

運用銀行融資方法分析太陽光電發電系統建置之財務可行性

林明村

中華大學 營建管理學系 碩士班研究生、宜鋼股份有限公司 經理

鄭紹材*

中華大學 營建管理學系 副教授

余文德

中華大學 營建管理學系 教授

摘要

「太陽光電發電(Photovoltaic, 簡稱 PV)」是目前再生能源中符合環保時尚潮流的再生潔淨新能源之一。台灣位置屬於亞熱帶地區, 太陽光日照充足, 太陽能資源豐富, 台灣在太陽能電力開發上極富潛力。然過去許多太陽能發電計畫在投資效益上卻未能成功, 故系統建置之經濟性與投資效益即成為重要的評估課題。投資建置太陽光電發電系統的方式很多, 其中以結合銀行融資與無融資情況下的方案最具發展潛力, 故本文以此為主題, 利用財務可行性評估, 分析其投資效益。經個案分析發現: (1) 無融資的方案之淨現值 <0 , 內部報酬率 $<$ 折現率, 折現後回收年限過長, 自償率 <1 , 皆顯示不具投資效益。(2) 結合銀行融資的方案, 若能夠控制好各項因子, 將具有投資效益。但在營運收入、融資貸款成數減少及設置成本增加之情形下, 則將有投資上的風險。故若能提升太陽光電發電轉換效率並降低設置成本, 且政府機關輔以提供擔保協助投資者向銀行融資, 並取得較優惠之貸款成數與利率等獎勵措施。如此將可減輕投資者設置期初自有資金籌措的比例, 大幅提高誘因, 而有助於太陽光電發電系統之發展。

關鍵字: 太陽光電發電系統、銀行融資、投資效益、財務可行性評估

FINANCIAL FEASIBILITY ANALYSIS FOR BANK FINANCING OF THE PHOTOVOLTAIC SYSTEM INVESTMENT PROJECT

Ming-Tsun Lin

Graduate Student, Department of Construction Management, Chung Hua University, Taiwan;

Manager of EGANG Co., Ltd, Taiwan

Shao-Tsai Cheng*

Associate Professor, Department of Construction Management, Chung Hua University, Taiwan

Wen-Der Yu

Professor, Department of Construction Management, Chuang Hua University, Taiwan

ABSTRACT

The Photovoltaic (PV) power generation method is currently one of the most environment-friendly and popular sources for renewable and clean energy. As Taiwan is located in the subtropical area, it enjoys abundant sunlight and solar energy. Thus, the solar PV development is of great potential for Taiwan. However, many previous solar PV investment projects didn't succeed in due to poor financial effectiveness. As a result, the financial feasibility analysis becomes critical for a PV investment project. There have been many ways for investing a PV project, among those the banking financing and the self-financing plans are most promising. This study aims at developing a financial feasibility evaluation method to analyze the investment effectiveness of a PV project. A real world case study is conducted to grasp the following findings: (1) For the self-financing alternative, all the financial indicator show

infeasible, e.g., the net present value is less than zero, internal rate of return is less than discount rate, payback period after discounted is too long, and self-liquidating ratio is less than 1; (2) The banking financing alternative is financially feasible if the influential factors are under well controlled. However, it will confront investment risk in case the revenue and financing loan percentage are reduced, and construction cost is increased. This study draws the following conclusions: if conversion efficiency of solar PV generation can be improved and the construction cost can be decreased, the PV investment will be feasible. Moreover, if the government agency can provide bond to investors for banking financing so as to obtain a more favorable loan-to-value ratio and interest rate, it would decrease the requirement of equity fund for the investors in the initial stage of PV investment project. Such strategies may enhance incentives to the investors substantially, so that it helps promote the solar PV system in Taiwan.

Keywords: Photovoltaic system, Bank financing, Investment effectiveness, Financial feasibility evaluation

一、前言

受到全球暖化、限制溫室氣體排放量等影響，國內外近幾年極力推動與開發再生能源，期望有助於減緩對於環境之衝擊。再生能源中，目前最具潛力的方案包括太陽能及風力發電等，而台灣地處亞熱帶與熱帶交會處，日照充足，更適合太陽能發電之發展。由於太陽能發電成本較傳統能源高，因此常仰賴政府給予政策補助，方能達到設置效益。自二十世紀末開始，歐美、日本等國家亦紛紛實行「陽光計畫」，在太陽能發電的價格、稅收、發展基金等方面給予較大優惠(段威，2008)。

我國「再生能源發展條例」於2009年7月8日公布施行(經濟部，2009)，其特色為仿德國採固定電價收購的補貼政策(Feed-In-Tariff, FIT)躉購再生能源。此躉購再生能源政策之作法是：對再生能源設備設置者提供合理利潤的獎勵，由經營電力網的電業予以併聯、躉購再生能源。躉購電價以審定會依條例授權每年檢討修訂之再生能源電能躉購費率及其計算公式計之，在躉購費率適用期間，依公告費率保證收購20年。

回顧太陽能投資之相關文獻，多單純以期初設置成本與發電收益做投資回收比較。本文係參照「中華民國 101 年再生能源電能躉購費率及其計算公式」(經濟部，2012)與「經濟部 101 年太陽光電發電設備競標作業要點」(經濟部，2012)，以財務分析與投資評估的角度，綜合整理政府躉購措施外，同時考量實務上之相關維護、營運等因子與成本，並結合銀行融資的方式，以個案探討此模式在

國內推行之可行性與投資效益。

二、再生能源發展條例之特色與財務可行性評估

2-1 再生能源發展條例之特色

依據再生能源發展條例第三條之定義，太陽能為再生能源之一，我國再生能源發展條例乃仿德國採固定電價收購的補貼政策(FIT)躉購再生能源。由審定會依條例授權訂定再生能源電能躉購費率及其計算公式，訂定原則如下：

1. 優於「再生能源發展條例」立法前之水準。
2. 再生能源業者應有正當經營之合理利潤。
3. 顧及社會公平性，以避免衍生相關電費上漲等民生問題。
4. 並設有機制定期檢討，每年檢討乙次。

