

# Output evaluation of PV modules using observed solar spectrum

Akihiko ITAGAKI<sup>\*1‡</sup>Jun SASAKI<sup>\*2</sup>Kenji UTSUNOMIYA<sup>\*2</sup>

## 日射スペクトルの観測値を用いた太陽電池モジュールの出力評価

板垣 昭彦<sup>\*1‡</sup>佐々木 潤<sup>\*2</sup>宇都宮 健志<sup>\*2</sup>

### Abstract

Solar spectrum varies with seasons, time and weather depending on solar altitude and atmospheric condition. Because the solar cell efficiency is influenced by its spectral sensitivity, solar spectrum data is important to accurately estimate the output from photovoltaic systems. To this end, we observed spectral irradiance on horizontal and inclined surfaces for more than seven years at five stations in Japan with different solar radiation conditions. The observed data were compiled into a dataset. Using this dataset, we studied the influence of solar spectrum on the output from different photovoltaic modules.

**Keywords:** Solar spectrum, PV systems, Spectral response, Generated electric power

**キーワード:** 日射スペクトル, PV システム, 分光感度, 発電電力量,

### 1. はじめに

太陽光発電システムからの発電量を見積るためには、当該地点における日射量データが重要である。著者らは NEDO の委託事業の一環として、わが国における日射量データベースの整備を継続している。2021 年 4 月には、月平均の日射量データを収録した MONSOLA-20、毎時の気象データを収録した METPV-20 が NEDO のホームページ<sup>1)</sup>で公開された。一方、同じ日射量が照射されても、太陽電池からの出力は個々の太陽電池の特性の違いによって異なる。

太陽電池の特性の一つに「標準試験状態における出力」があり、「標準試験状態」として、以下の条件が定義されている。

- ① 日射強度 1000W/m<sup>2</sup>
- ② 日射スペクトル (エアマス 1.5)
- ③ 太陽電池温度 25°C

①と②を満たす「標準日射スペクトル」を Fig.1 に示す。

「標準試験状態」として、「標準日射スペクトル」が規定されているのは、太陽電池からの出力が太陽電池の分光感度特性に依存しているからである。

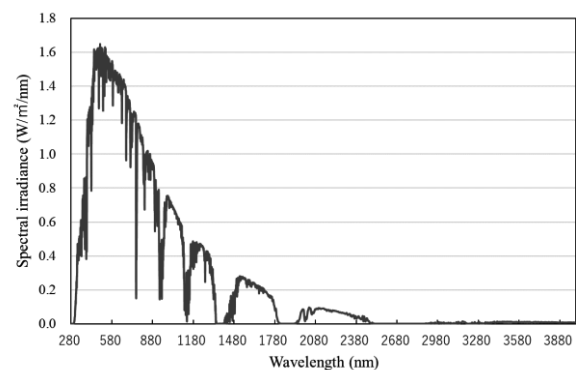


Fig.1 Reference spectra  
(Drawing from NREL Website)<sup>2)</sup>

Fig.2 は様々な太陽電池モジュール (以下、PV モジュール) の相対分光感度を例示したものである。相対分光感度とは、各 PV モジュールの波長別の感度について、ピーク値を 1 とした相対値で示したものである。分光感度に関するデータは NEDO の委託事業 (P15003) において、国立研究開発法人産業技術総合研究所が計測したものである。

\*1 Formerly, Japan Weather Association Hokkaido Regional Office, Kita 4-jo Nishi 23-cyome, Chuo-ku, Sapporo-shi, Hokkaido 064-8555, Japan e-mail: itasan0123@outlook.jp

\*2 Japan Weather Association Environment and Energy Dept.  
Received: August 30 2024, Accepted: October 30 2024

\*1 元一般財団法人日本気象協会北海道支社 (〒064-8555 札幌市中央区北 4 条西 23 丁目) e-mail: itasan0123@outlook.jp

\*2 一般財団法人日本気象協会環境エネルギー事業部  
(原稿受付: 2024 年 8 月 30 日, 受理日: 2024 年 10 月 30 日)

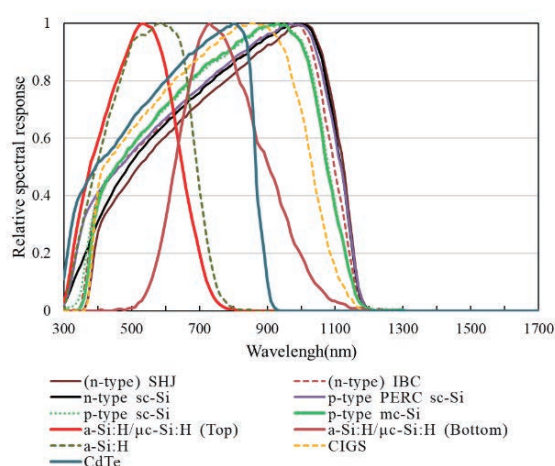


Fig.2 Relative spectral responses of PV modules.

例示した PV モジュールの種類は、単結晶シリコン（末尾が sc-Si）、多結晶シリコン（末尾が mc-Si）、アモルファスシリコン（先頭が a-Si）、化合物系（CIGS, CdTe）、シリコン・ヘテロ結合（SHJ）、単結晶シリコンの裏面電極型（IBC）である。また、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H」はアモルファスシリコンと微結晶シリコンを組み合わせた多接合型 PV モジュールであり、上面(Top)と下面 (Bottom) で異なる相対分光感度を持つ。

Fig.2によれば、緑色で示した「p-type mc-Si」では350～1200nm の波長範囲の日射が発電に寄与するが、赤色で示した「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」では発電に寄与する日射の波長範囲が300～800nm と狭くなっている。また、相対分光感度の高い波長における日射強度が大きいほど発電効率は高くなる。

Fig.1 は、ある気象条件下における日射スペクトルを示しているが、日射スペクトルは、季節、時刻、天候によって太陽の位置や大気状態が異なるために変化する。日射スペクトルの影響を考慮することで、太陽電池からの出力推定を、より正確に行うことができる。日射スペクトルを用いた太陽電池からの出力に関する先行研究としては以下のようなものがある。

Ishii らは、日本国内で観測された日射スペクトルデータを用いて、分光感度特性の異なる PV モジュールの性能について評価した<sup>3)</sup>。

Alonso-Abella らは、分光感度特性が異なる 8 種類の PV モジュールについて、日射スペクトルの違いが月毎および年間の発電量に与える影響について評価した<sup>4)</sup>。

