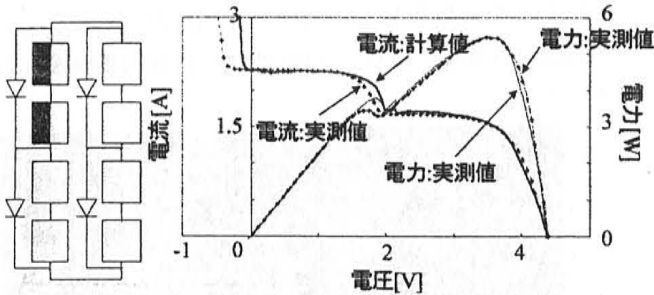


図 10. No. 4 における日陰パターンと電流電圧特性

3.3 シミュレーションの精度検証

図 11 に実測値とシミュレーションの比較及び、その測定回路を示す。



a)測定回路 b)実測値とシミュレーションの比較

図 11. シミュレーション結果とその測定回路

測定回路は、単セルモジュールのうち 2 枚をそれぞれ半分陰としたものである。なお、影は全影で単セルモジュール内にある 2 枚のセルを横断する形でかけたものである。グラフからも分かるが、最大電力点における誤差率がわずか 0.3%程度であり、極めて精度の高いシミュレーションであると言える。

4. 理論式による数値解法との比較

実測との比較の他に、異なるシミュレーション手法である「理論式による数値解法」とも比較を行った。この手法は、式(1)に示す太陽電池における等価回路の基本式を使い、各係数を求め、非線形の連立方程式を解くことで解析的に求めていくものである。理論的な値を算出することができる。

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

この手法は、解析的に厳密な計算が可能であるが、規

模が大きくなるにつれて計算量が増加するため、計算速度の点に問題が残る。

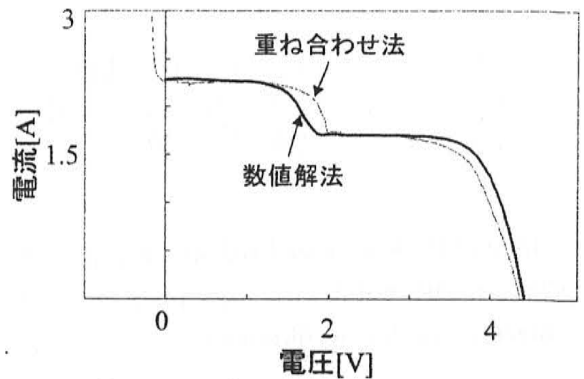


図 12. 「I-V カーブの重ね合わせ法」と「理論式による数値解法」の比較

図 12 に「I-V カーブの重ね合わせ法」と「理論式による数値解法」それぞれのシミュレーション手法による比較を示す。基となるデータは、図 11 と同様である。若干のずれが見られるものの、大方合っている。よって、「I-V カーブの重ね合わせ法」でも、計算が簡易的であるにもかかわらず、十分な精度が得られることが確かめられた。

5. まとめ

「I-V カーブの重ね合わせ法」によるシミュレーションでは、陰のかかったシステムであっても比較的精度が高く推定することが確かめられた。また、縮小モデルによって、日陰に対する BPD 及び BLD の効果を検証するために、縮小モデルに利用可能なダイオードの種類を検討した。実験の結果、ダイオードの順方向電圧降下が、ストリングの定格電圧に対して、10%以下であれば、ダイオードの影響はほぼ無視でき、縮小モデルを用いた実験を行うことが可能である。その縮小モデル実験により、日陰による出力特性への影響が明らかとなった。今後は、様々な構成要素をパラメータとして考慮し、大規模システムへと適応させていくことで、システムにおける設計の指針が提案できると思われる。

謝 辞

本研究における実験を行うに当たって、実験装置製作や測定などにおいて、鹿島建設技術研究所のスタッフの方々、及び学部 4 年の石川崇君、登守利征君には大変お世話になった。また、電子技術総合研究所の大谷謙仁研究員からは、全般に渡って多くのご助言を頂いた。これを記して謝意を表します。

参考文献

- (1) 松川洋・中村洋之・杉浦忠敏・黒川浩助・石川直揮, 太陽電池を複数の方角、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, (1998)太陽/風力講演論文集

17 多姿勢設置された太陽電池モジュールの発電特性評価

会員 ○ 中村洋之 ((財) 日本品質保証機構)
 会員 山田隆夫 ((財) 日本品質保証機構)
 会員 黒川浩助 (東京農工大学)

会員 杉浦忠敏 ((財) 日本品質保証機構)
 会員 作田宏一 (電子技術総合研究所)

Data analysis on solar irradiance and performance characteristics of solar modules with a test facility of various tilt angles and directions

Hiroyuki NAKAMURA*, Tadatoshi SUGIURA*

Takao YAMADA*, Koichi SAKUTA**

Kosuke KUROKAWA***

Japan Quality Assurance Organization / JQA

Solar Techno Center*

Electrotechnical Laboratory**

Tokyo University of Agriculture and Technology***

Abstract

We examined and evaluated the output characteristics and the deterioration lowering factors of modules installed under various conditions (module directions and tilted angles) based on the data collected at the multi-position test facility, which was produced and installed in order to conduct evaluation using design parameters (correction coefficient). This report introduces example data and the results of our evaluation.

1. はじめに

日本の住宅用太陽光発電システムは、一般的に住宅の傾斜屋根を利用し設置しているが、1面の屋根では面積が小さいために複数面の屋根を利用して設置する多面アレイを持つシステムが今後増加すると予測される。したがって、設置角度・方位の異なるアレイを合成した性能予測技術の確立が早急に必要視されているが、現状そのような技術は確立しておらず、アレイ個々の日射量・発電量等のシミュレーション技術をベースに多面アレイの合成性能を求めるシミュレーション技術の確立を目指す。

シミュレーション技術を開発するための基礎検討データを収集するため、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°)において多姿勢試験設備を製作し、単結晶フレーム型の太陽電池モジュール及び全天日射計を3通りの設置傾斜角度、6通りの方位、計 13 パターンに設置して、日射強度、モジュール

温度、I-V 特性値の計測を開始した。

本報告では、設置条件の異なる 13 パターンのモジュールから得られた快晴日におけるデータ(日報レベル)をもとに、モジュールの発電電力量、出力係数について評価・検討した内容について紹介する。

2. 多姿勢試験設備

(a) 多姿勢試験設備の基本仕様

多姿勢試験設備の外観写真を図1に示す。試験設備に設置された太陽電池モジュールは、住宅用太陽光発電システムで最も使用量の多い単結晶モジュールとし、設置方位は東、南東、南、南西、西、北の計6方位、傾斜角度は0, 30, 90[°]の計3通りである。尚、モジュールの設置傾斜角は0 ~ 60°の間で10°間隔の調整が可能である。

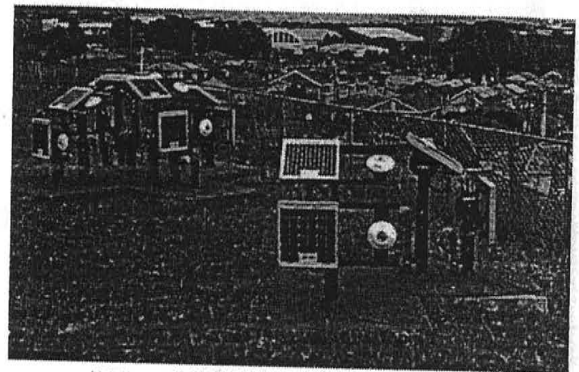


図1 多姿勢試験設備外観写真

(b) データ計測

試験設備に設置された 13 枚のモジュールの I-V カーブはできる限り計測時間の同時性を確保するためにモジュール1枚につき、1~2秒のスキャンタイムで測定される。また、その時の日射強度、モジュール温度も日射計(英弘精機製 MS-401: ISO 9060 First class)、熱電対(cc-cu)によって同時に測定する。データは1分値間隔で測定し、パソコンのハードディスク内に蓄積される。

I-V 特性値は、I-V カーブトレーサによって測定された各モジュールの開放電圧、短絡電流、最大電力¹⁾である。

また、任意に直列接続されたモジュール(最大6枚)の I-V 特性値を測定することも可能である。

(c) 収集データ精度確認及び精度維持について

試験設備によって得られたデータをもとに評価・解析を進めるにあたり、測定系の精度確認試験を次のように実施した。モジュールの傾斜角を地面に対し水平、地面からの高さも同一レベルに変更し、モジュール表面の汚れを拭き取った状態で日射強度が 800W/m^2 以上の日射変動が安定した時間帯の各モジュールの短絡電流を測定し、その短絡電流値を比較する。その結果、短絡電流値のバラツキは 3%以内となり、モジュールの性能差を考慮すると概ね精度は保たれているといえる。また、日射計の精度維持のため、定期的に日射計の校正を実施し、且つ劣化等によるモジュールの出力低下を追跡調査するため、屋内での基準状態太陽電池出力特性値測定 (IEC60891) に基づいた方法により、ソーラシミュレータ (IEC60904-1 クラス A) を光源とし、I-V 測定を定期的に行う計画である。

3. データ収集事例及び検討結果について

(a) 日射強度の日トレンドの一例

図2に試験設備より得られた 1999年2月17日 (南中時の太陽高度 43.1°) の日射強度の日トレンドを示す。

図から南 30° の南中時の日射強度が最大となり、北面 90° 設置は、1日を通し散乱光のみの日射であるといえる。

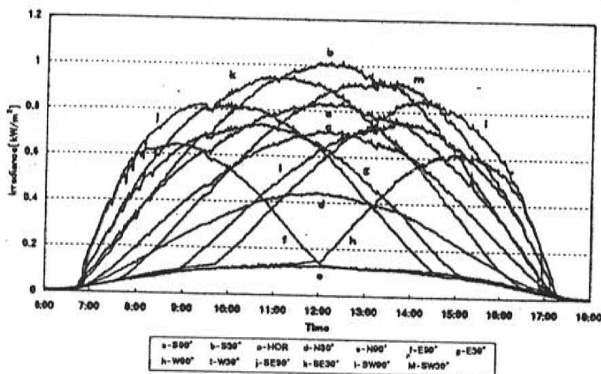


図2 日射強度の日トレンドの一例 (1999年2月17日)

(b) 発電電力量

図3は日射変動のない快晴日 (1998年9月8日, 10月25日, 11月14日, 12月24日, 1999年1月20日, 2月6日の計6日) における各モジュールの発電電力量を示したものである。なお、試験設備に設置されているモジュールの公称値は、最大出力 12W である。

図から、南面 30° 設置のモジュールが季節によらず最も良好に発電していることがわかる。また、北面 90° 設置は季節によらず、発電量が低く、北面 30° では季節によって発電量が大きく異なり、太陽高度の低い12月の発電量は9月の発電量の約 $1/4$ であった。このように発電電力量は季節、設置方位、傾斜角によって大きく異なる。

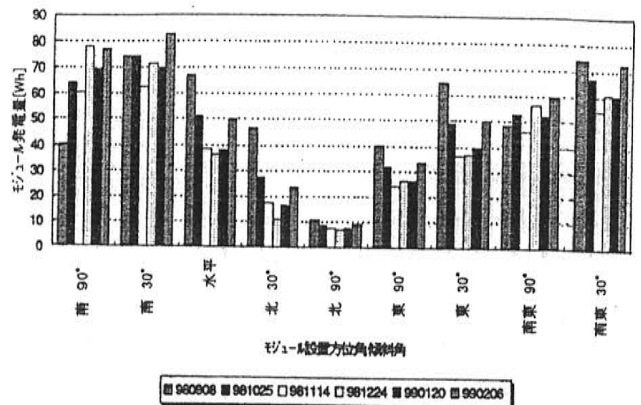


図3 設置方位・傾斜角の異なるモジュール発電電力量

(c) モジュール出力係数 K_A

アレイレベルのシステムの運転状況を把握するための性能指標の一つであるアレイ出力係数をモジュールレベルに適用し、モジュール出力係数を以下の式で定義した。

モジュール出力係数 K_A は、標準状態での出力に換算した時のモジュール稼動時間を等価日照時間 (1kW/m^2 の日射強度での日照時間) で割ったものと同義である。ここで係数を算出する際に用いたモジュール標準状態出力値は、モジュール受け入れ時にソーラシミュレータ (IEC60904-1 クラス A) によって測定した標準状態での出力値を用いた。

$$K_A = (E_A / P_{AS}) / (H_A / G_A)$$

ここで、
 E_A : モジュール発電電力量 [Wh]
 P_{AS} : モジュール標準状態出力値 [W]
 H_A : 日射量 [Wh/m^2]
 G_A : 標準状態日射強度 ($=1\text{kW/m}^2$)

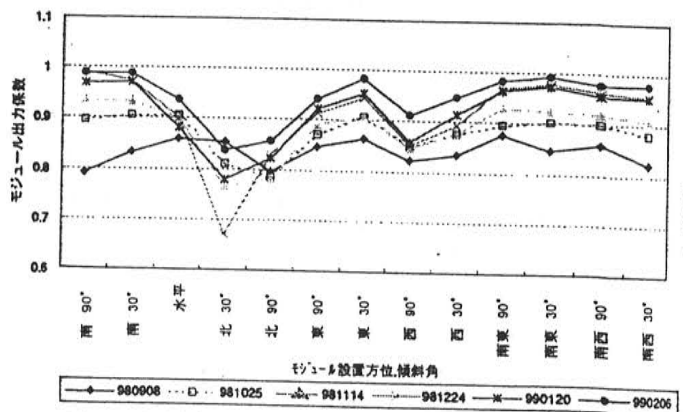


図4 設置方位・傾斜角の異なるモジュール出力係数

図4は日射変動のない快晴日 (1998年9月8日, 10月25日, 12月24日, 1999年1月20日, 2月6日の計6日) における季節・設置方位・設置傾斜角の異なるモジュール出力係数を示したものである。図より北面 30° 設置以外のモジュール出力係数は、1999年2月に最も大きいことがわかる。この原因の一つとして、2月の温度損失が最も小さく、9月では温度による損失が大きいため、

北面 30° 設置を除けば、モジュール出力係数が他の日に比べ低めに推移しているといえる。また、モジュール出力係数が低下する原因としては温度以外にも、太陽光入射角、スペクトル、太陽電池モジュール表面の汚れ等が考えられ、98年12月の北面 30° 設置の係数が他の月に比べ低い原因としては、太陽光入射角が大きいことによる反射の影響による損失が主であると考えられ、9月は2月に比べ太陽高度が高くなり太陽光入射角による損失が減少し、北面 30° 設置のモジュール出力係数が他の月に比べ最も高くなっていることがわかる。

(d) 温度補正係数 K_{PT}

太陽電池出力低減要因の1つであるモジュール温度上昇による損失について、日射強度によって重み付けをした加重平均温度を用いて以下の式より温度補正係数 K_{PT} を算出し、検討を行った。温度補正係数 K_{PT} は、標準温度 25°C と加重平均温度の差とモジュールの温度係数 αP_{max} との積から算出したエネルギー的な損失割合を示す。

$$K_{PT} = \int P_{AS} (1 - \alpha P_{max} (T_c - T_s)) G_A d\tau / \int (P_{AS} \cdot G_A) d\tau$$

$$= 1 - \alpha P_{max} ((\int G_A \cdot T_c d\tau / H_A) - T_s)$$

$$= 1 - \alpha P_{max} (T_{CR} - T_s)$$

$$T_{CR} = \int G_A \cdot T_c d\tau / H_A$$

ここで

- αP_{max} : 最大電力 P_{max} の温度係数 [1/°C]
- G_A : 日射強度 [kW/m²]
- T_c : 運転状態での代表セル温度 [°C]
- T_s : 標準状態における温度 (=25 [°C])
- H_A : 積分期間の日射量 [kWh/m²]
- P_{AS} : アレイ定格容量 [W]
- T_{CR} : 加重平均温度 [°C]

図5は日射変動のない快晴日 (1998年9月8日, 12月24日, 1999年2月6日の計3日) の季節・設置方位・設置傾斜角の異なる温度補正係数を示したものである。

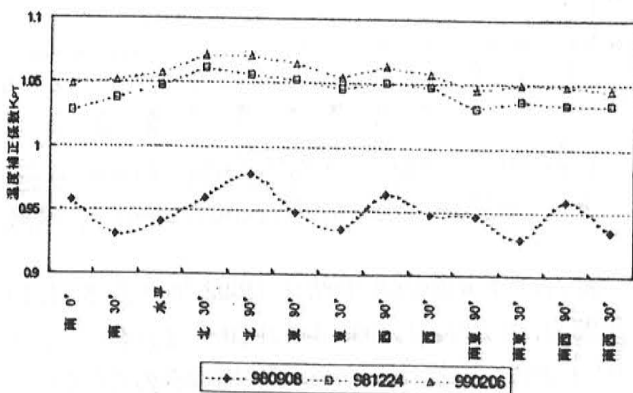


図5 設置方位、傾斜角の異なるモジュールの温度補正係数 K_{PT}

図から12月、2月の温度補正係数は9月に比べ設置方位

角・傾斜角によらず高めであることがわかる。このような傾向は12月、2月のモジュール裏面温度が9月に比べ低めに推移することに起因する。また、9月のように設置方位角・傾斜角によって K_{PT} が異なる理由として、太陽電池に入射する日射強度 (日射量) や風向・風速等の気象因子によってはモジュール間での裏面温度の差が生じたことが挙げられる。

(e) モジュール発電効率

太陽電池モジュール出力は、太陽光スペクトル (季節・天候及び時刻) の変化、日射強度及び気温の変化等に依存する。発電効率は、太陽光スペクトル、日射強度、温度変化の効果を含む自然太陽光下のモジュール発電電力量をモジュール面積と入射する日射量で割ったものである。発電効率は次式により算出される。なお、ここで用いた太陽電池面積は太陽電池モジュールのセル実用面積値を用いた。

$$\text{モジュール発電効率} = (E_A / (H_A \times S)) \times 100 [\%]$$

- ここで、 E_A : モジュール発電電力量 [Wh]
- H_A : 日射量 [Wh/m²]
- S : モジュール実用面積 [m²]

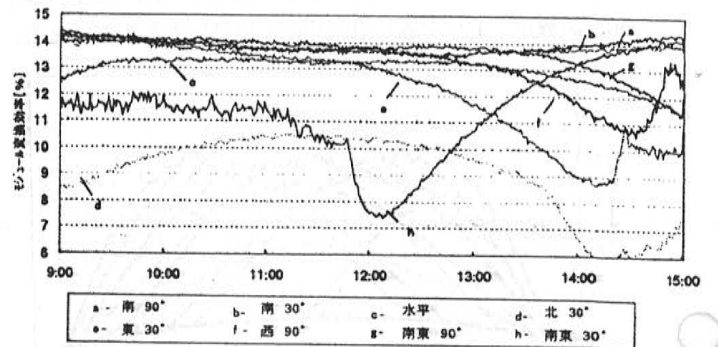


図6 モジュール変換効率日トレンドグラフ

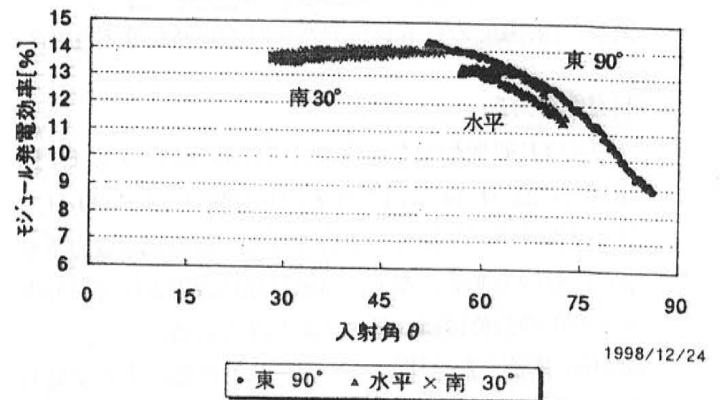


図7 太陽光入射角 θ とモジュール変換効率の関係

図6は日射変動のない快晴日 (1998/12/24, 南中時の太陽高度 32.3°, 南中時刻 11:49) のモジュール発電効率のトレンドグラフを示す。図から快晴日の太陽高度の低

い冬場では、南 30°、南 90° 設置モジュールの変換効率の差は僅少であることがわかる。また、水平面設置の発電効率が南 30° 設置に比べ 1%程度低いのは、太陽電池表面に入射する太陽光の入射角が大きいことによる反射の影響及び水平設置されている太陽電池モジュールの汚れによる出力の低下が主原因と考えられる。13:00 以降に東 30°、南東 30°、南東 90° の順に変換効率が低下する原因の一つとして、モジュール面での太陽光入射角度が大きくなることによるモジュール表面での反射による出力の低下が考えられる。南東 90°、東 30° では 14:30 以降に発電効率の上昇が見られるが、直達太陽光がモジュール表面に入射せず、反射による出力低減要因がなくなり、効率が上昇したと推定される。北面 30° 設置の発電効率が 1 日を通じて他のモジュールより低い原因も太陽光入射角が大きいことによる反射の影響による損失が主原因と考えられる。西 90° 設置の発電効率は、直達太陽光が入射しない(散乱光のみ) 午前の時間帯は変換効率が低めに推移することがわかる。

