

背接觸太陽電池模組封裝技術與效率提升發展

High Performance of Back Contact Solar Module Technology

謝心心、林福銘、陸文豪

Hsin-Hsin Hsieh, Fu-Ming Lin, Wen-Haw Lu

根據每年歐洲太陽能協會 (EPIA) 預測太陽能市場技術分析，矽晶太陽能電池技術由於具有高度成熟的技術以及元件穩定性，短期內仍是市場主流，然而為了達到低成本／高輸出的要求，必須藉由材料的匹配最佳化以及結構的改良，以達到高效能的目標。背接觸式太陽能電池模組不同於傳統的太陽能電池模組，除了電池設計突破傳統電池遮光面積過大的問題，模組技術方面，可改善封裝損失與降低串聯電阻，另一方面，以導電膠取代傳統的高溫焊接製程，能大幅降低晶片翹曲率，並且達到快速封裝製程的目標。

According to the annual reports and analyses from European Photovoltaic Industry Association (EPIA), crystalline solar (c-Si) cell module technology should be the main stream on the photovoltaic market share by 2030 since the c-Si has a high reliability nature. However, in order to fulfill the requirements on low-cost and high performance, back contact solar cell module technology was carried out to increase the light-exposure area on the cell surface and reduce the power loss/series resistance at module end. Compare to the conventional H-grid solar module process, the high temperature soldering was replaced by electrical conductive adhesive for interconnecting process. Thus, the wafer bowing rate can be reduced and a fast lamination step can be achieved.

一、矽晶太陽能電池技術與效率提升發展

近年來，隨著能源危機與全球暖化對地球帶來的警訊，可再生能源的應用成為各國政府傾力發展的目標。2010年12月由歐洲太陽能產業協會出版的「2010年太陽能市場分析」(Market Outlook 2010)⁽¹⁾公布，太陽光電市場自2000—2007年開始以穩定趨勢成長，然而隨著各國開始正視能源危

機與地球暖化，2008年系統安裝大幅增加，隨後雖伴隨經濟危機的影響，2010年全球太陽能系統安裝量為16.5 GW，相較於2009年的設置量(7.2 GW)，約成長了129%，使全球太陽能系統安裝量累積約39 GW，而2011年更預估可達到20 GW以上的設置量。根據Solarbuzz數據統計，設置系統主要仍分布在德國(42%)為首的歐洲地區⁽²⁾，而亞洲市場隨著近年來中國、台灣的積極參與，太陽能源在亞洲的市場正在快速擴張。在製造生產方面，

The global PV market in 2010: approximately 16 GW.

