

台灣地區太陽能發電系統投資效益評估

陳琨城，黃世昌

陽光能源控股有限公司

國立交通大學 土木工程學系 副教授

摘要

本文係以投資業者的角度，將台灣由南至北區分六大地區，應用 Excel 軟體將財務參數假設估算、IRR、NPV、SLR 及折現後回收年限等財務決策準則方法，依據能源局頒布 500kWp 以下屋頂型各容量級距的躉售電價，以自有、融資等方案，分析於各區域設置太陽能系統的效益，再透過個案敏感度分析，整理出各影響因子之風險排列，讓台灣太陽能發電系統的業者有一標準的評估流程，並提供各區域設置太陽能系統之可行性參考。為使部分財務參數估算較具參考價值，採用 2004~2012 年中央氣象局各地區之日射量資料，載入專用之發電量模擬軟體 PVsyst，藉以模擬推算出各系統容量之年發電量。於系統造價部分，採用工作分解結構 (Work Breakdown Structure, WBS) 及明細估價之方式編列預算書，以推算出較接近市場行情之系統建置成本。

經效益計算後得知，於台灣僅嘉義地區採融資方案，系統容量分別為 98kWp、497kWp 之太陽能系統符合投資決策準則，具有投資效益。如不局限需將系統設置於同一地區的情況下，可將五個容量 98kWp 集成為一個 490kWp 之系統做設置，相較之下於相同的量體採購價格及有部分成本不需支出的條件下，整體造價較低且躉售電價較高，故其投資效益最高，經敏感性分析後得知，以系統年發電量為風險最高，接著為建置成本、貸款比例，故投資業者應對此三大影響因子嚴加控管，以維護預期之投資效益。

關鍵字：投資效益、模擬發電量、財務評估決策準則、IRR、NPV

1. 前言

身為再生能源之首的太陽能發電系統，礙於整體建置的成本偏高，與目前的市電網路電價尚有一段差距，因此在太陽能系統尚無法達到自有的經濟競爭力，台灣政府以各項補助政策去推動並鼓勵民間參與投資興建，故投資太陽能發電系統已成為一種新的投資熱潮，而能源局更逐年的下修電價的補助，並以投標電價折扣率的方式讓投資業者自行競爭，以減低國家補助金額的支出。然台灣地區國土型態屬狹長南北向之緯度分布，距離差異約達三百八十公里，故日照條件也會有顯著的差異，進而影響系統的發電量，所以在競標電價折扣率如此競爭的情況下，本文擬透過財務參數假設估算及投資決策準則等方法，將台灣各地區以一快速、合理及客觀的方法，評估台灣地區設置太陽能發電系統之投資效益。其中針對年發電量預估及建置成本兩參數進行分析探討以增加其參考價值。並對於自有資金與融資等資金方案之可行性及太陽能系統設置之各影響因子透過個案之敏感度分析以了解其風險等級等，供投資業者作為投資太陽能系統之決策參考。

2. 台灣地區太陽能發電補助辦法

台灣之太陽能電補助辦法主要以”再生能源發展條例”為基礎，而為了確立躉售電價之費率，便依照其第九條第一項，訂定”中華民國一百零三年度再生能源電能躉售費率及其計算公式”。又如為了確立其太陽能光電設備之管理方式，便依照其第四條第三項，特訂”再生能源發電設備管理辦法”，又因為求躉售費率補助上公平競爭，又依照”再生能源發電設備管理辦法”訂定”經濟部太陽光電發電設備競標作業要點”，主要規定要點條列如表 1 所示。

表 1 太陽能補助辦法說明

編號	條例名稱	作用	依照
(1)	再生能源發展條例	再生能源發展依據	無
(2)	中華民國一百零三年度再生能源電能躉售費率及其計算公式	確立各再生能源之補助價格	(1) 之第九條第一項
(3)	再生能源發電設備管理辦法	設備申請登記在案之方式	(1) 之第四條第三項
(4)	經濟部太陽光電發電設備競標作業要點	分配補助金額	(3) 之第五條
(5)	台灣電力公司再生能源收購作業要點	確立太陽光電申請流程	(1)、(3)

躉售費率及級距則如表 2，其中容量小於 30 瓩，根據”競標作業要點”規定免競標。以一百零三年而言，年度推廣目標量為 210MW，其中 150MW 為需競標量，故 30kWp 以下之案件量為 60MW。

表 2 躉售費率及級距表

再生能源類別	分類	裝置容量級距	第一期上限費率(元/度)*	第二期上限費率(元/度)**
太陽光電	屋頂型	1 瓩以上不及 10 瓩	7.1602	7.1602
		10 瓩以上不及 100 瓩	6.4190	6.4190
		100 瓩以上不及 500 瓩	6.0448	6.0448
		500 瓩以上	5.2316	5.2316
	地面型	1 瓩以上	4.9222	4.9222

註：屬免競標適用對象者，躉售費率適用上表上限費率；屬競標適用對象者，躉售費率為上表之上限費率乘以(1-得標折扣率)，前述免競標及競標之適用對象及其容量由經濟部另定之。
*：第一期上限費率適用對象為中華民國一百零三年一月一日起至中華民國一百零三年六月三十日止完工者。
**：第一期上限費率適用對象為中華民國一百零三年七月一日起至中華民國一百零三年十二月三十一日止完工者。

資料來源：經濟部能源局

依能源局規定其決標方式為依裝置容量級距區分如表 3，按各級距內折扣率由高至低順序排列，依次選取。第一級距先行選取，第二級距次之，依此類推，以各該級距之當期合格投標件數折扣率較高之 60% 為得標案件；件數之 60%，非整數時採無條件進位。依級距順序與折扣率高低依次選取，最後得標者容量累計後，超過年度競標容量上限時，即予停止選取。 [1]

表 3 決標選取級距分類表

級距	型式	容量
第一級距	屋頂型	1 瓩以上不及 100 瓩
第二級距	屋頂型	100 瓩以上不及 500 瓩
第三級距	屋頂型	500 瓩以上
第四級距	地面型	無容量限制