Tawa らは、宮崎大学構内で観測された日射スペクトルデータを用いて、Bird の晴天時モデルを修正して全天候に適応可能な傾斜面スペクトル推定モデルを開発した。さらに開発した推定モデルを用いて、3 種類の PV モジュールからの年間発電量を推定した<sup>5)</sup>。

宇都宮らは、日本国内の 5 地点における日射スペクトル等の観測データの一部をデータベース化し (Ver-1～Ver-3) 、

NEDO のホームページで公開した<sup>6)</sup>。公開された日射スペクトルデータを利用した研究例としては以下のようなものがある。

Ver-1 の利用例として、馬場らは、傾斜面における晴天時の標準日射スペクトルを、日照率等に関して階級ごとに用意した波長別係数で補正することで推定を行った<sup>7)</sup>。

桶らは、SPCTRAL2 と日射スペクトルデータベース (VER-1) を組み合わせたモデルを作成し、全天日射強度の観測値による補正を行うことで様々な気象条件の違いを表現した<sup>8)</sup>。

Ver-2 の利用例として、著者らは、Ver-2 に収録されているデータを用いて、地上気象観測データを用いた水平面日射スペクトルの推定モデルを開発した<sup>9)</sup>。

馬場らは、水平面日射スペクトルデータを統計的に処理し、前報<sup>7)</sup>で開発した傾斜面日射スペクトルの解析手法を水平面日射スペクトルに応用し、代表的な天気状態における日射スペクトルを全天日射量から簡易的に推定する手法を検討した<sup>10)</sup>。

池田らは、WOUDC が公開しているブリューワー分光放射計の計測データと Ver-3 に収録された水平面の日射スペクトルデータを用いて紫外分光放射の推定式を作成した<sup>11)</sup>。

佐々木らは、Ver-3 に収録された気象データ等を用いて、前報<sup>9)</sup>で開発した水平面日射スペクトルの推定モデルに物理モデルを追加することで、傾斜面日射スペクトルの推定モデルを開発した<sup>12)</sup>。

上記したように、先行研究では、PV モジュールからの出力に影響を及ぼす日射スペクトルの推定モデルの開発、日射スペクトルの推定値を用いた PV モジュールの出力評価等が行われている。観測された日射スペクトルを用いた PV モジュールの出力評価の研究も実施されているが、解析期間は 1 年程度である。NEDO 委託事業の終了を機に日射スペクトルデータベース Ver-3 の公開は 2020 年 10 月 20 日で終了したが、著者らは、2012 年～2018 年の 7 年間の観測データを「日射スペクトルデータセット」として整備し、収録した日射スペクトルデータと Fig.2 に示した分光感度データを用いて、分光感度の異なる PV モジュールからの出力について解析した。本論文ではその解析結果について述べる。

## 2. 解析に用いた日射スペクトルの観測地点

解析には、著者らが NEDO の委託事業の一環として日本国内の 5 地点で観測した日射スペクトルデータを用いた<sup>13)</sup>。観測地点の配置図を Fig.3 に、5 地点の位置情報や斜面の傾斜角度を Table 1 に、日射関連の観測要素と観測機器を Table 2 に示す。斜面の方位は全地点とも南である。5 地点における観測内容等については、前報<sup>13)</sup>を参照されたい。これらの 5 地点は、日射特性によって日本全国を大きく 5 つに分けた日射気候区<sup>14)</sup>のそれぞれに配置されている。

5つの日射気候区については、Fig.3に色分けして示した。青色は日射気候区（Ⅰ）で、「北海道から山陰東部までの日本海側地域」、緑色は日射気候区（Ⅱ）で、「中部・近畿・中国・四国の内陸山地と九州北部地域」、黄色は日射気候区（Ⅲ）で、「北海道・東北の太平洋側地域と関東内陸部」、桃色は日射気候区（Ⅳ）で、「関東以西の太平洋側地域と瀬戸内海沿岸地域」、赤色は日射気候区（Ⅴ）で、「南西諸島」である。Table 1に記載した日射気候区を代表する観測地点の日本語表記は「長沼」、「鳥栖」、「つくば」、「岐阜」、「沖永良部」である。

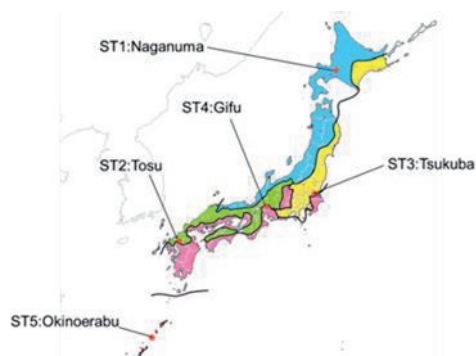


Fig.3 Solar spectral observation stations.

Table 1 Location and slope angle of five stations.

Zone	Station	Latitude	Longitude	Slope angle
I	Naganuma	43° 03'	141° 45'	36°
II	Tosu	33° 22'	130° 30'	26°
III	Tsukuba	36° 03'	140° 08'	32°
IV	Gifu	35° 28'	136° 44'	32°
V	Okinoerabu	27° 21'	128° 32'	22°

Table 2 Observation elements and instruments.

Elements	Instruments	Type	Remarks
Solar spectrum	spectroradiometer	MS-710 MS-712	Horizontal & inclined surfaces
Global irradiance	pyranometer	MS-802	
Direct normal irradiance	pyrheliometer	MS-54 CHP-1	

### 3. 解析に用いた日射スペクトルデータセットの概要

本論文で解析に用いた日射スペクトルデータセットの概要を Table 3 に示す。なお、前報<sup>12)</sup>で傾斜面日射スペクトルの推定モデルを開発する過程で、観測データの異常値等を判定する手法を開発し、夜間や異常データについては解析から除外している。

このような観測データを利用しない方法として、全天日射強度の観測値から日射スペクトルを推定する多くのモデルが開発されている。Gueymard による SMARTS2<sup>15)</sup>が広く利用されているが、晴天時を対象としており、推定モデルの入力パラメータには、一般には入手が困難な大気混濁度やオゾン量が含まれている。また、Fig.1 で示した「標準日

射スペクトル」の算定根拠である大気状態は、必ずしも日本の大気状態を代表しているとは言えない<sup>16)</sup>。南北に長く、冬季の太平洋側と日本海側の天気が大きく異なるようなわが国において、地域特性が反映された日射スペクトルを用いた研究は有意義であると考えられる。

Table 3 Outline of solar radiation spectrum dataset used in this paper.

