

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

太陽光電及生質酒精產業之技術經濟及成本效益評估

**Technical-economic and cost-benefit analysis of Taiwan PV
and cellulosic ethanol industries**

計畫編號：1002001INER093

受委託機關(構)：行政院原子能委員會核能研究所

計畫主持人：林師模

聯絡電話：032655222

E-mail address：shihmo@cycu.edu.tw

核研所聯絡人員：卓金和

報告日期：100 年 12 月

目錄

壹、前言	1
一、研究背景	1
二、研究目的	7
三、研究架構與流程	9
貳、台灣太陽光電發電之技術經濟評估	11
一、前言	11
二、研究架構與研究方法	12
2.1 研究範圍	12
2.2 研究架構	13
2.3 研究流程	14
2.4 數據量化方法	17
2.5 太陽光電供給曲線意義	19
2.6 開發成本與效益	20
2.7 經濟評價指標介紹	22
三、燃氣複循環發電基礎數據	24
3.1 我國燃氣發電的發展	24
3.2 我國燃氣發電技術與經濟成本	25
3.3 直接環境成本與溫室氣體排放成本	25
四、太陽光電發電基礎數據	27
4.1 太陽光電發展現況	27
4.2 太陽光電可開發規模預測	28
4.3 太陽光電發電利用時數	30
4.4 太陽光電發電成本	32
4.5 太陽光電發電間斷供電成本	34
五、太陽光電供給曲線	35
5.1 太陽光電發電開發潛力評析	36
5.2 探討太陽光電具經濟性之條件	37
5.3 政府政策實現性分析	44
5.4 太陽光電發電項目經濟衡量指標	55
5.5 推廣目標下的各縣市裝置容量規劃	62
六、主要國家太陽光電應用市場與電能躉購政策	64
6.1 主要國家太陽光電應用市場	64
6.2 主要國家太陽光電電能躉購政策	65
6.3 太陽光電全球市場潛力	68
七、太陽光電發電系統成本結構與電池技術	72
7.1 太陽光電發電系統成本結構	72

7.2 太陽能電池技術	73
八、結論與建議	74
專欄 A：保證收購價、政府推廣量及技術進步間之關聯性	76
參、生質酒精技術經濟評估	78
一、前言	78
二、研究架構與研究方法	78
2.1 研究範圍	78
2.2 研究流程	79
2.3 基礎數據收集與數據量化	80
三、台灣纖維酒精發展潛力與供給曲線	85
3.1 台灣各縣市纖維酒精發展潛力	85
3.2 台灣纖維酒精供給曲線	86
3.3 台灣纖維酒精開發成本與效益	87
四、生質酒精技術與全球生質酒精發展	88
五、生質酒精成本結構	91
肆、GEMEET 模型驗證與確認	94
一、模型驗證與確認之步驟	94
二、GEMEET 模型之驗證	98
2.1 檢驗模型架構是否合宜	98
2.2 檢驗模型中資料的正確性	116
2.3 檢驗模型中參數的正確性	125
2.4 檢驗模型功能是否符合委託單位需求	131
三、GEMEET 模型之確認	134
3.1 歷史年校準	134
3.2 確認動態預測的合理性	140
四、太陽光電之 3E 效益評估	143
伍、GEMEET 模型之應用－議題分析	146
一、研發投資、躉購費率與再生能源之發展	146
1.1 前言	146
1.2 台灣躉購費率政策	147
1.3 GEMEET 模型設定說明	151
1.4 模擬結果及政策意涵	156
1.5 小結	161
二、再生能源發展與能源安全－以台灣為例	163
2.1 前言	163
2.2 能源安全之衡量	164
2.3 再生能源發展對台灣能源安全之影響	167
2.4 小結	174

陸、結論.....	176
參考文獻.....	177
附件一：期中報告審查意見回覆.....	184
附件二：期末報告審查意見回覆.....	195
附件三：專家座談會會議記錄.....	200

表目錄

表 1	近年國內外相關文獻整理	6
表 2	各年度工作項目	8
表 3	地面層面積(2000 年-2009 年)	29
表 4	各縣市太陽光電的裝置潛力	30
表 5	太陽光電發電利用時數計算參數	32
表 6	各縣市太陽光電發電利用時數的區間分布	32
表 7	太陽光電經濟參數	33
表 8	台灣太陽光電資源之開發潛力	37
表 9	燃氣發電成本對太陽光電發電經濟性的敏感性分析	38
表 10	台灣再生能源發電裝置容量	44
表 11	民國 100 年度太陽光電發電設備電能躉購費率	45
表 12	台灣太陽光電應用潛力與推廣目標實現分析	49
表 13	太陽光電發電項目之成本與效益	55
表 14	系統轉換效率變化對 1250MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析	58
表 15	系統轉換效率變化對 2500MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析	59
表 16	系統成本變化對 1250MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析	60
表 17	系統成本變化對 2500MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析	61
表 18	目標總量 1250MW 規劃下的各縣市裝置比例與發電量比例	63
表 19	台灣與主要國家之太陽光電饋網電價	67
表 20	2011 年主要國家對太陽光電發電系統補助政策變化	67
表 21	全球太陽光電裝置容量、市場潛力及其成本預估	71
表 22	中國的太陽光電發電投資成本結構	72
表 23	世界的太陽光電發電投資成本結構	72
表 24	主要農作物與農作廢棄物產量	81
表 25	台灣纖維酒精生產量潛能	82
表 26	各縣市纖維酒精料源成本	84
表 27	我國纖維酒精轉換率與製造成本	85
表 28	各縣市纖維酒精發展潛力	86
表 29	台灣生質酒精技術現況	89
表 30	台灣生質酒精推廣政策	89
表 31	纖維酒精 SSCF 技術預計生產成本	91
表 32	台灣甘蔗燃料酒精成本結構	92
表 33	新能源產業部門歸類	117
表 34	再生能源發電技術部門歸類	118
表 35	生產者價格交易表	119
表 36	矽晶太陽光電零組件部門投入結構	121

表 37	纖維酒精設備製造業投入結構	122
表 38	纖維酒精製造業投入結構	122
表 39	HCPV 產業成本結構	123
表 40	火力發電及核能發電之成本項目所占百分比 (單位：%)	124
表 41	進口品與國產產品替代彈性設定	128
表 42	學習效果之累積產量彈性設定	129
表 43	GEMEET 模型相關外生變數代號及數值設定說明	130
表 44	各年度計畫目標、應對作法及檢討與建議	132
表 45	歷史校準-總體經濟變數	135
表 46	歷史校準-發電技術與二氧化碳排放量	136
表 47	台灣 2010 年度各發電技術電力躉購費率	148
表 48	學習彈性設定值	152
表 49	2010 年 4 月 30 日至 12 月 31 日再生能源發電累計新設裝置申請量 ...	155

圖目錄

圖 1	再生能源技術之評估架構.....	3
圖 2	研究步驟流程圖.....	10
圖 3	太陽光電供給曲線分析架構.....	13
圖 4	太陽光電發電技術經濟分析架構及流程.....	15
圖 5	太陽光電發電供給曲線示意圖.....	19
圖 6	太陽光電發電總成本及效益架構.....	20
圖 7	歷年電力裝置容量結構變化.....	24
圖 8	太陽光電裝置容量與發電量.....	28
圖 9	台灣太陽光電供給曲線.....	35
圖 10	面積使用率對太陽光電裝置潛力的敏感性分析.....	36
圖 11	碳交易價格對二氧化碳排放成本之影響.....	39
圖 12	碳交易價格對太陽光電發電經濟成本的影響.....	40
圖 13	折現率對太陽光電發電成本的敏感性分析.....	41
圖 14	太陽光電技術進步對裝置容量的影響.....	42
圖 15	第一類容量級距太陽光電供給曲線.....	47
圖 16	第二類容量級距太陽光電供給曲線.....	47
圖 17	第三類容量級距太陽光電供給曲線.....	48
圖 18	實現太陽光電推廣目標之成本與效益.....	50
圖 19	太陽光電第一類容量級距電能躉購政策下的技術進步目標.....	53
圖 20	太陽光電第二類容量級距電能躉購政策下的技術進步目標.....	53
圖 21	太陽光電第三類容量級距電能躉購政策下的技術進步目標.....	53
圖 22	目標總量 1250MW 下的各縣市裝置規劃.....	62
圖 23	2008 年~2010 年世界太陽光電市場份額.....	64
圖 24	歐洲各國太陽光電市場量.....	65
圖 25	全球太陽光電市場需求量.....	69
圖 26	全球太陽能電池主要國家產量.....	70
圖 27	2010 年全球太陽能電池產量之技術分布比重.....	73
圖 28	太陽能電池技術路徑圖.....	74
圖 29	保證收購價格、生產量與技術進步間之關係圖.....	76
圖 30	保證收購價格變動對生產量之影響.....	77
圖 31	纖維酒精技術經濟分析架構及流程.....	79
圖 32	台灣纖維酒精供給曲線.....	87
圖 33	全球生質酒精產量.....	90
圖 34	GEMEET 模型驗證及確認示意圖.....	96
圖 35	生產之巢式結構.....	101
圖 36	新能源產品之巢式結構.....	102

圖 37	能源投入之巢式結構.....	103
圖 38	電力投入之巢式結構.....	104
圖 39	家計部門效用與消費行為.....	106
圖 40	投資行為之巢式結構.....	107
圖 41	學習曲線效果.....	113
圖 42	資料編制步驟.....	117
圖 43	產業關聯表架構.....	118
圖 44	能源替代彈性.....	127
圖 45	電子零組件業產值之模型與解實際值比較.....	137
圖 46	電子零組件業國內生產毛額之模型與解實際值比較.....	137
圖 47	基本金屬製造業產值之模型與解實際值比較.....	138
圖 48	基本金屬製造業國內生產毛額之模型與解實際值比較.....	138
圖 49	電子零組件業二氧化碳排放量.....	139
圖 50	基本金屬製造業二氧化碳排放量.....	139
圖 51	歷史年產值產業結構之模型與解實際值比較.....	140
圖 52	歷史年國內生產毛額產業結構之模型與解實際值比較.....	140
圖 53	經濟成長率與實質 GDP.....	141
圖 54	二氧化碳排放量.....	142
圖 55	發電配比.....	143
圖 56	實質 GDP 比較.....	144
圖 57	二氧化碳排放量比較.....	144
圖 58	就業人數比較.....	145
圖 59	再生能源發電政策目標、躉購費率與電價間之關聯架構.....	150
圖 60	發電成本降幅.....	153
圖 61	國際能源價格設定.....	154
圖 62	太陽光電補貼率設定.....	156
圖 63	風力發電補貼率設定.....	156
圖 64	基線與實施躉購費率的電價比較.....	157
圖 65	基線與實施躉購費率的電價差.....	157
圖 66	實施躉購費率相較於基線之電價上漲率.....	158
圖 67	躉購費率情境之裝置容量與發展目標－太陽光電.....	158
圖 68	躉購費率情境之裝置容量與發展目標－風力發電.....	159
圖 69	再生能源發電占比.....	159
圖 70	補貼率比較－太陽光電.....	160
圖 71	推廣目標情境之模型求解裝置容量與發展目標裝置容量－太陽光電... ..	161
圖 72	台灣能源安全指標趨勢圖.....	166
圖 73	基本情境之實質 GDP 與 GDP 成長率.....	168
圖 74	基本情境之再生能源占比.....	169

圖 75	太陽光電補貼率設定.....	170
圖 76	風力發電補貼率設定.....	170
圖 77	基本情境與政策情境之再生能源裝置容量占比比較.....	171
圖 78	基準情境—不同中斷年度的 GDP 衝擊.....	172
圖 79	政策情境—不同中斷年度的 GDP 衝擊.....	172
圖 80	基準情境—不同年度能源價格上漲對 GDP 衝擊.....	173
圖 81	政策情境—不同年度能源價格上漲對 GDP 衝擊.....	174

摘要

全球能源及環境問題的日益惡化，使得各國對傳統化石能源逐漸產生一定程度的不確定感及不安全感。而這種不確定及不安全感也促使各國積極尋求各種替代性的能源，以降低其能源供應的潛在風險，並同時解決其環境不斷惡化的問題。目前多數國家再生能源之發電成本相對於傳統發電方式仍然偏高，導致其在開放市場中並不具競爭力，惟即便如此，再生能源仍可為環境或能源自主帶來許多的助益。然而，究竟再生能源產業的發展，對於能源、環境及經濟到底可以帶來多少效益？新能源技術產業化成功的機會有多高？市場潛力有多大？對市場就業會帶來何種影響？如果在投入研發前，或是研發期間沒有經過詳細的評估，將有可能最後發展出不具效益或是不具市場競爭力的技術，導致資源的浪費，進而損及國家整體經濟的發展。本計畫的目的在於利用 99 年度核能研究所持續發展的 3E 評估模型—GEMEET 為基礎，針對太陽光電產業（包含 HCPV、矽晶太陽光電產業）及生質酒精產業（包含進口酒精、甘蔗酒精、纖維酒精）蒐集製程技術資料以更新模型之基準資料，並完成 GEMEET 模型的驗證及確認、技術評估分析、生命週期分析、成本效益分析、3E 效益評估，同時也根據分析結果提出具體的產業化建議。

關鍵字：太陽光電、生質酒精、技術經濟、3E 模型、成本效益

ABSTRACT

The deterioration of global energy and environmental problems in recent years has forced many countries to accelerate their paces in developing and utilizing alternative energies. However, generation cost using new and renewable energy technologies is still high compared to that of conventional ones. Moreover, although most of the new and renewable energy technologies can bring about significant energy, environmental, and economic benefit to the economy, they are inevitably associated with huge risks and uncertainties. As such, a careful assessment of the potential costs and benefits that the technologies can bring about to the economy is necessary before the decision of development is made.

The aim of this project is to develop a GEMEET-based framework to support a full-range technical-economic and cost-benefit analysis for Taiwan's photovoltaic (PV) and cellulosic ethanol industries. Suggestions of how to commercialize the developed technologies and how to create an industrial chain will also be derived based on the analysis results and be provided to the related agencies for formulating suitable policy measures.

Keywords: Solar PV, cellulosic ethanol , Technical economic, 3E model, cost-benefit.

壹、前言

一、研究背景

全球能源及環境問題的日益惡化，使得各國對傳統化石能源逐漸產生一定程度的不確定感及不安全感。而這種不確定及不安全感也促使各國積極尋求各種替代性的能源，以降低其能源供應的潛在風險，並同時解決其環境不斷惡化的問題，尤其在 2005 年「京都議定書」正式生效之後，國際上各國幾乎都以發展再生能源為其因應溫室氣體減量之主要策略，其中，德國可謂最成功的案例。德國自 2000 年推動再生能源法以來，至 2009 年止，其再生能源發電已占總電力消費的 16% (BMU, 2010)。德國再生能源法的精神近年來已廣泛的被世界各國引用與學習，我國的「再生能源發展條例」便是政府積極推廣再生能源利用最重要的法源。惟因在多數國家再生能源之發電成本相對於傳統發電方式仍然偏高，導致其在開放市場中並不具競爭力，有鑑於此，為提升綠色能源在我國經濟體系所可能創造之整體效益，並使再生能源技術具有投資效益，我國於 2002 年開始擬具「再生能源發展條例」草案，送立法院審議，並於 2009 年 7 月 8 日通過立法公佈施行。

台灣憑藉著半導體產業的技術與實力，極欲搶占全球太陽光電市場，根據光電科技工業協進會 (2011)，台灣在 2010 年，太陽光電產值相較於 2009 年成長了約 102%，總產值由 2009 年新台幣 927 億元成長到 2010 年的 1873 億元，突破了千億大關。此外，光電科技工業協進會同時也預估台灣 2011 年太陽光電產業產值即可以突破 2,000 億元大關，逼近 2500 億元，甚至到 2013 年可望達 4,250 億元。然而雖然台灣太陽光電產業極力搶占全球新能源市場，但目前台灣的太陽光電發電系統裝置容量至 2010 年 10 月止卻仍僅有 19.9 MW，僅占全台裝置容量不到 0.01%，主要乃是由於太陽光電發電的成本相對於化石能源發電高出許多，若要推廣太陽光電發電，短期內需靠政府補貼或來促進，長遠來看則仰賴大量投入研發以降低成本。

國際間最常見的再生能源發電推廣政策工具不外乎電力回購費率 (feed-in tariff, FIT) 及配額 (quota) 制度，前者最佳的例子為德國及西班牙，而後者則是英國。雖然目標都是推廣再生能源，但 FIT 及配額政策制度大不相同，因此也引發國際間學者針對其制度設計、推廣效率，以及對電力市場競爭性影響進行多方比較，如 Butler and Neuhoff (2008)、Klessmann et al. (2008) 等。台灣為鼓勵再生能源發電的利用，在 2009 亦開始嘗試推行 FIT 政策。根據「再生能源發展條例」第九條，再生能源的躉

購費率不得低於國內電業化石燃料發電成本，藉以吸引再生能源設置者的投資意願。政府將透過獎勵、補貼等方式以促進再生能源技術的發展及應用，而針對再生能源電能部份，也依據不同再生能源類別之裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量等因素，給予不同之電價躉購費率。

基本上，新能源及再生能源技術的發展，就如同一般產業技術或是產品的發展歷程，總是會經歷初期研發投入高、產品成本高、市場需求少...等不利產業發展的階段，而後，隨著環境的變遷，各種有利條件的出現及相關政策的配合會使其逐漸變得有競爭力，市場逐漸擴大，相關產業也得以逐漸擴張。因此，各國在積極發展新能源及再生能源的同時，通常也會很關心大量資源投入這些技術及產業發展所可能產生的各種效應，包括可能產生的資源排擠效應。

雖然藉由各種立法，提供了再生能源發展的誘因，不過，能源政策如果不能與產業政策及科技政策、環境政策形成互補，就沒有辦法產生正向循環，達到相輔相成的效果。就以再生能源為例，光是透過對再生能源的供應及使用端獎勵、補貼，如果沒有搭配產業政策對廠商的扶助、科技政策對再生能源研發的激勵，以及環境政策對環境品質及不同能源類型需求的要求，能源政策的效果將會相當有限。因此，這些新能源技術的發展，對於能源、環境及經濟到底可以帶來多少效益？新能源技術產業化成功的機會有多高？市場潛力有多大？對市場就業會帶來何種影響？如果在投入研發前，或是研發期間沒有經過詳細的評估，將有可能最後發展出不具效益或是不具市場競爭力的技術，導致資源的浪費，進而損及國家整體經濟的發展。

要針對新能源技術進行詳細的成本、效益、競爭力及市場潛力評估，需要有一套完整而又複雜的架構，惟過於複雜的架構通常需要投入的人力及成本較高，也比較不易操作，而所能夠產生的分析邊際效益也可能有限，因此，需要衡量所擁有的分析工具，再搭配各種時間及成本的考量，決定所將採行的分析架構。圖 1 為一個較為完整的分析架構，評估單位可以依實際需要及能力，針對其中的一些部份進行分析。

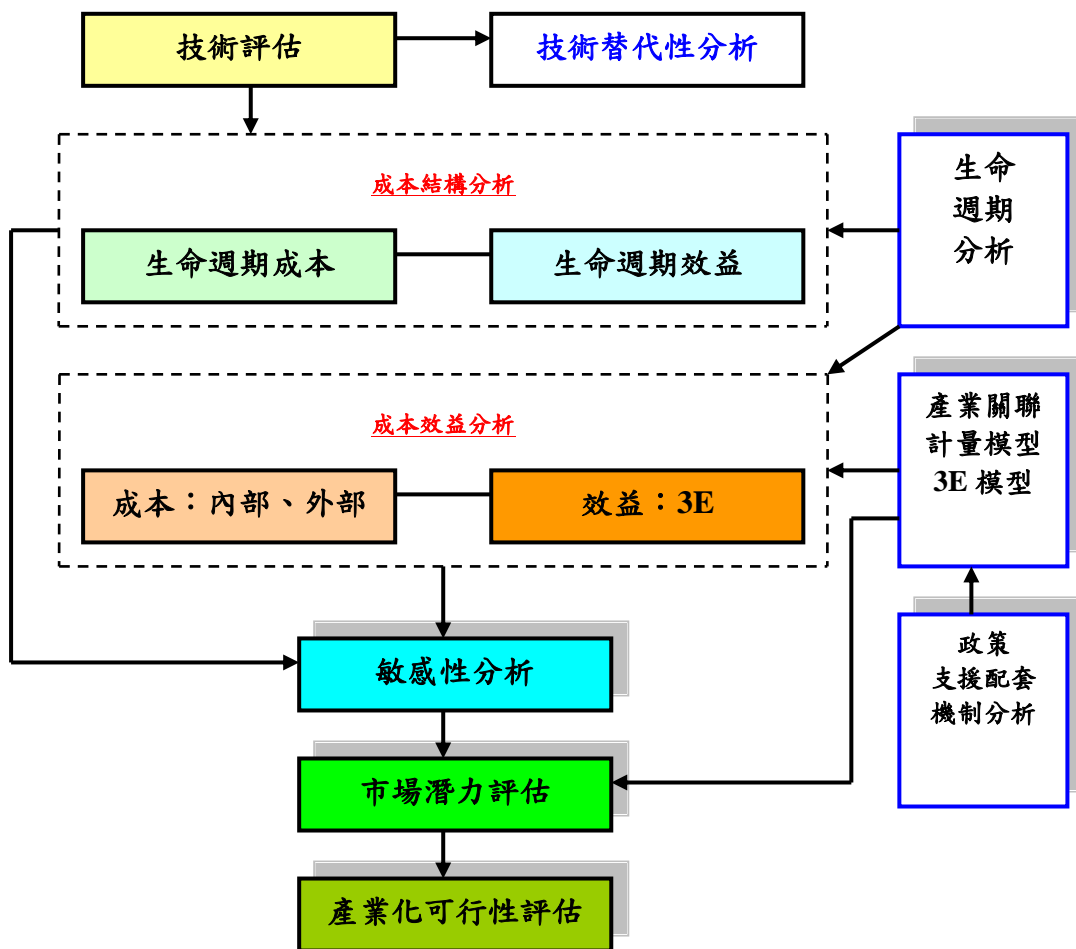


圖 1 再生能源技術之評估架構

由圖 1 的分析結構來看，對任何能源技術進行經濟或環境效益評估前，必須先對技術的特性有充份的瞭解，因此有必要先蒐集該技術的製程及其特性相關資料；此外，該技術發展後，與其他技術之間的競爭或互補的可能性，以及該技術的專利地圖與專利佈局也可以一併進行評估，以作為最後評估該技術產業化可行性之參考。就技術之間取代的可能性而言，從經濟學的角度，可由技術間或產品間的替代彈性（elasticity of substitution）值的大小來反映，惟此一替代彈性值需要透過計量估計的方式得到，而新技術因為尚在發展中，並無可靠的市場數量及價格資料可供用於估計，因此，可能需要透過其他間接的方法估計其值，而比較可行的方法是取用類似技術或產品的資料，或是借用其他在技術發展上較為先進國家的資料，再估計得到可供參考的數值。

接下來，可以對該技術進行生命週期分析 (Life Cycle Analysis, LCA)，並利用分析所得結果進行成本結構分析 (Cost Structure Analysis) 及成本效益分析 (Cost Benefit Analysis)。LCA 是一種以環境的角度來評估產品在生產、製造、使用，甚至於產品最終處置，將產品每一階段的資料蒐集後，以進行生命週期衝擊評估的分析，進一步可瞭解各個階段對單一及整體環境生產的潛在環境衝擊。過去利用 LCA 探討能源產業對環境影響的文獻相當多，例如 Gagnon et al. (2002) 即利用 LCA 探討水力、核能與風力等發電技術，從燃料開採、製造、運輸，一直到建廠、發電等過程，對於環境的影響，並發現，火力發電所排放的溫室氣體最高，其次是燃料電池與天然氣，最後是生質能、水力、風力等再生能源發電。Hondo (2005) 同樣利用 LCA，比較不同發電型式的發電過程對溫室效應的環境衝擊，發現燃煤發電的影響最嚴重，水力發電則最輕微。其餘研究如 Styles and Jones (2007)、Ardenete et al.(2008) 等也都曾利用 LCA 比較不同技術對環境的衝擊。國內文獻部份，張雅茹 (2010)、黃健源 (2010) 都曾利用 LCA 分析太陽光電對環境的衝擊；此外，藤井繪里子 (2008)、黃靖方 (2010) 亦曾利用 LCA 評估不同製程的生質酒精對環境衝擊，范牧民 (2007) 則利用 LCA 探討以生質酒精取代甲基第三丁基醚 (Methyl tert-butyl ether; MTBE，為目前廣泛使用的汽油含氧添加劑) 對環境及居民健康影響評估。

以個別廠商為基礎的屬性 LCAs 也可能會忽略了許多衍生的效應，若用於政策評估時將有可能會產生誤導的結果。例如增加太陽光電產品的使用將帶動更多電子零組件及太陽光電產品的生產，而生產的過程將需要更多的各式投入，而生產這些投入將會增加污染氣體的排放量；增加太陽光電系統的建置將會導致化石燃料使用量的減少 (可取代火力發電)，由於化石燃料輸送至發電廠的過程也會需要耗費石油煉製品 (汽油或柴油)，因此化石燃料使用量的減少也將會導致其他石油煉製品使用量的減少，因而更進一步減少污染氣體的排放量。因此，用於政策評估的 LCAs 顯然需要採用有別於屬性 LCAs 的方法，而可以採用的方法之一為以投入產出為基礎的 LCA 模型 (Economic input-output based LCA model; OECD, 2008; Hendricson et al., 1998; Lave et al., 1995)。此一方法所應用的投入產出表可以捕捉產業間的互動，因此可以掌握一些間接的效應。如陳世周 (2010) 便曾針對太陽光電產業商品生產的上、中及下游將產業部門分割，再透過該商品產業與其它產業間中間商品投入的互動來執行生命週期評估，利用以投入產出為基礎的 LCA 模型，其評估結果除了可以了解該商品產業部門對於環境的影響，搭配最終需求衝擊的應用，也可以觀察到產業帶動的效果。

不過，投入產出分析本身有一些較為僵固的假設，因此沒有辦法考量因為相對價格改變所產生的額外效應，也沒有辦法考量產業技術變動、產

業間結構變化...等所可能衍生的進一步效應。要改善以投入產出為基礎的 LCA 模型的缺點，則必須要借助其他更複雜的工具，如 3E (Energy, Environment and Economy) 評估模型。

近幾年，在原子能委員會核能研究所支持下，中原大學應用經濟模型研究中心開發了適合於再生能源政策及產業發展效益評估的 3E (Energy, Environment, and Economy) 評估模型—GEMEET (General Equilibrium Model for Energy, Environment, and Technology Analysis)。此一模型有三個最主要的重點：(1) 符合經濟現況，並納入重要之新及再生能源產業與主要發電技術 (2) 可以用於評估新及再生能源產業發展的成本與效益；及(3) 可以將其與 MARKAL 或是 MARKAL-MACRO 模型做軟連結，以發揮兩類模型的最大效益，提升政策評估的品質。

本計畫研發之 CGE 模型歷經四年的開發，已經建置完成，其中納入了幾個重要的新及再生能源產業，如太陽光電、風力發電設備、纖維酒精、生質柴油...等，也針對發電業設定了不同的發電技術，如燃油發電、燃煤發電、燃氣發電、核能發電、汽電共生、風力發電、太陽光電發電...等。利用此一模型，研究團隊已進行了一些政策的模擬，如二氧化碳減量、能源使用效率提升、核電廠延後除役，課徵能源稅及碳稅、學習曲線效果、再生能源學習曲線效果、R&D 投資效益評估、能源安全評估...等。除此之外，研究團隊也已嘗試將此一模型與 MARKAL 做連結，其中包括基準情境的連結，以及政策衝擊情境的連結。連結測試的結果發現，不管是連結的策略，或是連結的理論思考，都還需要更多的反覆測試與檢證，才可以讓連結達到應有的效益。目前建置的 GEMEET 模型特色可歸納如下：

- (一) 納入特殊之新能源及再生能源部門 (包含纖維酒精製造業、生質柴油製造業、風力發電設備製造業、太陽光電發電設備製造業、纖維酒精設備製造業)
- (二) 發電部門係由不同之發電技術所組成 (包含傳統的火力發電、水力發電、核能發電，以及再生能源發電如太陽光電發電、風力發電)
- (三) 部份新能源或再生能源主要用於發電，部份則以作為一般消費為主，另有一些則屬於以半成品或組件、設備製造為主
- (四) 考量了內生技術變動的機制 (學習曲線效果及 R&D 累積)，並連結了科技政策的影響機制
- (五) 考量了能源政策中的誘因或補貼政策，針對租稅及補貼有特殊的處理
- (六) 考量環境政策的施行，設計了課徵碳稅或能源稅，以及直接進行總量管制之機制

(七) 事先考量將來與能源工程模型整合的策略，擬定合理的部門分類

基於過去四年的研發成果及經驗，CGE 模型研發的第五年度將朝模型延伸應用，除了用於 3E 效益評估之外，同時也將用於探討新能源的成本效益分析、市場潛力分析，以及產業化分析及建議等議題。

近年國際上也愈來愈多文獻利用 CGE 模型作為 3E 評估模型，尤其在新能源及再生能源發展日益成熟，且更加受到國際重視之後，相關文獻如表 1 所示。

表 1 近年國內外相關文獻整理

文獻	模型	研究內容
張雅茹 (2010) 、 黃健源 (2010)	生命週期評估 (Life Cycle Analysis, LCA)：由環境的角度來評估產品在生產、製造、使用，甚至於產品最終處置，各個階段對環境的潛在環境。	分析太陽光電對環境的衝擊
藤井繪里子 (2008)、 黃靖方 (2010)		評估不同製程的生質酒精對環境衝擊
范牧民 (2007)		LCA 探討以生質酒精取代甲基第三丁基醚作為汽油的添加物，對環境及居民健康影響評估。
陳世周(2010)	結合投入產出的 LCA 模型：藉由產業關聯效果，評估間接效果。	評估太陽光電產業對環境的影響，以及其產業帶動效果。
Matsushashi et al. (2010)	CGE 模型：同時考量環境、能源、經濟 (包含總體及產業) 三位一體的 3E 模型	利用一個同時考量碳稅、排放交易、FIT 等政策，並包含各種再生能源的 CGE 模型，評估日本如何才能達到較 1990 年減量 25%
Stocker et al. (2011)	整合模型：投入產出、總體計量、能源模型間的軟連結	考慮不同政策 (包含 FIT) 及推廣情境下，再生能源發展對總體經濟以及環境的影響
Lee (2011)	CGE 模型：TAIGEM-EB (TaiGEM-Energy for Biodiesel)	評估在政策支持下，生質質油至 2040 年的發展，以及其 CO2 減量效益
Cansino et al. (2011)	CGE 模型	評估太陽光電發電系統建置，對經濟體系生產力的影響

二、研究目的

GEMEET 經過幾年的研發及持續的資料更新，目前已具備了完備的能源政策評估功能，也能夠與能源工程模型 MARKAL 進行整合，因此可以用於評估更多元的能源及再生能源政策。GEMEET 目前已進入第二階段的模型研發，除已配合主計處公佈的最新產業關聯資料大幅度更新模型基準資料外，也重新推估及檢討各種模型參數，更依據最新蒐集之新能源資料調整新能源技術之成本結構資料，並反覆測試求解模型基準資料，再由求解結果產製各種重要觀察指標，不斷檢視這些結果是否符合現況、政策規劃目標及專家預期...等。除了上述外，研究也已納入各種新的分析及政策模擬功能。99 年的重點之一為增建具備能源安全分析的功能，以及延續 98 年已初步進行的技術生命週期評估功能等。

98 年度除了針對 Top-down 能源科技一般均衡模型進行建置工作外，也持續對此一模型與能源工程技術模型間的軟連結（soft link）做實際的測試。99 年度則配合主計處公布之 95 年投入產出表，將模型基準資料全面更新，另一方面，也同時針對能源技術部門修正或調整一些模型的設定，以使其更符合我國之現況，並使模型可用於生命週期評估。雖然模型已大致建置完成，然而這樣一個複雜的模型的功能是否真如委託單位所預期，且模型的運跑結果是否合理？為了確認模型的可用性，因此 100 年度的目標首要將在模型的驗證與確認（Verification and Validation），除了驗證 GEMEET 模型是否符合委託單位需求，並確認模擬結果的正確性；其次，本年度計畫也將針對再生能源產業進行技術經濟評估、成本效益分析、3E 效益評估，以及市場潛力分析，並根據分析結果提出產業化建議，當然，模型原已建置的技術研發對生產力影響及技術學習效果等功能，也將持續測試，以使功能更盡完善。

據此，本年度除了針對 CGE 模型的確認與驗證外，對於再生能源產業之分析與評估目標可歸納如下：

1. 技術評估分析：評估產業製程的技術及其成本，以釐清再生能源產業於減碳貢獻之多寡，以及成本、產業及效率上之特性。此外，針對再生能源產業與其他技術之間的競爭可能性進行評估，此一部份可藉由經濟學中的替代彈性來表示。
2. 成本結構彙整及分析：建置再生能源產業技術成本之本土化資料庫，為了避免所蒐集資料與國內產業界相去甚遠，因此有必要訪談相關研究單位、廠商，或產業聯盟組織等。若本土化資料不足，則蒐集整理國外數據。

3. 成本效益及靈敏度分析(包含生命週期)：依本土化成本數據評估再生能源產業的成本效益，並進行敏感度分析找出核心影響，分析範圍包含各種技術及經濟條件，如：自製率、能源價格、碳價格、折現率、容量因素及效率等。
4. 3E 效益評估：綜合考慮再生能源產業之內外部成本，包含各種經濟效益評估，如：產值、GDP、能源密集度、碳密集度、就業人口以及單位減碳成本預估。
5. 市場潛力分析：評估再生能源產業之國內外市場規模，是否可達到發展所需之規模經濟條件；另釐清台灣產業與國際競爭上，所具有的絕對與相對優勢條件。
6. 產業化建議：經研析後提出綜合建議，包含：(1)該不該自行發展，(2)需自行發展之核心技術，(3)自行發展所需之配套條件，(4)產業化時程與整體貢獻(產值預估、減碳成本及國內可裝置量)。

本研究針對以上工作項目將採整合評估研究的方式達成，不限於特定模型，研究重點將著重在成果之可見度、衝擊性與影響性。要完成這樣的整合評估需要投入相當的人力與時間，因此，本年度將先針對太陽光電產業(包含 HCPV 及矽晶太陽光電)及生質酒精產業(包含進口酒精、甘蔗酒精、纖維酒精)進行分析，其餘如 CCS、風力發電、智慧型電網及燃料電池等，將於 101 年至 103 年度完成分析，各年度詳細工作項目規劃如下表 2 所示。

表 2 各年度工作項目

技術項目	年度	100	101	102	103
太陽光電		1~6 項			
生質酒精(包含進口酒精、甘蔗酒精、纖維酒精)		1~3 項	4~6 項		
CCS(包含捕集技術及封存技術)			1~6 項		
風力發電(包含陸域、離岸、中小型風機)				1~6 項	
智慧型電網				1~3 項	4~6 項
燃料電池					1~6 項

三、研究架構與流程

本年度計畫主要可區分為兩部份著手，其中一部份為 GEMEET 模型的驗證與確認，另一部份則為技術經濟評估、生命週期評估及國際市場潛力推估，再根據上述分析結果進行 3E 效益評估及成本效益評估，並據以提出產業化建議，因此，本研究的研究流程可繪如圖 2 所示。

蒐集正確且可利用的資料，是任何研究最重要的一個步驟，綜觀本研究由技術分析、模型驗證與確認、3E 效益評估、成本效益評估，一直到提出產業化建議為止，所需的資料相當眾多，包含產業面的生產技術特性、成本結構、技術演進等，也包含總體面的總體經濟資料、人口資料、國際能源價格資料等，此外更需參考國內外相關研究文獻，以及國際間對市場潛力之評估等。關於產業面的資料，除了可藉由網際網路尋找國內外參考資料與文獻外，當然更需要實際訪察相關研究機構、廠商、產業聯盟或工會組織等單位，以確認資料的正確性；而關於總體經濟資料則可藉由官方公布出版的統計數據資料庫或紙本資料進行蒐集；國際市場潛力評估則可參考國內外相關機構或廠商對未來市場的評估，另外也可利用相關計量方法進行推估並比較。這些資料的蒐集與整理是需要投入相當的人力與時間的，且資料的蒐集並非僅在研究初期進行，而是一個持續性的工作。

在蒐集相關資料後，接著便可進一步進行評估與分析。圖 2 中可將本研究的分析流程分為兩個部份，左側主要為模型的驗證與確認，藉由蒐集到的資料重新檢視模型中資料庫及參數的正確及合理性，並檢視模型功能是否符合委託單位的需求；圖 2 的右側則為利用本研究所蒐集的資料所進行的一些技術經濟、生命週期評估，以及國際市場推估。最後藉由上述評估與分析，進一步評估新能源產業的成本效益及 3E 效益，最後參考上述評估結果提出具體的產業化建議。

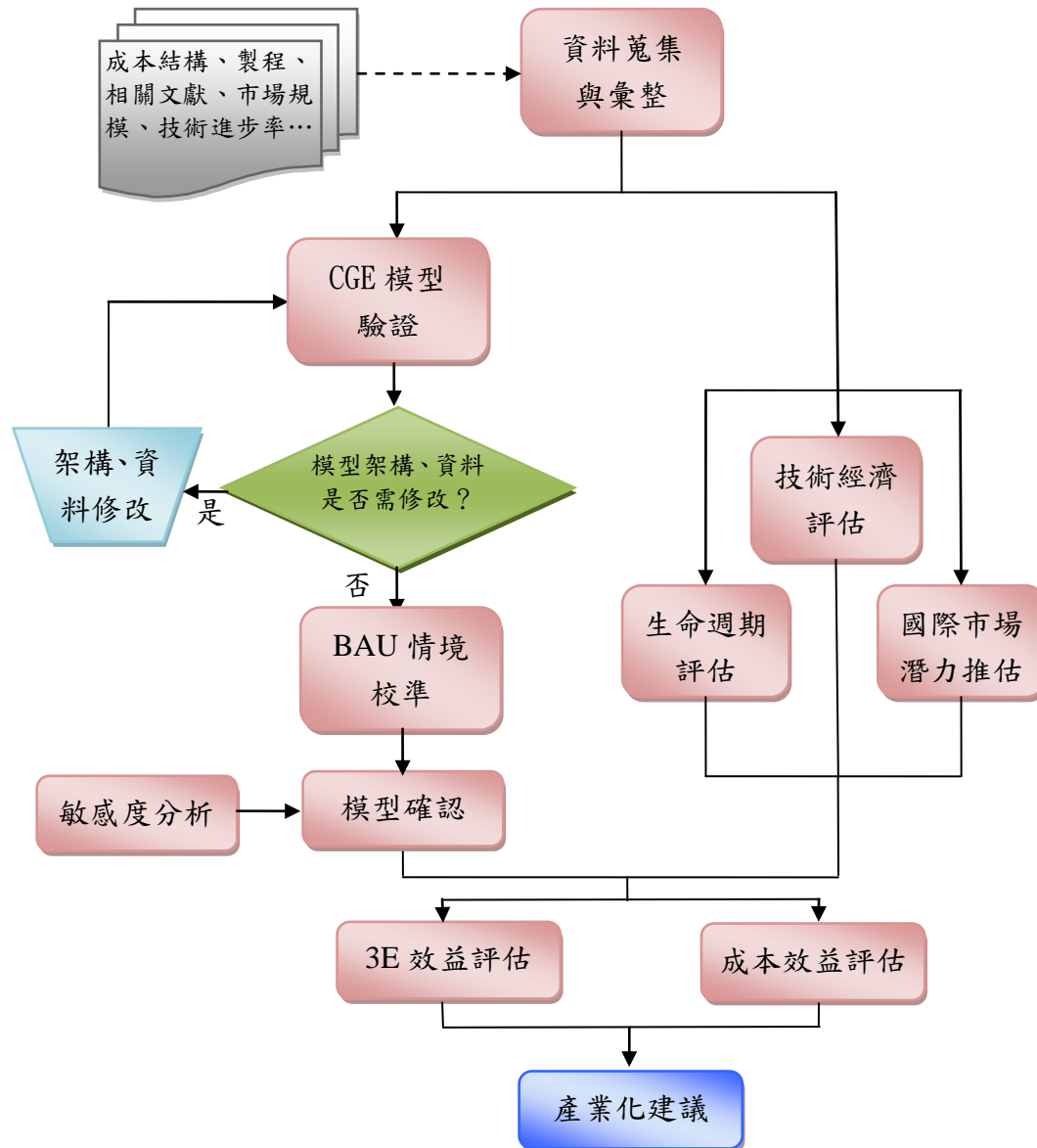


圖 2 研究步驟流程圖

本研由計畫初期執行至現階段，已進行數項評估分析，以下各章僅就本研究現階段評估分析過程及結果做一說明，最後並藉由這些分析結果提出綜合結論，並說明下半年度預估計畫執行進度及重要工作安排。

貳、台灣太陽光電發電之技術經濟評估

一、前言

過去各國一直依賴化石燃料發電作為維持經濟發展的一個重要基礎，然而，化石燃料屬耗竭性能源，且以其發電所產生溫室氣體對地球環境的威脅與日俱增，因此各國已逐漸尋求可能的替代方案，減少對化石能源的依賴。由於我國化石燃料 99% 以上仰賴進口，對化石燃料所可能帶來的各種威脅更有切身感受，也因此，發展再生能源即成為改善我國能源自主性及降低溫室氣體排放的重要選項。除此之外，近期日本地震及核災事故動搖了各國試圖以發展核能發電來解決溫室氣體排放增加的信心，更突顯了加速再生能源技術發展及應用的重要性。

已有良好產業基礎的太陽光電產業被規劃為我國當前所應主力發展之再生能源產業之一。¹只是，台灣在太陽光電應用上起步較晚，發電裝置容量目前仍低，且設置成本尚遠高於其他再生能源類別。為求長期穩定的發展，我國政府遂訂定了 2020 年太陽光電裝置容量的目標與躉購費率機制，希望提高社會大眾的裝置意願，擴大國內市場規模，進而穩固產業基礎，並有效提升整體產業的技術水準。

2006 年起，我國太陽光電系統在政策推動下裝置容量雖有明顯成長，但與 2020 年的政策目標仍有一段不小的距離。到底是政策的誘因不夠？還是太陽光電技術的進步太慢？在確認原因之前，實有必要對我國太陽光電裝置容量目標的經濟可行性重新加以評估，一方面提供決策單位作為檢討政策目標之參考，另一方面也可以提供廠商作為投資研發之依據，更可以提供消費者做為決定是否裝置太陽光電系統之參考。

從技術經濟分析的角度來看，過去多以特定太陽光電系統之成本效益分析為主（胡家豪，2006；段威，2007；詹麒璋 2009），針對我國各縣市太陽光電設備裝置規劃，以及政策推廣目標訂定的合理性分析仍相當缺乏。本研究希望有一些具體的突破，除了先在台灣各縣市可能開發太陽光電項目的基礎上，建立我國太陽光電發電供給曲線，²也將利用供給曲線進一步推估我國太陽光電「未來可能發電總量」與「開發成本」³之間的對應關係，並與替代方案--燃氣發電的經濟成本和環境外部性成本進行比較，進而分析得到太陽光電發展的經濟成本與環境效益。除此之外，利用此一

¹ 2009 年「綠色能源產業旭升方案」。

² 參考高虎與樊京春 (2010) 的作法。

³ 太陽光電的開發成本為期初設置按折舊期間折現的成本和年營運維護成本之加總成本。

構，本研究也評估保證收購政策 (Feed-in Tariffs) 對我國太陽光電裝置容量推廣的影響，從而檢討現行躉購價格政策之適當性。

以下第 2 節將說明研究範圍與架構、流程，重點在解釋供給曲線的意義與應用，並闡述太陽光電的開發成本、可開發潛力、裝置容量的間斷供電成本、開發效益等之資料收集過程與計算方法；第 3 節討論燃氣發電成本的使用基礎與外部成本的量化依據；第 4 節則介紹我國太陽光電發電的現況，對各縣市太陽光電裝置潛力進行估算，同時確定我國太陽光電發電的開發成本，為我國太陽光電發電供給曲線之建立提供明確數據；第 5 節則建立我國太陽光電發電之供給曲線，據以評析我國太陽光電裝置潛力，並探討我國太陽光電發電經濟性之條件，同時也對政策可行性進行分析；第 6 節介紹主要國家太陽光電應用市場與電能躉購政策，並與我國情況進行比較；第 7 節說明太陽光電發電系統成本結構與電池技術；第 8 節為結論與建議。

二、研究架構與研究方法

2.1 研究範圍

台灣地處亞熱帶，日照時間長，地理位置相當適合發展太陽能，所以在政府的低碳能源發展藍圖中，太陽能發電是重點開發項目之一。太陽能發電不但可以提高能源供應安全度，也可利用炎夏太陽產生的電能紓解夏季冷氣用電負荷，另外，擁有優厚天然地理條件的台灣可提供太陽能電池轉換效率試驗場所，強化整體太陽能產業鏈的全球競爭力。所以，我國太陽光電產業的核心價值在於太陽光電發電技術的研究與發展，即提升太陽能電池轉換效率可以加速太陽光電設備商業化利用進程，進一步降低太陽光電設備的設置成本從而增加產品價格競爭力。

在全球太陽光電應用市場中，以市電併聯型(Grid connection)系統為主，此系統可將太陽光電電池與市電併聯使用，裝設業者可藉由此系統將太陽能產生的電力賣給台電公司，台電公司以政府制定之躉購費率收購，涉及的技術類型如下：

- 1.大型落地式架構(Ground Mounted，又稱地面型)：指安裝於大面積空曠地帶，以賺取商業營利為主的電廠或能源公司所架設的產品。

- 2.屋頂型(Roof-Top)：主要以一般居民或企業供應自身需求為主，安裝在住家或公司屋頂上，通常為標準化產品。

3.建材一體型(Building Integrated Photovoltaic)：指結合屋頂、牆面、窗戶等兼具建築外表包覆的建材，成本較高，為非標準化產品。

本研究選擇政府鼓勵的屋頂型太陽光電設備進行探討。這是因為台灣地小人稠，⁴大型地面型太陽光電設備所需的大面積空曠地帶有限。建材一體型因為屬客製化商品，所以建置成本相當高昂，不易向一般民眾推廣；屋頂型太陽光電設備在一般建物上均可設置，因此其未來潛在開發量受到技術和地域的約束較小。

在成本效益評估上，適合與太陽光電發電比較的替代方案為傳統火力發電中的燃氣複循環發電，它通常作為尖峰負載的備用電力來源，且天然氣本身為潔淨能源，污染較少，發電成本也較高，在發電特性上比其他傳統火力發電方式(即：燃煤、燃油)還要接近太陽光電發電。基於以上，本研究乃以燃氣複循環發電作為太陽光電經濟性的比較基準。

2.2 研究架構

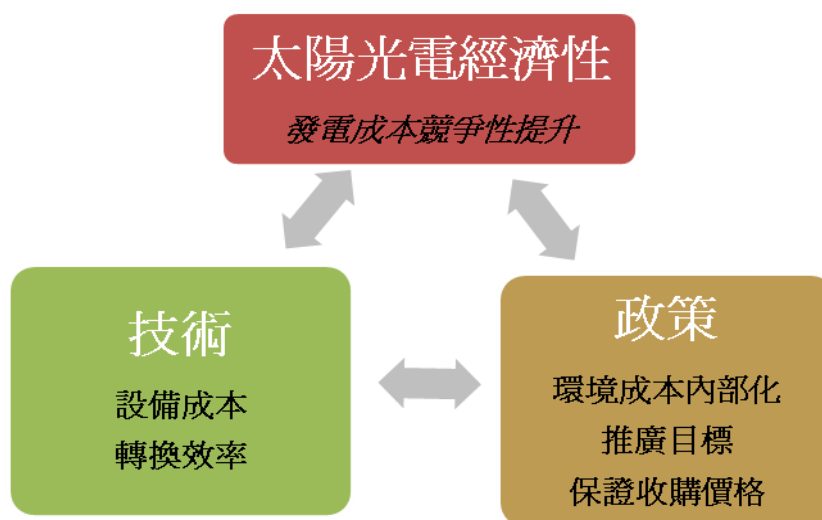


圖 3 太陽光電供給曲線分析架構

本研究應用供給曲線呈現太陽光電發電經濟性、太陽光電發電技術及政府政策方向，三者之間如何彼此影響並相互依賴(如圖 3 顯示)。太陽光

⁴ 內政部戶政司統計 2009 年底，台灣人口密度為每平方公里 639 人，約是世界平均人口密度的 14 倍。

電發電應用因投資成本高和容量因數低，致目前開發成本不具有經濟性(高於傳統發電成本)，因此我國 2010 年底太陽光電實際累積裝置容量僅 22MW，未來太陽光電發展仍需仰賴政府政策大力支持，持續提供技術投資的誘因。

長遠來看，太陽光電未來發展的競爭性必與傳統火力發電成本與火力發電外部成本內部化政策存在緊密關係。化石燃料屬耗竭性自然資源，99% 依賴進口的我國應關注未來化石燃料價格漲幅，適時的推動以太陽光電發電取代部分傳統火力發電；至於火力發電外部成本內部化，未來我國則可以研擬透過碳交易制度之實施來達成。環境成本之具體化不但可以提高太陽光電發電之可行性，也可幫助我國面對日益嚴峻的溫室氣體減量承諾。

而從永續發展觀點來說，政府可透過裝置容量推廣目標之建立及躉購費率制度激勵民間太陽光電應用實績，紮根內需市場，進而協助太陽光電產業提升技術層次，為下一世代的半導體與電力電子產業提供新的方向，增強我國產業轉型的動能。

從技術角度來看，全球太陽光電產業正處於成長期，在技術進步的主導下，太陽光電發電成本有著可觀的下降潛力，因此我國制定太陽光電獎勵制度應每年務實檢討，避免造成國家財政之莫大負擔。

2.3 研究流程

太陽光電發電之技術經濟評估是以台灣各縣市太陽光電的發展潛力，以及太陽光電之技術及經濟數據統計分析為基礎，並透過確立我國的太陽光電供給曲線，提供進行各項政策分析之平台。研究步驟主要分成四部分，即基礎數據蒐集、數據量化、建立太陽光電供給曲線及其應用等，詳細的研究流程請見下圖 4。

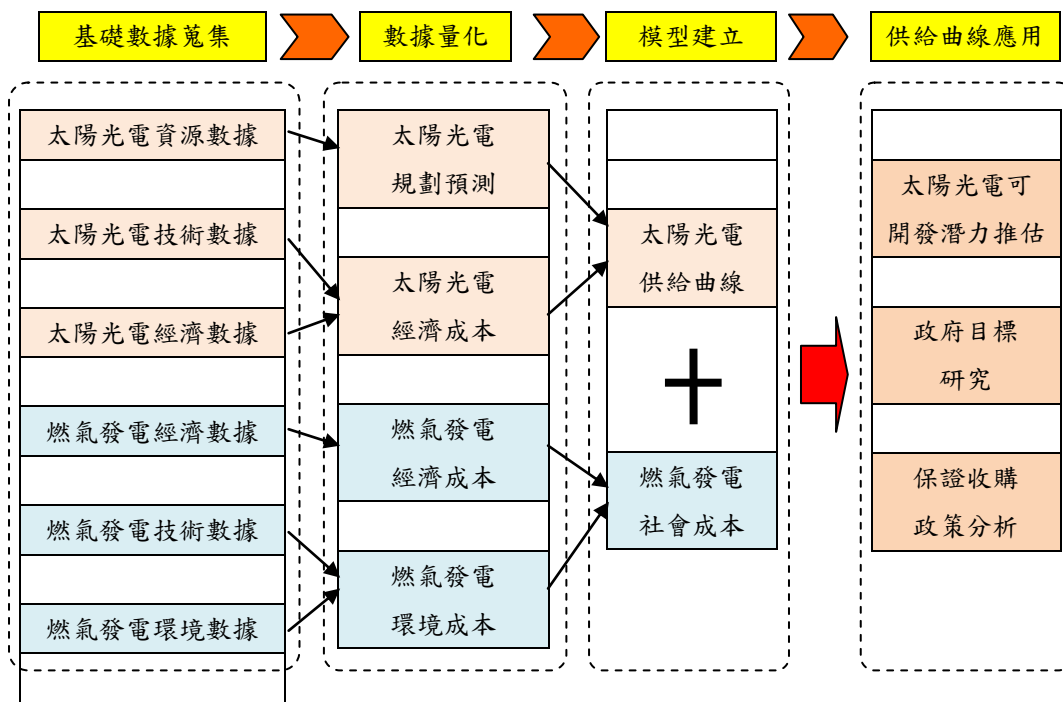


圖 4 太陽光電發電技術經濟分析架構及流程

(1) 基礎數據蒐集

我國在太陽光電發展上起步較晚，尚無完整的統計資訊，然而數據蒐集統計是後續工作的基礎，因此也是極具挑戰性及相當重要的工作。本研究基礎數據蒐集主要包括兩大類，一是對太陽光電發電數據的蒐集，包括資源數據、技術數據和經濟數據等；二是對燃氣發電的數據收集，有技術數據、經濟數據及環境外部性數據。

(2) 數據量化

按照所收集數據分析我國未來特定時點（如：2020 年）的太陽光電裝置潛力。首先，估算各縣市可開發規模，再依各縣市太陽能資源判斷年發電有效利用小時數；之後，則可計算各縣市太陽光電項目的裝置規模與開發成本。此外，也同時評估作為替代方案之燃氣發電經濟成本與燃氣發電造成的環境成本，以及對太陽光電間斷供電特性所產生的裝置容量間斷供電成本進行量化估計。⁵

(3) 太陽光電供給曲線之建立

⁵ 由於太陽光電發電的穩定性相對於燃氣發電較低，因此一段時間內的總發電小時數會低於燃氣發電，而兩者發電小時數的差異以燃氣發電成本計算所得到之金錢代價，一般稱為間斷供電成本。也就是說，在計算太陽光電的發電成本時，若能同時考慮其間斷供電成本，則此一成本較能夠真實反映太陽光電之發電成本，而根據此一成本推估所得到之供給曲線也比較是具代表性的供給曲線。

將所有太陽光電項目的發電成本依最小排序到最大，建立未來合理的項目開發次序後，可確定我國在一定發電成本下的太陽光電的開發總量，再依得到的太陽光電「發電成本」與「可能開發總量」間的對應關係，繪製出我國太陽光電供給曲線。

(4) 太陽光電供給曲線之應用

太陽光電供給曲線作為太陽光電發電技術經濟評估的量化工具，可以提供政策制定與產業技術發展的概念架構，本研究利用太陽光電供給曲線解決下列議題：

- 1) 我國具體的、可開發的太陽光電裝置潛力與潛在可發電總量。
- 2) 我國太陽光電發電成本具經濟性的條件分析。例如：折現率、技術進步、天然氣複循環發電成本增加，環境外部成本內部化等。
- 3) 對我國現有太陽光電政策之具體評估。例如：政府推廣目標的可行性與躉購費率機制(Feed-in Tariffs)的有效性。
- 4) 我國太陽光電獎勵政策下的各縣市規劃目標之適切性，以達資源有效配置之目的。

發電成本高是全球太陽光電應用上所遇到的共同難題，而在我國推廣太陽光電還必須考慮到土地使用問題。台灣的地理環境特殊⁶使得我國在土地開發的規劃上會面對到許多限制，以地面型太陽光電設備來說，若要設置 1MW 至少需 1 公頃土地面積，設置需求面積相當大，理想設置地點並不容易尋找。所以，在台灣以屋頂型之家用系統最具開發潛力，也是目前政府努力推廣的方向。⁷本研究係依建物之地面層面積做為建置太陽光電設備的基礎，推估我國未來的太陽光電裝置潛力，從而對合理的各縣市太陽光電推廣目標提供參考依據。而在加入燃氣發電成本與社會成本的比較基礎下，也可以得知太陽電發電經濟性的條件，更能透過太陽光電供給曲線探討政府保證收購政策的適當性，分析相應的產業技術目標。

⁶台灣位處於歐亞大陸板塊及菲律賓海板塊的交界帶，受到板塊運動影響，形成山多岳陵多平原少的地貌景觀；又處於環太平洋地震帶上，使得台灣時常面臨地震威脅，而地震也常帶來山崩、地滑、岩屑滑落、土壤液化的問題。

⁷政府為避免影響國土利用，設定 100 年度太陽光電發電設備電能躉購費率時優先鼓勵屋頂型太陽光電系統，地面型費率(7.3297 元/kWh)低於所有屋頂型分類級躉費率(10.3185~7.9701 元/kWh)。(經濟部能源局，2011)

2.4 數據量化方法

理論上，太陽能是一種無窮盡的潔淨能源，其產生的電能不存在上限，又本研究探討的屋頂型太陽光電設備對實際建設的要求很低，只需在建築物頂樓鋪設太陽光電電池即可；因此，我國各縣市皆有一定的建置與發展空間。然而，我國太陽光電技術發展仍屬成長階段，宜採取穩健謹慎態度逐步開發未來應用市場。

我國屋頂型太陽光電設備的開發潛力受制於兩大因素，一是可設置的太陽光電設備總裝置容量，二是設置地點的太陽日照資源的有效利用時數。為確定我國太陽光電可開發規模，本研究採用營建統計年報公布的2000年至2009年的總地面層面積⁸當作可裝設置太陽光電系統的建物屋頂面積預期可開發的最大值；同時，直接利用 RETScreen 模型⁹的 NASA 氣候數據資料庫以結晶矽型太陽光電模組¹⁰之技術參數進行各縣市太陽日照資源測算。此外，本研究對太陽光電設備的開發成本計算不包括稅收和關稅，是將投資成本以技術壽命週期進行折現，因此，太陽光電項目的發電經濟成本主要包含投資成本與運維成本，透過年有效發電時數折算每度電的電價成本(元/kWh)。在量化太陽光電未來可發展裝置規模與發電經濟成本後，本研究則可建立我國太陽光電供給曲線，具體步驟如下：

- 1) 按照我國各縣市之建築物建坪占比乘上台灣建物總地面層面積¹¹，估計各縣市建物之地面層面積。
- 2) 將各縣市地面層面積乘上可使用面積率，¹²再乘上裝置調整係數，即得到各縣市的太陽光電可開發面積。

⁸ 地面層面積為建築物面積中的可建設面積。因為目前從營建署統計僅得到2000年至2009年的地面層面積數據，故本研究選取近10年的總地面層面積當作我國可優先開發的屋頂型太陽光電設備的基礎設置規模，進行初步估算。其實，我國可利用的太陽能資源可能遠大於本研究的初步估算，但面對現有光電轉換技術水準與高昂的設置成本的侷限，我國實際能應用的太陽能資源將會受限，因此，本研究初步估算結果可作為優先開發的基礎設置規模。

⁹ RETScreen (Renewable Energy Technologies Screen) 模型為加拿大 CanmetEnergy 能源多樣化研究工作實驗室(CEDRL)開發的再生能源技術經濟評估模型。該模型具有產品、成本、氣候數據庫，可用以評估各種效能、特定再生能源技術下的生產量、節能效益、壽命周期成本、減排量和財務風險。

¹⁰ 我國目前的結晶矽型太陽光電設最具應用發展潛力，這是因為太陽能電池現階段的技術主流為結晶矽型(crystalline wafer based)，2010年約占全球太陽能電池技術的80%(EPIA, 2011)，即使面對薄膜型(thin film)太陽能電池近年因晶矽材缺料問題快速崛起，EPIA(2011)認為結晶矽型技術在2020年仍占有全球太陽能電池技術的60%比例。

¹¹ 因缺少各縣市地面層面積的詳細數據，以各縣市建築物建坪占比乘上台灣地面層面積作各縣市地面層面積之替代數據。

¹² 建物屋頂需要保留逃生設施、水塔及水表之使用面積與維修通道，故理論上無法使用全部屋頂面積來架設太陽光電模組，本研究假設可使用面積比率為60%。

- 3) 以各縣市的太陽光電可開發面積乘上太陽光電發電系統的單位面積安裝係數，¹³確定各縣市的太陽光電設備裝置容量潛力。
- 4) 利用 RETScreen 模型的氣候數據評估各縣市的年發電利用時數。由於太陽光電系統的發電效能會受到設置地點的環境因素(如：日照量¹⁴、遮蔭情形¹⁵)的影響，在同一縣市不同設置地點應會有不同的年發電利用時數。故本研究以 RETScreen 模型中太陽光電模組固定傾斜角度的不同設定值 23.5°與 90°，¹⁶進行各縣市最大發電利用時數與最小發電利用時數的估算(兩者全距為發電利用時數區間)。
- 5) 各縣市可開發裝置容量依發電利用時數區間均等分配¹⁷各縣市的太陽光電設備裝置容量潛力，形成台灣縣市的所有太陽光電開發項目。此時，各縣市的每一太陽光電開發項目各自對應特定的年發電利用時數與一定的裝置容量。
- 6) 按照太陽光電開發項目的投資成本以技術壽命週期進行折現及年營運維護成本之總合開發成本，透過對應之發電利用時數折算各開發項目之發電經濟成本(意同開發成本)。
- 7) 將所有太陽光電項目的發電經濟成本依最小排序到最大，確定項目開發次序後，計算出「經濟成本」與「可能開發總量」間的對應關係。
- 8) 依「經濟成本」與「可能開發總量」間的對應關係，繪製出我國的太陽光電供給曲線。本節僅對計算方法進行概述，詳細數據和最終結果在第 4 節再予詳細說明。

¹³在高虎與樊京春(2010)的研究中，他們是以結晶矽型太陽光電模組為的單位面積安裝係數 120~140 W/m² 作為計算依據；而 Chen et al. (2010) 採用的單位面積安裝係數 129 W/m²；本研究以審慎保守角度採用單位面積安裝係數 100W/m² 當作計算標準，即假設結晶矽型太陽能電池輸出每瓩電力需要 10 平方公尺的面積。

¹⁴ 太陽光電是將太陽日射量轉換成電能，太陽能電池吸收的日照射量會受到裝置地點的各項環境因素影響。例如，經度與緯度的位置代表太陽到裝置地點距離之遠近，當距離愈近時，太陽幅射愈強以及年日照時間也愈長(歐文生等，2008)；高海拔地點的日射量較平地高且月平均變化較為平緩(歐文生等，2008)；當太陽幅射通過之大氣層厚度愈厚時，大氣吸收或反射散射愈多(黃文雄，1978)；天晴無雲時的日射量大於有雲霧時(黃文雄，1978)。

¹⁵ 裝置地點附近有建物、電線桿、電纜、水塔等遮蓋所造成的損失。

¹⁶ 由於本研究無法實際觀察各縣市不同裝置地點的太陽能資源，故設定不同的固定傾斜角度來進行來概估。因台灣位於北迴歸線上，依太陽光電資訊網(2011)建議傾斜角度設定為 23.5°可得最大日照效益；另外，考量到在實際裝設時可能會因應建物週遭環境因素，垂直設置太陽光電面板，故以傾斜角度設定為 90°來推估最小年發電利用時數。

¹⁷ 即假設各縣市最大發電利用時數到最小發電利用時數區間的所有年發電利用小時發生機率均等。

另外，以同為尖峰負載的燃氣複循環發電作為太陽光電技術經濟之評估基準(benchmark)，須對燃氣發電經濟成本、燃氣發電產生之直接環境成本與溫室氣體排放成本進行評估計算。本研究直接援用今年度台電評估之民間收購價格當作燃氣發電經濟成本；直接環境成本是將天然氣複循環發電技術空氣污染物排放數據乘上環境外部性的單位成本；溫室氣體排放成本則為天然氣複循環發電技術溫室氣體排放係數乘上單位社會成本得到，具體計算過程請參第3節敘述。

2.5 太陽光電供給曲線意義

我國太陽光電推廣之評估標的係太陽光電發電設備之裝置容量，為直接觀察之躉購費率政策(Feed-in Tariffs)對我國屋頂型太陽光電裝置總量之影響程度，本研究依上一節的研究流程，繪製出太陽光電發電供給曲線，如下圖所示。其中，Y座標為太陽光電發電項目的發電成本(即每度均化成本)，X座標是太陽光電設備的累積裝置容量。利用供給曲線，我們可以觀察到在不同的發電成本下，供給者願意投資光電設備的總裝置容量。不過，因為太陽光電設備的高發電成本，政府企圖以價格誘因提高累積裝置量，即採取電能躉購政策向安裝民眾收購光電電能來推動國內應用市場，所以Y座標可視為政府提供的電能躉購費率，以下亦稱為饋網電價。

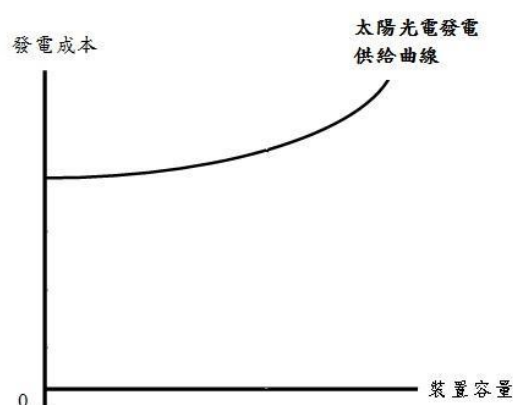


圖5 太陽光電發電供給曲線示意圖

太陽光電發電項目之發電成本是本研究按照資源參數、技術參數以及經濟參數，將期初裝置成本與運維成本按壽命週期進行折現後，測算所有太陽光電發電項目之每度均化成本。根據供給法則(the law of supply)，在

其他條件不變下，隨著發電成本增加(或者是說政府回購電能時增加實際支付的饋網電價)，呈現出愈來愈多的家計單位或民間業者願意且能夠投入太陽光電發電項目，屆時太陽光電發電設備之裝置總量會越多。

從民間單位的角度來看，目前電力價格仍屬政府管制項目，在此制度下，為達成再生能源裝置目標量，政府須提供優惠於市電的躉購費率(Feed-in Tariffs)才能誘發民間單位投資再生能源發電設備之裝置。也就是說，為早日達成太陽光電發電設備裝置容標目標，政府可選擇提供高額之饋網電價，家計單位或民間業者基於自利原則，會大規模投入太陽光電發電設備之設置，直到太陽光電發電項目之發電成本等於政府提供之饋網電價為止。從政府發展再生能源的角度來看，再生能源發電設備市場裡，民間單位為再生能源裝置容量之供給者，政府係收購再生能源電能之惟一買者。即然身為惟一買者，政府擁有強大的議價能力，能藉由饋網電價之調整，掌握再生能源裝置總量之規劃時程。

所以，太陽光電供給曲線是太陽光電發電技術經濟評估的量化基礎，它可呈現出台灣家計單位或民間業者對太陽光電發電項目之投資決策行為。政府亦可運用它了解我國太陽光電發電的開發潛力與項目開發次序，以進一步評估我國應如何推廣太陽光電，以及檢討目前政策之適當性或有效性。

2.6 開發成本與效益

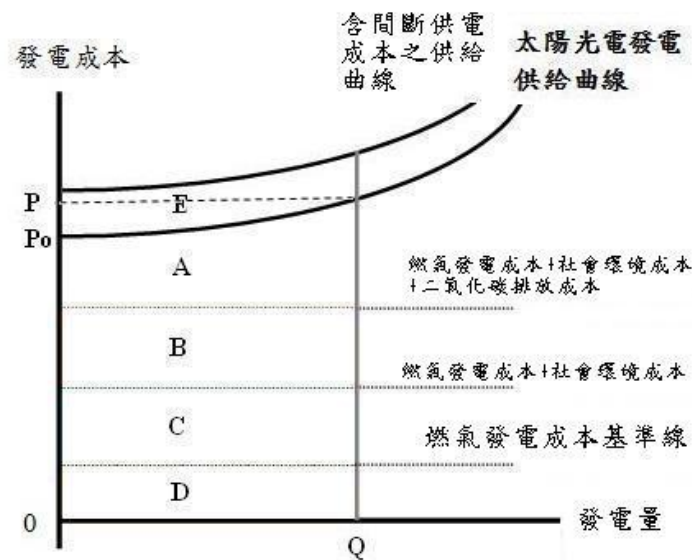


圖 6 太陽光電發電總成本及效益架構

一般來說，當再生能源開發成本低於燃氣複循環發電（本研究設定之比較基準）社會成本時，¹⁸則表示再生能源具有開發經濟性，不需藉由政府干預，透過市場自由運作即會生產電量。而太陽光電項目之發電成本，如圖 6，在目前太陽光電技術發展情勢下是高於燃氣發電之社會成本，顯示出未來要推廣太陽光電發電應用具有一定之困難度。本小節以太陽光電裝置容量達到一定總量時，我國須承擔多少成本，及可以獲得多少二氧化碳減量效益的角度來說明太陽光電的開發成本與效益。

圖 6 呈現了太陽光電發電成本與發電總量對應關係的供給曲線，它描述太陽光電項目的開發次序是以發電成本為根據；當發電總量為 Q 時，太陽光電項目最低的開發成本為 P_0 ，最高的開發成本為 P ，而發電總量 Q 是在最高的開發成本 P 以下可開發的太陽光電項目之發電量總合。因此，我國發展太陽光電發電之成本及效益可利用圖 6 各區域面積計算得到，說明如下。