2. 財務可行性評估

其財務可行性評估的內容包含基本參數與假設的設定，財務成本及收益、現金流量、自償率、投資效率、融資可行性、敏感性及財務評估準則及個案分析等總結一計畫之可行性 [2]，其一投資計畫的財務可行分析流程與架構如圖 1 所示，由流程圖可得知一太陽能發電系統的投資評估，係以系統得設置條件假設為開始，財務分析作結束，而其中假設值之重點分別為取得個案之系統模擬發電量、系統之建置成本及計畫之收

益預估等參大項，後續將以業者之觀點對整個太陽能投資效益評估流程做說明，並以個案分析之方式探討基本參數、假設值及各項財務評估方式及決策準則的應用時機。

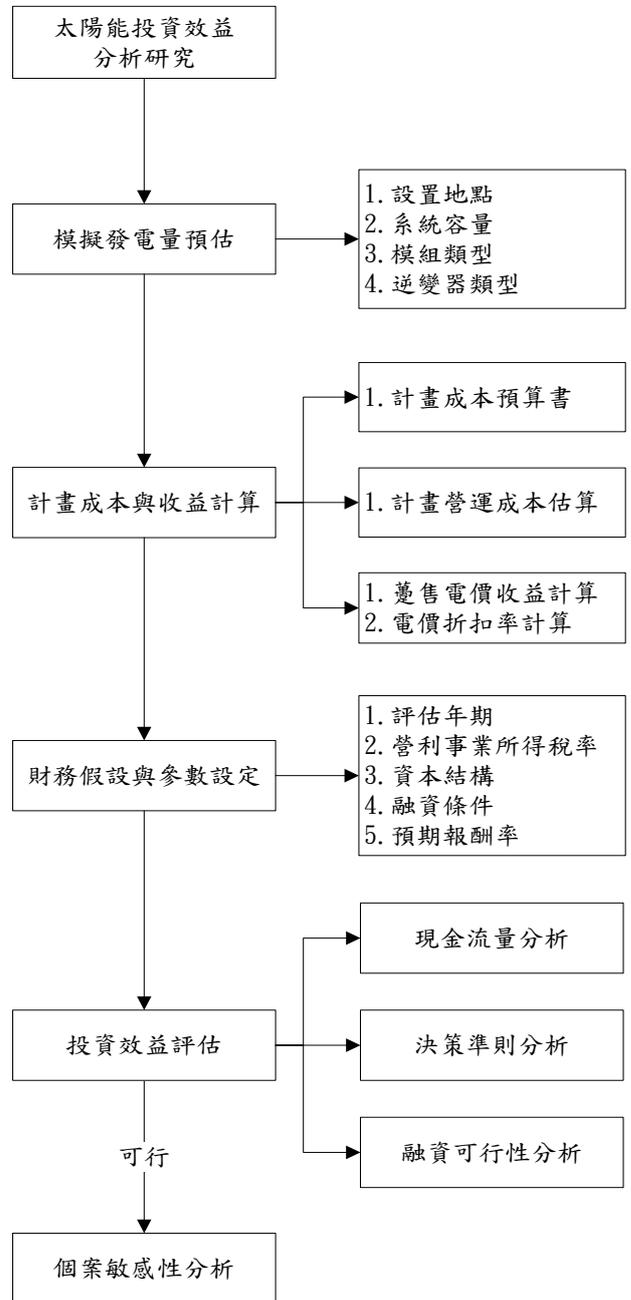


圖 1 太陽能效益評估流程圖

2.1 模擬發電量預估

發電量的預估有歷史資料、數學演算 [3][4] 及模擬軟體等方法，其各有參考價值，然如以業者的觀點視之，其方法需符合，有可信賴之氣象數據及符合實際狀況之系統設置條件且運算快速等等需求，綜觀各方法，目前唯以專用模擬軟體可符合上述之需求。故本文後續將以 PVsyst 軟體作為取得模擬發電量的工具。而一個功能強大的發電量模擬軟體，需有可靠的氣象資料作支撐，

故本文收集中央氣象局 2004~2012 年度各地區氣象站之全天空日(輻)射量 [5] [6] [7] [8] [9] [10] [11] [12] [13]，以月份為單位彙整為平均值，並載入 PVsyst 軟體作為氣象資料參數運算使用。

2.1.1 模擬條件定義

以台灣而言，國土為陝長狀，故經度造成發電量之影響甚小，主要為緯度間之差異，故本研究將台灣分為台北、新竹、台中、嘉義、台南、高雄等六大地區，作為發電量模擬主要位置參數。

1. 仰角定義：早期太陽能系統之設置角度在沒有使用專業軟體模擬的情況下，於台灣地區大多以北回歸線之緯度 23.5 度為模組的設置仰角，然太陽能模組在特定仰角下，可吸收的太陽日輻射量最多，可轉換的能量也最多，經以 PVsyst 軟體載入各地區之氣象資料進行模擬後，各角度可吸收日射量如表 4，於日射量相同時，考量較小的仰角支架成本較低，且面積利用率較高，故取最小仰角為設置角度。

表 4 最佳日射量吸收仰角 單位:kWh/M2

地區 仰角	台北	新竹	台中	嘉義	台南	高雄
10	1039	1172	1515	1668	1550	1496
11	1040	1173	1519	1671	1553	1498
12	1040	1174	1522	1674	1555	1500
13	1040	1174	1525	1677	1557	1501
14	1040	1174	1528	1679	1559	1503
15	1040	1174	1530	1681	1561	1503
16	1040	1174	1532	1683	1562	1504
17	1039	1173	1533	1684	1562	1504
18	1038	1172	1534	1685	1563	1504
19	1037	1171	1535	1686	1563	1503
20	1036	1170	1536	1686	1562	1502

2. 方位角定義：因台灣地區位處北半球，如太陽能模組仰角向南則可吸收最多之日射量，故方位角之模擬設置條件採向南進行模擬。
3. 系統容量定義：目前台灣地區太陽能系統設置容量不同，躉售電價也不同，故本文以 103 年躉售電價及依容量衍生簽證及衝擊分析費用之不同的成本因素，將其定義為不及 10、30、100、250 及 500kWp 等五種容量，並以此為基礎考量 0~75°C 之溫度影響係數後，經系統串並匹配後之容量詳表 5，作為後續軟體運算之容量參數。

