

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特許公報(B2)

(11) 特許番号

特許第6366914号
(P6366914)

(45) 発行日 平成30年8月1日(2018.8.1)

(24) 登録日 平成30年7月13日(2018.7.13)

(51) Int.Cl.

H01L 31/06 (2012.01)

F 1

H01L 31/06

請求項の数 8 (全 20 頁)

(21) 出願番号 特願2013-197610 (P2013-197610)
 (22) 出願日 平成25年9月24日 (2013.9.24)
 (65) 公開番号 特開2015-65249 (P2015-65249A)
 (43) 公開日 平成27年4月9日 (2015.4.9)
 審査請求日 平成28年3月16日 (2016.3.16)
 審判番号 不服2017-9339 (P2017-9339/J1)
 審判請求日 平成29年6月27日 (2017.6.27)

(73) 特許権者 000003078
 株式会社東芝
 東京都港区芝浦一丁目1番1号
 (74) 代理人 100119035
 弁理士 池上 徹真
 (74) 代理人 100141036
 弁理士 須藤 章
 (74) 代理人 100088487
 弁理士 松山 允之
 (72) 発明者 芝崎 聰一郎
 東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社
 東芝内
 (72) 発明者 山本 和重
 東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社
 東芝内

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】多接合型太陽電池

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項 1】

第1の光電変換素子を有する第1の太陽電池と、
 複数の第2の光電変換素子を直列に接続し、バックコンタクトを有する第2の太陽電池と、
 前記第1の太陽電池と前記第2の太陽電池との間に絶縁層を有し、
 前記直列に接続した第2の光電変換素子間に素子分離領域を有し、
 前記絶縁層は、ガラスと樹脂の積層体又は石英と樹脂の積層体である多接合型太陽電池。
 【請求項 2】

前記絶縁層の一部に前記素子分離領域を有する請求項1に記載の多接合型太陽電池。

【請求項 3】

前記素子分離領域は、前記複数の第2の光電変換素子を直列に接続する第2の光電変換素子間の断面積の40%以上が絶縁した領域である請求項1又は2に記載の多接合型太陽電池。

【請求項 4】

前記第1の光電変換素子は、カルコパイライト型化合物半導体、ステナイト型化合物半導体とケステナイト型化合物半導体のうちのいずれかの化合物半導体を含む光電変換層を有し、

前記第2の光電変換素子は、単結晶シリコンを含む光電変換層を有する請求項1乃至3

10

20

のいずれか 1 項に記載の多接合型太陽電池。

【請求項 5】

前記素子分離領域は、前記複数の第 2 の光電変換素子を直列に接続する第 2 の光電変換素子間の断面積の 40 %以上がアモルファスである請求項 4 に記載の多接合型太陽電池。

【請求項 6】

前記第 1 の光電変換素子と第 2 の光電変換素子のうちの少なくともいずれか一方と並列に接続した整流素子を有する請求項 1 乃至 5 のいずれか 1 項に記載の多接合型太陽電池。

【請求項 7】

前記第 1 の太陽電池と第 2 の太陽電池のうちの少なくともいずれか一方と直列に接続した整流素子を有する請求項 1 乃至 6 のいずれか 1 項に記載の多接合型太陽電池。 10

【請求項 8】

前記第 1 の太陽電池と前記第 2 の太陽電池を並列に接続した請求項 1 乃至 7 のいずれか 1 項に記載の多接合型太陽電池。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明の実施形態は、多接合型太陽電池に関する。

【背景技術】

【0002】

半高効率な太陽電池として多接合型(タンデム)太陽電池がある。単接合よりも高効率が期待されるが、各層で吸収されるフォトン数に差があると電流値に差が出てしまい一番低い層に変換効率が制限されてしまう。これは直列に接合する限りは不可避である。一方で各層から端子を取り出すことにより回避できるが、パワーコンバーターなどが複数必要となってしまう。

20

【先行技術文献】

【特許文献】

【0003】

【特許文献 1】特開 2012 - 195416 号公報

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

30

【0004】

実施形態は、変換効率の高い多接合型の太陽電池を提供する。

【課題を解決するための手段】

【0005】

実施形態の多接合型太陽電池は、第 1 の光電変換素子を有する第 1 の太陽電池と、複数の第 2 の光電変換素子を直列に接続し、バックコンタクトを有する第 2 の太陽電池と、第 1 の太陽電池と第 2 の太陽電池との間に絶縁層を有し、直列に接続した第 2 の光電変換素子間に素子分離領域を有する。絶縁層は、ガラスと樹脂の積層体又は石英と樹脂の積層体である。

【図面の簡単な説明】

40

【0006】

【図 1】実施形態の多接合型太陽電池の概念図である。

【図 2】実施形態の多接合型太陽電池の概念図である。

【図 3】実施形態の多接合型太陽電池の概念図である。

【図 4】実施形態の多接合型太陽電池の概念図である。

【図 5】実施形態の多接合型太陽電池の概念図である。

【図 6】実施形態の多接合型太陽電池の概念図である。

【図 7】実施例の多接合型太陽電池のバックコンタクトの概念図である。

【図 8】実施例の多接合型太陽電池のバックコンタクトの概念図である。

【図 9】実施例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

50

【図10】実施例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

【図11】実施例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

【図12】実施例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

【図13】比較例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

【図14】実施例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

【図15】実施例の多接合型太陽電池の概念図と回路である。

【発明を実施するための形態】

【0007】

以下、図面を参照しながら、本発明の好適な一実施形態について詳細に説明する。実施形態の多接合型太陽電池は、図1に示すように、第1の太陽電池Aと、絶縁層Cと、第2の太陽電池Bとを有する。絶縁層Cは第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bの間に存在する。実施形態では、2接合の太陽電池であるが、3接合以上の太陽電池でもよい。第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bは、並列に接続される。
10

【0008】

第1の太陽電池は、1以上の第1の光電変換素子100からなる。第1の太陽電池Aは、多接合型太陽電池のトップセルとなる。図1では、複数の第1の太陽電池Aの光電変換素子は、100A、100Bと100Cで表される。図1では、3つの光電変換素子100A～Cが直列に接続された形態であるが、素子の数は設計に応じる。第1の太陽電池Aの光電変換素子100A～Cは、絶縁層C上に下部電極101、下部電極101上に光電変換層102、光電変換層102上に上部電極103、と上部電極103上に反射防止膜104を有する。
20

【0009】

(下部電極)

実施形態の下部電極101は、光電変換素子100A～Cの電極であって、絶縁層C上に形成された導電性膜である。絶縁層C上に一体に形成された導電性膜は、例えば、スクライプによって、光電変換素子の素子数に応じた下部電極101に分割される。下部電極101としては、導電性と透光性を有する膜を用いることができる。その中でも、下部電極101には、透明導電膜であるITO(酸化インジウムスズ((In,Sn)O、13)：Indium Tin Oxide)膜を用いることが望ましい。下部電極101の膜厚は、例えば、100nm以上1000nm以下である。下部電極101は、隣の上部電極103と接続する。光電変換素子100Aの上部電極103は、光電変換素子100Bの下部電極101と接続し、光電変換素子Bの上部電極103は、光電変換素子100Cの下部電極101と接続する。これら下部電極101と上部電極103との接続によって、3つの光電変換素子100は直列に接続される。直列に接続しない場合は、これらを接続しない。並列に接続する場合は、所望の下部電極101同士を接続し、所望の上部電極103同士を接続すればよい。
30

【0010】

(光電変換層)

実施形態の光電変換層102は、p型化合物半導体層とn型化合物半導体層がホモ接合した化合物半導体層やp型化合物半導体層とn型バッファー層がヘテロ接合した化合物半導体層である。下部電極101上に一体に形成された光電変換層は、スクライプによって、光電変換素子の素子数に応じた光電変換層102に分割される。この光電変換層102は、化合物半導体によって光を電気に変換する。p型化合物半導体層は、光電変換層102の内、下部電極101側の領域にある層である。n型化合物半導体層やn型バッファー層は、光電変換層102の内、上部電極103側の領域にある層である。I族元素、II族元素とV族元素を含む、例えばからなるCu(In,Al,Ga)(Se,S)₂(以下必要により「CIGS」という。)やCuInTe₂(以下必要により「CIT」という)といったカルコパイライト化合物を化合物半導体として、光電変換層102に用いることができる。カルコパイライト化合物の他に、ステナイト化合物やケステナイト化合物も光電変換層102の化合物半導体として使用することができる。また、これらの他
40
50

