

行政院原子能委員會

委託研究計畫研究報告

太陽能電池模組溫度量測與預測技術建立

**The Development of Photovoltaic Cell Module Temperature
Measurement and Prediction Methods**

計畫編號：1002001INER046

受委託機關(構)：國立屏東科技大學

計畫主持人：蔡建雄

聯絡電話：08 7703202 ext 7459

E-mail address：chtsai@mail.npust.edu.tw

核研所聯絡人員：林聰得

報告日期：100 年 11 月 30 日

目 錄

中文摘要.....	3
英文摘要.....	4
壹、 計畫緣起與目的.....	5
貳、 研究方法與過程.....	15
一、 太陽電池溫度之量測.....	15
二、 太陽電池模組溫度之數值模擬.....	19
參、 主要發現與結論.....	24
一、 太陽電池溫度量測結果.....	24
(一)、 照度 500 W/m^2 結果.....	24
(二)、 照度 600 W/m^2 測試結果.....	25
(三)、 照度 700 W/m^2 測試結果.....	27
(四)、 照度 800 W/m^2 測試結果.....	28
(五)、 照度 850 W/m^2 測試結果.....	29
(六)、 間歇性光照照度 800 W/m^2 測試結果.....	31
二、 太陽電池模組溫度數值模擬結果.....	32
(一)、 大氣溫度對單顆 HCPV 模組溫度分佈之影響.....	32
(二)、 直射日照量對 HCPV 模組溫度之影響.....	33
(三)、 太陽電池工作溫度與數值模擬結果比較.....	34
(四)、 HCPV 模組 CFD 數值模擬之簡化.....	35
三、 結論.....	36
肆、 參考文獻.....	39

中文摘要

在本研究中利用數值模擬的方法預測聚光模組太陽電池工作溫度，並利用直徑 50 μm 的熱電偶埋入太陽電池中來直接量測太陽電池的工作溫度加以驗證。由實驗量測的結果顯示，在太陽模擬光源 500, 600, 700 及 800 W/m^2 照度下，太陽電池所量測的工作溫度分別為 39.8 $^{\circ}\text{C}$, 41.8 $^{\circ}\text{C}$, 45.4 $^{\circ}\text{C}$ 及 51.3 $^{\circ}\text{C}$ ，與鋁背板的溫差為 4.2 $^{\circ}\text{C}$ 至 8 $^{\circ}\text{C}$ 。此外，本研究同時量測太陽電池受太陽光照射的溫度暫態響應。此一量測結果與數值模擬之結果相吻合，此一直接量測技術與模擬方法可用於預測太陽電池的工作溫度、評估及改善太陽電池的效率。

關鍵字：數值模擬，聚光模組太陽電池工作溫度、熱電偶

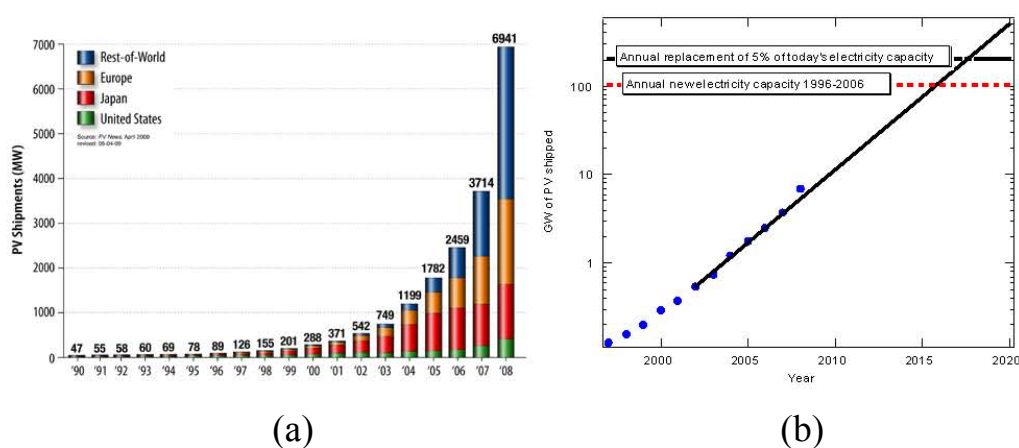
英文摘要

In this study, we propose the use of the direct measurement method and utilize a CFD method for the HCPV cell temperature's measurement and assessment. The cell and the ceramic temperatures' direct measurement were achieved utilizing buried thermocouples with a diameter of 50 μm between the cell/ceramic and ceramic/aluminum. According to the measurement results, the HCPV cell temperature in the sun light flux density of 500, 600, 700 and 800 W/m^2 are 39.8 $^{\circ}\text{C}$, 41.8 $^{\circ}\text{C}$, 45.4 $^{\circ}\text{C}$ and 51.3 $^{\circ}\text{C}$, respectively. The temperature differences between the cell and aluminum sheet of the sun light flux densities of 500, 600, 700 and 800 W/m^2 are in the range of 4.2 $^{\circ}\text{C}$ to 8 $^{\circ}\text{C}$. The short time cell temperature response is also investigated. The same relationship was obtained by means of CFD simulations. The novel methods are powerful for HCPV cell temperature prediction, cell efficiency evaluation and improvement.

Key word: CFD, HCPV cell temperature's, thermocouples

壹、計畫緣起與目的

全世界太陽能光伏產業出貨量從2000年~300MW至2008年成倍增長~7GW，歐盟公布的「2010年太陽電池現況報告」(PV Status Report 2010)，2009年全球太陽電池產能為11.5GW，較前年成長56%，iSuppli日前發表的研究報告指出，2011年全球太陽能系統安裝量可望由2010年底的14.2GW攀升至20.2GW。如果未來以這個增加率持續成長，由2016年的光伏安裝率將等於全世界1996年至2006年平均新安裝的電容量，至2018年光伏產業每年將取代5%發電容量，如圖一所示。而過去5年太陽能光伏產量增加最快的是中國和台灣，加起來已佔全球近50%。證明太陽電池的生產重鎮已經從歐洲轉移到亞洲，前四大太陽電池製造基地分別為中國、台灣、德國和日本。

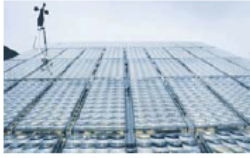

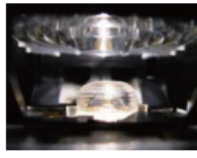

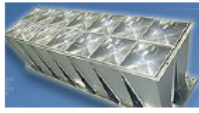

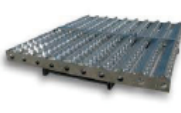


圖一 (a)光伏產業的增長曲線與(b)未來幾年的增長可能推估

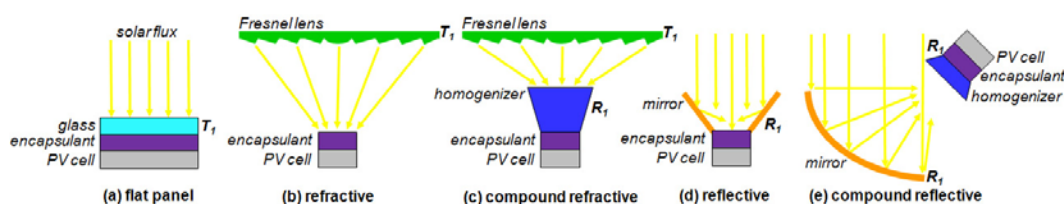
我國使用能源有 98% 為進口，基於能源安全國策之要求，實應提昇自產能源之比例。且我們身為地球村之成員，對於如何減少 CO₂ 排放之環境保護責任，亦應積極開發無炭能源。94 年國科會委託行政院原子能委員會核能研究所，積極推動「新能源重點科技計畫」，並積極從事風能、太陽能、生質能、燃料電池等四種新能源技術之開發。其中太陽能發電方面，III-V 族高效率聚光型太陽電池(HCPV)系統由於效率較高使用材料較少所以各國都盡全力在發展，圖二為一些公司的代表性產品。核能研究所再這產品上的研發已經成功，技術正在轉移給國內廠商，而該所也正積極地研發更具效率的 HCPV，進一步降低發電成本。

III-V 族高效率聚光型太陽電池(HCPV)系統，採用光學透鏡設計，太陽光經過 Fresnel lens 折射，將數以百倍的光能量聚集於較小面積之 III-V 族太陽電池上，以減少太陽電池材料使用量，進一步降低整體發電成本，各種不同形式之聚光型太陽電池光學元件斷面如圖三所示。現階段核能研究所研發之 HCPV 模組效率為 22.5%，已達世界一流水準。核研所發展之太陽能發電系統，結合 1 kW HCPV 模組、太陽追蹤器，以及各項電力儀器設備。太陽追蹤器透過光感測器及追蹤控制迴路，自動且精確追蹤太陽軌跡，使 HCPV 模組接收更多日照光能，產生最大發電功率。目前核研所已完成 1 kW 太

陽能發電展示實體及監控系統裝設，正積極規劃 1 Mega-Watt 大型太陽能發電廠建置。

第一期	企業	Concentrix (獨)	Solfocus (米)	Isofoton (西)	
	規模	500 kW	500 kW	700 kW	
	形態				
	URL	concentrixsolar.de	solfocus.com	isofoton.com	
第二期	企業	CSLM (西)	Emcore (米)	ArimaEco (台)	Sol3g (西)
	規模	300 kW	300 kW	300 kW	400 kW
	形態				
	URL	cslamancha.com	emcore.com	arimaeco.com	sol3g.com

