

明 細 書

発明の名称：

太陽電池モジュール、及び太陽電池モジュールの設置方法

技術分野

[0001] 本開示は、太陽電池モジュール、及び太陽電池モジュールの設置方法に関する。

背景技術

[0002] 自然エネルギーを利用した発電方式の一つとして太陽光発電がある。特許文献1には、既存のガラス窓を取り外すことなく太陽電池モジュールを追加設置可能な技術が開示されている。具体的には特許文献1に開示されている技術では、太陽電池モジュールは、矩形状の太陽電池モジュール本体と支持部材とから構成されている。そして太陽電池モジュール本体が支持部材を用いてガラス窓に対して建築物の室内側に配置されている。

先行技術文献

特許文献

[0003] 特許文献1：特開2014-175402号公報

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0004] しかしながら、特許文献1に開示されている技術では、太陽電池モジュールは、ガラス窓の室内側の上側部分にも設けられている。このため、建築物の庇による影が太陽電池モジュールにかかるると太陽電池モジュールの発電量が低下するという問題がある。

[0005] 上記課題に鑑み本開示の目的は、建築物のガラス窓の室内側に太陽電池モジュールを適切に設置可能な太陽電池モジュール、及び太陽電池モジュールの設置方法を提供することである。

課題を解決するための手段

[0006] 本開示の一態様にかかる太陽電池モジュール、及び太陽電池モジュールの設置方法は下記の通りである。

[0007] [1]

建築物のガラス窓の室内側に設置された太陽電池モジュールであって、
前記建築物の前記ガラス窓の外側上部の位置に庇が設けられており、前記ガラス窓の外側から前記庇の外側端部までの水平距離を L とし、前記庇の下端から前記ガラス窓の下端までの垂直距離を $H1$ とし、前記ガラス窓の厚さを t とし、前記太陽電池モジュールの高さを $H2$ とし、前記ガラス窓と前記太陽電池モジュールとの面間隔を d とし、前記ガラス窓の下端から前記太陽電池モジュールの下端までの垂直方向の距離を h とし、前記建築物が建てられている場所の太陽高度を θ 度とした場合、

$$H1 - (H2 + h) \geq (L + t + d) \cdot \tan \theta \quad \cdots (1)$$

を満たすように前記太陽電池モジュールが設置されている、
太陽電池モジュール。

[0008] [2]

前記 θ は、前記建築物が建てられている場所の冬至時の南中高度である、
[1] に記載の太陽電池モジュール。

[0009] [3]

前記 θ は、前記建築物が建てられている場所の夏至時の南中高度である、
[1] に記載の太陽電池モジュール。

[0010] [4]

前記 θ は、前記建築物が建てられている場所の年間平均南中高度である、
[1] に記載の太陽電池モジュール。

[0011] [5]

前記 θ は、冬至時の南中高度以上夏至時の南中高度以下である、[1] に記載の太陽電池モジュール。

[0012] [6]

前記太陽電池モジュールの平均日射吸収率が30%以上90%以下である

、〔１〕～〔５〕のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[0013] 〔７〕

前記ガラス窓と前記太陽電池モジュールとの面間隔 d が $d \geq 0.5 \text{ mm}$ を満たす、〔１〕～〔６〕のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[0014] 〔８〕

前記ガラス窓の透過領域の下端を基準とした際の前記太陽電池モジュールの下端までの垂直方向の距離を h_2 とした場合、 $h_2 \geq 20 \text{ mm}$ を満たす、〔１〕～〔７〕のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[0015] 〔９〕

前記太陽電池モジュールは、透明な板状部材に配置された複数の太陽光発電セルを有し、

前記複数の太陽光発電セルは、前記板状部材の主面において水平方向および垂直方向にアレイ状に配置されており、

水平方向に配置された前記複数の太陽光発電セルが配線を用いて互いに接続されている、

〔１〕～〔８〕のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[0016] 〔１０〕

前記複数の太陽光発電セルは、水平方向に配置された複数の太陽光発電セルと、垂直方向に配置された複数の太陽光発電セルと、を含む複数の太陽光発電セルを単位グループとして複数のグループに分けられており、

前記各々のグループに含まれる複数の太陽光発電セルは、前記水平方向に配置された複数の太陽光発電セルを互いに接続する水平配線と、水平方向の端部において互いに隣接する２つの太陽光発電セルを互いに接続する垂直配線と、を用いて直列に接続されており、

前記各々のグループの負極側および正極側が、前記太陽電池モジュールの水平方向の両端において各々垂直方向に伸びる２つのバスバー配線で並列に接続されている、

〔９〕に記載の太陽電池モジュール。

[0017] [11]

空気の屈折率を1とし、前記ガラス窓の屈折率を n_2 とした場合、前記空気の屈折率と前記ガラス窓の屈折率 n_2 との差による太陽光のずれ量 ΔH は、 $\Delta H = t \cdot \tan \theta - t \cdot \tan \theta_2$ で表され、前記式(1)における H_2 を $H_2 + \Delta H$ として計算する、

[1] ~ [10] のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

ただし、 θ_2 は屈折角であり、 $\theta_2 = \text{Arcsin}(\sin \theta / n_2)$ である。

[0018] [12]

前記ガラス窓は複層ガラスであり、外側のガラス板の厚さを t_1 とし、内側のガラス板の厚さを t_2 とし、空気の屈折率を1とし、前記外側および内側のガラス板の屈折率を n_2 とした場合、前記空気の屈折率と前記外側のガラス板の屈折率 n_2 との差、及び前記空気の屈折率と前記内側のガラス板の屈折率 n_2 との差による太陽光のずれ量 ΔH は、 $\Delta H = t_1 \cdot (\tan \theta - \tan \theta_2) + t_2 \cdot (\tan \theta - \tan \theta_2)$ で表され、前記式(1)における H_2 を $H_2 + \Delta H$ として計算する、

[1] ~ [11] のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

ただし、 θ_2 は屈折角であり、 $\theta_2 = \text{Arcsin}(\sin \theta / n_2)$ である。

[0019] [13]

前記太陽電池モジュールは、透明な板状部材に配置された複数の太陽光発電セルを有し、

前記太陽電池モジュールは、透明な第1板状部材と中間膜と透明な第2板状部材とが積層された構成を備え、前記複数の太陽光発電セルは、前記中間膜の内部に封入されている、[1] ~ [12] のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[0020] [14]

太陽電池モジュールを建築物のガラス窓の室内側に設置する太陽電池モジ

ジュールの設置方法であって、

前記建築物の前記ガラス窓の外側上部の位置に庇が設けられており、前記ガラス窓の外側から前記庇の外側端部までの水平距離を L とし、前記庇の下端から前記ガラス窓の下端までの垂直距離を $H1$ とし、前記ガラス窓の厚さを t とし、前記太陽電池モジュールの高さを $H2$ とし、前記ガラス窓と前記太陽電池モジュールとの面間隔を d とし、前記ガラス窓の下端から前記太陽電池モジュールの下端までの垂直方向の距離を h とし、前記建築物が建てられている場所の太陽高度を θ 度とした場合、