Station	Naganuma, Tosu, Tsukuba, Gifu, Okinoerabu
Observation wavelength	350nm ~ 1700nm
Data interval	10min. For example, 10:00, 10:10, 10:20, ...
Data period	January 1, 2012 - December 31, 2018

### 4. 日射スペクトルデータセットを用いた日射特性の解析例

前述したように、日射スペクトルデータセットには、日射状況の異なる5地点における詳細な日射データが収録されており、地域における様々な日射関連の調査が可能である。

Fig.4 は2012年～2018年の観測データから、冬季の1月と梅雨季の6月について、5地点の10分毎の水平面日射強度を大きい順に並べたものである。図の横軸は、各地点の日射強度が最も大きかった時を「1」、2番目に大きかった時を「2」として、大きい順に付加した順番を示す。左側は天気の良い時、右側は天気の悪い時の日射強度を示す。

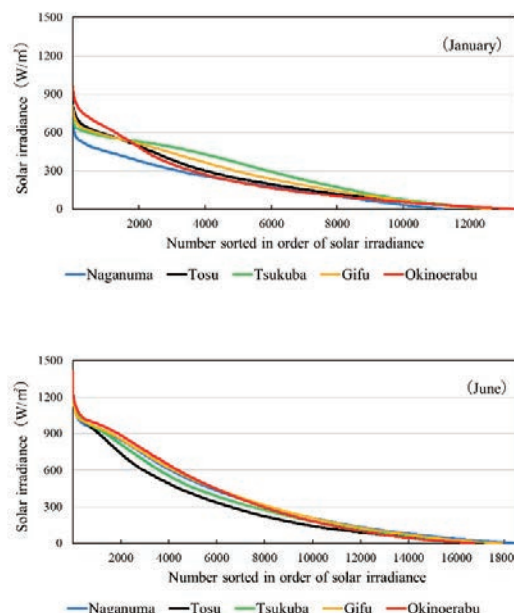


Fig.4 Solar irradiance at five stations in order of intensity. (Analysis with data from 2012-2018)

冬季の1月については、天気の良い日は低緯度ほど日射強度が大きくなるが、沖永良部は季節風による雲の影響で

日射強度が他の地点より小さい日が多くなる. 全体的には, 冬晴れの日が多いつばの日射強度が他の地点よりも大きい傾向がある.

梅雨季の6月については, 晴天時 (図の左側) の日射強度の地域差が1月に比べ小さいのが特徴である. これは太陽高度の地域差が冬季に比べて小さい事が影響していると考え. 高緯度にある長沼は, 1月は最も日射強度が小さかったが, 6月は鳥栖やつくばよりも日射強度が大きい傾向がある. 梅雨前線が影響していると考え.

Fig.5 は6月の各地点における10分毎の散乱比を小さい順に並べたものである. 散乱比は水平面日射強度  $I_{gh}$  に対する水平面散乱日射強度  $I_{dh}$  の比  $I_{dh}/I_{gh}$  である. 図の横軸は, 各地点の散乱比が最も小さかった時を「1」, 2番目に小さかった時を「2」として, 小さい順に付加した順番を示す. 散乱比が大きいと雲が多いことを意味する. 水平面散乱日射強度  $I_{dh}$  は, 直達日射計の観測値  $I_{bn}$  と太陽高度  $h$  を用いて以下の式から求めた.

$$I_{dh} = I_{gh} - I_{bn} \sin h \quad (1)$$

Fig.5によれば, 長沼の散乱比が他の地点よりも小さい傾向があり, 天気の良い日が多かったと言える. 梅雨前線の影響を強く受ける鳥栖は散乱比が大きくなっている.

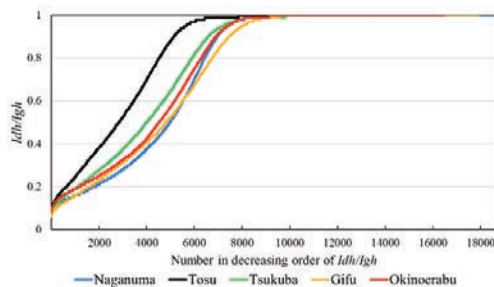


Fig.5  $I_{dh}/I_{gh}$  sorted by decreasing order at five stations in June. (Analysis with data from 2012-2018)

Fig.6 は, 2012年6月の晴天時について, 日射強度が前述した「標準試験状態」である  $1000\text{W}/\text{m}^2$  付近 ( $1000\sim 1001\text{W}/\text{m}^2$ ) の時の5地点の日射スペクトルを示したものである. 図中には, Fig.1に示した「標準日射スペクトル」も併記した. 各地点の日射強度・エアマス等を Table 4 に示す.

Fig.6によると, 5地点における日射スペクトルに顕著な地域差は見られない. 日射強度とエアマスの地域差が小さいことが原因と考えられる. また, 全体的に,  $650\text{nm}$  付近を境に, 「標準日射スペクトル」に比べて, 短波長側では日射強度が大きく, 長波長側では日射強度が小さい傾向がある. これは, 「標準日射スペクトル」がエアマス 1.5 を想定して定義されていることが影響していると考え. エアマスが大きくなると, Rayleigh 散乱により, 短波長側の

日射の減衰が大きくなることから, 同じ日射強度の場合, 相対的に短波長の日射強度が小さくなる.

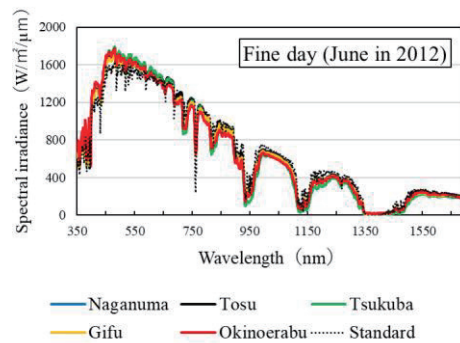


Fig.6 Spectral irradiance when solar irradiance is around  $1000\text{W}/\text{m}^2$  on a fine day in June 2012.

Table 4 Solar irradiance and air mass at each station at the times shown in Figure 6.

Station	Date (Year 2021)	Time	Solar irradiance ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	Air mass
Naganuma	June 7	11:40	1000	1.06
Tosu	June 3	11:10	1000	1.05
Tsukuba	June 20	13:10	1001	1.08
Gifu	June 24	12:10	1001	1.02
Okinoerabu	June 24	13:10	1000	1.01

Fig.7 は, 日射強度が同じ  $1000\text{W}/\text{m}^2$  でエアマスが異なる場合の沖永良部の日射スペクトルを示したものである.

