

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

聚光太陽電池模組溫度量測分析與預測技術建立

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

計畫編號：1012001INER028

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：101 年 11 月 30 日

目 錄

中文摘要	I
英文摘要	II
壹、 計畫緣起與目的	1
一、 太陽能電池溫度係數之量測	4
二、 太陽光譜對效率之影響	10
貳、 研究方法與過程	14
一、 利用直接量測太陽能電池模組溫度來量測太陽能電池溫度係數	14
二、 太陽能電池模組溫度之數值模擬	15
參、 主要發現與結論	26
一、 太陽能模組溫度係數量測	26
二、 太陽能電池模組溫度數值模擬結果	41
(一) 散熱鳍片最佳距離經驗公式驗證	41
(二) 二維 HCPV 模組最佳距離分析	43
三、 結論	45
肆、 參考文獻	47

中文摘要

本研究提出太陽能電池溫度係數的測量方法和最佳性能模組安裝的最佳距離，研究中太陽能電池的溫度由加熱器和冷卻器控制，利用熱電偶埋入太陽能電池中來直接量測太陽能電池的工作溫度，並利用太陽模擬器以提供不同的光照度來量測太陽能電池各性能參數的溫度係數，研究中並利用數值模擬的方法計算模組最佳散熱的安裝距離。經由研究結果顯示，模組最佳的安裝距離為2厘米，性能參數的溫度係數分別為： V_{oc} 溫度係數為 $-0.0048\text{V}/^\circ\text{C}$ 、轉換效率溫度係數為 $-0.035\%/^\circ\text{C}$ 、 FF 溫度係數為 $-0.072\%/^\circ\text{C}$ 、最大功率溫度係數為 $-0.003\text{W}/^\circ\text{C}$ ，研究中亦同時探討 $600\text{W}/\text{m}^2$ 、 $700\text{W}/\text{m}^2$ 、 $800\text{W}/\text{m}^2$ 及 $900\text{W}/\text{m}^2$ 不同照度下的 $I-V$ 及MPP曲線。

關鍵字:溫度係數、數值模擬、最佳距離、熱電偶

英文摘要

In this study, we propose the photovoltaic cell temperature coefficient measurement method and the optimal distance for module installation. The photovoltaic cell temperature coefficient is obtained utilizing the solar simulator to provide different irradiance. The photovoltaic cell temperature is controlled by a heater and a cooler and is measured utilizing an ultra fine thermocouple. The optimize distance of module installation is simulated utilizing a CFD method for module heat dissipation to obtain the module's best performance. The research results present the optimization distance of the module installation of 2 cm, and the efficiency and the output power of the single cell declines with the cell temperature. The photovoltaic cell temperature coefficient follows as: the open circuit voltage is $-0.0048\text{V}/^\circ\text{C}$; the conversion efficiency is $-0.035\%/^\circ\text{C}$; the maximum power is $-0.003\text{ W}/^\circ\text{C}$ and the fill factor is $-0.072\%/^\circ\text{C}$, respectively. The characteristics of the photovoltaic cell including $I-V$ curve and MPP curve in the direct normal irradiance of $600\text{ W}/\text{m}^2$, $700\text{ W}/\text{m}^2$, $800\text{ W}/\text{m}^2$ and $900\text{ W}/\text{m}^2$ are also investigated.

Keywords: temperature coefficient, CFD, optimal distance, thermocouple

壹、計畫緣起與目的

聚光型太陽能電池系統依照太陽輻射入射到太陽能電池聚光的比例來區分，此比例為太陽光聚焦的倍數，因此，聚光型太陽能電池系統區分為三類，其分別為低聚焦太陽能電池 1~40X (LCPV)、中度聚焦太陽能電池 40~300X (MCPV)、高聚焦太陽能電池 300~2000X (HCPV)，其中以高聚焦太陽能電池之發展最受矚目，其主要的理由為：

1. 大部份的公司都在發展高聚焦太陽能電池技術
2. 此系統在聚焦型太陽能電池組技術上可以產生較多的電力
3. 聚光型太陽能電池在短中期可達到更高的效率及能量
4. 未來在價格上最有希望降低成本

太陽能電池在高聚光下能獲得較高的效率（典型聚光型太陽能電池效率為 40%^[2]）和較低的成本的集中反射鏡或透鏡^[3]。太陽能電池的發電量不僅取決於吸收和傳輸的太陽輻射，電池的實際工作溫度也是非常重要的因素之一，研究顯示溫度每增加 1k，太陽能電池的發電量將降低額定容量的 0.5%。因此必須確定太陽能電池的實際工作溫度。太陽能電池工作環境溫度的外部影響因素，如光照強度、環境溫度、粒子輻射等都是影響太陽能電池的性能指標，而且溫度的影響與光照強度的影響通常是同時存在。為了維持太陽能

電池具有較高的工作效率以及較穩定的性能，上述的因素通常須同時考量。聚光型太陽能電池效率改變的原因為：

1. 太陽能電池所產生的電流與表面所接收到的太陽輻射成正比，此一定律在非常高的聚光型太陽能電池仍能使用，雖然目前使用的聚光比例為1,000倍，可用的範圍可以延伸到5,000倍
2. 電池的電壓 V_{oc} 隨著聚光比例呈對數增加，其效率也呈對數倍數增加，然而，增加效率需要更複雜的設計以降低高聚光比所產生的串連電阻和其他損失

一般針對太陽能電池的效率評估，在實驗室中所量測的效率與一般商品化太陽能電池的效率有所不同，在實驗室中所測得的效率較高，其主要原因是由於製程精良及控制的參數比較多，但相對的太陽能電池的價格也比較高，相對的，一般商品化的電池效率較差，由表二及表三可以看出在研究實驗室與一般商品化太陽能電池效率之不同[4]。

表一 研究實驗室測得的太陽能電池效率

	Effic.(%)	Suns	Manufacturer	Date	Type	Description
1	41.6	364	Spectrolab	2009	GaInP/GaInAs/Ge	Lattic-matched
2	41.1	454	Fraunhofer	2009	GaInP/GaInAs/Ge	Lattic-mismatched
3	40.8	326	NREL	2008	GaInP/GaInAs/GaInAs	Inverted monolithic
4	40.7	240	Spectrolab	2006	GaInP/GaInAs/Ge	Lattic-mismatched
5	37.2	500	sharp	2005	GaInP/GaInAs/Ge	Lattic-matched

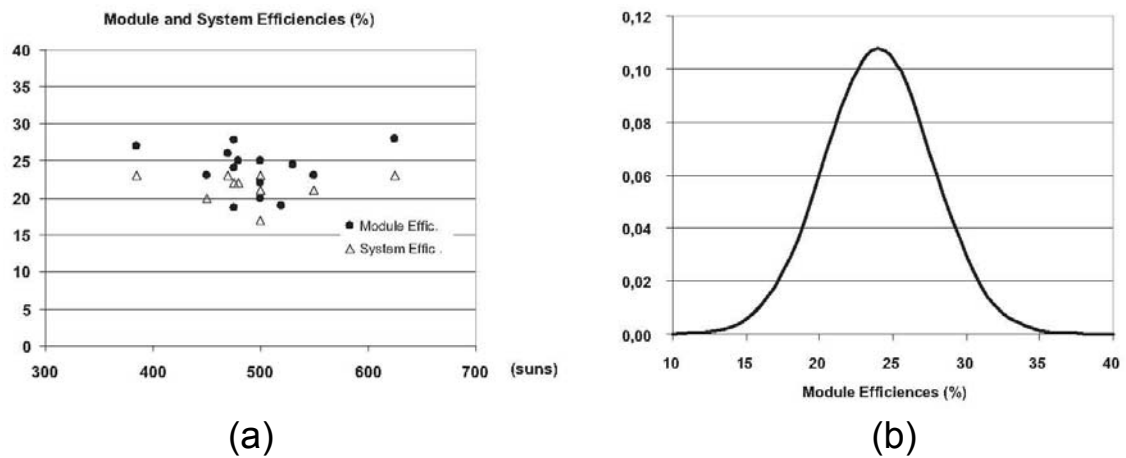
表二 一般商品化太陽能電池所測得的效率

	Effic.(%)	Suns	Manufacturer	Type	Country	Description
1	39	500	Emocore/NREL	Multijunction	USA	www.emocore.com
2	38.5	500	Spectrolab	Multijunction	USA	www.spectrolab.com
3	35	500	Spire	Multijunction	USA	www.spirecorp.com
4	35	300	Azur Space	Multijunction	Germany	www.azurspace.com
5	27	100	Amonix	Silicon	USA	www.amonix.xom

圖一為模組與系統在不同聚光比下之效率，有關系統與模組效率相關資料相當少，其主要原因為除了電的相關參數，系統廠商不希望透露他們產品中多餘的資訊，主要因為他們在持續收集其新系統設計操作經驗，而這些資料為該公司商業上的策略與機密。此外，這些發表的資料大部份是不完整的，因為在資料中並沒有提供下列資訊：

1. 量測的狀態
2. 實驗室量測
3. 量測的結果是來自商業化的產品或產品原型

上述因素導致太陽能電池的模組間有不同效能，依照製造商所提供的資料，模組的效率約達 20% 至 30%，而目前系統的效率如圖一 (a) 所示其約為 20%。雖然在不同的聚光型太陽能電池技術上模組與系統的效率所發表的相關資料相當少，但統計其模組的效率（如圖一 (b) 所示），其平均值為 24%，其標準差為 4% [4]。為明確量測太陽能電池模組效率隨溫度變化，太陽能電池溫度係數量測與量測之狀態為相當重要之參數，分別說明如下：



圖一 (a)模組與系統不同聚光比之效率 (b) 效率統計標準差

一. 太陽能電池溫度係數之量測

由許多的研究證明太陽能電池／模組的工作溫度對發電效率有相當大的影響，在許多太陽能電池效率的關係式中， T_c 為太陽能電池的溫度，是一個環境變數的函數，例如環境溫度 T_a ，風速 V_w 、太陽的輻射量 G_T 以及前蓋板的穿透性 τ 、板子的吸收性 α 材料的參數。在眾多太陽能電池模組效率的關係式中，許多的關係式中皆為線性關係，唯一的不同點是材料與系統相關參數的不同，許多的發電效率利用模組的最大電功率 P_m 來取代，其中 $\eta_c = P_m / AG_T$ ，形成不同效能評估程序的基準。溫度對於太陽能電池／模組效率的影響可以追溯到電池／模組所產生的電流 I 以及電壓 V ，最高功率可以表示為

$$P_m = V_m I_m = (FF) V_{oc} I_{sc} \quad (1)$$

在這基礎的表示式中，定義填充參數 FF ，下標 m 表示為模組 $I-V$ 曲線的最大功率點，而下標 oc 與 sc 表示開路電流與短路電流值，其結

$$\eta_c = \eta_{Tref} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_T] \quad (2)$$

果造成開路電流電壓及填充因素隨著溫度下降，而短路電流只有些許的增加[3]，因此，溫度對太陽能電池效率的影響線性關係式為

其中 η_{Tref} 為在太陽能模組在參考溫度的效率， $\beta_{ref} \cdot \gamma$ 為溫度係數與太陽輻射係數，其為主要的材料特性，對矽晶模組而言其值分別為 $0.004K^{-1}$ 及 0.12 [5]，對於太陽輻射係數取其值為零[6]，故上式可簡化為

$$\eta_c = \eta_{Tref} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref})] \quad (3)$$

上式為太陽能電池效率傳統的線性表示式[7]，太陽能模組在參考溫度的效率 η_{Tref} 與溫度係數 β_{ref} 通常由太陽能模組的製造廠商提供，其係數的求得通常是利用在給定的太陽的輻射通量下，這兩種不同溫度下量測模組的電力輸出[8]，溫度係數的實際值不僅與太陽能電池的材料有關，也於參考溫度 T_{ref} 有關，溫度係數與參考溫度之比值

$$\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}} \quad (4)$$

其中 T_0 為太陽能模組效率降至零時之最高溫。

溫度係數被用於不同太陽能電池效率的量測參數，包含電壓、電流以及功率。溫度係數在太陽能系統設計及尺寸上扮演了非常重要的角色，太陽能模組陣列的尺寸決定太陽能系統的操作狀況。溫度係數為太陽能電池性能參數對溫度的變化率，此變化率可以短路電流 I_{SC} 、最大功率電流 I_{mp} 、開路電壓 V_{OC} 、最大功率電壓 V_{mp} 、最大功率 P_{mp} 、填充因子 FF 及效率 η 表示。在 ASTM 太陽能電池及模組性能測試標準方法中只針對兩個溫度係數之測試，分別為電流與電量之溫度係數測試，室外模組與陣列的性能特性量測需要包含 I_{SC} 、 I_{mp} 、 V_{OC} 、 V_{mp} 等四個溫度係數才能準確量測大範圍的操作狀況模組的電力性能特性。ASTM 規定溫度係數的量測需於 1000 W/m^2 標準太陽光譜分佈下量測，但對於實際狀況而言，也需要在不同的照度下進行量測。