表 5 系統容量計算表

電價 級距	模組 規格	串數	併數	模組 數量	系統 容量
<10kWp	250W	19	2	38 片	9.5kWp
<30kWp	250W	12	9	108 片	27 kWp
<100kWp	250W	14	28	392 片	98 kWp
<250kWp	250W	14	71	994 片	248 kWp
<500kWp	250W	14	142	1988 片	497 kWp

4. 模組類型定義：單多晶矽模組於技術成熟度及市場接受度兩方考量下，為本文模組之模擬定義。
5. 逆變器定義：以能源局頒布之 103 年躉售電價 10、30、100、250 及 500kWp 等五種容量級距做系統搭配選用，但因性價比考量，故不採用小容量組成之系統模式做逆變器容量定義。

依上述各項部品類型選用與條件定義後彙整如表 6 所示，供軟體運算之載入參數使用。

表 6 系統設置條件定義表

仰角度	方位角	系統 容量	模組類型 /W	逆變器 kWp/台
台北 11	向南	9.5 kWp	晶矽/250W	10*1
新竹 12		27 kWp	晶矽/250W	30*1
台中 20		98 kWp	晶矽/250W	100*1
嘉義 19		248kWp	晶矽/250W	250*1
台南 18		497kWp	晶矽/250W	500*1
高雄 16				

2.1.2 模擬發電量小結

依表 6 之定義後的條件載入 PVsyst 軟體內分別做運算後，其各地區各容量之模擬年發電量結果如表 7 所示，可得知嘉義地區之模擬年發電量為最高，並為後續財務分析之發電量預估值之參數。

表 7 模擬發電量彙整表 單位:kWh/kWp/year

模組	系統 容量	台北	新竹	台中	嘉義	台南	高雄
晶矽 250 W	9.5kWp	872	958	1248	1384	1271	1217
	27 kWp	842	925	1208	1341	1230	1178
	98 kWp	857	942	1227	1361	1249	1197
	248 kWp	858	943	1228	1361	1250	1197
	497 kWp	869	954	1241	1375	1263	1210

2.2 計畫成本與收益估算

設置成本對於後續之效益分析結果有其重大的影響，故採用工作分解結構 (WBS) 及明細估價 [14] 之方式，對太陽能系統費用項目做架構性的分類，其分類結果如圖 2。計算方式詳後續說明。

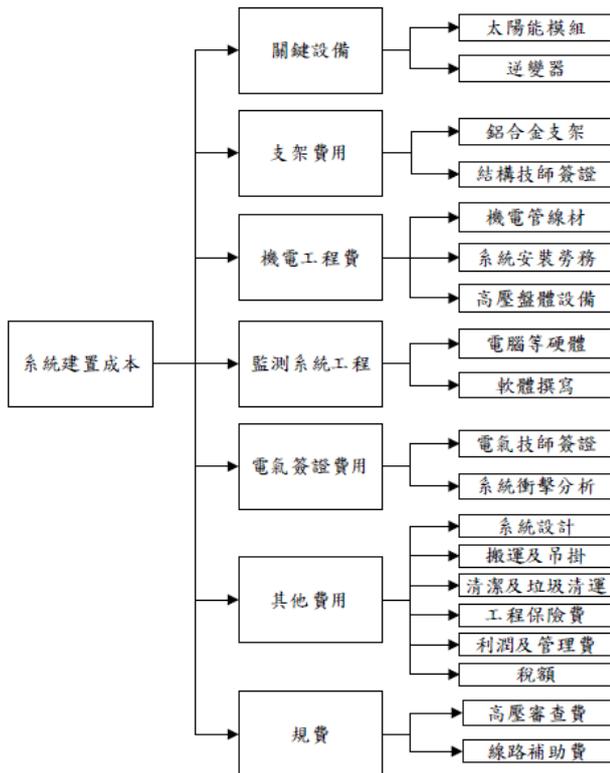


圖 2 系統成本 WBS 架構表

2.2.1 系統建置成本計算

1. 太陽能模組：模組的價格販售是以 USD/W 計價，依採購量不同，價格彙整如表 8 所示。

表 8 太陽能模組價格彙整表

項目 \ 容量	9.5 kWp	27 kWp	98 kWp	248 kWp	497 kWp
單價 USD/W	0.75	0.75	0.74	0.73	0.72
單價 NTD/W	22.50	22.50	22.20	21.90	21.60
功率 W/pcs	250	250	250	250	250
單價 NTD/pcs	5,625	5,625	5,550	5,475	5,400

註：本表以 1USD=30NTD 計算

2. 其他設備、安裝勞務等費用彙整如表 9 所示。

表 9 設備及勞務單價彙整表 單位:元

項目	單位	容量級距				
		9.5kWp	27kWp	98 kWp	248 kWp	497 kWp
逆變器	元/台	80,000	210,000	650,000	1,500,000	2,500,000
鋁合金支架	元/kWp	2,500	2,500	2,200	2,000	2,000
結構簽證費	1 式	20,000	20,000	20,000	20,000	25,000
系統勞務費	元/kWp	5,500	5,000	4,500	4,300	4,000
機電管線材	元/kWp	7,300	7,000	6,800	6,500	6,000
工業電腦	1 組	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
日射計	1 組	19,500	19,500	19,500	19,500	19,500
溫度計	1 組	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
日射轉換器	1 組	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000

溫度轉換器	1 組	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
硬體總計	元/套	51,500	51,500	51,500	51,500	51,500
軟體撰寫費	元/套	60,000	60,000	60,000	65,000	65,000
電氣簽證費	1 式	-	-	-	100,000	100,000
系統衝擊	1 式	-	-	-	-	110,000
系統設計費	元/kWp	1,800	1,800	1,500	1,200	1,000