我國僅台電公司一家輸配電業強制併聯躉購再生能源電能，由政府課徵再生能源基金，用於補貼，並得反映於售電價格上(經濟部能源局，2009)。

檢視我國「再生能源發展條例」的主要規範可以發現，除規劃未來 20 年內再生能源發電裝置容量新增 650~1,000 萬瓩，大幅提升我國再生能源使用之外，仿效德國做法設置一個以長期且固定的躉購費率之再生能源電能固定價格強制收購制度，並利用獎勵示範及法令鬆綁等方式，加強民眾與企業設置再生能源的誘因。因此合理的躉購費率水準與完善的配套措施，為我國再生能源發展的關鍵因素。德國再生能源法與我國再生能源發展條例主要項目之比較，如表 1 所示。本文引用上述有關政府推廣再生能源除了明定目標與提供配套措施外，另以固定的躉購費率保證收購再生能源電能 20 年，

提供再生能源設備設置者長期穩定的投資環境，讓業者可掌握每期現金流量，以利投資決策規劃，降

低營運風險的原則作相關之探討。

表 1、我國與德國再生能源法規比較表

項目	德國再生能源法	我國再生能源發展條例
推廣目標	2020 年再生能源電力配比達 30%。	獎勵裝置容量達 650~1,000 萬瓩。
躉購期間	20 年。	20 年。
再生能源種類	水力(含波浪能、潮汐能、鹽梯度能、洋流能)、風能、太陽能、地熱能、生質能(含生質沼氣、掩埋場沼氣、污水處理場沼氣、工業廢棄物之有機生質能)。	太陽能、生質能、地熱能、海洋能、風力、非抽蓄式水力、國內一般廢棄物與一般事業廢棄物等直接利用或經處理所產生之能源，或其他經中央主管機關認定可永續利用之能源。
熱利用獎勵	未規定；另以法律訂之。	太陽熱能利用、生質能燃料及其他具發展潛力之熱利用技術。
躉購方式	強制併聯躉購。	強制併聯躉購。
經濟工具	1. 未成立基金，由電力網業者及電力公司先自行負擔，再附加於電費中，轉嫁消費者。 2. 強調無須政府預算介入。 3. 無其他基金支應。	1. 成立基金，由電業及設置自用發電設備達一定裝置容量以上者，按其不含再生能源發電部分之總發電量繳交，一定金額充作基金；用於補貼台電收購再生能源電能費用與迴避成本之價差及其他獎助，繳交基金之費用可以附加反映至電費上，由電力消費者負擔。 2. 允許政府在必要時由預算編列撥充。 3. 除再生能源發展基金外，尚有石油基金、農業發展基金。
配套措施	1. 在再生能源法當中有租稅優惠及融資、信保政策，以及補助高能源密度產業。 2. 規範能源密集之工業及鐵路運輸業符合一定條件下，得享較優惠之電價，以免過高的電價成本影響經濟發展。	1. 提供設備補貼，以及補助再生能源發電示範與推廣，並未針對特殊產業。 2. 提供關稅減免、免申請雜照、放寬併聯與用地取得條件等。 3. 設有爭議強制調解機制。

資料來源：經濟部能源局研討會簡報(經濟部能源局，2009)

2-2 我國太陽光電電能躉購費率

依據經濟部「經能字第 10104601590 號」所公告之「中華民國 101 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」(經濟部，2012)，太陽光電發電設備電能躉購費率如表 2 所示，可分屋頂型與地面型二類，依不同的裝置容量訂出若干級距。

本文即參照上述公告費率作為財務可行性分析架構中之計畫收入計算依據，並套用於案例中。

2-3 財務可行性評估

依據摘要之研究問題說明，過去太陽能發電設置計畫多因為財務問題而胎死腹中，或因無法自償而導致失敗，故本節將以太陽能發電設置專案為對象，發展其財務分析模式。本文參考專案管理之財務分析，包括財務規劃(含融資規劃及營運規劃)、財務報酬率預測及財務模型建立，並據以研判結合銀行融資方式建置太陽光電發電系統之「投資效益評估」與「融資可行性評估」。

表 2、太陽光電發電設備電能躉購費率表

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	9.4645	9.2510
		10 瓩以上不及 100 瓩	8.5394	8.3259
		100 瓩以上不及 500 瓩	8.1836	7.9701
		500 瓩以上	7.3297	7.1873
	地面型	1 瓩以上	6.9027	6.7604

註：屬免競標適用對象者，躉購費率適用本表之上限費率；屬競標適用對象者，躉購費率為本表之上限費率乘以(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訂之。

*：第一期上限費率適用對象為中華民國101年01月01日起至中華民國101年06月30日止完工者。

**：第二期上限費率適用對象為中華民國101年07月1日起至中華民國101年12月31日止完工者。

資料來源：「中華民國101年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」(經濟部，2012)

2-3-1 投資效益評估

投資效益評估是財務分析過程中最主要的評估重點，利用現金流量分析的計畫現金流量，以及折現率的估算，計算各種財務評估準則，其分析結果可以讓決策者評估計畫之投資效益。投資效益的

評估方式，為運用淨現值(NPV)、內部報酬率(IRR)、折現後回收年限(DPBY)、自償率(SLR)等財務評估準則評估計畫之財務績效(經濟部中小企業處，2010)，評估方法及評估法則如表 3 所示：

