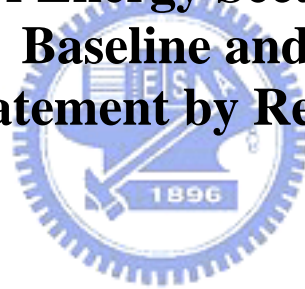


國立交通大學
環境工程研究所
碩士論文

能源部門二氧化碳排放基線資料庫之建立與
以再生能源進行排放減量之潛力分析

**Establishment of Energy Sector CO₂ Emission
Baseline and
Its Possible Abatement by Renewable Energy**



研究生：黃欣惠

指導教授：白曠綾教授

高正忠教授

民國九十三年八月

能源部門二氧化碳排放基線資料庫之建立與
以再生能源進行排放減量之潛力分析

**Establishment of Energy Sector CO₂ Emission Baseline and
Its Possible Abatement by Renewable Energy**

研究生：黃欣惠

Student : Hsin-Hui, Huang

指導教授：白曠綾、高正忠

Advisor : Hsunling Bai、Jehng-Jung Kao

國立交通大學

環境工程研究所

碩士論文



Submitted to Institute of Environment Engineering

College of Engineering

National Chiao Tung University

In Partial Fulfillment of the Requirements

For the Degree of Master of Science

In

Environment Engineering

September 2004

Hsinchu, Taiwan, Republic of China

中華民國九十三年九月

能源部門二氧化碳排放基線資料庫之建立與 以再生能源進行排放減量之潛力分析

研究生: 黃欣惠 指導教授: 白曠綾、高正忠

國立交通大學環境工程研究所

摘要

為了減緩溫室效應程度，各國無不投入二氧化碳氣體排放減量之工作。然而目前台灣仍缺乏完整公開可供查詢之二氧化碳氣體排放資料庫，另外關於再生能源及碳稅兩種方案同時採用對台灣地區電力部門二氧化碳氣體排放量減量之成效，及欲符合發電現況時再生能源所能達到之輔助電力程度，甚至以再生能源作為主要電力來源程度評估之研究卻付之闕如。因此，本研究以 IPCC 法先建立二氧化碳排放量歷史排放基線，並推估未來三十年間（2003~2030）之二氧化碳排放量趨勢；繼而蒐集再生能源及碳稅等兩種二氧化碳減量工具資料，並分別進行成本分析及未來可能情境假設；最後進行碳稅和再生能源於二氧化碳減量之可行減量空間評估，以及欲達到本研究之二氧化碳減量目標時，再生能源之發電可行性評估。

研究結果指出，欲於 2020 年使二氧化碳排放量持平在 2000 年之排放量，需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量；從應用再生能源發電之成本探討，若不提供任何經濟手段，如徵收碳稅，則太陽能單位發電成本最小之情境假設，至 2026 年方能具備與傳統能源競爭之能力；而若假設風能單位發電成本最小之情境，則已具備與一般傳統能源之競爭能力。另外，以碳稅為經濟手段對傳統能源課徵碳稅，使再生能源具備與傳統能源之競爭力，就太陽能來說需對傳統能源課徵 230~8,370 元/噸之碳稅，就風能來說需對傳統能源課徵之碳稅—440~2,070 元/噸之間，若將此值與歐洲各國所徵收碳稅值相較，則碳稅之徵收對風力發電之誘因將較大；然而就技術面來看，若欲使 2020 年之二氧化碳排放量維持 2000 年排放基準，風力發電所需佔地是太陽光電發電所需佔地 2~6 倍。因此應可優先考慮離岸式風力發電，方可解決佔地問題且其風力發電潛能更高。

關鍵字：碳稅、太陽能、風能、再生能源發電成本、政府間氣候變化專家委員會（IPCC）

Establishment of Energy Sector CO₂ Emission Baseline and Its Possible Abatement by Renewable Energy

Student : Hsin-Hui, Huang Advisor : Dr. Hsunling Bai
and Dr. Jehng-Jung Kao

Institute of Environmental Engineering
National Chiao Tung University

ABSTRACT

This study establishes Taiwan energy sector CO₂ emission baselines first. Then, with collection of those cost and technical feasibility study data about renewable energy and carbon tax, this study analyzes its cost tendency and evaluates several hypothetical assumption about future cost inclination. The feasibility of the CO₂ abatement by renewable energy and carbon tax has been estimated.

The result shows that renewable energy has to generate 261,900 million kWh under the target that the CO₂ emission at 2020 would maintain at the level of it at 2000. Without applying carbon tax, the solar energy at unit cost minimum would not have the competence against the fossil fuel power generation until 2026. On the other hand, enabling the renewable energy to have the competence against the fossil fuel power generation, the carbon tax would be imposed upon the fossil fuel power generation within the range of 230~8,370 NTD/ton CO₂ for enhancing the competence of solar energy, and -440~2,070 NTD/ton CO₂ for enhancing the competence of wind energy. If the goal is to maintain the CO₂ emission at 2000 in the year 2020 by using renewable energy only, the total erection land-use required by wind energy would be six times of that solar energy would need. Therefore, the high generation-potential offshore wind energy should be the priority scheme in order to solve the the land problem.

Keyword: carbon tax, solar energy, wind energy, unit generation cost, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

目錄

第一章 前言	1
1-1 研究緣起	1
1-2 研究目的	4
第二章 文獻回顧	6
2-1 IPCC 擬定方法所估算之二氧化碳排放量	6
2-2 二氧化碳排放減量策略	9
2-3 再生能源	10
2-3-1 風力	11
2-3-2 太陽能	12
2-3-3 地熱發電	13
2-3-4 海洋溫差發電	14
2-3-5 波浪發電	15
2-2-6 再生能源替代方案選擇	16
2-4 碳稅	16
第三章 研究方法	19
3-1 二氧化碳排放基線資料庫	19
3-1-1 二氧化碳排放基線資料庫之建立	19
3-1-2 本研究之方案選定研擬及假設	20
3-2 二氧化碳排放量之建立	21
3-2-1 歷史二氧化碳排放量（1980~2002）之建立	21
3-2-2 未來（2003~2030）二氧化碳排放量之建立	24
3-3 應用再生能源進行二氧化碳減量可行性評估	25
3-3-1 再生能源能源價格整理及估算	25
3-3-2 二氧化碳減量	28

第四章 結果與討論	36
4-1 二氧化碳排放量之建立	36
4-1-1 全國二氧化碳排放量---歷史資料與未來推估	36
4-1-2 各次部門二氧化碳排放量推估	38
4-1-3 能源次部門二氧化碳排放量推估	38
4-1-4 發電部門二氧化碳排放量推估	39
4-2 應用再生能源進行二氧化碳減量之經濟面評估	39
4-2-1 不加入碳稅	39
4-2-2 加入碳稅	40
4-3 再生能源發展之技術可行性評估	46
4-3-1 風能	47
4-3-2 太陽能	53
4-3-3 小結	59
第五章 結論與建議	61
5-1 結論	61
5-2 建議	62
第六章 參考文獻	64
附錄一	94
附錄二	96
(一) Reference Approach	96
(二) by Main Source Categories	103
附錄三	109

表目錄

表 1.1	主要溫室氣體特性	72
表 2.1	我國再生能源之中長期目標及與日本、德國之比較	73
表 2.2	台灣風電示範系統發電成本整理	74
表 2.3	我國太陽光電台電試驗系統及各示範計畫發電成本比較	74
表 2.4	五種再生能源成本整理	75
表 2.5	碳稅適用對象及其優缺點	76
表 2.6	北歐五國實施碳稅之比較	77
表 3.1	2003~2020 年台電售電價格及發電成本預估	78
表 4.1	台灣地區各地年平均每日日照峰時及 1kWp 之太陽光電能可 產生之年平均發電量	79



圖目錄

圖 2.1	二氧化碳管末控制技術圖	80
圖 2.2	台灣地區平均風速分佈圖	81
圖 3.1	本研究二氧化碳排放基線資料庫建立流程	82
圖 3.2	IPCC 制訂之估算溫室氣體準則架構圖	83
圖 3.3	再生能源進行二氧化碳減量可行性評估	84
圖 3.4	2001~2030 本研究預估之再生能源與傳統能源單位發電成本	85
圖 3.5	再生能源可取代傳統發電所需徵收之碳稅最小值估算流程	86
圖 4.1	1980 年~2030 年 Reference Approach 及 by Main Source Categories 估算所得全國能源部門二氧化碳排放量	87
圖 4.2	1980~2030 發電部門之二氧化碳排放量佔全國二氧化碳排放 (Reference Approach 及 by Main Source Categories)之比例	87
圖 4.3	以 1990 年為基準年比較太陽光電分別以二氧化碳排放量最小 及減量成本最小兩目標之碳稅範圍	88
圖 4.4	以 1990 年為基準年比較風能分別以二氧化碳排放量最小及減 量成本最小兩目標之碳稅範圍	88
圖 4.5	以 2000 年為基準年比較太陽光電分別以二氧化碳排放量最小 及減量成本最小兩目標之碳稅範圍	89
圖 4.6	以 2000 年為基準年比較風能分別以二氧化碳排放量最小及減 量成本最小兩目標之碳稅範圍	89
圖 4.7	不同基準年與不同目標年之差值發電	90
圖 4.8	欲達成我國風力能源中長期目標需架設之風力機組所需用地 面積及其於台灣平地佔比	90

圖 4.9(a)以台灣地區年平均日射量估計太陽光電發電板所需面積大小	91
圖 4.9(b)以台灣太陽光電示範系統所採用之電池模板尺寸估計太陽光 電發電板所需面積大小	91
圖 4.10 欲達成我國太陽光電中長期目標所需架設之太陽光電發電 板所需用地面積及其於台灣平地佔比.....	92
圖 4.11 欲達成我國本研究目標再生能源所需用地面積及其於台灣 平地佔比之比較.....	92



第一章 前言

1-1 研究緣起

隨著全球暖化問題日益加重，溫室效應相關問題也漸受重視。1992 年於巴西召開「世界高峰會議」，1994 年通過「聯合國氣候變化綱要合約」(United Nations Framework Convention on Climate Change)；其中締約會員國達成協議，要對人為排放之溫室氣體進行相當程度的管制。根據「聯合國氣候變化綱要合約」之基本精神，要求各國家必須經由溫室氣體減低排放量等方式來達到減緩氣候變遷之策略，而其最終目標則是在於要將溫室氣體濃度穩定在一個不會危及大氣系統之水平；同時生態體系得有足夠時間自然地調整適應氣候變遷，確保糧食生產不受到影響，並且促使經濟發展轉變為持續性發展型態。1997 年 12 月在日本京都召開之「氣候變化綱要公約第三次締約國大會」，會中採納具法律約束力之「京都議定書」，規範 21 世紀初期先進國家(OECD 及東歐共 38 國)溫室氣體排放減量目標與時程表。依各溫室氣體「全球溫室效應潛勢」(GWP; Global Warming Potential)，將所有溫室氣體排放量轉換成「總二氧化碳相當排放量」。議定書中明文規定各國在 2008~2010 年間，「總二氧化碳相當排放量」需小於議定書中所規定之排放量，大致為相對於 1990 年之排放量，歐盟、美國與日本分別為減少 8%、7%與 6%，澳洲則可增加 8%，所有 38 國約平均減少 5.2% (楊，1998)。

雖然台灣並不在締約公約會員國之列，但一方面因我國經濟成長積極，同時人為溫室氣體排放量亦呈現快速成長；另一方面，身為地球村之一份子為減緩地球暖化貢獻心力是應盡責任，故仍須及早研擬

溫室氣體減量相關政策，以便能及時因應未來變化。

造成溫室效應之溫室氣體主要有 CO₂、CH₄、N₂O、HFC_s、PFC_s、SF₆、CO、NMVOC、SO₂ 及 NO_x 等共 10 種（楊，1998）。其中，前六種為京都議定書中明文規範需進行減量之溫室氣體。而 HFC_s、PFC_s、SF₆ 等 3 種氟氣碳化物已在蒙特婁公約中有明確之管制措施，且加快腳步嚴格實施管制中，所以一般在討論溫室氣體之控制中不會再重複提到氟氣碳化物之管制。CO₂、CH₄、N₂O 等三種氣體已由聯合國 UNFCCC 指定 IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change) 所擬定的方法計算並提報 UNFCCC 統計，此法已被「聯合國氣候變化綱要合約」締約會員國及有心為溫室氣體減量盡份心力之國家所共同採用，其計算及統計步驟也正在如火如荼進行中。

在所有溫室氣體中，二氧化碳所造成之溫室效應為最大，佔所有溫室氣體群之 55% 強（見表 1.1（Wheldon and C.E. Gregory, 1993））。因此，若二氧化碳氣體能達到相當程度之減量目標，對減輕溫室效應應有一定之成效。

要對二氧化碳氣體進行管制、減量之首要進行步驟即為確實掌握二氧化碳之排放源、排放量並推估其成長趨勢，以利政策制訂者制訂二氧化碳氣體管制及減量相關政策。然而，二氧化碳減量政策制訂難處即在於二氧化碳氣體排放及減量相關資訊收集及彙整不易。一完整之二氧化碳氣體排放基線資料庫應包含三大部分：社會經濟、減量技術及相關政策。社會經濟部分是指有可能影響二氧化碳氣體排放量之層面，例如：國民生產毛額(GDP)成長率、人口成長率、國家產業結構及未來國際能源價格等（楊，1999）。減量技術是指二氧化碳氣體排放量、管末控制(end-of-pipe control)技術及其成本（白與曾，2002）、

再生能源(renewable energy)技術及其成本，以及各種節能技術及其成本（謝，1999a、1999b、1999c、2001a、2001b）。而相關政策則是代表內容應有國家二氧化碳減量目標及各種減量措施和所需成本等（陳，1992）。由此可見二氧化碳氣體排放基線資料庫要完整建構需要龐大之人力與資源。若能順利收集到二氧化碳氣體排放資料並建立一個完整的資料庫，對於相關政策制訂及研究人員預期將有很大之助益。

目前對於二氧化碳氣體減量之方法可以大致上分為管末控制(end-of-pipe)及從二氧化碳氣體產生來源控制兩種。其中，雖然可以藉由物理化學等方式來吸收，或回收再利用等之管末控制方式達到二氧化碳氣體減量之目的，但是藉由此等方法僅是將二氧化碳氣體暫時轉移或以他種形式(液態、固態)儲存，而非真正減少二氧化碳含量。要真正達到二氧化碳氣體減量之目標唯有從二氧化碳產生來源著手，方能真正達到減量目的。而在產生二氧化碳氣體來源中以工業部門及電力部門燃燒石化燃料為大宗（楊，2001），如能將石化燃料燃燒改以排放二氧化碳氣體較少之再生能源取代，相信二氧化碳氣體排放總量可因此大幅降低。所以採取再生能源應是達到二氧化碳氣體減量根本之道。

促使再生能源發展原因除了為使二氧化碳排放量減量外，另一原因是考量目前能源使用度問題。目前主要的能源資源為煤炭、石油、天然氣及鈾礦等，然而這些自然資源有限，其終有耗盡之日。據估計在各項初級能源中，石油可用 40 年，一般天然氣可用 60 年，煤炭可用 200 年，原子能所需要之鈾礦可用七十多年（蔡，2003）。因此，人類並不能完全仰賴初級能源，必須未雨綢繆、及早開發新能源及再生能源，以免初級能源耗盡，並藉新能源及再生能源之低污染特性減

少對環境之衝擊。若以再生能源取代現行能源主要有三大優點：1.對環境生態衝擊較小；2.發電燃料成本幾近於零；3.不虞匱乏且有再生能力。不論從環境、生態或能源耗盡時間長短等層面來進行考量，再生能源與傳統能源相比都會是一項較佳選擇，然而相關之研究論述卻頗為缺乏。因此，本文研究即在於以再生能源應用為前提，來進行二氧化碳氣體減量規劃應用及分析，以期除了達到二氧化碳氣體減量之主要目標外，也能兼顧減少環境衝擊的成果，並減緩傳統能源使用度。

1-2 研究目的

關於台灣地區部份部門之二氧化碳排放量統計雖然已有些許文獻已利用聯合國 UNFCCC 指定 IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change)所擬定之方法估算台灣地區二氧化碳氣體排放量，但卻尚未見有完整公開可供查詢之二氧化碳氣體排放資料庫建立。因此國內各界在進行相關二氧化碳排放減量研究時，均需重新進行二氧化碳排放量之估算資料收集及計算工作。此外，目前雖有大量且豐富關於碳稅應用二氧化碳減量之研究，再生能源理論面如發電效率提升、技術面如再生能源發電廠廠址評估，以及經濟面如未來發電成本可能性之預測等研究，但是關於再生能源及碳稅兩種方案同時採用對台灣地區電力部門二氧化碳氣體排放量減量空間及其成效，和若欲符合發電現況時再生能源所能達到之輔助電力程度，甚至作為主要電力來源程度評估之研究卻付之闕如，鑑於此，本研究之目的即在：

1. 建立長年期（1980~2002）及能源部門全部次部門（能源、工業製造、運輸、商業、住宅、農業以及其他共七項次部門）之二氧化碳氣體歷史排放量於資料庫中，並推估未來排放趨勢。

2. 再生能源之經濟可行性評估，亦即分別分析在單獨採行再生能源和同時採用再生能源及碳稅兩種方案時，再生能源應用作為台灣地區電力部門二氧化碳排放減量之經濟誘因是否充足。
3. 再生能源之技術可行性評估。亦即分析風能與太陽能兩項最具潛力之再生能源之技術現況與未來潛力。