図 7 に太陽光入射角 θ とモジュール発電効率の関係を示す。図から入射角が 60° を超えるとモジュールの変換効率は指数関数的に低下することがわかる。また、図 7 から水平面に設置されたモジュールの入射角は南面に設置されたモジュールより入射角が大きく、変換効率も低いことがわかる。このことから、水平面の変換効率の低い理由として、太陽光の入射角による反射の影響が大きいと考えられる。同様に東 90° 設置の変換効率も入射角 θ が 90° に近づくにつれ変換効率は低くなる。この理由は、モジュール表面に入射する直達光の反射による出力低減の割合が大きくなるためである。

(f)モジュール温度上昇と日射強度の関係

図 8 は日射変動のない快晴日(1998年12月24日)における西 90°、西 30°、南西 90°、南西 30° 設置のモジュール温度上昇と日射強度の関係を示したグラフである。今回検討したデータは太陽高度の高い 10 時から 14 時までのデータを使用し、モジュール温度上昇は、モジュール裏面温度-外気温と定義した。図 8 よりモジュール温度上昇と日射強度は設置方位、傾斜角によらずほぼ比例関係であることがわかり、この結果は、他の設置方位、傾斜角についても同様にほぼ比例関係であり、日射強度に対する裏面開放型モジュールの温度上昇の変化の割合は約 15~20[°C/(kW/m²)]の範囲内であることがわかる。ただし、このような変化の割合は天気、設置方位、設置傾斜角、モジュール固定方法(架台設置、屋根置き設置等)によっても異なる。また、設置方位、傾斜角によって日射強度に対するモジュール温度の上昇率が多少

異なる理由として、日射強度以外に風向・風速などによってもモジュール温度上昇が変動するためと考えられる。

また、条件によっては西 90°、東 90° に設置されたモジュールは、裏面から直接太陽光が入射し、温度が上昇することが考えられるが実際には日射強度が低く、温度上昇による損失はエネルギー的に見れば極少量である。

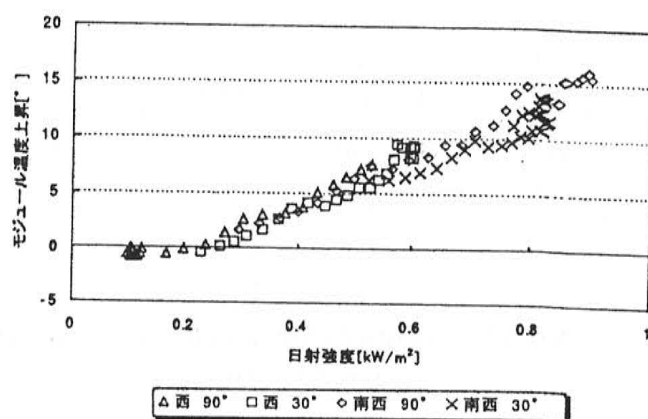


図 8 日射強度-モジュール温度上昇特性 (1998/12/24)

4. まとめ

今回の報告では、多姿勢試験設備によって得られた測定データをもとに、データ収集事例及び快晴日における日報レベルでの評価・検討を行った。今後は、更に長期にわたり(月報、年報)データを収集し、エネルギー的な評価を進める予定である。また、併せて多面アレイ合成シミュレーション技術(直並列接続アレイ I-V カーブ合成法)の開発を進めるために、バイパスダイオードの有無、モジュール間での電気的特性のアンバランス等について考慮しながら、測定データとシミュレーション結果とのクロスチェックを行う必要がある。

5. 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。

参考文献

- [1]JIS C 8914-1989 Measuring Method of Output Power for Crystalline Solar Cell Modules
- [2]RICHARD PEREZ, ROBERT SEALS: A NEW SIMPLIFIED VERSION OF THE PEREZ DIFFUSE IRRADIANCE MODEL FOR TILTED SURFACES

43

加熱有機溶媒法によるPVモジュールリサイクル

学生員 ○鰻田 洋章（東京農工大学）

会員 津田 泉（新エネルギー・産業技術総合開発機構）

会員 作田 宏一（電子技術総合研究所）

会員 土井 卓也（電子技術総合研究所）

村田 晃伸（電子技術総合研究所）

会員 黒川 浩助（東京農工大学）

Experimental Investigation of Organic Solvent Method for PV Modules Recycling

Hiroaki unagida*, Takuya Doi**,
Izumi Tsuda***, Akinobu Murata**,
Koichi Sakuta** and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture & Technology
2-24-16, Nakamachi, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, Japan
Fax:+81-42-385-6729 E-mail:unagida@cc.tuat.ac.jp

**Electrotechnical Laboratory

***New Energy and Industrial Technology

Development Organization

Abstract

Waste problems may occur in the near future when PV modules are spreading to market in a large scale. PV modules recycling will be a solution to this problem. An organic solvent method has been developed to recover silicon PV cells from conventional PV modules. The applicability of this method to commercial modules is confirmed using one-cell modules prepared by a PV manufacturer. The result of an experimental attempt to reduce the processing time is also reported.

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り、これにともない将来、大量普及した太陽電池モジュールの廃棄物問題が生じる可能性が高い。

太陽電池モジュールの耐用年数は、一般に20年から30年と言われているが、その原因として、充填材のE

VA（エチレン酢酸ビニル）の劣化や、熱応力によるセル間の導線破断などが考えられるが、セルそのものの性能劣化が原因ではない。

また、シリコン太陽電池セルは、結晶系シリコン太陽電池モジュールの中で最も高価な部品であり、資源の有効利用が望まれる。

これらのことから、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る。これまでに加熱有機溶媒法によるセル回収の可能性について報告した[1][2]。本報では、リサイクルを行う際に除去しなければならない熱架橋後EVAに関する物性値測定の結果を報告するとともに、メーカー製単セルモジュールによる本法の有効性の確認結果、及び処理時間短縮を図るための試みについて記す。

2. EVAの物性値測定

PVモジュールのリサイクルにおいて、重要な要素となるのは、充填材に使われているEVAの除去である。

EVAは日用品の原材料として、手袋、ホース、サンダル、ボールなど、日常生活に良く使われている。また、EVAの温度特性、機械的特性、化学特性などは、各種文献で報告されているが、それらをPVモジュールのリサイクル技術にそのままの形で利用することは難しい。なぜなら、それらは架橋していないEVAに関するものであり、PVモジュールのリサイクルにおいては、熱架橋処理されたEVAを対象としなければならないためである。熱架橋の前後では各種物性が変化してしまうが、架橋後EVAの物性は、ほとんど知られていない。

そこで今回、架橋後のEVAの物性測定を（株）東レリサーチセンターに委託した。測定した物性は、発火点、軟化点、流動開始温度、架橋鎖切断温度の四つである。

発火点は、実験の安全性を考える上で、その他三つの値は、実験条件を考える上で、重要な値である。

2. 1 EVAの熱架橋

測定に用いたEVAは、技術資料[3]をもとに、恒温槽(ヤマト科学(株)製 DN600)内で真空袋を用いた方法で熱架橋処理した。最初に仮接着を、真空中において100°C-1分間行い、その後、本接着を大気圧下155°C-15分間行った。

2. 2 発火点測定

発火点の測定は、円筒型石英フラスコの内部を設定温度 t °Cに保ち、試料(重量 W)をフラスコ内に投入し、発火・非発火を判定する方法で行った。試料の重量 W と設定温度 t を変化させて、それぞれ W における、最低発火温度 t_{min} を求めた。この t_{min} 決定にあたっては、 t_{min} の5°C下で5回連続の非発火確認を原則としている。発火点としては、得られた t_{min} の中で最も低い温度を採用した。図1は、発火温度と重量の関係をプロットしたものである。

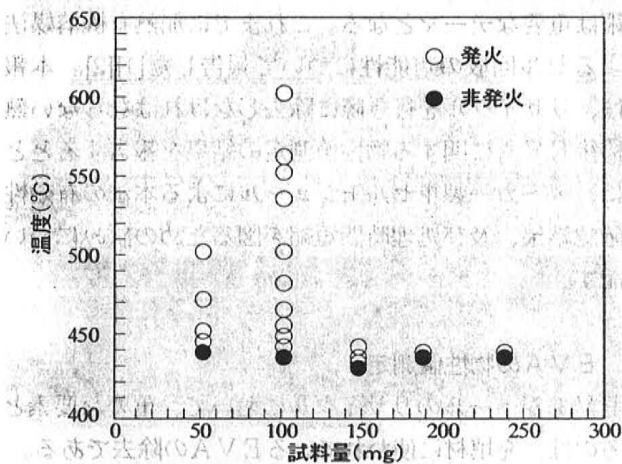


図1 発火温度と試料量の関係

測定した結果、架橋後EVAの発火点は430°Cであることが判明した。ただしこの温度は、今回測定した条件下(空気雰囲気:温度24°C、湿度44~66%RH、大気圧988~1002hPa)でのものであり、あらゆる環境下での発火点を示すものではない。

2. 3 軟化点測定

EVAを、熱機械分析法(TMA:Thermomechanical Analysis)を用いて、軟化温度の測定をおこなった。測定には2.1で用意したEVAから、3ヶ所切り出したサンプルを使用した(便宜上A, B, Cと呼ぶ)。0°Cから100°Cの範囲で針入モード測定し、各部位毎に繰り

返し2回行った。

表1はその結果である。3ヶ所平均の軟化点は47°Cであった。

表1 軟化点測定結果

採取部位	繰り返し	軟化温度(°C)	
		測定値	平均値
A	1回目	46	46
	2回目	46	
B	1回目	48	49
	2回目	49	
C	1回目	47	47
	2回目	46	
平均値		47	47

測定精度:±2°C程度

2. 4 流動開始温度

流動開始温度については、動的粘弾性法を用いて測定した。平行円板を用いた方法により複素粘性率を求め、複素粘性率-温度曲線から、流動開始温度を測定する。

今回の測定に使ったEVAの粘度は、70°C付近まで温度と共に低下した後あまり大きな変化を示さず、280°C付近より上昇に転じる結果が出た。これは、熱による試料の変質が生じていると考えられる。

今回30°Cから300°Cでの測定を行ったが、この温度内では流動性に大きな変化は見られず、流動開始温度を見出すことができなかった。

2. 5 架橋鎖切断温度測定

架橋鎖切断温度は、高温GPC(Gel Permeation Chromatography)法により測定を行った。このGPC法は、分子サイズの差に基づいて分離を行う液体クロマトグラフィーの一種であり、高分子物質の分子量分布、および平均分子量分布を測定する手法である。

測定に用いたサンプルは、2.1で用意した熱架橋EVA(便宜上aとする、以下同様)、aを200°C-10分間熱処理したもの(b)、aを300°C-10分間熱処理したもの(c)、aを350°C-10分間熱処理したもの(d)の4種類である。

表2 溶媒可溶成分の分子量測定結果

熱処理条件	数平均分子量	重量平均分子量
a	20700	55200
b	16200	44100
c	1710	12200
d	1940	8980

サンプルbは、平均分子量値から熱劣化の程度が比較的小さいことが分かる。サンプルc及びサンプルdでは

大部分に熱劣化が起きており、架橋鎖の切断による分子量劣化が顕著である。

サンプルaが溶媒（*o*-ジクロロベンゼン）に溶けた量を基準として、各サンプルの溶けた量をそれに対する比（可溶成分量比）で表すと、表3が示すように、bは0.70、cは1.23、dは1.35であった。サンプルbでは、サンプルaのEVAの架橋が100%ではないために、未架橋の部分の架橋が進むことにより、溶解性はサンプルaより低くなる。サンプルcおよびサンプルdについては、熱分解により架橋鎖が切断され、溶解性が高くなっていると考えられる。

表3 熱処理による溶媒可溶成分量の変化

熱処理条件	可溶成分量比
a	1.00
b	0.70
c	1.23
d	1.35

以上の結果から、EVAの熱処理のみによる除去には、少なくとも300°C以上の高温処理が必要になることがわかる。PVモジュールの製造工程において、電極の取り付け工程の温度が約200°Cであることを考慮すると、EVAの除去に上述の流動や架橋鎖切断などを利用する方法は、セルの性能劣化につながることを予想される。

有機溶媒を用いてEVAを軟化し除去する方法は、特性を劣化させることなくセルを回収する方法として有効と考えられる。

3. 実験

3.1 トリクロロエチレン法の再現性確認

前報において、自作の単セルモジュールで実験を行い、トリクロロエチレン（以下TCEと略）法によってセルの回収が可能であることを報告した。本法が、メーカー製モジュールに適用可能かどうかを確認するため、大同ほくさん（株）製のモジュール（12.5cm角の単セルモジュール）で実験を行った。膨潤による変形を抑制するため、モジュールの裏側に12.5cm角3mm厚の並板ガラスをあて、4ヶ所バインダークリップでとめたものを5リットルピーカーに入れた。ピーカーにTCEを2.5リットル注ぎ、それをオイルバス（井内盛栄堂製 OB-200S）で加熱した。オイルバスの温度設定は90°Cとした。

実験の結果、約10日の処理で、セルを破壊することなく回収できることが確認され、本方法がメーカー製の通常モジュールに適用可能なことが明らかになった。

表4は、回収前後のセルの発電特性を測定した結果（使用セル：多結晶セル、測定：大同ほくさん（株））である。表から分かる通り、加熱有機溶媒による処理がセルに及ぼす影響はほとんどないことが明らかである。この結果から、加熱有機溶媒法は、セルの特性を劣化させることなく回収する方法として、有効と思われる。

表4 セル特性の変化

	回収前	回収後
Voc(V)	0.606	0.603
Isc(A)	3.1	3.11
Pmax(W)	1.39	1.37
FF	0.741	0.733
Rs(Ω)	0.018	0.018
Cell Eff. (%)	13.9	13.7

3.2 処理時間短縮実験

上記の方法では、セル回収に必要な処理時間が約10日と長いことが問題点である。処理時間の短縮を目的として、あらかじめ除去可能な部分のEVA等を除去する前処理を試みた。図2のように、大同ほくさん（株）製のモジュール（12cm角、強化ガラス/EVA/多結晶セル/EVA/三層バックシート）から、事前に三層バックシート（テドラー/ポリエステル/テドラー）とセルまわりのEVAを除去したサンプルを用意した。セル周りのEVA、ならびにバックシートは機械的な方法で比較的簡単に除去できる。

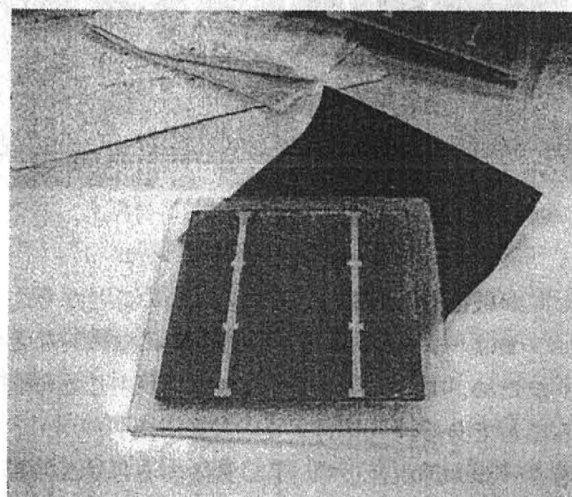


図2 実験サンプル

実験は、3.1と同様に、上記サンプルの裏側に12cm角3mm厚のガラス板をあて、4ヶ所をバインダークリップでとめて5リットルピーカーに入れ、TCE2.5リットルを注いだ。TCEの加熱は、3.1と同じオイルバスを使用し、温度設定も同じ90°Cとした。実験中、

TCEの温度を測定したところ、81℃から86℃を示していた。この実験の略図を図3に示す。

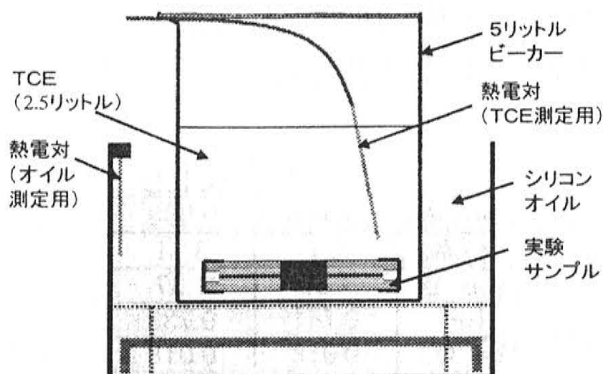


図3 実験略図

実験開始後約2時間で、図4のようにセルは端部から破損していることが確認できた。再現性を確認するため、同条件でもう一度実験を行ったが、同様の結果となった。

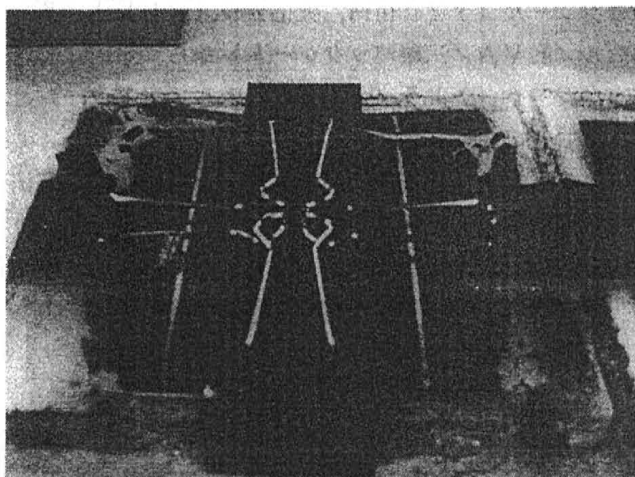


図4 実験結果

セルが破損した理由として次の二つのことが考えられる。一つはバックシートを剥がした時に機械的な力が加わったため、セルに目に見えない亀裂が生じた可能性があることである。

もう一つの理由として、TCEによるEVAの膨潤に起因する、セルにかかる圧力の不均一性が考えられる。以前の方法では、セル周辺部にEVAがあるため、セルに接着しているEVAは徐々に膨潤し、セルは膨潤による圧力に耐えられる。ところが周辺部分のEVAがないと、セル端部に接着しているEVAのみが急激に膨潤し、セル端部のみに強い力が加わり、セルが破損したものと思われる。

4. おわりに

約90℃のTCE処理によるセル回収方法について、メーカー製の単セルモジュールを用いた実験により、その有効性を確認した。処理時間短縮の試みについては、現在の所、良い結果が得られていないが、セル破損の原因を解明することにより、新たな方法を検討する予定である。回収工程の処理時間が短縮できれば、リサイクルに必要な熱エネルギーが削減されるので、処理時間の短縮はPVモジュールリサイクルにおいて重要な課題である。

また今回、熱架橋後のEVAの様々な物性値が明らかになった。発火点などは、今後実験を進める上で重要であり、その他の物性値も、今後の研究に大いに役立つものと思われる。

<謝辞>

EVAの入手、及び単セル太陽電池モジュールの製作についてご協力して頂いた大同ほくさん(株)の方々に深く感謝する。

参考文献

- [1] 鰐田他、「PVモジュールリサイクルの実験的検討(2)」 太陽/風力エネルギー講演論文集 1998 pp.141-144
- [2] T.Do, *et.al.*, "Experimental Study on PV Module Recycling with Organic Solvent Method", Technical Digest of the International PVSEC-11, pp.961-962, Sapporo, 1999
- [3] (株)ブリヂストン 透明接着剤シート EVASAFE 技術資料

27

写真測量法による太陽光発電システムの日照障害特性の推定

学生員 ○登守 利征 (東京農工大学)

会 員 作田 宏一 (電子技術総合研究所)

会 員 大谷 謙仁 (電子技術総合研究所)

会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

Estimation of shading characteristics of PV systems by using photogrammetry

Toshiyuki Tomori*, Kenji Otani**, Koichi Sakuta** and Kosuke Kurokawa*

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

E-mail: Toshiyuki@cc.tuat.ac.jp

**Electrotechnical Laboratory

1-1-4 Umezono, Tukuba, Ibaraki, 305-8568 Japan

ABSTRACT

In order to decide the place to install PV systems or to estimate their performance, the effect of shadow on PV arrays should be considered. However, there were no qualitative methods for the estimation of shading characteristics of PV systems to be able to perform easily at the on-site. The authors have developed a new method of estimating the shape and position of shadowing obstacles by using the trigonometrical survey with two fish-eye (hemispherical) photographs. The errors of the estimation are less than 6% for the length of shadow and less than 3.5% for the direction.