圖二 各國所研發的 HCPV 的代表性產品



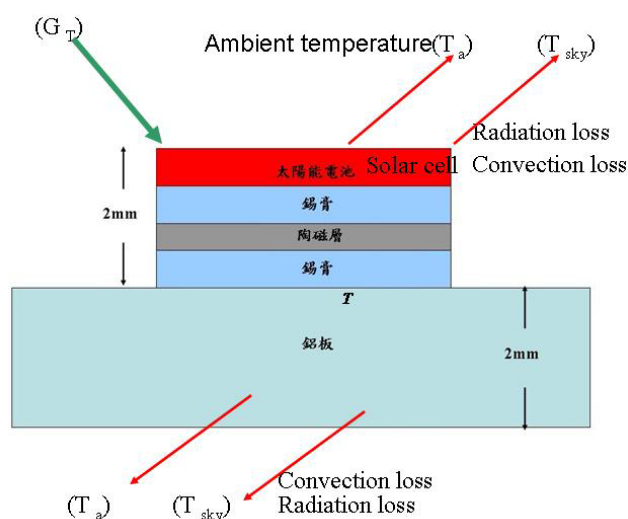
圖三 光學元件橫斷面示意圖 (a) 傳統的 FP-光伏，(b) 及 (c) 折射式聚光型光伏，和 (d) 及 (e) 反射式 CPV 系統。

在未來的應用推廣上，核能研究所仍需扮演重要的研發、開發與顧問諮詢的角色。其中很重要的角色有(1)在應用推廣上: 核能所需要在全國不同地點有長期的氣象與日照的資料庫與戶外太陽能光伏模組的實際發電驗證，用以作為太陽能光伏模組的發電量評價技

術，以作為建置太陽電池模組測試與應用的參考依據[1-4]與聚光型太陽能模組系統品質驗證之關鍵技術。(2) 新一代高效率太陽電池模組的研發。太陽電池在高聚光下能獲得較高的效率（典型聚光型太陽電池效率為 40%[5]）和較低的成本的集中反射鏡或透鏡 [6]。因此，聚光太陽電池具有廣闊的應用和發展空間。然而，當聚焦的太陽光照射在太陽電池上，只有一小部分所吸收太陽光轉換成電能。聚焦的太陽光有相當大比例被轉換成熱能，若太陽電池組無適當的散熱機制，這些被轉換的熱能會導致太陽電池產生高溫。太陽電池的效率隨溫度的增加而減少[7]，所以冷卻是必要的。大多數情況下，被動冷卻具較低的成本和可靠性的目的[8]。因此，分析聚光太陽電池的熱傳導情況是非常重要的。

太陽電池的工作溫度與在光伏（PV）設備的發電效率上扮演著相當重要的角色，無論是簡單的太陽電池，高聚光型太陽電池陣列或建築整合型太陽光電系統（Building-Integrated Photovoltaic; BIPV）陣列、太陽能光熱收集器(PV/ Thermal Collector)等，其工作溫度受到研究人員相當高的重視。許多相關研究文獻說明太陽電池工作溫度的預測方法，而太陽電池的工作溫度 T_c 是天氣氣候的函數以及模組本身的相關參數，天氣氣候即環境溫度 T_a ，當地風速 V_w ，以及太陽輻射通量 G_T ，其它相關性參數包含材料和系統相關的特性，如覆

蓋玻璃之透光率 τ ，板子吸收率 α 等(如圖四所示)。至於有關天氣的變量，研究發現太陽電池溫度上升超過環境溫度之因素，對於風速的關係極為密切，而風向及大氣溫度的影響較小[9]。另一方面，它與太陽的輻射量關係密切，也就是太陽輻射的通量作用於電池或模組的大小。太陽電池的工作溫度 T_c 與其本身有顯性(explicit)或隱性(implicit)的相關性，在太陽電池溫度預測計算過程中，溫度的關係式通常會包含一個參考狀態或相應的相關變數值。



圖四 太陽電池的工作溫度的相關參數

太陽電池的溫度是太陽電池用於評估其系統性能及其發電量一個最重要的參數。電池溫度取決於幾個參數，如太陽電池及模組的熱及物理性能、太陽光照射及氣候條件，模組配置和風力所產生的熱傳係數 [10,11]。一個太陽電池模組的效率對於其電池本身的工作

溫度依賴程度相當大。太陽電池的工作溫度量測是非常困難，因為太陽電池是緊密封裝，以保護他們免受環境因素之影響而導致退化，且內部的結構層相當薄。故對於一般太陽電池的工作溫度較常使用的方式為利用電池背板的量測溫度及若干的假設以取代電池的量測溫度 [12]。

太陽電池的工作溫度 (T_c) 是一個最重要的變數，例如電池的效率和熱傳遞係數的預測均取決於工作溫度 (T_c)。在環境中建立太陽電池模組建的工作溫度是相當複雜的，除了內部半導體材料受光子轟擊期間產生電力的過程，以及未產生電力能量所轉換為熱能散逸，在一般傳熱機制下，如對流和輻射，均需考慮在太陽電池模組有關能量平衡的模式中以估算電池的工作溫度 T_c 。在大多數情況下，這些太陽電池在一般的安裝型態下，其正面和背面通常安排使太陽電池方便散熱，使太陽電池能夠盡可能在高效率之範圍下操作。當其安裝之型態為陣列狀態時，雖然在穩定的狀態下熱量只會經由周圍透過對流和輻射經由表面會釋放它，但透過安裝架所產生的熱傳導效應也應一併考慮 [13]。在近幾年的期刊所發表的研究成果中，各種不同模型的太陽電池溫度評估方式被提出[14-17]。其預測之模式主要可分為兩種方法：(一) 穩定狀態的方法及 (二) 暫態或非穩態的方法。這兩種預測方法的基本區別是，穩定狀態的預測

方法其所有參數被認為是時間無關，而暫態或非穩態的預測方法，則某些參數被認為是隨時間變化。

在穩態預測方法中，經由簡化假設在很短的時間期間內（通常少於 1 小時），入射的太陽輻射其強度和其它參數對光伏模組的影響是不變的。如果整體光伏模組對環境的熱損失變化率很小，那麼我們可以假設從 PV 模組對環境的溫度熱傳率為定值且 PV 模組在這短時間內每一點的溫度為定值。此種預測方法最常用的有兩種模式，第一個是電池額定工作溫度(Nominal Operating Cell Temperature, NOCT)預測模式[18,19]，第二個是美國桑迪亞國家實驗室(Sandia National Laboratory, SNL)的溫度預測模式[20,21]。

在電池額定工作溫度（NOCT）模型中，PV 模組的電池額定工作溫度(NOCT)值用於決定 PV 模組在其工作溫度下之性能。此參數通常對太陽能工程師和設計人員對於 PV 模組在室外的的工作溫度準則的工作溫度非常有用。在此計畫中，將採用國際電工委員會(IEC)作為參考[22]。對於矽晶光伏模組，NOCT 測試程序採用 IEC No.61215 [22]。NOCT 定義為經由開路電流模組安裝在一個開放式機架上所到的太陽電池的平均溫度，其外在標準參考環境（SRE）條件設定條件為（一）太陽輻射在電池表面為 800 W/m^2 （二）環境溫度為 20°C ，（三）風速為 1 米/秒 [22]，為了獲得 NOCT 值，

實驗時必須在特定條件及對周圍環境必須在特定的範圍下進行，其準則規定由 IEC 標準 [22] 設定。

由於環境的條件是固定的，它可以假設 PV 模組的溫度 (T_j) 和環境溫度 (T_{amb}) 之間的溫度差與太陽輻射是成正比，如圖四所示。如果在一個固定的風速下熱傳導和對流熱損失是恆定的，那麼 NOCT 值可以直接由 PV 模組溫度，環境溫度和太陽輻射之間的相對關係決定。此外，如果 PV 模組的背板組件相當薄且具有較低的熱阻，則其 PV 模組內部的溫度 (T_j) 與 PV 模組背板的表面溫度 T_m 相當，也就是 $T_j \approx T_m$ 。如果 NOCT 值可在應用在模組數據表中，因此，在其它環境條件下的模組溫度可以很容易經由下列方程式 (1) 計算求得

$$T_m = T_{amb} + \left(\text{NOCT} - 20 / 800 \right) I_t \quad (1)$$

一般而言，NOCT 值依每個 PV 模組的特性而定，但每個 PV 模組的 NOCT 值均不相同 [18]，所以，NOCT 值經常無法使用。因此，如果 NOCT 值是個未知數，即使 NOCT 模型非常簡單，PV 模組它的溫度是很難預測的。另一個限制是在不同的標準條件下，如安裝配置，負載和環境條件下，NOCT 預測模型會產生相當大的誤差 [18,19,21]。

在桑迪亞國家實驗室模組的溫度預測 (SNL) 的模型中，為改善 NOCT 光伏組件的溫度預測模型的弱點，美國桑迪亞國家實驗室 (SNL) 研究人員開發了一種新預測模型[20]。該模型採用影響光伏組件的溫度的參數，如風速，光伏封裝的類型和安裝情形，特別是風速(V_w)的影響，PV 模組的溫度為：

$$T_m = T_{amb} + I_t \exp(a + bV_w) \quad (2)$$

其中方程中的 a 和 b 為經驗係數。

在方程式 (2) 中，當風速恆定時， $\exp(a+bV_w)$ 項變成常數。這是類似於 (1) 式中當在指定的固定風速 1 米/秒下 NOCT 也是一個定值。在 SNL 的模型比 NOCT 模型可以預測更多的條件狀況，但其仍然是一個實驗模型，其應用仍然受到安裝地點和其他特定條件的限制。SNL 的研究人員已開發在一組不同太陽電池類型和各種 PV 模組組件安裝狀態的經驗公式數據庫，並標示出 PV 模組太陽電池和背板表面的溫度差異。

在暫態或非穩態的方法預測方法中，影響 PV 模組溫度變化的參數是與時間相依的，因此，這種預測方法是比較實際的，考慮到 PV 光伏系統的特性，及 PV 光伏模組在一段時間內溫度變化提供一個更精確的預測，特別是太陽輻射在短時間內迅速變動之情況。暫