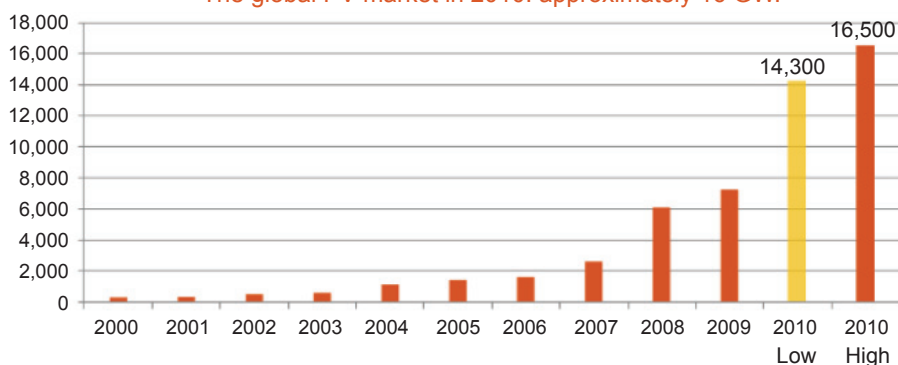


圖 1. 全球太陽能系統安裝量 (2000—2010 年)⁽¹⁾。

台灣與中國在太陽能電池的生產加總將趨近全球近 60%，證明太陽能電池的生產重鎮已經從歐洲轉移到亞洲，根據統計，目前台灣的太陽能電池產能為全世界排名第二⁽³⁾。

EPIA 統計各類太陽能技術之市場占有率，矽晶太陽能電池仍是市場主流⁽²⁾。數據指出 2010 年

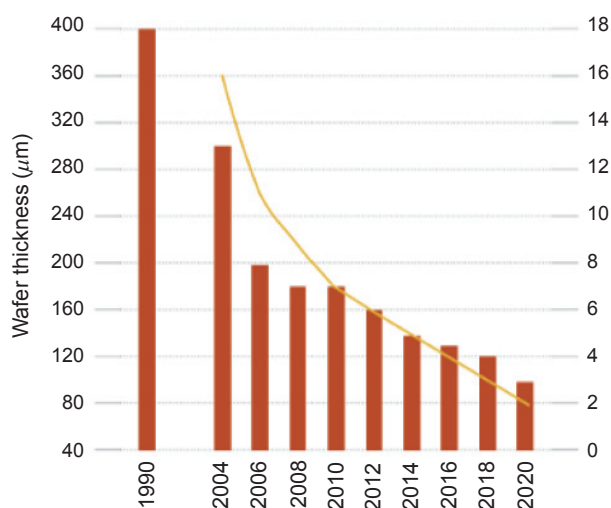


圖 2. 薄型矽晶太陽能電池技術發展與成本預估⁽⁴⁾。

矽晶太陽能電池模組技術占市場約 80%，2020 年估計仍有 60% 之占有率，顯示短期內矽晶技術仍具不可取代性。然而，矽晶太陽能電池需使用較多的矽原料。根據圖 2 指出，目前商用的矽晶圓厚度約為 180—200 μm，平均使用量為 7 g/W，為了降低原料成本，預計 2020 年矽晶圓規格需減少至 100 μm，換算成產能約為 3 g/W，原料成本可減少 50%。然而，矽晶片薄型化需克服多項技術問題，如：晶圓形變嚴重、電池光電轉換效能降低與模組串接製程失效。除了減少材料的使用，提高太陽能電池模組的效能亦是降低成本的重要手法。根據圖 3 針對南歐地區的太陽能電池模組系統安裝估計，現今的矽晶太陽能電池商用模組效率為 15—19%，效益回收約需 1—2 年，發電成本約 0.35 €/kWh。未來預計 2015 年商用模組效率可提高至 16—21%，效益回收可縮短至 1 年，發電成本約 0.22 €/kWh；2020 年隨著模組效率提升以及轉換器 (inverter) 的壽命提高，能源效益回收可減少至 0.5 年，發電成本 < 0.15 €/kWh。為了達到太陽能電池模組高壽命與低成本的目標，可藉由材料匹配最佳

Solar Europe Industry Initiative: PV technology roadmap for commercial technologies		2007	2010	2015	2020
Turnkey Price large systems (€/Wp)*		5	2.5–3.5	2	1.5
PV electricity generation cost in Southern EU (€/kWh)**		0.30–0.60	0.14–0.20	0.10–0.17	0.07–0.12
Typical PV module efficiency range (%)	Crystalline silicon	13–18%	15–19%	16–21%	18–23%
	Thin Films	5–11%	6–12%	8–14%	10–16%
	Concentrators	20%	20–25%	25–30%	30–35%
Inverter lifetime (years)		10	15	20	> 25
Module lifetime (years)		20–25	25–30	30–35	35–40
Energy payback time (years)		2–3	1–2	1	0.5
Cost of PV + small-scale storage (€/kWh) in Southern EU (grid-connected)***		–	0.35	0.22	< 0.15

圖 3. 南歐太陽能系統之技術／發電成本預估⁽⁵⁾。

化以及創新結構，增加元件效能和產品可靠度。本文將針對背接觸式矽晶太陽能電池的效率提升與技術手法作一簡要介紹與討論。

二、背接觸太陽能電池模組封裝技術

提升結晶矽太陽電池效率的方法有數種，可以從圖 4 矽晶太陽電池的效率損失分布進行了解，其中效率損失的 color mismatch 及 heat loss 屬於材料特性，很難以傳統技術加以改善。除此之外 reflection loss 及 recombination loss 則可使用傳統技術提升效率。其主要使用技術為增加光線吸收效率、提升電池表面鈍化效果、降低表面銀膠導線電阻、遮蔽效應等，甚至用新材料來克服傳統材料對太陽電池效能的限制。相似的新概念與新技術不斷地被提出甚至驗證，然而產品是否具有量產可行性與價格競爭力，是各種技術評價的主要指標之一。在有限的成本與技術考量下，提高光電轉換效率同時有效降低成本是目前與可預見未來之太陽光電發展的重點方向。