1. はじめに

1.1 背景

筆者らのグループが開発した太陽光発電 (PV) システムの性能分析手法、SV 法^{[1][2]} (Sophisticated Verification method) によって、NEDO フィールドテストプログラムの PV システムを解析した結果、1997 年度の日本全国 104 サイトにおける運転実績は、等価システム稼働時間 (システムの定格容量当たりの発電量) で 1,007[kWh/kWp]、システム出力係数 (システムの発電性能) で 71.6%であった。システムの発電損失の中で日影の影響による損失が平均で 4.7%を占め、中には 13.1%にまで達するシステムが存在した。日影損失はシステムが置かれた周囲日射環境に依存するローカルな発電損失であり、PV セル効率の温度上昇による低下 やインバータの損失

などシステム構成機器に起因する発電損失とは異なり、オンサイトで評価する必要が出てくると考えられる。PV システムに入射する傾斜面日射強度を周囲環境も考慮して正確に算出することは、発電性能の評価に役立つ他、システム設計の最適化に貢献する。

1.2 日射環境測定法の概観

日射環境を評価する手法としては、建築家が日照計画に用いる日影図の方法や CAD ツールの支援による方法などがあり、このような手法による PV システムのシミュレーションツールとして、(株) ラプラスシステムの Solar Pro や Maui Solar Energy Software Corporation の PV-DesignPro 等がある。一方で、周囲日射環境を簡単に取り込む方法として魚眼レンズを用いる方法があり、主に農業・森林学系の研究に用いられてきた。Evans らが 1959 年に林内の日射を推定するための理論と方法論を最初に開発し^[3]、Anderson が日射を散乱光と直達光に分けて評価するなど更なる改良を行った^[4]。その後これらの手法のコンピュータ化が進み、Becker らによる事例がある^[5]。ソフトウェアも開発されており、代表的なものでは HEMIPHOT^[6]、HEMIVIEW、SO-LARCALC がある。例えば、HEMIPHOT では、魚眼写真から直達日射と散乱日射を推定し、年間日射量や林冠植被率、LAI (葉面積指数)、PAR (光合成有効放射) 等の計算ができる。国内では、石川県林業試験場の矢田による林内光環境測定法の検討に用いられた^[7]。魚眼写真の PV システムへの応用事例としては、(株) きんでんによる発電量予測^[8]や、筆者らによる日影補正係数の算出がある^[9]。

1.3 目的

魚眼写真を用いて撮影点の日射量を評価する手法のメリットは、周囲日射環境を入力する操作の簡便性である。しかし、PV システムの場合にはアレイ全面に入射する日射量を評価する必要があるため、撮影点を増やして (例えばモジュール全枚数) 面的な解析を行う必要がある。実際のオンサイトでの撮影作業では、時間や人手の制約から撮影できる魚眼写真の枚数が限られ、また、立地条件によっては足

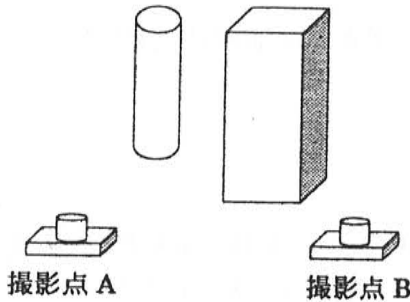
場の問題などで必要十分な写真が撮れない可能性がある。そこで本研究では、少数枚の魚眼写真から三角測量法により周辺の障害物を高さ、位置を把握し、影を面的に評価する方法を検討している。

2. 予測方法

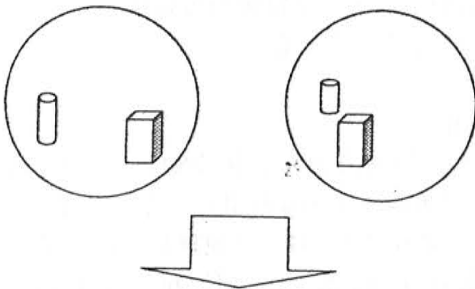
2.1 予測処理の流れ

処理の流れについて概念図を図1に示す。魚眼写真を2地点で撮影し(①)、2枚の写真において同一と判別した物体の特徴点のずれから、三角測量法を用いて注目物体の位置、高さを求める(②)。これを撮影地点周辺の各障害物で行い、任意時間における太陽の位置を計算し¹⁾、撮影地点周辺にいつどのような影がかかるかを予測する(③)。以下、計算方法について詳細に示す。

①2 地点において周辺環境の撮影



② 2枚の魚眼写真のずれから注目点の位置を算出



③ 太陽と障害物の位置から影を予測

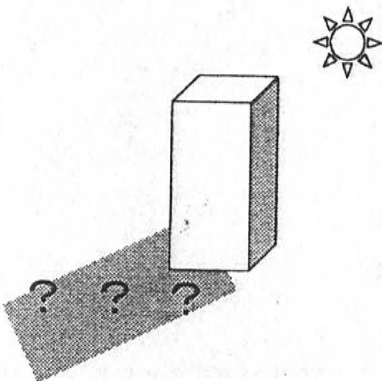


図1. 影予測方法の概念図

2.2 魚眼写真の特徴

等距離射影¹⁾方式による魚眼レンズを用いて撮影すると、図2のような天球全体が映し出される写真が得られる。

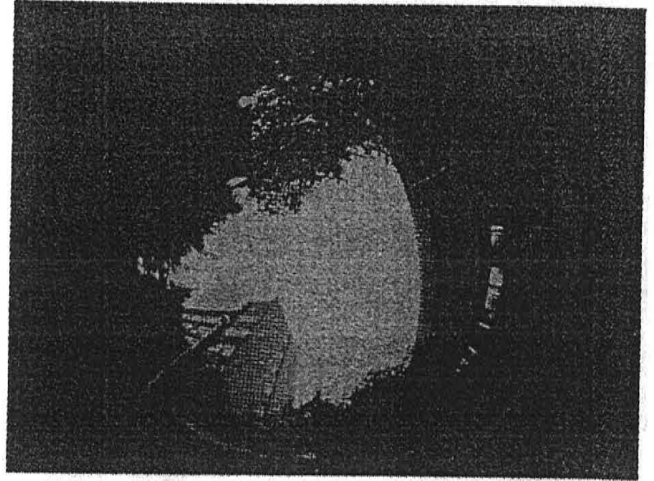


図2. 魚眼写真(東京農工大学構内で撮影)

等距離斜影では、天球上の任意の点Pの射影点P'は次式が満足されるように決められる。(図3)

$$\frac{r}{R} = \frac{0.5\pi - h_p}{0.5\pi} \quad (1)$$

(但し、 h_p は点Pの太陽高度[rad])

このように等距離射影は高度の差が射影図上の距離に比例するという特徴を持つ。つまり、魚眼写真から対象物の高度角が割り出せることがわかる。また、全方位を撮影できるので方位角も割り出せる。

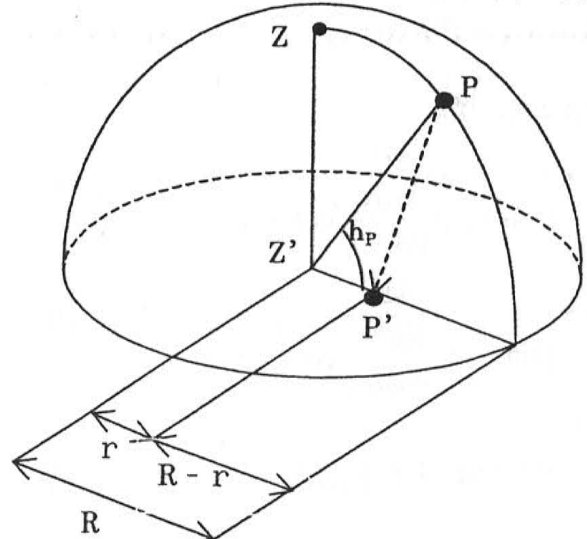


図3. 天球上の点Pの等距離斜影P'

2.3 魚眼写真2枚による注目点位置の算出法

注目点Pの位置を求めるために図4のような空間を考える。点Pが注目点、点A、Bが撮影位置である。点線の部分はアレイを設置する平面上に存在していることを表す。点A、Bが存在するそれぞれの

直線は平行であり、魚眼レンズを解析する基準の方向にのびている。上の条件を満たせば、点 A、B は任意の場所にかまわない。2.2 節より魚眼写真から高度角、方位角が分かるので、この図での既知の値は点 A、B から見た点 P の高度角 h_A 、 h_B と方位角 α_A 、 α_B 、撮影点間の直線距離 AB である。

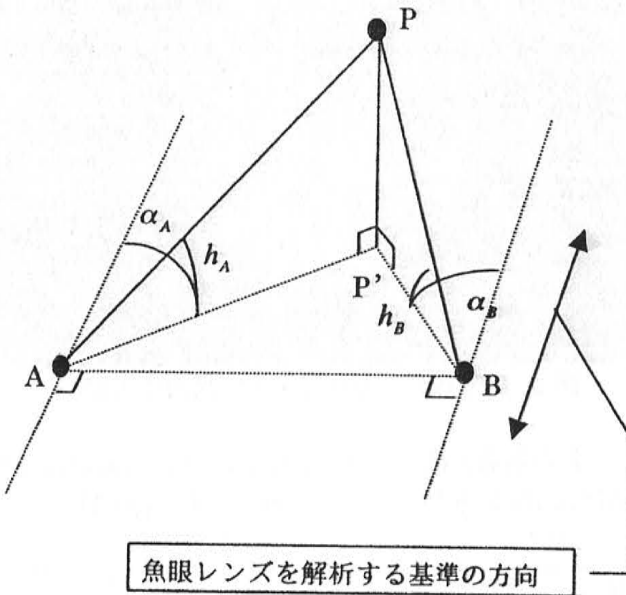


図 4. 2 枚の魚眼写真による測定点、位置の算出

まずは点線の平面だけで考える。以下の式が成り立つことがわかる。

$$AB = |P'A \sin \alpha_A - P'B \sin \alpha_B| \quad (2)$$

$$P'A \cos \alpha_A = P'B \cos \alpha_B \quad (3)$$

上記の 2 式より

$$P'A = \frac{AB}{\left| \sin \alpha_A \mp \frac{\sin \alpha_B \cos \alpha_A}{\cos \alpha_B} \right|} \quad (4)$$

$$P'B = \frac{AB}{\left| \sin \alpha_B \mp \frac{\sin \alpha_A \cos \alpha_B}{\cos \alpha_A} \right|} \quad (5)$$

ここで

$$PP' = P'A \tan h_A = P'B \tan h_B \quad (6)$$

であるので、

$$PP' = \frac{AB}{\left| \sin \alpha_A \mp \frac{\sin \alpha_B \cos \alpha_A}{\cos \alpha_B} \right|} \tan h_A = \frac{AB}{\left| \sin \alpha_B \mp \frac{\sin \alpha_A \cos \alpha_B}{\cos \alpha_A} \right|} \tan h_B \quad (7)$$

よって、測定点 P と撮影点 A、B との位置関係、P の高さ PP' が求まった。

2.4 影の形状予測^[11]

まず、写真の撮影地点における任意時間の太陽の高度角 h 、方位角 α を計算により求める。それと併せ、2.3 節で算出した注目点の高さ PP' を併せて考えると図 5 が書ける。

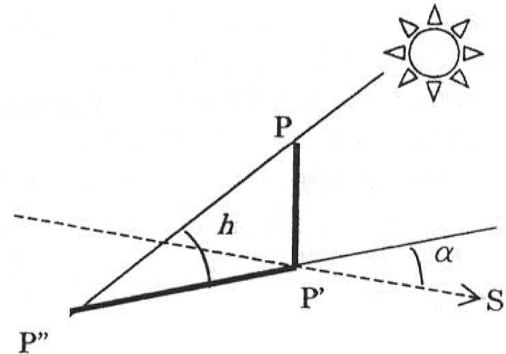


図 5. 影形状推定概念図

図 5 より P'P'' は

$$P'P'' = \frac{PP'}{\tan h} \quad (8)$$

P' を中心に東西方向に X 軸、南北方向に Y 軸をとると、式(8)より P' の座標は次式で表せる。

$$X = \frac{\sin \alpha}{\tan h} PP' \quad (9)$$

$$Y = \frac{\cos \alpha}{\tan h} PP' \quad (10)$$

上記までのことを各障害物の各特徴点ごとで行えば、その影が予測できる。

3. 実験方法

ビルなど建造物を想定し、障害物として 94[cm] × 34[cm] × 19[cm] の直方体を用意した。これを東経 139° 31'、北緯 35° 41' に配置し、魚眼写真を遠う位置（撮影点間距離 40[cm]）からカメラの高さ 13.2[cm] で 2 枚撮影した。その 1 枚が図 6 である。

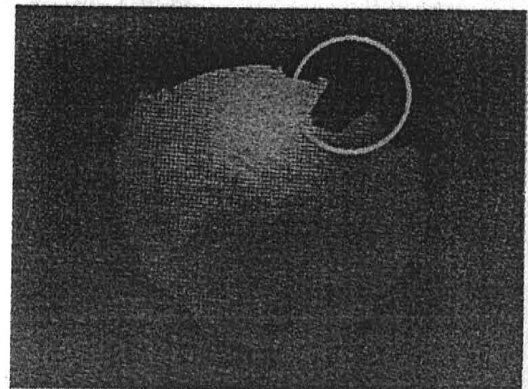


図 6. 実験に用いた魚眼写真

白丸で囲んだのが用意した障害物である。障害物の特徴点（直方体上面の角 3 点）の位置を各写真で手動で指定し、2 章で示した計算法により任意時間の影を予測した。

4. 実験結果

1999 年秋における予測結果と実測の影を併記したものが図 7 である。画面は障害物とその影を真上から見ている。丸の部分が撮影位置である。画面上の左上の白抜き長方形が障害物、そこから伸びる網掛けの多角形は予測した影、それとすこしずれている灰色の直線で囲んだ部分が実測の影である。誤差があるものの影の時間的変化がよく再生できている。

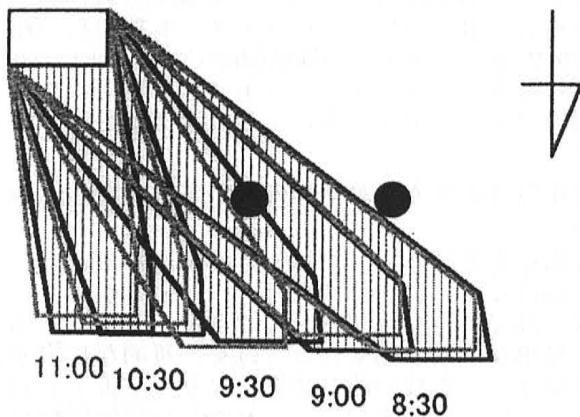


図 7. 日陰形状の実測と予測の比較図

影の長さについては表 1 のように誤差の平均が 4.12[%]になった。

表 1. 影の長さの値の比較

時間	影の長さ (予測)[cm]	影の長さ (実測)[cm]	誤差[%]
8:30	162.5	158	3.15
9:00	140.2	135	3.85
9:30	117.9	114	3.45
10:30	97.2	93	4.48
11:00	91.9	87	5.69

角度は 2.4 節で示したように太陽の高度角、方位角に依存している。これは計算でほとんど誤差がなく求められるので、表 2 における角度の誤差については計算値よりも実測値の方にあると思われる。これは実測をコンパスで行ったためだと思われる。より正確な測定方法を模索する必要があると考えられる。

表 2. 影の方位角の比較

時間	影の方位角 (予測)[deg]	影の方位角 (実測)[deg]	誤差[%]
8:30	128	128	0.00
9:00	134	133	0.60
9:30	143	148	-3.41
10:30	161	163	-1.41
11:00	171	173	-1.43

5. 終わりに

2 枚の魚眼写真から三角測量法により日影障害物の形状・位置を推定する方法を考案し、実際に直方体を用いてその影を予測した。その結果、筆者らの考案した計算法で良好な予測ができた。今後はオンサイト測定方法の確立、相互同定の自動化、そして、複雑な物体の影予測を行う予定である。

参考文献

- [1] Kurokawa K. et al. (1999) Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan, 8th International Conference on Solar Energy in High Latitudes (North Sun'99).
- [2] Uchida D. et al. (1999) Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-11)
- [3] Evans, G.C. and Coombe D.E. (1959). Hemispherical and woodland canopy photography and the light climate. *Journal of Ecology* 47: 103-113.
- [4] Anderson, M.C. (1964). Studies of the woodland light climate 1. The photographic computation of light conditions. *Journal of Ecology* 52: 27-41.
- [5] Becker, P.E. et al. (1989). Analysis of forest light environments Part I. Computerized estimation of solar radiation from hemispherical canopy photographs. *Agricultural and Forest Meteorology* 44: 217-232.
- [6] Steege, Hans ter (1994). HEMIPHOT, a programme to analyze vegetation indices, light and light quality from hemispherical photographs. *Tropenbos Documents* 3, The Tropenbos Foundation, Wageningen, the Netherlands. Pp. 44 + diskette.
- [7] 矢田豊、(1992)「林内光環境の測定法の検討 (I) 全天光の測定条件」、石川県林業試験場研究報告第 23 号
- [8] 野川保次、(1999)「魚眼レンズによる日影および反射光の影響評価」、第 16 回太陽光発電システムシンポジウム
- [9] Otani, K. et al. (1998). A simple monitoring method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, *EuroSun98 The Second ISES-Europe Solar Congress*
- [10] 日本太陽エネルギー学会、「太陽エネルギー利用ハンドブック」、pp1-4
- [11] 宿谷昌則、(1993)「数値計算で学ぶ光と熱の建築環境学」、丸善、pp211-212、pp214-215

太陽光発電の課題と将来展望

会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

Problems in Photovoltaics and Future Aspects

Kousuke KUROKAWA

Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, JAPAN
Fax: +81-42-385-6729, E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

Abstract

The author describes technical problems in photovoltaic systems technology and predicts their future trends. The sunshine project started in Japan 25 years ago. From very early stages, the concept of grid connected system was born in Japan and has now been grown as the most major topic in Japan as well as in the world. To expand PV technology further, R&D efforts in material/device technology and system field seem to be necessary while diffusion activities have been actively introduced. It is suggested that PV systems might become a major energy for people in the world around mid 21st century.

1. まえがき

1974 年 7 月にサンシャイン計画がスタートして、今年で満 25 周年になる。発足当初は、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、NEDO の設立に期を合わせるように、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、最初から太陽光発電を住宅用目的で系統連系することをメインに進めてきたのが大きな特徴⁽¹⁾で、この基本方針により国際的にも異色の成果を上げてきた⁽²⁾。これらは現在の太陽光発電技術興隆期の実現に大きく貢献したと考えられる。

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、「新エネルギー導入大綱」により 2010 年に 460 万 kW 設置を目標とすることを、平成 6 年 12 月に閣議レベルで決定した。また、昨年 6 月には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。

技術的規制については、平成 2 年 4 月の電気事業

法に関わ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、低圧配電線での逆潮流あり系統連系⁽³⁾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。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 NEF (新エネルギー財団) による住宅用システムへの補助がスタートし、平成 10~11 年度には、年 10,000 件規模に達した。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⁽⁴⁾は、10kW~220kW 級システムへの補助制度であり、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。住宅用とフィールドテストによる設置実績を図 1 に示す⁽⁵⁾。

近年の各種導入普及体制のあらましを図 2 に掲げた⁽⁶⁾。

太陽光発電の導入策が拡充されつつあるといっても、幅広く使われるためにはさらに価格引き下げが要求されている。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、導入普及策を支援していく中期的な重点的技術課題と、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 2 面の目標に向かっていくべきと考えられる⁽⁶⁾。

3. モジュール関連技術

3.1 建材一体化技術開発⁽⁷⁾

屋根上に設置されているアレイの構造は基本的に、

- ① 在来の屋根構造の上にアレイ架台を組んでいく屋根おき型、
- ② 屋根葺き材の代わりに特製モジュールを用い

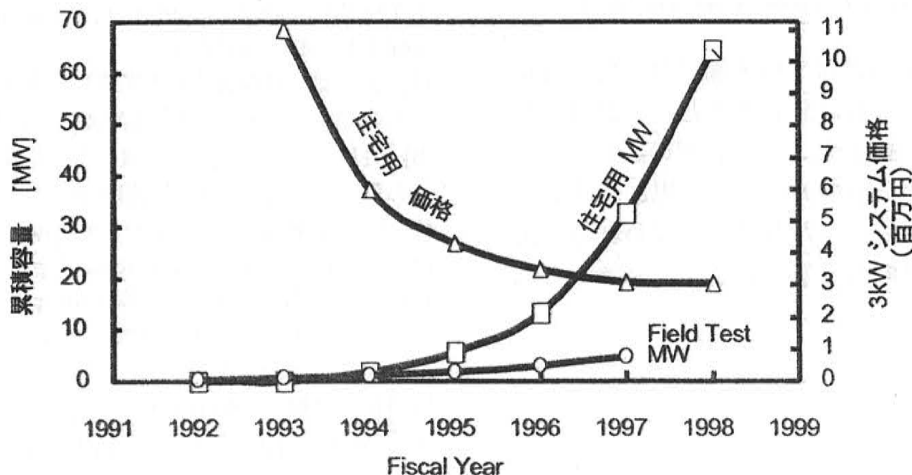


図1 太陽光発電システム設置実績と価格推移

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建材一体型といわれる構造。

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、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についての多様な要求仕様がある。とくに、建築デザイン上の美的価値観との適合は従来あまり想定しなかった重要因子となっている。

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。

建材一体型の技術的な萌芽は欧米に見るべきものが多かった。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⁽⁹⁾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。

3.2 モジュール関連の新技术

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。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。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⁽⁹⁾。

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⁽¹⁰⁾。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。

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え機能を付加するものが増えつつある。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。効果が期待されるものに配電系統の電圧制御⁽¹¹⁾がある。系統側にメリットはあっても、必ずしもユーザにインセンティブが働かない問題は残る。

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⁽⁹⁾。日本は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、国際的にも評価が高く、日本は、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⁽²⁾。

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。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⁽¹²⁾。

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。

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。ドイツの 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⁽¹³⁾。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開始されている。

これらのフィールド計測では、比較的簡単な諸量から、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。これによれば、インバータの Pmax ミスマッチ損失やモジュール反射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えつつある。これらの評価にも有効な手段と考えられる。図 3 にフィールドテスト 104 サイトの評価結果の例を示す⁽¹⁴⁾。