に、第2の太陽電池Bの光電変換層よりもワイドギャップな化合物半導体層を第1の光電変換素子100の光電変換層102に用いることができる。n型バッファー層としては、CdS等を使用することができる。光電変換層102の化合物を化学式で表すと、Cu(Al_wIn_xGa_{1-w-x})(Se_yTe_{1-y-z})₂、Cu₂ZnSn(Se_{1-y})₄等が挙げられる。w、x、yとzは、それぞれ、0 < w < 1、0 < x < 1、0 < y < 1、0 < z < 1、w + x < 1とy + z < 1を満たす。光電変換層102の組成は、誘導結合プラズマ(ICP: Inductively Coupled Plasma)質量分析で測定することができる。

【0011】

光電変換層102の膜厚は、例えば、1000nm以上3000nm以下である。この内、p型化合物半導体層の膜厚は、1000nm以上2500nm以下が好ましい。また、n型化合物半導体層やn型バッファー層の膜厚は、10nm以上800nm以下が好ましい。I族元素としては、Cuが好ましい。III族元素としては、Al、In及びGaからなる群から選ばれる少なくとも1種以上の元素が好ましく、Alを含むことがより好ましい。VI族元素としては、O、S、Se及びTeからなる群から選ばれる少なくとも1種以上の元素が好ましく、Seを含むことがより好ましい。また、IIII族元素の中からはGaを用いることがAlとの組み合わせによりバンドギャップの大きさを目的とする値にしやすいことからより好ましい。また、VI族元素の中からはSを用いることがp型半導体になりやすいことからより好ましい。具体的には、光電変換層102として、Cu(Al, Ga)(S, Se)₂、Cu(Al, Ga)(Se, Te)₂、又はCu(Al, Ga, In)Se₂、Cu₂ZnSnS₄等、より具体的には、Cu(Al, Ga)Se₂、Cu(In, Al)Se₂、CuGaSe₂、CuInTe₂、CuAlSe₂、Ag(In, Ga)Se₂、Ag(In, Al)Se₂、Ag(Ga, Al)Se₂、Ag(In, Ga, Al)(S, Se)₂等の化合物半導体を使用することができる。裏面電極101と光電変換層102の間には、それぞれに含まれる元素で構成される化合物が存在することが好ましい。

【0012】

(上部電極)

実施形態の上部電極103は、太陽光のような光を透過し尚且つ導電性を有する膜である。光電変換層102上に一体に形成された上部電極は、スクライブによって、光電変換素子100の素子数に応じた上部電極103に分割される。上部電極103は、下部電極101と接続して、光電変換素子100A~Cを直列に接続する。上部電極103は、例えば、Al、B、GaなどをドープしたZnOを用いることができる。上部電極103は、スパッタリング、化学気相成長法(Chemical Vapor Deposition: CVD)等によって、成膜することができる。なお、上部電極103と光電変換層102との間には、半絶縁層としてi-ZnOを例えば10nm以上100nm以下程度の厚さで形成してもよい。半絶縁層は、たとえばZn、Ti、InやMg等のうち少なくともいずれか1種以上の元素を含む酸化物の粒子を含む層である。例えば、ZnとMgの元素を含む酸化物の粒子は、Zn_{1-x}Mg_xO(0 < x < 1)で表される。酸化物粒子の平均一次粒径は、1nm以上40nm以下の粒子が好ましい。また光電変換層102より上部に位置することから、透明で太陽光吸収ロスが少ないものが望ましい。なお、上記半絶縁層と光電変換層102との間には、CdSを例えば1nm以上10nm以下程度の厚さで形成してもよい。これは光電変換層102のVI族元素の欠損を埋める働きがあり、開放電圧が向上する。また極薄の膜厚のため光吸収損失はほとんど無い。なお、上部電極103と光電変換層102との間には、窓層を設けてもよい。

【0013】

(窓層：図示せず)

実施形態の窓層(図示せず)は、上部電極103と光電変換層102との間に設けられた、i型の高抵抗(半絶縁)層である。窓層は、ZnO、MgO、(Zn_aMg_{1-a})O、InGa_bZn_aO_c、SnO、InSn_dO_c、TiO₂とZrO₂のうちのいず

10

20

30

40

50

れかの化合物を含む又は前記1種乃至複数種の化合物からなる層である。a、b、cとdは、それぞれ、 $0 < a < 1$ 、 $0 < b < 1$ 、 $0 < c < 1$ と $0 < d < 1$ を満たすことが好ましい。高抵抗な層を、上部電極103と光電変換層102との間に設けることで、n型化合物半導体層から上部電極103へのリーク電流を減らし、変換効率を向上させる利点がある。窓層を構成する化合物は、高抵抗な化合物が含まれるため、窓層は、厚すぎるのは好ましくない。また、窓層の膜厚が薄すぎると、リーク電流を減らす効果が実質的になくなってしまう。そこで、窓層の好適な膜厚は、平均で5nm以上100nm以下である。

【0014】

窓層の形成方法としては、CVD法、スピントロート法、ディップ法、蒸着法、スパッタ法などが挙げられる。CVD法は、次の方法によって、窓層の酸化物薄膜を得る。光電変換層3まで形成した部材をチャンバーに導入して、加熱した状態にし、Zn、Mg、In、Ga、Sn、TiとZrのうちの少なくともいずれかを含む有機金属化合物と水等をチャンバーに更に導入して、n型化合物半導体層上で反応させて、酸化物薄膜を得る。スピントロート法は、次の方法によって、窓層の酸化物薄膜を得る。光電変換層102まで形成した部材上に、Zn、Mg、In、Ga、Sn、TiとZrのうちの少なくともいずれかを含む有機金属化合物又は酸化物粒子を含む溶液をスピントロート塗布する。塗布後、乾燥機で加熱又は反応させ、酸化物薄膜を得る。ディップ法は、次の方法によって、窓層の酸化物薄膜を得る。スピントロート法と同様の溶液に、光電変換層102まで形成した部材のn型化合物半導体層側を浸す。所要時間後に溶液から、部材を引き上げる。引き上げ後、加熱又は反応させて、酸化物薄膜を得る。蒸着法は、次の方法によって、窓層の化合物薄膜を得る。抵抗加熱、レーザー照射などで、窓層材料を昇華させ、酸化物薄膜を得る方法である。スパッタ法は、ターゲットにプラズマを照射することで、窓層を得る方法である。CVD法、スピントロート法、ディップ法、蒸着法、スパッタ法の中でも、スピントロート法とディップ法は、光電変換層102へのダメージが少ない成膜方法であり、光電変換層102への再結合中心を生じさせない点で、高効率化の観点から好ましい製法である。

【0015】

(中間層：図示せず)

実施形態の中間層(図示せず)は、光電変換層102と上部電極103との間に又は光電変換層102と窓層との間に備えられた化合物薄膜層である。実施形態において、中間層を有する光電変換素子が好ましいが、中間層を省略してもよい。中間層は、 ZnS 、 $Zn(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 $(ZnMg_{1-x})(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 $(ZnCdMg_{1-x})(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 CdS 、 $Cd(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 $(CdMg_{1-x})S$ 、 $(CdMg_{1-x})(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 In_2S_3 、 $In_2(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 CaS 、 $Ca(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 SrS 、 $Sr(O_{1-x}S_{1-x})$ 、 $ZnSe$ 、 $ZnIn_{2-x}Se_4$ 、 $ZnTe$ 、 $CdTe$ と Si (、 $、$ 、 $、$ と $、$ は、それぞれ、 $0 < x < 1$ 、 $0 < x < 1$ 、 $0 < x < 1$ 、 $0 < x < 2$ 、 $0 < x < 4$ と $+x < 1$ を満たすことが好ましい。)のいずれかの化合物を含む又は前記1種乃至複数種の化合物からなる薄膜である。中間層は、上部電極103側のn型化合物半導体層の面のすべてを覆っていない形態でもよい。例えば、上部電極103側のn型化合物半導体層の面の50%を覆っていればよい。環境問題の観点から、中間層はCdを含まない化合物を用いると好ましい。中間層の体積抵抗率は、1cm以上であるとp型化合物半導体層内に存在する可能性のある低抵抗成分由来のリーク電流を押さえることが可能になるという利点がある。なお、Sを含む中間層を形成することによって、中間層に含まれるSをn型化合物半導体層にドープすることができる。

【0016】

中間層を有することでホモ接合型の光電変換層102を有する光電変換素子100A～Cの変換効率を向上させることができる。中間層を有することで、ホモ接合構造の光電変換層102を有する光電変換素子100A～Cの開放電圧を増やし、変換効率を向上させることができる。中間層の役割は、n型化合物半導体層と上部電極103の間のコンタクト抵抗を下げるることである。