1. 生產成本：表示以太陽光電發電到達總發電量 Q 時，所需的生產成本（為面積 $A+B+C+D$ ）；要注意的是，太陽光電侷限於日照時數變化，相較於傳統火力發電的穩定性，太陽光電供電具有間斷特性，因此，本研究另參考高虎與樊京春（2010）的作法，計算出太陽光電總發電量為 Q 時的裝置容量間斷供電成本（為面積 E ）作為參考。¹⁹
2. 外部環境效益：以天然氣生產電量 Q 時所排放之空氣污染物（包括氮氧化物、硫氧化物）和二氧化碳（即二氧化碳）會對環境造成損害，將這些損失予以量化後即為燃氣發電的外部環境成本，此成本也是太陽光電發電取代傳統火力發電可得到的環境效益（即為面積 $B+C$ ）。簡單地說，燃氣發電的外部環境成本即為太陽光電的外部環境效益。
3. 淨效益/成本：為太陽光電發電生產成本減去燃氣發電成本，再減去外部環境效益的差額，可用於衡量再生能源取代傳統火力發電時，社會所得到的淨效益（若差額為負值）或須付出的淨成本（若差額為正值），可說明社會大眾支持太陽光電發電所可能額外獲得的效益，或所須額外共同負擔的成本。由於太陽光電的發電成本相當高昂，生產成本遠大於所得到的外部環境效益，也大於替代的燃氣發電成本，故在此為淨成本（即為面積 A ）。

¹⁸ 以圖 2 來說，燃氣發電社會成本基準線為“+溫室氣體排放成本”虛線，意指燃氣發電成本+社會環境成本+溫室氣體排放成本，詳細解釋請參第 3 節說明。

¹⁹ 按照高虎與樊京春（2010）的概念，太陽光電的真實生產成本應是包含裝置容量抵扣成本（為面積 $A+B+C+D+E$ ）。

2.7 經濟評價指標介紹

在太陽光電技術經濟分析的架構下，本研究將利用以下經濟評價指標評估我國太陽光電發電項目之成本與效益，對社會大眾投資者揭露重要的經濟訊息與減碳成本效益。接下來本節將對各經濟評價指標進行說明。

淨現值(Net Present Value; NPV)

是將投資項目之未來的現金流入(Cash Inflow; CI)與現金流出(Cash Outflow; CO)，全部按基準折現率(i)折現成投資始日現值之總合，稱為該投資的淨現金流量，或稱為淨現值(NPV, Net Present Value)。假設太陽光電發電項目投資的淨現值等於或大於零時，即項目收益等於或大於投資成本，代表該項目損益兩平或是投資者有淨利，方案是可接受的；相反的，如果投資評估的淨現值為負數，代表此項目會造成投資者損失，此方案不應該接受。其計算公式如下：

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(CI_t - CO_t)}{(1+i)^t}$$

其中，n 為計劃投資期間，CI_t 為第 t 期現金流入量，CO_t 為第 t 期現金流出量，i 表示企業或投資人內部訂定的基準折現率。

內部報酬率(Internal Rate of Return; IRR)

亦稱內部收益率，讓投資計畫在分析期間內的淨現金流量現值合計等於零的折現率。當內部報酬率(IRR)等於或大於基準折現率(r)時，投資項目是可以接受的。計算公式如下：

$$NPV(IRR) = \sum_{t=1}^n \frac{CI_t - CO_t}{(1+IRR)^t}$$

益本比(Benefit-Cost Ratio; B/C)

又稱為現值指數法 (Present Value Index Method)，即是將各年淨現金流入折現成利益總合(B)，除以期初投資額之折現成本總合(C)之比值，計算方式如下式所列。當 B/C 等於 1 時，表示投資項目達損益兩平；若值大於 1，代表該項目之利益總合大於成本總合，投資者可接受該項目；若值小於 1，則不可接受該項投資計劃。其計算公式為：

$$B/C = \frac{\text{Benefit}}{\text{Cost}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

其中，n 為計劃投資期間，B_t 為第 t 期項目收益，C_t 為第 t 期投資支出，r

為折現率。

投資回收期(payback)

亦稱還本期間，用於衡量回收投資項目期初投資成本所需要的年期，即以投資項目淨現金流入抵償原始投資金額所需要之全部時間。回收期間(N_t)之計算方式如下：

$$\sum_{t=0}^{N_t} (CI - CO)_t = 0$$

CO₂ 減量成本

此指標是為瞭解再生能源電能饋網電價政策之支持下，家計單位或民間業投資太陽光電發電設備每千瓦每年減排 1 單位 CO₂ 要需另外付出之代價。若此值為負值，意指在饋網電價政策的支持下，投資者享有 CO₂ 減量效益；若為正值，即說明利用太陽光電發電減少排放 CO₂ 之代價，除了由政府負擔(透過饋網電價之支付)外，投資者亦須承擔部分代價，這會使得民間單位沒有意願投資。其計算公式如下：

$$CO_2 \text{減量成本} = \frac{(\text{發電成本} - \text{饋網電價}) \times \text{電項目年發電時數}}{\text{發電項目每千瓦}CO_2\text{年減排量}}$$

每度電 CO₂ 減量成本

表示太陽光電發電項目的每度電之 CO₂ 減排成本或效益(正值為成本，負值為效益)，即每千瓦裝置容量一年所產生的電量來平攤上述之「CO₂ 減量成本」，或可分享之「CO₂ 減量效益」。此指標為另一種 CO₂ 減排之成本效益衡量方式，如同「CO₂ 減量成本」，可表達饋網電價政策是否足以誘發民間單位投資太陽光電項目，當其值為正值，意謂著為了 CO₂ 減量民間單位投資太陽光電發電項目，每產生一度電投資者須要支付之代價，此時民間單位理應拒絕投資；若為負值，代表民間單位對太陽光電設備之所有投入，經由政府以饋網電價回購後，每一度電可獲得之投資利益。其計算公式為：

$$\text{每度電}CO_2\text{減量成本} = \frac{(\text{發電成本} - \text{饋網電價})}{\text{發電項目每度電}CO_2\text{減排量}}$$

三、燃氣複循環發電基礎數據

適合與太陽光電發電比較的替代方案為傳統火力發電中的燃氣複循環發電，它同為尖峰負載的備用電力來源，且天然氣本身為潔淨能源，污染較少，發電成本也較高，在發電特性上比其他傳統火力發電方式(即：燃煤、燃油)還要接近太陽光電發電；以及，為因應國際 CO2 減量潮流，降低化石燃料所產生之 CO2 排放量，我國電力結構將逐步加重燃氣複循環發電之比例。基於以上，本研究乃以燃氣複循環發電作為太陽光電經濟性的比較基準(benchmark)。

故太陽光電的經濟總量計算是以燃氣發電成本為依據進行判斷，即低於燃氣發電社會成本的太陽光電發電項目都稱之為具「可經濟開發」之項目。因此，燃氣複循環發電的社會成本是太陽光電的經濟總量確定的基準。本節說明燃氣複循環發電的經濟成本與燃氣發電技術之採用標準，並闡述燃氣發電社會成本(包括區域環境成本和溫室氣體排成本)的計算方式。

3.1 我國燃氣發電的發展

依能源局統計資料得知，燃氣機組的裝置容量比重是持續上升，至 2010 年底，我國燃氣機組占全國電力裝置比重為 30.57%，裝置容量達 15,194 MW。我國三次全國能源會議均認為擴大天然氣的使用可當作發電去碳化的重要手段之一，可知天然氣的潔淨發電特性(碳排放係數約為燃煤發電的 50%)受到重視，而這也是我國燃氣發電比重逐年提升的主要原因。

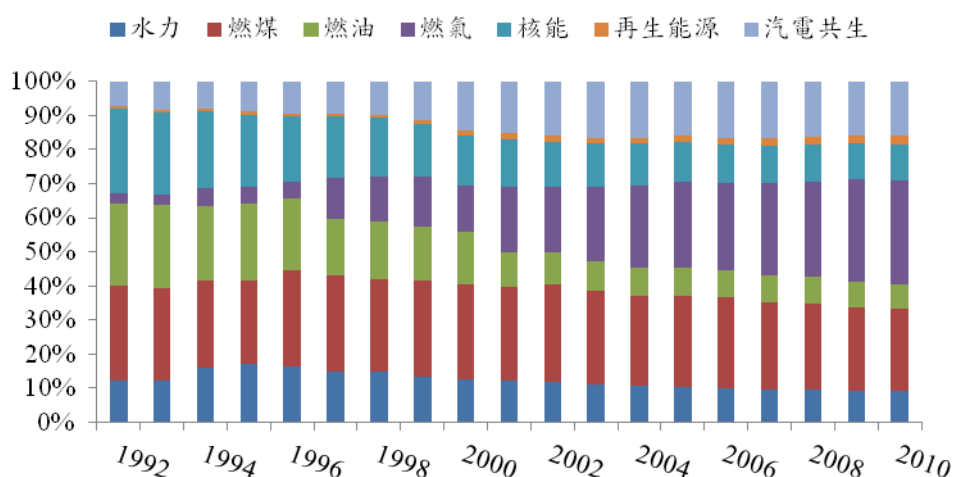


圖 7 歷年電力裝置容量結構變化

資料來源：100 年能源統計月報 (能源局，2011)

2010 年全國總發電量為 250,697 GWh (含生質能發電與廢棄物能發電)，較 2009 年成長 7.6%。其中，燃氣發電有 59,287GWh，比重為 23.65%；水力發電有 7,255 GWh，比重為 2.89%；燃煤發電有 88,972 GWh，比重為 35.49%；燃油發電有 8,255 GWh，比重為 3.29%；核能發電有 41,629 GWh，比重為 16.61%；再生能源發電有 4,699 GWh，比重為 1.87%；汽電共生發電有 40,599 GWh，比重為 16.19%。

從發電量結構來看，我國發電量有一半以上來自供電穩定性高且發電成本低的燃煤與核能。不過，目前我國燃氣機組累積裝置容量約已達全國供電裝置的三分之一，且 2008 年 6 月 10 日行政院頒佈的「永續能源政策綱領」規劃增加天然氣複循環發電使用量比重，²⁰ 天然氣在未來建構低碳社會勢必成為電力供應來源的重要角色。

3.2 我國燃氣發電技術與經濟成本

目前天然氣複循環發電成本相對高於燃煤與核能，但碳排放係數卻遠低於燃煤，發電安全性高於核能，故政府規劃增加天然氣發電使用，是以台電致力燃氣發電機組的更新與擴建。本研究選取通霄電廠更新擴建計劃中新建燃氣機組技術作為評估燃氣發電的污染物排放標準。台電通霄電廠之新建機組選用高效率燃氣複循環機組，單機裝置容量為 720MW，發電效率估計約 56.7~58.4% (LHV gross, ISO 條件)，機組熱耗率 1,665 kcal/kWh，年發電利用時數為 5,694 小時，容量因數 65%；以及污染物數據為天然氣含硫份約 0.41~1.43 mg/m³ (0.14~0.5 ppm)，氮氧化物 (NOx) 濃度 20 ppm；另外，因燃料採用潔淨之天然氣，懸浮粒子相當微量故予以略之。

天然氣為我國傳統火力供電來源之一，現有燃氣發電技術已相當先進，建廠投資成本差異不大，所以，在缺乏土地建設成本、機組設備成本和安裝費用等建廠投資成本的詳細資訊下，本研究依台電 2011 年預算書中提及向民間購電之燃氣發電每度費用 3.66 元，當作我國未來的燃氣發電經濟成本，以此作為太陽光電發電成本的比較基準。

3.3 直接環境成本與溫室氣體排放成本

²⁰ 配合永續能源政策綱領政策方向，天然氣供需計畫草案規劃(2006 年 9 月)液化天然氣供給目標，2015 年供應 1,441 萬公噸，2025 年供應 2,000 萬公噸，期許未來提高燃氣發電比重能降低溫室氣體排放。(林唐裕等，2009)。

3.3.1 直接環境成本

燃氣發電的直接環境成本是指燃氣電廠所排放的空氣污染物對台灣社會產生的環境損害成本，空氣污染物主要包括硫氧化物(SO_x)、其次為氮氧化物(NO_x)等。計算燃氣發電的直接環境成本之前，須對燃氣發電過程中會產生的空氣污染物進行瞭解，也要取得環境外部性的量化成本。

首先，對燃氣發電所產生的空氣污染物進行衡量。台電在通霄電廠更新擴建計劃環境影響說明書解釋採用潔淨之天然氣作為燃料，發電過程中主要產生的空氣污染物為氮氧化物(NO_x)，至於硫氧化物(SO_x)和懸浮粒子相當微量。本研究以通霄電廠新建燃氣複循環機組發電技術為標準，得知NO_x排放量為 47.16 g/sec，換算得天然氣複循環發電技術 NO_x 排放係數為 2.358×10^{-4} kg/kWh；以及，根據天然氣含硫份上限值 0.5 ppm，計算得天然氣複循環發電技術 SO_x 排放係數為 5.895×10^{-6} kg/kWh。

另一方面，由於估算空氣污染環境損害所產生的環境外部成本是個相當困難且複雜的工作，本研究直接採用梁啟源 (2005) 的研究成果，其結果係利用台灣實證資料，並經歐洲各空氣污染物單位社會成本之比率調整後，得到台灣地區空氣污染物每公噸的單位社會成本，NO_x 為 53,790 元，SO_x 則為 45,919 元。

最後，根據天然氣複循環發電技術空氣污染物排放係數乘上空氣污染物單位社會成本，可得到天然氣複循環發電產生之空氣污染物成本，NO_x 為 0.0127 元/kWh，SO_x 則為 0.0003 元/kWh，合計每度電的直接環境成本有 0.0130 元/kWh。

3.3.2 溫室氣體排放成本

全球暖化現象讓世界各國關注溫室氣體排放量，天然氣雖潔淨能源，然而發電過程中仍會產生二氧化碳，依 Hondo (2005) 計算天然氣複循環發電技術之生命週期溫室氣體排放量為 0.519 kg/kWh (葛復光，2010)。我國雖非聯合國締約國，但為了後代子孫建立永續發展的生活環境，仍有義務承擔對抗氣候變化的責任。因此，發展再生能源技術是我國面對溫室氣體減量壓力的重要工具；相對來說，燃氣發電產生的溫室氣體排放成本，可作為太陽光電應用的減排貢獻。

歐盟排放交易制度(European Union Emission Trading Scheme, EU ETS)是世界上最大的多國溫室氣體排放交易機制，許多國家以其碳排放交易價格當作溫室氣體排放成本的參考價格。2005 年歐盟排放交易制度成立後，碳交易價格在 2008 年底前一直維持在 15 歐元/噸以上；雖然全球金融危機曾使得碳交易價格在 2009 年 2 月跌到 8 歐元/噸，但碳交易亦在 2010 年中回復 15 歐元/噸以上的價格，根據 Carbon Positive 的報導，這是因為歐盟各

國在全球金融危機後形成共識，他們認為 15 歐元/噸是驅使再生能源投資的底限價格。至於碳交易的未來價格趨勢，Carbon Positive 提到歐盟碳價格 2020 年將介於 20~60 歐元/噸之間²¹（約新台幣 800~2400 元/噸）²²。

另外，梁啟源 (2005) 根據 Liang (2002) 的研究推估 2002 年台灣二氧化碳的單位社會成本為 1400.7 元/噸。如上所述，歐盟碳交易價格是溫室氣體排放成本的參考價格，故將梁啟源 (2005) 的單位社會成本 1400.7 元/噸與 2020 年的歐盟碳價格相較，台灣溫室氣體的單位社會成本亦在其預估的交易價格區間內，故本研究的天然氣發電技術之溫室氣體排放成本採用梁啟源 (2005) 的單位社會成本 1400.7 元/噸。然後，依天然氣複循環發電技術溫室氣體排放係數 0.519 kg/kWh 乘上單位社會成本 1400.7 元/噸，可計算出天然氣複循環發電產生溫室氣體排放成本為 0.7270 元/kWh。

四、太陽光電發電基礎數據

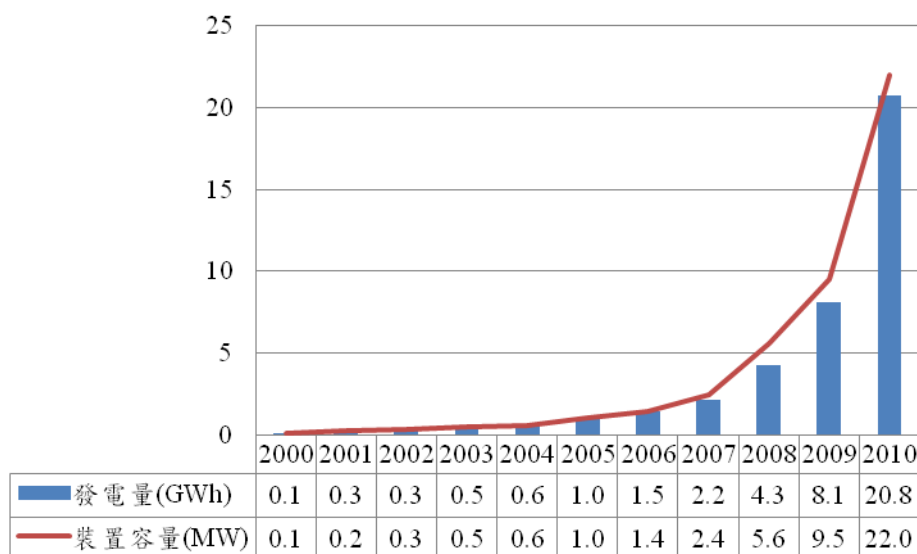
4.1 太陽光電發展現況

台灣在發展太陽光電上起步較晚，由圖 8 可看到國內太陽光電系統安裝是從 2000 年開始。2009 年累積裝置容量達到 9.5 MW，約為整體累積裝置容量的 0.02%，遠低於其他再生能源發電。若考慮到太陽光電之仰賴陽光特性及電池發電效率仍低，可另從發電量的角度觀察我國太陽光電發展現況。根據能源局的統計，2009 年太陽光電發電量為 8 GWh，僅佔整體發電的 0.0035%。雖然 2000 年的「太陽光電發電示範系統設置補助辦法」與 2006 年的「太陽光電發電系統設置補助作業要點」，促使示範系統開始明顯增加，²³但不論從裝置容量和太陽光電發電量來看，相較於政策目標，國內太陽光電應用實績仍有不小的努力空間。

²¹ 參考 Carbon Positive, <http://www.carbonpositive.net/viewarticle.aspx?articleID=2156>.

²² 以主計處公布之 2010 年歐元兌新台幣年匯率 1:40 換算。

²³ 像許多學校開始裝置太陽光電系統，從圖 5 數據上可以明顯看出從 2006 年發布之後，2007 年開始裝置容量有明顯上升，每年呈現接近倍數的成長。



資料來源：100年能源統計月報（能源局，2011）

圖 8 太陽光電裝置容量與發電量²⁴

4.2 太陽光電可開發規模預測

屋頂型太陽光電系統的資源潛力取決於可設置建物面積。為合理評估能夠設置太陽光電設備的土地面積，本研究採用 2000 年至 2009 年的台灣地面層面積作為未來太陽光電系統可開發基礎。本研究設定地面層面積的可使用率為 60%，²⁵裝置調整係數為 135%，²⁶每 kW 需要 10 平方公尺的土地面積，²⁷用以測算未來的台灣太陽光電系統開發潛能。根據以上，得知地面層面積 46,392,087 平方公尺能設置 3,758MW 裝置容量。由此可知，

²⁴太陽光電供給曲線縱軸為發電成本，橫軸的數量可採發電量或裝置容量來表達，分別表達每增加 1 單位太陽光電發電量或裝置容量時的邊際成本。我國政策目標是以裝置容量為依據，故藉由裝置容量可以直接觀察：(1)無論政府目標的達成與否，每增加一個項目的裝置容量，其邊際成本為何？(2)躉購費率機制與政府推廣容量的關係。另外，每個太陽光電項目的容量因數不同，即使有相同的裝置容量，也會產生不同的發電量，然而，太陽光電成本效益分析是基於發電量的。故本研究繪製兩種類型的太陽光電供給曲線，當橫軸為裝置容量的太陽光電供給曲線時，係用來評估政府政策時使用，若橫軸為發電量的太陽光電供給曲線，則是用來進行太陽光電成本效益分析。

²⁵為使屋頂面積獲得更有效的利用，本研究稍微放寬 Chen et al. (2011) 之可使用面積率 50% 假設，提高至 60%。以 30 坪的住宅為例，約有 100 平方公尺屋頂面積，可建置太陽光電設備面積則有 60 平方公尺，餘 40 平方公尺足夠提供屋頂逃生設施及水塔與水表等民生設施之設置。

²⁶屋頂可裝置面積係依照內政部公布之近十年總地面層面積為估算基準，屋頂可使用面積應可再放寬調整。然而其裝置調整係數之設定亦須審慎，這是因為太陽光電發電設備使用壽命一般來說大於 20 年，故須確保房屋無修繕重置需要。基於以上，本研究參考 Chen et al. (2011) 容積率設定值當作裝置調整係數。

²⁷參註 13。

只考慮到可設置面積的情況下，我國 2020 年的獎勵容量目標 1,250 MW，2030 年的獎勵容量目標 2,500 MW，均屬開發潛力範圍內；惟因太陽光電發電系統開發成本仍相當高，我國的獎勵容量目標預期在短期內應不至有太大變化。

在缺乏地面層面積的各縣市統計之情況下，本研究從內政部營建署收集各縣市 2001 年至 2010 建物所有權第一次登記面積，得到各縣市建物面積，並以此計算各縣市占比，再以各縣市占比乘上總地面層面積 46,392,087 平方公尺，估算出各縣市分配到的地面層面積，再確定表 3 所示的各縣市太陽光電系統開發規模。

100 年度再生能源電能躉購費率審定會議提到，為避免影響國土利用發展，政府優先鼓勵設置屋頂型太陽光電系統，將屋頂型太陽光電系統分為四個容量級距，有 1~10kW、10~100kW、100~500kW、及 500kW 以上。考慮不同裝置容量有不同的設置期初設置成本，本研究採用審定會的容量級距分配各縣市的地面層面積；另外，由於 500kW 以上至少需要 5000 平方公尺以上的設置面積，推廣有其困難度，故在此並不討論。

在表 3 中，觀察到地面層面積分佈有 58% 為住宅區，可知在我國以 1~10kW 的裝置容量較具開發潛力；而工業區面積比例約 25%，以其作為設置 100~500kW 裝置容量太陽光電系統的可建置面積占比；因此，本研究設定各縣市可裝置容量潛力按 50%、25%、25% 比例分配到 1~10kW、10~100kW、100~500kW 三類太陽光電裝置容量級距。以台北縣為例，台北縣總開發潛力是 585,791 kW(見表 4)，依 50%、25%、25% 比例劃分到三類容量級距，第一類裝置規模(1~10kW)有 292,895kW、第二類(10~100kW)為 146,448kW、第三類(100~500kW)有 146,448kW。

表 3 地面層面積(2000 年-2009 年)

	地面層面積(m ²)	比例
都市計劃區域		
住宅區	23,628,051	50.93%
商業區	3,409,104	7.35%
工業區	11,372,060	24.51%
行政區	749,017	1.61%
文教區	3,835,531	8.27%
非都市計劃區域		
住宅區	3,398,324	7.33%
合計	46,392,087	100%

資料來源：營建統計年報表(2009)

表 4 各縣市太陽光電的裝置潛力

縣市	分配到的	太陽光電	裝置容量	縣市	分配到的	太陽光電	裝置容量
	地面層面 積(m ²)	開發面積* (m ²)	潛力** (MW)		地面層面 積(m ²)	開發面積* (m ²)	潛力** (MW)
台北縣	7,231,985	5,857,908	586	台東縣	274,980	222,734	22
宜蘭縣	880,154	712,925	71	花蓮縣	660,183	534,749	53
桃園縣	6,671,898	5,404,237	540	澎湖縣	186,269	150,878	15
新竹縣	2,103,864	1,704,130	170	基隆市	455,540	368,987	37
苗栗縣	1,109,439	898,645	90	新竹市	1,178,935	954,937	95
台中縣	2,743,588	2,222,306	222	台中市	2,786,881	2,257,374	226
彰化縣	1,867,612	1,512,766	151	嘉義市	528,841	428,361	43
南投縣	1,003,710	813,005	81	台南市	1,466,383	1,187,771	119
雲林縣	1,171,825	949,178	95	台北市	4,682,153	3,792,544	379
嘉義縣	657,105	532,255	53	高雄市	2,546,279	2,062,486	206
台南縣	2,440,973	1,977,188	198	金門縣	146,178	118,404	12
高雄縣	2,160,529	1,750,029	175	連江縣	12,297	9,961	1
屏東縣	1,424,485	1,153,833	115	全國	46,392,087	37,577,590	3,758

註：1.*太陽光電開發面積=各縣市地面層面積×60%(可使用比率)×135%(裝置調整係數)。

**依每峰 kW 裝置容量需要 10 平方公尺計算。

2. 本研究列出之縣市為五都改制前之縣市名稱。

4.3 太陽光電發電利用時數

本研究直接利用 RETScreen 模型來進行各縣市最大發電利用時數與最小發電利用時數的測算。其中，以 NASA 氣候數據資料庫中現有的台灣縣市氣候資訊得到台灣縣市的日照量數據，此外，由於太陽電池效率、轉換器效率、溫度變化等因素會影響實際輸出發電量，故根據表 5 的計算參數作為結晶矽型太陽光電設備的技術設定。以及，如同第 2 節所描述，在同一縣市不同設置地點應會有不同的年發電利用時數，本研究設定太陽光電模組固定傾斜角度為 23.5°來測算各縣市最大發電利用時數；以固定傾斜角度為 90°來進行最小發電利用時數的估算。

各縣市發電利用時數的最大值與最小值，作為各縣市的發電利用時數區間，結果列於表 6。以台北縣來說明，其最大發電利用時數為 1,159 小時，最小年發電時數有 687 小時，可將裝置規模劃分成 473 個項目。

按照發電利用時數區間等比例劃分各縣市共三類容量級距的可開發

裝置規模。上小節計算出的台北縣總開發潛力是 585,791 kW(見表 4)，第一類裝置容量級距(1~10kW)有 292,895kW 的開發規模，第二類(10~100kW)有 146,448kW，第三類(100~500kW)有 146,448kW。此三類級距之裝置規模各自平均劃分成 473 個項目，也就是說，台北縣開發潛力是 585,791 kW 總共劃分 1419 個太陽光電發電項目，第一類級距中每個項目有 619kW 裝置容量、第二類和第三類則有 310kW 裝置容量。

值得注意的是，有些縣市的總裝置面積較少，若依發電利用時數區間等量劃分太陽光電項目裝置規模，將導致太陽光電項目裝置規模遠低於該級距最小裝置容量要求。例如，連江縣總開發潛力是 996 kW(見表 4)，依 50%、25%、25% 比例劃分到三類容量級距，第一類裝置規模(1~10kW)有 498kW、第二類(10~100kW)為 249kW、第三類(100~500kW)有 249kW。而連江縣的最大發電利用時數為 1,149 小時，最小年發電時數有 688 小時，依前述規則應將裝置規模劃分成 462 個項目，只是若依發電利用時數區間等比例劃分第二類級距(10~100kW)、第三類級距(100~500kW)分配到的項目裝置規模各為 0.54 kW，即遠低於第二類級距(10~100kW)及第三類級距(100~500kW) 最低裝置容量要求。為配合各類級距的最低裝置容量要求，須調整項目裝置規模劃分方式與對應的年發電利用時數。以連江縣第二類容量級距為例，

- 1) 第二類容量級距的總裝置潛力為 249kW，其最低裝置容量要求 10kW，將裝置潛力劃分為 24 個項目，24 個太陽光電發電項目各有 10.375 kW 裝置容量。
- 2) 按照發電時數區間 462 小時(最大發電利用時數 1,149 小時~最小發電利用時數 688 小時)除以所評估的太陽光電發電項目個數 24 個，找出適當時數間隔為 19.2 小時(取到小數第一位)。
- 3) 進行發電時數區間調整，依前述可計算出新的發電時數區間 441.6 小時((24 項-1)×19.2 小時)，故可得到 24 個太陽光電發電項目對應的發電利用時數依序為 1139.2 小時、1120.4 小時、...、698.2 小時。

如此一來，可以得到連江縣第二類容量級距共有 24 個太陽光電發電項目，各有 10.375 kW 裝置容量，分別對應的年發電利用時數依序為 1139.2 小時、1120.4 小時、...，698.2 小時(間距為 19.2 小時)。而連江縣第三類容量級距，其最低裝置容量要求 100kW，裝置潛力可劃分為 2 個項目，2 個太陽光電發電項目各有 124.5 kW 裝置容量，一個項目採用最大發電利用時數 1,149 小時，另一個項目採用最小發電利用時數 688 小時。

依上述方法評估每一個項目未來的裝置規模與發電利用時數，接下來只要確定太陽光電的投資成本，即可具體計算每一個項目的發電成本與發

電量，進而分析全國未來的太陽光電供給曲線。

表 5 太陽光電發電利用時數計算參數

參數	數值	參數	數值
太陽光電裝置容量(kWp)	1	光電轉換效率(%) ^b	10
太陽光電設備所需面積(m ²)	10	轉換器效率(%) ^c	90
溫度係數(%) ^a	0.40		
正常工作溫度(°C) ^a	45		

註：^a 為 REScreen 模型預設值；^b 參 Chen et al. (2010) 設定；^c 商業化的轉換器 (PV Inverter) 效率至少有 90% 以上。

表 6 各縣市太陽光電發電利用時數的區間分布

縣市	最大年發電 利用時數(h)	最小年發電 利用時數(h)	縣市	最大年發電 利用時數(h)	最小年發電 利用時數(h)
台北縣	1159	687	台東縣	1288	723
宜蘭縣	1197	702	花蓮縣	1242	723
桃園縣	1258	685	澎湖縣	1363	744
新竹縣	1354	755	基隆市	1256	685
苗栗縣*	1354	755	新竹市	1354	755
台中縣	1347	741	台中市	1347	743
彰化縣	1289	723	嘉義市	1401	799
南投縣*	1289	723	台南市	1506	785
雲林縣*	1289	723	台北市	1159	687
嘉義縣	1400	798	高雄市	1498	852
台南縣	1389	861	金門縣	1297	755
高雄縣	1498	851	連江縣	1149	688
屏東縣	1561	858	全國	1561	685

註：1. NASA 氣候資料庫缺少苗栗縣、南投縣與雲林縣之觀測資訊，因此採用鄰近縣市觀測數據，即苗栗市採用新竹縣數據，南投縣與雲林縣援用彰化縣數據。

2. 本研究列出之縣市為五都改制前之縣市名稱。

4.4 太陽光電發電成本

太陽光電發電是以太陽能為燃料，沒有燃料變動成本，所以各項目的經濟成本為期初投資成本按 20 年壽命週期進行折現 (CC) 加上年運維成本 (CV) 的總和，本研究在不考慮稅收的情況下，測算太陽光電每個項目

發電經濟成本（以電價表示，即每度均化成本），其計算公式為參考高虎與樊京春(2010)，表示如下：

$$C=(CV+CC)/h$$

$$CV=CC\times M$$

$$CC= I\times CRF(r,n)$$

$$CRF(r,n)= [r(1+r)^n]/[(1+r)^n -1]$$

C：太陽光電發電經濟成本(元/kWh)。

CV：年運行維護成本(元/kW)。

CC：發電固定成本(元/kW)。

h：發電利用時數(小時)。

M：運維比例(%)。

I：期初投資成本(元/kW)。

CRF：固定資產回收係數。

r：折現率(%)。

n：太陽光電系統壽命(年)。

從上列公式中可以發現，太陽光電的期初設置成本與發電利用時數將決定太陽光電發電成本，發電利用時數已在上一小節討論過，本研究以能源局對 2011 年太陽光電期初設置成本與運維比例的評估數值為經濟參數，採用的參數見表 7。

表 7 太陽光電經濟參數

參數	數值
期初投資成本^a	
第一類 (1~10kW)	145,000 元/kW
第二類(10~100kW)	129,000 元/kW
第三類(100~500kW)	124,000 元/kW
運維比例^a	0.7%
折現率^a	5.25%
系統壽命^a	20 年

註：^a數據取自民國 100 年 1 月 5 日「再生能源電能躉購費率審定會 100 年度第 5 次會議紀錄」；我國躉購費率機制係以固定費率收購 20 年，故以此作為系統壽命數據。

另外，要特別注意折現率之定義，再生能源電能躉購費率審定會中所定義的折現率，非單指業者的投資報酬率，而是指計畫投入全部資金之報酬率，實指自有資金與借貸資金的平均報酬率(WACC)，其計算公式如下所示：

$$WACC = R_O \times W_O + R_I \times W_I = R_O \times W_O + (R_O + \beta) \times W_I \\ = (R_f + \alpha) \times W_O + (R_f + \alpha + \beta) \times W_I$$

且 $W_O + W_I = 1$

其中， R_O 為借貸資金利率；

W_O 為借貸資金比例，依典型計劃案例設定為 7 成；

R_I 為自有資金報酬；

W_I 為自有資金比例，依典型計劃案例設定為 3 成；

R_f 為無風險利率，10 年期政府公債殖利率之 99 年度平均值為 1.36%；

α 為信用加碼風險，即銀行對新興投資計劃之融資加碼，採用 2%；

β 為風險溢酬，參考國內外投資案例，採用值 6.177% 作為標竿。

4.5 太陽光電發電間斷供電成本

自然環境變化會影響再生能源的發電調節能力，無法完全替代傳統發電來源，例如，太陽光電將侷限於日照時數變化，具有間斷供電特性。高虎與樊京春 (2010) 為衡量因上述限制而產生的「隱性成本」，提出「再生能源容量抵扣成本」，本研究將之稱為「再生能源間斷供電成本」；他們亦強調再生能源的真實經濟成本需再加上間斷供電成本。舉例來說，2010 年太陽光電發電之容量因數為 10.78 % (根據能源局統計資料計算出)，當燃氣機組發電容量因數為 65% (係通霄電廠新建複循環機組標準)，要以太陽光電替代同等規模的複循環機組發電廠，可計算出其容量可信賴度為 16.58% (等於 10.78%/65%)，其餘 83.42% (等於 1-16.58%) 即為無法替代。依下列公式將無法替代的比例乘上天然氣複循環發電經濟成本 3.66 元/kWh，最後得到以太陽光電發電之間斷供電成本約為 3.0531 元/kWh。詳細計算公式如下：

$$X = C_{\text{gas}} (1 - \gamma / \gamma_c)$$

X—再生能源間斷供電成本

γ —再生能源發電容量因數

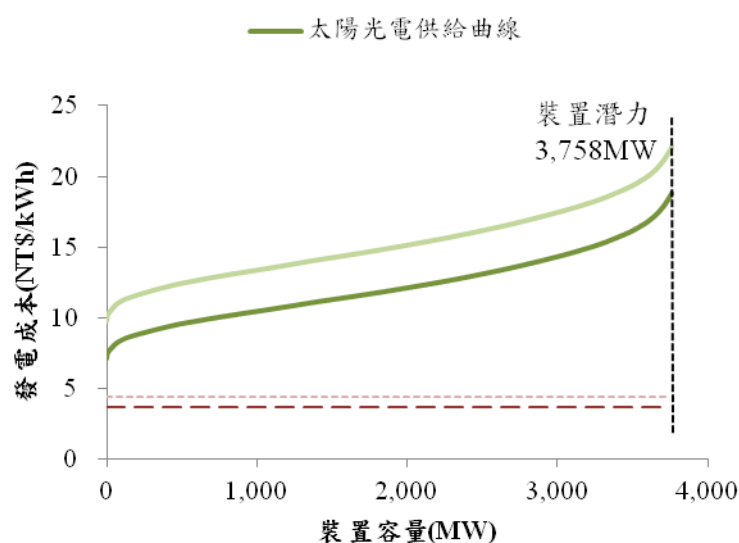
γ_c —台電發電機組容量因數

C_{gas} —台電燃氣發電的經濟成本

依高虎與樊京春 (2010) 想法，太陽光電發電經濟可行性的討論應包含發電成本與間斷供電成本，因此，在比較傳統燃氣發電與太陽光電發電時，可援用間斷供電成本概念呈現太陽光電發電之隱性成本。

五、太陽光電供給曲線

在圖 9 中，Y 座標表示發電成本，X 座標呈現太陽光電的裝置規模。本研究將所有太陽光電項目依開發成本由小開始排序，計算出每一特定發電成本之下的裝置總量後，具體繪製出我國的太陽光電供給曲線。太陽光電供給曲線突顯了我國太陽光電應用市場的發展潛力 3,758MW。也說明了其他條件不變下，當價格上漲，我國民間單位願意投入的裝置總量會隨之成長。以及，圖 9 中的含間斷供電成本之太陽光電供給曲線則表達了我國採用太陽光電發電設備滿足電力需求時須負擔的真實成本，此真實成本係將太陽光電因日照資源不穩定造成之供電間斷特質考慮在內之成本。



註：長虛線為燃氣發電經濟成本 3.66 元/kWh；短虛線為燃氣發電社會成本(即發電經濟成本、直接環境成本、和溫室氣體排放成本的總合)為 4.4 元/kWh。

圖 9 台灣太陽光電供給曲線²⁸

除了繪製我國太陽光電供給曲線，於圖 9 中同時展示替代方案—燃氣發電經濟成本及燃氣發電社會成本，直接呈現太陽光電發電的價格競爭力。圖 9 展現太陽光電發電設備在我國推廣時的困難度在於發電成本遠高於燃氣複循環發電，若政府未提供任何裝置誘因，社會大眾皆不會投入太陽光電發電項目，遑論另外加上太陽光電間斷供電性質所造成的隱性成本。

²⁸我國可利用的太陽能資源可能遠大於本研究的初步估算，但面對現有光電轉換技術水準與高昂的設置成本的侷限，實際能應用的太陽能資源將會受限。本研究初步估算結果可作為優先開發的基礎設置規模，因此，若是大於 3758 MW 以上的推廣容量將會面對更高的發電成本。

即使太陽光電之發電成本是如此高昂，但其技術研發與製程的不斷突破且具有降低溫室氣體排與提高能源自主性等好處，仍有其研究發展與推廣之必要，畢竟太陽光電是近年才開始有較多的廠商投入，有賴政府補貼來帶動技術發展與應用規模。

5.1 太陽光電發電開發潛力評析

台灣太陽光電供給曲線可直接觀察到我國未來真實的、可開發的太陽光電裝置潛力為 3,758MW，與潛在可發電總量是 3,847GWh，若不計成本開發所有太陽光電項目則得年平均發電利用時數 1024 小時，稍低於 100 年度躉購費率計算公式中的 1250 小時，這顯示政府是以太陽能資源豐富地區標準來制訂現行躉購費率。另外，依太陽光電供給曲線可得知，我國太陽光電項目發電成本最高為 18.8292 元/kWh，最低為 7.0942 元/kWh；若加上以裝置容量來估算的間斷供電成本，則我國太陽光電項目發電成本最高為 22.0489 元/kWh，最低為 9.7548 元/kWh。

5.1.1 面積使用率對太陽光電裝置潛力的敏感性分析

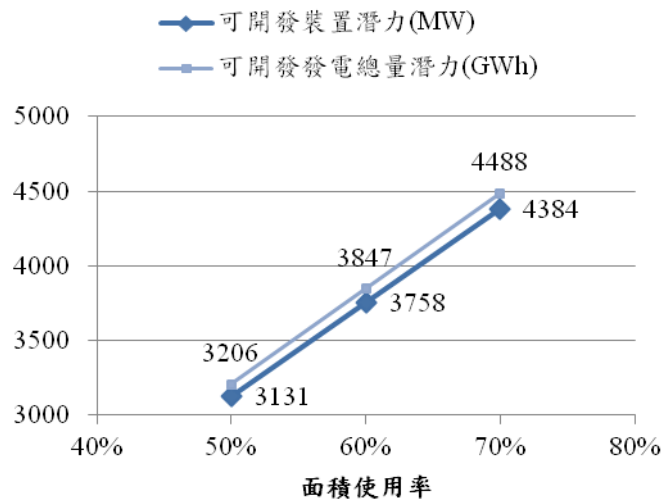


圖 10 面積使用率對太陽光電裝置潛力的敏感性分析

本研究所設定地面層面積的可使用率為 60%，用以評估全國可設置太陽光電設備的土地面積，測算得台灣太陽光電裝置潛力為 3,758MW，有 3,847GWh 可開發發電總量潛力。而屋頂型太陽光電系統的資源潛力取決於可設置建物面積，原則上，當可設置建物面積愈多，我國太陽光電裝置

潛力則愈大；是以為觀察不同的面積可使用率對台灣太陽光電裝置潛力的影響程度，圖 10 分別顯示了 50% 和 70% 的面積使用率的可開發裝置潛力各為 3,131MW、4,384MW，而可開發發電總量潛力各為 3,206GWh、4,488 GWh。觀察二種面積使用率(50%, 70%)測算出的台灣太陽光電裝置潛力，與採用的裝置潛力標準 (3,847MW) 間雖有差異，但差異幅度約 16% (626MW)，應不致於影響本研究後續分析。

我國對太陽光電裝置潛力的評估尚未獲得共識，表 8 列出各研究單位推估結果。其中，Chen et al. (2010) 設定的太陽光電發電系統可設置總面積 582.2 平方公里是本研究的 15.5 倍，估算的台灣太陽光電發電潛力 65TWh/y 是本研究的 16.9 倍。只是在考量現有光電轉換技術水準與高昂的設置成本的侷限下，我國實際能應用開發的太陽能資源將會受限，Chen et al. (2010) 的評估可能太過樂觀。我國研究單位對太陽光電開發潛力的估計則與本研究相對接近，介於 2,855~6,166MW 範圍內。接下來，檢視其他研究單位與本研究評估的太陽光電裝置潛能進行比較，從表 8 中發現本研究評估的開發潛力雖然稍高於能源局估計的 2,855MW，且低於核研所推估的 6,166MW，但與經濟部能源委員會 (1999) 推估 2020 年太陽光電推廣潛力 4,500MW (蔡信行等，2002) 以及台電認為太陽光電可開發容量 4,131MW 相當接近。

表 8 台灣太陽光電資源之開發潛力

研究單位	經濟部能源委員會 ^a	能源局 ^b	台灣電力公司 ^b	核能研究所 ^b	Chen et al.(2010)
開發潛力	4,500 MW	2,855 MW	理論蘊藏量 11,730 MW 可開發容量 4,131 MW	6,166 MW	75GW (65TWh/y)

資料來源：^a轉引蔡信行等(2002)；^b轉引葛復光(2010)

5.2 探討太陽光電具經濟性之條件

太陽光電之發電成本高是世界各國太陽光電應用上遇到的共同困境，故如何提高太陽光電發電成本之價格競爭性是我國面對太陽光電應用必須克服的關鍵問題。因此，本研究接下來就燃氣複循環發電成本、溫室氣體排放成本、折現率、技術進步等四個方向探討太陽光電發電成本具經濟性的條件。

5.2.1 燃氣發電成本對太陽光電發電經濟性的影響

在本研究中，選取與太陽光電發電特質相似的天然氣作為替代方案，圖 9 中以長虛線表示燃氣發電經濟成本 3.66 元/kWh，短虛線為燃氣發電社會成本 4.4 元/kWh；不論是從燃氣發電經濟成本，或是從燃氣發電社會成本的來看，圖 9 直接呈現出所有太陽光電項目的開發成本均高於燃氣發電，顯見太陽光電發電成本相當高且不具有價格競爭性。

天然氣為最乾淨的火力發電燃料，擴大天然氣使用是各國因應溫室氣體減量承諾的重要選項之一，導致未來如何採購到足夠天然氣將成為重要議題。對天然氣進口依存度高達 97% 的台灣而言，雖可藉由簽訂天然氣長約來因應未來需求，但因為天然氣屬耗竭性資源，長期來看，未來天然氣採購價格增長是台灣將面臨的情勢。

從環境永續發展的角度觀察，上揚的天然氣價格會使得燃氣發電經濟成本增加，相對來說，有助於太陽光電發電成本之經濟性提高，反而成為太陽光電應用發展的有利情況。為探討燃氣發電成本如何提升太陽光電發電成本之經濟性，我們進行燃氣發電成本之敏感性分析，如表 9 所示。其中，燃氣複循環發電總成本乃是燃氣複循環發電成本與外部成本之和。

表 9 燃氣發電成本對太陽光電發電經濟性的敏感性分析

燃氣複循環發電成本 設定：3.66 NT\$/kWh	比較基準	太陽光電發電經濟性和經濟總量		
	燃氣複循環發電 總成本(NT\$/kWh)	裝置容量 (MWp)	發電量 (GWh)	平均年發 電時數(h)
上漲 25% 時	5.315	-	-	-
上漲 50% 時	6.230	-	-	-
上漲 75% 時	7.145	0.6	0.931	1552
上漲 100% 時	8.060	52.86	76.536	1448

註：燃氣複循環發電成本依台電 2011 年預算書設定為 3.66 NT\$/kWh，研究估算之燃氣複循環發電外部成本為 0.74 NT\$/kWh，至於燃氣複循環發電總成本係燃氣複循環發電成本與外部成本之和。

燃氣發電成本敏感性的分析結果顯示，在現行太陽光電發電技術下，燃氣複循環發電成本上漲 75%，才有少量的太陽光電發電項目具備經濟性，此時裝置總量達 0.6MWp，太陽光電發電量有 0.931GWh，觀察這些具有發電經濟性的光電項目，平均年發電時數高達 1552 小時。假若燃氣複循環發電成本上漲 100%，具經濟性的裝置總量會上升至 52.86MWp，太陽光電發電量增加到 76.536GWh，平均年發電時數則到 1448 小時。

雖然燃氣發電成本之增長是必然趨勢，然而增漲幅度是否會如此劇烈，又或者燃氣發電成本是否會在短期內上漲如此劇烈，這值得後續再進行討論。不過，表 9 數據突顯出燃氣發電成本在短期內擴大國內太陽光電應用市場規模有其困難度。

5.2.2 溫室氣體排放成本對太陽光電發電經濟性的影響

在第 3 小節裡說明了研究中用來評估太陽光電發電經濟性的標準—燃氣發電社會成本 4.4 元/kWh 為燃氣發電經濟成本、直接環境成本、與溫室氣體排放成本的加總；其中，燃氣發電經濟成本為每度 3.66 元，每度電產生的直接環境成本為 0.0130 元(包含 NO_x 與 SO_x)，以及溫室氣體排放成本計算為 0.7270 元，推知直接環境成本占燃氣發電社會成本比例為 0.30%，溫室氣體排放成本則占 16.52%；觀察前述燃氣發電額外產生之環境外部成本結構，相對直接環境成本而言，溫室氣體排放成本對太陽光電經濟性更具影響力；又面對氣候異常現象頻繁的情況，世界各國首先處理的重點也是溫室氣體減量承諾，顯見溫室氣體排放成本在發展再生能源過程中的重要性。

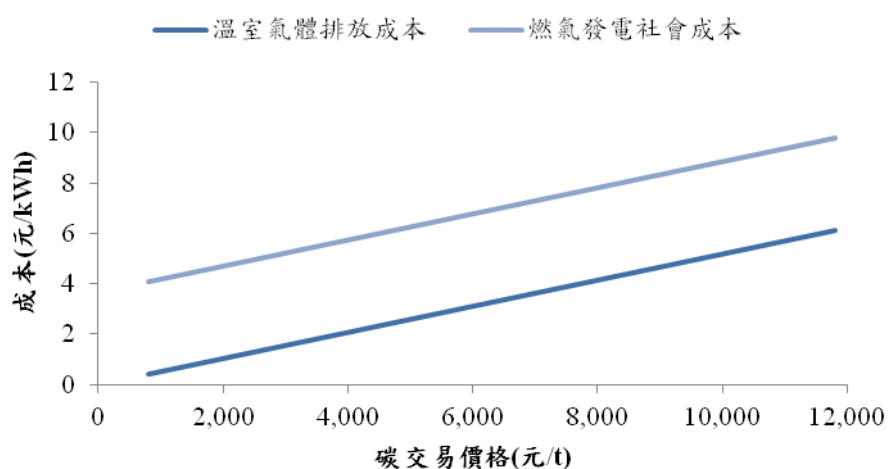


圖 11 碳交易價格對二氧化碳排放成本之影響

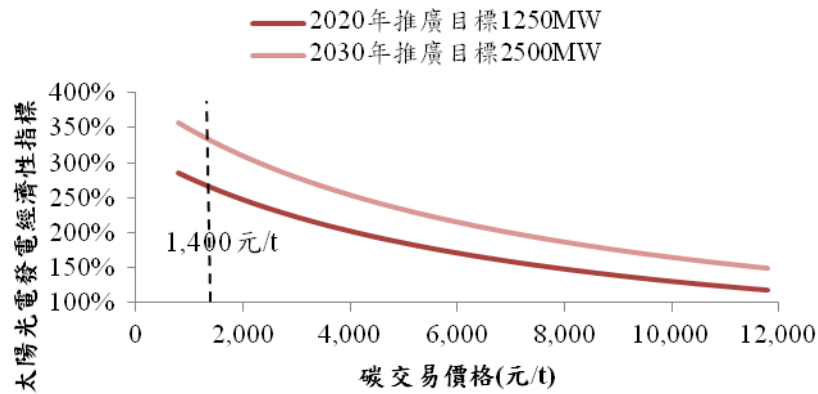


圖 12 碳交易價格對太陽光電發電經濟成本的影響

由於我國未實施碳交易制度，對碳價格並無明確衡量標準，故本研究基礎情境採用梁啟源(2005)所提出二氧化碳單位社會成本 1400.7 元/噸當作碳價格，將乘上天然氣複循環發電技術碳排放係數 0.519 kg/kWh 計算燃氣發電的溫室氣體排放成本。圖 11 顯示當碳價格增加時，溫室氣體排放成本會隨之增加，燃氣發電社會成本也會提高，此時，會降低燃氣發電成本的價格競爭性。如前所述，溫室氣體排放成本對太陽光電經濟性有一定的影響力，因此，本小節接下來探討碳價格變化對太陽光電發電經濟性的影響程度。

圖 12 的 Y 軸為太陽光電發電經濟性指標，在本研究中定義為：太陽光電開發成本除燃氣發電社會成本之值，此值未考慮容量間斷供電成本；若太陽光電發電經濟性指標等於 1 時，表示太陽光電發成本與燃氣發電社會成本等價，若等於 2，說明太陽光電發成本是燃氣發電社會成本的 2 倍。圖 12 分別顯示不同碳交易價格下，達成 2020 年推廣目標、及達成 2030 年推廣目標時的太陽光電發電經濟性指標，我們發現基礎情境時的太陽光電發電經濟性指標大於 2.5，即使在碳交易價格超過 10,000 元/噸，太陽光電發電經濟性指標仍大於 1.5，顯見無法單憑有益於發展整體再生能源產業的碳價格交易制度來達成太陽光電推廣目標政策。

5.2.3 折現率對太陽光電發電經濟性的影響

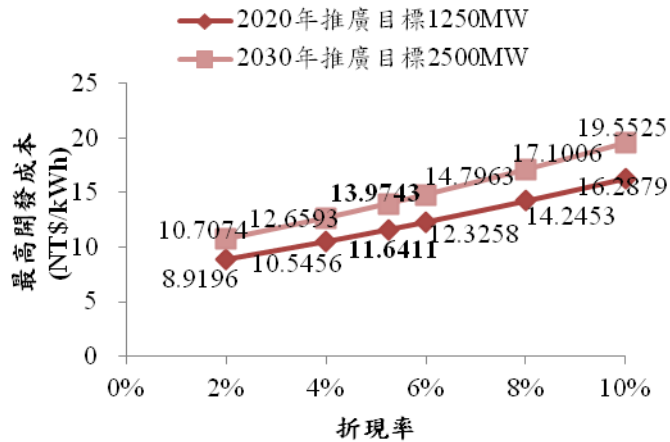


圖 13 折現率對太陽光電發電成本的敏感性分析

折現率是影響發電成本的重要因素，可反映社會大眾對資金機會成本的看法，會直接影響太陽光電發電經濟成本之計算，但裝置容量間斷供電成本不會受到折現率的影響(參 4.5 節計算方式)，故在此小節僅討論折現率對達成裝置目標時太陽光電項目中最高開發成本的敏感性分析，並將結果呈現於圖 13 中。

本研究基礎情境的折現率為 5.25%，達到 2020 年 1,250MW 推廣量的太陽光電項目最高開發成本為 11.6411 元/kWh，達成 2030 年 2,500MW 推廣量的太陽光電項目最高開發成本為 13.9743 元/kWh；當折現率從 5.25% 下降至 2%，達到 2030 年推廣量最高開發成本下降到 10.7074 元/kWh，及達成 2020 年推廣量的最高開發成本降低至 8.9196 元/kWh；當折現率從 5.25% 上升至 10%，達到 2020 年推廣量時之太陽光電項目最高開發成本增加到 16.2879 元/kWh，及達成 2030 年推廣量的最高開發成本上升到 19.5525 元/kWh。

折現率從 5.25% 到 2% 時，太陽光電項目最低開發成本由 7.0942 元/kWh 降至 5.1337 元/kWh，大約下降 2 元；在達成推廣目標下的太陽光電項目最高開發成本則大約下降 4 元；折現率的降低能幫助太陽光電發電成本之價格競爭性的提高，但與燃氣發電社會成本 4.4 元/kWh 比較，處於成長階段的太陽光電發電項目的價格競爭性仍低於燃氣發電，由此可知，僅是以折現率降低來實現太陽光電發電經濟性仍有些許困難度。

即使如此，折現率對發電成本的影響仍不容忽視，愈高的折現率會有愈高昂的開發成本，此時一般大眾更喜歡持有資金，而非設置太陽光電設

備；愈低的折現率愈能加速太陽光電商業化進程，提高太陽光電發電的價格競爭性，若以扶植太陽光電產業發展的角度來看，政府對太陽光電發電應用提供電價補貼，應能降低太陽光電設備投資的折現率、及吸引產業投入研發。

5.2.4 技術進步對太陽光電發電經濟性的影響

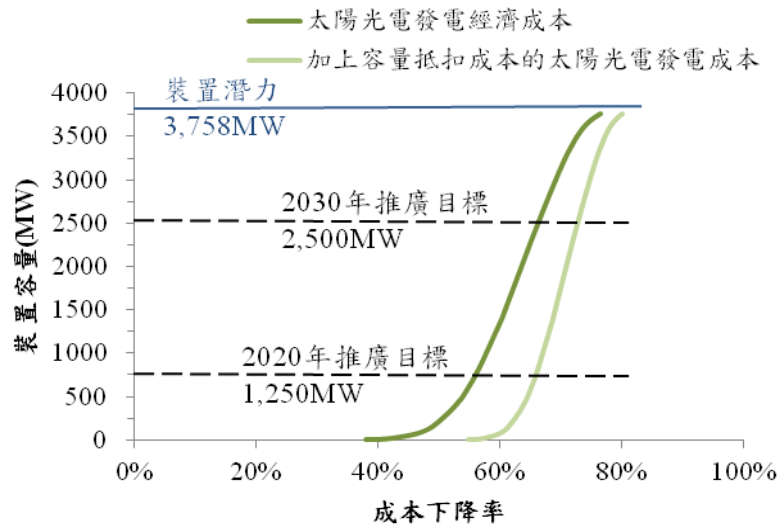


圖 14 太陽光電技術進步對裝置容量的影響

圖 14 反映出當特定累積裝置容量之開發具有價格經濟性的成本下降率要求，也是在表達提高發電成本競爭性時的太陽光電產業技術進步目標；確切來說，當產業技術進步讓設置成本持續下降，使得太陽光電發電成本能與傳統火力火電成本相抗衡時，則太陽光電發電具有價格競爭性。因此，瞭解太陽光電發電經濟成本與本研究替代方案（燃氣發電社會成本 4.4 元/kWh）競爭的成本下降目標，將有助於政府規劃太陽光電產業未來發展方向。另外，從供電穩定性角度來考慮，太陽光電的間斷供電特性無法完全替代同等規模的燃氣發電機組，會造成隱性的發電成本，即高虎與樊京春 (2010) 提及的裝置容量間斷供電成本；因此，為進一步比較容量間斷供電成本對技術進步目標的影響，亦對加上容量間斷供電成本的太陽光電發電成本進行分析。以下分別對太陽光電發電經濟成本、及加上容量間斷供電成本的太陽光電發電成本的技术進步目標描述如下：

- (1) 太陽光電發電開發具有經濟性的技術條件。當太陽光電發電經濟成本下降 37.98% 時（相較於 2020 年），有少許太陽光電項目於低燃氣發電社會成本可進行開發；若要實現 2020 年太陽光電裝置推廣量，太陽光電發電成本須下降達約 59.44%；當太陽光電發電成本下降到 66.37% 時，才能開發足夠的太陽光電發電項目以符合 2030

年推廣容量的要求。

- (2) 考慮太陽光電有間斷供電特性的成本下降要求。觀察加上容量間斷供電成本的太陽光電發電成本，發現太陽光電發電經濟成本下降率須達 54.89%，才有少數太陽光電項目具有經濟性可進行開發；要達成 2020 年太陽光電裝置推廣量目標，太陽光電發電成本至少下降 68.12%；當太陽光電發電成本下降到 72.75% 時的可開發太陽光電發電項目，能滿足 2030 年推廣容量的要求。

在圖 14 中可以發現到隨著裝置容量的提高，讓太陽光電發電經濟成本具備經濟性的技術進步目標，與加入裝置容量間斷供電成本的太陽光電發電成本要求的技術進步目標會愈接近，這顯示了裝置容量間斷供電成本並非太陽光電應用發展的關鍵障礙，相對於高昂的開發成本才是目前太陽光電發電應用市場發展緩慢的主因。以 2020 年太陽光電裝置推廣量目標為例，在不考慮容量間斷供電成本下，太陽光電發電約有 59.44% 的成本下降率能實現；而在考慮容量間斷供電成本時，太陽光電發電的技術目標約要提高 8%，發電成本下降 68.12% 則可達成 2020 年推廣目標；綜合來說，要達成政府 2020 年推廣量目標，我國太陽光電發電成本至少要下降 60%。

值得討論的是，我國是否能單憑技術進步來實現政府推廣目標。對仍處於成長階段的太陽光電產業，未來發電成本可保持逐漸下降的趨勢。根據彭博社旗下研究公司「新能源財務(New Energy Finance)」的估算，2020 年底前大型太陽光電設置成本下降幅度 50%，約降至每瓦 1.45 美元 (陳穎柔, 2011)。以目前太陽光電技術發展情勢來看，我國太陽光電發電技術與國外廠商相比毫不遜色，至 2020 年我國太陽光電產業應有讓成本下降 50% 幅度的技術發展潛力。由此可知，若政府能協助太陽光電產業加速技術發展進程，2020 年政府推廣目標可望順利完成。

5.2.5 太陽光電經濟性分析總結

綜合上述太陽光電經濟性條件的分析，燃氣發電經濟成本和溫室氣體排放成本的變化是影響燃氣發電經濟性的關鍵參數，間接成為影響太陽光電經濟性的條件，所以燃氣發電經濟成本的增長又或是世界各國對溫室氣體排放成本的標準提高會相對增加太陽光電發電經濟性；折現率和技術發展進程則直接影響太陽光電發電經濟性，折現率反映出社會對太陽光電長期價值的看法，技術發展進程是未來太陽光電發電成本下降幅度的重要關鍵，是以愈低的折現率又或是愈大的發電成本下降幅度能增加民眾裝置意願，擴大國內太陽光電應用市場。

具體來說，對尚處於新興發展階段的太陽光電產業，政府長期、穩定的扶植其技術研發有其必要性與重要性。這是因為，太陽光電的發電成本是再生能源中最高的，在再生能源應用中也是發展最困難的，依據上述分

析，若要使太陽光電發電成本有快速下降的可能性，加快國內應用市場腳步，主要關鍵在技術發展進程。另外，政府亦可藉由輔助手段提高太陽光電經濟性，以降低國內太陽光電應用的困難度，例如：創造低折現率的資金運用環境、電價充分反映燃料成本與環境成本、太陽光電電價補貼制度。

5.3 政府政策實現性分析

5.3.1 推廣目標政策與保證收購政策介紹

在半導體產業紮實經驗的傳承與移轉下，我國太陽光電產值目前多集中在中游的太陽電池及模組。為順應全球太陽能光電產業快速成長之態勢，我國政府亦以政策支持上游材料和下游產業（太陽光電系統與各種應用）發展，欲以完整的太陽能產業供應鏈提升產業競爭力。

2009 年經濟部的「綠色能源產業旭昇方案」即是建構台灣未來的低碳能源發展佈局的藍圖。政府於「振興經濟擴大公共建設投資計畫」4 年 5,000 億元中納入 10% 以上的綠色內涵，預期 2015 年創造太陽能光電產業產值 4500 億元。而在擴大產業規模的同時，政府亦計劃擴大內需市場，期許透過正面交互的影響效果，增加台灣太陽光電產業在全球的競爭力。

表 10 台灣再生能源發電裝置容量

單位：MW

	2005	2009	2010	推廣目標			
				2015	2020	2025	2030
水力	1,909.7	1,936.9	1,977.4	2,052	2,112	2,502	2,520
風力	23.9	376.0	477.6	1,016	1,916	2,516	3,156
太陽光電	1	9.5	22	430	1,250	2,000	2,500
生質能及廢棄物	715.6	825.5	825.5	877	954	1,400	1,400
海洋能	-	-	-	1	30	200	600
地熱能	-	-	-	4	66	150	200
氫能燃料電池	-	-	-	7	60	200	500
合計	2,605.2	3,147.9	3,302.5	4,387	6,388	8,968	10,876
太陽光電占比	0.01%	0.3%	0.67%	9.80%	19.57%	22.30%	22.99%
全台總裝置容量	43,162.5	47,976	48,886	-	-	-	-

資料來源：2005 年及 2010/10 裝置容量資料取自經濟部能源局「能源統計月報」；2015 至 2030 之推廣目標取自「行政院新能源發展推動會」第二次會議 (2010)。

註：根據台灣 2011 年 1 月能源統計月報，2005 年全台裝置容量約為 43,162.5MW (含汽電共生)，而截至 99 底，增加至 48,886MW (含汽電共生)。

表 11 民國 100 年度太陽光電發電設備電能躉購費率

分類	級距(kW)	100 年度公告 上限費率(元/ kWh)	99 年度 公告費率(元/kWh)	費率 降幅(%)
屋頂型	≥1 ~ <10	10.3185	11.1883 *	29.34
	≥ 10 ~ < 100	9.1799	12.9722	29.23
	≥ 100 ~ < 500	8.8241		31.98
	≥ 500	7.9701	11.1190	28.32
地面型	無區分	7.3297		34.08

註: *此率費相當於無設備補助 14.6030 元/kWh，1kW 以上未達 10kW 太陽光電 99 年公告再生能源躉購費率另提供 5 萬元/kW 設備補助，100 年則不另提供 5 萬元/kW 設備補助
資料來源：經濟部。

上述之外，2009 年「再生能源發展條例」也提出了 6,500MW ~ 10,000MW 國內再生能源獎勵總量願景，而之後的「99 年度再生能源電能躉購」政策更確立了我國再生能源市場發展的政策支持基礎，開始有效刺激國內再生能源裝置容量的成長。我國再生能源的獎勵裝置容量如表 10 所示，2020 年預計達成 1,250 MW 的太陽光電目標裝置容量；2030 年則規劃達成 2,500 MW 的太陽光電裝置容量目標。

規劃目標高於目前總量，政策誘因足夠與否成為關鍵因素。由於太陽光電的發電效率持續提升，可以預期我國太陽光電裝置成本也會持續下降，未來某一日將能與傳統火力發電成本相抗衡，屆時，我國對太陽能電力需求才有可能呈現跳躍性成長。這說明太陽光電發電成本是我國內需市場發展的關鍵因素，目前我國以「再生能源發展條例」之施行相關辦法具體鼓勵民間設置意願，而其中關鍵之躉購費率即是各國鼓勵太陽光電發展的重要且具體的措施之一 (del R ío & Gual, 2007)。

既然我國太陽光電裝置容量提升的關鍵障礙在於設置成本高於其他類別的再生能源，為誘發一般大眾裝置意願，我國太陽光電躉購費率是其他再生能源類別的 1.5~4 倍。表 11 列舉 99 及 100 年度太陽光電發電電能躉購費率，從中可得知，太陽光電躉購費率較 2010 年下降了三成。這是落實「再生能源發展條例」第 9 條精神，躉購費率應視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，每年檢討或修正之。獎勵政策大幅降低了太陽光電的設置成本，進而提升了太陽光電發電的經濟效益。

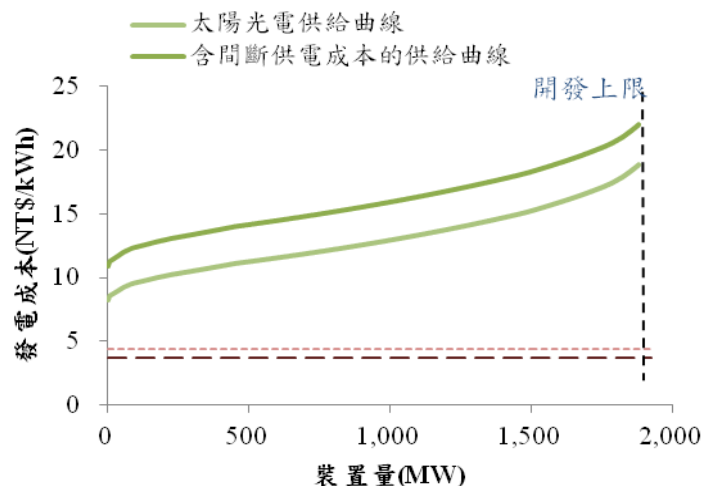
從發展太陽光電發電應用來看，太陽光電的期初每瓦設置成本遠高於

傳統火力發電，高於其他再生能源種類，是應用推廣的一大障礙。然而，太陽光電的運轉維護費相當低廉且不需燃料成本，就生態環境保護與能源自主性的觀點來看，太陽光電系統發展有正面、長期的社會效益。為鼓勵一般民眾主動參與，經濟部依「再生能源發展條例」精神制定太陽光電躉購費率向民間收購，期許以積極的作為讓太陽光電裝置容量推廣目標順利達成。每年重新修訂費率的原因是太陽光電產業近年成本下降相當顯著，政府為保持再生能源政策延續性，對費率的訂定須兼顧太陽光電合理成本及給予太陽光電業者合理利潤。

5.3.2 推廣目標面臨的挑戰與考驗

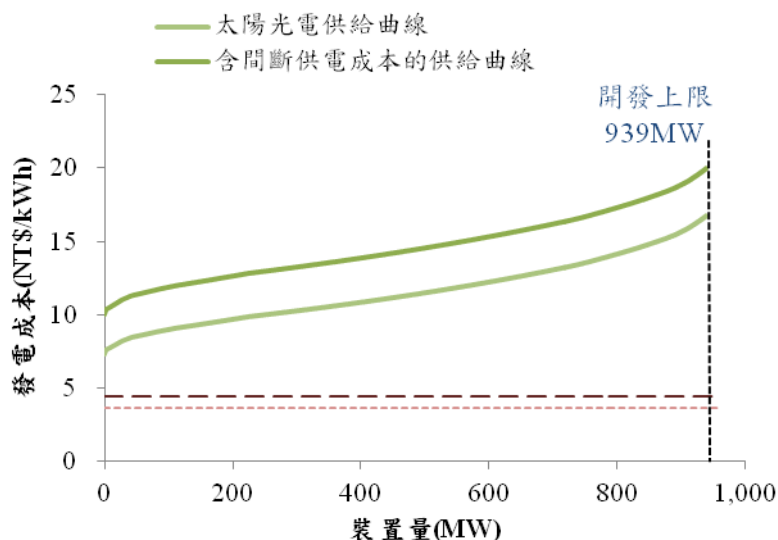
圖 9 是根據所有太陽光電項目計算出我國太陽光電開發潛力，繪製的太陽光電供給曲線並未區分不同容量級距，5.2 節依此探討推廣目標下太陽光電經濟性條件。然而，我國 100 年度太陽光電設備電能躉購費率係對不同容量級距的太陽光電發電提供不同的饋網電價，而以太陽光電可建置面積來言(參表 1)，不同容量級距太陽光電設備亦應有不同的建置比例(第一類、第二類、及第三類容量級距分別為 50%, 25%, 25%，參 4.2 節說明)；因此，本節依各容量級距的太陽光電供給曲線，分析政策實現將面臨的挑戰與考驗。

