

太陽光発電システム評価における傾斜面日射量 算出精度の検証と誤差の評価

Verification of Calculating Accuracy of Tilted Surface Irradiation and
Error Analysis for PV Systems Performance Evaluation

植田 譲 *¹
Yuzuru UEDA

黒川 浩助 *¹
Kosuke KUROKAWA

北村 清之 *²
Kiyoyuki KITAMURA

赤沼 克己 *³
Katsumi AKANUMA

横田 昌治 *³
Masaharu YOKOTA

杉原 裕征 *³
Hiroyuki SUGIHARA

Abstract

This paper describes the calculating accuracy of tilted surface irradiation using one minute average of secondly measured irradiance data. Calculation model for hourly irradiation is applied for minutely data. Accuracy of annual calculated irradiation and the range of variation are quantitatively summarized for three azimuths. As a result, accuracy of minutely calculated data and the range of the variations are slightly better than that of the hourly data's. Calculating error due to the error of tilt angle, azimuth, albedo, and effect of distance are also analyzed. The effect of each factors for the annual irradiation and the range of error are quantitatively summarized.

キーワード：日射量，傾斜面，太陽光発電システム

Key Words：Irradiation, Tilted surface, PV systems

1. はじめに

近年の世界的な太陽光発電(PV)システムの普及拡大と共に、PV システム運転特性評価の重要性もますます高まってきた。特に、住宅用 PV システムが局所集中的に電力系統に連系された場合に懸念される電圧上昇問題等に対する解析では、従来の1時間積算値を用いたエネルギー面での評価から、より短い計測周期で記録されたデータを用いた、瞬時的な発電特性の評価が重要となる。¹⁾

一方、PV システムを評価する際に入力エネルギーとして用いる日射量の計測においては、様々な傾斜角度・方位に設置された PV アレイ面の日射量を、それぞれの面に実際に日射計を設置して計測する方法が理想的であると言える。しかし、多くのシステムを評価する際には日射計の設置コストやメンテナンスコストの削減の為、代表点にて計測した水平面全天日射量、及び追尾架台を用いて計測した法線面直達日射量をもとに任意の傾斜面日射量を算出する方法が有効である。この算出方法としては、全天日射は直

達成分・天空散乱成分・地面反射成分の3成分から構成されていると考え傾斜面における個々の成分を個別に算出した後、それぞれを足し合わせることで算出する方法が一般的であり、直達成分の算出には直接法を、天空散乱成分の算出には Perez モデル²⁾を、地面反射成分の算出には均一反射モデルを用いる方法が最も高精度であるとされている。³⁾ しかし、天空散乱成分を算出する代表的なモデルである Perez モデルは1時間積算値を用いて構築されており、より短時間での計測周期における算出精度の検証は十分には行われていない。また、日本国内において一般的に利用可能な気象庁等により計測されている日射データや、独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)による「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業」にて収録されたデータにおいても、1時間積算値により収録している場合が多く、より短い計測周期での大規模な計測データは、利用可能なものが限定的であった。

本論文では、NEDO により平成 14 年度から行われている「集中連系型太陽光発電システム実証研究」において計測されている1秒サンプリングによる1分値を用いる事により、短い計測周期でのデータを用いた年間を通した傾斜面日射量の算出精度、および瞬時的な日射強度の算出精度を検証し、PV システム評価における誤差要因を併せて評

*1 東京農工大学 (〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16)
e-mail: yzrueda@cc.tuat.ac.jp

*2 株式会社 明電舎

*3 株式会社 関電工

(原稿受付：2006年6月9日)

価した。

2. データ取得地域と計測機器

本論文において用いた日射データの計測地点である「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の実証研究地域は群馬県太田市にあり、中心部は北緯 36.311°, 東経 139.337° に位置する。本実証研究では南北約 1[km]、東西約 0.5[km] の地域に集中的に太陽光発電システムを導入し同一配電系統に連系する事により、太陽光発電システムの運転特性の評価や電力系統に及ぼす影響などについて研究を行っている。日射等を計測する周辺環境計測システムは実証研究地域内 6 カ所、それぞれのシステムが水平面全天日射計、直達日射計、水平面に設置したシリコンセンサを用いた小型日射計、及び傾斜角 30 度で異なる方位に設置された傾斜面日射計を備え、Station1 ではさらに風速、風向、気温が計測されている。実証研究地域の概略図とそれぞれの周辺環境計測システムの位置(Fig.1)、周辺環境計測システムの

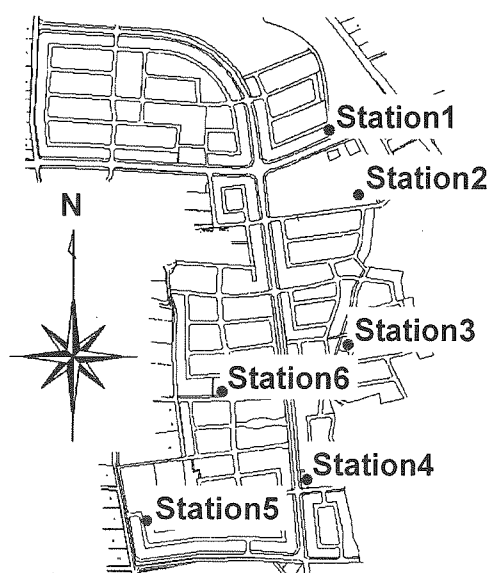


Fig.1 Map of demonstrative research area and locations of meteorological stations.