10

20

30

40

50

【0017】

変換効率向上の観点から、中間層の平均膜厚は、1 nm以上10 nm以下が好ましい。中間層の平均膜厚は、光電変換素子の断面画像から求める。光電変換層102がヘテロ接合型の場合、バッファー層として例えば50 nmといった数十nm以上の厚さのCdS層が必要であるが、中間層はこれよりも薄い膜をn型化合物半導体層上に備える。ヘテロ接合型の光電変換層102を有する光電変換素子100A～Cの場合、実施形態の中間層の膜厚と同程度にすると変換効率が低下するため好ましくない。

【0018】

中間層は、変換効率向上の観点から、硬い膜であることが好ましく、硬い膜を成膜する方法としては、溶液成長法（Chemical Bath Deposition: CBD）、CVD法や物理気相成長法（Physical Vapor Deposition: PVD）のいずれかの方法が好ましい。硬い膜であれば、中間層が酸化物の膜であってもよい。なお、硬い膜とは、密度の高い緻密な膜を意味する。中間層の成膜時にn型化合物半導体層へダメージを与えると表面再結合中心が形成されてしまうため、低ダメージ成膜の観点から、中間層の成膜方法は、上記方法のうちCBD法が好ましい。1 nm以上10 nm以下といった薄膜を作るに際しては、膜の成長時間を厚さに応じて短くすればよい。例えば、60 nmの中間層をCBD法で成長させるために必要な反応時間が420秒とする成膜条件において、例えば、5 nmの中間層を成膜する場合は、反応時間を35秒にすればよい。膜厚を調整する方法としては、調整溶液の濃度を変えることでも可能である。

10

20

【0019】

(反射防止膜)

実施形態の反射防止膜104は、光電変換層102へ光を導入しやすくするための膜であって、上部電極103上に形成されている。反射防止膜104としては、例えば、MgF₂やマイクロレンズ（例えば、オプトメイト社製）を用いることが望ましい。反射防止膜104の膜厚は、例えば、90 nm以上120 nm以下である。反射防止膜104は、例えば、電子ビーム蒸着法により成膜することができる。

【0020】

第1の太陽電池A中の1つの光電変換素子100が壊れた場合に、太陽電池乃至太陽電池パネルへの影響を軽減するために整流素子（バイパスダイオード）を設けることが好ましい。各光電変換素子100A～Cに並列に接続したバイパスダイオードを設けることで、光電変換素子100A～Cのいずれの光電変換素子が壊れても、太陽電池への影響を軽減することができる。各光電変換素子100A～Cの下部電極101と上部電極103にバイパスダイオードを接続することが好ましい。バイパスダイオード及びその配線は、光電変換層102への光を妨げない構成が好ましい。

30

【0021】

第1の太陽電池Aと直列に整流素子（ダイオード）を接続してもよい。直列に接続するダイオードはそのアノードを第1の太陽電池の正極となる下部電極101と接続する、又は、そのカソードを第1の太陽電池Aの負極となる上部電極103と接続する。第1の太陽電池と直列に接続するダイオードは、第1の太陽電池Aの開放電圧が第2の太陽電池Bの開放電圧よりも低い場合に、電気が逆流することを防ぐ機能を有する。第2の太陽電池Bにも同様に直列に接続するダイオードを接続してもよい。第2の太陽電池Bと直列に接続するダイオードは、そのアノードが太陽電池の正極と接続する、又は、そのカソードを第1の太陽電池Aの負極と接続する。この場合、第1の太陽電池Aと直列に接続したダイオードと同様に機能する。第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bの両方に、直列に接続するダイオードを設けてもよい。バイパスダイオードを用いる場合は、光電変換素子100A～Cのいずれかの光電変換素子の故障により、太陽電池の開放電圧が低下する場合があり、この時にも、第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bとの電圧の整合が保てない場合に、直列接続したダイオードが機能する。直列に接続するダイオードは、電圧を降下させるため、変換効率の観点から、直列に接続するダイオードは、電圧降下の少ないものが好ま

40

50

しい。

【0022】

(第2の太陽電池B)

第2の太陽電池Bは、複数の第2の光電変換素子からなる。第2の太陽電池Bは、多接合型太陽電池のボトムセルとなる。図1では、複数の第2の光電変換素子は、200A、200B、200C、200D、200Eと200Fで表される。直列に接続された光電変換素子A～Fのそれぞれの間には、素子分離領域207を有する。図1では、6つの光電変換素子A～Fが直列に接続された形態であるが、素子の数は設計に応じる。第2の光電変換素子は、バックコンタクトを有する形態の太陽電池である。第2の光電変換素子は、絶縁層Cの第1の太陽電池とは反対側の面にn型又はp型のシリコン層201、シリコン層201の絶縁層Cとは反対側の面に露出したp+領域202、シリコン層201の絶縁層Cとは反対側の面に露出したn+領域203、p+領域202と接続したp電極204と、n+領域203と接続したn電極205とを有する。例えば、第2の光電変換素子200Aのn電極205と第2の光電変換素子200Bのp電極204とが配線部206によって接続して、第2の光電変換素子200A～Fのそれぞれは、直列に接続される。p+領域202やn+領域203は、第2の光電変換素子200の裏面であるバックコンタクト面に存在する。実施形態では、シリコン層201をn型として説明するがp型でもよい。

【0023】

第2の太陽電池Bは、例えば、第2の光電変換素子200A～Fはそれぞれ(例えば、200Aと200B)は素子分離されている。素子分離は、第2の光電変換素子200Aと200Bの間の領域を絶縁することによってなされる。素子分離によって、第2の光電変換素子200A～Fのそれぞれの光電変換素子間のリークを低減することができ、電力損失(電流損失 電圧損失)を減らすことができる。素子分離領域207は、隣り合う第2の光電変換素子200A～Fの隣り合う第2の光電変換素子を絶縁する領域がシリコン層201の厚さ方向(絶縁層Cとは反対側の面から絶縁層C方向)に形成されればよい。素子分離は、直列に接続する第2の光電変換素子200A～F間の断面積の40%以上に形成されればよい。並列に接続する第2の光電変換素子を素子分離する際も、直列接続の素子分離と同様である。直列に接続する第2の光電変換素子200A～F間の断面積とは、隣り合う第2の光電変換素子200A～Fを直列に接続するp電極とn電極を最短距離で繋ぐ仮想線に対して垂直方向であり、かつ、シリコン層201のバックコンタクト面に対して垂直な断面の面積である。素子分離領域207が狭くなると、指數関数的にリーク低減の効果が小さくなり、実質的に効果がなくなるため、40%未満は好ましくない。絶縁層の一部に素子分離領域を有する場合がある。つまり、シリコン層201の膜厚よりも深い素子分離領域207を多接合型太陽電池に形成してもよい。絶縁層Cに素子分離領域207が存在すると、回折効果により、光が散乱し、光電変換層への光量が増加して、変換効率が向上することが好ましい。素子分離には、シリコン層201の切断、シリコン層201への溝形成やシリコン単結晶の部分アモルファス化による移動度低下など、導電性を阻害するものが含まれる。切断や溝形成は、ダイサーなどによる切断やエッチングなどが挙げられる。移動度の低下は、イオンビームなどによって行うことができる。素子分離の切断による空隙や溝には、絶縁物が充填されていてもよい。素子分離を行う工程は、第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bを絶縁層Cで張り合わせる前又は後に行うことができる。絶縁層Cにまで素子分離領域207を形成する場合は、張り合わせ精度の観点から、素子分離領域207を形成する前に、第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bを張り合わせることが好ましい。

【0024】

素子分離領域207が増えると、直列できる第2の光電変換素子の数が多くなり、電池の発電電圧を高くすることができます。第2の太陽電池Bの発電電圧を調整し、第1の太陽電池Aと電圧整合を行うことで、多接合型太陽電池は、電圧と各太陽電池の電流値の積の発電量となる。しかし、素子分離領域207が多すぎると、シリコン層201の体積が減

り、シリコン層 201 の受光量が低下して発電量（電流）が低下してしまう。そこで、バックコンタクト面の素子分離領域 207 の面積は、シリコン層 201 のバックコンタクト面の面積の 1 % 以下が好ましい。

【0025】

シリコン層 201 は、p 型又は n 型の単結晶シリコン層である。シリコン層 201 の膜厚は、例えば 50 μm 以上 400 μm 以下である。シリコン層 201 には、p+ 領域 202 と n+ 領域 203 を有する。シリコン層 201 は、B、A1、N、P や As などのドーパントを含む。シリコン層 201 と p+ 領域 202 又は n+ 領域 203 は p-n 接合し、光電変換層となる。シリコン層 201 と絶縁層 C との間に反射防止膜を設けてもよい。