首先，繪製出第一類、第二類、及第三類容量級距的太陽光電供給曲線。如同圖 9 一樣，圖 15~圖 17 展現了我國不同容量級距的發電成本與開發潛力。從各容量級距的太陽光電供給曲線可知，第一類容量級距的裝置潛力有 1,879MW，發電量潛力有 1,924GWh，太陽光電項目最低開發成本為 8.2627 元/kWh，最高開發成本是 18.8292 元/kWh，加上間斷供電造成的隱性成本的最低發電成本為 10.9193 元/kWh，加上間斷供電成本的最高發電成本是 22.0489 元/kWh；第二類容量級距的裝置潛力各為 939MW，發電量潛力各有 962GW，最低開發成本是 7.3511 元/kWh，最高開發成本是 16.7518 元/kWh，加上間斷供電成本的最低發電成本為 10.0077 元/kWh，加上間斷供電成本的最高發電成本為 19.9715 元/kWh；第三類容量級距的裝置潛力各為 939MW，發電量潛力各有 962GW，最低開發成本是 7.0942 元/kWh，最高開發成本有 16.1022 元/kWh，加上間斷供電成本的最低發電成本是 9.7548 元/kWh，加上間斷供電成本的最高發電成本為 19.3219 元/kWh。



註：長虛線為燃氣發電經濟成本 3.66 元/kWh；短虛線為燃氣發電社會成本(即發電經濟成本、直接環境成本、和溫室氣體排放成本的總合)為 4.4 元/kWh。

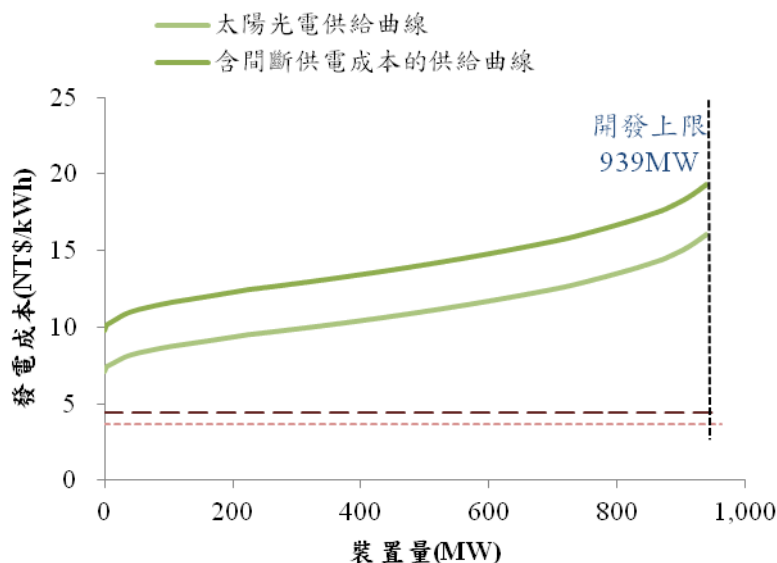
圖 15 第一類容量級距太陽光電供給曲線



註：長虛線為燃氣發電經濟成本 3.66 元/kWh；短虛線為燃氣發電社會成本(即發電經濟成本、直接環境成本、和溫室氣體排放成本的總合)為 4.4 元/kWh。

圖 16 第二類容量級距太陽光電供給曲線

之後，根據 4.2 節的三類太陽光電容量級距建置比例將我國太陽光電推廣目標分配到三類太陽光電容量級距，舉例來說，2020 年太陽光電推廣目標為 1,250MW，第一類太陽光電容量級距將分配到 625MW 的推廣量 (50% 占比)，第二類及第三類的推廣目標各為 312.5MW(25% 占比)，如表 12 所示。



註：長虛線為燃氣發電經濟成本 3.66 元/kWh；短虛線為燃氣發電社會成本(即發電經濟成本、直接環境成本、和溫室氣體排放成本的總合)為 4.4 元/kWh。

圖 17 第三類容量級距太陽光電供給曲線

接下來，可以進一步觀察各容量級距實現政府推廣目標時的開發成本。三類容量級距在達成 2020 年目標的最高開發成本分別為 11.6408 元/kWh、10.3565 元/kWh、9.9549 元/kWh；在實現 2030 年目標的最高開發成本分別為 13.9740 元/kWh、12.4323 元/kWh、11.9089 元/kWh。當太陽光電開發成本能與燃氣發電社會成本等價時，太陽光電則具有市場競爭性，毋須政府扮演扶植角色；然而以上開發成本敘說我國太陽光電應用無法透過自由競爭市場來實現推廣目標的現況，太陽光電要具備經濟性還存在一定挑戰。

表 12 另顯示了達成政府推廣目標下三類容量級距的太陽光電生產成本、環境效益、淨成本，表達以太陽光電產生電力取代燃氣發電時的成本與效益。當實現 2020 年推廣目標，第一類、第二類、及第三類容量級距分別產生 81 億元、36 億元、35 億元的太陽光電生產成本，環境效益(即燃氣發電產生的環境外部成本)各有 6 億元、3 億元、3 億元，淨成本分別為 47 億元、19 億元、18 億元。

太陽光電應用的發展取決於民眾對裝置太陽光電設備的意願，當政府願意承擔太陽光電發電高於燃氣發電價格的成本或太陽光電設備成本大幅下降來提高民眾裝置意願。其中，太陽光電發電高於燃氣發電價格的成本是淨成本，本研究以燃氣發電價格作為評估太陽光電經濟性的標準，故將太陽光電發電生產成本高於燃氣發電社會成本的部分定義為淨成本；另外，太陽光電設備成本大幅下降需依賴太陽光電產業技術發展，在 5.2 節也說明了技術進步是未來太陽光電具備經濟性的關鍵策略，然而實現政府

推廣目標的技術進步目標也相當可觀，政府目前實施躉購費率機制，期以加速國內太陽光電應用發展進度。故以下分別就推廣目標下的太陽光電之成本效益進行分析，同時探討保證收購政策對推廣目標實現性的影響。

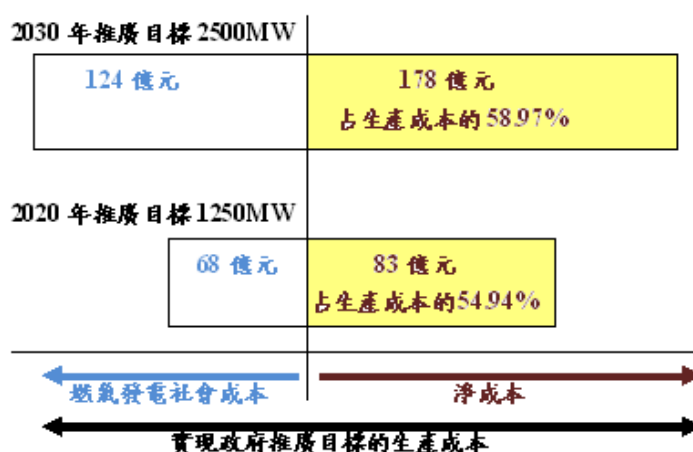
表 12 台灣太陽光電應用潛力與推廣目標實現分析

容量級距	第一類 1~10kW		第二類 10~100kW		第三類 100~500kW	
	裝置潛力 (發電量潛力)	1,879MW (1,924GWh)		939MW (962GWh)		939MW (962GWh)
最低開發成本	8.2627 元/kWh		7.3511 元/kWh		7.0942 元/kWh	
最高開發成本	18.8292 元/kWh		16.7518 元/kWh		16.1022 元/kWh	
加入容量抵扣的 最低發電成本	10.9193 元/kWh		10.0077 元/kWh		9.7548 元/kWh	
加入容量抵扣的 最高發電成本	22.0489 元/kWh		19.9715 元/kWh		19.3219 元/kWh	
目標年	2020	2030	2020	2030	2020	2030
裝置目標分配 (裝置比例)	625 MW (50%)	1,250 MW (50%)	312.5 MW (25%)	625 MW (25%)	312.5 MW (25%)	625 MW (25%)
裝置目標達成之 最高開發成本	11.6408 元/kWh	13.9740 元/kWh	10.3565 元/kWh	12.4323 元/kWh	9.9549 元/kWh	11.9089 元/kWh
裝置目標達成之 加入容量抵扣的 最高發電成本	14.5886 元/kWh	17.0407 元/kWh	13.3043 元/kWh	15.4990 元/kWh	12.9027 元/kWh	14.9375 元/kWh
裝置目標達成之 可開發裝置容量 (發電總量)	627 MW (776 GWh)	1,250 MW (1,409GWh)	313 MW (388 GWh)	625 MW (704 GWh)	313 MW (386 GWh)	625 MW (703 GWh)
生產成本 (單位：百萬元)	8,085	16,127	3,596	7,175	3,452	6,894
容量間斷供電成本 (單位：百萬元)	2,218	4,121	1,109	2,060	1,105	2,058
燃氣發電生產成本 (單位：百萬元)	2,840	5,157	1,420	2,577	1,413	2,573
環境效益 (單位：百萬元)	574	1,042	287	521	285	520
淨成本* (單位：百萬元)	4,671	9,928	1,889	4,077	1,754	3,801
二氧化碳減排量 (單位：萬噸)	40	73	20	37	20	36

註：*淨成本=生產成本-燃氣發電生產成本-環境效益，詳參 2.6 節定義。

5.3.3 推廣目標下之太陽光電發電成本與效益分析

本小節主要討論若太陽光電發電設備成本維持現行水準，實現政府推廣目標下我國太陽光電發電應用之成本與效益為何，同時瞭解實現政府推廣目標時整體社會應共同承擔多少成本。如圖 18 所示，2020 年推廣目標達成時，三類容量級距共需 151 億元的太陽光電生產成本，產生同等規模電量之燃氣發電之社會成本則為 68 億元（其中，燃氣發電產生的環境外部成本為 11 億元），淨成本為 83 億元（約占生產成本 55%）；而達成 2030 年推廣目標需花費 302 億元太陽光電生產成本，燃氣發電社會成本為 124 億元（包含環境外部成本 21 億元），淨成本為 178 億元（約占生產成本 59%）。



註：燃氣發電社會成本=燃氣發電生產成本+環境效益

圖 18 實現太陽光電推廣目標之成本與效益

本研究以淨成本作為評估整體社會在支持太陽光電應用發展時共同承擔的成本依據。如上段所述，淨成本約占生產成本六成，再次說明了太陽光電發電成本是應用發展的主要障礙。緊接著，為具體觀察社會大眾支持太陽光電的應付代價，將淨成本轉換成以電力價格計價的方式呈現。

根據民國 99 年台電長期負載預測 (9908 案)，我國 2020 年供電量預估為 2775.5 億度，將達成 2020 年推廣目標的淨成本 92 億元分攤至 2020 年的供電量，每度電須額外負擔 0.0332 元。由此發現，實現政府太陽光電推廣目標對整體電價的增幅並不大，這是因為太陽光電裝置容量占 (2021 年) 整體電源裝置容量的比例僅有 2.33%，²⁹發電量比例更低到只有 0.56%。

整體看來，實現太陽光電應用應不至對社會大眾造成的沈重的額外負擔；然而發展太陽光電對我國未來溫室氣體減量承諾卻有一定程度的貢

29 依台電公司長期電源開發方案 (9910 案) 預估之 110 年底總裝置容量 5372 萬瓩計算。

獻。如表 12 所示，實現 2020 年太陽光電推廣目標時可減排 80 萬噸二氧化碳，達到 2030 年推廣目標時二氧化碳能減量 146 萬噸（如取代燃煤發電則效果更明顯）。從國家產業結構調整角度，每度電額外支付些許成本將可以增加太陽光電產業的應用實績，提升我國太陽光電產業在世界的競爭力；因此，從環境永續經營的觀點，發展太陽光電則是改善我國能源自主性及降低溫室氣體排放的重要選項之一。

5.3.4 電能躉購政策對推廣目標政策實現性的影響評估

依據「再生能源發展條例」第 9 條，我國經濟部每年公布當年度的太陽光電發電設備電能躉購費率 (Feed-in Tariffs)，今年 (100 年) 太陽光電發電躉購費率，1~10kW 裝置容量級距 (第一類) 的保證收購價格為 10.3185 元/kWh、10~100kW 裝置容量級距 (第二類) 為 9.1799 元/kWh、100~500kW 裝置容量級距 (第三類) 為 8.8241 元/kWh (參表 11)。躉購費率政策是依固定價格保證收購太陽光電發電設備電能 20 年，冀望強化太陽光電產業業者長期投入的信心，進而增強業者的國際競爭力 (Lauber, 2004)。故電能躉購機制提升民眾裝置意願，支持國內太陽光電發電應用市場，提高太陽光電商業化進程，進而緩和產業技術研發壓力。

接下來，將以今年度的饋網電價探討在電能躉購政策的支持下，如何實現我國太陽光電推廣量的產業技術進步目標。要注意的是，為保持再生能源政策的延續性，我國太陽光電躉購費率將每年修訂之，今年 (100 年度) 饋網電價和去年比較即向下調整了三成。隨著技術進步未來保證價格持續下調的情勢應不會改變，故本研究另假定一短期內可能實行的饋網電價，同時進行探討。圖 19 至圖 21 分別呈現保證收購價對應達成政府推廣量的技術進步目標：

就第一類裝置容量級距(1~10kW)來看，

- (1) 當饋網電價為 10.3185 元/kWh 時，太陽光電成本下降達約 11.36% 即可滿足 2020 年推廣目標中 627MW 太陽光電裝置容量的需求；而當太陽光電成本下降達約 26.16% 時，將可滿足 2030 年推廣目標中 1,250MW 太陽光電裝置容量的需求。
- (2) 饋網電價為 8 元/kWh 時，當太陽光電成本下降達約 31.28% 時，可滿足 2020 年推廣目標中 627MW 太陽光電裝置容量的需求；當太陽光電成本下降達約 42.75% 時，即可滿足 2030 年推廣目標中 1,250MW 太陽光電裝置容量的需求。

觀察第二類裝置容量級距(10~100kW)，

- (1) 當饋網電價為 9.1799 元/kWh 時，太陽光電成本下降達約 11.36% 即

可滿足 2020 年推廣目標中 313MW 太陽光電裝置容量的需求；而當太陽光電成本下降達約 26.16% 時，將可滿足 2030 年推廣目標中 625MW 太陽光電裝置容量的需求。

- (2) 饋網電價為 7 元/kWh 時，當太陽光電成本下降達約 32.41% 時，可滿足 2020 年推廣目標中 313MW 太陽光電裝置容量的需求；當太陽光電成本下降達約 43.69% 時，即可滿足 2030 年推廣目標中 625MW 太陽光電裝置容量的需求。

以第三類裝置容量級距(100~500kW)來說，

- (1) 當饋網電價為 8.8241 元/kWh 時，太陽光電成本下降達約 11.36% 即可滿足 2020 年推廣目標中 313MW 太陽光電裝置容量的需求；而當太陽光電成本下降達約 25.90% 時，將可滿足 2030 年推廣目標中 625MW 太陽光電裝置容量的需求。

- (2) 饋網電價為 6 元/kWh 時，當太陽光電成本下降達約 39.73% 時，可滿足 2020 年推廣目標中 313MW 太陽光電裝置容量的需求；當太陽光電成本下降達約 49.62% 時，即可滿足 2030 年推廣目標中 625MW 太陽光電裝置容量的需求。

從圖 19 至圖 21 中，可發現躉購費率政策能實質激勵我國太陽光電內需市場。以 2020 年太陽光電推廣目標為例，當未考慮躉購費率政策時，實現太陽光電推廣目標量，產業技術進步目標約要達到 60% (參 5.2.4 小節)；而在考量今年太陽光電電能保證收購價政策後，達成政府推廣量的成本下降率要求則可降低至 11.36%；圖 19 至圖 21 亦顯示出，當政府實施較低的太陽光電電能收購價格對推廣量實現的技術進步要求為 31~40%。

本研究顯示饋網電價對太陽光電發電設備成本下降要求與產業技術進步目標的影響，愈高的饋網電價將降低民眾的投資疑慮，可以讓國內太陽光電應用市場蓬勃發展，及時完成政府推廣量目標。只是，本研究也發現今年度饋網電價下的技術進步目標 11.36%，遠低於另行設定之饋網電價的技術進步目標(35~43%)，這說明了相對高的保證價格恐不利於產業技術進程，因此，政府視技術進步情勢修訂每年之躉購費率確有其必要性。從另外一個角度來看，如果政府認為太陽光電技術進步可達 35~43%，則降低躉購費率將也可以達到預定的目標。

另外，此小節分析的躉購費率政策與上小節淨成本不同，躉購費率政策是以固定價格保證收購太陽光電電能 20 年，不論太陽光電開發成本為何；淨成本雖然最後同樣由社會大眾共同負擔，但政府補貼的部分為太陽光電項目開發成本與燃氣發電社會成本之差額。就發展太陽光電應用的立場來說，躉購費率政策較具有激勵效果；但以健全政府財政的角度來看，

補貼電價較為適當。

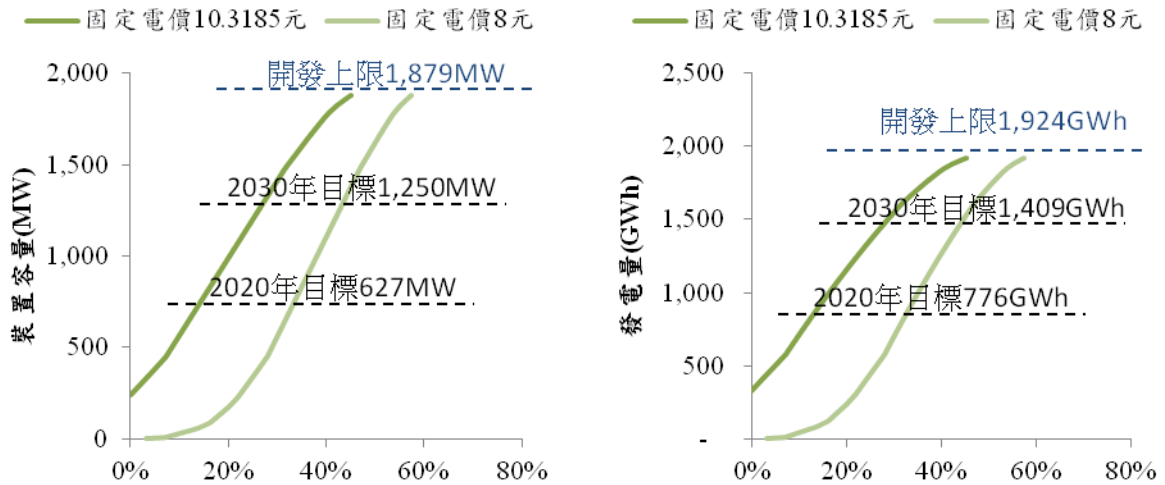


圖 19 太陽光電第一類容量級距電能躉購政策下的技術進步目標

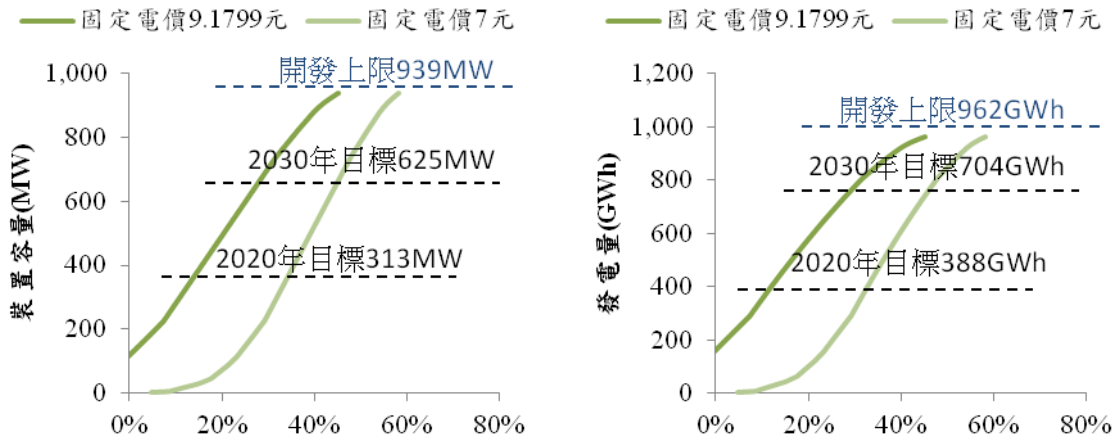


圖 20 太陽光電第二類容量級距電能躉購政策下的技術進步目標

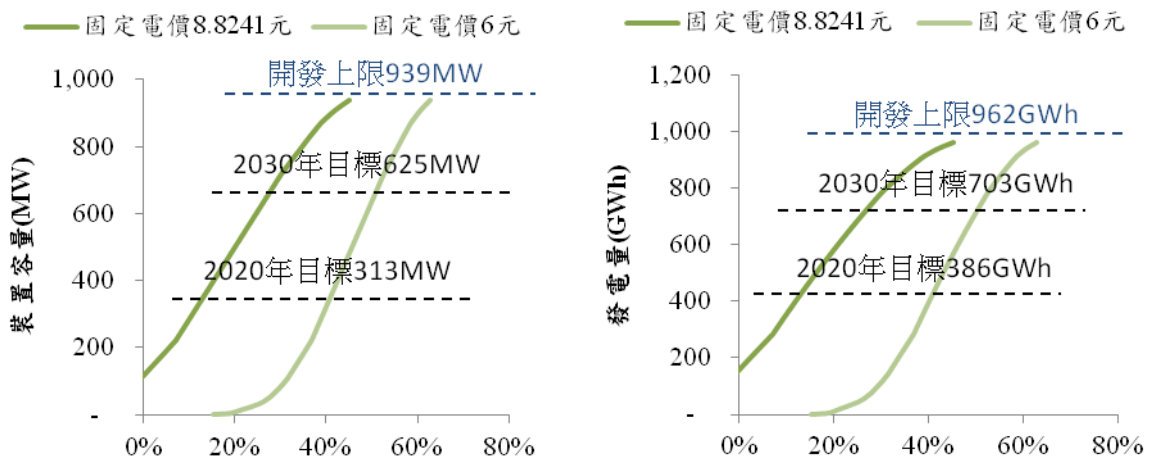


圖 21 太陽光電第三類容量級距電能躉購政策下的技術進步目標

5.4 太陽光電發電項目經濟衡量指標

表 13 整理出所有太陽光電可開發項目的基本資訊及經濟衡量指標。如表所示，第一類裝置容量(1~10kW)的太陽光電發電項目發電成本介於 8.2627~18.8293 NT\$/kWh，第二類裝置容量(10~100kW) 光電項目的發電成本介於 7.3510~16.7516 NT\$/kWh，第三類裝置容量(100~500kW) 光電項目的發電成本介於 7.0933~16.1023 NT\$/kWh。再次突顯了發電成本太高是發展太陽光電發電設備的最大難題，其發電成本約是台電的燃氣發電成本 3.66 NT\$/kWh 的 2~5 倍之多。

表 13 太陽光電發電項目之成本與效益

項目類別 (容量級距)	第一類 (1~10kW)	第二類 (10~100kW)	第三類 (100~500kW)	
單位				
發電時數 ^a	hours/year/kW	1561~ 685	1561~ 685	1555~ 685
容量因數	%	17.82%~ 7.82%	17.82%~ 7.82%	17.75%~ 7.82%
CO ₂ 減排量 ^b	kgCO ₂ /year/kW	894~ 393	894~ 393	891~ 393
發電成本 ^c	NT\$/kWh	8.2627~ 18.8293	7.3510~ 16.7516	7.0933~ 16.1023
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標 ^d				
躉購費率	NT\$/kWh	10.3185	9.1799	8.8241
淨現值	NT\$/kW	39158~ -71138	34837~ -63288	32841~ -60835
內部報酬率	%	8.29%~ -1.66%	8.29%~ -1.66%	8.24%~ -1.66%
益本比		1.27~ 0.51	1.27~ 0.51	1.26~ 0.51
投資回收期	Years	9.61~ 23.95	9.61~ 23.95	9.65~ 23.95
CO ₂ 減量成本	NT\$/tCO ₂	-3588~ 14853	-3192~ 13214	-3021~ 12702
每度電 CO ₂ 減量成本	NT\$/kWh	-2.2984~ 21.6833	-2.0448~ 19.2907	-1.9425~ 18.5430

註：^a為各類太陽光電裝置容量級距之太陽光電項目的年發電時數區間，這是由於設置地點不同之太陽光電設備會因不同區域的日照資源，使得各項目的年發電時數有所差異，表中列出之發電時數為本研究之估算結果。^b本研究以同為尖峰負載的燃氣複循環發電設備作為比較基準 (benchmark)，故此 CO₂ 減排量係讓太陽光電發電替代燃氣複循環發電時每千瓦裝置容量每年可減少之 CO₂ 排放量。^d成本效益之經濟衡量指標說明請參 2.7 節。

太陽光電發電受制於日照時間及氣候因素，本研究估算我國太陽光電發電設備之容量因數約介於 17.82%~7.82%間，其供電穩定性確實低於傳統化石燃氣發電(本研究假定燃氣複循環發電之容量因數為 65%)。即使如

此，為因應氣候調適政策及提高我國能源自主性等策略性目的，推廣太陽光電應用仍有必需性。只是依現行技術水準，發展太陽光電發電項目每千瓦每年約減少 894~393 kgCO₂ 排放量，某些光電項目之 CO₂ 減量程度似乎相對低，所以，接下來以民間投資者角度來觀察再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標。

表 13 中顯示在現行躉購費率政策下，投資者安裝太陽光電發電項目每千瓦每年的淨現值介於 39,158~-71,138 元；內部報酬率介於 8.29%~-1.66%；益本比介於 1.27~0.51；投資回收期介於 9.61~23.95 年；CO₂ 減量成本介於 -3,588~14,853 元間；每度電 CO₂ 減量成本介於 -2.2984~21.6833 元。這些資訊說明部分太陽光電發電設備投資項目淨現值大於 0，內部報酬率大於 5.25%，投資回收期小於 20 年，CO₂ 減量成本為負值(意為安裝民眾有 CO₂ 減量效益)；也就是說現行躉購費率有助於民間投資者加入安裝太陽光電發電設備之行列，但也有部分太陽光電發電項目不具有足夠的投資誘因讓民間投資者願意參與。

台灣太陽光電應用市場之推廣，依據供給法則(law of supply)，係由發電成本(即為每度均化成本)較低之太陽光電發電項目開始設置，隨著累積裝置容量之增加，逐步投資發電成本較高的太陽光電項目(如圖 9 所示)。因此，達成政府目標量之邊際太陽光電發電項目是否具備經濟可行性對評估政府目標之可實現性相當重要。後續敘述中，本研究以「邊際項目(marginal project)」表示達成政府目標裝置容量之所有太陽光電開發項目中擁有最高開發成本的太陽光電發電項目。

在 5.2 節中我們針對可能讓太陽光電發電設備具備經濟性條件之四項參數：燃氣發電成本、二氧化碳排放成本、折現率及技術進步進行敏感性分析，得到關鍵參數為技術進步的結論。只是，技術進步可否左右我國政策目標之經濟可行性?為回答這個問題，將探討技術進步變化對邊際項目的敏感性分析。

技術進步的最終目的是為了讓太陽光電發電成本下降，提高價格競爭力。由於結晶矽太陽能電池的發展技術已趨成熟，若要於近期提升太陽光電之競爭力，降低發電成本，廠商可在現有技術下提高太陽光電發電系統整體轉換效率；又或是改良製程來降低系統設置成本等兩大方向著手努力。因此，本研究將技術進步變化分成兩個類別，一為系統發電轉換效率提升，二為系統設置成本下降。

要特別說明的是，本研究所指的系統轉換效率提升，並非提高太陽能電池轉換效率提升，由於結晶矽太陽能電池轉換技術已趨成熟，目前電池轉換技術之提升日益困難，不過，各廠商仍可朝降低系統轉換損失著手，降低因為系統整合而產生的轉換損失，讓系統轉換效率接近太陽能電池轉

換效率。

而在本研究中，我們以年有效發電時數具體表現系統轉換效率提升的程度。舉例來說，假定太陽光電發電項目的年有效發電時數為 1,250 小時，容量因數是為 14.27%，當廠商降低轉換損失後，讓系統整體發電效率提升 10%，此時，光電項目的年有效發電時數即會提升至 1,375 小時，容量因數則 15.70%；若系統整體發電效率提升 20%，光電項目的年有效發電時數即會提升至 1,500 小時，容量因數為 17.12%；若系統整體發電效率提升 30%，光電項目的年有效發電時數即會提升至 1,625 小時，容量因數為 18.55%；若系統整體發電效率提升 20%，光電項目的年有效發電時數即會提升至 1,750 小時，容量因數為 19.98%。

系統整體轉換效率變化對 2020 年及 2030 年太陽光電目標量之敏感性分析分別呈現在表 14 和表 15。從表 14 可發現，當系統轉換效率提升 20%，三類裝置容量級距的邊際項目容量因數即從 12.65% 提升至 15.18%，第一類裝置容量級距的發電成本從每度電 11.6409 元降至 9.6978 元，第二類裝置容量級距從 10.3564 元降至 8.6277 元，第三類裝置容量級距則從 9.9549 元降至 8.2933 元。而對投資者來說，系統轉換效率提升 20% 時，政府以現行躉購費率回購太陽光電電能，邊際項目將會值得挹注。若電能躉購費率維持不變，提升系統轉換效率 20%，即能達到 2020 年太陽光電政策目標總量 1,250MW。

至於 2030 年太陽光電政策目標總量 2,500MW，則需要系統轉換效率提升 40% 才能實現。如表 15 所述，當系統轉換效率提升 40% 時，三類裝置容量級距的邊際項目容量因數即從 10.54% 提升至 14.75%，第一類裝置容量級距的發電成本從每度電 13.9741 元降至 9.9830 元，第二類裝置容量級距從 12.4321 元降至 8.8815 元，第三類裝置容量級距則從 11.9115 元降至 8.5109 元。

系統期初設置成本是另一個實現光電系統發電成本下降的著力點，系統成本可藉由規模經濟及製程改良來達成。當系統期初設置成本變化對 2020 年及 2030 年太陽光電目標量之敏感性分析展示在表 16 和表 17。由系統成本變化的敏感性分析得知，假設電能躉購費率維持不變，系統期初設置成本下降 20% 可以實現 2020 年太陽光電目標裝置容量 1,250MW；而系統期初設置成本下降 30% 則能達到 2030 年太陽光電目標裝置容量 2,500MW。

當系統期初設置成本下降 20% 時，邊際項目容量因數為 12.65%，第一類裝置容量級距的發電成本從每度電 11.6409 元降至 9.3127 元，第二類裝置容量級距從 10.3564 元降至 8.2851 元，第三類裝置容量級距則從 9.9549 元降至 7.9640 元。當系統期初設置成本下降 30% 時，邊際項目容量因數為

10.54%，第一類裝置容量級距的發電成本從每度電 13.9741 元降至 9.7819 元，第二類裝置容量級距從 12.4321 元降至 8.7025 元，第三類裝置容量級距則從 11.9115 元降至 8.3381 元。

表 14 系統轉換效率變化對 1250MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析
—以邊際項目表示

2020 年目標量 1250MW		系統發電效率提升				
單位	原始	10%	20%	30%	40%	
項目類別：第一類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	1108	1219	1330	1440	1551
容量因數	%	12.65%	13.91%	15.18%	16.44%	17.71%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	635	698	762	825	889
每度均化成本	NT\$/kWh	11.6409	10.5809	9.6978	8.9570	8.3160
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185
淨現值	NT\$	-17878	-3903	10073	23923	37899
內部報酬率	%	3.73%	4.93%	6.07%	7.15%	8.20%
益本比		0.88	0.97	1.07	1.16	1.26
投資回收期	Years	13.92	12.54	11.41	10.47	9.67
CO2 減量成本	NT\$/tCO2	2308	458	-1083	-2376	-3495
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	2.0828	0.3756	-0.8145	-1.6501	-2.2533
項目類別：第二類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	1108	1219	1330	1440	1551
容量因數	%	12.65%	13.91%	15.18%	16.44%	17.71%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	635	698	762	825	889
每度均化成本	NT\$/kWh	10.3564	9.4133	8.6277	7.9686	7.3984
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799
淨現值	NT\$	-15906	-3472	8962	21283	33717
內部報酬率	%	3.73%	4.93%	6.07%	7.15%	8.20%
益本比		0.88	0.97	1.07	1.16	1.26
投資回收期	Years	13.92	12.54	11.41	10.47	9.67
CO2 減量成本	NT\$/tCO2	2053	407	-964	-2114	-3109
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	1.8530	0.3342	-0.7246	-1.4680	-2.0046
項目類別：第三類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	1108	1219	1330	1440	1551
容量因數	%	12.65%	13.91%	15.18%	16.44%	17.71%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	635	698	762	825	889
每度均化成本	NT\$/kWh	9.9549	9.0485	8.2933	7.6598	7.1116
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241
淨現值	NT\$	-15289	-3337	8614	20459	32410
內部報酬率	%	3.73%	4.93%	6.07%	7.15%	8.20%
益本比		0.88	0.97	1.07	1.16	1.26
投資回收期	Years	13.92	12.54	11.41	10.47	9.67
CO2 減量成本	NT\$/tCO2	1974	392	-926	-2032	-2989
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	1.7812	0.3212	-0.6965	-1.4111	-1.9269

註：同表 13。

表 15 系統轉換效率變化對 2500MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析
—以邊際項目表示

2030 年目標量 2500MW		系統發電效率提升				
	單位	原始	10%	20%	30%	40%
項目類別：第一類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	923	1015	1108	1200	1292
容量因素	%	10.54%	11.59%	12.64%	13.70%	14.75%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	529	582	635	688	740
每度均化成本	NT\$/kWh	13.9741	12.7075	11.6409	10.7484	9.9830
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185
淨現值	NT\$	-41172	-29588	-17878	-6295	5289
內部報酬率	%	1.58%	2.68%	3.73%	4.73%	5.68%
益本比		0.72	0.80	0.88	0.96	1.04
投資回收期	Years	17.04	15.33	13.92	12.76	11.77
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	6380	4169	2308	750	-585
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	6.9120	4.1076	2.0828	0.6252	-0.4531
項目類別：第二類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	923	1015	1108	1200	1292
容量因素	%	10.54%	11.59%	12.64%	13.70%	14.75%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	528.879	581.595	634.884	687.6	740.316
每度均化成本	NT\$/kWh	12.4321	11.3053	10.3564	9.5624	8.8815
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799
淨現值	NT\$	-36629	-26323	-15906	-5600	4705
內部報酬率	%	1.58%	2.68%	3.73%	4.73%	5.68%
益本比		0.72	0.80	0.88	0.96	1.04
投資回收期	Years	17.04	15.33	13.92	12.76	11.77
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	5676	3709	2053	667	-521
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	6.1493	3.6544	1.8530	0.5562	-0.4031
項目類別：第三類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	926	1019	1111	1204	1296
容量因素	%	10.57%	11.63%	12.68%	13.74%	14.80%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	531	584	637	690	743
每度均化成本	NT\$/kWh	11.9115	10.8244	9.9281	9.1612	8.5109
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241
淨現值	NT\$	-35209	-25303	-15289	-4952	4953
內部報酬率	%	1.58%	2.68%	3.73%	4.77%	5.72%
益本比		0.72	0.80	0.88	0.96	1.04
投資回收期	Years	17.04	15.33	13.92	12.71	11.73
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	5388	3491	1927	588	-547
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	5.8188	3.4259	1.7342	0.4886	-0.4218

註：同表 13。

表 16 系統成本變化對 1250MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析
—以邊際項目表示

2020 年目標量 1250MW		期初設置成本下降				
單位	原始	10%	20%	30%	40%	
項目類別：第一類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	1108	1108	1108	1108	1108
容量因素	%	12.65%	12.65%	12.65%	12.65%	12.65%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	635	635	635	635	635
每度均化成本	NT\$/kWh	11.6409	10.4768	9.3127	8.1486	6.9845
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185
淨現值	NT\$	-17878	-2140	13599	29337	45076
內部報酬率	%	3.73%	5.05%	6.61%	8.50%	10.86%
益本比		0.88	0.98	1.12	1.29	1.52
投資回收期	Years	13.92	12.41	10.92	9.47	8.04
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	2308	276	-1755	-3787	-5818
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	2.0828	0.2493	-1.5842	-3.4178	-5.2513
項目類別：第二類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	1108	1108	1108	1108	1108
容量因素	%	12.65%	12.65%	12.65%	12.65%	12.65%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	635	635	635	635	635
每度均化成本	NT\$/kWh	10.3564	9.3207	8.2851	7.2495	6.2138
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799
淨現值	NT\$	-15906	-1904	12098	26100	40102
內部報酬率	%	3.73%	5.05%	6.61%	8.50%	10.86%
益本比		0.88	0.98	1.12	1.29	1.52
投資回收期	Years	13.92	12.41	10.92	9.47	8.04
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	2053	246	-1562	-3369	-5176
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	1.8530	0.2218	-1.4094	-3.0406	-4.6719
項目類別：第三類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	1108	1108	1108	1108	1108
容量因素	%	12.65%	12.65%	12.65%	12.65%	12.65%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	635	635	635	635	635
每度均化成本	NT\$/kWh	9.9549	8.9595	7.9640	6.9685	5.9730
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241
淨現值	NT\$	-15289	-1830	11629	25088	38547
內部報酬率	%	3.73%	5.05%	6.61%	8.50%	10.86%
益本比		0.88	0.98	1.12	1.29	1.52
投資回收期	Years	13.92	12.41	10.92	9.47	8.04
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	1974	236	-1501	-3238	-4976
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	1.7812	0.2132	-1.3548	-2.9228	-4.4908

註：同表 13。

表 17 系統成本變化對 2500MW 太陽光電裝置總量之敏感性分析
—以邊際項目表示

2030 年目標量 2500MW		期初設置成本下降				
		原始	10%	20%	30%	40%
項目類別：第一類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	923	923	923	923	923
容量因素	%	10.54%	10.54%	10.54%	10.54%	10.54%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	529	529	529	529	529
每度均化成本	NT\$/kWh	13.9741	12.5767	11.1793	9.7819	8.3845
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185	10.3185
淨現值	NT\$	-41172	-25433	-9695	6044	21783
內部報酬率	%	1.58%	2.80%	4.23%	5.95%	8.08%
益本比		0.72	0.81	0.92	1.06	1.25
投資回收期	Years	17.04	15.16	13.32	11.52	9.76
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	6380	3941	1502	-937	-3375
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	6.9120	4.2697	1.6275	-1.0147	-3.6569
項目類別：第二類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	923	923	923	923	923
容量因素	%	10.54%	10.54%	10.54%	10.54%	10.54%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	529	529	529	529	529
每度均化成本	NT\$/kWh	12.4321	11.1889	9.9457	8.7025	7.4593
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799	9.1799
淨現值	NT\$	-36629	-22627	-8625	5377	19379
內部報酬率	%	1.58%	2.80%	4.23%	5.95%	8.08%
益本比		0.72	0.81	0.92	1.06	1.25
投資回收期	Years	17.04	15.16	13.32	11.52	9.76
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	5676	3506	1336	-833	-3003
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	6.1493	3.7986	1.4480	-0.9027	-3.2534
項目類別：第三類						
邊際項目發電時數	hours/year/kW	926	926	926	926	926
容量因素	%	10.57%	10.57%	10.57%	10.57%	10.57%
CO2 減排量	kgCO2/year/kW	531	529	531	531	531
每度均化成本	NT\$/kWh	11.9115	10.7552	9.5292	8.3381	7.1469
再生能源電能躉購政策下安裝太陽光電發電設備之成本效益指標(每千瓦)						
躉購費率	NT\$/kWh	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241	8.8241
淨現值	NT\$	-35209	-21750	-7967	5492	18951
內部報酬率	%	1.58%	2.80%	4.27%	5.99%	8.13%
益本比		0.72	0.81	0.92	1.06	1.25
投資回收期	Years	17.04	15.16	13.27	11.48	9.73
CO2 減量成本*	NT\$/tCO2	5388	3370	1231	-848	-2927
每度電 CO2 減量成本	NT\$/kWh	5.8188	3.6514	1.3289	-0.9160	-3.1609

註：同表 13。

以上敏感性分析反映出系統整體轉換效率上升與系統期初設置成本下降乃為實現政府目標總量之有效措施。對民間單位來說，系統轉換效率

與系統成本皆能促進光電發電成本大幅降低，再佐以躉購費率政策之支持，民間單位將基於投資效益投入太陽光電應用市場。對政府來說，從提高能源自主性與追求太陽光電發電之減碳效益的角度，應鼓勵光電相關廠商提升系統整體轉換效率，進而提高光電項目容量因數及增加 CO2 減排量。

5.5 推廣目標下的各縣市裝置容量規劃

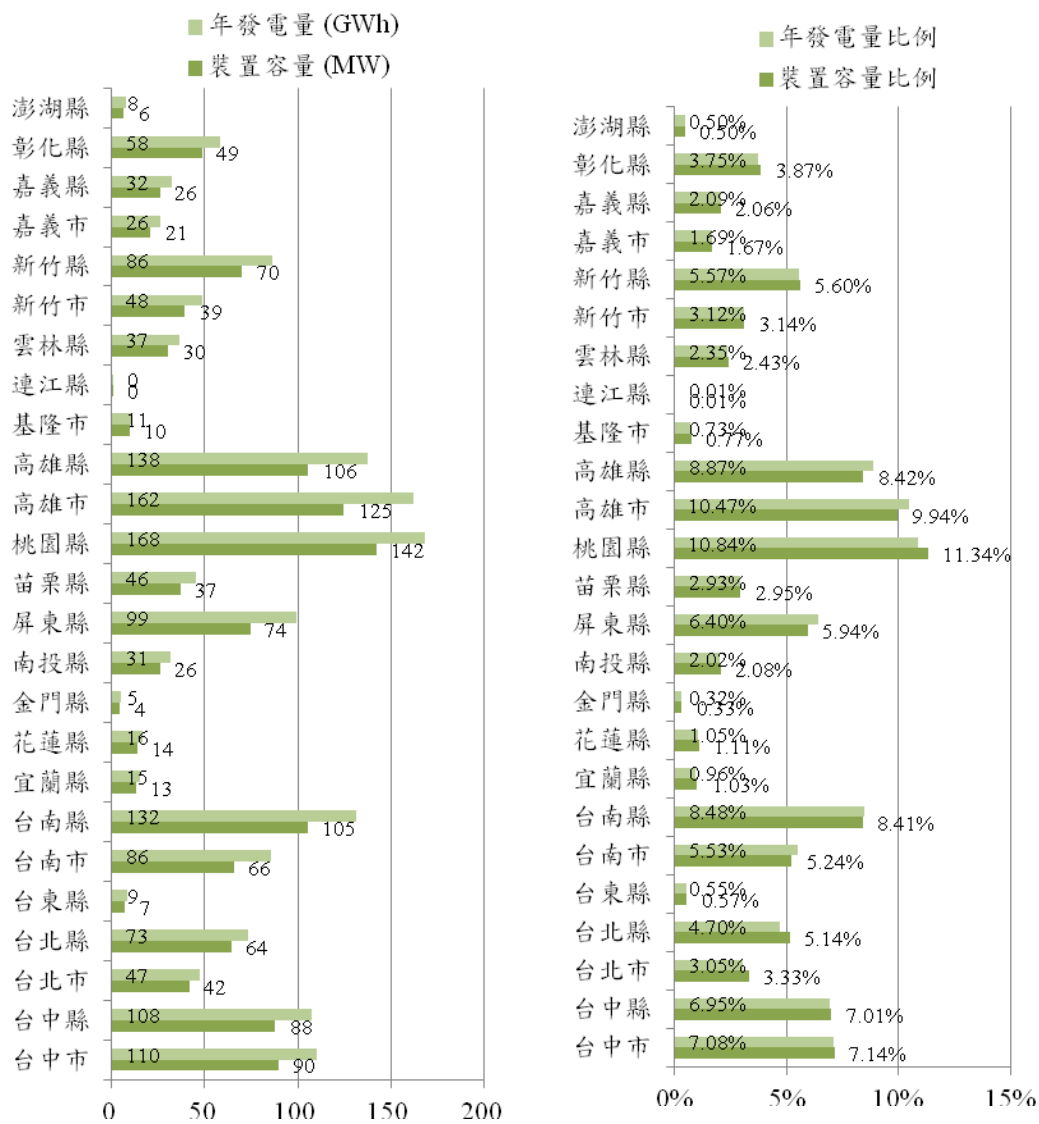


圖 22 目標總量 1250MW 下的各縣市裝置規劃

本研究基於各縣市潛在開發項目評估台灣太陽光電裝置潛力，據以繪製台灣太陽光電供給曲線，故供給曲線可提供政府規劃各縣市容量的參

考。圖 22 列舉出，實現 2020 年推廣目標時建議各縣市開發之裝置容量與其產生的年發電量；並展示裝置容量比例與年發電量比例作為對照。

從表 4 各縣市裝置容量開發潛力來看，台北縣、桃園縣、台中縣、台中市及高縣市等 5 個縣市太陽光電設備可建置面積最多，有 200~590MW 的裝置潛力。其實，太陽光電發電項目的開發次序要考量的是年有效利用時數的高低，從圖 22 可知，台北縣、台中縣及台中市的可建置面積雖廣於大部分縣市，然其發電利用時數偏低(請參表 6)。若以表 6 各縣市的年發電利用時數來觀察，屏東縣與台南市位居第一位，但因其可建置面積偏低，裝置容量潛力僅有 115MW 和 119MW，在 2020 年推廣量目標下，縣市規劃裝置容量為 74MW 及 66MW。

表 18 目標總量 1250MW 規劃下的各縣市裝置比例與發電量比例

縣市	裝置容量比例	年發電量比例	差值	平均發電時數	縣市	裝置容量比例	年發電量比例	差值	平均發電時數
台中市	7.1%	7.0%	-0.07%	1225	桃園縣	11.3%	10.9%	-0.49%	1183
台中縣	7.0%	6.9%	-0.07%	1224	高雄市	10.0%	10.5%	0.52%	1301
台北市	3.3%	3.0%	-0.28%	1134	高雄縣	8.5%	8.9%	0.44%	1301
台北縣	5.1%	4.7%	-0.43%	1134	基隆市	0.8%	0.7%	-0.03%	1182
台東縣	0.6%	0.6%	-0.02%	1197	連江縣	0.0%	0.0%	0.00%	1142
台南市	5.2%	5.5%	0.30%	1306	雲林縣	2.4%	2.3%	-0.08%	1197
台南縣	8.4%	8.5%	0.07%	1246	新竹市	3.1%	3.1%	-0.01%	1231
宜蘭縣	1.0%	0.9%	-0.07%	1152	新竹縣	5.6%	5.6%	-0.03%	1231
花蓮縣	1.1%	1.1%	-0.06%	1175	嘉義市	1.7%	1.7%	0.02%	1254
金門縣	0.3%	0.3%	-0.01%	1201	嘉義縣	2.1%	2.1%	0.03%	1253
南投縣	2.1%	2.0%	-0.07%	1197	彰化縣	3.9%	3.8%	-0.12%	1199
屏東縣	5.9%	6.4%	0.47%	1334	澎湖縣	0.5%	0.5%	0.00%	1236
苗栗縣	3.0%	2.9%	-0.02%	1230	總計	100.0%	100.0%		1237

註：1.差值=年發電量比例-裝置容量比例；利用差值可直接觀察到各縣市太陽能資源，差值愈大，表示該縣市太陽能資源愈豐富。

2.平均發電時數為各縣市裝置規劃總量及其可發電量所計算出來的。舉例來說，目標總量 1250MW 規劃下，分配到台北縣的裝置容量有 64MW，台北縣所有光電項目發電量共有 73GWh，將台北縣總發電量除以裝置容量，得到台北縣光電項目的平均發電時數為 1134 小時。

依裝置容量規劃和年發電量來看，桃園縣可設置 142MW 裝置容量、高雄市有 125MW 裝置容量、高雄縣為 106MW 裝置容量、台南縣有 105MW

裝置容量，這 4 個縣市似乎應為優先開發縣市。但如同上段所述，開發次序應以該縣市開發的太陽光電項目之平均發電利用時數為主要考量；本研究運用圖 22 中年發電量比例和裝置容量比例的差值作為縣市開發次序的參考(參見表 18)。當縣市發電量比例減去縣市裝置容量比例的差值愈大時，代表該縣市的平均發電利用時數愈高；若差值為負，則意指該縣市的平均發電利用時數較低。因此，建議政府推廣太陽光電應用的優先縣市依序為，高雄市、高雄縣、屏東縣、台南市。

六、主要國家太陽光電應用市場與電能躉購政策

6.1 主要國家太陽光電應用市場

從 PIDA 的統計數據得知 2008 年~2010 年世界太陽光電應用市場新增裝置容量達 30,103MW，歐洲、亞洲、北美及世界其他國家各區域的市場份額分別為 78.14%、11.05%、6.20%及 4.61%。一直以來，歐洲都是太陽光電應用市場重鎮，觀察歐洲主要國家的裝置分布(請參圖 23)，其中德國市場以 43.52%的裝置比例位居世界最大太陽光電市場，德國的太陽光電系統裝置容量在 2008 年至 2010 年間新增 13,100MW；西班牙市場與義大利市場則不分軒輊，各有 10.79%及 11.37%的市場份額。

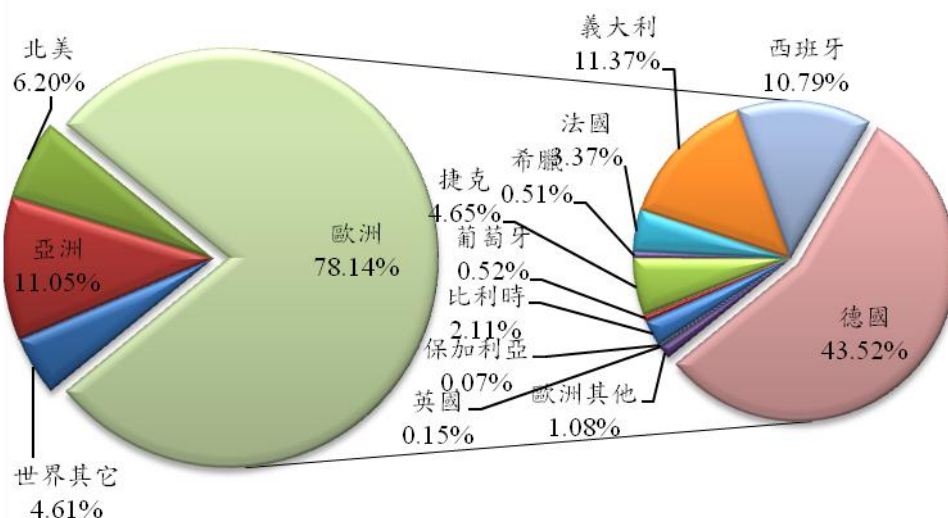


圖 23 2008 年~2010 年世界太陽光電市場份額

資料來源：PIDA(2011)

值得注意的是，西班牙市場於 2008 年時乃為世界第二大太陽光電市場，新增裝置容量為 2,620MW，然而金融風暴的影響及西班牙政府補助政策的改變，導致 2009 年新增裝置容量迅速萎縮至 78MW，因此在經濟態勢不明與政策誘因不足的情況下，即使 2010 年稍微成長至 550MW，未來西班牙的市場比重恐怕很難回復往日榮景；相反的，義大利市場在 2010 年第四季爆發安裝潮，在 2010 年度新增的裝置容量計有 2,370 MW，躍居世界第二大太陽光電市場，該市場量如圖 24 所示。

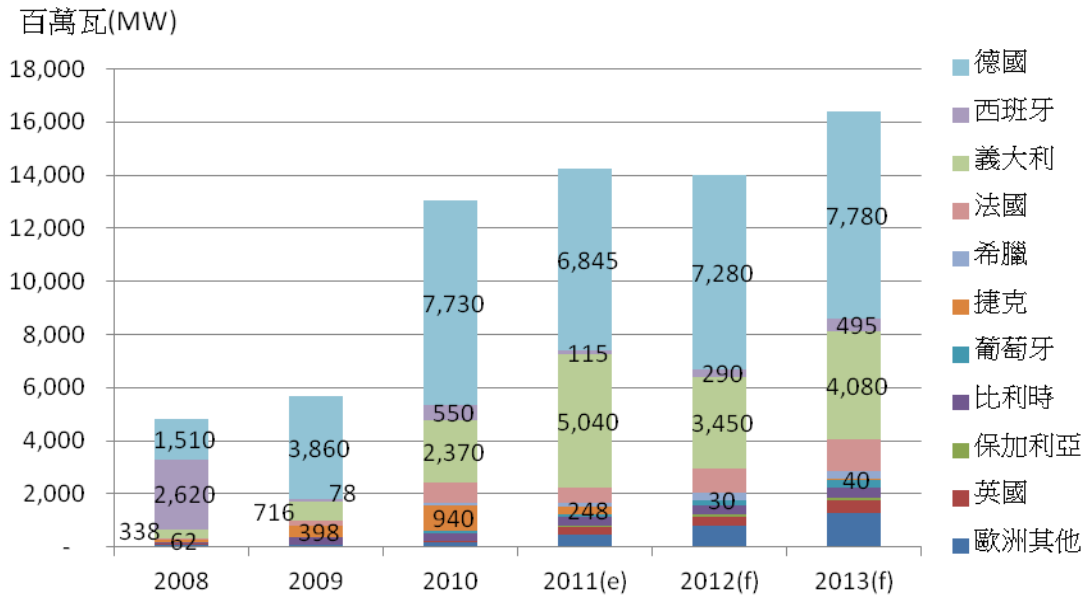


圖 24 歐洲各國太陽光電市場量

資料來源：PIDA(2011)

6.2 主要國家太陽光電電能躉購政策

如前所述，德國、西班牙和義大利為世界主要的太陽光電應用市場所在，這是因為主要國家政府長期以來計劃性的推動太陽光電發展。我國為擴大國內太陽光電系統應用規模，厚植光電產業鏈實力，亦制定再生能源發展條例，規範光電應用發展目標，執行電能躉購政策。

不過，今年度(100 年)饋網電價較去年下降三成，讓社會大眾質疑政府推動決心，因此，接下來將討論我國與主要國家的太陽光電電能躉購政策。本研究將 2011 年住宅部門的電力售價及屋頂型太陽光電饋網電價整理於表 19 中，以及將 2011 年主要國家對太陽光電發電系統補助政策變化則羅列於表 20。

由表 19 可以看出我國電力售價遠低於德國、西班牙、義大利及捷克，這是因為我國電力售價調整須得到政府主管機關核定以保障民生之必

需，而歐洲主要國家的電力價格，是其政府促進電業自由化的結果。觀察 2011 年的電能躉購費率，發現台灣與德國、西班牙、義大利及捷克的實施費率皆相當相近。而觀察 2010 年到 2011 年的電能躉購政策變化，台灣與德國的補助全面下調約 30%；西班牙對屋頂型的補助下調約 5~25%；義大利下調的程度為 3~7%；捷克則是將饋網電價下調約 30%、對電廠課稅 26%(追溯原則)及取消電廠補助。

有趣的是，主要國家補助政策變化很明顯的反映在其 2010 年及 2011 年的市場量上(如圖 24 所示)。由於 2011 年太陽光電系統成本平均較 2010 年低了約三成，德國對太陽光電全面下調補助三成讓 2010 年的新增裝置容量 7,730MW 稍微下降到 2011 年的 6,845MW；西班牙的補助下調也讓 2011 年新增裝置容量的 115MW 稍低於 2010 年的 550MW；由於義大利補助下調幅度低於成本下降幅度，反而使得 2011 年增加至 5,040MW，與 2010 年 2,370MW 相較，新增裝置容量成長一倍有餘；而捷克政府除了下調饋網電價外，還對電廠課稅 26%(追溯原則)及取消電廠補助，這使得新增裝置容量從 2010 年 940MW 降至 2011 年的 248MW，造成捷克光電應用市場量頓時萎縮約 75%。

根據表 19 及表 20 得知，我國太陽光電設備電能躉購政策與歐洲主要國家差異不大。但就政府財務負擔層面來看，我國政府為推展太陽光電應用所需要的補貼支出遠大於歐洲主要國家。這歸因於住宅部門電力售價與太陽光電饋網電價的差異，以德國為例，德國 2011 年實施費率與其電力售價相差無幾，消費者兼投資者僅會將多餘電力賣給電業；但就我國情況，投資者會將光電設備產生的電能全部賣給台電，自身消費電量則以較便宜的住宅部門電價來購買。

因此，我國擴大太陽光電應用規模的路途上，政府需要許多配套措施，例如：電力價格合理化、課徵能源稅等。對企圖扶植光電產業的政府而言，電價合理化及能源稅徵收能源大幅減輕財政負擔，也可縮小電力價格和光電饋網電價的差距，提高消費者使用再生能源的誘因。

表 19 台灣與主要國家之太陽光電饋網電價






單位：NT\$/kWh

	2011 年住宅部門 電力售價	屋頂型太陽光電饋網電價	
		2010 年實施費率	2011 年實施費率
台灣	2.76	11.1190~12.9722	7.9701~10.3185
德國	10.2951~10.9511	11.89~22.55	8.8396~11.7834
西班牙	7.5399~8.2533	13.12~13.94	8.364~11.849
義大利	8.3681~10.5288	14.76~18.04	8.159~12.218
捷克	4.9692~5.9901	18.655	12.464

註：歐元匯率轉換基準為 1€ = 41NT\$。

資料來源：2011 年住宅部門電力售價為使用者價格(含稅)，台灣數據來自台灣電力公司網站資訊；德國、西班牙、義大利及捷克為 2011 年 6 月電力售價，取自 EEP 網站資訊。2010 年屋頂型太陽光電饋網電價，台灣數據來自經濟部能源局，歐洲四國數據取自 EEP 網站資訊。2011 年屋頂型太陽光電饋網電價，台灣數據來自經濟部能源局，德國數據為 PIDA(2011)收集，西班牙數據是依西班牙法令 Royal Decree 1565/2010 (IEA, 2011)整理，義大利數據及捷克數據取自 PV-Tech(2011)網站之費率觀察(Tariff Watch)。

表 20 2011 年主要國家對太陽光電發電系統補助政策變化

國家	變化	2011 年第一階段收購電價下調情形
台灣		補助全面下調 30% 採競標制
德國		補助全面下調 13% 7 月可能再調降 15%
西班牙		地面型補助下調 45%。 屋頂型 20kW 以下調降 5%，超過 20kW 調降 25%。
義大利		1 月屋頂型與地面型下調 3~7%，BIPV 下調 7~12%。 6 月修正調降補助，新調降政策大幅轉向，設定下半年 5 億 8000 萬。 歐元安裝補助，且每個月下調補貼，詳細政策仍待公布。
捷克		對電廠課稅 26%(追溯原則)。 取消電廠補助。

註：2011 年有許多國家下調了太陽光電發電系統補助政策，為直接觀察其變化影響程度，表中以「箭頭」表達相對變化幅度，傾斜角度愈大代表變化愈強烈。表中呈現出，變化最劇烈者為捷克，其次為台灣、西班牙，再其次為德國、義大利。

資料來源：PIDA(2011)

6.3 太陽光電全球市場潛力

6.3.1 國內市場潛力

就國內市場潛力來看，本研究設算台灣目前屋頂型太陽光電發電設備的裝置潛力約為 3,758MW (如表 12)，此結果係依內政部近十年新建建物面積為計算基準，故此結果係一審慎估算結果。雖台灣屋頂型太陽光電裝置潛力有 3,758MW，然而國內每年的市場規模將視政府補貼政策而定，若政策的施行能有效的達成目前所設定的裝置容量推廣目標 (如表 10)，以各區間平均市場規模來看，2011~2015 年平均年市場規模約為 81.6MW/yr，2016~2020 年約 164MW/yr、2020~2025 約 150MW/yr，而 2025~2030 則僅 100MW/yr。就全球市場的規模來看，台灣的市場占比相當低，主要也是因為台灣地幅限制的關係，以台灣目前產能來看，現已無法依靠內需市場來推動產業發展。

理論上，台灣太陽光電應用潛力可能遠大於 3,758MW，除了因上述潛力的評估未考慮地面型太陽光電外，另外也因台灣未來可善用太陽光電發電提升我國能源自主性，同時也為二氧化碳減量貢獻一分心力。但現在最重要的疑問是：當太陽光電發電量的電力占比提升時，社會大眾願意付出多大的代價？國內太陽光電應用市場的擴展，除了思考社會大眾必須負擔相對高的電力售價之外，尚須面對可能沒有日照資源而產生的供電間斷情況。也就是說，除了電力售價提高外，考驗社會大眾對限電可以有多高的容忍程度？因此，基於太陽光電的發展侷限與供電穩定性問題，除了發展潛力之外，台灣如何循序漸進發展太陽光電發電設施是為一值得探討的重要議題。

6.3.2 全球市場潛力

在國際市場潛力方面，短期來看，根據 PIDA(2011)的預估，如圖 25 所示，2013 年全球太陽光電的需求量將由 2010 年的 16,716MW 倍增至 33,299MW，其中歐洲仍是主要的裝機國家，而亞洲則因中國及印度市場的快速掘起，使得亞洲的市場規模將持續領先北美為全球第二大市場。然而由於目前市場供需嚴重失衡，使得太陽光電價格大幅滑落，如圖 26 所示，2010 年全球的產量約為 27,183MW，遠遠超出市場需求量，而主要則因為中國大陸在過去幾年內憑藉著廣大的幅員及廉價的勞動力不斷的擴

充產能，使得中國成為全球最大生產國，同時也嚴重壓縮各國廠商的利潤，其產量幾乎占全球總產量的 48%，然而全球在 2010 年的產能利用率也不過才 71.8% (全球產能約 27,184MW)。

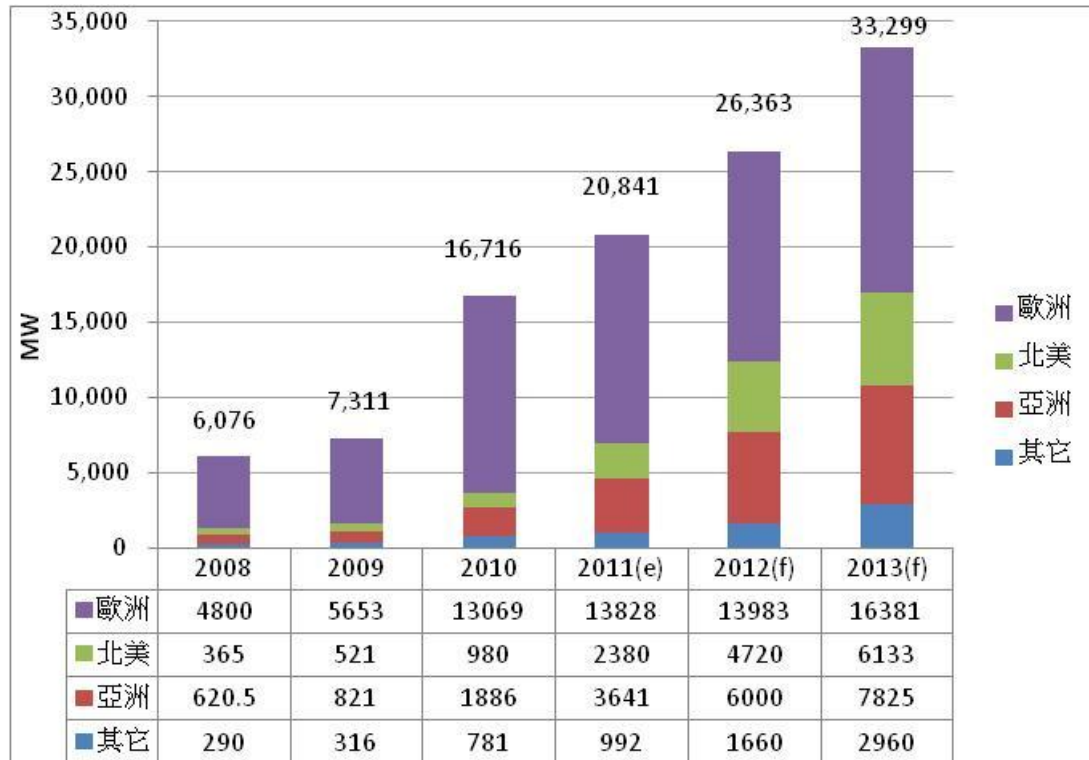


圖 25 全球太陽光電市場需求量

資料來源：PIDA(2011)

另外，台灣的產量在 2010 年超越德國、美國及日本成為全球第二大生產國，約占全球產量的 14.2%，德國為第三 (11.5%)，日本第四 (9%)，美國產量則為第五(8%)，全球前五大生產國的產量占總產量的 90.5%。然而受到中國低成本的競爭，使得台灣及美國的產能利用率分別僅 62.6%與 59%，然而德國及日本的產能利用率尚有 83%及 91.5%的高水準。

就圖 25 來看，2013 年全球太陽光電市場較 2010 年將成長近 1 倍，而根據 PIDA (2011)的估計，產值則將由值將由 2010 年的 1,540 億美元來到 2013 年的 2,251 億美元(含矽材、太陽能電池、電池模組、太陽光電系統)，約僅成長 46%，一來因為現階段各國廠商產能利用率不高，因此廠商未來幾年仍將以提高產能利用率及消耗庫存為主，二來則因為近年太陽光電技術不斷提高而使得價格逐年大幅度的下降。

若就短期來看，若台灣能持續保有技術優勢並占有全球 14%的產量，

則以 2013 年的 33,299MW 預估需求量來看，產量將提升至 4,662MW。

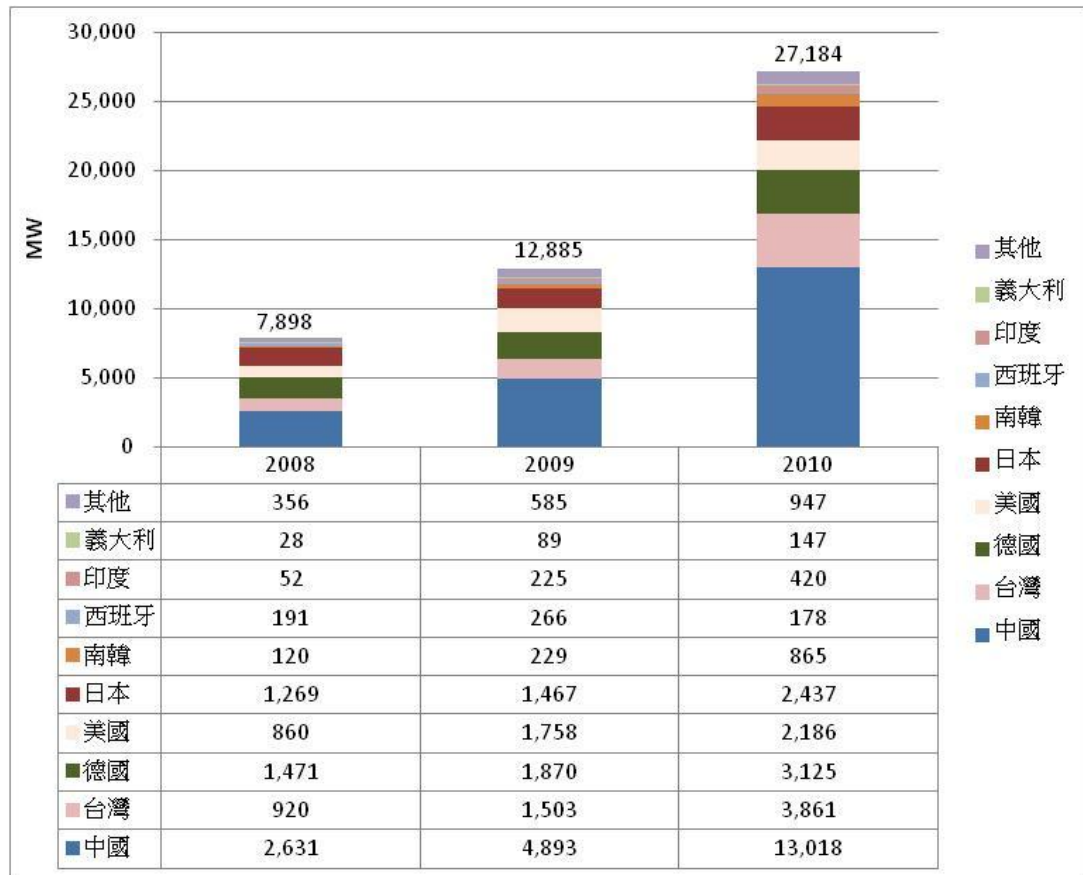


圖 26 全球太陽能電池主要國家產量

資料來源：PIDA(2011)

長期來看，根據 IEA(2010)的預估，如下表 21 所示，2020 年全球太陽光電累積裝置容量約可達到 200GW，每年市場需求也將增加到 34GW，至 2030 年市場潛力更可達到每年 105GW 的需求量，並預估至 2050 年全球將有 11%的電力來自太陽光電，而累積裝置容量則可達到 3000GW。此外，日本太陽光發電協會 (JPEA) 的預估更是較 IEA (2010) 樂觀許多，預估 2015 年全球市場規模約 24GW，2020 增加至 60GW，2025 再倍增至 109GW，2030 市場規模將達到 200GW，此外，日本品牌的市場占有率也將由 2015 年的 22%逐年提高到 2030 年的 33%。

表 21 全球太陽光電裝置容量、市場潛力及其成本預估

	2010	2020	2030	2040	2050
累積裝置 容量	27GW	200GW	900GW	2,000GW	3,000GW
市場潛力	7 GW/yr	34GW/yr	105 GW/yr	127GW/yr	141GW/yr
發電占比	0.2%	1%	5%	9%	11%
設備成本	USD 4,000/kW	USD 1,800/kW	USD 1,200/kW		USD 800/kW
發電成本	USD 240/MWh	USD 105/MWh	USD 70/MWh		USD 45/MWh