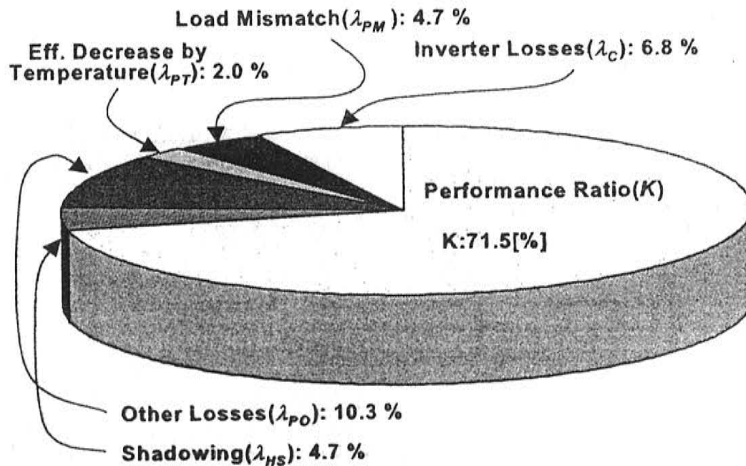


図3 フィールドレスト 104 システムの各パラメータの平均値 (1997 年度計測データ)

5.2 システム信頼性評価

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⁽¹⁵⁾。導入事例が増えつつある我が国でも同様の統計的評価が望まれる。

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、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。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。

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連系技術上の問題から総容量の最大値が制約されるかもしれない。図 4 (a) のように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⁽¹⁶⁾。電力の小売り自由化に対する規制緩和も予想され、同図(b)のような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。アムステルダム・ニュースロット住宅地域では、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⁽¹⁷⁾。

オランダ・アメルスフールト新住宅団地の規模は総容量 1MW である⁽¹⁸⁾。本年 9 月に札幌で開かれた PVSEC-11 では、ドイツのミュンヘンニューメッセ 1MW 屋根および同ヘルネ 1MW 屋根システムの完成が報告された。また、ベルリン新国会周辺地区では 1MW プロジェクトの新しく進行している⁽¹⁹⁾。日本では建設省プロジェクトであるいわきニュータウンで、小さいながらもコミュニティシステムの実現を目指している⁽²⁰⁾。

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⁽²¹⁾。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 Task 8 として実施されつつある。

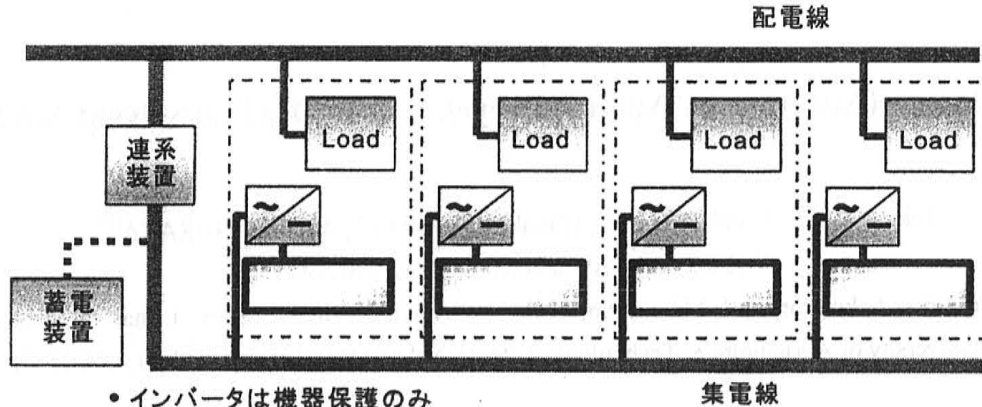
5.6 欧米の導入目標

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。

5. おわりに

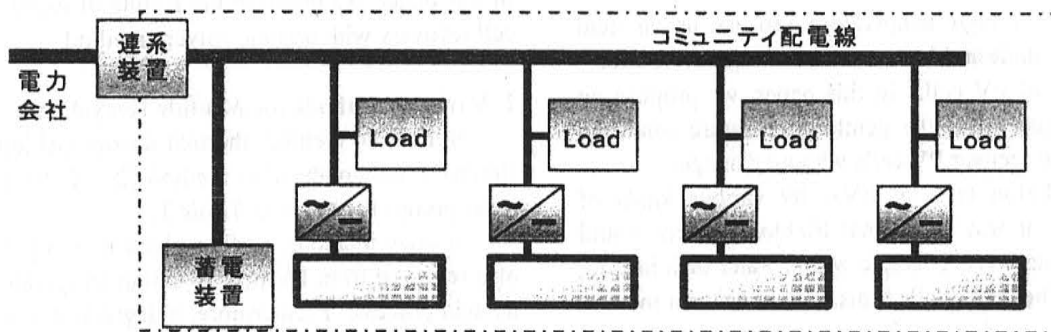
自然エネルギーは、高まりつつあるクリーンエネルギーへの要求に対する有力な解答であること、その資源量は、21 世紀以降の世界のエネルギー需要をあり余るほどにまかなえることなど、人類の究極のエネルギー源である。

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



- インバータは機器保護のみ
- 連系保護システムは全体で一ヶ所
- 高密度連系時の対策が容易
 - 屋根借り発電が可能。
 - 集電線が二重設備
 - 直流集電も可能

(a) 集中連系方式



- コミュニティ全体に特定供給
- 地域で利用可能なエネルギー資源の有効利用
- 連系保護システムは全体で一ヶ所
- 高密度連系時の対策が容易
- コミュニティで設備を最適化
- 直流集電も可能

(b) コミュニティエネルギー供給方式

図4 コミュニティシステムの各種概念

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：PVTEC ニュース, Vol.20, pp.10, 1996.10.
- (2) IEA Task V: Report IEA-PVPS V-1-01 & V-1-02, July 1996.
- (3) 分散型電源系統連系指針(JEAG0701-1993), 日本電気協会, 平 6.1
- (4) 酒井：太陽光発電懇話会太陽光発電システムシンポ, June. 1999, p.2-1~2-10.
- (5) 資源総合システム: 太陽電池情報
- (6) 黒川：太陽光発電懇話会太陽光発電システムシンポ, July. 1999, 3-1~3-8.
- (7) M. Takehara: PVSEC-11, Sept. 20-24, 1999, 23-C-2-3.
- (8) N. Ishikawa: WCPEC-2, July 1998, Proc. pp.2501-2506.
- (9) T. Doi, et al: PVSEC-11, Sept. 1999, 24-C-1-3.
- (10) For example, K.Kurokawa, et al: Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp243-250.
- (11) 小林：太陽光発電懇話会太陽光発電システムシンポ, July. 1998, 3-5~3-13.
- (12) H. Kobayashi, et al: Solar Energy Materials & 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
- (13) K.Kurokawa, et al: 26th IEEE PVPSEC, Anaheim, Sept. 1997, Proc. pp1249-1252.
K.Kurokawa, et al: 2nd World Conf. Photovoltaic Energy conversion, Vienna, July 1998, Proc. pp1941-1946.
K.Kurokawa, et al: Renewable Energy 15(1998). pp.157-164.
- (14) D. Uchida, et al: PVSEC-11, Sept. 1999, 22-C-1-5.
- (15) A.B.Maish, et al: 26th IEEE PVSPC, Anaheim, Sept. 1997, Proc. pp1049-1054.
- (16) K. Kurokawa: Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp27-36.
- (17) J.Cace, et al: 14th Eu-PSEC, July 1997, Proc. pp698-700
- (18) F. Vlek, et al: 14th Eu-PSEC, July 1997, Proc. pp1989.
- (19) J. Bennemann: PVSEC-11, Sept. 20-24, 1999, 23-C-2-2.
- (20) K. Kurokawa: PVSEC-11, Sept. 1999, 22-C-2-1.
- (21) A preliminary analysis for the VLS-PV survey, IEA PVPS TVI-5 1999:1.

Experimental Study on PV Module Recycling with Organic Solvent Method

Takuya DOI⁽¹⁾, Izumi TSUDA⁽¹⁾, Hiroaki UNAGIDA⁽²⁾, Akinobu MURATA⁽¹⁾,
Koichi SAKUTA⁽¹⁾ and Kosuke KUROKAWA⁽²⁾

⁽¹⁾ Electrotechnical Laboratory, 1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan (E-mail: doi@etl.go.jp)

⁽²⁾ Tokyo University of Agriculture & Technology, 2-24-16 Nakamachi, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

ABSTRACT

Some methods have been reported for the recovering of PV cells from conventional crystalline silicon PV modules. Since they need a high temperature process or an acid process, they are undesirable in respects of reprocessing cost and degradation of PV cell. In this paper, we propose an organic solvent method under gentle temperature condition (below 200 °C) to recover PV cells without damage.

From dissolution tests of EVA by various kinds of organic solvents, it was found that trichloroethylene could dissolve cross-linked EVA sample with a water bath heating kept at 80 °C. Then we applied this organic solvent method to "one cell" module (125 x 125mm) simulating superstrate-structure module. It was found that mechanical pressure is important to suppress swelling of the EVA. After immersing the module in trichloroethylene liquid and keeping water bath temperature at 80 °C for 10 days, we successfully recovered the silicon cell without any damage.

1. Introduction

Photovoltaic power generation system is one of the best solution of renewable energy utilization and its market is growing rapidly in recent years. It is said that the lifetime of crystalline silicon PV modules is 20 to 30 years because of the deterioration of EVA (ethylene-vinyl acetate; laminating-material for PV cell) which causes loss of light transmittance, breakage of interconnecting wire, and so on. The lifetime of PV cells themselves is much longer than PV modules. Furthermore, the manufacturing process of PV cells requires much energy consumption which causes the high cost of PV modules. Therefore, if the recovery of silicon cells is possible with environmentally-friendly and low energy-consumption method from the end-of-life or damaged PV modules, we can reduce the manufacturing cost of PV modules significantly.

From the results of life cycle analysis for PV modules, it was indicated that recovery and reuse of silicon cell from crystalline silicon PV modules is effective [1]. Considering

that electrodes of PV cells are formed at around 200 °C and that encapsulation process of EVA is made at around 150 °C, a process for removal of EVA below 200 °C is desirable. In this paper, we describe the results of experiments on PV cell recovery with organic solvent method.

2. Various Methods for Module Recycling

Nitric acid method, thermal decomposition method and fluidized bed combustion method [2 - 4] were reported by other groups as shown in Table 1.

In these methods, surface electrodes and oxide film are also removed from PV cell by a high temperature process or an acid process. Furthermore, a degradation of PV cell also occurs in the high temperature process.

Therefore, we proposed an organic solvent method under gentle temperature condition (below 200 °C). The problem of this method is cracking of PV cell by the swelling of EVA.

3. Screening of Organic Solvents

Various kinds of organic solvents were tested to find effective ones for dissolution of EVA. EVA samples before and after cross-linking treatment were used.

In the test of before cross-linking treatment, EVA samples (5 x 30 x 0.6mm) were put into test-tubes with solvents of ca. 10ml, left at room temperature for 2 days.

Table 1 Various methods for module recycling

Methods	Recovery target	Treatment condition	undesirable problems	reference	organization, country
Nitric acid dissolution	wafer from module	60 °C - 25hrs	acid waste fluid, NOx gases, re-processing	1994, Bruton et. al.	BP Solar, UK
Thermal decomposition in inert gas	cell from 1 module	520 °C - 90min.	thermal diffusion of silver, degradation of PV cell, NOx gases	1997, Bohland et. al.	Solar Cells Inc., USA
Fluidized bed combustion	wafer from module	450-470 °C - 30min.	re-processing, degradation of PV cell, NOx gases	1998, Frisson et. al.	SOLTECH, Belgium

Then after visual observation, they were heated by a water bath keeping temperature at 80 °C for 10 minutes.

Samples with sandwich structure of aluminum plate (15 x 70 x 2mm) / EVA / aluminum foil were prepared; the cross-linking treatment was made at 150 °C for 10 minutes in a vacuum bag. After putting them into test-tubes with solvents of ca. 20ml, the same procedures with before cross-linking treatment were made.

The results of these tests were shown in Table 2. Many solvents dissolved not-cross-linked EVA when heated at 80 °C, and as for cross-linked EVA, trichloroethylene is found to be most effective solvent when heated at 80 °C.

4. PV Cell Recovery from One Cell Module

In order to confirm the applicability of organic solvent method to conventional PV modules, we prepared "one cell" module (125 x 125mm) samples simulating the superstrate structure. The one cell module has a sandwich structure of glass / EVA / PV cell / EVA / aluminum foil. Here, polycrystalline silicon cell (100 x 100mm) was used as PV cell. After cross-linking treatment at 155 °C for 15 minutes, these samples were put into trichloroethylene liquid, left at room temperature for several days. In this case, the PV cell cracked by the swelling of EVA.

To suppress swelling of EVA, mechanical pressure was applied as shown in Fig. 1 and in Photo 1. To study the effects of suppressing pressure and temperature, the experiments were made under 3 different conditions; the results are shown in Table 3. In the case of one presser glass at 80 °C, after immersing the module in trichloroethylene for 7 - 10 days, we successfully recovered PV cell without any damage.

Additionally, we also tested o-dichlorobenzene as the solvent at 120 °C with a supersonic treatment. The silicon cell was also successfully recovered from one cell module without any damage.

5. CONCLUSION

We successfully recovered the silicon cell without any damage from "one cell" module. The mechanical pressure is important for suppressing the EVA swelling when trichloroethylene is used as the solvent.

REFERENCES

- [1] K. Sakuta, *et. al.*: "Module Recycling for Saving Resources and Manufacturing Cost", Technical Digest of PVSEC-9 (1996) 205-206.
- [2] T M Bruton, *et. al.*: "Re-cycling of High Value, High Energy Content Components of Silicon PV Modules", Proc. of 12th EC-PVSEC (1994) 303-304.
- [3] J. R. Bohland, *et. al.*: "Possibility of Recycling of Silicon PV Modules", 26th IEEE PV Specialist Conf. (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, (1998).

Table 2 Effects of various organic solvents

Solvents	before cross-linking		after cross-linking		remarks
	room temp.	80 °C	room temp.	80 °C	
lacquer thinner	n	DS	n	SW	boiling
acetone	n	DS	n	n	boiling
toluene	SW	DS	SW	SW	
petroleum benzene	n	DS	n	SW	boiling
ethanol	n	DS	n	n	
isopropanol	n	DS	n	n	
methyl ethyl ketone	n	DS	n	SW	
methyl isobutyl keton	n	DS	n	SW	
tetrahydrofuran	SW	DS	SW	SW	boiling
ethylene glycol	n	n	-	-	
trichloroethylene	SW	DS	SW	SP	
glycerine	n	n	-	-	

DS: dissolved, SP: separated, SW: swelled, n: no change, -: no test

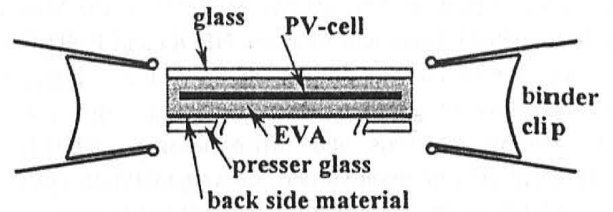


Fig. 1 Structure of 1-cell module

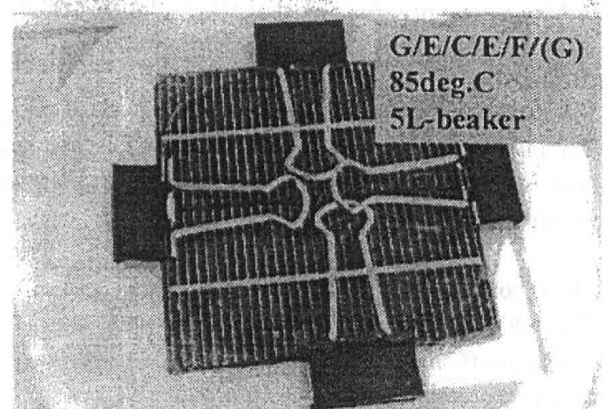


Photo 1 Mechanical pressure by biding clips

Table 3 Effects of mechanical pressure & heat

Condition	results - final cell conditions
room temp., glass x 1	cracked (3-7days)
80 °C, glass x 1	recovered without break * (7-10days)
80 °C, glass x 2	cracked (3-7days)

*: large amount of EVA fractions floated on the surface of solvent

New Stage of Building-Integrated Photovoltaic Systems

Tomoaki Ohba*, Kiyohito Shimabukuro*, Kosuke Kurokawa**, Seiji Wakamatsu***, Mikio Takehara***

* New Energy and Industrial Technology Development Organization

** Tokyo University of Agriculture & Technology

*** Photovoltaic Power Generation Technology Research Association

ABSTRACT

NEDO and PVTEC with 10 companies are conducting development of new stage of building-integrated photovoltaic modules with housing-roof and office-building materials as part of the New Sunshine Project funded by the Agency of Industrial Science and Technology, the Ministry of International Trade and Industry.

In this paper, we introduce the outline of the project, and show the summary of their latest progress.

1. Introduction

As part of the New Sunshine Project sponsored by the Agency of Industrial Science and Technology, the Ministry of International Trade and Industry, NEDO and PVTEC has so far conducted R&D on the "Building -Integrated Modules" where photovoltaic(PV) cells are incorporated into roofing materials and office-building materials to reduce the cost of photovoltaic power generation systems, particularly, further cut materials and installation costs. We started 1997, jointly with 5 groups of 10 companies, a 4-years R&D project for building -integrated new-stage PV modules having new functional and design characteristics.

2. Research Organization

Figure 1 shows the diagram of the research organization.

The results of development in this paper were achieved by about more than 70 researchers who belong to these companies who are parts of PVTEC.

3. R&D contents

The R&D is under way on two types of 5 systems for housing roofs and office-building walls. Each system is summarized as follows:

3.1 Housing roof-integrated PV module

Table 1 shows the targets of these R & D.

Table 1 R&D Targets for Housing roof-integrated PV module

(1)Roof array efficiency	8.5% of higher
(2)Incremental system cost	170yen/W or less

Based on PV module annual production of 100 MW and building-integrated PV module annual production of 10 MW

(1)Highly refractory slab modules

(SANYO Electric Co., Ltd.)

Development of low-cost highly refractory/durable modules suitable for the installation onto private housing and other roofs. Additional efforts include excellent workability and high-voltage output as well as improved space utilization for installation.

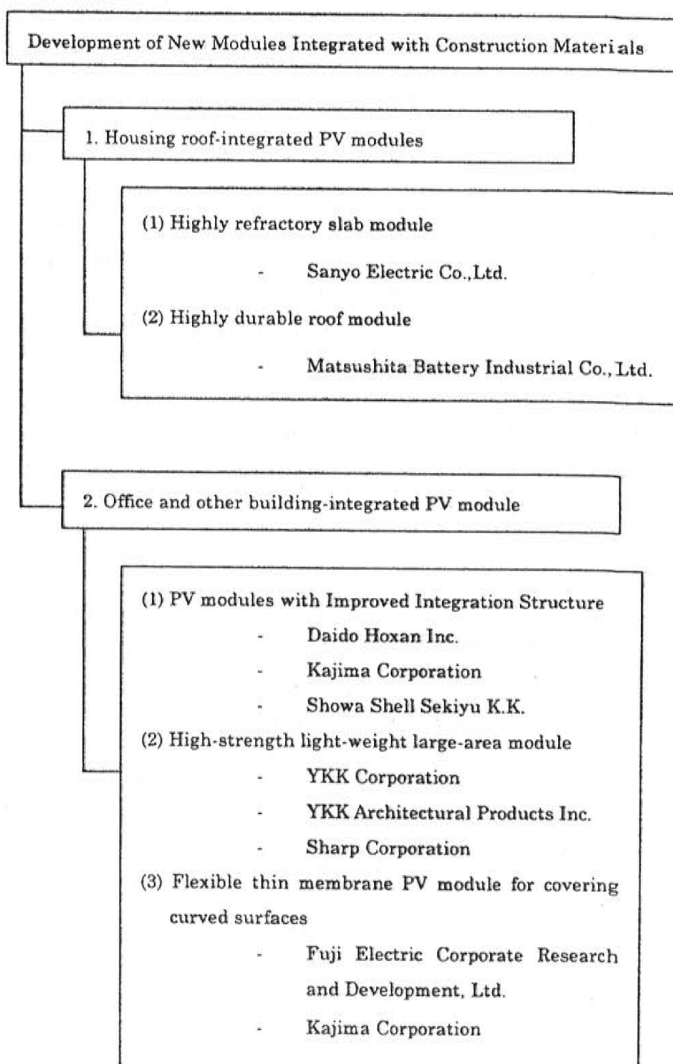


Figure 1. Research and Development Framework

(2) Highly durable roof module (Matsushita Battery Industrial, National House Industrial)

Development of PV modules perfectly incorporated into roofing materials for better workability and lower costs as well as to improve the durability of member materials. CdS/CdTe cells are used.

3.2 Office and other building-integrated PV module

Table 2 shows the targets of these R&D.

Table 2. R&D Targets for Office and other building-integrated PV module

(1) Cost	50,000yen/m ² or less
(2) Incremental system cost	160yen/W

Based on PV module annual production of 100 MW, & building-integrated PV one annual production of 10 MW

(3) PV modules with Improved Integration Structure (Daido Hokusai, Kajima Corporation, Showa Shell Sekiyu K.K.)

Development of building materials-integrated modules based on an improved integration structure in which PV cells are mounted between a glass and façade elements, aiming at the integration of PV modules into various kinds of building materials, with good design and high productivity.

(4) High-strength light-weight large-area module (YKK, YKKAP, Sharp corporation)

Development of PV modules available for diversified applications as PV-incorporated building materials, using aluminum honeycomb panels/aluminum panels as substrates to reduce the weight and increase the strength of large-area modules.