表 3、投資效益評估表

名稱	說明	計算方式	評估法則
淨現值 (Net Present Value, NPV)	將計畫每年預計投入之成本及預估每年淨收入折合成現值後之總和，即為該投資案之淨現值。	$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$ 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	NPV > 0，計畫可使投資者獲利。 NPV ≤ 0，計畫“無利可圖”。
內部報酬率 (Internal Rate of Return, IRR)	就是一個能使該專案的預期現金流量的現值剛好等於預期現金流出現值的折現率。	$\sum_{j=0}^N A_j(1+i^*)^{-j} = 0$ A _j ：第 j 期期末的現金流量 i*：內部報酬率 j：0, 1, 2, ..., N N：方案的最高服務年限	IRR > 計畫所要求之必要報酬率或資金成本，表示淨現值大於 0，計畫可行。IRR < 計畫所要求之必要報酬率或資金成本，表示淨現值小於 0，計畫不可行。
折現後回收年限 (Discounted Payback, DPBY)	亦即先將現金流量折現之後，累積淨現金流入現值等於 0 所需的年數；是指藉由投資計畫於未來所產生的現金流入回收投資支出的所需之年數。	$P = S \times \frac{1}{(1+i)^n}$ P：現值(元) S：將來某年之收入 i：利率 n：期間	由於錢之價值會受到時間之影響，股東應將預估收入折現後再算其回本期，可更真實的了解計畫案之回本能力。回收年限愈短愈佳。
自償率 (Self-Liquidating Ratio, SLR)	係指營運評估年期內各年現金淨流入現值總額，除以計畫工程興建評估年期內所有工程建設經費各年現金流出現值總額之比例。	$S = \frac{I}{O} \times 100\%$ S：自償率 I：營運評估期間之淨現金流入現值總和 O：興建期間之各項經費現金流出現值總和	自償率 > 1，代表計畫具完全自償能力，亦即計畫所投入的成本可完全由淨營運收入回收。自償率 < 1 但 > 0，表計畫所投入的成本不完全自償。自償率 < 0，則表計畫完全不具自償能力。

資料來源：本文整理(王銘德、王穆衡、張贊育、陳佩棻，2006、李力威，2008、陳博亮、林志蒼、鄧振鴻、莊培坤、蔡宛螢，2008、楊文龍，2005、諮群企業管理顧問股份有限公司，2001)

2-3-2 融資可行性評估

融資可行性評估係指分析投資專案之資金來源方案的可行性，以提供銀行評估其財務計畫者稱之。融資能力可以投資興建者對該專案具之還款能

力評估之，亦即銀行融資者評估計畫的營運淨現金流入是否足以償還銀行負債的本金或利息，以做為銀行金融機構評估融資與否的參考之一。其評估方法及評估法則如表 4 所示：

表 4、融資可行性評估表

名稱	說明	計算方式	評估法則
分年償債比率 (Debt Service Coverage Ratio, DSCR)	可看出股東是否可以償還銀行本利和。	$DSCR = \frac{NOI}{TD + S}$ DSCR：分年償債利率(倍) NOI：當年之稅前息前折舊及攤提前盈餘(元) TD：整年度負債之攤還本金(元) S：利息	DSCR 至少需大於 1.25，如此則能確保各年產生之現金流量可償還到期本息，而償債比率越高，表示該計畫的還款能力越佳。
分年利息保障 倍數(Time Interest Earned, TIE)	此指標旨在衡量計畫的償債能力。	$TIE = \frac{EBIT}{TI}$ TIE：分年利息保障倍數(倍) EBIT：稅前息前淨利(元) TI：本期利息支出(元)	利息保障倍數越高，表示負債越有保障，債權人也願意提供更多的資金給該計畫；當此比率小於 1 時，表示公司賺得的並不够支付利息，會有違約風險，一般而言，TIE 至少要大於 2 以上較佳。

資料來源：本文整理(王銘德、王穆衡、張贊育、陳佩棻，2006、李力威，2008、陳博亮、林志蒼、鄧振鴻、莊培坤、蔡宛螢，2008、楊文龍，2005、諮群企業管理顧問股份有限公司，2001)

三、財務可行性分析架構與計畫收入、成本規劃

3-1 財務可行性分析架構

建置太陽光電發電系統專案，其財務可行性評估方式和公共建設計畫之財務可行性評估方式類似，主要差異僅在於政府部門並未介入出資，屬民間自籌資金或結合銀行融資參與投資。依據財務可行性評估重點，可將建置太陽光電發電系統專案之財務可行性分析架構，如圖 1 所示。

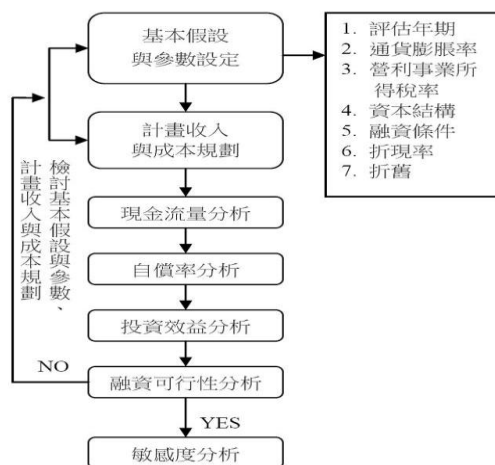


圖 1、財務可行性分析架構圖
(諮群企業管理顧問股份有限公司，2001)

3-2 計畫收入規劃

太陽光電發電系統建置計畫的收入主要是以正式營運運轉發電「售電收入為主」的經濟效益，但另有其他「無形的效益」，如「環保效益」、「節能效益」、「社會效益」、「產業效益」、「提昇公司企業形象」及「增加市場競爭力」等。在售電收入方面：參照「中華民國101年再生能源電能躉購費率」(太陽光電別)與「經濟部101年太陽光電發電設備競標作業要點」，加上考量太陽光電發電系統設置容量、設置地點之日平均發電量、太陽能發電模組效率衰減等因素，其計算公式如下：

$$I = Q \times DP \times D \times E \times M \times P$$

I = 每年發電收入 (元)

Q = 設置容量 (kWp)

DP = 每日平均發電量 (度/日-kWp)

D = 每年發電日數 (日)

E = 模組效率衰減 (逐年遞減 1%計)

M = 公告上限躉購費率 (元/度)

P = (1 - 競標折扣率) (%)