$$H1 - (H2 + h) \geq (L + t + d) \cdot \tan \theta$$

を満たすように前記太陽電池モジュールを設置する、

太陽電池モジュールの設置方法。

発明の効果

[0021] 本開示により、建築物のガラス窓の室内側に太陽電池モジュールを適切に設置可能な太陽電池モジュール、及び太陽電池モジュールの設置方法を提供できる。

図面の簡単な説明

[0022] [図1]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの構成例を示す断面図である。

[図2]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの構成例を示す平面図である。

[図3]図2の切断線ⅠⅠーⅠⅠにおける断面図である。

[図4A]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための断面図である。

[図4B]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための正面図である。

[図4C]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置の他の例を説明するための断面図である。

[図4D]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置の他の例を説明するための断面図である。

[図5]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための断

面図である（冬至時の南中高度）。

[図6]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための断面図である（夏至時の南中高度）。

[図7]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための断面図である（年間平均南中高度）。

[図8]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの配線例を示す断面図である。

[図9]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの配線例を示す断面図である。

[図10]実施の形態にかかる太陽電池モジュールの他の構成例を示す断面図である。

[図11]ガラス窓の屈折率を考慮した設置位置を説明するための断面図である。

[図12]ガラス窓の屈折率を考慮した設置位置を説明するための断面図である。

[図13]ガラス窓と太陽電池モジュールの面間隔 d と発生応力との関係を示すグラフである。

[図14]ガラス窓と太陽電池モジュールのエッジ間距離と発生応力との関係を示すグラフである。

発明を実施するための形態

[0023] 以下、図面を参照して実施の形態について説明する。

図1は、実施の形態にかかる太陽電池モジュールの構成例を示す断面図である。図1に示すように、本実施の形態にかかる太陽電池モジュール10は、建築物1のガラス窓3の室内側に設置される。つまり、建築物1は窓用の開口部5を備えており、ガラス窓3はこの開口部5にフレーム（窓枠）4を用いて既設されている。本実施の形態にかかる太陽電池モジュール10は、既設されているガラス窓3と対向するように配置されている。太陽電池モジュール10は、不図示の支持部材を用いて固定されている。また、建築物1のガラス窓3の外側上部の位置には庇2が設けられている。

[0024] 図2は、実施の形態にかかる太陽電池モジュールの構成例を示す平面図で

ある。図3は、図2の切断線ⅠⅠⅠーⅠⅠⅠにおける断面図である。図2に示すように、本実施の形態にかかる太陽電池モジュール10は、透明な板状部材11に配置された複数の太陽光発電セル12を有する。換言すると複数の太陽光発電セル12は、板状部材11の主面において水平方向および垂直方向にアレイ状に配置されている。

[0025] 図2では一例として、複数の太陽光発電セル12が水平方向に8個、垂直方向に12個アレイ状（つまり、 8×12 のアレイ状）に配列された構成を示している。なお、図2に示した構成は一例であり、水平方向および垂直方向に設ける太陽光発電セル12の数は任意に決定できる。太陽電池モジュール10内部の太陽光発電セル12同士は導電性のインターコネクタ（配線）で接続される。

[0026] 図3に示すように、本実施の形態にかかる太陽電池モジュール10が備える透明な板状部材11は、透明板13、中間膜14、及び透明板15が積層されて構成されている。つまり、透明板13と透明板15とが中間膜14を用いて互いに接着されている。太陽光発電セル12は、透明板13と透明板15との間、すなわち中間膜14の内部に封入されている。

[0027] 本実施の形態では、透明板13、15は、ガラス板または樹脂シートで構成できる。よって、太陽電池モジュール10は、（1）透明板13及び透明板15にガラス板を用いた構成、（2）透明板13及び透明板15に樹脂シートを用いた構成、（3）透明板13に樹脂シートを用い、透明板15にガラス板を用いた構成、（4）透明板13にガラス板を用い、透明板15に樹脂シートを用いた構成のいずれかとできる。

[0028] 透明板13、15としてガラス板を用いる場合、透明板13、15の厚さは0.7mm以上3.2mm以下が好ましく、1.0mm以上2.0mm以下がより好ましく、1.3mm以上2.0mm以下が更に好ましい。透明板13、15の透過率は70%以上である。例えば、透明板13、15として化学強化ガラスを用いてもよい。化学強化ガラスを用いた場合は、透明板13、15の強度を保ちつつ、透明板13、15を軽量化できる。よって、太

陽電池モジュール10を支持部材等に取り付ける際の施工性が向上する。また、太陽電池モジュール10を支持する支持部材の負荷を軽減できる。本実施の形態では、透明板13、15として風冷強化ガラスを用いてもよい。

[0029] 透明板13、15として樹脂シートを用いる場合、透明板13、15の厚さは、0.03mm以上3mm以下が好ましく、0.05mm以上1mm以下がより好ましく、0.1mm以上0.25mm以下が更に好ましい。透明板13、15を用いることで、太陽電池モジュール10を軽量化できる。よって、太陽電池モジュール10を支持部材等に取り付ける際の施工性が向上する。また、太陽電池モジュール10を支持する支持部材の負荷を軽減できる。

[0030] 透明板13、15として樹脂シートを用いる場合、樹脂シートには、ETFE（エチレン・四フッ化エチレン共重合体）、ECTFE（エチレン・クロロトリフルオロエチレン共重合体）、PVF（ポリフッ化ビニル）、PVD（ポリフッ化ビニリデン）、PET（ポリエチレンテレフタレート）、PS（ポリスチレン）、PC（ポリカーボネート）などを用いてもよい。またこれらの材料を組み合わせる樹脂シートを構成してもよい。一例を挙げると、ETFEとPETを組み合わせる樹脂シートを構成してもよい。

[0031] 中間膜14は、透明板13と透明板15との間に挟持されるように配置されている。換言すると、透明板13と透明板15は中間膜14を用いて接着されている。具体的には、太陽電池モジュール10を形成する際、透明板13、中間膜14、太陽光発電セル12、中間膜14、透明板15の順に積層し、この積層体を加熱加圧して圧着することで太陽電池モジュール10が形成される。このとき、太陽光発電セル12の下側に配置した中間膜14と上側に配置した中間膜14が加熱されて熔融するので、完成後の太陽電池モジュール10では1層の中間膜14となる。

[0032] 中間膜14の厚さは、0.38mm以上2.28mm以下が好ましく、0.46mm以上1.52mm以下がより好ましく、0.76mm以上1.2mm以下が更に好ましい。中間膜14には、EVA（エチレン-酢酸ビニル

共重合体)樹脂、PVB(ポリビニルブチラル)樹脂、アイオノマー樹脂、COP(シクロオレフィンポリマー)、ポリウレタン、PVC(ポリ塩化ビニル)、POE(ポリオレフィンエラストマー)、TPO(オレフィン系熱可塑性エラストマー)などを用いてもよい。また、またこれらの材料を組み合わせて中間膜14を構成してもよい。

[0033] 太陽光発電セル12は、シリコン系単結晶型、シリコン系多結晶型、アモルファスシリコン型、薄膜シリコン型、CIGS型、有機薄膜型、色素増感型、ペロブスカイト型等の太陽光発電セルを用いて構成できる。図2に示すように、各々の太陽光発電セル12の形状は矩形状である。例えば、各々の太陽光発電セル12の形状は正方形としてもよく、長方形としてもよく、円形としてもよい。また、例えば、太陽光発電セル12として片面受光型の太陽光発電セルを用いてもよい。この場合、太陽光発電セル12の受光面が外側、つまりガラス窓3側を向くように配置する。また、太陽光発電セル12として両面受光型の太陽光発電セルを用いてもよい。