而在幾個重要技術中，背電極電池技術即是針對 reflection loss 的改善，做法是將正面的電極設法製作在背面，以減少正面的遮光面積。這種背電極結構除了增加光吸收以提升光電流外，並可加寬匯流電極 (busbar) 的寬度，以提升填充因子 (fill factor)，故能對效率有所提升。此外，背電極電池在封裝上亦可減少串聯電阻，提升電路設計上的自由度，故在未來太陽電池的發展趨勢上，背電極電池與模組為國際上的主流趨勢。

背面電極技術的發展，目前可概分為三大類。其一為交趾式背電極太陽電池 (interdigital back

contact, IBC)，以 SunPower 為代表，其主要特徵是將 PN 接面形成於背表面，使正面無任何金屬電極遮蔽，然而由於 IBC 在載子收集上要靠載子從正面擴散到背面，需要使用高品質高價格、載子存活期在 1 ms 左右的單晶 FZ 級 *n*-型矽晶片，在量產上受材料品質的限制很大，適用於單晶太陽電池。另兩種則為所謂貫穿式背電極太陽電池，主要可分為金屬貫穿式 (metal wrap through, MWT) 與射極貫穿式 (emitter wrap through, EWT) 兩種，以 Kyocera、ECN 為代表，可使用於多晶及單晶，主要特徵為在電池晶片上鑽孔，以將匯流電極或集線電極 (finger) 導引至背面。其結構示意圖如圖 5 所示⁽⁷⁾。而金屬貫穿式背電極太陽電池與射極貫穿式背電極太陽電池相比較，射極貫穿式雖在正面無任何金屬電極，比之金屬貫穿式背電極太陽電池尚有集線電極可增加更大的光吸收面積，但也因射極貫穿式背電極太陽電池正面無任何導線可供電子傳導，其串聯電阻較大，故也需更多的孔洞來減少電阻，一般估計在 6 吋的太陽電池晶片上，射極貫穿式需要鑽 20,000–30,000 個洞。以 SunPower 為首的交趾式背電極電池技術是將正負極直接製作在電池背面，電池表面並未網印銀電極，可大量提升短路電流值，因此電池效率可高達 22% 以上⁽⁸⁾，惟須配合 *n*-type 單晶電池與高成本的半導體製程，因此量產仍受到侷限。MWT 技術隨著 ECN 首先將電池與模組技術整合後開發為完整產線，其成本相對降低，量產技術可行性高，且可適用未來薄晶片的封裝技術，故金屬貫穿式背電極太陽電池為本背接觸太陽能電池技術的主要優勢。