3-3 計畫成本規劃

如圖2所示：

建置太陽光電發電系統之計畫成本結構，

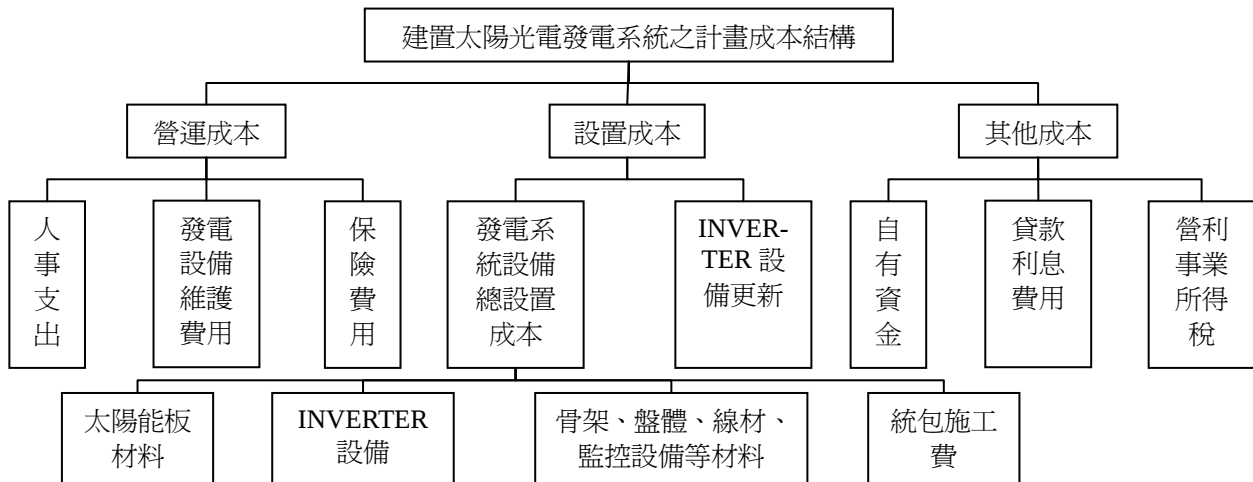


圖2、建置太陽光電發電系統之計畫成本結構圖

1. 營運成本：

營運成本主要分為「人事支出」、「發電設備維護費用」、「保險費用」等三項。

- (1)人事支出：含太陽能板清潔、監控系統代操作等費用。
- (2)發電設備維護費用：含繼電器、保險絲、日照計、開關等零星材料維護。
- (3)保險費：包含火險、地震險、意外險等費用。

2. 設置成本：

- (1)發電系統設備總設置成本：太陽能板材料、變流器(INVERTER)設備、骨架、盤體、線材、監控設備等材料、統包施工費等。
- (2)INVERTER設備更新：INVERTER使用壽命評估約10年左右，預估於第10年須更新此項設備。

3. 其他成本：

其他成本項目包含自有資金成本、銀行借貸利息與營利事業所得稅之成本。自有資金成本之估算以出資者要求之報酬率計之；銀行借貸利息將以建置太陽光電發電系統專案融資利率計算；營利事業

所得稅稅率則依法定課稅標準訂之。

四、案例分析研究

4-1 無融資案例分析

4-1-1 無融資案例財務基本介紹

本無融資案例參考經濟部能源局公布之最新再生能源發展條例及其相關子法、101年度再生能源電能躉購費率、101年太陽光電發電設備競標作業要點與台灣電力股份有限公司再生能源電能收購作業要點等相關法令，投資效益評估期程以20年躉購期間為限。本無融資案例以投資興建太陽光電發電系統業者之角色探討，設置位置以日照量較高之「高雄地區」為例，設置類別以「鋼架廠房屋頂型新建案例」，所使用之太陽能板模組以目前太陽光電發電系統中應用最為廣泛、低成本且發電轉換效率較佳之「多晶矽」產品為主。

4-1-2 無融資案例財務基本假設評估

本無融資案例財務基本假設評估資料，如表5所示：

表 5、無融資案例財務基本假設評估資料表

項目	說明	參數
一、評估年期	1.興建期	6 個月
	2.發電營運評估年期	20 年
二、發電系統設備設置容量	設置容量	497 kWp
三、發電系統設備設置成本	1.單位設置成本	70,000 元/kWp
	2.總設置成本合計	34,790,000 元
	3.INVERTER 設備更新成本	3,479,000 元
四、通貨膨脹率		2.0%
五、營利事業所得稅率		17%
六、資本結構	自有資金比例(100%)	34,790,000 元
七、股東權益報酬率		15%
八、折現率		15%
九、折舊	1.發電系統設備(考量日前售電躉購期限 20 年與太陽能板模組發電效率保證 20 年衰減至 80%為止，使用壽命約 25 年，以總設置成本分 20 年攤提計，無殘值。)	1,739,500 元/年
	2.INVERTER 設備(考量使用壽命 10 年，以 INVERTER 設備更新成本分 10 年攤提計，無殘值。)	347,900 元/年
十、每日平均發電量		3.8 度/kWp
十一、每年發電日數(日)	每年以 365 日計，扣除每季維護 1 日	361 日
十二、模組效率衰減		逐年遞減 1%計
十三、競標折扣率		5%
十四、準備金	運用於第 10 年 INVERTER 設備更新	3,479,000 元

4-1-3 無融資案例計畫收入規劃

本無融資案例的計畫收入主要是以正式營運運收入規劃資料，如表 6 所示：運轉發電「售電收入為主」的「營運收入」，其營

表 6、無融資案例營運收入規劃表

公式代碼	Q	DP	D	E	M	P	I
項目	設置容量 (kWp)	每日平均 發電量 (度/kWp)	每年發電 日數 (日)	模組效率衰 減(逐年遞減 1%計)	公告上限 躉購費率 (元/度)	1-競標 折扣率	總收入 (元)
第 1 年發電量	497	3.8	361	100%	7.9701	95%	5,162,197
第 2 年發電量	497	3.8	361	99%	7.9701	95%	5,110,575
第 3 年發電量	497	3.8	361	98%	7.9701	95%	5,058,953
第 18 年發電量	497	3.8	361	83%	7.9701	95%	4,284,623
第 19 年發電量	497	3.8	361	82%	7.9701	95%	4,233,001
第 20 年發電量	497	3.8	361	81%	7.9701	95%	4,181,379
總營運收入							93,435,763