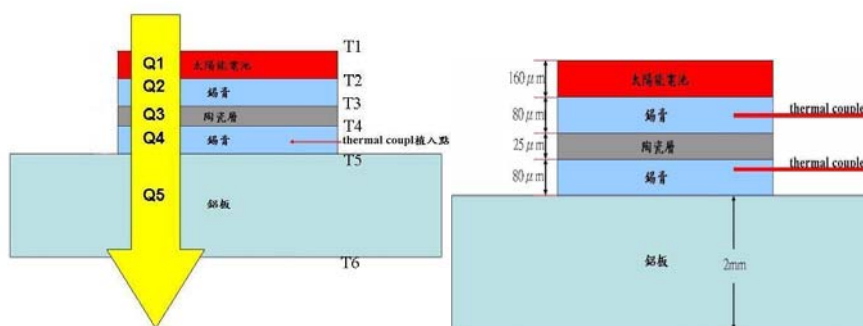
態方法是基於能量平衡的概念，可分為兩個群組：(一) 一維瞬態熱傳模式 [19,23-24]和 (二) 多維瞬態傳熱模擬 [25,26]。

由上面的文獻探討可知，核能研究所正積極建立聚光型太陽能模組之系統品質驗證技術與 HCPV 關鍵散熱技術，根據聚光型太陽能模組系統品質驗證之應用角色，本計劃擬發展預測太陽電池模組溫度的方法，其中包含(a)直接量測太陽電池模組溫度的方法與(b)間接量測太陽電池模組溫度的預測理論模式。在效能提升方面，計畫中的構想是建立計算流體力學 (CFD) 的模擬方法，來計算太陽能模組的散熱系統與散熱途徑，評估此太陽能模組的散熱優劣，作為下一代太陽能光伏模組散熱系統設計之參考依據，未來可以進一步降低模組溫度增加發電效率。現有以 CFD 的方法來模擬太陽能模組的論文相當少，主要是因為結合熱傳導、熱對流與熱輻射的計算相當困難。主持人在 98 年得到核能所的計畫支持，已經建立相當的能量，今年將利用以往發展的 CFD 在 HCPV 模組溫度的模擬技術與成果，加入熱輻射 DO(Discrete Ordinates)模式的應用，提高模擬的準確度。此外、也將開始預測與評估 HCPV 的可能散熱對策，作為下一代太陽能光伏模組散熱系統設計之參考依據。

貳、 研究方法與過程

一、 太陽電池溫度之量測

太陽電池模組溫度的預測是經由考量模組與環境經由主要熱傳路徑的熱能量轉換，在非穩態的狀態下，模組溫度隨時間的改變率通常大於零，而熱傳的三種模式分別為熱傳導(conduction)、對流(convection)及熱輻射(radiation)，太陽電池模組所產生的電力為從模組取出能量，太陽電池模組溫度的預測是經由考量模組與環境經由主要熱傳路徑的熱能量轉換，太陽電池模組本身為串聯式結構，其熱傳導之方向為法線方向。在熱傳導模型中，其太陽電池模組各結構層熱傳分析及各結構層之尺寸示意圖如下圖五所示



圖五 太陽電池模組各結構層(a)熱傳分析及(b)尺寸示意圖

其中 T_1 、 T_2 、 T_3 、 T_4 及 T_5 分別為太陽能模組各層的溫度，而 T_6 為鋁背板的溫度 R_1 、 R_2 、 R_3 、 R_4 及 R_5 分別為太陽能模組及鋁背板各層的熱阻， Q_1 、 Q_2 、 Q_3 、 Q_4 及 Q_5 分別為太陽能模組及鋁背板各層間

的熱通量。依照熱傳導模型，太陽能模組及鋁背板各層間的熱通量

Q_1 、 Q_2 、 Q_3 、 Q_4 及 Q_5 可以表示為

$$Q_1 = \frac{T_1 - T_2}{R_1}, \quad T_1 - T_2 = Q_1 \times R_1 \quad (3)$$

$$Q_2 = \frac{T_2 - T_3}{R_2}, \quad T_2 - T_3 = Q_2 \times R_2 \quad (4)$$

$$Q_3 = \frac{T_3 - T_4}{R_3}, \quad T_3 - T_4 = Q_3 \times R_3 \quad (5)$$

$$Q_4 = \frac{T_4 - T_5}{R_4}, \quad T_4 - T_5 = Q_4 \times R_4 \quad (6)$$

$$Q_5 = \frac{T_5 - T_6}{R_5}, \quad T_5 - T_6 = Q_5 \times R_5 \quad (7)$$

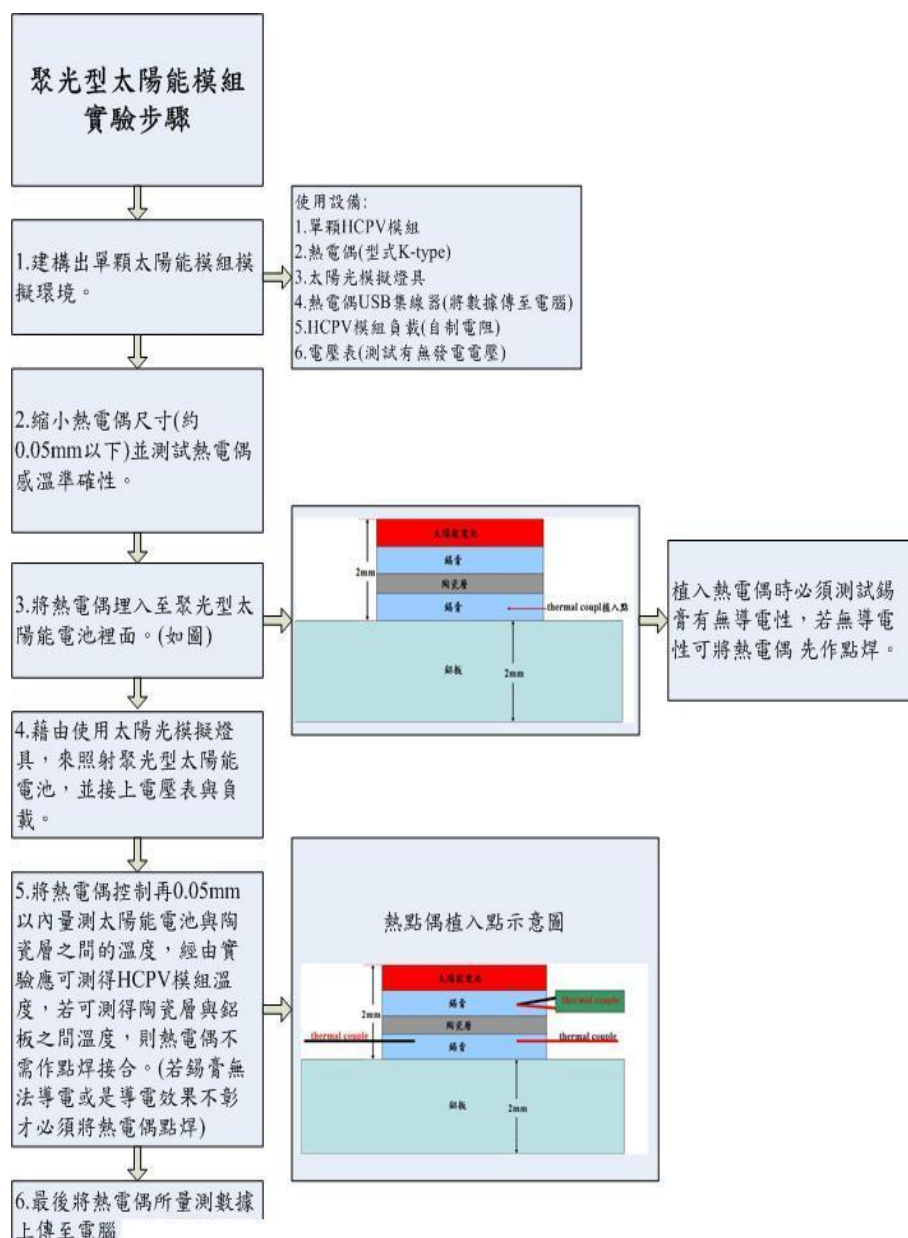
$$\therefore Q_1 = Q_2 = Q_3 = Q_4 = Q_5 = Q \quad (8)$$

$$Q = \frac{(T_1 - T_2) + (T_2 - T_3) + (T_3 - T_4) + (T_4 - T_5) + (T_5 - T_6)}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5} \quad (9)$$

$$= \frac{T_1 - T_6}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5}$$

本計畫利用直徑50 μm 的熱電偶(thermocouple)埋入太陽電池模組結構層中，以直接量測之方法測量高聚光型太陽電池模組之溫度。因太陽電池模組為一封閉結構，各結構層中錫膏的尺寸均約為80 μm ，利用傳統直徑127 μm 的熱電偶或利用紅外線量測技術均無

法直接量測太陽電池模組的溫度，因此計畫利用直徑50 μm 熱電偶來建立一個高聚光型太陽電池模組溫度直接量測之技術，未來可建立一個適合台灣天氣氣候之高聚光型太陽電池模組溫度量測與預測模式。其溫度量測實驗步驟流程圖如圖六所示：



圖六 溫度量測實驗步驟流程圖

其執行步驟包含:

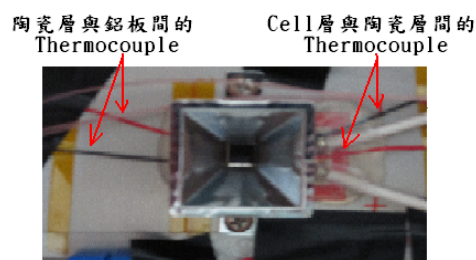
1. 先測試並校正直徑 $50\mu\text{m}$ 的熱電偶測量溫度之準確性，再將直徑 $50\mu\text{m}$ 的熱電偶埋入太陽電池與陶瓷層、陶瓷層與鋁背板層中之量測點厚度約 $80\mu\text{m}$ 的錫膏層中。
2. 將熱電偶安裝至在鋁板背面(電池下方)背板之量測點，與太陽電池模組內部之量測點進行對照、分析。
3. 熱電偶安裝完畢後，將太陽電池模組安裝至模擬實驗平台，並接上電壓表與負載。藉由使用太陽光模擬燈具，來照射聚光型太陽電池。
4. 將熱電偶線接上溫度數據擷取模組，經由實驗應可測得HCPV模組溫度，進行實驗同時將數據傳輸線接至電腦並使用Labview圖控程式擷取各量測點溫度並記錄。