第二章 文獻回顧

2-1 IPCC 擬定方法所估算之二氧化碳排放量

對於排放基線或其相關名詞國際上並沒有一個明確界線或範圍之定義。一般較為認可之說法即為，在定義之排放主體或活動組合範圍內，對其未來可能發展的走勢進行估算並作為比較參考，因此具有相當程度之假設情景與不確定性（喻等人，2002）。

無論是開發中國家或是已開發國家均積極投入建立溫室氣體排放基線清冊之工作，目的就是為了要瞭解掌握其國家之溫室氣體排放情況。

為了顧及公平之原則，且確保各國溫室氣體統計之透明性、一致性及可相互比較性，UNFCCC 委託政府間氣候變化專家委員會（Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC）制訂「IPCC 國家溫室氣體清冊規範」（1996 Revised IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories）。此報告共分為三冊（IPCC，2004）：

Volume 1：Reporting Instructions—國家統計資料整理及匯報程序；

Volume 2：Workbook—計算 CO₂、CH₄ 及其他溫室氣體步驟；

Volume 3：Reference Manual—計算方法及數據等參考資料。

IPCC 準則提供了三種方法計算「燃料燃燒」排放之方法，分別是：

○ Reference Approach :

由各種化石燃料最終使用量計算出“一國”中能源排放之 CO₂ ;

○ by Main Source Categories :

由各種化石燃料之最終使用“部門”使用量計算出使用能源所排放之 CO₂ ;

○ Tier 3 :

同“by Main Source Categories”，亦是由各種化石燃料之最終使用部門使用量計算出使用能源所排放之 CO₂，差異點在將“by Main Source Categories”內之七部門再細分為六十四個部門。

在計算溫室氣體排放時，IPCC 將溫室氣體排放源及吸收源分為六個部門來計算：能源、工業製程、溶劑使用、農業、土地利用變更與森林及廢棄物。每個部門再依溫室氣體排放種類分為 CO₂、CH₄ 等兩種主要溫室氣體統計估算。

至於其他溫室氣體（如：N₂O、CO 及 NO_x）之計算方法雖亦提供，但其仍處於測試階段，其結果隱含著相當之不確定性。且鑑於並非所有國家均有足夠資料、能力或經驗統計出完整之國家溫室氣體統計，IPCC 建議優先估算 CO₂ 及 CH₄ 兩種影響最鉅之「直接溫室氣體（Direct Greenhouse Gas）」，並按排放源重要性，擬定建議以下統計優先順序為：

1. 能源產生之 CO₂ ;

2. 與土地利用改變有關之 CO₂；
3. CH₄ 之主要排放源：稻米生產、採煤、油氣系統、牲畜腸胃發酵、家畜排泄物、垃圾掩埋、廢棄物及燃燒、生質能；
4. 其他溫室氣體。

關於台灣地區二氧化碳氣體排放量估算有以下數篇文獻提及，其介紹如下：

魏（1994）利用多目標數學規劃方法、以新增機組費用最少及二氧化碳總排放量最小為二個目標函數評估於西元 2000 年時因用電需求增加而需增設發電機組同時，尚須考慮控制二氧化碳排放量之可行規劃方案。在其論文中即以 IPCC 所提步驟由化石能源消費面計算出電力部門每單位發電量之二氧化碳排放量。

白等人（1999）針對我國三個能源主要使用部門，包括交通運輸部門、工業部門（石化業、鋼鐵業、水泥業等）及電力部門，進行其二氧化碳氣體排放強度估算，並擬定可行之管制方案以期達到減量目標，其以 IPCC 步驟算出電力部門二氧化碳排放量並以線性回歸輔以 GDP 成長預估未來電力部門二氧化碳排放量。

江（1998）以模糊多目標規劃建構多目標發電策略分析模式探討在兼顧發電經濟性及二氧化碳排放量最低之兩項目標下於西元 2010 年最佳機組發電配比與二氧化碳排放關連性並進而研擬可行之二氧化碳減量策略，其採用 IPCC 擬定之參考方法（Reference Approach）計算 1986~1996 台灣地區能源消費所造成之二氧化碳排放。

黃等人（1993）採用 IPCC 所發展出之二氧化碳氣體排放方法之

一，及 1971~1990 之燃料使用量推算出 1971~1990 年台灣地區與能源相關之二氧化碳排放量。

楊（1998）以 IPCC 方法進行 1990 及 1996 兩年之台灣地區能源部門溫室氣體排放量統計，並分析溫室氣體排放量結構。結果顯示從 1990~1996 年間，我國二氧化碳排放總量增加了 52%，而工業部門中耗能產業是主要排放源；並預估在產業結構無重大改變情況下，我國二氧化碳排放預期仍將延續近年成長趨勢快速成長，而於西元 2005 年時比西元 1990 年水平再增一倍。

彭（2002）在探討國際上基線之定義與相關爭議後，選定能源部門、農業部門、廢棄物部門等，先進行二氧化碳、甲烷與氧化亞氮三種主要溫室氣體 1986 年至 2000 年之歷史排放推估，然後再應用狀態空間模型與 TAIGEM-D 模型，進行 2001 年至 2020 年之未來排放預測，並對兩個模型方法與預測結果，進行比較分析與探討。結果顯示台灣地區過去 15 年（1986 年至 2000 年）排放溫室氣體數量最多之部門為能源部門，約占總排放量的五成五至七成五左右，且比例年年上升。其以 IPCC 擬定之 Reference Approach 方法計算出台灣地區於 1971 ~ 2000 年因能源消費所排放之二氧化碳排放量。

2-2 二氧化碳排放減量策略

二氧化碳氣體之排放減量策略主要分為兩種，第一種是去除已產生之二氧化碳，第二種則是由抑制二氧化碳之產生著手，使二氧化碳排放量降低，甚至達到沒有二氧化碳之排放。

若欲去除已產生之二氧化碳，從大氣中直接收集十分不易，大多

是由產生二氧化碳之煙道收集之，此又稱為管末控制。二氧化碳管末控制技術如圖 2.1 (白與曾，2002)，二氧化碳由煙道收集後，主要分為直接處理及分離收集等兩種方式予以處理。

而第二種由二氧化碳產生來源著手之二氧化碳減量方法主要有節約能源 (Blok and Worrell, 1993；江，1998；Mirasgedis et al., 2002；Uchiyama, 2002；Mirasgedis et al., 2004)、提昇發電效率 (魏，1994；Bai and Wei, 1996；Robinson et al., 2003) 及發電方式改採再生能源發電 (魏，1994；Huang, 1993；翁及呂，2002；郭，2002；Whittington, 2002；Ogulata, 2003；Tanatvanit et al., 2003；Wachsmann and Tolmasquim, 2003；Santora et al., 2004) 等三種。節約用電主要是指在不影響日常生活前提下，使用省能、高效率之電器達到降低用電之目標。提升發電效率主要是指減少造成機組停機之種種因素達到電廠機組增加供電能力之目標。再生能源發電之利於二氧化碳排放減量主要是因再生能源發電時所產生之二氧化碳遠低於傳統能源發電時所產生之二氧化碳排放量，故可藉由此點達到二氧化碳排放減量之目標。

2-3 再生能源

台灣於民國 88 年規劃之短、中、長程再生能源裡包括有太陽能、小水力、風力、地熱、生物及海洋溫差，希望到西元 2020 年，再生能源可達我國能源總供應量之 6% (如表 2.1 整理)。

本研究初步搜集五種再生能源相關資料並比較其優劣性，以期就這些選擇找出能夠兼顧二氧化碳氣體減量目標及再生能源利用之目標。五種再生能源分別是：風力、海洋溫差發電、海洋波浪發電、地熱發電及太陽能，介紹及比較如下：

2-3-1 風力

風力發電完全依賴自然電力，既不消耗其他能源，對環境影響也微乎其微，故世界各國均致力於開發風能。而再生能源在台灣除水力之外也以風力發電發展最成熟。台灣所具備之優勢在於台灣為一海島地形，受每年平均超過半年之東北季風影響，沿海、高山及離島等區域之年平均風力每秒超過 5 公尺（參見圖 2.2），可開發之風力潛能據估計約為一百萬千瓦，此為發展風力的一大優勢（謝，1999a）。風力發電原理主要是風扇與發電機連結組成風力發電機以發電之，而其所產生的能量與風扇面積成正比，與風速成立方比（Gipe，1994），故在切入風速（cut-in wind speed，亦稱作啟動風速）及切出風速（cut-out wind speed，亦稱作停止風速）兩者範圍之間，風速越大，風力機理論上產生之電力越大。由此可知風速大小為影響風力發電機產生電力之重要因素。



目前台灣有三座示範發電系統，分別是雲林麥寮風力發電示範系統、澎湖中屯風力發電示範系統及新竹竹北春風風力發電示範系統，發電容量總和分別是 2.64MW、2.4MW 及 3.5MW。發電成效均較電廠設置前之預估表現為佳。各示範系統之發電成本整理如表 2.2。

考慮到環境衝擊層面，因為風力發電屬於綠色電力，所以與傳統能源相較，每發一度電平均約可減少 1kg CO₂ 及少量 NO_x、SO_x 等污染物排放。另外，需要付出之社會環境成本(定義為發電系統衍生的外部成本，包括生物健康損害、環境污染等等)據評估僅 0.1~0.25 歐分/度電，相較於傳統發電之煤炭 2~15 歐元-分/度電、石油 3~11 歐元-分/度電、天然氣 1~4 歐元-分/度電及核能 0.2~0.5 歐元-分/度電

(European Research, 2003), 風力發電所需付出之社會環境成本明顯優於傳統發電。故使用風力發電對二氧化碳減量及生態環境保護具有極大助益。

近來風力發電廠址選擇不再侷限在陸地上, 風力潛能優勢之近海地區也成為風力發電廠址評估時之選擇。相較於陸上之風力發電廠, 離岸式風力發電廠 (offshore wind farm) 具有較高且較穩定、易預測之風速優勢; 此外, 陸地風力發電廠容易被電廠附近居民抗議之問題如景觀影響及運作時會發生之噪音問題也都可迎刃而解, 並因不需考慮此兩項環境影響問題而可將風力機單機尺寸及容量擴大。

2-3-2 太陽能

太陽能同風力, 皆屬於自然無污染、乾淨之綠色能源。但在目前國內太陽能之發展以實驗性質之研發為主, 並無規劃較具規模之發展計畫。相較之下, 國外對於發展太陽能電池卻是不遺餘力, 太陽能電池市場也在近幾年快速成長, 預計未來太陽能電池之量產技術更自動化且更成熟後, 可使成本降低而達普遍使用。目前是預計 2010 年後高效率、低成本之太陽光能發電將可達實用化 (郭, 2002)。

太陽能電池會如此廣受青睞之原因主要有三: 1. 不需燃料, 所有能量來源來自於太陽光, 取之不盡、用之不竭。且不需燃料另一項好處是不需燃燒, 對二氧化碳減量有相當大之幫助; 2. 沒有運轉部份, 故不會產生噪音; 3. 可以模組化進行生產, 換言之其規模彈性可以很大 (謝, 2001a)。

目前太陽能電池未能廣泛應用的原因如同其他再生能源會面臨

到的問題相同：製造成本過高。以目前發展每度電成本在 9.2~13.8 元之間（謝，2001a）。但若太陽光能電池效率能由現行之 10% 大幅提昇至 20%，則因發電量加倍、而成本可以降低至每度 2.3~3.8 元間，如此成本即甚具競爭力。目前台灣現有太陽光電示範系統價格整理如表 2.3。

台灣地區年平均日照量約 $320\text{cal}/\text{cm}^2\text{-day}$ ，假如將之乘上台灣面積 36,000 平方公里，可估計出台灣之太陽能蘊藏量每年約為 4.89×10^{13} 度，以現行太陽能電池之平均轉換能力為 10% 計算，換言之台灣每年理論上可以產上 4.89×10^{12} 度電，亦即 4.89 兆度（謝，2001a）。

另外，從環境影響方面考量，太陽能發電同風力亦屬綠色能源。從各種不同能源所需付出之社會環境成本來看，太陽能發電據評估所需付出之社會環境成本約 0.6 歐分/度電，相較於傳統發電之煤炭 2~15 歐元-分/度電、石油 3~11 歐元-分/度電、天然氣 1~4 歐元-分/度電及核能 0.2~0.5 歐元-分/度電（European Research，2003），太陽能發電所需付出之社會環境成本明顯優於傳統發電。另外，與傳統能源相較太陽能發電每發一度電約可減少 0.25 公升燃油或 0.37 公升燃煤消耗，亦即每年可省下 12 億 6 千萬公秉之燃油。另外，每發一度電平均可減少 1kg CO₂，以台灣地區太陽能潛力評估換算，亦即每年可減少 4.89 兆公斤 CO₂，其所減少之 CO₂ 量為本論文中五種被評估之再生能源中為最大量者。


2-3-3 地熱發電

在再生能源中，若從技術層面、經濟層面及時間層面上來考量，地熱資源無疑地皆比其他新能源之研究開發較易於短期內獲致成果。

而台灣位於環太平洋火山活動帶西緣，全島共有近百處溫泉地熱徵兆，而根據普查及探勘資料（謝，2001b），台灣 26 處主要地熱區之潛能，總發電量約為 100 萬千瓦，相當於 180 萬公秉油當量或 250 萬公噸煤當量。

若單從燃油節省量來考量，地熱發電不失為一個可以達到二氧化碳氣體排放量減量措施中之良好選擇。但伴隨地熱開發而來之環境影響問題是有毒氣體之發生，及二氧化碳氣體大量之逸散。以宜蘭清水地熱（鄭，1989）為例，在開發時所逸散之氣體成分中二氧化碳高達 98%，硫化氫約佔 0.5%。因其二氧化碳逸散率過高，故不將地熱資源列入二氧化碳氣體排放量減量措施所採用的再生能源之一。

2-3-4 海洋溫差發電



台灣的海洋溫差發電因實務問題（如海水管線鋪設艱鉅等）仍處於規劃階段，尚未開始進行實驗，但國外如美、日發展已久。海洋溫差發電肇因於能源危機後，工業先進國家體認到傳統能源會有枯竭之一天，若單依靠傳統能源有朝一日可能會影響國家科技發展，故是否能及早發展再生能源及替代能源會是未來影響國力甚鉅的因素。

台灣東部海域落差極大，離岸三公里處水深即超過 800 公尺。另外，此片海域表面為黑潮暖流經過所在，表層水溫在 25°C 左右，然而在海面下水深超過 800 公尺處之水溫約在 5°C 左右，兩者間溫差 20°C（梁，1991）。由於其地形及溫差條件極佳，故於此處開發海洋溫差發電之潛力不可忽視。

海洋溫差發電之基本原理係利用海洋表層溫暖海水作為熱源，將

低沸點液體蒸發為氣體，然後利用渦輪發電機發電，再將低沸點液體之蒸氣經過管路輸送至海洋深層作為熱壑之低溫海水，使其降溫成液體，再度經過管線輸送到海洋表層熱源處蒸發為氣體，透過如此週而復始之運作而發電，藉以獲取電力。

根據台電海洋溫差發電計畫研究（黃和魏，1982）推估，台灣東部海域若以適度開發 10% 來估計，每年約可發電 460 億度電、亦即每年可節省 1200 萬公秉之燃油，相當於每年可達到 4.65 百萬公斤之 CO₂ 減量。若採行海洋溫差發電方法輔助發電，對於二氧化碳減量有一定之幫助。

但是，海洋溫差發電之所以還在規劃研究階段未付諸行動主要原因為海水管線鋪設不易及發電成本過高(達 23 元/度電)(謝，1999b)。此發電方法中之冷水管路因需鋪設於深海海床之中，受施工及維護等技術限制。另外，也因為管路架設及維護不易，需付出極大成本，導致發電成本驟升。因經濟層面及技術層面考量，故台電遲遲未開始實驗。

2-3-5 波浪發電

台灣本島擁有長達近 1500 公里之海岸線，終年受到季風吹襲，波浪能源豐富。根據台電針對台灣之波能評估（台電，1987、1988、1989），北部海域及離島較具波能潛力，每公尺 13 千瓦；東部及西北沿海次之，每公尺 7 千瓦；西南及南部居末，每公尺 3 千瓦。依此初估台灣波力能源蘊藏量約 1000 萬千瓦。假設能源可採集量為蘊藏量的 1%，則可資利用的電力約為 10 萬千瓦。

台電計畫於核四廠進水口處設置離岸式先導型波浪發電示範電廠（台電，1995），規劃裝置容量為 360kw，推算出年平均發電量為 40 萬度，而其所需之發電成本約在 13.72 元/度左右。以熱值估算，平均每年約可節省 103 公秉燃油消耗，相當於每年可達到 0.39 百萬公斤之 CO₂ 減量。

2-2-6 再生能源替代方案選擇

將本論文中所評估之五種再生能源其發電成本列表比較如表 2.4。由表中可以得知，若從經濟層面考量，再生能源採用之最佳選擇順序依次會是地熱發電、風力、太陽能、波浪發電以及海洋溫差發電；但是若從環境層面、以二氧化碳排放量最小為目標來選擇再生能源替代傳統能源方案，地熱發電會因其在開採過程中逸散之氣體有百分之九十八以上是二氧化碳，而被排除在考量之外。故本論文在進行再生能源方案選擇時，選擇太陽能及風力為本論文中對二氧化碳氣體減量評估之兩項方案。

2-4 碳稅

碳稅是針對以減緩溫室效應所設計之稅制，其定義為「對投入（或生產）單位化石燃料，以其歸屬價格（imputed price）評價其使用而產生二氧化碳歸屬價格之稅金，由化石燃料之消費者或生產者負擔。」（吳，1994）基本上，碳稅是依據各種能源含碳量多寡決定課稅額度。以台灣目前最常用之化石燃料：煤炭、石油及天然氣為例，高含碳量之煤炭課稅額度最高、石油次之、天然氣最少。而核能、水力、再生能源等無碳能源則不予課稅。亦即，碳稅是藉由課稅手段，利用能源價格高低影響能源消費者或使用者之消費行為來降低能源消耗、導向