[0034] また、本実施の形態では、フィルム状の部材を用いて太陽電池モジュール10を構成してもよい。例えば、フィルム状の部材に太陽光発電セル12を設けて、太陽電池モジュール10を構成してもよい。フィルム状の部材には、例えば上述した樹脂シートを使用できる。また、この場合、太陽光発電セル12には有機薄膜型、色素増感型、ペロブスカイト型等の太陽光発電セルを使用できる。フィルム状の部材を用いて太陽電池モジュール10を構成した場合は、太陽電池モジュール10を使用しない時間帯に、太陽電池モジュール10をロール状に捲回することで収納でき、省スペース化を実現できる。また、太陽電池モジュール10を軽量化できる。

[0035] 図4Aは、実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための断面図である。図4Bは、実施の形態にかかる太陽電池モジュールの設置位置を説明するための正面図である。本実施の形態では、ガラス窓3の外面から庇2の外側端部までの水平距離(庇2の長さ)をLとし、庇2の下端(点P)からガラス窓3の下端までの垂直距離をH1とし、ガラス窓3の

厚さを t とし、太陽電池モジュール 10 の高さを H_2 とし、ガラス窓 3 と太陽電池モジュール 10 との面間隔を d とし、ガラス窓 3 の下端から太陽電池モジュール 10 の下端までの垂直方向の距離を h とし、建築物 1 が建てられている場所の太陽高度を θ 度とした場合、下記の式 (1) を満たすように太陽電池モジュールが設置されている。

[0036] $H_1 - (H_2 + h) \geq (L + t + d) \cdot \tan \theta \quad \cdots (1)$

[0037] 式 (1) を満たすように太陽電池モジュール 10 を設置した場合は、太陽光 8 が庇 2 で遮られることによってできる影が太陽電池モジュール 10 にかかることを抑制、若しくは低減できる。よって、このような設置方法を用いることで、建築物 1 のガラス窓 3 の室内側に太陽電池モジュール 10 を適切に設置できる。

[0038] なお、本実施の形態ではガラス窓 3 にはフレーム 4 も含まれており、ガラス窓 3 の下端とはフレーム 4 の下端に対応している。図 4 A に示す例では、ガラス窓 3 の下端は床面 6 と一致している。本実施の形態では、庇 2 の下端からガラス窓 3 の下端までの垂直距離 H_1 をガラス窓 3 の高さ H_1 と表現する場合もある。

[0039] また、図 4 A、図 4 B に示すように、ガラス窓 3 の下端 (床面 6) から下側フレーム (窓枠) 4 の天面までの垂直方向の距離を h_1 とし、下側フレーム 4 の天面から太陽電池モジュール 10 の下端までの垂直方向の距離、換言するとガラス窓 3 の透過領域 (つまりガラスの部分) の下端を基準とした際の太陽電池モジュール 10 の下端までの垂直方向の距離を h_2 とした場合、 $h = h_1 + h_2$ の関係を有する。また、図 4 B に示すように、太陽電池モジュール 10 の幅は W であり、ガラス窓 3 の透過領域と太陽電池モジュール 10 との水平方向のエッジ間距離、つまり、ガラス窓 3 の透過領域の水平方向の各々の両端から太陽電池モジュール 10 の水平方向の各々の両端までの距離は w である。

[0040] また、図 4 A では、建築物 1 の躯体が庇 2 を構成している例を示した。しかしながら、本実施の形態では、図 4 C に示すように、フレーム 4 が庇を構

成してもよい。この場合は、フレーム4を庇として、上記式(1)を満たすように太陽電池モジュールを設置する。すなわち、ガラス窓3の外側からフレーム(庇)4の外側端部までの水平距離を L とし、フレーム(庇)4の下端(点P)からガラス窓3の下端までの垂直距離を H_1 とし、ガラス窓3の厚さを t とし、太陽電池モジュール10の高さを H_2 とし、ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔を d とし、ガラス窓3の下端から太陽電池モジュール10の下端までの垂直方向の距離を h とし、建築物1が建てられている場所の太陽高度を θ 度として、上記式(1)を満たすように太陽電池モジュール10を設置する。

[0041] なお、本実施の形態では、上述した躯体(庇2)やフレーム4以外の構造物が庇を構成してもよい。つまり本実施の形態では、ガラス窓3の外側において庇2の役割を果たす構造物、すなわち、太陽光8を遮る構造物を庇と定義する。

[0042] また、本実施の形態では、ガラス窓3が腰窓であってもよい。すなわち図4Dに示すように、床面6に設置された窓台7の上にガラス窓3が設置されている構成でもよい。この場合は、ガラス窓3の外側から庇2の外側端部までの水平距離(庇2の長さ)を L とし、庇2の下端(点P)からガラス窓3の下端までの垂直距離を H_1 とし、ガラス窓3の厚さを t とし、太陽電池モジュール10の高さを H_2 とし、ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔を d とし、ガラス窓3の下端から太陽電池モジュール10の下端までの垂直方向の距離を h とし、建築物1が建てられている場所の太陽高度を θ 度として、上記式(1)を満たすように太陽電池モジュール10を設置する。なお、図4Cに示した構成(フレーム4が庇の場合)と図4Dに示した構成(ガラス窓3が腰窓の場合)とを組み合わせる場合も同様に考えることができる。

[0043] 一例を挙げると、庇2(以下、フレーム4が庇の場合も同様である)の長さ L は0~1000mmである。例えば、ACW(aluminum curtain wall)の場合は50mm未満である。PC(プレキャストコンクリート)打ち込み

サッシ・庇なしの場合は、100～200mmである。PC（プレキャストコンクリート）打ち込みサッシ・庇ありの場合は、300～1000mmである。なお、庇2の長さLがL=0の場合は、建築物1の外壁とガラス窓3の外面とが面一となっている。

[0044] ガラス窓3の厚さtは、6～30mmである。例えば、単板ガラスの場合は、6～10mm程度である。複層ガラスの場合は、2枚のガラス板の厚さが各々6～8mm、空気層が6～14mm程度である。よって、複層ガラスの厚さは18～30mm程度である。

[0045] ガラス窓3の高さH1は、1500～3000mm程度である。ガラス窓3が全面に設けられている場合、ガラス窓3の高さH1は、2200～2500mmである。ガラス窓3が腰窓の場合は、1500～1800mmである。

[0046] なお、上記で示した庇2の長さL、ガラス窓3の厚さt、ガラス窓3の高さH1は一例であり、これらの値は建築物1に応じて異なる。

[0047] 上記式（1）で用いる太陽高度 θ の値は、冬至時の南中高度以上夏至時の南中高度以下としてもよい。本実施の形態では、上記式（1）で用いる太陽高度 θ の値は、太陽電池モジュール10の使用目的に応じて下記のように設定してもよい。

[0048] 例えば太陽電池モジュール10の年間の総発電量を最大にしたい場合、太陽高度 θ として、建築物1が建てられている場所の冬至時の南中高度を用いてもよい。つまり、図5に示すように、太陽高度 θ として冬至時の南中高度を用いた場合は、太陽電池モジュール10の高さH2を高く設定できる。このため、1年間で最も南中高度の低い冬至において太陽電池モジュール10に最も広く太陽光8が当たるようにできる。よって、最も南中高度の低い冬至において太陽電池モジュール10の総発電量を多くでき、結果として太陽電池モジュール10の1年間の総発電量を多くできる。

[0049] また、例えば太陽電池モジュール10の単位面積当たりの年間の発電量を最大にしたい場合、太陽高度 θ として、建築物1が建てられている場所の夏

至時の南中高度を用いてもよい。つまり、図6に示すように、太陽高度 θ として夏至時の南中高度を用いた場合は、太陽電池モジュール10の高さH2を低く設定できる。このため、年間を通して太陽電池モジュール10に影がかからないようにできるので、太陽電池モジュール10の単位面積当たりの1年間の発電量を多くできる。例えば、投資収益率（ROI : Return On Investment）を高くしたい場合は、このように単位面積当たりの年間の発電量を多くなるように太陽高度 θ の値を決定する。