4-1-4 無融資案例計畫成本規劃

本、設置成本與其他成本，如表 7 所示：

本無融資案例的計畫成本結構包括：營運成

表 7、無融資案例計畫成本規劃表

項目	分項	金額(元)
營運成本	1.人事支出	6,803,264
	2.發電設備維護費用	1,690,611
	3.保險費用	4,226,527

表 7、無融資案例計畫成本規劃表(續)

項目	分項	金額(元)
設置成本	1.發電系統設備總設置成本	34,790,000
	2. INVERTER 設備更新	3,479,000
其他成本	1.自有資金	34,790,000
	2.營利事業所得稅	7,215,881

1. 營運成本：

(1)人事支出：編制管理人員一名，月薪以20,000元計，年薪以14個月計，合計每年支薪280,000元，並考慮每年調漲2%，20年營運期合計人事支出為6,803,264元。

(2)發電設備維護費用：每年發電設備維護費用約佔總設置費用0.2%，合計每年為69,580元，並考慮每年調漲2%，20年營運期合計發電設備維護費用為1,690,611元。

(3)保險費：每年保險費用約佔總設置費用0.5%，合計每年為173,950元，並考慮每年調漲2%，20年營運期合計保險費用為4,226,527元。

2. 設置成本：

(1)發電系統設備總設置成本：單位設置成本*設置容量=70,000(元/kWp)*497(kWp)= 34,790,000元。

(2)INVERTER設備更新：預估第10年末運用準備金更新此項設備，更新費用約佔總設置成本10%，為3,479,000元。準備金籌措方式：由營運期前10年之每年稅後盈餘提撥，年利率以2%計，計算年金為：317,725元，第10年之年金終值為：3,479,000元。

3. 其他成本：

(1)自有資金：基本假設佔發電系統設備總設置成本100%，為34,790,000元。

(2)營利事業所得稅：依照所得稅法規定，本融資案例以17%為估算依據，各營運年度之損益及應繳稅額如表8所示，合計20年營運期應繳稅額為7,215,881元。

4-1-5 無融資案例現金流量分析

本無融資案例的現金流量分析，如表 8 所示：

表 8、無融資案例現金流量表

項目	興建期	營	運		期	
年度	0	1	10	11	20	合計
一、營運收入		5,162,197	4,697,599	4,645,977	4,181,379	93,435,763
1.售電收入		5,162,197	4,697,599	4,645,977	4,181,379	93,435,763
二、營運成本		523,530	625,667	638,180	762,684	12,720,402
1.人事支出		280,000	334,626	341,318	407,907	6,803,264
2.發電設備維護費用		69,580	83,155	84,818	101,365	1,690,611
3.保險費用		173,950	207,886	212,044	253,412	4,226,527
三、設置成本						38,269,000
1.發電系統設備總設置成本	34,790,000					34,790,000
2.INVERTER 設備更新				3,479,000		3,479,000
四、折舊攤提費用	0	1,739,500	1,739,500	2,087,400	2,087,400	38,269,000
1.發電系統設備折舊攤提	0	1,739,500	1,739,500	1,739,500	1,739,500	34,790,000
2.INVERTER 設備折舊攤提	0	0	0	347,900	347,900	3,479,000
五、自有資金	34,790,000					34,790,000
六、稅前損益	34,790,000	2,899,167	2,332,432	1,920,397	1,331,295	77,236,361
七、營利事業所得稅	0	492,858	396,513	326,467	226,320	7,215,881
八、稅後損益	34,790,000	2,406,309	1,935,919	1,593,930	1,104,975	70,020,480

表 8、無融資案例現金流量表(續)

項目	興建期	營	運	期	
年度	0	1	10	11	20 合計
九、淨現值 NPV	-34,790,000	-27,117,347	-13,674,068	-12,986,002	-9,899,705
1 淨現金流入(出)(稅後)	-34,790,000	4,145,809	196,419	3,681,330	3,192,375
2.累計淨現金流入(出)(稅後)	-34,790,000	-30,644,191	848,322	4,529,652	35,230,480

4-1-6 無融資案例投資效益分析

以表8無融資案例現金流量表為基礎，因為無融資情形，故財務綜合性分析僅做投資效益分析，結果整理如表9所示：

表9、無融資案例投資效益分析表

指標	分析結果
淨現值(NPV)	-9,899,705 元
內部報酬率(IRR)	8.35%
折現後回收年限(DPBY)	超過 20 年
自償率(SLR)	0.755

由表9可得知淨現值(NPV) -9,899,705元 < 0，內部報酬率(IRR) 8.35% < 折現率15%，折現後回收年限(DPBY) > 20年，自償率(SLR) 0 < 0.755 < 1，表示此案例在無融資的情況下，不具投資效益。

4-2 融資案例財務試算評估

本融資案例之基本介紹、財務基本假設、計畫收入規劃、計畫成本規劃等原則，除了財務基本假設之資本結構比例變動為 30%自有資金、70%融資，新增融資條件之貸款利率設定為 4.5%、還款期 15 年，折現率變動為：7.11%。計畫成本規劃中其他成本之自有資金變動為 10,437,000 元、新增貸款利息費用 9,661,009 元、營利事業所得稅變動為 5,573,510 元之外，其餘皆與無融資案例相同。