背接觸式太陽能電池模組之開發主要在改善現有 H-pattern 太陽能電池模組之輸出效率低與封裝

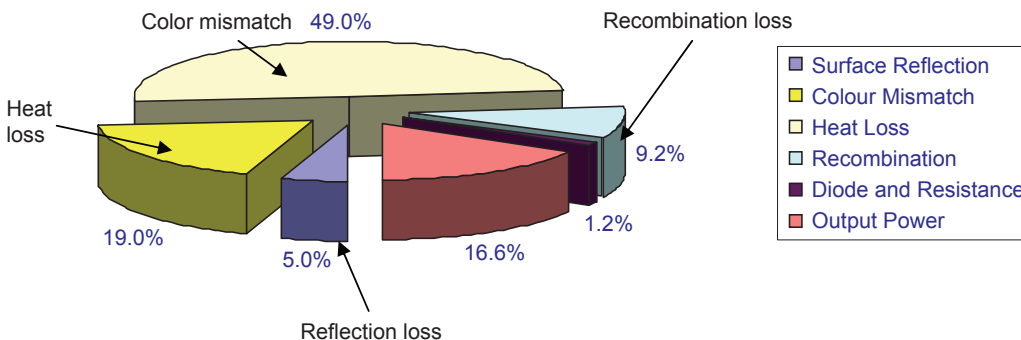


圖 4. 矽晶太陽電池的效率損失分布。

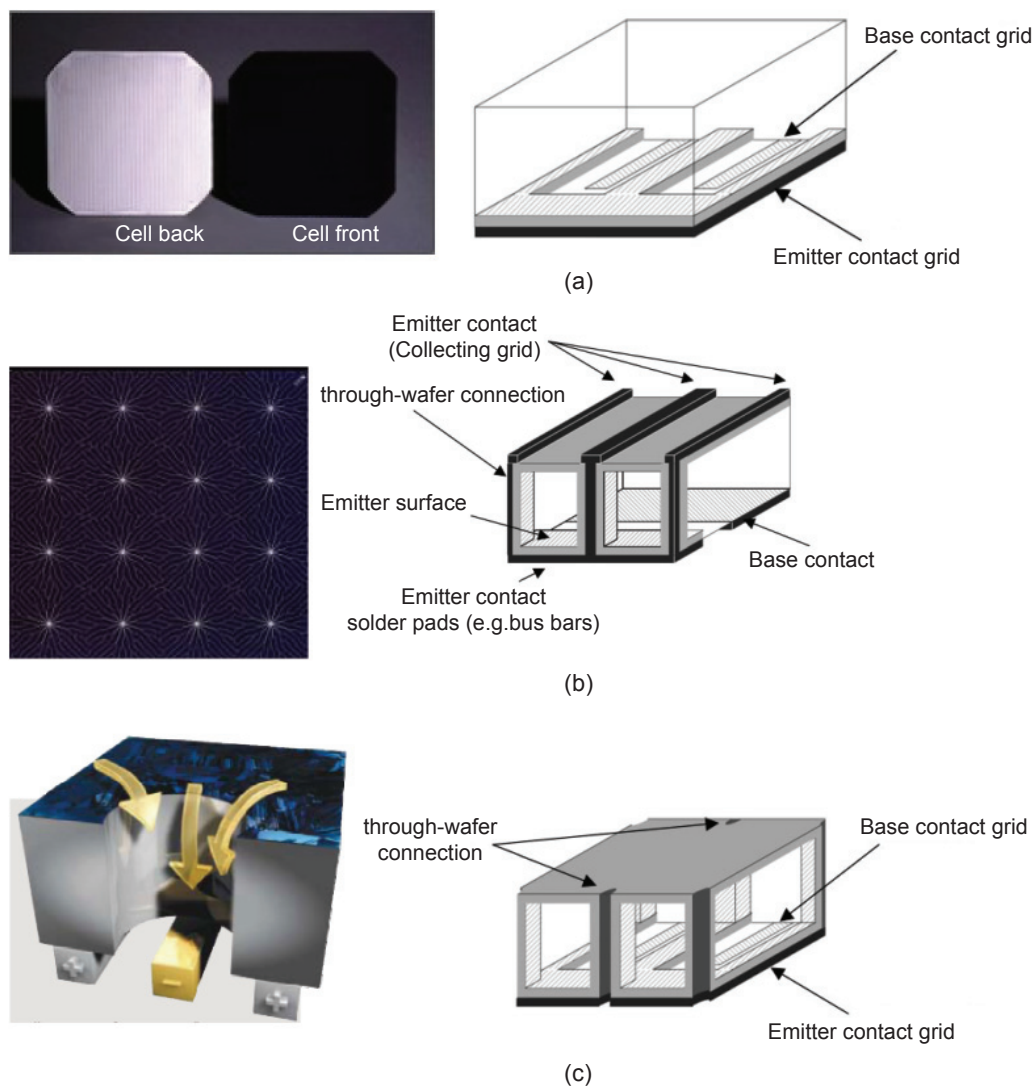


圖 5. 各式背接觸式太陽能電池橫截面圖⁽⁷⁾，(a) IBC，(b) MWT，(c) EWT。

製程複雜的缺陷，原因是電極置於電池背面可減少表面的遮蔭問題，也因無遮蔭疑慮，模組內導電互連條 (interconnector) 的設計可更彈性，藉由導電互連條斷面積的加大，即可有效降低模組串聯電阻，因此可同時具有光學及電性上的優勢。一般來說，若不考慮背電極太陽電池的 IBC、EWT 與 MWT 等結構上差異，背接觸式太陽電池串接技術可分為兩種，一為傳統的焊接方式，二為導電膠的應用，各有其代表公司，前者如 SunPower、Photovolttech、Kyocera 等，後者為 ECN、Advent Solar、Sharp 等。上述公司僅有 SunPower 正式量產，Photovolttech、Advent Solar 小量產 (已由美國 Applied Materials 收購)，ECN、Kyocera 為實驗室試量產，Sharp 尚在實驗室研發階段。有鑑於背接