在單顆 HCPV 太陽能模組工作溫度的量測中，利用在 HCPV 太陽能模組直接埋入熱電偶的方法量測太陽能模組的工作溫度。因此本計劃利用直徑 $50\mu\text{m}$ 熱電偶直接埋入太陽電池與陶瓷層、陶瓷層與鋁背板層厚度約 $80\mu\text{m}$ 的錫膏層中，並利用外部之熱電偶量測鋁背板的溫度。利用核研所所提供的太陽光模擬光源(模擬光源設定為 500 W/m^2 、 600 W/m^2 、 700 W/m^2 、 800 W/m^2)並搭配熱電偶 USB 集線

器(NI-9213 及 NI USB-9162)及自行撰寫 LabVIEW 圖控程式將溫度量測數據傳至電腦，熱電偶 USB 集線器及埋入熱電偶之單顆 HCPV 太陽能模組如圖七(a)及圖七(b)所示。



(a)



(b)

圖七. (a)NI熱電偶USB集線器及(b)埋入熱電偶之HCPV太陽能模組

二、 太陽電池模組溫度之數值模擬

本計劃中使用計算流體力學的方法模擬太陽能模組的散熱性能與所受參數的影響，並且長期觀測的氣象與太陽能模組溫度的關係。太陽能模組的散熱性能係以數值方法來求解統御流場中質傳、熱傳與動量傳遞之間的物理現象，目的是希望模擬太陽能模組內外熱流場之三維全流場現象，用以探討太陽能模組的散熱系統之散熱途徑並可以評估優缺點。

(一)、 統御方程式

本研究採用之熱流分析方程式是使用紊流流體運動及層流流體運動以下分析質傳及熱傳的統御方程式，也就是 Navier-Stokes 方程式，包含連續(continuity)、三個方向的動量(momentum)及能量(energy)

等五個方程式：

1. 連續方程式

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i) = 0 \quad (10)$$

其中 ρ 為流體中之密度，因流場壓力變化不大，視為不可壓縮流體，而吾人希望利用理想氣體定律表達密度和溫度之關係，故利用不可壓縮理想氣體定律定義流體密度，其公式為：

$$\rho = \frac{P_{op}}{RT \sum_i \frac{Y_i}{m_{w,i}}} \quad (11)$$

其中 R 為氣體常數， P_{op} 為初始壓力， $m_{w,j}$ 成份 i 之氣體分子量， Y_i 為成份 i 的質量分率。

2. 動量方程式：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + \rho g_i \quad (12)$$

其中 p 是靜壓， τ_{ij} 是應力張量。動量方程式中黏滯項的應力張量為：

$$\tau_{ij} = \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] - \frac{2}{3} \mu \frac{\partial u_l}{\partial x_l} \delta_{ij} \quad (13)$$

其中 μ 為流體黏滯係數， δ_{ij} 為單位向量 ($i=j$ 、 $\delta_{ij}=1$ ， $i \neq j$ 、 $\delta_{ij} \neq 1$)。

3. 能量方程式：

在可壓縮流及不可壓縮流中，能量傳輸方程式均由焓值 (enthalpy, H) 來求解，其原式可寫為：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \frac{\partial}{\partial x_i}(u_i(\rho E + p)) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(k_{eff} \frac{\partial T}{\partial x_i} - \sum_{j'} h_{j'} J_{j'} + u_j (\tau_{ij})_{eff} \right) + S_h \quad (14)$$

其中 E 為內能， k_{eff} 為有效熱傳導係數 ($k_{eff} = k + k_t$ ， k_t 為紊流熱傳導係數)， J_j 為成分 j 的擴散通量， S_h 為體積熱源項。

(二)、 紊流模式

本研究是使用其提供之 RNG κ - ϵ 紊流模式，其特性使得於低雷諾數(5,000~30,000)之流體運動中仍能準確計算，這個模式應用於低雷諾數流體運動中時，包括了渦流-黏滯之耗散(damping)項，修正了紊性耗散(ϵ)之定義，並修正了方程式中之源項(source term)。其 RNG κ - ϵ 紊流模式加以闡述如下：

κ - ϵ 紊流模式對於紊流是以渦流-黏度(eddy-viscosity)假說做為前提，其動量方程式分別如下：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + \rho g_i + F_i \quad (15)$$

在複雜構形的高雷諾數紊流中要求得精確的 N-S 方程式解是不太可能的，故 FLUENT 使用雷諾平均法將 N-S 方程式以小尺度的方式模擬，將所要求的變數分解為均勻時間的常量和變數，故動量方程式方程式變化為：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_l}{\partial x_l} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\rho \overline{u'_i u'_j}) \quad (16)$$

方程式中速度和其他的變數表示為均勻時間形式，其中 $(-\overline{\rho u'_i u'_j})$ 代表由湍流造成的附加條件，稱為雷諾壓力項[11]，FLUENT 是使用 Boussinesq 假設把雷諾壓力和平均速度梯度聯繫起來：

$$-\overline{\rho u'_i u'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\rho \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right) \delta_{ij} \quad (17)$$

其中的 δ_{ij} 為單位向量， μ_t 為紊流黏滯係數，其表示式分為高雷諾數和低雷諾數狀態，寫為：

$$\mu_{t0} = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (18)$$

式中 $C_\mu = 0.0845$ ， ε 為紊流黏滯影響， k 為紊流動力影響，此兩項皆由紊流動能和紊流黏性方程式做修正[6]：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\alpha_k \mu_{eff} \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k - \rho \varepsilon \quad (19)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\alpha_\varepsilon \mu_{eff} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} G_k - C_{2\varepsilon}^* \rho \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (20)$$

其中 G_k 代表由層流速度梯度而產生的湍流動能，其計算式為：

$$G_k = -\overline{\rho u'_i u'_j} \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \quad (21)$$

其中 $C_{2\varepsilon}^*$ 即為 RNG κ - ε 紊流模式的紊流修改係數，其計算式為：

$$C_{2\varepsilon}^* = C_{2\varepsilon} + \frac{C_\mu \rho \eta^3 \left(1 - \frac{\eta}{\eta_0} \right)}{1 + \beta \eta^3} \quad (22)$$

紊流係數 $C_{1\varepsilon} = 1.42$ 、 $C_{2\varepsilon} = 1.68$ ， k 和 ε 方程的紊流 Prandtl 數 $\alpha_k = 1.393$ 、 $\alpha_\varepsilon = 1.393$ ，其餘係數 $\beta = 0.012$ 、 $\eta_0 = 4.38$ ，而係數 η

有其表示式寫為：

$$\eta = \frac{Sk}{\varepsilon} \quad (23)$$

其中 S 為變形張量，可表示為：

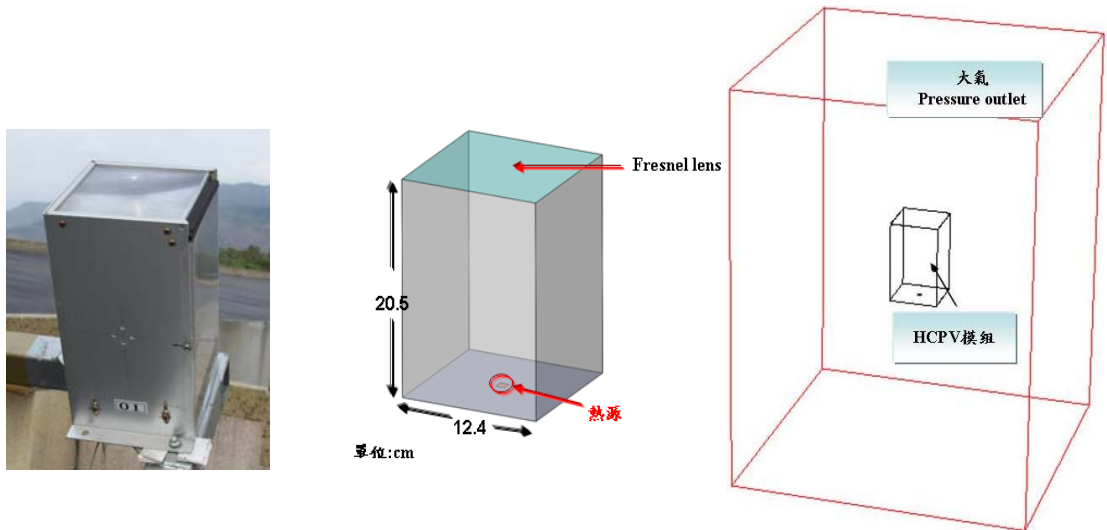
$$S = \sqrt{2\Omega_{ij}\Omega_{ij}} \quad (24)$$

其中 Ω_{ij} 為層流旋轉張量，表示為：

$$\Omega_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (25)$$

(三) 邊界條件設定

本研究為 3D 的模擬分析問題，且為了增加計算結果的準確度與提高計算效率，因此格點均採正交格點建構，研究中以電腦繪圖軟體 GAMBIT 繪製 HCPV 模組模型，HCPV 模組外觀如圖八所示。



圖八. HCPV 模組邊界條件示意圖

研究中以 CFD 軟體 FLUENT6.3 做為求解工具，其中離散統御方程式的方法係以有限體積法(Finite Volume Method)為主。而邊界條件方面，入口處為大氣條件下的風速、日照與氣溫；出口部分為完全發展區；壁面為不滑動邊界。研究中將針對影響 HCPV 模組溫度的參數來做分析，例如：1.環境溫度、2.直射日照量，並配合實驗結果來比對太陽電池溫度分佈之情形。