資料來源：IEA (2010), Solar PV roadmap targets。

七、太陽光電發電系統成本結構與電池技術

7.1 太陽光電發電系統成本結構

PIDA(2011)認為目前太陽光發電系統成本結構中，太陽能電池模組(PV Module)約占 50% 成本，太陽能轉換器(PV Inverter)占約 7%，系統整合占 43%。近年來，中國積極投入光電產業，故於表 22 中呈現中國的太陽光發電系統成本結構，數據來自 2011 年中國及海外太陽能光伏產業發展報告統計，中國太陽光電每千瓦的投資總成本為 1.9 萬元人民幣，其中，太陽能電池模組 1.09 萬元人民幣/kW，占總投資成本 60% 左右。

表 22 中國的太陽光電發電投資成本結構

裝置容量 1kW	投資(萬元人民幣/kW)	成本結構
前期費用、工程設計等	0.20	10.5%
太陽能電池模組	1.09	57.4%
電力轉換器	0.20	10.5%
配電測量及電纜等	0.10	5.3%
設備運輸	0.08	4.2%
安裝調試&入網檢驗	0.23	12.1%
合計	1.90	

資料來源：2011 年中國及海外太陽能光伏產業發展報告

另外，工研院 IEK 亦對世界的太陽光電系統成本結構進行分析，其分析結果列於表 23，太陽能電池模組(PV Module)約占 30~50% 成本，太陽能轉換器(PV Inverter)占約 6~8%，系統整合占 25~50%。綜合來說，在各階段產業鏈中，太陽光電系統成本結構以太陽光電模組為最大部分。

表 23 世界的太陽光電發電投資成本結構

裝置容量 1kW		成本結構
矽晶太陽光電系統 163,200~329,600 元 平均 214,400 元	矽晶太陽能電池模組	35~50%
	電力轉換器	6~8%
	其他 BOS 組件(支架、電纜、蓄電池)	5~10%
	安裝工程費用	10~15%
	設計/工程規劃/財務融資/維護	10~25%

資料來源：工研院 IEK(2009)

7.2 太陽能電池技術

2010 年仍以結晶矽太陽能電池維持主流地位，市占率 87.1%，其中包含多晶矽 52.9%、單晶矽 33.2%、帶狀矽 1.3%；薄膜太陽能電池產量位居第二，涵蓋碲化鎘(CdTe)、矽薄膜(a-Si/ μ c-Si)、銅銦鎳硒(CIGS)，市占率分別為 5.3%、5.0%、1.6%，該電池技術分布請見圖 27。

在應用市場上，太陽能電池仍以結晶矽為主，約占 90%。至於薄膜太陽能電池是被公認為未來太陽電池主要發展方向之一，特色是省材料、低能耗、便於大面積連續生產、原材料豐富、無毒、無污染(高虎與趙勇強，2011)。雖然薄膜太陽能電池的發展有上述之競爭優勢，但近年以來結晶型太陽光電模組價格大幅下滑，壓縮了薄膜太陽光電模組的市場空間，短期內，結晶型太陽光電系統仍是市場主流，這是本研究選擇結晶矽太陽能技術為探討對象的理由。

太陽能電池技術路徑圖如圖 28 所示。技術效率上目前以 III-V 族晶圓為基板之 GaAs (砷化鎵)、InGaP/ InGaAs 等材料之效率最高 (Green et al., 2011)。目前研發趨勢主要著重於第三代太陽能電池，主要利用不同於單矽或 III-V 族半導體產電原理的發電技術，如染料敏化太陽電池 (Dye-Sensitized Solar cell)，也被稱為有機太陽電池。

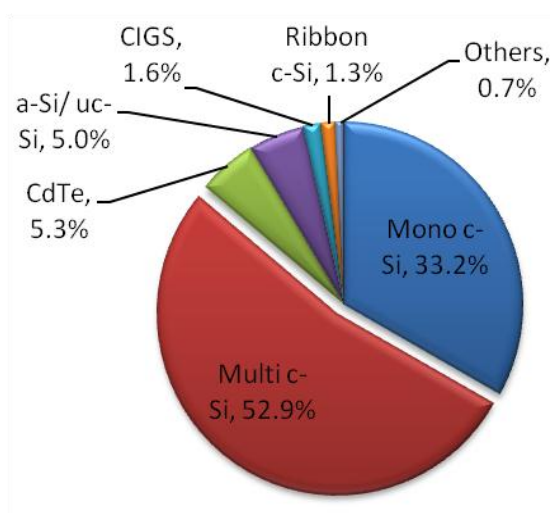


圖 27 2010 年全球太陽能電池產量之技術分布比重

資料來源：PIDA(2011)

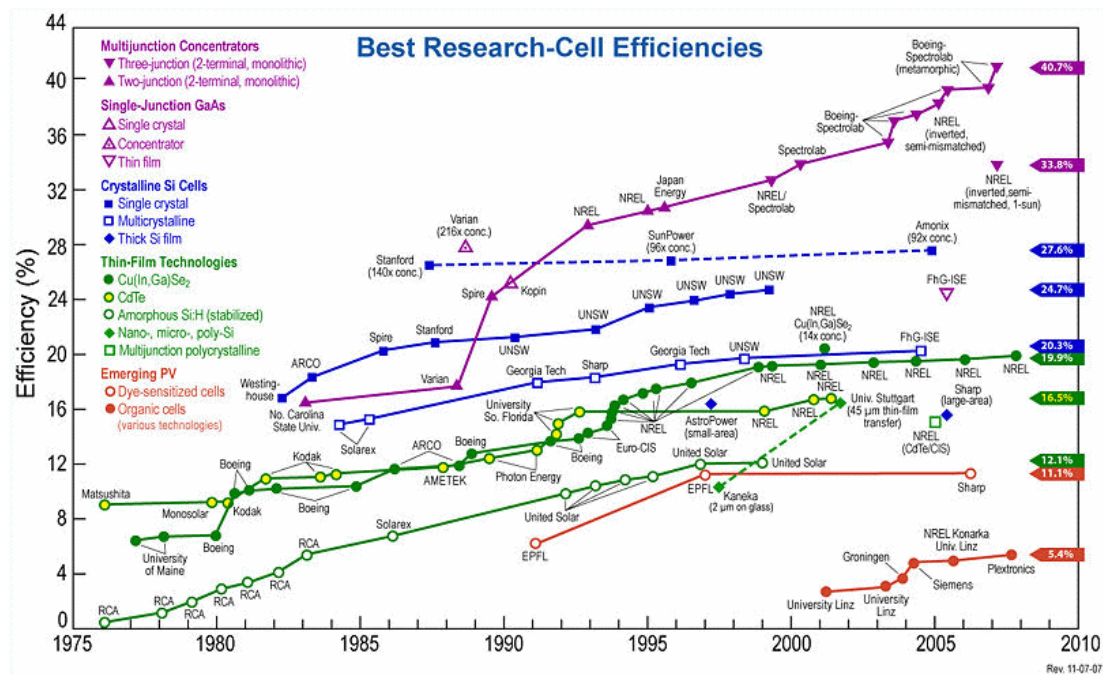


圖 28 太陽能電池技術路徑圖

資料來源：National Renewable Energy Laboratory (USA), 2008/04

八、結論與建議

建立低碳社會、改善用電的能源供給結構是全世界的潮流，而日本地震及核災效應更刺激了民眾對再生能源產業的關心。我國「再生能源發展條例」為推廣再生能源利用及帶動綠能產業發展，訂定了推廣目標及躉購費率機制，期以多元化、長期穩定、可負擔的方式建立低碳社會。太陽光電是我國建立低碳社會的重要選項之一。為探討我國未來的太陽光電開發潛力，評估現行政策之適當性，本研究建立太陽光電供給曲線，藉以評估我國未來太陽光電發展的經濟可行性。

本研究利用太陽光電供給曲線來說明了我國真實的、可開發的裝置容量潛力有 3,758MW，所以我國現行的太陽光電推廣總量目標(2020 年為 1,250MW，2030 年為 2,500MW)尚屬合理開發範圍內；從供給曲線得知，太陽光電發電的經濟性當前很難透過自由競爭市場的運作來達成，所以太陽光電項目開發成本高是政府在推廣太陽光電應用上遇到的最大障礙，文中闡述影響我國太陽光電發電具備經濟性的四個條件：燃氣發電經濟成本、溫室氣體排放成本、折現率與技術進步(意同發電成本下降)；其中，技術進步是主要關鍵。

技術進步可透過兩個層面來達成，經由轉換效率提高可使得發電成本下降，或是藉由完整產業鏈之整合降低系統期初設置成本。5.4 節的敏感

性分析證實了系統整體轉換效率上升與系統期初設置成本下降乃為實現政府目標總量之有效措施。對民間單位來說，系統轉換效率與系統成本皆能促進光電發電成本大幅降低，再佐以躉購費率政策之支持，民間單位將基於投資效益投入太陽光電應用市場。對政府來說，從提高能源自主性與追求太陽光電發電之減碳效益的角度，應鼓勵光電相關廠商提升系統整體轉換效率，進而提高光電項目容量因數及增加 CO2 減排量。

研究發現我國實現推廣目標面臨最大問題即是太陽光電項目的開發成本比燃氣發電成本相對高出許多，導致民眾設置意願低落，文中顯示我國現行躉購費率政策對太陽光電推廣目標政策實現的確有莫大助益；不過，過高的收購價格不但可能造成國家財政負擔、民眾無效率安裝、甚至造成產業技術提升意願低落。基於此，躉購費率之制訂必須審慎考量，經過嚴謹的量化評估，每年政府部門應掌握太陽光電產業發展進程，以裝置目標達成度來檢討修正躉購費率。

由於我國的太陽光電供給曲線是基於各縣市可開發項目的統計和分析基礎上建立的，是以依其規劃各縣市太陽光電裝置容量之發展建議(見圖 22)提供政府作為參考，並建議推廣太陽光電應用的優先縣市依序為，高雄市、高雄縣、屏東縣、台南市。

比較我國與歐洲主要國家的太陽光電設備電能躉購政策(請參表 19 及表 20)，可以發現 2011 的饋網電價差異不大。但就政府財務負擔層面來看，我國政府為推展太陽光電應用所需要的補貼支出遠大於歐洲主要國家。因此，我國擴大太陽光電應用規模的路途上，政府需要許多配套措施，例如：電力價格合理化、課徵能源稅等。對企圖扶植太陽光電產業的政府而言，電價合理化及能源稅徵收能源大幅減輕財政負擔，也可縮小電力價格和光電饋網電價的差距，提高消費者使用再生能源的誘因。

若就全球市場潛力來看，台灣目前憑藉著半導體產業雄厚的技術實力，太陽光電產量在 2010 年已成為全球第二大生產國，雖市場占有率僅 14%，尚不及中國 48% 的一半，但相較中國低廉的勞動成本而言，台灣擁有較高技術基礎及優質的勞動力，未來在全球市場上仍大有可為，

本研究根據目前所可以取得的數據，進行國內太陽光電應用市場的評估，認為利用躉購費率機制與推廣目標來引導國內太陽光電產業發展，以及明確規劃未來太陽光電的發電供應量是政策上可行的，而若能在當前綠能潮流下奠基良好的太陽光電產業環境與內需市場，不但可提高太陽光電業者的獲利性與競爭力，亦將同時改善我國的整體發電結構，也將對降低溫室氣體排放做出重要的貢獻。

專欄 A：保證收購價、政府推廣量及技術進步間之關聯性

關於圖 19 至圖 21 所說明的保證收購價格、政府推廣量，以及技術進步之間的關聯性，以下我們簡要的利用兩個圖來補充說明。圖 29 中，S 為太陽光電發電之供給線，P 與 Q 則分別代表電力價格與發電量，當電價愈高時，投資人會願意生產更多的電（或設置更多的發電設施），因此電力供給線為正斜率的一條曲線。當政府承諾以 P_1 的固定費率保證向投資人收購時，此一價格與供給線交在 A 點，代表此時投資人願意生產 Q_1 的電力，因此，在沒有任何技術進步的情況下，以市場上現有的技術水準（成本不變），亦可以有 Q_1 的發電量，透過 45° 線的轉換，我們可以對應到成本下降百分比與產量平面圖上的 A' 點，其中，成本下降百分比亦可視為技術進步率。

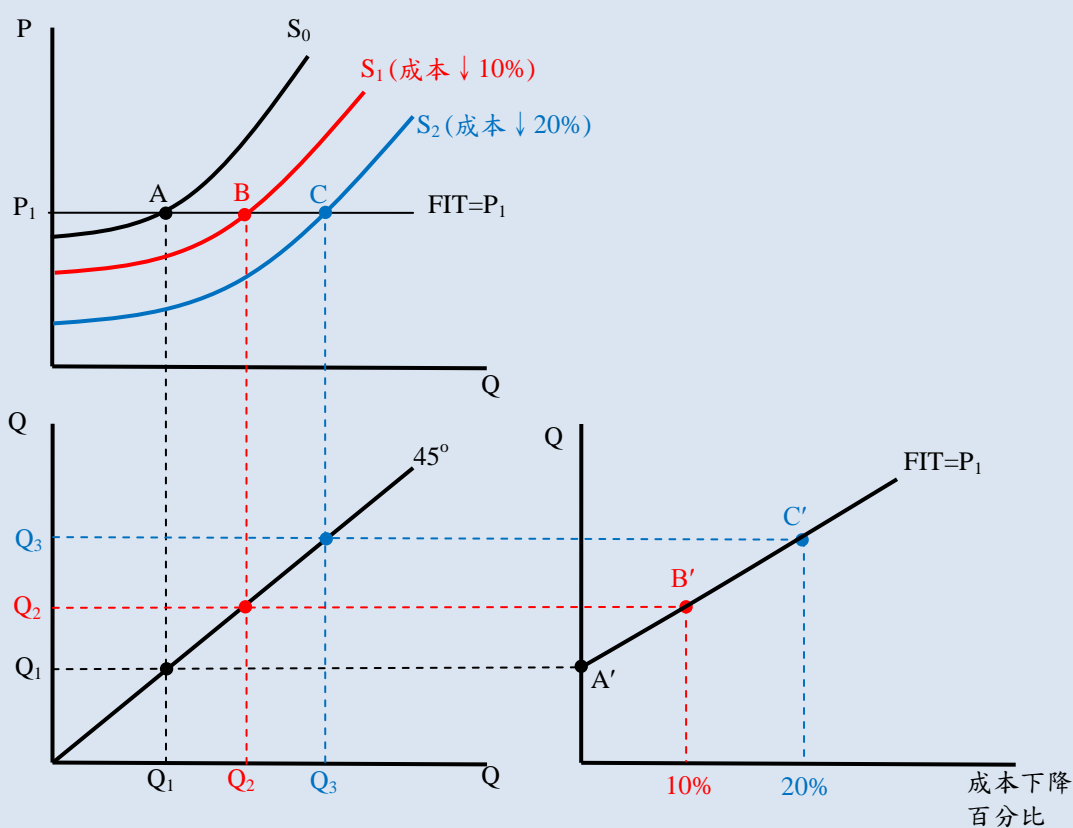


圖 29 保證收購價格、生產量與技術進步間之關係圖

若市場上因技術進步而使得成本下降 10%，此時在相同的價格下，廠商將願意生產更多，因此使供給線向右移動至 S_1 ，在保證收購價格不變的情況下，對應至 S_1 的供給線，此時廠商將願意生產 Q_2 的量，透過 45° 線的轉換，可對應至產量與成本下降百分比平面圖的 B' 點。同理，當成本下降 20% 時，將使供給線進一步向右移至 S_3 ，在 P_1 的保證收購價格下，廠商將生產至 Q_3 ，透過 45° 線的轉換可對應至 C' 點。連接 A' 、 B' 及 C' 點，此一曲線即可說明在保證收購價格不變的情況下，生產量與技術進步間之關係；在保證收購價格不變的條件下，當技術進步而使

得成本下降時，將使廠商生產更多的數量；從另一個角度來看，在保證收購費率不變的情況下，若政府要提高市場上的生產數量，便需讓成本下降。

接著，我們考政府提高保證收購價格的例子，如下圖 30 所示。在市場上不存在技術進步時，若政府採取 P_1 的保證收購價格政策，在 S_0 的供給線下，將使廠商願意生產 Q_1 單位，若政府提高保證收購價格至 P_2 ，則在 S_0 的供給線下，將可誘使廠商生產至 Q_1' 的產量，對應到產量與成本下降關係平面圖上即為 D' 點；若市場因技術進步而使成本下降 20%，則此時在 S_2 的供給線下，若保證收購價格為 P_1 ，廠商將願意生產 Q_3 單位，但若保證收購價格提高至 P_2 時，則廠商將願意提高產量至 Q_3' ，透過 45° 線的轉換可對應至 E' 點。連接 D' 與 E' 點，即可得到當保證收購價格為 P_2 時，技術進步與市場生產數量間的關係。

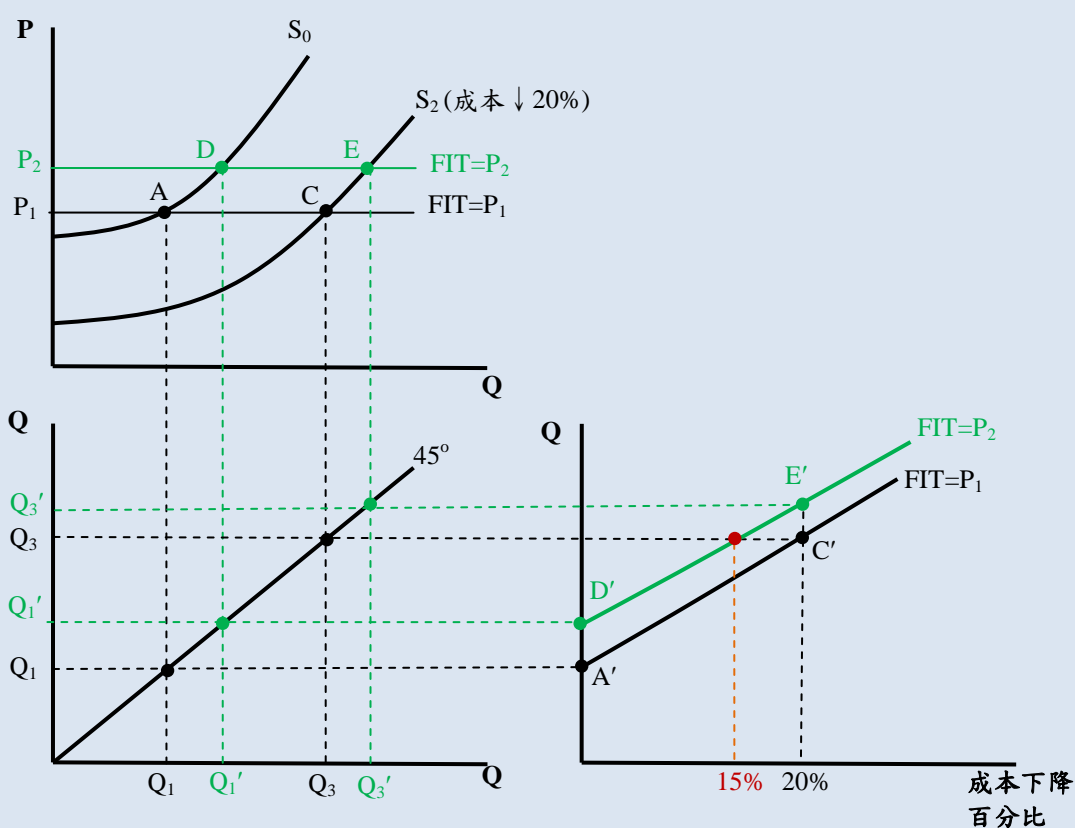


圖 30 保證收購價格變動對生產量之影響

從圖 30 右下的平面圖來看，我們可以很清楚地瞭解政府政策運用的方式。在 P_1 的保證收購價格之下，若政府欲使市場上的產量從 Q_1 增加到 Q_3 ，則可採行的政策有二：(1) 維持 P_1 的保證收購價格，並促進產業技術進步使成本下降 20%；(2) 若技術進步使成本下降幅度僅能達到 15%，則此時可以搭配提高保證收購價格至 P_2 ，則同樣可促使市場產量提高至 Q_3 。

從另一個角度來看，政府原先預期技術進步將使成本下降 15%，為達 Q_3 的推廣目標時，可將保證收購費率定為 P_2 ；在經過一段時間後，若決策單位發現市場上的技術進步可使成本下降達 20%，則在維持 Q_3 的推廣目標之下，可將 FIT 調降至 P_1 的水準。

參、生質酒精技術經濟評估

一、前言

生質能是唯一可儲存和可運輸的再生能源。為緩解目前氣候變遷形勢，生質作物的開發和規模劃利用受到各國政府的重視。以經濟條件來看，我國石油供給依賴進口，國際原油蘊藏量的減少和價格的攀升將對我國經濟發展造成威脅，纖維酒精的發展與推動，可降低運輸部門對石油的依存度。從自然條件來看，目前比較能實現的是開發第二代生質酒精-纖維酒精，它可以部份替代石油當作燃料，又不會產生與民爭糧的問題。從車輛製造技術來看，在汽油添加相當比例之纖維酒精，不需要對現有汽車發動結構做出太大的更動。³⁰

纖維酒精所用的料源為木質纖維素，存在於地球上的草本和木本植物中，並非人或動物的食物，因此沒有糧食排擠的問題，對農地利用的影響也較小。我國水稻種植面積 1 年兩期作約 26 萬公頃，每年約產生 150 萬噸稻稈，農民多將農作廢棄物直接燃燒，此舉不但浪費生物能資源，更造成嚴重的空氣污染、阻塞灌溉溝渠等問題。若將稻桿進行合理的開發，生產纖維酒精，不但減少生質能源浪費與空氣污染，也可為農村創造新的經濟效益。

我國纖維酒精發展屬於萌芽階段尚未商轉，因此，本研究希望藉由對我國纖維酒精發展潛力與生產成本之探討，提供政府評估推廣政策的合理性與適當性，也希望提供有意願的投資者作為決策依據。以下第 2 節將說明研究範圍與流程，闡述纖維酒精的料源產量、料源集運成本、料源長程運輸成本等之資料收集過程與計算方法。

二、研究架構與研究方法

2.1 研究範圍

纖維酒精料源多來自農作廢棄物，如稻草、稻殼、甘蔗渣、玉米桿等，有非糧食作物、低進料成本、不需刻意種植與變更土地利用等優點。我國農作物以稻穀與甘蔗為主要作物，此兩項農作物產區較集中，且所產生的

³⁰ 國外車輛使用酒精汽油相關文獻指出，汽油添加 5% 酒精以下作為燃料時，汽車引擎不需要任何修改。(能源局，2010)

農作廢棄物量最多，相對於其他農作物來說，稻穀與甘蔗的農作廢棄物的集運相對容易。因此，本研究在經濟效益與環保要求的考量下，選擇稻穀與甘蔗產生的農作廢棄物：稻桿、稻殼、甘蔗渣，作為纖維酒精的優先開發料源。

另外，蘇美惠等(2008)說明國內有 22 萬公頃耕地閒置，建議採粗放方式種植能源作物用途之水稻，至少可再提供將近 25 萬公秉稻桿纖維酒精。但農地休耕原因複雜，可能是因為夏季缺水政府鼓勵休耕，或是因農民為培養先前由於農作種植損失的地力，是以須審慎評估休耕地種植能源作物之成本與效益，故本研究對休耕地之利用議題暫不討論。

2.2 研究流程

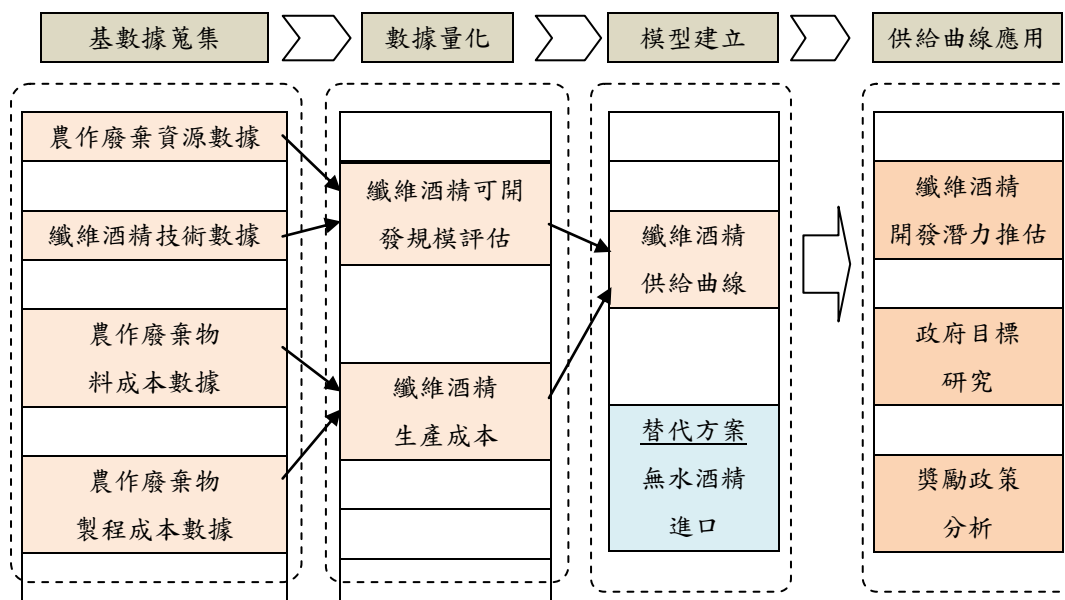


圖 31 纖維酒精技術經濟分析架構及流程

在不與民爭糧的前提下，本研究對我國纖維酒精發展潛力的評估是建立在主要農作廢棄物產量上，文中將藉助農業廢棄物資源數據與纖維酒精轉換技術瞭解我國纖維酒精未來可開發規模，以及透過農作廢棄物料源成本與製程成本的評估量化我國各縣市纖維酒精生產成本數據，然後按照酒精生產規模及生產成本建立我國纖維酒精供給曲線。研究步驟主要分成四部分，即基礎數據蒐集、數據量化、建立風力發電供給曲線及其應用等，詳細的研究流程請見圖 31。

(1) 基礎數據蒐集

第二代纖維酒精雖不會與人類和動物的食物相互競爭，但我國在纖維酒精的發展技術仍在起步階段，所以相關之統計資訊仍然是相當

缺乏，然而數據蒐集統計是後續工作的基礎，也是極具挑戰性及相當重要的工作。本研究基礎數據蒐集主要是對農作廢棄物數據的蒐集，包括資源數據、酒精轉換技術數據和經濟數據等。另外，我國酒精汽油政策雖明訂優先採用國內自產生質酒精，但在推廣初期國內自產不足的情況下，允許進口生質酒精作為替代方案，故本研究亦搜集進口酒精價格提供參考。

(2) 數據量化

按照所收集數據分析我國未來特定時點（如：2020 年）的纖維酒精開發潛力。首先，估算各縣市主要農作廢棄物可開發規模，再依蘇美惠等(2011)評估之酒精轉換技術計算我國纖維酒精生產潛力；之後，按照台經院訪談得到的稻桿集運成本資料(蘇美惠等，2011)估算各縣市農作廢棄物的料源成本，以及根據 BioZio(2011)計算的製程成本來推估我國纖維酒精製程成本；最後，將料源成本和製程成本數據加總計算，可得到各縣市農作廢棄物轉換成纖維酒精每公升的生產成本數據。

(3) 纖維酒精供給曲線之建立

根據各縣市纖維酒精的生產成本從最小排序到最大，建立台灣未來合理的纖維酒精開發次序後，可確定我國在一定生產成本下的纖維酒精的開發總量，再依得到的纖維酒精「生產成本」與「可能開發總量」間的對應關係，繪製出我國纖維酒精供給曲線。

(4) 纖維酒精供給曲線之應用

纖維酒精供給曲線可作為我國發展纖維酒精技術經濟評估的量化工具，提供政策制定與產業技術發展的概念架構，本研究利用纖維酒精供給曲線解決下列議題：

- 1) 粗估我國具體的、可開發的纖維酒精的潛在量。
- 2) 對我國現有酒精汽油政策之具體評估。例如：政府推廣目標的實現性與獎勵機制的有效性。
- 3) 可規劃我國纖維酒精自產政策的各縣市目標生產量，以達資源有效配置之目的。

2.3 基礎數據收集與數據量化

2.3.1 農作廢棄物資源

農作物資源的生產周期規律性強，這有利於規劃生產和使用，掌握住稻穀與甘蔗等主要農作物的年產量，即可評估每年可產生的農作廢棄物資源進行纖維酒精潛力。由於我國稻穀和甘蔗每年產量差距很小，故本研究以 2009 農業統計年報數據作為農作廢棄物資源統計基礎，如表 24 所示，我國 2009 年稻穀產量為 1,578,169 公噸，甘蔗產量則有 661,661 公噸。

農作物產生的農作廢棄物比例引用陳彥豪與黃郁棻(2007) 的數值，即 1 公噸稻穀會產生 1 公噸的稻桿與 0.16 公噸的稻殼，以及 1 公噸的甘蔗會產出 0.14 公噸的蔗渣。將主要農作物產量乘上農作廢棄物產生比例則為每年可產生的農作廢棄物產量，每年可得到稻桿產量 1,578,169 公噸，稻殼為 252,507 公噸，甘蔗渣有 92,633 公噸，總共產生約 1,923,309 公噸的農作廢棄物。

表 24 主要農作物與農作廢棄物產量

農作物/農作廢棄物	農作物 ¹ 產量(公噸)	廢棄物 ² 產生比例	農作廢棄物 產量(公噸)
稻穀/稻桿	1,578,169	1	1,578,169
稻穀/稻殼	1,578,169	0.16	252,507
甘蔗/蔗渣	661,661	0.14	92,633
總量	2,239,831		1,923,309

資料來源：¹2009 農業統計年報；²取自陳彥豪與黃郁棻(2007)。

2.3.2 纖維酒精技術數據與開發潛力

在農業社會時代，農民在種植農作物之餘，兼飼養家畜，使得農業廢棄物之用途廣泛，可用於飼料、肥料與生活用燃料。隨著農業機械化與專業化，農民專注在種植或養殖領域，經濟的發展也促使生活用燃料(瓦斯)取得方便，再加上採集與運輸成本日益昂貴，於是，農民將大部份農作廢棄物就地燃燒與直接掩埋。

若選擇農作廢棄物作為酒精料源，不但可讓廢棄物得以再利用，也可避免因焚燒產生更多二氧化碳，對環境造成傷害。本研究引用蘇美惠等(2011)的纖維酒精轉換率，設定稻桿與稻殼的酒精轉化率為 270 公升/公噸，甘蔗渣之酒精轉化率則是 275 公升/公噸。假設稻穀與甘蔗的農作廢棄物全部用來生產纖維酒精，依上述酒精轉化率計算纖維酒精產量，得到稻桿酒精有 426,106 公秉的最大開發潛力，稻殼酒精有 68,177 公秉，蔗渣酒精則為 25,474 公秉，即我國以稻穀與甘蔗產生的所有廢棄物轉化成纖維酒精之最大可能生產潛力約 519,757 公秉。

然而，考量到農作廢棄物仍有少部分作為肥料與其他用途，亦假設實際可用比例為 50%，依此比例重新計算我國纖維酒精開發潛能，得稻桿酒精有 213,053 公秉的最大開發潛力，稻殼酒精有 34,089 公秉，蔗渣酒精則為 12,737 公秉，加總可得我國農作廢棄物轉化成纖維酒精之可用開發潛力約 259,879 公秉，如表 25 所示。

表 25 台灣纖維酒精生產量潛能

農作廢棄物	農作廢棄物產量(公噸)	酒精轉化率(公升/公噸)*	酒精生產最大潛能(公秉)	可用比例	可用開發潛能
稻桿	1,578,169	270	426,106	50%	213,053
稻殼	252,507	270	68,177	50%	34,089
蔗渣	92,633	275	25,474	50%	12,737
總量	1,923,309		519,757		259,879

資料來源：*酒精轉化率係依據蘇美惠等(2011)。

2.3.3 纖維酒精料源成本

纖維酒精料源成本包括集運成本與長程運輸成本，集運成本包括農作廢棄物的購買成本、人工與機械採集成本與縣市內短程運輸成本，長程運輸成本是指將農作廢棄物運送至酒精工廠的成本。

蘇美惠等(2011)文中提及台經院訪談雲林、嘉義三家大型集草業者稻桿集運成本(含短程運輸)是介於 3000 元/公噸至 3500 元/公噸間，本研究採計台經院訪談的平均成本 3250 元/公噸當作雲林縣農作廢棄物的集運成本。由於集運成本涵括人工與機械租賃成本，會與各縣市薪資或物價水準有關，故本研究以雲林縣為標準，利用 2009 年各縣市薪資水平³¹ 進行成本調整，估算出各縣市農作廢棄物之集運成本(如表 26 所示)。

本研究農作廢棄物產量是以各縣市之農作物為基礎，既然長程運輸成本是指運送農作廢棄物至酒精工廠的成本，那麼，酒精工廠的設置地點將是我國發展纖維酒精的關鍵議題。首先，按照內政部建築技術規則建築設計施工編第 308 條的氣候區域將我國各縣市分成三大區域，區域範圍為：

1. 北部氣候區：包括臺北市、新北市、宜蘭縣、基隆市、桃園縣、新竹縣、新竹市、苗栗縣、福建省連江縣、金門縣。

³¹各縣市薪資水平是將 2009 年平均每戶全年經常性收入除以 2009 年平均每戶就業人口數得到的。另外，擷取數據時尚未公布 2010 年各縣市統計，故以 2009 年各縣市統計數據進行計算(中國統計資訊網，2011)。

2.中部氣候區：包括臺中市、彰化縣、南投縣、雲林縣、花蓮縣。

3.南部氣候區：包括嘉義縣、嘉義市、臺南市、澎湖縣、高雄市、屏東縣、臺東縣。

本研究初步假設於北、中、南各設一家纖維酒精工廠，在三大區域中選擇新北市、台中縣和嘉義縣當作設廠參考地點。設廠標準主要係參考縣市位置之置中性，及依據國內企業酒精工廠設置地點進行選擇，例如：台糖公司於嘉義南靖廠設置酒精工廠。以及，依 2009 年農業統計年報顯示台灣離島縣市(即澎湖縣、金門縣、連江縣)並未種植稻米與甘蔗，故本研究以台灣本島各縣市農作量進行討論。

長程運輸距離則按照國道及省道之里程距離作為將各縣市農作廢棄物運送至酒精工廠之運距計算依據。長程運輸成本除了要考量長程運輸距離，須再瞭解運輸工具使用的油類別與油價訊息。本研究依運研所盤查資料，假設採用大貨車進行長程運輸，使用柴油的情況下，每公升柴油可運送距離為 2.8 公里。依 2011 年 6 月 27 日中油公告柴油牌價為 29.1 元/公升，因農機用油免營業稅，扣除 5%營業稅後得到 27.7 元/公升的柴油價格。

之後，將各縣市到酒精工廠的運送距離除以 2.8 公里可計算出運輸至酒精工廠所須耗費的柴油量，進而乘上所須花費 27.7 元/公升的柴油成本，即可得到各縣市每公噸農作廢棄物的長程運輸成本(見表 26)。³²

最後，將農作廢棄物的集運成本加上長程運輸成本則可呈現各縣市纖維酒精料源成本。

³²假設大貨車每次可載 2 公噸農作廢棄物，大貨車去程載滿農作廢棄物，回程為空車。

表 26 各縣市纖維酒精料源成本

單位：元/公噸

分區	縣市	集運成本 A	長程運輸成本 B	料源成本 C=A+B
北區	臺北市	7,040	376	7,416
北區	臺北縣*	4,490	-	4,490
北區	宜蘭縣	4,419	498	4,917
北區	苗栗縣	3,935	1,692	5,626
北區	桃園縣	4,642	793	5,436
北區	基隆市	4,696	430	5,126
北區	新竹市	6,029	1,118	7,147
北區	新竹縣	4,918	1,177	6,095
中區	花蓮縣	4,342	2,355	6,696
中區	南投縣	3,965	1,009	4,974
中區	雲林縣	3,250	841	4,091
中區	彰化縣	3,454	451	3,905
中區	臺中市	4,769	-	4,769
中區	臺中縣*	3,682	-	3,682
南區	屏東縣	3,682	1,316	4,998
南區	高雄市	4,909	1,395	6,304
南區	高雄縣	3,846	1,395	5,241
南區	嘉義市	4,432	-	4,432
南區	嘉義縣*	3,276	-	3,276
南區	臺東縣	3,797	3,284	7,081
南區	臺南市	4,137	419	4,556
南區	臺南縣	3,534	419	3,954

註：1.*本研究假設各於台北縣、台中縣、嘉義縣設置一酒精工廠。

2.集運成本包含農作廢棄物收購成本、田間作業人工與機械成本、短程搬運成本(約 15-30 公里)和倉儲成本。

3.長程運輸成本為從各縣市以運送至酒精工廠的成本，以國道及省道之里程估計縣市距離。

4.本研究列出之縣市為五都改制前之縣市名稱。

2.3.4 纖維酒精製程成本

由於國內纖維酒精尚未有商轉實例，故本研究的纖維酒精製程成本參考國外研究單位的數據，再依我國纖維酒精轉化率進行修正，於是，可以粗算出我國纖維酒精的製程成本。由於纖維酒精製程成本涉及到纖維酒精

轉化效率，所以我國纖維酒精製程成本應是全國一致的。另外，因為農作廢棄物副產品收益價值很低且無具體數據，故本研究並不考慮農作廢棄物副產品收益價值。

BioZio(2011) 根據玉米桿酒精轉換率為 428 公升/公噸對推估出玉米桿纖維酒精的製程成本為 1.75 美元/加侖(約新台幣 14.80 元/公升)。³³理論上來說，酒精轉化率愈高，酒精製程成本會愈低，反之，酒精轉化率相對低，酒精製程成本會相對地高。於是，本研究在酒精轉換率與製造成本呈反比關係的前提下，按照 BioZio(2011)推估製程成本 14.80 元/公升與其依據玉米桿酒精轉化率為 428 公升/公噸，以及我國農作廢棄物的酒精轉化率，推算我國稻桿與稻殼酒精製程成本約 23.38 元/公升，甘蔗渣酒精的製程成本約為 23.08 元/公升。

接下來，將上一小節的各縣市料源成本(如表 26 所示)與本小節估計的製程成本相加總，即為我國各縣市農作廢棄物轉換成纖維酒精生產投入成本，最後，可以發現我國纖維酒精之生產成本介於 34.9~53.1 新台幣元/公升之間。

表 27 我國纖維酒精轉換率與製造成本

農作廢棄物	纖維酒精轉化率 (公升/公噸)	酒精製造成本推估 (元/公升)
稻桿與稻殼	270	23.38
甘蔗渣	275	23.08

三、台灣纖維酒精發展潛力與供給曲線

3.1 台灣各縣市纖維酒精發展潛力

我國纖維酒精供給曲線是建立在各縣市的發展基礎上，故表 28 詳列出各縣市每年的農作廢棄物產量，並列出依蘇美惠等(2011)的酒精轉化率計算可能生產的纖維酒精量。從表 28 中可以看出，我國中區是農作廢棄物的主要產地、南區次之，北區最少。我國目前尚未酒精工廠的運轉實例，就農作廢棄物的集運成本來考量，中區縣市應為優先發展地區。

³³ BioZio(2011)報告中之製程成本，設備資本折舊為 10 年。

表 28 各縣市纖維酒精發展潛力

分區	縣市	廢棄物重量(公噸)			最大可能酒精產量(公秉)		
		稻桿	稻殼	蔗桿	稻桿酒精	稻殼酒精	蔗桿酒精
北區	臺北市	2,321	371	-	627	100	-
北區	臺北縣	1,161	186	2	313	50	0
北區	宜蘭縣	59,736	9,558	6	16,129	2,581	2
北區	苗栗縣	64,476	10,316	37	17,408	2,785	10
北區	桃園縣	56,546	9,047	0	15,267	2,443	0
北區	基隆市	-	-	-	-	-	-
北區	新竹市	6,634	1,061	-	1,791	287	-
北區	新竹縣	40,524	6,484	2	10,941	1,751	1
北區小計		231,396	37,023	47	62,477	9,996	13
中區	花蓮縣	67,738	10,838	21	18,289	2,926	6
中區	南投縣	30,548	4,888	1,331	8,248	1,320	366
中區	雲林縣	290,653	46,505	28,183	78,476	12,556	7,750
中區	彰化縣	303,832	48,613	16,707	82,035	13,126	4,595
中區	臺中市	11,680	1,869	-	3,154	505	-
中區	臺中縣	167,348	26,776	68	45,184	7,229	19
中區小計		871,799	139,488	46,311	235,386	37,662	12,735
南區	屏東縣	41,631	6,661	197	11,240	1,798	54
南區	高雄市	464	74	-	125	20	-
南區	高雄縣	29,245	4,679	915	7,896	1,263	251
南區	嘉義市	8,528	1,364	67	2,303	368	18
南區	嘉義縣	191,410	30,626	25,859	51,681	8,269	7,111
南區	臺東縣	64,211	10,274	461	17,337	2,774	127
南區	臺南市	2,019	323	1,809	545	87	497
南區	臺南縣	137,464	21,994	16,967	37,115	5,938	4,666
南區小計		474,974	75,996	46,275	128,243	20,519	12,726
合計		1,578,169	252,507	92,633	426,106	68,177	25,474

註：-代表無此農作廢棄物。廢棄物重量=農作物×廢棄物產生比例；酒精產量=廢棄物重量×酒精轉化率。

3.2 台灣纖維酒精供給曲線

本小節依據上述探討的各縣市纖維酒精可開發規模，以及第 2 節生產成本量化數據繪製出我國的纖維酒精供給曲線。圖 32 中的成本供給線是在不考慮廠商利潤率下，呈現出我國發展纖維酒精產量與生產成本的關係，從成本供給線可得

知，我國要發展纖維酒精的最低成本為 34.99 元/公升，若將稻穀與甘蔗的農作廢棄物全部轉化成纖維酒精的最高成本為 50.84 元/公升。

圖 32 中的虛線呈現出稻穀及甘蔗產生的所有農作廢棄物當作纖維酒精料源之酒精生產量與特定成本之對應關係，若市售汽油價格高於 50.84 元/公升時，廠商會有願意持續投入纖維酒精生產，直至約 52 萬公秉的開發上限。但考量到農作廢棄實際上仍有其他用途，假設用於酒精料源之可利用比例為 50% 時，酒精生產量與特定成本之對應關係則如圖 32 中的實線。即在可利用比例 50% 下，纖維酒精之生產上限約為 26 萬公秉。

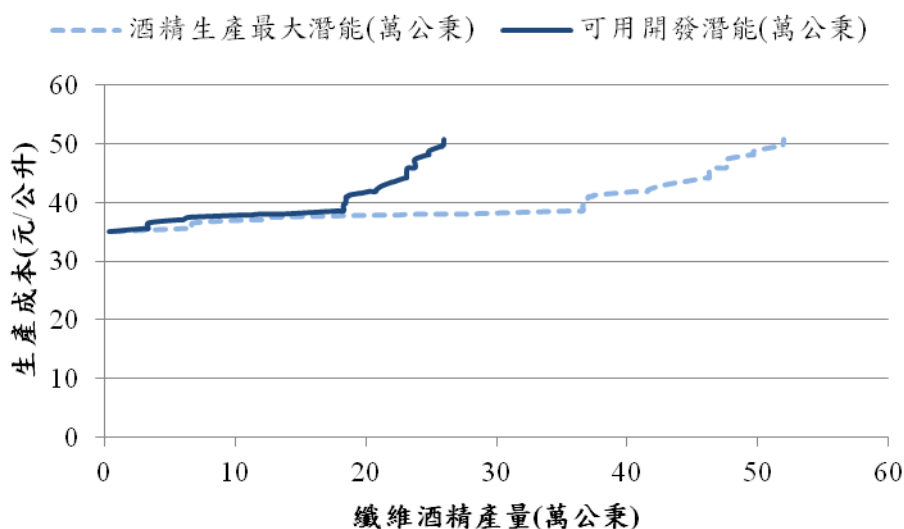


圖 32 台灣纖維酒精供給曲線

3.3 台灣纖維酒精開發成本與效益

為瞭解我國纖維酒精的開發成本與效益，以年生產 10 萬公秉纖維酒精的目標量進行討論。首先是成本部分，按照圖 32 的供給曲線，可計算出 10 萬公秉纖維酒精的生產成本為 3,680 百萬元，平均成本為每公升 36.80 元。另外，由於酒精之熱值約為傳統汽油的 71.59%，所以將生質酒精之生產成本經熱值調整後為 51.40 元/公升 ($=36.80 \div 0.7159$)，之後與 95 無鉛汽油每公升含稅價作比較(2011 年 6 月 27 日中油牌告價為 31.8 元)，得知生質酒精成本較高，兩者差額為 19.60 元/公升。政府為降低推廣障礙，如由中油補貼兩者差額，在年產能 10 萬公秉纖維酒精的情況下，中油公司須吸收 1960 百萬元的價差成本。

至於效益部分，由於我國發展生質酒精之主要目的在於因應二氧化碳

減量與降低石油依賴，因此，將纖維酒精開發效益分成二氧化碳減量效益與自產能源安全效益兩個層面進行探討。二氧化碳減量效益可借助能源局估算結果來評估，能源局認為每公秉的酒精汽油替代傳統汽油的使用，將可減少 2.1 公噸的二氧化碳排放，故以年產能 10 萬公秉的纖維酒精來看，預計一年可減少 21 萬公噸的二氧化碳，若按照梁啟源 (2005) 的二氧化碳單位社會成本 1400.7 元/噸 (詳請參照第貳章 3.3.2 節說明)，則可增加二氧化碳效益為 394.15 百萬元 ($=210,000 \times 1,400.7$)，亦即每公升效益為 3.94 元 ($=394.15 \text{ 百萬元} \div 10 \text{ 萬公秉}$)。

自產能源安全效益則依據梁啟源 (2003) 「再生能源分期推廣目標及獎勵辦法之研訂」的評估結果，經物價調整後之能源安全儲存成本為 1,070.7387 元/公秉，所以每年 10 萬公秉纖維酒精燃料的自產能源安全效益為 107.07 百萬元 ($=100,000 \times 1,070.7387$)，其單位效益為每公升 1.07 元 ($=107.07 \text{ 百萬元} \div 10 \text{ 萬公秉}$)。因此，年生產 10 萬公秉纖維酒精的開發效益合計為 501.22 百萬元，平均每公升為 5.01 元。

四、生質酒精技術與全球生質酒精發展

目前市面上已商轉生產的生質酒精主要以糖類及澱粉為原料，為第一代生質酒精。不過，因為第一代生質酒精使用糧食作物為原料，恐加深全球糧食危機，所以各國目前正積極研發第二代生質酒精，主要以纖維素為原料，即為本研究所探討的纖維酒精。

以農林廢棄物及專用的纖維素作物生產纖維酒精，目前生產成本約 1000 美元/噸，預計到 2015 年成本將降至可商業化的水準。在第二代生質酒精經濟性尚未達到足以商業化前，甜高粱是國際公認由第一代向第二代過渡的 1.5 代生質燃料，本身可生產糧食—高粱米，莖桿又可用於生產纖維酒精。

至於我國生質酒精技術情況如表 29 所示，目前糖質轉化料源有甘蔗與甜高粱，澱粉轉化料源為甘藷，纖維素轉化料源有農業廢棄物與纖維作物。但實際上，我國各類技術仍未有量產規模，這與技術發展進程有關，也可能與國內生質酒精推廣政策有關。我國生質酒精推廣政策並不多，如表 30 所呈現，2007 年起先後有綠色公務車先行計畫、都會區 E3 計畫及全面供應 E3 計畫總共三項計畫。因此，我國政府要推廣生質酒精應用市場，可能需要多許多配套措施提高消費者使用再生能源的誘因，例如：補貼政策。

表29 台灣生質酒精技術現況

技術名稱	料源開發	量產技術	總成本(元/升)	綜合評價
糖質轉化	甘蔗與甜高粱種植、採收技術	台糖	27.4#	<ul style="list-style-type: none"> ● 生產成本過高 ● 國內尚有離蔗政策
澱粉轉化	甘藷種植、機械採收政策	酒廠	20.5*	<ul style="list-style-type: none"> ● 國內有良好之種植經驗 ● 農試所已進行量產研究
纖維素轉化	農業廢棄物、纖維作物種植	無量產經驗	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 國內正開始技術研發未來最有競爭性

資料來源：* 能源計畫辦公室(2006)「台灣生質酒精發展策略之芻議」，含休耕補助 45000 元/公頃。# 台糖公司, 2006/09/07

表30 台灣生質酒精推廣政策

法令名稱	有效期間	主要內容	執行單位
綠色公務車先行計畫	2007.9~2008.12	台北市公務車，E3 酒精汽油年推廣 770 公乘(料源：甘藷)，若不足得進口酒精補充。 提供價格補貼(E3 酒精汽油售價較 95 無鉛汽油低 1 元) 籌畫或興建生質酒精工廠	能源局
都會區 E3 計畫	2009.1~2010.12	台北市與高雄市年推廣 12,000 公乘(料源：甘藷等能源作物) 若不足得進口酒精補充。 提供價差補助。	能源局
全面供應 E3	2011.1~	年推廣 100,000 公乘(料源：甘藷等能源作物與纖維素作物)。 自由市場機制(不提供補貼)。	能源局

資料來：何佩芬(2007)

從 F.O. Lichts (2011)的統計數據得知 2007 年至 2010 年間全球與主要國家的生質酒精產量，如圖 33 所示。美國生質酒精產量獨佔鰲頭，2010 年產量高達 13,200 百萬加崙，為世界產量 57.36%；其次為巴西，其產量有 6,922 百萬加崙，為世界產量 38.08%；兩個國家即包括了世界產量 95.44%。由此可知，美國和巴西為生質酒精技術發展國家。

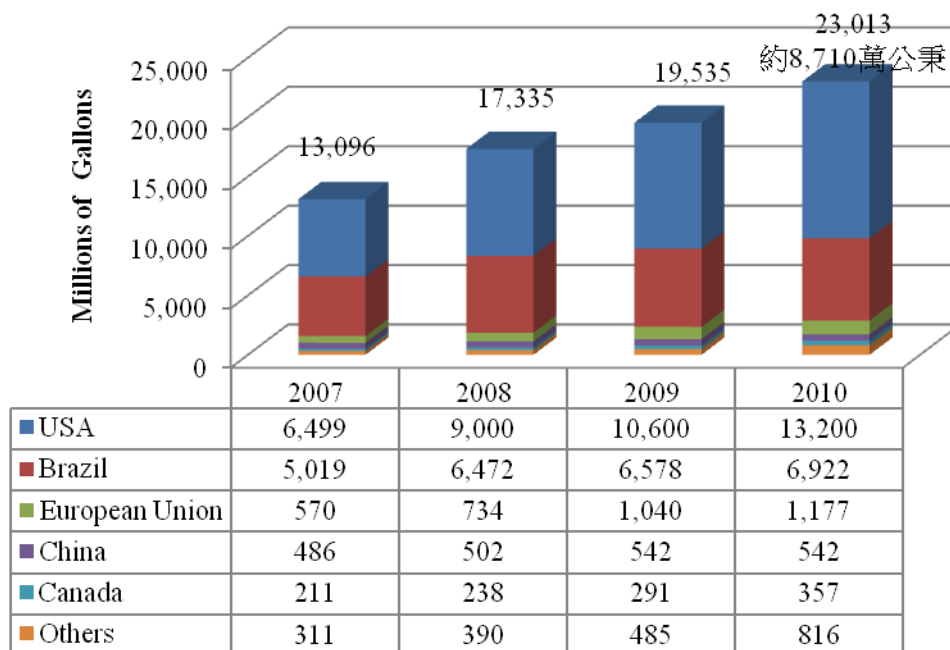


圖 33 全球生質酒精產量

資料來源：RFA, F.O. Lichts (2011)

就應用推廣而言，現階段生質能源推廣最成功的莫過於巴西，2008 年巴西生質能消費占其總能源消費的 30%；其中，生質酒精約 1950 萬噸，在汽油消費市場占比 50%。美國生質酒精消費雖已達 2700 萬噸，但僅占其汽油消費的 6%。為加速發展生質酒精應用市場，美國能源部與農業部於 2002 年聯合提出了美國生物質能技術路線圖，目標希望在 2020 年以生物燃料取代美國燃油消費量的 10%，生質產品能取代化石原料製品的 25%；2007 年 12 月，美國又再提出能源自主與安全法案 (Energy independence and security Act)，明確提出政策目標量，期望在 2022 年要以 1.08 億噸生質燃料取代化石燃料。歐盟則在 2008 年 12 月提出的再生能源指令 (Renewable Energy Directive)，其目標為至 2020 年生質燃料要占運輸燃料的 10%。

除了巴西、美國及歐盟外，中國近年來亦積極發展生質能源，現階段生質酒精產能約 152 萬噸/年。在十一五規劃中，預計 2020 年要年產 2000 萬噸生質酒精，2030 年 6000 萬噸，2050 年達 1 億噸。為達成其生質能發展目標，中國亦提出其對生質酒精未來技術發展願景，如下所示：

- 2015 年前以澱粉作物 (木薯、甘薯) 為原料，並建立糖類 (甜高粱) 原料發酵的示範廠；擴大纖維素遺傳技術研發。
- 2015~2020 年，糖類 (甜高粱) 原料發酵生質酒精的商業化量產。
- 2020 年以後，研發更高熱質的生質產品(如丁醇)，並以植物代謝技術，減少植物中之木質素，增加纖維素含量。

五、生質酒精成本結構

在國內，尚無具生產規模的纖維酒精工廠，因此接下來提供 Wooley et al.(1999)對 SSCF (Simultaneous saccharification & co-fermentation) 酶水解技術的經濟核算結果作為參考。設計規模為日處理原料 2000 噸(乾)，料源為硬木或玉米稈廢棄物，工廠全年工作時間占 96%，檢修時間略多於 2 周。預計工廠使用期為 20 年，折舊率 10%，全部固定資產投資為 2.34 億美元，其中，設備投資 1.436 億美元。原料價格每噸 27.5 美元，纖維酒精的生產成本如下表所示。

表 31 纖維酒精 SSCF 技術預計生產成本

項目	年操作成本 /100 萬美元	每加侖酒精 成本/美分	比例
生物質原料	19.3	37.0	60.16%
藥劑	4.0	8.0	13.01%
營養劑	3.2	6.2	10.08%
柴油	0.5	0.9	1.46%
補充水	0.5	0.9	1.46%
補助藥劑	0.6	1.2	1.95%
固體廢物處理	0.6	1.2	1.95%
電費	-3.68	-7.20	-11.71%
固定成本	7.5	13.3	21.63%
總成本	32.5	61.5	100%

資料來源：袁振宏等(2004)

上表中，電費為負值的原因在於酒精製造過程產生的電能有多餘可饋網。表中固定成本包括人工、管理、維修、保險和稅費等。以及每噸纖維料源可生產 68 加侖酒精，所以纖維酒精工廠年產酒精 5520 萬加侖(1.98 億公升)，據此估算該纖維酒精價格為 1.44 美元/加侖。按照表 31 的成本比例，我們可以發現纖維酒精的料源成本占 60.16%，藥劑與補助藥劑的成本也有 14.96% 占比。由此可知，未來想要降低酒精生產成本，必須設法加強酒精轉換技術研發，讓纖維料源的酒精產量得以提高。

我國為因應二氧化碳減量與降低石油依賴發展生質酒精，目前有台糖公司規劃在國內投資設廠，其料源為甘蔗，是第一代纖維酒精。台糖公司預估的生產成本結構如表 32 所示，共計兩種方案，一為 100% 自產甘蔗料源，二為甘蔗料源 67% 進口與 33% 自產。不論是哪一個方案，其料源成本

皆有 70% 以上，如同纖維料源酒精，酒精轉換技術之研發相當重要，只有透過技術研發才能有效降低生質酒精生產成本。

表 32 台灣甘蔗燃料酒精成本結構

	100%自產 料源		67%進口， 33%自產	
	L/NT\$	%	L/NT\$	%
變動成本				
原料成本	18.47	76.73	17.53	73.91
直接人工 (含製造及農務)	1.94	8.08	0.93	2.95
製造成本	1.66	6.89	3.2	13.49
固定成本	L/NT\$	%	L/NT\$	%
折舊	1.25	5.19	1.25	5.27
管銷	0.44	1.82	0.44	1.84
其他	0.31	1.29	0.36	1.53
合計	24.07	100	23.71	100

資料來源：台糖公司(梁啟源與鄭睿合，2010)

另外，現階段生質能源推廣最成功的巴西，其甘蔗技術研究中心(CTC, Centro de Tecnologia Canavieira)分析其 2004 年之生質酒精生產成本，生質酒精之總生產成本包含甘蔗生產(Cane production)成本及甘蔗加工(Cane processing)成本。每公升酒精平均生產成本約為美金 17 分，其中，作為酒精原料之甘蔗生產成本約為每公升酒精美金 12.5 分，約佔總生產成本之 73%，與我國情況相似(參表 32)；將甘蔗加工製成酒精之甘蔗加工成本約為每公升酒精美金 4.5 分，約佔總生產成本之 27%。

由酒精生產成本結構可知生質酒精之料源成本是生產酒精之最主要成本。巴西為發展其酒精產業除了改良甘蔗品種外，其生產模式是將糖廠兼酒精工廠建在廣大甘蔗田中，大量降低甘蔗生產之收割、運輸等成本，使酒精價格具有競爭力。因此，我國在推廣酒精汽油的過程中，如何降低酒精料源成本與循序漸進發展應用，是為不容忽視之重要課題。

肆、GEMEET 模型驗證與確認

一、模型驗證與確認之步驟

如前所述，本年度計畫首要工作為驗證及確認 (V&V)，所謂 V&V 是指驗證 (Verification) 與確認 (Validation)，驗證—do the thing right 是前期的活動，強調開發出來的東西是否符合當初所設計的需求，強調一致性，堅持並遵守標準；確認—do the right thing 是後期的活動，強調做出來的東西是對的，是符合使用者需求的。驗證與確認相比，確認是較重要的，因為能夠滿足組織目標及使用者需求的模型才成功的模型。由於 GEMEET 模型同時考慮了經濟、環境、能源等三個面向，因此模型較為複雜，而為了評估 3E 相關政策議題，這樣一個大型的模型中包含了許多的參數設定與假設，各個細節環環相扣，牽一髮而動全身，這樣一個複雜的 CGE 模型要如何進行確認與驗證？

Gass (1983) 是最早提出有必要對模擬模型進行確認的學者，Jorgenson (1984)、Kehoe et al (1995) 也曾指出早期 CGE 模型經常被批評缺乏確認，而使得其模擬結果的被接受度不高。然而隨著 CGE 模型愈來愈被廣泛運用，雖然模型複雜且確認困難，但 CGE 模型確實有進行確認的必要性。近年 Kehoe (1995)、Gehlhar (1997)、Hertel et al. (2005)、Valenzuela et al. (2007)、Valenzuela et al. (2007) 皆曾針對 CGE 模型作確認。其中，Valenzuela et al. (2007) 主要參考 Anderson (1992) 及 Vanzetti (1998) 的方法，針對 GTAP 多國模型作模型確認，其藉由隨機模擬 (stochastic simulation) 的方法，利用估計小麥產量時間序列模型所計算得到之隨機衝擊 (shocks)，來衡量伴隨著小麥生產過程所可能存在的隨機性 (randomness)，然後將其代入 CGE 模型中。上述計算得到之隨機衝擊數列可用於反映小麥生產過程中生產力的隨機變動過程或分佈，而理論上這些生產力的衝擊代入 CGE 模型後，內生求解得到之小麥產量將與實際的產量相當接近。這種反覆代入求解的過程也將內生解得小麥之價格變化分佈，利用此一價格數列可以計算得到變異數及標準差，然後將其與實際價格數列之變異數及標準差比較，即可以確認 (validate) 模型是否運作合理。

Beckman and Hertel (2010) 則是針對 GTAP-E 能源多國模型進行模型確認測試，其確認測試部分係參考 Valenzuela et al. (2007) 的作法，部份則有另外的考量，而其中最主要的差別係在於：(1) Valenzuela et al. (2007) 所研究標的市場 (小麥) 的價格變動主要來自供給面的因素，Beckman and Hertel (2010) 所研究標的市場 (石油) 價格的波動則主要是同時來自供給與需求面的因素。此外，Beckman and Hertel (2010) 因為研究對象是石油

市場，因此當模型運作與實際市場運作有差距時，調整的對象主要是模型中的石油供給與需求彈性值，因此，Beckman and Hertel (2010) 實際上不止對模型進行確認測試，同時也對模型中與能源相關的彈性值進行檢視。

在對 CGE 模型的確認步驟方面，Valenzuela et al. (2007) 將 CGE 模型的確認分為三步驟：

1. **估算 CGE 模型隨機模擬所需之外生衝擊量：**須先確立造成研究對象變動之外生衝擊來源，例如，研究對象是小麥市場，而根據相關文獻可以發現，造成小麥價格變動的主要原因是供給面的因素，因此，需要掌握的是造成小麥產量變動之外生衝擊到底為何。而就模型而言，可以設定衝擊產量的關鍵變數為總要素生產力，因此，所需估算的即是生產力衝擊量的大小。針對生產力衝擊量大小的估算，我們可以拿小麥產量的歷史數據，建構一時間序列模型（通常是 ARMA 模型），然後估計模型並計算模型推估值與實際值之間的差距（此即估計之殘差），再將此差距數列作為生產力變動的量，將其代入 CGE 模型中求解。
2. **將估計殘差轉換成生產力衝擊量，並代入 CGE 模型進行隨機模擬：**參考 Arndt (1996) 及 Pearson and Arndt (2000)，假設估計殘差遵循對稱之三角分配（symmetric triangular distribution），而分配之端點值（endpoints）可以估計殘差之平均數及變異數估算得到，公式為 $c = \mu \pm \sqrt{6V}$ 。上式 c 為端點值， μ 為平均值， V 為變異數。隨機模擬需要一些額外的假設，如：外生之生產力衝擊均是互相獨立且呈現對稱分佈。
3. **決定研究標的市場價格之波動性：**主要係用來與模型隨機模擬所產生價格之波動性來做比較。本步驟選取實際之小麥市場價格，同時也需要決定計算波動性的時間區間。決定時間區間有幾個考量，第一，由於模型確認的測試是針對政策中立（policy-neutral）情況下的測試，因此所選取的區間研究標的市場最好不要有很明顯的政策變化；第二，由於 CGE 模型建置時會以某一時間點的資料作為模型之基準年度，因此，用於計算實際價格波動性之時間區間應該就在此一基準時間點的附近。例如，Valenzuela et al. (2007) 所測試的 GTAP 模型之基準年度為 1997，而其選取計算波動性的時間區間為 1990-2001。

由於模型的建立費力耗時，為確保模型在後續分析上是可用的，因此有必要針對模型進行驗證及確認。但在進行驗證與確認前，必須先釐清所需驗證及確認的項目及步驟。圖 34 顯示的是 GEMEET 模型的 V&V 示意

圖，模型乃是根據真實世界的運作系統予以簡化，並設計各種的政策機制而建立。為確保模型可供委託單位用於後續政策議題分析，因此模型驗證的首要工作在於檢驗模型功能是否符合原先委託單位預期；其次，為確保模型運作的可信度，因此有必要針對模型中的資料及相關參數檢驗。當模型驗證程序完成後，接著便進行模型確認的步驟，模型確認步驟中，相當重要的一點便是運跑結果與歷史趨勢的一致性，以及對未來趨勢預估的合理性。

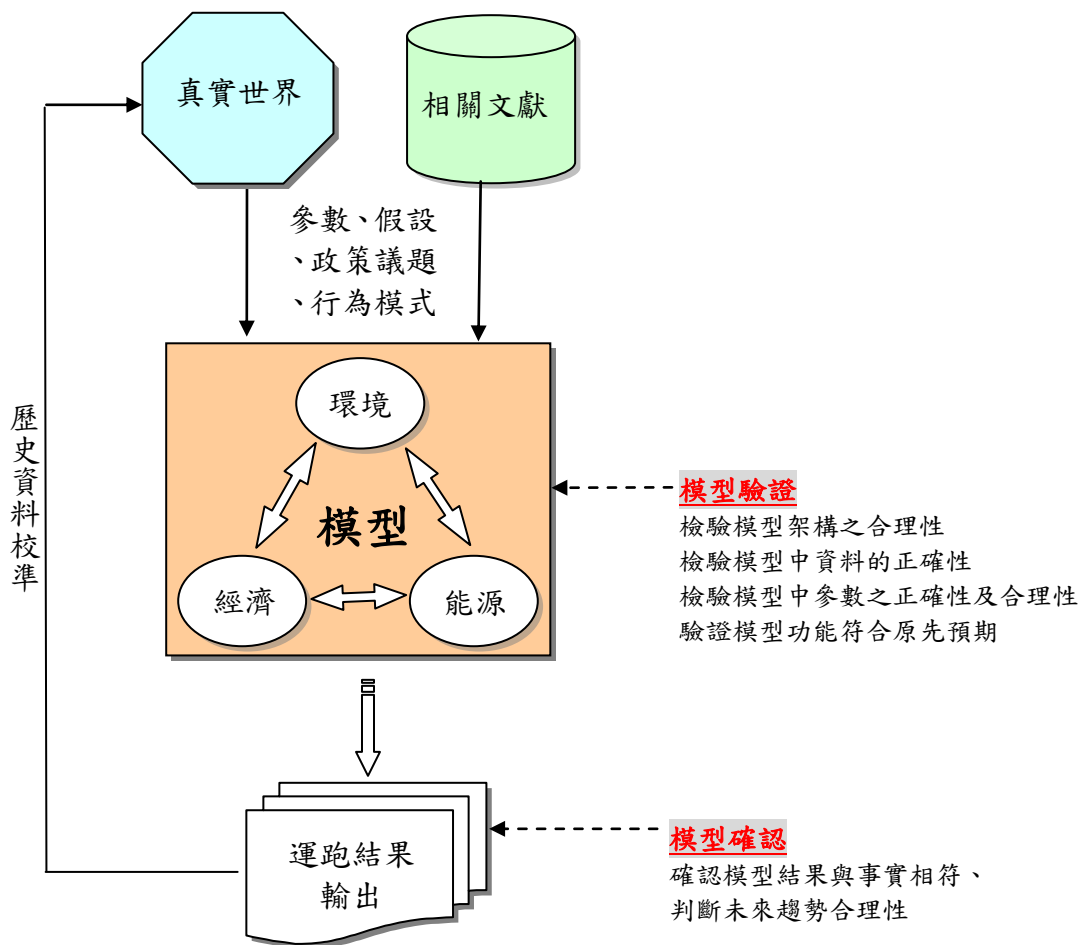


圖 34 GEMEET 模型驗證及確認示意圖

至於模型驗證步驟可簡列如下所示：

1. **檢驗模型架構是否合宜：**模型主要是針對特定的真實世界體系予以簡化，保留其中的主要運作架構，並利用數學方程式加以建構，而簡化後的模型與真實世界難免有些許差距，然而這樣的簡化是否合宜，能否充份表現分析議題的關鍵核心。

2. **檢驗模型中資料的正確性**：資料的正確性決定了模擬結果的可信度，然而由於部份新能源尚在發展階段，較缺乏完可分析的統計資料，在這樣的情況下，模型中整編的資料庫是否正確，若台灣無真實產業資料可資比對，那麼與國際間的產業情況相比又如何？因此，此一步驟主要乃藉由技術分析步驟中所蒐集到的資料，重新檢視模型資料庫中新能源產業投入結構的正確性。
3. **檢驗模型中參數的正確性**：模型中利用數學方程式來描繪各單位的行為模式，其間包含許多參數，這些參數，一部份我們可藉由歷史資料估計而得，而無法取得歷史資料的部份則可參考國外相關資料設定，若無歷史資料可供估計，亦無相關資料以資對照，那麼可由相近產業作為對照基礎，而後於確認步驟中進行敏感度分析，以明參數設定誤差對運跑結果的敏感度。
4. **檢驗模型功能是否符合委託單位需求**：模型的建置通常是為了特定議題的分析，當然模型並非只能針對單一議題分析，但每一個議題的分析都需要在模型中個別設定，使得 GEMEET 模型可分析的議題具有多樣性。

模型的確認乃是針對模型運跑結果及趨勢進行研讀，確認其結果的合理性，以及是否與模型運作原理及先驗知識相違背。若發生異常，則表示模型架構、資料庫、或相關參數可能設定錯誤，關於 GEMEET 模型的模型確認步驟可列如下：