觸式太陽電池模組技術近年來受到大量的關注，本文將針對 MWT 之上述兩項主要封裝特徵作介紹。

1. 串接製程技術

傳統的 H-grid 太陽能電池進行串接時，是以太陽能電池模組用銅箔焊料 (PV ribbon) 將一電池背面的正極連接相鄰電池的負極，以形成正負相連的串聯電池組，惟焊接技術的高溫製程經常是造成電池隱裂與翹曲的主因。相較於傳統的 H-grid 太陽能電池串接方式，背接觸式太陽電池是以背面作為傳導端，因此，正負極的配置將會影響串接時與相鄰太陽電池的傳導方式，如圖 6 所示。由於電池正負極是以交錯方式設計，此種串接製程大多

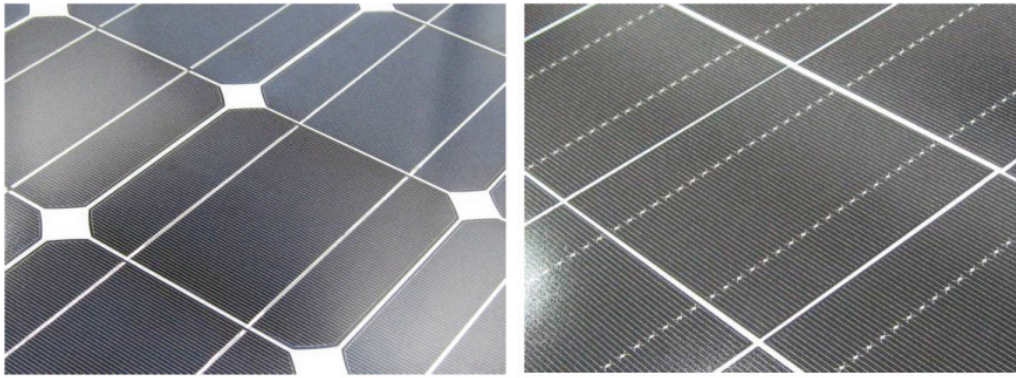


圖 6. 傳統型與 MWT 太陽能電池串接比較，(a) H-grid，(b) MWT。

使用導電膠，而不使用傳統焊料⁽⁹⁾。而 SunPower 的 IBC 技術是以交指狀的方式排列電極 (圖 7)，電池正負極分別設計在電池兩端，電子電荷收集後傳導到輸出端時須通過長條的電極 (可能造成電阻增加)，以模組設計的角度而言，此種設計對模組的輸出效能並無助益。

相較於導電膠的串接方式，以焊接方式串接 MWT 太陽能電池通常必須將電池電極以錯位方式排列，防止電池開路，將焊料置於背接觸式太陽能電池的下方，再以焊接方式串聯電極。此種方法雖然是應用成熟的焊接技術且與現今的設備相容性高，但缺點是不適用於未來的薄型化電池晶片趨勢，因為導電條僅在電池背面單面焊接，容易導致晶片應力過大，易造成破裂而致封裝失效，大幅降低良率。

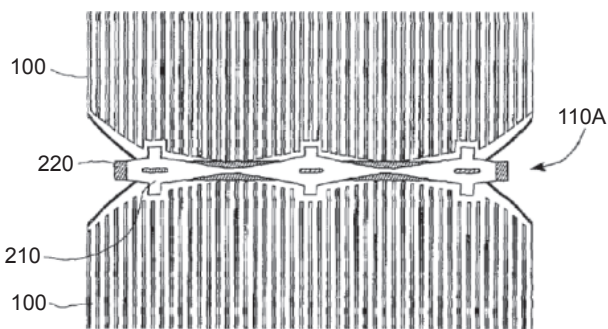


圖 7. SunPower 設計之太陽能電池⁽¹⁰⁾。

有鑒於未來致力於發展薄型太陽能電池的趨勢，焊接的高溫製程容易對電池造成破裂或微應力的殘留，因此發展低溫串聯技術成為重要課題。根據文獻指出，導電膠的成分為 epoxy 或 acrylic 為主的高分子材料，當溫度升到 150 °C 時，膠料中的低熔點高分子材料會揮發，使 Ag 粒子互相接觸，如圖 8 所示，而 Ag 具有優異的導電性，因此可降低串聯電阻與接觸電阻值。導電膠串接技術的另一特點是導電膠的使用不須在高溫下進行，可減少電池翹曲的機率而導致破片。