当該時刻の日射強度・エアマス等を Table 5 に示す. 同じ日射強度でも, エアマスが大きくなると  $450\text{nm}$  付近より短い波長域での日射強度が小さくなっている.

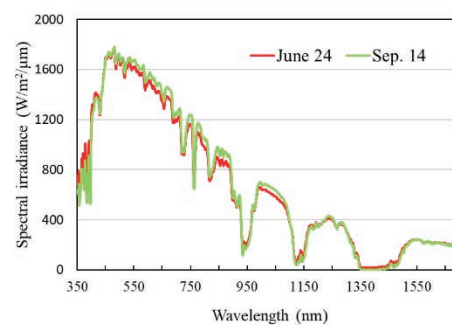


Fig.7 Example of spectral irradiance for different air masses when solar irradiance is  $1000\text{W}/\text{m}^2$  at Okinoerabu in 2012.

Table 5 Solar irradiance and air mass at the times shown in Figure 7.

Station	Date (Year 2012)	Time	Solar irradiance ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	Air mass
Okinoerabu	June 24	13:10	1000	1.01
Okinoerabu	Sep.14	10:30	1000	1.23



著者らが整備した日射スペクトルデータセットには、様々な天候下における日射関連データが整備されており、上記したような、日射強度や散乱比を用いた解析、前述した SMARTS2 では扱っていない曇天時の日射スペクトルに関する調査も可能である。

Fig.8 は、2018 年における岐阜地点の晴天日 (6 月 1 日) と曇天日 (6 月 18 日) の水平面日射スペクトルを例示したものである。Table 6 に観測時の全天日射強度等を示す。図中には、Fig.1 に示した「標準日射スペクトル」も併記した。太陽高度 (エアマス) が同じような場合でも晴天日と曇天日では日射スペクトルは大きく異なっている。

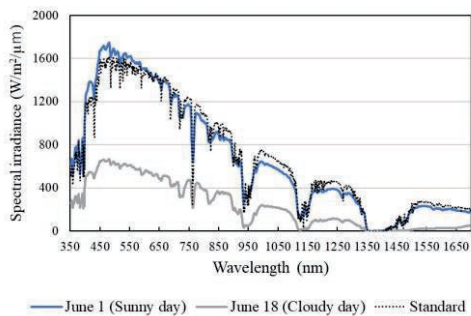


Fig.8 Example of spectral irradiance on sunny and cloudy days at Gifu in 2018.

Table 6 Solar irradiance, etc. at the times shown in Figure 8.

Date (Year 2018)	Time	Solar irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Air mass	Clearness index
June 1	12:00	1022	1.02	0.79
June 18	12:00	338	1.02	0.26

Fig.9 は Fig.8 で示した日射スペクトルについて、波長毎の日射強度を全天日射強度で正規化した「変換係数」で表したものである。「変換係数」を用いることで日射強度の異なる日射スペクトルの類似度を比較することが可能になる。

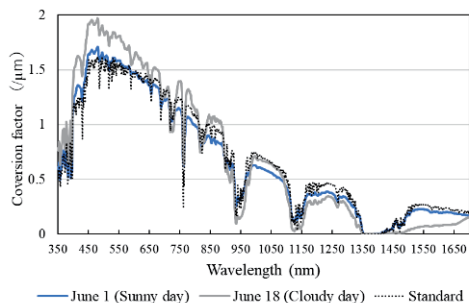


Fig.9 Example of conversion factor on sunny and cloudy days at Gifu in 2018.

Fig.9 によれば、晴天日と曇天日で「変換係数」の形状が大きく異なっているのが分かる。また、曇天日については、標準日射スペクトルの「変換係数」との相違も大きく、PV

モジュールからの出力を「標準試験状態」を用いて推定した場合には誤差が大きくなる可能性がある。

## 5. 日射スペクトルデータセットを用いた PV モジュールの出力評価

### 5.1 スペクトルファクター (SF) について

前述したように、PV モジュールからの出力を、より正確に推定するには、日射スペクトルを考慮する必要があると考える。Table 3 に記載したように、解析に用いた日射スペクトルデータセットには、350nm~1700nm の波長について、日射状況の異なる 5 地点のデータが 10 分毎に 7 年間にわたり収録されている。

そこで、著者らは、Fig.2 に示した分光感度特性の異なる 11 種類の PV モジュールについて、10 分毎の日射スペクトルを用いた 7 年間にわたる出力評価を行った。このような長期間の観測データを用いて出力評価を行った研究例はない。

PV モジュールからの出力評価に日射スペクトルが与える影響を表す指標として、以下の式で表すスペクトルファクター (SF) を用いた。

$$SF = \frac{\int_{350}^{1700} I(\lambda)S(\lambda)d\lambda}{\int_{350}^{1700} I(\lambda)d\lambda} \div \frac{\int_{350}^{1700} I_{AM1.5G}(\lambda)S(\lambda)d\lambda}{\int_{350}^{1700} I_{AM1.5G}(\lambda)d\lambda} \quad (2)$$

ここで、

$\lambda$ : 波長

$I(\lambda)$ : 日射スペクトル観測値

$I_{AM1.5G}(\lambda)$ : AM1.5 の標準日射スペクトル

$S(\lambda)$ : PV モジュールの相対分光感度

右辺の分子は、観測された日射スペクトルを用いて 350nm~1700nm の波長について、波長別に求めた (日射強度×相対分光感度) の積分値を積算日射強度で正規化したもの。右辺の分母は、標準日射スペクトルを用いて同様の計算をしたものである。以下、積算日射強度とは、350nm~1700nm の波長域における日射強度の積分値を表す。Fig.9 に示したように、晴天日と曇天日では「変換係数」の形状が異なっており、天候の違いが SF の値に影響すると考えられる。

(2)式によれば、SF の値が 1 より大きい場合は PV モジュールからの出力は標準日射スペクトルで計算した場合よりも大きくなり、SF の値が 1 より小さい場合は標準日射スペクトルで計算した場合よりも小さくなる。

SF の計算例として、2015 年の長沼、つくば、沖永良部の 3 地点の水平面の SF の月平均値を Fig.10 に示す。SF の計算には、日射スペクトルデータセットに収録された 10 分毎の日射スペクトルデータと SMART2 で計算された標準

日射スペクトルデータ及び、Fig.2 に示した PV モジュールごとの相対分光感度のデータを用いた。なお、解析は Fig.2 に示した 11 種類の PV モジュールについて行ったが、図が煩雑になるため、結晶 Si 系、a-Si 系、化合物系それぞれから代表的な 4 種類を選定して図示している。