低碳能源或無碳能源之能源替代效果，以達到降低二氧化碳氣體排放之目的。關於碳稅之適用對象、優缺點比較如表 2-5。

關於碳稅之文獻回顧部份，介紹如下：

黃（2000）曾利用國家級「能源供需預測系統」（Energy Forecast System, EnFore）中之能源與環境一般均衡子系統，比較碳稅、排放交易及總量管制等三種二氧化碳減量政策工具，在實現全國能源會議各政策工具對於溫室氣體減量之成本。其結果顯示，碳稅雖然其抑制排放效果居中、且最適稅率決定困難，但因符合市場機制、以價制量，且可以利用碳稅徵收所增加之收入，用來調降其他具有扭曲性質之租稅，並可在稅收中性前提下，實現稅制改革目標，進而落實「雙重紅利」效果，屬於三種被評估之二氧化碳減量政策工具中可行性最高者。

張與林（1999）以灰色理論與新古典經濟之動態產業關聯計量模型，建立台灣灰色動態產業關聯模型。模型主要應用於預測我國目標年（2010 年及 2020 年）的能源需求及二氧化碳氣體排放變動趨勢，並模擬分析不同的能源供給結構、碳稅/能源稅方案及產業結構調整方案對二氧化碳氣體排放減量效果與產業經濟之衝擊。結果顯示：單憑能源結構之調整，其減量效果仍有限，故需要考慮課稅制度之實施。若純以課稅作為達成減量目標之手段，2020 年每噸碳約需課徵 1,582 至 3,887 元新台幣，而將造成 1997-2020 年之年平均經濟成長率下降 0.089%至 1.231 %。

李（1999）結合灰色理論、模糊理論、數學規劃法及投入產出理論建構我國石化產業 CO₂ 減量模型，並據以評析不同經濟與政策工具之減量效果及其對產業造成之經濟衝擊。在減量方案方面，針對不同

之能源價格變動方案及碳稅方案進行模擬評選優選方案。其研究結果顯示，若採行課徵碳稅之方式進行減量，以瑞典碳稅體制為基礎之強制回歸 2000 年排放量方案為較佳選擇，除因實施期間造成之總 GDP 損失較低外，就實際執行層面來看，此方案優於他方案由於稅率採各年循序漸進，每年稅額調幅約 10.0%，可使業者有心理準備、可行性較高。

張（1996）以投入產出結構因素分析及模糊目標規劃方法建立台灣地區之產業能源及 CO₂ 減量關聯模式，主要目的為評析台灣地區整體產業之 CO₂ 排放量變動趨勢及其組成效果，藉以研判台灣地區過去產業發展過程中 CO₂ 排放特性及關鍵因素。在選取實施碳稅作為 CO₂ 減量方案時，結果顯示：碳稅實施時，應調查國內各產業不同階段節能潛力，以評估不同時期最適之課稅幅度。

目前已實施碳稅之國家主要是北歐芬蘭、瑞典、挪威、荷蘭及丹麥等五國，其實施之日期則在氣候變化綱要公約之前。課稅不單單為了環境因素，主要目的是為了健全整體稅制結構，藉擴大間接稅（碳稅、能源稅）來彌補直接稅（所得稅）之短缺。北歐五國徵收碳稅之徵收油品對象及徵收稅率比較請參見表 2-6。

第三章 研究方法

3-1 二氧化碳排放基線資料庫

3-1-1 二氧化碳排放基線資料庫之建立

一個完整之二氧化碳氣體排放基線資料庫應包含三大部分：社會經濟、減量技術及相關政策。社會經濟部分是指有可能影響二氧化碳氣體排放量之層面。減量技術是指二氧化碳氣體排放量資料（歷史、現況與未來），管末控制(end-of-pipe control)、再生能源(renewable energy)、各種節能方案等由經濟面與技術面等相關推估資料。而相關政策則是代表內容應有國家二氧化碳減量目標及各種減量措施和所需成本等。



本研究在減量工具選擇部份，考量到時間及人力有限，只考量採用再生能源及碳稅對二氧化碳減量之經濟誘因、技術層面所預估能達到之表現及其成效。

圖 3.1 是本研究之二氧化碳排放基線資料庫建立流程圖，本研究主要分為三大部分：第一部份，先以 IPCC 法估算二氧化碳排放量、建立二氧化碳排放歷史排放基線，及藉由歷史排放量推估未來（2003～2030）之二氧化碳排放量趨勢，以利後續進行之針對二氧化碳排放減量有減量空間之依據；第二部份則是蒐集本研究擬定之再生能源及碳稅等兩種二氧化碳減量工具資料，並分別進行成本分析及未來可能情境假設；第三部份即是進行碳稅和再生能源於二氧化碳減量之可行減量空間評估，以及欲達到本研究之二氧化碳減量目標時，再生能源之發電可行性評估。最後將以上三部份資料彙整並建立一資料庫網站

供對再生能源於二氧化碳減量有興趣者參考、查詢。

3-1-2 本研究之方案選定研擬及假設

本研究主要分為歷史二氧化碳排放量之建立及其未來排放量之推估和利用再生能源進行二氧化碳減量。以下將說明本研究針對二氧化碳排放估算所作出之假設以及再生能源減量方案選擇與其所作之假設。

1. 二氧化碳排放量估算：

在估算二氧化碳排放量未來趨勢時，本研究以常見簡易之二次迴歸、對數迴歸及指數迴歸分別求取 2003 年~2030 年之未來二氧化碳排放量。

2. 再生能源方案選擇：

(1) 再生能源能源價格走勢假設：

對於太陽能發電成本趨勢擬定兩種情境假設：成本速降情境及成本緩降情境。成本速降情境是預估太陽能發電系統價格自 2003 年至 2007 年每年有降價 20%之幅度，2008 年至 2030 年每年降價幅度 5%；成本緩降情境則是預估太陽能發電系統價格自 2003 年起每年逐漸調降 5%。

對於風能發電成本則因風力發電之單位發電成本已經漸趨穩定，故以蒐集到之台灣風力發電示範系統發電成本作為後繼之價格估算值。

(2) 欲使再生能源具備與傳統能源競爭之經濟競爭力時所需課徵之碳稅最小值估算：

本研究在研擬碳稅徵收方案有兩個不同目標方案，分別是二氧化碳排放最小或減量成本最小等兩種。以第一種二氧化碳排放最小為目標式時，本研究假設在以再生能源取代傳統能源時，三種傳統能源被取代順序依序為是燃煤發電，燃油發電及天然氣發電，優先順序是從其每度電所排放之二氧化碳排放量大小考量；第二種目標式是以減量成本最小，則其傳統能源被取代順序與第一種相反。

3-2 二氧化碳排放量之建立

3-2-1 歷史二氧化碳排放量（1980~2002）之建立

3-2-1-1 IPCC 方法及資料選用

本研究採用 IPCC 準則中第一種方法 “Reference Approach” 及第二種方法 “by Main Source Categories” 為二氧化碳排放量推估基準，並以台灣經濟部能委會出版之「台灣地區能源平衡表」（1980~2002）作為化石燃料使用資料依據，以統計出台灣地區 1980~2002 全國和各部門之二氧化碳排放量，並進行能源部門及發電部門之二氧化碳排放量估算，以供做後續應用再生能源於發電部門二氧化碳排放量空間之基本情境假設。IPCC 提供一二氧化碳排放量估算軟體下載，本研究將其中計算能源部門二氧化碳排放量所用 Excel 詳細製作成表於附錄二，以供未來對估算二氧化碳研究者參考。

3-2-1-2 IPCC 制訂之估算溫室氣體準則

IPCC 制訂之估算溫室氣體準則架構圖如圖 3.2。IPCC 估算溫室氣體分為三種方法：Reference Approach、by Main Source Categories 及 Tier 3 等三種。這三種方法之差別在於其將化石燃料使用分為全國使用、各部門使用分類粗細。這三種計算方法原理相同，步驟如下。

1. 估計各種化石能源之使用量 (X_{ori})，並以原始單位表示，例如原油以桶表示、煤以公噸表示、天然氣以立方米表示；
2. 根據不同之熱含量 (Δh)，將能源消費量由原始單位轉換成熱值單位 (X_{cal})；亦即


$$X_{cal} = \Delta h \times X_{ori}$$

3. 將各種能源之使用量乘上其各自之碳排放係數 (C_{ce})，得到各化石能源之碳含量 (X_{carbon})；

$$X_{carbon} = C_{ce} \times X_{cal}$$

4. 扣除碳固定化部份 (X_{stroed})；

$$X_1 = X_{carbon} - X_{stroed}$$

5. 考慮到燃燒不完全，乘上碳氧化率 (C_{oxi})；

$$X_2 = C_{oxi} \times X_1$$

6. 乘上 $\frac{44}{12}$ ，亦即將排放之碳轉會成相等之二氧化碳之量

(X_{net})，即得所求。

$$X_{net} = \frac{44}{12} \times X_2$$

綜合上面六式可得二氧化碳排放量 X_{net}

$$X_{net} = [(X_{ori} \times \Delta h \times C_{ce}) - X_{stored}] \times C_{ori} \times \frac{44}{12}$$

3-2-1-2-1 Reference Approach

Reference Approach 是由各種化石燃料最終使用量計算出能源排放之二氧化碳排放量。其將化石燃料依燃料型態分為固態、液態及氣態三類，固態及液態再細分為初級燃料及次級燃料。IPCC GHG Inventories Software 之 Reference Approach 化石燃料與能源平衡表之化石燃料平衡式列於附表 1；碳固定化步驟所用到之平衡式列於附表 2。將能委會出版之能源平衡表中各化石燃料之最終使用量代入附表 1 及附表 2 之平衡式中並經由上面所提到之六步驟運算可得到台灣地區之二氧化碳總排放量。

3-2-1-2-2 by Main Source Categories

by Main Source Categories 是各種化石燃料之最終使用部門計算出使用能源所排放之二氧化碳排放量。部門細分為七種部門：能源工業部門、製造業與建築業部門、運輸部門、商業與公共部門、住宅部門、農林漁牧部門及其他部門；IPCC GHG Inventories Software 之各部門與能源平衡表之部門平衡式列於附表 3。by Main Source Categories 亦將化石燃料依燃料型態分為固態、液態及氣態三類，固態及液態再細分為初級燃料及次級燃料，IPCC GHG Inventories

Software 之 by Main Source Categories 化石燃料與能源平衡表之化石燃料平衡式列於附表 4。在 by Main Source Categories 方法中，僅有製造業與建築業部門中有部份化石燃料會成為石化原料來源，需考慮到碳固定化步驟，其所用到之平衡式列於附表 5。在運輸部門中，需要考慮國際航運會使用到之化石燃料所產生之二氧化碳，其所用到之平衡式列於附表 6。將能委會出版之能源平衡表中各部門使用之化石燃料最終使用量代入附表 3、附表 4、附表 5 及附表 6 之平衡式中並經由上面所提到之六步驟運算可得到台灣地區各部門二氧化碳排放量。

3-2-2 未來（2003~2030）二氧化碳排放量之建立

3-2-2-1 全國二氧化碳排放量之建立

本研究以 1980 年~2002 年之歷史二氧化碳排放量基本資料分別以二次迴歸、對數迴歸及指數迴歸求取 2003 年~2030 年之未來二氧化碳排放基線量之預測均值、最大值及最小值。

若以 Reference Approach 方法或 by Main Source Categories 方法所得到之全國二氧化碳排放量資料求取於不同年份之二氧化碳排放量二次推估式，可得其方程式為 $y = ax^2 + bx + c$ ，對數推估式為 $y = a \ln(x) + b$ ，指數推估式為 $y = be^{ax}$ ，其中 y 為二氧化碳排放量（單位：公噸）， x 為西元年份， a 、 b 、 c 為參數。

3-1-2-2 能源次部門中之發電部門未來二氧化碳排放量之建立

發電部門之二氧化碳排放量估算係由能源平衡表中“發電”項目所使用之化石燃料使用量代入 IPCC 方法所訂定之六步驟求得。

本研究以 1980 年~2002 年發電部門之歷史二氧化碳排放量資料分別以二次迴歸、對數迴歸及指數迴歸求取 2003 年~2030 年之未來二氧化碳排放量之預測均值、最大值及最小值。未來排放量推估分別以二次推估式、對數推估式及指數推估式進行之。

3-3 應用再生能源進行二氧化碳減量可行性評估

3-3-1 再生能源能源價格整理及估算

本研究依據各種再生能源發展成熟度、台灣適宜發展條件及發電經濟層面等考量後，評估太陽能及風力為目前最適台灣發展及對二氧化碳排放減量最有助益之再生能源，故本研究以這兩項再生能源為應用於二氧化碳減量之主要工具。本小節研究流程如圖 3.3，先進行傳統能源發電、再生能源發電成本及目前台灣再生能源示範系統發展條件及其目前發電情形等資訊蒐集，繼而以國外再生能源發展中其發電成本趨勢為借鏡作為台灣再生能源發電成本可能之成本情境假設，最後將再生能源與傳統能源發電成本比較以進行再生能源對於傳統能源之經濟競爭力評估。分別就太陽能及風力兩種不同之再生能源價格整理及估算分述如下：

3-3-1-1 太陽能

因為目前之太陽能發展仍在實驗室規模，尚未發展至大量模版化生產，故發電成本價格設定在定值並不合理，應隨時間變動而達到可預期之往下滑落並期逐漸具備可與傳統發電之價格具競爭力。本研究參考日本及德國太陽能發電成本趨勢擬定兩種情境假設：

○ 情境一：成本速降情境

根據日本 2001 年資源能源廳預估資料，2003 年至 2007 年太陽能發電系統價格每年會降價 20%，2008 年至 2020 年則是每年降價 5%。故本研究之成本速降情境即是預估太陽能發電系統價格自 2003 年至 2007 年每年有降價 20%之幅度，2008 年至 2030 年（本研究之二氧化碳排放基線資料庫未來預估年限）每年降價幅度 5%。

$$UCost_{solar,X+1} = (UCost_{solar,X}) \times 0.8, \quad 2003 \leq X < 2007 ;$$

$$UCost_{solar,X+1} = (UCost_{solar,X}) \times 0.95, \quad 2008 \leq X \leq 2030 .$$

其中 $UCost_{solar,X}$ 表示在 X 年時之太陽能單位發電成本（單位：元/度），

$UCost_{solar,X+1}$ 表示在 (X+1) 年時之太陽能單位發電成本（單位：元/度），

X 表示年份。

○ 情境二：成本緩降情境

根據德國 2000 年四月實施之再生能源法（Renewable Energy），太陽能收購電價逐年調降 5%。故本研究之成本緩降情境即是預估太陽能發電系統價格自 2003 年起每年逐漸調降 5%。

$$UCost_{solar,X+1} = (UCost_{solar,X}) \times 0.95, \quad 2003 \leq X \leq 2030 .$$

其中 $UCost_{solar,X}$ 表示在 X 年時之太陽能單位發電成本（單

位：元/度)，

$UCost_{solar,X+1}$ 表示在 (X+1) 年時之太陽能單位發電成本 (單位：元/度)，

X 表示年份。

3-3-1-2 風能

目前台灣致力於風力發電系統發展之機構主要是台電。在所有再生能源中除了水力之外，就屬風力發展最為成熟並可以大規模化量產，同時風力發電之單位發電成本已經漸趨穩定，在國外已具備可與傳統能源發電之價格競爭，故本研究以蒐集到之台灣風力發電示範系統發電成本 (單位：元/度) 作為後繼之價格估算值。

3-3-1-3 再生能源與台電發電成本價格比較

2003 年~2020 年台電之發電成本及售電價格預估整理如表 3.1。由表中可知台電發電成本逐年提升，由 2003 年之 1.29 元/度提升至 2020 年之 1.48 元/度。本研究將台電 2021 年~2030 年之發電成本亦假設固定在 1.48 元/度，不再調升。

圖 3-4 為本研究整理出之再生能源發電及傳統能源發電於不同年份估算之單位發電成本繪圖比較。就太陽能單位發電成本而言，本研究分別從文獻蒐集以下成本資料：台電預估太陽能單位發電成本最大值 (13.8 元/度)、台電預估太陽能單位發電成本最小值 (9.2 元/度)、現行示範計畫太陽能單位發電成本最大值 (24.54 元/度)、現行示範計畫太陽能單位發電成本最小值 (18.65 元/度)、工研院太陽能發電

實驗計畫單位發電成本（17.17 元/度）等共 5 種成本可能性並輔以於 3-3-1-1 節所述之成本速降及成本緩降兩種情境假設分析西元 2003 年～2030 年可能之太陽能單位發電成本走勢最大值及最小值。本研究整理出以台電預估太陽能單位發電成本最小值輔以成本速降情境假設為在所有可能之太陽能單位發電成本走勢假設中之最小值，於 2003 年其單位發電成本為 9.2 元/度，於 2020 年時單位發電成本為 1.93 元/度，至 2030 年單位發電成本會下探 1.16 元/度；現行示範計畫太陽能單位發電成本最小值輔以成本緩降情境假設為在所有可能之太陽能發電成本走勢假設中之最大值，於 2003 年是 24.54 元/度、2020 年為 10.26 元/度而在 2030 年為 6.14 元/度之單位發電成本。另外就風能單位發電成本而言，因目前風力單位發電成本最大值預估在 3.7 元/度，最小值在 1.25～2.34 元/度之間，與一般傳統單位發電成本相差無幾，故本研究以風力單位發電最大值 3.7 元/度、最小值 1.25 元/度為後續預估之風力單位發電成本。