一般太陽能電池溫度係數的量測是將太陽能電池放在一個可控制溫度的固定夾治具上，利用太陽光模擬光源調整至規定的照度來量測不同溫度下太陽能電池 $I-V$ 曲線，並計算隨著溫度變化之參數。太陽能模組溫度係數的量測可於室內利用太陽光模擬器或於室外在操作狀況下執行，在室內的測試，太陽能模組利用太陽光模擬器照射，並於背面加熱達到一定的溫度。在戶外測試中，遮蔽模組使其接近外界

溫度後將遮蔽物拿開，當電池溫度達到操作溫度時量測其 $I-V$ 曲線，在上述兩種量測狀況下，模組的平均溫度需利用連接與背面的熱偶線來量測。對陣列模組而言，其通常並不直接量測模組的溫度係數，因此，陣列的溫度係數通常利用模組的溫度係數經由陣列中模組的串併聯狀態進行推估，或經由陣列在一連串的操作狀態下的性能進行線性迴歸分析。

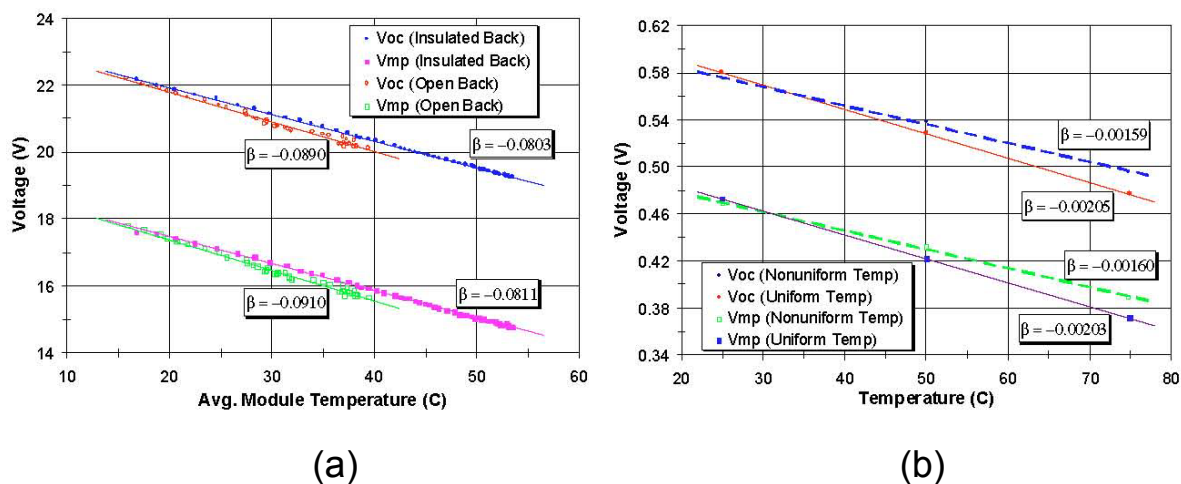
基本上，模組和陣列的溫度係數與其個別太陽能電池的溫度係數有關。理論上，可經由量測模組或陣列中個別太陽能電池的溫度係數，取其平均值來計算模組或陣列的溫度係數，然而，模組或陣列的測試結果經常與此假設不符。在測試或系統的操作下，系統的影響導致溫度係數與期望值有所不同，因為溫度分佈不均或所量測的溫度無法真實反映太陽能電池的溫度。對於個別的電池而言，如果測試的溫度控制夾治具溫度分佈不均勻或太陽能電池尺寸不恰當，將導致量測的溫度不均，圖二(a)為只有 75% 測試的太陽能電池被加熱的夾治具覆蓋，而外圍的 25% 太陽能電池在比中間的溫度較低溫的溫度下操作，內部與外圍的溫度均受到良好的控制之測試結果顯示，所測試的 V_{oc} 、 V_{mp} 結果比真正的溫度測試值還小 20%，對於室內模組的量測中利用背面的加熱器加熱，並利用多重的溫度感測器去量測背面的溫度並求得溫度的平均值，加熱器與加熱速度必須最適化，使溫度的分佈非常均勻。另外，物理性的不規則例如連接盒、模組框架、支撐支架

等均會導致測試時溫度的不均勻性，使得測試所得到的溫度係數比實際值還小[9]。

戶外測試電池溫度係數利用遮蔽的方法求得模組的熱時間常數，但其需要一些額外的測試條件以避免系統的誤差，在戶外地暫態測試中，風速、間接性的日照、模組的框架、連接盒、製程支架等都會導致溫度的不均勻性，此外，模組背面的表面溫度在溫度暫態響應中，因為背面材質的溫度梯度或模組的熱容量關係，無法及時反應出太陽能電池的溫度。為了要求得太陽能電池真正的溫度係數，模組的背面以及邊緣必須絕熱而且需有穩定的日照且風速小於 $2m/s$ 以下，在測試中增加絕熱的影響為較大的模組其溫度分佈較均勻，因為連接盒等受熱影響的溫度較小，模組的背面溫度會比較接近太陽能電池的溫度。圖二(b)為利用模組背面在隔熱的效果下測試的 V_{OC} 、 V_{mp} 溫度係數之結果，溫度係數在於沒有背面隔熱下所量到的溫度係數比在模組背面隔熱情況下所量測的溫度係數約大 10%[9]。

溫度係數在於沒有背面隔熱下所量到的溫度係數比在模組背面隔熱情況下所量測到的溫度係數約大 10%，此一差異性是因為連接盒所產生的溫度不均勻性所造成的。在隔絕的狀況下，連接盒的背面有效的隔絕，電池的溫度在加熱後會急速上升，在較低的電壓下操作，因此有較高的溫度係數，且熱電偶在模組的量測並不會受到連接盒的影響。然而，在背板溫度的量測中，隔絕的背板比暴露在空氣中的背板

其所量到的溫差高達 $15^{\circ}\text{C}\sim 20^{\circ}\text{C}$ 左右。

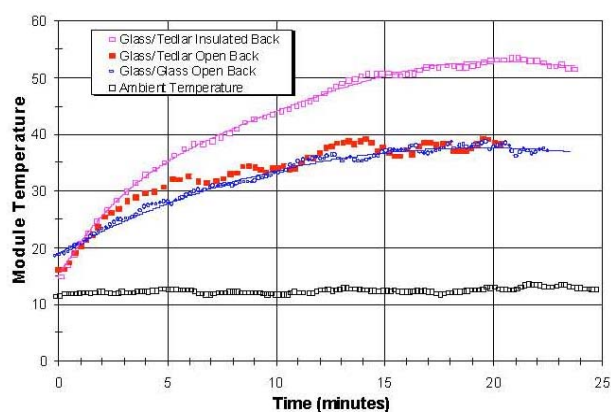


圖二 (a)在不均勻溫度下所測得之溫度係數 (b) 在隔熱與非隔熱狀態下所測得之溫度係數

對於太陽能模組系統性能的設計與分析模型很少考慮模組的熱容量或模組溫度不均勻的影響，因此，太陽能模組在充分暴露於環境下溫度係數的量測可視為非熱平衡條件，特別是室外測量過程接近一個能量產生的狀況，即雲覆蓋太陽能模組時會趨近於外界溫度，接著會使晴朗的天空和全日照環境。太陽能電池模組在晴天的早晨啟動是一個等效熱條件，真正和有效的溫度係數之間的差異取決於太陽能模組的設計，不同的是用於體積較大的太陽能模組與玻璃蓋板和背板，相對於一般的模組與前玻璃蓋板與聚合物背板。

圖三為太陽能電池模組的熱容量在暫態熱條件下的效應，在同樣相同的照度測試條件下，利用熱電偶量測太陽能電池模組背面三個量測點之平均溫度。在測試中使用的兩個相同的 C - Si 太陽能模組中，

其中一塊模組的前表面為玻璃和後表面為 Tedlar。另一塊 C - Si 太陽能模組的前後表面皆為玻璃但背面絕熱，第三個太陽能模組是前後皆為玻璃表面玻璃之薄膜非晶矽太陽能模組。在同樣環境溫度條件下開始測試，絕熱背面的太陽能模組工作溫度比開放式模組工作溫度約高 15°C [9]。由上述的太陽能電池模組溫度測試結果得知，太陽能電池的模組溫度與模組的熱容量、模組背面散熱的條件有很大的關係，且要正確量測太陽能電池模組的溫度是非常困難的。



圖三 太陽能電池模組在不同熱容量下暫態熱效應

二.太陽光譜對效率之影響

III - V 族多接面太陽能電池被廣泛應用於地面聚光系統，其最大的效益為可利用各種不同帶隙能量的太陽能電池單片堆疊，然而在廣泛堆疊 PN 結構的做法，其每個帶隙能量和每個子電池的透明程度，可達到電流匹配條件的設計配置。一般情況下，這些電池在標準測試條件進行優化。目前，聚光太陽能電池是經由 ASTM 美國材料與試驗協

會 (ASTM) 在 AM1.5d 條件下進行效率評估，電池的測試溫度為 298 K[10]，然而在實際應用中，主要評估的重點並不是在參考頻譜下電池的效率，而是在現實操作條件下的年發電量，其考慮的因素包括電池的工作溫度、聚焦所產生不同的強度和頻譜變化，或在一天或一年的過程的狀況。由於三接面太陽能電池對太陽光譜的變化敏感 [11-12]，在計算太陽能電池的年發電量時，應考慮太陽光光譜的變化，太陽光譜的變化是由於空氣質量和天氣成分的變化所造成。特別是氣溶膠光學厚度和降水量對太陽光譜有顯著的影響[13-14]。因此，三接面太陽能電池產生的問題是何種配置才能使太陽能電池達到最高效率的最佳化的配置；或在不同的地方每年所能產生最大的發電量。

為了減少耗時和昂貴的實驗，利用理論研究 III - V 族多接面太陽能電池不同的設計配置的性能是相當重要的。到目前為止，大多數在這方面所做的研究是利用一個特定的參考頻譜來設計其最高的效率。Kurtz et al. [15] 提出一個非常好的論述來計算多接面太陽能電池的理論效率，然而，參考光譜的選擇，甚至可以對電力生產比增加額外的接面的影響來的大[16]，也就是說，一般最佳化的方法在實際應用的電力生產中並不一定帶來最好的結果。許多的研究團隊對於太陽光譜的變化對於多接面太陽能電池性能變化的研究有相當好的研究成果，Faine 等人 [17]用一個半經驗的太陽能電池模型結合光譜輻

照度模型，來研究選定的帶隙的一個單接面、兩個雙接面以及一個三接面太陽能電池在一個太陽和 300 K 下測試在變化的空氣、濁度和水蒸汽太陽能電池的靈敏度，其研究結果顯示雙接面及三接面的太陽能電池每年的輸出功率優於單接面的太陽能電池，在光譜變動下效果也一併考慮。McMahon 等人[18]分析 GaInP /GaAs/Ge 三接面太陽能電池用於戶外電力生產設計應使用參考頻譜分析，使用一個半經驗模型結合一組光譜代表“標準日”，研究結果發現，所使用的分析標準參考光譜可使每天電力生產最大化。McMahon 等人[19-20]進一步的研究的 GaInP / GaAs 串疊太陽能電池上層的厚度對電力生產的影響，利用一個半經驗模型建立串疊太陽能電池在不同的頂端厚度戶外特性。Araki 與 Yamaguchi[21]利用建模的光譜在名古屋研究 III - V 族三接面太陽能電池整日和整年在不同太陽高度的功率損耗，在特別的建模光譜條件下與 AM1.5d 條件下比較兩者的功率輸出。其模型預測在最佳的組合帶隙之三接面太陽能電池每年的功率損耗在 4% 以下。

近年來，許多研究團隊在標準測試聚光條件下三接面 III - V 族太陽能電池的效率超過 40%[22-24]，同時，以一 III - V 族多接面太陽能電池為基礎的聚光型太陽能電池系統，其大多數標準測試條件下具有最佳化的效果，並且在商用市場上迅速成長，多接面太陽能電池對於光譜的敏感度相當高，其最佳化的設計受光譜變化的影響相當大，

此外，建立預測多接面太陽能電池系統每年電力生產預測方法已成為十分迫切的一環。

由上面的文獻探討可知，目前聚光型太陽能電池的發展在效率的量測方面存在下列的問題，其包含（一）太陽能電池的溫度對效率的影響（二）量測太陽能電池的溫度係數（三）太陽能電池模組效率的量測（四）如何降低太陽能電池模組的溫度，以提高太陽能電池模組的效率。核研所於聚光型太陽能模組的效率估算與監控在太陽能電池模組系統品質驗證中扮演相當重要的角色，依據聚光型太陽能模組系統品質驗證之應用角色，擬發展預測太陽能電池模組溫度係數的方法，其中包含直接量測太陽能電池模組溫度來預測太陽能電池溫度係數的方法與。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架設形式，評估太陽能模組的散熱優劣，以降低太陽能電池的工作溫度並提高發電效率，作為下一代太陽能光伏模組散熱系統設計之參考依據。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 年與 99 年獲得核能所計畫的支持，對於聚光型太陽能電池的數值模擬與溫度量測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，並利用直接量測太陽能電池工作溫度的方法，直接量測電池的