1. **認定模型中之重要影響參數**：由於 3E 模型關注的面向較廣擴，因此模型中設定了許多參數，其中，有些參數的設定對模擬結果有深遠的影響。再者，不同的政策議題所關注的面向不同，因此其重要影響參數亦不同，因此，進行模型確認的第一個步驟，必須先釐清模型中的那些參數是具有重要影響的關鍵因素。
2. **確認模型中歷史年度資料校準之正確性**：由於模型中所採用的基準資料庫為主計處最新公布的 95 年產業關聯表，自 95 年至 99 年已經過 5 個年度，此 5 個年度必需針對模型中的主要變數做歷史年度的資料校準，以使模型的運跑結果更貼近真實世界，而此歷史年度的資料則需詳實核對其正確性。
3. **判斷未校準變數於歷史年的趨勢是否合理**：除了重要，且有資料可進行歷史校準的變數外，其餘無法取得歷史資料進行校準的重要變數，則需觀察其在歷史年度運跑結果的趨勢是否合理。
4. **判斷模型基準情境的趨勢是否合理**：在進行步驟 1 至步驟 3 之後，接著便需針對模型對於未來年度的基準情境 (business as usual; BAU) 模

擬結果的合理性，此一步驟可藉由與國內外相關模型基本假設及模擬結果的比較來瞭解其合理性。

5. **針對模型中重要影響參數進行敏感度分析**：確認的最後一個步驟為參數敏感度分析。所謂的敏感度分析，是指使模型的重要變數或參數在某特定範圍內變動，以觀察模型運跑結果變化情形的一種分析方式。敏感度分析是模型確認的一個重要步驟，藉由此一步驟可以讓我們瞭解那一些參數的設定是我們必須要格外小心確認的，那一些參數對我們所要觀注的分析結果影響不大。

二、GEMEET 模型之驗證

2.1 檢驗模型架構是否合宜

核能研究所為一核能及新能源技術研發機構，關心新能源產業發展所帶來之經濟及環境效益，也關心核能政策的影響及新能源科技政策的影響，更希望探索再生能源政策中之各種補貼政策及誘因政策的效果及可能之公平性；此外，並希望在氣候變遷之政策評估及影響分析上扮演一定的角色。

新能源及再生能源發展的時間短，因此相關的資料相當缺乏，很多需要仰賴研發之技術單位專家提供仍處於實驗或試驗性運轉的資料，無法完全反映目前或未來實際的狀況是可以預期的，不過，逐步改善資料的品質仍有機會使模型臻於完美，而有了一個初期的模型也才會提供討論及交流的平台，讓各方專家提供寶貴的修正建議，使模型有機會更趨完善。

目前建置的 GEMEET 模型已具有以下之特色：

- (一) 納入特殊之新能源及再生能源部門
- (二) 部份新能源或再生能源主要用於發電，部份則以作為一般消費為主，另有一些則屬於以半成品或組件、設備製造為主
- (三) 考量了內生技術變動的機制，並連結了科技政策的影響機制
- (四) 發電部門係由不同之發電技術所組成
- (五) 考量了能源政策中的誘因或補貼政策，針對租稅及補貼有特殊的處理
- (六) 考量環境政策的施行，設計了課徵碳稅或能源稅，以及直接進行

總量管制之機制

(七)事先考量將來與能源工程模型整合的策略，擬定合理的部門分類

以下則將針對模型結構逐一做檢視並同時檢討其合理性。

2.1.1 生產結構

(1) 目的:

希望能利用一經濟模型，將各部門之間生產及產出的交互影響關係描繪出來，並在此結構下能夠觀察新能源產業發展所帶來之經濟及環境效益，也關心核能政策的影響及新能源科技政策的影響，更希望探索再生能源政策中之各種補貼政策及誘因政策的效果及可能之公平性。

(2) 期望作法:

各個產業的投入包含中間投入與原始投入，有鑑於本計畫案關心新能源產業發展所帶來之經濟及環境效益，也關心核能政策的影響及新能源科技政策的影響，更希望探索再生能源政策中之各種補貼政策及誘因政策的效果及可能之公平性，所以希望在中間投入之部分包含各個新能源產業，而能源投入與原始投入之間互為替代關係，而能源投入之部分可將之細分，其中包含了各初級能源、石油煉製品以及電力部分。至於電力部分希望可在細分為各種不同發電技術。至於產業之間互動的關係則依照實際的情況以數學函數的型態來做處理。

(3) 現行做法:

在目前的 GEMEET 模型基本架構中，生產者購買包括商品（中間需求）及原始要素（勞動、土地、資本等）來進行生產，而就投資者、家計單位、政府及國外購買者等最終需求者而言，其僅購買商品，並無原始要素的購置。惟不論中間或最終需要，其所購買之商品均可分為國產品及進口品。至於在決策行為模式的設定上，本計畫模型與著名的 TAIGEM-III 模型相似，係利用投入—產出弱可分割假設 (weak separability assumption)，將生產者、投資者及消費者之決策行為以巢式 (nested) 的結構設定處理。

生產者行為的設定是在成本最小化的前提下，在特定的生產函數中選擇最適投入組合以求取最適的產出。再投入面方面，圖 35 下層的投入組合代表各個產業是採用 Leontief 生產函數將中間產品、其他成本、複合能源原始投入作為要素來生產商品，這樣的設定代表著上述各項投入之間無替代性，只是反映出各生產投入將隨著產出的擴張或緊縮而呈等比例的增

減。

而中間投入各商品的組合是由該商品國產與進口品透過 CES 函數函數加總而成之複合產品。而複合能源原始投入則代表著能源與原始投入之間有相互替代之關係，而在能源投入在模型內也有相當詳盡之刻畫，此部分在後續之章節會做說明。而原始投入一樣是由勞動、土地、資本透過 CES 函數加總而成。

在產出的部分，圖 35 最上層的 CET 加總函數所代表的是生產者在追求利潤極大化的前提下，以固定轉換彈性決定最適的產出分配。換句話說，國內的產業會依照各個產品的價格進而決定各種產品的生產比例來追求收入的最大化。而廠商生產供本國或是出口使用的比例則是由本國與出口的相對價格而定。

本模型也涵蓋了相關新能源產品，其所包含之範圍及結構如圖 36 所示。在能源投入中（圖 37），煤及製品、燃氣、汽油產品、產油、其他油品以及電力互相為一不完全替代之關係，而汽油產品分別由纖維酒精與汽油做複合加總而成，燃氣則為液化石油氣及天然氣所組成。現實社會的狀況也類似與此，當其中某種能源相對價格高漲，廠商對該種能源之需求量會減少，自然會提高其他能源的需求量。在電力投入方面，圖 38 顯示目前模型內電力主要分為非汽電共生及汽電共生，非汽電共生則包含了所有傳統與再生發電技術，而這些發電技術之間則透過價格機制來決定其發電量。

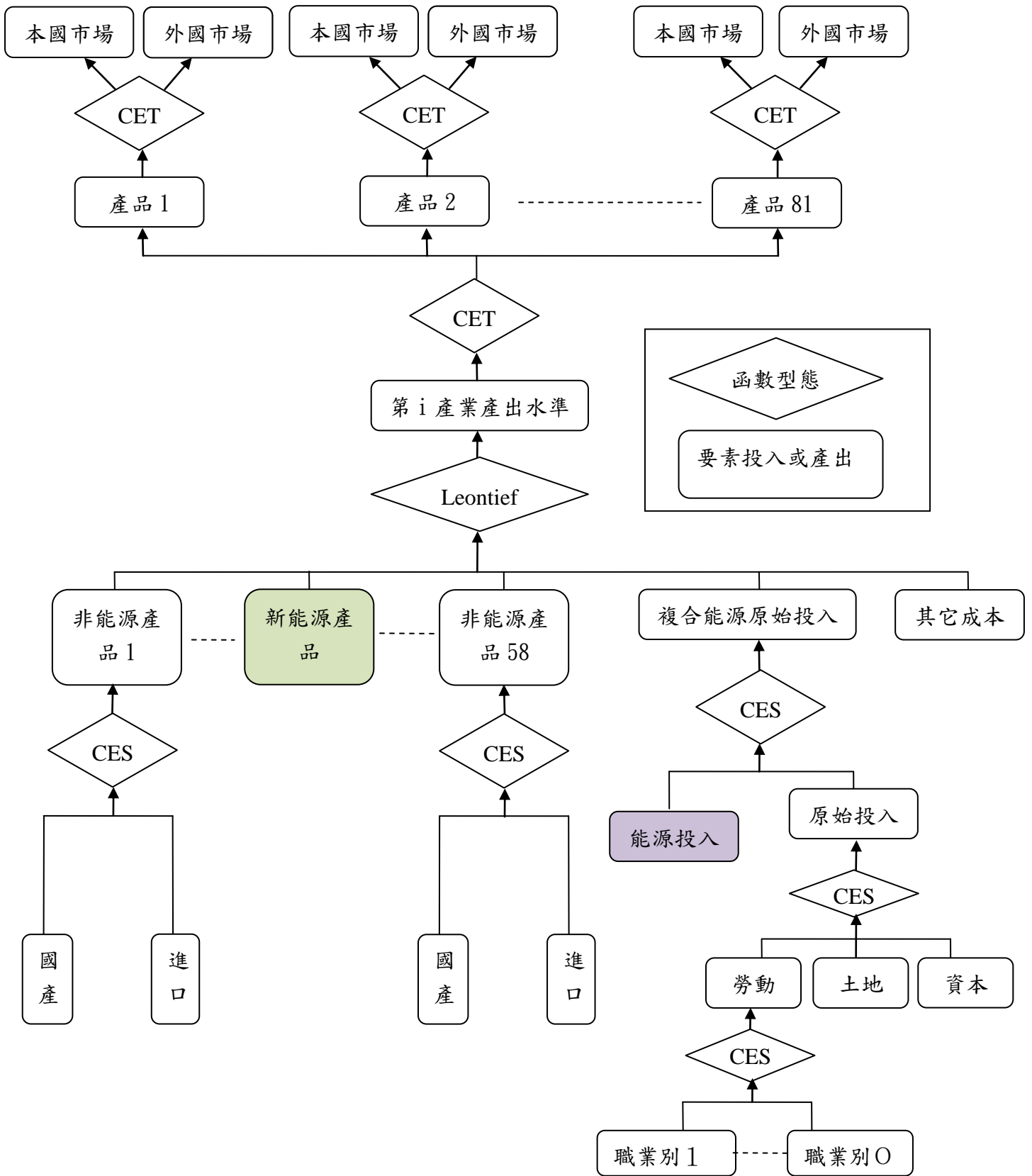


圖 35 生產之巢式結構

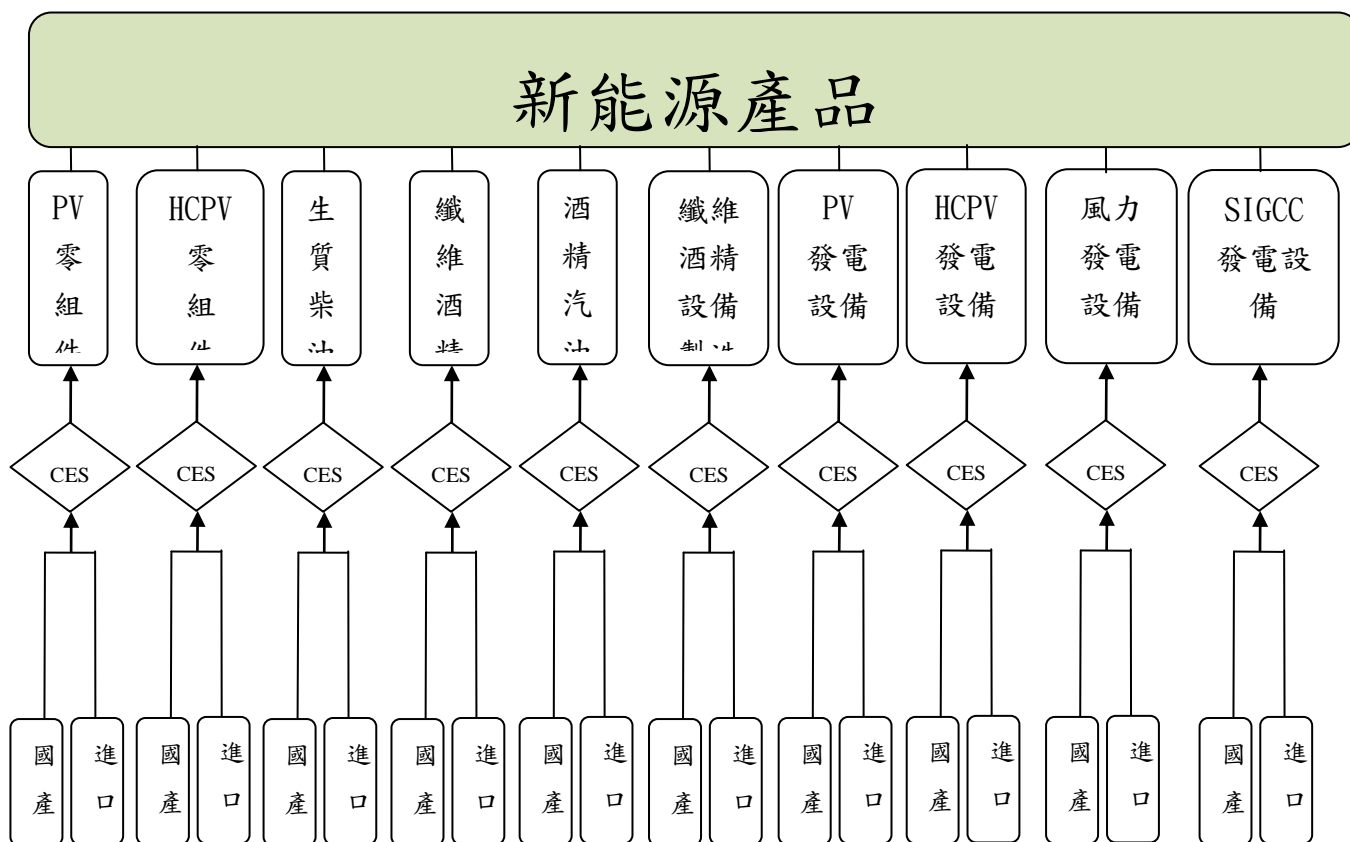


圖 36 新能源產品之巢式結構

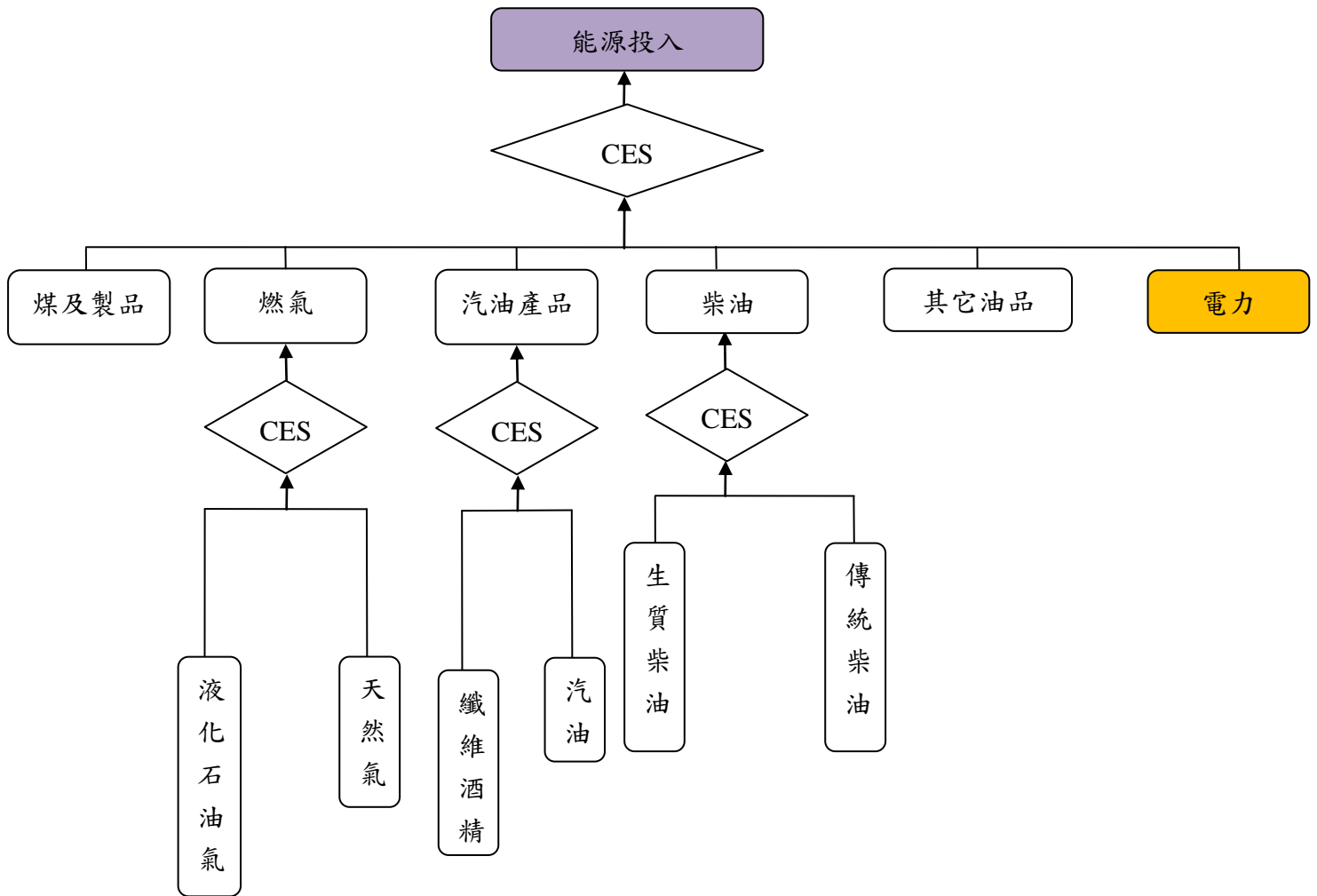


圖 37 能源投入之巢式結構

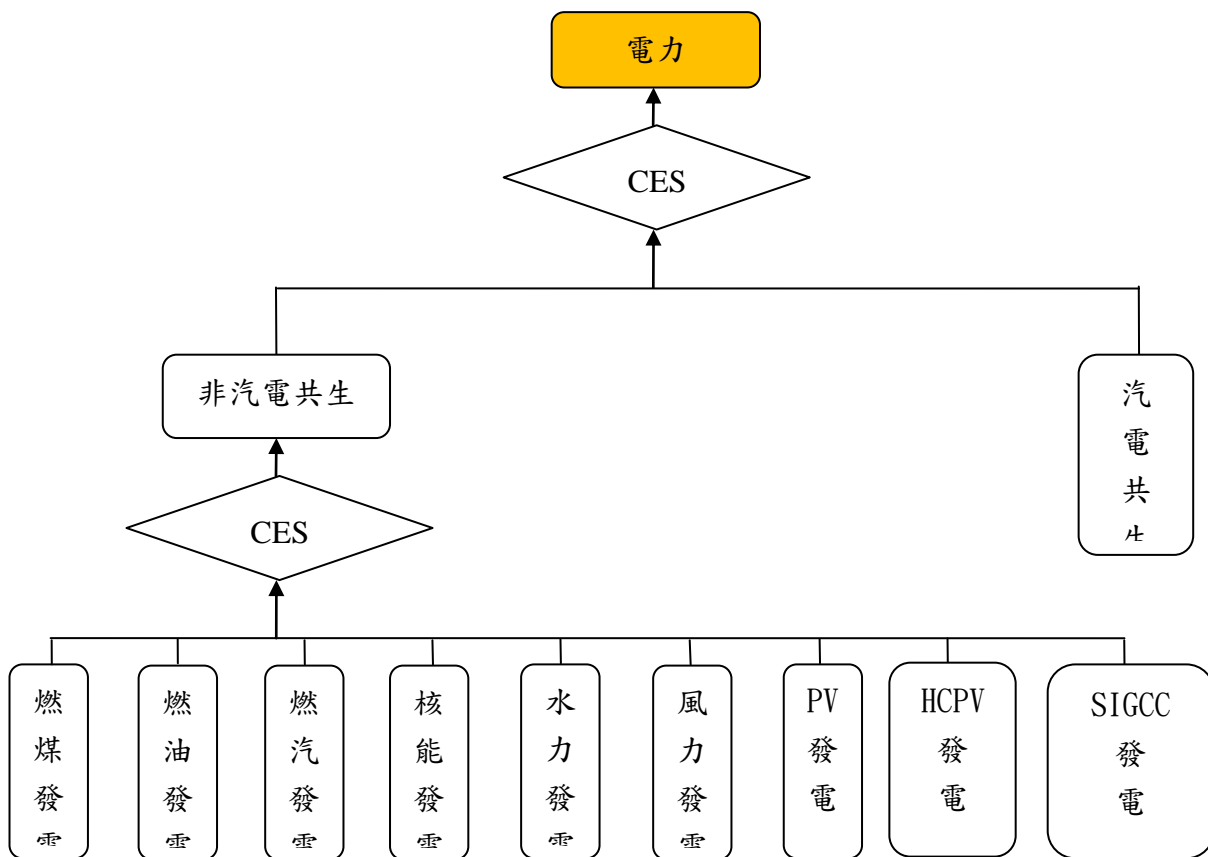


圖 38 電力投入之巢式結構

(4) 檢討：

- A. 由於各個能源投入在實務上之替代性皆不同，所以應該使用 CRETH 函數來描繪其之間的替代關係。
- B. 類似於能源投入的問題，電力在實際的運作上有其他之考量，所以各個電力之替代彈性基於實務上之運作也不盡相同，在此也應使用 CRETH 函數來描繪其之間的替代關係。
- C. 每個投入皆分為國產與進口這兩個來源，可根據研究需求將進口再進一步地區分不同之來源地區。
- D. 在原始投入的勞動部分，可根據勞動之技術區分為不同的勞動類別。

2.1.2 消費結構

家計部門之消費行為，在總體經濟體系中占相當重要的角色，而如何將消費者行為合理且適當地整合到可計算一般均衡(CGE)模型中，便成為本研究之重要課題。消費者行為理論為個體經濟學之核心之一，如何藉助適當的函數形式與計量推導，引伸出消費者對於產品的需求(消費)行為，在國內外的研究中，已有相當多元、成熟的發展。

(1) 目的：

利用適當的家計部門需求函數，整合於模型中，真實反映消費者對於各部門產品之需求行為。

(2) 期望做法：

設定一適當的消費者效用函數，在效用極大化的前提下，可計算出消費者追求效用極大化所選擇的產品消費行為。同時為了配合研究主軸，進一步考慮新興能源之發展，對於能源產品考慮其產品間的可替代性，擴編並延伸出模型的家計部門消費行為。

(3) 現行做法：

首先，如圖 39 所示，我們保留了所有產品在國產與進口間的不完全替代關係(CES 函數加總)，在能源產品部分，則與生產結構之設定相同。

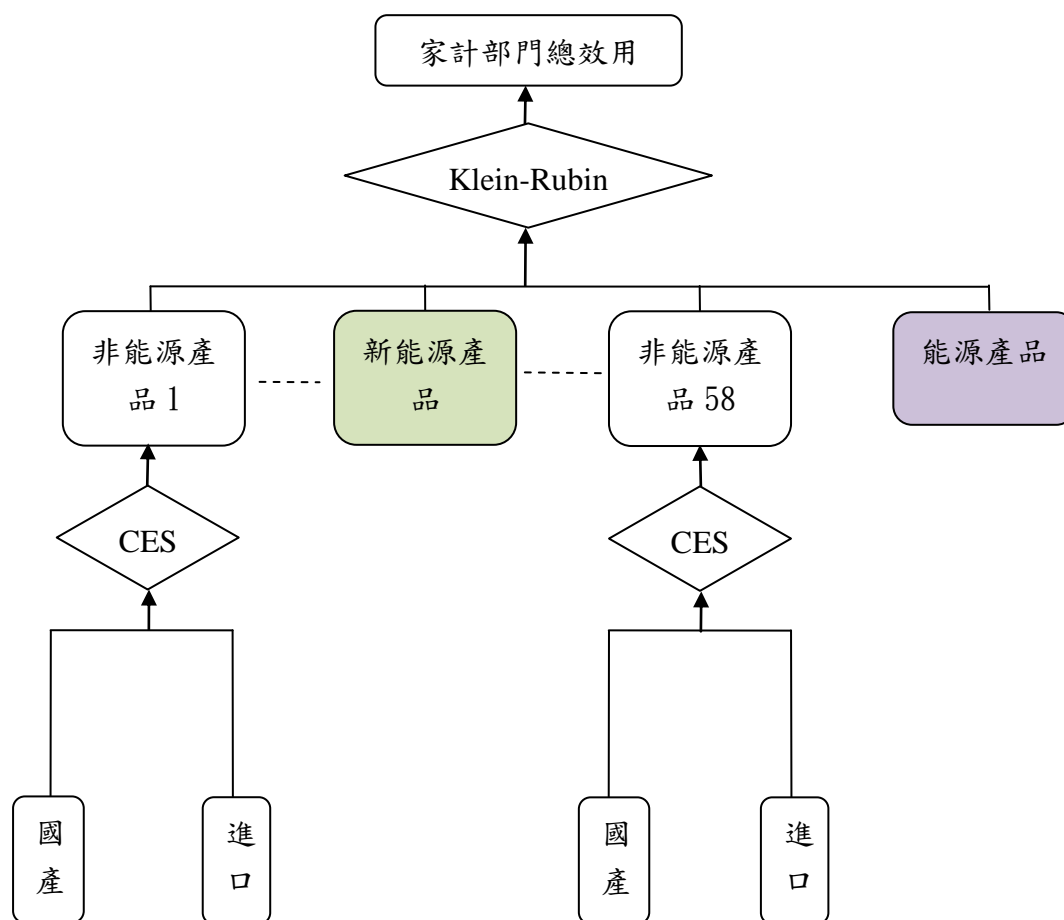


圖 39 家計部門效用與消費行為

(4) 檢討：

本部分基本上延續原先模型的設定，另外再加入新能源與能源產品的機制，所以原則上不需做其他的修改。

2.1.3 投資結構

(1) 目的：

將適當的函數整合於模型中，以真實反應各產業對於投資財的需求行為。

(2) 期望做法：

產業所使用之資本財為國內產業以及進口所生產得來之資本，這樣的關係與生產巢式結構相似，但不同的是投資需求並不直接使用原始投入，因為原始投入只作為資本累積之用，而不作為投資財之投入。而新能源產業所生產出來的產品也可供產業當作投資財使用。

(3) 現行做法：

如圖 40 所示，投資需求函數乃透過求解兩層投資者之成本極小化問題

而來，在最底下一層，以 CES 生產函數為限制式，求解進口與國產品之總成本極小化問題。到了第二層，在 Leontief 生產函數下，求解各類產品組合之總成本極小化問題。

(4) 檢討:

本部分基本上延續原先模型的設定，另外再加入新能源與能源產品的機制，所以原則上不需做其他的修改。

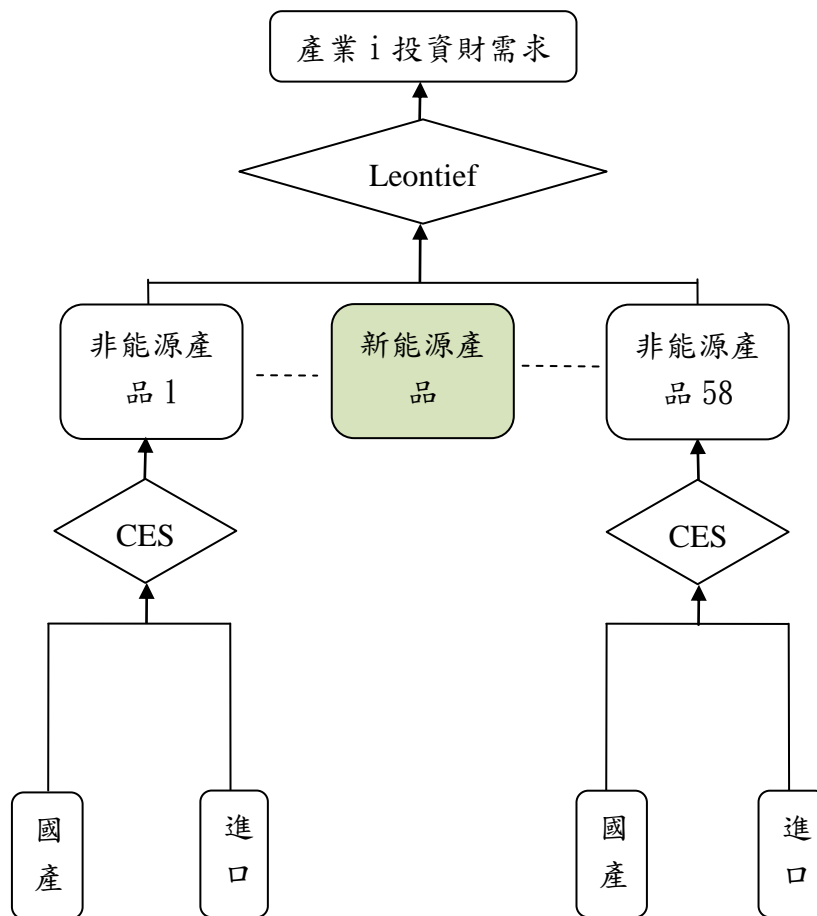


圖 40 投資行為之巢式結構

2.1.4 能源與電力

(1) 目的:

在能源研究的領域當中，所廣被重視的議題之一是能源在經濟體系中的使用的狀況與能源如何在經濟體系中做最有效的配置，特別是對類似我國這種對能源有高度進口依賴的國家而言，針對此類問題的釐清與評估，有其策略上的必要性。

(2) 期望做法:

基本上，此一問題在模型處理的關鍵係在於電力部門技術配套之函數設計與部門使用能源間替代機制之函數設計，而這樣的設計可以某種程度結合了「由下而上」與「由上而下」的模型特性，足以更細緻刻劃能源與電力部門間之互動與關聯。本研究模型在這部份原則上有必要之設定，且在各項參數值的設定上也會做詳細的檢討，此外，在發電技術的種類方面，也設定了納入其他非傳統發電技術的空間，可以因應議題需要納入其他如再生能源發電之技術，以更廣泛的探討能源政策的相關議題。

(3) 現行做法:

依據我國發電技術之現況與種類可知，電力供給主要是由煤、石油、天然氣、核能、水力發電或是可再生能源等技術所生產。在可行的技術限制下，假設電力產業可以根據不同發電技術間的相對成本來決定彼此的替代程度。同時，為避免模型求解出不符合現況或技術上不可行的投入組合，實務上在設定發電技術的選擇行為時，必需限制某些技術「完全」被其他技術所取代，而此即為與工程規劃模型中類似之「由下而上」的設定。本研究所建構之模型能源投入結構如圖 37 所示，而模型之發電結構則示於圖 38。

(4) 檢討:

但對於受到非價格因素影響甚鉅的發電技術像是核能與水力發電則需透過外生設定其發電量，以免對於模型結果產生偏誤。而核能主要是受到政策影響，目前的設定為核一廠排定於 2018、2019 各有一部機組除役，核二廠則排定於 2021、2023 分別一部機組除役，而核三廠則排定於 2024、2025 年各一部機組除役，因此在模型中亦將核電廠除役的情形考慮進來。此外，在模型中核四廠可能商轉的時間目前排定於 2013 年及 2014 年各一部商轉。

而水力發電則因為我國地理環境條件之因素，所能開發水力發電之河川有限，且也已幾乎開發待盡，所以在未來年裡發電量並不會有太大幅之增加，所以如果不在模型裡外生設定限制住其發展，由國際能源價格逐漸上漲的趨勢來看，傳統發電技術的成本逐漸攀升，會透過模型內部相對價格變動之不完全替代的調整機制，被水力發電這種較少用到化石燃料所部分替代，導致於水力發電的發電量會大幅增加，而這種結果與前述目前台灣的現實情況差異甚大，所以我們將之設定為外生變數，同時參考能源局 2009 年能源統計手冊，根據 1989 至 2009 年各年水力發電量計算出這 20 年平均水力發電量成長率為 0.28%，以此設定模型內未來每年之水力發電成長率。

依據我國發電技術之現況與種類可知，電力供給主要是由煤、石油、天然氣、核能、水力發電或是可再生能源等技術所生產。在可行的技術限制下，目前模型內電力產業是根據不同發電技術間的相對成本來決定其發電量。實務上在設定發電技術的選擇行為時，必需限制某些技術「完全」被其他技術所取代，而此即為與工程規劃模型中類似之「由下而上」的設定，所以之後可與一 Bottom-up 能源工程模型做整合，以更符合實務上之設定。

2.1.5 科技政策與再生能源技術

(1) 目的:

對新能源及再生能源技術而言，其產業的擴張將可以透過 R&D 投入的增加，也可以透過一些政策直接或間接的誘發而產生。各種誘因或誘發政策中，對新能源及再生能源技術或產品的生產者及對消費者所提供的補貼，將會因技術或產品生產及購買成本的下降，直接增加對該技術或產品的需求，進而使該產業得以擴張。

(2) 期望做法:

模型內可納入了主要能源技術部門（包含傳統及新能源、再生性能源等），其他產業部門則適度的簡化，以將分析重心擺在模型間可以順暢整合為優先。除此之外，考量科技政策研發（R&D）投入對產業發展影響的相關機制。基本上，政府的科技政策研發投入除了會直接導致新技術的創新以及既有技術生產力或效率的提升以外，也會誘發民間廠商的 R&D 投入，再進而導致進一步的創新、技術進步、及技術學習效果。而如限制經濟體系 CO₂ 排放量及課徵能源稅等政策的施行，將會使原本成本相對於傳統能源技術為高的新能源技術或產品，得以變得更有競爭力，進而導致經濟體系增加對其之需求，使得產業得以擴張。

(3) 現行做法:

針對上述之科技政策研發（R&D）投入對產業發展影響機制，本研究模型初步做了以下之設定：

經濟體系各產業在生產過程中將逐漸累積經驗，自發性地修正並調整更有效率的生產行為，以提高其生產效率。也因此，傳統 CGE 模型中將技術外生處理之機制將較不符產業發展之實際演進。本研究參考近期國外相關研究，針對模型中之生產行為設定，考慮技術內生化效果，將原生產決策修改為

$$\begin{aligned} & \min \text{ Cost} \\ & \text{s.t. } Y = \text{Leontief} \left[\frac{X_{\text{Intermediate}(i)}}{A_{\text{Intermediate}(i)} * A_{\text{tech}}}, \frac{X_{\text{Energy}}}{A_{\text{Energy}} * A_{\text{tech}}}, \frac{X_{\text{Factor}}}{A_{\text{Factor}} * A_{\text{tech}}} \right] \quad (1) \\ & A_{\text{tech}} = g(Z), Z \text{ 表示為所有影響 } A_{\text{tech}} \text{ 之變數向量} \end{aligned}$$

式(1)為一 Leontief 生產函數，X 代表投入量，A 代表技術參數。當 A 越小，代表用較少投入量 X 就可維持相同的產出，所以 A 值越小代表發生技術進步，反之越大代表有技術退步的狀況發生。至於內外生技術進步的調和會在開啟學習曲線機制時用到。未開啟學習曲線的機制時，總技術進步為外生變數，學習曲線內的參數為內生變數，這時候學習曲線內的效果對於外生的總技術進步完全不會影響，所以將總技術進步外生設定等於是切斷了學習效果與技術進步之間的關係。但當學習曲線機制啟動時，總技術進步變數會與學習曲線內的參數做內外生對調，也就是總技術進步變數為內生變數，學習曲線內的參數為外生設定，而產業會透過累積產量或是 R&D 投資的累積經由所設定之參數影響總技術進步，達到成本下降的目的。

上式中的 $X_{\text{Intermediate}(i)}$ 、 $A_{\text{Intermediate}(i)}$ 代表非能源產品之中間投入及其技術進步參數， X_{Energy} 、 A_{Energy} 表示複合能源投入及其技術進步參數， X_{Factor} 、 A_{Factor} 則表示複合原始投入及其技術進步參數，而上述三組變數之技術進步參數均設定為外生。除了上述以外，本文針對技術內生化的處理，另外增加一內生之總技術進步變數，同時假設其變動依由另一組變數 Z 所決定 ($A_{\text{tech}} = g(Z)$)，此即為內生成長的概念，Z 由那些因素組成？一般學習曲線的技術進步來源主要有二，其一為產量累積，其二則可能透過 R&D 資本的累積。

上述的設計中，技術參數或變數 ($A_{\text{Intermediate}(i)}$ 、 A_{Factor} 、 A_{Energy} 、 A_{tech}) 變小代表用較少投入量 X 就可維持相同的產出，所以 A 值越小代表發生技術進步，技術參數或變數變大表示為技術退步。³⁴ 因此，若以百分比變動形式表示，則技術進步效果將表現在參數 ($a_{\text{Intermediate}(i)}$ 、 a_{Factor} 、 a_{Energy} 、 a_{tech}) 小

³⁴ 設定為外生之參數可以外生的方式給定不同的數值，設定為內生之技術變數則會隨模型求解過程而變化。

於 0 的時候。綜合來說，本研究之技術進步參數或變數，在整個 CGE 動態求解過程中扮演了兩個不同的角色：

1. 擴張產能：當要素使用維持不變時，將使得總產出因技術進步而增加。
2. 降低成本：當維持總產出不變時，技術進步將使產業節省中間投入及能源與原始投入的使用，進而降低其生產成本。

由於在動態處理過程中，要素的使用與產出的決定均係由模型內生求解而得，因此，除非有特殊的情境或政策設計，在本文中的技術效果均將包含上述兩項效果。

最後，在如何決定出內生技術進步變數 $A_{tech} = g(Z)$ 之函數型態與影響變數方面，本文則是參考 Kyreos (2005) 在 MERGE 模型³⁵中的二因子學習曲線設計：

$$GC_{k,t} = a \times CP_{k,t}^{-b} \times KS_{k,t}^{-c} \quad (2)$$

$$KS_{k,t} = KS_{k,t-1} \times (1-s) + AR \& D \times ypp_t \quad (3)$$

式中： $GC_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之單位成本；

$CP_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之累計產量；

$KS_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之累計研發投資支出；

$AR \& D$ 表示為總研發投資規劃；

ypp_t 表示為研發投資各年之支出比例。

由 (2) 式可知，在二因子學習曲線設計中，產業的單位成本將受到該產業的累積產量與累積研發投資兩項因子所影響。隨著產量與研究投資的累積，特定產業之單位生產成本會有逐年下降的情形。(3) 式則為研發投資之資本累積方程式。

上述以產業單位生產成本隨累積產量及累積研發投資而變化的設定方式，在本研究之動態 CGE 模型中並無法直接比照處理。其中最主要的原因是，本研究模型價格系統設定的核心為生產者價格決定機制，而雖然生產者價格取決於生產成本，但因此一生產成本的決定係由許多內生投入的量及價格所決定，而要針對這部份以額外的影響因子來建立直接影響生

³⁵ MERGE 模型全名為 model for evaluating regional and global effects，是一個因應氣候變遷管理而設置的整合模型(IAM)，其主要特色之一為內含邊做邊學 (learning-by-doing) 之學習機制。

產成本的設定方式，基本上並不太可行。也因此，要建立起單位生產成本的變化與累積產量及累積研發資本有關之機制，需要透過其他的方式來處理。基本上，本研究在學習曲線效果的設計，保留了MERGE模型之二因子設計，但是卻是將學習效果透過模型之內生技術變數 (A_{total}) 來傳達。由於技術變數 (A_{total}) 的變化傳達了就算是在投入不變的情況下，產量也會有所變化的訊息，因此，該技術變數變化也代表單位生產成本會隨之變化。實際操作上，以內生技術變數的變化來間接反映技術的學習效果，就如同一般所認知的學習曲線，並沒有一定的曲線形式。換句話說，如果我們以單位生產成本的變化對應技術變數的變化來觀察，其間的函數關係並不一定是呈現某種線性或是非線性的形式；二者之間摻雜了複雜的投入、產出、及價格的互動，以及各產業與總體經濟及進、出口的互動。

模型操作時，因資料取得限制，本研究另假設各產業累積研發投資占總累積資本之固定比例，則 (2) 及 (3) 式可改寫為：³⁶

$$A_{total(k,t)} = a \times CP_{(k,t)}^{-b} \times KS_{(k,t)}^{-c} \quad (4)$$

$$KS_{(k,t)} = S_{R\&D(k)} \times K_{(k,t)} \quad (5)$$

$CP_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之累計產量；

$KS_{k,t}$ 表示為第 t 期 k 產業之累計研發投資支出；

(4) 式為本研究之技術內生化處理機制，而其與MERGE模型設計之差異可由圖 41 說明。在MERGE模型中，當產業存在學習效果，則以單位成本表示為 \overline{ab} (即產業供給線因學習效果由 S_1 移至 S_2)，這個效果將使得均衡點由 e_1 移至 e_2 點，致使產量增加 $\overline{e_1d}$ ，產品價格下降 $\overline{e_1c}$ 。至於本研究則是將單位成本變化修改為由模型之內生技術變數來處理，產業的學習效果 (單位成本下降) 轉換成對應之技術進步效果，而其對單位成本及產量的綜合影響可對應 $\overline{e_1e_2}$ 。也就是說，技術進步效果可得到如同MERGE模型之產量增加及價格下降效果 ($\overline{e_1d}$ 、 $\overline{e_1c}$)。是以，當特定產業之供需曲線決定，其單位成本與技術參數間將存在一定之函數關係。³⁷

³⁶ (4)及(5)兩式，在模型以百分比變動線性化後， a 與 $S_{R\&D(k)}$ 在本文中假設為固定常數，因此全微分後，兩常數可省略之。若研究者認為研究投資份額 $S_{R\&D(k)}$ 不同的年度會有不同的配比，則可增加一維度為 $S_{R\&D(k,t)}$ ，此時，便不可以減化並省略，應在預測各年度設定其投資份額。

³⁷ 本研究將在模擬分析中以模擬結果進一步印證此結果。

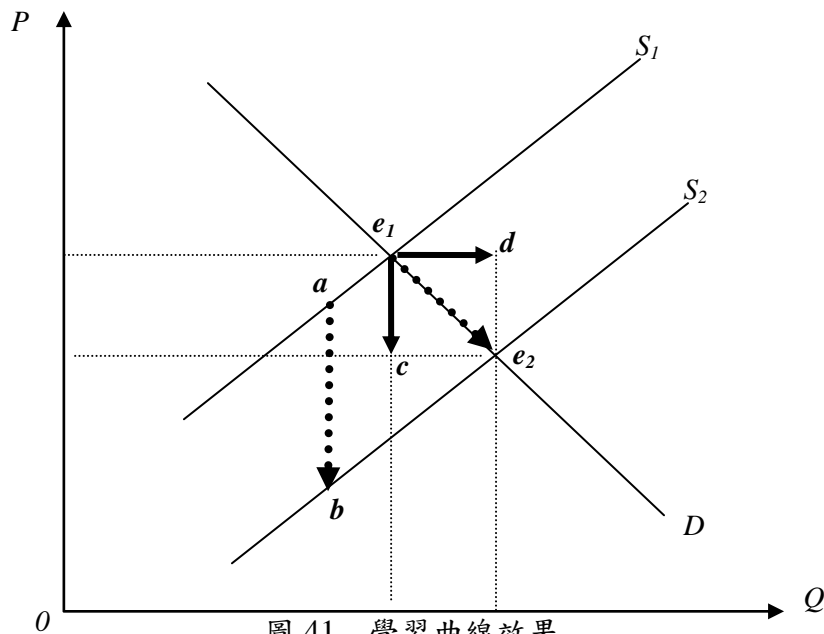


圖 41 學習曲線效果

本文現階段針對產業內生技術進步的處理，主要係在電力及再生能源部門。我們將原有模型之電力部門由僅考慮技術配套的情況，進一步納入學習曲線效果的考量，使電力部門與其他產業間的互動行為較過去的研究更為複雜，同時也更接近經濟體系的實際運作。在上述的設定下，電力部門各發電技術的發電量除了會受其他發電技術部門的影響（因為有替代關係）外，該技術部門的成本與產量亦同時會受到該部門內部可能存在之學習效果所影響。

(4) 檢討:

在模型內學習曲線的設定裡，產量是從基期年也就是 2006 年開始累積，但是實際上所有產業在過去年間已經累積相當的產量，這對於產業實際學習效果的評估會有所偏誤。

此外，實際上政府從能源產業收取一部分的基金，再針對新能源產業直接投資與 R&D 投資，除了會直接導致新技術的創新以及既有技術生產力或效率的提升以外，也會誘發民間廠商的 R&D 投入，再進而導致進一步的創新、技術進步、及技術學習效果；當然，一些由 R&D 投入所衍生的產業間技術外溢(spillover)也會有額外的影響。而這整個的影響機制目前尚未在模型內建立。

2.1.6 動態機制

(1) 目的:

為了呈現及觀察相關政策對於整體經濟、能源、環境及所關注之新能源產業未來的走勢，所以必須以一動態的模型機制來捕捉這些結果與效果。

(2) 期望做法:

在處理動態投資決策行為時，能將資本存量的成長率與投資及預期報酬率建立關聯，再透過相關機制反映投資者之行為模式，進一步影響產業資本存量累積的結果。

(3) 現行做法:

在模型運作的機制方面，本模型核心的部份係參考 TAIGEM-III 動態可計算一般均衡模型 (Dynamic Taiwan General Equilibrium Model - III) 之設定，並經過適度之部門簡化，以及將部分與本計畫無關之政策機制與方程式調整、重新設計，以符合委託單位之需。

本研究模型在處理動態投資決策行為時，係先將資本存量的成長率與投資及預期報酬率建立關聯，再透過適應性預期 (adaptive expectation) 機制的設定，反映投資者針對預期報酬率變化之行為模式，進而得到預期報酬率的高低會影響投資者的投資意願，再進一步影響產業資本存量累積的結果。其方程式架構如下：

$$K_{(i)}(t) = K_{(i)}(t-1) \times (1 - D_{(i)}) + I_{(i)}(t), \quad \forall i \in IND \quad (6)$$

$$EROR(t) = (1 - a) \times EROR(t-1) + a \times Gross_ROR(t), \quad \text{其中}, 0 < a < 1 \quad (7)$$

$$G_{(i)}(t) = Q_{(i)} \times G_{trend} \times \frac{M_{(i)}(t)^\alpha}{(Q_{(i)} - 1 + M_{(i)}(t)^\alpha)}, \quad \forall i \in IND \quad (8)$$

$$M_{(i)}(t) = EROR(t) / R_{normal} \quad (9)$$

其中：
 $K_{(i)}(t)$ 、 $D_{(i)}$ 及 $I_{(i)}(t)$ ：表示為第 t 期資本、折舊率及投資額，
 $M_{(i)}(t)$ ：表示為預期報酬率與長期平均投資報酬率之比值，
 $EROR(t)$ ：表示為第 t 期的預期報酬率，
 R_{normal} ：表示為長期平均投資報酬率，
 $G_{(i)}(t)$ ：表示為當期實際投資成長率，
 G_{trend} ：表示為長期投資成長率，

$Q_{(i)} = \frac{G_{\max}}{G_{\text{trend}}}$ ：表示為最高投資成長率與長期投資成長率之比值。

方程式 (6) 為資本累積方程式，表示第 t 期資本為第 $t-1$ 期資本扣除折舊再加上本期投資額；式 (7) 為適應性預期投資報酬率決定式，表示第 t 期預期投資報酬率等於前一期預期投資報酬率與實際投資報酬率之線性組合；式 (8) 則是以羅吉斯函數描繪資本成長率與預期投資報酬率間之關係，而由其函數特性，該式存在一合理上限 (upper bound)，恰可約束投資成長率，避免產生過度調整 (overshooting) 的情況，同時亦可表現出預期投資報酬率與投資成長率之正向 (非負) 關聯。

(4) 檢討：

本部分基本上延續原先模型的設定，另外再加入新能源與能源產品的機制，所以原則上不需做其他的修改。

2.1.7 躉購費率機制

(1) 目的：

在能源政策裡，躉購費率為一種對再生能源業者的補貼政策，如果沒有躉購費率制度，發電成本較高的再生能源相對於傳統發電技術將不具有競爭力。實施了躉購費率制度後，將確保再生能源業者所發電力會被輸配電業者收購，這樣形同對再生能源發電之價格予以補貼，使其相對於傳統發電業者具有一定之競爭力，所以躉購費率政策對於再生能源的發展將有一定的助益。有鑑於此，本研究擬將這樣的一個機制建立於模型中，以便觀察政策與產業之間互相影響的關係。

(2) 期望做法：

政府訂定一個保證收購價格，不論業者發多少電，電力業者均需以合約上之保證收購價格向再生能源業者購買。

(3) 現行做法：

有關再生能源發電業補貼在模型中的處理方式，可以下列之方程式說明：

$$P_{\text{躉購費率}} = P_{\text{發電成本}}(1+t), \quad (10)$$

在模型中，我們假設政府對發電業者採躉購費率政策時，相當於是對發電業者進行補貼，而以發電成本為補貼基準， t 即為補貼率。對輸配電業者而言，當再生能源業者發電後，輸配電業者必須以躉購費率保證收

購，因此躉購費率即為輸配電業者向發電業者收購的價格，當躉購費率高於台電自行發電成本時，便會使得電力成本提高，因而對電力價格產生衝擊。

(4) 檢討:

這樣的設定方法和目前實際上政策的運作方法不同，模型中所設定的方法乃是電力業者以補貼的方式，根據發電成本來訂定一個補貼率，並據以向再生能源發電裝置設置業者收購電力；然而實際上的作法乃是政府訂定一個保證收購價格，不論投資人發多少電，電力業者均需以合約上之保證收購價格向投資人購買。此外，在模型中僅能反映產業平均價格，無法反映不同時間點設置的發電系統以及不同的保證收購費率。

即使目前模型設定無法完全符合實際運作情形，但若要考慮不同時點所設置的不同機組，將使模型過於複雜；而目前模型中的巢式結構及程式結構也不利於保證收購價格的設計，因此，在現階段沒有更好的處理方法之前，這樣的設定方法仍然足以提供政策參考建議，只是將來若政府持續利用保證收購政策來激勵再生能源發電的裝設，那麼仍需思考在模型中如何解決此二個問題。

2.2 檢驗模型中資料的正確性

在 GEMEET 模型中，產業關聯表為其最核心且重要之資料來源。在本計畫案中，我們欲透過模型的結果來觀察新能源產業未來的發展、成本效益評估、再生能源等相關重要議題。然而，在原先主計處公布的產業關聯表架構下，並未將這些相關新能源產業與再生能源發電技術分解出來，所以我們必須基於現有主計處最新公布 95 年之產業關聯表下，整合其他相關外部資料，將這些我們所關心之產業與發電技術從既有的產業關聯表中擴充解析出來，方能進行相關的模擬分析。下圖為整個 GEMEET 模型新能源產業資料及再生能源發電技術資料編制之相關步驟：

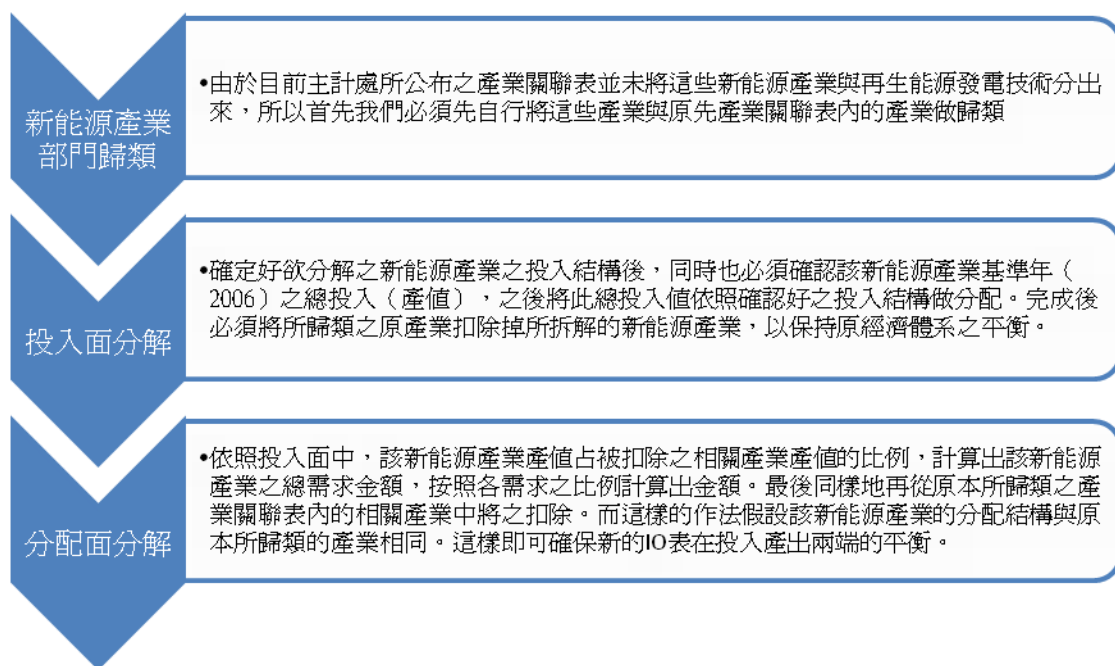


圖 42 資料編制步驟

今年度的計畫案中，我們所關心的新能源產業為太陽光電與纖維酒精相關產業，在模型中與這些產業相關的有矽晶太陽光電零組件、高聚光太陽光電零組件、纖維酒精、太陽光電發電設備、高聚光太陽光電發電設備、纖維酒精設備等六個新能源產業，所以以下我們將針對這些產業在資料編制上做詳細之說明。

2.2.1 部門歸類

由於目前主計處所公布之產業關聯表並未將這些新能源產業與再生能源發電技術分出來，所以首先我們必須先自行將這些產業與原先產業關聯表內的產業做歸類，而表 33 與表 34 分別為 95 年產業關聯表部門與新能源產業部門及再生能源發電技術之對照表。

表 33 新能源產業部門歸類

95 年 52 部門產業關聯表相關產業	新能源產業
電子零組件	矽晶太陽光電零組件
	高聚光太陽光電零組件
化學製品	纖維酒精
機械設備	纖維酒精設備製造
電力設備	太陽光電發電設備
	高聚光太陽光電發電設備

表 34 再生能源發電技術部門歸類

95 年 52 部門產業關聯表相關產業	發電技術部門
電力供應	輸配電業
	火力燃油發電
	火力燃氣發電
	火力燃煤發電
	核能發電
	水力發電
	太陽光電
	高聚光發電
	風力發電
	S I G C C 發電
	汽電共生

2.2.2 資料需求

產業關聯表為模型的資料核心，所以我們必須先了解產業關聯表的基本概念與型態，以下為產業關聯表的介紹：

產業別	中間需求				最終需求		
產品別							
中間投入							
原始投入							

圖 43 產業關聯表架構

產業關聯表中(圖 43)詳盡的陳述經濟體系中各個產業的生產投入與產品分配情況，以矩陣的形式表列，矩陣的縱行顯示出各產業部門的投入結構及最終需求結構，矩陣的橫列則列出各商品的分配情形。產業關聯表除了顯示出投入與產出的實質關係，另外也隱含了當年度的生產技術。產業關聯之縱向加總為總投入，或稱總產出，亦即中間投入+原始投入=國內總產出；橫向加總則為總需求，亦即中間需求+最終需求=總需求。另外，國內所銷售的商品不止國產品，還包含進口品，因此總供給=國內總產出+

進口。為滿足經濟體系的供需均衡，因此總供給必然等於總需求。

表 35 生產者價格交易表

(國產品+進口品含進口稅淨額) 單位：十億元	1 農 業	2 工 業	3 運 輸 倉 儲 通 信 業	4 商 品 買 賣 業	5 其 他 服 務 業	1-5 中 間 需 要 合 計	6 家 計 消 費	7 政 府 消 費	8 固 定 資 本 形 成	9 存 貨 變 動	10 輸 出	6-10 最 終 需 求 合 計	1-10 總 需 求 、 總 供 給	11 國 內 生 產 總 值	12 輸 入	13 進 口 稅 淨 額
1 農業	76	231	0	0	1	308	213	0	6	-3	49	265	573	464	105	4
2 工業	125	8,424	246	147	715	9,657	1,784	0	2,110	47	5,476	9,417	19,074	13,569	5,383	122
3 運輸倉儲通信業	7	202	169	96	160	634	448	0	10	0	386	844	1,478	1,318	159	0
4 商品買賣業	17	560	15	14	66	672	1,044	0	162	1	434	1,641	2,313	2,313	0	0
5 其他服務業	20	1,009	227	476	1,376	3,108	3,042	1,272	44	2	252	4,612	7,720	7,121	599	0
1-5 中間投入合計	245	10,426	657	733	2,318	14,379	6,531	1,272	2,332	47	6,597	16,779	31,158	24,785	6,246	126
6 勞動報酬	131	1,569	339	1,089	2,849	5,977	0	0	0	0	0	0				
7 營業盈餘	70	694	158	352	1,506	2,780	0	0	0	0	0	0				
8 資本消耗	22	668	135	71	344	1,240	0	0	0	0	0	0				
9 間接稅	-3	212	29	68	104	410	103	0	55	3	12	173				
6-9 原始投入合計	220	3,143	661	1,580	4,803	10,407	103	0	55	3	12	173				
1-9 投入合計	465	13,569	1,318	2,313	7,121	24,786	6,634	1,272	2,387	50	6,609	16,952				

以表 35 中數值為例，縱向農業在進行生產時，需要 76 的農產品，125 的工業產品，7 的運輸通信等等，因此共計需要 245 的中間投入。另外原始投入中包含了 131 的勞動薪資，70 的盈餘等，因此共計需要投入 220 的原始投入。合計共投入 465 於農業部門的生產，換句話說，農業部門在該年度國內產出有 465。

表格中橫向數值代表是商品的分配情形，其中編號第 11 欄為國內總產值，與表中最後一列的投入合計（總產出）相等，國內總產值加上第 12 欄的進口值與第 13 欄的進口稅淨額，合計為國內總供給，並分配給國內的中間需求與最終需求。以農產品為例，國內總供給=464+105+4=573。其中，農業產品投入於農業部門作為中間投入為 76 百萬元，投入於工業做為中間投入為 231，依此類推，因此農業部門用於各產業中間投入合計為 308。另外，家計部門消費 213 的農產品，有 6 的農產品作為固定資本形成(作為各產業的生產設備)，而出口則有 49，因此最終需求合計為 213+0+6-3+49=265。

(1) 新能源產業

由於原先主計處所公布之產業關聯表並沒有拆解出這些新能源產業，所以我們必須利用相關資料將之分解出來。從產業關聯表的角度出發，我們需要各新能源產業這兩個面向的資料：

A. 投入面

投入面代表產業的成本投入結構，在產業關聯表裡係以縱行來表示。一般來說，產業的成本分為中間投入與原始投入，中間投入代表產業生產所需用到各個相關原物料或是半成品等。原始投入則是指產業在進行生產活動時所用到的勞動、資本、土地等其他成本。中間投入加上原始投入則為整個產業之總成本。實際上我們在拆解這些新能源產業時需要上述這些成本占總成本之比例，然後再將該年度該新能源產業之產值依造這些比例攤到各項成本，即可得到該新能源產業各項成本金額，另外再將各項成本金額區分為國產與進口之部分，最後再從原先產業關聯表中的所歸類的相關產業將之扣除才能保證此經濟體系的平衡。

B. 分配面

分配面則為產業所生產的產品用途，在產業關聯表中是以橫列代表。產業所生產出來之產品通常被用做中間需求及最終需求，中間需求表示被產業當作中間投入生產用，而最終需求則是包含出售給家計部門、政府部門、被當作固定資本形成、出口或是被用在存貨處理。這兩個部分的需求相加起來即為總需求。在進行分配面的拆解時與投入面相似，也需要各部分之需求占總需求比例，再依照投入面該新能源產業產值占被扣除之相關產業產值的比例，計算出該新能源產業之總需求金額，按照各需求之比例計算出金額。最後同樣地再從原本所歸類之產業關聯表內的相關產業中將之扣除。

(2) 再生能源發電技術

在主計處所公布的產業關聯表內，發電部分並無細分成各項發電技術，只有一項電力供應產業的資料，所以類似於新能源產業之做法，我們需要將各項發電技術從電力供應此一產業拆解出來，其中我們想關心之各項發電技術如表 2 發電技術部門一欄，除了傳統發電以外，另外更包含了水力發電、太陽光電、高聚光發電以及風力發電等再生能源。所以類似前述新能源產業之做法，我們也是從投入面以及分配面這兩個面向來拆解這些再生能源發電技術。從投入面來看，我們一樣也需要這些發電技術的成本比例資料。然而分配面相較於前述新能源產業不同的地方在於，各個發電技術所發出來的電並不會直接做販售，而是全部只輸送給輸配電業，最後再由輸配電業統一分配至各終端消費。所以在分配面資料處理中，所有的發電技術包含再生能源只分配至輸配電業這一產業，其他部分則為零，此為一貼近目前現實情況之做法。

2.2.3 資料蒐集

(1) 新能源產業

在產業關聯表的架構下，所有的資料皆是以產業別來表示，但是實際上要取得整個經濟體系各新能源產業的資料有相當高的難度，其中要針對目前台灣所有的新能源產業做訪查，包含成本以及分配結構。然而退而求其次的方法則是針對其中一個廠做調查，以此廠之資料來代表該新能源產業之狀況，雖然尚有些許落差，但同一產業各公司之間的成本差異不至於會有太大之變動，不失為可行之辦法，但這些方法是針對已開發之新能源如太陽光電產業。至於尚未開發之新能源像是纖維酒精產業，則可以拜訪台灣有在進行相關研發之實驗及研究單位，以方便獲得相關之資料。表 36 至表 38 為去年度模型內新能源產業之投入結構。其中資料來源是以工研院與核研所相關團隊所提供。

表 36 矽晶太陽光電零組件部門投入結構

產業部門	項目	百分比(%)	自製率(%)
化學材料		1.38	80
塑、橡膠製品		3.28	20
非金屬礦物製品	Sic 研磨材料、石英坩鍋、石墨配件、玻璃	2.15	30
金屬製品	鋼材、鋁框、金屬支架、銅鋁銲線	1.43	100
電子零組件	矽晶元	2.40	20
太陽光電產品	矽晶片、太陽電池、模組	64.30	20
輸配電業	電力	1.52	100
自來水		0.06	100
運輸倉儲		0.25	100
資訊服務		0.16	100
汙染整治	環境衛生服務	0.09	100
中間投入合計		77.07	25.05
薪資		3.30	
土地		0.00	
資本		19.64	
其他成本		0.00	
合計		100.00	

資料來源：參考工研院資料。

表 37 纖維酒精設備製造業投入結構

產業別	INER 提供結構(%)	調整後成本結構(%) ^a	INER 提供自製率(%)
金屬製品	28.49	20.20	100.00
機械設備	54.15	38.97	96.53
電子零組件	9.62	10.30	42.19
輸配電業	0	0.96	100
自來水	0	0.02	100
資訊產品	4.69	3.42	30.34
其他製品及機械修配	3.06	2.20	100.00
中間投入	100	72.98	38.97
勞動薪資		17.18	
土地使用		0.00	
資本消耗		9.48	
其他成本		0.36	
合計		100	

註：^a 調整後成本結構之中間投入及初級投入比例，係參考主計處 93 年 49 部門投產出表之「機械」部門比例進行調整。

^b 輸配電業及自來水則是依照 95 年 52 部門機械設備產業與金屬製品此兩產業電力及自來水之中間投入比例做加權。

資料來源：2007 年核研所提供。

表 38 纖維酒精製造業投入結構

產業別	INER 提供結構(%)	調整後成本結構(%) ^a	INER 提供自製率(%)
農產品	39.00	40.60	100
化學製品	42.20	43.93	28.91
輸配電業	1.80	1.87	100
自來水	0	0.04	100
中間投入	83	86.44	88.43
勞動薪資		5.86	
土地使用		0.02	
資本消耗		3.28	
其他成本		4.4	
合計		100	

註：^a 調整後成本結構之中間投入及初級投入比例，係參考主計處 93 年 49 部門投產出表之「其他化學製品」部門比例進行調整。

^b 自來水則是依照 95 年 52 部門農產品與化學製品此兩產業自來水之中間投入比例做加權。

資料來源：2007 年核研所提供。

表 39 HCPV 產業成本結構

投入項目	HCPV 零組件	HCPV 發電設備
塑、橡膠製品	5.47	0.00
金屬製品	18.62	22.51
資訊產品	0.00	3.03
電子零組件	37.23	0.99
電機及其他電器	15.75	0.00
輸配電業	1.47	5.04
自來水	0.06	0.06
中間投入	77.07	78.92
勞動報酬	3.30	11.05
營業盈餘	14.44	9.03
資本消耗	5.20	0.16
間接稅	0.00	0.84
投入合計	100.00	100.00

註：^aHCPV 零組件與發電設備業之中間投入、原始投入比例分別參考電子零組件與電機及其他電器業。

^b自來水則是依照 95 年 52 部門農產品與化學製品此兩產業自來水之中間投入比例做加權。

資料來源：2007 年核研所提供。

在分配面部分，目前新能源產業的分配結構是參照被歸類在原先產業關聯表內產業的分配結構。但是實際上來說新能源產業商品的分配結構與一般產業會有較大的差異性，但是如果將新能源產業所生產出的產品只分配到新能源產業，則會有太多資料為零的狀況發生，實際在模型運作上較容易出問題。所以最理想的方法為對廠商訪查，了解該其生產之產品的分配結構。假使以上辦法不可行，則我們只好針對原先分配面的做法自行做調整，像是各新能源之設備業一般來說大部分是被當作產業的資本形成，故我們可基於原先的分配架構下，提高資本形成的比例。而纖維酒精雖然是被歸類在化學製品業裡面，但是其目前用途還是以做為運輸工具的燃料為主，所以在分配面的結構部分可以參考酒精汽油或是汽油的分配結構。

(2) 再生能源發電技術

如需取得整個經濟體系之發電技術資料，則需針對目前台灣各個電廠做調查，也是有相當大的困難，所以可以參考新能源產業之做法，利用一個廠的資料來代表該發電技術，此部分可以請台電提供相關資料。如果台電無法提供相關之資料，則退而求其次針對目前模型內現有資料做修正。以上都是針對發電技術的投入面做說明。分配面因為所有的發電技術只會

分配給輸配電業，所以發電技術在分配面中無太大之問題。

表 40 火力發電及核能發電之成本項目所占百分比 (單位：%)

編號	項目	火力燃油 發電	火力燃氣 發電	火力燃煤 發電	核能發電	風力發電	太陽光電 發電
1	天然氣		75.74				
2	煤及煤製品	0.86	1.27	63.84			
3	化學材料				7.32		
4	柴油	11.67					
5	燃料油	51.88					
6	電力設備				0.65	0.02	0.02
7	機械設備				0.56	0.57	0.57
8	其他製品及機械修配	0.85	0.41	1.22	2.37	60	60
9	用水供應		0.04	0.09	0.01		
10	電力	7.36	8.88	9.9	11.41	12	12
11	批發零售				2.9		
12	運輸倉儲		0.06	1.45	0.54		
13	金融及保險		0.01	0.02	0.13	0.46	0.46
14	專業、科學及技術服務	0.04	0.47	1.21	2.15	0.44	0.44
15	其他服務	0.04	0.02	0.1	0.1	0.27	0.27
16	太陽光電設備及零組件						1
17	風力發電設備及零組件					1	
01~17	中間投入	72.71	86.92	77.85	28.14	77	77
18	勞動報酬	6.15	3.39	5.75	18.36	6	6
19	營業盈餘	-0.08	-0.04	-0.07	-0.23		
20	折舊	17.8	9.72	16.47	53.72	17	17
21	間接稅淨額	3.41	0.01				
18~21	原始投入	27.29	13.08	22.15	71.85	23	23
01~21	投入合計	100	100	100	100	100	100

資料來源：本研究團隊假設推估。

表 40 為模型內重要發電技術之發電成本比例，在本團隊訪問台電並與之討論的結果下，目前模型發電技術之資料須修改如下：

- A. 傳統火力發電如燃油、燃氣以及燃煤發電在 99 年台電實際運作中，其燃料成本分別約占總成本的 85%、85% 以及 80%，以火力燃油發電來說，目前模型內燃料成本包含柴油及燃料油占總成本 63.55%，至於火

力燃氣則為 75.74%，火力燃煤為 63.84%，與台電實際狀況皆有差距，故此部分必須做修改。

- B. 在核能發電方面，實際台電所估計之燃料成本約為 20%，在模型內為化學材料。但模型內目前的比例為 7.32。
- C. 太陽光電實際發電的成本結構中包含了相當部份的勞動雇用，此部分主要用於僱用人員擦拭太陽能面板，但目前在模型內只占 6%。而風力發電則需建築維護，但在模型內目前風力發電並無包含此項成本，所以需做修改。

2.3 檢驗模型中參數的正確性

除了前述資料的編制之外，在模型中尚需設定許多外生變數以及參數數值，而這些變數與參數值在整個模型的模擬過重中扮演相當重要的角色，故本章節將針對模型中各個變數與參數值逐一做檢驗。

實際在模型中，由於 CES 函數被廣泛的運用，在函數內包含了關鍵的設定參數—替代彈性，故彈性的決定往往在模型的設定中扮演相當重要的角色，而模型內的相關彈性如表 29。當替代彈性愈大，代表兩者間的替代性愈高，兩財貨替代彈性可表示如下式所示，其中 X 表示 X 財貨數量，Y 表示 Y 財貨數量， P_X 為 X 財貨價格， P_Y 為 Y 財貨價格。若替代彈性 $E_{XY} = 1$ ，表示當 Y 對 X 之相對價格上漲一單位時，Y 之消費量會下降一單位，X 之消費量會增加一單位，而若 $E_{XY} = 0$ ，則表示 X 與 Y 之間不存在替代關係。

$$\text{替代彈性 } E_{XY} = \frac{d \log\left(\frac{X}{Y}\right)}{d \log\left(\frac{P_Y}{P_X}\right)} \quad (1)$$