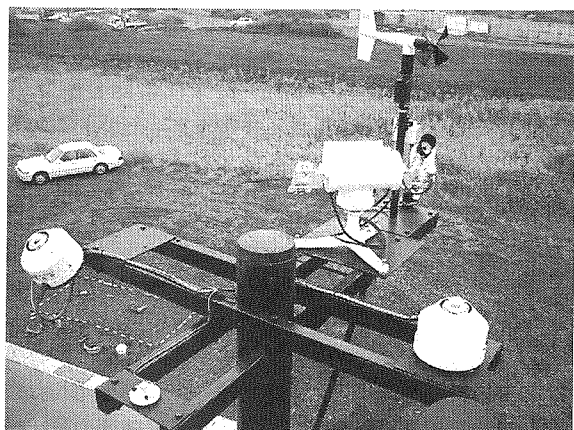


Fig.2 Picture of meteorological station.

写真(Fig.2)、および傾斜面日射計の設置方位角(Table 1)を以下に示す。また、Table 2 には各計測機器の型番をまとめた。なお、精密日射計には結露等を防止するためファン付きの日射計を用いている。

Table 1 Azimuth of pyranometers for tilted surface.

Station #	1	2	3	4	5	6
Azimuth [deg]	-13	-52	-97	3	37	86

Table 2 Model numbers of measurement equipments.

	型番	メーカー
精密全天日射計(水平面)	MS-802F	英弘精機(株)
直達日射計	MS-54	同上
太陽追尾装置	STR-22	同上
小型日射計	ML-020VM	同上
精密全天日射計(傾斜面)	MS-802F	同上

以上に示した周辺環境計測システムにて計測された日射データの内、2004 年 10 月～2005 年 9 月までの 1 年間に安定してデータを取得できた Station1～Station3 のデータを用いて以下に示す検証と評価を行った。各日射計は約 1 年に 1 回の頻度で較正を行っており、清掃は数ヶ月に一度行っている。上記期間における Station1 の欠測は 2005 年 2 月 25 日(日射計較正の為)の他、複数の日に数十分ずつ、計 300 分間の欠測があったが、これらのデータは単純に欠測(日射無し)として扱っている。また、Station2 の欠測日は 2005 年 7 月 15 日、Station3 の欠測日は 2004 年 10 月 29 日と 2005 年 8 月 19 日であり、これらの欠測日を除外した Station1～Station3 における年積算水平面全天日射量の誤差は 0.5[%]以下であった。

なお、本論文における方位角は真南を 0[deg]とし、真東を -90[deg]、真西を 90[deg]として表すこととする。

3. 傾斜面日射強度算出手法

任意の傾斜面日射強度を、水平面全天日射強度と直達日射強度を用いて算出する方法として、本論文では 1 節で述べたように、時積算傾斜面日射量を算出する手法を採用した。本手法では、傾斜面日射量を直達成分・天空散乱成分・地面反射成分に分けて個別に算出した後、それぞれをたしあわせることにより任意の傾斜面日射量を算出する。以下にその概略を述べる。

3.1 傾斜面直達成分の算出手法

傾斜面直達成分は直達日射計にて計測された日射量をもとに、直接法を用いて(1)式にて算出する。

$$H_{Ab} = H_n \cdot \cos \theta \quad (1)$$

ここで、

H_{Ab} : 傾斜面直達日射量 [kWh/m²]
 H_n : 法線面直達日射量 [kWh/m²]
 θ : 入射角 [deg]

3.2 天空散乱成分の算出手法

天空散乱成分は Perez モデルを用いて、(2)式により算出する。

$$H_{Ad} = H_d \{0.5(1 + \cos \beta)(1 - F_1') + F_1'(a/c) + F_2' \cdot \sin \beta\} \quad (2)$$

ここで、

H_{Ad} : 傾斜面天空散乱日射量 [kWh/m²]
 H_d : 水平面散乱日射量 [kWh/m²]
 β : 傾斜角 [deg]
 F_1' : 太陽の位置、天空の明るさ、晴天度によって決定される係数
 F_2' : 太陽の位置、天空の明るさ、晴天度によって決定される係数
 a : 太陽周辺光が占める立体角を傾斜面への平均入射により重み付けした値
 c : 太陽周辺光が占める立体角を水平面への平均入射により重み付けした値

係数 F_1' 、 F_2' の決定方法、及び a 、 c の決定方法に関しては文献 2)、3) に詳しいため、ここでは省略する。なお、係数 a 、 c の決定に用いる太陽周辺光の視半径には 25[deg]を用いた。

3.3 地面反射成分の算出手法

均一反射モデルでは水平面全天日射量を用いて(3)式により傾斜面の反射成分を算出する。なお、アルベド値には一般的な住宅地域の値として 0.2 を用いることとした。

$$H_{Ar} = \rho \cdot H_g \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3)$$

ここで、

H_{Ar} : 傾斜面反射日射量 [kWh/m²]
 H_g : 水平面全天日射量 [kWh/m²]
 ρ : 地表面アルベド = 0.2

3.4 日射量と日射強度の取扱い

日射の計測に用いている水平面全天日射計と直達日射計はセンサ部分にサーモパイルを用いたものであり、その応答速度は 95%の変動に対して約 5~7 秒程度⁴⁾となっている。そこで、本論文では日射計の応答速度より早い日射急変による誤差を低減するため、1 秒周期で計測された瞬時的な日射強度の 1 分平均値を、その 1 分間における日射量として扱うと共に、より瞬時的な解析においてはその 1 分間における日射強度としても用いる事とした。PV システム運転特性評価においては、評価の対象となる太陽電池

は半導体素子であり、その出力はサーモパイル型日射計と比べて日射強度の変化に対しほぼ瞬時的に応答する。そのため、このような早い時間での変動に対して評価を行う場合には、シリコンセンサを用いた小型日射計等の使用が考えられるが、日射強度の絶対値の計測精度においてはサーモパイル型日射計に及ばず、また本実証研究では主に 1 分値を用いて太陽光発電システム運転特性の解析を行っている事から、このような取り扱いとした。

4. 日射概況

傾斜面日射強度の算出精度を検証する前に、実証研究地域の日射概況を本節にてまとめる。Table 3 には水平面とそれぞれの傾斜面における実測の年間日射量を、Fig.3 には月別の推移をまとめた。なお、本論文では実測された日射データに関しては、水平面、傾斜面とも、0 付近の誤差を取り除くため、日射計の計測値が 0.001[kW/m²]以上のデータのみを用いる事とした。

Table 3 Annual irradiations on the global and tilted surfaces.