【0026】

p+ 領域 202 と n+ 領域 203 は、シリコン層 201 を例えればイオン注入や熱拡散法などによって n 型化 (n+) および p 型化 (p+) したシリコン層 201 の絶縁層 C とは反対側の面である裏面に形成された領域である。p+ 領域 202 と n+ 領域 203 は、それぞれ同様の U 字型や櫛形などの形状を有する。p+ 領域 202 と n+ 領域 203 は、噛み合うように配置される。p+ 領域 202 と n+ 領域 203 は、接しておらず、間にシリコン層 201 の領域があることが好ましい。イオン注入は、マスクを用いて例えば、深さ 50 nm から 2 μm の領域が形成されるように B、A1、N、P や As などのドーパントをシリコン層 201 にドーピングして行う。各領域 202、203 のドーパント濃度は、 $1.0 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ 以上 $1.0 \times 10^{20} \text{ cm}^{-3}$ 以下程度が好ましい。p+ 領域 202 および n+ 領域 203 のドーパント濃度は、シリコン層 201 の不純物濃度よりも高い。

10

【0027】

p+ 領域 202 および n+ 領域 203 は、それぞれ p 電極 204 および n 電極 205 を有する。p 電極 204 および n 電極 205 が、第 2 の太陽電池 B のバックコンタクトの電極となる。p 電極 204 および n 電極 205 は、光電変換素子 200 を並列ないし直列に接続するための電極となり、バイパスダイオードを設ける場合は、p 電極 204 および n 電極 205 とダイオードを接続する。電極は、例えは、マスクを用いて堆積された厚さ 1 μm 程度の Cu や Al 膜である。

20

【0028】

第 2 の太陽電池 B 中の 1 つの光電変換素子 200A ~ F のいずれかが壊れた場合に、太陽電池乃至太陽電池パネルへの影響を軽減するためにバイパスダイオードを設けることが好ましい。各光電変換素子 200 と並列に接続したバイパスダイオードを設けることで、いずれの光電変換素子 200A ~ F のいずれかが壊れても、太陽電池への影響を軽減することができる。各光電変換素子 200 の p 電極 204 と n 電極 205 にバイパスダイオードを接続することが好ましい。シリコン層 201 中にイオン注入などによってダイオードを形成してもよいし、ダイオードを外付けにしてもよい。

30

【0029】

図 2 から 6 を用いて素子分離の形態とその多接合型太陽電池について説明する。第 1 の太陽電池 A については、1 素子でもよいし、複数の素子を直列に接続してもよい。

第 2 の太陽電池 B の 2 つの光電変換素子の素子分離を行わない形態の多接合型太陽電池の概念図を図 2 示す。図 2 の多接合型太陽電池は、第 1 の太陽電池 A と、絶縁層 C と、第 2 の太陽電池 B とを有する。第 2 の太陽電池 B は、2 つの光電変換素子が直列に接続されている。2 つの光電変換素子は、素子分離されていないため、2 つの光電変換素子間に光電変換素子とは、逆の起電力が生じる。逆起電力によって、光電変換素子の発電が一部相殺されるため第 2 の太陽電池 B の変換効率が低く、また、第 1 の太陽電池 A と第 2 の太陽電池 B との電圧整合がうまくできないため、多接合型太陽電池としても、変換効率が低くなる。

40

【0030】

第 2 の太陽電池 B の 2 つの光電変換素子を素子分離する形態の多接合型太陽電池の概念図を図 3 示す。図 3 の多接合型太陽電池は、第 2 の光電変換素子の間（例えは、図 1 でいう 200A と 200B 間）が切断され、切断された領域に絶縁物が充填されていること以

50

外は、図2の多接合型太陽電池と同様である。図3の多接合型太陽電池は、第2の太陽電池Bの光電変換素子間を完全に素子分離するように素子分離領域が形成されているため、光電変換素子間に起電力が生じない構成となっている。本形態であれば、第2の太陽電池Bの開放電圧を高くし、第1の太陽電池Aとの電圧整合が容易となる。第2の太陽電池Bは、位置合わせ精度の観点から、素子分離前に第1の太陽電池Aと絶縁層Cと第2の太陽電池Bとを貼り合わせることが好ましい。

【0031】

第2の太陽電池Bの3つの光電変換素子200を素子分離する形態の多接合型太陽電池の概念図を図4示す。図4の多接合型太陽電池は、第2の光電変換素子の間（例えば、図1でいう200A～200Cのそれぞれ間）が不完全に切断され、切断された領域に絶縁物が充填されて、第2の光電変換素子は素子分離されている。素子分離は、2領域に存在し、その領域の深さが異なる。素子分離は、シリコン層201を完全に分離する形態が好ましいが、不完全な分離であっても第2の光電変換素子間の電圧のリークを低減することができる。図4中では、右側よりも左側の方が素子分離領域が深いため、左側の光電変換素子間の方が、電圧・電流のリークを低減する効果が高い。本形態であれば、第2の太陽電池Bの開放電圧を高くし、第1の太陽電池Aとの電圧整合が容易となる。素子分離の深さによって、第2の太陽電池Bの開放電圧を調整することも可能である。本形態の第2の太陽電池Bは、素子分離を不完全に行っているため、素子分離後に、第1の太陽電池Aと絶縁層Cと第2の太陽電池Bとを貼り合わせても好ましい。

【0032】

第2の太陽電池Bの3つの光電変換素子を素子分離し、各光電変換素子のp電極204とn電極205間に整流素子（ダイオード）を有する形態の多接合型太陽電池の概念図を図5示す。図5の多接合型太陽電池は、図4の多接合型太陽電池とは異なり、3つの光電変換素子にそれぞれバイパスダイオードを設けた形態である。本構成の太陽電池によれば、光電変換素子のいずれかが壊れて絶縁状態になったとしても、バイパスダイオードを介して電気が流れるため、第2の太陽電池Bとして発電が可能である。

【0033】

イオンビームを用いて、単結晶シリコンをアモルファス化する素子分離を行い、第2の太陽電池Bの3つの光電変換素子を素子分離する形態の多接合型太陽電池の概念図を図6示す。図6の多接合型太陽電池は、図4の多接合型太陽電池とは異なり、光電変換素子間のシリコン層にイオンビームを照射して、光電変換素子間のシリコン層201をアモルファス化し、光電変換素子間に絶縁領域を形成する代わりに、その移動度を低下させた形態である。絶縁ではなく移動度低下させているため、第2の太陽電池Bは、完全に素子分離した際の10%程度の電流になるが、第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bとの電圧整合ができるため、素子分離しない形態に比べて多接合型太陽電池の変換効率を高めることができる。

【0034】

光電変換素子間を接続する配線部206が、p+領域202およびn+領域203の他にシリコン層201をまたぐ場合は、そのシリコン層201上に絶縁膜を設け、リークを減らすことが好ましい。絶縁膜は、マスクを用いて形成したSiO₂などである。

【0035】

配線部206は、隣り合う光電変換素子のp電極204とn電極205が接続され、光電変換素子は直列に接続される。配線部206は、バックコンタクト面に形成されるため、p電極204とn電極205と同様に、例えば、CuやAlなどの金属膜を用いることができる。

上記実施形態では、第2の太陽電池Bをボトムセルとして説明したが、第2の太陽電池Bをトップセルとする多接合型太陽電池の場合は、フロントコンタクトに実施形態の直列配線と素子分離を適用することができる。第2の太陽電池をトップセルとする場合は、第2の太陽電池Bの電極及び配線に透光性を有する部材を用いることが好ましい。

【0036】

10

20

30

40

50

(絶縁層C)

絶縁層Cは、第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bを接合する絶縁性の層である。絶縁層Cとしては、例えば、青板ガラス、石英、白板ガラス、樹脂層(接着剤層を含む)、又は、これらを用いた積層体である。図1の多接合型太陽電池の絶縁層Cは、青板ガラス301とアクリル樹脂接着層302からなる。絶縁層Cは、第1の太陽電池Aと第2の太陽電池Bを接続し、第1の太陽電池Aを通過した光を透過して第2の太陽電池Bへ導く。接着剤としては、例えば、アクリル系バインダーを用いることができる。絶縁層Cに第2の太陽電池Bの素子分離領域207が形成される場合もある。

以下、実施例に基づき実施形態の多接合型太陽電池をより具体的に説明する。

【0037】

(実施例1)

