(12) 特許協力条約に基づいて公開された国際出願

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日
2013 年 4 月 4 日(04.04.2013)

WIPO | PCT

(10) 国際公開番号
WO 2013/046956 A1

(51) 国際特許分類:
H01M 14/00 (2006.01) *H01L 31/04* (2006.01)

(21) 国際出願番号: PCT/JP2012/070450

(22) 国際出願日: 2012 年 8 月 10 日(10.08.2012)

(25) 国際出願の言語: 日本語

(26) 国際公開の言語: 日本語

(30) 優先権データ:
特願 2011-212877 2011 年 9 月 28 日(28.09.2011) JP

(71) 出願人 (米国を除く全ての指定国について): シャープ株式会社(SHARP KABUSHIKI KAISHA) [JP/JP]; 〒5458522 大阪府大阪市阿倍野区長池町２２番２２号 Osaka (JP).

(72) 発明者; および
(75) 発明者/出願人 (米国についてのみ): 小林 慎介 (KOBAYASHI, Shinsuke). 福井 篤 (FUKUI, Atsushi).

(74) 代理人: 特許業務法人深見特許事務所 (Fukami Patent Office, p.c.); 〒5300005 大阪府大阪市北区中之島二丁目２番７号 中之島セントラルタワー Osaka (JP).

(81) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

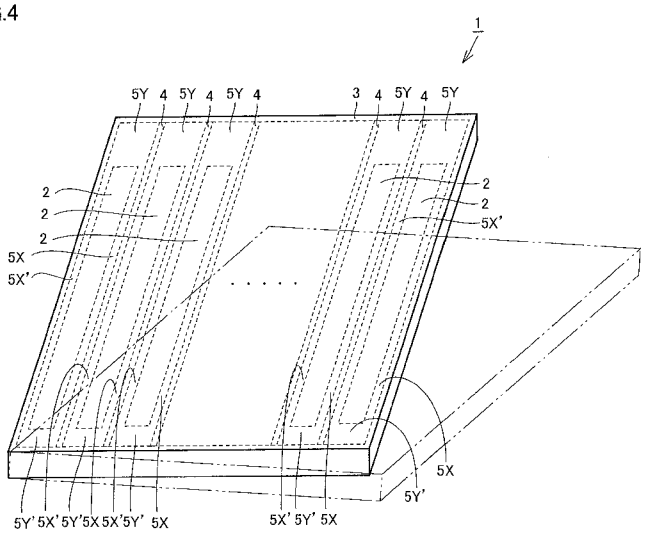
添付公開書類:
— 国際調査報告（条約第 21 条(3)）

(54) **Title**: WET-TYPE SOLAR CELL MODULE

(54) 発明の名称 : 湿式太陽電池モジュール

［図4］

FIG.4



(57) **Abstract**: This wet-type solar cell module is provided with: a plurality of wet-type solar cells, which respectively include photoelectric conversion sections (2) immersed in an electrolytic solution, and are electrically connected to each other; and barrier ribs (4), each of which separates, among the wet-type solar cells, adjacent wet-type solar cells from each other. Each of the wet-type solar cells has, at least at any position on the circumference of each of the photoelectric conversion sections (2), a buffer section (5) which stores the electrolytic solution that can be supplied to a non-immersed portion, which is not immersed in the electrolytic solution, in the case where there is the non-immersed portion in a part of the photoelectric conversion section (2).

(57) 要約: 湿式太陽電池モジュールは、電解液に浸漬された光電変換部(２)を含み、互いに電気的に接続された複数の湿式太陽電池と、複数の湿式太陽電池のうちの互いに隣接する湿式太陽電池同士の間を隔てる隔壁(４)とを備える。複数の湿式太陽電池の各々は、光電変換部(２)の一部に電解液に浸漬されていない非浸漬部分がある場合にこの非浸漬部分に供給可能な電解液を貯蔵するバッファ部(５)を光電変換部(２)の周囲の少なくともいずれかの位置に有する。

WO 2013/046956 A1

明　細　書

発明の名称 ： 湿式太陽電池モジュール

技術分野

[0001] 本発明は、湿式太陽電池モジュールに関する。

背景技術

[0002] 化石燃料に代るエネルギー源として、太陽光を電力に変換できる太陽電池が注目されている。現在、結晶系シリコン基板を用いた太陽電池および薄膜シリコン太陽電池が実用化され始めている。しかし、結晶系シリコン基板を用いた太陽電池は、シリコン基板の製造コストが高いという問題がある。薄膜シリコン太陽電池は、多種の半導体製造用ガスおよび複雑な装置を用いる必要があるために製造コストが高くなるという問題がある。

[0003] このため、いずれの太陽電池においても光電変換の高効率化による発電出力当たりのコストを低減するための開発が続けられているが、上記の問題を解決するには到っていない。

[0004] 新しいタイプの太陽電池である湿式太陽電池を開示した先行文献として、特開２００８－２８７９００号公報(特許文献１)および特開平１－２２０３８０号公報(特許文献２)がある。特許文献１，２に記載された湿式太陽電池においては、ナノテクノロジーを利用することによって従来の太陽電池と同等あるいはそれ以上の変換効率の実現が期待されている。特に、特許文献２に記載された湿式太陽電池においては、金属錯体の光誘起電子移動を応用することにより、１０％を超える変換効率が達成されている。

[0005] 図１５は、従来の湿式太陽電池の一例を示す断面図である。図１５に示すように、湿式太陽電池３０においては、第１ガラス基板３６の上面に集電層３９が形成されている。集電層３９の上面に光電変換部３２が形成されている。第１ガラス基板３６に対向するように、第２ガラス基板３７が配置されている。第２ガラス基板３７の下面には、対極集電層４１が形成されている。対極集電層４１の下面には、触媒層４０が形成されている。第１ガラス基

板３６と第２ガラス基板３７との間に、絶縁性封止部材３３が形成されている。

[0006] 光電変換部３２は、光増感色素が吸着されて可視光領域に吸収スペクトルを有する光電変換材料から構成されている。第１ガラス基板３６と第２ガラス基板３７と絶縁性封止部材３３とにより形成される空間内に、電解液３８が封入されている。

[0007] 上記の湿式太陽電池３０に光が照射されると、光電変換部３２で電子が発生し、発生した電子が集電層３９から外部電気回路を通って対極集電層４１に移動する。移動した電子は、電解液３８中のイオンにより対極集電層４１から光電変換部３２に運ばれる。このような一連の電子の流れにより、電気エネルギーが取り出される。

[0008] 特許文献２に記載された湿式太陽電池の基本構造は、対向配置された２枚の透明導電膜付きガラス基板同士の間に電解液を注入した構造である。この湿式太陽電池においては、小面積の太陽電池の試作は可能であっても、１ｍ角のような大面積の太陽電池への適用は困難である。その理由は、１つの太陽電池セルの面積を大きくした場合、発生電流は面積に比例して増加するが、電極部分に用いる透明導電性膜の面内方向の電圧降下が増大するため太陽電池としての内部直列抵抗が増大する。その結果、光電変換時の電流電圧特性におけるＦＦ(曲線因子)および短絡電流が低下するため、光電変換効率が低下するという問題が起きる。

[0009] 内部直列抵抗の増加の抑制を図った湿式太陽電池モジュールを開示した先行文献として、特表２００２－５４０５５９号公報(特許文献３)、国際公開第９７／１６８３８号(特許文献４)および非特許文献１がある。特許文献３，４および非特許文献１に記載された湿式太陽電池モジュールにおいては、細長い短冊状の湿式太陽電池セル(以下、単セルまたは湿式太陽電池と称す)が、ストライプ状に並べられて直列に接続されている。

[0010] 図１６は、複数の単セルをストライプ状に配置した従来の湿式太陽電池モジュールを受光面側から見た状態を模式的に示す平面図である。図１６に示

すように、従来の湿式太陽電池モジュールにおいては、隣接して配置された光電変換部を含む領域４２同士の間に、絶縁性隔壁３４が設けられている。また、従来の湿式太陽電池モジュールにおいては、全ての光電変換部を含む領域４２を取囲み、２枚の基板を接合する絶縁性封止部材３３が設けられている。

[0011] この湿式太陽電池モジュールは、第１ガラス基板３６上に細長い短冊状の複数の光電変換部３２が形成され、その上方から第２ガラス基板３７が貼り合わされ、両ガラス基板間に電解液３８が注入されている。第２ガラス基板３７の光電変換部３２と対向する面には、対極集電層４１および触媒層４０が形成されている。

[0012] 図１７は、図１６のＸＶＩＩ－ＸＶＩＩ線矢印方向から見た断面図である。図１７においては、集電層３９、対極集電層４１および触媒層４０を図示していない。図１７に示すように、湿式太陽電池３０は、光電変換部３２が電解液３８に浸漬され、かつ、光電変換部３２と図示しない対極集電層４１との間に電解液３８が存在することにより、発電性能を発揮することができる。

[0013] 湿式太陽電池３０においては、使用中に電解液３８の揮発または液漏れなどが発生することがある。図１８は、湿式太陽電池の光電変換部と対極集電層との間の電解液に気泡が発生した状態を模式的に示す断面図である。図１９は、湿式太陽電池の光電変換部に電解液に浸漬されていない部分が形成された状態を模式的に示す断面図である。

[0014] 図１８に示すように、光電変換部３２と図示しない対極集電層４１との間の電解液３８に気泡１３が発生した場合、光が照射されて酸化状態になった光電変換部３２は、気泡１３と接する部分において、電解液３８中のイオンとの還元反応が起こらない。そのため、発電可能な光電変換部３２の割合が減少し、湿式太陽電池３０の変換効率が低下する。

[0015] 図１９に示すように、光電変換部３２に電解液３８に浸漬されていない非浸漬部分１４が形成された場合、光が照射されて酸化状態になった光電変換

部３２は、非浸漬部分１４において、電解液３８中のイオンとの還元反応を起こすことができない。そのため、発電可能な光電変換部３２の割合が減少し、湿式太陽電池３０の変換効率が低下する。

[0016] 図２０は、従来の湿式太陽電池モジュールの第１の例において、単セルの光電変換部の短辺と平行な面における断面図である。図２０に示すように、湿式太陽電池モジュール５０においては、第１ガラス基板５６の上面に、第１集電層５９が互いに所定の間隔を置いて形成されている。第１集電層５９の上面に光電変換部５２が形成されている。第２ガラス基板５７の下面に、対極集電層６１が互いに所定の間隔を置いて形成されている。対極集電層６１の下面に触媒層６０が形成されている。

[0017] ２枚のガラス基板５６、５７を貼り合わせ、第１ガラス基板５６と第２ガラス基板５７との間に、電解液５８が注入されている。第１ガラス基板５６と第２ガラス基板５７との間の外周は樹脂で封止されている。このようにして、同一のガラス基板上に複数の光電変換素子を有する湿式太陽電池モジュールが形成されている。

[0018] この湿式太陽電池モジュールにおいては、第１の光電変換部５２の第１集電層５９と、第１の光電変換部５２に隣接する第２の光電変換部５２の対極集電層６１とが、導電性接続部６２により電気的に接続されている。その結果、各光電変換部５２が直列に接続されている。導電性接続部６２が電解液５８に接触することを防ぐために、互いに隣接する光電変換部５２同士の間において、導電性接続部６２の両側に絶縁性保護部５３が形成されている。このような直列接続構造は、一般に、Ｚ型構造と称呼されている。

[0019] 図２１は、従来の湿式太陽電池モジュールの第２の例において、単セルの光電変換部の短辺と平行な面における断面図である。図２１に示すように、湿式太陽電池モジュール７０においては、第１ガラス基板７６の上面に、第１集電層７９が互いに所定の間隔を置いて形成されている。第２ガラス基板５７の下面に、第１集電層７９が互いに所定の間隔を置いて形成されている。

[0020] 第１ガラス基板７６と第２ガラス基板７７との間に、絶縁性保護部７３が互いに所定の間隔を置いて配置されている。絶縁性保護部７３は、第１集電層７９同士の間に配置され、隣り合う第１集電層７９同士が接触することを防止している。この絶縁性保護部７３と第１集電層７９とに囲まれる空間内に、触媒層８０、光電変換部７８および電解液７２が封止されている。

[0021] 光電変換部７８および触媒層８０は、セルが並ぶ方向において、第１ガラス基板７６の上面および第２ガラス基板７７の下面に交互に形成されている。このように、単セルが直列に接続された湿式太陽電池モジュールを、一般にW型構造と称呼されている。

[0022] 図２２は、従来の湿式太陽電池モジュールの第３の例において、単セルの光電変換部の短辺と平行な面における断面図である。図２２に示すように、第１ガラス基板９６の上面に、短冊形にパターニングされた集電層９９が形成されている。集電層９９の上面に、色素が吸着した多孔性酸化チタンからなる光電変換部９２が形成されている。光電変換部９２を覆うように、電解質を含有する多孔質絶縁部１０２が形成されている。多孔質絶縁部１０２の上面に触媒層１００が形成されている。触媒層１００の上面に対極集電層１０１が形成されている。

[0023] 上記の積層構造の周囲を絶縁性保護部９３により被覆している。絶縁性保護部９３の上面に、第２ガラス基板９７が配置されている。各セルには、電解液９８が注入されている。この湿式太陽電池モジュールにおいては、それぞれの対極集電層１０１が、対極集電層１０１に対向する第１の光電変換部９２に隣接する第２の光電変換部９２が上面に形成された集電層９９に接続されることにより、各光電変換素子同士が直列に接続されている。

[0024] 上記の気泡または非浸漬部分の問題の改善を図った湿式太陽電池モジュールを開示した先行文献として、特開２００５－３１０７１６号公報(特許文献５)および特開２００２－２８００８５号公報(特許文献６)がある。特許文献５，６に記載された湿式太陽電池モジュールにおいては、電解液を再注入することができる注入口が設けられている。特許文献６に記載された湿式太陽

電池モジュールにおいては、注入口から電解液を補充することができる電解液貯蔵部が設けられている。

先行技術文献

特許文献

[0025] 特許文献1：特開２００８－２８７９００号公報

特許文献2：特開平１－２２０３８０号公報

特許文献3：特表２００２－５４０５５９号公報

特許文献4：国際公開第９７／１６８３８号

特許文献5：特開２００５－３１０７１６号公報

特許文献6：特開２００２－２８００８５号公報

非特許文献

[0026] 非特許文献1：早瀬修二、藤嶋昭編集、「色素増感太陽電池の開発技術」、技術教育出版社、２００３年６月発行、ｐ．２０５－２１７

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0027] 湿式太陽電池においては、使用中に電解液が揮発または液漏れして減少することによって、発電性能が低下することがある。

[0028] 本発明は上記の問題点に鑑みなされたものであって、発電性能の持続性を向上できる湿式太陽電池モジュールを提供することを目的とする。

課題を解決するための手段

[0029] 本発明に基づく湿式太陽電池モジュールは、電解液に浸漬された光電変換部を含み、互いに電気的に接続された複数の湿式太陽電池と、複数の湿式太陽電池のうちの互いに隣接する湿式太陽電池同士の間を隔てる隔壁とを備える。複数の湿式太陽電池の各々は、光電変換部の一部に電解液に浸漬されていない非浸漬部分がある場合にこの非浸漬部分に供給可能な電解液を貯蔵するバッファ部を光電変換部の周囲の少なくともいずれかの位置に有する。

[0030] 本発明の一形態においては、光電変換部は、平面視において矩形状の外形

を有する。バッファ部は、平面視において光電変換部の短辺側の側面に接する２つの短辺側領域の少なくとも一方に位置する。

[0031] 本発明の一形態においては、バッファ部は、上記２つの短辺側領域の両方に位置する。バッファ部の大きさは、上記２つの短辺側領域で互いに異なる。

[0032] 本発明の一形態においては、バッファ部は、平面視において光電変換部の長辺側の側面に接する２つの長辺側領域の少なくとも一方にさらに位置する。

[0033] 本発明の一形態においては、バッファ部は、上記２つの長辺側領域の両方に位置する。バッファ部の大きさは、上記２つの長辺側領域で互いに異なる。

[0034] 本発明の一形態においては、湿式太陽電池モジュールは、平面視において矩形状の外形を有する。バッファ部は、複数の湿式太陽電池の各々において、湿式太陽電池モジュールの長辺側の一方または短辺側の一方に少なくとも位置する。