工作溫度可以準確的預測太陽能電池的溫度係數。此外、也將開始預測與評估 HCPV 在結構架設上可能散熱的對策，作為下一代太陽能光伏模組散熱系統設計之參考依據。

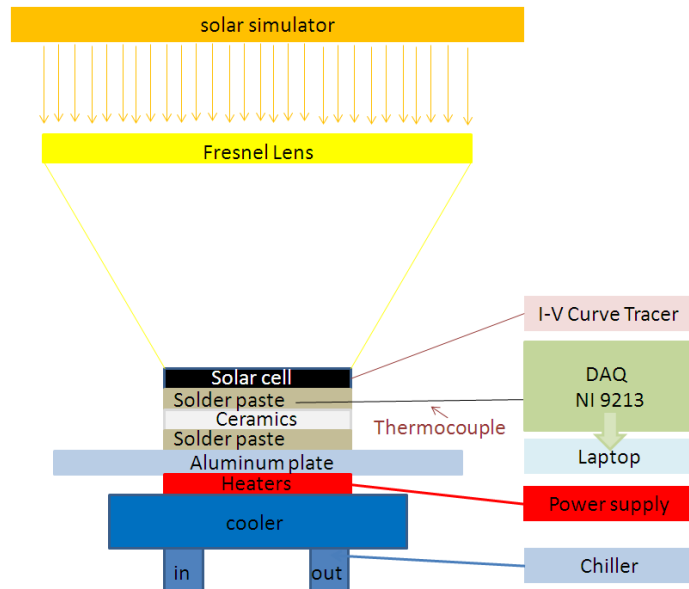
貳、 研究方法與過程

本研究主要分為兩個部分，（一）直接量測太陽能電池模組溫度來量測太陽能電池溫度係數的方法，（二）使用計算流體力學（CFD）的模擬方法，建構最佳化的模組安裝型態，研究方法與步驟分別說明如下：

一、利用直接量測太陽能電池模組溫度來量測太陽能電池溫度係數

本研究利用直徑 $50\ \mu\text{m}$ 的熱電偶埋入太陽能電池模組結構層中直接量測高聚光型太陽能電池模組之溫度。溫度之控制是利用在太陽能電池模組鋁背板裝設由電源供應器控制的薄膜加熱片(OMEGA KHLV-202/10)，並裝設與冰水機連接的冷卻器(ZM-NWB1)，來精確控制太陽能模組溫度在 $10^{\circ}\text{C}\sim 90^{\circ}\text{C}$ 狀態。實驗中利用核研所路竹科學園區之太陽光模擬光源來控制太陽能電池模組的光照度，熱電偶之溫度量測數據擷取模組採用 NI 公司之 NI-9213 及 NI USB-9162，量測軟體則使用自行撰寫 LabVIEW 圖控程式量測，實驗中利用 $I-V$

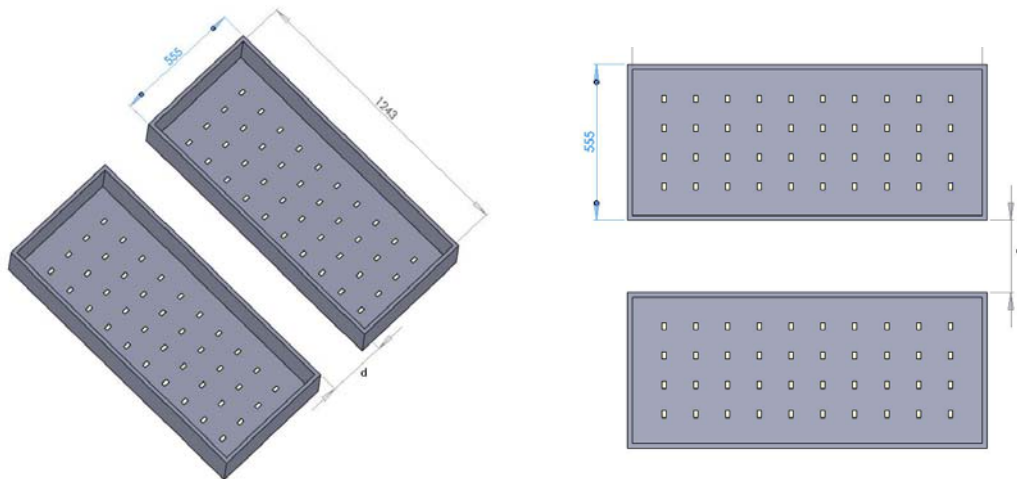
Curve Tracer 量測電池輸出功率、 I_{sc} 、 V_{oc} 、 FF 、 η 等特性，實驗架構如圖四所示。



圖四. 實驗架構圖

二、太陽能電池模組溫度之數值模擬

計畫中使用計算流體力學的方法模擬太陽能模組架設的間距與架設的方向對散熱性能的影響，由於太陽能電池模組的溫度對於模組發電性能的影響相當大，計畫中考量模組擺設的間距與風向的關係，將電池模組散熱進行最佳化設計，圖五為太陽能電池模組擺設間距示意圖。計算流體力學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。目的是希望能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間距與擺設方式進行有缺點評估，建構最佳化的模組安裝型態。



圖五 太陽能電池模組擺設間距示意圖

研究中使用計算流體力學的方法模擬HCPV模組間的散熱情況，模擬中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。計算流體力學套裝軟體FLUENT是採用控制體積法（control volume method）來建立統御方程式組的差分方程式（finite difference equation），並以SIMPLE（semi-implicit method for pressure-linked equation）方法來處理速度場與壓力場耦合的關係及能量(energy)等三個方程式。

1. 統御方程式

本計劃採用之熱流分析方程式是使用紊流流體運動下分析質傳及熱傳的統御方程式。這個統御方程式是由質量、動量及非等熵流的能量項，依據雷諾傳輸定理之守恆原則(conservation principle)下所組成的，稱之為 Navier-Stokes 方程式，其方程式分為連續

(continuity)、三個方向的動量(momentum)及能量(energy)等五個傳輸方程式，並加上從熱力學上而來之幾何方程式，分別為狀態及成份方程式，分別介紹如下：

連續方程式：

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i) = 0 \quad (5)$$

其中 ρ 為流體中之密度，本研究由於流場壓力變化不大，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：

$$\rho = \frac{P_{op}}{RT \sum_i \frac{Y_i}{m_{w,i}}} \quad (6)$$

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。

動量方程式：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + \rho g_i + F_i \quad (7)$$

其中 p 是靜壓， τ_{ij} 是應力張量， ρg_i 和 F_i 分別為 i 方向上的重力體積力和外部體積力(如離散項相互作用產生的升力)。

本研究無外部體積力，故 F_i 項於方程式中忽略。

動量方程式中各項物理涵義由左至右分別為時間項、對流項、壓力項、黏滯項、重力項、外力項。

動量方程式中黏滯項的應力張量為：

$$\tau_{ij} = \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] - \frac{2}{3} \mu \frac{\partial u_l}{\partial x_l} \delta_{ij} \quad (8)$$

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

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：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \frac{\partial}{\partial x_i}(u_i(\rho E + p)) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(k_{eff} \frac{\partial T}{\partial x_i} - \sum_j h_j J_j + u_j (\tau_{ij})_{eff} \right) + S_h \quad (9)$$

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。由於本研究考慮外界太陽輻射加入計算域之影響，故能量方程式中的 S_h 項為輻射熱源項。能量方程式中各項物理涵義由左至右分別為時間項、流功項、熱傳導影響項、成分影響項、黏滯產生熱項、體積熱源項。

其中內能 E 為：

$$E = h - \frac{p}{\rho} + \frac{u_i^2}{2} \quad (10)$$

其中理想氣體之顯焓為：

$$h = \sum_j m_j h_j \quad (11)$$

不可壓縮流之顯焓為：

$$h = \sum_j m_j h_j + \frac{p}{\rho} \quad (12)$$

式中的 m_j 為成分 j 的質量分率， h_j 為成分 j 的顯焓。

顯焓 h_j 可表示為：

$$h_j = \int_{T_{ref}}^T c_{p,j} dT \quad (13)$$

其中 T_{ref} 為 298.15k， $c_{p,j}$ 為流體比熱係數，由於本研究之流體需要分離出空氣中之水蒸氣分壓。

2. 紊流模式

本研究是使用其提供之 RNG $k-\epsilon$ 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，包括渦流-黏滯之耗散(damping)項，修正紊性耗散(ϵ)之定義，並修正方程式中之源項(source term)。

其 RNG $k-\epsilon$ 紊流模式加以闡述如下：

$k-\epsilon$ 紊流模式對於紊流是以渦流-黏度(eddy-viscosity)假說為前提，其動量方程式分別如下：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} + \rho g_i + F_i \quad (14)$$

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：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_l}{\partial x_l} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\rho \overline{u'_i u'_j}) \quad (15)$$

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

$$-\rho \overline{u'_i u'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\rho \frac{\partial u_l}{\partial x_l} \right) \delta_{ij} \quad (16)$$

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：

$$\mu_{t0} = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (17)$$

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：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\alpha_k \mu_{eff} \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k - \rho \varepsilon \quad (18)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\alpha_\varepsilon \mu_{eff} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} G_k - C_{2\varepsilon}^* \rho \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (19)$$

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：

$$G_k = -\overline{\rho u_i u_j} \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \quad (20)$$

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

$$C_{2\varepsilon}^* = C_{2\varepsilon} + \frac{C_\mu \rho \eta^3 \left(1 - \frac{\eta}{\eta_0} \right)}{1 + \beta \eta^3} \quad (21)$$

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：

$$\eta = \frac{Sk}{\varepsilon} \quad (22)$$

其中 S 為變形張量，可表示為：

$$S = \sqrt{2\Omega_{ij}\Omega_{ij}} \quad (23)$$

其中 Ω_{ij} 為層流旋轉張量，表示為：

$$\Omega_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (24)$$

3. 輻射傳導模式(Radiation Heat Transfer)

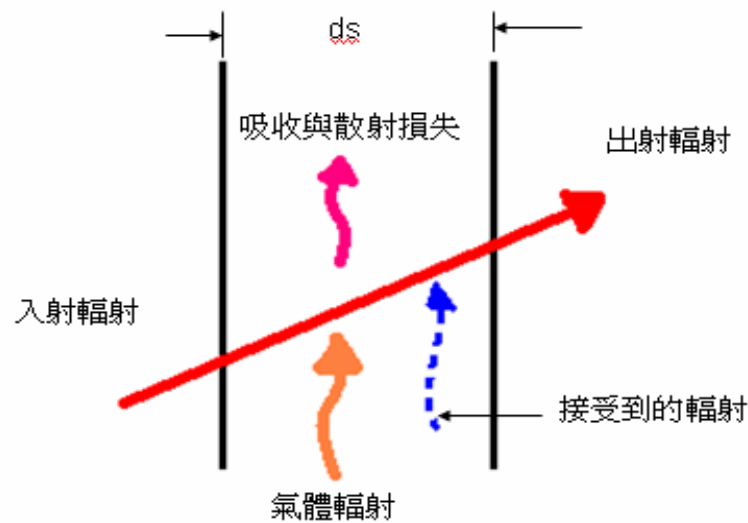
Fluent 商用軟體內提供多種輻射模組供用戶做選擇，本研究採用 Fluent 6.3.26 版熱輻射模組執行熱輻射場之運算，在位置 \vec{r} ，沿方向 \vec{s} 的輻射傳播方程式(RTE)描述如下：

$$\frac{dI(\vec{r}, \vec{s})}{ds} + (\alpha' + \sigma_s)I(\vec{r}, \vec{s}) = \alpha'n^2 \frac{\sigma T^4}{\pi} + \frac{\sigma_s}{4\pi} \int_0^{4\pi} I(\vec{r}, s')o(\vec{s}, \vec{s}')d\Omega' \quad (25)$$

其中

\vec{r} : 位置向量	σ_s : 散射係數
\vec{s} : 方向向量	σ : 斯蒂芬-波茲曼常數
\vec{s}' : 散射方向	I : 輻射強度, 依賴於位置(\vec{r})與方向(\vec{s})
s : 沿程長度	T : 當地溫度
α' : 吸收係數	o : 相位函數
n : 折射係數	Ω' : 空間立體角

其傳輸方式如圖六所示，各項物理意義由左而右代表為入射至 \mathbf{s} 方向的輻射損失項，吸收及散射之輻射損失項，由放射獲得的輻射量，由散射進入 \mathbf{s} 方向獲得的輻射量。