參、 主要發現與結論

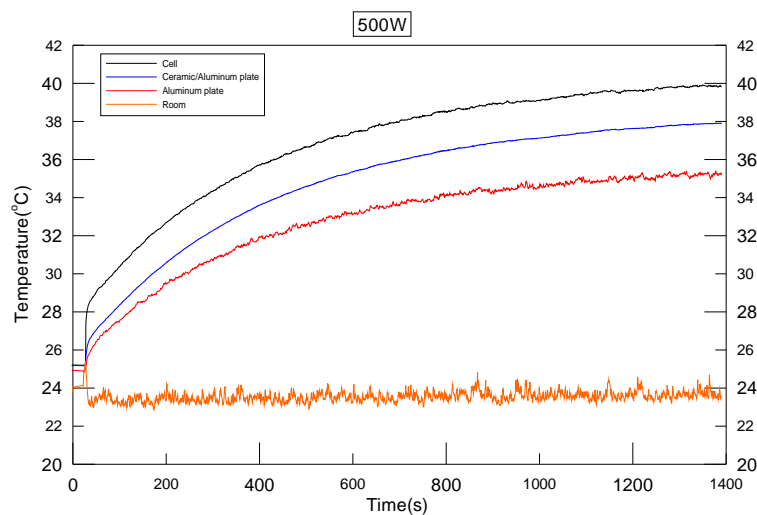
一、 太陽電池溫度量測結果

太陽電池溫度量測測試中，分別採用太陽光照度 500 W/m^2 、 600 W/m^2 、 700 W/m^2 、及 800 W/m^2 分別量測太陽電池/陶瓷層、陶瓷層/鋁背板層以及鋁背板的溫度值。

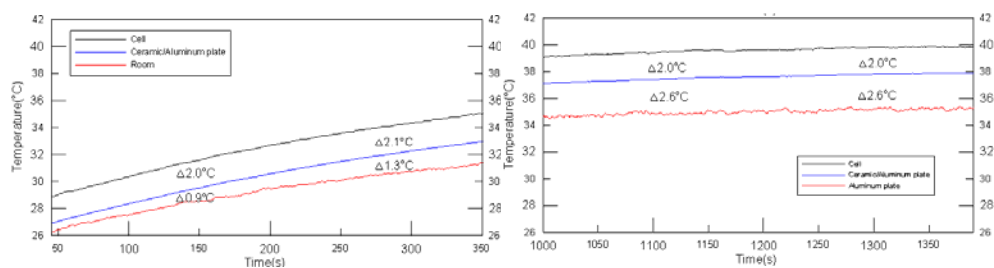
(一)、 照度 500 W/m^2 結果

圖九為照度 500 W/m^2 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 39.8°C 、陶瓷/鋁板層差為 37.9°C 及鋁背板層 35.6°C ，太陽電池內溫度與錫膏層溫度溫差為 1.9°C ，錫膏層溫度與鋁底板溫度溫差為 2.3°C ，太陽電池與鋁底板溫度溫差為 4.2°C 。圖十(a)為照度 500 W/m^2 暫態 45~150 秒及 150~350 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差圖，於暫態時，太陽電池與陶瓷/鋁板層的溫差與陶瓷/鋁板層及鋁背板層的溫差分別為 2°C 、 0.9°C ，其溫差之比例為 2.2:1，圖十(b)為為照度 500 W/m^2 穩態 1000~1200 秒及 1200~1400 秒的 cell 層

與錫膏層的平均溫差，可看出於溫度趨於穩態時，cell層與錫膏層的溫差由 2.2:1 逐漸趨於 1:1.3 狀態。



圖九 照度 $500\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果

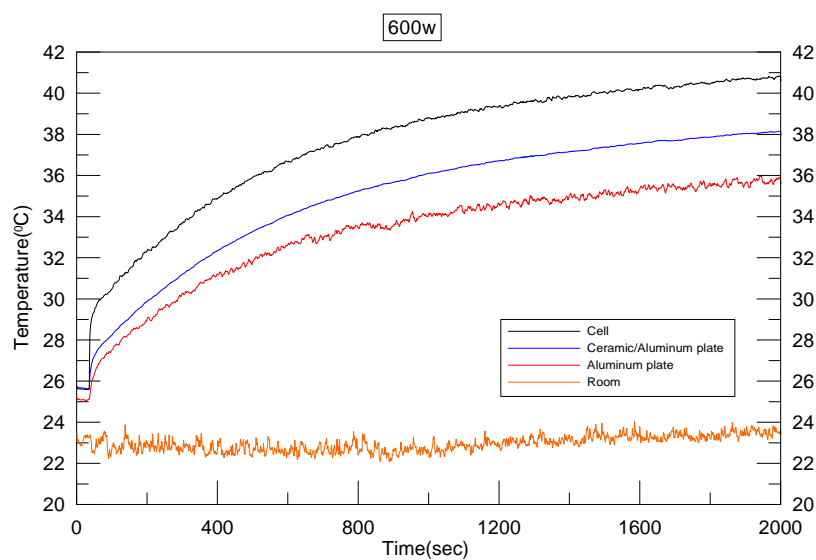


圖十 照度 $500\text{W}/\text{m}^2$ (a)暫態溫度與 (b)穩態溫度比較

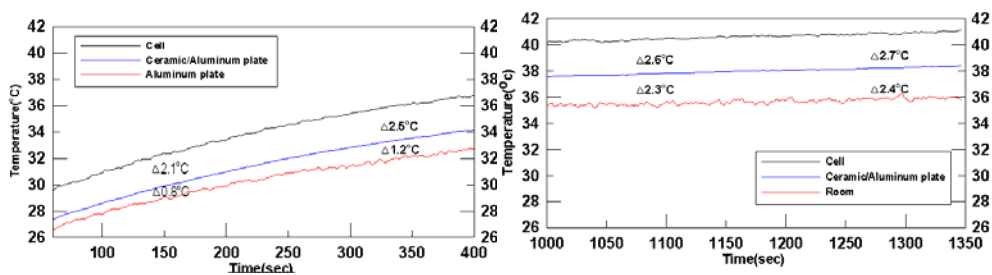
(二)、 照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 測試結果

圖十一 為照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 41.8°C 、陶瓷/鋁板層 38.4°C 及鋁背板層 36

$^{\circ}\text{C}$ ，太陽電池內溫度與錫膏層溫度溫差為 2.4°C ，錫膏層溫度與鋁底板溫度溫差為 2.4°C ，太陽電池與鋁底板溫度溫差為 4.8°C 。圖十二(a)為照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 暫態 50~250 秒及 200~400 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差圖，於暫態時，太陽電池與陶瓷/鋁板層的溫差與陶瓷/鋁板層及鋁背板層的溫差分別為 2.1°C 、 0.8°C ，其溫差之比例為 2.5:1，圖十二(b)為為照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 穩態 1000~1200 秒及 1150~1350 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差，可看出於溫度趨於穩態時，cell 層與錫膏層的溫差由 2.5:1 逐漸趨於 1:1.125 狀態。



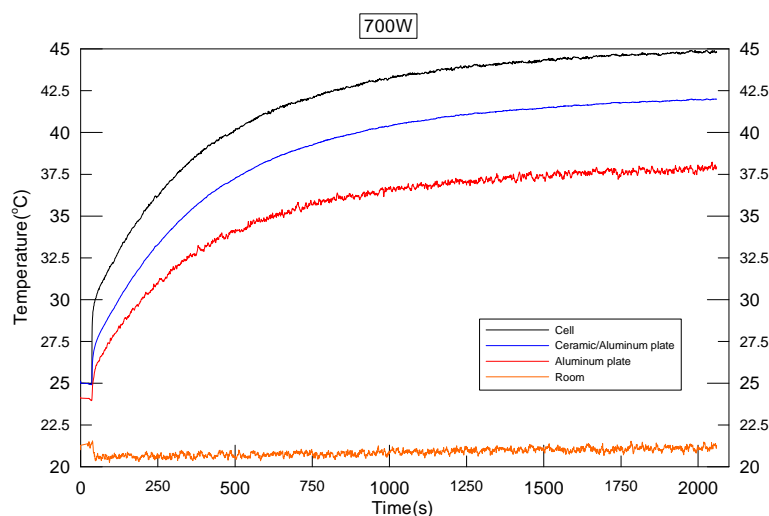
圖十一 照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果



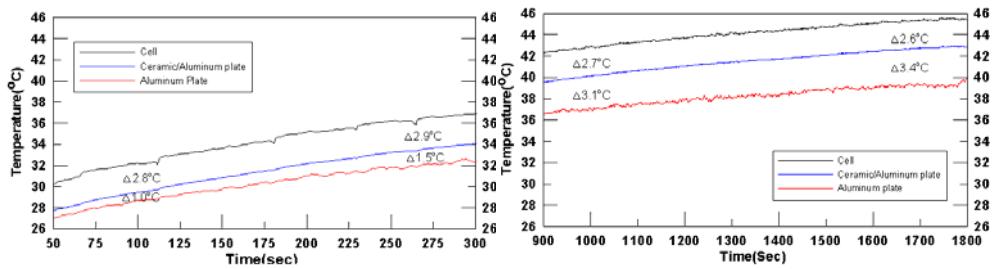
圖十二照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ (a)暫態溫度 與(b)穩態溫度比較

(三)、 照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 測試結果

圖十三 為照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 45.4°C 、陶瓷/鋁板層 43.2°C 及鋁背板層 40.0°C ，太陽電池內溫度與錫膏層溫度溫差為 2.2°C ，錫膏層溫度與鋁底板溫度溫差為 3.2°C ，太陽電池與鋁底板溫度溫差為 5.4°C 。圖十四 (a)為照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 暫態 50~250 秒及 100~300 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差圖，於暫態時，太陽電池與陶瓷/鋁板層的溫差與陶瓷/鋁板層及鋁背板層的溫差分別為 2.8°C 、 1.0°C ，其溫差之比例為 2.8:1，圖十四(b)為為照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 穩態 900~1100 秒及 1600~1800 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差，可看出於溫度趨於穩態時，cell 層與錫膏層的溫差由 2.8:1 逐漸趨於 1.3:1 狀態。