発明の効果

[0035] 本発明によれば、湿式太陽電池モジュールの発電効率の持続性を向上できる。

図面の簡単な説明

[0036] [図1]本発明の一実施形態における湿式太陽電池モジュールを受光面側から見た平面図である。

[図2]図１のＩＩ－ＩＩ線矢印方向から見た断面図である。

[図3]同実施形態に係る湿式太陽電池モジュールに電解液を注入している状態の一例を示す断面図である。

[図4]同実施形態に係る湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態を示す斜視図である。

[図5]湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態をｘｙｚ座標軸上に示す図である。

[図6]湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態をｙｚ座標軸上に示す図である。

[図7]湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態をｘｚ座標軸上に示す図である。

[図8]バッファ部の容量が十分でないために、光電変換部に電解液に浸漬されていない非浸漬部分が生じた状態を示す断面図である。

[図9]バッファ部の容量が十分で、光電変換部が電解液に浸漬されている状態を示す断面図である。

[図10]湿式太陽電池モジュールの傾斜角度が緩やかな状態を示す断面図である。

[図11]湿式太陽電池モジュールの傾斜角度が急な状態を示す断面図である。

[図12]同実施形態に係る湿式太陽電池モジュールの変形例の構造を示す断面図である。

[図13]同実施形態に係る湿式太陽電池モジュールにおいて５個の光電変換部を形成する場合の第１ガラス基板上の構成を示す平面図である。

[図14]同実施形態に係る湿式太陽電池モジュールにおいて５個の光電変換部を形成する場合の第２ガラス基板上の構成を示す平面図である。

[図15]従来の湿式太陽電池の一例を示す断面図である。

[図16]複数の単セルをストライプ状に配置した従来の湿式太陽電池モジュールを受光面側から見た状態を模式的に示す平面図である。

[図17]図１６のＸＶＩＩ－ＸＶＩＩ線矢印方向から見た断面図である。

[図18]湿式太陽電池の光電変換部と対極集電層との間の電解液に気泡が発生した状態を模式的に示す断面図である。

[図19]湿式太陽電池の光電変換部に電解液に浸漬されていない部分が形成された状態を模式的に示す断面図である。

[図20]従来の湿式太陽電池モジュールの第１の例において、単セルの光電変換部の短辺と平行な面における断面図である。

[図21]従来の湿式太陽電池モジュールの第２の例において、単セルの光電変

換部の短辺と平行な面における断面図である。

[図22]従来の湿式太陽電池モジュールの第３の例において、単セルの光電変換部の短辺と平行な面における断面図である。

発明を実施するための形態

[0037] 以下、本発明に基づいた一実施形態における湿式太陽電池モジュールについて、図を参照しながら説明する。図１は、本発明の一実施形態における湿式太陽電池モジュールを受光面側から見た平面図である。なお、図１においては、複数の湿式太陽電池の一部を記載している。下記の実施形態の説明においては、湿式太陽電池セルを単セルまたは湿式太陽電池と称する。

[0038] 図１に示すように、本発明の一実施形態における湿式太陽電池モジュール１は、平面視において矩形状の外形を有し、互いに電気的に接続された複数の湿式太陽電池を含む。複数の湿式太陽電池の各々は、電解液に浸漬されて封入された光電変換部２を含む。

[0039] 湿式太陽電池モジュール１の縁には、互いに貼り合わせられる２枚のガラス基板の間に電解液を封入するための絶縁性枠部３が設けられている。また、湿式太陽電池モジュール１は、互いに隣接する湿式太陽電池同士の間を隔てる隔壁となる絶縁性隔壁４を含む。

[0040] 光電変換部２は、平面視において長辺の長さがＸ、短辺の長さがＹである矩形状の外形を有している。光電変換部２の周囲に、電解液を貯蔵するバッファ部５が設けられている。後述するように、バッファ部５は、光電変換部２の一部に電解液に浸漬されていない非浸漬部分がある場合にこの非浸漬部分に供給可能な電解液を貯蔵している。

[0041] 本実施形態においては、バッファ部５は、平面視において光電変換部２の短辺側の側面に接する２つの短辺側領域の両方に位置している。具体的には、バッファ部５は、バッファ部５Ｙおよびバッファ部５Ｙ’を含む。さらに、バッファ部５は、平面視において光電変換部２の長辺側の側面に接する２つの長辺側領域の両方に位置している。具体的には、バッファ部５は、バッファ部５Ｘおよびバッファ部５Ｘ’を含む。

[0042] バッファ部５Ｙは、光電変換部２の短辺側の側面から絶縁性枠部３の内壁までの長さL_Yの領域を言う。バッファ部５Ｘは、光電変換部２の長辺側の側面から絶縁性枠部３または絶縁性隔壁４の内壁までの長さL_Xの領域を言う。

[0043] バッファ部５Ｙ’は、単セル内において、バッファ部５Ｙの反対側の位置に形成されたバッファ部である。バッファ部５Ｘ’は、単セル内において、バッファ部５Ｘの反対側の位置に形成されたバッファ部である。

[0044] 本実施形態においては、図１に示すように、バッファ部５の大きさは、上記２つの短辺側領域で互いに異なる。具体的には、バッファ部５Ｙがバッファ部５Ｙ’に比べて大きくなるように、単セル内において光電変換部２が偏って位置している。

[0045] バッファ部５Ｘとバッファ部５Ｘ’とは同じ大きさで形成されているが、バッファ部５Ｘがバッファ部５Ｘ’より大きくなるように、単セル内において光電変換部２が偏って位置していてもよい。すなわち、バッファ部５の大きさが、上記２つの長辺側領域で互いに異なっていてもよい。

[0046] 本実施形態においては、光電変換部２の全周囲にバッファ部５を設けたが、バッファ部５は、光電変換部２の周囲の少なくともいずれかの位置に設けられていればよい。後述するように、湿式太陽電池モジュール１を傾斜配置した際に、バッファ部５の少なくとも一部が光電変換部２より上方に位置するように、バッファ部５が設けられていればよい。

[0047] 図２は、図１のＩＩ－ＩＩ線矢印方向から見た断面図である。図２に示すように、本実施形態に係る単セルは、第１ガラス基板６上に光電変換部２が形成されている。第１ガラス基板６と対向するように第２ガラス基板７が配置されている。第１ガラス基板６と第２ガラス基板７との間に絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４が配置されている。

[0048] 第１ガラス基板６、第２ガラス基板７、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４に囲まれる空間に光電変換部２および電解液８が封入されている。この空間の内、光電変換部２の周囲において、電解液８が貯蔵されている部分がバッファ部５Ｘ，５Ｘ’，５Ｙ，５Ｙ’である。なお、図２においては、集電層

、対極集電層および触媒層を記載していない。

[0049] 以下、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールの各構成について説明する。

（光電変換部２）

光電変換部２は、第１ガラス基板６上に形成され、半導体から構成されている。その形態は、粒子状または多数の微細孔を有する膜状など、種々の形態のものを用いることができるが、本実施形態においては膜状の形態を有している。

[0050] 本実施形態においては、光電変換部２を構成する半導体材料として酸化チタンを用いたが、一般に光電変換材料として使用されるものであれば特に限定されない。このような材料としては他にも、たとえば、酸化亜鉛、酸化錫、酸化鉄、酸化ニオブ、酸化セリウム、酸化タングステン、酸化ニッケル、チタン酸ストロンチウム、硫化カドミウム、硫化鉛、硫化亜鉛、リン化インジウム、銅－インジウム硫化物（$CuInS_2$）、$CuAlO_2$、$SrCu_2O_2$などの化合物およびこれらを組み合わせたものを用いることができる。これらの中では、酸化亜鉛、酸化錫および酸化ニオブが好ましいが、光電変換効率、安定性および安全性の点から酸化チタンが特に好ましい。また、これらの好ましい半導体材料の２種以上を混合した混合物として用いてもよい。

[0051] 酸化チタンとしては、アナターゼ型酸化チタン、ルチル型酸化チタン、無定形酸化チタン、メタチタン酸またはオルソチタン酸などとの化合物である各種の狭義の酸化チタン、および、水酸化チタン、含水酸化チタンなどを包含するものなどを単独または混合物として用いることができる。アナターゼ型およびルチル型の２種類の結晶構造は、その製法および熱履歴によりいずれにもなり得るが、アナターゼ型酸化チタンを用いることが一般的である。

[0052] 光電変換部２を構成する半導体としては、安定性、結晶成長の容易さ、製造コストなどの観点から、多数の微粒子が集合してなる多結晶焼結体であることが好ましい。多結晶焼結体には、その構成粒子径（平均粒径）により、種々の特長を持たせることが可能となる。

[0053] 入射光を高い収率で電気エネルギーに変換するために光電変換部２の投影面積に対して十分に大きい実効表面積を得る観点から、光電変換部２を構成する多孔質体は、平均粒径が５ｎｍ以上５０ｎｍ未満の粒子から構成されることが好ましく、１０ｎｍ以上３０ｎｍ以下の粒子から構成されていることがより好ましい。

[0054] 光電変換部２の形成条件にもよるが、平均粒径の大きい半導体粒子で光電変換部２を形成した場合、光電変換部２の光散乱性が高く、入射光を散乱させて光捕捉率を向上させることができる。一方、平均粒径の小さい半導体粒子で光電変換部２を形成した場合、光電変換部２の光散乱性は低いが、色素の吸着点がより多くなり色素吸着量を増加させることができる。

[0055] したがって、光電変換部２は、平均粒径５ｎｍ以上５０ｎｍ未満の微粒子からなる多孔質半導体層上に、平均粒径が５０ｎｍ以上、好ましくは５０ｎｍ以上６００ｎｍ以下の半導体粒子からなる多孔質半導体層が設けられた２層構造を有していてもよい。

[0056] また、光電変換部２は、光捕捉率を向上させるために、光散乱性の異なる３層以上の多孔質層からなる構造を有していてもよい。この場合、後述する色素における光の吸収範囲に対応する光を散乱または反射するように、各層の多孔質層を構成する半導体粒子の粒子径が決定される。

[0057] 光電変換部２を構成する多孔質層が平均粒径の大きな半導体粒子から構成されている場合、光電変換部２の機械的強度が低くなる。このような光電変換部２と対極集電層とが接触している場合、湿式太陽電池に外力が負荷された際に光電変換部２に変形が生じる恐れがある。そのため、平均粒径の大きい半導体材料に平均粒径の小さい半導体材料をたとえば１０重量％以下の割合で配合して光電変換部２を形成してもよい。このようにすることにより、光電変換部２の機械的強度を保持しつつ、色素の吸着量を多くすることができる。

[0058] 光電変換部２の膜厚は、特に限定されるものではないが、光電変換効率の観点から、０．５μｍ以上５０μｍ以下程度であることが好ましい。特に、

光電変換部２として光散乱性の高い平均粒径５０ｎｍ以上の半導体粒子からなる層を設ける場合、その層の膜厚は、０．１μｍ以上４０μｍ以下であることが好ましく、５μｍ以上２０μｍ以下であることがより好ましい。また、光電変換部２として平均粒径５ｎｍ以上５０ｎｍ未満の粒子からなる層を設ける場合、その層の膜厚は、０．１μｍ以上５０μｍ以下であることが好ましく、１０μｍ以上４０μｍ以下であることがより好ましい。

[0059] 湿式太陽電池の光電変換効率を向上させるためには、光電変換部２を構成する多孔質半導体層に後述する色素を多く吸着させることが必要である。このため、光電変換部２を構成する膜状の多孔質半導体層は比表面積の大きなものが好ましく、具体的には１０m^2／ｇ以上２００m^2／ｇ以下程度の比表面積であることが好ましい。

[0060] （第１基板）

第１基板は太陽電池の受光面を有し、光透過性を有する材料からなる。第１基板の厚さは、０．２ｍｍ以上５ｍｍ以下程度であることが好ましい。本実施形態においては、第１基板である第１ガラス基板６としてソーダガラスを用いたが、溶融石英ガラスまたは結晶石英ガラスなどを用いてもよい。また、第１基板を構成する材料は、一般の太陽電池において基板として使用可能な材料であれば特に限定されない。このような材料としては、たとえば、可撓性フィルムなどの耐熱性樹脂板などを用いてもよい。

[0061] 可撓性フィルム（以下、「フィルム」と称する）を構成する材料としては、たとえば、テトラアセチルセルロース（ＴＡＣ）、ポリエチレンテレフタレート（ＰＥＴ）、ポリフェニレンスルファイド（ＰＰＳ）、ポリカーボネート（ＰＣ）、ポリアリレート（ＰＡ）、ポリエーテルイミド（ＰＥＩ）、フェノキシ樹脂およびテフロン（登録商標）などを用いることができる。

[0062] 第１基板上に他の層を加熱を伴って形成する場合、たとえば、第１基板上に２５０℃程度の加熱を伴って集電層を形成する場合には、上記のフィルム材料の中でも、２５０℃以上の耐熱性を有するテフロン（登録商標）を用いることが好ましい。

[0063] 第１基板として、光電変換部２において発生した光電流を取り出すために、上面に集電層が形成されたものが用いられる。この集電層は、光透過性の材料から形成されている。ただし、集電層は、少なくとも光電変換部２に実効的な感度を有する波長の光を実質的に透過させる材料であればよく、必ずしもすべての波長領域の光に対して透過性を有する必要はない。

[0064] 本実施形態においては、集電層としてインジウム錫複合酸化物（ＩＴＯ）を用いたが、集電層の材料は一般の太陽電池において集電層として使用可能なものであれば特に限定されない。このような材料としては、フッ素をドープした酸化錫（ＦＴＯ）および酸化亜鉛（ＺｎＯ）などがある。

[0065] 上述のように、光透過性を有する材料からなる透光性基板上に、光透過性を有する材料からなる集電層が積層される。たとえば、ソーダ石灰フロートガラスからなる透光性基板上に、透光性集電層としてＦＴＯが積層される。透光性基板上に集電層を形成する方法は特に限定されず、たとえば、スパッタ法またはスプレー法などを用いることができる。

[0066] 集電層の膜厚は、０．０２μｍ以上５μｍ以下程度であることが好ましい。集電層の膜抵抗は低いほどよく、膜抵抗が４０Ω／ｓｑ以下であることが好ましい。そのため、集電層に膜抵抗を低下させるための金属リード線を設けてもよい。金属リード線の材料として、たとえば、白金、金、銀、銅、アルミニウム、ニッケルおよびチタンなどを用いることができる。

[0067] 金属リード線を設ける方法として、たとえば、スパッタ法および蒸着法などにより基板上に金属リード線を形成して、得られた金属リード線を含む基板上に集電層を形成する方法、または、基板上に集電層を形成して、その上に金属リード線を形成する方法などがある。ただし、金属リード線を設けることにより受光面からの入射光量の低下を招く場合には、金属リード線の太さを０．１ｍｍ以上４ｍｍ以下程度にすることが好ましい。

[0068] （第２基板）

第２基板は、第１基板と対向配置され、第１基板と同様の材料により形成されている。第２基板の下面には対極集電層と触媒層とが積層されている。

ただし、対極集電層および触媒層が光電変換部２上に直接積層されて形成される場合、第２基板は、第１基板との間に電解液８を封止するためのカバーとして機能する。

[0069] （対極集電層、触媒層、多孔性絶縁層）

本実施形態においては、対極集電層を構成する材料としてＩＴＯを用いたが、一般の太陽電池において対極集電層として使用可能な材料を用いることができる。このような材料として、ＦＴＯ、ＺｎＯなどの金属酸化物、チタン、タングステン、金、銀、銅、アルミニウムおよびニッケルなどの金属材料がある。

[0070] 本実施形態においては、触媒層を構成する材料として白金を用いたが、一般の太陽電池において触媒層として使用可能な材料を用いることができる。このような材料としては、たとえばカーボンがある。カーボンの中でも、カーボンブラック、グラファイト、ガラス炭素、アモルファス炭素、ハードカーボン、ソフトカーボン、カーボンホイスカー、カーボンナノチューブおよびフラーレンなどを触媒層として用いることが好ましい。

[0071] 湿式太陽電池においては、図１５，１８，１９に示すように対極集電層および触媒層が基板の光電変換部と対向する側の面に設けられる場合と、図２２に示すように対極集電層および触媒層が光電変換部の上面に多孔質絶縁部を介して積層形成される場合とがある。