[0050] また、例えば太陽電池モジュール10の単位面積当たりの年間の発電量を多くしつつ、年間の総発電量も多くしたい場合、太陽高度 θ として、建築物1が建てられている場所の年間平均南中高度を用いてもよい。つまり、図7に示すように、太陽高度 θ として年間平均南中高度を用いた場合は、太陽電池モジュール10の高さH2を冬至（図5）と夏至（図6）の間に設定できる。このため、太陽電池モジュール10の単位面積当たりの年間の発電量を多くしつつ、年間の総発電量も多くできる。

[0051] 上記以外でも、例えば春分時・秋分時の南中高度を太陽高度 θ として用いてもよい。この場合も、太陽電池モジュール10の単位面積当たりの年間の発電量を多くしつつ、年間の総発電量も多くできる。

[0052] なお、本実施の形態では、建築物の方位、近隣の建築物の有無に応じて太陽高度 θ の値を決定してもよい。例えば、建築物の方位が南向きではない場合や近隣に建築物がある場合は、南中高度が太陽の最大高度にならない場合がある。このような場合は、一日のうちでガラス窓3が太陽に照らされている範囲での太陽の最大高度を、太陽高度 θ の値として用いてもよい。この場合も、上述したように季節による太陽高度を考慮して、太陽高度 θ の値を決定してもよい。すなわち、冬至時の太陽の最大高度（つまり、冬至の一日のうちでガラス窓3が太陽に照らされている範囲での太陽の最大高度）、夏至時の太陽の最大高度（つまり、夏至の一日のうちでガラス窓3が太陽に照らされている範囲での太陽の最大高度）を、太陽高度 θ の値として用いてもよい。

[0053] 表 1 に各々の場所における冬至時の南中高度、夏至時の南中高度、及び年間平均南中高度を示す。

[0054] [表1]

表1

場所	冬至時の南中高度	夏至時の南中高度	年間平均南中高度
北海道（札幌）	23.5	70.4	47.3
宮城（仙台）	28.3	75.2	52.1
東京（東京）	30.9	77.8	54.7
愛知（名古屋）	31.4	78.3	55.2
大阪（大阪）	31.9	78.8	55.7
福岡（福岡）	33.0	79.9	56.8

[0055] ところで、本実施の形態では、太陽電池モジュール 10 をガラス窓 3 に近づけるほど、太陽電池モジュール 10 に対する庇 2 の影響を小さくできる。しかしながら、太陽電池モジュール 10 をガラス窓 3 に近づけすぎると、太陽電池モジュール 10 からガラス窓 3 への伝熱量が増加する。また、太陽電池モジュール 10 とガラス窓 3 との間の空間が狭くなるため、太陽電池モジュール 10 とガラス窓 3 との間の空間における空気の流動が減少して脱熱量が減少する。このため、ガラス窓 3 の面においてエッジ部とそれ以外の部分との温度差が増加し、エッジ部での発生熱応力が大きくなる。

[0056] このような点を考慮し本実施の形態では、太陽電池モジュール 10 の平均日射吸収率を 30% 以上 90% 以下とするのが好ましい。このとき、下限値は、より好ましくは 40% 以上、更に好ましくは 50% 以上である。上限値は、より好ましくは 80% 以下、更に好ましくは 70% 以下である。太陽電池モジュール 10 の平均日射吸収率の上限値をこのような範囲とすることで、太陽電池モジュール 10 の発熱を抑制できる。よって、太陽電池モジュール 10 からガラス窓 3 への伝熱量の増加を抑制できるので、ガラス窓 3 のエッジ部で発生する熱応力を小さくできる。また、平均日射吸収率の下限値を上記範囲とした場合は、太陽光発電セル 12 の面積の低下による発電量の低下を抑制できる。したがって、太陽電池モジュール 10 の平均日射吸収率の

範囲を上記範囲とすることで、太陽電池モジュール10の発電量を確保しつつ、ガラス窓3のエッジ部で発生する熱応力を小さくできる。

- [0057] なお、平均日射吸収率は、太陽電池モジュール10全体での日射吸収率であり、太陽光発電セル12が設けられている部分とそれ以外の部分（透過部分）のそれぞれの日射吸収率を面積で按分した値である。日射吸収率は、下記の式を用いて算出できる。

$$\text{日射吸収率} = 1 - (\text{日射透過率} + \text{日射反射率})$$

ここで、日射透過率と日射反射率は分光光度計で測定した値から、JISR3106 板ガラスの透過率・反射率・放射率の試験方法及び建築用板ガラスの日射熱取得率の算定方法に基づいて算定できる。

- [0058] また本実施の形態では、ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔 d を $d \geq 0.5 \text{ mm}$ とするのが好ましい。このとき、面間隔 d は 1 mm 以上がより好ましく、 5 mm 以上が更に好ましく、 20 mm 以上が最も好ましい。また、面間隔 d は 300 mm 以下が好ましく、 200 mm 以下がより好ましく、 100 mm 以下が更に好ましい。面間隔 d の範囲をこの範囲とすることで、太陽電池モジュール10に対する庇2の影響を小さくしつつ、太陽電池モジュール10からガラス窓3への伝熱量の増加を抑制できる。したがって、太陽電池モジュール10の発電量を増加させつつ、ガラス窓3のエッジ部で発生する熱応力を小さくできる。

- [0059] また本実施の形態では、ガラス窓3の透過領域の下端を基準とした際の太陽電池モジュール10の下端までの垂直方向の距離 h_2 を $h_2 \geq 20 \text{ mm}$ とするのが好ましい。このとき、距離 h_2 は 50 mm 以上がより好ましく、 100 mm 以上が更に好ましい。距離 h_2 をこの範囲とすることで、ガラス窓3のエッジ部とそれ以外の部分との温度差の増加を抑制できる。したがって、ガラス窓3のエッジ部で発生する熱応力を小さくできる。

- [0060] 太陽高度 θ として夏至時の南中高度を用いた場合以外、太陽電池モジュール10には庇2による影がかかる期間がある。例えば図5に示したように、太陽高度 θ として冬至時の南中高度を用いた場合は、冬至以外の期間、太陽

電池モジュール10には庇2による影がかかる。このように太陽電池モジュール10に影がかかると、影がかかっている部分に配置された太陽光発電セル12の発電量が低下し、太陽電池モジュール10全体の発電量が低下する。具体的には、太陽光発電セル12を直列に接続した場合は、直列に接続した太陽光発電セル12の一部の太陽光発電セル12の発電量が低下すると、発電量が低下した太陽光発電セル12の影響を受けて、太陽電池モジュール10全体の発電量が低下する。

[0061] 特に、垂直方向に配置された太陽光発電セル12同士を直列に接続した場合は、上側に配置されている太陽光発電セル12に影がかかり、上側に配置されている太陽光発電セル12の発電量が低下すると、その影響が下側に配置されている太陽光発電セル12にも及び、太陽電池モジュール10全体の発電量が低下する。

[0062] そこで本実施の形態では、図8に示すように、水平方向に配置された複数の太陽光発電セル12同士を配線31～34を用いて互いに接続している。具体的には、複数の太陽光発電セル12は、水平方向に配置された複数の太陽光発電セルと、垂直方向に配置された複数の太陽光発電セルと、を含む複数の太陽光発電セルを単位グループとして複数のグループD1～D4に分けられている。そして、各々のグループD1～D4に含まれる複数の太陽光発電セル12は、水平方向に配置された複数の太陽光発電セル12を互いに接続する水平配線と、水平方向の端部において互いに隣接する2つの太陽光発電セルを互いに接続する垂直配線と、を用いて直列に接続されている。