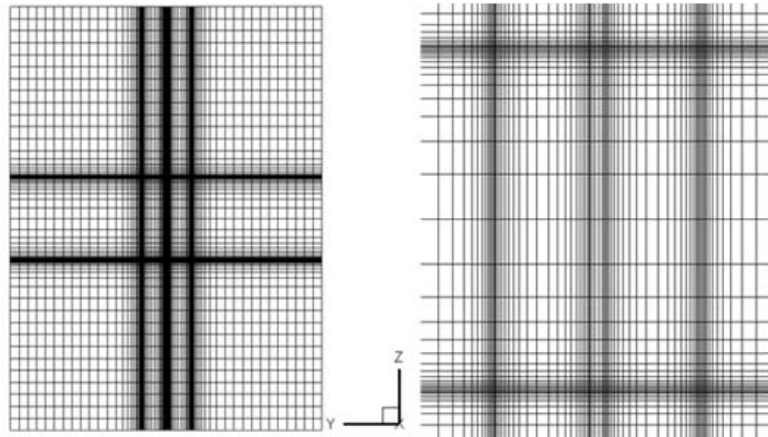


圖六 輻射傳播方程示意圖

一般方程式(25)為一微分合併積分之方程式，所以必須有一些數值模式來解這個方程式，一般常用的有 P-1 輻射模式或較準確的 Discrete Transfer radiation 模式或是 Discrete Ordinate 模式，本計劃使用這二種模式中的一種來求解。

5. 格點系統

本研究中，模組幾何外型皆使用電腦繪圖軟體 Gambit 來繪製，其中二維、三維數學模型採用非均勻結構網格來建構，主要是為了節省模擬所需計算時間，在壁面與空氣接觸以及熱源與空氣接觸的邊界層格點密度較外流場高，方能提高數值計算的準確性，如圖七，以三維模組為範例總網格數約有 250 萬。



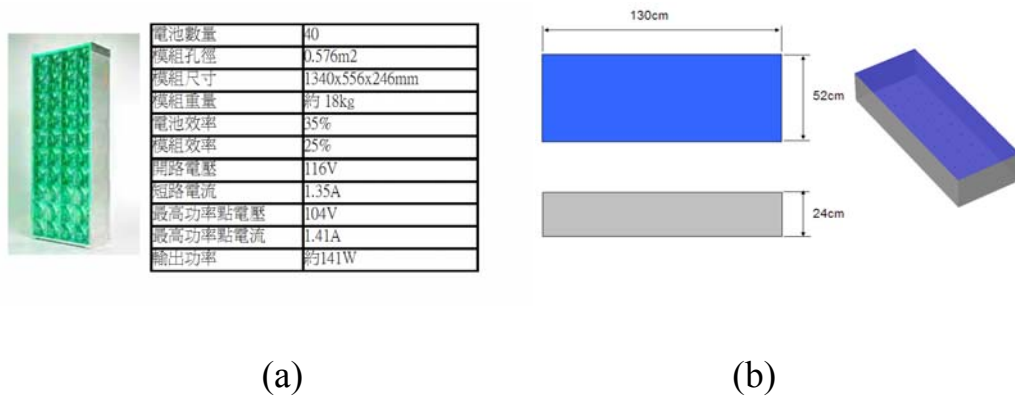
圖七 非均勻結構網格示意圖

6.數學模型與邊界條件

本計劃擬以商用 CFD 軟體 FLUENT6.3，其中離散統御方程式的方法係以有限體積法(Finite Volume Method)為主。統御方程式中的對流和擴散影響之傳輸方程可由上風法離散處理，但壓力項並無可用的傳輸方程式，對於可壓縮流而言，壓力項可由狀態函數處理，若為不可壓縮流時，由於密度為常數，所以壓力無狀態函數之關係可使用，故需要由壓力和速度的耦合關係做處理。FLUENT 內提供了多種壓力與速度耦合之方法，本研究使用的是 SIMPLE 法，其主要考量 SIMPLE 法可應用於普遍流場特性，且 SIMPLE 法適用於不可壓縮流流場。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；壁面則因為黏滯力的關係滿足不滑動邊界。

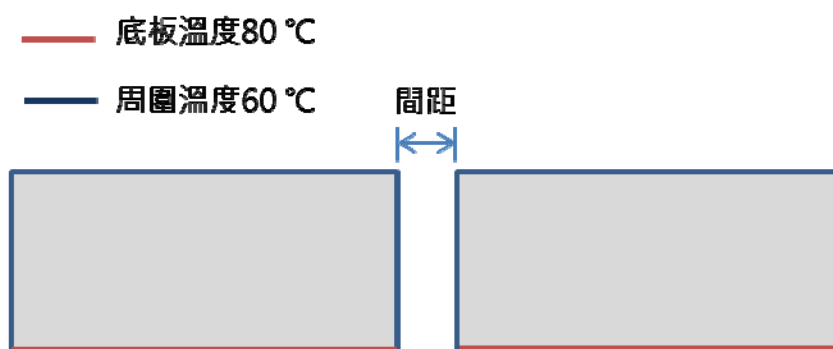
研究中探討之現象為三維的模擬分析問題，為了確認模擬的正確性，利用一計算散熱鰭片最佳距離的經驗公式進行驗證，因此本

研究模型為分為三類，一為簡化模型，利用兩組簡化模型用來驗證經驗公式，二為 HPCV 簡化 2D 模型，最後則是依據 HPCV 模組實際外型，繪製九組完全密閉式之模組並改變間隔距離，如圖八所示：



圖八 (a)實際太陽能電池模組規格；(b)模擬採用模組外觀

二維簡化模型如圖九所示，此溫度設定之原因為底板部分為太陽能電池所在位置，因此溫度高於其他三者，壁面方面假設受到陽光溫度與模組內部流場的熱傳，且外流場屬於自然對流模式，流體則使用層流進行模擬，模擬的案例除了不同間距之外，還考慮了追日型太陽能模組會因太陽所在位置而移動所產生的傾角，傾角選用 0° 、 22.5° 、 45° 來模擬模組有傾角的狀態；三維模型則是利用相同之邊界條件進行模擬，但使用九組模組進行模擬，以計算實際模組最佳距離。



圖九 二維簡化模型邊界示意圖

參、 主要發現與結論

一、 太陽能模組溫度係數量測

在實驗中將日照度控制量在 600 W/m^2 、 700 W/m^2 、 800 W/m^2 、 900 W/m^2 ，並將聚光型太陽能電池內部溫度控制在 10°C 持續上升至 90°C ，來探討聚光型太陽能電池受到不同日照量與不同內部溫度的情況下，太陽能電池的短路電流(I_{sc})、開路電壓(V_{oc})、填充因子(FF)及轉換效率輸出之關係。依照所量測到的太陽能電池溫度，與連續式太陽能模擬光源機台繪製的 $I-V$ 曲線圖相互對照，可得到各不同光照度下，太陽能電池所輸出的電壓與功率曲線。

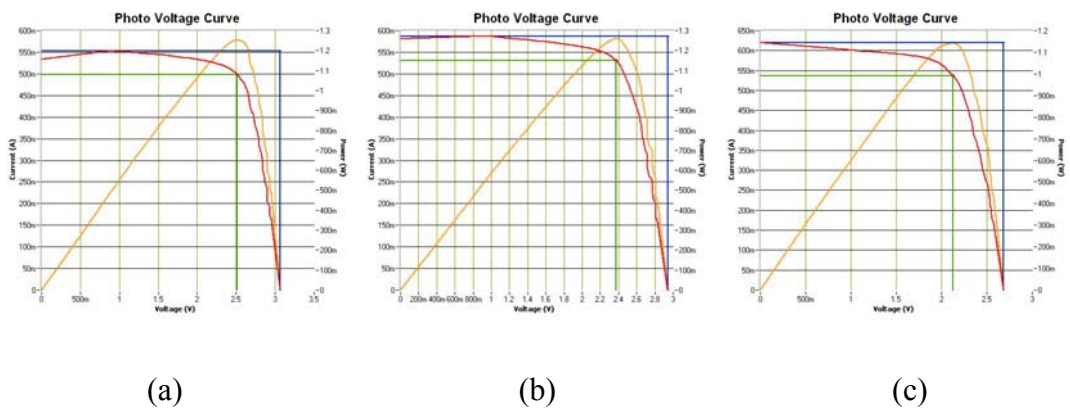
圖十(a) 光照度在 600 W/m^2 ，Cell溫度在 10°C 時， $I_{sc} = 553.17 \text{ mA}$ ， $V_{oc} = 3.069 \text{ V}$ ， $P_{mpp} = 1.253 \text{ W}$ ；圖十(b) 光照度在 600 W/m^2 ，Cell溫度在 50°C 時， $I_{sc} = 587.405 \text{ mA}$ ， $V_{oc} = 2.942 \text{ V}$ ， $P_{mpp} = 1.26 \text{ W}$ ；圖十(c) 光照度

在 600 W/m^2 ，Cell溫度在 90°C 時， $I_{sc} = 619.845\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.686\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.141\text{W}$ 。

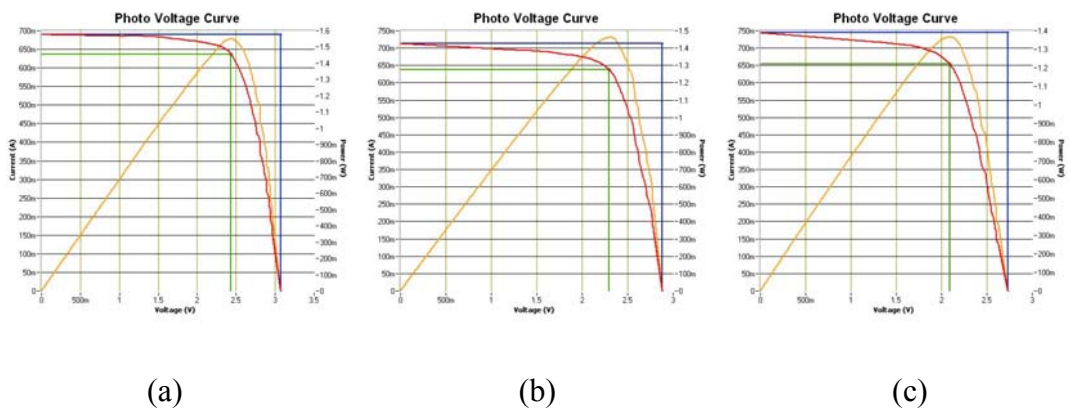
圖十一(a) 光照度在 700 W/m^2 ，Cell溫度在 10°C 時， $I_{sc} = 689.318\text{mA}$ ， $V_{oc} = 3.073\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.551\text{W}$ ；圖十一(b) 光照度在 700 W/m^2 ，Cell溫度在 50°C 時， $I_{sc} = 712.501\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.883\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.462\text{W}$ ；圖十一(c) 光照度在 700 W/m^2 ，Cell溫度在 90°C 時， $I_{sc} = 743.702\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.732\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.365\text{W}$ 。

圖十二(a) 光照度在 800 W/m^2 ，Cell溫度在 10°C 時， $I_{sc} = 783.23\text{mA}$ ， $V_{oc} = 3.096\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.746\text{W}$ ；圖十二(b) 光照度在 800 W/m^2 ，Cell溫度在 50°C 時， $I_{sc} = 798.818\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.941\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.664\text{W}$ ；圖十二(c) 光照度在 800 W/m^2 ，Cell溫度在 90°C 時， $I_{sc} = 805.005\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.756\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.509\text{W}$ 。

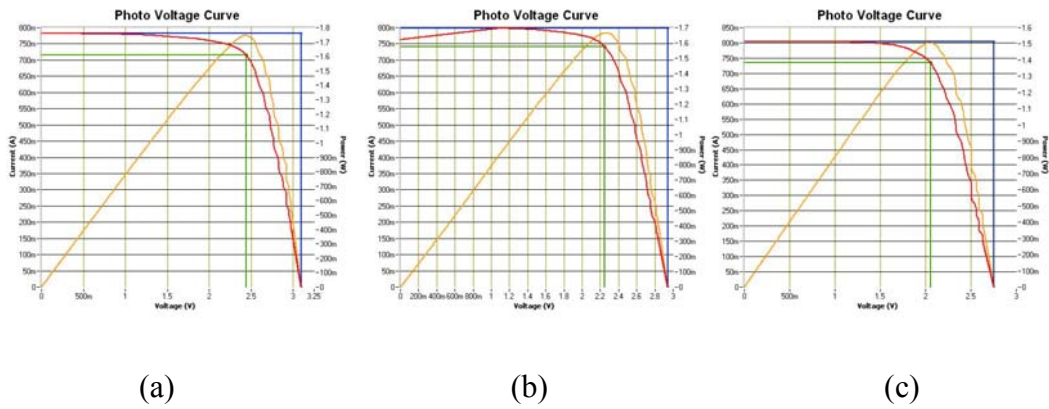
圖十三(a) 光照度在 900 W/m^2 ，Cell溫度在 10°C 時， $I_{sc} = 893.178\text{mA}$ ， $V_{oc} = 3.091\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.943\text{W}$ ；圖十三(b) 光照度在 900 W/m^2 ，Cell溫度在 50°C 時， $I_{sc} = 933.203\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.944\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.88\text{W}$ ；圖十三(c) 光照度在 900 W/m^2 ，Cell溫度在 90°C 時， $I_{sc} = 906.155\text{mA}$ ， $V_{oc} = 2.747\text{V}$ ， $P_{mpp} = 1.654\text{W}$ 。