表 10 系統工程預算書格式

工程預算書						
工程名稱：497kWp 斜屋頂型太陽能系統工程						
項次	內容及說明	單位	數量	單價	總價	備註
一	關鍵設備					
1.1	多晶矽太陽能模組	pcs	1,988			
1.2	500kWp 逆變器	set	1			
三	支架費用					
3.1	鋁合金支架	kWp	497			
3.2	結構技師簽證	式	1			
四	機電工程費					
4.1	機電管線材	kWp	497			
4.2	系統安裝勞務	kWp	497			
4.3	高壓盤體設備	式	1			
五	監測系統工程					
5.1	電腦等硬體	式	1			
5.2	軟體撰寫	式	1			
六	電氣簽證費用					
6.1	電氣技師簽證	式	1			
6.2	系統衝擊分析	式	1			
七	其他費用					
7.1	系統設計	kWp	497			
7.2	搬運及吊掛	式	1			一~六項*0.5%
7.3	清潔及垃圾清運	式	1			一~六項*0.1%
	小計 1					加總一~七項
八	工程保險費	式	1			小計 1*0.2%
九	利潤及管理費	式	1			小計 1*8%
	小計 2					八+九+小計 1
十	稅額(5%)	式	1			小計 2*5%
	工程費總計					小計 2+稅額
十一	規費					
11.1	台電審查費	式	1			依台電法規
11.2	線路補助費	式	1			預估值
	規費小計					11.1+11.2 之和
十二	系統設置總經費					工程費總計+規費小計
	系統單位造價	kWp	497			

目前台灣太陽能系統之造價成本依據表 8 及表 9 之項目拆解後將其價格代入表 10 預算書格式計算後，各容量之每 kWp 單位造價如表 11

所示，其中表內數值除可供後續效益計算之成本因子外，並可得知模組及逆變器等兩項關鍵設備的費用約佔每單位造價 50% 左右，於計畫初期階段，可藉由此法快速的推算出系統每 kWp 所需的概略成本。

表 11 各容量系統建置成本表 單位:元

容量	9.5kWp	27kWp	98kWp	248kWp	497kWp
單位造價	71,383	59,000	54,307	56,014	50,219
關鍵設備	30,500	29,500	28,700	27,900	26,600
關鍵設備比例	42.7%	50%	52.8%	49.8%	52.9%

2.2.2 營運成本計算

太陽能系統除建置成本外，另於營運期間須藉由定期的巡檢及清洗模組表面，使整體系統處於最佳的效率轉換狀態，以確保計畫收益符合預期。其費用則分為兩部分，一為定期之機電巡檢保養，二為定期之模組表面清洗，而清洗模組服務頻率約為一年四次，其中 9.5kWp 及 27kWp 兩個設置容量因模組數量較少，故於機電巡檢時一併清洗，不另計算清洗費用，其他較大之容量清洗工之效率每人每日可清洗量約為 500 片模組，故清洗費用以年為單位之收費標準詳表 12 所示。而機電巡檢收費標準在此依據容量大小計算，較小之容量 9.5kWp 及 27kWp 巡檢工時為 0.5 天，其他較大之容量工時則為 1 天，而工資部分為專業之機電技工，以單日工資 2,000 元計算，巡檢頻率則採每季巡檢一次，一年共計四次。另每次巡檢出差油資以距離 50 公里，每公里油資 8 元計算。而太陽能系統之相關機電保護開關、保險絲等等設備，可能會因環境因素產生些許故障需做更換，故於營運費用內會另編列一耗材費用供後續設備更換時支出，此費用為以初期設置成本之 0.1% 以年為單位編列，其整體系統運維、清洗及耗材更換之費用，以年為單位詳表 12 所示。

表 12 年營運費用表 單位:元

容量	9.5kWp	27kWp	98kWp	248kWp	497kWp
年清洗維護費用	-	-	6,000	12,000	24,000
年點檢費用	4,000	4,000	8,000	8,000	8,000
年出差油資費用	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
設備檢修更換費用	678	1,593	5,322	13,891	24,920
年維護總計	6,278	7,193	20,922	35,491	58,520

2.2.3 計畫收益計算

太陽能系統設置的計畫收益部分主要為躉售電能，躉售單位為 NTD/kWh，而躉售單價則為依據 103 年之級距電價乘以得標折扣率後，為銷售期二十年之固定價格，如式(1)，其中如為免競標對象，則無需計算折扣率。而模組效率有逐年衰退 1% 的特性，故每年的計畫收益計算，如式(2)所示。

$$\text{躉售單價} = \text{各級距電價} * (1 - \text{得標折扣率}) \quad (1)$$

$$\text{計畫收益} = \text{設置容量} * \text{躉售單價} * (n * (1 - 1\%)) \quad (2)$$

其中 n：前一年之年單位發電量(kWh/kWp/year)

2.3 財務假設與參數設定

一投資方案的評估過程，其意義是為未來之計畫內容確認是否具有可行性，是否值得投入資金及人力，因此有部分影響可行性之重要參數需透過估算或假設的方式做定義，方能延續整個計畫之效益評估分析，其中有多項財務假設及估算數值如表 13 定義，供後續投資效益計算用。

表 13 財務參數定義值

項目	單位	定義值	備註
設置區域	區	台北、新竹、台中、嘉義、台南、高雄。	依據台灣緯度分布設定。
年單位發電量	kWh/kWp/year	依據 PVsyst 軟體模擬求得	以中央氣象局資料為數據來源
裝置容量	kWp	9.5、27、98、248 及 497kWp	依據能源局電價級距
單位造價	NTD/kWp	依據 WBS 及明細估價法估算	數量拆解估算並輔以實際訪價
躉售電價	NTD/kWh	7.1602、6.4190、6.0448	依能源局頒布之 103 年電價
電價折扣率	%	本研究設定為 5%	為假設值
貸款比例	%	本研究設定為 70%	依據目前銀行可承貸額定義
貸款利率	%	本研究設定為 4.5%	依據目前銀行水準定義
貸款年限	Year	本研究設定 15 年，無寬限期	依據目前銀行水準定義
年營運費用	NTD/年	依據明細估價法估算	含機電巡檢、清洗，每年為 4 次
逆變器更換	NTD/台	本研究設定第 10 年更換 1 次	以期初逆變器費用估算
年場所租金	%/年	本研究設定為售電收益 6%	依據目前業界水準定義
保險費用	%/年	本研究設定為建置費用 0.6%	依據目前保險業水準定義
模組衰退	%	本研究設定為 -1%/年	以符合模組保固為原則
折舊年限	Year	本研究設定為 20 年	營運期間折舊，無殘值。
受益年限	Year	本研究設定為 15 年	依據台電合約簽訂年限
資金權益成本	%	本研究設定為 10%	為自有資金最低可接受之報酬率
融資資金成本	%	以 WACC 計算，設定 5.62%	為融資方案最低可接受之報酬率
營業稅	%	本研究設定為 5%	依照稅務法規定
所得稅	%	本研究設定為 17%	依照稅務法規定