[0063] 例えば、グループD1では、水平方向に配置された複数の太陽光発電セル12が水平配線31hを用いて互いに接続されている。また、水平方向の端部において互いに隣接する2つの太陽光発電セルが垂直配線31vを用いて互いに接続されている。これにより、グループD1の複数の太陽光発電セル12が水平配線31hおよび垂直配線31vを用いて互いに直列に接続される。

[0064] 各々のグループD1～D4の負極側および正極側は、太陽電池モジュール

10の水平方向の両端において各々垂直方向に伸びる2つのバスバー配線21、22を用いて並列に接続されている。つまり、グループD1の配線31の負極側がバスバー配線21に接続され、正極側がバスバー配線22に接続されている。グループD2の配線32の負極側がバスバー配線21に接続され、正極側がバスバー配線22に接続されている。グループD3の配線33の負極側がバスバー配線21に接続され、正極側がバスバー配線22に接続されている。グループD4の配線34の負極側がバスバー配線21に接続され、正極側がバスバー配線22に接続されている。これにより、各々のグループD1～D4の太陽光発電セル12は、2つのバスバー配線21、22を用いて互いに並列に接続される。2つのバスバー配線21、22は端子ボックス23から外部へと取り出される。

[0065] このように、本実施の形態では、太陽電池モジュール10に含まれる太陽光発電セル12を複数のグループD1～D4に分けている。そして、各々のグループD1～D4に含まれる太陽光発電セル12を互いに直列に接続するとともに、各々のグループD1～D4の太陽光発電セル12の負極側および正極側をそれぞれ2つのバスバー配線21、22を用いて互いに並列に接続している。したがって、図9に示すように、庇2による影が太陽電池モジュール10の上側のグループD4にかかり、グループD4の発電量が低下した場合であっても、他のグループD1～D3の発電量に影響を与えないようにできる。

[0066] また図8では、各々のグループD1～D4に含まれる太陽光発電セル12の垂直方向における数を3つとした構成例を示した。しかし本実施の形態では、各々のグループD1～D4に含まれる太陽光発電セル12の垂直方向における数は3つに限定されることはなく、任意の数とできる。また、本実施の形態では、各々のグループD1～D4から出力される電圧値を同一とするために、各々のグループD1～D4に含まれる太陽光発電セル12の数を同一とするのが好ましい。

[0067] 例えば本実施の形態では、太陽高度 θ として夏至時の南中高度を用いて求

めたH2の値とグループD1の高さを同一としてもよい。換言すると、夏至の正午における影の境目が、グループD1とグループD2の境界部分となるようにしてもよい。このような構成とした場合は、グループD1の太陽光発電セル12が年間を通して常に発電するようにできる。このとき他のグループD2～D4の太陽光発電セル12の数は、グループD1の太陽光発電セル12の数と同一としてもよい。

[0068] 図8に示した太陽電池モジュール10では、各々のグループD1～D4に含まれる太陽光発電セル12の垂直方向における数は同一とするのが好ましい。このため本実施の形態では、各々のグループD1～D4に含まれる太陽光発電セル12の垂直方向における数を決定し、その後に各々のグループD1～D4の境界部分を考慮して、太陽高度 θ を決定してもよい。

[0069] 図10は、本実施の形態にかかる太陽電池モジュールの他の構成例を示す断面図である。上述のように本実施の形態にかかる太陽電池モジュールでは、太陽高度 θ として夏至時の南中高度を用いた場合以外、太陽電池モジュール10には庇2による影がかかる期間がある。影がかかっている太陽光発電セル12は発電に寄与しないので、このような場所には太陽光発電セル12を設けないこともできる。しかしながら、他の場所に設置した太陽電池モジュールと意匠的な整合性をとるために、影がかかっている場所にも太陽光発電セル12を設けたい場合がある。このような場合は、図10に示す太陽電池モジュール10aのように、太陽電池モジュール10aの影がかかる場所にダミーセル16を設けてもよい。ダミーセル16を設けることで、太陽光発電セル12を設けることなく、太陽電池モジュール10aの意匠性を向上できる。

[0070] 次に、ガラス窓3の屈折率を考慮した太陽電池モジュール10の設置位置について、図11、図12を用いて説明する。まず、ガラス窓3が単板ガラスの場合について、図11を用いて説明する。

[0071] ガラス窓3に太陽光8が入射すると、空気とガラス窓3の屈折率差により太陽光8が屈折する。このため、ガラス窓3を通過した後の太陽光8aは、

太陽光 8 の進行方向に対してずれる。このときの太陽光のずれ量を ΔH とする。そして、空気の屈折率を 1 とし、ガラス窓 3 の屈折率を n_2 とした場合、空気の屈折率とガラス窓 3 の屈折率 n_2 との差による太陽光のずれ量 ΔH は、下記の式 (2) で表される。よって、上記式 (1) における H_2 を $H_2 + \Delta H$ として計算することで、太陽光のずれ量 ΔH を考慮して設置位置を決定できる。

$$\Delta H = t \cdot \tan \theta - t \cdot \tan \theta_2 \quad \dots \text{式 (2)}$$

(ただし、 θ_2 は屈折角であり、 $\theta_2 = \text{Arcsin}(\sin \theta / n_2)$ である)

[0072] 一例を挙げると、ガラス窓 3 の屈折率 n_2 を 1.52 とし、太陽高度 θ を 77.8 度とし、ガラス窓 3 の厚さ t を 10 mm とした場合、ずれ量 ΔH の値は 37.9 mm となる。

[0073] 次に、ガラス窓 3 が複層ガラスの場合について、図 12 を用いて説明する。ガラス窓 3 が複層ガラスの場合、太陽光 8 は 2 枚のガラス板、すなわち外側のガラス板 3_1 と内側のガラス板 3_2 を通過する。このとき、空気とガラス板 3_1、3_2 の屈折率差により太陽光 8 が 2 回屈折する。このため、ガラス窓 3 を通過した後の太陽光 8 b は、太陽光 8 の進行方向に対してずれる。このときの太陽光のずれ量を ΔH とする。そして、外側のガラス板 3_1 の厚さを t_1 とし、内側のガラス板 3_2 の厚さを t_2 とし、空気の屈折率を 1 とし、外側および内側のガラス板 3_1、3_2 の屈折率を n_2 とした場合、空気の屈折率と外側のガラス板 3_1 の屈折率 n_2 との差、及び空気の屈折率と内側のガラス板 3_2 の屈折率 n_2 との差による太陽光のずれ量 ΔH は、下記の式 (3) で表される。よって、上記式 (1) における H_2 を $H_2 + \Delta H$ として計算することで、太陽光のずれ量 ΔH を考慮して設置位置を決定できる。

$$\begin{aligned} \Delta H &= \Delta H_1 + \Delta H_2 \\ &= t_1 \cdot (\tan \theta - \tan \theta_2) + t_2 \cdot (\tan \theta - \tan \theta_2) \quad \dots \text{式 (3)} \end{aligned}$$

(ただし、 θ_2 は屈折角であり、 $\theta_2 = \text{Arcsin}(\sin \theta / n_2)$ である)

[0074] 一例を挙げると、ガラス板3_1、3_2の屈折率 n_2 を1.52とし、太陽高度 θ を77.8度とし、ガラス板3_1、3_2の厚さ t_1 、 t_2 を6mmとした場合、ずれ量 ΔH の値は45.4mmとなる。