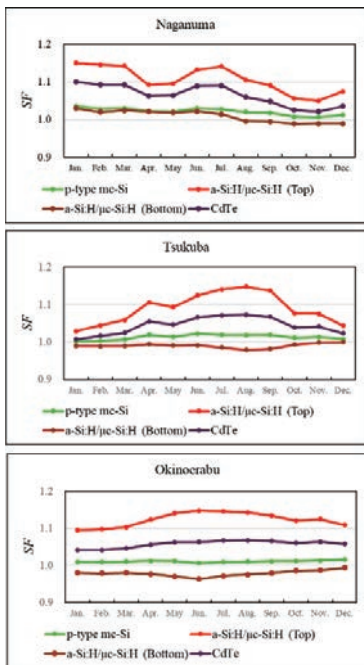


Fig.10 Example of the monthly mean SF (Horizontal surface in 2015).

Fig.10 によれば、PV モジュールによって、月別の SF の変化に異なった傾向が見られるのが分かる。最も変化が大きいのは「a-Si:H/μc-Si:H (Top)」であり、最も変化が小さいのは「p-type mc-Si」である。また、最も変化の大きい「a-Si:H/μc-Si:H (Top)」では、地点毎に年間を通した変化傾向に違いが見られる。これらについて考察した。

5.2 SF と積算日射強度の関係について

Fig.11 は、Fig.10 で示したつくばの 2015 年のデータから、「a-Si:H/μc-Si:H (Top)」と「p-type mc-Si」について、1 月と 8 月の積算日射強度と SF の関係を 10 分毎のデータで調べたものがある。Fig.11 によれば、「p-type mc-Si」は積算日射強度による SF の変化が小さく、「a-Si:H/μc-Si:H (Top)」は積算日射強度が小さいほど SF が大きくなる傾向がある。

Fig.12 は、Fig.11 で示したつくばの 2015 年の 1 月と 8 月の 12 時のデータについて、晴れた日と曇った日の日射スペクトルについて解析したものである。図の縦軸は波長毎の日射強度を積算日射強度で正規化した「正規化スペクトル」である。黒点は標準スペクトルを表す。「正規化スペクトル」を用いることで、Fig.9 で示した「変換係数」と同様、積算日射強度の異なる日射スペクトルの類似度を判断することができる。標準スペクトルとの差に注目すると、曇天時は、晴天時に比べて短波長側の日射強度が大きく、長波長側の日射強度が小さい傾向がある。

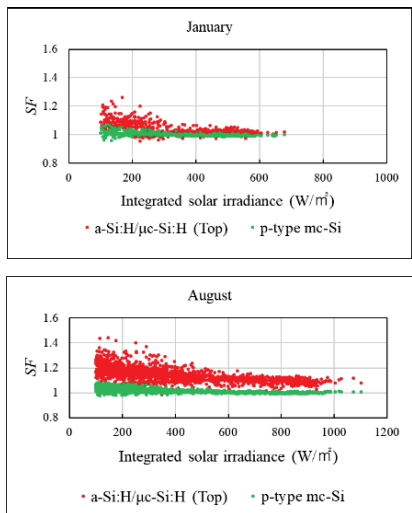


Fig.11 Relationship between integrated solar irradiance and SF (Horizontal surface in 2015 at Tsukuba).

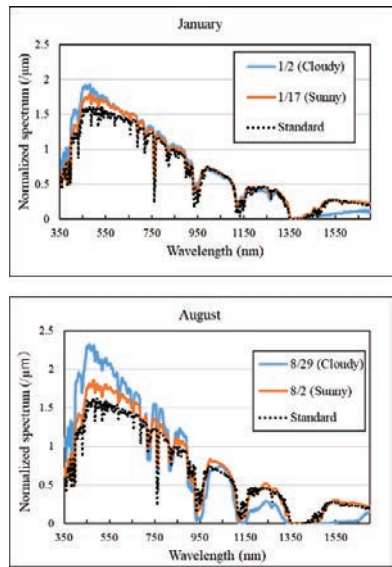


Fig.12 Example of normalized spectrum on sunny and cloudy days (Horizontal surface in 2015 at Tsukuba).

Fig.2 に示した相対分光感度によれば、SF の変化が大きい「a-Si:H/μc-Si:H (Top)」では、短波長側の相対分光感度が大きく、曇天時に短波長側の日射強度が相対的に大きくなると、標準スペクトル時よりも出力が大きくなる傾向がある。長波長側の日射強度は弱くなるが、分光感度の波長幅が狭いため、この PV モジュールでは影響は少ない。一方、分光感度の波長幅が広い「p-type mc-Si」では、短波長側での出力は増えるものの、長波長側の出力は減少して、結果的に、出力の変化が小さくなると考えられる。

5.3 地点による SF の違いについて

Fig.13 は、Fig.10 で示した 2015 年の a-Si:H/μc-Si:H (Top) の SF の月平均値を、長沼、つくば、沖永良部の 3 地点について比較したものである。冬季は地点による SF の違いが大きく、夏季は小さい傾向が見られる。

Fig.14 は, Fig.13 で示した3地点について, 10分毎の「正規化スペクトル」の月平均値を示したものである. 上図は地点による  $SF$  の違いが大きかった 2015年1月, 下図は地点による  $SF$  の違いが小さかった 2015年7月を表す. 凡例には各地点の月平均の積算日射強度の値も記載している.

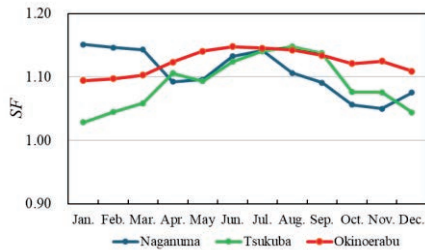


Fig.13 Monthly mean  $SF$  of [a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)] at three stations (Horizontal surface in 2015).