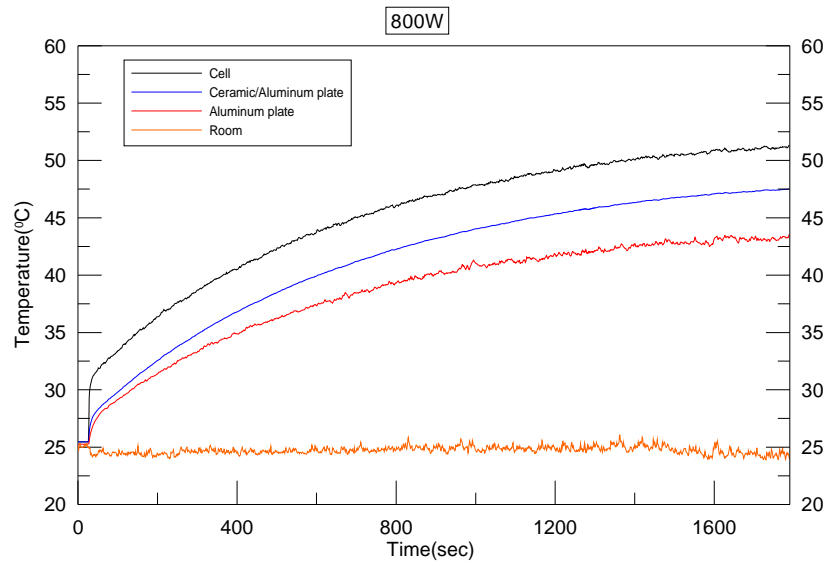
圖十三 照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果



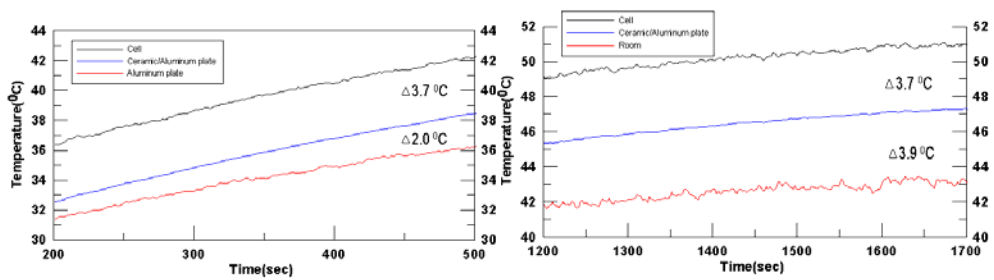
圖十四 照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ (a)暫態溫度 與(b)穩態溫度比較

(四)、 照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 測試結果

圖十五為照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 51.3°C 、陶瓷/鋁板層 47.5°C 及鋁背板層 43.5°C ，太陽電池內溫度與錫膏層溫度溫差為 3.8°C ，錫膏層溫度與鋁底板溫度溫差為 4°C ，太陽電池與鋁底板溫度溫差為 7.8°C 。圖十六(a)為照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 暫態 50~250 秒及 100~300 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差圖，於暫態時，太陽電池與陶瓷/鋁板層的溫差與陶瓷/鋁板層及鋁背板層的溫差分別為 3.7°C 、 2.0°C ，其溫差之比例為 1.8:1，圖十六(b)為為照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 穩態 1200~1700 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差分別為 3.7°C 、 3.9°C ，可看出於溫度趨於穩態時，cell 層與錫膏層的溫差由 1.8:1 逐漸趨於 0.9:1 狀態。



圖十五 照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果。

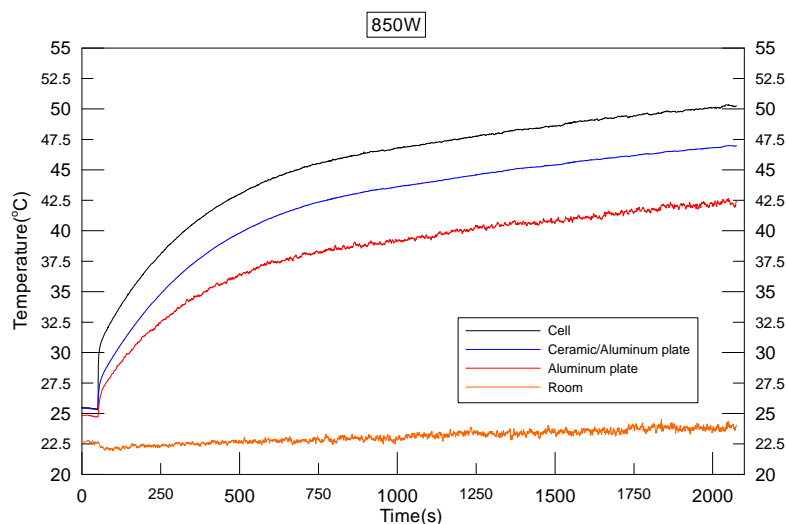


圖十六 照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ (a)暫態溫度 (b)穩態溫度比較

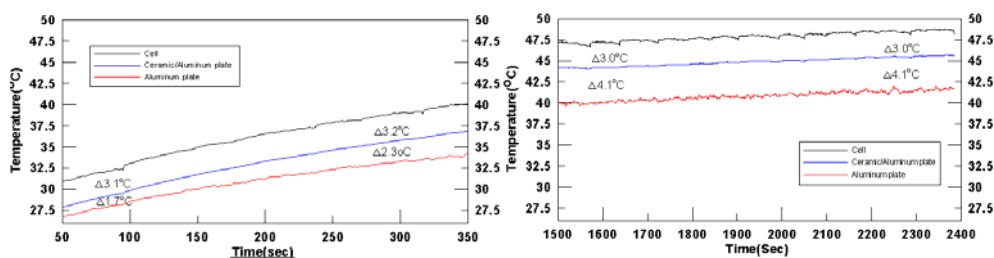
(五)、 照度 $850\text{W}/\text{m}^2$ 測試結果

圖十七為照度 $850\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 $50.3\text{ }^\circ\text{C}$ 、陶瓷/鋁板層 $47.3\text{ }^\circ\text{C}$ 及鋁背板層 $42.5\text{ }^\circ\text{C}$ ，太陽電池內溫度與錫膏層溫度溫差為 $3\text{ }^\circ\text{C}$ ，錫膏層溫度與鋁底板溫度溫差為 $4.8\text{ }^\circ\text{C}$ ，太陽電池與鋁底板溫度溫差為 $7.8\text{ }^\circ\text{C}$ 。圖十

八(a)為照度 850 W/m^2 暫態 50~250 秒及 150~350 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差圖，於暫態時，太陽電池與陶瓷/鋁板層的溫差與陶瓷/鋁板層及鋁背板層的溫差分別為 3.1°C 、 1.7°C ，其溫差之比例為 1.8:1，圖十八 (b)為為照度 850 W/m^2 穩態 1500~1700 秒及 2200~2400 秒的 cell 層與錫膏層的平均溫差，可看出於溫度趨於穩態時，cell 層與錫膏層的溫差由 1.8:1 逐漸趨於 0.7:1 狀態。



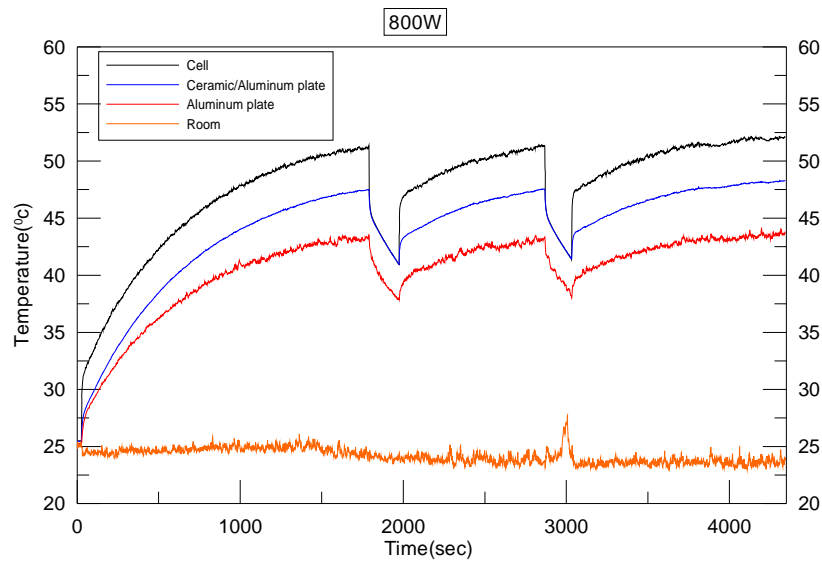
圖十七 照度 850W/m^2 下各層溫度量測結果



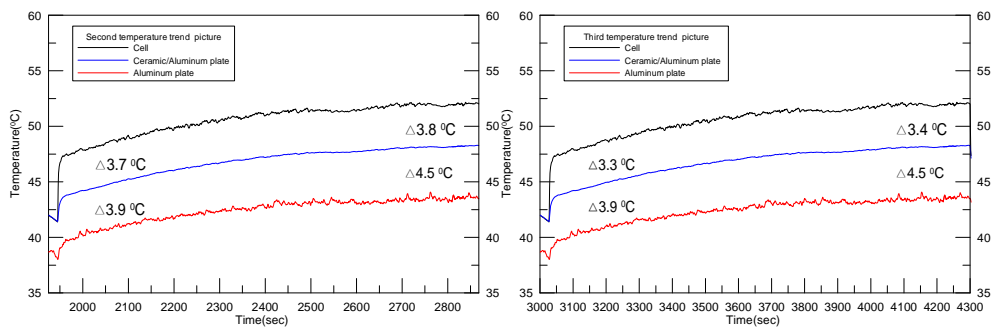
圖十八 照度 850W/m^2 (a)暫態溫度與(b)穩態溫度比較

(六)、 間歇性光照照度 800 W/m^2 測試結果

為模擬間歇性的太陽光照對太陽電池溫度之影響，在實驗中利用控制模擬光源開關來達成間歇性太陽光照的效果，圖十九為間歇性太陽光照照度 800 W/m^2 下各層溫度量測結果，圖二十(a)與二十(b)為利用間歇性太陽光照重新開啟光源開門之量測結果。其穩態的最高溫度分別為太陽電池 $52 \text{ }^\circ\text{C}$ 、陶瓷/鋁板層 $48 \text{ }^\circ\text{C}$ 及鋁背板層 $44 \text{ }^\circ\text{C}$ ，太陽電池內溫度與錫膏層溫度溫差為 $4 \text{ }^\circ\text{C}$ ，錫膏層溫度與鋁底板溫度溫差為 $4 \text{ }^\circ\text{C}$ ，太陽電池與鋁底板溫度溫差為 $8 \text{ }^\circ\text{C}$ 。當第一次關閉光源並重啟光源時，反應時間約 1000 秒左右，即可趨於穩態，第二次關閉光源並重啟光源時反應時間亦約 1000 秒即可趨於穩態，經由兩次測試的結果其熱反應時間相當具一致性。其穩態的溫差分別為太陽電池/陶瓷 $3.4\sim 3.8 \text{ }^\circ\text{C}$ 、陶瓷/鋁板層 $4.5 \text{ }^\circ\text{C}$ ，太陽電池溫度與鋁背板溫度溫差約為 $8 \text{ }^\circ\text{C}$ 。