Station #	1	1	2	3
Tilt angle [deg]	0	30	30	30
Azimuth [deg]	N/A	-13	-52	-97
Irradiation [kWh · m ⁻² · Year ⁻¹]	1388	1639	1519	1261

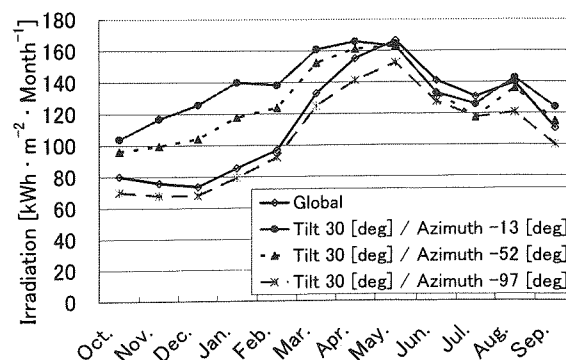


Fig.3 Monthly irradiation on each surface.

次に、Station1の傾斜面(傾斜角30[deg], 方位角-13[deg])における、日射強度別データ数(=日射強度 0.001[kW/m²]以上の時間[min])が、各月の月積算データ数、及び年積算データ数に占める割合を Fig.4 に、同じく日射強度別の日射量が月積算日射量、及び年積算日射量に占める割合を Fig.5 に、日射強度 0.1[kW/m²]毎にまとめた。グラフ中の各レベルは低い方から白(黒点)、灰、黒(左下斜線)、白(横破線)、灰(格子)、黒(縦線)、白(横実線)、灰(斜格子)、黒(右下斜線)、白(斜破線)、灰(菱形)、黒、白である。これらの結果より、日射強度 0.1[kW/m²]以下のデータ数 (=時間)

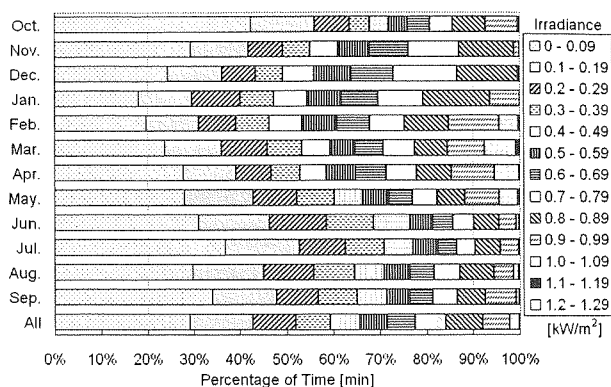


Fig.4 Percentage of time for each irradiance level.

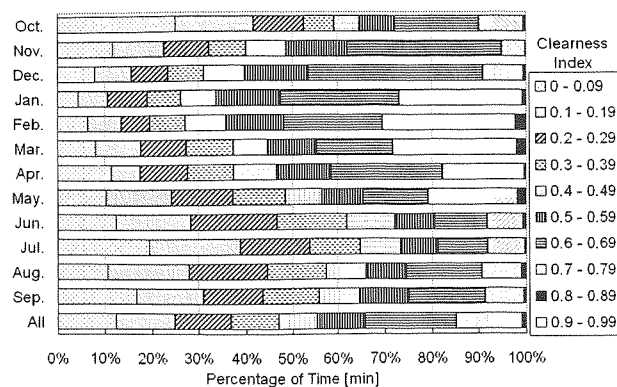


Fig.6 Percentage of time for each clearness index.

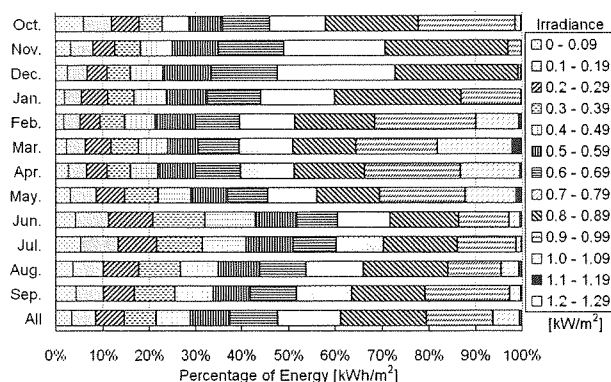


Fig.5 Percentage of energy for each irradiance level.

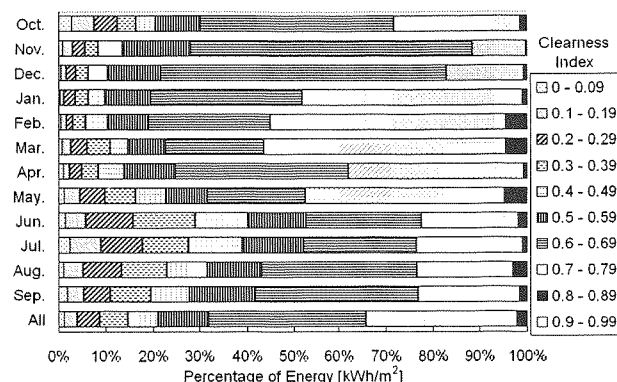


Fig.7 Percentage of energy for each clearness index.