[0075] 以上で説明した本実施の形態により、建築物のガラス窓の室内側に太陽電池モジュールを適切に設置可能な太陽電池モジュール、及び太陽電池モジュールの設置方法を提供できる。

実施例

[0076] <設置位置とモジュール出力との関係についてのシミュレーション>

以下の方法を用いて、太陽電池モジュールの設置位置とモジュール出力についてシミュレーションを実施した。図4Aに示した庇2の長さ L 、ガラス窓3の厚さ t 、ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔 d 、庇2の下端(点P)からガラス窓3の下端までの垂直距離(ガラス窓3の高さ) H_1 、ガラス窓3の下端から太陽電池モジュール10の下端までの垂直方向の距離 h 、太陽高度 θ をそれぞれ表2に示す値に設定し、このときの許容モジュール高さを、式(1)を用いて求めた。そして、求めた許容モジュール高さ以内となるように、太陽電池モジュール10の高さ H_2 を決定した。

[0077] その後、太陽電池モジュール10のモジュール定格出力(W)、1年間のモジュール平均出力(W)、及び1年間の単位当たりモジュール平均出力(W/m^2)をシミュレーションにより求めた。なお、1年間のモジュール平均出力(W)は、上述した太陽電池モジュール10の年間の総発電量に対応しており、1年間の単位当たりモジュール平均出力(W/m^2)は、上述した太陽電池モジュール10の単位面積当たりの年間の発電量に対応している。

[0078] また、太陽電池モジュール10が備える太陽光発電セル12のセルサイズは一辺が158.75(mm)の正方形とし、セル定格出力を5.645($W_p/\text{枚}$)または223.994(W_p/m^2)、セル面積率を70%、モジュール出力を156.8(W_p/m^2)として計算した。また、ガラス窓3の

幅を 1 8 0 0 m m、太陽電池モジュール 1 0 の幅を 1 7 0 0 m mとした。太陽高度 θ として、東京における冬至時の南中高度 3 0 . 9 度、年間平均南中高度 5 4 . 7 度、または夏至時の南中高度 7 7 . 8 度を使用した。表 2 にシミュレーション結果を示す。

[0079]

[表2]

	L[mm]	t[mm]	d[mm]	H1[mm]	h[mm]	θ[deg.]	許容モジュール高さ [mm]	H2[mm]	モジュール 定格出力[W]	モジュール平均 出力[W]	単位当たりモジュール 平均出力[W/m ²]
例1	50	10	10	2500	50	30.9	2408.1	2400	639.7	616.7	151.1
例2	50	10	10	2500	50	54.7	2351.1	2350	626.4	611.7	153.1
例3	50	10	10	2500	50	77.8	2126.2	2120	565.1	565.1	156.8
例4	50	10	100	2500	50	—	—	2400	639.7	570.5	139.8
例5	50	10	100	2500	50	30.9	2354.2	2350	626.4	570.4	142.8
例6	50	10	100	2500	50	54.7	2224.0	2220	591.7	558.3	147.9
例7	50	10	100	2500	50	77.8	1710.0	1700	453.1	453.1	156.8
例8	50	10	100	2500	500	—	—	2400	639.7	450.5	110.4
例9	50	10	100	2500	500	30.9	1904.2	1900	506.5	450.5	139.5
例10	50	10	100	2500	500	54.7	1774.0	1770	471.8	438.4	145.7
例11	50	10	100	2500	500	77.8	1260.0	1250	333.2	333.2	156.8
例12	300	10	10	2500	50	—	—	2400	639.7	487.9	119.6
例13	300	10	10	2500	50	30.9	2258.5	2250	599.7	487.8	127.5
例14	300	10	10	2500	50	54.7	1998.0	1990	530.4	463.6	137.0
例15	300	10	10	2500	50	77.8	969.9	960	255.9	255.9	156.8
例16	50	10	30	2500	50	30.9	2396.1	2350	626.4	570.4	142.8
例17	50	10	30	2500	50	54.7	2322.9	2300	613.1	567.3	145.1
例18	50	10	30	2500	50	77.8	2033.7	2000	533.1	521.1	153.3
例19	50	10	50	2500	50	30.9	2384.2	2350	626.4	570.4	142.8
例20	50	10	50	2500	50	54.7	2294.6	2250	599.7	562.1	147.0
例21	50	10	50	2500	50	77.8	1941.2	1900	506.5	500.5	154.9
例22	50	10	200	2500	50	30.9	2294.4	2250	599.7	562.1	147.0
例23	50	10	200	2500	50	54.7	2082.8	2050	546.4	530.7	152.3
例24	50	10	200	2500	50	77.8	1247.5	1200	319.9	319.9	156.8

表2

[0080] 表2に示すように、例1では太陽高度 θ を冬至時の南中高度30.9度とし、例2では太陽高度 θ を年間平均南中高度54.7度とし、例3では太陽高度 θ を夏至時の南中高度77.8度とした。この結果、許容モジュール高さは、例1では2408.1(mm)、例2では2351.1(mm)、例3では2126.2(mm)となった。よって、太陽電池モジュール10の高さH2は、例1で2400(mm)、例2で2350(mm)、例3で2120(mm)に設定した。例1～例3にかかる太陽電池モジュール10では、モジュール定格出力(W)およびモジュール平均出力(W)は、例1が最も高くなった。この理由は、例1では太陽高度 θ として冬至時の南中高度30.9度を使用したため、太陽電池モジュール10の高さH2を高く設定できたからであると考えられる。つまり、例1では年間を通して太陽電池モジュール10に当たる太陽光の総量が多くなるため、モジュール定格出力(W)およびモジュール平均出力(W)が高くなった。

[0081] 一方、例3では、モジュール定格出力(W)およびモジュール平均出力(W)が最も低くなった。この理由は、例3では太陽高度 θ として夏至時の南中高度77.8度を使用したため、太陽電池モジュール10の高さH2が低く設定されたからと考えられる。単位当たりモジュール平均出力(W/m²)に着目すると、例3が最も高い値となった。この理由は、例3では太陽電池モジュール10の高さH2を低く設定したため、年間を通して太陽電池モジュール10に影がかからないようにでき、これにより太陽電池モジュール10の単位面積当たりの1年間のモジュール平均出力を高くできたと考えられる。

[0082] 例4～例7では、例1～例3と比べてガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔dを大きくしている。例5～例7のように面間隔dを大きくした場合は、面間隔dが小さい例1～例3と比べて許容モジュール高さが低くなる。よって、例5～例7の太陽電池モジュール10の高さH2は、例1～例3の太陽電池モジュール10の高さH2よりも低く設定される。このため例5～例7では、モジュール定格出力(W)、モジュール平均出力(W)、

及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が、例 1 ～例 3 と比べてそれぞれ低くなった。また、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値の傾向については、例 5 ～例 7 と例 1 ～例 3 とで同様の傾向を示した。例 4 は、比較のために太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 を 2400 (mm) に設定している。例 4 では例 1 と比べて面間隔 d を大きくしているので、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が例 1 の場合と比べて低くなった。