圖十九 800W/m² 照度連續開關光源測試結果



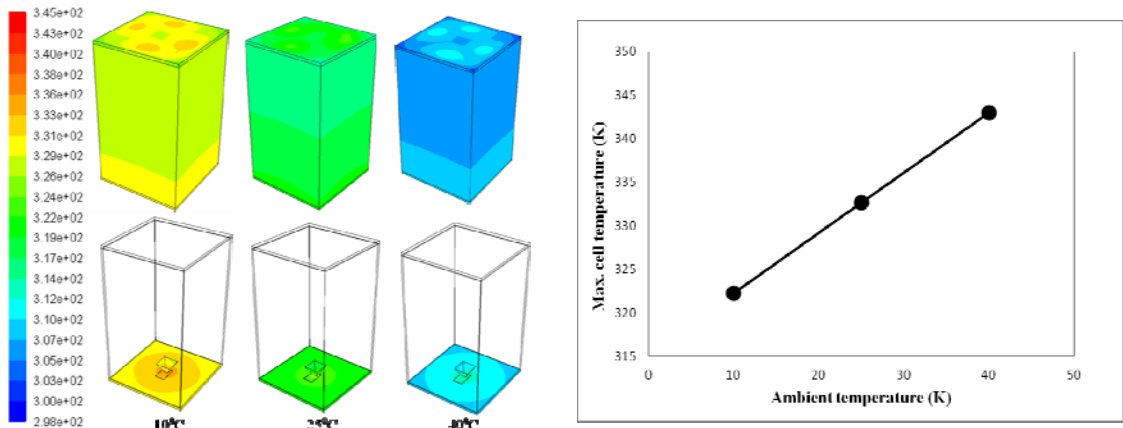
圖二十 (a) 第一次開啟光閘門 (b) 第二次開啟光閘門

二、 太陽電池模組溫度數值模擬結果

(一)、 大氣溫度對單顆 HCPV 模組溫度分佈之影響

考慮 HCPV 模組在無風狀態下，探討大氣溫度分別為 10 °C、25 °C、40 °C 對模組溫度之影響。計算結果如圖二十一所示，在此狀況下，模組最高溫度約為 322.2 K、332.6 K、342.9 K 並與大氣溫度呈現正比關係，這是因為大氣溫度較低時，模組散

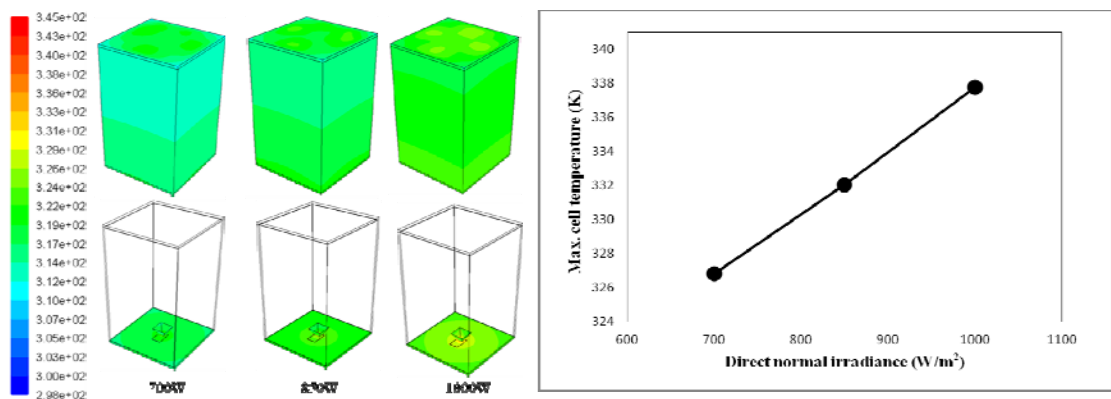
熱速率較大，故模組溫度較低。



圖二十一 不同大氣溫度下 HCPV 模組溫度分佈與關係圖

(二)、 直射日照量對 HCPV 模組溫度之影響

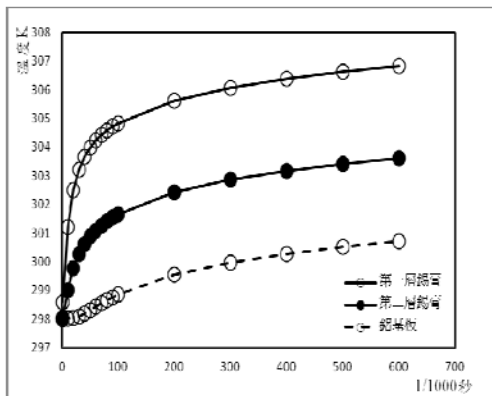
日照量的大小亦會造成 HCPV 模組溫度的改變，計畫中模擬在環境無風狀態下，太陽直射日照量變化對模組最高溫度之關係，計算結果如圖二十二所示，在直射日照 700W 時太陽電池溫度約為 326.8K，850W 時約為 332K，1000W 時約 337.7K，發現到模組最高溫度與直射日照量約成正比關係，當直射日照量越高時，模組最高溫也會增加。



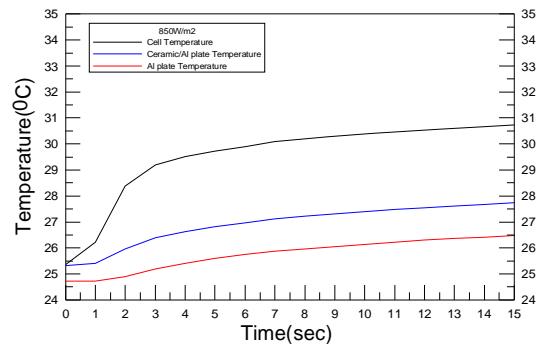
圖二十二 不同直射日照量下單顆 HCPV 模組溫度分佈與關係圖

(三)、 太陽電池工作溫度與數值模擬結果比較

利用間歇性控制太陽模擬光源之閘門，量測太陽電池溫度、錫膏層溫度、鋁基板溫度升溫及降溫反應情形，圖二十三為太陽電池工作溫度經由計算模擬與(b)實際量測結果。由數值模擬計算結果可以發現到模組在初始溫度 25°C 開始逐漸升溫，兩層錫膏層中較接近太陽電池的溫度較高，在第二層錫膏層的溫度略低於第一層，最後是鋁基板接觸大氣的溫度是最低的，這是因為光源主要是聚焦在太陽電池表面並藉由熱傳導將熱傳至鋁基板上，與實驗比較三處量測點的溫度變化趨勢都極為相似。



(a)

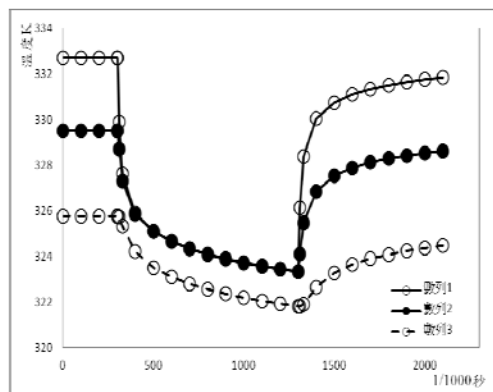


(b)

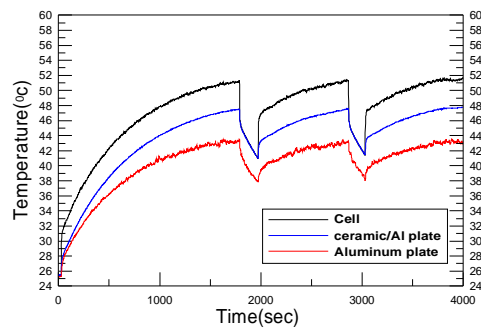
圖二十三 太陽電池工作溫度(a)計算模擬與(b)實際量測結果

為了模擬 HCPV 模組在有日照及有雲層遮蔽無日照的情況，固藉由實驗中的間歇性控制光源來模擬，並量測太陽電池與錫膏層之間的溫度變化。圖二十四為太陽電池模擬間歇性日照(a)計算模擬與(b)實驗結果，由實驗數據中可以發現，太陽電池溫度由初始溫度 25°C 上升至 50 °C 後逐漸趨向穩態，上下

錫膏層溫差約 4°C ，下層錫膏與鋁基板溫差也約為 4°C 。數值模擬中溫度變化的情形也與實驗值的趨勢極為相似，錫膏層與鋁基板之間的模擬溫差約為 4°C 左右。藉由遮蔽光源的實驗中可以發現到上下層錫膏經降溫後溫度曲線會重疊在一起，鋁基板的溫度曲線則是與錫膏層降溫曲線約略平行，再給與光源之後溫度曲線再度回復至升溫曲線時的情形。



(a)