(5) Flexible thin membrane PV modules for covering curved surfaces (Fuji Electric's General Research Institute, Kajima Corporation)

Development of building-integrated flexible PV modules with high weatherability, excellent durability and high strength. Applicable to large-scale membrane structure.

4. Latest progress

(1) Highly refractory slab modules

The bending angle of the steel sheet is reduced to avoid damage to the insulating coating, and an externally applied silicone seal is used.

The reliability of these two types is compared and the results are shown in Figure 2 and Table 3.

(2) Highly durable roof modules

A durable roof module structure is investigated and a prototype of the large roof panel has developed. After several dropping tests considering crane suspension, the system's practical feasibility is confirmed.

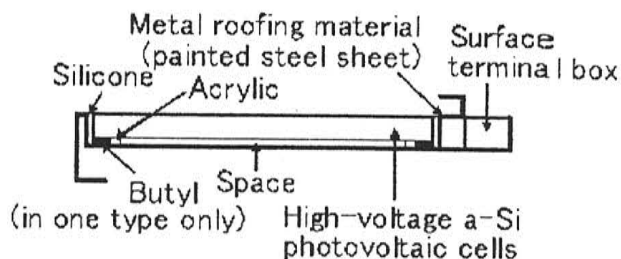


Fig.2 Cross-section of Ring-sealed Module

Table 3 Results of Reliability Test (Insulation, with V_s) *

Seal structure (Ex/Internal)	Reliability Test Items			
	Moisture	Temp. cycle	Temp./Humidity cycle	Salt water spray
Silicone/Acrylic	OK up to 110MΩ	OK	OK	OK
Silicone/Butyl/Acrylic	OK up to 500MΩ	OK	OK	OK

* No drop in electrical output from any sample

** Conforms to JIS C 8917

(3) PV modules with Improved Integration Structure

Basic structures, including filling resin type, hollow structure type and laminate type, are examined. Prototypes of flameless modules using fluorine resin and large-scale laminate structure PV modules of approximately 4m² are manufactured.

(4) High-strength light-weight large-area modules

The structure and manufacturing process of a-Si PV cell are optimized, and a prototype module using large-area (about 1.9m x 2.7m) aluminum honeycomb panels as base plate is fabricated.

The module is designed, in consideration of aesthetic appeals, strength, durability, ease of installation and maintenance, inner wiring connection and assembly. A simulation analysis is made to test module strength.

(5) Flexible thin membrane PV modules for covering curved surfaces

The indoor light environment is using illumination-distribution simulation program considering an indirect light. Details are described in a separate paper.

Data analysis on solar irradiance and performance characteristics of solar modules with a test facility of various tilt angles and directions

Hiroyuki Nakamura¹⁾, Takao Yamada¹⁾, Tadatoshi Sugiura¹⁾ Koichi Sakuta²⁾, Kousuke Kurokawa³⁾

1) Japan Quality Assurance Organization/JQA, Solar Techno-center) 1084-2 Hatsuo-cho, Hamamatsu-shi, Shizuoka, 433-8112 JAPAN

2) Electrotechnical Laboratory / 1-1-4 Umezono, Tsukuba-shi, 305-0045 JAPAN

3) Tokyo University of Agriculture and Technology / 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 JAPAN

ABSTRACT

We examined and evaluated the output characteristics and the output lowering factors of modules installed under various conditions (module directions and tilt angles) based on the data collected at the multi-position test facility, which was produced and installed in order to conduct evaluation using design parameters (correction coefficient.) This report introduces example data and the results of our evaluation.

1. Introduction

In general, Japanese residential photovoltaic (PV) systems are equipped on the tilt roof, but it is necessary for PV arrays to utilize several tilted roofs because a roof area is rather small with different directions. Although it is important to establish a performance estimation technology on composition of each array output power, while such a technology has not been established. yet. It is our aim to establish a simulation technology acquiring composition performance of multi-plane arrays based on the existing technologies that simulate solar irradiance and output power of each individual array. In order to accumulate the basic data needed to develop the simulation technologies, a multi-position test facility was produced at JQA Solar Techno-Center (Hamamatsu City, Shizuoka; at latitude 34.45 degrees, longitude 137.4 degrees), where mono-crystal solar cell modules and pyranometers were installed in three tilted angles and six directions, 13 patterns in total. Then, the measurement of solar irradiance, the module temperature, and I-V characteristics values was started.

This report shows the evaluation results of modules' output power and performance ratio, based on the data (daily-report level) acquired at modules of 13 different installation patterns on sunny days.

2. Multi-position Test Facility

(a) The basic specification of multi-position test facilities

Figure 1 shows a photograph of the outside view of the multi-position test facility. The most frequently employed solar cell modules (single crystal modules) in residential PV systems were selected to be used at the facility and installed in six different directions (east, southeast, south, southwest, west, and north) with three tilt angles of 0, 30, and 90 degrees. The angles of the modules are adjustable at a 10-degree interval between 0 and 60 degrees.

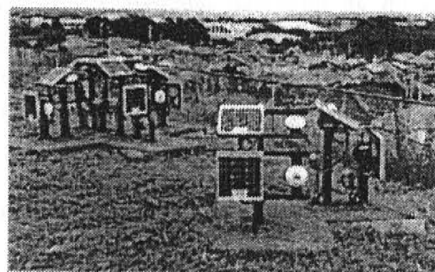


Fig.1: View of test facility of various tilt angles and directions

(b) Data measurement

In order to measure the I-V characteristics values of 13 modules as simultaneously as possible, the scanning time of each module was limited to 1 - 2 seconds. At the same time, the solar irradiance and module temperatures were measured with the pyranometers (manufactured by EKO Instruments Trading Co.,Ltd.MS-401 : ISO 9060 First class) with thermocouple(CC-Cu.) The I-V characteristics values include the open circuit voltage, the short circuit current, and the maximum power¹⁾ of each module measured with an I-V curve tracer. It is also possible to measure the I-V characteristics values of randomly selected modules that are connected in series (maximum 6 modules.)

3. Examples of Collected Data and the Evaluation

(a) An example of the daily trend of irradiance

Figure 2 shows irradiance trend acquired at the test facilities (solar elevation of south top 43.1° (date of 17-Feb-1998))

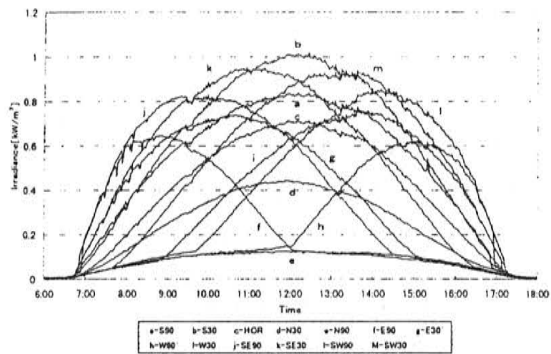


Fig. 2: Irradiance trend (17/2/1998)

(b) Module output power

Figure 3 shows the module output power of each module on six sunny days, with the least solar radiation fluctuation, that is, Sep. 8, Oct. 25, Nov. 14, Dec. 24 in 1998 and Jan 20, and Feb. 6 in 1999. The nominal output of the modules installed at the facility is 12 W. The module output power divided by nominal output equals to the module operating hours under the module standard test condition (irradiance 1 kW/m², the module temperature 25 °, air mass 1.5.) The figure indicates that the module at a 30-degree angle facing south generates the higher power regardless of the seasonal difference. It also shows that the module installed at a 90-degree angle facing north generates the least power and that the output of the module at a 30-degree angle facing north largely varies by the season. The output power in December, due to its the low solar altitude, was only about a quarter of that in September. It can be said that the module output power varies depending on the seasons, directions, and tilt angles.

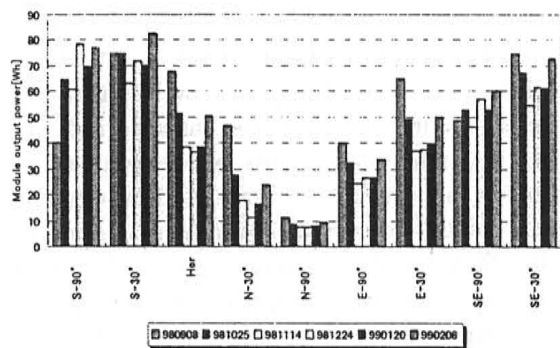


Fig. 3: The module output power with various directions and tilt angles

(c) Module performance ratio K_A

In order to understand the operation conditions of the system, one of the performance indexes, that is, array performance ratio, was applied to the results of module operation and the module performance ratio was defined with the following equation. The module performance ratio K_A equals to the module yield ($=E_A/P_{AS}$), of the output converted into the standard test condition divided by reference yield ($=H_A/G_S$)

$$K_A = (E_A / P_{AS}) / (H_A / G_S)$$

- Notes) E_A : Module output power
- H_A : solar irradiation
- P_{AS} : module output at the standard test condition
- G_S : Irradiance at the standard test condition (1 kW/m²)

Figure 4 shows the module performance ratio of modules with various seasons, installed directions, and tilt angles on sunny days, with the least radiation fluctuation (Sept.8, Oct.25, Dec.24 in 1998, Jan.20, Feb.6 in 1999, 6 days in total.) The Figure indicates that the module performance ratio, except for that of the one installed at a 30-degree angle facing north, is the largest in February. One of the reasons for this is due to the efficiency loss by the temperature increase and is the smallest in February and the largest in September. The module performance ratio except for that at a 30-degree angle facing north fluctuates in the lower range than other days. Other possible factors that lower the module performance ratio are solar incident angle, spectrum, and the dirt on the surface of the modules. The main factor that lowered the coefficient of modules at a 30-degree angle facing north in December '98 is considered to be the effects of reflection due to small solar incident angles. It is clearly seen in the Figure that solar elevation is higher in September than in February, the output power loss due to smaller the solar incident angles, and the array performance ratio at a 30-degree angle facing north is higher than any other month.

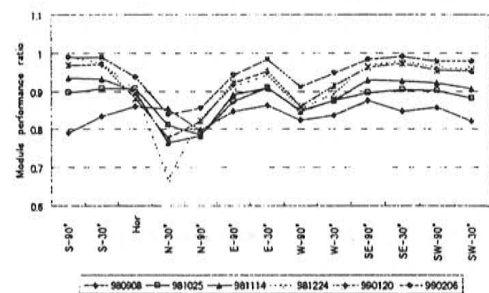


Fig. 4: Module performance ratio under various directions and tilt angles

4. Summary

In this report, an evaluation and study was conducted on typical data based on the daily-reports acquired at the multi-position test facility on sunny days. We will continue to obtain the data in long terms (based on monthly- and annual-reports) from now on in order to conduct an evaluation in terms of energy. In order to develop a multi-plane array composition simulation technology (serial-parallel connection array I-V curve composition method), it is necessary to consider the existence of bypass diode and the unbalance of electrical characteristics among modules and to cross-check the measurement data and simulation results.

5. REFERENCES

[1] JIS C 8914-1989 Measuring Method of Output Power for Crystalline Solar Cell Modules

Peak-Power Reduction With 100kW PV and Battery Hybrid System at Shonan Institute of Technology

Hiroshi Nagayoshi¹, Kosuke Kurokawa², Takanori Ohashi³, Hajime Nishita³, Takashi Deguchi³

1. Shonan Institute of Technology, 1-1-25, Nishikaigan, Tsujido, Fujisawa, Kanagawa, Japan;
tel: +81 466 34 4111; fax: +81 466-35-8897; e-mail: nagayosi@elec.shonan-it.ac.jp
2. Faculty of Technology, Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16 Nakamachi, Koganei, Tokyo 184, Japan
3. Nippon Denchi Co., Ltd.
1-8-1 Nishi-Shinbashi Minato-ku Tokyo 105, Japan

Abstract

The 100 kW photo-voltaic and 345 kW battery hybrid system introduced in 1998 at Shonan Institute of Technology as a emergency power source unit having a novel peak cut operation mode to reduce the peak electric power consumption in summer season have been investigated. The days over 1300 kW of power consumption in the Institute appeared around the middle of July. The peak power consumption in the day at summer season appeared around 2 o'clock, which deviates from the peak time of photo-voltaic power generation, however power consumption peak was effectively decreased by using this hybrid system. Effective peak cut of 7% power consumption was confirmed.

1. Introduction

Shonan-Institute of Technology has decided to built their new production unite according to their environmental friendly rules and for contribution for local peoples when disaster happens. This system was completed in 1998 as the first and the biggest utility connected photo-voltaic and battery hybrid system in Japan. Furthermore, this system is equipped with the peak reduction mode to cut the peak energy consumption in summer season. This paper provides the first operation and analytical results of this system.

2. System Configuration

The system consists of 100 kW PV array, two 50 kW bidirectional inverter units, 345 kWh lead battery and it's control units. The photos of PV array and inside of the outdoor cubicle are shown in Fig.1 and 2, respectively. Usually, this system works as a normal utility connected 100 kW PV system to assist the energy demand in the Institute. The 100 kW PV array was mounted on the roof of the building whose structure was reinforced against earthquake. To reduce the peak electricity in summer season, this system provides total 100 kW of electricity from the PV and the battery to the load. This means that

this peak cut operation contributes to press down the contract cost to the electric power company as well as contribute to the reduction of the demand of electric power in summer season. If the demand company, who generally monitors the power consumption in the Institute, forecasts the power consumption will over the threshold value, they transmit the peak cut operation command to the control unit of PV system in the institute using telecommunication line. In addition, the institute works as a refugee for local peoples when disaster happens. In such a case, electric power will be provided from the combination of batteries and PV array working as an emergency power generator to the gymnasium when electricity supply from the utility is interrupted. The battery can supply an electric power of about 30kW, 10 hours.

3. Operating Results

Figure 3 shows the peak power consumption of the Institute in the year. The peak power consumption mainly depends on the events in the institute and temperature. After the rainy season, July and August are the hottest period in the year. The increase of electricity consumption by air-conditioner mainly leads the maximum peak in the year. Thanks to the summer vacation, the number of the days whose electric power consumption over 1300 kW was limited below 10 days in the year. However the contract deposit with the electric power company is fixed by the highest peak power consumption value in the year. If these peak power consumption decreased, the contract cost can be pressed down.

Figure 4 shows the battery current, inverter output, photo-voltaic output on the peak cut operation. The threshold power of peak cut operation was 1300 kW. The inverter output indicates 100 kW when the power consumption over the 1300 kW. This means that total electricity of 100 kW was provided from the combination of battery and PV. After the discharge for peak-cut operation, the battery was normality charged from the utility. Figure 5 shows the result of peak cut operation against the power consumption. The peak power

consumption in summer season appeared around 2 o'clock, which deviates from the peak time of photo-voltaic power generation whose peak appears at 12 o'clock. However, power consumption peak was effectively decreased by using PV and large capacity battery hybrid system. Effective peak cut of 7% electric power consumption was confirmed.

4. Conclusions

Peak power reduction effect with 100 kW photo-voltaic and 345 kW battery hybrid system introduced in Shonan Institute of Technology has been investigated. The number of the day over 1300 kW of power consumption in the Institute was less than 10 in the year. Hence, the battery can be used for years for peak cut operation without degrades its lifetime. The peak electric power consumption was effectively reduced using PV and large capacity battery hybrid system.

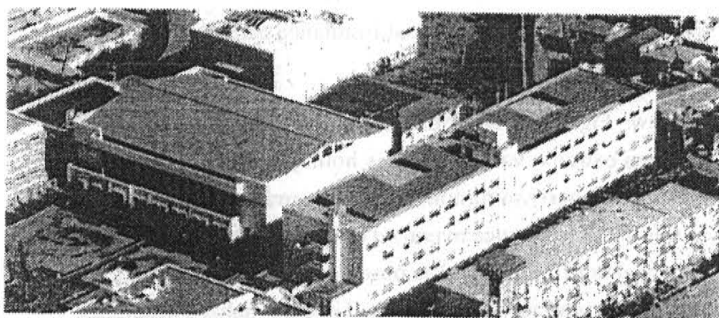


Fig.1 100 kW PV array on the top of the building

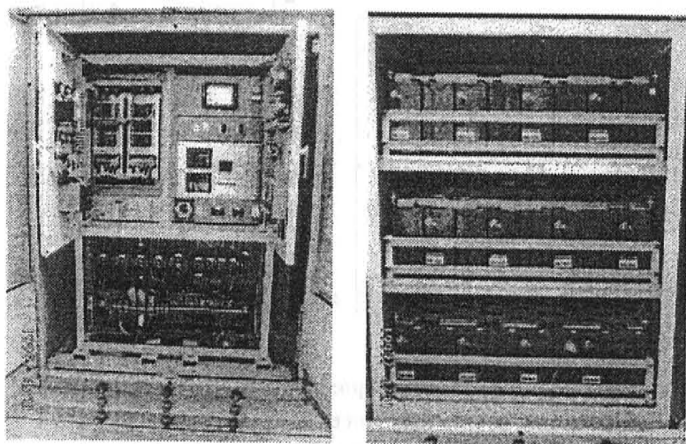


Fig.2 Inverter and battery units in the outdoor cubicle

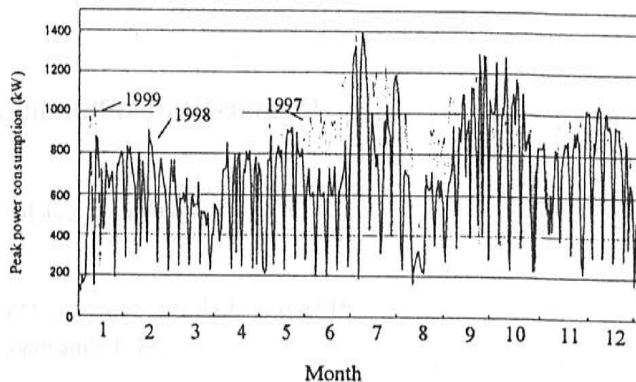


Fig.3 Electric power consumption in the Institute

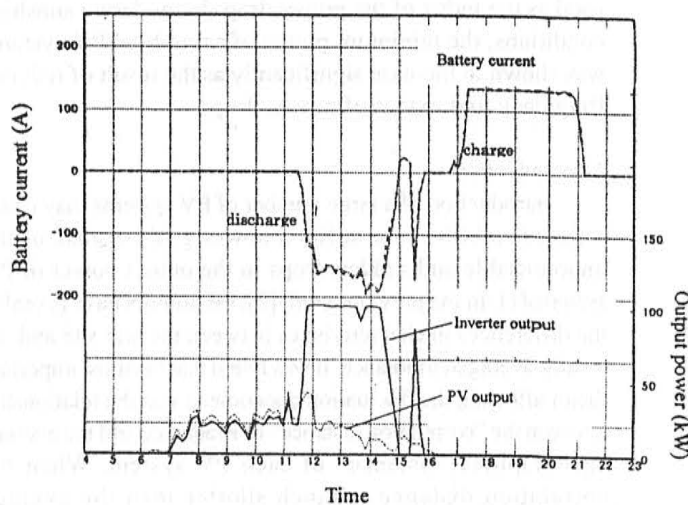


Fig.4 Battery current and output power on the peak cut operation

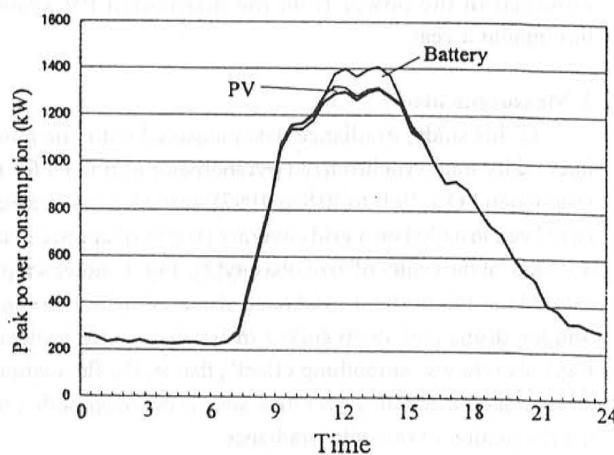


Fig.5 Peak power cut by peak cut operation.

Enhancement of Minimum Power in Distributed PV systems

Kenji Otani*, Koichi Sakuta*, and Kosuke Kurokawa**

*Electrotechnical Laboratory, **Tokyo University of Agriculture & Technology
1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305, Japan

ABSTRACT

Two years simulation were done to estimate the maximum possible power drop due to rapidly moving clouds. The minimum power of the total PV output was used as the index of the power drop. In moderate sunshine conditions, the minimum power of assembled PV systems was shown to increase significantly as the result of reduced frequency and extent of power drops.

1. Introduction

Introduction of a large number of PV systems may cause reduced stability in a utility's power grid because of the unpredictable and sudden drops in the output power of PV systems[1]. In the previous study[2], the authors have revealed the differences in characteristics between the one-site and the areally-averaged irradiance. It was found that the most important factor affecting the fluctuation phenomena was the relationship between the "correlation distance" of irradiance and the average "geographical distance" of each PV system. When the correlation distance is much shorter than the average geographical distance, the standard deviation of variation in areal irradiance has the minimum value, as is statistically expected for stochastically independent populations. Since the correlation distance of irradiance tends to be short when significant changes occur, a marked increase in stability is observed in the power from the distributed PV systems throughout a year.

2. Measurements

In this study, irradiance data measured with one minute interval by nine synchronized pyranometer terminals for two years (from 1 Oct. 1995 to 30 Sep. 1997) are used. These terminals have been installed on a grid covering an area of approximately 4 x 4 km² at the center of Tsukuba city[2]. Fig. 1 shows a typical example of intermittent irradiance observed by the terminals. Sudden drops and steep spikes of irradiance are indicated. Fig.1 also shows "smoothing effect", that is, the fluctuation of the averaged irradiance over nine sites is much smoother than the fluctuation of one-site irradiance.