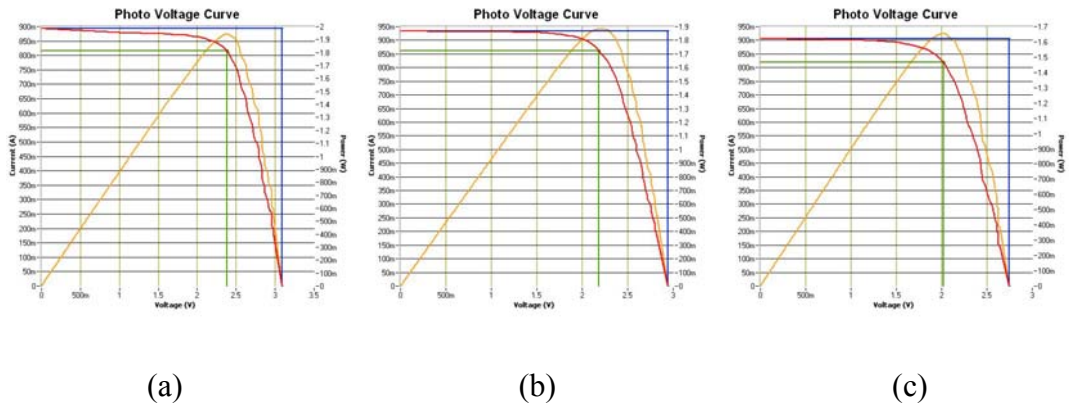
圖十 光照度在 600 W/m^2 ，Cell溫度在(a) 10°C (b) 50°C (c) 90°C 之MPP與IV Curve



圖十一 光照度在 700 W/m^2 ，Cell溫度在(a) 10°C (b) 50°C (c) 90°C 之MPP與IV Curve



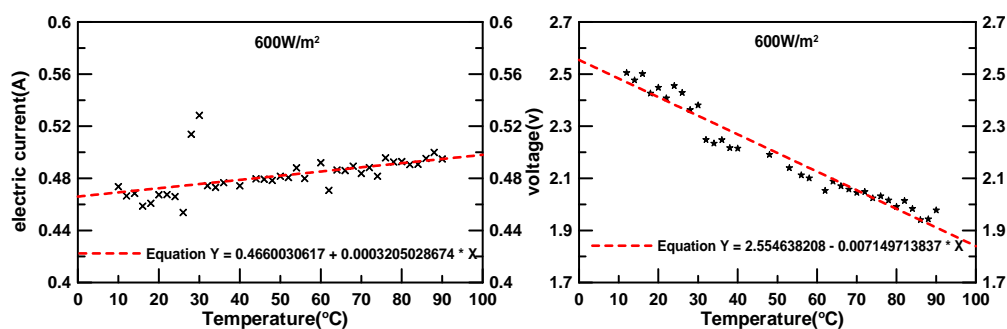
圖十二 光照度在 800 W/m^2 ，Cell溫度在(a) 10°C (b) 50°C (c) 90°C 時之 MPP與IV Curve



圖十三 光照度在 900 W/m^2 ，Cell溫度在(a) 10°C (b) 50°C (c) 90°C 之MPP與 IV Curve

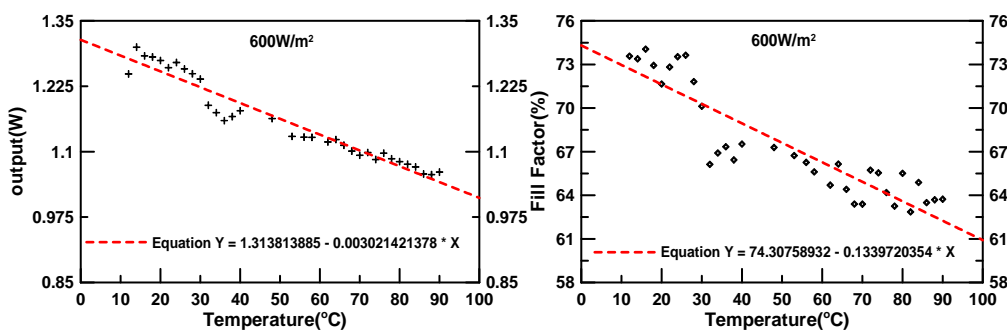
圖十四 為光照度 600 W/m^2 下，太陽能電池溫度 10°C 至 90°C 時之最大電流(I_{mp})、最大電壓(V_{mp})、最大功率、填充因子(FF)、 $I-V$ 曲線、MPP 曲線輸出之關係。圖十四(a)為最大電流實驗曲線圖，單模組電池

最大電流(I_{mp})由10°C以0.47A為最低提升至90°C時的0.50A；圖十四(b)為最大電壓實驗曲線圖，單模組電池最大電壓(V_{mp})值以10°C時的2.48V為最高，於90°C時降至1.91V；圖十四(c)為最大功率實驗曲線圖，單模組電池最大功率(MPP)由10°C時最高1.28W降至90°C時1.04W；圖十四(d)為填充因子實驗曲線圖，填充因子(FF)以10°C時的75.0%為最高，於90°C降至68.3%；圖十四(e)與圖十四(f)為電池溫度在10°C、30°C、50°C、70°C、90°C的 $I-V$ 曲線與 MPP 曲線，在較低電池溫度時，電池具有較佳的效率，溫度在10°C時，輸出功率達1.28瓦，光電轉換效率(η)由10°C時的14.81%降到90°C的12.04%，減少2.77%。

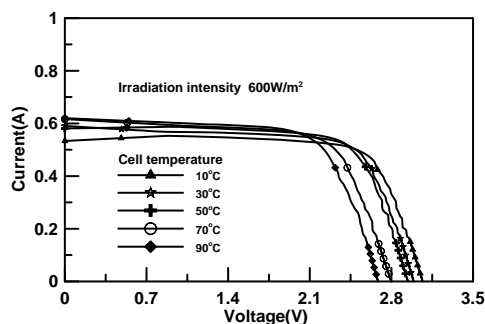
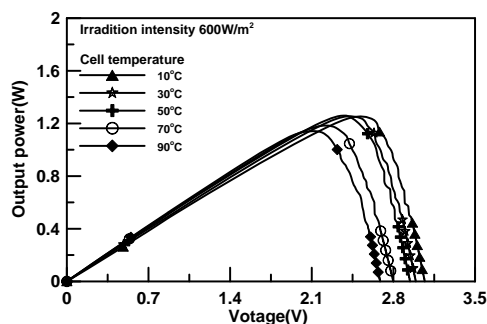


(a)最大電流值(I_{mp})

(b)最大電壓值圖(V_{mp})

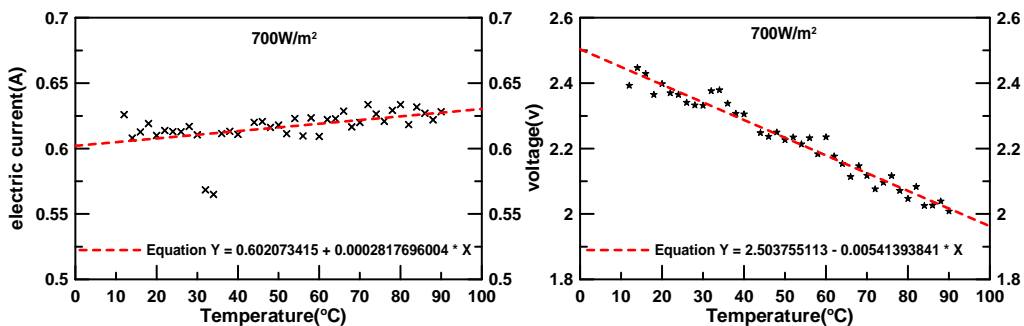


(c) 最大功率

(d) 填充因子(FF)(e) $I-V$ 曲線(f) 最大功率(MPP)曲線圖十四 光照度 $600\text{W}/\text{m}^2$ 下，太陽能電池性能隨溫度變化之關係

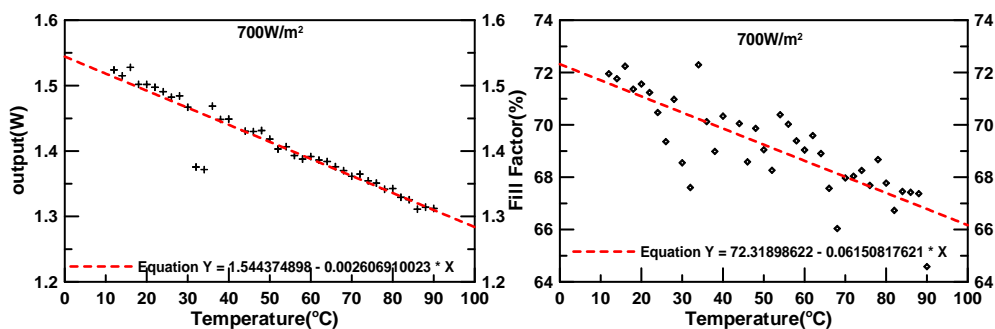
圖十五為光照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 下，太陽能電池溫度 10°C 至 90°C 時之最大電流(I_{mp})、最大電壓(V_{mp})、最大功率、填充因子(FF)、 $I-V$ 曲線、 MPP 曲線輸出之關係。圖十五(a)為最大電流實驗曲線圖，單模組電池最大電流(I_{mp})由 10°C 以 0.61A 為最低提升至 90°C 時的 0.63A ；圖十五(b) 為最大電壓實驗曲線圖，單模組電池最大電壓(V_{mp})值以 10°C 時的 2.45V 為最高，於 90°C 時降至 2.02V ；圖十五(c)為最大功率實驗曲線圖，單模組電池最大功率(MPP)由 10°C 時最高 1.52W 降至 90°C 時 1.31W ；圖十五(d)為填充因子實驗曲線圖，填充因子(FF)以 10°C 時的 73.4% 為最高，於 90°C 降至 69.1% ；圖十五(e)與圖十五(f)為電池溫度在 10°C 、 30°C 、 50°C 、 70°C 、 90°C 的 $I-V$ 曲線與 MPP 曲線，在較低電池溫度時，

電池具有較佳的效率，溫度在 10°C 時，輸出功率達1.52瓦，光電轉換效率(η)由 10°C 時的15.08%降到 90°C 的13.00%，減少2.08%。



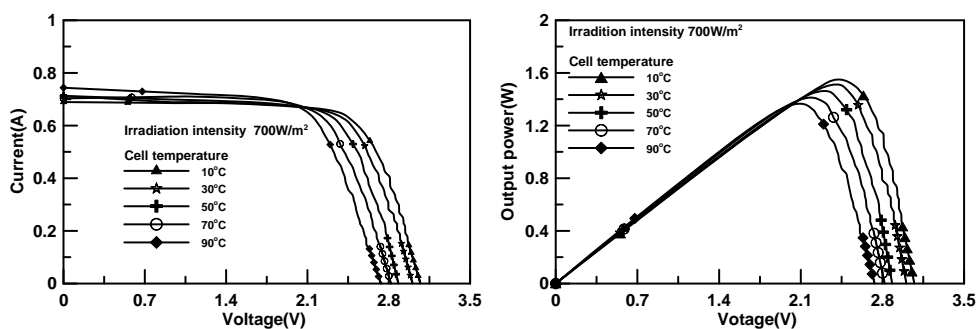
(a)最大電流值(I_{mp})

(b)最大電壓值圖(V_{mp})



(c) 最大功率

(d)填充因子(FF)

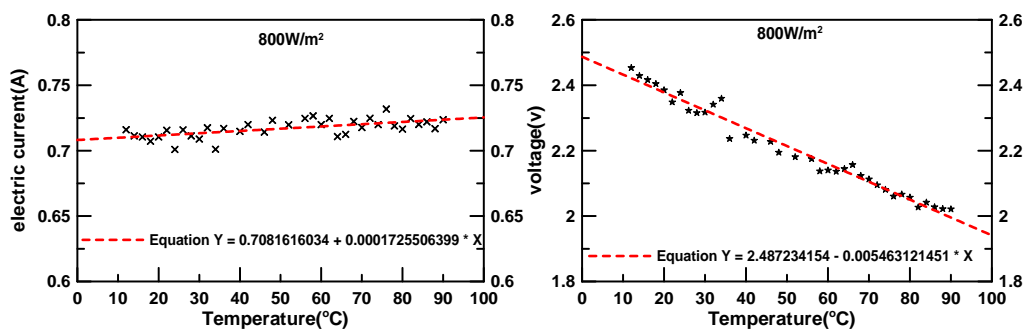


(e) $I-V$ 曲線

(f) 最大功率(MPP)曲線

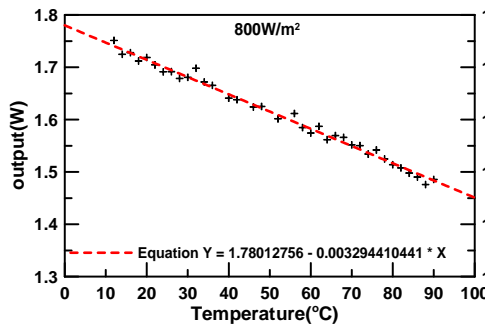
圖十五 光照度 $700\text{W}/\text{m}^2$ 下，太陽能電池性能隨溫度變化之關係