が年間に占める割合は 29.4[%]であるが、その時間に供給している日射量の年積算日射量に占める割合は 3.2[%]にしかすぎない事等が分る。

また、日射強度別と同様に晴天指数別の時間と日射量を Fig.6, Fig.7 に、散乱比別の時間と日射量を Fig.8, Fig.9 にまとめた。グラフ中の各レベルは低い方から白(黒点), 灰, 黒(斜線), 白(横破線), 灰(格子), 黒(縦線), 白(横実線), 灰(斜格子), 黒, 白である。これらのグラフより、太田市では冬季の晴天率が高く、年間の全日射量のうち 34.3[%]が晴天指数 0.7 以上の時間に供給された(Fig.7)ことが読み取れる。また、散乱比の傾向は Fig.8, 9 の通りであり、年間全日射量のうち 55.5[%]が直達光により供給された日射量であった。このような気象概況を知ることは、PV システム評価における入力エネルギーとして日射データを扱う際には、より発電特性に影響を与える日射レベルや気象条件等を判断する際に有用である。

なお、晴天指数、散乱比の定義は(4), (5)式の通りであり、日射状況を説明する指数として用いている。一般に、晴天指数が大きい(1 に近づく)ほど天気が良く、散乱比が大きい(1 に近づく)ほど天気が悪いと言える。

$$CI = \frac{H_g}{H_o} \quad (4)$$

ここで、

CI : 晴天指数

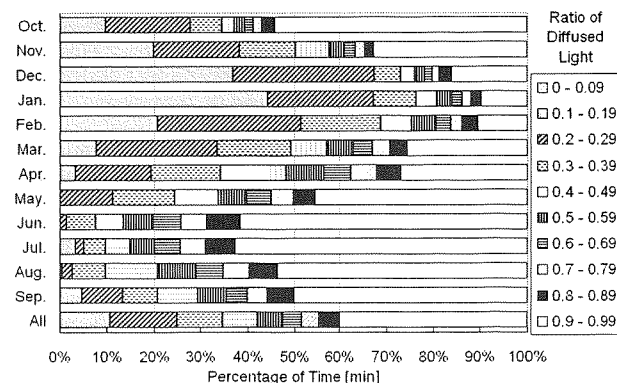


Fig.8 Percentage of time for each diffused light ratio.

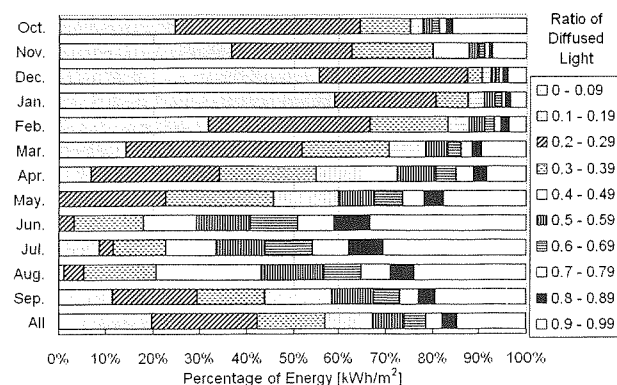


Fig.9 Percentage of energy for each diffused light ratio.

H_o : 大気外水平面日射量 [kWh/m^2]

$$K_d = \frac{H_d}{H_g} \quad (5)$$

ここで,

K_d : 散乱比

5. 傾斜面日射強度算出精度の検証

2004年10月から2005年9月までの1年間に計測されたデータを用いて、3節で示した方法により傾斜面日射強度の1分値を算出し、同一地点において実測された傾斜面日射強度と比較する事により、その算出精度を検証した。算出結果の一例として、Station1にて計測された、水平面全天日射強度と直達日射強度を用いて算出した傾斜面日射強度の1分値を横軸に、同じくStation1で実際に傾斜面にて計測された日射強度の1分値を縦軸に、月毎に分けて散布図としてプロットした結果をFig.10に示す。

これらのデータの算出精度を検証するため、平均的な誤差を見るための指標として平均誤差(MBE)を、各算出値における誤差の平均誤差に対するばらつきを見る指標として標準偏差(1Sigma)を、同じく、誤差の広がりを見る指標として二乗平均平方根誤差(RMSE)を、また全体の推定精度を見るための指標として、最小二乗法を用いて原点を通る直線で近似したときの直線の傾き(α)を用いて評価した。以下にMBE, 1Sigma, RMSEの定義を示す。

$$\text{MBE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - X_{oi}) \quad (6)$$

$$1\text{Sigma} = \left\{ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ((X_i - X_{oi}) - \text{MBE})^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (7)$$

$$\text{RMSE} = \left\{ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - X_{oi})^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (8)$$

ここで,

X_i : 算出値

X_{oi} : 実測値

N : データ数

また、 α の算出には次式を用い、最小二乗法により傾きを決定した。

$$X_{oi} = \alpha X_i \quad (9)$$

Table 4には、Station1~3における、それぞれの地点での傾斜面日射強度の算出精度検証結果を示す。また、天候別の算出精度を検証するため、文献3)に合わせ、晴天の定義として晴天指数0.7以上を、曇天の定義として散乱比0.95以上(小数点以下2桁四捨五入で1.0になる範囲)を用