The smoothing effect is confirmed from a different point

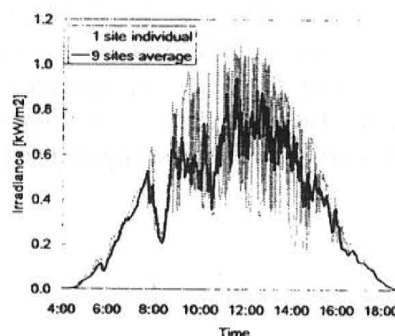


Fig. 1: Example of intermittent irradiance caused by passing clouds

of view. Fig. 2 presents duration curves of a statistical value and two extreme values, such as hourly average of one-site irradiance, hourly minimum of one-site irradiance and hourly minimum of irradiance averaged over nine sites. Each value is extracted from irradiance data observed between the time 12:00 and 12:59 each day, and is converted into normalized irradiance value, namely, "clearness index", which is defined as the ratio of the global irradiance to the horizontal extraterrestrial irradiance.

The hourly minimum value simply represents the minimum

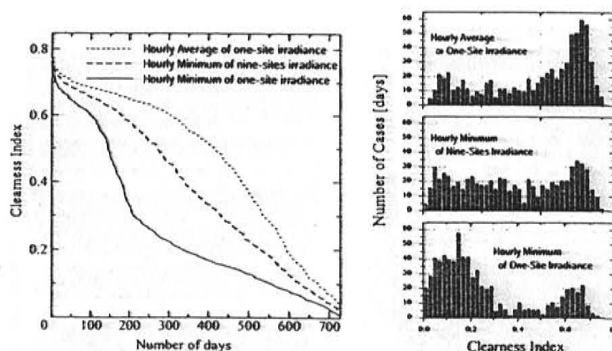


Fig.2: Duration curves and frequency distribution of hourly average of one-site irradiance, hourly minimum of one-site irradiance and hourly minimum of irradiance averaged over nine sites at 12 p.m.

of sixty data measured with one minute interval. Since the instability is exaggerated, it may not be an appropriate indicator in the performance analysis of PV systems. As shown in Fig.2, irradiance drops and leaps very often at least once during an hour, while the combined irradiance has much less chances of steep drops.

3. Simulation Description

Converting global irradiance into in-plane irradiance

Since the data obtained with our nine synchronized pyranometers are global irradiance, it is necessary to convert them into total irradiance in order to estimate power from tilted PV arrays. Global irradiance data are first separated into direct beam irradiance and diffuse irradiance. The ratio of diffuse irradiance to global irradiance is estimated by Erbs' equations[3]. Perez's diffuse irradiance model[4] is used to estimate diffuse irradiance on a certain tilted surface accurately. Constant ground albedo of 20% is used for estimating reflection irradiance.

Calculating the correlation distance of irradiance

The correlation distance L_c is calculated by applying the data sets of correlation between irradiance measured with two pyranometers to the equation as follows;

$$r_{i,j} = \exp\left(-\frac{d_{i,j}}{L_c}\right) \quad (1)$$

where,

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

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

L_c : Correlation distance

The correlation distance of irradiance depends on the weather condition, as is easily expected.

Estimating the minimum power of combined PV systems

The hourly minimum power of combined photovoltaic systems is estimated for every hours in two years using a hypothetical equation as follows;

$$P_{Min} = P_{Ave} - 2 \times \sigma_P \quad \dots \quad (\text{if } \sigma_P < 0 \text{ then } P_{Min} = 0) \quad (2)$$

The hourly average power of nine-sites combined is assigned

to P_{Ave} . Standard deviation σ_P was estimated by the following equation;

$$\sigma_P = \frac{\sigma_{P1}}{\sqrt{n}} \sqrt{1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n r(P_i, P_j)} \quad (3)$$

where, n : number of PV systems, σ_{P1} : standard deviation of power of individual PV system, $r(P_i, P_j)$: correlation coefficient between two PV systems, P_i and P_j . By

substituting equation (1) into equation (3), σ_P is expressed as a function of number of systems, correlation distance and mutual distance among systems.

4. Results and Conclusion

Two years simulation mentioned above is done to estimate the possible power drop due to rapidly moving clouds. Figure 3 shows one of the results of the simulation. One thousands PV systems with 3 kW output each (total 3MW) are assumed to be installed in a circle area whose radius is 3 kilometers. Each PV array inclined 35 degrees and faces to the south, and the performance ratio of the system is assumed to be 0.75. The location of each PV

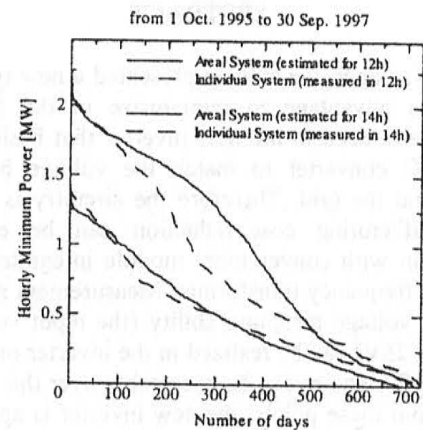


Fig. 3: Duration Curves of hourly minimum of individual PV system (measured) and of 1000 combined PV systems (estimated) at 12 p.m. and 14 p.m.

systems is selected randomly under a certain geographic restriction.

In moderate sunshine conditions, the minimum power of distributed PV systems is shown to increase significantly as the result of reduced frequency and extent of power drops. It is found that the expansion of the number of PV systems connected to the utility's grid does not reduce the stability of the network but enlargement of reliable power capacities.

REFERENCES

- [1] H. G. Beyer et al. : "Grid integration of roof mounted PV systems at high penetration rates", Proceedings of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1994) 1108-1111.
- [2] K. Otani et al. : "Statistical smoothing of power delivered to utilities by distributed PV systems", Proceedings of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion (1998) 2530-2533.
- [3] D. G. Erbs et al., Solar Energy, 28-4 (1982) 293.
- [4] R. Perez et al. : "A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces", Solar Energy, 39-3 (1987) 221-231.

FURTHER IMPROVEMENT OF A TRANSFORMERLESS, VOLTAGE-BOOSTING INVERTER FOR AC MODULES

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

*Tokyo University of Agriculture & Technology (TUAT)
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

** Shonan Institute of Technology
1-1-25, Nishikaigan, Tsujido, Fujisawa, Kanagawa, 251-8511, Japan

ABSTRACT

In this paper, the authors presented a new type inverter which has advantage to miniaturize in the future. One inductance is used in the new inverter that basically works as DC-DC converter to match the voltage between PV module and the grid. Therefore the circuitry is simple and the manufacturing cost reduction can be expected in comparison with conventional module integrated converter with high frequency transformer. Measurement results show that wide voltage matching ability (the input voltage range more than 25V) can be realized in the inverter operation and obtained efficiencies can be acceptable over the wide power range. From these points, the new inverter is applicable for AC module use.

1. Introduction

PV systems composed of AC modules have a lot of advantages compared with traditional central inverter and have become popular. However, these systems require a large number of module integrated inverter (MIC) to attain these scales. Furthermore, MIC should satisfy low manufacturing cost, compactness and high performance and reliability. Because these small inverters are located at limited places, such as the back surface of PV modules. For MICs, there are several voltage matching methods which were suggested [1]. Commonly, a transformer is used for matching voltage between PV module output and the grid. The miniaturization of conventional MICs is realized by making use of high frequency conversion circuit for reducing transformer size. But this concept makes the main circuit of the inverter complicated.

To avoid this problem, the authors proposed a module integrated boosting converter (MIBC) which is designed with the concept of back boost DC-DC converter [2]. In this paper, the basic performances of the transformerless inverter which has been improved the main circuit are estimated.

2. Description of the improved power section

To match the voltage without the transformer, the new inverter works as the back boost DC-DC converter which is generally used for switching regulator that can output the opposite pole voltage from the input power source.

Fig. 1 shows the power section and the switching

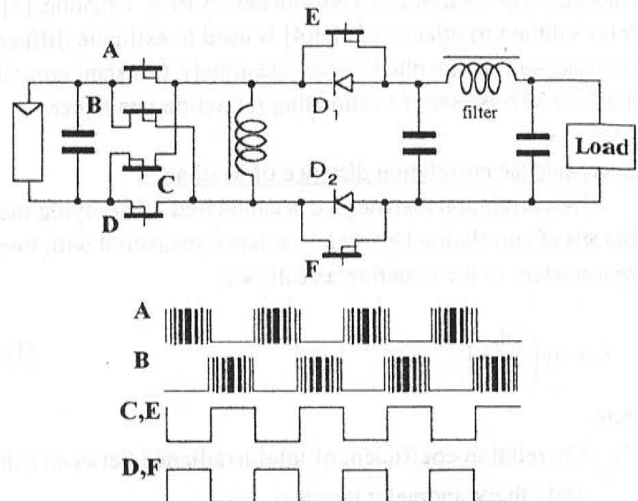


Fig. 1 Principle of the MIBC and switching waveforms

waveforms for all switch elements in MIBC.

The inverter capacity was designed as 50W and MOSFETs were used for the switch elements. The switch A, D, F and B, C, E are alternately switched at 50Hz. When A, B is on respectively these switches are modulated by Pulse Width Modulation (PWM) which controls output voltage waveform. High frequency range between 50kHz and 100kHz can be adapted to PWM. The positive half-wave of the output sinusoidal wave is generated when switch B is driven by PWM and C, E are on.

The relations between the input voltage V_{in} and the output voltage V_{out} can be described equ. (1) using the period of switch on (T_{on}) and off (T_{off}). Because MIBC employs the boost characteristic of back boost DC-DC converter.

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

This equation means that wide voltage matching ability can be realized by adjusting duty cycle of the main switch. The greatest characteristic of MIBC is that it has only one stage to convert from DC voltage that PV module outputs to nominal AC voltage. The conventional MICs have two stages to generate AC power.

3. Control topology

Currently, the developed inverter operates in stand-alone mode. However, it is necessary to change the controller which can manage the current control type when the proposed inverter applies to AC module. The control circuit diagram is shown in Fig. 2

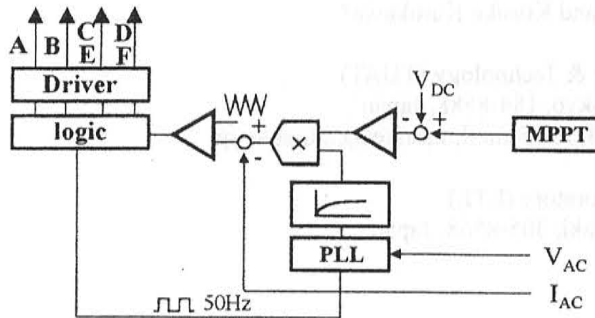


Fig. 2 Control circuit diagram

The relation between duty ratio and output voltage marks the non-linearly in order to follow equation (1). To manage this relation, it is necessary to include a non-linear amplifier in the control circuit.

4. Measurement results

As the mentioned above, the developed inverter which can operate in stand-alone was breadboard and some basic characteristics are measured.

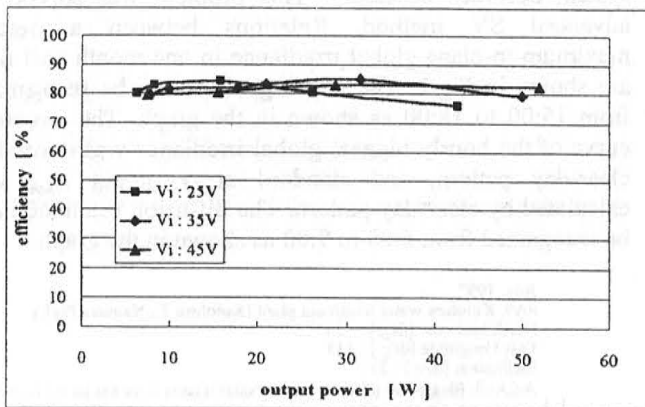
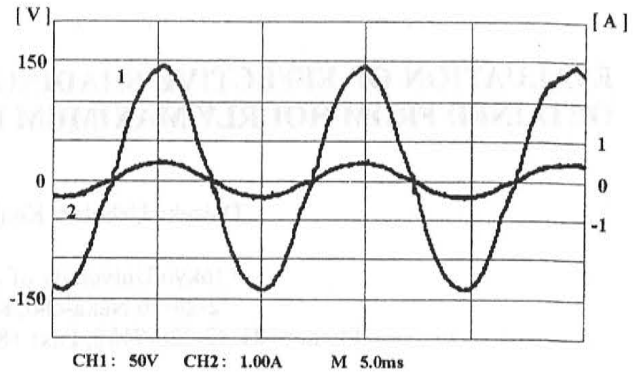


Fig. 3 Power conversion efficiency

It was confirmed that the boosting ratio has reached about six times even in the inverter operation. Using this result, the power conversion efficiencies were measured at the input voltage 25V, 35V, 45V respectively (Fig. 5). These efficiencies include losses caused by output filter.

The observed shape shows that at the input voltage of more than 35V, an efficiency of over 80% seems feasible over the whole power range. A maximum efficiency of 86% is measured at 0.6 rated capacity.

Fig. 4 gives the output waveforms (voltage, current) of the load. The oscillograms show that output waveforms are scarcely distorted. Fig. 5 gives harmonic contents of output voltage during stand-alone operation at the input voltage



CH1: 50V CH2: 1.00A M 5.0ms

Fig. 4 Output waveforms (5ms span)

Trace 1: Voltage (100V) Trace 2: current (0.32A)
Input voltage : 35V

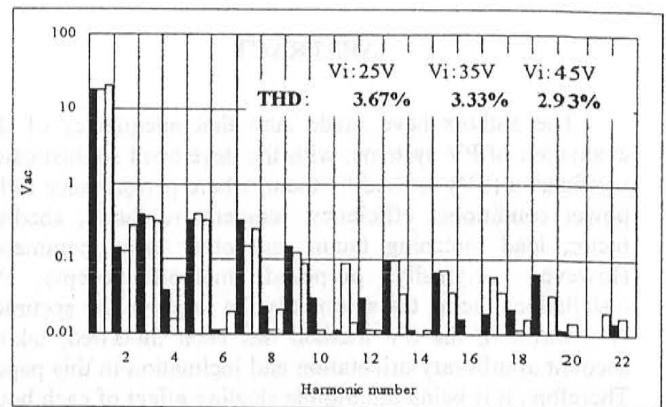


Fig. 5. Harmonic contents of output voltage (at output power about 30W constant)

25V, 35V, 45V respectively.

This result shows that Total Harmonic Distortion (THD) is less than 4% at all input voltages and each harmonic is also less than 2.2%.

5. Conclusion

The authors presented a new concept of a transformerless inverter which has potentials to overcome disadvantages of the conventional small inverters.

From the stand-alone experiments, the performances of the transformer less inverter are not inferior to the traditional MIC. The same performance is expected to operate the current control type. Therefore, the proposed concept is available for AC module.

REFERENCES

- [1] K. Kurokawa, et al : Solar Energy Materials and Solar Cells 47 (1997) 243-250
- [2] M. Kusakawa, et al : "A New type of Module Integrated Converter With Wide Voltage Matching Ability", 2nd WCPEC, Vienna, Austria (1998) 2104-2107

EVALUATION OF EFFECTIVE SHADING FACTOR BY FITTING A CLEAR-DAY PATTERN OBTAINED FROM HOURLY MAXIMUM IRRADIANCE DATA

Daisuke Uchida*, Kenji Otani** and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture & Technology (TUAT)
 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan
 Phone: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729, E-mail: nasuke@cc.tuat.ac.jp

**Electrotechnical Laboratory (ETL)
 1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan

ABSTRACT

The authors have made sure that adequacies of the evaluation of PV systems, with the developed sophisticated verification (SV) method by them, where performance ratio, power conditioner efficiency, temperature factor, shading factor, load matching factor and other array parameter. However, originally proposed method accepts PV installations facing the south only. To improve the accuracy of evaluation, the SV method has been modified, taking account of arbitrary orientation and inclination in this paper. Therefore, it is being intelligible shading effect of each hour. The evaluation of PV systems has been precisely with the result that. The mean shading losses in FY1997 in Japanese 104 systems were estimated 4.7 %. A maximum value of shading losses reached 13.1 %.

1. Introduction

The evaluation of actual operational PV systems seems to be very important in order to attain the diffusion of more reliable the various PV technologies for the future; a design and a location of PV systems, operational character, and so on. In Japanese Field Test (FT) Project, 180 of PV systems have provided basic monitoring data at the end of FY1998. The items of the data were carefully selected enough to evaluate PV system's performance. They are as follows; horizontal global irradiance, in-plane global irradiance, ambient temperature, array output and PV system output etc.. Although in-plane irradiance data are essential to estimate the total input of energy into PV arrays, some of the PV systems have not monitored neither in-plane irradiance nor PV cell temperature because of insufficient funds to install extra instruments in addition to a pyranometer for horizontal global irradiance measurement. The authors have improved the irradiance estimation for SV method, therefore the shading effect was became precisely.

2. Irradiance estimation and evaluation of shading factor for SV method

SV method

The SV (sophisticated verification) method developed by the authors [1][2]. The actual operational PV systems data

are divided into the loss factors by SV method; 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} .

Clear-sky irradiance estimation

Almost PV systems were recorded in-plane global irradiance, but few systems were recorded only horizontal global irradiance. As for the data on horizontal global irradiance, the estimation of in-plane global irradiance corresponding to the inclination and the azimuth of that system becomes necessary. This problem was solved by advanced SV method. Relations between a certain maximum in-plane global irradiance in one month and time are shown in Fig.1. The shading effect can be recognized from 15:00 to 18:00 as shown in the graph. The envelope curve of the hourly biggest global irradiance was quoted as clear-day pattern, and standard array output E_{Ath} was calculated by clear-day pattern. The diffusion irradiance can be recognized from 6:00 to 9:00 as shown in the graph.

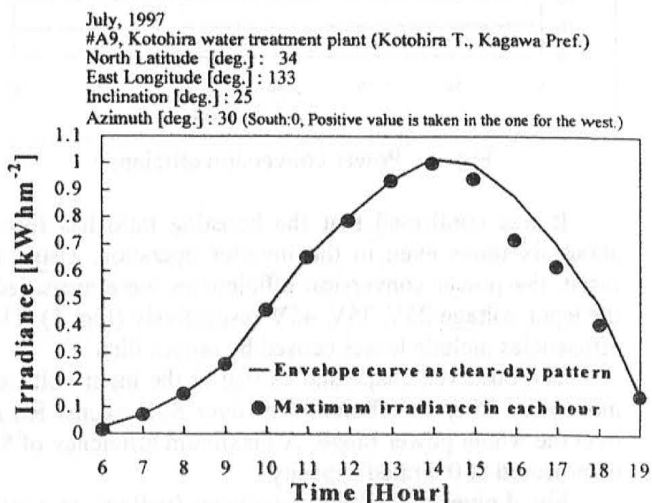


Fig.1 Maximum in-plane global irradiance - Time

Evaluation of shading factor

The shading effect is calculated by comparison of aforementioned standard array output E_{Ath} and actual measured array output. The shading factor K_{HS} detected in

an actual measured array output maximum values E_{Am} for hourly period. If a diffused component of clear-day irradiance is assumed 20 %, the shading factor can be calculated by " $K_{HS} = (E_{Am} - 0.2 E_{Ath}) / 0.8 E_{Ath}$ ". When it is no shading (only diffusion irradiance), the shading factor is 1. The hourly shading factor by Kotohira Water Treatment Plant is shown in Fig.2 (June 30, 1997). Although shading factor was 1 from 6:00 to 11:00, it fitted as time of Fig.1. Efficacy of shading factor in various inclinations and azimuths of each PV system is recognized by Fig.1-2.

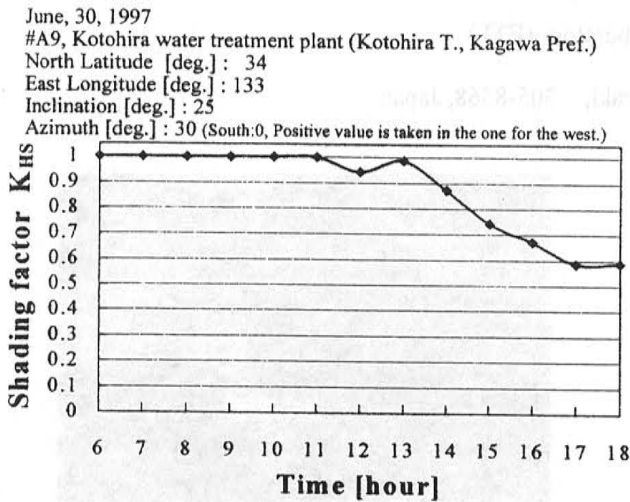


Fig.2 Shading factor K_{HS} - Time

3. Evaluation result of 104 PV systems in Japan Shading Losses for 104 PV systems

Figure.3 shows the histogram of shading losses λ_{HS} on PV system in FY1997. The average of shading losses in 104 PV systems was 4.7 % in FY1997. For your Information, the average of λ_{HS} was 4.2 % in FY1996 (71 systems). 19 systems were indicated the shading losses of 6 to 10 % and 5 systems of 10 to 14 % in the Fig.3. Most value of λ_{HS} was less than 6 %. A maximum value of shading losses was estimated 13.1 %. The shading losses λ_{HS} was calculated by " $\lambda_{HS} [\%] = (1 - K_{HS}) \times 100$ ".