由圖 3.4 可以清楚看出，由經濟面考量，太陽能成本最大值及風能成本最大值一直無法與傳統能源發電成本競爭，太陽能成本最小值要到 2026 年才開始具備與傳統能源發電成本之經濟競爭力，而風能成本最小值則從一開始即具備與傳統能源發電成本之經濟競爭力。

3-3-2 二氧化碳減量

為了滿足目標年發電量同時又要兼顧二氧化碳減量之目標，再生能源是一項適宜之選擇。然而對發電業者而言，若無足夠誘因，是無法使發電業者捨去利益改採發電成本較高之再生能源發電。有鑑於此，本研究加入碳稅作為經濟手段以使發電業者在權衡之下有選擇再

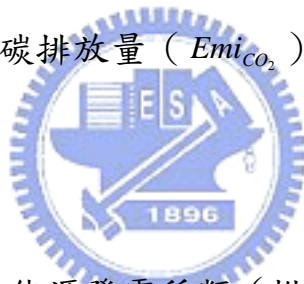
生能源作為發電來源之誘因。

從 3-2-1-3 節之再生能源與傳統能源發電成本價格比較可以得知，再生能源光以發電成本為考量點出發，並無法與傳統能源競爭。因此本研究加入碳稅為減量策略之一進行評估。而若對發電時會產生二氧化碳之傳統能源課徵碳稅，一方面增加再生能源與傳統能源之競爭力，另一方面亦可評估碳稅對於二氧化碳減量可達到之效果。

本研究分別以二氧化碳排放最小及減量成本最小等兩種碳稅徵收方案來討論，其應用再生能源之最小碳稅估算之流程圖如圖 3.5 所示：

- 方案一：二氧化碳排放量 (Emi_{CO_2}) 最小；

計算步驟如下：



1. 依基準年之傳統能源發電種類（燃煤發電、燃油發電及天然氣發電）計算其二氧化碳排放量（單位：公噸 CO_2 ）及發電量（單位：度電）。

$$\Sigma \left(\frac{Emi_{CO_2,1x}}{F_{CX}} \right) \times C_1 = \Sigma E_{1x} = E_1$$

其中 $Emi_{CO_2,1x}$ = 基準年二氧化碳排放量（單位：公噸）， $X=1 \sim 3$

$X=1$ 代表燃煤發電，

$X=2$ 代表燃油發電，

X=3 代表燃氣發電；

C_1 =公斤、公噸單位轉換係數 (=1000 公斤/公噸)；

F_C =conversion factor 轉換因子 (單位：公斤/度)
(IPCC/OECD, 1996)，

燃煤發電時， $F_{C1}=0.9011$ ，

燃油發電時， $F_{C2}=0.7289$ ，

燃氣發電時， $F_{C3}=0.4338$ ；

E_1 =基準年總發電量 (單位：度，kWh)，

E_{1X} =基準年不同發電方式所產生之發電量 (單位：度)，

X=1~3。



2. 依目標年之傳統能源發電種類 (燃煤發電、燃油發電及天然氣發電) 計算其二氧化碳排放量 (單位：公噸 CO_2) 及發電量 (單位：度電)。

$$\Sigma(Emi_{CO_2,2x} \times F_{CX}) \times C_1 = \Sigma E_{2X} = E_2$$

其中 $Emi_{CO_2,2x}$ = 目標年二氧化碳排放量 (單位：公噸)， X=1~3；

C_1 =公斤、公噸轉換係數 (=1000)；

E_{2X} =目標年不同發電方式所產生之發電量（單位：度，kWh）， $X=1\sim 3$ 。

3. 計算基準年及目標年之二氧化碳排放量及發電量差距，並設定為了維持目標年之發電量不受影響，基準年及目標年之差距發電量全部以再生能源取代之。

$$\Sigma(E_{2X} - E_{1X}) = \Sigma\Delta E_X = \Delta E, X=1\sim 3$$

其中 ΔE_1 =基準年及目標年燃煤發電相差之發電量，

ΔE_2 =基準年及目標年燃油發電相差之發電量，

ΔE_3 =基準年及目標年燃氣發電相差之發電量。

4. 設需被取代之發電量為 E_{Re} ，

目標式： $E_{Re} = \Delta E$ ，亦即基準年及目標年之相差發電量要能完全被再生能源產生之發電量所取代

限制式：

- (1)當燃煤發電發電量大於被取代之發電量為 E_{Re} ，則

$$E_{Re} = \Delta E$$

- (2)當燃煤發電發電量小於被取代之發電量為 E_{Re} ，則考慮燃油發電發電量 $\Delta E_2 > \Delta E - \Delta E_1$ 。若是，則

$$E_{Re} = \Delta E_1 + (\Delta E - \Delta E_1)$$

- (3) 當燃煤發電、燃油發電之發電量相加仍小於被取代之發電量為 E_{Re} ，則考慮燃氣發電發電量 $\Delta E_3 > \Delta E - \Delta E_1 - \Delta E_2$ 。若是，則

$$E_{Re} = \Delta E_1 + \Delta E_2 + (\Delta E - \Delta E_1 - \Delta E_2)$$

在此設定三種傳統能源被取代順序：

優先順位 1 是燃煤發電，優先順位 2 是燃油發電，最後順位是天然氣發電。

優先順序是從其每度電所排放之二氧化碳排放量大小考量，燃煤發電每度電排放二氧化碳排放量為最大，燃油發電次之，天然氣發電為最少。因以二氧化碳排放量最小為目標式，故設定此取代順序。

5. 分別考慮再生能源之成本最大與成本最小時之可能方案（註：太陽能發電成本最大時為使用“示範系統輔以緩降情境（於 2003 年為 24.54 元/度、2020 年為 10.26 元/度、2030 年為 6.14 元/度）”之假設為成本估算基準，太陽能發電成本最小時為使用“台電成本 vs. 速降情境（於 2003 年為 9.2 元/度、2020 年為 1.63 元/度、2030 年為 1.16 元/度）”之假設為成本估算基準；風能發電成本最大時為使用本研究蒐集之風能發電成本數據中最大值 3.7 元/度為成本估算基準，風能發電成本最小時則為使用本研究蒐集之風能發電成本數據中最小值 1.25 元/度為成本估算基準），並計算以再生能源

取代傳統能源所需維持在同樣發電量時，選擇再生能源所需付出之成本。

$$Cost_y = UCost_y \times E_{Re}$$

其中 $Cost_y$ =不同再生能源方案所需付出之總發電成本
(單位：元)， $y=1\sim 4$

$y=1$ 時代表太陽能發電成本最大值，

$y=2$ 時代表太陽能發電成本最小值，

$y=3$ 時代表風能發電成本最大值，

$y=4$ 時代表風能發電成本最小值，

$UCost_y$ =不同再生能源方案所需付出之單位發電
成本 (單位：元/度)。

6. 分別就選擇太陽能所需付出之最高成本方案、太陽能所需付出之最低成本方案、風能所需付出之最高成本方案及風能所需付出之最低成本方案計算若要使再生能源具與傳統能源競爭之能力時，需對傳統能源所課徵之碳稅最小值。

$$CT = \frac{Cost_{base} + Cost_y}{Emi_{CO_2,2}}$$

其中 $Cost_{base} = \Sigma(UCost_x \times E_{1x})$

$UCost_x$ =不同目標年之台電發電成本（單位：元/度）。

○ 方案二：減量成本最小 $Cost_y Min$ ；

計算步驟與方案一僅差在步驟四：能源取代順序不同：

優先順位 1 是天然氣發電，

優先順位 2 是燃油發電，

最後順位是燃煤發電。

優先順序是從傳統能源每度電之單位發電成本大小考量，天然氣發電每度電單位發電成本為最大，燃油發電次之，燃煤發電為最少。因以減量成本最小為目標式，故設定此取代順序。

步驟 1~3、5 及 6 同方案一，不再贅述，步驟 4 敘述如下：

4. 設需被取代之發電量為 E_{Re} ，

目標式： $E_{Re} = \Delta E$ ，亦即基準年及目標年之相差發電量要能完全被再生能源產生之發電量所取代

限制式：

(1) 當燃氣發電發電量大於被取代之發電量為 E_{Re} ，則

$$E_{Re} = \Delta E$$

(2) 當燃氣發電發電量小於被取代之發電量為 E_{Re} ，則考慮燃

油發電發電量 $\Delta E_2 > \Delta E - \Delta E_1$ 。若是，則

$$E_{Re} = \Delta E_1 + (\Delta E - \Delta E_1)$$

(3)當燃氣發電、燃油發電之發電量相加仍小於被取代之發電量為 E_{Re} ，則考慮燃煤發電發電量 $\Delta E_3 > \Delta E - \Delta E_1 - \Delta E_2$ 。若是，則

$$E_{Re} = \Delta E_1 + \Delta E_2 + (\Delta E - \Delta E_1 - \Delta E_2)$$

在此設定三種傳統能源被取代順序：

優先順位 1 是燃煤發電，優先順位 2 是燃油發電，最後順位是天然氣發電。

優先順序是從其每度電所排放之二氧化碳排放量大小考量，燃煤發電每度電排放二氧化碳排放量為最大，燃油發電次之，天然氣發電為最少。因以二氧化碳排放量最小為目標式，故設定此取代順序。

第四章 結果與討論

4-1 二氧化碳排放量之建立

4-1-1 全國二氧化碳排放量---歷史資料與未來推估

本研究結果分參考方法 (Reference approach) 及部門方法 (by Main source categories) 計算全國因能源消耗產生之二氧化碳。

參考方法(Reference approach)計算所得之全國二氧化碳排放量：

1980~2002 年之二氧化碳歷史排放量計算如圖 4.1 所示，此外將 1980 年~2002 年之二氧化碳排放量資料施以二次式迴歸，可得迴歸趨勢線迴歸公式為 $y = 263.97x^2 - 10^6x + 10^9$ ，其中 y 為二氧化碳排放量、 x 為西元年份，其 R^2 值為 0.9964。

本研究除了建構歷史二氧化碳排放量外，也利用其預估 2003 年~2030 年之二氧化碳排放量，以二次迴歸、對數迴歸及指數迴歸求取 2003 年~2030 年之未來二氧化碳排放量，如圖 4.1 所示。由圖可看出這三種推估迴歸中，以對數迴歸所推估出來之值最大、二次迴歸次之、指數迴歸最小。為了不使後續之研究推估產生偏差，故選擇二次迴歸所推測之二氧化碳排放量值為後續研究參考標準。

我國之全國二氧化碳排放量於 1990 年依本研究估算是 116,260 千公噸，於 2000 年達到 2,266,191 千公噸，成長了百分之九十五。從氣候變化綱要公約所制訂之二氧化碳排放量減量標準：2000 年時所有溫室氣體之排放需維持在 1990 年之水準來看，並無法達到公約之要求，且遠遠超過排放水準。另外，京都議定書明文規定各國在 2008

~2010 年間之「總二氧化碳相當排放量」需小於議定書中所規定的排放量，大致為相對於 1990 年之水準，相較於氣候變化綱要公約是更為嚴厲之目標，以我國目前二氧化碳所進行之減量行動及措施來看要達成此目標更為困難。

部門方法 (by Main Source Categories) 計算所得之全國二氧化碳排放量：

1980~2002 年之二氧化碳歷史排放量計算如圖 4.1 所示，此外將 1980 年~2002 年之二氧化碳排放量資料施以二次式迴歸，可得迴歸趨勢線迴歸公式為 $y = 234.11x^2 - 923119x + 9 \times 10^8$ ， y 為二氧化碳排放量、 x 為西元年份，其 R^2 值為 0.9962。

本研究除了建構歷史二氧化碳排放基線資料外，也利用其預估 2003 年~2030 年之二氧化碳排放量，以二次迴歸、對數迴歸及指數迴歸求取 2003 年~2030 年之未來二氧化碳排放基線資料庫之預測均值、最大值及最小值，如圖 4.1 所示。其中二次迴歸值為預測均值、指數推估值為預測最大值範圍、對數推估值為預測最小值範圍。

我國之全國二氧化碳排放量 1990 年是 122,658 千公噸，於 2000 年達到 238,138 千公噸成長了百分之九十四。從氣候變化綱要公約所制訂之二氧化碳排放量減量標準：2000 年時所有溫室氣體之排放需維持在 1990 年之水準來看，並無法達到公約之要求，並遠遠超過排放水準。

兩種推估法所得推估量之比較：

本研究計算全國能源部門二氧化碳排放量採用之參考方法其 R^2 值為 0.9964，部門方法之 R^2 值為 0.9962，相差無幾。所估算之二氧化碳排放量差異亦不大，平均在 3% 左右。兩種方法所計算出之二氧化碳排放量其成長趨勢也十分相同，其討論請見附 4-1-1。

兩種方法皆能估算出全國能源部門二氧化碳排放量，差別在於參考方法是由全國能源部門所使用之化石燃料估算所得而部門方法估算之排放量是將全國能源部門二氧化碳排放源依照各部次門之不同分別由各次部門之化石燃料使用量估算後再加總。

4-1-2 各次部門二氧化碳排放量推估

本節是由 by Main Source Categories 方法將全國二氧化碳排放源分成能源工業次部門 (Energy Sector)、製造業與建築業次部門 (Manufacturing and Construction Sector)、運輸次部門 (Transport Sector)、商業與公共次部門 (Commercial/Institutional Sector)、住宅次部門 (Residential Sector)、農林漁牧次部門 (Agriculture/Forestry Sector) 及其他 (Others)，其中又把商業與公共部門、住宅部門及農林漁牧部門等三部門合稱為其他次部門 (Other Sector)。

1980~2002 各次部門二氧化碳排放量於各年度比重及其討論見附 4-1-2 及附圖 1。關於能源次部門之化石燃料使用比率結構請參見附圖 2。

4-1-3 能源次部門二氧化碳排放量推估

1980 年~2002 年能源次部門之歷史排放基線資料庫如附錄圖 3。對 1980 年~2002 年之資料加上二次趨勢線，可得趨勢線公式為

$y = 231.39x^2 - 916152x + 9 \times 10^8$ ，其 R^2 值為 0.9964，平均成長率 7.75%。另外有關於能源次部門二氧化碳排放量推估相關趨勢請見附 4-1-3。

4-1-4 發電部門二氧化碳排放量推估

本研究將發電部門所產生之二氧化碳排放量從能源次部門中獨立出來討論，並進行發電部門二氧化碳排放量估算及推估。圖 4.2 是 1980~2030 發電部門之二氧化碳排放量佔以 Reference approach 及 by Main Source Categories 方法所求得之全國二氧化碳排放量之比例。由圖可知，發電部門所產生之二氧化碳佔全國二氧化碳排放量比例從 1980 年之 28% 左右一路攀升，本研究所得之預測結果是到了 2030 年發電部門所產生之二氧化碳佔全國二氧化碳排放量比例會到達 48%~49% 之間，佔了將近一半。故若能成功抑制發電部門所產生之二氧化碳量，對全國所產生之二氧化碳減量可達到極大之成效。

4-2 應用再生能源進行二氧化碳減量之經濟面評估

4-2-1 不加入碳稅

本研究將蒐集之太陽光電能及風能之單位發電成本依成本高估、低估，價格趨勢速降、緩降等假設研擬出 15 種可能性之發電成本趨勢，之後再將發電單位成本價格假設情境方案簡化為太陽能單位發電成本最大、太陽能單位發電成本最小、風能單位發電成本最大及風能單位發電成本最小共 4 種發電單位成本價格假設情境並整理繪圖如圖 3.4。由圖可看到太陽能單位發電成本最小之情境假設，若不對傳統能源課徵碳稅的話，須至 2026 年才具備與傳統能源競爭之價

格競爭能力；而風能發電之單位發電成本最小之情境假設下已經具備與一般傳統能源競爭之價格競爭能力。本研究於下節討論若要使再生能源具備與傳統能源之價格競爭能力時，需對傳統能源課徵之碳稅最小值範圍。

4-2-2 加入碳稅

以下分別就二氧化碳排放量最小化及減量成本最小化兩種目標式所得到之結果討論。另外，根據“氣候變化綱要合約(Convention on Climate Change)”所規範，於2000年時所有溫室氣體之排放需維持在1990年之水準。而我國之規劃則是希望於2020年所有之溫室氣體排放回歸到2000年排放量水準。故本研究將排放基準年設定在1990年及2000年，以作為二氧化碳減量基準。

本小節旨在研究透過經濟手段---徵收碳稅以達到維持目標年之二氧化碳排放基準時、同時也兼顧電力供應量不變。對於提供電力之業者來說，傳統化石燃料發電外之發電技術相對成熟、發電成本相對低廉，若無政策制訂、規範或傳統化石燃料能源來源、價格異動，電力提供業者實無必要採行他種發電方式。鑑於此，本研究於4-2-2小節探討若要使再生能源在經濟面具備與傳統能源發電之經濟競爭力時，政策制訂者可以考慮針對不同目標可徵收之碳稅最小值。

4-2-2-1 二氧化碳排放量最小化

○ 減量基準年：1990年

以1990年為基準年，二氧化碳排放量最小為目標，要使再生能源發電成本價格能與傳統能源競爭時，對傳統能源應課徵之最小碳稅

值結果如圖 4.3 及圖 4.4。由圖可以看到當太陽能單位發電成本最大值時，所需對傳統能源課徵之碳稅於 2005 年時並不因傳統能源發電成本逐年升高而下降，反之碳稅由 2000 年之 17,800 元新台幣/每公噸碳升至 2005 年之 19,500 元新台幣/每公噸碳，之後方再逐年下降。本研究碳稅定義為選擇再生能源發電取代傳統能源發電時所需多付出之成本與目標年二氧化碳排放量之比例，故碳稅價格正比於再生能源與傳統能源發電成本差值及基準年與目標年差值發電量，而反比於目標年二氧化碳之排放量。假設碳稅價格正比於再生能源與傳統能源發電成本差值以 X 表示，目標年差值發電量以 Y 表示，目標年二氧化碳之排放量以 Z 表示，則最小碳稅(CT)之計算式為： $CT = \frac{X \times Y}{Z}$ 。