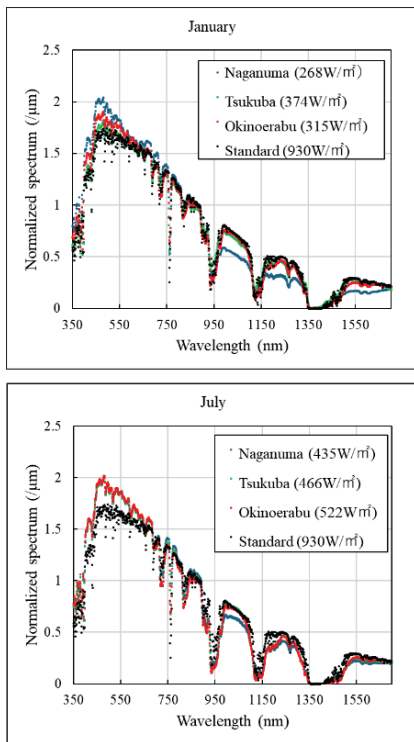


Fig.14 Comparison of monthly mean normalized spectrum at three stations (Horizontal surface in 2015).

1月は短波長側で地点による「正規化スペクトル」の違いが見られ, Fig.13と比較すると, 標準スペクトルからの差が大きい長沼, 沖永良部, つくばの順に  $SF$  が大きくなっている. これに対して, 7月は短波長側における地点による「正規化スペクトル」の違いが小さい. すなわち, 標準スペクトルからの差も同程度となり,  $SF$  も近似した値になったと考えられる. 上記したように,  $SF$  を用いれば, 日射スペクトルを反映した PV モジュールからの出力を評価することができる. と考える.

5.4  $SF$  を用いた PV モジュールからの出力評価

$SF$  を用いた PV モジュールからの出力評価として, 以下のような簡易的な発電電力量を用いた.

$$\begin{aligned} & \text{標準スペクトルで計算した発電電力量 } (P_s) \\ & = \text{【 (10分毎の積算日射強度) } \times \text{ (損失係数) } \text{】 の月積算値} \end{aligned} \tag{3}$$

$$\begin{aligned} & \text{実際の日射スペクトルで計算した発電電力量 } (P) \\ & = \text{【 (10分毎の積算日射強度) } \times \text{ (10分毎の } SF \text{)} \\ & \quad \times \text{ (損失係数) } \text{】 の月積算値} \end{aligned} \tag{4}$$

$$\begin{aligned} & \text{月別の発電電力量比 } (R) \\ & = P/P_s \end{aligned} \tag{5}$$

発電電力量の計算には, 350nm~1700nm の波長範囲における 10分毎の積算日射強度と  $SF$  を用いた. Fig.11 で示したように, 積算日射強度が同じでも  $SF$  は変化するので, 出力評価としては,  $SF$  ではなく発電電力量を用いた.

ここで, 式中にある損失係数は, 日射スペクトル以外の要素については一定と仮定した. すなわち, 温度係数等, 他の気象条件による損失係数は同一とし, 日射スペクトルの違いが標準スペクトルで算出した発電電力量とどの程度異なるかを評価した. Fig.10 で解析した3地点を対象に, 2015年の1年間について, 月別の発電電力量比を Fig.15 に示す.

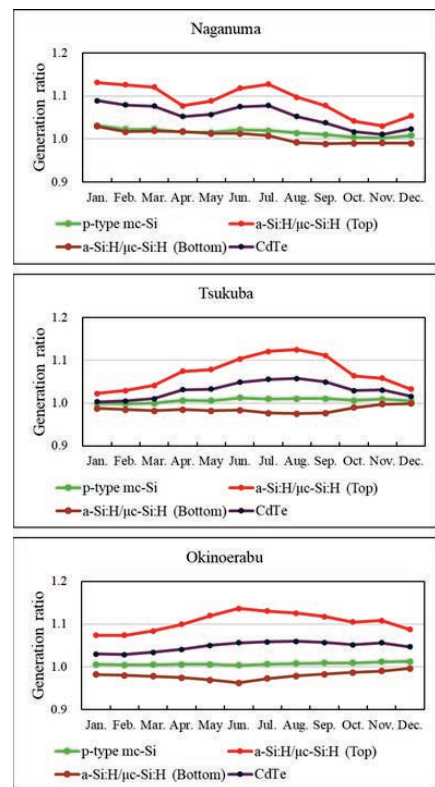


Fig.15 Example of the monthly mean generation ratio at three stations (Horizontal surface in 2015).

「p-type mc-Si」の場合は、日射スペクトルが発電電力量に与える影響は小さく、年間を通じて 3%以内の影響であることが分かる。一方、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」の場合は、スペクトルの影響により夏季で 10%以上、年間を通じても標準スペクトルで評価した場合よりも大きい発電電力量が見込まれる。

**5.5 7年間の日射スペクトルデータを用いた PV モジュールからの出力評価**

同様な解析を Fig.3 に示した 5 地点の水平面、傾斜面について 7年間 (2012~2018 年) を対象に行った。傾斜面の日射スペクトルデータは、Table 1 に示した南向き斜面で計測されたものである。水平面と傾斜面の年平均発電電力量比を Fig.16 と Fig.17 示す。年平均発電電力量比は、10 分毎のデータを用いて求めた月別の発電電力量比の平均値である。

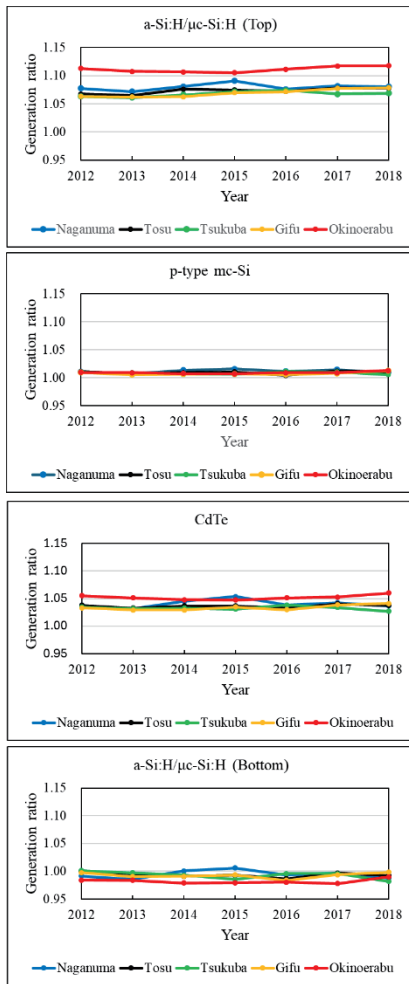


Fig.16 Annual average generation ratio at five stations (Horizontal surface).