実施例1では、図3の概念図に示す形態の多接合型太陽電池を作製する。まず、絶縁層の一部となるソーダライムガラス上に第1の太陽電池を作製する。厚さ200nmのITO膜が形成された1cm×1cmのソーダライムガラスを用い、光電変換層となるCu_{0.85}(In_{0.12}Ga_{0.59}Al_{0.29})(Se_{0.9})₂薄膜を蒸着法(3段階法)により堆積する。まず、基板温度を300℃に加熱し、Al及びInとGaとSとSeを堆積する(第1段階目)。その後、基板温度を500℃まで加熱し、Cu及びSとSeを堆積する。吸熱反応の開始を確認し、一旦、Cuが過剰の組成でCuの堆積を停止する(第2段階目)。堆積停止直後、再びAl及びInとGaとSとSeを堆積する(第3段階目)ことで、若干、Al又はIn又はGa等のIII族元素過剰組成にする。光電変換層の膜厚は約2000nm程度とする。

【0038】

得られた光電変換層の一部をn型化するため、光電変換層まで堆積した部材を濃度0.08mMの硫酸カドミウムを溶解させた25%アンモニア溶液に浸し、室温(25℃)で22分間反応させる。これにより光電変換層の上部電極を形成する側の深さ100nm程度の領域にCdがドーピングされたn型半導体層が形成される。このn型半導体層上にCdSコントラクト層、半絶縁層であるi-ZnO薄膜をスピンドルにより堆積する。続いて、この半絶縁層上に、上部電極となるアルミナ(Al₂O₃)を2wt%含有するZnO:Alターゲットを用いてスパッタを行い、300nm程度堆積する。最後に反射防止膜としてMgF₂を電子ビーム蒸着法により105nm程度堆積してソーダライムガラス上に第1の太陽電池を作製する。

【0039】

次に第2の太陽電池を作製する。n型の200μm厚の単結晶シリコン層の一方の表面の一部にB元素とP元素をそれぞれ別の領域に濃度が $2.0 \times 10^{-19} \text{ cm}^{-3}$ で深さ0.2μm、幅300μmとなるようにイオン注入することにより、一部p+、n+型化する。p+型化とn+型化によって、シリコン層のバックコントラクト側には、p+領域とn+領域が2つずつp+、n+、p+、n+の順に形成される。そして、2つの光電変換素子が形成される。p+領域とn+領域の間には、イオン注入がなされていない領域が存在する。p+領域とn+領域上にマスクを用いてp電極およびn電極としてCuを1μm堆積して第2の太陽電池を作製する。

【0040】

次に、第1の太陽電池を有するソーダライムガラスの第1の太陽電池を有する面とは反対側の面に接着剤としてアクリル樹脂を用いて、第2の太陽電池のシリコン層のn+領域およびp+領域を有する面とは反対側の面を貼り付ける。接着剤の層の厚さは50μm程度である。貼り付けられた部材のシリコン層の2つの光電変換素子の間の領域をシリコン層のバックコントラクト側の面から第1の太陽電池方向にダイサーを用いてシリコン層の端から端まで1cmの長さを切断してシリコン層の光電変換素子を素子分離する。切断深さはシリコン層の厚さと同じ200μmであり、切断幅は、15μmである。シリコン層が切断されたことによって生じた空隙にアクリル樹脂を充填する。

【0041】

10

20

30

40

50

次に、素子分離領域の隣にある n + 領域と p + 領域上の電極を C u で配線して光電変換素子を直列に接続して実施例 1 の多接合型太陽電池を作製する。図 7 の概念図には、 p + 領域や n + 領域が形成されたシリコン層のバックコンタクト面を示す。第 1 の太陽電池の I T O 電極と上部電極、 p + 領域と n + 領域を半導体パラメータアナライザに接続し、ソーラーシミュレータにより AM 1 . 5 の擬似太陽光照射下で、第 1 の太陽電池単独、第 1 の太陽電池が形成された状態での第 2 の太陽電池単独、さらに第 1 の太陽電池と第 2 の太陽電池を並列に接続した多接合型太陽電池の開放電圧 (Voc) 、短絡電流密度 (Jsc) 及び変換効率 (%) をそれぞれ測定する。測定した結果を表 1 に示す。変換効率 η は、開放電圧 Voc 、短絡電流密度 Jsc 、出力因子 FF 、入射パワー密度 P を用い、 $\eta = \frac{V_{oc} \cdot J_{sc} \cdot FF}{P} \times 100$ の式から計算される。

10

【 0 0 4 2 】

(実施例 2)

素子分離において、 p + 領域や n + 領域が形成された面から第 1 の太陽電池の方向に 180 μm の深さまで切断すること以外は、実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。実施例 2 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 1 に示す。

【 0 0 4 3 】

(実施例 3)

素子分離において、 p + 領域や n + 領域が形成された面から第 1 の太陽電池の方向に 80 μm の深さまで切断すること以外は、実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。実施例 3 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 1 に示す。

20

【 0 0 4 4 】

(実施例 4)

素子分離において、 p + 領域や n + 領域が形成された面から第 1 の太陽電池の方向に 210 μm の深さまで切断し、アクリル樹脂にまで素子分離領域が形成されること以外は、実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。実施例 4 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 1 に示す。

【 0 0 4 5 】

(実施例 5)

素子分離において、図 8 の概念図に示すように、シリコン層の両端部を 0 . 5 mm ずつ切断しないようにダイサーで切断すること以外は実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。切断せずにシリコン層を残す領域の長さは、実施例 1 の切断長さの 5 % ずつの 2 領域で合計 10 % である。実施例 5 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 1 に示す。

30

【 0 0 4 6 】

(比較例 1)

素子分離を行わないこと以外は、実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。比較例 1 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 1 に示す。

40

【 0 0 4 7 】

【 表 1 】

	第 1 の太陽電池			第 2 の太陽電池			多接合型太陽電池		
	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)
実施例 1	1.2	16	15.3	1.3	12	12.1	1.2	27	24.6
実施例 2	1.2	16	15.3	1.1	10	7.7	1.1	26	19.5
実施例 3	1.2	16	15.3	1.0	7	5.3	1.0	17	16.3
実施例 4	1.2	16	15.3	1.3	12	12.2	1.2	27	24.7
実施例 5	1.2	16	15.3	1.1	10	7.7	1.1	26	19.5
比較例 1	1.2	16	15.3	0.7	21	10.3	0.7	35	18.4

【 0 0 4 8 】

50

実施例 1 は、第 2 の太陽電池の電圧が直列化していないものに対し、ほぼ 2 倍に向上し、電流値はほぼ半分となっており、目的とする性能を示している。実施例 2 は、リーク成分の存在により、電圧、電流ともにロスが生じていることが理解できる。実施例 3 は、素子分離が不完全であると効率向上が阻害されていることが理解できる。実施例 4、5 は、実施例 1 と比較して若干電流値が増大しているが、これは、切断部で吸収されることのなかった光が乱反射されて周囲のセルに吸収されていることに起因すると思われる。接着剤が完全に固まる前にスクライプを行った場合などは、接着剤にできた切断部と下地の太陽電池の切断部がずれている場合があるが、一部が重なっている限りは電流の増加が期待できる。また、切断部の一部に完全に切断されていない部分があっても大きなリーク源でない限りは有効であると考えられる。（たとえば、切断部の 1 箇所だけ、切断深さが 90 % の場合など）10

比較例 1 は、第 2 の太陽電池の電圧向上がほとんど得られていない。これは、素子分離がなされていないため、直列構造になっていないことを起因とする。裏面電極の形が直列化していないものとパターンが異なるため、吸収したフォトンの一部が再結合してしまうことで、電流値も稼ぐことができずに低い効率となってしまっている。各実施例と比較例 1 の結果を比較すると、素子分離をしないと電圧整合することができず、中途半端な素子分離ではリーク成分により高効率化の効果が得にくいことが理解できる。

【0049】

(実施例 6)

12 cm × 12 cm の基板上に、スクライプにより ITO 電極を 20 素子分に分割し、20 光電変換層を ITO 電極上に堆積する。光電変換素子が 20 等分になるように光電変換層をスクライプし、20 の光電変換素子が直列に接続されるように上部電極を形成し、スクライプしてから、さらに反射防止膜を形成して光電変換素子が 20 直列に接続した第 1 の太陽電池を作製する。次いで、12 cm × 12 cm のシリコン層に 38 ずつの p+ 領域と n+ 領域をイオン注入で形成し、38 の等面積の第 2 の光電変換素子を作製する。これを第 1 の太陽電池が形成された基板と張り合わせた後に 38 の第 2 の光電変換素子をダイサーで切断し素子分離する。素子分離した第 2 の光電変換素子をすべて直列に接続した第 2 の太陽電池を作製すること以外は、実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。作製した多接合型太陽電池の概念図と回路を図 9 に示す。図 9 中の数値は、光電変換素子の番号である。第 1 の太陽電池は 20 の光電変換素子で、第 2 の太陽電池は 38 の光電変換素子であることを数値は示している。30 実施例 6 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 2 に示す。