而當 2005 年之太陽能單位發電成本最大值時之發電成本與傳統能源發電成本之差值為 2000 年之 0.894 倍、2005 年之目標年差值發電量為 2000 年之 1.68 倍、2005 年之目標年二氧化碳排放量是 2000

年之 1.38 倍，以數學式表示之則 $\frac{CT_{2000}}{CT_{2005}} = \frac{\frac{X \times Y}{Z}}{\frac{0.894X \times 1.68Y}{1.38Z}} = \frac{\frac{X \times Y}{Z}}{1.088 \frac{X \times Y}{Z}}$ ，

亦即 2005 年所要對傳統能源徵收之最小碳稅值為 2000 年所要對傳統能源徵收之最小碳稅值之 1.088 倍，因此碳稅不降反升。

風能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅年年上升，此是因為風能單位發電成本最大值固定為 3.7 元新台幣/度電，而傳統能源發電單位成本從 1.29 元新台幣/度電逐年升至 1.48 元新台幣/度電；兩者價格差距在 8% 左右。但發電量成長幅度遠大於 8%，代入上段之數學式可以得知所需徵收之碳稅年年上升。相對的，太陽能單位發電成本最小值時所需對傳統能源課徵之碳稅，及風能單位發

電成本最小值時所需對傳統能源課徵之碳稅則逐年下降。

○ 減量基準年：2000 年

以 2000 年為基準年，二氧化碳排放量最小為目標，要使再生能源具備與傳統能源競爭所需對傳統能源課徵之最小碳稅值結果如圖 4.5 及圖 4.6。由圖可以看到太陽能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅於 2010 年時並不因傳統能源發電成本升高而下降，反之碳稅由 2005 年之 7,900 元新台幣/每公噸碳升至 2010 年 10,000 元新台幣/每公噸碳，之後再逐年下降。此原因同基準年設定於 1990 年時，2005 年時所需徵收之碳稅不降反升之原因。而與減量基準年為 1990 年之數據相比，2000 年為減量基準年所收取之碳稅約略為 1990 為減量基準年所收取碳稅從起始比較目標年（2005 年）之一半左右，至 2030 年兩減量基準年所收取之碳稅即十分接近。

4-2-2-2 減量成本最小化

○ 減量基準年：1990 年

以 1990 年為基準年，減量成本最小為目標，要使再生能源具備與傳統能源競爭所需對傳統能源課徵之最小碳稅值結果如圖 4.3 及圖 4.4。由圖可以看到太陽能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅於 2005 年時並不因傳統能源發電成本升高而下降，反之碳稅由 2000 年之 17,600 元新台幣/每公噸碳升至 2005 年 19,200 元新台幣/每公噸碳，之後再逐年下降，原因同上所敘。

○ 減量基準年：2000 年

以 2000 年為基準年，減量成本最小為目標，要使再生能源具備與傳統能源競爭所需對傳統能源課徵之最小碳稅值結果如圖 4.5 及圖 4.6。由圖可以看到太陽能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅於 2010 年時並不因傳統能源發電成本升高而下降，反之碳稅由 2005 年之 9,900 元新台幣/每公噸碳升至 2010 年 11,000 元新台幣/每公噸碳，之後再逐年下降。此原因同基準年設定於 1990 年時，2005 年時所需徵收之碳稅不降反升之原因。

4-2-2-3 相同基準年、相同目標年針對不同目標所需對傳統能源課徵之碳稅值

依序分為太陽能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅、太陽能單位發電成本最小值時所需對傳統能源課徵之碳稅、風能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅及風能單位發電成本最小值時所需對傳統能源課徵之碳稅等四種情況討論。

○ 太陽能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅

以 1990 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.3，以 2000 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.5。由圖可發現在不同基準年、兩張圖趨勢大致相同，都是在第二點估算年上會出現尖峰，其後碳稅值慢慢下降。而在基準年為 1990 年、相同目標年針對不同目標所需課徵之碳稅一開始約為基準年 2000 年、相同目標年針對不同目標所需課徵之碳稅之兩倍，之後差距漸漸縮小至大約等值。此結果表示對碳稅徵收者來說以 2000 年為基準年所需課徵之碳稅一開始較容易執行，對碳稅繳納者而言也較易遵守。

○ 太陽能單位發電成本最小值時所需對傳統能源課徵之碳稅

以 1990 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.3，以 2000 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.5。由圖可發現在不同基準年、兩張圖趨勢大致相同，呈現逐年下降之趨勢。以減量成本最小為目標皆是在 2025 年出現碳稅負值，以二氧化碳排放量最小為目標則皆是在 2030 年出現碳稅負值；出現負值代表再生能源發電單位成本已比傳統能源發電成本低廉，就經濟面來看已可取代傳統能源作為發電主力來源。

○ 風能單位發電成本最大值時所需對傳統能源課徵之碳稅

以 1990 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.4，以 2000 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.6。由圖可發現在不同基準年、兩張圖趨勢大致相同，呈現逐年上升之趨勢。此代表風能單位發電成本最大值從經濟面來看並不具有可與傳統能源競爭之能力。

○ 風能單位發電成本最小值時所需對傳統能源課徵之碳稅

以 1990 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.4，以 2000 年為基準年所得到之結果比較如圖 4.6。由圖可發現在不同基準年、兩張圖趨勢大致相同，呈現逐年下降之趨勢，且從預估開始年碳稅即是負值。此結果代表從經濟面來看風能單位發電成本最小值已具備與傳統能源競爭之能力。

4-2-2-4 小結

我國政府減量目標是於 2020 時二氧化碳排放量能夠持平在 2000 年之二氧化碳排放量標準。考慮到與碳稅結合時，評估再生能源之經

濟誘因其結果分析如下：

以 2000 年為基準年、2020 年為減量目標年，風能分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍在-442~2,067 元/噸範圍之間。碳稅出現負值之情況發生於風能之發電成本甚至比傳統化石燃料還要來得低廉之情況，此也代表著風能不需施以經濟手段幫助即可具有與傳統能源之經濟競爭力。

而太陽能分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍在 226~8,177 元/噸範圍之間，差距較風能來得為大，最小值及最大值相差約 40 倍。其原因是因為本研究所蒐集到並用以推估之太陽能發電成本差距頗大之緣故。根據本研究估算，太陽能在單位發電成本最小之情境假設下最快要至 2025 年碳稅才會出現負值，亦即不需經濟手段之幫助，太陽能本身之單位發電成本即具有與傳統能源發電之經濟競爭力。

與北歐已實施碳稅之五國（表 2.6）比較，發現其每噸二氧化碳徵收之碳稅值在 2.44 美金~46.94 美金之間，換算約在台幣 85 元~1650 元左右。此數據與以 2000 年為基準年、2020 年為減量目標年，風能分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍（-442~2,067 元/噸）相較，本研究針對風能所估算出之碳稅值與北歐五國目前已實施之碳稅相差不大；然而此數據若與以同樣條件、目標下，針對太陽光電所估算出要徵收之碳稅範圍（226~8,177 元/噸）相比，針對太陽光電估算所要徵收之碳稅就顯得比北歐五國目前以實施之碳稅差距頗多，甚至可以到 5 倍左右。因此，假設以北歐五國目前徵收碳稅為未來台灣開徵碳稅之稅率考慮基準來評估本研究針對

風能及太陽光電等兩項再生能源碳稅徵收可行性，本研究針對風能估算之碳稅值較推行太陽光電所徵收之碳稅值具有可行性。

4-3 再生能源發展之技術可行性評估

在本研究中，分別以 1990 年及 2000 年作為減量規劃基準年並分別預估 2005 年至 2030 年等目標年時若要將二氧化碳排放量固定在基準年，同時不減少預估所需之發電量，並以再生能源取代相差發電量時，各基準年及各目標年相差之發電量如圖 4.7 示。

由圖 4.7 可以看出，若以 1990 年為二氧化碳氣體排放迴歸基準年，每年假設以再生能源發電取代傳統能源發電之相差發電量，在 2005 年至 2010 年有 52% 之年成長率，然後逐年趨緩，2025 年至 2030 年時為 24%；而若以 2000 年為二氧化碳氣體排放迴歸基準年，每年假設以再生能源發電取代傳統能源發電之相差發電量，在 2005 年至 2010 年間有 127% 之年成長率，然後逐年趨緩 2025 年至 2030 年時為 29%。其中最大之相差發電量為在 2030 年時迴歸到 1990 年時之排放量，此時以再生能源發電取代傳統能源發電之發電量為 526,960 百萬度；而我國政府目前對於二氧化碳減量目標則是希望能在 2020 年時，能使二氧化碳排放量持平在 2000 年之排放量水平，本研究中之二氧化碳排放量推估若要在 2020 年時使二氧化碳排放量能持平在 2000 年之排放量水平，則需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量。以下分別就三種風力發電發展可能性及兩種太陽光電發電可能性評估達到上述二目標之可能性：

4-3-1 風能

4-3-1-1 發展現況

目前台灣有三座示範發電系統，分別是雲林麥寮風力發電示範系統、澎湖中屯風力發電示範系統及新竹竹北春風風力發電示範系統（翁等人，2002），分別介紹如下：

麥寮系統由台朔重工申設，採用 4 部丹麥 Vestas 660KW 機組，運轉第一週年發電量超過 800 萬度，遠超過預估之 692 萬度；估算發電成本為 1.25 元/度，計入補助後更可低達 0.81 元/度，已可與傳統能源競爭。

中屯系統由台電公司建置，採用 4 部德國 Enercon 600KW 機組，運轉 9 個月後總發電量即已超過原先預估之 762 萬度年發電量，運轉 11 個月後累計發電達 840 萬度，發電效益遠較當初預估為佳。

春風系統由正隆集團之天隆造紙廠公司承建，採用 2 部丹麥 Vestas 1.75MW 機組，年發電量可達 882 萬度，預計年發電成本約 1.8 元/度（以該廠實際投資成本扣除補助款來計算，並以 10 年折舊估計之），2002 年年底完工商轉。本研究曾請教春風發電電廠天隆造紙廠工程課陳必松工程師有關該風力發電廠發電情況，陳工程師表示自 2002 年底開始運轉至 2003 年 9 月為止，因為風能不如預期導致風力發電狀況也不如之前預估般良好。但新竹風力潛能主要是在冬天東北季風盛行時，可以預期在那時風力發電廠也會有明顯較佳之風力發電量。另外，陳工程師也點出，因台灣現行之售電價格較國外低，故國內風力發電之競爭力遠不如國外風力發電之競爭力。如台灣售電價格

能夠提高，風力發電相形具有比目前為佳之競爭力。

4-3-1-2 開發潛能

風力機產生理論電力大小與受風面積成正比，與風速成立方比 (Gipe, 1994)，故在切入風速 (cut-in wind speed, 亦稱作啟動風速) 及切出風速 (cut-out wind speed, 亦稱作停止風速) 兩者範圍之間，風速越大，風力機理論上產生之電力越大。而若要預估、瞭解風力潛能，就必須先進行台灣地區風力潛能調查。經濟部能委會為加速推動國內風力發電應用，自 2000 年起委託工研院能資所及中央大氣物理所合作研究台灣地區風力潛能分佈模擬分析 (江等人, 2001)，結果顯示：台灣主要之風力潛能蘊藏區除澎湖等離島外，主要分佈在西部沿海附近，北部從桃園之大園到新屋沿海，新竹之新豐到香山一帶，苗栗之後龍至苑裡沿海一帶；整個中部沿海，自通霄、大甲、經梧棲、大肚，一直到彰濱及麥寮沿海一帶；南部嘉南沿海及屏東墾丁等地亦富風力潛能。多數地區年平均風速可達 5~6m/s 以上，風能密度達 250W/m^2 以上，台灣全省年平均風速每秒大於 5 公尺之區域總面積約佔 2000 平方公里 (如圖 2.2)，可開發之最低風能潛力估計約為一百萬瓩 (謝, 1999a)，甚具開發潛力。

近來風力發電廠址選擇不再侷限在陸地上，風力潛能優勢之近海地區也成為風力發電廠址評估時之選擇。相較於陸上之風力發電廠，離岸式風力發電廠 (offshore wind farm) 具有較高且較穩定、易預測之風速優勢；此外，陸地風力發電廠容易被電廠附近居民抗議之問題如景觀影響及運作時會發生之噪音問題也都可迎刃而解，並因不需考慮此兩項環境影響問題而可將風力機單機尺寸及容量擴大。以歐洲離岸式風力發電發展為借鏡，英國於 2002 年所發表之世界離岸式再生

能源報告 (The World Offshore Renewable Energy Report) 指出歐洲地區可被用作離岸式風力發電廠址區域範圍達 15 萬平方公里，其水深小於 35 公尺，所能得到之風電發展潛力完全可以滿足目前歐洲所需之發電量總和。最近幾個大型風力機製造商 (如丹麥之 Vestas、丹麥之 NEG Micon、德國之 Enercon 等前三大風力發電機製造商) 也都致力於發展離岸式大型風力機，目前最大單機容量已達 5MW (European Wind Energy Association, 2004)。

關於台灣離岸式風電潛力評估，江等人 (2003) 研究中表示，雖然目前台灣地區海域風場觀測仍嫌不足，僅 14 處海上氣象局風速測站，但測站記錄顯示台灣西部海域及離島地區觀測站量測風速介於 4 公尺/秒 (切入風速) 及 25 公尺/秒 (切出風速) 之發生機率皆高於 69%，亦即一天有近 16.6 小時、一年有 8.3 個月之可供風力發電時間潛能，此顯示台灣具備有良好之離岸風力發電發展潛勢。另外，根據翁與呂 (2002) 之文獻指出由於離岸式風電應用技術已發展成型，將可進入大量商業化應用階段，而台灣西部海域及澎湖離島地區風力資源豐沛，且有淺海地區可供設置。經保守就風能分佈較佳之台灣西部沿海 5~15 公尺深度之淺海海域 (北起淡水、南迄) 嘉南，考量港口、航道、漁養殖、漁撈、軍事用途等，取其 20% 區域即至少可設置 2,000MW 以上之離岸式風電，統計概估台灣地區之陸上加離岸式風電總潛力至少可有 3,000MW 以上，相當一個半核電廠之發電容量。若 3,000MW 風電全數開發，剛好約佔現今台灣總電力裝置量 10% 左右。此外，離岸式風電技術進步預期可在 15 公尺深甚至 20~30 公尺深度之海域設置，有極大之增長空間。若此，則台灣地區未來風電之可開發潛能有機會向上提升至 5,000MW 的可能性。

4-3-1-3 若要達到預估之目標發電量

以下分別就三種風力發電發展可能性，台灣現行風力發電狀況、目前世界上風力發電狀況及未來預估風力發電狀況評估達到二目標之可能性：

(1) 台灣現行風力發電狀況：

目前台灣有三處風力發電示範廠，其中風力發電潛能最佳之地方為澎湖中屯，平均每日有 9.6 小時之風能可供發電；再來是雲林麥寮次之，每日 8.3 小時；三者中表現最差為新竹竹北，每日 6.9 小時。以台灣陸地區域來說，平均都有 8 小時之風能可供發電。以目前台灣風力發電最大單機裝置容量為 1.75MW（新竹竹北春風示範發電廠）來估算的話，平均單機一年可以達到 5.11 百萬度之發電量。

目前歐盟國家均致力於開發風力發電技術，我國除了發展陸地風電外，也應好好考慮發展離岸式風電。以翁與呂（2002）所發表之文獻中所提及之台灣地區未來風電之可開發潛能有機會向上提升至 5,000MW 可能性、離岸式風電一天可達到 16 小時有效風速估計，風力發電具有一年約 29,200 百萬度發電量之潛力，此發電量約略等於政府設定二氧化碳減量目標之十分之一，即於 2020 年時使二氧化碳排放量能持平在 2000 年之排放量水平所需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量十分之一。

而我國再生能源之中長期目標是希望風力發電於 2020 年能提供 4,000 百萬度之年發電量，以台灣之風力發電潛力若欲達成我國對風力發電期許發電量是綽綽有餘；但以目前台灣現行陸上裝設最大之風

力發電機單機容量 1.75MW，需裝設約 7900 台風力發電機組才能達到政府目標。另外，從單組風力發電機組所需佔地預估欲達成我國再生能源風力發電中長期目標所需裝設 7900 台 1.75MW 風力發電機組用地，為避免風力發電機組產生彼此互相干擾風場之狀況發生，機組間距保守估計約為 3~4.5 倍葉片直徑(謝, 1999a)。因此，由 1.75MW 風力發電機組之葉片直徑約 70 公尺來預估 (Milles, 2003)，單機機組所需佔地平均約 0.072 平方公里，亦即 7900 台 1.75MW 風力發電機組需佔地約 570 平方公里。

(2)目前及未來世界上風力發電狀況

德國 Enercon 公司（全世界風力發電製造商第三大公司）已於 2003 年成功安裝單機裝置發電容量 4.5MW 之風力發電機組。以台灣陸地區域平均 8 小時之可供發電風能潛力估算，一台單機發電容量 4.5MW 之風力發電機組可以達到一年 13.14 百萬度之發電量。假如欲於 2020 年時使二氧化碳排放量能持平在 2000 年之排放量水平需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量，需設置約 19,900 台 4.5MW 之風力發電機。而以 1990 年為二氧化碳氣體排放迴歸基準年、於 2030 年達到以再生能源發電取代傳統能源發電之最大相差發電量 526,960 百萬度發電量則需裝置 40,100 台 4.5MW 之風力發電機。