[0072] 対極集電層および触媒層は、たとえば、ＰＶＤ(Physical Vapor Deposition)法、蒸着法、スパッタリング法などの物理的手法、または、白金、カーボンなどを溶媒に分散してペースト状にしたものをスクリーン印刷などの印刷法などを用いて形成される。

[0073] 対極集電層および触媒層は、多孔質材料から構成されてもよいし、形成後に多孔化されてもよい。たとえば、対極集電層または触媒層を構成する部材にレーザー光を照射して部分的に蒸発させることにより多孔化してもよい。

[0074] 多孔質絶縁部を構成する材料として、光電変換部から触媒層への電子移動を抑制する観点から、伝導帯準位の高い材料が好ましい。多孔質絶縁部を構

成する材料として、たとえば、酸化ジルコニウム、酸化ニオブ、酸化タングステン、酸化インジウム、酸化ストロンチウム、酸化タンタル、酸化バリウムからなる群より選択される金属酸化物を少なくとも一種類含む材料が好ましい。

[0075] 多孔質絶縁部は、膜状に形成されていることが好ましい。光電変換部上に膜状の多孔質絶縁部を形成する方法としては、特に限定されず、たとえば以下の方法がある。(１)スクリーン印刷法およびインクジェット法などにより、多孔質絶縁部の材料粒子を含有するペーストを塗布した後、焼成する方法、(２)所望の原料ガスを用いたＣＶＤ(Chemical Vapor Deposition)法またはＭＯＣＶＤ(Metal Organic Chemical Vapor Deposition)法などにより成膜する方法、(３)原料固体を用いたＰＶＤ法、蒸着法、スパッタリング法などにより成膜する方法、(４)ゾルーゲル法、電気化学的な酸化還元反応を利用した方法などにより成膜する方法などを用いることができる。なお、多孔質絶縁部の形状は限定されるものではないが、図２２に示すように光電変換部を囲むように設けられ、その一端が隣り合う集電層同士の間において第１基板に接するように設けられている。

[0076] (絶縁性枠部３、絶縁性隔壁４)

絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４は、第１基板と第２基板とを貼り合せ、両者間に形成される空間に電解液を封入する機能を有する。また、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４は、電解液８の揮発の防止および湿式太陽電池内への水などの浸入の防止の機能を有する。さらに、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４は、落下物によるモジュールに作用する衝撃応力を吸収する機能、および、長期にわたる使用時においてモジュールに作用するたわみなどを吸収する機能を有している。

[0077] 本実施形態においては、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４の材料として、シリコーン樹脂を用いたが、一般の湿式太陽電池において絶縁性枠部および絶縁性隔壁として使用可能な材料であれば特に限定されない。このような材料としては、たとえば、エポキシ樹脂、ポリイソブチレン系樹脂、ホットメ

ルト樹脂、ＵＶ硬化樹脂およびガラスフリットなどがある。これらの材料の２種類以上を積層して、複数の層からなる絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４を構成していてもよい。

[0078] 酸化還元性電解質の溶剤としてニトリル系溶剤またはカーボネート系溶剤を使用する場合は、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４の材料として、シリコーン樹脂、アイオノマー樹脂などのホットメルト樹脂、ポリイソブチレン系樹脂およびガラスフリットなどを用いることができる。

[0079] 絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４をパターニングする方法として、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４の材料にシリコーン樹脂、エポキシ樹脂またはガラスフリットを使用する場合は、ディスペンサー法を用いることができる。絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４の材料にホットメルト樹脂を使用する場合は、シート状のホットメルト樹脂を加熱してパターニングした後、冷却する。

[0080] （色素）

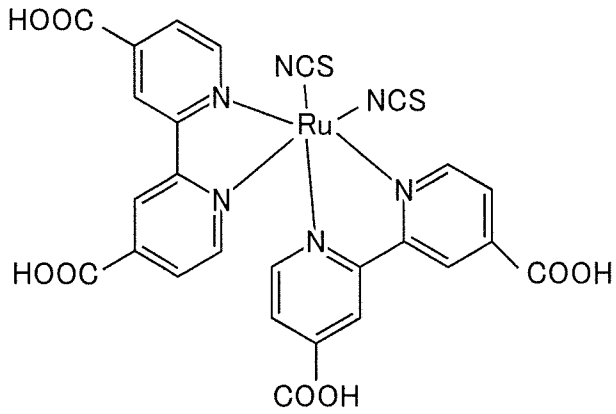
光電変換部２を構成する多孔質半導体層に吸着されて光増感剤として機能する色素には、可視光領域および赤外光領域の少なくともいずれかに吸収をもつ有機色素および金属錯体色素などの色素の１種または２種以上を選択的に用いることができる。

[0081] 本実施形態においては、色素として有機色素であるアゾ系色素を用いたが、他にもたとえば、キノン系色素、キノンイミン系色素、キナクリドン系色素、スクアリリウム系色素、シアニン系色素、メロシアニン系色素、トリフェニルメタン系色素、キサンテン系色素、ポルフィリン系色素、ペリレン系色素、インジゴ系色素およびナフタロシアニン系色素などを用いることができる。有機色素の吸光係数は、一般的に、遷移金属に分子が配位結合した形態をとる金属錯体色素に比べて大きい。

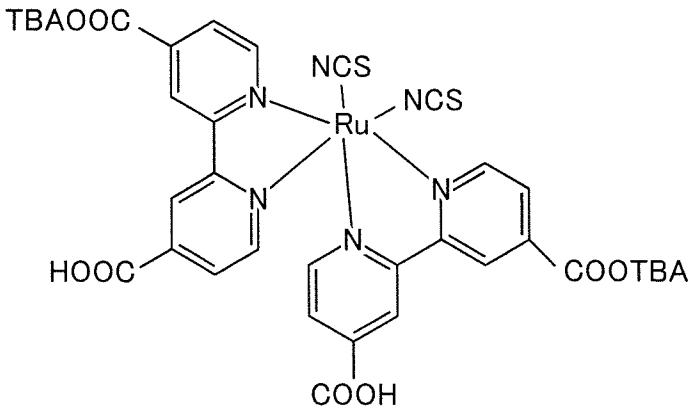
[0082] 金属錯体色素としては、Ｃｕ、Ｎｉ、Ｆｅ、Ｃｏ、Ｖ、Ｓｎ、Ｓｉ、Ｔｉ、Ｇｅ、Ｃｒ、Ｚｎ、Ｒｕ、Ｍｇ、Ａｌ、Ｐｂ、Ｍｎ、Ｉｎ、Ｍｏ、Ｙ、Ｚｒ、Ｎｂ、Ｓｂ、Ｌａ、Ｗ、Ｐｔ、Ｔａ、Ｉｒ、Ｐｄ、Ｏｓ、Ｇａ、Ｔｂ、

Ｅｕ、Ｒｂ、Ｂｉ、Ｓｅ、Ａｓ、Ｓｃ、Ａｇ、Ｃｄ、Ｈｆ、Ｒｅ、Ａｕ、Ａｃ、Ｔｃ、Ｔｅ、Ｒｈなどの金属に分子が配位結合した形態のものを用いることができ、これらの中でも、フタロシアニン系色素、ルテニウム系色素が好ましく、ルテニウム系金属錯体色素が特に好ましい。特に、以下の化学式で表されるルテニウム系金属錯体色素が好ましい。

[0083] [化1]

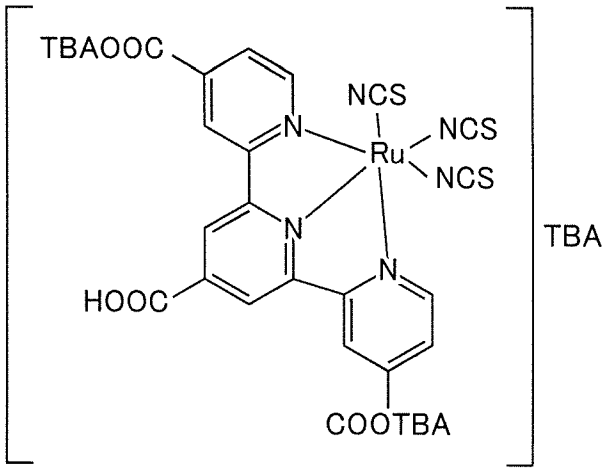


[0084] [化2]



[0085]

[化3]



[0086] 多孔質半導体層に色素を強固に吸着させるためには、色素分子中にカルボン酸基、カルボン酸無水基、アルコキシ基、ヒドロキシル基、ヒドロキシアルキル基、スルホン酸基、エステル基、メルカプト基、ホスホニル基などのインターロック基を有するものが好ましい。これらの中でも、カルボン酸基およびカルボン酸無水基を含む色素が特に好ましい。なお、インターロック基は、励起状態の色素と多孔質半導体層の伝導帯との間の電子移動を容易にする電気的結合を提供するものである。

[0087] 多孔質半導体層に色素を吸着させる方法として、たとえば、色素を溶解した溶液に、集電層上に形成された多孔質半導体層を浸漬する方法がある。色素を溶解させる溶剤として、エタノールなどのアルコール類、アセトンなどのケトン類、ジエチルエーテル、テトラヒドロフランなどのエーテル類、アセトニトリルなどの窒素化合物類、クロロホルムなどのハロゲン化脂肪族炭化水素、ヘキサンなどの脂肪族炭化水素、ベンゼンなどの芳香族炭化水素、酢酸エチルなどのエステル類、および、水などを用いることができる。また、これらの溶剤を２種類以上混合して用いてもよい。

[0088] 溶液中の色素濃度は、使用する色素および溶剤の種類により適宜調整することができるが、吸着機能を向上させるためにはできるだけ高濃度である方が好ましく、たとえば、５×１０$^{-4}$モル／リットル以上である。

[0089] （電解液８）

電解液８としては、酸化還元種を溶媒に溶解させたものを用いた。電解液８は、光電変換部２とともに封入されている。光電変換部２のように多孔質材料から構成される層には電解液８が浸透している。

[0090] 電解液８の代わりに、たとえば、固体電解質、ゲル電解質および溶融塩ゲル電解質などのイオンを輸送できる導電性材料を用いてもよい。また、溶媒と溶融塩との混合物を電解液８の代わりに用いてもよい。溶融塩を溶媒として用いてもよい。

[0091] 本実施形態においては、酸化還元種として、ＬｉＩとI_2とを組み合わせたものを使用したが、酸化還元種として、たとえば、I^-／I^{3-}系、Br^{2-}／Br^{3-}系、Fe^{2+}／Fe^{3+}系、キノン／ハイドロキノン系などを用いることができる。

[0092] 具体的には、たとえば酸化還元種として、ヨウ化リチウム(ＬｉＩ)、ヨウ化ナトリウム(ＮａＩ)、ヨウ化カリウム(ＫＩ)およびヨウ化カルシウム(CaI_2)などの金属ヨウ化物とヨウ素(I_2)との組み合わせ、もしくは、テトラエチルアンモニウムアイオダイド(ＴＥＡＩ)、テトラプロピルアンモニウムアイオダイド(ＴＰＡＩ)、テトラブチルアンモニウムアイオダイド(ＴＢＡＩ)およびテトラヘキシルアンモニウムアイオダイド(ＴＨＡＩ)などのテトラアルキルアンモニウム塩とヨウ素との組み合わせ、または、臭化リチウム(ＬｉＢｒ)、臭化ナトリウム(ＮａＢｒ)、臭化カリウム(ＫＢｒ)、臭化カルシウム($CaBr_2$)などの金属臭化物と臭素との組み合わせが好ましく、これらの中でも、ＬｉＩとI_2との組み合わせが特に好ましい。

[0093] 酸化還元種の溶媒として、プロピレンカーボネートなどのカーボネート化合物、アセトニトリルなどのニトリル化合物、エタノールなどのアルコール類、水および非プロトン極性物質などを用いることができる。これらの中でも、カーボネート化合物またはニトリル化合物が酸化還元種の溶媒として特に好ましい。また、これらの溶媒を２種類以上混合して酸化還元種の溶媒として用いてもよい。

[0094] 固体電解質としては、電子、ホールおよびイオンを輸送できる導電性材料

であって、太陽電池の電解質として用いることができて流動性を有しないものであればよい。たとえば、ポリカルバゾールなどのホール輸送材、テトラニトロフロオルレノンなどの電子輸送材、ポリロールなどの導電性ポリマー、液体電解質を高分子化合物により固体化した高分子電解質、ヨウ化銅およびチオシアン酸銅などのｐ型半導体、溶融塩を含む液体電解質を微粒子によって固体化した電解質などを固体電解質として用いることができる。

[0095] ゲル電解質は、通常、電解質とゲル化剤とから構成される。ゲル化剤として、たとえば、架橋ポリアクリル樹脂誘導体、架橋ポリアクリロニトリル誘導体、ポリアルキレンオキシド誘導体、シリコーン樹脂類、および、側鎖に含窒素複素環式四級化合物塩構造を有するポリマーなどの高分子ゲル化剤を用いることができる。

[0096] 溶融塩ゲル電解質は、通常、上記のようなゲル電解質と常温型溶融塩とからなる。常温型溶融塩として、たとえば、ピリジニウム塩類およびイミダゾリウム塩類などの含窒素複素環式四級アンモニウム塩化合物類を用いることができる。

[0097] 上記の電解質には、必要に応じて添加剤を加えてもよい。たとえば、t-ブチルピリジン(ＴＢＰ)などの含窒素芳香族化合物、ジメチルプロピルイミダゾールアイオダイド(ＤＭＰＩＩ)、メチルプロピルイミダゾールアイオダイド(ＭＰＩＩ)、エチルメチルイミダゾールアイオダイド(ＥＭＩＩ)、エチルイミダゾールアイオダイド(ＥＩＩ)、および、ヘキシルメチルイミダゾールアイオダイド(ＨＭＩＩ)などのイミダゾール塩を添加剤として電解質に加えてもよい。

[0098] 電解液８中の電解質濃度は、０．００１モル／リットル以上１．５モル／リットル以下の範囲が好ましく、０．０１モル／リットル以上０．７モル／リットル以下の範囲が特に好ましい。

[0099] 湿式太陽電池において光電変換部２より受光面側に触媒層がある場合、電解液８を通過した入射光が光電変換部２に達することにより色素の励起が起こる。そのため、電解質濃度が高くなりすぎると、電解液８を通過する入射

光の強度が低くなり光電変換部２における色素の励起反応が減少して湿式太陽電池の発電性能が低下する。これらの点を考慮して、電解質濃度を設定することが必要である。

[0100] （バッファ部５）

図３は、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールに電解液を注入している状態の一例を示す断面図である。図３に示すように、第１ガラス基板６、第２ガラス基板７、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４に囲まれた空間に電解液８が注入される。第２ガラス基板７には、電解液８の注入口９が形成されている。また、第２ガラス基板７には、空気を抜くための減圧口１１が形成されている。

[0101] 注入口９には、電解液８を貯蔵したシリンジ１０がチューブを介して接続されている。減圧口１１には、ポンプ１２が接続管を介して接続されている。第１ガラス基板６上の光電変換部２の短辺側の側面に接する短辺側領域に、バッファ部５Ｙ，５Ｙ’が位置している。

[0102] 以下、電解液８の注入方法について説明する。光電変換部２を構成する色素を吸着した多孔質半導体層は、光電変換部２の投影面積に対して十分に大きい実効表面積を得るために、大きさが数１０ｎｍである半導体微粒子の集合体で構成されている。

[0103] １ｎｍ程度の大きさの色素を吸着している多孔質半導体層の表面と電解液８とが接触していることにより、光電変換サイクルを構築することができる。したがって、高い変換効率を得るためには、光電変換部２を構成する多孔質半導体層のナノメートルオーダーの細孔内部に電解液８を浸漬させる必要がある。そのために、たとえば、以下のような減圧注入法が行なわれる。

[0104] 第１工程は、第２ガラス基板７に、減圧口１１および注入口９を作製する工程である。絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４を用いて、第１ガラス基板６と第２ガラス基板７とを貼り合せた後、第２ガラス基板７の端部に、外部と通じる開口部を設ける。本実施形態においては、図３に示すように、第２ガラス基板７におけるバッファ部５Ｙの上方の位置に減圧口１１を設けた。第