[0083] 例 8 ～例 11 では、例 4 ～例 7 と比べて太陽電池モジュール 10 の下端までの距離 h を大きくしている。例 9 ～例 11 のように距離 h を大きくした場合は、距離 h が小さい例 5 ～例 7 と比べて許容モジュール高さが低くなる。よって、例 9 ～例 11 の太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 は、例 5 ～例 7 の太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 よりも低く設定される。このため例 9 ～例 11 では、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が、例 5 ～例 7 と比べてそれぞれ低くなった。また、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値の傾向については、例 9 ～例 11 と例 5 ～例 7 とで同様の傾向を示した。例 8 は、比較のために太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 を 2400 (mm) に設定している。例 8 では例 4 と比べて太陽電池モジュール 10 の下端までの距離 h を大きくしているので、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が例 4 の場合と比べて低くなった。

[0084] 例 12 ～例 15 では、例 1 ～例 3 と比べて庇 2 の長さ L を大きくしている。例 13 ～例 15 のように庇 2 の長さ L を大きくした場合は、庇 2 の長さ L が小さい例 1 ～例 3 と比べて許容モジュール高さが低くなる。よって、例 13 ～例 15 の太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 は、例 1 ～例 3 の太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 よりも低く設定される。このため例 13 ～例 15 では、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当

たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が、例 1～例 3 と比べてそれぞれ低くなった。また、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値の傾向については、例 13～例 15 と例 1～例 3 とで同様の傾向を示した。例 12 は、比較のために太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 を 2400 (mm) に設定している。例 12 では例 1 と比べて庇 2 の長さ L が大きいので、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が例 1 の場合と比べて低くなった。

[0085] 例 16～例 24 は、例 1～例 3 と比べてガラス窓 3 と太陽電池モジュール 10 との面間隔 d を大きくしている。具体的には、例 16～例 18 では面間隔 d を 30 mm とし、例 19～例 21 では面間隔 d を 50 mm とし、例 22～例 24 では面間隔 d を 200 mm とした。これ以外の条件は、例 1～例 3 の条件と同様とした。なお、例 16～例 18 の太陽高度 θ はそれぞれ例 1～例 3 の太陽高度 θ と対応しており、例 19～例 21 の太陽高度 θ はそれぞれ例 1～例 3 の太陽高度 θ と対応しており、例 22～例 24 の太陽高度 θ はそれぞれ例 1～例 3 の太陽高度 θ と対応している。

[0086] 例 16～例 24 のように面間隔 d を大きくした場合は、面間隔 d が小さい例 1～例 3 と比べて許容モジュール高さが低くなる。よって、例 16～例 24 の太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 は、例 1～例 3 の太陽電池モジュール 10 の高さ H_2 よりも低く設定される。このため例 16～例 24 では、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が、例 1～例 3 と比べてそれぞれ低くなった。また、モジュール定格出力 (W)、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値の傾向については、例 16～例 24 と例 1～例 3 とで同様の傾向を示した。

[0087] 以上の結果から、ガラス窓 3 と太陽電池モジュール 10 との面間隔 d が小さいほど、モジュール平均出力 (W)、及び単位当たりモジュール平均出力 (W/m^2) の値が大きくなった。また、太陽電池モジュール 10 の下端まで

の距離 h が小さいほど、モジュール平均出力(W)、及び単位当たりモジュール平均出力(W/m^2)の値が大きくなった。また、太陽高度 θ が小さいほど、モジュール平均出力(W)の値が大きくなった。また、太陽高度 θ が大きいほど、単位当たりモジュール平均出力(W/m^2)の値が大きくなった。

[0088] <設置位置と発生応力との関係についてのシミュレーション>

以下の方法を用いて、太陽電池モジュールの設置位置と発生応力との関係についてシミュレーションを実施した。ガラス窓3の長辺(垂直方向)の長さ $H1$ は2400(mm)、短辺(水平方向)の長さは1800(mm)とした。ガラス窓3の厚さ t はガラス8mm、空気層12mm、ガラス8mmの28mmとした。ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔 d は、表3に示す間隔とした。ガラス窓3と太陽電池モジュール10との垂直方向のエッジ間距離、つまり、ガラス窓3の透過領域の下端を基準とした際の太陽電池モジュール10の下端までの垂直方向の距離 $h2$ は、表3に示す距離とした。ガラス窓3と太陽電池モジュール10との水平方向のエッジ間距離 w (図4B参照)、つまり、ガラス窓3の水平方向の各々の両端から太陽電池モジュール10の水平方向の各々の両端までの距離 w は、表3に示す距離とした。なお、エッジ間距離 $h2$ とエッジ間距離 w は同じ値となるようにした。

[0089] 太陽電池モジュール10の高さ $H2$ は1440(mm)、幅 W は600(mm)、面積は0.864(m^2)とした。太陽電池モジュール10に含まれる太陽光発電セル12の数は24個とした。太陽光発電セル12のセルサイズは1辺が158.75(mm)の正方形とした。太陽電池モジュール10を構成するガラスの透過率は92%とし、日射吸収率は16.2%とした。太陽光発電セル12の日射吸収率は92.4%とした。太陽電池モジュール10の発電部面積率は70%、発電面積は0.605(m^2)とした。太陽電池モジュール10の平均透過率は27.6%、平均日射吸収率は69.5%とした。

[0090] 太陽電池モジュール10に照射される日射量は825 W/m^2 、太陽電池モ

ジュール 10 を設置した建物の外気温は 5℃、室内の温度は 20℃、建物の外側の熱伝達率は 15.1 W/m²K、建物の内側の熱伝達率は 8.0 W/m²K、ガラス窓 3 の温度は 10.2℃とした。このような条件でシミュレーションを行い、ガラス窓 3 に発生する応力を求めた。表 3 にシミュレーション結果を示す。また、図 13 に面間隔 d と発生応力との関係を示す。また、図 14 にガラス窓 3 と太陽電池モジュール 10 のエッジ間距離 (h2、w) と発生応力との関係を示す。

[0091] [表3]

表3

	セル数	窓サイズ(長辺) H1(mm)	窓サイズ(短辺) (mm)	面間隔 d(mm)	エッジ間隔 距離w(mm)	エッジ間隔 距離h2(mm)	発生応力 (MPa)
例25	24	2400	1800	0	10	10	22.26
例26	24	2400	1800	0.5	10	10	17.91
例27	24	2400	1800	1	10	10	17.10
例28	24	2400	1800	5	10	10	14.78
例29	24	2400	1800	10	10	10	13.51
例30	24	2400	1800	15	10	10	12.77
例31	24	2400	1800	30	10	10	11.49
例32	24	2400	1800	100	10	10	8.74
例33	24	2400	1800	0	20	20	22.21
例34	24	2400	1800	0.5	20	20	17.97
例35	24	2400	1800	1	20	20	17.33
例36	24	2400	1800	5	20	20	14.77
例37	24	2400	1800	10	20	20	13.40
例38	24	2400	1800	15	20	20	12.65
例39	24	2400	1800	30	20	20	11.49
例40	24	2400	1800	100	20	20	9.42
例41	24	2400	1800	0	50	50	21.54
例42	24	2400	1800	0.5	50	50	17.66
例43	24	2400	1800	1	50	50	17.20
例44	24	2400	1800	5	50	50	14.54
例45	24	2400	1800	10	50	50	13.16
例46	24	2400	1800	15	50	50	12.42
例47	24	2400	1800	30	50	50	11.32
例48	24	2400	1800	100	50	50	9.50
例49	24	2400	1800	0	100	100	20.17
例50	24	2400	1800	0.5	100	100	16.64
例51	24	2400	1800	1	100	100	16.27
例52	24	2400	1800	5	100	100	13.72
例53	24	2400	1800	10	100	100	12.41
例54	24	2400	1800	15	100	100	11.71
例55	24	2400	1800	30	100	100	10.71
例56	24	2400	1800	100	100	100	9.19