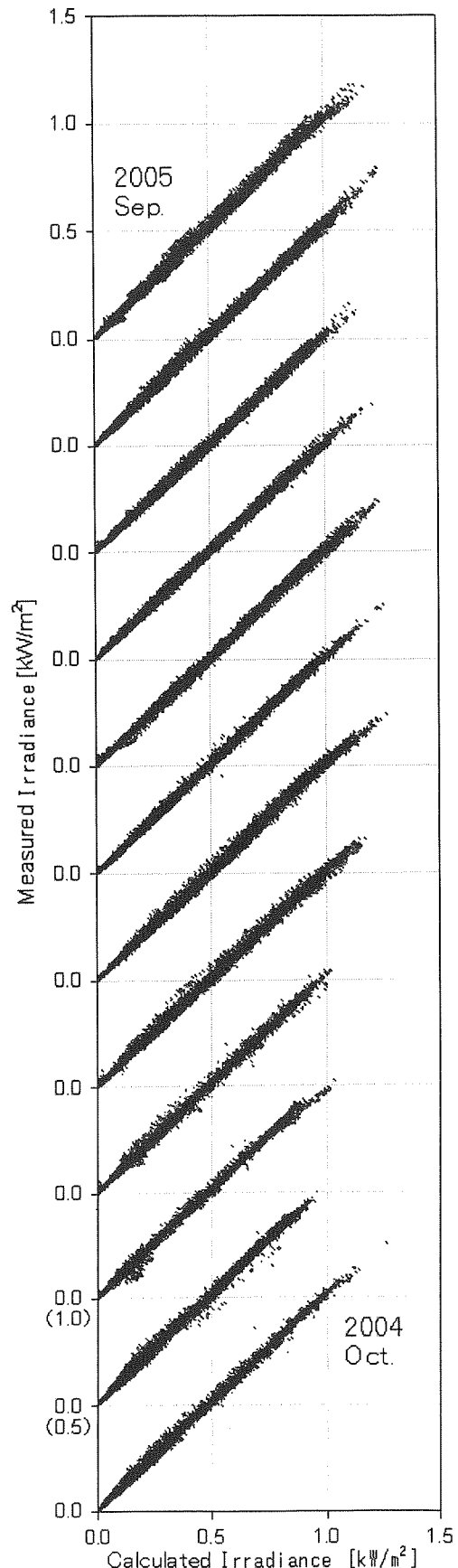


Fig.10 Scatter plot of calculated irradiance and measured irradiance using 1 minute data. Data collected from 2004/10 to 2005/9 at Station1.

Table 4 Verification results of calculation accuracy of tilted surface irradiance.

Station#	Azimuth [deg]	MBE [kW/m ²]	1Sigma [kW/m ²]	RMSE [kW/m ²]	α	Number of data
All (1m)						
1	-13	-0.005	0.012	0.013	1.013	258913
2	-52	-0.001	0.012	0.012	1.002	261848
3	-97	0.001	0.012	0.012	0.996	258729
Clear (Clearness Index > 0.7) (1m)						
1	-13	-0.008	0.014	0.016	1.009	39061
2	-52	0.004	0.013	0.014	0.996	40436
3	-97	0.004	0.012	0.013	0.991	41857
Cloudy (Ratio of Diffused Light > 0.95) (1m)						
1	-13	0.000	0.009	0.009	1.004	108115
2	-52	-0.001	0.009	0.009	1.004	115258
3	-97	0.001	0.009	0.009	0.991	112069
Other (Conditions except clear and cloudy) (1m)						
1	-13	-0.008	0.013	0.015	1.017	112772
2	-52	-0.004	0.014	0.015	1.007	107474
3	-97	0.000	0.015	0.015	1.001	105697
All (1h)						
1	-13	-0.002	0.015	0.016	1.002	4237
2	-52	0.015	0.023	0.028	0.956	4320
3	-97	0.021	0.027	0.034	0.929	4221
Clear (Clearness Index > 0.7) (1h)						
1	-13	-0.014	0.020	0.025	1.008	983
2	-52	0.023	0.033	0.040	0.959	961
3	-97	0.041	0.032	0.052	0.928	959
Cloudy (Ratio of Diffused Light > 0.95) (1h)						
1	-13	0.000	0.010	0.010	0.992	1452
2	-52	0.001	0.008	0.009	0.983	1615
3	-97	0.003	0.009	0.009	0.969	1538
Other (Conditions except clear and cloudy) (1h)						
1	-13	0.002	0.014	0.014	0.998	1872
2	-52	0.021	0.021	0.030	0.951	1814
3	-97	0.024	0.026	0.035	0.927	1790
Reference (Hourly irradiation)						
Ref.	0	0.021		0.042		4461

いて、晴天、曇天、それ以外の天候における算出精度も合わせて示した。さらに、これらの結果を従来の時積算傾斜面日射量の算出精度と比較するため、Table 4 の下段には 1 分値から作成した 1 時間値を用いて傾斜面日射量を算出した場合の精度を示し、最下段には参照値として文献 3) より引用した時積算傾斜面日射量の全天候での算出精度評価結果を加えた。1 分値、1 時間値ともデータ計測開始時刻をそのデータの時刻としており、例えば 9 時 0 分 0 秒～9 時 0 分 59 秒までの計測値から得られた 1 分値を 9 時 0 分として扱っており、9 時 0 分～9 時 59 分の計測値から得られた 1 時間値を 9 時のデータとして扱っている。

結果より、1 時間値を用いることにより算出精度が低下する傾向が見られた。この理由の一つとして、傾斜面日射量の算出に用いる太陽の位置を算出する際に、特に 1 時間値において時刻の誤差が大きくなってしまふ事が考えられる。そこで、1 時間値の計測時刻を毎時 30 分として(9 時 0

Table 5 Verification results of calculation accuracy of hourly tilted surface irradiance using half-hour time stamp.