2. 絕緣設計

背接觸式太陽能電池串接技術在文獻已有刊載，但皆針對背板材料的處理或是置入具有電極圖樣的高分子材料，然而此種封裝方式恐會發生因對

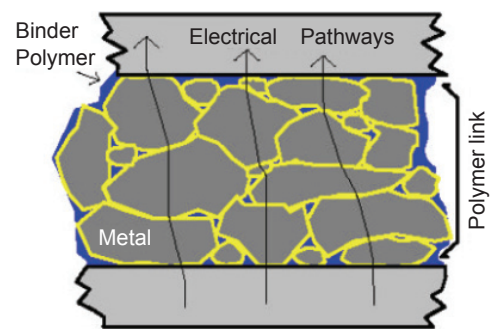


圖 8. 導電膠橫截面示意圖⁽¹¹⁾。

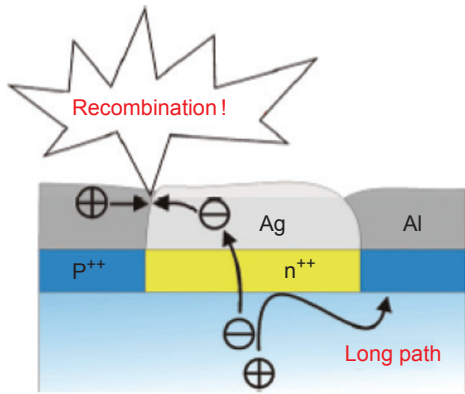


圖 9. 電池短路失效模式⁽¹²⁾。

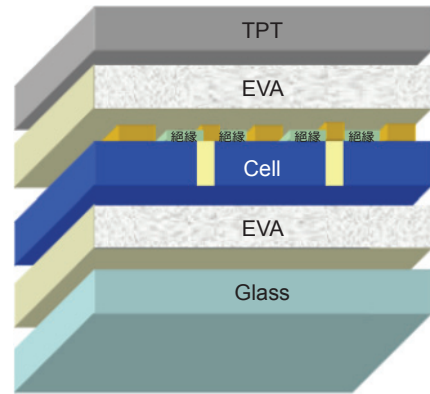


圖 10. 背接觸式模組絕緣設計。

位不準所產生的問題，如圖 9 指出，電池的正負電極在同一平面相鄰排列時，串接時容易發生短路失效，為了防止串接製程造成的短路，必須隔離正負電極，作法可利用雷射製程，或是具有介電係數的絕緣材料隔離，才可降低串接損失。

然而，電池串接時難以控制導電膠的流向，故雷射絕緣無法有效隔離正負電極。針對防止背接觸式太陽能電池串接失效的有效作法，是以一層絕緣材料披覆在正極與負極之間，此時兩極有效絕緣，同時減少太陽能電池封裝效率損失。再將其他裸露之電極區域塗覆導電材料並導出電池效能，封裝結構如圖 10 所示。

3. 簡易封裝技術

背接觸式太陽能電池模組目前在國際上以 ECN 為首的導電膠封裝技術較為新穎且便利，ECN 太陽電池模組技術部門目前已組裝完成的背接觸式太陽電池模組封裝試量產線如圖 11 所示。該產線由 Eurotron 與 ECN 合作組裝完成，使用 $156 \times 156 \text{ mm}^2$ 的 6 吋背接觸式太陽電池可封裝成 4×9 以及 6×10 的背接觸式太陽電池模組。

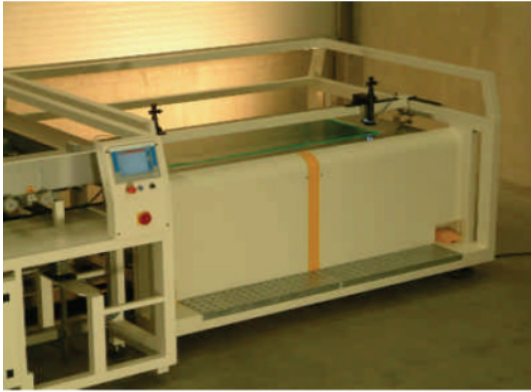
ECN 的 MWT 模組產線技術搭配的設備廠商為 Eurotron (如圖 12)，在生產線上的製程主要是使用導電膠，可改善薄型太陽能電池焊接時造成的翹曲所導致封裝失效。本技術利用機械手臂可輕易取放太陽能電池，放置在蝕刻後的背板上，翻轉後即可封裝層壓，目前有 15 MWp (半自動)、80 MWp (全/半自動)、150 MWp (全/半自動)三種 turn key 技術。根據成本分析，cell 的製作成本雖