其中加權平均資金成本(WACC)之計算如式(3)

$$WACC = [\text{負債比例} * \text{負債成本} * (1 - \text{稅率})] + (\text{權益金比例} * \text{權益成本}) \quad (3)$$

$$WACC = 70\% * 4.5\% * (1 - 17\%) + 30\% * 10\% = 5.62\%$$

故自有資金之權益成本設定為 10%，融資方案資金成本為 5.62%

2.4 投資效益評估

2.4.1 方案評估及決策準則

投資方案之評估除了需有部分假設值及估計值作為可行性計算參數外，其運算後的結果須有一定的準則，以作為投資決策之參考。太陽能設置方案的資本結構大致有兩類，一為全額自有資金投資，二為藉由融資方式取得資金，各有其資金成本及風險，而財務評估的方法中，以淨現值法、內部報酬率法及回收年限法等較能反映出一投資方案的可行性，且多為業界財務管理人士所慣用，其中更以淨現值法考量貨幣之時間價值，並能以較客觀的角度給予投資者做為決策參考 [16] [17]，故本文各種評估方式及接受方案與否之準則彙整如表 14 所示，提供後續太陽能方案之設置效益及可行性之決策參考。

表 14 財務評估方式及決策準則表

評估方式	公式	決策準則
淨現值法 (NPV)	$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$ 其中， CF_t ：第 t 年的淨現金流量（t 為年期），亦即現金流入扣除現金流出的部份；k：折現率；n：評估年期。	需選擇 NPV 大於 0 且較大的方案。
內部報酬率法 (IRR)	$CF_0 + \left\{ \frac{CF_1}{(1+k^*)} + \frac{CF_2}{(1+k^*)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k^*)^n} \right\} = 0$ 則 $k^* = IRR$ 其中， CF_t ：第 t 年的淨現金流量（t 為年期），亦即現金流入扣除現金流出的部份； k^* ：NPV 為 0 時的折現率，即 IRR；n：評估年期	選擇 IRR 較大之且大於預期報酬率的方案。
折現後回收年限法 (DPB)	$\sum_{t=0}^T (PV)CF_t = 0 \text{ 時的期數 } T$ 其中， $PV(CF_t)$ 為第 t 年的淨現金流量現值	選擇回收年限最短且 < 受益期 1/2 方案
自償率分析 (SLR)	$S(\text{自償率}) = \frac{I}{O} * 100\%$ I：營運評估期間之淨現金流入現值總和 O：計畫興建期間之工程建設經費現金流出現值總和	選擇自償率大於 1 的方案。
分年償債比率 DSCR	$DSCR = \frac{NOI}{TD + S} * 100\%$ NOI：當年稅前息前折舊及攤提前盈餘 TD：整年度負債之攤還本金 S：利息	選擇 $DSCR > 1$ 的方案
分年利息保障倍數 (TIE)	$TIE = \frac{EBIT}{TI}$ EBIT：稅前息前淨利 TI：本期利息支出	TIE 至少要大於 2 以上較佳。

資料來源： [2] [18]

2.4.2 區域設置效益計算

如上述在獲取各區域、各容量之模擬發電量、各參數估算及假設值定義完成後，本文應用 Excel 軟體將各項財務評估法則之數學公式及參數載入運算。規劃以容量為基礎並依資本取得之不同模式，分別歸類為融資及自有資金等兩種方案，於依本文之各項參數估算及設定下，經計算後，於台灣六大區域如採用自有資金的模式評估，雖會有部分區域之 NPV 大於 0，然因其內部報酬率均低於最低可接受之報酬率 10%，且回收期也超過總營運期之 1/2，故不具投資效益。

2.4.3 融資可行性分析

如採融資方案僅於嘉義地區容量分別為 98kWp、497kWp 的兩方案，符合本文所訂定之方案決策準則；IRR 大於融資方案之加權平均資金成本 5.62%、回收年限也低於營運期之 1/2 及之要求，如表 15 所示。並可由表得知，容量 497kWp 之系統經效益計算後其 IRR 為 16.94%、折現後回收年限為 6.69 年，均大於 98kWp 之 IRR 為 15.05%、折現後回收年限為 7.43 年，故於台灣地區如業者計畫僅接受於獨立的單一場所投資太陽能系統，則以嘉義地區容量為 497kWp 之系統最具投資效益。

表 15 嘉義地區效益計算結果表

資本模式	設置容量	98kWp	497kWp
	評估準則	嘉義	嘉義
融資方案	內部報酬率(IRR)	15.05%	16.94%
	折現回收年限(DPB)	7.43	6.69
	淨現值(NPV)	2,091,541	11,662,893
	自償率(SLR)	1.31	1.56
	分年償債比率(DSCR)	1.62	1.69
自有資金	保障倍數(TIE)	4.02	4.19
	內部報酬率(IRR)	8.57%	9.34%
	折現回收年限(DPB)	12.64	11.70
	淨現值法(NPV)	1,918,997	10,853,719

2.4.4 互斥方案分析

經 2.4.3 節所述，於台灣地區如業者計畫僅接受於獨立的單一場所投資太陽能系統，則以嘉義地區容量為 497kWp 之系統最具投資效益。但如投資者僅以容量做考量，不局限須於同一獨立場所做設置的條件下，即意旨，可採僅投資一處 497kWp 之太陽能發電系統或採投資五處 98kWp 合計 490kWp 之系統(後續簡稱為集成系統)的方案做投資設置。其集成系統之相關參數修正如下；因系統量體容量由 98kWp 增加至 490kWp，在量體條件上具有同樣的優勢，故如採購策略調整為全數發包給同一施工業者，於安裝工料上可取得與 497kWp 相同之系統造價，且因 98kWp 之系統為併聯於低壓之系統，不需有