Station#	Azimuth [deg]	MBE [kW/m ²]	1Sigma [kW/m ²]	RMSE [kW/m ²]	α	Number of data
All (1h)						
1	-13	-0.004	0.010	0.011	1.012	4282
2	-52	-0.001	0.010	0.010	1.001	4335
3	-97	0.001	0.010	0.010	0.996	4288
Clear (Clearness Index > 0.7) (1h)						
1	-13	-0.006	0.011	0.012	1.007	500
2	-52	0.005	0.010	0.011	0.995	525
3	-97	0.003	0.010	0.010	0.992	550
Cloudy (Ratio of Diffused Light > 0.95) (1h)						
1	-13	0.001	0.005	0.005	0.989	1534
2	-52	0.000	0.004	0.004	0.995	1623
3	-97	0.001	0.005	0.005	0.992	1593
Other (Conditions except clear and cloudy) (1h)						
1	-13	-0.007	0.011	0.013	1.015	2282
2	-52	-0.003	0.012	0.012	1.005	2225
3	-97	0.001	0.012	0.012	0.998	2178

分～9 時 59 分の計測値から得られた 1 時間値を 9 時 30 分のデータとする)太陽の位置を算出した場合の傾斜面日射量算出精度を Table 5 にまとめた。結果より、毎時 30 分における太陽の位置を用いて傾斜面日射量を算出した方が算出精度は良くなり、1 分値における算出精度とほぼ同等の精度が得られる事が分った。今回用いたデータは 1 分値、1 時間値とも、1 秒サンプリングによる値であり、全天候、全方位角において文献 3) と同等以上の精度が得られた。

以上の結果より、3 節に示した時積算傾斜面日射量の算出手法は、1 分値のような、より短周期の瞬時的な日射強度を算出する際にも有効であることが示されたと言える。

6. 傾斜面日射強度算出における誤差の評価

本節では、水平面での日射計測データから算出した傾斜面日射強度を用いて PV システム運転特性評価を行う際に、誤差要因になると考えられる項目について、その影響を調べた結果をまとめる。

6.1 方位角誤差の影響

PV システムの運転特性の評価には、入力エネルギーであるアレイ面日射量が不可欠である。しかし、住宅用太陽光発電システムなどの場合、必ずしも正確な方位角が計測されているとは限らず、南、東、西等のおおまかな方位のみ把握されている場合も多い。このようなシステムを評価する際には、アレイ面方位角情報と実際の方位角のずれが存在し、このずれは 1 分値のような短い計測周期で計測されたデータを用いて解析を行う際には誤差の原因になってしまうと考えられる。そこで、傾斜面日射強度を算出する際に、意図的に方位角をずらし、実際の方位角において計測された日射強度とのずれを評価した。評価には Station1

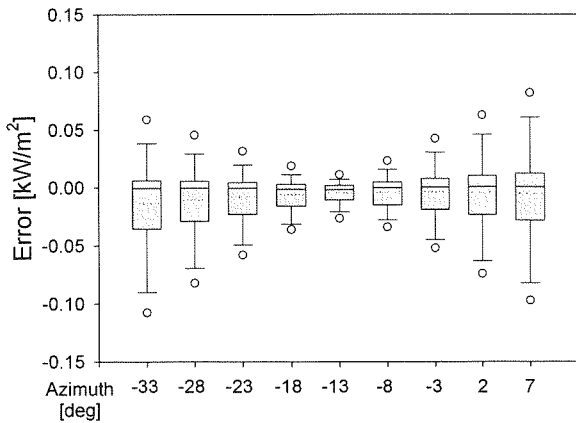


Fig.11 Box chart of azimuth error effect.

Table 6 Verification results of azimuth error.

Delta [deg]	Azimuth [deg]	MBE [kW/m ²]	1Sigma [kW/m ²]	RMSE [kW/m ²]	α
-20	-33	-0.013	0.047	0.049	1.028
-15	-28	-0.010	0.037	0.038	1.023
-10	-23	-0.008	0.026	0.027	1.019
-5	-18	-0.006	0.017	0.018	1.015
0	-13	-0.005	0.012	0.013	1.013
5	-9	-0.004	0.017	0.018	1.011
10	-3	-0.004	0.027	0.027	1.010
15	2	-0.004	0.038	0.038	1.009
20	7	-0.005	0.049	0.050	1.010

の計測データを用い、実測の方位角である-13[deg]に対して東西両方向に5[deg]刻みで方位角をずらして傾斜面日射強度を算出し、実測の傾斜面日射強度との誤差を箱ひげ図(Fig.11)にまとめた。箱ひげ図では一つの方位角での算出結果を一つのグループとし、箱の中の実線は中央値(50%)を、破線は平均値を表している。箱の上辺、下辺は全データ中の75%、25%をそれぞれ表しており、上側のひげは90%を、下側のひげは10%を表している。今回の解析では用いたデータ数が多く、ひげの外側にも多くのデータが存在するため、単純な計測誤差や発生頻度の低いばらつきを取り除き全体の分布を見るために、ひげの外側の上下に95%、5%のデータ点をそれぞれプロットした。また、Table 6には方位角をずらした場合の各評価指標値をまとめた。

結果より、方位角がずれるに従って、算出値のばらつきの範囲は広がっていき、標準偏差やRMSEの値も大きくなる事が分る。1分程度の時間間隔でPVシステムの瞬時的な運転特性を評価する場合には、 ± 10 [deg]の方位角ずれに対して標準偏差やRMSEの値は倍以上に増加していることから、求める評価精度に合わせて方位角の許容できる誤差範囲を適切に設定する必要があると言える。