然較高，但封裝步驟可讓整體成本降低至與傳統模組相當，因此具有競爭力。由於此種封裝方式來自於表面黏著 (surface mounting technology, SMT) 概念，cell 取放速度快，且導電膠的應用使封裝不易破片，一般來說，此種封裝速度比傳統矽晶太陽能電池模組快 4-8 倍。

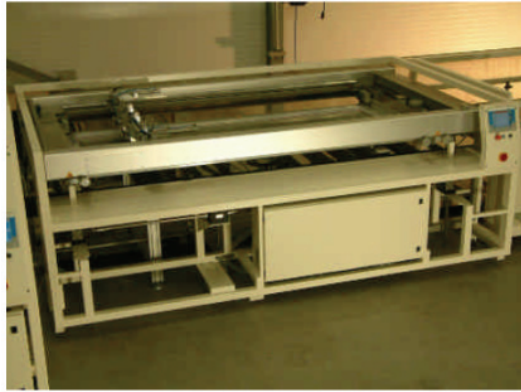
4. 背接觸式太陽能電池模組電性表現

背接觸式太陽能電池模組具有低遮蔭、低串聯電阻的特性，且低溫製程的優點可減少電池翹曲以及破片失效的機率，進一步將模組電路配置優化後，可減少 busbar 的串接面積，除了增加模組效率之外，亦可增加模組美觀。圖 13 為傳統型 H-grid 與 MWT 模組外觀比較，由圖可看出商用的 H-grid 模組 (6×10) 之上下兩端為導線連接端，故增加材料成本與模組面積，因此導致模組效率下降；而 MWT 電池模組 (如圖 13(b) 所示) 可達到較高的電池堆疊密度 (high packing density)，且優化的電路配置可省去邊緣的串接空間，進而降低模組面積達到高效率的目標。比較 4×6 的模組電性，一般而言，傳統型的太陽能電池模組封裝效率損失 (efficiency loss) 約為 2-3%，而 MWT 電池的封裝損失最低為 1.3-1.5%，由此可知 MWT 的封裝損失可減少約 50%。

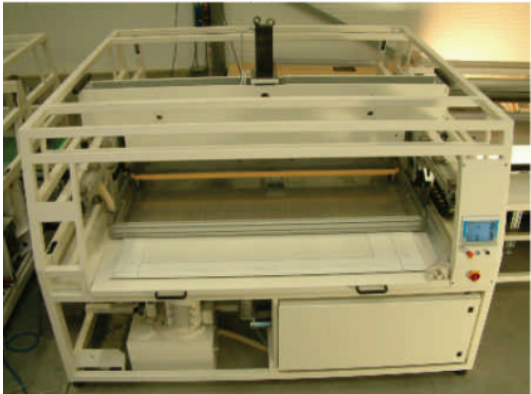
由上述得知，用低溫的串接製程取代高溫焊接，搭配電極配置的最佳化設計，背接觸式太陽能電池模組技術可降低串接封裝損失；另一方面，模組外觀排列間距相同，同時增加美觀效果。



(a)



(b)



(c)



(d)

圖 11.
背接觸式太陽電池封裝機台⁽¹³⁾，
(a) Tedlar 裁切運輸，(b) 導電膠對位機，(c) EVA 貼覆，(d) cell 取放。



(a)



(b)

圖 12.
Eurotron 之 MWT 模組封裝產線。

三、結論

隨著再生能源逐漸受到重視，太陽能電池的發展亦相當受到關注，其中矽晶太陽能電池技術具備了高效能／低成本的特性，因此占有 70% 以上的市場占有率，然而為了因應未來晶片薄型化的趨勢，背接觸式太陽能電池模組技術是目前最具

發展潛力的重要技術之一。一般而言，背接觸式太陽能電池模組製程須包含電池絕緣設計、低溫串接製程、封裝製程；藉由導電膠的使用，串接溫度可降低至 150 °C 左右，除了可減少高溫焊接所引發的晶片翹曲／隱裂失效，更可同時結合封裝製程 (約 150 °C) 達到高產能的目標。在電性輸出的表現上，MWT 電池的封裝效率損失最低可降