[0092] 表3、図13に示すように、ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔dが大きくなるにつれて、ガラス窓3に発生する応力が小さくなった。この理由は、ガラス窓3と太陽電池モジュール10との面間隔dが大きいほど、太陽電池モジュール10とガラス窓3との間の空間における脱熱量が多くなったからであると考えられる。また、図14に示すように、ガラス窓3と太陽電池モジュール10のエッジ間距離が長くなるほど、ガラス窓3に発生する応力が小さくなった。この理由は、太陽電池モジュール10のエッジがガラス窓3の中央側に向かうほど（図4B参照）、太陽電池モジュール10に起因してガラス窓3に発生する熱の影響が小さくなるためと考えられる。

[0093] 以上、本発明を上記実施形態に即して説明したが、本発明は上記実施の形態の構成にのみ限定されるものではなく、本願特許請求の範囲の請求項の発明の範囲内で当業者であればなし得る各種変形、修正、組み合わせを含むことは勿論である。

[0094] この出願は、2023年9月22日に出願された日本出願特願2023-158957を基礎とする優先権を主張し、その開示の全てをここに取り込む。

符号の説明

- [0095] 1 建築物
2 庇
3 ガラス窓
4 フレーム
5 開口部
6 床面
7 窓台
8 太陽光
10 太陽電池モジュール
11 板状部材

- 1 2 太陽光発電セル
- 1 3 透明板
- 1 4 中間膜
- 1 5 透明板
- 1 6 ダミーセル
- 2 1、2 2 バスバー配線
- 2 3 端子ボックス
- 3 1、3 2、3 3、3 4 配線

請求の範囲

- [請求項1] 建築物のガラス窓の室内側に設置された太陽電池モジュールであって、
- 前記建築物の前記ガラス窓の外側上部の位置に庇が設けられており、前記ガラス窓の外側から前記庇の外側端部までの水平距離を L とし、前記庇の下端から前記ガラス窓の下端までの垂直距離を $H1$ とし、前記ガラス窓の厚さを t とし、前記太陽電池モジュールの高さを $H2$ とし、前記ガラス窓と前記太陽電池モジュールとの面間隔を d とし、前記ガラス窓の下端から前記太陽電池モジュールの下端までの垂直方向の距離を h とし、前記建築物が建てられている場所の太陽高度を θ 度とした場合、
- $$H1 - (H2 + h) \geq (L + t + d) \cdot \tan \theta \quad \cdots (1)$$
- を満たすように前記太陽電池モジュールが設置されている、太陽電池モジュール。
- [請求項2] 前記 θ は、前記建築物が建てられている場所の冬至時の南中高度である、請求項1に記載の太陽電池モジュール。
- [請求項3] 前記 θ は、前記建築物が建てられている場所の夏至時の南中高度である、請求項1に記載の太陽電池モジュール。
- [請求項4] 前記 θ は、前記建築物が建てられている場所の年間平均南中高度である、請求項1に記載の太陽電池モジュール。
- [請求項5] 前記 θ は、冬至時の南中高度以上夏至時の南中高度以下である、請求項1に記載の太陽電池モジュール。
- [請求項6] 前記太陽電池モジュールの平均日射吸収率が30%以上90%以下である、請求項1～5のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。
- [請求項7] 前記ガラス窓と前記太陽電池モジュールとの面間隔 d が $d \geq 0.5$ mmを満たす、請求項1～5のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。
- [請求項8] 前記ガラス窓の透過領域の下端を基準とした際の前記太陽電池モジ

ジュールの下端までの垂直方向の距離を h_2 とした場合、 $h_2 \geq 20 \text{ m}$ を満たす、請求項 1 ～ 5 のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[請求項9] 前記太陽電池モジュールは、透明な板状部材に配置された複数の太陽光発電セルを有し、

前記複数の太陽光発電セルは、前記板状部材の主面において水平方向および垂直方向にアレイ状に配置されており、

水平方向に配置された前記複数の太陽光発電セルが配線を用いて互いに接続されている、

請求項 1 ～ 5 のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[請求項10] 前記複数の太陽光発電セルは、水平方向に配置された複数の太陽光発電セルと、垂直方向に配置された複数の太陽光発電セルと、を含む複数の太陽光発電セルを単位グループとして複数のグループに分けられており、

前記各々のグループに含まれる複数の太陽光発電セルは、前記水平方向に配置された複数の太陽光発電セルを互いに接続する水平配線と、水平方向の端部において互いに隣接する 2 つの太陽光発電セルを互いに接続する垂直配線と、を用いて直列に接続されており、

前記各々のグループの負極側および正極側が、前記太陽電池モジュールの水平方向の両端において各々垂直方向に伸びる 2 つのバスバー配線で並列に接続されている、

請求項 9 に記載の太陽電池モジュール。

[請求項11] 空気の屈折率を 1 とし、前記ガラス窓の屈折率を n_2 とした場合、前記空気の屈折率と前記ガラス窓の屈折率 n_2 との差による太陽光のずれ量 ΔH は、 $\Delta H = t \cdot \tan \theta - t \cdot \tan \theta_2$ で表され、前記式 (1) における H_2 を $H_2 + \Delta H$ として計算する、

請求項 1 ～ 5 のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

ただし、 θ_2 は屈折角であり、 $\theta_2 = \text{Arcsin}(\sin \theta / n$

2) である。

[請求項12] 前記ガラス窓は複層ガラスであり、外側のガラス板の厚さを t_1 とし、内側のガラス板の厚さを t_2 とし、空気の屈折率を 1 とし、前記外側および内側のガラス板の屈折率を n_2 とした場合、前記空気の屈折率と前記外側のガラス板の屈折率 n_2 との差、及び前記空気の屈折率と前記内側のガラス板の屈折率 n_2 との差による太陽光のずれ量 ΔH は、 $\Delta H = t_1 \cdot (t \cdot \tan \theta - t \cdot \tan \theta_2) + t_2 \cdot (t \cdot \tan \theta - t \cdot \tan \theta_2)$ で表され、前記式 (1) における H_2 を $H_2 + \Delta H$ として計算する、

請求項 1 ～ 5 のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

ただし、 θ_2 は屈折角であり、 $\theta_2 = \text{Arcsin}(\sin \theta / n_2)$ である。

[請求項13] 前記太陽電池モジュールは、透明な板状部材に配置された複数の太陽光発電セルを有し、

前記太陽電池モジュールは、透明な第 1 板状部材と中間膜と透明な第 2 板状部材とが積層された構成を備え、前記複数の太陽光発電セルは、前記中間膜の内部に封入されている、請求項 1 ～ 5 のいずれか一項に記載の太陽電池モジュール。

[請求項14] 太陽電池モジュールを建築物のガラス窓の室内側に設置する太陽電池モジュールの設置方法であって、

前記建築物の前記ガラス窓の外側上部の位置に庇が設けられており、前記ガラス窓の外側から前記庇の外側端部までの水平距離を L とし、前記庇の下端から前記ガラス窓の下端までの垂直距離を H_1 とし、前記ガラス窓の厚さを t とし、前記太陽電池モジュールの高さを H_2 とし、前記ガラス窓と前記太陽電池モジュールとの面間隔を d とし、前記ガラス窓の下端から前記太陽電池モジュールの下端までの垂直方向の距離を h とし、前記建築物が建てられている場所の太陽高度を θ 度とした場合、

$$H1 - (H2 + h) \geq (L + t + d) \cdot \tan \theta$$

を満たすように前記太陽電池モジュールを設置する、
太陽電池モジュールの設置方法。