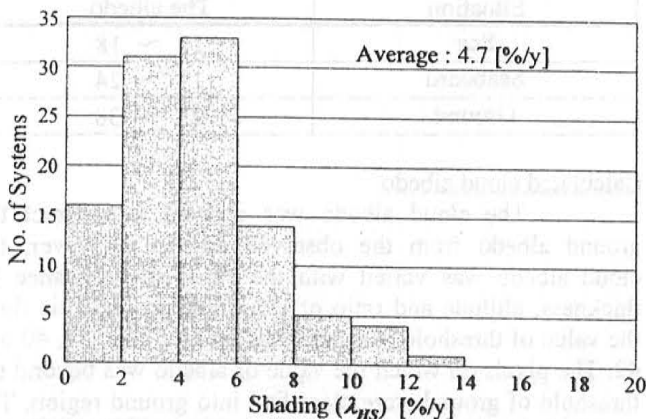


Fig.3 Histogram of shading losses in Japan (FY1997)

Overall Losses and performance for 104 PV systems

Overall results for SV method include aforementioned shading losses. This result was shown in Fig.4. The average

of system performance ratio K was 71.5 % in FY1997 (104 systems). For your Information, the average of inverter losses λ_C was 6.8 %, the average of load mismatch λ_{PM} was 4.7 %, the average of efficiency decrease by temperature was λ_{PT} 2.0 % and the average of other losses λ_{PO} was 10.2 %. Although λ_{PO} includes soiling on module surface, incident-angle-dependent reflection losses and array circuit unbalances losses, incident-angle-dependent losses are a major parameter in λ_{PO} .

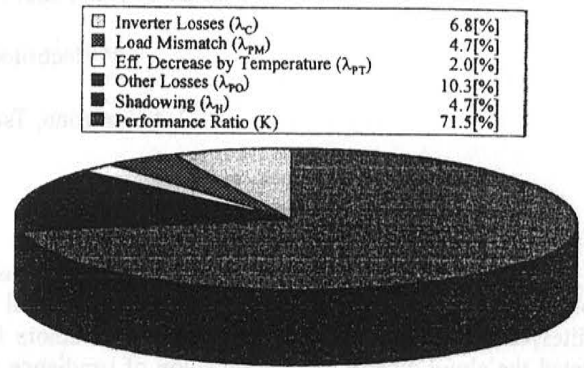


Fig.4 Overall results for 104 PV systems of the Japanese Field Test (FT) Project in FY1997

4. Conclusion

The authors developed the SV (Sophisticated Verification) method and evaluated actual operating PV systems data in the FT Project by SV method. In this study, the algorithm of estimating the shading loss was improved and certified. It was used the time series analysis. The method of aforementioned evaluation will be important about a design and a location of PV systems. At present, we have evaluated PV system data in FY1998 (154 systems).

ACKNOWLEDGMENT

This study is very much concerned with the activities of both FT project and New Sunshine Program conducted by NEDO. A monitored PV systems data are collected by JQA under NEDO. Finally, the authors appreciate people in the both programs for their heartfelt supports.

REFERENCES

- [1] K.Kurokawa, H.Sugiyama, D.Uchida, K.Sakamoto, T.Ohshiro, K.Otani, K.Fukasawa : "Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program", WCPEC-2, 2nd World Conf. On Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, 6-10 July, (1998).
- [2] 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 (8th International Conference on Solar Energy in High Latitudes), Edmonton, Canada, 11-14, Aug. (1999), Session 17.

Hourly Forecast of Global Irradiation Using GMS Satellite Images

Hironari Taniguchi*, Kenji Otani** and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture & Technology (TUAT)

2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan

**Electrotechnical Laboratory (ETL)

1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan

ABSTRACT

This paper describes the method for forecasting solar irradiance by using Geostationary Meteorological Satellites(GMS) images. As the first attempt the authors forecasted the cloud albedo for a basic study of irradiance estimation by estimating driving drift vector of clouds using GMS images. A new procedure was also proposed for removing the effect of ground albedo, which disturbs cloud movement analysis. This time, the cloud albedo was estimated and verified. Root-mean-square error of estimates was 7.04 for hourly, 13.32 for daily and 20.15 for monthly.

1. Introduction

The knowledge of the available solar irradiation at the earth's surface is essential to many solar power systems in terms of their design, site selection, and performance efficiency. However, the irradiation measurement networks at ground level are not enough to get reliable information on the solar energy distribution. On the other hands, the GMS have provided the images of cloud fields over the whole surface of the earth. The main cause of an irregular change in the irradiation at the ground level is effect of the clouds; therefore, the methods for estimating the irradiation by using the GMS images may be very useful.

2. Measurement

This time, the authors used GMS images, which covered a region between 20° S and 70° N in latitude and between 70° E and 160° E in longitude. The wavelength that is the visible portion of the spectrum by GMS radiometer hardly concerned absorption of the atmosphere. Therefore only the reflection of irradiation from the object was considered. The GMS images were affected by the relationship of relative position between sun and object. The albedo observed by the GMS images could be suitable for a statistical analysis using different images. Fig.1 shows the four spots from which data using this analysis were extracted.

3. Analysis

Classification of ground albedo

The albedo observed by the GMS images were constituted of the cloud and ground albedo on the assumption that the simple atmosphere model composed by the clo-

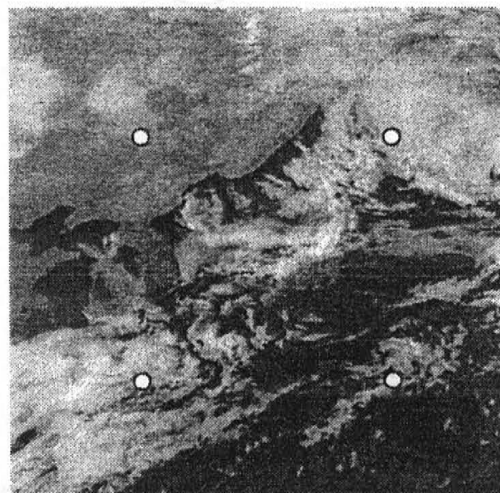


Fig.1 The example of the GMS image used for the forecast

uds and ground[1]. The ground albedo was assumed as the minimum value of albedo observed in a week. The samples of ground albedo estimated are shown in Table.1. This albedo was observed monthly images from January 1 to 31 in 1999.

Table.1 A classification of the ground albedo

Situation	The albedo
Sea	12 ~ 18
Seaboard	19 ~ 24
Ground	25 ~ 30

Calculated cloud albedo

The cloud albedo was derived to subtract the ground albedo from the observed albedo. However, the cloud albedo was varied with the cloud transmittance by thickness, altitude and ratio of cloud and so on. This time, the value of threshold assumed was set at albedo 38, 40 and 42. The pixels on which the value of albedo was beyond the threshold of ground were classified into ground region. The cloud albedo is calculated at the simple liner model if cloud albedo is less than it. The simple liner model is as follows:

$$\begin{aligned} \rho_c &= \rho_p & : T_c < \rho_p \\ \rho_c &= \rho_p - \frac{T_c - \rho_p}{T_c - \rho_g} \times \rho_g & : T_c > \rho_p \end{aligned} \quad (1)$$

where T_c : threshold, ρ_g : ground albedo, ρ_p : observed albedo, ρ_c : cloud albedo. This equation assumed that the cloud transmittance changed linearly.

The methods of calculating the driving drift vector of clouds

Three kinds of GMS images, observed images, an image several hours ago and an image after several hours from the observed images, were used for estimating the clouds motion. The driving drift vector of clouds were represented to calculate a crosscorrelation between image several hours ago and observed image.

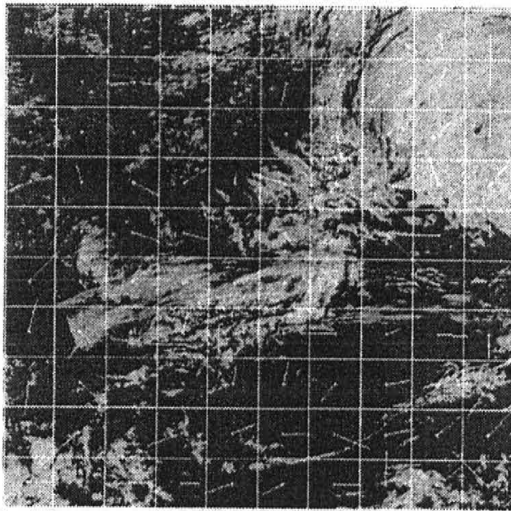


Fig.2 The example of the driving drift vector of clouds

The methods of forecasting cloud albedo

When the cloud albedo on the spot (x_f, y_f) at an image $h_{t+n}(x, y)$ after several hours was forecasted, the driving drift vector of clouds must be calculated first. The spot (x_p, y_p) at the image $h_{t-n}(x, y)$ several hours ago was equal in the spot (x_f, y_f) at an image $h_{t+n}(x, y)$ after several hours. The driving drift vector of clouds apply the reverse direction from the spot (x_o, y_o) at the observed image and the spot (x'_o, y'_o) at the observed image was decided. Therefore the cloud on it could be estimated to move the spot (x_f, y_f) at an image $h_{t+n}(x, y)$ after several hours.

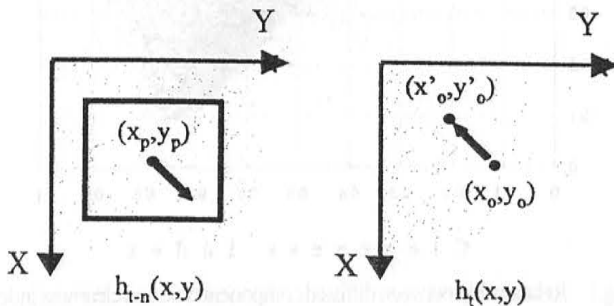


Fig.3 The methods for estimating the cloud albedo

4. Results

Forecasting cloud albedo

The forecast of cloud albedo was used a monthly images from January 1 to 31 in 1999. The four spots where was forecasted were chosen arbitrarily and the cloud albedo was forecasted by images from one hour later to three hours later. The percentage of the cloud albedo that could be forecasted was estimated. Fig.3 shows the graph that was classify them according to size of images to calculate the correlation coefficients.

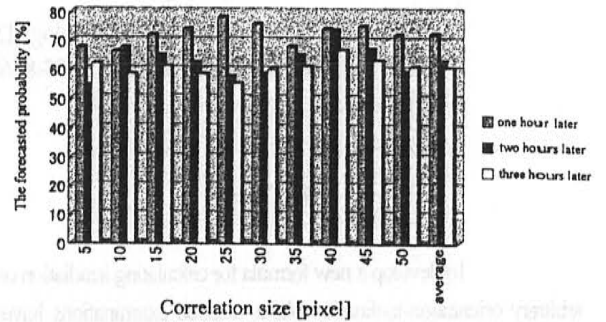


Fig.4 The percentage of the cloud albedo that can be forecasted

The rms errors averaged at four spots, were 7.04 for hourly estimates, 13.32 for daily estimates and 20.15 for monthly estimates.

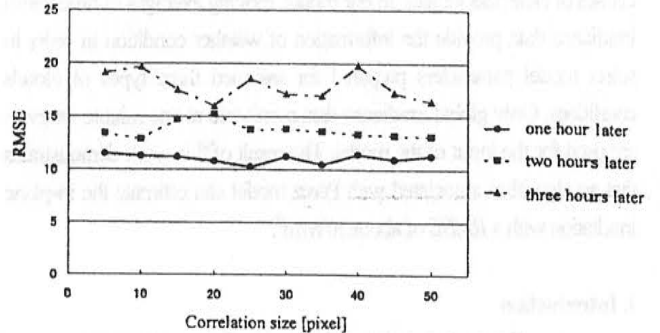


Fig.5 An example for monthly estimates

5. Conclusions

In this paper the method for forecasting clouds drift vector is presented. As a result, new method is suggested to extract only cloud albedo from the GMS images. The forecasting method of the cloud albedo don't have any influence on the correlation region at monthly estimates. Hence, the authors will examine more simple models to decide cloud albedo and evaluate the accuracy of forecasting models.

REFERENCES

- [1] K. Otani, T. Saitoh, I. Tsuda, and K. Kurokawa : "Solar energy mapping by using cloud images received from GMS", First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC, (1994)

A Simplified Estimating Model For In-Plane Irradiation Using Minute Horizontal Irradiation

Hiroyuki Unozaawa*, Kenji Otani **and Kosuke Kurokawa*

*Tokyo University of Agriculture and Technology
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 305 Japan/ phone:+81-423-88-7132/fax:+81-423-85-6729

**Energy Technology Division, Electrotechnical Laboratory (ETL)
Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568 Japan/ phone:+81-298-54-5152/fax:+81-298-54-5829

ABSTRACT

To develop a new formula for calculating irradiation onto an arbitrary orientation-inclination plane, detailed examinations have been made by using data obtained at every one minute interval with four types of pyranometer, such as horizontal, diffuse, direct normal, and tilt global. Instantaneous irradiance values sampled with 1 min. interval have been verified by clearness index, which is a parameter independent from the lapse of time. Scattered tendencies observed on direct and diffused component ratios have been studied in detail by classifying data to different classes of clearness indices. In our model, moving averages of time-series irradiance data provide the information of weather condition in order to select model parameters prepared for assumed three types of clouds conditions. Only global irradiance data monitored at one minute intervals are used for the input of the model. The result of this work demonstrates that an algorithm associated with Perez model can estimate the in-plane irradiation with a *RMSE* of about 50W/m².

1. Introduction

For analyzing the performance of photovoltaic systems accurately, it is essential to obtain the in-plane irradiation onto PV array. However, some systems lack costly pyranometers enough to monitor the in-plane irradiation. For such systems, it is necessary to substitute conventional irradiance data for actually measured data. By the appearance of building integrated module(BIPV) recently, it is considered that these necessity will increase. In order to estimate in-plane irradiation, it is necessary to separate global irradiation into two components, such as diffuse irradiation and direct irradiation. After such separation process, in-plane irradiation is calculated by composing them. Some models for estimating the diffuse fraction of global irradiation using clearness indices, which are defined as the ratio of the global irradiation to horizontal extraterrestrial irradiation, have been already proposed by many authors and are often used. However, almost such models naturally have widespread errors in their estimation in medium irradiation conditions. Japan Weather Association (JWA) have improved their model by adding sunshine duration time data into the model in order to enhance the accuracy of the estima-

tion in the medium irradiation conditions[1]. In this study, the authors propose a simplified model for estimating the diffuse fraction, which uses time series of minutely global irradiation data instead of the sunshine duration time data.

2. Pyranometers

One-minute sampled data have been obtained with the measurement facilities installed on the top of a building at Koganei Campus. Four types of irradiance are obtained at every 1 minute intervals, i.e., horizontal global irradiance, horizontal diffuse irradiation, normal direct irradiance, in-plane irradiation at an incline of 35 degrees.

3. Model for Estimating Diffuse Irradiation

Analysis for distribution of Diffuse Component Ratio

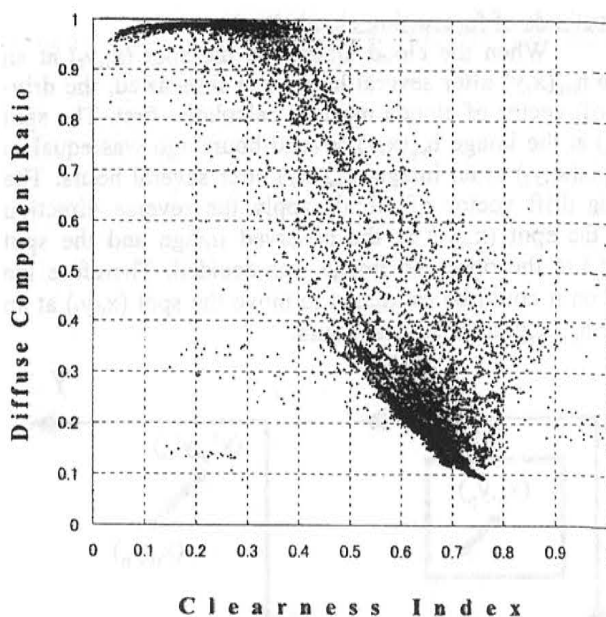


Fig.1 Relationship between diffused component ratio and clearness index (January 1998)

Figure 1 illustrates a relationship between diffuse component ratios and instantaneous clearness indices. In the study, instantaneous time-series data were used. A general tendency of them is classified to 3

typical patterns, i.e., clear day, partially cloudy day and entirely cloudy day. By modeling suitable for each weather condition, the accuracy of an estimation can be improved.

Moving Average

To obtain an information of weather condition, backward moving average was introduced. This parameter is described for instantaneous clearness index $G(s)$ as Equation (1). In this work, the evaluating parameter, F_{Cb} , was defined as Equation (2).

$$\overline{G(s)}_N = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N G(s-i) \quad (1)$$

$$F_{Cb}(s) = G(s) - \overline{G(s-1)}_N \quad (2)$$

Algorithm of estimating for diffuse irradiation

When the sky is clear or completely cloudy, the diffuse component ratio can be estimated easily. As the fluctuation of the weather condition becomes larger, the estimation becomes more difficult. As a result of this investigation, a new estimation procedure was developed for calculating diffuse irradiation directly.

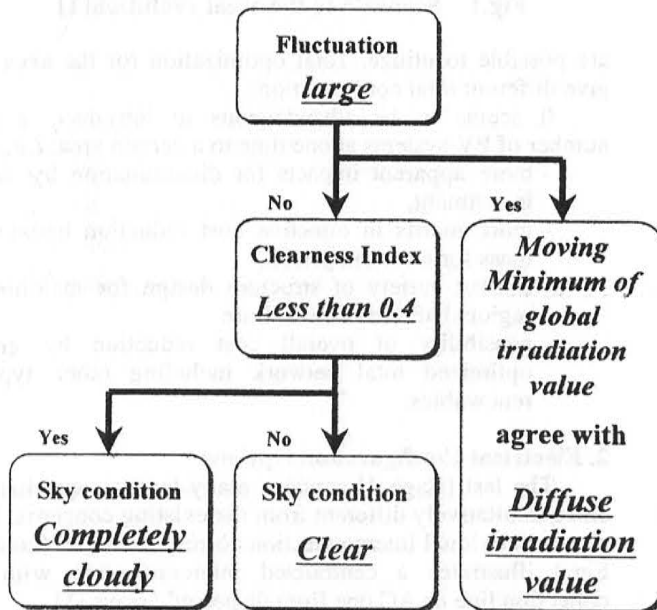


Fig.2 Flow Chart of model for estimating diffuse irradiation

When clouds move across the sun, a dynamic change happens in irradiance. In addition, global irradiation value is the same as diffuse irradiation value when the sun is covered with clouds completely. On the other side, when the sun appears sometimes through scattered clouds, diffuse irradiation value can be considered to change slowly compared with direct component. Thus, while global irradiation fluctuates dynamically, the diffuse irradiation value can be identified with the minimum value of global irradiation. Based on this idea, a new estimating model was developed. The flow chart presenting this algorithm is shown in the Figure 2.

4. Application of a new estimation model

Using the new model, an estimation for separating global irradiation to diffuse and direct irradiation was performed. To show the evaluation of this model, the root mean square error (RMSE) and mean bias error (MBE) were calculated. These are shown in Table 1.

Table.1 Evaluation of the estimation model for separating global irradiation (January 1998)

	One-minute value		Hourly mean value	
	RMSE [W/m ²]	MBE [W/m ²]	RMSE [W/m ²]	MBE [W/m ²]
Diffuse irradiation	33.16	-0.08	21.60	-0.08
Direct irradiation	93.36	33.16	63.14	26.32

5. Evaluation for the model for composing in-plane irradiation

Using diffuse and direct irradiation value estimated by the new model, in-plane irradiation value was estimated. To perform this, Isotropic model, Hay model, and Perez model were examined. The result is shown in Table 2. In this study, the result associated with Perez model showed the highest accuracy of estimation. The values of RMSE and MBE associated with Isotropic model result in greater relative to associated with the others.

Table.2 Evaluation of the estimation model for in-plane irradiation (January 1998)

	One-minute value		Hourly mean value	
	RMSE [W/m ²]	MBE [W/m ²]	RMSE [W/m ²]	MBE [W/m ²]
Isotropic	238.42	164.68	228.02	163.47
Hay	66.73	54.42	63.02	54.42
Perez	45.50	25.30	37.71	25.30

6. Conclusions

In this work, a new estimation model for in-plane irradiation using only instantaneous global horizontal solar irradiation was proposed. The weather information can be observed from the transition of time-series data. The accuracy of estimation could be improved. In addition, the climate information is included in this model so that the accuracy of estimation is expected to be improved when one-minute data is integrated.

In case of making a observation network, the result of this work can provide a guide that one-minute global horizontal irradiation value should be measured, at least as row data.

This work has been supported through the contract research of PVTEC/NEDO by the New Sunshine Program.

REFERENCES

- [1] Study on meteorological data for optimal design of PV systems, NEDO Contract Study Report, March 1998(In Jpn.).

PV SYSTEMS IN URBAN ENVIRONMENT

Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture & Technology (TUAT)
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

ABSTRACT

The paper describes PV applications in urban area as a mass. When a large amount of PV system will be introduced in the area, PV electricity will become very significant and overall optimization may be required for the total area. In terms of PV system configuration as a group as well as regional electricity supply network. Supposing these scenario options, recent trends are reviewed as to residential zone, business area and Industrial application. Technical problems are also summarized for BIPV and electrical engineering.