【0050】

(実施例 7)

12 cm × 12 cm の基板上に、スクライプにより 20 等分した光電変換層を形成する。その後、1 から 10 までの光電変換素子と、11 から 20 までの光電変換素子がそれぞれ 10 直列に接続するように上部電極を形成する。この時、10 と 11 の光電変換素子は直列にも並列にも接続しない。さらに反射防止膜を形成する。10 直列に接続した 2 つの光電変換素子を並列に接続して第 1 の太陽電池を作製する。次いで、12 cm × 12 cm のシリコン層に 19 ずつの p+ 領域と n+ 領域をイオン注入で形成し、19 の等面積の第 2 の光電変換素子を作製し、第 1 の太陽電池が形成された基板と張り合わせた後に 19 の第 2 の光電変換素子をダイサーで切断し素子分離する。素子分離した第 2 の光電変換素子をすべて直列に接続した第 2 の太陽電池を作製すること以外は、実施例 1 と同様に多接合型太陽電池を作製する。作製した多接合型太陽電池の概念図と回路を図 10 に示す。40 実施例 7 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 2 に示す。

【0051】

(実施例 8)

12 cm × 12 cm の基板上に、スクライプにより ITO 電極を 20 素子分に分割し、50 光電変換層を ITO 電極上に堆積する。光電変換素子が 20 等分になるように光電変換層

をスクライプし、20の光電変換素子が直列に接続されるように上部電極を形成し、さらに反射防止膜を形成して光電変換素子が20直列に接続した第1の太陽電池を作製する。次いで、12cm×5.5cmのシリコン層にイオン注入を行って19ずつのp+領域とn+領域を形成する。イオン注入を行ったシリコン層を第1の太陽電池が形成された基板に貼り合わせる。次いで、シリコン層をダイサーで切断し素子分離して、19の等面積の光電変換素子を2部作製する。そして、2部の第2の光電変換素子を直列に接続して第2の太陽電池を作製すること以外は、実施例1と同様に多接合型太陽電池を作製する。作製した多接合型太陽電池の概念図と回路を図11に示す。実施例8の多接合型太陽電池も実施例1と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表2に示す。

10

【0052】

(実施例9)

実施例9は実施例6の第2の光電変換素子にバイパスダイオードを設けた多接合型太陽電池である。第2の光電変換素子のp電極にダイオードのカソードを接続し、第2の光電変換素子のn電極にアノードを接続する。バイパスダイオードは、第2の光電変換素子のシリコン層中に形成したものではなく、外付けのダイオードである。作製した実施例9の多接合型太陽電池の概念図を図12に示す。作製した多接合型太陽電池について実施例1と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表2に示す。

【0053】

(比較例2)

20

ダイサーで素子分離する際に1つの第2の光電変換素子をすべて除去する。光電変換素子を除去した場所にも電極を形成して実施例9と同様に多接合型太陽電池を作製する。作製した多接合型太陽電池の概念図と回路を図13に示す。黒色塗りつぶしの白抜き文字の領域は、光電変換素子が存在しない領域である。作製した比較例2の多接合型太陽電池について実施例1と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表2に示す。

【0054】

(実施例10)

実施例10は実施例6の第1の太陽電池と第2の太陽電池とそれぞれ直列にダイオードを接続した多接合型太陽電池である。作製した実施例10の多接合型太陽電池の概念図と回路を図14に示す。作製した多接合型太陽電池について実施例1と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表2に示す。

30

(実施例11)

実施例11は実施例6において、38の等面積の第2の光電変換素子を作製する際にダイサーで切断し素子分離して形成された溝にアクリル樹脂を流し込んだ以外は、実施例6と同様に多接合型太陽電池を作製する。作製した実施例11の多接合型太陽電池の概念図と回路を図15に示す。実施例11の多接合型太陽電池も実施例1と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表2に示す。

【0055】

【表2】

40

	第1の太陽電池			第2の太陽電池			多接合型太陽電池		
	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)
実施例6	24.5	112	15.2	24.7	91.5	12.4	24.5	203	27.3
実施例7	12.3	224	15.2	12.3	187	12.5	12.3	411	27.7
実施例8	24.5	112	15.2	24.7	82.0	11.0	24.5	193	25.7
実施例9	24.5	112	15.2	24.7	91.5	12.2	24.5	203	27.3
実施例10	24.2	111	14.9	24.4	90.4	11.9	24.2	201	26.4
実施例11	24.5	112	15.2	24.7	91.5	12.4	24.5	203	27.3
比較例2	24.5	112	15.2	23.9	91.5	11.9	23.9	203	27.1

【0056】

実施例6は、直列数が増え、第1、第2の太陽電池同士の電圧差が小さくなつたために

50

、実施例 1 ~ 5 より高効率な太陽電池が得られており、有効性が示されている。実施例 7 は、上部太陽電池を並列接続することにより開放電圧を低下させることで、下部の単結晶シリコン太陽電池の切断数を減らすことが可能であることが理解できる。これは、切断部近くのデッドエリアを減らすことができ、効率向上が可能であることを意味する。並列数は自由に選択できるため、大きなパネルを作る際には、高効率化にとって重要な手法となる。実施例 8 は、太陽電池パネルを作る際に、それぞれのウエハを準備し、直列化することが可能であることが理解できる。実施例 7、8 において、直列・並列の選択肢が広がり、高効率太陽電池パネルの設計が容易になる。実施例 9 は、性能の劣化が見られないで、バイパス回路を設置することによる特性劣化は生じていない。太陽電池の光電変換素子の一部に絶縁性などの破壊が生じた場合は、破壊された光電変換素子の部分をバイパスするために、効率の低下を抑制することが可能となる。実施例 10 は、逆流防止用ダイオードの電圧効果のため、電圧が低下している。バイパスダイオードと比較すると効率の低下が見られるが、万が一、第 1 もしくは第 2 の太陽電池の片方が壊れてしまった場合でも、内部でのショートを抑えることができるので、性能の低下を抑制することが可能となる。比較例 2 では、意図的にバイパスダイオードが動作する状態を作製しているが、電圧効果がみられるのみであるため、バイパスダイオードの有効性が示されている。実施例 11 では、実施例 9 で第 2 の太陽電池にできた切断の溝に樹脂を埋め込んだ場合の性能を示している。性能の低下は確認できない。樹脂を埋めることで機械的な強度が増し、第 2 の太陽電池の一部が剥がれてしまい効率が低下することを抑制することができる。

【0057】

(実施例 12)

実施例 12 は実施例 6 において、第 1 の太陽電池の光電変換層の p 層に Cu_{0.8}I_{n0.49}Al_{0.51}Se₂ を用いた以外は、実施例 6 と同様に多接合型太陽電池を作製する。実施例 13 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 3 に示す。

【0058】

(実施例 13)

実施例 13 は実施例 6 において、第 1 の太陽電池の光電変換層の p 層に CuAl_{0.5}Ga_{0.4}Se₂ を用い、スクライプにより分断する数を 38 から 46 に変更した以外は、実施例 6 と同様に多接合型太陽電池を作製する。実施例 13 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 3 に示す。

【0059】

(比較例 3)

素子分離を行わないこと以外は、実施例 12 と同様に多接合型太陽電池を作製する。比較例 3 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 3 に示す。

【0060】

(比較例 4)

素子分離を行わないこと以外は、実施例 13 と同様に多接合型太陽電池を作製する。比較例 4 の多接合型太陽電池も実施例 1 と同様に開放電圧、短絡電流密度及び変換効率を測定する。測定した結果を表 3 に示す。

【0061】

【表 3】

	第1の太陽電池			第2の太陽電池			多接合型太陽電池		
	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)	Voc(V)	Jsc(mA)	η (%)
実施例12	24.6	110	15.0	24.7	91.5	12.4	24.6	201	26.8
実施例13	30.2	56.0	9.4	29.9	90.7	14.7	29.9	146	23.1
比較例3	24.6	110	15.0	0.7	3440	12.4	0.7	3400	12.3
比較例4	30.2	56.0	9.4	0.7	4090	14.7	0.7	4050	14.5

【0062】

実施例12は、第1の太陽電池のバンドギャップがほとんど変化していないため、実施例6とほとんど差がない。一方、実施例13は、第1の太陽電池のバンドギャップが大きく変化したため、第2の太陽電池の光吸収量が変化しているが、実施例13では本構成とすることで効率が向上している。比較例3、4は、第1と第2の太陽電池を多接合に構成した効果が得られず、特性は逆に減少している。電圧、電流ともに差が大きいためにロスが大きくなったものと思われる。比較例3、4より、第2の太陽電池内で直列化を行わないのであれば、第1の太陽電池と多接合化する効果が得られないことが理解できる。