標準スペクトルを用いた場合との発電電力量比が最も大きくなっているのは、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」であり、水平面については、全地点で全期間にわたり 5%以上の発電電力量比となっている。また、地域差も大きく、沖永良部

の水平面の発電電力量比は 10%以上となっている。沖永良部の日射スペクトルは、年間を通して標準スペクトルとの差が大きくなっていると思われる。

「p-type mc-Si」は発電電力量比が 1 に近く、地域差も殆どない。5.2 で述べたように、発電電力に寄与する波長範囲が広いと思われる。

「CdTe」は発電電力量比が 1 よりも若干、大きく、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)」は発電電力量比が 1 よりも若干、小さい傾向が見られる。また、沖永良部に注目すると、「CdTe」では他の地点より発電電力量比が大きいのに対し、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)」では、他の地点より発電電力量比が小さくなっている。発電に寄与する波長範囲が「CdTe」では 300~920nm、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)」では 500~1200nm と異なっていることが、このような結果になっていると考

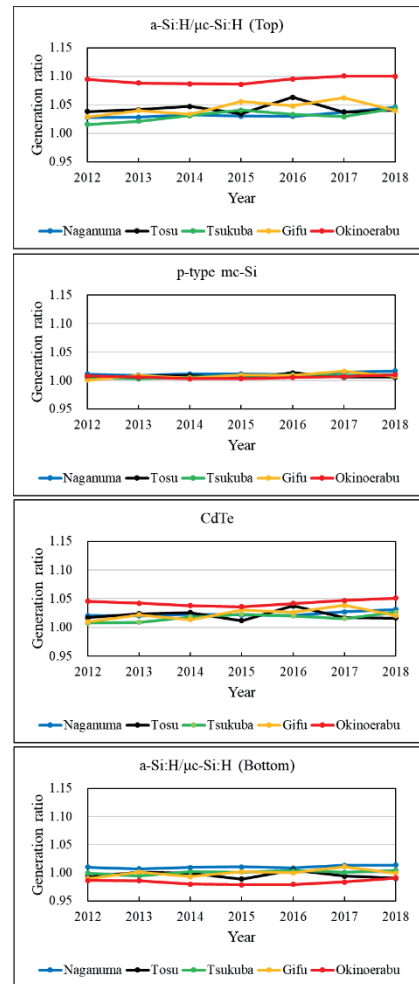


Fig.17 Annual average generation ratio at five stations (Inclined surface).

Fig.2 に示した 11 種類の PV モジュールについて、7 年間 (2012~2018 年) の年間発電電力量比の平均値を求めると Table 7 のようになる。結晶系の PV モジュールは日射スペクトルの影響が小さいが、アモルファスシリコン系や



CdTe は標準スペクトルを用いた場合より年間発電電力量が数%多くなる。

Table 7 Seven-year average of generation ratios for 11 types of solar cells.

(a) Horizontal surface

	Naganuma	Tosu	Tsukuba	Gifu	Okinoerabu
(n-type) SHJ	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
(n-type) IBC	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
n-type sc-Si	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00
p-type PERC sc-Si	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
p-type sc-Si	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
p-type mc-Si	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)	1.08	1.07	1.07	1.07	1.11
a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98
a-Si:H	1.07	1.06	1.06	1.06	1.10
CIGS	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02
CdTe	1.04	1.04	1.03	1.03	1.05

(b) Inclined surface

	Naganuma	Tosu	Tsukuba	Gifu	Okinoerabu
(n-type) SHJ	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00
(n-type) IBC	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00
n-type sc-Si	1.01	1.00	1.01	1.01	1.00
p-type PERC sc-Si	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00
p-type sc-Si	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
p-type mc-Si	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)	1.03	1.04	1.03	1.04	1.09
a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)	1.01	1.00	1.00	1.00	0.98
a-Si:H	1.03	1.04	1.03	1.04	1.08
CIGS	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01
CdTe	1.02	1.02	1.02	1.02	1.04

Fig.18 は Fig.16 と Fig.17 で扱った 4 種類の PV モジュールについて、傾斜面と水平面の発電電力量比の比率（傾斜面/水平面）を示したものである。「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」は、傾斜面の発電電力量比が水平面より小さいが、「p-type mc-Si」は傾斜面と水平面の発電電力量比は殆ど同じである。「CdTe」については、傾斜面の発電電力量比が水平面より若干、小さく、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)」では、逆に傾斜面の発電電力量比が水平面より若干、大きい傾向がある。これは、水平面と傾斜面の日射強度の違いが影響していると考えられる。

各地点の傾斜角は Table 1 に示したが、MONSOLA-11 に記載された近傍のアメダス地点の最適傾斜角（年間で最も日射量が得られる角度）に近い角度となっている。Fig.19 は、Fig.18 の解析に用いた水平面と傾斜面の積算日射強度の年平均値の比率（傾斜面/水平面）を示したものであるが、各地点とも傾斜面の方が水平面よりも積算日射強度が大きくなっている。

Fig.11 に示したように、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」では、積算日射強度が小さい時の方が  $SF$  が大きくなる傾向がある。そのため、発電電力量比は、積算日射強度が大きい傾斜面

の方が水平面よりも小さくなると思われる。Fig.19 で、水平面に対する傾斜面の積算日射強度の比（傾斜面/水平面）が大きい地点の方が、Fig.18 の「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」の発電電力量比の比率（傾斜面/水平面）が小さくなっているのは、そのような理由と考える。一方、「p-type mc-Si」は、日射強度の違いが  $SF$  に及ぼす影響が小さいため、水平面と傾斜面の発電電力量比に差が現われなかったと思われる。