圖十六為光照度 $800\text{W}/\text{m}^2$ 下，太陽能電池溫度 10°C 至 90°C 時之最大電流(I_{mp})、最大電壓(V_{mp})、最大功率、填充因子(FF)、 $I-V$ 曲線、 MPP 曲線輸出之關係。圖十六(a)為最大電流實驗曲線圖，單模組電池最大電流(I_{mp})由 10°C 以 0.71A 為最低提升至 90°C 時的 0.725A ；圖十六(b)為最大電壓實驗曲線圖，單模組電池最大電壓(V_{mp})值以 10°C 時的 2.46V 為最高，於 90°C 時降至 2.05V ；圖十六(c)為最大功率實驗曲線圖，單模組電池最大功率(MPP)由 10°C 時最高 1.74W 降至 90°C 時 1.48W ；圖十六(d)為填充因子實驗曲線圖，填充因子(FF)以 10°C 時的 72.70% 為最高，於 90°C 降至 67.80% ；圖十六(e)與圖十六(f)為電池溫度在 10°C 、 30°C 、 50°C 、 70°C 、 90°C 的 $I-V$ 曲線與 MPP 曲線，在較低電池溫度時，電池具有較佳的效率，溫度在 10°C 時，輸出功率達 1.74瓦 ，光電轉換效率(η)由 10°C 時的 15.1% 降到 90°C 的 12.85% ，減少 2.25% 。

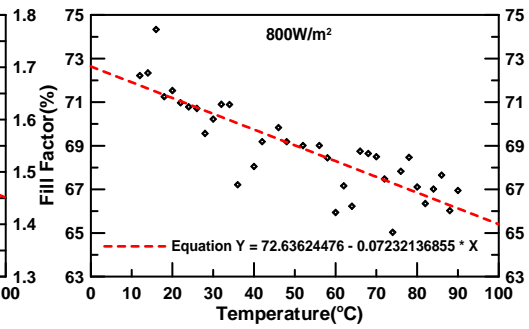


(a)最大電流值(I_{mp})

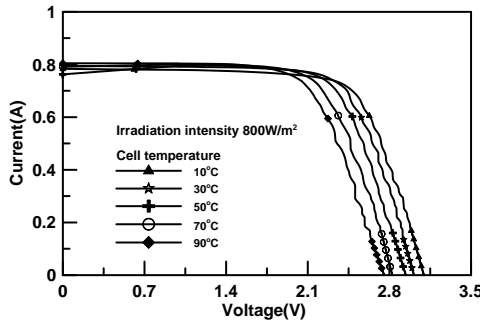
(b)最大電壓值圖(V_{mp})



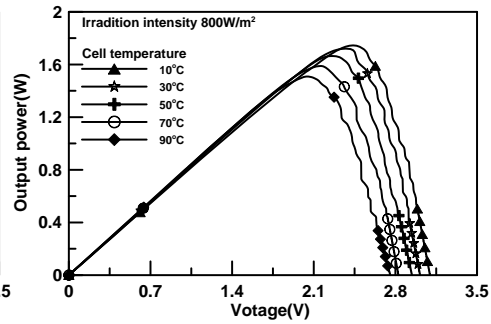
(c) 最大功率



(d) 填充因子(FF)



(e) $I-V$ 曲線

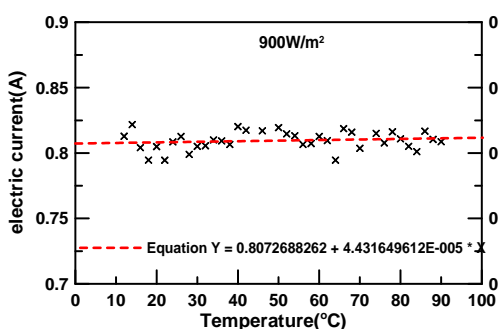


(f) 最大功率(MPP)曲線

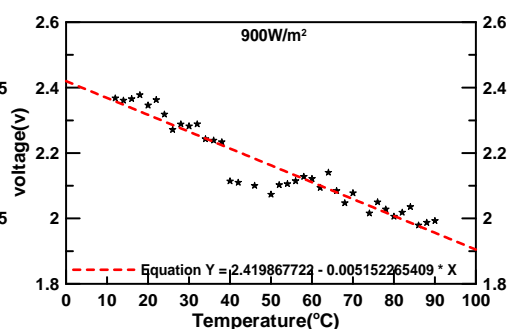
圖十六 光照度 800 W/m^2 下，太陽能電池性能隨溫度變化之關係

圖十七為光照度 900 W/m^2 下，太陽能電池溫度 10°C 至 90°C 時之最大電流(I_{mp})、最大電壓(V_{mp})、最大功率、填充因子(FF)、 $I-V$ 曲線、MPP 曲線輸出之關係。圖十七(a)為最大電流實驗曲線圖，單模組電池最大電流(I_{mp})由 10°C 以 0.81A 為最低提升至 90°C 時的 0.82A ；圖十七(b) 為最大電壓實驗曲線圖，單模組電池最大電壓(V_{mp})值以 10°C 時的 2.41V

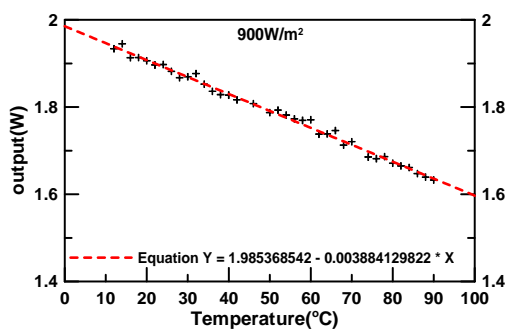
為最高，於90°C時降至2.02V；圖十七(c)為最大功率實驗曲線圖，單模組電池最大功率(MPP)由10°C時最高1.95W降至90°C時1.64W；圖十七(d)為填充因子實驗曲線圖，填充因子(FF)以10°C時的71.3%為最高，於90°C降至65.6%；圖十七(e)與圖十七(f)為電池溫度在10°C、30°C、50°C、70°C、90°C的 $I-V$ 曲線與 MPP 曲線，在較低電池溫度時，電池具有較佳的效率，溫度在10°C時，輸出功率達1.95瓦，光電轉換效率(η)由10°C時的15.05%降到90°C的12.91%，減少2.14%。



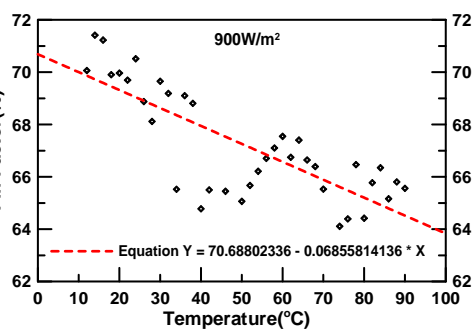
(a)最大電流值(I_{mp})



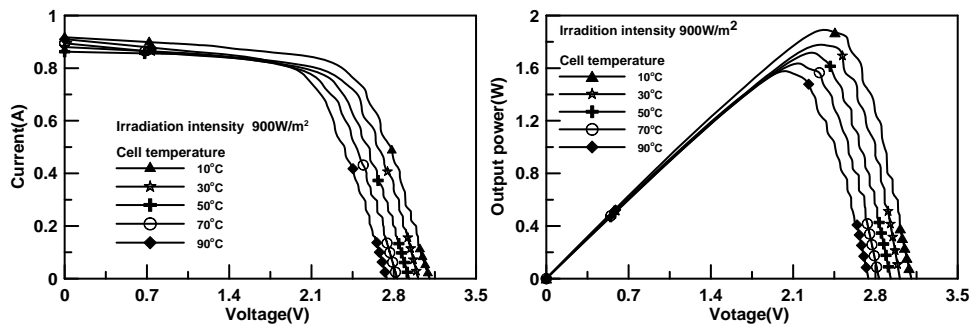
(b)最大電壓值圖(V_{mp})



(c) 最大功率



(d)填充因子(FF)

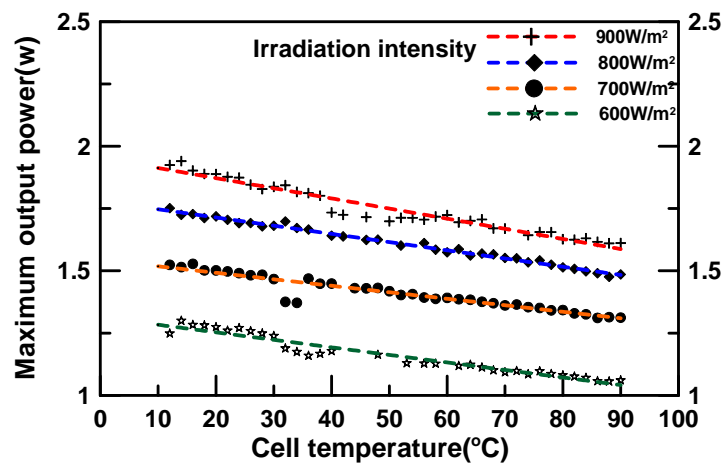


(e) $I-V$ 曲線

(f) 最大功率(MPP)曲線

圖十七 光照度 $900\text{W}/\text{m}^2$ 下，太陽能電池性能隨溫度變化之關係

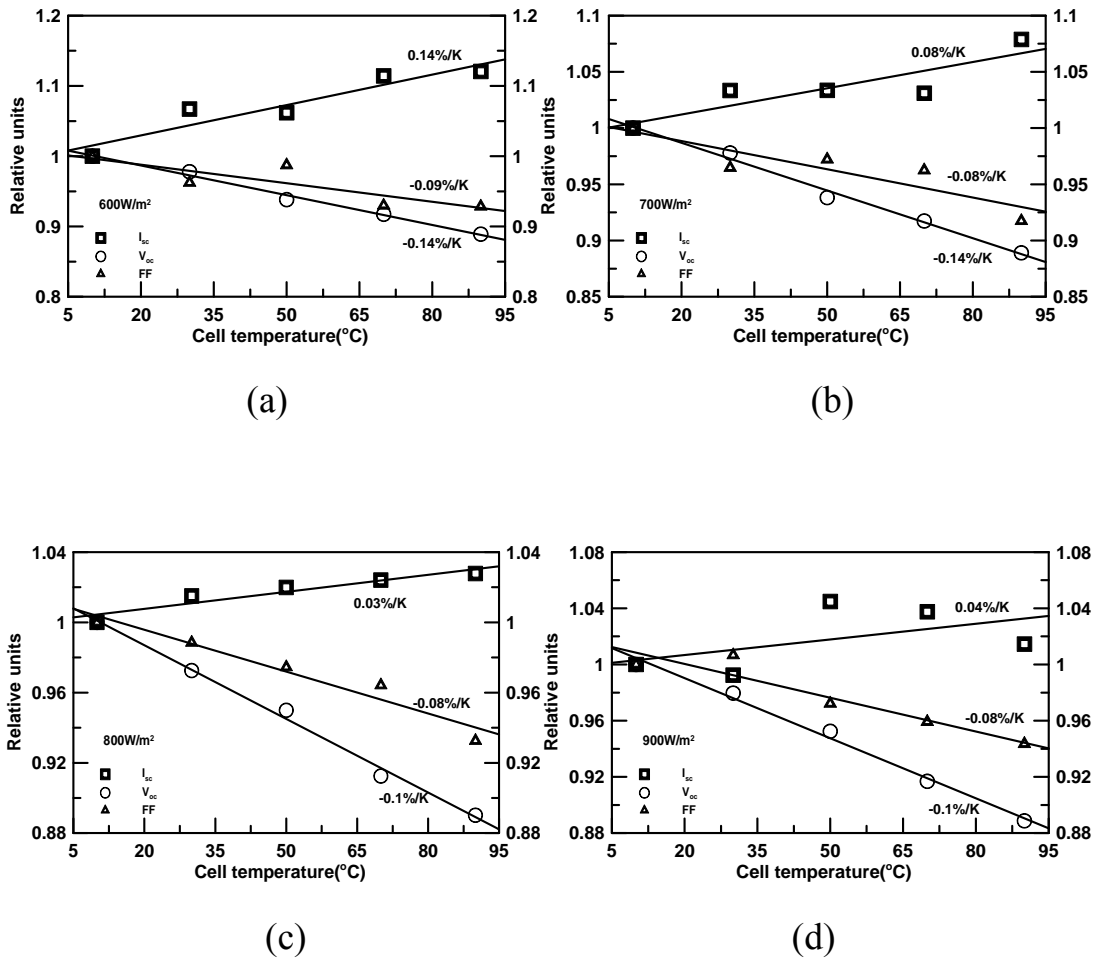
圖十八為不同照度下，輸出功率隨溫度之變化曲線，當光照度每提升 $100\text{W}/\text{m}^2$ ，輸出功率跟著提升 $0.3\sim 0.5\text{W}$ ，但隨著電池溫度上升 1°C ，就會降低 0.005W 左右的輸出功率；光照度為 $600\text{W}/\text{m}^2$ 時，最大功率在 10°C 達 1.26W ，升溫至 90°C ，功率降至 1.1W ；光照度為 $700\text{W}/\text{m}^2$ 時，最大功率在 10°C 達 1.5W ，升溫至 90°C ，功率降至 1.26W ；光照度為 $800\text{W}/\text{m}^2$ 時，最大功率在 10°C 達 1.75W ，升溫至 90°C ，功率降至 1.5W ；光照度為 $900\text{W}/\text{m}^2$ 時，最大功率在 10°C 達 1.9W ，升溫至 90°C ，功率降至 1.6W 。