由於本年度資料庫中新增部份能源產品，且為了突顯各能源產品間在使用時的替代關係，及其對二氧化碳排放的影響，因此模型中特別針對部份能源產品做一連結，設定其替代彈性，由於缺乏相關產品之實證研究與數據，本研究假設車用汽油與柴油類別之相關產品具較高的替代彈性，彈性值設為 4，亦即相對價格上漲 1% 時，相對使用數量會下降 4%，而電力類別之替代彈性則設為 0.3；燃氣類別方面，即使液化石油氣價格上漲，若該區域無天然氣管線，兩者亦無法替代，反之，一般管線天然氣用戶因需要裝機費用，亦不常交替選擇液化石油氣與天然氣，固兩者替代彈性低，假設其值為 0.2。

表 29 GEMEET 模型中外生設定之彈性值

彈性別	彈性類型	設定值	說明
生產	要素替代	參考澳洲 CGE 模型設定，各產業設定為 0.5。	為原始投入如土地、勞動、資本之間的替代程度，如果替代彈性越高，這些要素之間的替代性也就越大。
	能源替代	請參見圖 45	為能源產品之間的替代彈性，某些能源產品之下尚有數個巢式結構，如果替代彈性越大，代表其之下巢式結構內的替代性越大
	要素與能源之間替代	各產業設定為 0.01。	生產函數中原始投入與能源之間的替代彈性
	學習效果彈性	請參見表 32	當彈性越大，產量累積對於產業成本下降的學習效果也就越強
貿易	Armington 彈性	請參見表 30	各商品消費之國產與進口品間的替代彈性
	CET 彈性	參考澳洲 CGE 模型設定，各產業設定為 0.4。	國內商品的出口與內銷間的替代彈性
消費	Frisch 參數	參考澳洲 CGE 模型設定，各產業設定為 1.8。	線性支出系統中總收入與總收入減去基本需求之和的比值
	需求的支出彈性	參考澳洲 CGE 模型設定，各產品設定為 1。	家計單位需求函數中對商品需求的支出彈性

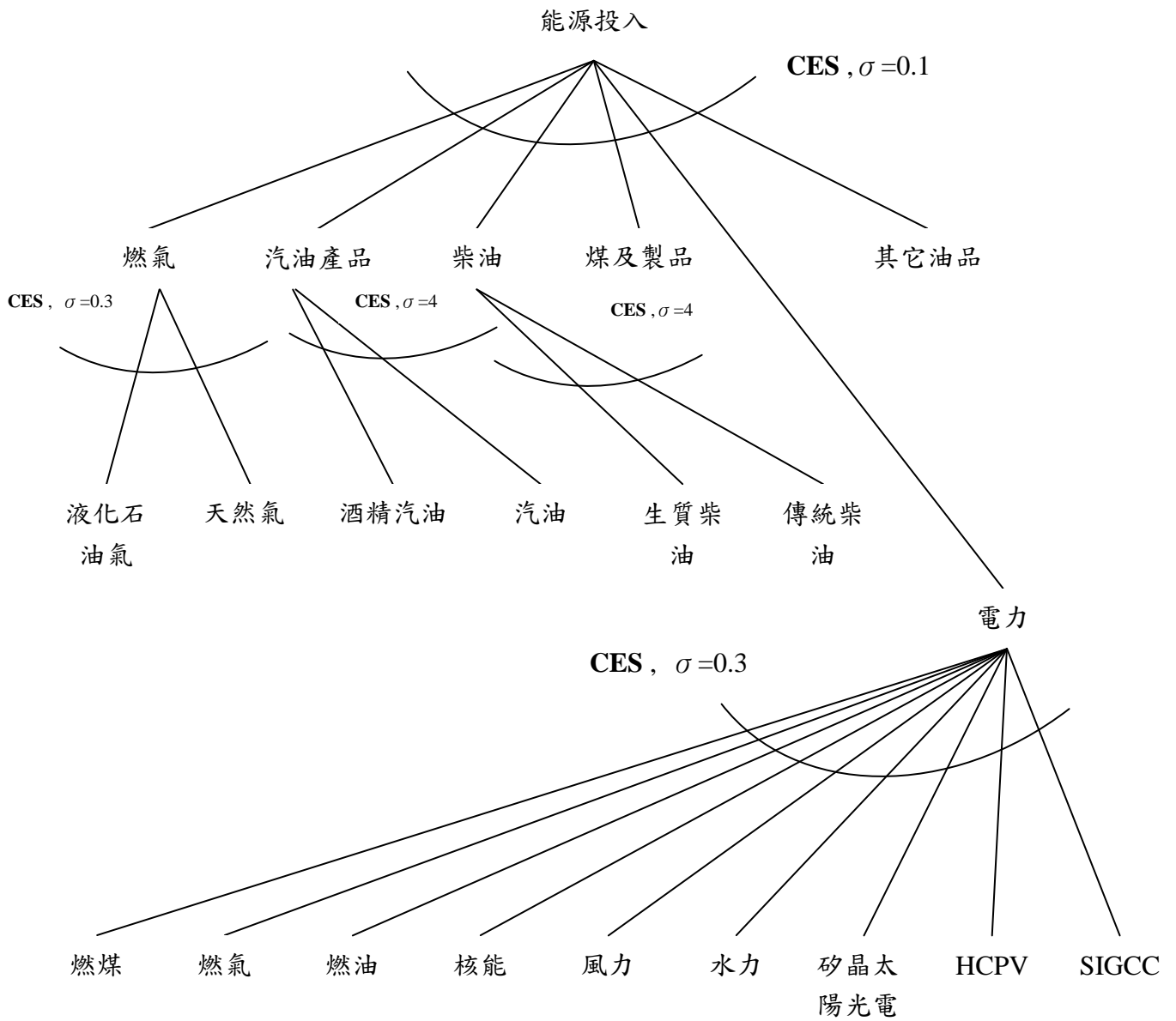


圖 44 能源替代彈性

表 41 進口品與國產品替代彈性設定

No.	中文名稱	彈性值	資料來源與說明	No.	中文名稱	彈性值	資料來源與說明
1	農產	1.9	(6)	41	矽晶 PV 零組件	0.73	(3)
2	畜產	1.9	(6)	42	HCPV 零組件	0.73	(3)
3	林產	1.9	(6)	43	生質柴油	0.33	(2)
4	漁產	1.9	(6)	44	纖維酒精	0.5	(7)
5	原油	0.1	(1)	45	酒精汽油	0.33	(2)
6	天然氣	0.1	(1)	46	纖維酒精設備製造	0.78	(7)
7	煤及煤製品	0.1	(1)	47	太陽光電發電設備	0.73	(3)
8	其他礦產	1.23	(1)	48	HCPV 發電設備	0.19	(5)
9	加工食品	0.15	(1)	49	風力發電設備	0.19	(5)
10	飲料	0.76	(1)	50	SIGCC 設備製造	0.19	(5)
11	菸	1.9	(6)	51	電機及其他電器	0.19	(1)
12	紡織品	1.11	(1)	52	運輸工具	1	(1)
13	成衣及服飾品	0.13	(1)	53	其他製品	0.1	(1)
14	皮革及其製品	0.42	(1)	54	房屋工程	0.1	(1)
15	木材及其製品	1.2	(1)	55	公共及其他工程	0.1	(1)
16	紙、紙製品及印刷出版	0.1	(1)	56	輸配電業	0.1	(4)
17	化工原料	1.17	(1)	57	火力燃油發電	0.1	(4)
18	人造纖維	1.2	(1)	58	火力燃氣發電	0.1	(4)
19	塑膠	1.26	(1)	59	火力燃煤發電	0.1	(4)
20	塑、橡膠製品	0.1	(1)	60	核能發電	0.1	(4)
21	其他化學製品	0.1	(1)	61	水力發電	0.1	(4)
22	汽油	0.33	(2)	62	矽晶太陽光電發電	0.1	(4)
23	柴油	0.33	(2)	63	HCPV 發電	0.1	(4)
24	航空用油	0.33	(2)	64	風力發電	0.1	(4)
25	燃料油	0.33	(2)	65	S I G C C 發電	0.1	(4)
26	煤油	0.33	(2)	66	汽電共生	0.1	(4)
27	潤滑油	0.33	(2)	67	燃 氣	0.1	(7)
28	輕油(石油腦)	0.33	(2)	68	自來水	0.1	(7)
29	煉油氣	0.33	(2)	69	運輸倉儲	1.9	(6)
30	瀝青	0.33	(2)	70	通信服務	0.1	(7)
31	其他煉製品	0.33	(2)	71	商品買賣	1.9	(6)
32	非金屬礦物製品	0.32	(1)	72	金融保險服務	1.9	(6)
33	鋼鐵	0.81	(1)	73	不動產服務	1.5	(7)
34	其他金屬	0.6	(1)	74	餐飲及旅館服務	1.9	(6)
35	金屬製品	0.15	(1)	75	資訊服務	1.9	(6)
36	機械	0.99	(1)	76	其他工商服務	1.9	(6)
37	家用電器產品	1.13	(1)	77	公共行政服務	0.1	(7)
38	資訊產品	0.54	(1)	78	教育服務	1.5	(7)
39	通信器材	0.1	(1)	79	醫療服務	1.5	(7)
40	電子零組件	0.1	(1)	80	傳播及娛樂文化服務	1.9	(6)
				81	其他服務	1.5	(7)

註: (1) 林師模等, 2008, 我國 3E 整合模型資料庫及分析系統之建置與分析。選取該文章中 Panel Data 估計資料, 資料期間為 2001~2006 年, 而若估計值為負值或不顯著異於 0, 則以 0.1 取代。

(2) 假設其彈性值與文獻(1)估計所得的石油煉製品部門數值相同。

(3) 矽晶 PV 零組件、HCPV 零組件以及太陽光電發電設備, 本研究使用「光電材料及元件製造業」之國貿局進口資料與工業局產銷存資料自行估計替代彈性值。

(4) 假設其彈性值與文獻(1)估計所得的電力部門數值相同。

- (5) 假設其彈性值與文獻(1)估計所得的電機及其他電器部門數值相同。
 (6) 參考澳洲 CGE 模型設定值。

表 42 學習效果之累積產量彈性設定

產業	設定值	資料來源
矽晶太陽光電零組件	-0.358	Harmon(2000)
高聚光零組件	-0.358	Harmon(2000)
生質柴油	-0.201	假設與纖維酒精相同
纖維酒精	-0.201	Junginger et al.(2005)
纖維酒精設備製造	-0.201	假設與纖維酒精相同
矽晶元太陽光電發電設備	-0.358	Harmon(2000)
高聚光發電設備	-0.358	Harmon(2000)
風力發電設備	-0.33279	Sark(2008)
SIGCC 設備製造	-0.114	Kouvaritakis et al(2000)

在模型中尚需設定許多外生變數以及參數數值，而這些變數的設定對於模型結果皆有不同的影響，所以仔細檢視這些相關變數及參數之設定有其必要性。下表（表 43）為相關參數之設定說明。

表 43 GEMEET 模型相關外生變數代號及數值設定說明

外生變數名稱	代號	情境	說明 (資料來源)
家庭戶數成長	q	BAU	家庭戶數在本模型是參考經建會 96 年研究報告對於家庭戶數預測統計資料。
就業人口成長趨勢	emptrend	BAU	在本模型中假設與人口成長率成同比例變動，所以在此參考經建會對全國人口之預測結果，並採用中推計。
投資變動	finv2_i	BAU	參考過去 1981 至 2009 年資料，計算台灣所有產業投資平均成長率為 4.4% ，故以此數值設定之。
總就業人口變動率	employ_i	BAU	本設定主要參考主計處就業人口資料所設算而成。
總和物價指數變動率	p0gdpexp	BAU	為名目 GDP 成長率減去時值 GDP 成長率，代表整個經濟體系內的物價水準變動率。
實質 GDP 變動率	x0gdpexp	BAU	本設定主要參考行政院主計處總體統計資料庫所公布之資料設算而成。
匯率變動率	phi	BAU	本設定主要參考主計處國民所得常用資料設算而成。
實質家計消費變動率	x3tot	BAU	本設定主要參考行政院主計處總體統計資料庫所公布之資料設算而成。
實質出口變動率	x4tot	BAU	本設定主要參考行政院主計處總體統計資料庫所公布之資料設算而成。
實質投資支出變動率	x2tot_i	BAU	本設定主要參考行政院主計處總體統計資料庫所公布之資料設算而成。
實質政府需求變動率	x5tot	BAU	本設定主要參考行政院主計處總體統計資料庫所公布之資料設算而成。

2.4 檢驗模型功能是否符合委託單位需求

經濟模型的建置通常是為了特定議題的分析，雖然模型並非只能針對單一議題分析，但若要能使模型可探討的議題多樣化，那麼每一個議題的分析都需要在模型中個別設計相關機制，編製資料及參數設定，這樣才能使得 GEMEET 模型可分析的議題具有多樣性。在過去幾年裡，GEMEET 模型歷經多次產業部門檢討、資料編製、模型結構調整，以及特定議題機制設定等步驟。雖然 GEMEET 模型可探討種 3E 相關議題，亦曾測試與能源工程模型之整合，然而這樣一個曠日費時設計的模型，若無法符合使用單位的需求，也稱不上一個好模型，因此，本節目的即在探討 GEMEET 模型過去幾年計畫執行期間所進行的修改，是否符合使用單位的需求。

表 44 中列出自 96 年計畫執行初期，至 99 年止，各年度計畫中針對模型發展的目標，以及執行單位的應對作法。在計畫執行期間，模型曾因應主計處公佈 95 年投入產出表而全面更新資料庫，也曾多次檢討新能源部門投入產出資料的合理性，並根據委託單位的政策議題探討需求以及真實經濟體系運作情況而修改模型架構，不過模型中尚有可檢討之處，如表 44 所示。

1. 在部門分類的部份，由於 SIGCC 為較新之技術，產業化時程及投入結構較無法確定，因此雖然過去幾年間模型中利用所蒐集資料，搭配部份假設而在模型中保留此部門，但在如此不確定的情況下，此部門是否仍需保留，值得探討。
2. 學習曲線的機制，主要是靠累積產量及累積 R&D 投入能量而帶動技術進步，進而使成本下降；然而由於無法取得從過去到現在的累積產量及 R&D 投入金額，因此無法採用實際累積產量及累積 R&D 投入金額。權宜作法為自基期年開始累積，並於動態求解過程中逐年計算累積產量與 R&D 投入。
3. 目前資料架構中，新能源產業的分配結構資料較無法掌握，雖過去曾藉由訪問研究單位的方式取得出口及內銷比例，內銷至中間需要產業的比例仍較難以取得，目前權宜作法為按電子零組件之分配結構作分配。
4. 資料庫中之固定資本形成矩陣並未按實際資料編製，然而由於主計處僅曾於 85 年公佈固定資本組成矩陣，之後便不再公佈，在無法取得具有公信的固定資本形成矩陣的情況下，目前權宜作法為將固定資本形成按各產業產值分配。

表 44 各年度計畫目標、應對作法及檢討與建議

年度	計畫名稱	計畫中模型發展之主要目標	應對作法	檢討
96		<ul style="list-style-type: none"> ■ 建立一個以能源科技研發及能源技術特性為主之能源科技一般均衡模型 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 由澳洲 Monash 大學政策研究中心所研發之 ORANI 模型加以修改，加入能源部門以及二氧化碳排放基制設定，發展出 GEMEET 模型。 	
97	我國能源、環境及經濟整合模型之建置與分析	<ul style="list-style-type: none"> ■ 在模型中增加更多能源技術部門(如汽電共生及燃料電池)，也將修正或調整一些模型的設定，以使其更符合我國之現況。 ■ 針對模型理論架構及模型整合的理論與實務，進行進一步的評估，以使模型設定及整合的機制更趨完善。 ■ 完成 Top-down CGE 模型與 Bottom-up 能源工程技術模型軟連結方式之再評估與測試，確立未來連結之確定方式。 ■ 利用建置完成之模型及整合架構，進行相關議題之模擬分析，提供委託單位參考。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 在模型中將電力部門拆解為不同發電技術部門(包含傳統火力、水力、核能發電，以及新能源技術部門如太陽能、風能、SIGCC 發電等)，此外，模型中也加入新能源產業，如太陽光電設備及零組件業、風力發電設備及零組件業、生質酒精、生質酒精設備製造業、SIGCC 設備製造業。 ■ 加入能源稅及碳稅課徵機制。 ■ 將 GEMEET 模型所得之經濟成長率帶入 MARKAL 模型，並將 MARKAL 模型模擬所得之電力部門成長趨勢帶回 GEMEET 模型，反覆而得收斂結果。為求模型得以收斂，本年度僅先針對二氧化碳排放量較大之燃煤發電部門進行整合。 ■ 模擬溫室氣體減量政策中的初期政策，亦即在 2020 年減量至 2008 年的水準，且此一減量政策同時搭配核能延役，設定核一、二及核三廠各自延役 20 年，分別於 2039、2043、2045 年除役。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ SIGCC 為較新之技術，由於產業化時程及其生產投入結構尚無法確定，因此值得檢討此部門是否有必要繼續留在模型中。

表 44 各年度計畫目標、應對作法及檢討與建議(續)

年度	計畫名稱	計畫中模型發展之主要目標	應對作法	檢討
98	新能源 3E 效益評估整合性架構之建置與分析	<ul style="list-style-type: none"> ■ 主計處預計將公佈 95 年投入產出表，利用其將模型基準資料全面更新。 ■ 考量資料取得及委託單位需要，調整部門分類。 ■ 針對模型理論架構及模型整合的理論與實務，進行進一步的評估，以使模型設定及整合的機制更趨完善。 ■ 利用建置完成之模型及整合架構，進行相關議題之模擬分析，提供委託單位參考。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 配合主計處資料更新，將基準資料更新至以 95 年為基準，然而由於時間限制，本年度僅先更新投入產出資料。 ■ 因應委託單位需求，納入更多能源技術部門，包含高聚光太陽光電零組件、高聚光太陽光電發電設備兩個產業，以及高聚光太陽光電發電技術部門。 ■ 模型中加入學習機制，以反應產業 Learning by Doing 的學習效果。學習效果來源有二，分別為產量累積與 R&D 資本累積，然而由於時間限制，本年度所加入之學習機制尚法無慮 R&D 資本累積效果，且產量累積機制亦尚未真實反映。在整合模型部份，擴大模型整合的部門至所有發電技術部門。 ■ 模擬能源稅及碳稅議題，並就「經濟衝擊」、「環境效益」、「預估稅收」與「減量成本」等四個面向進行能源稅與碳稅模擬分析，以比較兩種不同環境稅制之差異。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 學習曲線的機制，主要是靠累積產量及累積 R&D 投入能量而帶動技術進步，進而使成本下降；然而由於無法取得從過去到現在的累積產量及 R&D 投入金額，因此無法採用實際累積產量及累積 R&D 投入金額。權宜作法為自基期年開始累積，並於動態求解過程中逐年計算累積產量與 R&D 投入。
99	整合新能源生命週期之 3E 評估模型建置與模擬分析	<ul style="list-style-type: none"> ■ 配合主計處已公佈之 95 年投入產出表，將模型所有基準資料全面更新。 ■ 進一步完成整合能源評估模型系統中 Top-down CGE 模型理論架構之再評估。 ■ 完成模型使用手冊及技術手冊 ■ 利用建置完成之模型及整合架構，進行相關議題之模擬分析，提供委託單位參考。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 以 95 年資料為基準，全面更新所有資料至以 95 年為基準，包含重新編製二氧化碳排放矩陣及能源消費矩陣。調整新能源及再生能源產業調整生產投入資料結構，加入自來水及電力的投入項目。 ■ 調整學習機制：完整呈現產量及資本跨期累積所帶來的學習效果。 ■ 技術手冊中說明模型架構、方程式，以及參數設定；操作手冊則按 GEMPACK 軟體之操作步驟編製操作說明。 ■ 根據旭昇方案，模擬新能源產業 R&D 投入所帶來的學習效果。並比較不同的 R&D 投入方式所帶來的經濟效益。 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 目前資料架構中，新能源產業的分配結構資料較無法掌握，權宜作法為按電子零組件之分配結構作分配。 ■ 資料庫中之固定資本形成矩陣並未按實際資料編製，權宜作法為將固定資本形成按各產業產值分配。

三、GEMEET 模型之確認

模型的確認乃是針對模型運跑結果及趨勢進行研讀，確認其結果的合理性，以及是否與模型運作原理及先驗知識相違背。若發生異常，則表示模型架構、資料庫、或相關參數可能設定錯誤，關於 GEMEET 模型的模型確認步驟可列如下：

3.1 歷史年校準

在此部分，我們將模型歷史年電子零組件產業之產值與生產毛額與經濟體系實際值做比較，同時也觀察產業結構與實際值之間之走勢。而在歷史年中，許多相關設定皆會影響結果之合理性，所以我們先進行歷史校準。

在模型中，我們稱已實現或是過去的年度為歷史年（2006-2010），之後則為未來年（2011-2050）。為了讓模型在歷史年所解出之重要變數能與實際已發生狀況符合，一般來說這些重要的變數會被設定為外生且參照官方所公布之資料，我們稱之作歷史校準。表 45 與表 46 為歷史校準重要變數的相關設定值。在經濟變數方面，最重要的不外乎為我國的經濟成長率，其設定值依據主計處所公布之資料，二氧化碳排放量則是依照能源局之溫室氣體排放相關資訊，最後各個發電技術發電量之設定是根據能源局能源統計手冊裡的資料來作設定。

表 45 歷史校準-總體經濟變數

	2006(基準年)	2007	2008	2009	2010	資料來源
國內生產毛額(單位: 百萬元台幣)	12243471	12975985	13070681	12818935	14213925	行政院主計處所公布之國民所得及經濟成長統計表
成長率		5.98%	0.73%	-1.93%	10.88%	
民間消費(單位: 百萬元台幣)	7248344	7399430	7330490	7409889	7680532	
成長率		2.08%	-0.93%	1.08%	3.65%	
政府支出(單位: 百萬元台幣)	1469296	1499966	1512363	1571105	1598797	
成長率		2.09%	0.83%	3.88%	1.76%	
固定資本(單位: 百萬元台幣)	2730670	2745800	2406517	2141592	2643609	
成長率		0.55%	-12.36%	-11.01%	23.44%	
出口(單位: 百萬元台幣)	8325717	9120880	9200037	8398703	10553297	
成長率		9.55%	0.87%	-8.71%	25.65%	
平減指數(單位: %)	100	99.5	96.55	97.33	95.71	
成長率		-0.50%	-2.96%	0.81%	-1.66%	
匯率(單位: 元/美元)	32.53	32.84	31.54	33.06	31.65	
成長率		0.95%	-3.96%	4.82%	-4.26%	
家計戶數(單位: 戶)	7307999	7414281	7544629	7688014	7840923	行政院主計處所公布之家庭收支調查報告
成長率		1.81%	1.06%	-1.19%	2.08%	
就業人數(單位: 千人)	10111	10294	10403	10279	10493	行政院主計處所公布之就業、失業統計表
成長率		0.95%	-3.96%	4.82%	-4.26%	

表 46 歷史校準-發電技術與二氧化碳排放量

	2006(基準年)	2007	2008	2009	2010	資料來源
汽電共生(單位: 百萬度)	42318	44307	39324	39716	40599	2010 年能源 統計手冊
成長率		4.70%		1.00%	2.22%	
太陽光電(單位: 百萬度)	1.5	2.2	4.3	8.1	20.8	
成長率		46.67%	95.45%	88.37%	156.79%	
風力發電(單位: 百萬度)	277	444	589	787	1028	
成長率		59.88%	32.87%	33.48%	30.63%	
核能發電(單位: 百萬度)	39870	40539	40826	41571	41628	
成長率		1.68%	0.71%	1.82%	0.14%	
水力發電(單位: 百萬度)	7999	8350	7772	7053	7255	
成長率		4.39%	-6.92%	-9.25%	2.86%	
火力燃煤(單位: 百萬度)	92200	94233	91525	89244	87777	
成長率		2.20%	-2.87%	-2.49%	-1.64%	
火力燃油(單位: 百萬度)	19387	16268	15135	8502	11164	
成長率		-16.09%	-6.97%	-43.83%	31.32%	
火力燃氣(單位: 百萬度)	33412	38978	43139	42813	57574	
成長率		16.66%	10.68%	-0.76%	34.48%	
總發電量(單位: 百萬度)	235465	243120	238314	229694	247045	
成長率		3.25%	-1.98%	-3.62%	7.55%	
二氧化碳排放量	248.6	262.81	252.03	239.53	254.48	經濟部能源 局, 「我國 燃料燃燒 CO2 排放 統計與分 析」, 2011

在以上歷史年的設定下，為了要確認模型動態預測的合理性，我們選定電子零組件業與基本金屬製造業作為觀察目標，將模型內所該產業之產值及生產毛額與實際值做比較，該產業實際值資料為名目值，來源為行政院主計處。

圖 45 為電子零組件業產值之比較，由結果可以觀察到，由於 2009 年金融海嘯之衝擊，導致外在經濟條件變化有許多重大的轉變，而這樣的轉變使得本模型無法一一刻畫捕捉，所以才導致產值誤差達到近 20%，但其

它年都維持在 3% 以內。而生產毛額（圖 46）的誤差則都在 7% 以內，在 2010 年甚至縮小至 0.31%。而圖 47 與圖 48 分別為基本金屬製造業產值及國內生產毛額，相較於電子零組件業其誤差較大。

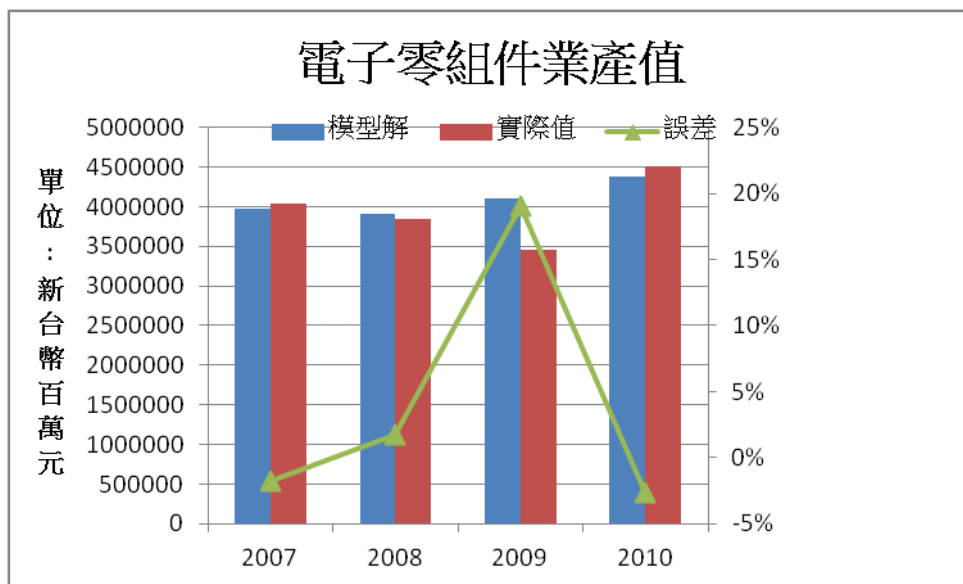


圖 45 電子零組件業產值之模型與解實際值比較

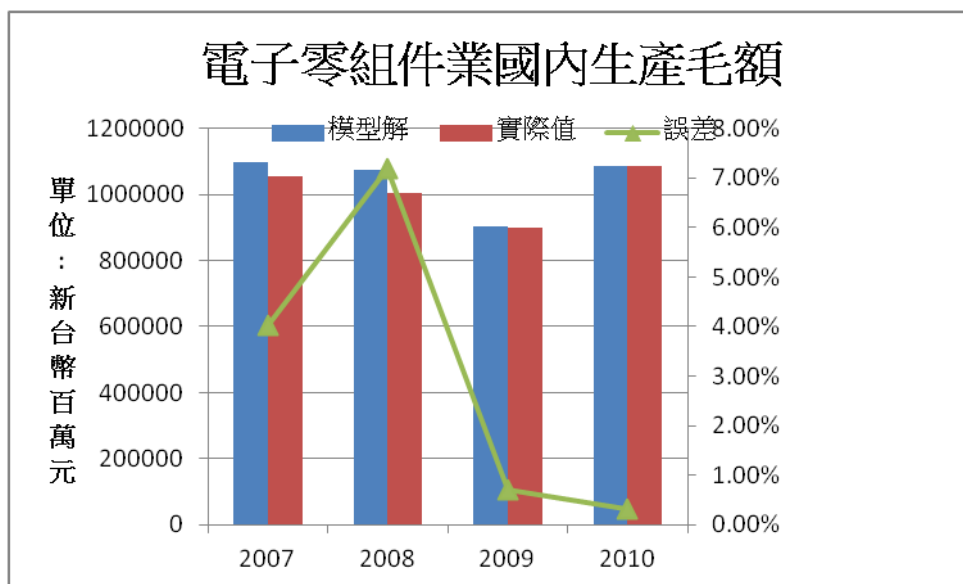


圖 46 電子零組件業國內生產毛額之模型與解實際值比較

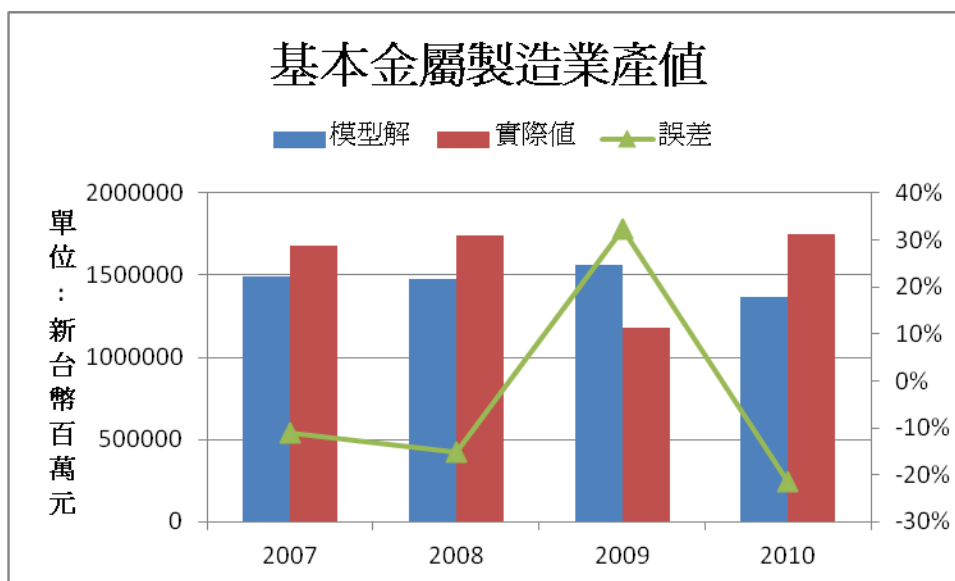


圖 47 基本金屬製造業產值之模型與解實際值比較

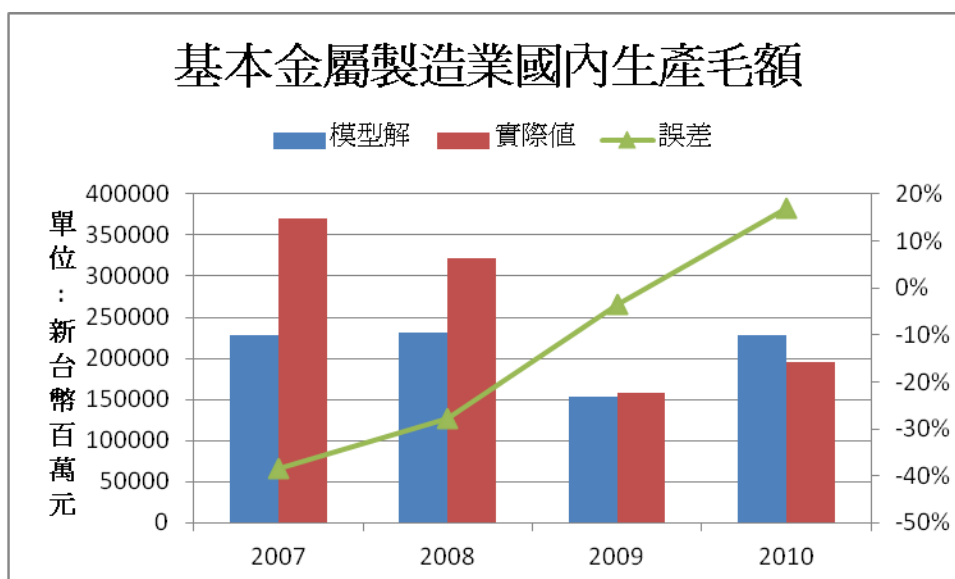


圖 48 基本金屬製造業國內生產毛額之模型與解實際值比較

除了經濟面以外，我們也整理出這些選定產業歷史年模型所解出的二氧化碳排放量（圖 49 與圖 50），由於基本金屬製造業包含了鋼鐵等高耗能產業，所以其二氧化碳排放量遠高於電子零組件業，而 2009 年經濟成長呈現衰退狀態，所以這些產業受到景氣影響排放量也跟著減少，到了 2010 年又呈回升之勢。

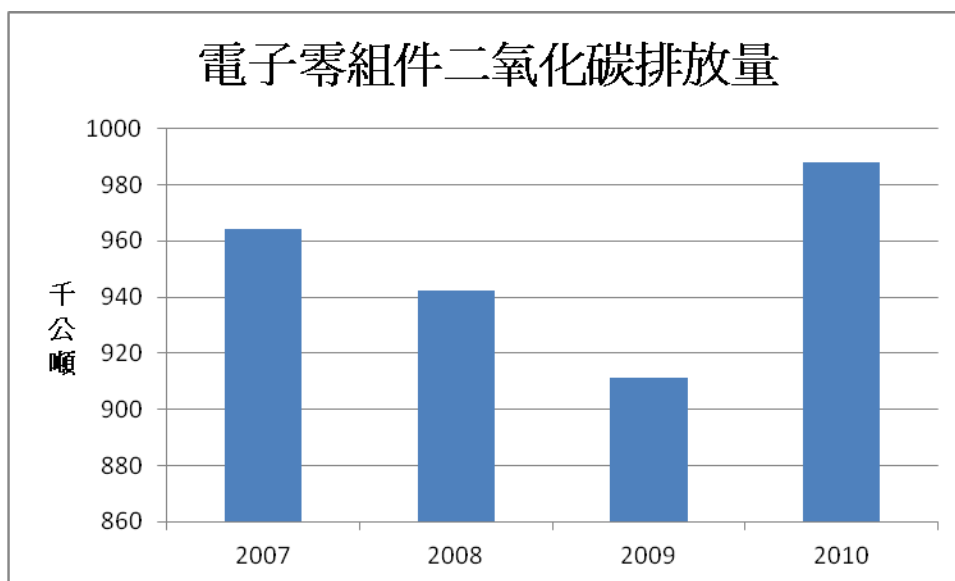


圖 49 電子零組件業二氧化碳排放量

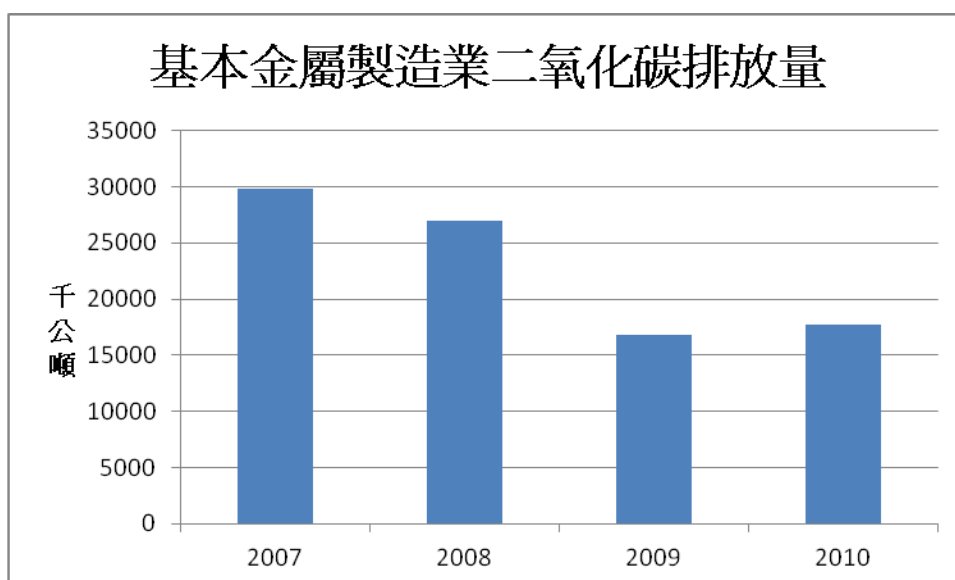


圖 50 基本金屬製造業二氧化碳排放量

最後我們比較歷史年模型與實際經濟體系之產業結構，圖 51 與圖 52 分別為產值與國內生產毛額之產業結構比較。我國從初期的農業導向國家轉型為目前的工業為主的國家，從產值結構來看工業占了超過一半的比重。但是如果從生產毛額的結構來看，工業的中間投入相較於服務業比重偏高，換句話說，對於經濟體系的貢獻低於服務業。所以就生產毛額來說服務業的比重遠遠高於工業。雖然模型解與實際有一小段差距，但是仍有一定的準確度可供參考。

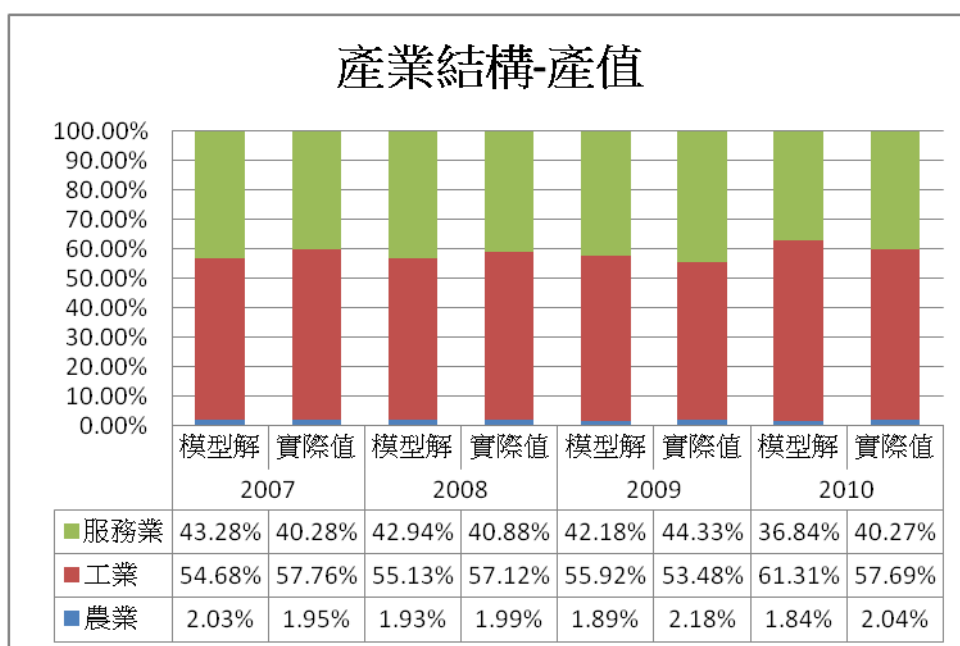


圖 51 歷史年產值產業結構之模型與解實際值比較

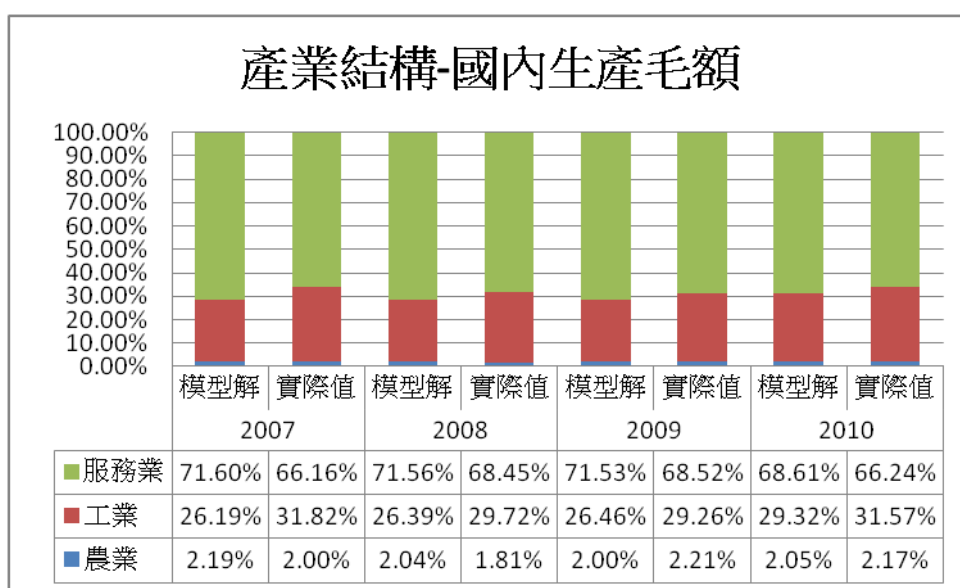


圖 52 歷史年國內生產毛額產業結構之模型與解實際值比較

3.2 確認動態預測的合理性

為了檢視模型未來年模擬結果的合理性，我們將對幾個常見的經濟變數做未來趨勢的呈現，這些包含經濟成長率、CO₂ 排放量、以及發電結構等，首先就實質 GDP 與經濟成長率做探討。

圖 54 為經濟成長率與實質 GDP 的時間數列趨勢，在歷史模擬中

(2007~2010)，由於皆是已實現之情況，所以在模型裡我們將經濟成長率設定為外生變數，而設定值則是依據行政院主計處所公布之每年經濟成長率。由圖 54 可知在 2008 年金融風暴下，實質經濟成長率僅有約 0.06% 左右，一直延續到 2009 年的 -1.91%。而隔一年由於景氣回升，且前期的數值偏低，所以導致 2010 年的經濟成長率高達 10.88%。

至於未來年模擬 (2011~2050) 方面，我們外生設定許多變數並透過模型求解機制解出經濟成長率。由於 2011 年有許多國際事件如福島核災與歐債危機等，對高度倚賴出口的台灣來說，可說有相當的負面影響。故我國 2011 年的經濟成長預測依照各大研究機構與政府單位的估計約在 4.25% 左右，所以我們調整總要素生產力使該年之經濟成長率落在 4.25%，之後年度其外生變數相關設定則回到一般水準。而由圖 53 我們可以觀察到模型內所解出之經濟成長率到 2050 年將收斂至 2% 左右。至於實質 GDP 在 2007 年約為 12 兆台幣，到了 2050 年為 45 兆台幣左右。

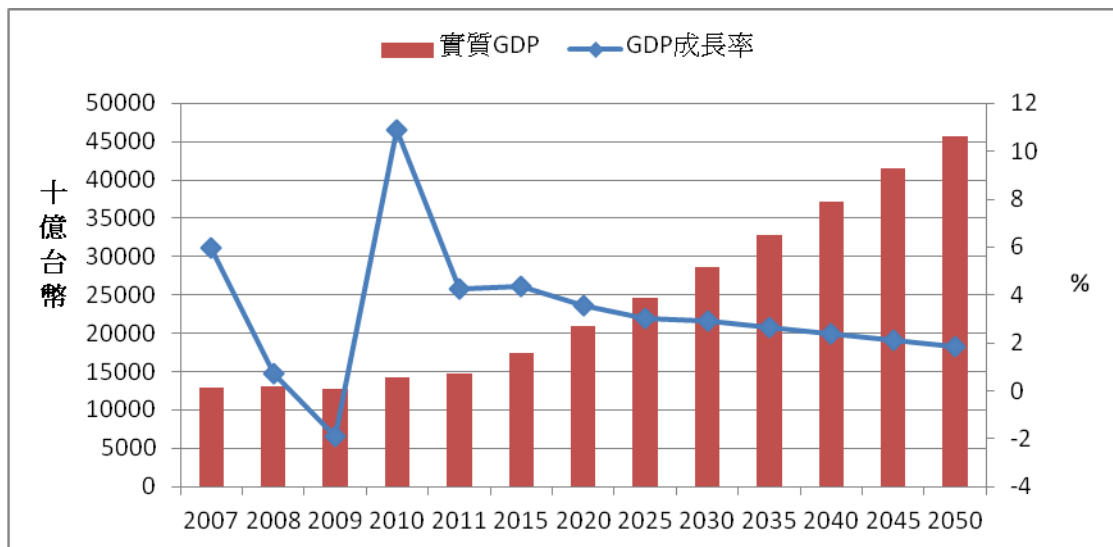


圖 53 經濟成長率與實質 GDP

除了經濟成長率外，本模型可利用二氧化碳排放量來反映環境方面之議題，而圖 54 則是模型所求解出台灣的二氧化碳排放量。在歷史年 (2007~2010) 中由於 2009 年經濟呈現負成長，所以我們可以觀察到二氧化碳排放量在該年中是呈現減少之狀態，而到了 2010 年景氣回升時，排放量又為增加。而到了未來年 (2011~2050) 以後，經濟的正成長導致能源使用量增加，故二氧化碳排放量也是呈現成長的趨勢，但是隨著經濟成長率越來越低，二氧化碳排放量成長的幅度也越來越小，直到 2050 年達到 545 百萬公噸。

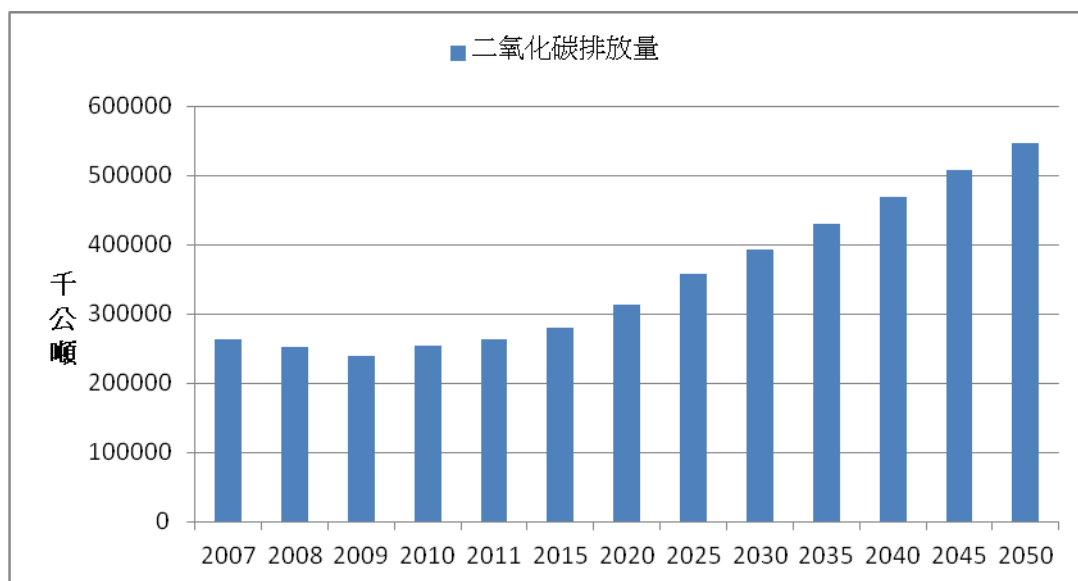


圖 54 二氧化碳排放量

最後，圖 55 的發電配比可以發現，隨著核電廠的除役，雖然汽電共生的比例將逐漸提高，然而因核電廠除役所需的發電量將大部份由燃煤及燃油取代，主要乃是因為在模擬期間，雖然各個初級能源的進口價格日益高漲，但是模型內的選擇機制是由各個要素的相對價格來決定其使用量，而煤與原油的價格上漲幅度相較於天然氣還要低，所以自然會以燃煤及燃油發電來做取代。也使用的因此使得燃煤發電成本降低所致。至於再生能源方面，本模型將再生能源區分為兩類，第一類為水力發電，其在台灣行之有年，並占總再生能源發電之大宗。第二種為新能源技術，其中包含了太陽能與風力發電這兩種發電技術。由於我國地理環境條件之因素，所能開發水力發電之河川有限，且也已幾乎開發待盡，所以在未來年裡發電量並不會有太大幅之增加，故占總發電量之配比也是呈現逐年下降的趨勢。至於新能源技術，礙於在 BAU 情境裡我們並沒有對這些新能源技術做額外投資的設定，而是讓其自然成長，所以在如此高成本的發電技術下，透過本模型內價格機制調整的結果下，增加的幅度並沒有超過其他傳統發電技術的幅度，導致整個再生能源的配比逐漸呈現下降的趨勢。

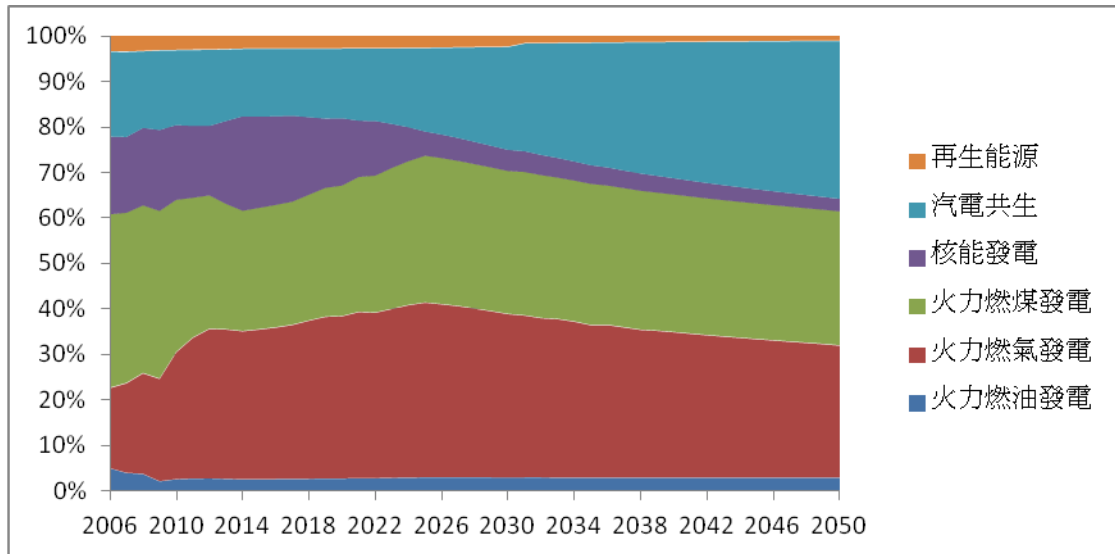


圖 55 發電配比

四、太陽光電之 3E 效益評估

本節主要計算針對太陽光電發電技術做效益評估，本評估基於太陽光電裝置容量在達到政府所設定之推廣目標下，相對於基線未達目標之間的實質 GDP、二氧化碳排放量以及就業人數作觀察。而基線的設定在前面之章節已有詳細的說明，故在此不再贅述。由於太陽光電發電成本相較於其他發電技術高出許多，所以為了要讓裝置量達到推廣目標，必須有相對的誘因及政策促使其成長。本分析利用對太陽光電的躉購政策及投資使其成本下降，以增加競爭力。在躉購費率設定部分已於本報告中的議題分析中的研發投資、躉購費率與再生能源之發展有詳細說明，而投資部分除了議題分析中原先對太陽光電發電技術裡所設定的投資成長率外，我們也針對太陽光電零組件以及設備業做同樣投資的設定(年投資率=28.6%)。以下則為相關的模擬結果。

首先先評估政府推動太陽光電裝置量達到政策目標對經濟的貢獻，我們以實質 GDP 為觀察指標，計算出達到目標量與基線之間各年的實質 GDP 增加值與增加率。圖 56 為模擬結果，由結果可知隨著時間經過，對經濟體系的貢獻越來越高，從 2011 年的 37 億台幣一直到 2030 年的 460 億台幣，而相較於基線的經濟成長率也從 0.03% 一路增加至 1.61%。而這段期間對於經濟體系實質 GDP 的總貢獻約為 2 兆 7000 億台幣。

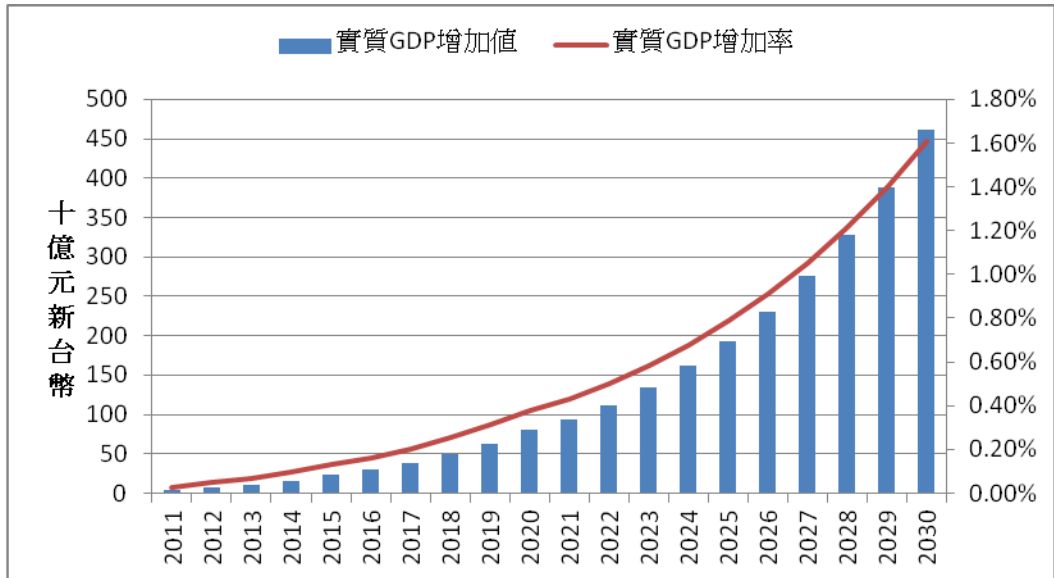


圖 56 實質 GDP 比較

圖 57 為對二氧化碳減排的貢獻，結果顯示減排的貢獻在 2026 年最高，該年可以減少約 70 萬公噸的二氧化碳排放量，相較於基線的排放量約減少 0.19%。而之後的貢獻則越來越小，可能的原因為在模型裡我們設定核三廠排定於 2024、2025 年各一部機組除役，除役以後太陽光電無法完全取代核電廠，所以對於減排的貢獻就逐漸變小。而整段期間對於二氧化碳減排的貢獻為 888 萬公噸。

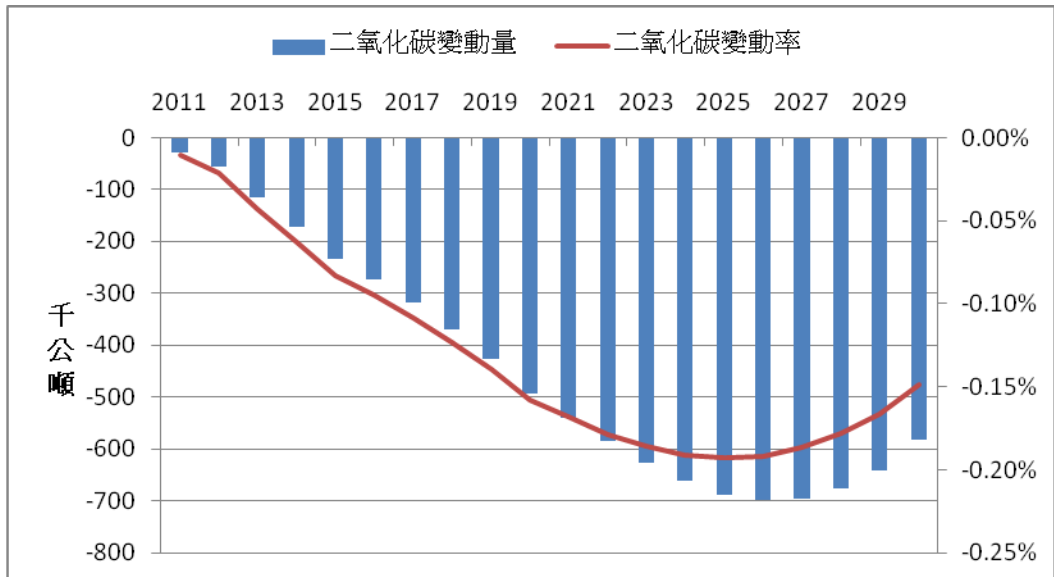


圖 57 二氧化碳排放量比較

最後我們則針對就業市場之部分做評估，由於在模型裡太陽光電產業的附加價值率不高，約在 21% 左右，而且太陽光電零組件業與設備業的勞動報酬分別只佔總成本的 3% 與 11%，所以由圖 58 的結果來看對於就業的貢獻並不高，整段期間相較於基線的就業人數總共增加了約 5 萬 4 千多人。

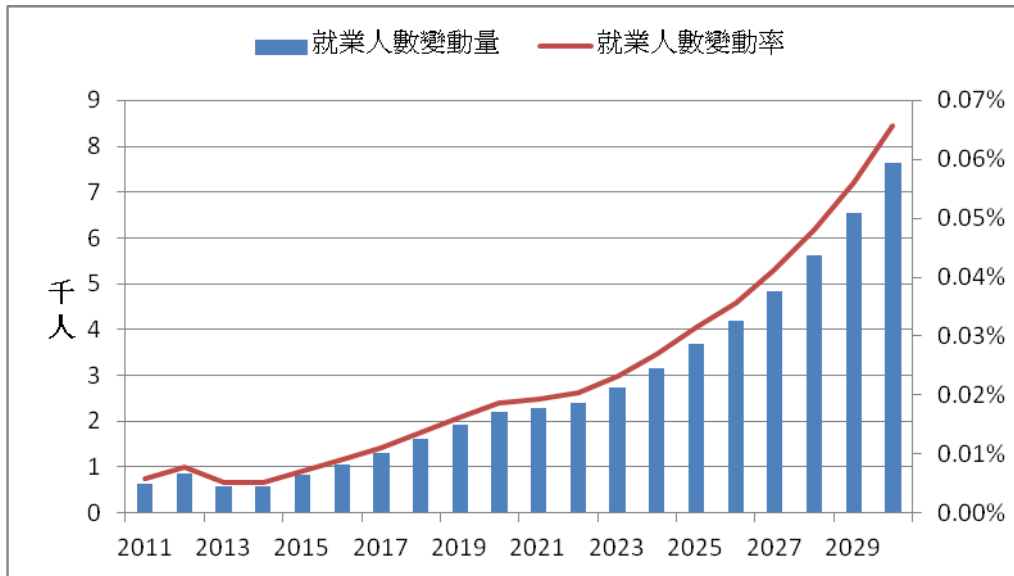


圖 58 就業人數比較

伍、GEMEET 模型之應用－議題分析

一、研發投資、躉購費率與再生能源之發展

1.1 前言

「聯合國氣候變化綱要公約」第十六次締約國大會暨「京都議定書」第六次締約國會議，甫於 2010 年 11 月 29 日至 12 月 10 日假墨西哥坎昆 (Cancun) 舉行，為免氣候變遷所帶來的衝擊，附件一國家紛紛公開提出其溫室氣體排放總量將在 2020 年較 1990 年減低 25~40%。面對如此龐大的減量壓力，各國均對再生能源寄予厚望，挹注大量資源於扶植再生能源產業的發展，並積極鼓勵推廣無污染的可再生能源。其中美國歐巴馬總統於 2009/3/23 發表聲明，將挹注 2090 億美元積極發展美國再生能源，德國政府的經濟振興淨能計畫也將投入 37 億美元於再生能源，日本經濟緊急對策方案則投入 113 億美元於再生能源，韓國則投入 77 億美元。對再生能源推廣政策制定法令明確規範的國家中，德國可謂最成功的案例，德國自 2000 年推動再生能源法以來，至 2009 年止，其再生能源發電已占總電力消費的 16%。另外，其為了達成溫室氣體於 2020 年相對於 1990 年減量 40%，且 2050 年相對 1990 年減量 80% 的目標，設定了 2020 年時再生能源發電占總電力消費達 35%、2030 年時達 50%，而至 2050 年時更要高達 80% 的目標 (BMU, 2010)。

目前國際間最常見的再生能源發電推廣政策工具，不外乎電力回購費率 (feed-in tariff, FIT) 及配額 (quota) 制度，前者最佳的例子為德國及西班牙，而後者則是英國。雖然目標都是推廣再生能源，但 FIT 及配額政策制度大不相同，因此也引發國際間學者針對其制度設計、推廣效率，以及對電力市場競爭性影響進行多方比較，如 Butler and Neuhoff (2008)、Klessmann et al. (2008) 等。事實上，德國早在 1991 年時就施行了固定電力回購費率 (fixed FIT) 政策，而西班牙在 1998 年時實施溢價電力回購政策 (feed-in premium scheme)，就再生能源發電裝置的推廣效率來看，不論是德國或是西班牙，FIT 政策都成功的推廣了風力發電的發展，但英國的配額政策對風力發電的推廣卻效果有限 (Klessmann et al., 2008)。

德國再生能源法的精神近年來已廣泛的被世界各國引用與學習，台灣的「再生能源發展條例」便是政府積極推廣再生能源利用最重要的法源。在多數國家再生能源之發電成本相對於傳統發電方式仍然偏高，導致其在開放市場中並不具競爭力，有鑑於此，為提升綠色能源在經濟體系所可能創造之整體效益，並使再生能源技術具有投資效益，台灣於 2009 年 7 月 8

通過「再生能源發展條例」，並於同年 10 月由經濟部發佈「綠色能源產業旭升方案」，自 2009 至 2012 年間合計挹注 373.89 億元，並期望綠色能源產值可由 2008 年的 1603 億元（占製造業 1.2%）提高至 1 兆 1580 億元（占製造業 6.6%），設定新能源推廣目標將由 2009 年占裝置容量比率的 6.4% 逐年提高，至 2025 年達到 15%。為達這樣的目標，因此台灣亦於 2009 開始嘗試推行 FIT 政策。政府將透過獎勵、補貼等方式以促進再生能源技術的發展及應用，而針對再生能源電能部份，也依據不同再生能源類別之裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量等因素，給予不同之電價躉購費率。

雖然 Klessmann et al. (2008)、Butler and Neuhoff (2008) 等均指出 FIT 政策可以有效的促進再生能源發電裝置的設置，然而 FIT 政策同時也將對政府財政及市場電價帶來相當的衝擊，因此，政府應如何訂定 FIT 費率才能有效達成推廣目標，而又這樣的費率對電價、再生能源產業，以及經濟發展將產生何種衝擊？若能在政策擬定及施行前掌握政策施行效果，以及其所帶來的衝擊，將有助於政府規劃相關施政措施及預算規劃。因此議題主要在探討再生能源裝置容量目標對電價的影響，也同時探討在現行躉購費率下，再生能源發電量及發電占比所可能達到的情況，並比較其與政策目標之間的差距。為達到上述目的，因此以下利用本計畫所研發的 GEMEET 模型進行分析。

1.2 台灣躉購費率政策

為了促使 CO₂ 排放量達到 2020 年回復 2005 年水準，並在 2025 年回歸 2000 年的排放量之政策目標，台灣在 2009 年 7 月公布並實施「再生能源發展條例」，並於 2010 年初正式實行躉購費率，鼓勵民間投資人設置再生源發電設備，以達到再生能源推廣目標之裝置容量。

截至 2010 年，台灣再生能源發電裝置容量約為 3,302.5MW，約占總裝置容量（含汽電共生）48,885.8MW 的 6.76%，其中風力發電及太陽光電僅占 3,302.5MW 中的 15%。從表 10 中可發現，自 2005 年以來，台灣風力及太陽光電裝置容量大幅增加，自 2005 年至 2010 年，風力發電及太陽光電裝置容量均增加了近 20 倍。

政府立法制定再生能源電能躉購價格的目的，主要在於保障投資回收，提升業者設置的意願，FIT 政策又以德國及西班牙為立法先驅 (Klessmann et al., 2008)。原則上，此一收購價格的訂定可大致區分為固定價格及浮動價格兩種，固定價格乃採單一收購價格，不受市場價格所影

響，而浮動價格則依平均市場價格，加上固定補貼金額為主。固定電價的制度較適合再生能源發展初期階段，以較優惠的價格提供投資人設置誘因，目前我國及多數國家乃採固定價格費率方式。我國現行的再生能源電價躉購費率，乃是根據經濟部 (2010) 「經能字第 09904608970 號」所公告的「中華民國九十九年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」，其公式如下：

$$\text{躉購費率} = \frac{\text{期初設置成本} \times \text{資本還原因子} + \text{年運轉維護費用}}{\text{年售電量}},$$

$$\text{資本還原因子} = \frac{\text{折現率} \times (1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}}}{(1 + \text{折現率})^{\text{躉購期間}} - 1},$$

年運轉維護費用 = 期初設置成本 × 年運轉維護費用占期初設置成本比例。

上述的計算方法主要是利用發電的長期平均成本的概念，且一旦業者與投資人簽約後，未來躉購年間，便需以簽定之固定費率向投資人收購。目前台灣政策上有進行補貼的再生能源發電技術主要可以區分為五大類，分別為風力、太陽光電、川流水力、地熱能、生質能及廢棄物。按上述計算方式，99 年「再生能源電能躉購費率審定會」所決議之各發電技術躉購費率可整理如下表 47 所示：

表 47 台灣 2010 年度各發電技術電力躉購費率

再生能源項目		電能躉購費率(元/度)
太陽光電 (未獲設備補助者)	1 瓩以上至 10 瓩太陽光電	11.1883
	10 瓩以上至 500 瓩太陽光電	12.9722
	500 瓩以上太陽光電	11.1190
風力發電	1 瓩以上至 10 瓩風力	7.2714
	10 瓩以上風力	2.3834
	風力發電離岸系統	4.1982
川流式水力		2.0615
地熱能		5.1838
生質能		2.0615
廢棄物		2.0879
其他		2.0615

註：1. 自 2009 年 7 月 10 日起至 12 月 31 日止與電業簽訂購售電契約之再生能源發電設備設置者，其設備於 2009 年 7 月 10 日以前未運轉且未曾與電業簽訂購售電契約，其電能按表中費率躉購 20 年。

2. 太陽光電設備曾獲能源局全額補助者，電能按每度 2.0615 元躉購 20 年。獲能源局補助，但非全額補助者，其躉購費率詳見台灣經濟部「經能字第 09904608970 號」公告。

雖然政府推動再生能源的美意廣受投資人支持，然而政策施行的結果卻也為政府帶來極大的困擾，如西班牙於 2007 年起大幅度提高太陽光電電能躉購費率，導致太陽光電業者大量申設，累積裝置容量由 2006 年的 141MW 暴增至 2007 年的 500MW，大幅超越其預計於 2010 年達到 400MW 裝置容量的目標 (Salas and Olias, 2009)，然而在缺乏配套措施的情況下，由於躉購費率提高，加上裝置容量激增，使得電力事業成本大幅提高，對其電價、經濟發展、政府預算等均造成相當大的衝擊。因此，躉購費率的設定及其制度設計，必須格外審慎。此外，隨著再生能源產業的發展與技術進步，將使再生能源發電裝置的設置成本及運維費用下降，倘若此一躉購費率維持不變，在未來再生能源成本下降，且裝置容量激增的情況下，將對政府造成相當龐大的財政負擔。因此，依「再生能源發展條例」第 9 條規定，經濟部每年需組成「再生能源電能躉購費率審定會」，在合理報酬率之下，綜合考量各類別再生能源發電設備之平均裝置成本、運轉年限、運轉維護費、年發電量及相關因素，訂定該年度各類別再生能源電能躉購費率，以保障各年度各類別再生能源設置者之合理、穩定的投資效益。

當政策上設定了再生能源的發展目標時，我們關心的重點之一是：原先設定目標時的考量及目標值是否合理？當有了政策設定的目標後，要判斷其是否合理，先確認可以達到目標的方式有哪些，將是第一個要思考的重點。通常要達到再生能源發電量的目標，可行的方式有：(1) 再生能源發電業本身透過技術進步，使得成本下降進而逐漸具有競爭力，(2) 政府對需求端採取強制使用的方式，產生對再生能源發電的需求，進而增加其產出，(3) 政府以保證收購價格的方式，激勵業者增加生產，進而達到設定的目標。上述的幾種方式中，第一種不一定會刺激業者顯著的增加生產性投資，但會增加其 R&D 的投資，第二種及第三種則會增加業者生產性的投資（包含設備業及發電業的投資）。當然，上述三種可能會同時存在，只是到底是何種貢獻較大，則需看實務上的情況而定。

觀念上，我們可以圖 59 來說明再生能源發展目標、躉購費率及電價間的關聯架構。如圖 59 所示，政府依據「再生能源發展條例」及相關之會議，設定再生能源裝置容量或發電量之絕對目標或占比目標，並規定發電業者繳交一定之基金以補貼再生能源發電；政府同時依據再生能源發電成本訂定年度之再生能源躉購費率，再生能源發電業者雖然發電成本較高，但因為接受補貼其電價可以適度降低，並因此具有競爭力。