２ガラス基板７におけるバッファ部５Ｙ’の上方の位置に注入口９を設けた。減圧口１１にはポンプ１２を接続し、注入口９にはシリンジ１０を接続する。

[0105] 第２工程は、電解液８が注入されるべき領域である電解液注入領域の減圧工程である。電解液注入側の流路を閉じた後、ロータリーポンプ、拡散ポンプまたはターボ分子ポンプなどからなるポンプ１２を用いて、単セル内の電解液注入領域を十分に減圧する。具体的に電解液注入領域とは、第１ガラス基板６、第２ガラス基板７、絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４により囲まれた領域である。

[0106] 第３工程は、電解液８の注液工程である。減圧工程終了後、減圧側の流路を閉じ、電解液注入側の流路を開放する。このとき、電解液注入領域には常圧に戻ろうとする吸引作用が働き、それに伴い電解液８が電解液注入領域に引き込まれる。

[0107] 第４工程は、注入口９および減圧口１１の封止工程である。注入口９および減圧口１１を絶縁性枠部３および絶縁性隔壁４と同様の材料を用いて封止する。

[0108] 以上の工程により、電解液注入領域に電解液８が封入された湿式太陽電池セルが完成する。電解液８は光電変換部２とともに封入されており、一度封入された湿式太陽電池セルは、電解液８が補充不能な状態にされている。ただし、電解液８を補充できる構造を採用してもよい。

[0109] 本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールは、このようにして電解液８を減圧注入した複数の単セルを含む。複数の単セルは、互いに直列または並列に接続されている。

[0110] 封入された電解液８は、湿式太陽電池モジュールの使用中の揮発または液漏れなどにより徐々に減少する。また、多孔質半導体層から構成される光電変換部２は非常に微細な孔を有する構造体であるため、上述の減圧注入法を用いて電解液８を注入した場合においても、多孔質半導体層の内部に空気が残留して電解液８を行き渡らせられない箇所ができることがある。さらに、

電解液８は一定の粘度を有するため、電解液注入領域および光電変換部２の内部に電解液８を隙間なく満たすことができない場合がある。

[0111] 上記のように、光電変換部２の内部または光電変換部２と対極集電層との間に電解液８が浸透していない箇所が形成された場合、湿式太陽電池の発電効率が低下する。

[0112] そこで、本実施形態に係る湿式太陽電池においては、光電変換部２の周囲に電解液８を貯蔵するバッファ部５が形成されている。バッファ部５は光電変換部２の周囲に形成されているバッファ部５内に電解液８が貯蔵されていることにより、光電変換部２の一部で電解液８に浸漬されていない非浸漬部分に供給することができ、湿式太陽電池の発電効率を長時間持続させることができる。

[0113] 図４は、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態を示す斜視図である。図４に示すように、湿式太陽電池モジュール１は、受光面において光を受光しやすいように、水平面に対して受光面が一定の角度を有するように傾斜配置される。図中の２点鎖線は、湿式太陽電池モジュールが水平面上に置かれた状態を示している。なお、図４においては、複数の単セルの一部を記載している。

[0114] 図４に示すように、傾斜配置された湿式太陽電池モジュール１の各湿式太陽電池においては、光電変換部２より上方にバッファ部５Ｙが位置している。そのため、バッファ部５Ｙに貯蔵されている電解液８は、重力によりバッファ部５Ｙから光電変換部２に向けて流れようとする力を受ける。

[0115] 光電変換部２の内部または光電変換部２と対極集電層との間に位置する電解液８の量が減少して非浸漬部分がある場合、バッファ部５Ｙに電解液８が貯蔵されていると、バッファ部５Ｙから光電変換部２に向けて電解液８が流れ込むため、非浸漬部分に電解液８を供給して光電変換部２が電解液８に浸漬されている状態を持続することができる。

[0116] 一方、光電変換部２より下方に位置しているバッファ部５Ｙ’による光電変換部２への電解液８の供給能力は小さいと考えられる。したがって、バッ

ファ部５Ｙをバッファ部５Ｙ’より大きくすることにより、すなわち、バッファ部５Ｙ’を小さくして光電変換部２を大きくすることにより、湿式太陽電池モジュール１の面積あたりの発電量を大きくすることが好ましい。

[0117] 本実施形態においては、バッファ部５Ｙ，５Ｙ’が、光電変換部２の短辺側の両側面のそれぞれに接する２つの短辺側領域に形成されている。２つの短辺側領域のそれぞれに形成されたバッファ部５Ｙ，５Ｙ’の大きさは互いに異なる。湿式太陽電池モジュール１が傾斜配置された際に、大きい方のバッファ部５Ｙが小さい方のバッファ部５Ｙ’より上方に配置されている。この構成により、より多くの電解液８を光電変換部２に補充することが可能になるため、湿式太陽電池の発電効率を高い状態で長く持続することができる。

[0118] 本実施形態に係る湿式太陽電池モジュール１においては、各湿式太陽電池の光電変換部２の周囲の全周に亘ってバッファ部５Ｘ，５Ｘ’，５Ｙ，５Ｙ’を設けている。ただし、湿式太陽電池モジュール１を傾斜配置した際に、バッファ部５の少なくとも一部が光電変換部２より上方に位置するように、バッファ部５が設けられていればよい。

[0119] すなわち、バッファ部５Ｙのみ設けられていてもよい。このように、バッファ部５は、平面視において光電変換部２の短辺側の側面に接する２つの短辺側領域の少なくとも一方に位置していてもよい。

[0120] 図４に示す状態においては、バッファ部５Ｙが光電変換部２より上方に位置するように湿式太陽電池モジュール１を傾斜させているが、傾斜状態はこれに限られず、たとえば、バッファ部５Ｘが光電変換部２より上方に位置するように湿式太陽電池モジュール１を傾斜させてもよい。

[0121] この場合、バッファ部５Ｘがバッファ部５Ｘ’より大きく形成されていることが好ましい。または、バッファ部５Ｘのみ設けられていてもよい。もしくは、バッファ部５Ｙに加えてバッファ部５Ｘがさらに設けられていてもよい。このように、バッファ部５は、平面視において光電変換部２の長辺側の側面に接する２つの長辺側領域の少なくとも一方にさらに位置していてもよ

い。

[0122] 湿式太陽電池モジュール１の長辺側の一方または短辺側の一方が上方になるように、湿式太陽電池モジュール１が傾斜配置された際、すべての湿式太陽電池において光電変換部２よりバッファ部５の少なくとも一部が上方に位置するために、バッファ部５は、複数の湿式太陽電池の各々において、湿式太陽電池モジュール１の長辺側の一方または短辺側の一方に少なくとも位置することが好ましい。

[0123] 図５は、湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態をｘｙｚ座標軸上に示す図である。図６は、湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態をｙｚ座標軸上に示す図である。図７は、湿式太陽電池モジュールを傾斜配置した状態をｘｚ座標軸上に示す図である。なお、水平設置時の湿式太陽電池モジュールは、ｘｙ平面上に位置し、湿式太陽電池モジュールの端部の角がｚ軸上に位置するものとする。複数の光電変換部２は、ｙ軸方向に延在し、ｘ軸方向に並ぶように配列されている。

[0124] 図５～７に示すように、湿式太陽電池モジュール１の傾斜角度は、２成分に分割することができる。ｙｚ平面に対して湿式太陽電池モジュール１は、角度θ_1傾いている。ｘｚ平面に対して湿式太陽電池モジュール１は、角度θ_2傾いている。湿式太陽電池モジュール１は、様々な傾斜状態で配置されるため、その傾斜状態に対応した位置にバッファ部５が形成されている必要がある。

[0125] 図４に示すように、平面視において、光電変換部２が矩形状に形成されている場合、湿式太陽電池モジュール１が図６に示すように角度θ_1傾斜しているとき、光電変換部２の一方の短辺側に接する領域に形成されたバッファ部５Ｙが光電変換部２より上方に位置している。または、湿式太陽電池モジュール１が図７に示すように角度θ_2傾斜しているとき、光電変換部２の一方の長辺側に接する領域に形成されたバッファ部５Ｘが光電変換部２より上方に位置している。

[0126] 上記のように、光電変換部２より上方にバッファ部５Ｘまたはバッファ部

５Ｙが位置するように、湿式太陽電池内において光電変換部２とバッファ部５とが設けられることにより、バッファ部５Ｘまたはバッファ部５Ｙから光電変換部２に向けて電解液８を供給することができる。

[0127] さらに、光電変換部２より上方に位置する、光電変換部２の一方の長辺側に接する領域および光電変換部２の一方の短辺側に接する領域の両方にバッファ部５Ｘ，５Ｙを設けた場合、光電変換部２の非浸漬部分、または、光電変換部２と対極集電層との間に発生した気泡の近くに位置するバッファ部５Ｘ，５Ｙからその非浸漬部分および気泡発生部分に電解液８を供給することができる。

[0128] 図８は、バッファ部の容量が十分でないために、光電変換部に電解液に浸漬されていない非浸漬部分が生じた状態を示す断面図である。図９は、バッファ部の容量が十分で、光電変換部が電解液に浸漬されている状態を示す断面図である。

[0129] 図８，９に示すように、バッファ部５Ｙの長さＬａ，Ｌｂは、光電変換部２の短辺側の側面２ａから絶縁性枠部３の内壁までの長さである。バッファ部５Ｙに貯蔵される電解液８の量は、バッファ部５Ｙの長さＬａ，Ｌｂが長いほど多くなる。

[0130] 図８，９に示すように、バッファ部５Ｙの長さＬｂは、バッファ部５Ｙの長さＬａより長い。湿式太陽電池モジュールの使用中に電解液８が減少した際に、バッファ部５Ｙに貯蔵されていた電解液８は、その減少した電解液８を補充するように光電変換部２に向けて流れる。そのため、バッファ部５Ｙに貯蔵されている電解液８の量は次第に減少する。

[0131] 図８に示すように、バッファ部５Ｙに貯蔵されていた電解液８の量が、使用中に減少した電解液８の量より少ない場合、光電変換部２の短辺側の側面２ａおよび光電変換部２の受光面側とは反対側の表面２ｂの一部が電解液８に浸漬されない。このようになった場合、湿式太陽電池の発電効率が低下する。

[0132] 図９に示すように、バッファ部５Ｙに貯蔵されていた電解液８の量が、使

用中に減少した電解液８の量より多い場合、光電変換部２の全体が電解液に浸漬された状態が持続される。本実施形態においては、バッファ部５Ｙは、予め設定された耐用期間中に光電変換部２に補充が必要な所定量以上の電解液８を貯蔵している。そのため、耐用期間中においては、光電変換部２に非浸漬部が発生しないようにすることができ、湿式太陽電池の発電効率を持続することができる。なお、上記所定量は、多孔質半導体層が吸着している色素の種類および量と、電解液の種類とにより適宜設定される。

[0133] 図１０は、湿式太陽電池モジュールの傾斜角度が緩やかな状態を示す断面図である。図１１は、湿式太陽電池モジュールの傾斜角度が急な状態を示す断面図である。図１０，１１に示す湿式太陽電池のバッファ部５Ｙは、同じ容量を有している。

[0134] 図１０に示すように、湿式太陽電池モジュールの傾斜が緩やかな傾斜角度θ_3である状態においては、電解液８が第１ガラス基板６側に集まるため、光電変換部２の短辺側の側面２ａに電解液８に浸漬されていない非浸漬部分が発生しやすくなる。図１１に示すように、湿式太陽電池モジュールの傾斜が急な傾斜角度θ_4である状態においては、電解液８が光電変換部２側に流れ易く、光電変換部２の全体が電解液８に浸漬された状態を持続しやすい。このように、湿式太陽電池モジュール１の傾斜角度に対応して、バッファ部５Ｙの容量を決定する必要がある。

[0135] 図１２は、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールの変形例の構造を示す断面図である。図１２に示すように、変形例の湿式太陽電池においては、第２ガラス基板７が受光面側に凸状に突出することによって第２ガラス基板７の受光面側とは反対側に形成された凹部１５の内部に、電解液８が貯蔵されている。

[0136] 凹部１５は、平面視において、光電変換部２の周囲に形成されている。そのため、光電変換部２に入射する光の強度が、凹部１５に貯蔵された電解液８の影響により弱まることは少ない。逆に、第２ガラス基板７に形成された凸状の突出部の側面７ａで反射された光１６が光電変換部２に入射するため

、湿式太陽電池の発電効率を向上させることができる。

[0137] 凹部１５に電解液８を貯蔵することにより、バッファ部５Ｙに貯蔵される電解液８の量を増やしつつ、平面視において、発電に寄与しない部分の面積が大きくなることを抑制することができる。

[0138] 本実施形態に係る湿式太陽電池モジュール１においては、接続されたすべての湿式太陽電池にバッファ部５を設けたが、湿式太陽電池モジュール１は、バッファ部を有する少なくとも１つの湿式太陽電池を含む複数の湿式太陽電池が互いに接続されて構成されていればよい。

[0139] 上述したように、先行技術文献には、従来の湿式太陽電池モジュールの断面図が記載されている。これらの中には、光電変換部と絶縁性枠部または絶縁性隔壁との間に隙間が形成された構造を開示したものもある。

[0140] たとえば、図２０に示すように、光電変換部５２と絶縁性保護部５３との間に、隙間５５Ｘがある。また、図２２に示すように、多孔質絶縁部１０２と絶縁性保護部９３との間に、隙間１０５Ｘがある。ただし、上記の先行技術文献には、これらの隙間５５Ｘ，１０５Ｘについて詳細に記載されていないため、その構造は不明である。

[0141] また、特許文献６に記載された湿式太陽電池には、電解液貯蔵部として湿式太陽電池の上側の辺に沿う部分に隙間を設けているため、電解液貯蔵部から離れた位置、たとえば、大面積の単セルの中心部付近には電解液貯蔵部から電解液が流れ込みにくい。よって、電解液貯蔵部からの電解液の補充が十分に行なわれず、湿式太陽電池の発電効率を持続することができない。

[0142] 大面積の単セルとは、たとえば、光電変換部が略正方形状の外形を有し、面積が２５００ｍｍ^2(５ｃｍ角)より大きな単セルである。このような大面積の単セルを傾斜配置した場合、光電変換部と対極集電層との間に発生した気泡が傾斜上方に集中して、光電変換部に非浸漬部分が発生する確率が高くなる。

[0143] これに対し、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュール１においては、複数の単セルを含み、その複数の単セル同士の間を絶縁性隔壁４で隔てて分割

している。この構成により、大面積の湿式太陽電池モジュール１において、光電変換部２と対極集電層との間に発生した気泡は一箇所に集まることなく分散され、単セル内の光電変換部の全体に電解液の補充を円滑に行なえる。その結果、大面積の湿式太陽電池モジュール１の発電性能の持続性を向上することができる。さらに、湿式太陽電池モジュール１を絶縁性隔壁４により複数の単セルに分割することで、単セル内において一箇所に集中した大きな気泡が発生することを抑制できる。その結果、単セル当たりのバッファ部５の面積を小さくすることが可能となる。

[0144] 以下、本実施形態に係る湿式太陽電池と比較例の湿式太陽電池との発電効率の持続性についての実験例について説明する。

[0145] （実験例）

平面視において図１および断面視において図２１に示す構造の光電変換部を５個、１９個または４０個有する湿式太陽電池モジュールを作製した。その作製工程を以下に示す。なお、下記の実施例１～５および比較例１，２においては５個の光電変換部、実施例６～１０および比較例３～５においては１９個の光電変換部、実施例１１～１５および比較例６～９においては４０個の光電変換部を作製した。

[0146] （実施例１）

図１３は、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールにおいて５個の光電変換部を形成する場合の第１ガラス基板上の構成を示す平面図である。図１４は、本実施形態に係る湿式太陽電池モジュールにおいて５個の光電変換部を形成する場合の第２ガラス基板上の構成を示す平面図である。

[0147] 図１３，１４に示すように、集電層１９２としてＦＴＯを有するガラス基板１９０（日本板硝子社製）を２枚用意し、基板Ａ，Ｂとして使用した。ガラス基板１９０の大きさは、縦６１．２ｍｍ×横４２．６ｍｍとした。

[0148] 基板Ａには、ガラス基板１９０の左端から１７ｍｍおよび３０．２ｍｍの位置に、レーザー光（ＹＡＧレーザー、基本波長１．０６μｍ）を照射し、SnO_2を蒸発させることにより、長さが６１．２ｍｍのスクライブ溝１９２ｓ