圖十八 不同照度下，輸出功率隨溫度之變化曲線

圖十九分別為光照度在 $600\text{W}/\text{m}^2$ 、 $700\text{W}/\text{m}^2$ 、 $800\text{W}/\text{m}^2$ 、 $900\text{W}/\text{m}^2$ 時 10°C ~ 90°C 之 V_{oc} 、 I_{sc} 、 FF 曲線值，各曲線以 10°C 為基準點，圖十九(a)為光照度在 $600\text{W}/\text{m}^2$ 時曲線值，太陽能電池每增加 1°C ， I_{sc} 增加 0.14% ， V_{oc} 減少 0.14% ， FF 減少 0.09% ；圖十九(b)為光照度在 $700\text{W}/\text{m}^2$ 時曲線值，太陽能電池每增加 1°C ， I_{sc} 增加 0.08% ， V_{oc} 減少 0.14% ， FF 減少 0.08% ；圖十九(c)為光照度在 $800\text{W}/\text{m}^2$ 時曲線值，太陽能電池每增加 1°C ， I_{sc} 增加 0.03% ， V_{oc} 減少 0.1% ， FF 減少 0.08% ；圖十九(d)為光照度在 $900\text{W}/\text{m}^2$ 時曲線值，太陽能電池每增加 1°C ， I_{sc} 增加 0.04% ， V_{oc} 減少 0.1% ， FF 減少 0.08% 。

表三為各照度下太陽能電池輸出功率衰減率，其中太陽光照度在 $600\text{W}/\text{m}^2$ 溫度 10°C 時，輸出功率最高達 1.28 瓦，最高與最低之間降幅約 $0.18\%/^\circ\text{C}$ ；太陽光照度在 $700\text{W}/\text{m}^2$ 溫度 10°C 時，輸出功率最高達 1.52 瓦，最高與最低之間降幅約 $0.14\%/^\circ\text{C}$ ；太陽光照度在 $800\text{W}/\text{m}^2$ 溫度 10°C 時，輸出功率最高達 1.74 瓦，最高與最低之間降幅約 $0.16\%/^\circ\text{C}$ ；太陽光照度在 $900\text{W}/\text{m}^2$ 溫度 10°C 時，輸出功率最高達 1.95 瓦，最高與最低之間降幅約 $0.16\%/^\circ\text{C}$ ，實驗顯示當光照度高時有較高的輸出功。



圖十九 不同光照度(a) 600 W/m^2 、(b) 700 W/m^2 、(c) 800 W/m^2 、(d) 900 W/m^2 的

V_{oc} 、 I_{sc} 、 FF 溫度係數

表三 各照度下太陽能電池輸出功率衰減率

Input(W/m^2) \ Output(W)	600 W/m^2	700 W/m^2	800 W/m^2	900 W/m^2
Output(Max)	1.28W	1.52W	1.74W	1.95W
Output(min)	1.04W	1.31W	1.48W	1.64W
溫度係數(%)	0.18%	0.14%	0.16%	0.16%

表四各照度下太陽能電池在 10°C 與 90°C 時的輸出功率、 V_{oc} 、 I_{sc} 、 FF 、 η 比較。實驗數據結果顯示，Cell 在光照度 900 W/m²，Cell 溫度 10°C 時可產生最大輸出功 1.950W，隨著光照度的降低，或是 Cell 溫度升高，輸出功率也會逐步下降，當光照度降低至 600 W/m²，Cell 溫度升高至 90°C 時，有最低輸出功率 1.040 W/m²，下降幅度約 46.6%。數據也表現出 V_{oc} 、 η 會隨光照度升高而上升，溫度升高而下降； I_{sc} 是與溫度和光照度成正比關係； FF 則是與溫度和光照度成反比關係。

表五為聚光型太陽能電池不同照度下的 V_{oc} 、 I_{sc} 、 P_m 、 η 、 FF 溫度係數。 P_m 係數對溫度之間的上升係數約為 -0.003 W/°C ~ -0.004W/°C 之間； V_{oc} 係數對溫度之間的上升係數約為 -0.0048V/°C ~ -0.0043V/°C 之間； I_{sc} 係數對溫度之間的上升係數在光照度 600 W/m² 為 0.00084A/°C，到光照度 900 W/m² 為 0.00016A/°C，與光照度成反比關係； η 係數對溫度之間的上升係數約為 -0.035%/°C 到 -0.026%/°C 之間； FF 係數對溫度之間的上升係數約為 -0.085%/°C 到 -0.054%/°C 之間。

表四 各照度下太陽能電池在 10°C 與 90°C 時的輸出功率、 V_{oc} 、 I_{sc} 、FF、 η

	Temperature	600W/m ²	700W/m ²	800W/m ²	900W/m ²
Power(W)	10°C	1.280W	1.520W	1.740W	1.950W
	30°C	1.220W	1.480W	1.690W	1.870W
	50°C	1.160W	1.410W	1.620W	1.790W
	70°C	1.100W	1.360W	1.550W	1.710W
	90°C	1.040W	1.310W	1.480W	1.640W
V_{oc} (V)	10°C	3.069V	3.073V	3.096V	3.091V
	30°C	2.991V	3.005V	3.011V	3.028V
	50°C	2.942V	2.883V	2.941V	2.944V
	70°C	2.799V	2.819V	2.825V	2.834V
	90°C	2.686V	2.732V	2.756V	2.747V
I_{sc} (mA)	10°C	553.170mA	689.318mA	783.23mA	893.178mA
	30°C	590.307mA	712.39mA	795.053mA	886.405mA
	50°C	587.405mA	712.501mA	798.818mA	933.203mA
	70°C	616.404mA	710.705mA	802.051mA	926.679mA
	90°C	619.845mA	743.702mA	805.005mA	906.115mA
FF(%)	10°C	75.000%	73.400%	72.700%	71.300%
	30°C	71.044%	70.65%	71.859%	70.866%
	50°C	72.888%	71.185%	70.846%	68.440%
	70°C	68.655%	70.497%	70.096%	67.527%
	90°C	68.300%	69.100%	67.800%	65.600%
η (%)	10°C	14.810%	15.080%	15.100%	15.050%
	30°C	14.120%	14.680%	14.670%	14.430%
	50°C	13.430%	13.990%	14.060%	13.810%
	70°C	12.730%	13.490%	13.450%	13.190%
	90°C	12.040%	13.000%	12.850%	12.910%

表五 HCPV 模組之溫度係數

Irradiation Value Temperature coefficient	600 W/m ²	700 W/m ²	800 W/m ²	900 W/m ²
	$\frac{dV_{oc}}{dT}$	-0.0048V/°C	-0.0043V/°C	-0.0043V/°C
$\frac{dI_{sc}}{dT}$	0.00084A/°C	0.00068A/°C	0.00028A/°C	0.00016A/°C
$\frac{dP_m}{dT}$	-0.003 W/°C	-0.003 W/°C	-0.003 W/°C	-0.004W/°C
$\frac{d\eta}{dT}$	-0.035%/°C	-0.026%/°C	-0.028%/°C	-0.027%/°C
$\frac{dFF}{dT}$	-0.085%/°C	-0.054%/°C	-0.062%/°C	-0.072%/°C

二、太陽能電池模組溫度數值模擬結果

本研究以計算流體力學 (CFD) 的方法，評估 HCPV 模組與模組間的適當距離，除了利用一般計算散熱鰭片距離的經驗公式進行驗證外，也針對 HCPV 實際模型進行二維與三維的分析，其結果可作為未來設計與安裝模組間距離的參考依據。

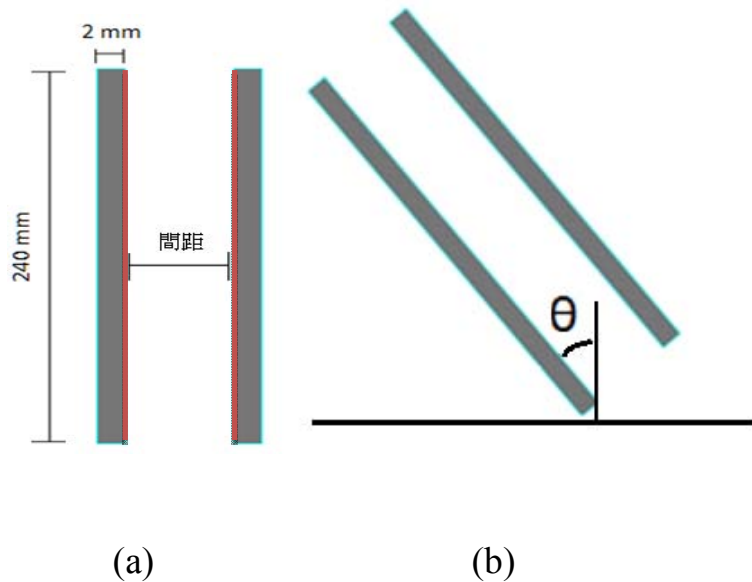
(一)散熱鰭片最佳距離經驗公式驗證

公式(a)、(b)為一般散熱鰭片最佳距離公式，雖然 HCPV 模組擺

放位置與散熱鰭片的散熱型式不盡相同，但從此經驗公式中可以得知，當模組壁面溫度越高，因壁面附近流場速度加快，因此模組之間所需間隔距離縮小；本研究也利用簡化模型與此公式進行驗證，圖二十為簡化之模型尺寸與模型傾角示意圖。

$$Ra_L = \frac{g\beta(T_s - T_{\infty})L^3}{\nu^2} Pr \quad (\text{Rayleigh Number}) \quad (a)$$

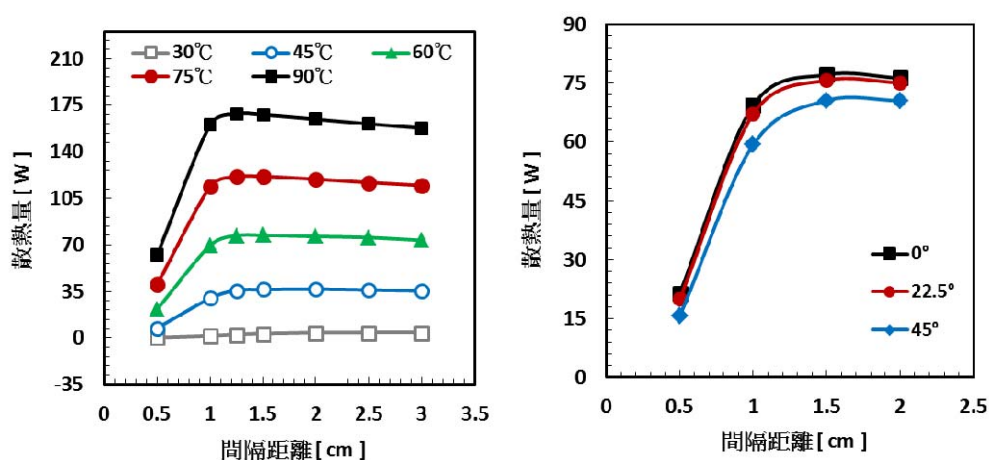
$$S_{opt} = 2.714 \frac{L}{Ra_L^{0.43}} \quad (\text{最佳化距離}) \quad (b)$$



圖二十 (a)簡化模組尺寸；(b)模組傾角示意圖

圖二十一(a)為不同壁面溫度一維模組間隔與散熱量關係圖，數據中可以得知其最佳距離並非間隔越大而散熱越佳，從不同壁面溫度中，發現到其最佳距離都位於 1 cm 到 1.5 cm 之間，其中最大原因則為當模組與模組間間隔特定距離時，兩者的壁面邊界層效應互相

影響，使周為流場速度上升，加劇模組與模組間的散熱效果。追日型太陽能模組因追隨太陽位置而改變其傾角位置，利用簡化模組進行不同仰角的數值模擬，其結果如圖二十一(b)所示，其中有趣的發現是在簡化模組中，不管傾角大小為何，其擁有最大散熱量的最佳距離仍然不變，距離仍為 1 cm 到 1.5 cm 之間。