4-2-1 融資案例現金流量分析

本融資案例的現金流量分析，如表 10 所示：

表10、融資案例現金流量表

項目	興建期	營	運	期	
年度	0	1	2	5	6 7
一、營運收入		5,162,197	5,110,575	4,955,709	4,904,08 4,852,465
1.售電收入		5,162,197	5,110,575	4,955,709	4,904,087 4,852,465
二、營運成本		523,530	534,001	566,686	578,019 589,580
1.人事支出		280,000	285,600	303,081	309,143 315,325
2.發電設備維護費用		69,580	70,972	75,316	76,822 78,358
3.保險費用		173,950	177,429	188,289	192,055 195,896
三、設置成本					
1.發電系統設備總設置成本	34,790,000				
2.INVERTER 設備更新					
四、折舊攤提費用合計	0	1,739,500	1,739,500	1,739,500	1,739,500 1,739,500
1.發電系統設備折舊攤提	0	1,739,500	1,739,500	1,739,500	1,739,500 1,739,500
2.INVERTER 設備折舊攤提	0	0	0	0	0 0
五、自有資金	10,437,000				
六、銀行融資利息與本金	24,353,000	2,267,601	2,267,601	2,267,601	2,267,601 2,267,601
1.貸款本金償還	0	1,171,716	1,224,443	1,397,293	1,460,171 1,525,878
2.貸款利息費用	0	1,095,885	1,043,158	870,308	807,430 741,722
七、稅前損益	10,437,000	1,803,282	1,793,917	1,779,215	1,779,138 1,781,663
八、營利事業所得稅	0	306,558	304,966	302,467	302,453 302,883
九、稅後損益	10,437,000	1,496,724	1,488,951	1,476,749	1,476,684 1,478,780
十、淨現值 NPV	-10,437,000	-7,944,410	-6,337,514	-2,299,410	-1,214,010 -237,408
1 淨現金流入(出)(稅後)	-10,437,000	2,064,508	2,004,008	1,818,956	1,756,014 1,692,402
2.累計淨現金流入(出)(稅後)	-10,437,000	-8,372,492	-6,368,484	-725,343	1,030,670 2,723,072

表 10、融資案例現金流量表(續)

項目	營	運			期	
年度	8	10	11	15	20	合計
一、營運收入	4,800,843	4,697,599	4,645,977	4,439,489	4,181,379	93,435,763
1.售電收入	4,800,843	4,697,599	4,645,977	4,439,489	4,181,379	93,435,763
二、營運成本	601,371	625,667	638,180	690,787	762,684	12,720,402
1.人事支出	321,632	334,626	341,318	369,454	407,907	6,803,264
2.發電設備維護費用	79,926	83,155	84,818	91,809	101,365	1,690,611
3.保險費用	199,814	207,886	212,044	229,523	253,412	4,226,527
三、設置成本						38,269,000
1.發電系統設備總設置成本						34,790,000
2.INVERTER 設備更新		3,479,000				3,479,000
四、折舊攤提費用	1,739,500	1,739,500	2,087,400	2,087,400	2,087,400	38,269,000
1.發電系統設備折舊攤提	1,739,500	1,739,500	1,739,500	1,739,500	1,739,500	34,790,000
2.INVERTER 設備折舊攤提	0	0	347,900	347,900	347,900	3,479,000
五、自有資金合計						10,437,000
六、銀行融資利息與本金	2,267,601	2,267,601	2,267,601	2,267,601	0	34,014,009
1.貸款本金償還	1,594,543	1,741,281	1,819,638	2,169,953		24,353,000
2.貸款利息費用	673,058	526,320	447,962	97,648		9,661,009
七、稅前損益	1,786,914	1,806,113	1,472,435	1,563,655	1,445,755	43,222,353
八、營利事業所得稅	303,775	307,039	250,314	265,821	245,778	5,573,510
九、稅後損益	1,483,139	1,499,073	1,222,121	1,297,833	1,199,977	37,648,843
十、淨現值 NPV	639,685	495,333	1,148,423	3,111,088	7,616,374	
1 淨現金流入(出)(稅後)	1,628,096	-1,981,707	1,489,883	1,215,281	3,192,375	27,211,843
2.累計淨現金流入(出)(稅後)	4,351,168	3,932,529	5,422,411	10,699,793	27,211,843	

4-2-2 融資案例財務綜合性分析

1. 融資案例投資效益分析：

以表10融資案例現金流量表為基礎，計算投資效益財務分析，其結果整理如表11所示：

表 11、融資案例投資效益分析表

指標	分析結果
淨現值(NPV)	7,616,374 元
內部報酬率(IRR)	15.91%
折現後回收年限(DPBY)	8 年
自償率(SLR)	1.201

由表 11 可得知淨現值(NPV)7,616,374 元 $>$ 0，內部報酬率(IRR)15.91% $>$ 折現率 7.11%，自償率(SLR)1.201 $>$ 1，表示此案可行。另折現後回收年限判斷方式愈短愈好，表示計畫可行性高，因為時間越長變數越大，對投資者越不利，所以還本期不超過專案的一半最為理想(楊文龍，2005)。本融資案例分析折現後回收年限(DPBY)為 8 年(營運期為 20 年)，屬於可接受範圍內。本融資案例淨現值流量曲線如圖 4 所示。

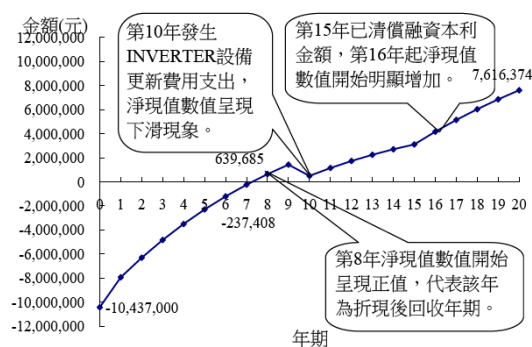


圖 4、融資案例淨現值曲線圖

2. 融資案例融資可行性分析：

分年償債比率(DSCR)，此比率係計算每年之稅前息前折舊及攤提前盈餘為每年應付本利和的倍數，此倍數愈高即表示該計畫的償還能力越好，愈可確保每年現金流量可償還到期之本息。一般而言，DSCR 至少需大於 1.25。本融資案例 DSCR 介於 1.65~2.05 之間，表示本融資案例是可行的。有關分年償債比率曲線圖如圖 5 所示。