基本上，躉購費率也可以視為一種補貼，因為如果沒有躉購費率制度，發電成本較高的再生能源相對於傳統發電技術將不具有競爭力。實施了躉購費率制度後，將確保再生能源業者所發電力會被輸配電業者收購，

這樣形同對再生能源發電之價格予以補貼，使其相對於傳統發電業者具有一定之競爭力。³⁸另外，由於躉購費率制度的基金來源是傳統發電業者，因此，如果傳統發電業者沒有將繳交用於補貼之基金反映在售電之電價上，則電價將上漲很有限；而就算將繳交之基金反映在售電價格上，如果再生能源發電占全部發電量之比例很低，躉購費率制度之施行對電價的影響也將有限。

圖 59 中，中間連結政府、發電及輸配電業、及再生能源業者的為再生能源技術的研究發展 (R&D)，不管是政府設定再生能源發展目標，或是訂定躉購費率對再生能源業者進行補貼，都會對再生能源投資及研發投入有激勵的作用，而技術持續研發將可以有效降低再生能源發電的成本，進而使躉購費率有調降的空間。另外，電價上漲將使業者繳納的再生能源發展基金增多，進而可以補助更多之再生能源研發及發電，因此也會刺激再生能源的研發投入；而當再生能源研發投入增加，發電業者之成本也有下降的空間。

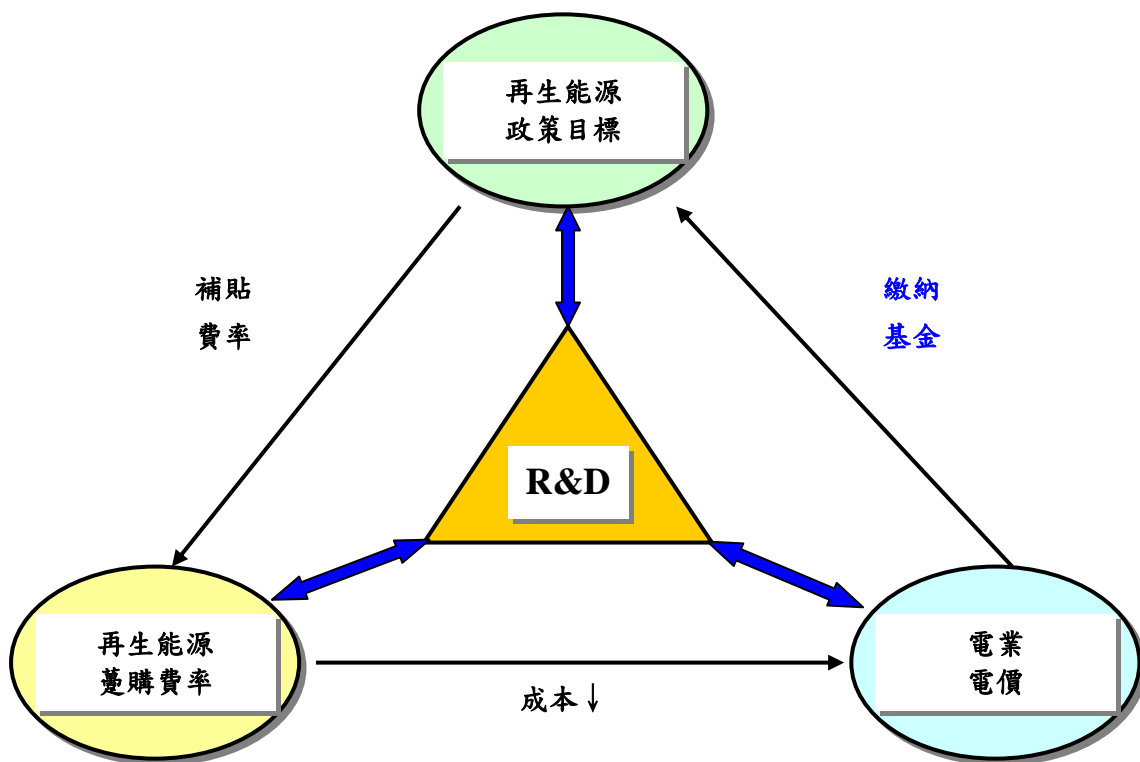


圖 59 再生能源發電政策目標、躉購費率與電價間之關聯架構

³⁸ 當然，比較合理的說法及作法應該是將躉購費率與再生能源發置容量或發電量間的關係透過函數及方程式的方式建立起來，不過，因為我國施行躉購費率制度的時間很短，目前還沒有足夠的歷史資料可以用來推估躉購費率與裝置容量或發電量間之關係。也因此，本研究模型的處理方式將是先將躉購費率制度視為一種對再生能源發電業者的補貼。

1.3 GEMEET 模型設定說明

1.3.1 模型設定說明

由於新能源及再生能源產業技術目前仍處於初期發展階段，由於高額的期初研發投入使得產品成本相較於其他化石能源產品高出許多，因此無法刺激市場需求。然而隨著環境變遷，各種有利條件出現及在相關政策配合之下，再加上研發經費投入及產業學習效果，將使其成本逐漸具有競爭力。為了體現再生能源產業的研發投資及產業生產的學習效果，因此模型中將生產成本與研發資本存量及累積產品產量進行連結。此外，由於政府針對再生能源實施 FIT 政策，由電力業者向再生能源投資人以一固定費率保證收購，如此將使得電力業者成本提高。

再生能源產業及發電業透過累積生產及 R&D 投資，進而使其生產成本下降或生產力提升，在模型中可透過二因子學習曲線機制的設定來加以體現，其設定可參見前文之模型說明。

近年許多學者關注於再生能源產業的學習效果及其成本下降趨勢，其中，Kouvaritakis et al. (2000) 針對 OECD 國家的風力發電廠評估，發現學習彈性約為 -0.269，亦即當累積產量達到原先的 2 倍時，其進步率約為 83%，³⁹亦即將使成本下降 17%；Neij (1997) 發現當累積裝置容量增加 1 倍時，風力及太陽光電的發電的進步率約等於 80% 左右；Poponi (2003) 針對併聯式太陽光電系統分析發現，假設併聯式太陽光電系統的市場成長率為 15%，則以 1989~2002 資料來看，進步比率約為 80.5%；Miketa and Schrattenholzer (2004) 則發現太陽光電電力供應的進步率約為 82.54%，而風力發電則僅 90.27%；Van Sark (2008) 利用英國 1992-2001 資料發現風力發電設備的進步率約為 80.5%，西班牙 1990-1998 年間的進步率約為 82%，而 1990-2001 進步率則為 85%；Bhandari and Stadler (2009) 的研究則顯示太陽電池的進步率約為 80%。

由上述文獻來看，學者利用各國的資料普遍觀察到太陽光電及風力發電的進步率約介於 80%~90% 之間，若以 80% 的進步率來看，則代表學習彈性約為 -0.32，若進步率僅 90%，則學習彈性約為 -0.15，就文獻來看，各國資料所估得的學習彈性亦有所差異。由於台灣目前尚無相關資料可茲引用，且相關歷史數據較亦較為缺乏，因此本文援用國外相研究及文獻的成

³⁹ 進步率可由學習曲線彈性計算而得，一般認為若學習曲線彈性為 $-\alpha$ ，則當產量累積至原來的 2 倍時，成本將因產量累積而下降 $(1-2^{-\alpha})\times 100\%$ ，其進步率即為 $2^{-\alpha}\times 100\%$ 。

果設定學習彈性，表 48 即為模型內彈性之設定值，隨著產量與研究發展投資的累積，特定產業之單位生產成本將會有逐年下降的情形。

表 48 學習彈性設定值

產業別	累積產量彈性	R&D 投資彈性
太陽光電零組件	-0.4	-0.2
風力發電設備	-0.2	-0.3
太陽光電發電技術	-0.3	-0.3
風力發電技術	-0.3	-0.3

1.3.2 模型情境設定

1.3.2.1 基準情境

如本文目的所述，我們欲評估實施再生能源電力躉購費率對電價所可能產生的影響，以及在現行再生能源設備製造及發電業之技術發展、投資及政府施行躉購費率制度下，是否可以有效達到政策所設定之發展目標。基於此，在「基準情境」(business as usual; BAU) 中，我們將 (a) 再生能源透過學習效果所反映之成本降幅，以及 (b) 產業的投資成長，予以外生設定一定之變化路徑。

當模型設定學習效果的機制時，這些再生能源發電技術將可以透過 R&D 投資或是累積產量達到總要素生產力上升的效果，同時也反應成本下降之現象。模型中，風力與太陽光電發電之累積產量學習彈性皆設定為 -0.3，透過歷史年間所累積之產量再加上政府對未來所設定之裝置容量目標 (表 10)，我們可以計算出這兩種再生能源發電技術在未來年度每年成本之降幅，如圖 60 所示。

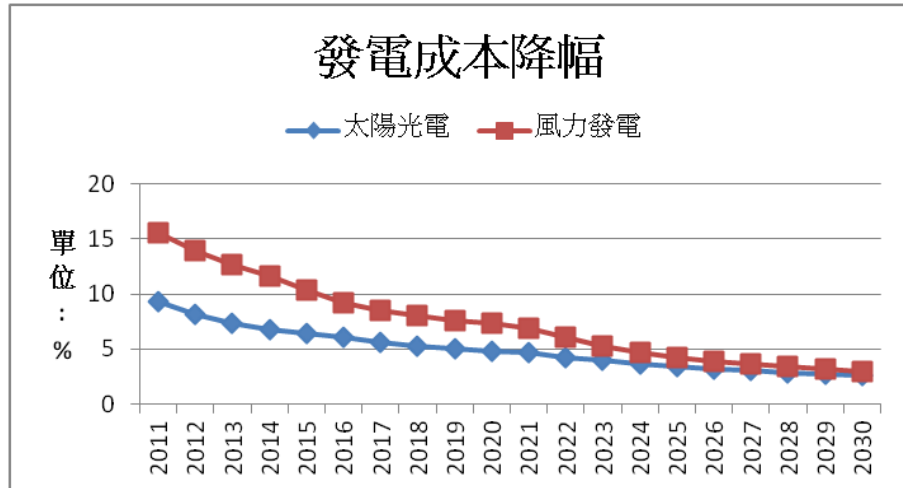


圖 60 發電成本降幅

國際能源價格的設定，則按美國能源資訊局 (Energy Information Agency) 對各初級能源價格至 2030 年的預測，。所以我們將 EIA 的預測結果套用到模型裡，圖 61 為 EIA 原油、煤及天然氣的價格預測。最後，在投資設定方面，再生能源產業的投資會較一般產業還要高，我們參考過去 1981 至 2009 年資料，發現台灣所有產業投資平均係以 4.4% 的年成長率增加，因此我們設定太陽光電發電技術的年投資成長率與 R&D 投資成長率為產業年平均的 5 倍 (22%)，風力發電技術則為 2 倍 (8.8%)。另外，再生能源設備產業之投資也是與發電技術作相同之設定。

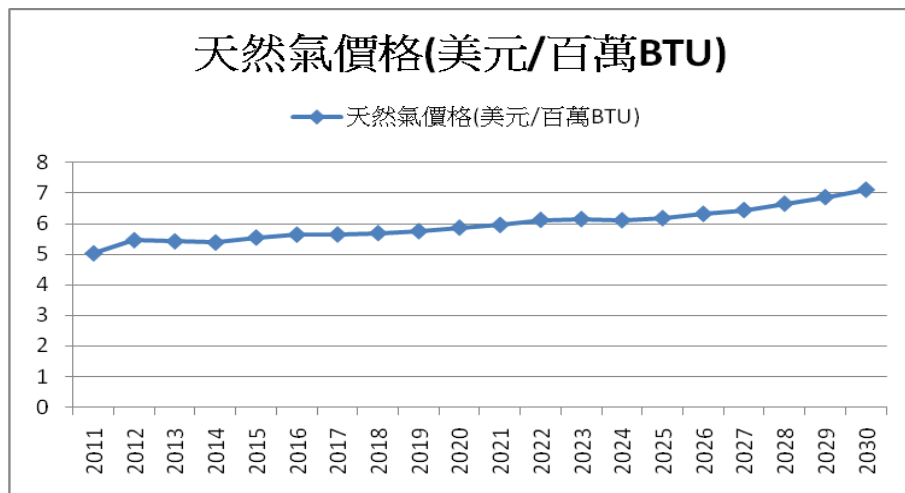
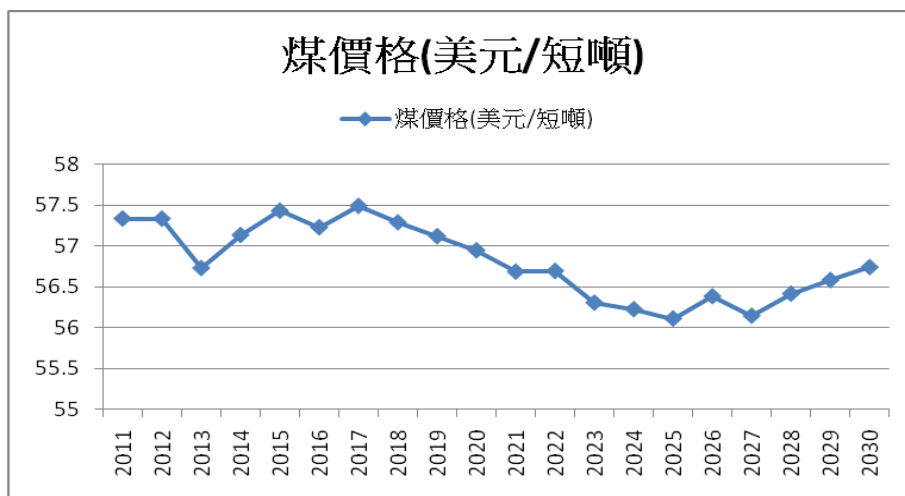
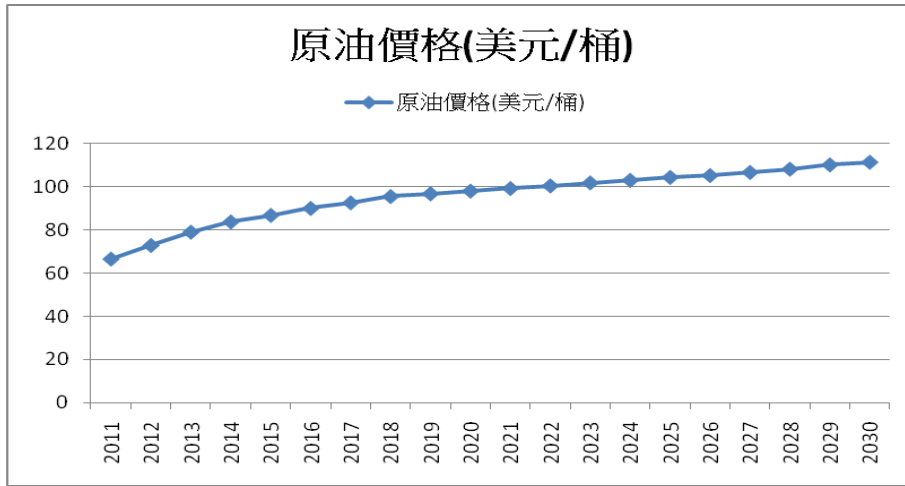


圖 61 國際能源價格設定

1.3.2.2 躉購費率情境

在躉購費率情境中，假設政府為推廣再生能源的發展，因此針對風力發電及太陽光電之電能予以補貼，至於補貼率的設定方面，由於模型中未區分不同的發電裝置大小，因此必須計算一個加權的平均補貼率，我們利用表 49 中 2010 年的累計申請裝置容量對表 47 各不同裝置大小的補貼費率予以加權平均，可以得到風力發電的平均躉購費率為 NT\$2.3842/度，太陽光電則為 NT\$12.6585/度，若以台電平均每度電能發電成本為 NT\$2.11 來計算，2010 年對風力發電的補貼率約為 12.9953%，太陽光電電能的補貼率則約為 499.9289%。

表 49 2010 年 4 月 30 日至 12 月 31 日再生能源發電累計新設裝置申請量

技術類別		申請件數 (件)	裝置容量 (瓩)
風力 發電	1 瓩~10 瓩	8	48.8
	10 瓩以上 ^a	19	299,795.0
	小計	27	299,843.8
太陽 光電	1 瓩~10 瓩	406	2,870.05
	10 瓩~500 瓩	852	167,916.1
	500 瓩以上	13	31,469.9
	小計	1,271	202,256.5

若由前一節所述能源局公告的躉購費率公式來看，躉購費率將與再生能源期初設置成本有 1:1 的連動關係，若未來設置成本因 R&D 及學習效果而下降，躉購費率亦應隨之下降，因此我們接著上述補貼率，搭配圖 60 發電成本降幅，計算未來年度補貼率可能的下降幅度，如圖 62 與圖 63 所示。

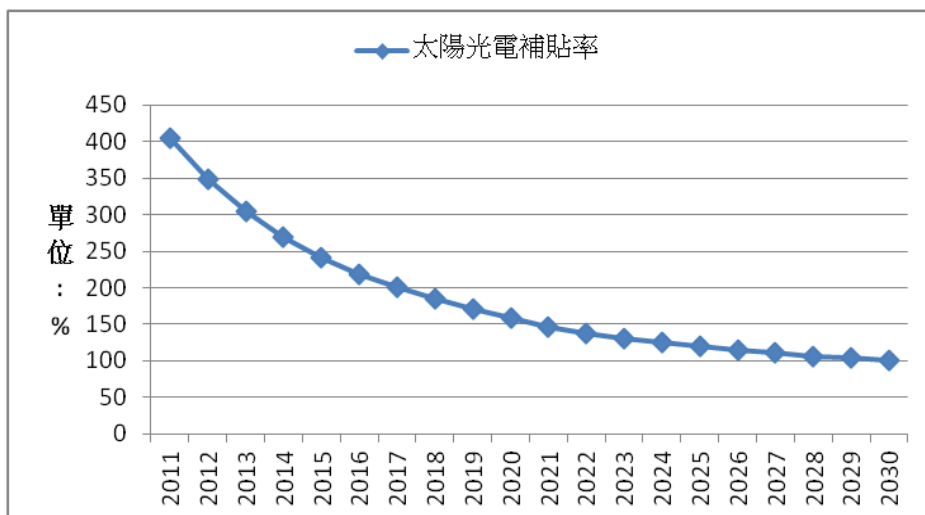


圖 62 太陽光電補貼率設定

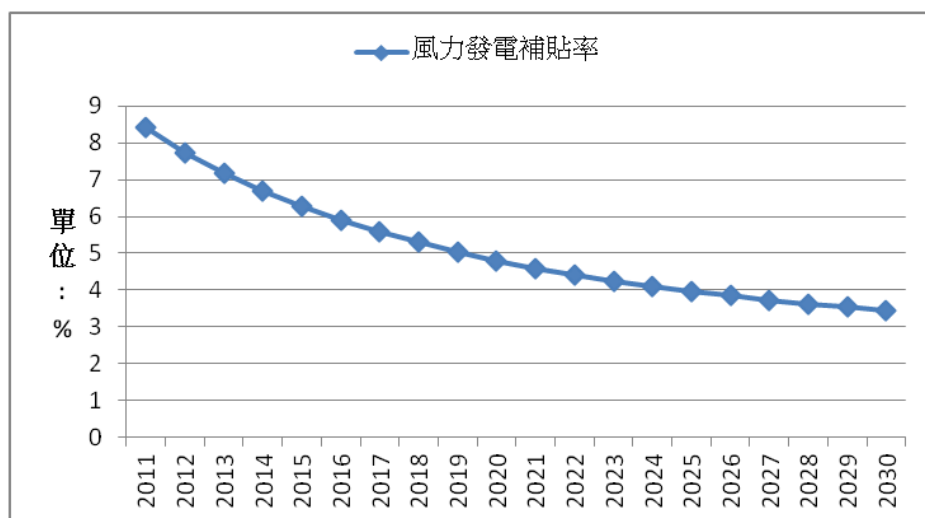


圖 63 風力發電補貼率設定

1.3.2.3 推廣目標情境

在躉購費率情境的設定下，我們可以觀察再生能源之裝置容量是否可以有效達到政策所設定之發展目標。惟如果無法有效達到目標，則政策上可以採行的措施有哪些？在推廣目標情境，我們將試著提高補貼率或是增加投資來讓再生能源能夠達到政府之推廣目標。

1.4 模擬結果及政策意涵

1.4.1 躉購費率政策對電價之衝擊、推廣目標之達成效果

首先，我們評估實施再生能源電力躉購費率對電價所可能產生的影響。躉購費率制度的補貼來源是輸配電業者，因此，FIT 政策將使得電力成本上升。但是由於再生能源發電占全部發電量的比例相當低，因此即使傳統發電業者將這些躉購制度的基金完全反映在電價上，對電價的影響仍相當有限，如圖 64 所示，實施躉購制度與基線的電價走勢，雖然在這樣的制度下電價有上漲，但是上漲幅度相當的小。就基線 (BAU) 與實施躉購費率的電價比較得到之電價差來看 (圖 65)，電價的衝擊由 2011 年的每度電 0.008 元並逐年擴大至 2030 年的 0.02 元，如果以實施躉購制度相較於基線上漲的比率來看 (圖 66)，則是由 2011 年的 0.27% 快速攀升至 2015 年 0.59%，之後則維持在這個比例左右。

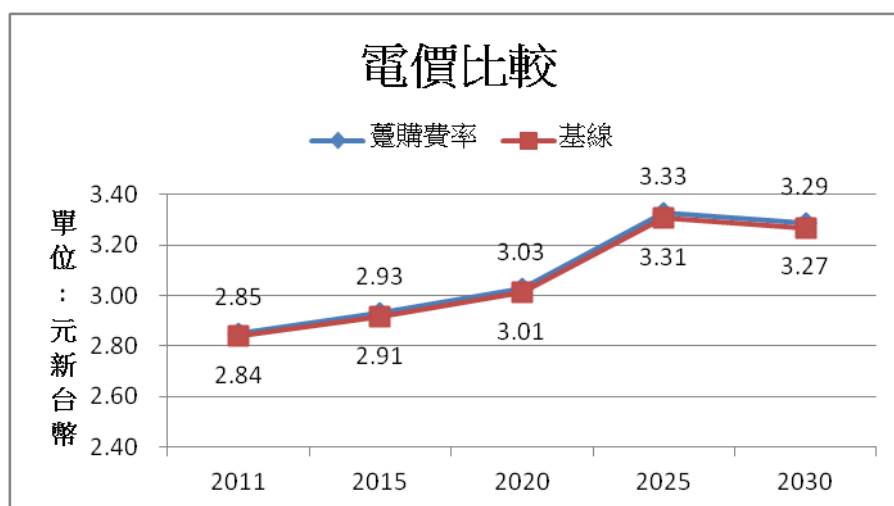


圖 64 基線與實施躉購費率的電價比較

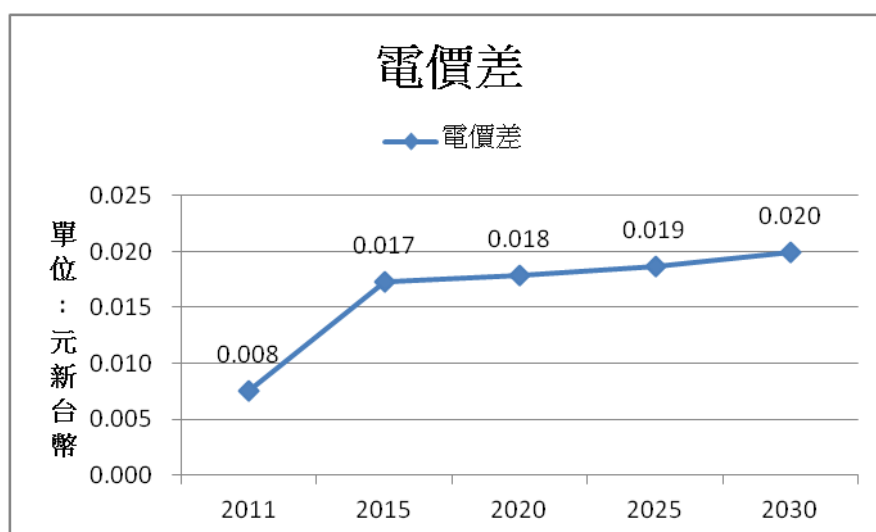


圖 65 基線與實施躉購費率的電價差

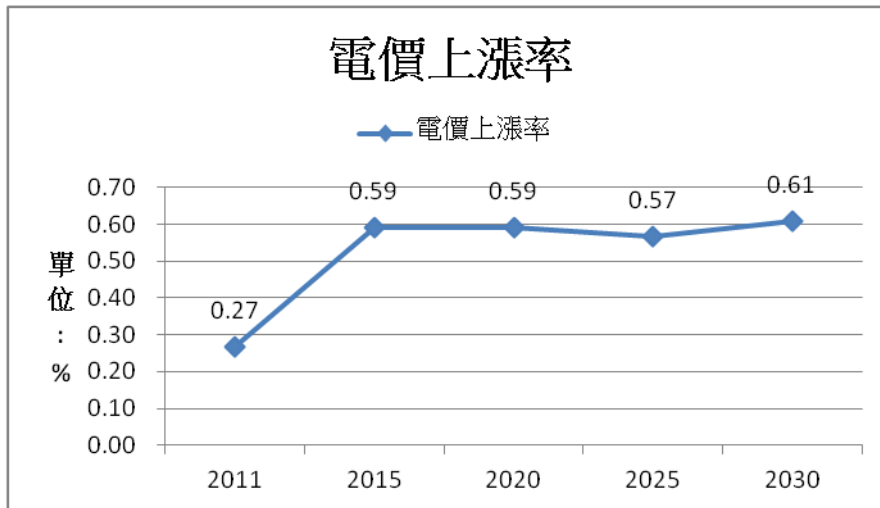


圖 66 實施躉購費率相較於基線之電價上漲率

在現行再生能源設備製造及發電業之技術發展、投資及政府施行躉購費率制度下，是否可以有效達到政策所設定之發展目標？圖 67 中我們比較躉購費率政策情境下，模型求解之再生能源發電裝置容量與政府推廣目標間之差距，圖 67 中可發現未來太陽光電裝置容量與政府所推動之目標尚有一段差距，表示政府在訂定發展目標時可能有略為高估之現象。然而，觀察風力發電之情形（圖 68），與太陽光電較不同的是，未來風力發電之裝置容量大致上都可以符合政府所推動目標，尤其在 2025 年之前，裝置容量甚至超過政府設定目標，僅在最後幾年稍微低於目標，代表政府對於風力發電未來的推廣目標設定應該是合理的。

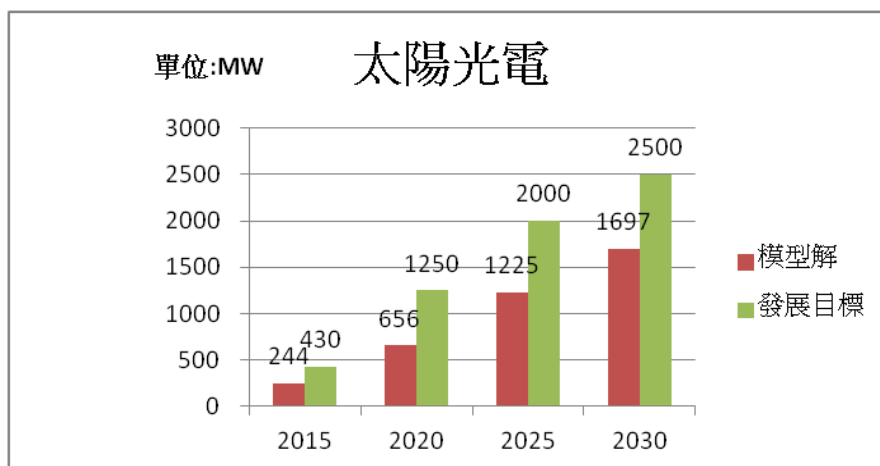


圖 67 躉購費率情境之裝置容量與發展目標－太陽光電

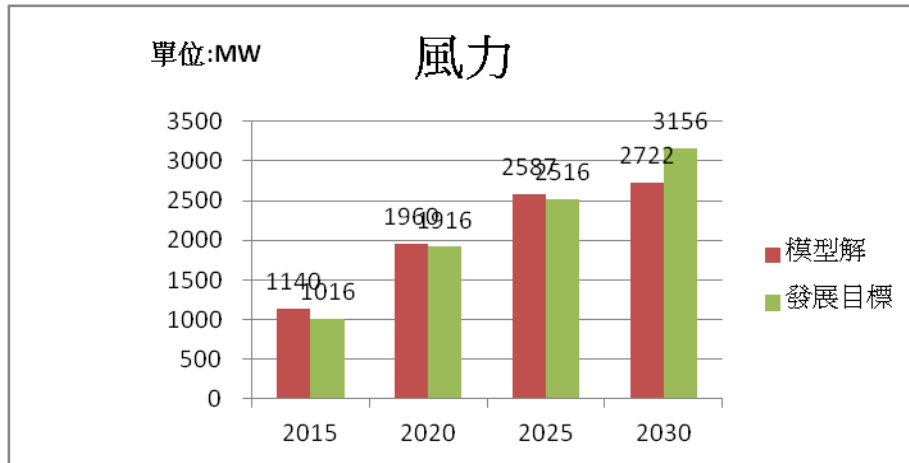


圖 68 躉購費率情境之裝置容量與發展目標－風力發電

至於再生能源發電占比部份，本模型除了解出的再生能源發電量占比以外，我們將 2008 至 2010 各年度各發電技術之容量因素作平均，再假設之後年度各發電技術容量因素固定，最後推算出再生能源裝置容量之占比，而其中再生能源包含小水力、太陽光電以及風力。結果如圖 69 所示，以發電量占比來說，雖然透過技術進步、補貼、投資等因素使新能源發電產業成長，但是同時間其他傳統發電技術也在成長，導致在再生能源發電量占比無法快速增加甚至呈現下降的趨勢。而由於再生能源容量因素較其他傳統發電技術小，所以反推回裝置容量占比時發電量占比還要高，但趨勢相差不遠。

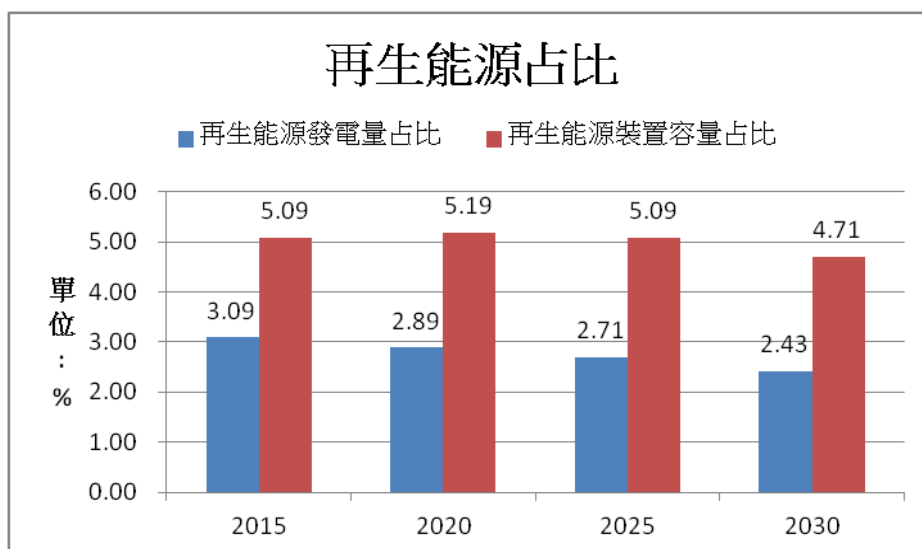


圖 69 再生能源發電占比

1.4.2 推廣目標達成之條件

由以上躉購費率政策情境之模擬結果可得知，太陽光電之裝置容量與政府推動之目標有一段差距，所以在推廣目標情境中，我們進一步探討在政策上可以採行之措施有哪些？而在此情境中，政府真正可以控制的政策工具為對再生能源之補貼率與投資（含 R&D 投資），故我們將太陽光電發電之補貼率較原先的政策情境提高（如圖 70 所示），並且增加年平均投資率至 28.6%，使其為各產業平均年投資率之 6.5 倍（ 4.4×6.5 ）。圖 71 為同時提高太陽光電補貼率及投資的未來裝置容量模擬結果，由圖 71 可知雖然在前幾年裝置容量還無法符合政府設定的推廣目標，但是目標差距已較圖 67 的情境下縮小，甚至在 2030 年還超過推廣目標量。由此可知如此提高補貼率與投資對於達到政府推動目標量是有效的政策工具。

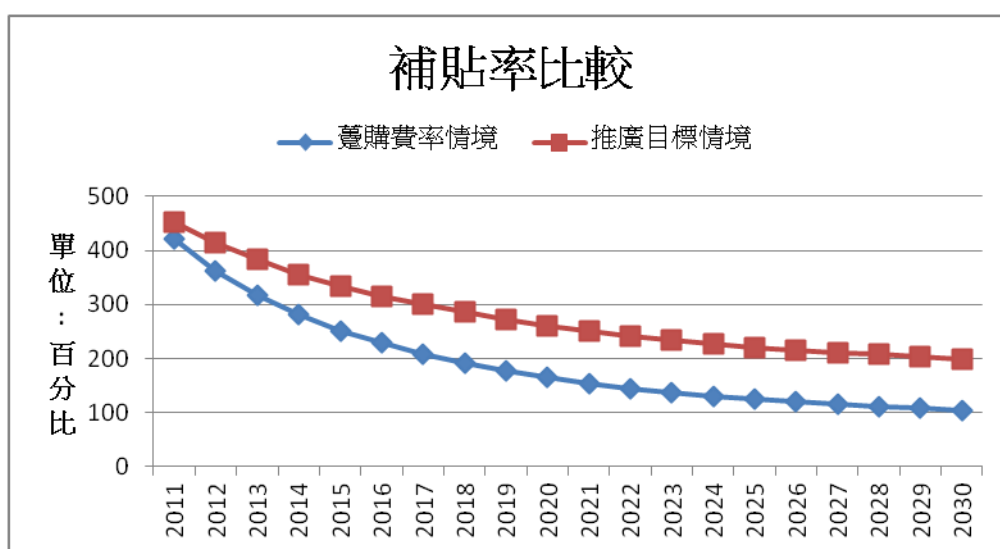


圖 70 補貼率比較－太陽光電

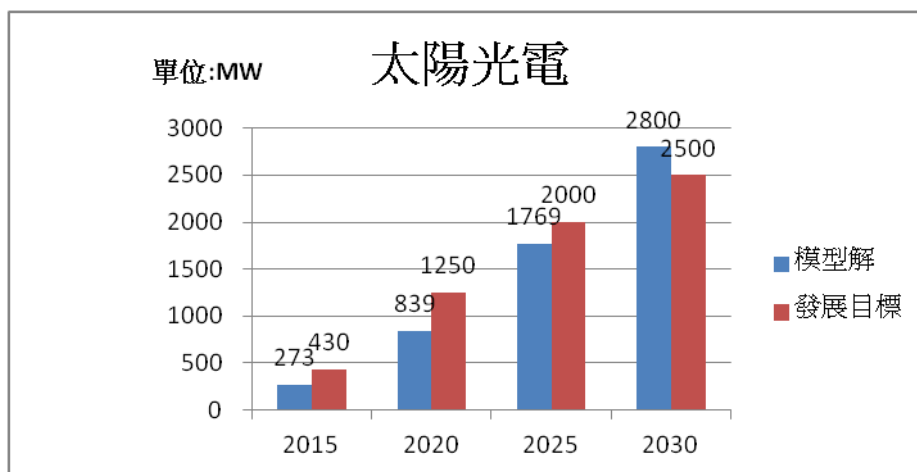


圖 71 推廣目標情境之模型求解裝置容量與發展目標裝置容量－太陽光電

1.5 小結

隨著國際間推動 FIT 而成功推廣再生能源利用的案例不斷增加，台灣為鼓勵再生能源發電的利用，在 2009 亦開始嘗試推行 FIT 政策。雖然國際間有許多文獻著墨於探討 FIT 制度設計對再生能源推廣的效益，但卻顯少文獻探討 FIT 對電價的影響，以及政府設定推廣目標的合理性。本文嘗試利用一個動態的 CGE 模型進行分析，並期望藉由這樣的分析工具及分析結果能提供政策當局以及後續研究作為參考依據。

由模擬結果得知，在客觀產業的技術進步、投資、現行躉購費率的情況下，以太陽光電來說，原先政府設定之推廣目標稍微樂觀，如想達到所設定之目標，可能需要減緩補貼率下降的幅度，同時也是提高對再生能源發電技術之補貼率，或是增加 R&D、投資以達到政府所推動之目標量。而以風力發電來說，由模擬結果可以很清楚的觀察到模型內生求解出的裝置容量與目標量差異不大，所以此推廣目標之設定大致上算是合理。

本文所採用的 GEMEET 模型考慮了產業間的替代與互補關係、商品發展過程中的學習效果、研發投入所帶來的技術進步效益等，盡可能將真實經濟體系的運作情況納入模型中。惟縱然如此，本研究所採用的分析模式仍有其限制，以下謹對本研究所採用的分析工具說明其限制：

1. GEMEET 模型中的基準資料，對於分析結果通常具有決定性的關鍵影響，因此資料的編製相當的重要。然而由於再生能源產業尚在展階段，其投入結構可能在短時間內有著具大的轉變，再加上生產製程與成本結構對一企業來說乃最高之商業機密，因此資料取得較為困難，在無法取得資料的情況下，便需仰賴一些假設、參考國際上之成本資料，或援用

相近產業之結構為替代，因此難免稍有失真。

2. 實務上有許多的分析議題在短時間內模型仍無法分析，例如不同年度投資的設備有不同的生產力及汰除年限，此一概念在現行的 GEMEET 模型較難以處理，但亦非無法達成，惟仍需投入更多的時間與人力。
3. 目前再台灣生能源躉購政策實際上的作法是先向傳統技術的發電業者收取基金後，再以此基金補貼電業用於向再生能源業者購電的躉購費率。雖然 GEMEET 模型中已將對再生能源的補貼加諸於發電業者的成本，可反映電力成本的上升，然而目前模型處理方式或與實際作法仍有些差距。

儘管 GEMEET 模型在分析上仍存在這些限制，然而就現階段的相關分析來看，GEMEET 模型可更貼近實際作法，且考慮更為週全，因此本文的研究成果對於政策當局仍不失為相當有用的參考。

二、再生能源發展與能源安全—以台灣為例

2.1 前言

能源為經濟發展的原動力，更兼具重要的戰略地位，然而近年因新興國家的經濟發展，使得全球能源需求急遽增加，復又加上產油國政治情勢不安，因此能源價格也呈現大幅波動。BP (2011) 的 2011 世界能源統計年鑑指出，中國的初級能源消費量由 2000 年的 1,038 百萬噸油當量，至 2010 年倍增至 2,432 百萬噸油當量，而同一期間美國卻從 2000 年的 2,314 百萬噸到 2010 年略為下降至 2,286 百萬噸；此外，中國在 2010 年首次超越美國，成為全球最大能源消費國（美國 2010 年能源消費占全世界之 19%，中國則為 20.3%）。除了中國之外，其他新興國家在經濟快速發展的同時，對於能源的需求也大幅度的提高，EIA (2011) 的國際能源展望指出，2008 至 2035 年全球平均年經濟成長率約為 3.4%，然而非 OECD 的亞洲國家將以每年 5.3% 的速度增長，而在此同時，非 OECD 的亞洲國家每年能源需求將以 2.9% 的速度成長。

除了能源需求急速增加之外，供應面的干擾也是造成近年能源價格大幅波動的因素之一。2008 年中國面臨近十年來最寒冷，降雪量最多的嚴冬，使得中國當局下令暫停煤炭出口，以支應急遽增加的暖氣及發電用煤炭需求。雖然台灣從中國進口煤炭的比例相當低，因此當時中國的煤炭禁出口令對台灣的煤炭進口未造成直接衝擊，然而就在全球煤炭最大消費國—中國因經濟、氣候因素而改變其能源政策的同時，⁴⁰卻也造成國際煤價在 2008 年 1 月初自 90.13 美元/噸暴漲至 7 月 182.67 美元/噸的高點。⁴¹此外，近年能源供應國政治動亂不歇，或天災人禍頻傳，如 2002 年委內瑞拉罷工、2003 年的伊拉克戰爭，2005 年美國東南部的卡崔娜颶風 (Katrina)，以及 2011 年初利比亞戰亂、同年 5 月的澳洲水患等，不僅造成能源供應吃緊，更讓國際能源價格大幅波動，對於能源進口國而言是揮之不去的夢魘。

除了能源價格與供應數量的衝擊外，近年全球溫室效應所引發的氣候變遷議題逐漸成為顯學，倡議二氧化碳減排的聲浪居高不下，導致再生能源的推動儼然成為各國能源政策最重要的一環。事實上，再生能源的發展除了可以作為因應氣候變遷的重要政策工具外，若從能源供應安全的角度

⁴⁰ 根據 BP (2011)，中國 2008 年的煤炭消費量占全球煤炭消費量的 44.75%，2010 年更提高至 48.2%。

⁴¹ 澳洲 Newcastle 6,700 Kc/Kg GAD 煤價，資料來源：US DOE/EIA; Barlow Jonker。

來看，由於再生能源多為自產能源，提高再生能源的比例，同時也將有助於提高能源自主性及多元性，進一步提升一國的能源安全。

台灣地狹人稠，缺乏天然資源，尤其自產能源相當匱乏，根據能源局的統計資料顯示，台灣 2010 年能源供給中，僅有 0.7 為自產，其餘 99.3% 均需仰賴進口。像台灣這樣高度仰賴進口能源的國家，在面對國際能源供應或價格的衝擊時，不僅經濟活動將面臨嚴峻的考驗，國家安全也倍受威脅。Asif and Muneer (2007) 也曾說明，近年中東情勢相當不穩定，若繼續依賴進口石油，那麼就沒有能源安全可言。由此可見，若要提升一國的能源安全，除了要減少對進口石油的依賴，另一方面若能提高能源自主，也就能減少能源衝擊帶來的威脅，而對於缺乏天然資源的國家而言，再生能源便成為其提高能源自主的最佳解決方案。然而即便如此，Pimental (2007) 卻表示，酒精汽油對美國而言無法提升其能源安全，Pimental (2007) 甚至認為利用玉米生產的酒精不能稱作再生能源。事實上，過去文獻對於發展再生能源對能源安全的影響看法不同，這主要與能源安全的衡量面向不同有關。

經濟部能源局局長歐嘉瑞在 2010 年 7 月兩岸經貿論壇上便提及，台灣再生能源的發展，除了因應全球環境保護、管制溫室氣體排放的趨勢，同時也有助於改善台灣的環境品質，並改善台灣的能源安全(歐嘉瑞，2010)。為落實再生能源的推廣，台灣於 2009 年經立法院三讀通過「再生能源發展條例」，並於同年開始推動「綠色能源產業旭升方案」及再生能源躉購費率 (Feed-in Tariff; FIT) 等綠能政策，期望藉由再生能源的推動達到節能減碳的目標。事實上，在推動再生能源推廣的同時，也將進一步改善台灣的能源安全，然而卻顯少文獻探討再生能源的發展對能源安全可帶來什麼樣的貢獻。準此，本文以能源安全評估為重點，考量在政府投入再生能源發展的各項政策目標及誘因政策下，從事前 (ex-ante) 的角度評估台灣未來能源安全度的動態變化，希望藉由本文的評估結果，提供決策單位作為制定國家能源安全及再生源推廣政策時的參考依據。

為達上述目的，此議題同樣利用本計畫所開發的 GEMEET 模型進行分析，然後搭配各種模擬情境的設定，藉由模型產生的指標，探討再生能源推廣政策對台灣能源安全的貢獻。

2.2 能源安全之衡量

2.2.1 能源安全的定義及衡量方式

究竟何謂能源安全？能源安全又該如何衡量？學者討論的範疇及面向各異，早年的能源安全多指能源的可取得性、可用性是無虞的，亦即從

能源供應安全的角度來思考，其中同時也包含能源價格的穩定性；然而近年由於「能源-經濟-環境」已逐漸密不可分，因此能源安全同時涵括經濟以及環境安全。若以 Bohi et al. (1996) 的定義來看，能源安全係指能源價格或能源的可得性改變時，經濟體系的福利可能造成的損失，換言之，當能源部門不會造成國家（或全球）的福利損失，那麼便存在能源安全。Asif and Muneer (2007)則認為能源安全是指在負擔得起的價格之下，各種型式能源可取得足夠的數量。林師模、馮君強 (2010) 則說明，能源安全反映的是一種狀態或能力，包含對能源的依賴程度，以及一個經濟體系在受到能源衝擊時的因應、吸納承載能量。

此外，2006年在印度召開的「Hydrocarbon vision - 2005」會議中，將能源安全重新定義，包含面向更加廣泛，分為六個面向，分別為 (1) 經濟：確保能源供應的穩定，避免延緩經濟成長、增加通膨、提高失業率、削減國際收支餘額及減低貨幣價格；(2) 環境：提高運輸工具及機械設備的能源效率，同時達到減少污染與經濟成長的目標；(3) 社會：強調貧困國家取得能源的能力；(4) 對外政策：一國在擔心能源短缺的情況下，可能被迫在某些重要的國際議題或政策原則上必須向產油國妥協合作；(5) 科技：再生能源發展階段需要額外使用更多的能源，這可能反而會提高能源價格，進而影響經濟與社會面向的能源安全；(6) 安全：能源設備安全及國家所需能源與國內能源生產活動的保護 (Alhajji, 2008)。

由此觀之，能源安全涵蓋的面向相當廣泛且複雜，包含供應安全、消費安全、生產安全、環境安全、經濟安全...等，而影響能源安全的因素也變得極為複雜，包含資源稟賦、經濟狀況、政治情勢、軍事互動...等。而衡量的指標方面，難以有一個方法或指標可以涵蓋所有面向，因此，多數國家或學者在衡量能源安全時，僅著重於其中一個或某幾個特定層面。根據林師模、馮君強 (2010)，一般能源安全的衡量指標可分為 (1) 單一能源安全指標：如進口能源依存度、進口能源分散度 (如 Vivoda, 2009)、進口能源集中度、能源脆弱度 (如 Green and Ahmad, 2005) 等；(2) 綜合性能源安全指標：以一些方法篩選出多個涵蓋不同面向的指標，再透過一些決定權重的方法進行加權計算、整併以形成最終能源安全指標，如 Blyth and Lefèvre (2004) 以及林師模、馮君強 (2010)；(3) 特定面向及特定能源安全指標：例如張四立、陳彥尹(2004) 著重於供給面及供應數量的石油供應安全指標；江易辰 (2006) 利用 Sharpe (1963) 的單一指數模型加入 Toman and Macaule (1986) 的消費者風險態度，由原油的歷史進口價格及數量的風險來衡量進口能源的不確定性，Lin et al. (2008) 利用實質選擇權方法來探討能源安全，Awerbuch and Berger (2003)、Lesbirel (2004)、Awerbuch et al. (2004)、張四立、陳彥尹(2006) 等利用資產組合理論將各種不同資產所產生的風險加總。

除了由衡量的面向來區分能源安全指標之外，另外 Löschel *et al.* (2010) 提出能安全的衡量可區分為事後 (Ex Post) 及事前 (Ex Ante) 兩個角度，事後的角著重於檢視過去的源安全狀況，事前的衡量是在研判未來可能的能源安全狀況。由於事前的衡量需要未來可能發生情況的假設，因此探討起來有一定的困難度，而 Löschel *et al.* (2010) 與林師模、馮君強 (2010) 便在特定假設下以事前的角度探討能源安全。本文主要目的為探討我國在推動綠能政策下，對台灣整體能源安全度可能帶來的貢獻，為達此一目的，本文亦將採用事前角度探討台灣在面對能源供應中斷及能源價格提高的衝擊下，經濟體系的承載能量。

2.2.2 台灣近年能源安全狀況

台灣過去年源安全所面臨最大的問題是供應不穩定、價格波動幅度過大，以及對單一進口來源過度依賴 (許志義, 1994)，而近年我國的能源安全問題與過去相去無幾，歐嘉瑞 (2010) 便表示，不論就能源自主性或能源多元性來看，台灣的能源安全均仍待提升，因此發展自主能源、分散來源是目前刻不容緩的事情。顯然近幾年台灣的能源安全問題與過去十年仍舊相同。若就能源自主性及能源多元性觀之，圖 72 繪出 4 個過去常用的能源安全關鍵指標。由圖 72 可發現，我國自 1990 年以來進口能源依存度一直高於 95%，到 2004 年以後更是高達 99%，而石油一直占我國能源消費的 50% 左右，近年我國對中東的石油進口依存度則約在 80% 左右，因此，不論就能源自主性或能源多元化的角度來看，台灣的能源安全仍舊有相當大的努力空間。

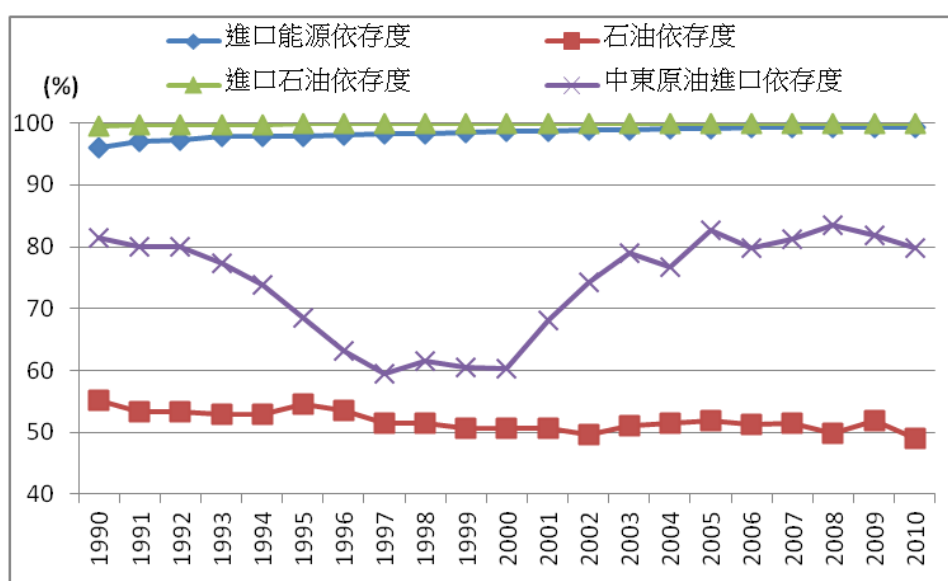


圖 72 台灣能源安全指標趨勢圖

資料來源：經濟部能源局99年能源統計年報。

2.3 再生能源發展對台灣能源安全之影響

在評估能源衝擊對台灣能源產全影響的模擬方面，本文將衝擊來源分為化石能源（包含油、煤、天然氣）供應中斷，以及化石能源價格波動兩個層面，以下便分別就此兩個情境的設定及模擬結果做一說明。

2.3.1 能源供應中斷

要在一動態模型從事前的角度模擬能源供應中斷，需從以下的角度來對整個情境作模擬設定：

1. 供應中斷的規模（Scale）：我們假設各個能源進口國中斷總和為該年能源總進口的10%，同時將此10%依各能源進口國的進口量占總能源進口的比例來做分配，再以各進口國所分配到的量以該國的政治穩定度為權重，全部同比例增加至總和為該年度能源總進口的10%，並以此對各個能源進口國設定供應中斷量。
2. 供應中斷的時間點（Time）：由於未來供應中斷的時間點，取決於對於未來戰亂等其他會影響供應中斷因素的時間認定，所以這部分在模型中難以確認，故本研究將分別對各個年度模擬供應中斷。
3. 供應中斷的呈現方式（Pattern）：通常供應中斷會有延遲效果，不會只有單一年度的中斷，所以供應中斷的衝擊除了上述第一年的供應中斷10%以外，第二年再中斷5%。

確認好以上各設定後，我們將針對基本情境(business as usual; BAU)與政策情境(Policy)作供應中斷的模擬，其後以GDP的損失為觀察指標，分別計算兩個情境中有供應中斷相較於無供應中斷的GDP損失率，藉以觀察未來整個經濟體系承受能源衝擊的能力及走勢。

在「基準情境」(business as usual; BAU)中我們假設政府對於新能源產業無任何補貼政策，而是讓其自行發展，並於此觀察未來經濟發展的路徑及再生能源發展狀況。基於此，我們對未來年(2011-2030)做了許多設定，其中包含：

1. 國際能源價格成長率：在模型未來年中我們必須將國際能源包含原油、天然氣以及煤的價格設定為外生，而美國能源資訊局(Energy Information Agency)在Annual Energy Outlook 2011中有對能源價格預測至2035年，故本研究此部分採用該預測結果。
2. 水力發電量成長率：由於我國地理環境條件之因素，所能開發水力發電

之河川有限，且也已幾乎開發怠盡，所以在未來年裡發電量並不會有太大幅之增加，所以如果不在模型裡外生設定限制住其發展，由以上國際能源價格逐漸上漲的趨勢來看，傳統發電技術的成本逐漸攀升，會透過模型內部相對價格變動之不完全替代的調整機制，被水力發電這種較少用到化石燃料所部分替代，導致於水力發電的發電量會大幅增加，而這種結果與前述目前台灣的現實情況差異甚大。而本研究根據 1989 至 2009 年各年水力發電量計算出這 20 年平均水力發電量成長率為 0.28%，並以此設定未來年每年的水力發電成長率。

3. 核能發電技術設定：目前核一廠已排定於 2018、2019 各有一部機組除役，核二廠則排定於 2021、2023 分別一部機組除役，而核三廠則排定於 2024、2025 年各一部機組除役，因此在模型中亦將核電廠除役的情形考慮進來。此外，核四廠可能商轉的時間目前排定於 2013 年及 2014 年各一部商轉，在模型中亦一併考慮。
4. 投資與出口成長率：本研究參考過去歷史資料，計算出過去年間平均投資與出口成長率分別為 4.4% 與 6.87%，並於以此作為未來年的預估值。

在設定以上相關變數後，我們則可以得到基本情境的相關資訊，下圖 73 及圖 74 則為基本情境之實質 GDP、GDP 成長率以及再生能源裝置容量占總發電裝置容量之占比。由此結果可知道在政府對再生能源無任何補貼誘因的情況下，再生能源的發展相當有限，最高僅占總裝置容量之 4% 左右。

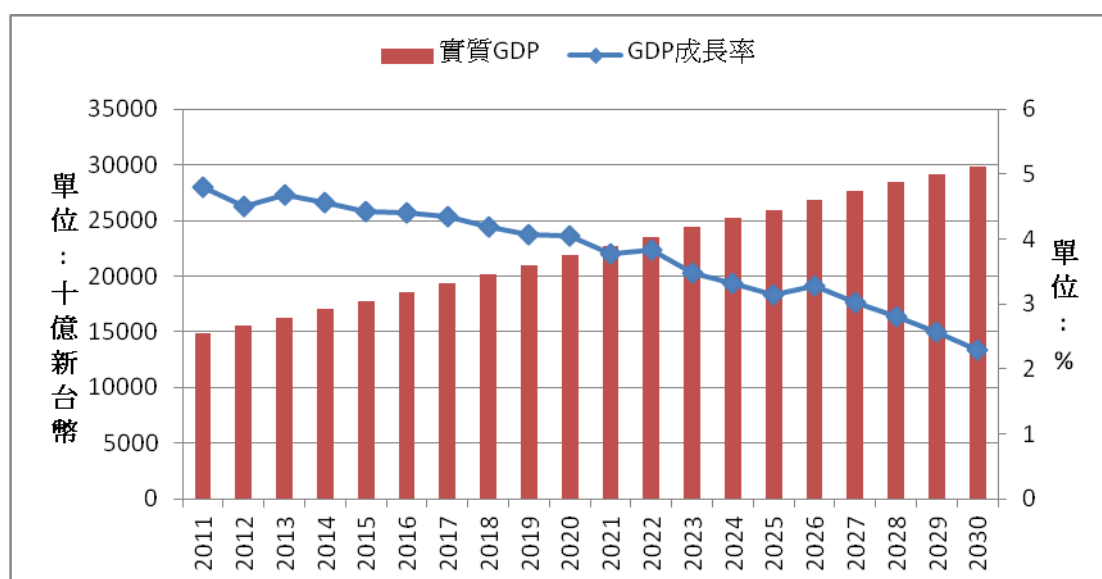


圖 73 基本情境之實質 GDP 與 GDP 成長率

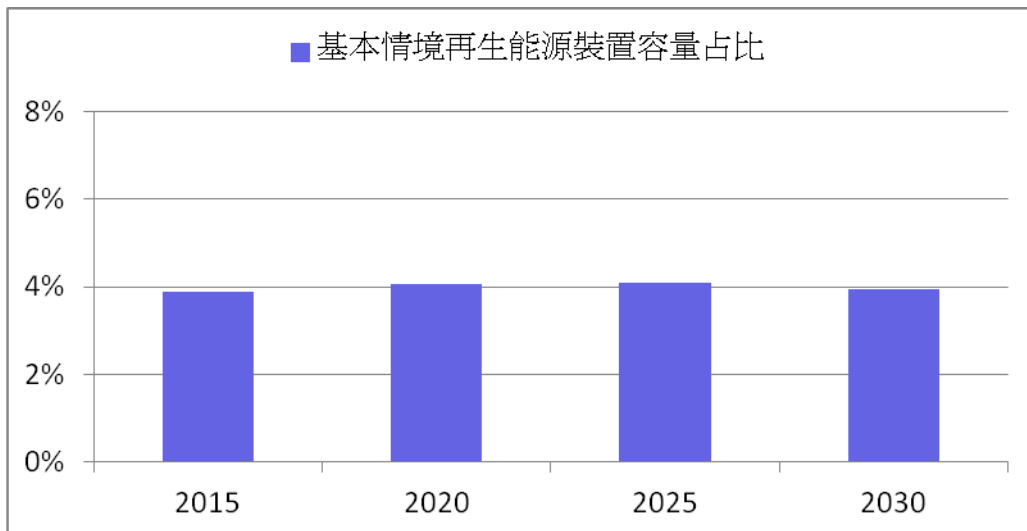


圖 74 基本情境之再生能源占比

而在政策情境中，我們將以達到政策所設定之發展目標情境設計，對再生能源發電技術業做相關投資及躉購機制之設定，同時在模型內對於這些變數予以外生設定一定之變化路徑。本研究使用之模型涵蓋了產業的學習效果，當模型設定學習效果的機制時，這些再生能源發電技術將可以透過 R&D 投資或是累積產量來達到總要素生產力上升的效果，同時也反應成本下降之現象，模型中，風力與太陽光電發電之累積產量學習彈性皆設定為-0.3。另外關於投資部分，由於再生能源產業尚在發展階段，投資金額會較一般產業還要高，因此本文設定太陽光電發電技術的年投資成長率與 R&D 投資成長率為所有產業年平均的 4.5 倍 (19.8%)，至於風力發電技術相對較太陽光電成熟，因此僅設定為所有產業的 2 倍 (8.8%)。另外，再生能源設備產業之投資也是與發電技術作相同之設定。

至於躉購費率，假設政府為推廣再生能源的發展，因此針對風力發電及太陽光電之電能予以補貼，至於補貼率的設定方面，由於模型中未區分不同的發電裝置大小，因此必須計算一個加權的平均補貼率，我們利用 2010 年 4 月 30 日至 12 月 31 日再生能源業者向能源局申請累計新設裝置容量，不同級距的裝置容量類別的比例予以加權平均，可以得到風力發電的平均躉購費率為 NT\$2.3842/度，太陽光電則為 NT\$12.6585/度，若以台電平均每度電能發電成本為 NT\$2.11 來計算，2010 年對風力發電的補貼率約為 12.9953%，太陽光電電能的補貼率則約為 499.9289%。

若由前述能源局公告的躉購費率公式來看，躉購費率將與再生能源期初設置成本有連動關係，當未來設置成本因 R&D 及學習效果而下降，躉購費率亦應隨之下降，因此本文藉由過去歷史年的裝置容量以及政府對於未來年推廣目標，搭配累積產量學習彈性，計算出未來年度裝置可能的成

本下降幅度，並以此作為補貼率可能的下降幅度，可繪出未來年度補貼率的變化情形，如圖 75 與圖 76 所示。

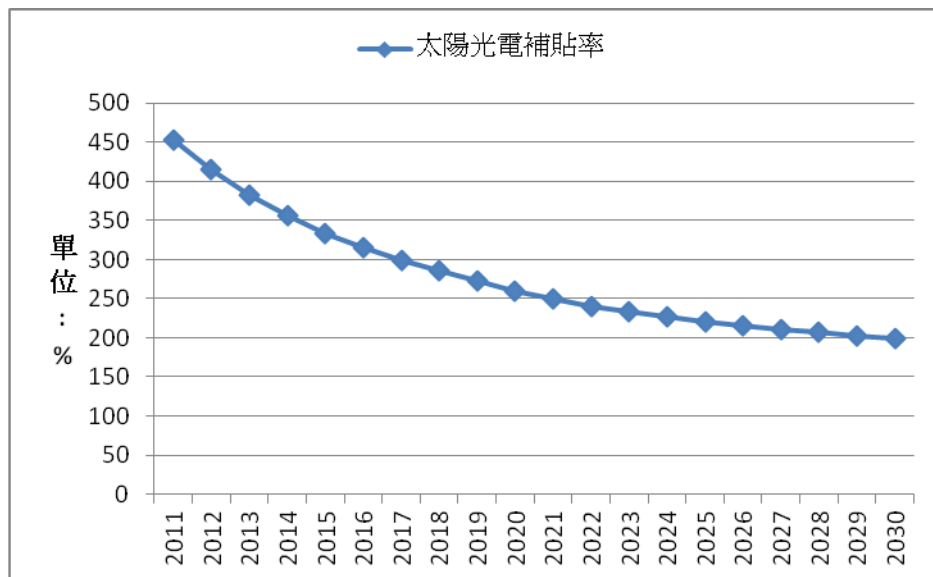


圖 75 太陽光電補貼率設定

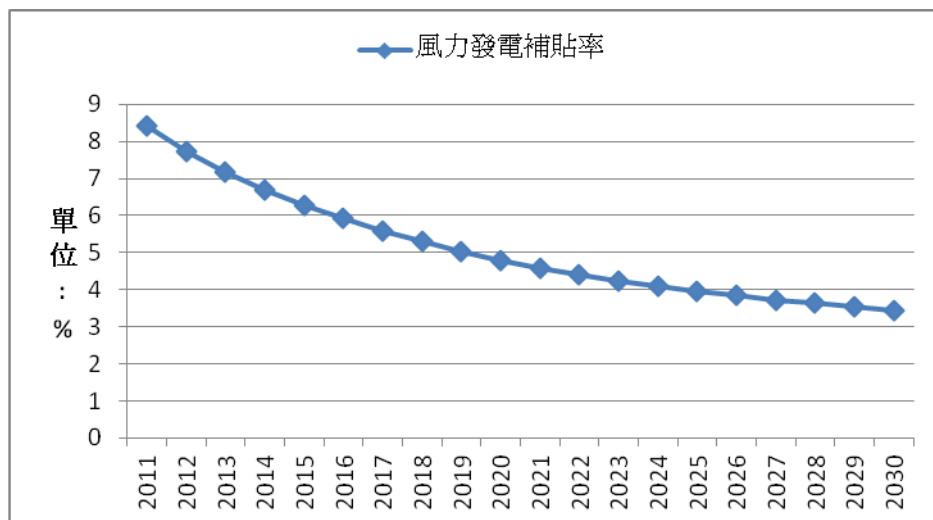


圖 76 風力發電補貼率設定

在以上所設定之技術進步、投資以及補貼率的路徑下，我們可比較政策情境與基本情境之下的生能源發電技術未來發展趨勢。由圖 77 可以了解到，由於政府推動再生能源的相關政策，讓原先成本較高的再生能源有了較高的競爭力，所以相較於基本情境中裝置容量占比自然高出許多，尤其到了 2030 年甚至達到 7.4% 的占比。

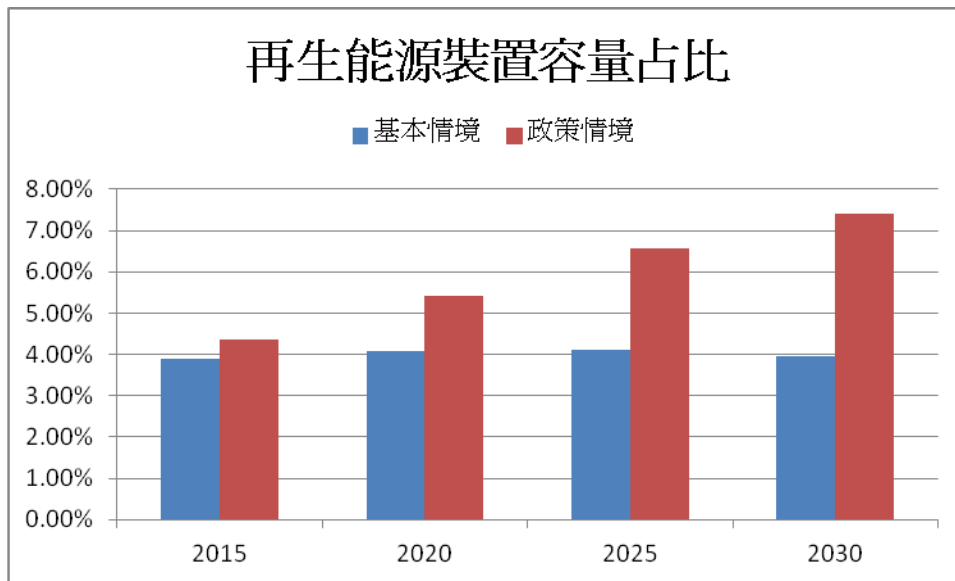


圖 77 基本情境與政策情境之再生能源裝置容量占比比較

最後，本文針對上述基本情境與政策情境逐年進行供應中斷之模擬，並從未來年度、中斷時間點以及再生能源政策這三個面向來觀察結果。圖 78 與圖 79 為模擬結果。圖中的各趨勢線代表在不同年度遭遇能源供應中斷時，各年度 GDP 的損失變化。從圖中我們可以知道在供應中斷 10% 的情況下，愈晚發生能源供應中斷，GDP 損失率是逐漸縮小，但值得注意的是，中斷後第二年所受到之影響皆會比第一年還要高，主要原因在於能源單一年度的供應中斷會有所謂之「波及效果」，對於未來的年度皆會有一定之影響，而模型中我們在第二年又外生設定中斷 5%，這樣雙重的衝擊下，供應中斷第二年的影響皆都比第一年還大。雖然能源供應中斷對於未來會有這樣的波及效果，但隨時間經過，經濟體系將會有自我適應調節的能力吸收承載這樣的衝擊。

另外從再生能源政策面來看，假如政府沒有任何再生能源的推動政策，而是讓其自然成長發展，發電成本較高的再生能源相對於傳統發電技術將不具有競爭力。相反地，假如政府對於再生能源有相關的推廣目標及行動，諸如躉購電價等，將確保再生能源業者所發電力會被輸配電業者收購，這樣形同對再生能源發電之價格予以補貼，使其相對於傳統發電業者具有一定之競爭力。所以同時從圖 77 之結果也可以觀察到，在政策情境中，由於再生能源發電占比大幅提高，而傳統發電則相對的減少，所以在基本情境與政策情境中，假使未來有相關能源供應中斷的風險存在，當衝擊發生時，基本情境中整個經濟體系吸收承載衝擊之能力將會遠遠低於有較高再生能源占比的政策情境。