依據 European Wind Energy Association 於 2004 年出版之 Wind Force 12 預測，風力發電機單機發電容量可於 10 年內(也就是至 2014 年)發展至 5MW 之單機發電容量機組。以台灣陸地區域平均 8 小時之可供發電風能潛力估算，一台單機發電容量 5MW 之風力發電機組

可以達到一年 14.6 百萬度之發電量。假如欲於 2020 年時使二氧化碳排放量能持平在 2000 年之排放量水平需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量，需設置約 17,900 台 4.5MW 之風力發電機。

若以上述條件評估達成我國再生能源之中長期目標之可行性，以目前世界現行最大之風力發電機單機容量 4.5MW，以台灣陸地區域平均 8 小時有效風速估算，需裝設約 3050 台 4.5MW 風力發電機組才能達到政府目標；以未來預估十年內可達到之最大風力發電機單機容量 5MW 並以 8 小時有效風速估算，需裝設 2750 台 5MW 風力發電機組。

風力發電機組在 4.5MW~5MW 之間時其葉片直徑約 120 公尺，以機組間距保守估計約為 3~4.5 倍葉片直徑（謝，1999a）分別計算欲達成我國再生能源之中長期目標之可行性所需約 3050 台 4.5MW 風力發電機組及 2750 台 5MW 風力發電機組所需用地約為 640 平方公里及 580 平方公里。

圖 4.8 為欲達成我國風力能源中長期目標所需用地面積及其於台灣平地佔比比比較圖，由圖可以看出若分別欲以單機發電容量 1.75MW、4.5MW 及 5MW 之風力發電機所產生之發電量滿足我國預定風力於 2020 年產生 4,000 百萬度之目標時所需架設風力發電機組用地約為 570 平方公里、640 平方公里及 580 平方公里，其佔台灣平地面積（10800 平方公里）比例為 5.24%、5.95%及 5.36%。

事實上，European Wind Energy Association 先前曾於 1999 年出版之 Wind Force 10 預測世界風電發展及市場走向，但於 1999 年~2002

年風電發展一直不斷地超乎預期呈現高度正向成長，所以於 2002 年 European Wind Energy Association 又出版 Wind Force 12 第一版，內容相較於 Wind Force 10 對風電發展發表更樂觀預測；並於 2004 出版更新版 Wind Force 12，內容強調離岸式風力發電之優良性、可行性及價格與傳統發電相比之良好競爭性。由此，可以合理預測風力發電機之單機容量成長率會比現行預測成長率更高、更樂觀。

4-3-2 太陽能

4-3-2-1 目前發展現況

太陽能熱水系統為國內太陽能發展中最成熟普遍的系統，其應用包含家用熱水器、溫水游泳池及工業製程預熱等。我國曾對太陽能熱水系統進行獎勵補助，於民國 75~81 年間實施政策性補助獎勵，89 年開始實施推廣補助，至 90 年底累計設置 103 萬平方公尺（約 23 萬戶）。每年太陽能熱水系統可省下之發電量換算約等於傳統能源 7.9 萬公秉油當量，並可降低二氧化碳排放量達 22.8 萬公噸（吳與吳，2002）。至於太陽光電能之發展在民國八十八年以前一直以實驗性質研發為主，多為氣象局氣候觀測站用電及各大學、工研院研究發展用。於民國八十九年起，台電為配合政府推動之再生能源政策，著手進行太陽光發電系統之規劃與設置作業，並於全台灣北、中、南選定五個地點進行示範系統設置，目前僅有一座於民國九十年十二月底完工，廠址位於台電綜合研究所樹林所區，裝置容量 20kWp（kWp：太陽光電發電系統之發電容量單位，同 kW），具有市電併聯功能，並可共同搭配蓄電池進行獨立運轉作為備用電源。台電綜合研究所樹林所區 20kWp 太陽光電示範系統自九十年十二月底正式運轉發電以來，截至九十一年七月底共七個月間累計交流發電量約 9,935 度，平

均每日可發電時數約 2.37 小時（張與鄭，2002）。

4-3-2-2 開發潛能

(1) 太陽能熱水器

目前台灣太陽能熱水器市場以自然循環式為主，分為集熱板、儲水槽與固定架三部份，這些構造屬於自體發電、完全不需要用到電力。然而，為使陰雨天仍能製造熱水，需要在太陽能熱水器之外加裝電熱器、以電能加熱，作為輔助加熱器之用。依台灣平均日照量而言，太陽能熱水器之集熱板每平方公尺約可將 75 公升之自來水加熱至攝氏 50 度；而一般人每人每天洗澡約需攝氏 50 度之洗澡用水 60 公升（經濟部能源局，2004）。

以目前市售太陽能熱水器標準規格 300 公升（可供 5 人使用）為例，如將水溫設定於攝氏 55 度時，作為輔助加熱器之電熱器平均全年耗電度數在 750 度以內，平均每公升洗澡用水僅需 0.00685 度電就可以加熱至設定之攝氏 55 度；相較於一般電熱水器每公升洗澡水需 0.061 度電加熱（黃，2001），相差有 10 倍之多。目前全國裝設太陽能熱水器普及率約 3%（黃，2002），以全國人口 2,300 萬人估計，保守估計全國有 10% 之用戶裝設太陽能熱水器，每年最多可省下之 3,105 百萬度之電力，相對於我國減量目標於 2020 年使二氧化碳排放量能持平在 2000 年之排放量水平需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量之 1.1% 左右。

從二氧化碳減量方面來看，根據工研院研究預估太陽能熱水器二氧化碳減量成效數據，每平方公尺之集熱板一年約可減少 220 公斤之

二氧化碳排放量（黃，2002），以全國 2,300 萬人來保守估計 10%之用戶裝設太陽能熱水器，每人每天需要 0.8 平方公尺集熱板所加熱之熱水估計，台灣太陽能熱水器集熱板面積具有可以裝設至 184 萬平方公尺之潛力，亦即可以達到 0.405 百萬公噸二氧化碳減量之可能性。

(2) 太陽光電發電廠

要建置太陽光電發電廠，必須先對建置廠址進行評估，同時，也要對廠址太陽能、太陽光電發電潛力進行估計，以下針對台灣地區太陽光電開發潛力進行評估及推算。

太陽光電系統年發電量估算有兩種方法：一是利用日射量計算；另一則是利用太陽光電發電系統利用率計算。

以台電之台灣地區日射量資料計算太陽光電可發電潛力，台灣地區年平均日射量約 320 cal/cm^2 —日（謝，2001a），以台灣面積三萬六千平方公里來計算，可知台灣之太陽能蘊藏量約 4.89×10^{13} 度。以目前太陽能電池轉換效率 10% 估算，理論上即可產生 4.89×10^{12} 度電，約 4,890,000 百萬度。

另外，台電曾針對台灣地區各地年平均每天日照峰時做過調查（謝，2001a），本研究整理如表 4.1，並同時估計 1kWp 太陽光能年平均發電量於表 4.1。

由表 4.1 可以得知台灣地區越往南部其年平均全天日照峰時也越高，相對年平均可發電量也就越大。平均來說，台灣地區年平均全天日照峰時可到達 4.22 小時；1kWp 之太陽光能年平均發電量可到達

1541 度電，若要將系統損失考慮進去（一般而言要考慮的是直交流轉換器效率及系統使用率，由此推估系統損失係數約 0.85），1kWp 之太陽光能年平均發電量也可達到 1310 度電。

4-3-2-3 達到目標發電量之可能性分析

以下分別就二種太陽光電發展可能性，台灣現行太陽光電發電狀況及未來預估太陽光電發電狀況評估達到上述二目標之可能性：

(1) 台灣現行太陽光電發電狀況：

目前台灣太陽光電發電廠示範系統僅有一座，位於台電綜合研究所樹林所區，發電容量 20kWp，日平均發電時數 2.37 小時，年平均發電量約 17,300 度。假如在 2020 年欲使二氧化碳排放量持平在 2000 年之排放量水平，則需以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量，此時將需設置約 1,510 萬處 20kWp 之中央型太陽光發電廠。假設以 1990 年為二氧化碳氣體排放迴歸基準年、於 2030 年達到以再生能源發電取代傳統能源發電之 526,960 百萬度最大相差發電量則需置設約 3,050 萬處 20kWp 之中央型太陽光發電廠。

(2) 未來預估太陽光電發電狀況：

目前實際應用之太陽光電發電電池發電效率為 10% 左右（謝，2001a），而實驗室已發展到 12~15% 之發電效率，預計到 2020 年時可發展至 20% 之發電效率（Zwaan and Rabl，2003）。

圖 4.9(a) 為以台灣地區年平均日射量估計太陽光電發電板所需面積大小比較圖。若以台灣地區年平均日射量約 320 cal/cm^2 —日估計

之，並假設欲以目前發電效率 10%之太陽光電板產生之發電量取代之，則在 2020 年時回歸到 2000 年之二氧化碳排放量，亦即以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量，需約 1,920 平方公里平面面積大小之太陽光電發電板；若以 2020 年文獻所預估可達到之 20%發電效率，則需約 960 平方公里平面面積大小之太陽光電發電板；而在 2020 年之後若可以達到 30%之發電效率（Zwaan and Rabl, 2003），則太陽光電發電板需 640 平方公里面積大小。已知台灣面積大小三萬六千平方公里、平地佔台灣全島三分之一強，以平地佔台灣全島三成估計，則台灣平地面積約 10,800 平方公里。換言之，欲在 2020 年時以發電效率 20%之太陽光電板產生發電量所需之太陽光電發電板面積約佔台灣平地面積之 8.9%，據此評估具有極佳可行性。



另外，目前台電於台電樹林綜研所之太陽光電示範發電系統所採用之太陽光電發電板分為單晶矽及多晶矽兩種種類之太陽電池模板，整體組列輸出功率分別為 10.5138kW 及 10.4832kW，面積分別為 77.98 平方公尺及 80.84 平方公尺，亦即每單位 kW 之太陽光電電池模板需要 7.42~7.71 平方公尺之面積。本研究於估算欲達到目標相差發電量之太陽光電發電板所需面積時以每單位 kW 之太陽光電電池模板佔地 8 平方公尺之面積計算。

圖 4.9(b)為以台灣太陽光電示範系統所採用之電池模板尺寸估計太陽光電發電板所需面積大小比較圖。假設欲以太陽光電產生之發電量於 2020 年之二氧化碳排放量能持平在 2000 年之二氧化碳排放量水平，需約 1,590 平方公里平面面積大小之太陽光電發電板；若以 2020 年文獻所預估可達到之 20%發電效率，則需約 800 平方公里平面面積

大小之太陽光電發電板；而在 2020 年之後預計可以達到 30% 之發電效率，則太陽光電發電板需 530 平方公里平面面積大小。換言之，欲在 2020 年時以發電效率 20% 之太陽光電板產生發電量所需之太陽光電發電板面積約佔台灣平地面積之 7.4%。

圖 4.9(a)及圖 4.9(b)兩圖乃分別從台灣地區年平均日射量及目前台灣太陽光電示範系統所採用之電池模板尺寸估計以太陽光電發電板產生之電力供應二氧化碳排放基準年及目標年之相差發電量所需之太陽光電發電板所需面積大小，可發現以目前台灣太陽光電示範系統採用之電池模板尺寸估計所需面積約是台灣地區年平均日射量估計所需面積之 0.83 倍左右，兩者評估結果差異不大，且在 2020 年時回歸到 2000 年之二氧化碳排放量，亦即以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量為目標，兩者評估分佔台灣平地面積之 8.9% 及 7.4%。



我國再生能源之中長期目標是希望太陽光電發電於 2020 年能提供 1,300 百萬度之年發電量，分別以台灣地區年平均日射量可產生之發電量及目前台灣太陽光電示範系統所採用之電池模板尺寸估計太陽光電發電板所需面積大小可以得知於目前太陽光電發電板發電效率 10% 時約需地 9.57 平方公里及 8.35 平方公里；文獻推估於 2020 年太陽光電發電板發電效率可達 20% 時約需地 4.79 平方公里及 4.22 平方公里；於 2020 年以後若發電效率可達 30% 時約需地 3.19 平方公里及 2.81 平方公里，如圖 4.10 所示，由上述數據分別估算其佔台灣平地(10800 平方公里)佔比在 0.008%~0.089% 之間。由此比例看來，若能好好利用台灣建物頂樓架設太陽光電發電板，要達成政府預定於 2020 年太陽光電貢獻 1,300 百萬度年發電量之目標並非難事。

至於太陽光電發電廠場址選擇建議考慮當地日照量建置，參考表 4.1 可以得知台灣地區越往南部其年平均全天日照峰時亦越高，相對年平均可發電量越大。日照條件以高雄最佳，恆春、台南次之，嘉義、台東位居第三，台中位居第四，新竹、花蓮及台北最差。故太陽光電發電廠場址選擇建議按照以上順序優先考慮設置地點。

4-3-3 小結

風力發電是目前發展最成熟之再生能源技術，而不管是就陸地上風力發電或離岸式風力發電兩種風力發電方式評估，台灣都具有良好發展風力發電之潛力；就經濟層面來看，風力發電成本已具可與傳統能源發電之價格競爭力；從技術面來看，要以風力發電達到本研究所設定發電量是可以達到，但風力發電廠佔地需要廣大，台灣目前此項地理條件尚稍嫌不足，如圖 4.11 所示。欲達成 2020 年二氧化碳排放量能回歸到 2000 年之標準，亦即以再生能源發電取代傳統能源發電之 261,090 百萬度發電量為目標時，本研究分別評估以風力及太陽光電發電所需之佔地，其佔台灣地區之平地面積百分比結果如圖 4.11 所示。由圖可以看出要達到相同之發電量時，風力發電機組所需佔台灣平地比例約在 33.90%~38.75%之間；相較之下，若以文獻推估 2020 年太陽光電發電板發電效率可達 20%時，太陽光電發電板所需面積佔台灣平地比例則在 7.38%~8.90%之間。因為風力發電所需之面積約為太陽能發電之 4 倍，此結果顯示以土地利用經濟性來說，太陽能發電較風力發電更具優勢。

太陽光發電雖然技術尚未成熟，發電效率目前不若風力發電良好，但鑑於其被看好之發電成本、發電容量等競爭後勢，世界各國仍

致力於太陽光電發電研發。從技術面看來，若欲以太陽光電發電補足傳統能源發電之基準年與目標年相差發電量是綽綽有餘、不虞匱乏。然而目前太陽光電仍在實驗階段、尚未進入發展階段，且若從經濟面為出發點，考量其發電成本相對於傳統能源高出許多之因素，太陽光電發電相較於傳統能源發電缺乏經濟競爭力，因此必須藉由政府之力量提供補助或是對傳統能源課稅徵收等方案才能順利推動太陽光電發電發展。另外太陽光電發電效率假若能從目前之 10% 提升至 20%，發電成本可望從目前之約 10 元／度驟降至約 2 元／度，此則甚具替代傳統尖峰發電方式之價格競爭力，這也是為什麼各國紛紛投入太陽光電發電研發之原因之一。

目前再生能源發電之發電成本價格普遍較傳統發電方式之發電成本價格為高，且因台灣售電價格普遍較外國售電價格低上很多，再生能源發電與傳統發電方式之發電成本差距更被嚴重拉大。然而發電成本除了考慮實際上之電力製造成本外也應將環境成本考慮進去，才不會造成再生能源發電價格被嚴重扭曲。為了達到使用者付費的目的，政府宜對會產生溫室氣體（如：二氧化碳）之傳統能源課徵碳稅；除了使再生能源具有競爭力外也可藉由使用者付費而促使能源使用量減少，進而達到二氧化碳氣體排放減量之目的。

第五章 結論與建議

5-1 結論

本研究以 IPCC 方法估算全國能源部門之二氧化碳排放量，並以再生能源為二氧化碳減量工具，以碳稅為二氧化碳減量之經濟手段估算若要使再生能源具備可與傳統能源之競爭能力需對傳統能源課徵碳稅之最小範圍值，以及從台灣發展條件、國際間目前及未來預估發展狀況，來評估台灣再生能源之技術可行性。

本研究獲得下列結果：

1. 本研究以 IPCC 方法估算全國能源與發電部門之未來二氧化碳排放量，預估至 2020 年電力部門甚至會達到全國能源部門排放量之 47%，至 2030 年電力部門甚至會達到全國能源部門排放量之 50%。故若能對發電部門排放之二氧化碳減量則可對全國二氧化碳排放減量達到一定貢獻。
2. 若要以碳稅為經濟手段對傳統能源課徵碳稅以達到使太陽能具備與傳統能源之經濟競爭力，則需對傳統能源課徵 230～8,370 元/噸範圍間之碳稅，方能使太陽能具備與利用石化燃料之傳統發電方式具備競爭力。
3. 若要以風能為減量工具來達到我國之二氧化碳排放減量目標---於 2020 年時使二氧化碳排放量回歸至 2000 年之水平，並使其具備與傳統能源之經濟競爭力，需對傳統能源課徵之碳稅—440～2,070 元/噸之間。碳稅會出現負值時表示再生能

源本身之發電單位成本已具備與傳統能源之經濟競爭力，不需藉由碳稅此經濟手段。

4. 本研究從台灣發展條件、目前世界及未來預估發展狀況評估台灣風能及太陽能之技術可行性。

目前風能之單位發電成本遠低於太陽光電發電成本，因此光從經濟面評估兩種再生能源可行性，風能會是第一優先考量。然而從技術面考量，欲產生同一目標之發電量時，以目前之太陽光電發電效率（10%）來預估，太陽光電發電板所需用地也僅為風能發電風力發電機組用地之一半；若未來太陽光電發電效率能提升至30%，則相差則可達6倍。故我國應可優先考慮離岸式風力發電，一方面可順利解決陸上風力發電不易克服之佔地問題，另一方面離岸式風力發電單機容量潛力較陸上風力發電更大。

我國針對不同之再生能源設定不同之中長期目標，目前是期許風能及太陽光電能分別在2020年提供4,000百萬度及1,300百萬度之發電量。本研究預估若要達到風能中長期目標，需架設2750台5MW之風力發電機，佔地約需580平方公里，亦即佔台灣平地約5.36%；若要達到太陽光電中長期目標，約需地至少4.79平方公里，亦即台灣平地約0.044%。

5-2 建議

1. 本研究已估算出1980年~2030年之全國能源部門二氧化碳

排放量，望能提供未來有志於研究二氧化碳減量相關議題之研究人員基本減量依據。

2. 我國目前發電業者對於採用再生能源作為備用發電來源之意願不高，主要是因為再生能源發電成本與傳統能源發電成本相較而言仍屬偏高。若欲使再生能源具備與傳統能源發電之經濟競爭力，建議政策制訂者應考量對傳統能源徵收碳稅，並對再生能源提供補助以使其能逐漸具備與傳統能源發電之經濟、技術競爭力。
3. 風能及太陽能等兩項再生能源於我國目前之中長期目標規劃是於 2020 年分別能夠提供 4,000 百萬度及 1,300 百萬度之年發電量。光以我國風能及太陽能發展潛能而言要達成政府目標是綽綽有餘，但以實際風力及太陽能發展狀況評估，風力礙於電廠用地需求廣大，土地徵用相關問題恐難以克服；另外，太陽能發展前景看佳，以目前太陽能發展狀況來看要達成政府預定達成目標可行性極高。

第六章 參考文獻

“Wind Force 12 : The New Global Challenge, European Wind Energy Association, (2004).