分年利息保障倍數(TIE)可行性評估，因本融資案例無寬限期(grace period)故在此不另作探討。

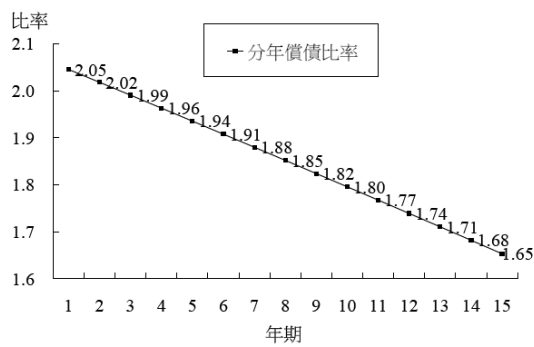


圖5、分年償債比率曲線圖

當複雜，且進行財務分析時，許多參數為假設值，因此有相當程度的不確定性，所以在進行敏感度分析時，應考量對於投資者風險控制要有相當幫助的因子(楊文龍，2005)。本融資案例敏感度分析以 $\pm 5\%$ 、 $\pm 10\%$ 、 $\pm 15\%$ 為變動參數，分析因子為：營運收入、營運成本、設置成本、貸款利率、貸款成數等五項，如表 12 所示。

4-2-3 融資案例敏感度分析

影響投資評估的因子很多，若要全部考慮則相

表 12、融資案例敏感度分析表

因子	參數	變動參數	評估指標			
			淨現值 (NPV)	內部報酬率 (IRR)	折現後回收 年期(DPBY)	自償率 (SLR)
營運收入	93,435,763	+15%	14,415,219	22.58%	5	1.407
		+10%	12,329,560	20.36%	6	1.338
		+5%	10,243,900	18.14%	7	1.269
		基本假設	7,616,374	15.91%	8	1.201
		-5%	6,072,581	13.67%	9	1.132
		-10%	3,986,922	11.43%	16	1.063
		-15%	1,901,262	9.18%	18	0.994
營運成本	12,720,4020	+15%	7,362,846	15.11%	8	1.174
		+10%	7,627,978	15.38%	8	1.183
		+5%	7,893,109	15.64%	8	1.192
		基本假設	7,616,374	15.91%	8	1.201
		-5%	8,423,372	16.18%	8	1.209
		-10%	8,688,504	16.44%	8	1.218
		-15%	8,953,635	16.70%	7	1.227
設置成本	38,269,000	+15%	3,920,393	10.78%	16	1.044
		+10%	5,333,009	12.33%	14	1.091
		+5%	6,745,625	14.04%	9	1.143
		基本假設	7,616,374	15.91%	8	1.201
		-5%	9,570,857	17.98%	7	1.264
		-10%	10,983,473	20.28%	6	1.334
		-15%	12,396,089	22.85%	5	1.412
貸款成數	70%	+15%	8,904,412	21.15%	6	1.304
		+10%	8,655,688	18.88%	6	1.268
		+5%	8,406,964	17.20%	7	1.234
		基本假設	7,616,374	15.91%	8	1.201
		-5%	7,909,517	14.88%	8	1.169
		-10%	7,660,794	14.02%	9	1.138
		-15%	7,412,070	13.31%	12	1.109
貸款利率	4.50%	+15%	7,378,543	15.04%	8	1.169
		+10%	7,640,516	15.33%	8	1.179
		+5%	7,900,420	15.62%	8	1.190
		基本假設	7,616,374	15.91%	8	1.201
		-5%	8,413,962	16.20%	8	1.211
		-10%	8,667,570	16.48%	7	1.222
		-15%	8,919,049	16.76%	7	1.234

由表12得知各因子影響各別評估指標，當營運收入減少10%、設置成本增加10%與融資貸款成數減少15%的條件下，折現後回收年限(DPBY)分別長達16、14與12年，皆已超過營運期20年的一半，相對有投資上的風險。其他評估指標：淨現值(NPV)、內部報酬率(IRR)、自償率(SLR)等，在上述的條件下，其敏感度表現亦較明顯。各項評估指標之敏感度分析圖如圖6~9所示。

以下針對各因子變動與風險關係分別說明如下：

1. 營運收入：

營運收入中設置容量、競標折扣率屬於投資者本身可以控制之項目，模組效率衰減量有供應商的保證，公告上限躉購費率屬固定數值，影響整體收入最大的還是每日平均發電量(受太陽能板模組發電效率、日照量、方位角、變流器轉換效率等影響)。所以每日平均發電量是影響營運收入最大的風險，如何選擇較佳的設置場址、方位角、較高發電效率的太陽能板模組、轉換效率高的變流器，將有助於增加營運收入。此項因子由表12及圖6~9可知其敏感度表現最明顯，極具重要性，屬於主要風險因子。

2. 營運成本：

營運成本包含人事支出、發電設備維護費用、保險費用等，此部分增減5~15%經費的支出，由表12及圖6~9可以看出對各項評估指標影響不大，故非高風險項目。

3. 設置成本：

由於設置成本經費龐大，由表12及圖6~9可知此項因子有所增減變動時，其敏感度僅次於營運收入因子，屬於次高風險的因子。

4. 貸款成數：

貸款成數的增減與自有資金籌措比例相互牽動，將影響到折現率與各項評估指標，由表12及圖6~9顯示當貸款成數逐量減少時，其表現之回收年限風險也增加。此項因子排列第三順位之風險因子。