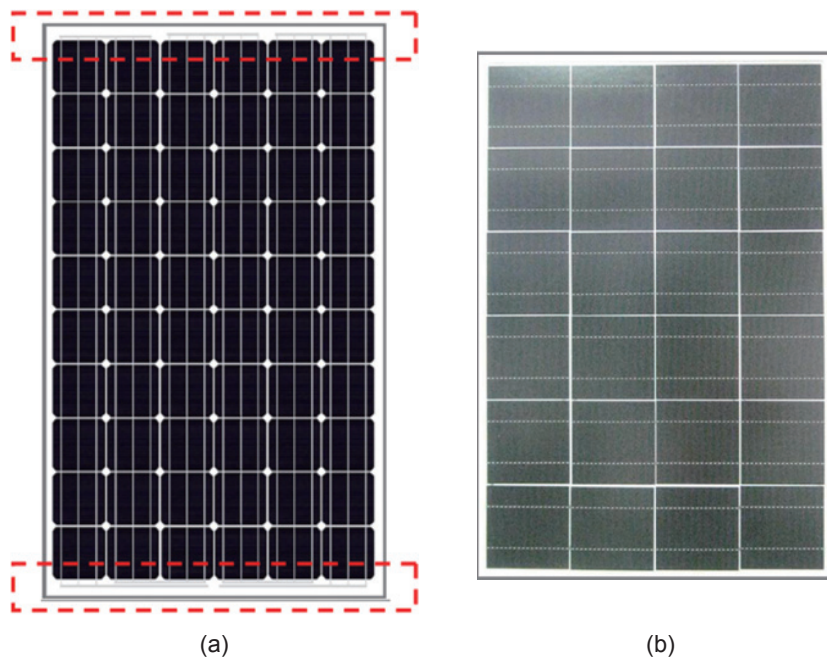


圖 13.

H-grid 與 MWT 模組外觀，(a) H-grid 模組，(b) MWT 模組。

到 1.3–1.5%，為傳統型太陽能電池模組封裝技術的 50%，由此可知 MWT 具有相對簡易且低溫的製程，外型美觀且適用於薄晶片，可降低成本，因此為相當具有發展潛力之矽晶太陽能電池模組技術。

參考文獻

1. Market Outlook, *EPIA*, 2 (2010).
2. Solar generation 6: Solar photovoltaic electricity empowering the world, *EPIA*, 26 (2011).
3. Arnulf Jager-Waldau, *Joint Research Centre*, 6, 3, 20 (2010).
4. EU PV Technology Platform Strategic Research Agenda, C-Si Roadmap ITPV, *EPIA roadmap* (2004).
5. Solar Europe Industry Initiative Implementation Plan 2010-2012, Strategic Research Agenda.
6. K. Subramanya, Efficiency Improvements in Solar PV, *Green Power* (2004).
7. E. V. Kerschaver etc, *Prog. Photovolt: Res. and Appl.*, 14, 107 (2006).
8. D. De Ceuster etc, *EUPVSEC*, 22 (2007).
9. P. C. de Jong, etc, *EUPVSEC*, 19, 2145 (2004).
10. Patent: US7390961
11. D. W. K. Eikelboom etc, *IEEE*, 29, 403 (2002).
12. H. Knauss etc, *EUPVSEC*, 21, 1192 (2006).
13. M. Spath etc, *IEEE PVSC*, 33, 1 (2008).



謝心心小姐為國立台灣海洋大學材料工程博士，現任工業技術研究院綠能與環境研究所研究員。

Hsin-Hsin Hsieh received her Ph.D. in materials engineering from National Taiwan Ocean University. She is currently a researcher at Green Energy & Environment Research Laboratories, Industrial Technology and Research Institute.



林福銘先生為國立成功大學土木工程博士，現任工業技術研究院綠能與環境研究所研究員。

Fu-Ming Lin received his Ph.D. in civil engineering from National Cheng Kung University. He is currently a researcher at Green Energy & Environmental Research Laboratories, Industrial Technology Research Institute.



陸文豪先生為美國凱斯西儲大學高分子科學博士，現任工業技術研究院綠能與環境研究所工程師。

Wen-Haw Lu received his Ph.D. in macromolecular science from Case Western Reserve University, USA. He is currently an engineer at Green Energy & Environmental Research Laboratories, Industrial Technology Research Institute.