高壓設備，也不需技師簽證、系統衝擊計算、台電審查費及線路補助等等費用，故系統造價如表 11 內容由 54,307 元降低為 49,220 元，如表 16。惟因屬五個 98kWp 的小系統集成量體，故於逆變器、結構簽證費用及監控系統上仍需以個別之系統成本計算，同時在運維成本上皆需與原 98kWp 之系統成本相同，而其他之利潤、搬運吊掛及稅額等相關條件則不變。另年發電部份其 98kWp 之年單位發電量(kWh/kWp/yeay)為 1361，而 497kWp 則為 1375，相較之下 98kWp 之系統效率稍低於 497kWp 之系統，然在個別系統集成為 490kWp 之容量後，因為個別的 98kWp 系統，故具有較高之躉售電價。490kWp 集成系統各項修正後的成本及參數與 497kWp 系統之比較，詳表 16 所示。

表 16 集成系統修正後之參數表

設置容量條件	98kWp*5=490kWp	497kWp
設置區域	嘉義	
年單位發電量 (kWh/kWp/year)	1361	1375
裝置容量(kWp)	98*5=490	497
單位造價(NTD/kWp)	49,220	50,219
FIT(NTD/kWh)	6.419	6.0448
FIT 折扣率	5%	5%
折扣完 FIT(NTD/kWh)	6.0981	5.7426
貸款比例	70%	70%
貸款利率	4.5%	4.5%
年營運費用	20,922*5=104,610	58,520
第 10 年逆變器更換費用	3,250,000	2,500,000
衰退條件(%/year)	-1%	-1%
每年租金(依發電量%計算)	6%	6%
每年保險(依整體造價比例)	0.6%	0.6%

將表 16 集成後之系統各項參數代入 Excel 作效益計算後之結果如表 17 所示，可得知集成系統之 IRR、NPV 及 DPB 等財務決策評估值，皆優於設置於單一處所，容量 497kWp 之系統，故如以容量為設置，不侷限需設置於單一處所之投資方案，投資業者於台灣應選擇嘉義地區 98kWp 之五個各別的集成系統，投資效益最大。

表 17 互斥方案效益計算結果表

資本模式	區域	嘉義	
	項目	98*5=490kWp	497kWp
融資方案	設置容量	98*5=490kWp	497kWp
	內部報酬率(IRR)	18.86%	16.94%
	折現回收年限(DPB)	5.82	6.69
	淨現值(NPV)	12,792,873	11,662,893
	自償率(SLR)	1.77	1.56
	分年償債比率(DSCR)	1.8	1.69
	保障倍數(TIE)	4.46	4.19

2.4.4 個案敏感度分析

於太陽能系統設置效益評估過程中，大多的計算參數為其估計或假設值，雖本文已針對最重要的發電量模擬及系統造價部分，分別以模擬軟體、WBS、明細估價及實際訪價的方式取得工程預算及預估發電量，然與實際情況相較仍會有一定程度之差異，尤其日射量屬於自然因素，為最不可控之部分，但日射量之多寡會影響發電量並間接影響計畫收益，故後續將以最有設置效益的嘉義地區五個 98kWp 結合為容量 490kWp 之集成系統以融資模式的方案，分別針對年模擬發電量、系統建置成本、營運費用、電價折扣率、貸款比例、貸款利息利率及場地租金成本等項目，以±5%、10%及 15%之變動率進行敏感度分析，以了解對計畫決策準則 NPV、IRR、折現後之回收年限及融資自償率部分之影響。其各項影響因子之變動率彙整如表 18 所示。

表 18 集成系統敏感度分析變動彙整表

影響因子	本案參數值	參數變動率	內部報酬率 (IRR)	折現後回收年限(DPB)	淨現值 (NPV)	自償率 SLR
年模擬發電量 (kWh/kWp/year)	1,361	+15%	25.48%	4.26	18,598,986	2.57
		+10%	23.27%	4.68	16,663,615	2.3
		+5%	21.06%	5.19	14,728,244	2.04
		0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
		-5%	16.67%	6.61	10,857,502	1.5
		-10%	14.48%	10.18	8,922,131	1.23
		-15%	12.30%	12.05	6,986,760	0.97
單位建置成本 (NTD/kWp)	49,220/kWp	+15%	13.58%	10.71	9,403,735	1.13
		+10%	15.16%	7.37	10,533,448	1.32
		+5%	16.92%	6.55	11,663,160	1.54
		0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
		-5%	21.03%	5.18	13,922,585	2.03
		-10%	23.47%	4.61	15,052,298	2.31
		-15%	26.21%	4.1	16,182,010	2.63
年營運費用 (NTD/year)	104,610	+15%	18.67%	5.88	12,620,164	1.74
		+10%	18.73%	5.86	12,677,738	1.75
		+5%	18.80%	5.84	12,735,300	1.76
		0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
		-5%	18.92%	5.8	12,850,435	1.78
		-10%	18.99%	5.78	12,908,008	1.78
		-15%	19.05%	5.76	12,965,570	1.79
電價折扣率 (%)	5%	+15%	18.51%	5.93	12,487,063	1.73
		+10%	18.63%	5.89	12,589,000	1.74
		+5%	18.74%	5.85	12,690,936	1.75
		0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
		-5%	18.98%	5.78	12,894,809	1.78
		-10%	19.09%	5.75	12,996,746	1.8
		-15%	19.21%	5.71	13,098,682	1.81
貸款比例 (%)	70%	+15%	24.46%	4.49	12,910,159	2.75
		+10%	22.08%	4.97	12,871,064	2.32
		+5%	20.28%	5.42	12,831,968	2.01
		0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
		-5%	17.71%	6.18	12,753,778	1.58
		-10%	16.75%	6.52	12,714,682	1.42
		-15%	15.93%	6.83	12,675,587	1.3
貸款利率	4.5%	+15%	17.92%	6.36	10,932,227	1.51
		+10%	18.24%	6.17	11,543,382	1.6
		+5%	18.54%	5.99	12,145,143	1.68