PV モジュールからの発電電力量をより正確に評価するには、水平面だけではなく傾斜面におけるスペクトルデータも重要であると考えられる。

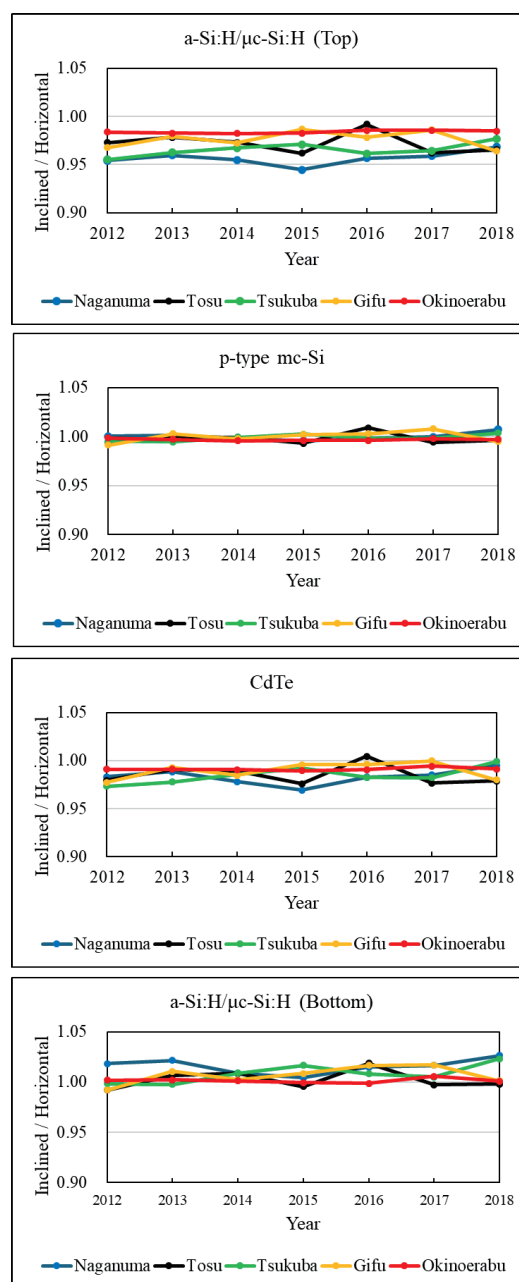


Fig.18 Ratio of annual average generation ratio on inclined to horizontal surfaces at five stations.

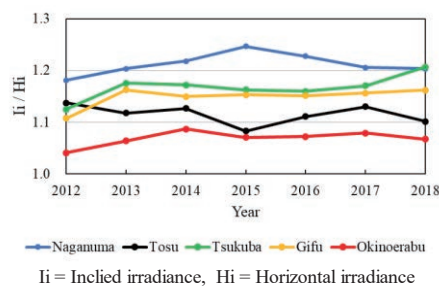


Fig.19 Annual average of ratio on inclined irradiance to horizontal irradiance at five stations.

## 6. おわりに

本研究では、NEDOの委託事業の一環として、日本国内の5地点での観測値を整備した日射スペクトルデータセットを用いて分光感度特性の異なるPVモジュールからの出力評価を2012～2018年を対象に行った。

水平面における解析では、調査対象にしたPVモジュールのうち、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Top)」は、標準スペクトルを用いて算出した場合との発電電力量比が全地点、全期間で+5%以上となった。沖永良部については、全期間を通じて、発電電力量比が+10%近くになった。一方、「p-type mc-Si」は、全地点、全期間で発電電力量比が1に近く、地域差も殆どなかった。「CdTe」は全地点、全期間で発電電力量比が1よりも若干、大きく、「a-Si:H/ $\mu$ c-Si:H (Bottom)」は発電電力量比が1よりも若干、小さい傾向が見られた。発電に寄与する波長範囲と分光感度特性の違いが反映された結果だと考える。日射スペクトルの違いがPVモジュールからの出力に影響を及ぼすことについては先行研究でも述べられているが、著者らは、複数年の観測データを用いた定量的な評価を行った。

## 謝辞

本研究は平成27年度から開始されたNEDOの委託事業（P15003：高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発／共通基盤技術の開発（太陽光発電システムの信頼性評価技術等））の一部として実施したものである。関係機関の各位に深く感謝致します。Fig.2に示したPVモジュールの分光感度データは上記したNEDOの委託事業（P15003）の中で、一般財団法人電力中央研究所の石井徹之氏からご提供頂いた。また、本稿の作成に関して、膨大な観測データの整理をして頂いた日本気象協会環境エネルギー事業部の泉史浦子さんに感謝致します。

## 参考文献

1) NEDOのホームページ

<https://appww2.infoc.nedo.go.jp/appww/index.html>

(March 2024)

2) NRELのWebsite

<https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/spectra-am1.5.html>

(March 2024)

3) Tetsuyuki Ishii, Kenji Otani, Takumi Takashima and Yanqun Xue, Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions, Prog. Photovolt: Res. Appl. (2011).

4) M. Alonso-Abella, F. Chenlo, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites, Energy 67, 435-443 (2014).

5) Hiroki Tawa, Hiromu Saiki, Yasuyuki Ota, Kenji Araki, Tatsuya Takamoto and Kensuke Nishioka, Accurate Output Forecasting Method for Various Photovoltaic Modules Considering Incident Angle and Spectral Change Owing to Atmospheric Parameters and Cloud Conditions, Appl. Sci. 2020,10,703.

6) K. Utsunomiya, A. Itagaki and J. Sasaki, New release of NEDO solar spectrum database VER-3 and its analysis examples, JSES/JWEA Joint Conference (2018), 217-220, Matsue.

7) H. Baba and K. Kanayama, Investigation on spectral solar radiation for all weather conditions – The spectral solar radiation simulated by Bird’s model-, JSES/JWEA Joint Conference (2015), 217-220, Miyazaki.

8) S. Oke, K. Hoashi and M. Yamamoto, A simple model using global irradiance for estimation of solar spectral irradiance in any place, Journal of Japan Solar Energy Society, 42(3), 37-43 (2016).

9) A. Itagaki, J. Sasaki, and K. Utsunomiya, Development of an estimation model for spectral irradiance from meteorological data, Journal of Japan Solar Energy Society, 43(2), 49-58 (2017).

10) H. Baba and K. Kanayama, Investigation on the spectral solar radiation under all weather conditions —Relationship among the solar irradiance, sunshine ratio, solar altitude and precipitation—, Journal of Japan Solar Energy Society, 46(4), 46-54 (2020).

11) T. Ikeda, K. Soga, Simplified estimation method for solar Spectral irradiance under all weather conditions – Construction of estimation formula for spectral ultraviolet irradiance - Proceedings of JSES conference (2020), 263-266, ZOOM Webinar.

12) J. Sasaki, A. Itagaki, and K. Utsunomiya, Development of Bayesian Estimation Model for Solar Spectrum on a Inclined Surface, Proceedings of JSES conference (2020), 255-258, ZOOM Webinar.

13) K. Utsunomiya and A. Itagaki, New release of NEDO solar spectrum database, JSES/JWEA Joint Conference (2014), 309-312, Iwaki.

14) 吉田作松, 菊地原英知, 日射量の全国マップ - その10 日射気候区分図, Journal of Japan Solar Energy Society, 15(2), 15-22 (1989).

15) C. A. Gueymard, SMARTS2, a simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: Algorithms and performance assessment, FSEC-PF-270-95 (1995).

16) 日本太陽エネルギー学会, [改訂]新太陽エネルギー利用ハンドブック, 18-20 (2015).