Wheldon, A.E. and C.E. Gregory, “Energy, Electricity and the Environment”, *IEE PROCEEDINGS-A-SCIENCE MEASUREMENT AND TECHNOLOGY*, Vol. 140, No. 1, pp. 2-7, (1993).

Bai, H. and J.-H. Wei, , "The CO₂ Mitigation Options for the Electric Sector : A Case Study of Taiwan", *Energy Policy*, Vol. 24, No. 3, pp.221-228, (1996).

Blok, K., E.; R. C. Worrell and W. Turkenburg, “The Cost Effectiveness of CO₂ Emission Reduction Achieved by Energy Conservation” , *Energy Policy*, Vol. 21, No. 6, pp. 656-667, (1993).

European Research, “External Costs --- Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport”, European Commission, (2003) .

Huang, J. P. “Energy Substitution to Reduce Carbon Dioxide Emission in China” , *Energy*, Vol. 18, No. 3, pp. 281-287, (1993).

IEA, “Climate Change Policy Initiatives 1994 Update Volume 1” , OECD Countries, Paris, (1994).

IPCC , <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/index.html>, July 2004 .

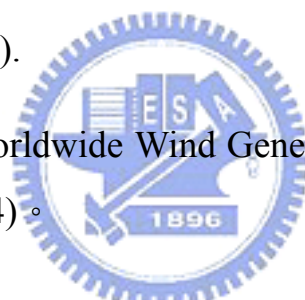
IPCC/OECD, “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Workbook” , (1996) .

Mirasgedis, S.; E. Georgopoulou; Y. Sarafidis; C. Balaras; A. Gaglia and D.P. Lalas, “CO₂ emission reduction policies in the Greek residential sector: a methodological framework for their economic evaluation” , *ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT*, Vol. 45, No. 4, pp. 537-557, (2004).

Mirasgedis, S.; Y. Sarafidis; E. Georgopoulou and D.P. Lalas, “The role of renewable energy sources within the framework of the Kyoto Protocol: the case of Greece” , *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS*, Vol. 6, No. 3, pp.249-272, (2002).

Ogulata, R.T., “ Energy sector and wind energy potential in Turkey”, *RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS*, Vol. 7 No. 6, pp. 469-484, (2003).

Gipe P., ”Overview of Worldwide Wind Generation,” *Renewable Energy*, Vol. 5, pp. 542-550, (1994) .



Robinson, A.L.; J.S. Rhodes and D.W. Keith, “Assessment of potential carbon dioxide reductions due to biomass-coal cofiring in the United States” , *ENVIRONMENTAL SCIENCE & TECHNOLOGY*, Vol. 37, No.22, pp. 5081-5089, (2003).

Santora, C; N. Hade and J. Odell, “ Managing offshore wind developments in the United States: Legal, environmental and social considerations using a case study in Nantucket Sound” , *OCEAN & COASTAL MANAGEMENT*, Vol. 47, No.3-4, pp. 141-164, (2004).

Tanatvanit, S.; B. Limmeechokchai and S.Chungpaibulpatana, “Sustainable energy development strategies: implications of energy demand management and renewable energy in Thailand” , *RENEWABLE*

& *SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS* , Vol. 7, No. 5, pp. 367-395, (2003).

Uchiyama, Y., “Present efforts of saving energy and future energy demand/supply in Japan“, *ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT*, Vol. 43, No. 9-12, pp. 1123-1131, (2002)

Milles U., “Offshore Wind Energy” , BINE information Service/ BINE project info 05/03, (2003).

van der Zwaan, B. and A. Rabl, “Prospects for PV : a learning curve analysis”, *Solar Energy*, Vol. 74, pp.19-31, (2003).

Wachsmann, U. and M.T. Tolmasquim, “Wind power in Brazil - transition using German experience” , *RENEWABLE ENERGY*, Vol. 28 No. 7, pp. 1029-1038, (2003).

Whittington, H.W., “Electricity generation: options for reduction in carbon emissions” , *PHILOSOPHICAL TRANSACTIONS OF THE ROYAL SOCIETY OF LONDON SERIES A-MATHEMATICAL PHYSICAL AND ENGINEERING SCIENCES*, Vol. 360, No. 1797, pp. 1653-1668, (2002).

台電公司，波浪發電可行性研究第一階段工作、第二階段工作、第三階段工作，1987年、1988年、1989年。

台電公司，核四進水口防波堤設置波浪發電可行性評估及初步設計報告，1995年。

白曠綾、高正忠，“能源使用所產生之溫室二氧化碳氣體排放及減量對策”，國科會／環保署科技合作研究計畫，計畫編號

NSC-88-EPA-Z-009-002，1999 年。

白曠綾、曾映棠，”煙道二氧化碳氣體控制技術介紹及技術關鍵分析”，環境工程會刊，第 13 卷，第 1 期，民國 91 年 2 月。

江火明、翁榮羨、呂威賢等，“台灣地區風力場初步模擬及北中台灣場址評選”，能資所技術報告，技資編號 06390N033，2001 年。

江宜玲，“電力部門之二氧化碳減量潛力評估”，國立成功大學環境工程研究所碩士論文，1998 年。

江懷德、呂威賢、羅聖宗及顏志偉，“我國離岸式風力發電廠發展之可行性評估”，太陽能及新能源學刊，第 8 卷第 2 期，2003 年。

行政院全國非核家園推動委員會，「全國非核家園會議北區座談會」，2003 年。

吳再益，“我國課徵碳稅之可行性研究”，因應溫室效應之經濟工具及其影響研討會，1997 年。

吳煌、吳振中，“我國再生能源發展策略及推動現況”，台電工程月刊第 651 期，2002 年。

吳榮義，“抑制二氧化碳排放課徵碳稅之可行性研究”，因應溫室效應之經濟工具及其影響研討會，1994 年。

李正豐，“石化產業二氧化碳減量模型建構與衝擊評估—灰色預測與模糊目標規劃之應用”，國立成功大學環境工程研究所博士論文，1999 年。

林素貞，“溫室效應氣體之管制與評估---溫室氣體減量目標與管制措

施對重要產業之衝擊評估（第一年）”，行政院環保署專案計畫執行成果報告 EPA-85-1003-09-14，1996 年。

林素貞，楊維修，“溫室氣體減量之課稅機制探討”，能源季刊，第 27 卷第 4 期，1997 年。

翁榮羨、呂威賢，“全球風力發電應用現況與國內開發展望”，台電工程月刊第 651 期，2002 年。

翁榮羨、李欣哲、呂威賢，“風力示範推廣計畫九十年度執行報告書”，經濟部能源委員會，2002 年。

張子見，“灰色產業關聯模型應用於二氧化碳減量策略之衝擊評估”，國立成功大學環境工程研究所碩士論文，1999 年。

張庚甲、鄭雅堂，“台電首座 20kWp 太陽光發電示範系統初步運轉狀況”，台電工程月刊，第 651 期，2002 年。

張翊峰，“產業能源及二氧化碳減量關聯模式建立及其應用”，國立成功大學環境工程研究所博士論文，1996 年。

梁志堅，“台灣太陽能與風力發電”，台電工程月刊，第 651 期，2002 年。

梁啟源，“碳稅政策對二氧化碳排放及台灣經濟發展之影響”，行政院環保署，1999 年。

莊月璇，“台灣地區風速機率分佈之研究-莊月璇-中央土木碩士”，中央土木碩士論文，2001 年。

許志義，“因應國際氣候變化公約之台灣電力產業政策”，全球變遷

專題討論會講稿，1995 年。

許志義，“課徵碳稅對台灣經濟影響之分析”，國科會計畫 NSC84-2414-H-170-001，1995 年。

郭禮青，“全球太陽光電開發現況及國內應用潛力”，臺電工程月刊，第 651 期，2002 年。

陳淨修，“台灣地區能源排放二氧化碳之估算及減量對策”，工業污染防治，第 44 期，pp. 1-23，1992 年。

喻南華、李政弘、楊斐喬，“產業溫室氣體排放清冊與基線建立”，環境工程會刊，第 13 卷，第 1 期，pp.27-31，2002 年。

彭開瓊，“台灣地區溫室氣體排放基線預測”，國立台灣大學農業經濟研究所博士論文，2002 年。

黃宗煌、李秉正、徐世勳、蕭代基，“溫室氣體減量策略之經濟評估（一）最適碳稅稅率及其經濟影響評估”，環保署專案研究計畫 EPA-86-FA41-09-18，1997 年。

黃秉鈞，“利用熱泵吸收來自太陽之大氣熱能—熱泵熱水器”，中華民國太陽能學會學刊，第 6 卷，第 1 期，2001 年。

黃秉鈞、魏兆歆，“紅柴溫差發電廠構想設計研究”，台灣電力公司委託國立台灣大學機械工程學系研究計畫報告，1982 年。

黃重魁，“家用太陽能熱水器用後評估之研究”，太陽能學刊第 7 卷第 2 期，2002 年。

黃肇英、楊任徵、朱育華，“台灣地區與能源使用相關的二氧化碳排

放量計算”，能源季刊，第二十三卷，第二期，1993年。

黃耀輝，“溫室氣體減量政策工具之成本分析”，編號：8912-3-456·0307438，中華經濟研究院，2000年。

楊任徵，“我國能源部門溫室氣體排放統計與分析”，能源季刊，第二十八卷，第二期，1998年。

楊任徵，“我國部門 CO₂ 排放特性跨國比較和分析”，能源季刊第31卷，第3期，pp.2-11，2001年。

楊任徵，“造成我國 CO₂ 上升關鍵因素之尺度分析”，能源季刊，第29卷，第二期，pp.62-78，(1999)。

梁乃匡，“海洋溫差發電海底管路試驗研究”，經濟部能委會委託國立台灣大學海洋研究所研究計畫報告，1991年。

經濟部能源局 (<http://www.moeaboe.gov.tw/> , 2004 June.)

經濟部能源局，“太陽能熱水系統推廣獎勵辦法簡介”推廣資料，2004年。

蔡信行，“替代能源與再生能源”，科學發展第365期，pp.62-67，2003年。

鄭文哲，“土場地熱示範區多目標開發利用”，經濟部能委會，1989年。

謝智宏，“再生能源發電規劃(一)---風力電廠能源規劃”，台電工程月刊，第614期，pp.24-38，1999a年。

謝智宏，“再生能源發電規劃(二)---海洋溫差發電”，台電工程月

刊，第 615 期，pp.27-57，1999b 年。

謝智宏，“再生能源發電規劃（三）---波浪發電”，臺電工程月刊，第 616 期，1999c 年。

謝智宏，“再生能源發電規劃（五）---地熱資源開發利用”，台電工程月刊，第 632 期，pp.67-101，2001b 年。

謝智宏，“再生能源發電規劃（四）---太陽光電能開發利用”，台電工程月刊，第 633 期，pp.63-90，2001a 年。

魏仲宏，“二氧化碳管制方案的探討---以電力部門為例”，國立交通大學環境工程研究所碩士論文，1994 年。



表 1.1 主要溫室氣體特性

Gas	Main Source	Preindustrial conc.[ppm]	Current conc. [ppm]	Rate of conc. increase [%/yrs]	Lifetime in atmosphere [yrs]	Relative Contribution [%]
CO ₂	Fossil-fuel combustion, deforestation	275~280	346~350	0.5	50~200	55
CH ₄	Rice fields, cattle, landfill, fossil-fuel production	0.8	1.72	0.9	10	24
CFC _s	Aerosols, foams, refrigerants	0	0.003	4*	65*	15
N ₂ O	Fertilizers, deforestation	0.288	0.31	0.25	150	

* : CFC-11

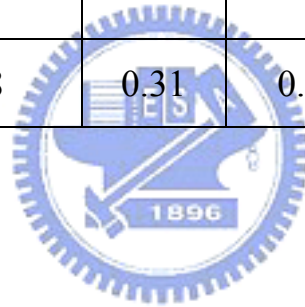


表 2.1 我國再生能源之中長期目標及與日本、德國之比較

(經濟部能源局，<http://www.moeaboe.gov.tw/>，June 2004.)

再生能源項目	1999 年 我國實況	各國中長期(2010~2020 發展目標)							
	萬 KW/億度	我國		日本			德國		
		萬 KW/億度	萬 KW/億度	萬 KW/億度			萬 KW/億度		
慣常水力發電	182/52	250/115		2000/823			450/200		
風力發電	-	150~ 200/40		300/55			1600~ 2000/300~410		
地熱發電	-	15/11		60/41			-		
太陽光電	0.01/0/001	100/13		482/48			35~120		
太陽熱能	90 萬 m ² /7.5 萬 KLOE	600 萬 m ² /50 萬 KLOE		5600 萬 m ² /450 萬 KLOE			2000 年為 334 萬 m ²		
生質能發電	23.0/8.2	135/96		450/241			250/138		
Σ	205/60	650~ 700/275		3292/1208			2820/760		
預估總容量 /總需電量	3600/1546	5746/2504		28500/11170			-/6090		
佔總容量/ 總需電量配 比[%]	5.7/3.9	12.2/11.0		11.6/10.8			-/12.5		
再生能源佔 總能源需求 配比[%]	2.0	2010	2020	1999	2010	2020	1999	2010	2020
		3.4	6.0	5.5	5.4	5.6	2.9	4.4	5.9
備註	KLOE：公秉油當量								

表 2.2 台灣風電示範系統發電成本整理

單位：[元/度]	台朔重工麥寮 風電示範系統	台電澎湖中屯 風電示範系統	天隆竹北春風 風電示範系統
風力發電 (20年折舊)	1.25	1.64	1.30
風力發電 (10年折舊)	1.78	2.34	1.80

表 2.3 我國太陽光電台電試驗系統及各示範計畫發電成本比較



成本單位：NTD/度

系統	台電 (張與鄭， 2002)		示範系統 (謝，2001a)						工研院 (郭， 2002)
	台電 試驗 系統 (成本 高估) 容量 10kw	台電 試驗 系統 (成本 低估) 容量 10kw	台北 總統 府 10.5kw 系統	中壢 清雲 技術 學院 4kw 系統	新竹 縣 民宅 4kw 系統	台 中 勤 益 技 術 學 院 3kw 系統	台 南 台 技 術 學 院 10kw 系統	澎 湖 縣 政 府 3kw 系統	研究測 試 系統
太陽 光電 (20 年折 舊) 價格	13.8	9.2	19.52	24.54	20.04	19.29	18.73	18.65	17.17

表 2.4 五種再生能源成本整理

能源別	成本[NTD/度] <台電>	成本[NTD/度]	備註
風力 Wind Power	3.7 (謝, 1999a)	1.25~2.34 (翁等人, 2002) a	a 風力發電示範計畫
太陽能 Solar Energy	9.2~13.8 (謝, 2001a) b	18.65~24.54 (張與鄭, 2002) c 17.17 (郭, 2002) d	b 發電效率 10% (不計利息) c 太陽光電示範計畫 d 工研院數據
	2.3~3.8 (謝, 2001a) e		e 發電效率 20%
海洋溫差發電 Ocean Thermal Energy	23 (謝, 1999b)		
波浪發電 Wave Energy	13.72 (謝, 1999c)		
地熱發電 Geothermal Energy	低估	1.52	參考資料： 謝, 2001b
	中估	1.94	
	高估	2.43	

表 2.5 碳稅適用對象及其優缺點

(吳，1994；許，1995；黃等人，1997；吳，1997；梁，1999)