を２本形成した。

[0149] 次に、各スクライブ溝の左側３．３ｍｍの位置を中心として、幅が５ｍｍの光電変換部１９４を長さが５０ｍｍ、厚さが１５μｍとなるように形成した。光電変換部１９４の縦方向における位置は、ガラス基板１９０の上端から８．６ｍｍの位置と下端から２．６ｍｍの位置との間とした。光電変換部１９４を形成する際には、スクリーン印刷機を用いて酸化チタンペースト(Ｓｏｌａｒｏｎｉｘ社製、商品名：Ｄ／ＳＰ)を塗布した。その後、室温にて１時間レベリングを行ない、８０℃のオーブン中で乾燥させ、５００℃の空気中で１時間焼成することにより、多孔質の光電変換部１９４を２本形成した。

[0150] 光電変換部１９４を互いの間に挟むように、幅が５ｍｍ、長さが６０ｍｍ、厚さが約５ｎｍである３本の白金層からなる触媒層１９５をスパッタ法により形成した。この３本の触媒層１９５は、光電変換部１９４との間隔が１．６ｍｍとなるように形成した。また、触媒層１９５の縦方向における上端および下端の位置は、ガラス基板１９０の両端部からそれぞれ０．６ｍｍとした。

[0151] 基板Ｂには、ガラス基板１９０の左端から１５．９ｍｍおよび２９．１ｍｍの位置に、長さが６１．２ｍｍのスクライブ溝を２本形成した。次に、各スクライブ溝の右側３．３ｍｍの位置を中心として、幅が５ｍｍ、長さが６０ｍｍ、厚さが約５ｎｍである２本の白金層からなる触媒層１９５をスパッタ法により形成した。

[0152] 触媒層１９５を互いの間に挟むように、幅が５ｍｍ、長さが５０ｍｍ、厚さが１５μｍである３本の光電変換部１９４を形成した。３本の光電変換部１９４の形成方法としては、酸化チタンペーストを印刷塗布した後、基板Ａと同様に焼成した。光電変換部１９４の縦方向における位置は、ガラス基板１９０の上端から２．６ｍｍの位置と下端から８．６ｍｍの位置との間とした。また、触媒層１９５の縦方向における上端および下端の位置は、ガラス基板１９０の両端部からそれぞれ０．６ｍｍとした。

[0153] 基板Ａ、Ｂに形成された５本の触媒層１９５において、触媒層の幅方向の中央、かつ、隣接する光電変換部１９４の上端と下端の位置からそれぞれ縦方向に０．５ｍｍ離れた位置を中心として、直径０．５ｍｍの２つの孔を後述する電解液の減圧注入に用いるために形成した。

[0154] 次に、上記[化３]の化学式で示されるルテニウム色素(Ｓｏｌａｒｏｎｉｘ社製、商品名：Ｒｕｔｈｅｎｉｕｍ６２０　１Ｈ３ＴＢＡ)を、アセトニトリルとｔ－ブタノールとを１：１の体積比で混合した溶媒に、濃度が４×１０^{-4}モル／リットルとなるように溶解させて吸着用色素溶液を作製した。この溶液に基板Ａ，Ｂを浸漬することにより、光電変換部１９４に色素を吸着させた。

[0155] 以下、基板Ａと基板Ｂとの貼り合わせ工程および電解液の注入工程について説明する。基板Ａ、Ｂのスクライブ溝１９２ｓに重なるように、幅が０．６ｍｍ、長さが６０ｍｍの４本の熱可塑性樹脂フィルム１９３Ｂ’（デュポン社製ハイミラン１８５５)を配置した。熱可塑性樹脂フィルム１９３Ｂ’の縦方向における端部の位置は、ガラス基板１９０の縦方向の両端部からそれぞれ０．６ｍｍとした。

[0156] 次に、熱可塑性樹脂フィルム１９３Ｂ’と同形状の２本の熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’を配置した。１本の熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’は、基板Ａにおいて左端に形成された触媒層１９５の左側に配置した。他の１本の熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’は、基板Ａにおいて右端に形成された触媒層１９５の右側に配置した。それぞれの触媒層１９５と熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’との間隔は０．５ｍｍとした。熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’の縦方向における端部の位置は、ガラス基板１９０の縦方向の両端部からそれぞれ０．６ｍｍとした。

[0157] さらに、幅が０．６ｍｍ、長さが３３．６ｍｍの２本の熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’を、基板Ａのガラス基板１９０の縦方向の両端部に配置した。この結果、４本の熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’により基板Ａ上に矩形状に囲まれた空間が形成された。

[0158] 基板Ａと基板Ｂとを、図１３における下辺と図１４における上辺とが一致するように貼り合せた。横方向においては、基板Ａの光電変換部１９４と基板Ｂの触媒層１９５とが対向し、かつ、基板Ａの触媒層１９５と基板Ｂの光電変換部１９４とが対向するように、基板Ａと基板Ｂとを貼り合わせた。このように、光電変換部１９４と触媒層１９５との対が形成されるように基板Ａ，Ｂを貼り合わせることにより、互いに直列に接続された５つの単セルを作製した。

[0159] この湿式太陽電池モジュールを温度が約１００℃のオーブン中において１０分間加熱した後、オーブンから取り出して冷却することにより熱可塑性樹脂フィルム１９３Ａ’と熱可塑性樹脂フィルム１９３Ｂ’とを接合させて、電解液封入のための絶縁性枠部１９３Ａおよび絶縁性隔壁１９３Ｂを形成した。

[0160] 上記のように作製した湿式太陽電池モジュールの単セルにおいては、光電変換部１９４と触媒層１９５とが対向している、幅が５ｍｍ、長さが５０ｍｍの領域が発電に寄与する領域といえる。光電変換部１９４の長辺側の側面と絶縁性隔壁１９３Ｂとの間の距離であるバッファ部の横方向の長さL_X，$L_{X'}$は、０．５ｍｍとなる。光電変換部１９４の短辺側の側面と絶縁性枠部１９３Ａとの間の距離であるバッファ部の縦方向の長さは、L_Yが８ｍｍ、$L_{Y'}$が２ｍｍとなる。

[0161] 電解液として、アセトニトリルを溶媒として、その中に、ＤＭＰＩＩ(四国化成工業社製)を０．６モル／リットル、ＬｉＩ(アルドリッチ社製)を０．１モル／リットル、ＴＢＰ(アルドリッチ社製)を０．５モル／リットル、および、I_2(キシダ化学社製)を０．０２モル／リットル溶解させたものを作製した。

[0162] 上述のように、各単セルに設けた注入口に電解液を貯蔵しているシリンジを接続し、減圧口にポンプを接続した。シリンジに繋がる電解液注入側の流路を閉じた後、ポンプを用いて単セル内を十分に減圧した。

[0163] 次に、ポンプに繋がる減圧側の流路を閉じた後、電解液注入側の流路を開

放して、電解液を単セル内に注入した。その後、減圧口および注入口に感光性樹脂(スリーボンド社製３１Ｘ－１０１)を注入して紫外線を１０秒間照射することにより、感光性樹脂を硬化させて減圧口および注入口を閉塞させて注液を完了した。最後に、基板Ａ，Ｂの端部の互いに貼り合わされていない部分に、集電電極としてＡｇペーストを塗布した。

[0164] このように作製した湿式太陽電池モジュールを用いて、ＡＭ１．５の擬似太陽光照射下において、開口部が縦５０ｍｍ×横３１．４ｍｍである黒色マスクを設置して発電効率を測定した。発電効率として、マスクの開口部への照射光のエネルギー値に対する湿式太陽電池モジュールの出力値の割合を算出した。測定は、作製直後、および、作製から２週間後の２度行なった。作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１を算出した。

[0165] また、実施例１と同様に実施例２～５および比較例１，２の湿式太陽電池モジュールを作製した。それぞれの湿式太陽電池モジュールにおいて、実施例１と異なる点のみ説明し、実施例１と同様である点については説明を繰り返さない。

[0166] (実施例２)

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを３ｍｍ、$L_{Y'}$を１ｍｍとし、縦５５．２ｍｍ、横４２．６ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ２を算出し、実施例１のχ１に対するχ２の比率Ｄ１を算出した。

[0167] (実施例３)

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとし、縦６１．２ｍｍ、横３９．６ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦５０ｍｍ×横２９ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ３を算出し、実施例１のχ１に対するχ３の比率Ｄ１

を算出した。

[0168] （実施例４）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとし、縦６１．２ｍｍ、横３７．６ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦５０ｍｍ×横２７．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ４を算出し、実施例１のχ１に対するχ４の比率Ｄ１を算出した。

[0169] （実施例５）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを３ｍｍ、$L_{Y'}$を１ｍｍとし、縦５５．２ｍｍ、横３９．６ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦５０ｍｍ×横２９ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ５を算出し、実施例１のχ１に対するχ５の比率Ｄ１を算出した。

[0170] （比較例１）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを３ｍｍ、$L_{Y'}$を１ｍｍとし、縦５５．２ｍｍ、横３７．６ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦５０ｍｍ×横２７．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値$\chi 1_C$を算出し、実施例１のχ１に対する$\chi 1_C$の比率Ｄ１を算出した。

[0171] （比較例２）

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを２ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとし、縦５５．２ｍｍ、横４２．６ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値$\chi 2_C$を算出し、実施例１のχ１に対する$\chi 2_C$の比率Ｄ１を算出した。

[0172] 表１は、上記の実施例１～５および比較例１，２の条件をまとめたものである。表２は、上記の実施例１～５および比較例１，２において算出した比率Ｄ１をまとめたものである。

[0173] [表1]

	X	Y	L_X , $L_{X'}$	L_Y	$L_{Y'}$	N	M
実施例１	５	５０	０．５	８	２	５	５０×３１．４
実施例２	５	５０	０．５	３	１	５	５０×３１．４
実施例３	５	５０	０．２	８	２	５	５０×２９
実施例４	５	５０	０	８	２	５	５０×２７．４
実施例５	５	５０	０．２	３	１	５	５０×２９
比較例１	５	５０	０	３	１	５	５０×２７．４
比較例２	５	５０	０．５	２	２	５	５０×３１．４

X：光電変換部の短辺の長さ(mm)
Y：光電変換部の長辺の長さ(mm)
L_X , $L_{X'}$：光電変換部の長辺側のバッファ部の長さ(mm)
L_Y：光電変換部の短辺側の大きい方のバッファ部の長さ(mm)
$L_{Y'}$：光電変換部の短辺側の小さい方のバッファ部の長さ(mm)
N：単セル数
M：黒色マスクの大きさ（mm×mm）

[0174] [表2]

	Ｄ１
実施例１	１
実施例２	０．９６８
実施例３	０．９２３
実施例４	０．８５７
実施例５	０．８９４
比較例１	０．７４９
比較例２	０．７２１

Ｄ１：作製日における変換効率に対する作製日から２週間後における変換効率の比率（実施例１における比率を１として規格化）

[0175] 次に、１９個の光電変換部を作製した実施例６～１０および比較例３～５について説明する。以下の説明においては、実施例１と同様である点については説明を繰り返さない。

[0176] （実施例６）

集電層１９２としてＦＴＯを有するガラス基板１９０(日本板硝子社製)を２枚用意した。ガラス基板１９０の大きさは、縦１７１．２ｍｍ×横１３８

．８ｍｍとした。

[0177] バッファ部の横方向の長さL_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Y１５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとした。具体的には、２枚のガラス基板１９０のそれぞれの所定の位置に、長さが１７１．２ｍｍである１８本のスクライブ溝１９２ｓ、幅が５ｍｍで長さが１５０ｍｍである１９個の光電変換部１９４、幅が５ｍｍで長さが１６０ｍｍである１９個の触媒層１９５を実施例１と同様の方法で形成して、光電変換部に色素を吸着させた。

[0178] ガラス基板１９０上の所定の位置に、幅が０．６ｍｍ、長さが１７０ｍｍである熱可塑性樹脂フィルム、および、幅が０．６ｍｍ、長さが１２６ｍｍである熱可塑性樹脂フィルムを配置して、実施例１と同様に絶縁性枠部１９３Ａおよび絶縁性隔壁１９３Ｂを形成した。実施例１と同様に２枚のガラス基板１９０を貼り合せることにより、互いに直列に接続された１９個の単セルを作製した。さらに、実施例１と同様に、電解液の調製、注入、減圧口および注入口の閉塞、集電電極の塗布を行なった。

[0179] このように作製した湿式太陽電池モジュールを用いて、ＡＭ１．５の擬似太陽光照射下において、開口部が縦１５０ｍｍ×横１２３．８ｍｍである黒色マスクを設置して発電効率を測定した。この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ６を算出した。

[0180] また、実施例６と同様に実施例７～１０および比較例３～５の湿式太陽電池モジュールを作製した。それぞれの湿式太陽電池モジュールにおいて、実施例６と異なる点のみ説明し、実施例６と同様である点については説明を繰り返さない。

[0181] （実施例７）

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとし、縦１６１．２ｍｍ、横１３８．８ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ７を算出した。χ７＞χ６であったた

め、χ７を基準として、χ７に対するχ６の比率Ｄ２を算出した。

[0182] （実施例８）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを１５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとし、縦１７１．２ｍｍ、横１２７．４ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦１５０ｍｍ×横１１３ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ８を算出し、実施例７のχ７に対するχ８の比率Ｄ２を算出した。

[0183] （実施例９）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとし、縦１６１．２ｍｍ、横１２７．４ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦１５０ｍｍ×横１１３ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ９を算出し、実施例７のχ７に対するχ９の比率Ｄ２を算出した。

[0184] （実施例１０）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを１５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとし、縦１７１．２ｍｍ、横１１９．８ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦１５０ｍｍ×横１０５．８ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１０を算出し、実施例７のχ７に対するχ１０の比率Ｄ２を算出した。

[0185] （比較例３）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを３ｍｍ、$L_{Y'}$を１ｍｍとし、縦１５５．２ｍｍ、横１２７．４ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦１５０ｍｍ×横１１３ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値$\chi 3_C$を算出し、実施例７のχ７に対する$\chi 3_C$

の比率Ｄ２を算出した。

[0186] （比較例４）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとし、縦１６１．２ｍｍ、横１１９．８ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦１５０ｍｍ×横１０５．８ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ_{4C}を算出し、実施例７のχ_7に対するχ_{4C}の比率Ｄ２を算出した。

[0187] （比較例５）

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとし、縦１６１．２ｍｍ、横１３８．８ｍｍのガラス基板１９０を使用して湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦１５０ｍｍ×横１２３．８ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ_{5C}を算出し、実施例７のχ_7に対するχ_{5C}の比率Ｄ２を算出した。

[0188] 表３は、上記の実施例６～１０および比較例３～５の条件をまとめたものである。表４は、上記の実施例６～１０および比較例３～５において算出した比率Ｄ２をまとめたものである。

[0189]

[表3]

	X	Y	L_X , $L_{X'}$	L_Y	$L_{Y'}$	N	M
実施例６	５	１５０	０．５	１５	５	１９	１５０×１２３．８
実施例７	５	１５０	０．５	８	２	１９	１５０×１２３．８
実施例８	５	１５０	０．２	１５	５	１９	１５０×１１３
実施例９	５	１５０	０．２	８	２	１９	１５０×１１３
実施例１０	５	１５０	０	１５	５	１９	１５０×１０５．８
比較例３	５	１５０	０．２	３	１	１９	１５０×１１３
比較例４	５	１５０	０	８	２	１９	１５０×１０５．８
比較例５	５	１５０	０．５	５	５	１９	１５０×１２３．８

X：光電変換部の短辺の長さ(mm)
Y：光電変換部の長辺の長さ(mm)
L_X , $L_{X'}$：光電変換部の長辺側のバッファ部の長さ(mm)
L_Y：光電変換部の短辺側の大きい方のバッファ部の長さ(mm)
$L_{Y'}$：光電変換部の短辺側の小さい方のバッファ部の長さ(mm)
N：単セル数
M：黒色マスクの大きさ（mm×mm）

[0190] [表4]

	D２
実施例６	０．９８３
実施例７	１
実施例８	０．９２９
実施例９	０．９０８
実施例１０	０．８４８
比較例３	０．７５４
比較例４	０．７３２
比較例５	０．７３１