貸款利率 (%)	0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
	-5%	19.17%	5.66	13,430,890	1.86
	-10%	19.50%	5.5	14,117,905	1.95
	-15%	19.81%	5.36	14,794,877	2.04
場地租金成本 (發電收入 %)	+15%	18.42%	5.96	12,402,207	1.71
	+10%	18.56%	5.91	12,532,429	1.73
	+5%	18.71%	5.86	12,662,651	1.75
	0%	18.86%	5.82	12,792,873	1.77
	-5%	19.01%	5.77	12,923,095	1.79
	-10%	19.16%	5.73	13,053,317	1.8
	-15%	19.30%	5.68	13,183,539	1.82

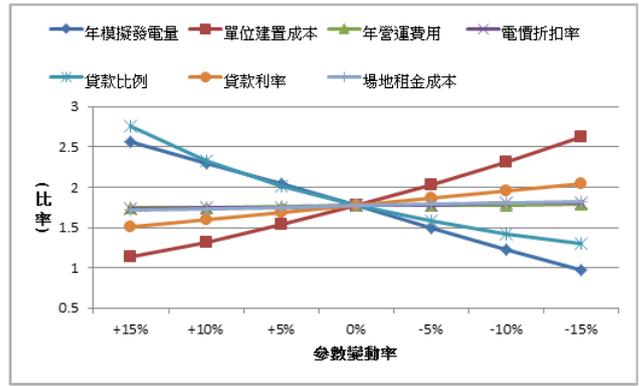


圖 6 自償率(SLR)敏感性分析折線圖

經敏感性分析後由圖 3~圖 6 可得知，年營運費用、電價折扣率、貸款利率及場地租用成本等四項影響因子，在±5~15%的變動率下，其影響程度不大，其結果均能符合，NPV 需大於零、IRR 需大於融資方案最低報酬率 5.62%、折現後回收年限需小於營運期 1/2；10 年及自償率需大於 1 等之財務決策準則需求，故上述之四項影響因子於此太陽能系統建置計畫中，經評估其風險影響程度屬於較低的等級。反觀年發電量、建置成本及貸款比例等三項因子，於各圖中均有較高之斜率，其代表意義為較高風險之影響因子，其中年發電量因子對於計畫之 IRR、DPB 及 NPV 等三項之影響曲率均為最大，故於本計畫之風險影響屬最高等級，而於系統建置成本之風險影響程度為次之，而於貸款比例影響因子部分，於 IRR 及 SLR 兩項財務決策準則部分，其變動斜率除低於年發電量及建造成本因子外，均較其他影響因子稍高，故為風險排列第三之影響因子。

3. 結論

本文將台灣分為六大地區，以專業太陽能模擬軟體 Pvsyst 並載入中央氣象局 2004~2012 年之平均日射量資料後，取得其模擬年發電量，並將影響太陽能系統設置效益最大之系統設置成本，以 WBS 及明細估價的方法估算出接近市場行情之參考價格後，再運用相關財務評估法及決策準則等方式，針對個案作分析後得知下列各項結果，說明分述如下。

1. 以專業太陽能模擬軟體 Pvsyst 並載入中央氣象局 2004~2012 年之日設置資料後得知，於台灣地區其太陽能模組之仰角，在不同緯度的地區，分別以不同的仰角設置，可吸收最大之日射量，而年平均日射量由高至低排列；以嘉義地區最高，再來依序為台南、高雄、台中、新竹、台北。
2. 在太陽能系統設置成本估算部分，以 WBS 及明細估價的方法估算後得知，系統容量之大小本應絕對影響其採購單價及整體造價，

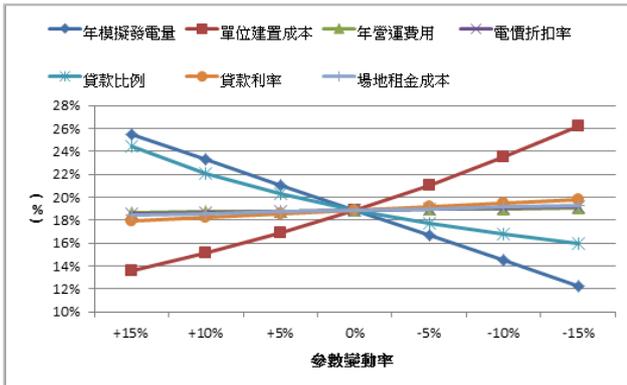


圖 3 內部報酬率(IRR)敏感性分析折線圖

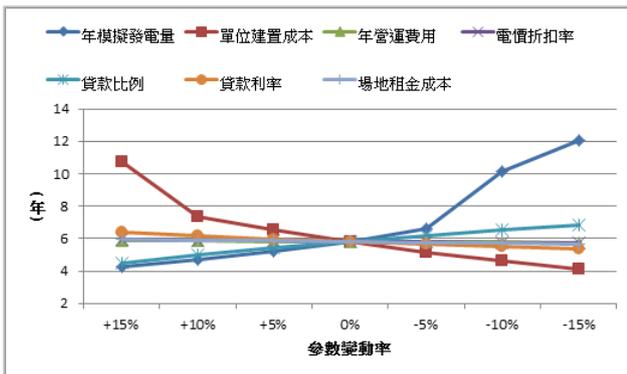


圖 4 折現後回收年限(DPB)敏感性分析折線圖

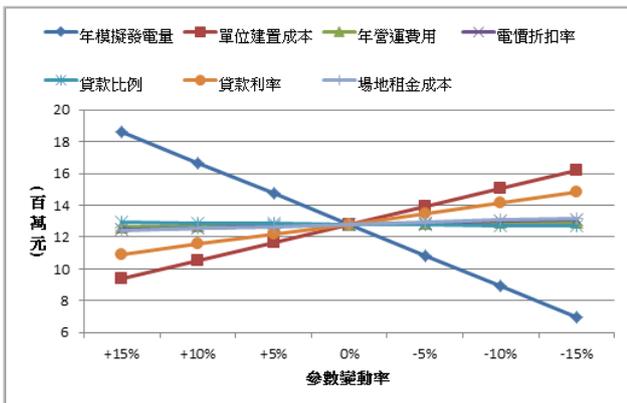


圖 5 淨現值(NPV)敏感性分析折線圖

然因大於 100kWp 之系統需技師簽證，而大於 250kWp 的系統容量，不但需要技師簽證且另須系統衝擊分析計算，更因系統容量較大；台電公司會依據線路容量調控原則要求併聯於高壓側，所以與 100kWp 之系統相較，反而需多支付簽證、系衝、高壓設備、線路補助及高壓審等等費用，故容量居中之 250kWp 系統，其單位造價反而較高於容量 98kWp 之系統。個別容量之單位造價由高至低排列，以 9.5kWp 最高，依序為 27kWp、248kWp、98kWp、497kWp，如表 11 所示，並可得知模組及逆變器等兩項關鍵設備的費用約佔每單位造價 50%，於計畫初期階段，可藉此法快速的推算出系統每 kWp 所需的概略成本。