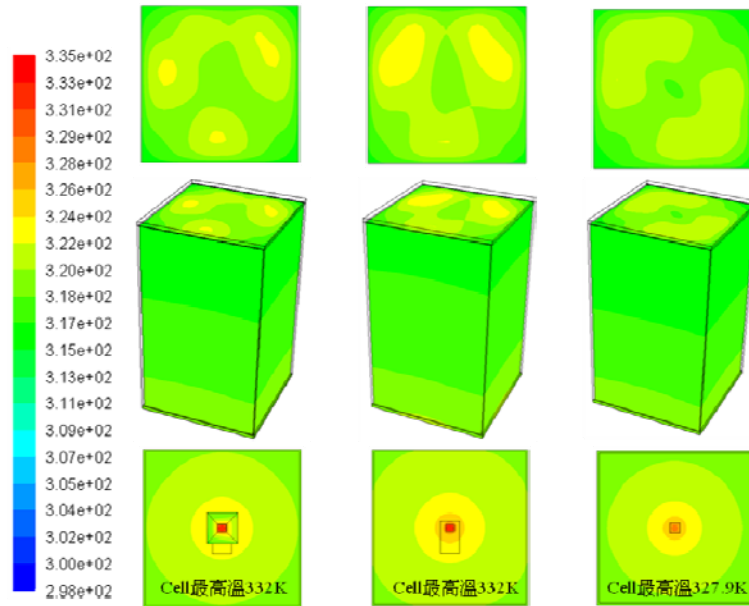
(b)

圖二十四 太陽電池模擬間歇性日照(a)計算模擬與(b)實驗結果

(四)、 HCPV 模組 CFD 數值模擬之簡化

在 CFD 數值模擬中都採用 1 比 1 的 HCPV 模組來建構，為了所短模擬的時間，故將 HCPV 模組內部進行簡化的動作，並探討其溫度分佈情形以利了解到簡化模型的優缺點，所以將 HCPV 模組的二次聚焦鏡省略進行模擬，以及簡化太陽電池內部構造。其結果如圖二十五所示。由模組的壁面溫度分佈圖可以發現，壁面的溫度分佈約為 313 K 至 320 K，不過在太陽電池溫度比較，無二次聚焦鏡的圖形與有二次聚焦鏡的最高溫

約為 332 K，所以在模擬中發現二次聚焦鏡對於 HCPV 模組溫度影響不大，故再簡化太陽電池，發現到電池溫度降至 327 K，推測因簡化錫膏層，增加熱的傳導性導致太陽電池散熱更好所以才導致有降溫的情形發生。



圖二十五 簡化太陽電池模組溫度分佈之情形

三、 結論

在本計劃中利用在聚光型太陽電池埋入熱電偶的方法，成功建立聚光型太陽電池工作溫度之量測方法，並利用建立的太陽電池溫度直接量測方法，將太陽模擬光源照度控制在 $500\sim 800\text{ W/m}^2$ 下，量取到Cell層溫度、陶瓷/鋁板層溫度。

經本聚光型太陽電池溫度量測方法量測結果，在室溫下各照度($500\sim 800\text{ W/m}^2$) Cell層的溫度分別為:在照度 500 W/m^2 時，Cell

層穩態溫度趨勢是 39.8°C ；照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 時是 41.8°C 照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 時是 45.4°C ；照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 時是 51.3°C ；照度 $850\text{W}/\text{m}^2$ 時是 48°C 。當照度 $500\text{W}/\text{m}^2 \sim 600\text{W}/\text{m}^2$ 增加 $100\text{W}/\text{m}^2$ 溫度就上升 2°C ；照度 $600\text{W}/\text{m}^2 \sim 700\text{W}/\text{m}^2$ 增加 $100\text{W}/\text{m}^2$ 溫度就上升 3.1°C ；照度 $700\text{W}/\text{m}^2 \sim 800\text{W}/\text{m}^2$ 增加 $100\text{W}/\text{m}^2$ 溫度上升 3.6°C 。照度 $500\text{W}/\text{m}^2$ 下各層穩態溫度，最高溫度分別為太陽電池 39.8°C 、陶瓷/鋁板層差為 37.9°C 及鋁背板層 35.6°C ，太陽電池層與鋁板層相差 4.2°C 。照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 下各層穩態溫度，最高溫度分別為太陽電池 41°C 、陶瓷/鋁板層 38.4°C 及鋁背板層 36°C ，太陽電池層與鋁板層相差 5°C 。照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 下各層穩態溫度，最高溫度分別為太陽電池 45.4°C 、陶瓷/鋁板層 43.2°C 及鋁背板層 40.9°C ，太陽電池層與鋁板層相差 4.5°C 。照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 48°C 、陶瓷/鋁板層 45°C 及鋁背板層 40°C ，太陽電池層與鋁板層相差 8°C 。照度 $850\text{W}/\text{m}^2$ 下各層溫度量測結果，其中穩態的最高溫度分別為太陽電池 48°C 、陶瓷/鋁板層 46°C 及鋁背板層 42°C ，太陽電池層與鋁板層相差 6°C 。

由計算結果可以發現到模組在初始溫度 25°C 、照度 $850\text{W}/\text{m}^2$ 時，上下錫膏層溫差約 4°C ，下層錫膏與鋁基板溫差也約為 4°C 。數值模擬中溫度變化的情形也與實驗值的趨勢極為相似，錫膏層與鋁基板之間的模擬溫差約為 4°C 左右，太陽電池層與鋁板層相差 8

°C，此結果與實驗趨勢相吻合。因此，在本計劃中利用數值模擬計算的結果與實驗的結果比對具有相當高的準確性。因此，未來可利用數值計算的方法搭配電池工作溫度的量測方法，有效的評估電池工作效率。

肆、 参考文献

1. Poissant, Y., Pelland, S., and Turcotte D., "A Comparison of Energy Rating Methodologies Using Field Test Measurements," 23rd European PV Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, Sept. 1-5, (2008).
2. Williams, S.R., Strobel, M., Betts, T.R., Gottschalg, R., Infield, D.G., Kolodenny, W., Prorok, M., Zdanowicz, T., van der Borg, N., Moorde, H., Friesen, G., Guerin de Montgareuil, A., Stellbogen, D., Herrmann, W., "Accuracy of European Energy Modelling Approaches," 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany 4-8 September ,(2006).
3. Kenny, Robert P., Huld, Thomas A., Iglesias, Susana, "Energy Rating of PV Modules Based on PVGIS Irradiance and Temperature Database," 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Dresden, Germany(preprint), 4-8 October ,(2006).
4. Kroposki, B., Marion, W., King, D., Boyson, W., and Kratochvil, J., "Comparison of Module Performance Characterization Methods for Energy Production," NREL/TP-520-29245, NREL Nation Renewable Energy Laboratory, November, (2000).

5. R.R. King, D.C. Law, K.M. Edmondson, C.M. Fetzer, G.S. Kinsey, H. Yoon, R.A. Sherif, N.H. Karam, “40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells” , *Applied Physics Letters*, 90, (183516), 2007.
6. Anja Royne, Christopher J. Dey, David R. Mills, “Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review”, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 86, (451-483), 2005.
7. David Meneses-Rodriguez, Paul P. Horley, Jesus Gonzalez-Hernandez, Yuri V. Vorobiev, Peter N. Gorley, “Photovoltaic solar cells performance at elevated temperatures”, *Solar Energy*, 78, (243-250), 2005.
8. Araki K, Uozumi H, Yamaguchi M, “A simple passive cooling structure and its heat analysis for 500X concentrator PV module”, *29th IEEE PVSC, New Orleans*, (1568-1571), 2002.
9. Griffith JS, Rathod NS, Paslaski J. Some tests of flat plate photovoltaic module cell temperatures in simulated field conditions. In: *Proceedings of the IEEE 15th photovoltaic specialists conference, Kissimmee, FL, May 12–15; 1981. p. 822–30.*
10. Stultz JW, Wen LC. Thermal performance testing and analysis of photovoltaic modules in natural sunlight. DOE/JPL LSA task report

5101-31; 1977.

11. ASTM. Method for determining the nominal operating cell temperature(NOCT) of an array or module. E1036M, Annex A.1., 1999. p. 544 (withdrawn recently).
12. Duffie JA, BeckmanWA. Solar energy thermal processes. 3rd ed. Hoboken (NJ): Wiley; 2006.
13. Sala G. Cooling of solar cells. In: Luque A, Araujo GL, editors. Solar cells and optics for photovoltaic concentration. Adam Hilger–IOP Publishing; 1989. p. 239–67.
14. Palyvos J. A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems' modeling. Applied Thermal Engineering 2008;28: 801–8.
15. Nordmann T, Clavadetscher L. Understanding temperature effects on PV system performance. In: Proceedings of the third world conference on photovoltaic energy conversion, Osaka, Japan, May 11–18; 2003, poster. p. 2243–6.
16. Durisch W, Bitnar B, Mayor J-C, Kiess H, Lam K-h, Close J. Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. Solar Energy Materials and Solar Cells 2007;91:79–84.

17. Topic M, Brecl K, Sites J. Effective efficiency of PV modules under field conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2007;15:19–26.
18. Garcia MCA, Balenzategui JL. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. *Renewable Energy* 2004;29:1997–2010.
19. Davis MW, Fanney AH, Dougherty BP. Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures. *Transactions of the ASME* 2001;123:200–10.
20. King DL, Boyson WE, Kratochvil JA. Photovoltaic array performance model, SAND2004-3535; 2004.
21. Davis MW, Fanney AH, Dougherty BP. Measured versus predicted performance of building integrated photovoltaics. *Journal of Solar Energy Engineering* 2003;125:21–7.
22. International Standard IEC 61215. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – design qualification and type approval; 2005.
23. Wang Y, Tian W, Ren J, Zhu L, Wang Q. Influence of a building's integrated photovoltaics on heating and cooling loads. *Applied*

- Energy 2006;83:989–1003.
24. Yang H, Burnett J, Jie Ji. Simple approach to cooling load component calculation through PV walls. *Energy and Buildings* 2000;31:285–90.
 25. Mei Li, Infield D, Eicker U, Fux Volker. Thermal modeling of a building with an integrated ventilated PV facade. *Energy and Buildings* 2003;35:605–17.
 26. Jie Ji, Hua Yi, Wei He, Gang P, Jianping L, Bin J. Modeling of a novel Trombe wall with PV cells. *Building and Environment* 2007;42:1544–52.