Ｄ２：作製日における変換効率に対する作製日から２週間後における変換効率の比率（実施例７における比率を１として規格化）

[0191] 次に、４０個の光電変換部を作製した実施例１１～１５および比較例６～９について説明する。以下の説明においては、実施例１と同様である点については説明を繰り返さない。

[0192] （実施例１１）

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを１５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２６２．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１１を算出した。

[0193] （実施例１２）

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２６２．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１２を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ１２の比率Ｄ３を算出した。

[0194] （実施例１３）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを１５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２３９ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１３を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ１３の比率Ｄ３を算出した。

[0195] （実施例１４）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを３０ｍｍ、$L_{Y'}$を１０ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２２３．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１４を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ１４の比率Ｄ３を算出した。

[0196] （実施例１５）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２３９ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ１５を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ１５の比率Ｄ３を算出した。

[0197] （比較例６）

L_X，$L_{X'}$を０．２ｍｍ、L_Yを３ｍｍ、$L_{Y'}$を１ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２３９ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作

製から２週間後の発電効率の相対値χ６$_C$を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ６$_C$の比率Ｄ３を算出した。

[0198] （比較例７）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを１５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２２３．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ７$_C$を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ７$_C$の比率Ｄ３を算出した。

[0199] （比較例８）

L_X，$L_{X'}$を０ｍｍ、L_Yを８ｍｍ、$L_{Y'}$を２ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２２３．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ８$_C$を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ８$_C$の比率Ｄ３を算出した。

[0200] （比較例９）

L_X，$L_{X'}$を０．５ｍｍ、L_Yを５ｍｍ、$L_{Y'}$を５ｍｍとして湿式太陽電池モジュールを作製した。開口部が縦３００ｍｍ×横２６２．４ｍｍである黒色マスクを設置して、この湿式太陽電池モジュールの作製直後の発電効率に対する作製から２週間後の発電効率の相対値χ９$_C$を算出し、実施例１１のχ１１に対するχ９$_C$の比率Ｄ３を算出した。

[0201] 表５は、上記の実施例１１～１５および比較例６～９の条件をまとめたものである。表６は、上記の実施例１１～１５および比較例６～９において算出した比率Ｄ３をまとめたものである。

[0202]

[表5]

	X	Y	L_X , $L_{X'}$	L_Y	$L_{Y'}$	N	M
実施例１１	5	３００	０．５	１５	5	４０	３００×２６２．４
実施例１２	5	３００	０．５	8	2	４０	３００×２６２．４
実施例１３	5	３００	０．２	１５	5	４０	３００×２３９
実施例１４	5	３００	0	３０	１０	４０	３００×２２３．４
実施例１５	5	３００	０．２	8	2	４０	３００×２３９
比較例６	5	３００	０．２	3	1	４０	３００×２３９
比較例７	5	３００	0	１５	5	４０	３００×２２３．４
比較例８	5	３００	0	8	2	４０	３００×２２３．４
比較例９	5	３００	０．５	5	5	４０	３００×２６２．４

X：光電変換部の短辺の長さ(mm)
Y：光電変換部の長辺の長さ(mm)
L_X , $L_{X'}$：光電変換部の長辺側のバッファ部の長さ(mm)
L_Y：光電変換部の短辺側の大きい方のバッファ部の長さ(mm)
$L_{Y'}$：光電変換部の短辺側の小さい方のバッファ部の長さ(mm)
N：単セル数
M：黒色マスクの大きさ（mm×mm）

[0203] [表6]

	D３
実施例１１	1
実施例１２	０．９９４
実施例１３	０．９１４
実施例１４	０．８５８
実施例１５	０．８８９
比較例６	０．７６８
比較例７	０．７８１
比較例８	０．７２８
比較例９	０．６２８

Ｄ３：作製日における変換効率に対する作製日から２週間後における変換効率の比率（実施例１１における比率を１として規格化）

[0204] 表１～６に示すように、実施例１～１５の湿式太陽電池モジュールのように光電変換部の大きさに対して十分な容量を有するバッファ部を設けることにより、湿式太陽電池および湿式太陽電池モジュールの製造後の初期段階(作製から２週間後)における発電効率が安定することが確認された。

[0205] 比較例１～９の湿式太陽電池モジュールの湿式太陽電池においては、電解液が減少して、光電変換部に電解液の非浸漬部分があることが確認された。そのため、製造後の初期段階(作製から２週間後)において発電効率が低下し

たと考えられる。一方、実施例１～１５の湿式太陽電池モジュールの湿式太陽電池においては、製造後の初期段階(作製から２週間後)において、バッファ部の電解液の量は減少していたが、光電変換部には電解液の非浸漬部分は認められなかった。

[0206] 実施例２、７、１２および比較例２、５、９の湿式太陽電池モジュールは、実験中の間、バッファ部５Ｙがバッファ部５Ｙ’より上方に位置するように３０°傾斜させた。

[0207] 作製から２週間後の比較例２、５、９の湿式太陽電池モジュールにおいては、バッファ部５Ｙ側の光電変換部の端部において、電解液の非浸漬部分が確認された。これにより、湿式太陽電池モジュールの性能が低下したと考えられる。

[0208] 一方、作製から２週間後の実施例２、７、１２の湿式太陽電池モジュールにおいては、バッファ部５Ｙの電解液は減少していたが、光電変換部に電解液の非浸漬部分は発生していなかった。

[0209] 上記の実験結果からも分かるように、傾斜配置された湿式太陽電池において、光電変換部より上方に位置するバッファ部を設けることにより、バッファ部から非浸漬部分および気泡発生部分に電解液を供給することが可能となって、光電変換部に非浸漬部分が発生すること、および、光電変換部と対極集電層との間に気泡が発生することを抑制することができる。

[0210] その結果、湿式太陽電池の発電性能の持続性を向上できる。また、予め設定された湿式太陽電池の耐用期間中に失われる電解液の量より多くの電解液をバッファ部に貯蔵させることにより、電解液を再注入することなく、耐用期間中において湿式太陽電池の発電性能を維持することができる。

[0211] さらに、電解液を補充不能な構造にした場合、電解液補充用の部品が不要となり湿式太陽電池の製造コストの増加を抑制することができる。

[0212] また、バッファ部５の総容量が同一であっても、傾斜配置された状態において相対的に上方に位置するバッファ部５Ｙの容量が他方のバッファ部５Ｙ’の容量よりも大きいことによって、バッファ部５の電解液の供給能力が高

くなるため、光電変換部の非浸漬部分の発生をより抑制できる。

[0213] なお、今回開示した上記実施形態はすべての点で例示であって、限定的な解釈の根拠となるものではない。したがって、本発明の技術的範囲は、上記した実施形態のみによって解釈されるものではなく、請求の範囲の記載に基づいて画定される。また、請求の範囲と均等の意味および範囲内でのすべての変更が含まれる。

符号の説明

[0214] １　湿式太陽電池モジュール、２，５２　光電変換部、３　絶縁性枠部、４　絶縁性隔壁、５　バッファ部、６　第１ガラス基板、７　第２ガラス基板、８　電解液、９　注入口、１０　シリンジ、１１　減圧口、１２　ポンプ、１３　気泡、１４　非浸漬部分、１５　凹部、１６　光、３０　湿式太陽電池、３３　絶縁性封止部材、３９，９９，１９２　集電層、４０，６０，８０，１００，１９５　触媒層、４１，６１，１０１　対極集電層、４２　領域、５３，７３，９３　絶縁性保護部、５６　ガラス基板、５９，７９　第１集電層、６２　導電性接続部、１０２　多孔質絶縁部、１９２ｓ　スクライブ溝、１９３Ａ　熱可塑性樹脂フィルム。

請求の範囲

[請求項1] 電解液(８)に浸漬された光電変換部(２)を含み、互いに電気的に接続された複数の湿式太陽電池と、

前記複数の湿式太陽電池のうちの互いに隣接する湿式太陽電池同士の間を隔てる隔壁(４)とを備え、

前記複数の湿式太陽電池の各々は、前記光電変換部(２)の一部に前記電解液(８)に浸漬されていない非浸漬部分(１４)がある場合に該非浸漬部分(１４)に供給可能な前記電解液(８)を貯蔵するバッファ部(５)を前記光電変換部(２)の周囲の少なくともいずれかの位置に有する、湿式太陽電池モジュール。

[請求項2] 前記光電変換部(２)は、平面視において矩形状の外形を有し、

前記バッファ部(５)は、平面視において前記光電変換部(２)の短辺側の側面に接する２つの短辺側領域の少なくとも一方に位置する、請求項１に記載の湿式太陽電池モジュール。

[請求項3] 前記バッファ部(５)は、前記２つの短辺側領域の両方に位置し、

前記バッファ部(５)の大きさは、前記２つの短辺側領域で互いに異なる、請求項２に記載の湿式太陽電池モジュール。

[請求項4] 前記バッファ部(５)は、平面視において前記光電変換部(２)の長辺側の側面に接する２つの長辺側領域の少なくとも一方にさらに位置する、請求項２または３に記載の湿式太陽電池モジュール。

[請求項5] 前記バッファ部(５)は、前記２つの長辺側領域の両方に位置し、

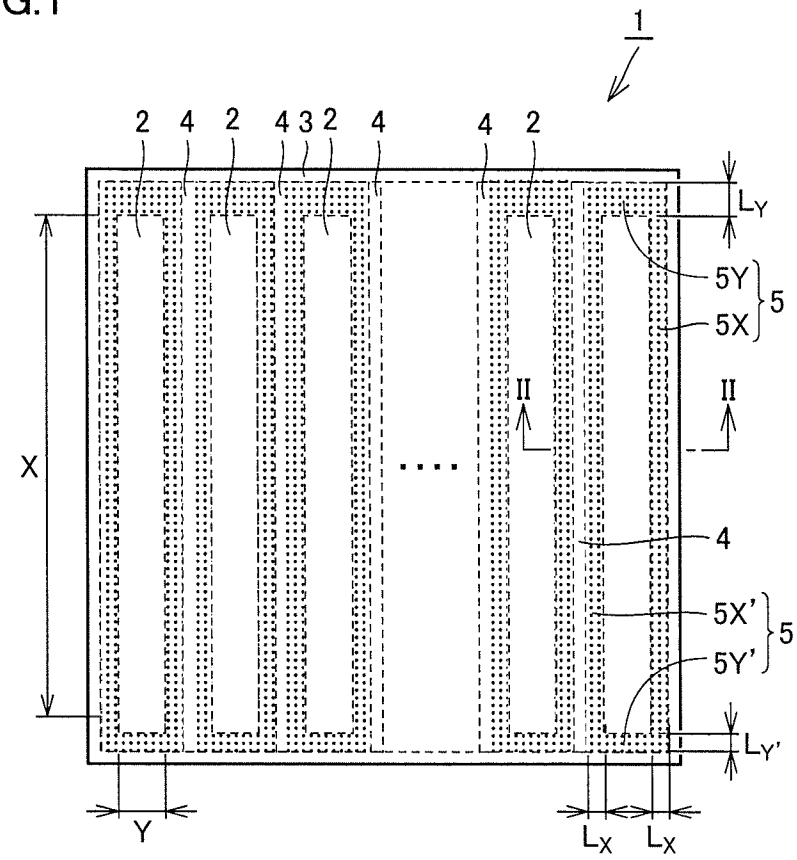
前記バッファ部(５)の大きさは、前記２つの長辺側領域で互いに異なる、請求項４に記載の湿式太陽電池モジュール。

[請求項6] 前記湿式太陽電池モジュールは、平面視において矩形状の外形を有し、

前記バッファ部(５)は、前記複数の湿式太陽電池の各々において、前記湿式太陽電池モジュールの長辺側の一方または短辺側の一方に少なくとも位置する、請求項１に記載の湿式太陽電池モジュール。

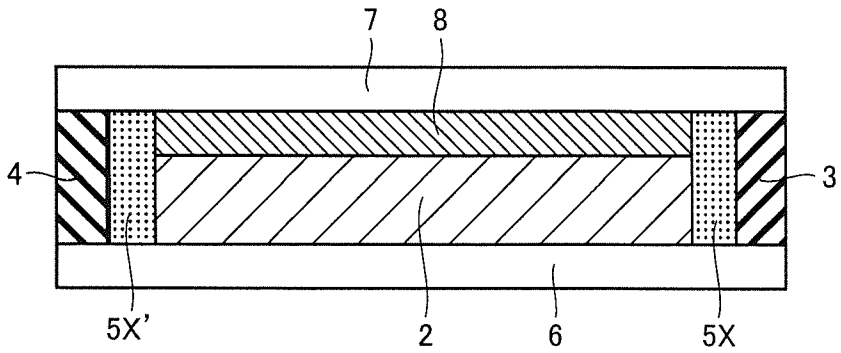
[図1]

FIG.1



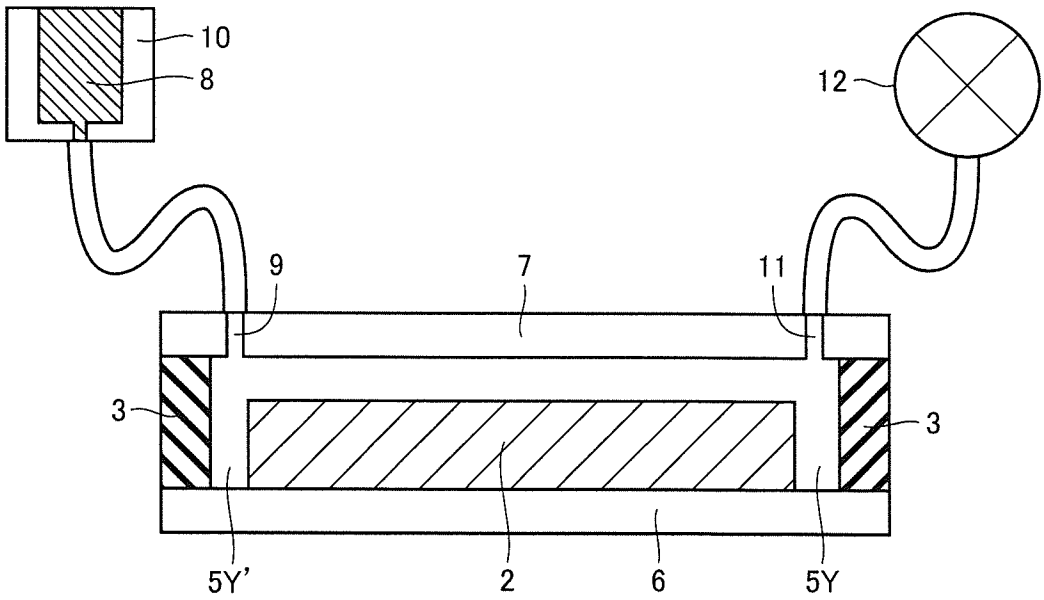
[図2]

FIG.2



[図3]

FIG.3



[図4]