これら実施例12、13より、第1の太陽電池のp層がCu(In,Al)Se₂、Cu(Ga,Al)Se₂を用いた場合でも本発明の効果を期待できる。このことから、前記実施例以外に、Cu(In,Al)(S,Se)₂、Cu(Ga,Al)(S,Se)₂でも同様の効果が得られることが理解できる。さらに、CuをAgに変えたAg(In,Ga,Al)(S,Se)₂でも同様の効果が期待できる。10

【0063】

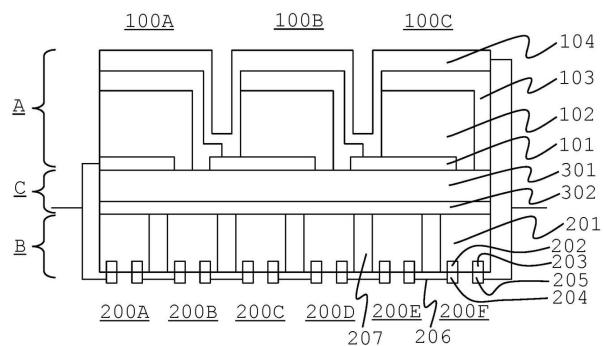
明細書中、元素の一部は元素記号のみで表している。

以上、実施形態の光電変換素子および太陽電池を説明したが、実施形態は例示した形態そのままに限定解釈されるものではなく、実施段階ではその要旨を逸脱しない範囲で構成要素を変形して具体化できる。また、上記実施形態に開示されている複数の構成要素の適宜な組み合わせにより種々の発明を形成することができる。例えば、変形例の様に異なる実施形態にわたる構成要素を適宜組み合わせても良い20

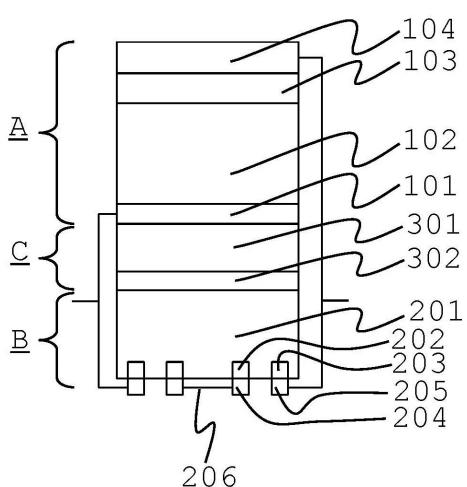
【符号の説明】**【0064】**

A … 第1の太陽電池、B … 第2の太陽電池 B … 絶縁層、100A ~ C … 光電変換素子、
101 … 下部電極、102 … 光電変換層、103 … 上部電極、104 … 反射防止膜、200A ~ F … 第2の光電変換素子、201 … シリコン層、202 … p+領域、203 … n+領域、
204 … p電極、205 … n電極、206 … 配線部、207 … 素子分離領域、301 … 青板ガラス、302 … アクリル樹脂接着層