一方で平均誤差に目を向けると、東側へずらした場合は平均誤差がマイナス側(実際より少なく算出している)へ動くのに対し、西側へずらした場合、算出する傾斜面の方位角が真南に近づくことから、平均誤差はわずかではあるがプラス側にずれている事が分る。いずれの場合も平均誤差の

変化は方位角を ± 10 [deg]動かしても大きな変化ではなく、これは、午前と午後の天候に大きな違いが無い場合には、午前中に多く(少なく)見積もった日射量を午後に少なく(多く)見積もる事で相殺される事が原因だと考えられる。このように、午前と午後で比較的天候が安定している地域では、1日以上期間におけるエネルギー量の評価に対して、方位角誤差が及ぼす影響は軽微であると考えられる。

6.2 傾斜角誤差の影響

PVシステムのアレイ面傾斜角の測定は方位角と比べると容易であり、設計図などがあれば比較的正確な値を得ることが可能である。ここでは、実際の傾斜角30[deg]に対して、 ± 10 [deg]の範囲でずらした場合の傾斜面日射強度の誤差を評価した。評価結果を、6.1同様、箱ひげ図(Fig.12)とTable 7に示す。なお、Fig.12、Table 7には傾斜角と方位角を同時にずらした場合の誤差評価結果も併せて示した。

結果より、方位角同様、傾斜角をずらす事によってもばらつきの範囲は広がっていく事が分る。また、平均誤差に関しては、傾斜角を30[deg]より大きい方向にずらした場合にはあまり変化しないが、より水平に近い方向へずらした場合には、平均誤差がマイナス方向へとずれていき、ばらつきの範囲もマイナス方向へと広がっている。方位角、傾斜角をそれぞれ同時に5[deg]ずらした場合にも、ばらつきの範囲は傾斜角を25[deg]にした場合の方が多い。

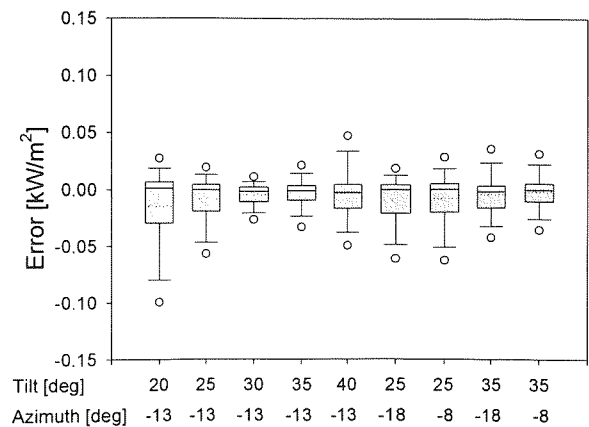


Fig.12 Box chart of tilt angle error effect.

Table 7 Verification results of tilt error and azimuth error.

Tilt [deg]	Azimuth [deg]	MBE [kW/m ²]	1Sigma [kW/m ²]	RMSE [kW/m ²]	α
20	-13	-0.014	0.038	0.040	1.044
25	-13	-0.008	0.023	0.024	1.026
30	-13	-0.005	0.012	0.013	1.013
35	-13	-0.003	0.016	0.016	1.005
40	-13	-0.003	0.027	0.027	1.001
25	-18	-0.010	0.024	0.026	1.028
25	-8	-0.008	0.026	0.027	1.024
35	-18	-0.004	0.022	0.022	1.007
35	-8	-0.002	0.019	0.019	1.003

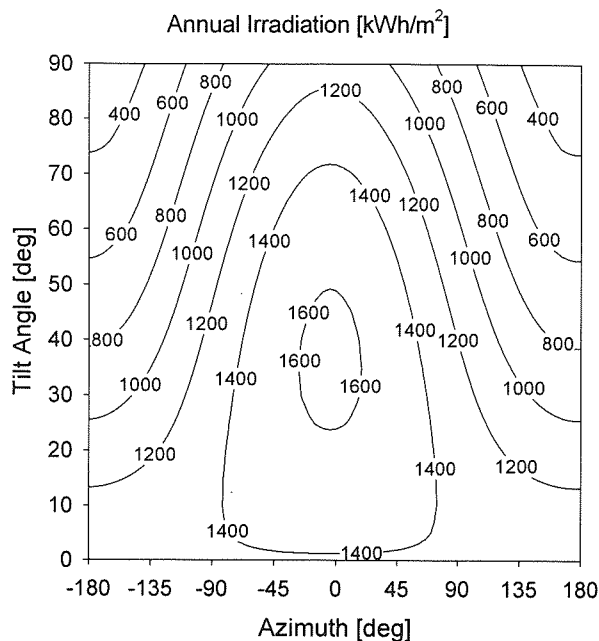


Fig.13 Annual irradiances of all tilt angle and azimuth.