3. 經各項財務假設參數及決策準則條件估算後得知，於台灣地區如以全部自有資金的方案投資，均無法符合財務決策準則之要求，不具投資效益。反觀以 70% 銀行融資，利率 4.5%、30% 自有資金之資本結構，其加權平均資金成本為 5.62%，與全部自有資金相較，其最低可接受之報酬率由 10% 降至 5.62%，故計算後得知嘉義地區容量 98 及 497kWp 之系統均符合表 14 決策準則 NPV 需大於零、IRR 需大於融資方案最低報酬率 5.62%、折現後回收年限需小於營運期 1/2(10 年)及自償率需大於 1 等的要求，且 497kWp 系統效益最大，為業者投資單一場址首選。
4. 嘉義地區 490kWp 之集成系統，在系統成本較低且躉售電價較高的條件下，其各項投資效益均高於單一設置場所容量 497kWp 之系統，故如僅以設置容量為需求，但不侷限需設置於同一場所而言，嘉義地區 490kWp 之集成系統為投資效益最大的組合方案，為投資業者之首選。
5. 以嘉義地區 490kWp 集成系統，針對各影響因子，依±5%、10%、15% 三個參數變動率做敏感性分析後得知，年發電量、建置成本及貸款比例等三項因子，為較高風險之影響因子，然發電量因子，因日射量為不可控之自然因素，故於風險控管部分，建議投資業者除應慎選設置場址外，更應另需特別注意太陽能模組品質、與逆變器之系統匹配最佳化及施工品質等等細節，以維護應有之系統發電效率。另系統建置成本及貸款比例部分，目前有經驗的系統業者及提供太陽能系

統融資之銀行非常普遍，故建議投資業者應多予訪價與比較，進而達成成本控管之目的。

參考文獻

1. 經濟部能源局，太陽光電發電設備競標作業要點說明，經濟部能源局，台北，2014。
2. 諮群管理顧問股份有限公司，民間參與公共建設財務評估模式規劃，行政院公共工程委員會委託研究報告，台北，2001。
3. 施華，社區發展太陽能發電系統之成本效益評估，國立交通大學，產業安全與防災學系，碩士論文，新竹，2009。
4. 高翊倫，建構台灣地區太陽能發電系統之發電量預測模型，國立交通大學，工業工程管理學系，碩士論文，新竹，2009。
5. 交通部中央氣象局，中華民國九十三年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2004。
6. 交通部中央氣象局，中華民國九十四年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2005。
7. 交通部中央氣象局，中華民國九十五年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2006。
8. 交通部中央氣象局，中華民國九十六年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2007。
9. 交通部中央氣象局，中華民國九十七年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2008。
10. 交通部中央氣象局，中華民國九十八年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2009。
11. 交通部中央氣象局，中華民國九十九年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2010。
12. 交通部中央氣象局，中華民國一百年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2011。
13. 交通部中央氣象局，中華民國一百零一年氣候資料年報 第一部分-地面資料，交通部中央氣象局，台北，2012。
14. 林天文，建築營造與估價，大行出版社，台南，1983。

15. 謝劍平，財務管理新觀念與本土化，謝劍平，台北，2009。
16. 謝劍平，財務管理原理，謝劍平，台北，2011。
17. 姜堯民，財務管理概論，新陸書局股份有限公司，台北，2007。
18. 林明村、鄭紹材、余文德，運用營行融資方法分析太陽光電發電系統之財務可行性，營建管理季刊 101 年秋季號，台北，第 37-49 頁，2012。

price than compared to the same capacity but with each 98kWp. This will have maximum benefit of the investment. Sensitivity analysis shows that the annual generation capacity of the system is the highest risk, followed with implementation costs, and the proportion of loans, so investors should make a strict control of this three impact factors in order to maintain the expected investment returns.

Keywords: investment benefit, electricity energy simulation, financial assessment decision criteria, IRR, NPV

Investment Benefit Evaluation of Solar Power System in Taiwan

Kun-Cheng Chen, Shyh-Chang Huang

Solargiga Energy Holdings Limited
Associate Professor, Civil Engineering, NCTU

Abstract

This article is based on the investors' point of view to distinguish Taiwan from south to north in six regions, it will use Excel application assume that the financial parameters estimates, IRR, NPV, SLR and discounted payback method of financial decision criteria. According to the Bureau of Energy issued that the wholesale price of rooftop system for each capacity which is less than 500kWp through the way of one's own or financing in order to analysis the benefit of solar power system to set up in each region. Through case sensitivity analysis, it will sort out the risk factors of each arrangement, so that Taiwan's operators of solar energy can have a standard evaluation process, and also can provide reference for locale feasibility. In order to make the financial assessment valuable, it will use solar radiation data from Central Weather Bureau start from 2004 to 2012 and then loaded into the software PVsyst for dedicated electricity energy simulation of the amount of each annual capacity of the system. And will use the Work Breakdown Structure (WBS) and details of the valuation to budget the implementation cost which is closer to the market of the system cost.

After benefit calculating, only in Chiayi, Taiwan with the capacity of 98kWp and 497kWp respectively for financing policy has investment benefit. If the case is not confined to set up the system in same area, it can integrate five of each 98kWp into a 490kWp capacity system, and it will have lower purchase price and higher wholesale