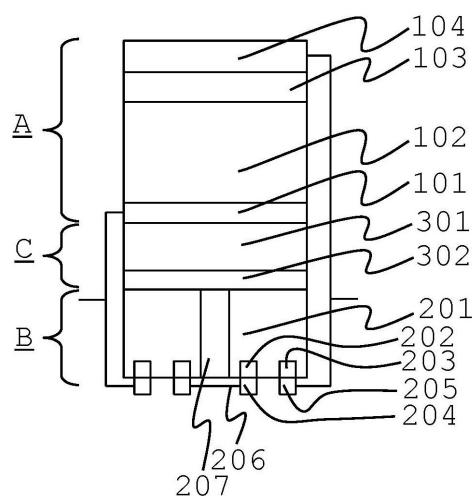
【図1】



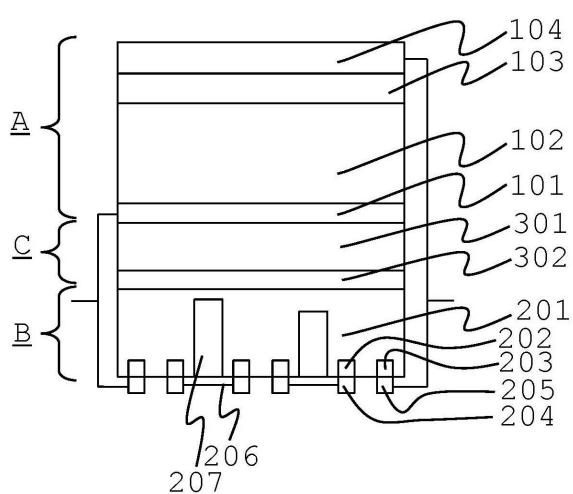
【図2】



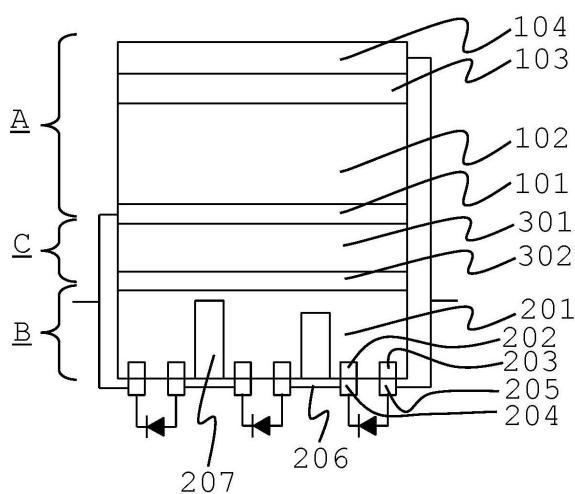
【図3】



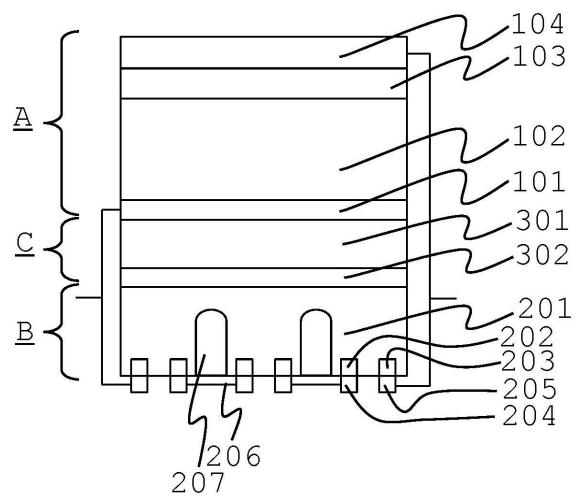
【図4】



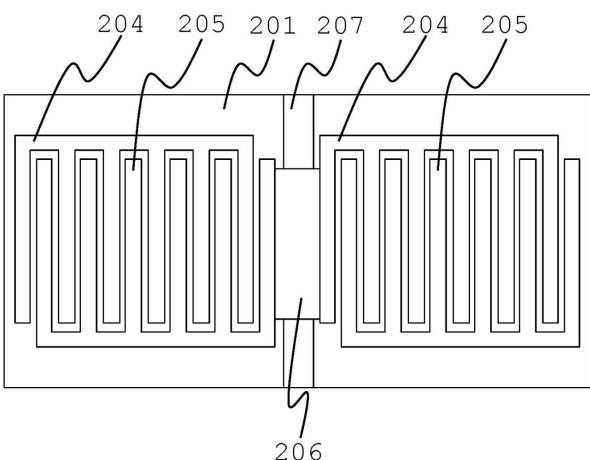
【図5】



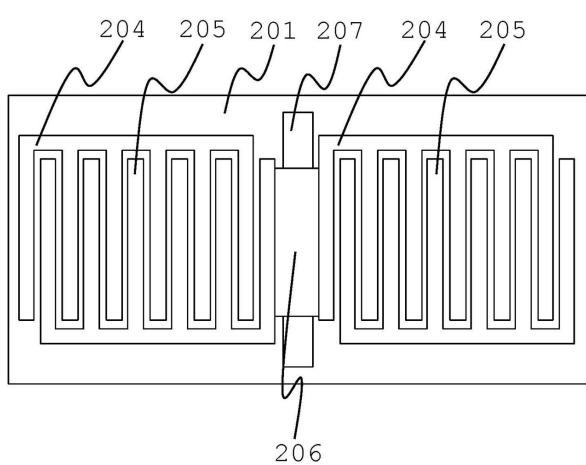
【図6】



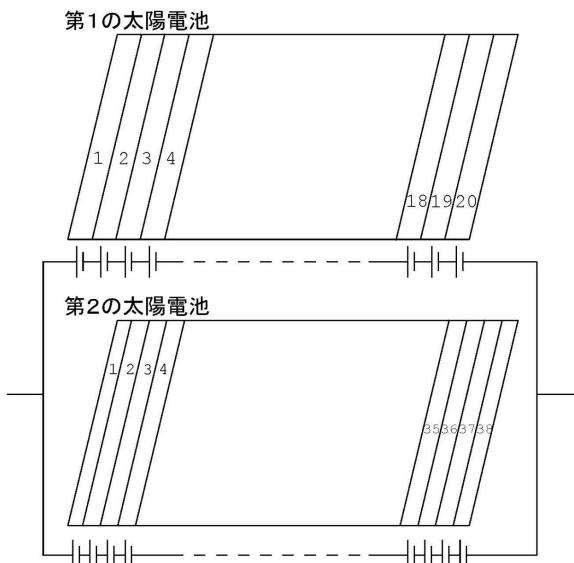
【図7】



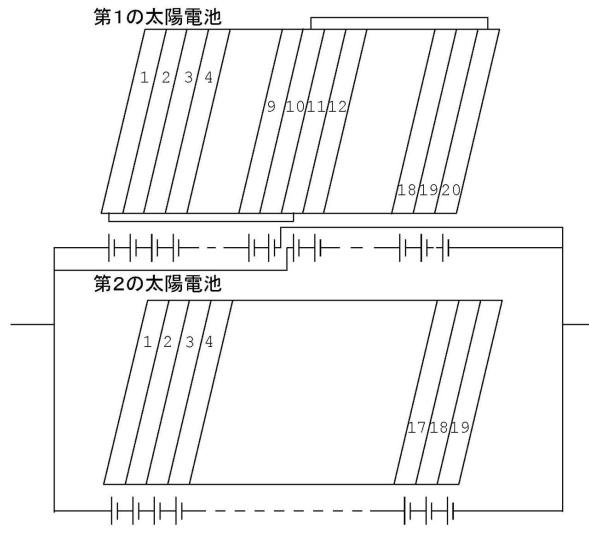
【図8】



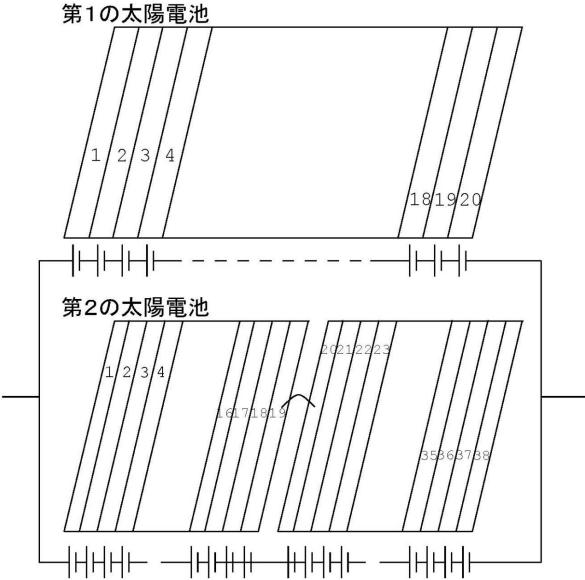
【図9】



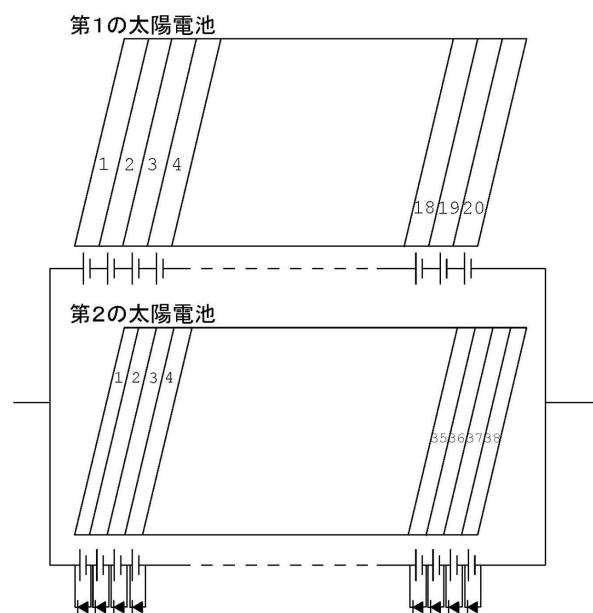
【図10】



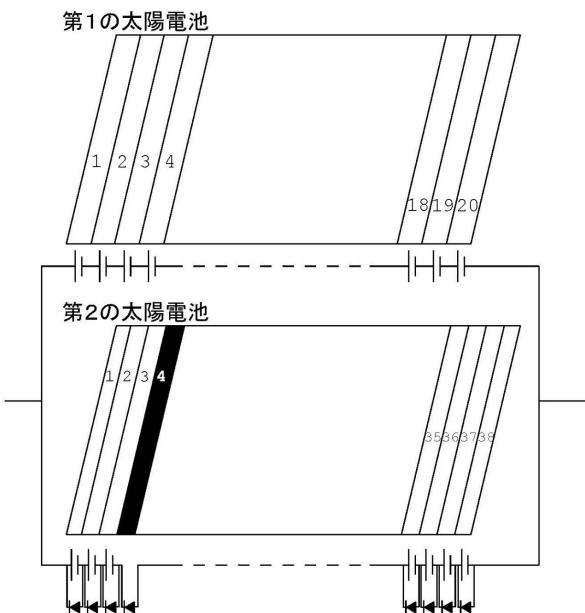
【図11】



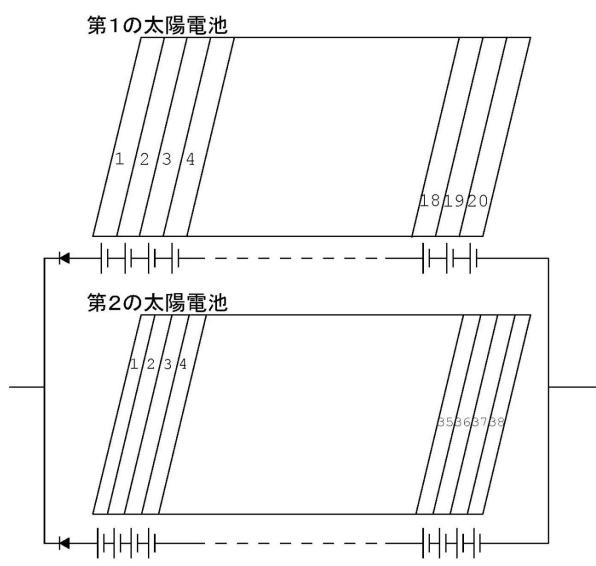
【図12】



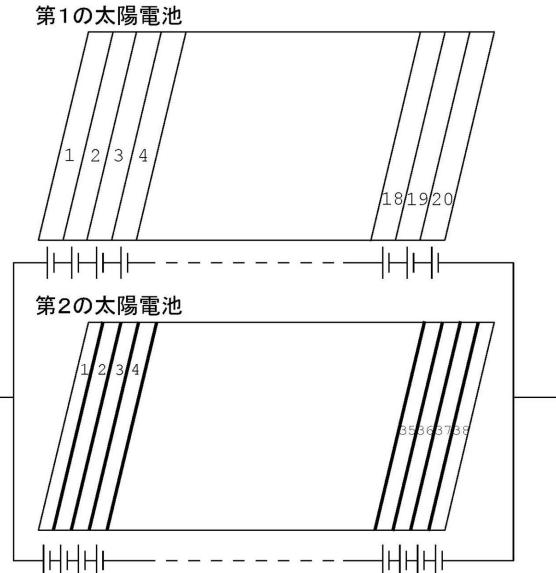
【図13】



【図14】



【図15】



フロントページの続き

(72)発明者 平賀 広貴
東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内
(72)発明者 中川 直之
東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内
(72)発明者 山崎 六月
東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内
(72)発明者 桜田 新哉
東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内
(72)発明者 稲葉 道彦
東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内
(72)発明者 斎藤 ひとみ
東京都港区芝浦一丁目1番1号 株式会社東芝内

合議体

審判長 恩田 春香
審判官 小松 徹三
審判官 近藤 幸浩

(56)参考文献 中国特許出願公開第101924156(CN,A)
米国特許出願公開第2010/0059111(US,A1)
特開2008-211217(JP,A)
特開2006-344724(JP,A)
特表2009-510719(JP,A)
国際公開第2010/087312(WO,A1)
特開2012-151471(JP,A)
特開2001-264520(JP,A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

H01L 31/02 - 31/078 , 31/18 - 31/20 , 51/42 - 51/48