このような違いは、各方位角、傾斜角における年間日射量の違いによって説明ができる。Fig.13には3節で示した方法により、Station1の水平面全天日射量と直達日射量を用いて算出した、全方位、全傾斜角の年間日射量を示した。このグラフからも分るとおり、30[deg]付近の最適傾斜角から傾斜角が大きくなる方向では40[deg]辺りでも年間日射量に大きな違いは無いが、より水平に近づく方向では年間日射量が低下しており、方位角0[deg]、傾斜角20[deg]での年間日射量1579[kWh/m²]に対し、傾斜角30[deg]では1622[kWh/m²]、傾斜角40[deg]では1628[kWh/m²]となっている。このように、方位角、傾斜角の誤差によって生じる平均値のずれやばらつきの広がり方は、対象とする傾斜面がどの方位・角度に向いているかによってその付近での日射量の変化に差があることから、同じ角度誤差に対しても異なる値となるため、注意が必要である。

6.3 アルベドの影響

住宅用PVシステムは様々な面に設置されるため、屋根の色や材質、陸屋根に架台を設けて設置されたシステムなど、周辺環境の違いによって、反射光の影響も様々であると考えられる。しかし、全ての環境においてアルベドを実測する事は現実的ではないため、本手法では一般的な住宅地域の値として、アルベド値を0.2に固定して傾斜面日射強度を算出している。アルベド値の誤差が年間日射量に及ぼす影響を評価するため、Station1の年間計測データを用いてアルベドを0.5, 0.8と変化させた結果をFig.14の左側とTable 8にまとめた。なお、アルベド値0.8とは新雪の雪面の反射率に相当する値である。

結果より、アルベド値を大きくするに従い、平均誤差はプラス側(日射強度を多く算出する側)にずれていくが、そのずれ量は限定的で、ばらつきの範囲もほとんど変化しな

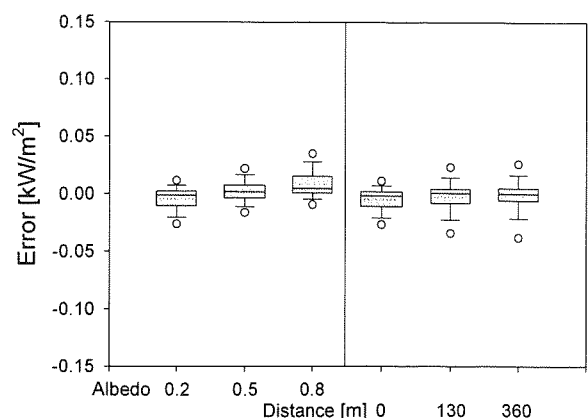


Fig.14 Box chart of albedo effect and distance effect.

Table 8 Verification results of albedo effect.

Albedo	MBE [kW/m²]	1Sigma [kW/m²]	RMSE [kW/m²]	α
0.2	-0.005	0.012	0.013	1.013
0.5	0.002	0.012	0.012	0.996
0.8	0.008	0.014	0.016	0.980

Table 9 Verification results of distance effect.

Distance [m]	MBE [kW/m²]	1Sigma [kW/m²]	RMSE [kW/m²]	α
0	-0.005	0.012	0.013	1.013
130	-0.002	0.030	0.030	1.006
360	-0.002	0.050	0.050	1.000

い。この結果より、アルベド値の誤差に関しては傾斜面日射強度算出に及ぼす影響は軽微であると言える。

6.4 距離の影響

評価対象とする全てのPVシステムのアレイ面に日射計を設置することは、費用の面でも維持管理の面でも現実的ではない。本実証研究では地域内6カ所の代表地点にて日射強度を計測しているため、PVシステムと日射計の間にある程度の距離が存在する。このような場合、移動する雲の影響などで、日射計、またはPVシステムのみが日陰になっているといった状況が発生し、傾斜面日射強度算出とPVシステム運転特性評価における誤差要因となっている。ここでは、この距離の影響を調べるため、Station1の実測傾斜面日射強度に対して、Station2、Station3の水平面全天日射強度と直達日射強度を用いて算出した場合の誤差を評価した。結果をFig.14の右側とTable 9に示す。なお、それぞれの日射計の位置関係はFig.1に示した通りであり、ほぼ南北に並ぶ形となっている。

結果より、日射計設置位置から距離がある場合の傾斜面日射強度算出においても、平均値の誤差は無視できる範囲に収まっていることが分る。しかしばらつきの範囲は大きく広がっていることから、瞬時値を用いた評価を行う場合

には、できるだけ近くの日射計を用いる等、ばらつきを抑える工夫が必要である。

7. まとめ

本論文では、従来から広く用いられてきた時積算傾斜面日射量の算出方法を分単位でのより瞬時的な傾斜面日射強度算出に適用し、その算出精度を明らかにした。また、算出した傾斜面日射強度を PV システム運転特性評価に用いる際に誤差要因となる項目について、その影響を明らかにした。用いたデータは「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の実証研究地域において計測されたデータに限られるため、結果には地域的な特徴を含むが、晴天や曇天などの天候別に結果をまとめた事により、日本国内において他の地域を評価する際にもある程度参考として用いることが可能であると考え、今後も PV システムの大量普及と大規模な系統連系の増加により、電力品質の維持の為に、より瞬時的な現象に対して評価、解析が行われていく事が予想される。本論文におけるデータが、PV システム評価時の誤差範囲の算出の一助になることを期待する。

なお、本研究は、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の一環として行ったものである。このような機会を与えていただいた(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構、及び様々なご協力をいただいた関係者各位に、この場を借りて感謝の意を表する。

参考文献

- 1) Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara, S.Nishikawa, "ANALYTICAL RESULTS OF OUTPUT RESTRICTION DUE TO THE VOLTAGE INCREASING OF POWER DISTRIBUTION LINE IN GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS", 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference pp1631 (2005)
- 2) R.Perez, R.Seals, P.Ineichen, R.Stewart, D.Menicucci, "A NEW SIMPLIFIED VERSION OF THE PEREZ DIFFUSE IRRADIANCE MODEL FOR TILTED SURFACES", Solar Energy Vol.39(3) pp.221-231 (1987)
- 3) 日本太陽エネルギー学会編, 「新太陽エネルギー利用ハンドブック」 pp.26-30
- 4) 英弘精機株式会社, 「精密全天日射計 MS-802F カタログ」