1. Introduction

PV systems have a lot of advantages such as:

- simplicity as direct energy conversion devices,
- easy installation and large possibilities by roof-top or wall-on applications on account of light weight semiconductor products,
- relatively large availability of establishing region's own energy network by composing of dispersed energy systems in conjunction with power electronics.

According to these advantages there have been a number of PV systems introduced even to urban areas, which are well-equipped by conventional power systems. Of course, other large possibilities are expected as SHS in developing regions of the world. The former topics became the main theme nowadays in a number of industrialized countries.

At the early stages of PV system R&D, individual systems and their components were mainly interested. As installed number of systems is increasing gradually, it is felt that regional optimization become a new theme necessary for a densely installed area like Bremen, New Sloten, Amersfoort and so on.

Figure 1 shows a possible scenario to reach such state as high density penetration is realized to a specific area, which is called "areal evolution" in Ref.[1]. This is classified to 4 stages as follows:

[stage 1] Individual systems scattered sparsely.

[stage 2] Slightly higher density in a certain area as a germination of areal evolution.

[stage 3] Limited maximum of "passive areal evolution" which means naturally generated evolution on the basis of individual inhabitant's intention. Care must be taken for interconnection because of higher penetration rate on the same feeder.

[stage 4] "Active areal evolution". by the harmonized introduction of PV systems according to community consensus. It is easy to use spaces up to the maximum which

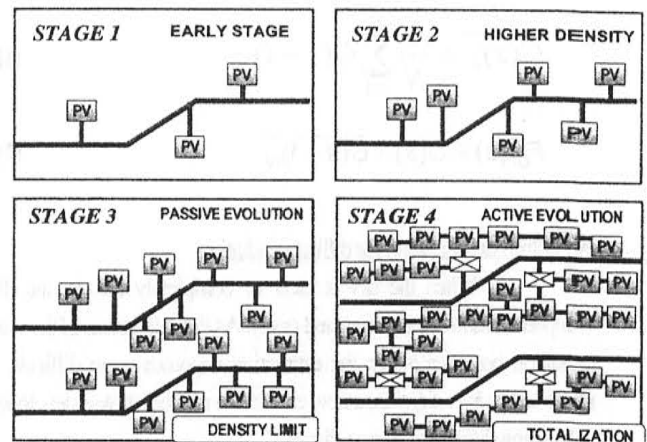


Fig.1 Scenario to the areal evolution[1]

are possible to utilize. Total optimization for the area may give different total configuration.

It seems to be advantageous to introduce a large number of PV systems at one time to a certain area: *i.e.*,

- more apparent impacts for dissemination by earlier investment,
- more merits in effective cost reduction because of mass for a certain period,
- limited variety of structure design for matching to regional architectural culture
- possibility of overall cost reduction by areally optimized total network including other type of renewables.

2. Electrical Configuration Options

The last [stage 4] contains many features qualitatively and quantitatively different from the existing concepts. Fig.2 shows individual interconnection corresponding to [stage 3]. Fig.3 illustrates a centralized interconnection with DC collection line or AC one from dispersed arrays.[1]

Interconnection is made at an appropriate point near by a pole transformer. In case of DC collection, a centralized inverter is also located at the point. AC collection method is rather similar to the concept of AC modules or distributed inverters. It is that a large number of smaller inverter may be able to be fabricated at a reduced cost compared with small number of larger inverter.

The dispersed array systems are characterized as follows:

- one single system as a whole,
- uni-directional power flow at the interconnection,
- smaller number of interconnected points and easier control, protection and maintenance,

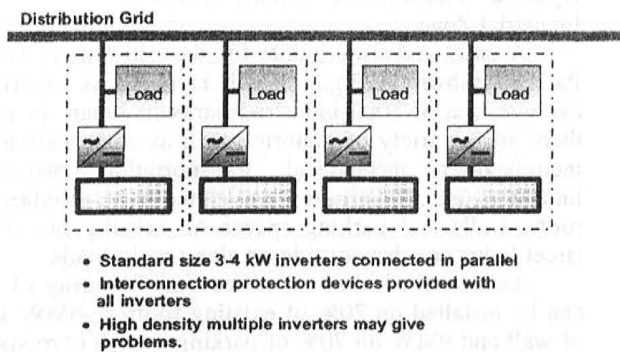


Fig.2 Individual interconnection

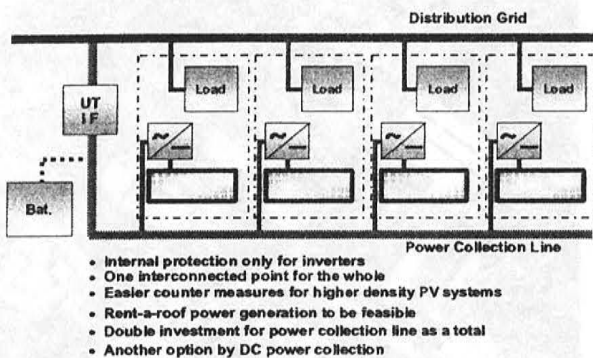


Fig.3 Centralized interconnection

- a certain limit in system size because of DC collection voltage drop,
- otherwise, AC collection suitable for larger size because a boosting transformer can be adopted,
- possible battery installation at the interconnection point and its easier maintenance,
- easy combination of AC collection system with AC modules.

The third option is a community-owned energy network as shown in Fig.4. True total optimization becomes attainable in principle in this case. In some countries, deregulation may be necessary for retailing electricity to individuals other than electric utilities.

3. Case Studies for Urban Applications

3 types of representative examples for urban applications are listed below:

- residential zone including a number of single family houses and/or multi-family houses,
- office buildings and/or shopping zone,
- industrial zone.

Typical results case studies for each type of application are summarized and actual examples are given.

Residential Zone

Potentials in residential zones seem to be sufficient for regional consumption as described below. Residential loads are relatively even day by day for a week compared with other cases. Power from houses to the utility grids flows during peak hours of daytime. This is a big advantage.

A few specific issues can be pointed out as follows:

- scenic beauty, environment for community life,

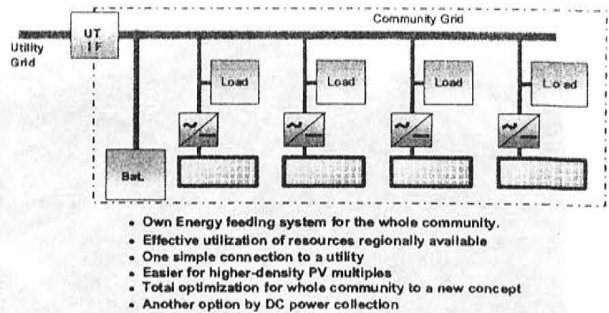


Fig.4 Community energy supply

- safety consideration for every day life,
- roof integrated modules and PV siding attractive.

(a) Seibu-Kitanodai Subdivision

3280 houses for single family including public facilities produce electricity by 3-4 times as much as regional consumption if all the applicable positions are assumed to be utilized such as south/north roofs, east/west walls, south/north windows of existing houses and buildings including residences, public facilities, elementary/junior high school, kinder garden, nursery school.

(b) Tama New Town

Apartment houses for 3270 families generate energy of the same level as regional consumption. Usable positions are mostly similar kinds to the previous case.

(c) Examples of residential zone

Figure 5 is a typical example of individual interconnections for 34 private houses in Matsudo.

In Bremen, Germany, orderly developed community systems were developed as a typical example. Also in the Netherlands, Neu Sloten and Amersfoort are another typical examples worth while to be described. The latter is a 1 MW roof-top system, partly with centralized interconnections possibly as shown previous Fig.5.

Another attempt is being made at Iwaki New Town, Fukushima Pref. by Ministry of Construction, Japan. It will be completed by 2002 and total planned PV capacity will be 373 kW installed on public facilities as shown in Fig.6. Additional PV capacity by individual houses is expected but not identified yet. Total concept of this PV town is quite the same to previous Fig.5.

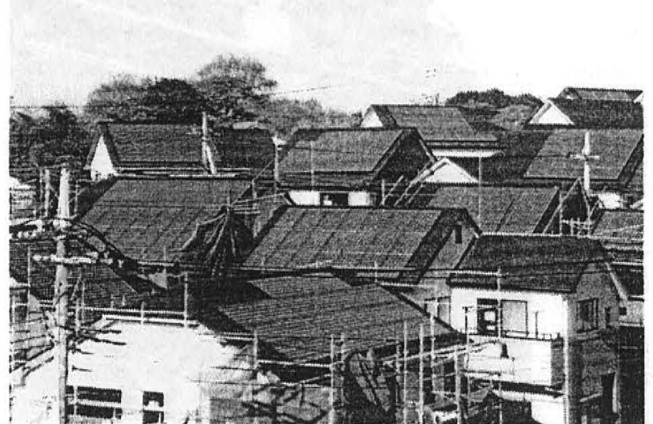


Fig.5 34 PV houses at a subdivision of Matsudo Ready-made residences by Chuo Jutaku Corp [2]

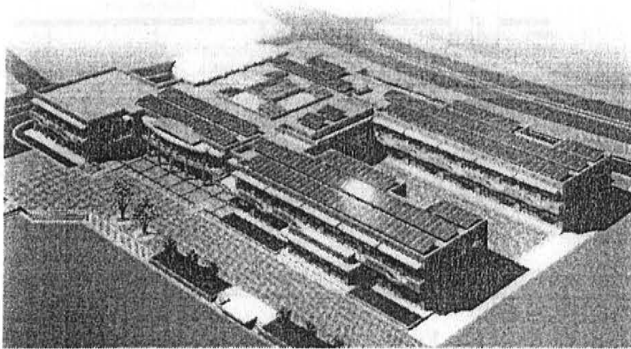


Fig.6 Iwaki New Town Project
Planned capacity = 373kW + α (by 2002)

Business zone

In a business zone or shopping area, generally speaking, energy consumption density is relatively high compared with usable areas. However, architects are finding another type of values for such applications. Specially, frontal façade of buildings is a quite symbolic part in architecture. An exterior view itself is a value and, in addition, produces electricity supplementarily.

Many public building with good architectural views were constructed in Japan by Filed Test Project for Public Facilities, 1992-1997. Total PV capacity reached 4,900 kW by 186 systems. Their individual capacities range 10-220 kW with 26.3 kW in average. Fig.7 shows an example of



Fig.7 20-storied Kyocera HQ, Kyoto
PV: 214kW with gas engine cogeneration distributed inverters; self-shading

Kyocera's Headquarter Building in Kyoto. Industrial Zone

A case study was made for the 3rd Sakura Industrial Park as shown in Fig.8, which is twice as much as the average area of 3000 industrial parks in Japan. In this area there are a variety of factories such as electrical/electronic manufacturer, mechanical, transportation, metal, food industries, etc.. PV arrays are assumed to be installed on the roofs, walls and parking spaces of existing factories and street lights are also considered along main roads.

As a result, it was identified that PV array of 21MW can be installed on 70% of existing rooftop, 6MW on 60% of wall and 9MW on 70% of parking, which corresponds to 37% of this area. These arrays will produce 40 or 70% of regional electricity consumption throughout a year.

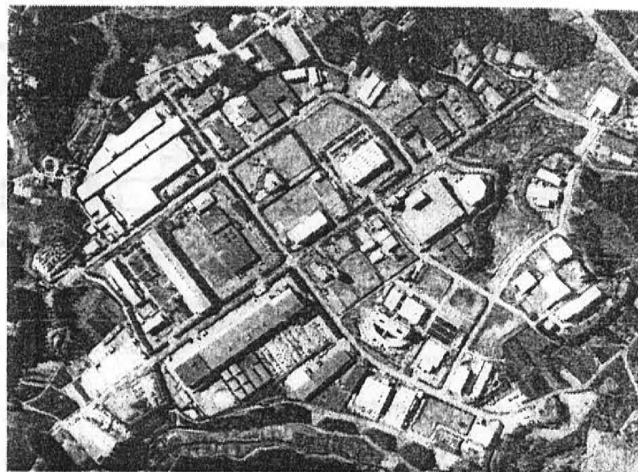


Fig.8 Aerial view of the 3rd Sakuma Industrial Park

These results were extrapolated over Japan. It makes 26GW potential for approx. 60% of industrial parks in Japan, which means 24,000GWh/Y. The case study can be summarized as follows:

- large potential area; good insolation condition because of low building mainly,
- high regional solar share,
- necessity of cooperative operation with a substation for the region, especially for week-end surplus,
- higher possibility of DC use in factories,
- low-cost prefabricated factory-building integrated module to be expected

In 1998, the previous Filed Test Project was refurbished to Industrial Applications. 75 systems with 10-100 kW PV capacities were constructed last year. Their total capacity corresponds to 1,970 kW with 26.3 kW in average.

Figure 9 shows a typical example for factory building integrated PV roof. This is installed with total capacity of 100 kW at New Chiba Factory of Hitachi Ship Building Inc.

4. Technical and Other Issues in Urban Developments Building Integrated PV Modules

Earlier technological developments were made in Europe and US. European works are valuable especially. Systematic developments for BIPV modules were introduced by the Japanese Sunshine Project.

BIPV has been being dealt extensively by IEA SHCP Task 16 or IEA PVPS Task 7, which is a multi-

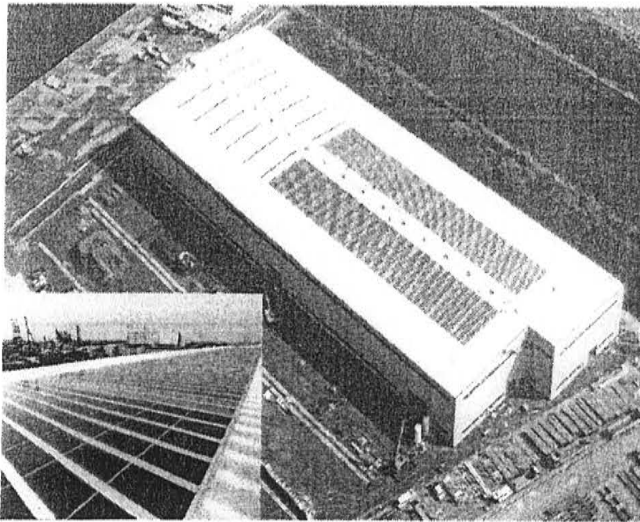


Fig.9 100 kW factory roof array by Yokogawa Bridge

governmental cooperation joined by architects as well.

In conjunction with architect participation, one of significant seeds is color control technology of PV cells. This can not be born only from the view of values in PV field. Large expectation for wiring-less BIPV technology arises from architectural side, in which electrical connection will be accomplished at the same time when modules are installed in position.

Problems in the diffusion of BIPV modules are summarized as follows:

- Existing market size of conventional architectural materials/components has to be considered as shown in Fig.10. Too specific products do not seem to be promising.
- It is necessary to initiate investment for manufacturing facilities for BIPV.
- There several options in commercialization scenario:
 - Home electric appliance route for existing houses,
 - Architectural material market route,
 - House industry route,
 - Order-made construction of commercial buildings.
- There are also plural options for possible installers: Electrical work shops; Building facility installers; carpenters; general construction companies, ...
- There is a gap between PV manufacturers and architects. Architectural designer loves originality. On the contrary, manufacturer prefers standardization for cost reduction.

Electrotechnical problems

For urban applications, it is opt to be necessary to think much of looks. In other word, more problems will arise in PV performances such as shading from other buildings or own structure, complex arrays composed of multi-inclination, multi-orientation, curvature array. Fig.11 is a typical example in central Tokyo. They make irradiation estimation complicated and difficult. Many shading simulations have been developed, but few evaluation by monitoring has been given for actual installations widely.

In terms of Inverter Operation, one of essential parameters, MPPT mismatch has not yet been well analyzed. There are many static analyses, but few dynamic analyses

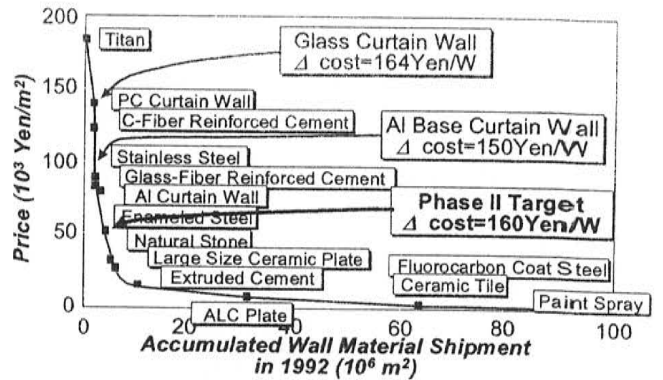


Fig.10 Wall material market and BIPV

and no monitoring.

Operation with complex arrays may make additional performance losses. Single inverter technology allows to employ smaller capacity but may produce connection unbalance and MPPT mismatch. Distributed inverters such as string inverters and AC modules can give good match.

5. Conclusion

The author reviewed analyzed state of art and future possible concepts of PV systems in urban environment. It is suggested that PV systems have a large potential in residential and industrial area. Even in a very crowded area, it is quit attractive option in future for architects as well as energy experts. It is pointed out that several essential problems specific to urban applications are also arising.

REFERENCES

[1] K. Kurokawa: Areal evolution of PV systems, Solar Energy Materials & Solar Cells 47 (1997) 27-36

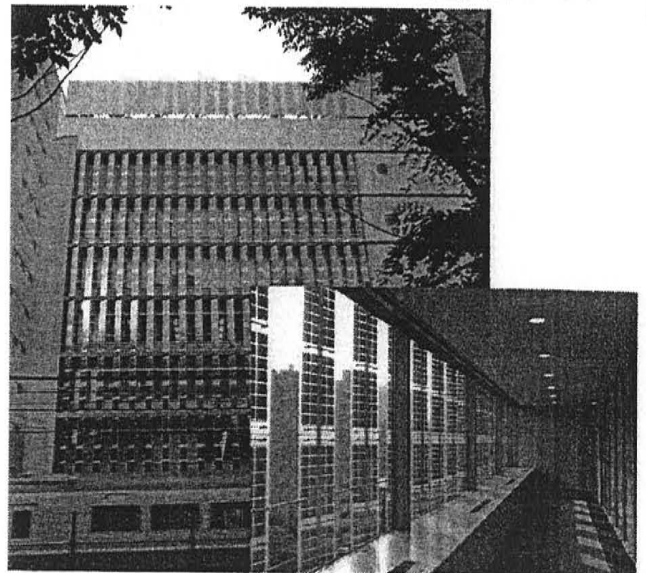


Fig.11 Passage Garden Shibuya/NEDO FT 30kW
Different orientation/inclination, shading by own structures and neighbors, one inverter system.

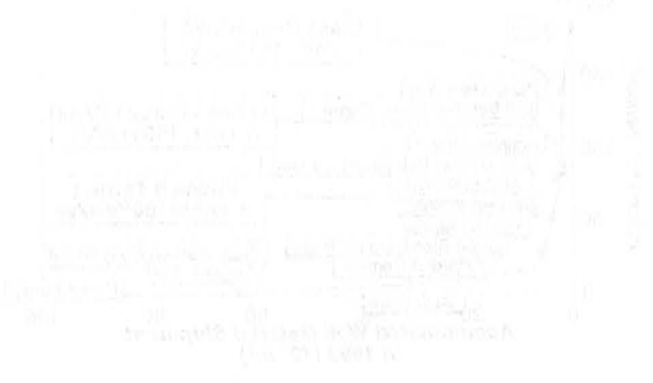


Fig. 1. Schematic diagram of the device.

The device is a rectangular structure with various internal components. It is designed to measure the properties of a material under test. The device consists of a main body with several internal chambers and a control panel. The main body is made of a high-strength material and is designed to withstand high pressures. The internal chambers are used to hold the material under test and to measure its properties. The control panel is used to operate the device and to record the results of the measurements.

The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.

1) The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.

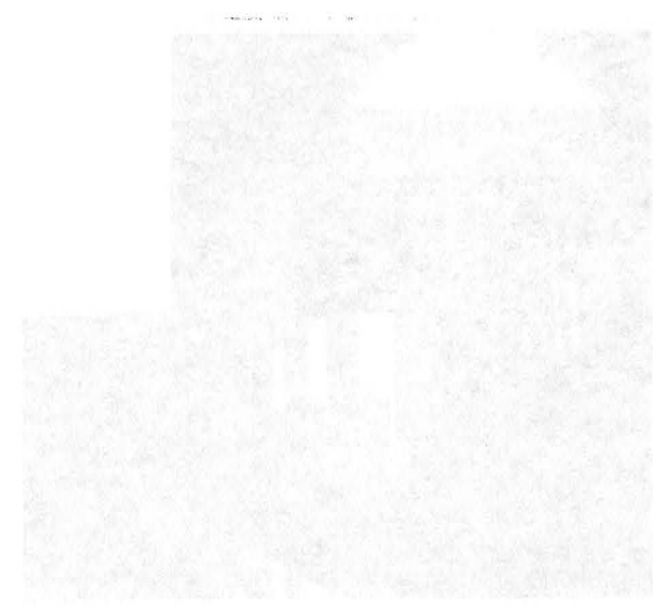


Fig. 2. Photograph of the device.



Fig. 3. Photograph of the device.

The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.

The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.

The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.

The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.

The device is used to measure the properties of a material under test. The material is placed in the main chamber of the device and is subjected to a known pressure. The properties of the material are then measured by the internal chambers. The results of the measurements are recorded on the control panel. The device is used to measure the properties of a material under test in a laboratory setting.