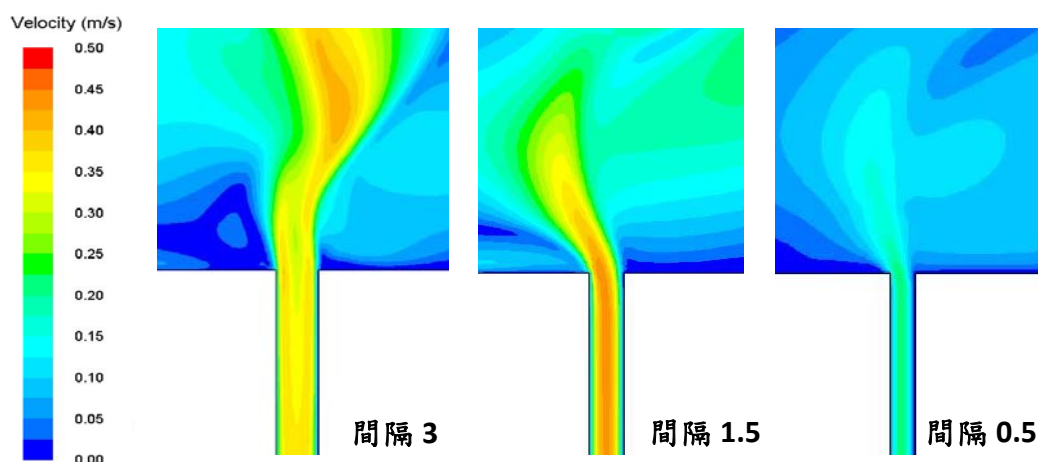


圖二十一 模組間隔與散熱量關係(a)不同壁面溫度(b)不同傾斜角度

(二)二維 HCPV 模組最佳距離分析

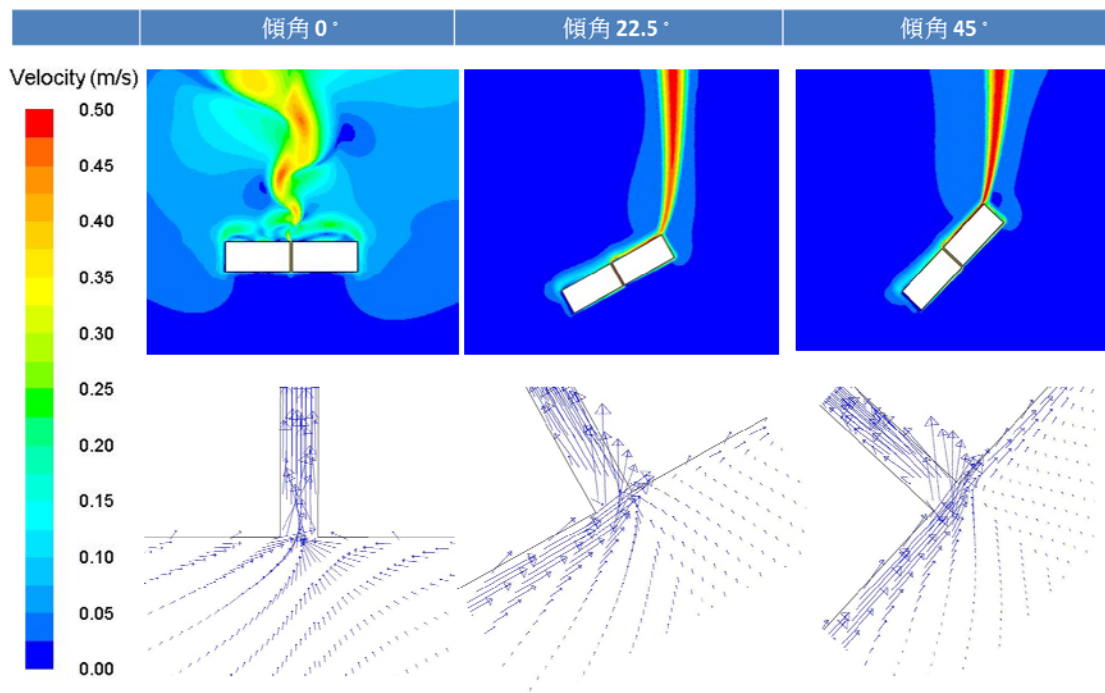
在透過簡化模型的簡單驗證後，確認其模擬正確性，接著使用 HCPV 實際的模組尺寸的二維模型，進行模組最佳間隔距離的模擬，圖二十二分別為模組間隔為 0.5 cm、1.5 cm、3 cm 時的速度圖，當模組距離 0.5 cm 時，因距離太小導致散熱困難，但當模組距離為 1.5 cm 時，兩邊壁面的邊界層互相影響，有加劇周圍空氣流速的效果，反而在距離為 3 cm 時，雖模組互相靠近的壁面已有足夠的散熱空間，但因

距離較大，中間不動的流體反而成為阻力，因此散熱量並沒有隨之增加。



圖二十二 模組距離 3 cm(左);模組距離 1.5 cm (中) 模組距離 0.5 cm (右)

圖二十三速度圖中可以發現其差異最大的原因在於當模組不同傾斜角度時，在太陽能電池所在位置也就是底板的壁面周圍，因底板長度加速了周圍流場的移動速度，使上升氣流的動量、衝量增加，導致能夠順利流入模組間隔的空氣流量下降，使散熱量低於沒有傾角時的情況，此狀況在傾斜角度越大時越明顯，因此，傾斜角度越大，模組的最佳距離越遠，當無傾斜時，模組間適當距離範圍因落在1.5cm到2 cm之間，當有傾角時，適當的間隔距離則加大為2 cm到2.5 cm之間。



圖二十三 二維 HCPV 模組在不同傾斜角度時速度與向量圖

三.結論

本研究成功的利用熱電偶直接量測模組溫度的方法來量測不同光照度下聚光型太陽能電的性能曲線，並利用數值模擬之方法來將太陽能模組安裝距離最佳化。在本研究中利用數值模擬的方法所計算出之模組最佳安裝距離為 2 公分。在 600 W/m^2 、 700 W/m^2 、 800 W/m^2 、 900 W/m^2 不同照度下，光照度每提升 100 W/m^2 ，輸出功率跟著提升 $0.3 \sim 0.5 \text{ W}$ ，但隨著電池溫度上升 1°C ，輸出功率就會降低 0.005 W 左右；在電池溫度 10°C 時，光照度為 600 W/m^2 時最大功率達 1.26 W ；光

照度為 $700 \frac{W}{m^2}$ 時最大功率達 1.5W；光照度為 $800 \frac{W}{m^2}$ 時最大功率達 1.75W；光照度為 $900 \frac{W}{m^2}$ 時最大功率達 1.9W，性能參數的溫度係數分別為： V_{oc} 溫度係數為 $-0.0048V/^{\circ}C$ 、轉換效率溫度係數為 $-0.035%/^{\circ}C$ 、 FF 溫度係數為 $-0.072%/^{\circ}C$ 、最大功率溫度係數為 $-0.003 W/^{\circ}C$ 。

採用計算流體力學(CFD)的方式，使用套裝商用 CFD 軟體 FLUENT 來模擬 HCPV 模組在不同間隔距離時的散熱量與流場分析，也針對 HCPV 模組追日的特性，模擬當模組有傾斜角度時，最佳距離與散熱量以及流場的改變情況，從計算結果中顯示：

1. 從二維 HCPV 模組的模擬結果現象中發現，當模組與模組間隔太小時，將導致散熱困難，而距離太遠時，雖模組互相靠近的壁面已有足夠的散熱空間，但因距離較大，中間不動的流體反而成為阻力，因此模組散熱量並不會隨著距離增加而增加，但當模組距離合適時，兩邊壁面的邊界層互相影響，有加劇周圍空氣流速的效果。
2. 從簡化模型中發現，模組與模組間最佳距離為 1.5 cm，但在間隔 1 cm 處即能達到大部分的散熱效果。
3. 在二維 HCPV 模組中，當模組有傾斜角度時，底板長度加速了周圍流場的移動速度，使上升氣流的動量、衝量增加，導致能夠順利流入模組間隔的氣流量下降。

4. 當模組傾斜角度越大，模組間的最佳距離越遠，當無傾斜時，模組間適當距離範圍因落在 1.5cm 到 2 cm 之間，當有傾角時，適當的間隔距離則加大為 2 cm 到 2.5 cm 之間。

此一量測技術與數值模擬方法可用於量測太陽能電池的溫度與性能參數之關係，並提供太陽能電池模組安裝之最佳化以提升模組效率。

肆、 參考文獻

1. 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.
2. 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.
3. Zondag, H.A., Flat-plate PV-thermal collectors and systems – a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* doi:10.1016/j.rser.2005.12.012.
4. Pérez-Higueras, P., Muñoz, E., Almonacid, G., & Vidal, P. G. (2011). High Concentrator PhotoVoltaics efficiencies: Present status and forecast. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 1810-1815.
5. Notton, G., Cristofari, M. Mattei and P. Poggi, Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. *Applied Thermal Engineering*, 25 (2005), pp. 2854–2877
6. Evans, D.L., Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy*, 27 (1981), pp. 555–560.
7. Evans D.L. and Florschuetz L.W., Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. *Solar Energy*, 19 (1977), pp. 255–262.
8. Hart, G.W., Raghuraman, P., Simulation of thermal aspects of residential photovoltaic systems. MIT Report (1982) DOE/ET/20279-202.
9. King, David L., Jay A. Kratochvil, and William E. Boyson. "Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results." *Photovoltaic Specialists Conference*, 1997, Conference

- Record of the Twenty-Sixth IEEE. IEEE, 1997.
9. ASTM, in: ASTM G 173-03e1 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37 Tilted Surface, American Society for Testing and Materials, 2003, 1–20.
 10. Meusel M, Adelhelm R, Dimroth F, Bett A.W., Warta W, Spectral mismatch correction and spectrometric characterization of monolithic III–V multi-junction solar cells, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 10 (4) (2002) 243–255.
 11. Kurtz S.R, Olson J.M, Faine P, The difference between standard and average efficiencies of multijunction compared with single-junction concentrator cells, *Solar Cells* 30 (1–4)(1991) 501–513.
 12. Gueymard C.A, Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part I: detailed theoretical performance assessment, *Solar Energy* 74 (5) (2003) 355–379.
 13. Gueymard C.A, Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models. Part II: validation with high-quality measurements, *Solar Energy* 74 (5) (2003) 381–395.
 14. Kurtz S.R, Myers D, McMahon W.E, Geisz J, Steiner M, A comparison of theoretical efficiencies of multi-junction concentrator solar cells, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (6) (2008) 537–546.
 15. Le´ tay G, Baur C, Bett A.W, Theoretical investigations of III–V multi-junction concentrator cells under realistic spectral conditions, in: *Proceedings of the 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, France, 2004, pp.187-190.
 16. Faine P, Kurtz S.R, Riordan C, Olson J.M, The influence of spectral solar irradiance variations on the performance of selected single-junction and multijunction solar cells, *Solar Cells* 31 (3) (1991) 259–278.
 17. McMahon, W.E., Kurtz, S., Emery, K.E., Young, M.S. Criteria for the design of GaInP/GaAs/Ge triple-junction cells to optimize their performance outdoors, in: *Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, New Orleans, LA, USA, 2002, pp.931-934.
 18. McMahon W.E, Emery K.E, Friedman D.J, Ottoson L, Young M.S, Ward U.S, Kramer C.M, Duda A, Kurtz S, An on-sun comparison of GaInP₂/GaAs tandem cells with top cell thickness varied, in: *Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Orlando, FL, USA, 2005, pp.715-718.
 19. McMahon W.E, Emery K.E, Friedman D.J, Ottoson L, Young M.S, Ward J.S,

- Kramer C.M, Duda A, Kurtz S, Fill factor as a probe of current-matching for GaInP₂/GaAs tandem cells in a concentrator system during outdoor operation, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (3) (2008) 213–224.
20. Araki, K., Yamaguchi, M., Influences of spectrum change to 3-junction concentrator cells, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 75 (3–4) (2003) 707–714.
 21. King R.R, Law D.C, Edmondson K.M, Fetzer C.M, Kinsey G.S, Yoon H, Sherif R.A, Karam N.H, 40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multi-junction solar cells, *Applied Physics Letters* 90 (18) (2007) 183516-1–183516-3.
 22. Geisz J.F, Friedman D.J, Ward J.S, Duda A, Olavarria W.J, Moriarty T.M, Kiehl J.T, Romero M.J, Norman A.G, Jones K.M, 40.8% efficient inverted triple-junction solar cell with two independently metamorphic junctions, *Applied Physics Letters* 93 (12) (2008) 123505-1–123505-3.
 23. Guter W, Schone J, Philipps S.P, Steiner M, Siefert G, Wekkeli A, Welsch E, Oliva E, Bett A.W, Dimroth F, Current-matched triple-junction solar cell reaching 41.1% conversion efficiency under concentrated sunlight , *Applied Physics Letters* 94 (22) (2009) 223504-1–223504-3.