5. 貸款利率：

若初期向銀行融資貸款時能討論合理之利率，控制此項因子。由表12及圖6~9可知貸款利率的調

整，對所有評估指標敏感度表現與營運成本相當，亦非高風險項目。

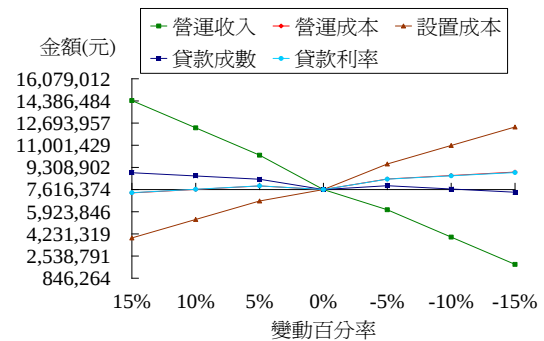


圖6、淨現值(NPV)敏感度分析圖

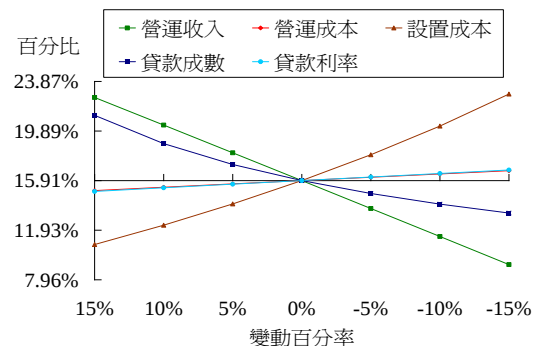


圖7、內部報酬率(IRR)敏感度分析圖

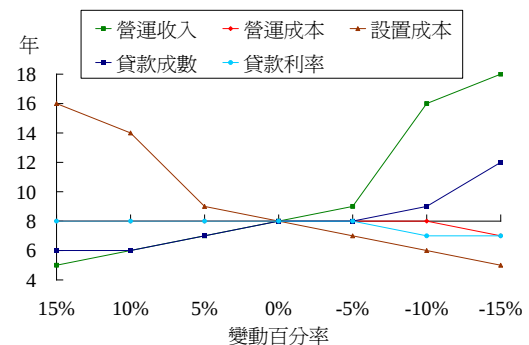


圖8、折現後回收年限(DPBY)敏感度分析圖

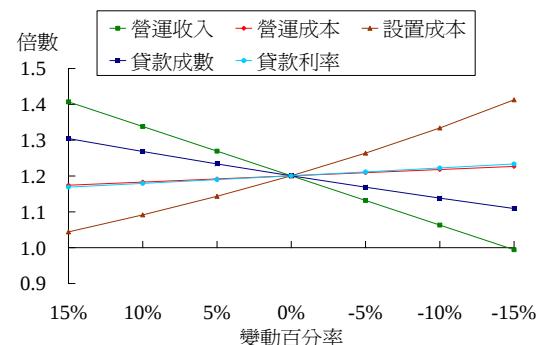


圖9、自償率(SLR)敏感度分析圖

五、結論與建議

本文以投資興建太陽光電發電系統業者之角色並考量政府法令規定及實務運作上的模式，建構出財務可行性分析架構，透過結合銀行融資與無融資兩種不同的案例，運用 EXCEL 軟體進行財務可行性評估與敏感度分析探討。分析結果發現：

1. 無融資的方案：

其淨現值(NPV)為 -9,884,612 元 <0 ，內部報酬率(IRR)為 8.34% $<$ 折現率 15%，折現後回收年期(DPB)為 >20 年，自償率(SLR)為 $0<0.752<1$ ，表示不具投資效益。

2. 結合銀行融資的方案：

當營運收入減少 10%、設置成本增加 10%與融資貸款成數減少 15%的條件下，折現後回收年限(DPBY)分別長達 16、14 與 12 年，皆已超過營運期 20 年的一半，相對有高度的投資的風險。營運收入、設置成本與貸款成數等三項因子當變動參數有所增減時，對於所有評估指標表現也亦較為敏感。在基本假設條件之下，能夠控制好各項因子，結合銀行融資建置太陽光電發電系統是具有投資效益。

太陽光電發電系統之類型(分屋頂型、地面型)與裝置容量級距，因設置方式與容量大小不同，其成本架構亦有所差異。另再生能源電能躉購費率及其計算公式之公告費率逐年亦會檢討。本文探討以 101 年之公告費率為基礎，假設之案例屬於屋頂型高發電瓦數(497kWp)之太陽光電發電系統，建議後續研究者未來可針對逐年公告之不同躉購費率，及其他屋頂型裝置容量級距與地面型發電系統建置個案再做深入研究，以建立合理之投資指標。

六、參考文獻

1. 王銘德、王穆衡、張贊育、陳佩棻，2006，「民間參與交通建設財務計畫與土地開發模式之研究」，交通部運輸研究所研究報告，台北。
2. 李力威，2008，「兩岸捷運站區聯合開發財務可行性評估系統之研究—以南京市與台北市個案為例」，碩士論文，中華大學營建管理學系，新竹。
3. 段威，2008，「分散式太陽能發電之成本效益分析—以環球技術學院為例」，碩士論文，環球技術學院環境資源管理系，雲林。
4. 陳博亮、林志蒼、鄧振鴻、莊培坤、蔡宛螢，2008，「運用財務方法改善學生宿舍 BOT 案投資效益及財務可行性之研究-以國立聯合大學學生宿舍為例」，中華民國建築學會「建築學報」，第 65 期，第 101-124 頁。
5. 楊文龍，2005，「整合投資指標與風險模擬於私立大學學生宿舍財務可行性分析之研究」，碩士論文，中華大學營建管理學系，新竹。
6. 財團法人中國生產力中心，2010，「投資評估與財務規劃」，99 年度培育育成專業人才計畫參考用書，經濟部中小企業處。
7. 經濟部，2012，「中華民國一百零一年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」。
8. 經濟部，2012，「經濟部 101 年太陽光電發電設備競標作業要點」。
9. 經濟部能源局，2009，「德國再生能源法與我國再生能源發展條例比較」研討會簡報。
10. 諮群企業管理顧問股份有限公司，2001，「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。
11. 經濟部，2009，「再生能源發展條例」。

投稿日期：2012/10/15。

送審日期：2012/10/17。

審畢日期：2012/11/08。

修改日期：2012/11/20。

接受日期：2012/11/21。