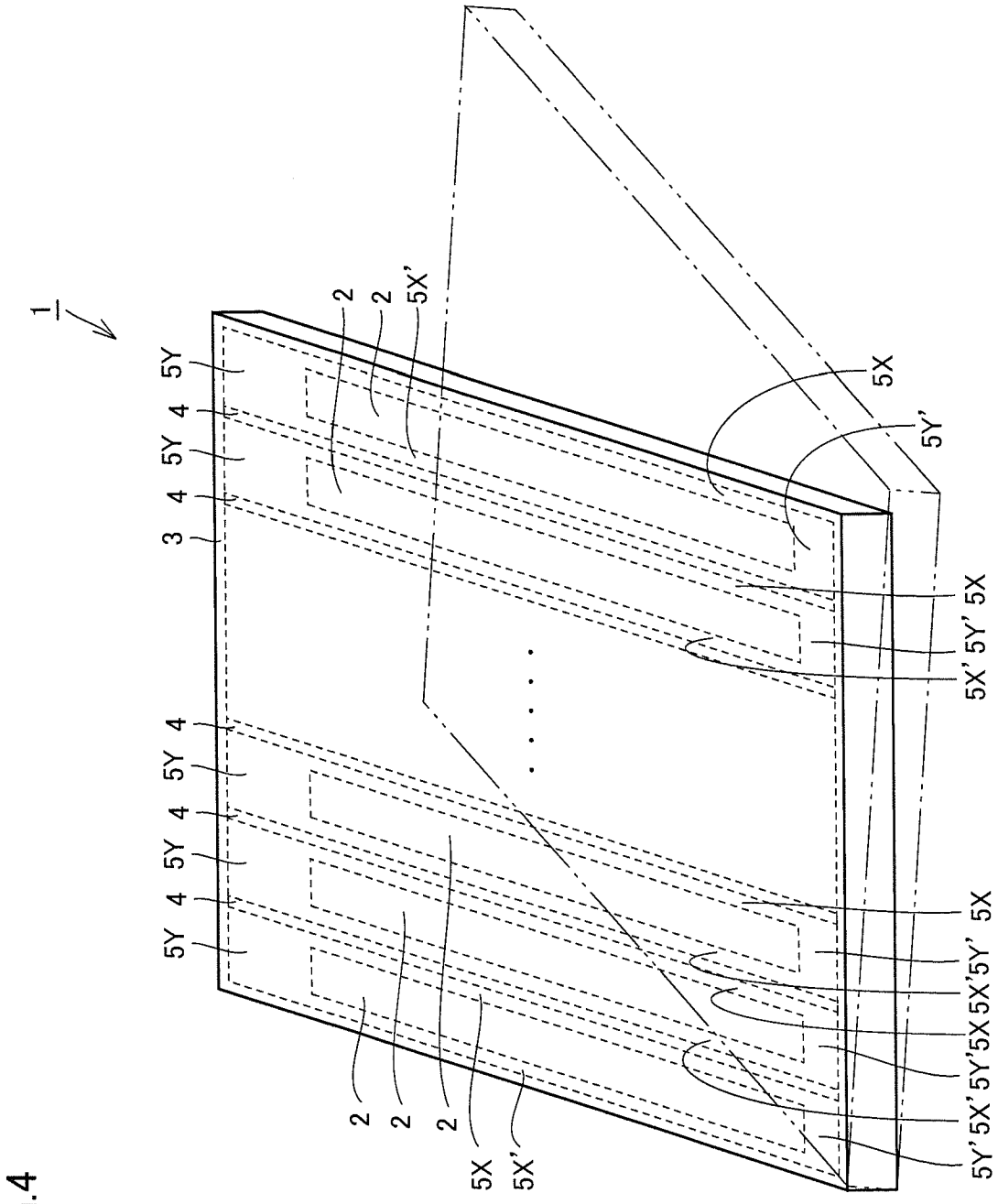
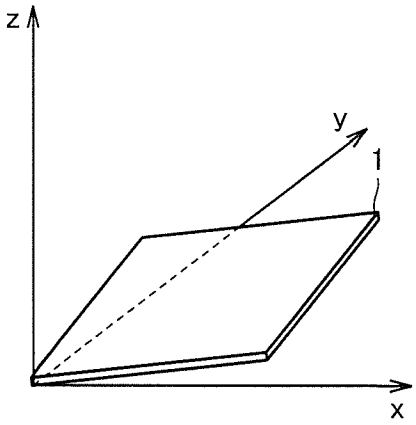

1
2
2
5X'
5Y
4
5Y
4
3
4
5Y
4
5Y
4
5Y
4
5Y
2
2
2
5X
5X'
5X
5Y'
5X'
5Y'
5X
5X'
5Y'
5X
5Y'
5X'
5Y'
5X
5Y'
5X'

FIG.4

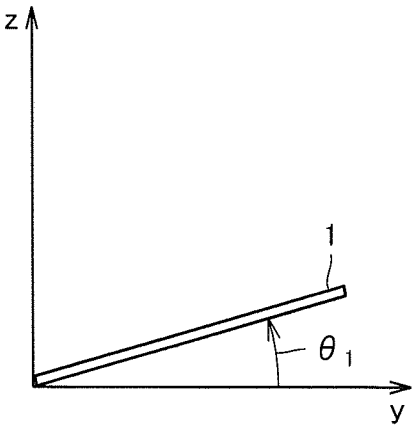
[図5]

FIG.5



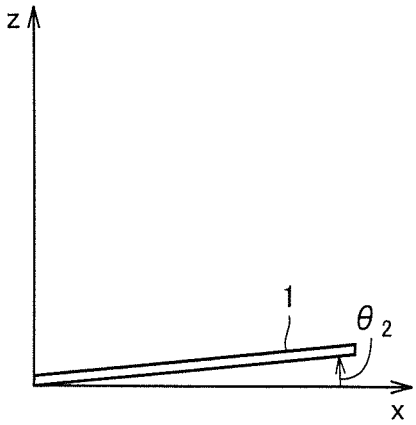
[図6]

FIG.6



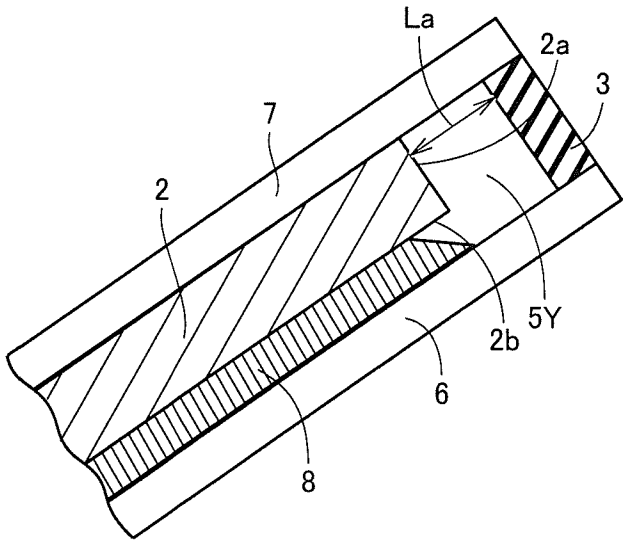
[図7]

FIG.7



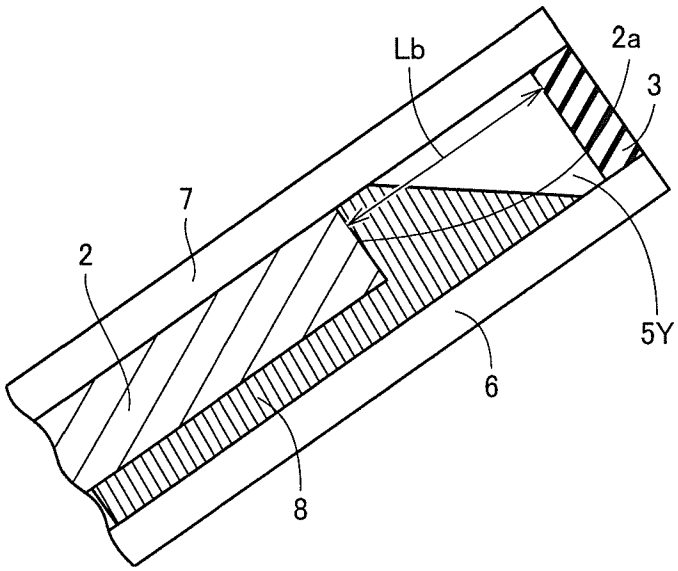
[図8]

FIG.8



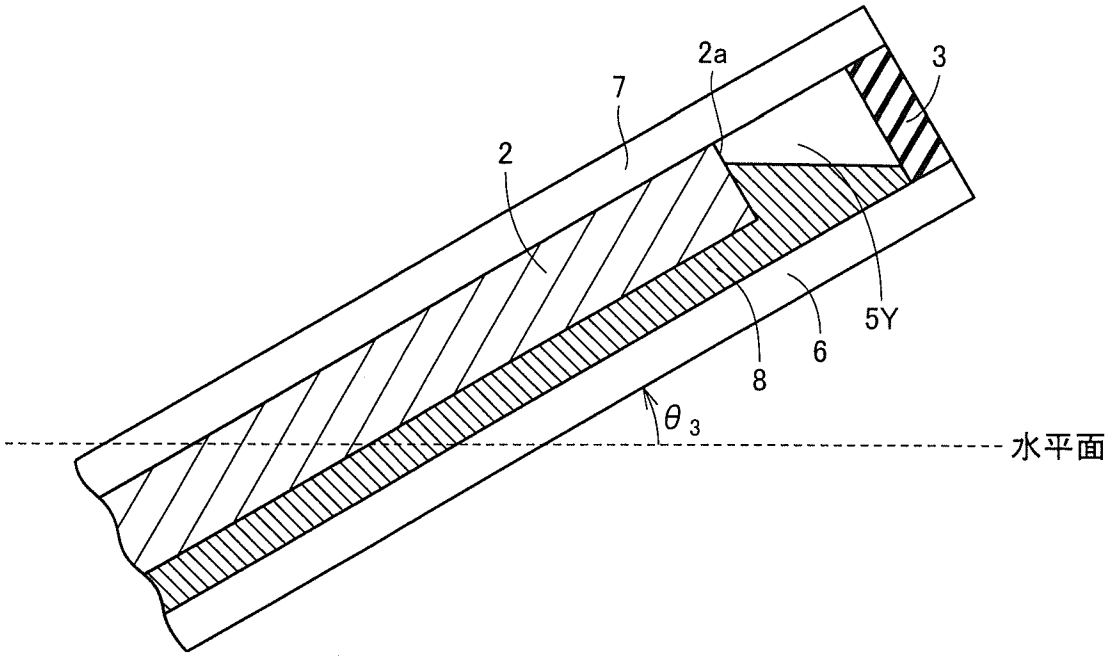
[図9]

FIG.9



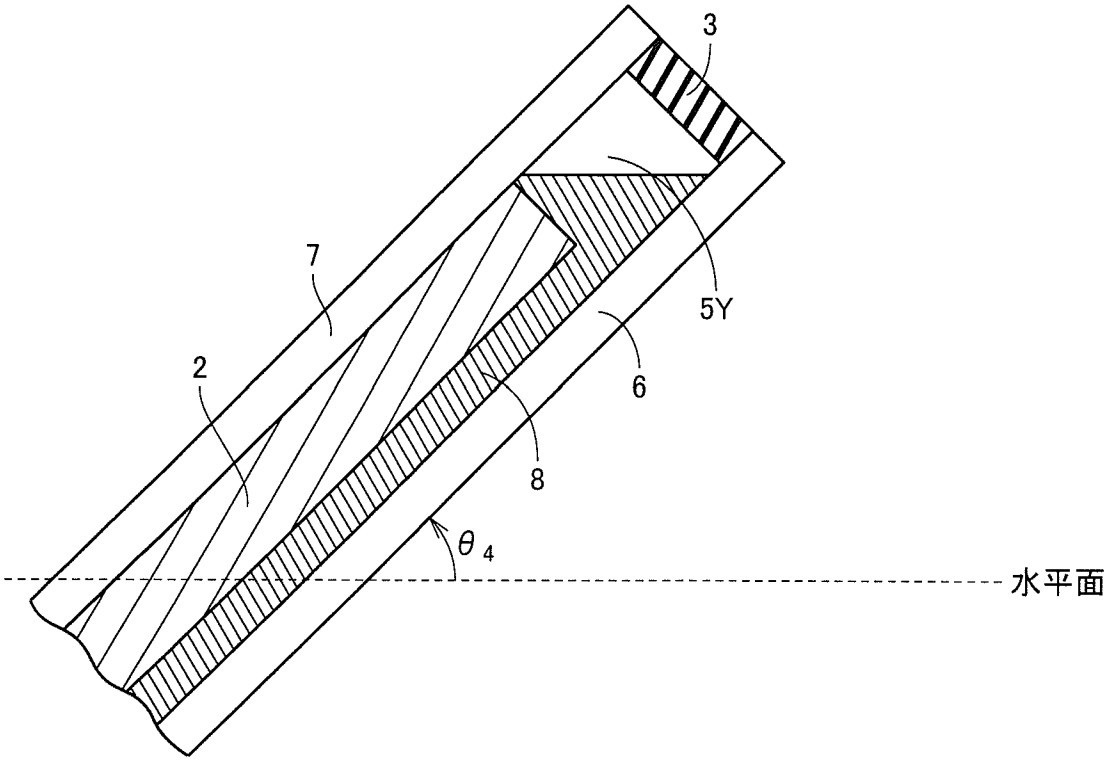
[図10]

FIG.10



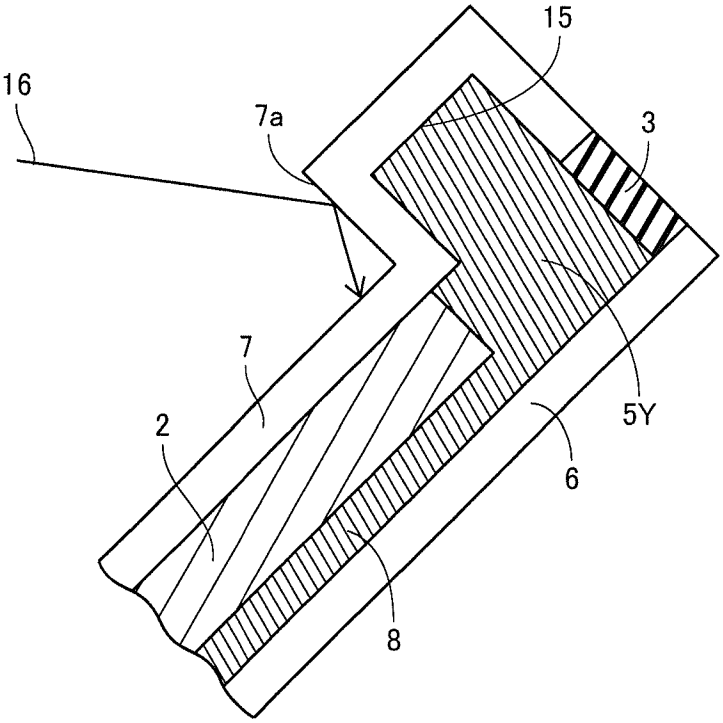
[図11]

FIG.11



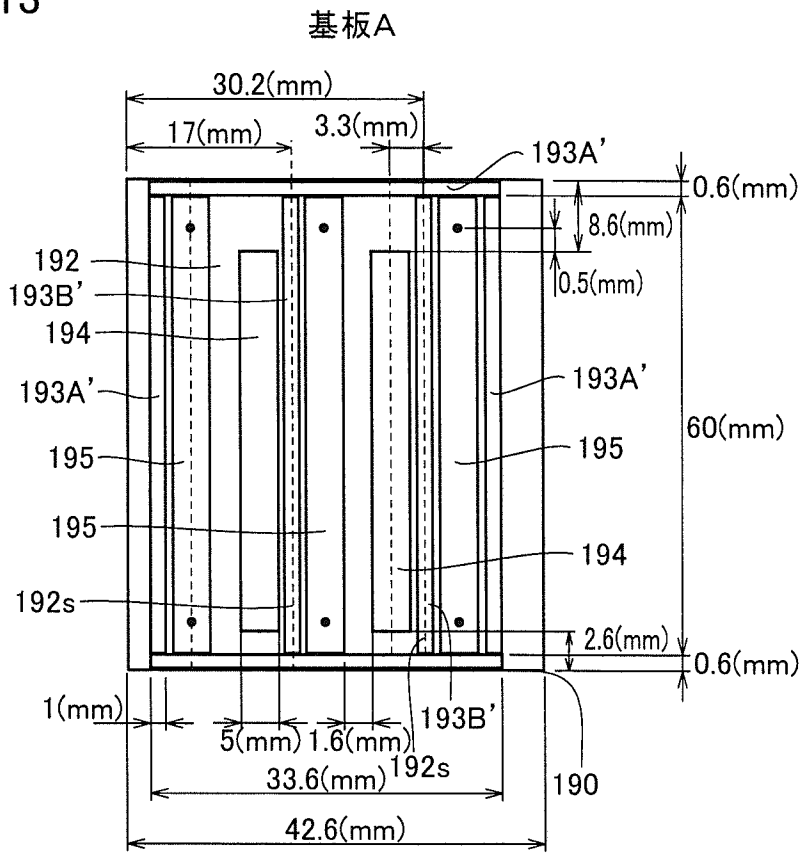
[図12]