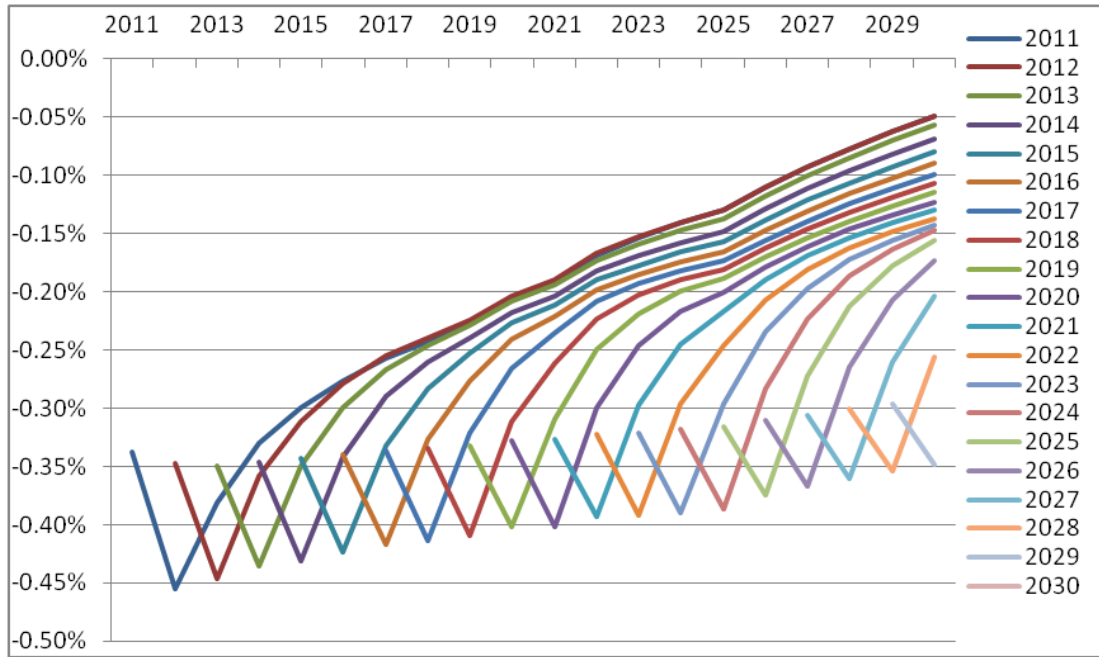


圖 78 基準情境—不同中斷年度的 GDP 衝擊

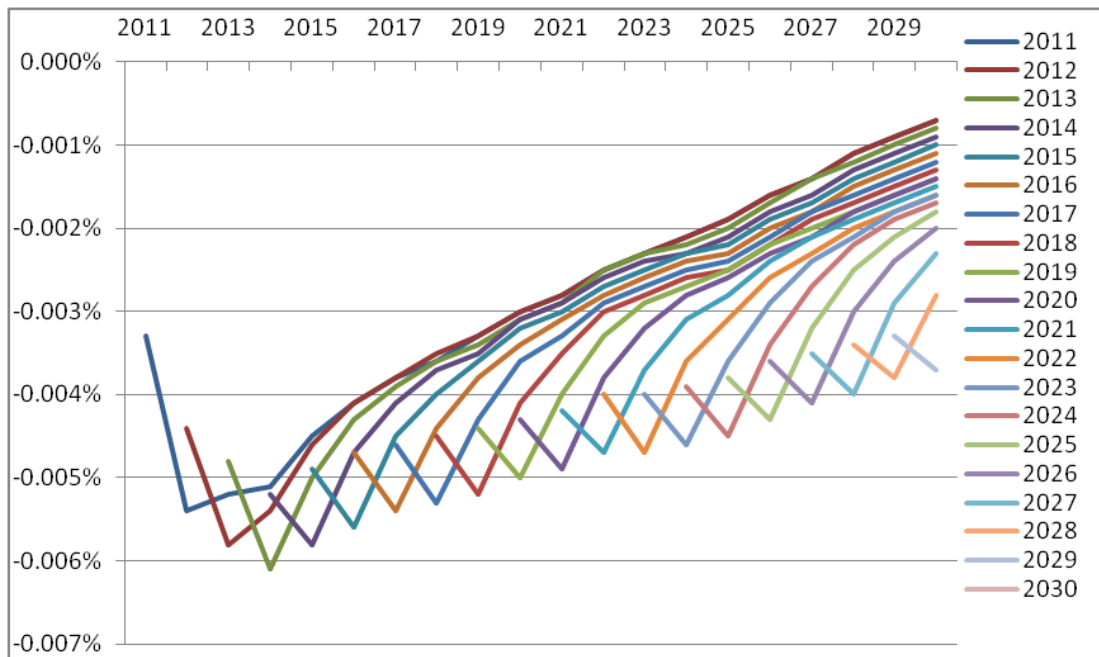


圖 79 政策情境—不同中斷年度的 GDP 衝擊

2.3.2 能源價格上漲

基本上能源價格上漲之模擬設定與供應量中斷的設定類似，本研究假設各能源進口國能源價格同時上漲 10%，且由於未來價格上漲的時間點不確定，本研究在此模擬情境中也分別對各年度模擬能源價格上漲，但不同

於供應中斷的是，我們只假設能源價格的上漲只會持續一年，不會有延遲效果。

如同能源供應中斷的模擬，本研究同時對基本情境與政策情境模擬能源價格上漲。由圖 80 及圖 81 的結果得知，在價格上漲 10% 的情況下該年的 GDP 損失率最高，但不同於供應中斷情境之設定，由於我們設定價格上漲只會持續一年，所以上漲年之後的衝擊即刻縮小，且第二年以後的損失率則大幅度的減少，而不若供應中斷般慢慢的慢慢回復，這代表著經濟體系對於價格波動之適應承受能力會比供應中斷更好。另外我們也比較基本情境與政策情境之結果，當政府沒有相關再生能源推動的政策下，發生價格衝擊時所受到的影響會較高。原因如同先前所提，在政策情境中，由於再生能源發電占比相對於基本情境還要高，而傳統發電則相對的減少，故在發生價格上漲的衝擊時，基本情境對於這些衝擊的承受能力較弱，其所受到的衝擊影響較大。

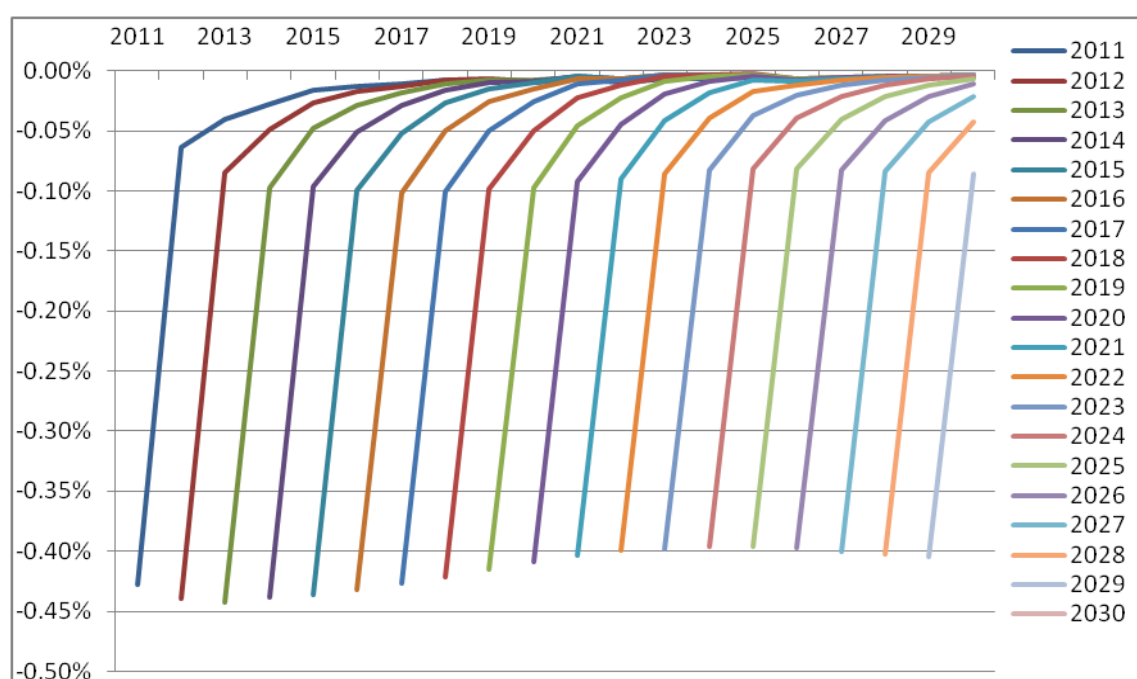


圖 80 基準情境—不同年度能源價格上漲對 GDP 衝擊

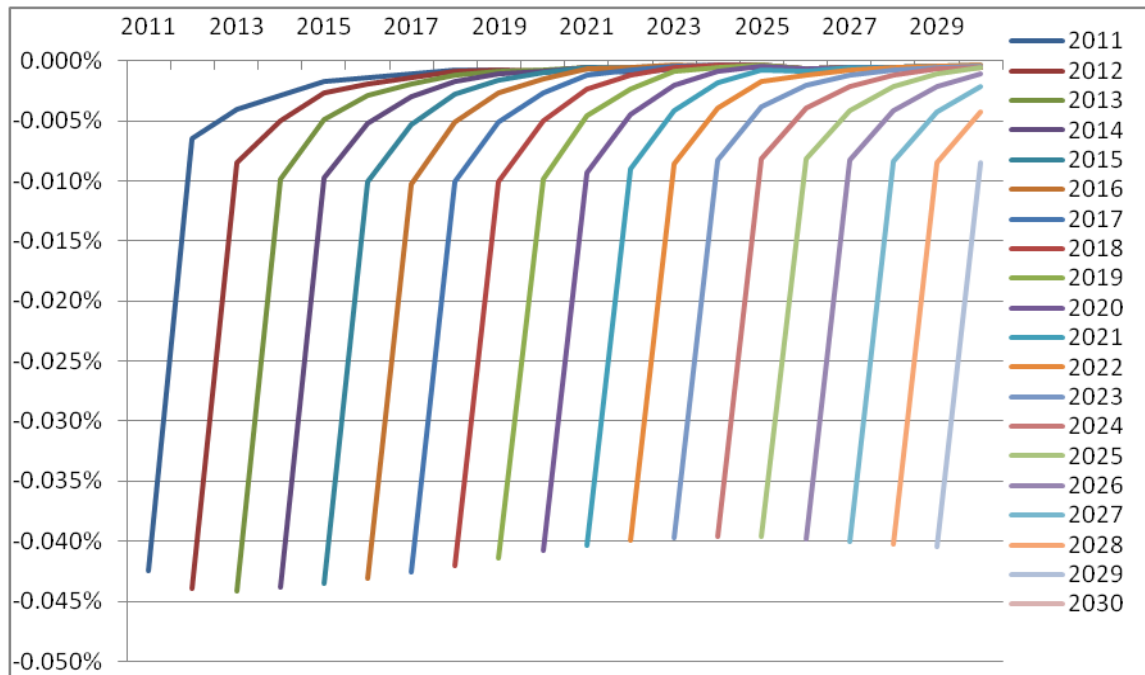


圖 81 政策情境—不同年度能源價格上漲對 GDP 衝擊

2.4 小結

近年全球溫室效應所引發的氣候變遷議題逐漸成為顯學，倡議二氧化碳減排的聲浪居高不下，導致再生能源的推動儼然成為各國能源政策最重要的一環。事實上，再生能源的發展除了可以作為因應氣候變遷的重要政策工具外，其同時也將有助於一國能源安全的提升。

雖然國際間有許多文獻著墨於探討 FIT 制度設計對再生能源推廣的效益，或再生能源的發展對環境的貢獻，但卻顯少文獻探討再生能源的推廣對能源安全可能影響。基於此，本文以能源安全評估為重點，利用一涵括各種再生能源技術特性的動態可計算一般均衡 (Computable General Equilibrium, CGE) 模型，考量在政府投入再生能源發展的各項政策目標及誘因政策下，評估台灣未來能源安全度的動態變化。

從本文的模擬結果來看，若以經濟體系面對能源衝擊時的 GDP 損失率來衡量能源安全，用以表達經濟體系面對能源衝擊時的吸納能力時，我們發現經濟體系在發生供應中斷或能源價格上漲的衝擊時，經濟體系皆有自我適應調整的能力使其逐漸恢復，其中又以價格衝擊之適應能力較好。另外，當政府利用綠能相關推廣政策提高再生能源的裝置比例之後，此時經濟體系面對能源供應中斷及能源價格衝擊所造成的 GDP 損失將可大幅降低，亦即表示經濟體系對能源衝擊的吸納能力提高了許多，從經濟安全

的層面來看，利用其他替代性能源，或其他替代來源取代受衝擊影響的能源，如此將可淡化能源衝擊帶來的影響，同時政府對於再生能源的推動不僅僅有助於因應氣候變遷，對於能源安全的提升也有一定的幫助。所以未來在整個經濟體系中，能源結構對於整體能源安全扮演著決定性的角色，未來政府如果無法改變台灣整體能源結構，那麼在面對能源安全風險時將會受到相當之衝擊。

陸、結論

本年度的目標首要將在模型的驗證與確認 (Verification and Validation)，除了驗證 GEMEET 模型的資料、及架構的合理性，以及模型是否符合委託單位需求，之外，另外則著重於確認模擬結果的合理性；其次，本年度計畫也將針對再生能源產業進行技術經濟評估、成本效益分析、3E 效益評估，以及市場潛力分析。

總結 100 年度的計畫，具體完成的工作項目包含：

1. 蒐集相關文獻、技術參數資料。
2. 拜訪工研院及台電，討論技術參數設定及發電技術部門成本投入結構之合理性。
3. 完成太陽光電及生質酒精之技術經濟評估及成本效益分析。
4. 調整模型結構，新增躉購費率機制，以使再生能源發電之運作情形更貼近目前政策執行情形，同時也可探討躉購費率政策的相關議題。
5. 進行 GEMEET 模型之驗證與確認工作，除檢視模型基準資料庫及模型架構之正確性及合理性外，另外也檢討模型中不適合之設定。
6. 於 8/18 舉辦專家座談會，邀請交通大學胡均立教授、中央大學劉錦龍教授、台北商業技術學院楊浩彥教授，針對計畫內容提供意見及諮詢。
7. 於 10/31 舉辦「2011 再生能源利用、政策工具及經濟影響」研討會，除發表本研究之主要研究成果外，亦邀請南京航空航天大學經濟與管理學院副院長周德群教授、同學院之周鵬教授，世界銀行經濟學家陳彥亨博士、綠色生產力基金會余騰耀執行長發表相關研究著作。
8. 針對核研所內同仁及計畫執行單位之研究人員舉辦「模型理論及建置技巧訓練」，共計 12 次教育訓練，每次安排三小時。

參考文獻

- Alhajji, A. F. (2008), "What is Energy Security?" *Energy Politics*, 14, 62-82.
- Ardente, F., M. Beccali, M. Cellura, and V. Brano (2008), "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm," *Renewable and Sustainable Energy Review*, 12, 200-217.
- Armington, P. S. (1970), "Adjustment of Trade Balances: Some Experiments with a Model of Trade among Many Countries," *IMF Staff Papers*, 17, 488-523.
- Arndt, C (1996), "An Introduction to Systematic Sensitivity Analysis via Gaussian Quadrature," GTAP Technical paper No. 2, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
- Asif, M. and T. Muneer (2007), "Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11 (7), 1388-1413.
- Awerbuch, S. and M. Berger (2003), *Energy Diversity and Security in the EU: Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making*, Paris: IEA.
- Awerbuch, S., J. C. Jansen, and L. Beurskens (2004), "Building Capacity for Portfolio-Based Energy Planning in Developing Countries," The Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership (REEEP) and UNEP, London-Paris, ECN project number 77565, Final Report, London and Paris: REEEP and UNEP.
- Beckman, J.F. and T.W. Hertel (2010), "Validating Energy-Oriented CGE Models," GTAP Working Paper No. 54.
- Bhandri, R. and I. Stadler, 2009, "Grid Parity Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Germany Using Experience Curves," *Solar Energy*, 83: 1634-1644.
- Blyth, W. and N. Lefèvre (2004), *Energy Security and Climate Change Policy Interactions: An Assessment Framework*, Paris: IEA.
- Bohi, D.R., M.A. Toman, M.A. Walls (1996), *The Economics of energy security*, New York: Springer-Verlag.
- BP (2011), *BP Statistical Review of World Energy June 2011*, London: BP plc.
- Butler, L. and K. Neuhoff (2008), "Comparison of Feed-In Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development," *Renewable Energy*, 33, 1854-1867.
- Cansino, J.M., M.A. Cardenete, J.M. Gonzalez and M. del P. Pablo-Romero (2011), "Economic impacts of solar thermal electricity technology

- deployment on Andalusian productive activities: a CGE approach," *The Annals of Regional Science*, 1-23.
- Chen, F., Lu, S.-M., Tseng, K.-T., Lee, S.-C., & Wang, E. (2010), "Assessment of renewable energy reserves in Taiwan," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 2511-2528.
- del Río, P., & Gual, M. A. (2007), "An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain," *Energy Policy*, 35(2), 994-1012.
- EIA (2011), *International Energy Outlook 2011*, Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.
- European Photovoltaic Industry Association/Greenpeace (2011), "Solar Generation 6--Solar photovoltaic electricity empowering the world," The Netherlands/ Belgium. See also: /http://www.epia.org/.
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) (2010), *Energy Concept: For an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply*, Berlin: Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), Press release 2010/09/28.
- Gagnon, L., C. Belanger, and Y. Uchiyama (2002), "Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001," *Energy Policy*, 30: 1267-1278.
- Gass, S.I. (1983), "Decision-Aiding Models: Validation, Assessment, and Related Issues for Policy Analysis," *Operations Research*, 31(4):603–31.
- Gehlhar, M. (1997), "Historical Analysis of Growth and Trade Patterns in the Pacific Rim: An Evaluation of the GTAP Framework," In T.W. Hertel, ed. *Global Trade Analysis: Modeling and Applications*, Cambridge MA: Cambridge University Press.
- Green, D. L. and S. Ahmad (2005), *Costs of U.S. Oil Dependence*, Oak Ridge, Tennessee: U.S. Department of Energy.
- Hendrickson, C., A. Horvath, S. Joshi, and L. Lave (1998), "Economic Input-output Models for Environmental Life-cycle Assessment," *Environmental Science & Technology*, 32(7), 184.
- Hertel, T.W., J.J. Reimer, and E. Valenzuela (2005), "Incorporating Commodity Stockholding into a General Equilibrium Model of the Global Economy," *Economic Modelling*, 22(4):646–64.
- Hondo, H. (2005), "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case," *Energy*, 30, 2042-2056.
- IEA(2011), *Technology Roadmap-Biofuels for Transport*.
- Jorgenson, D.W. (1984) "Econometric Methods for Applied General Equilibrium Analysis," In H. Scarf and J. Shoven, eds. *Applied General Equilibrium Analysis*, Cambridge: Cambridge University Press, pp. 139–203.
- Kehoe, T.J., C. Polo, and F. Sancho (1995) "An Evaluation of the Performance of an Applied General Equilibrium Model of the Spanish Economy," *Economic Theory*, 6:115–41.

- Klessmann, C., C. Nebe, and K. Burges (2008), "Pros and Cons of Exposing Renewables to Electricity Market Risks: A Comparison of The Market Integration Approaches in Germany, Spain, and The UK," *Energy Policy*, 36, 3646-3661.
- Kouvaritakis, N., A. Soria, and S. Isoard (2000), "Modelling Energy Technology Dynamics: Methodology for Adaptive Expectations Models with Learning By Doing and Learning By Searching," *International Journal of Global Energy Issues*, 14: 104-115.
- Lauber, V. (2004), "REFIT and RPS: options for a harmonised Community framework," *Energy Policy*, 32(12), 1405-1414.
- Lave, L., E. Cobas-Flores, C. Hendrickson, and F. McMichael (1995), "Using Input-output Analysis to Estimate Economy-wide Discharges," *Environmental Science & Technology* 29(9), 420-426.
- Lee, D.H. (2011), "Algal Biodiesel economy and competition among bio-fuels," *Bioresource Technology*, 102, 43-49.
- Lesbirel, S.H. (2004), "Diversification and Energy Security Risks: The Japanese Case," *Japanese Journal of Political Science*, 5, 1-22.
- Lin, S. M., Y. C. Chen, and C. H. Tzeng (2008), "A Real Options Approach to Energy Security Appraisal," Paper presented at the ESCC conference, Bangkok, Thailand, August 7-8.
- Löschel A., U. Moslener, and D. Rubbelke (2010), "Indicators of Energy Security in Industrialised Countries," *Energy Policy*, 38, 1665-1671.
- Matsushashi, Ryuji, Kae Takase, Tsuyoshi Yoshioka and Yoshikuni Yoshida (2010), "Sustainable development under ambitious medium term target of reducing greenhouse gases," *Procedia Environmental Sciences*, 2, 1246-1254.
- Miketa, A. and L. Schrattenholzer (2004), "Experiments with A Methodology to Model The Role of R&D Expenditures on Energy Technology Learning Processes; First Results," *Energy Policy*, 32: 1679-1692.
- Neij, L., 1997, "Use of Experience Curve to Analyse The Prospects for Diffusion and Adoption of Renewable Energy Technology," *Energy Policy*, 13: 1099-1107.
- Pearson, K., and C. Arndt (2000), "Implementing Systematic Sensitivity Analysis Using GEMPACK," GTAP Technical paper No. 3, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
- Pimentel, D. (2007), "Ethanol fuels: Energy security, economics, and the environment," *Journal of Agricultural and Environmental Ethics*, 4 (1), 1-13.
- Poponi, D., 2003, "Analysis of Diffusion Paths for Photovoltaic Technology Based on Experience Curves," *Solar Energy*, 74: 331-340.

- Salas, V. and E. Olias, 2009, "Overview of The Photovoltaic Technology Status and Perspective in Spain," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13: 1049-1057.
- Sharpe, W.F. (1963), "A Simplified Model for Portfolio Analysis," *Management Science*, 9, 277-293.
- Styles, D., M. Jones (2007), "Energy crops in Ireland : Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity," *Biomass and Bioenergy*, 31, 759-772.
- Toman, M. A. and M. K. Macauley (1986), "Risk Aversion and the Insurance Value of Strategic oil Stockpiling," *Resource and Energy*, 8, 151-166.
- US Environmental Protection Agency (2009), "Regulation of Fuels and Fuel Additives: Changes to Renewable Fuel Standard Program, Notice of Proposed Rule Making," *EPA-HQ-OAR-2005-0161*.
- Valenzuela, E., T.W. Hertel, R. Keeney, and J. Reimer (2007), "Assessing Global Computable General Equilibrium Model Validity Using Agricultural Price Volatility," *American Journal of Agricultural Economics*, 89(2), 383-397.
- Van Sark, W.G.J.H.M., 2008, "Introducing Errors in Progress Determined from Experience Curves," *Technological Forecasting & Social Change*, 75: 405-415.
- Vanzetti, D (1998), "Global Stocks, Price Stability and Food Security," Report No. 95, *Danish Institute for Agricultural and Fisheries Economics*, Copenhagen.
- Vivoda, V. (2009), "Diversification of Oil Import Sources and Energy Security: A Key Strategy or an Elusive Objective?" *Energy Policy*, 37, 4615-4623.
- Wooley, Robert, Mark Ruth, John Sheehan, and Kelly Ibsen (1999). *Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis Current and Futuristic Scenarios*. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-580-26157.
- 台灣電力股份有限公司 (2010), 98年營運實績資料。
- 台灣電力股份有限公司 (2011), 2011年預算書。
- 光電科技工業協進會 (2011), 2011年太陽光電市場與產業技術發展年鑑, 台北: 光電科技工業協進會。
- 江易宸 (2006), 能源安全指標之建構與實證, 碩士論文, 國立清華大學經濟學研究所。
- 何佩芬(2007), 綠色公務車開跑, 能源報導, 2007年11月, 頁17-19。
- 吳奇璋(2008), 我國推動生質燃料發展刻不容緩, 能源報導, 2008年4月。
- 吳銀泉 (2006), 太陽能電池產業發展模式與競爭策略-兩岸發展模式比較

- 分析，東海大學管理碩士在職專班碩士論文。
- 呂錫民 (2010)，我國裝置太陽能潛力探討，能源報導月刊，2010年11月31日，頁31-33。
- 林唐裕、洪育民、陳玟如與劉致峻(2009)，政府經濟、能源及環保政策下未來國內產業發展及結構預測，台電工程月刊，736期，頁91-117。
- 林師模、馮君強 (2010)，「台灣能源安全評估」，農業經濟叢刊，15 (2)，99-131。
- 段威 (2007)，分散式太陽能發電之成本效益分析-以環球技術學院為例，環球技術學院環境資源管理所碩士論文。
- 胡家豪 (2006)，太陽光電系統之益本評估-併聯型及獨立型，立德管理學院科技管理研究所碩士論文。
- 范牧民 (2007)，以生質酒精替代汽油含氧添加劑之生命週期與健康風險評估，碩士論文，國立台北大學自然資源與環境管理研究所。
- 范牧民 (2007)，以生質酒精替代汽油含氧添加劑之生命週期與健康風險評估，碩士論文，國立台北大學自然資源與環境管理研究所。
- 高虎、趙勇強 (2011)，中國能源中長期(2030、2050) 發展戰略研究—可再生能源卷，北京：科學出版社。
- 高虎、樊京春 (2010)，中國可再生能源發電經濟性和經濟總量，北京：中國環境科學出版社。
- 張四立、陳彥尹 (2004)，「我國源供應安全與分散油源政策之合理性分析—Shannon-Weiner Index取向」，台北：永續能源發展與溫室氣體減量策略國際研討會。
- 張四立、陳彥尹 (2006)，「台灣地區再生純源發展與能源供應安全之策略評估—投資組合理論之應用」，海峽兩岸能源經濟與政策 (張中祥、柏云昌主編)，北京：中國環境科學出版社。
- 張雅茹 (2010)，應用生命週期評估之再生能源 3E 多準則決策，碩士論文，國立台灣大學工業工程學研究所。
- 梁啟源(2003)，再生能源分期推廣目標及獎勵辦法之研訂，經濟部能源局委託計劃。
- 梁啟源 (2005)，台灣空氣污染之社會外部成本與台電公司空污防治成本效益分析，台電工程月刊，681期，頁26-39。
- 梁啟源與鄭睿合 (2010)，我國推動生質酒精發展之長期政策及策略，臺灣銀行季刊，61(1)，頁68-107。
- 許志義 (1994)，石油經濟學，台北：華泰書局。
- 陳世周 (2010)，台灣太陽光電系統之生命週期評估及產業效益分析，碩士論文，中原大學國際貿易研究所。
- 陳穎柔 (2011)，太陽能堪與火力發電匹敵 成本逐漸下降，工商時報，民

國100年4月7日。

黃文雄(1978)，太陽能之應用及理論(初版.)，臺北市：協志工業叢書出版股份有限公司。

黃健源(2010)，陽光電城太陽能利用之生命週期評估，碩士論文，國立台北大學自然資源與環境管理研究所。

黃靖方(2010)，不同產製情境下之生質酒精生命週期評估研究，碩士論文，大葉大學環境工程學系碩士班。

經濟部，2010，「中華民國九十九年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」，經能字第09904600390號，中華民國99年1月25日經濟部公告。

經濟部能源局(2011)，100年度再生能源電能購費率審定會第5次會議紀錄，民國100年1月5日。

經濟部能源委員會(1999)，新能源與淨潔能源開發規劃總報告，民國88年5月。

葛復光(2010)，我國邁向低碳經濟之電源規劃思維，台電工程月刊，747期，頁89-110。

詹麒璋(2009)，大型太陽光電發電系統設置規劃方法及生命週期成本分析研究，台灣大學土木工程學系博士論文。

歐嘉瑞(2010)，我國再生能源發展策略，廣州：第六屆兩岸經貿論壇，2010/7/10-11。

蔡信行等(2002)，替代燃料與再生能源(下)，中國石油公司訓練所，訓練教材叢書。

鍾輝乾、林君敏(2005)，二氧化碳減量與電源開發，台電工程月刊，681期，頁60-75。

藤井繪里子(2008)，考量可用能之生命週期評估—以臺灣生質酒精為例，碩士論文，國立台灣大學環境工程學研究所。

蘇美惠、左峻德、王嘉寶與黃文松(2008)，能源報導，稻稈纖維酒精之發展潛力，2008年12月，頁11-13。

蘇美惠、黃佳慧、張明仁與左峻德(2011)，從能源環境與成本效益探討本土酒精能源作物之發展潛力，國立清華大學第十二屆全國實證經濟學研討會會議，民國100年6月5日。

曾益民(2007)，生質酒精汽油之發展，永續發展期刊，第35期，頁22-31。

袁振宏、吳創之、馬隆龍等編著(2004)，生物質能利用原理與技術，北京：化學工業出版社。

網站資訊

BioZio(2011), Cellulosic Ethanol Report.

http://www.biozio.com/ref/report/ce/cellulosic_ethanol.html.

Energy Efficiency and Renewable Energy(2011).

http://www1.eere.energy.gov/biomass/ethanol_yield_calculator.html

F.O. Lichts (2011), World Fuel Ethanol Production,

<http://ethanolrfa.org/pages/World-Fuel-Ethanol-Production>.

中華民國統計資訊網(2011)，縣市重要統計指標，

<http://ebas1.ebas.gov.tw/pxweb/Dialog/statfile9.asp>，擷取日期：2011年6月28日。

內政部營建署 (2009)，營建統計年報2009，

http://w3.cpami.gov.tw/statisty/98/98_pdf/06_building/36250.pdf.

太陽光電資訊網(2011)，<http://solarpv.itri.org.tw/memb/powercalc.aspx>。

台灣中油股份有限公司(2011)，油品價目，

http://www.cpc.com.tw/big5_BD/tmtd/content/index.asp?pno=3，擷取日期：2011年6月28日。

台灣電力股份有限公司 (2008)，台電月刊第543期(97年3月號), web:

http://www.taipower.com.tw/aipowerWeb//upload/files/23/543_20-22.pdf

台灣電力股份有限公司(2010)，民國99年台電長期負載預測 (9908案)，

http://www.taipower.com.tw/left_bar/power_life/power_development_plan/Long_term_forecast.htm

車訊網(2008)，替代能源新解除了石油之外的選擇 (二之一)，

<http://www.carnews.com/detail/6893>，2008年1月14日。

能源局(2010)，北高都會區酒精汽油推動計畫，替代化石能源、減少二氧化碳排放及促進產業發展，

http://www.moea.gov.tw/Mns/populace/news/News.aspx?kind=1&menu_id=40&news_id=19344，新聞稿：2010年08月10日。

農委會(2010)，98年農業統計年報，

<http://www.coa.gov.tw/view.php?catid=21668>。

臺灣鐵路管理局(2011)，各站營業里程，

<http://www.railway.gov.tw/tw/CP.aspx?sn=3611&n=6832>，擷取日期：2011年6月28日。

附件一：期中報告審查意見回覆

葛復光組長提問部份：

1.台灣太陽光電發電之技術經濟評估，評估架構完整，內容翔實，值得肯定。建議進一步確認假設，進行更完整之靈敏度分析；此外，請具體提出我國太陽光電推動與產業化之建議。

答覆：後續將對產業政策進行探討。

2.請說明太陽光電成本結構

答覆：將搜集文獻並補充說明。

3.訪問研究單位、業界廠商或是產業聯盟組織之成果請說明

答覆：為蒐集相關參數，以強化本研究之參數及資料的合理性，因此前往工研院綠能所及台電開發處進行訪問。由工研院綠能所蒐集到的資料包含各再生能源的學習率參數、而從台電開發處則主要取得太陽光電設置所需屋頂面積比例、太陽光電成本可能降幅、未來至 2020 年之裝置容量配比規劃等資料。相關訪問之問題如附件三所示。

4.國際市場潛力推估之成果請說明

答覆：將搜集文獻並補充說明。

5.請於 8 月上旬於核研所完成本計畫之專家審查會議

答覆：專家審查會議將於核研所內部教育訓練結束後舉辦。

6.RETScreen 是採用 Method 2? 請列出輸入參數，並註明哪些是本土數據

答覆：目前太陽光電開發潛力分析對 RETScreen 的應用，係屬各縣市年發電有效利用時數之技術性測算，與選擇 method1/2 無關，若未來分析應用 RETScreen 的成本與財務分析等，將會明列其採用方法。另關於技術參數部分請參附表 1 所列。

附表 1 太陽光電發電利用時數計算參數

參數	數值	參數	數值
太陽光電裝置容量(kWp)	1	光電轉換效率(%) ^b	10
太陽光電設備所需面積(m ²)	10	轉換器效率(%) ^c	90
溫度係數(%) ^a	0.40		
正常工作溫度(°C) ^a	45		

註：^a 為 REScreen 模型預設值；^b 參 Chen et al. (2010) 設定；^c 商業化的轉換器 (PV Inverter) 效率至少有 90% 以上。

7. RETScreen (Renewable Energy Technologies Screen) 模型為加拿大 CanmetEnergy 能源多樣化研究工作實驗室 (CEDRL) 開發? RETScreen International?

答覆：是，請參 RETScreen 網頁 centre overview 說明。
<http://www.etscreen.net/ang/home.php>

8. 未考慮薄膜型 (thin film) 太陽能電池對本研究之影響為何?

答覆：技術經濟評估方案一般須要鎖定在特定範圍內，本研究選擇結晶矽太陽光電模組，是因為結晶矽類型，根據 EPIA(2011) 評估，直至 2020 年前是太陽能電池技術主流，也是應用市場的主流，且其裝置容易並無特殊要求。另外，薄膜型太陽能電池在發電應用領域中，主要是鍍膜在一般窗戶玻璃上來吸收轉換太陽能進行發電，因此，但實務上如何評估可鍍膜的窗戶將成為一大問題，故薄膜型太陽能電池在國內應用潛力將難以正確評估，而且它的單位成本高於結晶矽型，民眾的接受度更是低於結晶矽型。

9.P.18 以採用單位面積安裝係數 100W/m² 當作計算標準是否與本土資料符合?

答覆：符合，經訪談得到台電安裝計算基準同為 100W/m²。

10.P.20 D 區間之定義為何?

答覆：D 區間定義為燃氣發電單位成本乘上發電量，即為發電量為 Q 時之燃氣發電總成本。後讀會對圖 3 加強說明。

11.3.1 節數據與能源統計手冊不一致，請確認

答覆：確認並無誤植數據。3.1 節係依採用能源局 100 年 3 月公布之能源統計月報中歷年發電量與再生能源供給兩個表格的數據進行計算。歷年發電量表中的總發電量為 247,045GWh，但其未包括生質能發電與廢棄物能發電等再生能源的發電量數據，因此，在加入再生能源供給表中提供的生質能發電與廢棄物能發電之發電量數據(3,651 GWh)，即如 3.1 節陳述的—我國 2010 年的總發電量約為 250,697GWh。

12. 規劃液化天然氣供給目標，2020 年供應 1,600 萬公噸，2025 年供應 2,000 萬公噸。永續能源政策綱領無此規劃值，請確認

答覆：永續能源政策綱領係提供政策方向，確認後修正註 21，如下：

配合永續能源政策綱領政策方向，天然氣供需計畫草案規劃(2006 年 9 月)液化天然氣供給目標，2015 年供應 1,441 萬公噸，2025 年供應 2,000 萬公噸，期

許未來提高燃氣發電比重能降低溫室氣體排放。(林唐裕等，2009)

參考文獻：林唐裕、洪育民、陳玟如與劉致峻(2009)，政府經濟、能源及環保政策下未來國內產業發展及結構預測，台電工程月刊，736期，頁91-117。

13.圖 7 何者為太陽光電裝置容量與發電量，請說明

答覆：太陽光電供給曲線縱軸為發電成本，橫軸的數量可採發電量或裝置容量來表達，分別表達每增加 1 單位太陽光電發電量或裝置容量時的邊際成本。我國政策目標是以裝置容量為依據，故藉由裝置容量可以直接觀察：(1)無論政府目標的達成與否，每增加一個項目的裝置容量，其邊際成本為何？(2)躉購費率機制與政府推廣容量的關係。另外，每個太陽光電項目的容量因數不同，即使有相同的裝置容量，也會產生不同的發電量，然而，太陽光電成本效益分析是基於發電量的。故本研究繪製兩種類型的太陽光電供給曲線，當橫軸為裝置容量的太陽光電供給曲線時，係用來評估政府政策時使用，若橫軸為發電量的太陽光電供給曲線，則是用來進行太陽光電成本效益分析。

14.圖 8 台灣太陽光電供給曲線，大於 3758 MW 之意義為何？

答覆：我國可利用的太陽能資源可能遠大於本研究的初步估算，但面對現有光電轉換技術水準與高昂的設置成本的侷限，實際能應用的太陽能資源將會受限。本研究初步估算結果可作為優先開發的基礎設置規模，因此，若是大於 3758 MW 以上的推廣容量將會面對更高的發電成本。

15.表 10 空格為何？

答覆：為繕打誤漏，原為 4671 百萬元。

16.P.36 光電開發成本除燃「煤」發電社會成本之值，燃氣？

答覆：為繕打誤漏，確為燃「氣」發電社會成本。

17.太陽光電發電經濟性指標，在本研究中定義為：太陽光電開發成本除燃氣發電社會成本之值，為何如此定義？

答覆：定義目的在於方便從圖中直接觀察太陽光電發電經濟性，其值等於 2 則意指太陽光電發電成本是燃氣發電社會成本的 2 倍，此時意謂太陽光電的發電成本不具有格競爭性，無法在自由競爭市場中與燃氣複循環發電相競爭。

18.P.37 本研究基礎情境的折現率為 5.25%，請說明來源

答覆：折現率數據取自民國 100 年 1 月 5 日「再生能源電能躉購費率審定會 100 年度第 5 次會議紀錄」

19.P.47 建議算太陽光電/風電/生質酒精減碳成本(2020, 2030)

答覆：後續將加入探討。

20.p.48 有考慮扣抵成本？

答覆：對躉購費率政策的探討中，並未考慮扣抵成本。

21.P.48,49 之 cost down(11.36%, 26.16%) 應相同，差異應是計算誤差

答覆：成本下降率數值經確認原始計算檔案後，並未誤植。另可以附表 2 列出數值進行驗算，第三類裝置容量級距的成本下降率比較低。

附表 2 我國太陽光電應用潛力與推廣目標實現分析(摘錄)

容量級距	第一類 1~10kW		第二類 10~100kW		第三類 100~500kW	
	2020	2030	2020	2030	2020	2030
裝置目標分配 (裝置比例)	625 MW (50%)	1,250 MW (50%)	312.5 MW (25%)	625 MW (25%)	312.5 MW (25%)	625 MW (25%)
裝置目標達成之 最高開發成本	11.6408 元/kWh	13.9740 元/kWh	10.3565 元/kWh	12.4323 元/kWh	9.9549 元/kWh	11.9089 元/kWh
裝置目標達成之 可開發裝置容量 (發電總量)	627 MW (776 GWh)	1,250 MW (1,409GWh)	313 MW (388 GWh)	625 MW (704 GWh)	313 MW (386 GWh)	625 MW (703 GWh)

22.圖 10 碳交易價格對溫室氣體排放成本的影響，標題是否需修改？

答覆：修改為碳交易價格對二氧化碳排放成本的影響。

23.建議增加化石燃料價格靈敏度分析

答覆：後續將加入探討。

24.NGCC 建議採用平均容量因素，而非特定電廠

答覆：感謝建議，將在期末報告中修改。

25. 表 13 台北市可設 1MW 風機？

答覆：此項目主要參考台灣地區風力潛能分佈（工研院能資所、中央大氣所，2002）之研究結果，可能資料過於老舊或是未考慮到其他因素。此部分會另外再找尋更適合之資料。

26. p.69 2008 年風力發電容量因素為 19.05%，而同年發電容量因素為 87.49%，請確認，並建議用 2010 數據

答覆：感謝指正，後續會採納建議數據。

27. p.69 建議風力發電取代燃煤發電

答覆：謝謝提醒，此部分會再重新檢視。

28. fig 27 均指陸域風機？裝置容量是否過高？

答覆：圖 27 內之供給曲線全部皆是陸域風機。至於裝置容量開發潛力的部分會再另外找尋適合之參考資料以免高估。

29. fig.31 成本相對於躉售費率是否過高？

答覆：該圖表示在達到推廣目標下，各折現率之最高開發成本項目，此部分於期末報告中會再詳細說明。

30. table15 本研究如何將陸域分為兩級？RETScreen 有小風機數據？

答覆：在本分析中，並未考慮到小風機之裝設，所以陸域的部分只有分大風機一級。

31. 考慮減核政策下，擴大太陽光電與風電之分析

答覆：謝謝提醒，此部分會再評估是否可做這樣的分析。

32. fig 34 嘉義為零？

答覆：由於嘉義之發電成本均高於推廣目標下的最高成本，所以才會有這樣的現象。

33. p.89 建議執行酒精轉換率靈敏度分析

答覆：未來將對酒精轉換率靈敏度分析進行研究。

34.請說明表 20 資料來源

答覆：在表 20 中，廢棄物重量是根據農業統計年報乘上廢棄物產生比例(陳彥豪與黃郁棻，2007)，再依將廢棄物重量乘上酒精轉化率(蘇美惠等，2011)得到各縣市纖維酒精產量潛力。

35. 生質酒精部分是否有用到 RETScreen 模型或數據？

答覆：否，目前並未使用 RETScreen 模型或數據。

36. 驗證—do the right thing，應是 do the thing right。

答覆：已更正，謝謝指正。

37. p.103 式(1)之 $X/(A*A)$ 意義為何？內生之總技術進步變數與原先之外生變數如何調和？請說明

答覆：式(1)為一 Leontief 生產函數，X 代表投入量，A 代表技術參數。當 A 越小，代表用較少投入量 X 就可維持相同的產出，所以 A 值越小代表發生技術進步，反之越大代表有技術退步的狀況發生。至於內外生技術進步的調和會在開啟學習曲線機制時用到。未開啟學習曲線的機制時，總技術進步為外生變數，學習曲線內的參數為內生變數，這時候學習曲線內的效果對於外生的總技術進步完全不會影響，所以將總技術進步外生設定等於是切斷了學習效果與技術進步之間的關係。但當學習曲線機制啟動時，總技術進步變數會與學習曲線內的參數做內外生對調，也就是總技術進步變數為內生變數，學習曲線內的參數為外生設定，而產業會透過累積產量或是 R&D 投資的累積經由所設定之參數影響總技術進步，達到成本下降的目的。

38. 目前 CGE 模型模型驗證、BAU 情景校準似仍無具體校準與驗證成果或相當有限，請儘速完成(上半年進度)

答覆：感謝提醒，此部分會盡快完成。

39. p.120-121”無法採用實際累積產量及累積 R&D 投入金額。權宜作法為自基期年開始累積，並於動態求解過程中逐年計算累積產量與 R&D 投入。”請問 R&D 投入與產量只影響國內生產或進口亦同步降低

答覆：R&D 投入會直接導致國內的成本下降。但是由於進口的價格在模型內為外生設定，所以對於進口品的成本不會有影響。

40. p/10”最後並藉由這些分析結果提出綜合結論，並說明下半年度預估計畫執行進度及重要工作安排。”似未交代

答覆：綜合結論與進度安排已在期中報告修訂稿中補充。

陳中舜提問部份：

(一)太陽光電部份

1. 請提供本研究中 RETSCERRN 太陽光電的設定參數

答覆：目前太陽光電開發潛力分析對 RETScreen 的應用，係屬各縣市年發電有效利用時數之技術性測算，關於技術參數部分請參附表 3 所列。

附表 3 太陽光電發電利用時數計算參數

參數	數值	參數	數值
太陽光電	1	光電轉換	10
裝置容量(kWp)		效率(%) ^b	
太陽光電設備	10	轉換器	90

所需面積(m ²)	效率(%) ^c
溫度係數(%) ^a	0.40
正常工作	45
溫度(°C) ^a	

註：^a 為 REScreen 模型預設值；^b 參 Chen et al. (2010) 設定；^c 商業化的轉換器 (PV Inverter) 效率至少有 90% 以上。

2. 請提供本研究中 RETSCERRN 天然氣複循環電廠的設定參數

答覆：本研究對天然氣複循環電廠的排放係數並未利用 REScreen 模型計算，而是選取通霄電廠更新擴建計劃中新建燃氣機組技術作為評估燃氣發電的污染物排放標準，請參第 3 小節描述。

3. 請列出太陽光電均化成本、減量成本並與天然氣發電比較

答覆：本研究之太陽光電供給曲線所包含的太陽光電項目各自有其對應的均化成本，表 9 中詳列出達成特定年容量目標(2020 年為 1250MW, 2030 年是 2500MW)之最高之太陽光電均化成本(表中的表達為最高開發成本)。以及，表 9 中亦呈現出在達成特定年容量目標下的太陽光電發電環境效益 (亦即為燃氣發電所產生的環境成本)。另外，天然氣複循環發電成本在本研究中均假定為 3.66 元，係依台電 2011 年預算書中提及向民間購電之燃氣發電每度費用 3.66 元所設定。

4. 請在明確解釋”再生能源容量抵扣成本”的意義

答覆：再生能源容量抵扣成本的來由，是因為再生能源發電的穩定性相對於傳統火力發電較低，故一段時間內的總發電小時數會低於傳統火力發電，而兩者發電小時數的差異以傳統火力發電成本計算所得到之金錢代價，一般稱為抵扣成本，計算方式如第 4.5 節所呈現。

5. 請問各方案之經濟設計目標為何？如 IRR、NPV、償還期等

答覆：後續將對 IRR、NPV、償還期進行研究與比較。

(二)風力發電部份

6. 請將離岸風機與陸域風機分開討論

答覆：謝謝提醒，目前分析內只有就陸域風機來做討論，未來會加入離岸風機並分開討論

7. 請提供本研究中 RETSCERRN 風機的設定參數

答覆：本研究中 RETSCREEN 風機的設定與台灣地區風力潛能分佈（工研院能資所、中央大氣所，2002）相同，採用 Nordex N54/1000 風機（容量為 1000kW，輪轂高 50 公尺，葉片直徑 54 公尺）作為估計基礎。

8. 請列出風力均化成本、減量成本並與天然氣發電比較

答覆：謝謝提醒，此部分會再做相關分析。

9. 請問各方案之經濟設計目標為何？如 IRR、NPV、償還期等

答覆：謝謝提醒，此部分會再做相關分析。

10. 一般若風力系統 CF 值低於 20%（約 1800 滿發小時）即無開發必要，表 13. 中部分地區已低於此標準，建議應將其刪除。

答覆：謝謝提醒，此部份會重新做評估。

11. 因為台灣地形的特性，一般風力分佈會較集中在中、北部，南部除屏東落山風外幾無開發可能，此與表 33.表 34.結果有所不同。

答覆：由於風機的裝設牽涉到許多實務性之考量，而本研究所參考之台灣地區風力潛能分佈可能未考慮到這些因素。此部分會再重新評估。

12. 台中的風速條件很不錯，裝置量卻很低，請說明原因。

答覆：此項目主要參考台灣地區風力潛能分佈（工研院能資所、中央大氣所，2002）之研究結果，可能資料過於老舊或是未考慮到其他因素。

(三)生質酒精部份

13. 纖維酒精廠要符合成本有必要配置汽電共生設備，這部分的影響請再補述。

答覆：本研究以纖維酒精發展潛力為探討議題，且纖維酒精設廠資訊相對缺乏，目前無收集到汽電共生設備配置資訊，故現今並未考慮到配置汽電共生設備的問題。未來如能搜集到汽電共生設備配置資訊將加入說明。

14. p. 83 國內稻穀已有其他利用且行之有年了，拿來做酒精的機會不高

答覆：本研究係對稻穀脫殼後之廢棄物—稻殼進行纖維酒精利用評估，並非針對稻穀。另外，研究目前是對纖維酒精的最大發展潛力進行評估，後續可就實務上發展潛力與最大可能發展潛力分別進行評估。

15. p. 85 理論上甘蔗:蔗渣比應該為:1 :0.25

答覆：研究目前搜尋到陳彥豪與黃郁棻(2007)之甘蔗:蔗渣廢棄物產生比例為

1:0.14，故採用其數據計算。懇請貴所提供理論數據來源，謹供研究使用。

16. p. 86 這邊引用台經院的集運成本資料，但台經院此數據的設定條件是運距在 10-15 公里之間，與本研究假設並不相符；此外甘蔗的集運成本與稻稈不同(密度不同)，因此運集成本亦將不相同。

答覆：本研究的運距分成短程運輸和長程運輸，短程運輸是在縣市內的集運距離，長程運輸係為各縣市運送至酒精工廠的距離。而研究引用的台經院集運成本設定的運距 10-15 公里可當作縣市內運輸距離，意為本研究的短程運輸。後續將於研究中釐清兩者差異。

17. p. 86 酒精工廠的設置位置與周圍可收集到的原料多寡有關，直接用行政區域劃分為四區域可能並非最適分配。

答覆：行政區域為劃分依據，目前研究設定北、中、南各設一家酒精工廠，未來將研議適當之酒精工廠家數與設置地點。

18. p.87 長程運距計算方式一般都是採高速公路運送距離來計算(台經院提供之訊息)，而非鐵路的營業距離；運送成本只算油錢，沒有考慮到運送業者的利潤，況且一般都是用一車次多少錢來計算，而非油錢，而每車次都有固定的運送量或運送體積，請再考慮。另報告中指出工廠設置位置為宜蘭、雲林與台南，依據為何？

答覆：如同上述第 16 點，本研究另行計算長程運距作為各縣市運送至酒精工廠的距離，長程運輸工具是為柴油大貨車，目前運距是以鐵路營業距離來計算，後續將依建議改以縣市國道間的距離進行計算。關於運送量問題，研究中設定每車次固定為 2 公噸的運送量，至於人工費用問題後續將加入考量。酒精工廠設置地點同時考量長程運距、該縣市與附近縣市廢棄物產量，最後選擇位置置中且農業廢棄物產量次多的縣市：宜蘭縣、雲林縣與台南縣。

19. p.89 生產成本不能只用酒精產量與生產成本成反比的關係計算，因為生產成本主要取決於原料成本與工廠經濟規模，且製程不同也會影響生產成本。

答覆：由於國內並無酒精工廠商轉生產數據，故無法得知真確的生產規模與製程成本，於是本研究假設國內酒精轉化技術若為國外的 1/2，則國內酒精製程成本將為國外的 2 倍(呈反比關係)，雖不完善，但對酒精製程成本之推估應仍有其參考價值，後續將對酒精製程成本與酒精工廠規模的關係進行文獻探討，期能尋找到更適切的製程成本推估值。

20. p.89 考量各縣市酒精產量潛力意義不高，考量重點應為在廠址可收集距離 15 公里內，原料是否足夠設置至少年產量 10 萬公秉的酒精廠(一般最小經濟規模)，才能規劃出酒精工廠的設置位置。且稻稈一年只有兩次收成時間，要如何讓工廠保持全年運轉？

答覆：台灣每年所產之農業廢棄物有限，酒精工廠也無法在每個縣市設置，故各縣市酒精產量潛力可提供政府設置酒精工廠位址之參考。另外，後續將對全年運轉可行性進行探討。

21. p.91 圖 36，為何產量愈高反而使成生產成本愈高？

答覆：圖 36 是經濟學供給曲線概念，代表著多生產 1 公秉纖維酒精，所需付出的邊際成本。

鄭柏彥提問部份：

1. P.1，台灣太陽光電產值於 2008 年為 1061 億元，請加入參考文獻。

答覆：已取得最新資料，更新如下：「根據光電科技工業協進會 (2011)，台灣在 2010 年，太陽光電產值相較於 2009 年成長了約 102%，總產值由 2009 年新台幣 927 億元成長到 2010 年的 1873 億元，突破了千億大關。此外，光電科技工業協進會同時也預估台灣 2011 年太陽光電產業產值即可以突破 2,000 億元大關，逼近 2500 億元，甚至到 2013 年可望達 4,250 億元。」

資料來源：光電科技工業協進會 (2011)，2011 年太陽光電市場與產業技術發展年鑑，台北：光電科技工業協進會。

2. P.2，「必須先對技術的特性有充份的解，因此有必要先對該技術的製程及其特性有充份的瞭解」，似乎不順，請修改。

答覆：已修改「必須先對技術的特性有充份的瞭解，因此有必要先蒐集該技術的製程及其特性相關資料」

3. P.11，「太陽光電產業在台灣起步較晚，發電裝置容量目前仍低」，太陽光電產業發展與發電裝置容量似乎無絕對關係，請修改。

答覆：謝謝建議，修改為「台灣在太陽光電應用上起步較晚，發電裝置容量目前仍低」。

4. P.20，請在詳細說明扣抵成本。另外，圖 5 太陽光電發電供給曲線何以需加入燃氣發電成本及社會環境成本？

答覆：謝謝建議，後續將對扣抵成本進行詳細說明。另外，圖 5 加入燃氣發電成本及社會環境成本，是為了可以直接對太陽光電發電成本與燃氣發電成本的價格競爭性進行比較，從中得知太陽光電發電成本。

5. P.22，容量因數誤植為容量因素，請修改。

答覆：謝謝指正，已修改。

6. P.23，文獻中除有 NOX、SOX 之單位社會成本，另推估 PM10 之社會成本，何以本研究不納入考量？

答覆：由於天燃氣是一種潔淨能源，燃氣複循環發電所產生的懸浮微粒相當微量，故在本研究並未加入討論。

7. P.59，請詳述何以風力發電主要替代燃氣複循環發電。

答覆：由於再生能源發電皆為尖載發電，而燃氣複循環也是，故本研究中我們以風力發電來替代燃氣複循環發電。

8. P.61，備註 32 似乎已於前文出現過，請修改。其他備註若有類似狀況請一併修改。

答覆：謝謝建議，已修改。

9. P.65，「1 公噸稻穀會產生 1 公噸的稻桿與 0.16 公噸的稻殼」，似有誤植，請修改。

答覆：謝謝建議，後續會進行修改。

10. P.91，纖維酒精之論述似乎少了「結論與建議」。為後續工作抑或疏漏？

答覆：纖維酒精研究尚未完全，尚未進行政策分析，後續完成後會加入結論與建議。

11. P.116，表 28 為假設推估，然是否有推估之根據？

答覆：表中之比例主要根據 TaiGEM III 之發電技術投入結構進行推估。

12. 期中報告中已包含模型之驗證，尚未包含模型確認，另外，需進行國內外相關研究成果比較、太陽光電之國際市場潛力推估，以及國際市場對我國之經濟效益、太陽光電技術現況調查分析以及產業化建議等工作，請注意工作安排。

答覆：謝謝提醒，此部分會盡快完成。

附件二：期末報告審查意見回覆

葛復光組長提問部份：

1. 本年度成果新增技術經濟分析，值得肯定。
回覆：感謝肯定。
2. CGE 模型的確認與驗證(歷次計畫會議均已多次要求)
 - a. 目前只有電子零組件產業，尚缺鋼鐵與石化業，請補充。
回覆：已整理如**第三章第 3.1 節**
由於石化業模型所解出之資料與實際值有不小之落差，所以尚須調整歷史年相關設定。而鋼鐵業實際值在主計處所公布的資料裡是被包含在基本金屬製造業裡，並未獨立出單一產業，所以在模型裡我們以基本金屬製造業作為另一個產業的觀察指標。
 - b. 目前僅呈現產值與 GDP，由於能耗與 CO₂ 排放均為此計畫之重點，請補充。
回覆：較重要的產業 GDP、CO₂ 排放已整理如**第三章第 3.1 節**，然而由於能源消費矩陣尚未編製完成，因此尚未能呈現各個產業的能源消耗情況，待編製完成可為另一個觀察重點。
 - c. 未呈現重要且基本之推估結果(如能源、CO₂、發電、GDP、產值等)
回覆：已補充，如**第四章第 3 節 3.2** 所示
2. 請補充生質酒精成本結構，如表 21,22。
回覆：已依建議修改，如**第三章第五節：生質酒精成本結構**。
3. 太陽光電之 3E 效益評估、市場潛力分析及產業化建議為計畫重點，且在歷次計畫會議均已多次要求，但此三部分均未見到清楚完整的論述與建議(或僅部分提及)，請補充完整。
回覆：
太陽光電之 3E 效益評估：整理如**第四章**
市場潛力評析：整理如**第二章第 6.3 節**
就國內市場潛力來看，本研究設算台灣目前屋頂型太陽光電發電設備的裝置潛力約為 3,758MW，此結果係依內政部近十年新建建物面積為計算基準，故此結果係一審慎估算結果。雖台灣屋頂型太陽光電裝置潛力有

3,758MW，然而國內每年的市場規模將視政府補貼政策而定，若政策的施行能有效的達成目前所設定的裝置容量推廣目標，以各區間平均市場規模來看，2011~2015 年平均年市場規模約為 81.6MW/yr，2016~2020 年約 164MW/yr、2020~2025 約 150MW/yr，而 2025~2030 則僅 100MW/yr。就全球市場的規模來看，台灣的市場占比相當低，主要也是因為台灣地幅限制的關係，以台灣目前產能來看，現已無法依靠內需市場來推動產業發展。

在全球市場潛力方面，。短期來看，根據 PIDA(2011)的估計，全球太陽光電市場需求量於 2013 年將由 2011 年的 20.84GW 成長至 33.3GW，就長期來看，根據 IEA (2010) 的預估，至 2020 年止，全球累積裝置容量將由 2010 年的 27GW 大幅增加至 200GW，2030 年進一步增加至 900GW，2040 年再次倍增至 2000GW，至 2050 年全球累積裝置容量將達到 3000GW，此外，2020 的市場需求約 34GW，至 2030 年將成長至 105GW，2050 年更成長至 141GW。

柴蕙質提問部份：

1. 第壹章太陽光電，宜在供給圖前便強調說明：發電成本即政府收購電價，似乎比較符合供給線或供給法則中 “價格愈高供給量愈多” 的直覺。(p.19)

回覆：依建議修改。

2. p.22 基準折現率目前用 r 表示，易和折現率混淆，是否以 r^* 表示企業或投資人內部訂定的基準折現率更為恰當。

回覆：依建議修改。

3. p.23 回收期間用 P_t 表示易和 p.21 的開發成本 P_0 混淆，或許改用文中尚未使用過的 N_t 表示回收期間。

回覆：依建議修改。

4. 第貳章生質酒精對於成本之分析及計算相當詳細，唯對”效益部分”說明較少，或許可參考 梁啟源和鄭睿合 (2010) 「我國推動生質酒精發展之長期政策及策略」(臺灣銀行季刊第六十一卷第一期)一文，簡要提及其效益，例如用一小段文字在結尾處說明。

回覆：依建議修改，新增：第 3.3 節我國纖維酒精開發成本與效益。

5. 第肆章 2.2 節提及欲在產業關聯表中將計劃所關心的 6 項新能源產業從既有的產業關聯表中解析擴充出來，此部分實為分析時重要但需花心力之工作。投入面和分配面的資料可能需要很多單位協助提供資料。在 p.109 的圖 40 或許可較明

確地列出需要訪查或尋求資料支援的單位名稱。(例如：林幸君、王智薇 (2006)，「我國新能源產業之產業關聯分析」(台灣經濟研究月刊，29：7，55-61) 文中提及其自台大 3E 中心研究團隊獲得新能源主要代表性廠商之生產成本結構，產品銷售對象等相關資料。)

回覆：該圖只是將模型驗證裡檢驗資料正確性的概念以一流程圖來表示，至於所需資料支援的名稱已在該小節後段有列出。

6.其它

(1)p.19 供給法則英文通常用 "the law of supply"，而非"supply law"

(2)p.98 第肆章之 2.1.3 節應為 2.1.2 節，之後順移

(3)p.24 柱狀圖黑白印刷時較無法區別，建議可用不同色塊填滿

回覆：已依建議修改。

劉家豪提問部份

1. P.10 圖 2 研究步驟流程

Comment: 研究流程中提及資料蒐集後，進行 CGE 模型驗證、技術經濟評估、生命週期評估及國際市場潛力推估。在本期末報告中，似乎未見生命週期評估及國際市場潛力推估二項之研究？

回覆：國際市場潛力推估整理如第二章第 6.3 節。生命週期評估 (LCA) 的目的在於評估產品在原料蒐集運送、生產階段、使用階段、甚至到產品回收階段對環境的影響評估，但由於傳統的 LCA 沒有辦法考慮到新能源產業生產過程中，其帶動的中間零組件產業所帶來的環境衝擊，而結果投入產出的 LCA 雖然可以考慮上述缺點，但卻無法考慮新能源與化石能源間因替代或互補關係，而使得化石能源增加或減少，進而對環境帶來的衝擊，因此本研究利用一個比較全面性的 3E 模型--GEMEET 模型來評估再生能源產業對 CO₂ 排放的影響，評估結果則列如第四章第四節。

2. P.26

本研究以通宵電廠新建燃氣複循環機組發電技術為標準，得知 NO_x 排放量和排放係數...

Comment: 單一電廠新建機組並不足以代表台灣燃氣複循環機組的平均值，台電公司每年皆有統計各電廠的空氣污染排放量 (SO_x, NO_x, PM10...)，建議以統計的排放量計算排放係數及後續的成本較準確。

回覆：天然氣為潔淨能源，所以燃氣複循環機組為我國未來發電主力選項之一，這也是本研究選擇燃氣複循環機發電技術作為太陽光電發電技術之比較基準的原因。我國為因應節能減碳目標，將持續更新機組，故本研究選擇新

建機組資訊估算電廠空氣污染排放成本。依新建機組資訊估算，得 NO_x 為 0.0127 元/kWh，SO_x 則為 0.0003 元/kWh，合計每度電的直接環境成本有 0.0130 元/kWh。由概算結果可知燃氣複循環機組之空污成本相當低，對推廣太陽光電發電設備來說，空污成本很難提高太陽光電的市場競爭性。即使以台電公司現有統計排放量統計進行計算，亦不會影響後續分析結果。不過，未來仍可就其建議進行相關修正。

3. P.28 註 27 參註 12。 **Comment:** 應該是參註 13？

回覆：已修正。

4. P.30 表 4

Comment: 請註解 ”本研究列出之縣市為五都改制前之縣市名稱”。

回覆：依建議修改。

5. P.31 結果列於表 5 **Comment:** 應該是表 6

回覆：已修正。

6. P.35, 倒數第二列 於圖 8 P.36, 第一列 圖 8 **Comment:** 應該是 圖 9

回覆：已修正。

7. P.38-44 5.2 節僅個別討論溫室氣體排放成本、折現率、技術進步等因素對太陽光電發電經濟性的單獨影響。

Comment: 可否增加討論二種因素以上（如燃氣成本增加+碳交易）對太陽光電發電經濟性的整體影響？

回覆：一般來說，敏感性分析是依個別參數進行研究，這是為了釐清個別參數的影響效果。另外，二種參數以上的探討組合繁多，且參數對整體影響已透過個別參數的分析結果顯示，故研究中未考慮進行二種參數以上的敏感性分析。

8. P.57-58 表 14.15

Comment: 系統發電效率雖在 p.56 已說明本研究所指的系統轉換效率提升，並非提高太陽能電池轉換效率...，然而效率提升非易事，假設 10%至 40% 的效率提升幅度是否過高？

回覆：本研究所指的系統轉換效率提升會具體表現在年有效發電時數上。舉例來說，假定光電項目的年有效發電時數為 1250 小時，容量因數為 14.27%，當廠商在降低轉換損失後，讓系統整體發電效率提升 10%，光電項目的年有效發電時數即會提升至 1375 小時，容量因數為 15.70%；若系統整體發電效率提升 20%，光電項目的年有效發電時數即會提升至 1500 小時，容量因數為 17.12%；以此類推。故研究設定的提升幅度 10%至 40%應屬合理範圍，然而為避免閱者誤解，將在文中強化說明。

9. P.62 建議推廣太陽光電應用的優先縣市依序是：高雄市、高雄縣、屏東縣、台南市。

Comment: 此優先順序是以平均發電利用時數偏低而決定（表 18）？

台南市的可建置面積偏低，仍列為優先縣市？

回覆：開發順序應是以平均發電利用時數較高的縣市為優先，原表 18 標題表達有誤，已修正為「表 18 目標總量 1250MW 規劃下的各縣市裝置比例與發電量比例」，並修正相關內容文意，避免誤解。

10. P.66 表 20

Comment: 請說明箭頭方向代表意義。

回覆：於表 20 加注釋說明。

表 20 註：「2011 年有許多國家下調了太陽光電發電系統補助政策，為直接觀察其變化影響程度，表中以「箭頭」表達相對變化程度，傾斜角度愈大代表變化愈強烈。表中呈現出，變化最劇烈者為捷克，其次為台灣、西班牙，再其次為德國、義大利。」

11. P.112

Comment: 將新能源產業從原始 IO 表中分離出來的步驟程序，請輔以圖或表說明。

如何保持新的 IO 表（新能源產業分離後的 IO 表）在投入產出兩端的平衡？

回覆：以下為新能源產業從原始 IO 表中分離出來的步驟程序如圖 82 所示：

12. P.116 表 37

Comment: 風力發電與太陽光電發電之成本項目所佔百分比雷同？

回覆：根據面訪台電的結果，工程師表示風力發電的成本與太陽光電發電的成本結構雷同，差異較大的便是在太陽光電需要太陽光電零組件以作維護更換，而風力發電則需風力發電零組件作為維護及零組件更換。至於發電設備方面，主要是表現在固定資本形成矩陣而非成本結構，發電設備在發電成本結構中，將以折舊的形式出現。

附件三：專家座談會會議記錄

會議名稱	太陽光電及生質酒精產業之技術經濟及成本效益評估		
時間	2011/08/18	地點	核能研究所
出席者	胡均立教授、劉錦龍教授、楊浩彥教授、葛復光副研究員、陳中舜、鄭柏彥、林師模教授、林晉勛助理教授、溫珮伶、馮君強、徐靖書		
內容	<p>胡均立教授提問：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 目前模型中僅有放入學習曲線效果，其他科技政策所引入的技術成長是否可納入？ 2. 原始資本存量有許多種估計方式，且有相當的困難度。而在模型內如何計算？ 3. 動態機制的傳遞方式？ 4. 土地與水資源限制是否能納入考量？ 5. 目前國內風力發電市場應為台電獨占供應，非完全競爭市場，是否可針對獨占市場性質進行修正？ 6. 研究中農作廢棄物全部轉化成纖維酒精，實務運作上應有侷限。 7. 再生能源替代傳統能源的極限？ 8. 非經濟效益是否能納入模型？ <p>林師模教授回覆：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 本模型內的方程式均線性化過後，而在線性化的過程中有許多變數會因此被省略掉，因此模擬結果所顯示的均為變動率，故並無估計原始資本存量的必要。 2. 動態機制的傳遞方式乃是根據澳洲 Monash 大學所開發之 ORANI-RD 模型而來。 3. 未來會將土地、水資源等各項自然資源的限制納入模型。 4. 以目前再生能源市場運作的情形來看，政府的補貼幅度是決定再生能源產能的重要因素；然而，政府對再生能源補助的上限不可知，故無法得知再生能源產能的極限，也因此無法得知總共能替代多少的傳統能源。 <p>劉錦龍教授提問：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 政府組織改變後，核研所與能源局的定位？ 2. 本模型與目前台灣其他單位所發展之模型有何異同？ 3. 政治因素(選舉、政策方向改變，EX:核電廠延役 or 除役)對於計劃案所設 		

定目標的影響？

4. 各項能源是否有替代上的先後順序？而非像模型中直接以相對價格決定的平行替代關係？
5. 技術進步所帶來家計單位的能源消費變動如何放入模型？
6. 我國天然氣供應為進口，進口後亦須考量貯存問題。至於天然氣價格，在美國油頁岩開採技術成功後，國際上認為天然氣價格，不復 2008 年前的上漲趨勢，未來價格會持平甚至走跌；因此，未來天然氣可成為主要發電燃料。
7. 美國電力市場自由化後，電力交易市場分成三大類：
 - (1). 基載市場：傳統能源為主，如燃煤、核能。
 - (2). 備載市場
 - (3). 即期市場：再生能源，如太陽光電、風力發電等。建議可以此為基礎修正模型。
8. 太陽光電可分為兩大類：
 - (1). 發電廠：適用聚光型太陽光電設備，雖然須大量土地面積，但發電效率高。
 - (2). 屋頂型：由於發電效率相對低，自用住宅設置屋頂型之誘因不大，建議以大型建築物和公有建築物為基礎考量。目前普遍看好聚光型太陽光電設備的發展前景，由於研究以屋頂型太陽光電設備為範圍，建議加入聚光型太陽光電設備發展潛力之考量。
9. 建議注意生質酒精添加比問題(如：酒精汽油為 E3 或 E5)，因其涉及未來自產量規模。

林師樸教授回覆：

1. 未來可將本模型與其他模型互相比較，並建立一可供使用之資料庫。
2. 模型中可根據需求設定多種電力之間彼此的替代關係，但是無法在這些多種替代關係直接做切換，必須同時設定多個模型才行。
3. 研究針對現較可行的屋頂型太陽光電設備為討論對象。至於大型建築物和公有建築物之樓頂作為建置基礎之建議，研究未來可利用敏感性分析進行測試。
4. 離岸風機建造成本過高，目前在台灣不可行，因此資料還是以陸域風機為主。未來對離岸型風機未來可以個案型式探討加入。

楊浩彥教授提問：

1. 為免除 CGE 模型一直以來為人所詬病的缺點(黑盒子)，有必要將所使用的資料公開，使模型的可信度上升。
2. 應該要能區別與其他單位所發展之模型之特色。

3. 專家之前訪問台電的結果，由於認知上的差異，造成真實發電的成本結構與 I-O 表所顯示的結果相去甚遠。這部分可參考卡耐基美濃大學所編制新能源的 I-O 表。
4. 未來 CGE 模型在能源部分應該要與 Markal 能源工程模型做整合。
5. 由於 CGE 是一般均衡模型，針對此一議題，不應只考慮能源結構，應同時將所有的產業結構納入考量。
6. 模型中並無考慮被排擠的投資。
7. 資料調整同時應該要考慮到農業政策。

林師模教授回覆：

1. 目前正在朝資料公布的方向努力。
2. 各種模型應同時並行，過去曾經同時使用經濟模型與工程模型估計彼此所需之參數，進行遞迴代入的動作，根據經驗，經過三次代入的過程，即可求得收斂的結果。
3. 目前的作法，乃是給予新產業一虛擬的產業結構，並給予極小的起始值作為起點以進行估計。
4. 投資被排擠的情形並不一定會出現(資金浮濫時便不會出現)。