FIG.12



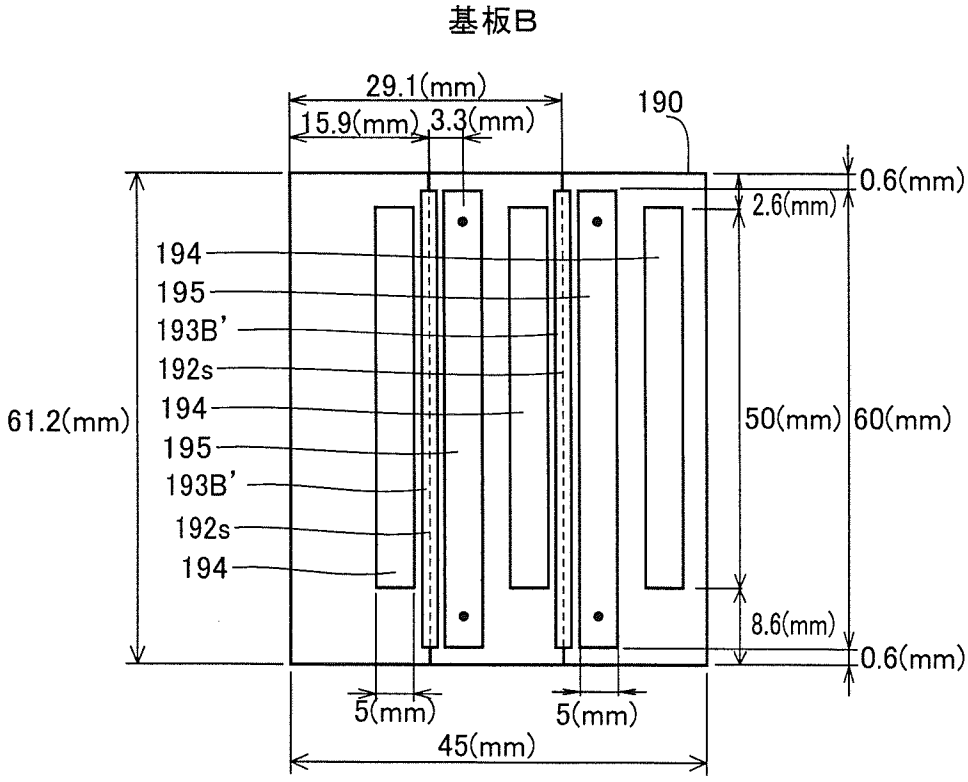
[図13]

FIG.13



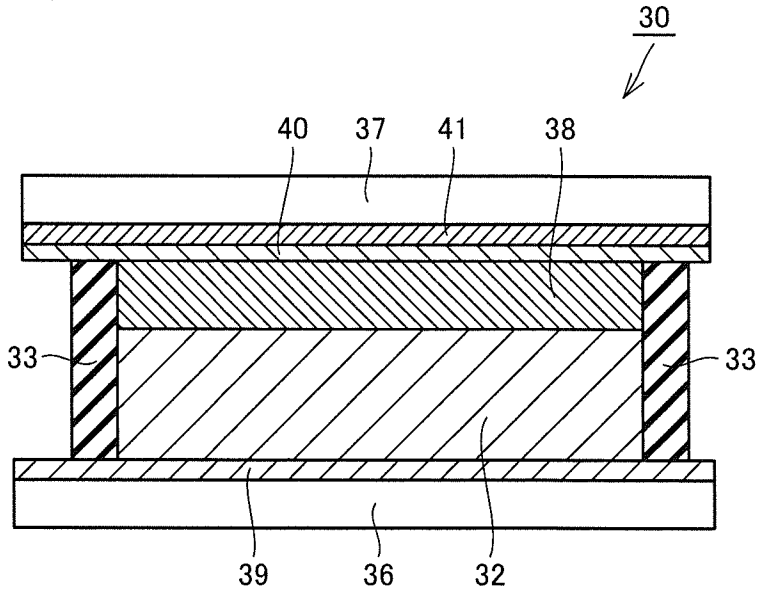
[図14]

FIG.14



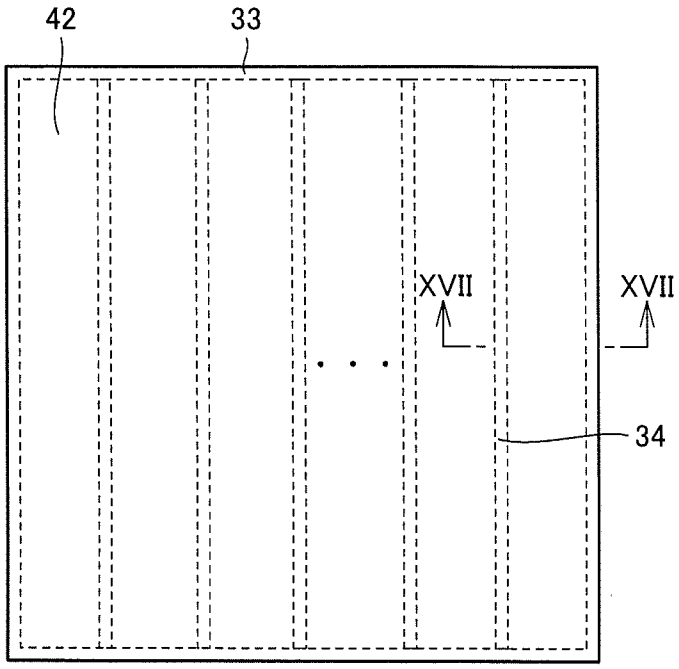
[図15]

FIG.15



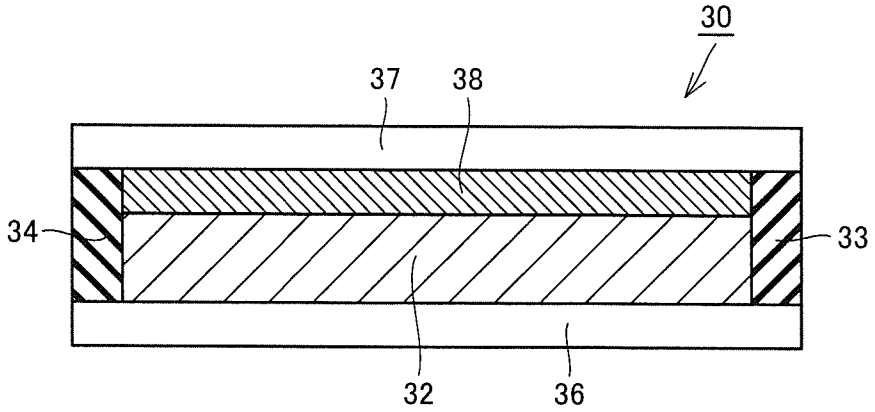
[図16]

FIG.16



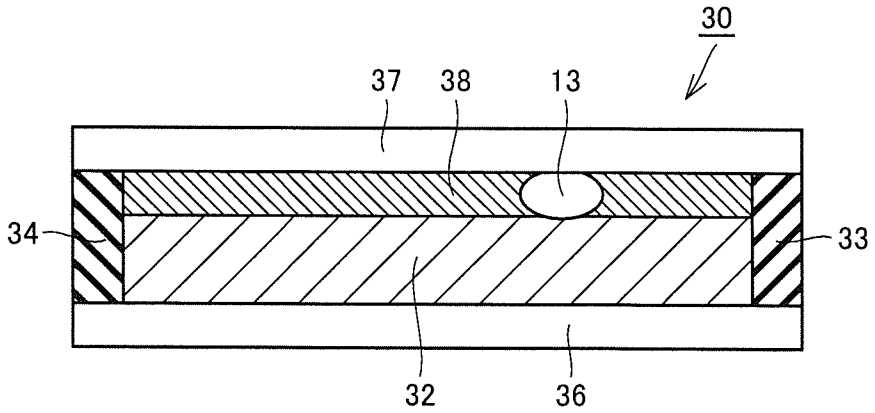
[図17]

FIG.17



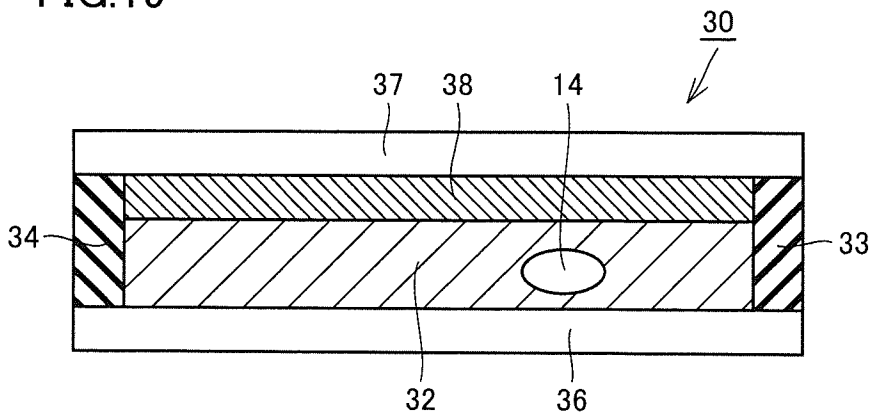
[図18]

FIG.18



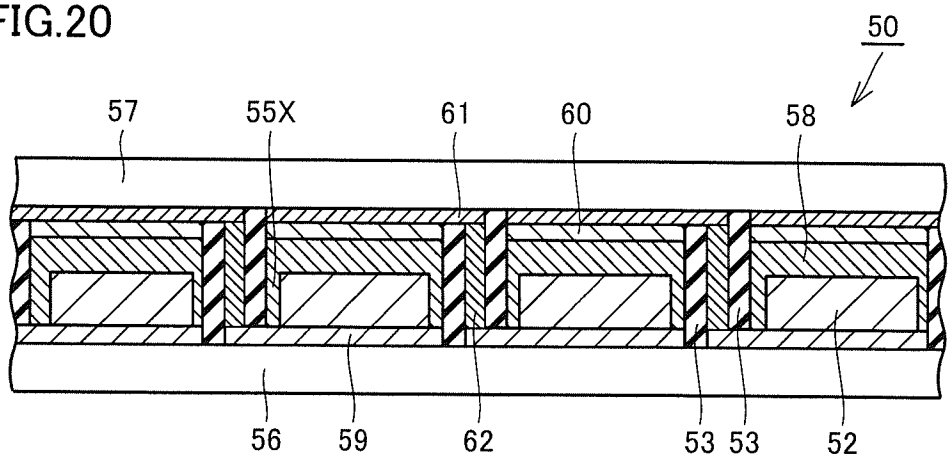
[図19]

FIG.19



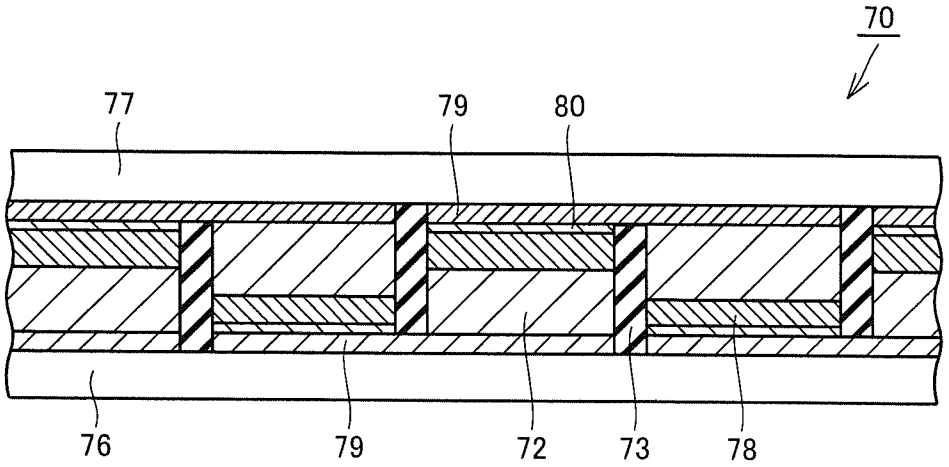
[図20]

FIG.20



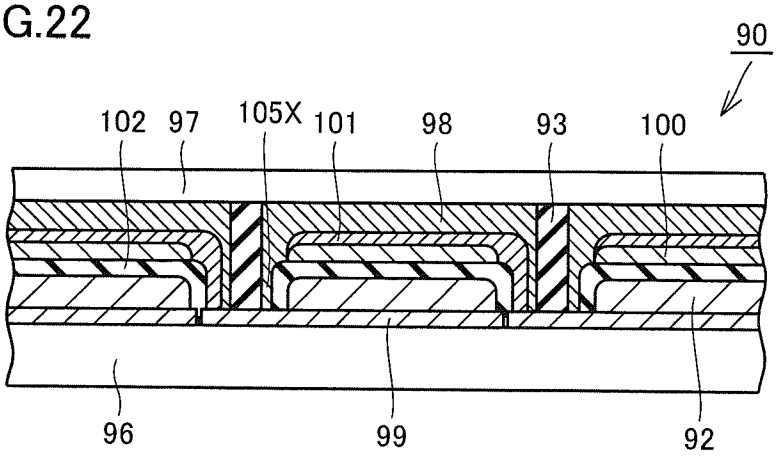
[図21]

FIG.21



[図22]

FIG.22



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/JP2012/070450

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
H01M14/00(2006.01)i, *H01L31/04*(2006.01)i

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
H01M14/00, H01L31/04

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Jitsuyo Shinan Koho	1922-1996	Jitsuyo Shinan Toroku Koho	1996-2012
Kokai Jitsuyo Shinan Koho	1971-2012	Toroku Jitsuyo Shinan Koho	1994-2012

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	JP 2011-159540 A (Sharp Corp.), 18 August 2011 (18.08.2011), entire text; all drawings & WO 2011/096359 A	1-2,4,6
P,X	JP 2011-222190 A (Sharp Corp.), 04 November 2011 (04.11.2011), entire text; all drawings (Family: none)	1-2,4,6
A	JP 2002-280085 A (Sumitomo Osaka Cement Co., Ltd.), 27 September 2002 (27.09.2002), entire text; all drawings (Family: none)	1-6

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☐ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:
"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date
"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed
"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search	Date of mailing of the international search report
20 September, 2012 (20.09.12)	02 October, 2012 (02.10.12)
Name and mailing address of the ISA/ Japanese Patent Office Facsimile No.	Authorized officer Telephone No.

国際調査報告

国際出願番号　ＰＣＴ／ＪＰ２０１２／０７０４５０

Ａ．　発明の属する分野の分類（国際特許分類（ＩＰＣ））

Int.Cl.　H01M14/00(2006.01)i, H01L31/04(2006.01)i

Ｂ．　調査を行った分野

調査を行った最小限資料（国際特許分類（ＩＰＣ））

Int.Cl.　H01M14/00, H01L31/04

最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの

日本国実用新案公報	１９２２－１９９６年
日本国公開実用新案公報	１９７１－２０１２年
日本国実用新案登録公報	１９９６－２０１２年
日本国登録実用新案公報	１９９４－２０１２年

国際調査で使用した電子データベース（データベースの名称、調査に使用した用語）

Ｃ．　関連すると認められる文献

引用文献のカテゴリー＊	引用文献名　及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する請求項の番号
X	JP 2011-159540 A (シャープ株式会社) 2011.08.18, 全文、全図 & WO 2011/096359 A	1-2,4,6
P,X	JP 2011-222190 A (シャープ株式会社) 2011.11.04, 全文、全図（ファミリーなし）	1-2,4,6
A	JP 2002-280085 A (住友大阪セメント株式会社) 2002.09.27, 全文、全図（ファミリーなし）	1-6

☐　Ｃ欄の続きにも文献が列挙されている。

☐　パテントファミリーに関する別紙を参照。

＊　引用文献のカテゴリー

「Ａ」特に関連のある文献ではなく、一般的技術水準を示すもの

「Ｅ」国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの

「Ｌ」優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献（理由を付す）

「Ｏ」口頭による開示、使用、展示等に言及する文献

「Ｐ」国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願の日の後に公表された文献

「Ｔ」国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と矛盾するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの

「Ｘ」特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの

「Ｙ」特に関連のある文献であって、当該文献と他の１以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの

「＆」同一パテントファミリー文献

国際調査を完了した日	国際調査報告の発送日
２０．０９．２０１２	０２．１０．２０１２

国際調査機関の名称及びあて先
日本国特許庁（ＩＳＡ／ＪＰ）
郵便番号１００－８９１５
東京都千代田区霞が関三丁目４番３号

特許庁審査官（権限のある職員）　４Ｘ　３２３９
▲辻▼　弘輔
電話番号　０３－３５８１－１１０１　内線　３４７７