稅制別	課稅適用對象	優點	缺點
碳稅	能源使用者或消費者	<ul style="list-style-type: none"> ○ 可以合理反應環境與社會外部成本 ○ 可以促使能源大量使用者改進其使用效率或更新能源使用技術 ○ 減量效果越佳者付費越少，能提供新技術、新製程研發及商業化之持續性誘因 ○ 較設定耗能及效率標準等管制措施之成本小，且執行較為簡單 ○ 具有彈性，可因應溫室效應議題之不確定性。 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 最適稅率決定困難 ○ 產業能源成本增加將造成經濟成長負擔 ○ 能源價格上升造成低所得者之負擔較高所得者重，形成成本分配偏差 ○ 若非全球性實施，將引起實施國貿易競爭力削弱 ○ 於實務應用尚須長時間嘗試錯誤

表 2.6 北歐五國實施碳稅之比較

(林，1996；楊 1999)

國別	課稅目的	課徵對象及稅率規模
芬蘭	<ul style="list-style-type: none"> ○ 稅制改革擴大間接課稅 ○ 環境損害稅之一部分 	3.93 USD/ton CO ₂
瑞典	<ul style="list-style-type: none"> ○ 稅制改革擴大間接課稅 ○ 提高能源價格、促進節約能源 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 住宅部門：40.3 USD/ton CO₂ ○ 工業部門：10.39 USD/ton CO₂
挪威	<ul style="list-style-type: none"> ○ 稅制改革擴大間接課稅 ○ 提高能源價格、促進節約能源 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 汽油：40.3 USD/ton CO₂ ○ 礦油：21.12 USD/ton CO₂ ○ 汽油：46.94 USD/ton CO₂ ○ 汽油：14.86~22.17 USD/ton CO₂
丹麥	<ul style="list-style-type: none"> ○ 確保能源計畫財源 ○ 提高能源價格、促進節約能源 	14.88 USD/ton CO ₂
荷蘭	<ul style="list-style-type: none"> ○ 確保環境政策財源 ○ 燃料稅（環境稅）之一部分 	2.44USD/ton CO ₂

註記：匯率以 1994 年第一季為換算基準。

表 3.1 2003~2020 年台電售電價格及發電成本預估

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
售電價格	2.16	2.17	2.19	2.14	2.14	2.16	2.19	2.41	2.42
發電成本	1.29	1.30	1.31	1.28	1.28	1.29	1.31	1.44	1.45

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
售電價格	2.41	2.44	2.46	2.46	2.46	2.47	2.46	2.47	2.47
發電成本	1.44	1.46	1.47	1.47	1.47	1.48	1.47	1.48	1.48

資料來源：2003 Mar. 經濟部提供立法院第五屆第三會期
「電業法修正草案」第一次黨團協商說明資料。

<http://www.newnuclearhome.com/pages/faq/download.htm>

表 4.1 台灣地區各地年平均每日日照峰時及 1kWp 之太陽光電能可產生之年平均發電量

地區	年平均全天日照峰時 [小時]	1kWp 年平均發電量 [度]
台北	3.2	1168
新竹	3.7	1350
台中	4.1	1496
嘉義	4.4	1606
台南	4.8	1752
高雄	4.9	1788
恆春	4.8	1752
台東	4.4	1606
花蓮	3.7	1350
平均	4.22	1541



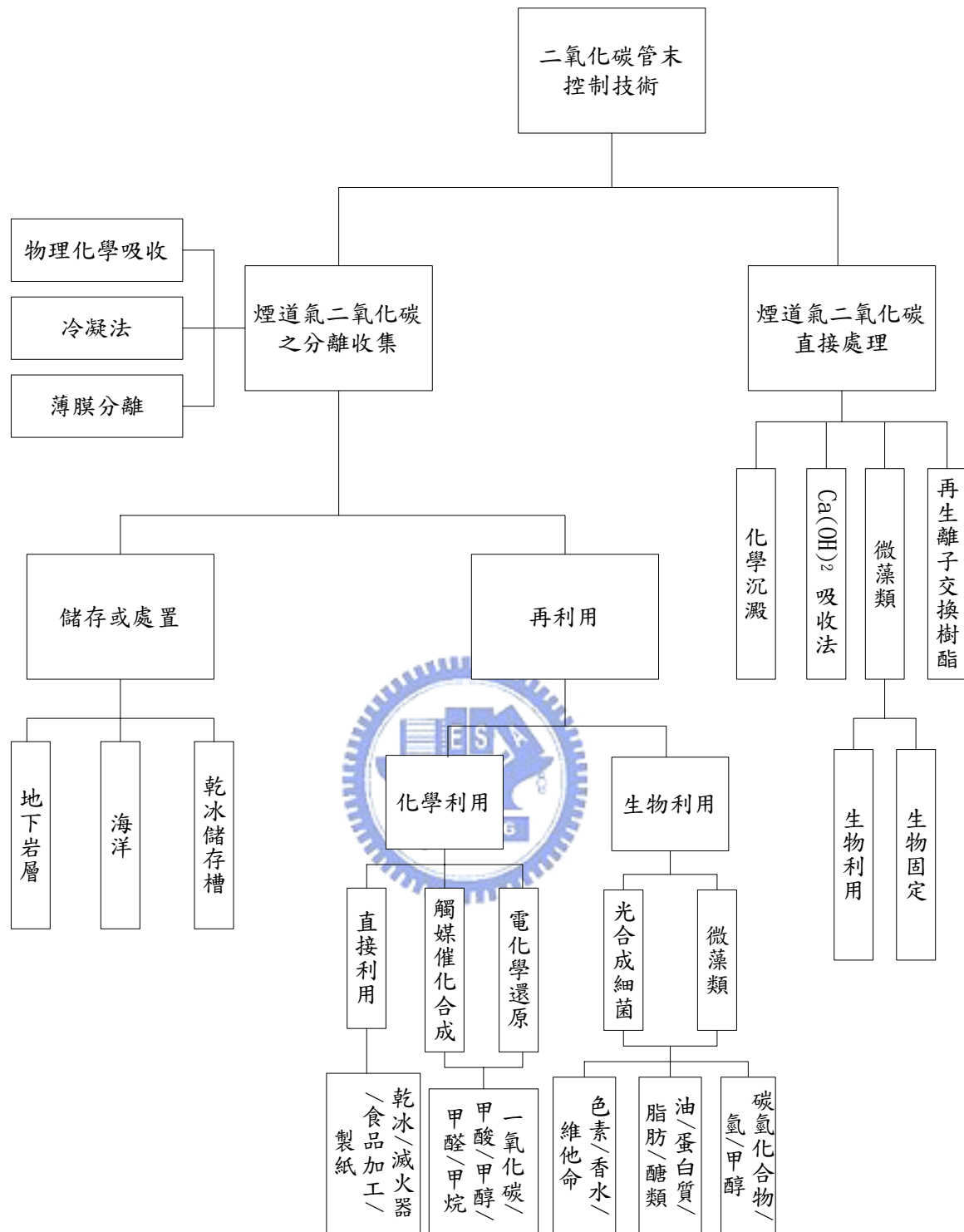


圖 2.1 二氧化碳管末控制技術圖

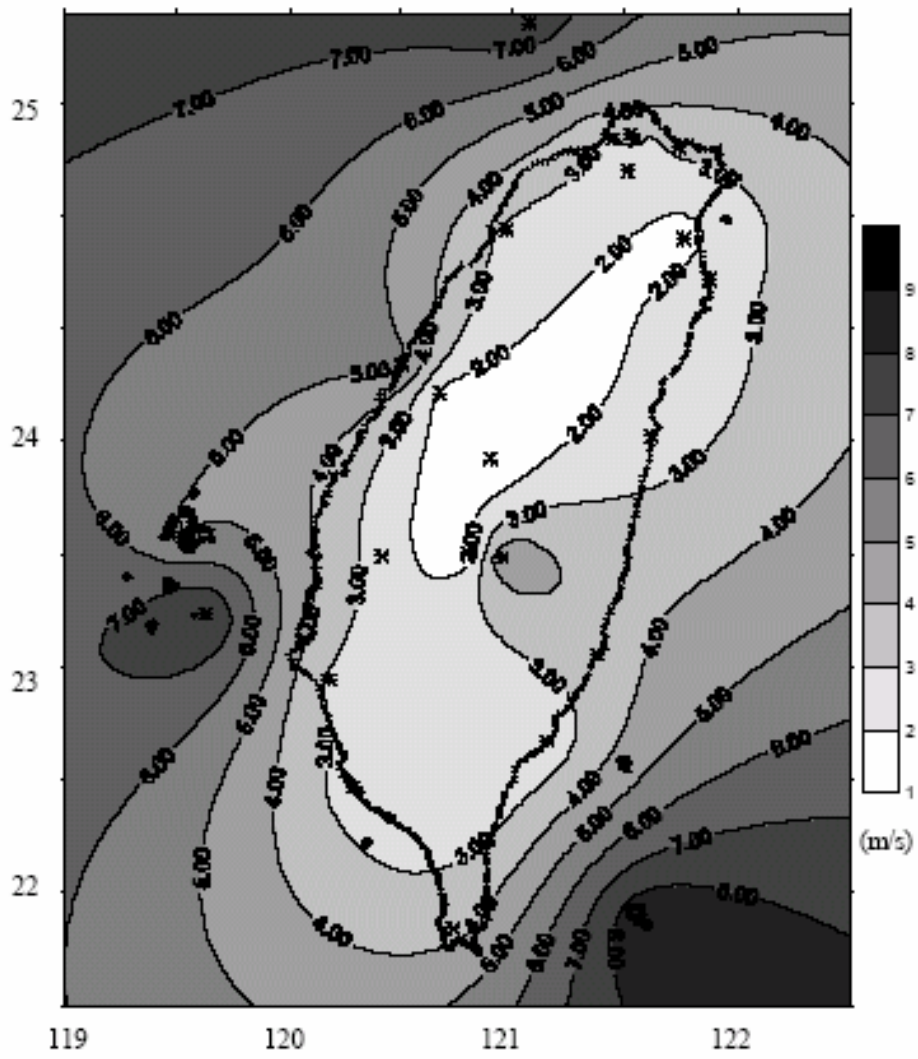


圖 2.2 台灣地區平均風速分佈圖

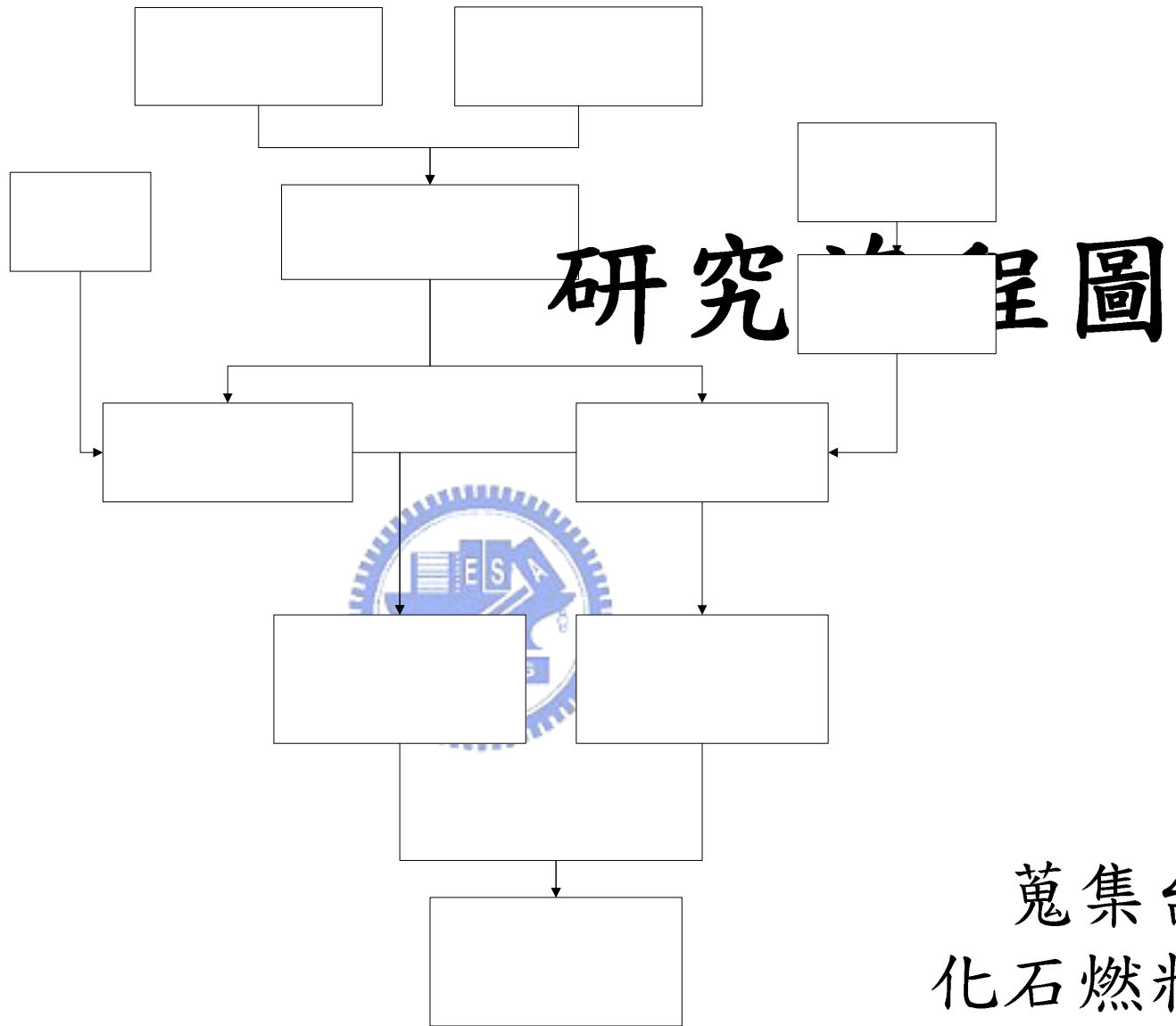
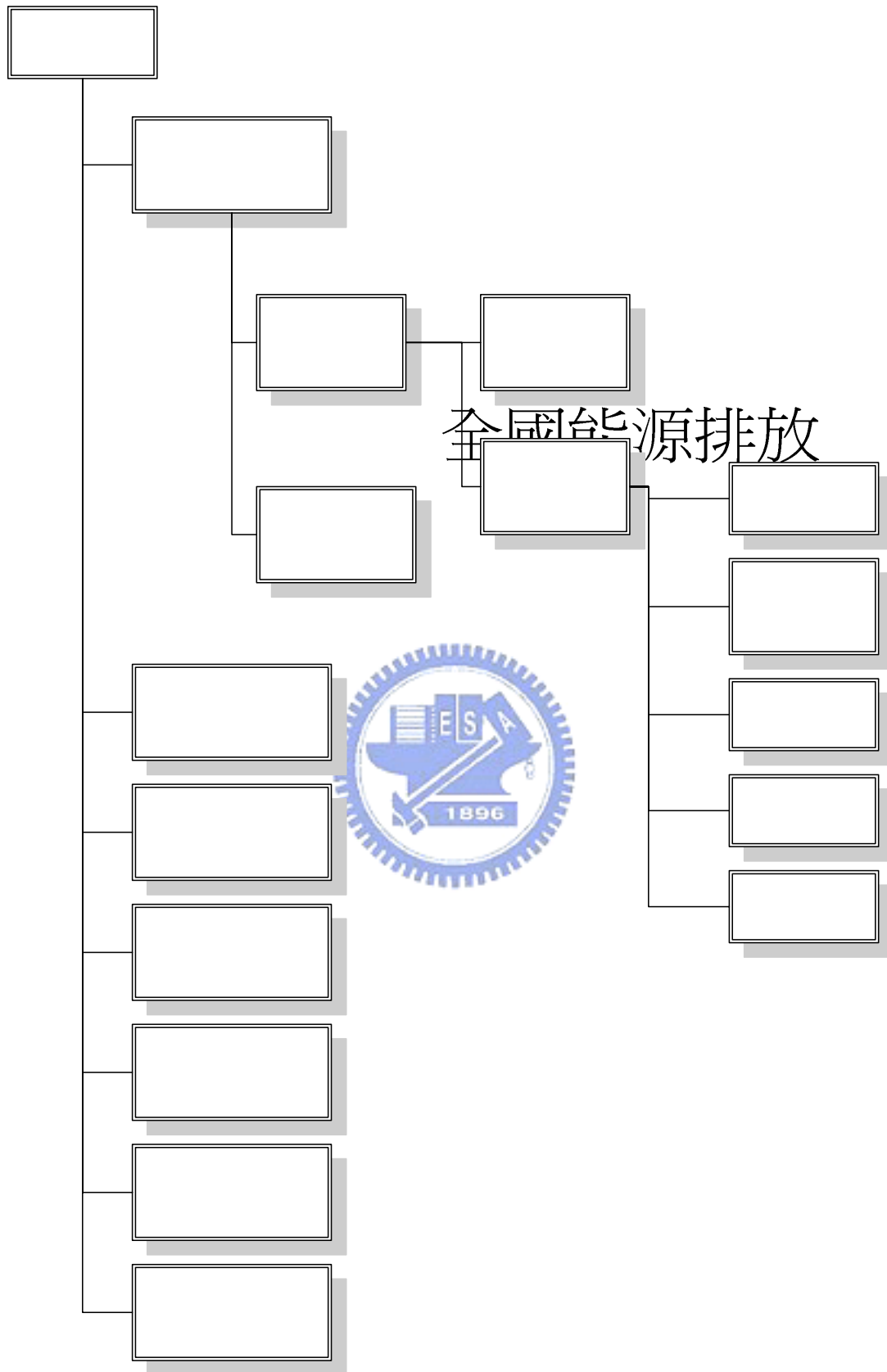


圖 3.1 本研究二氧化碳排放基線資料庫建立流程



1.能

圖 3.2 IPCC 制訂之估算溫室氣體準則架構圖

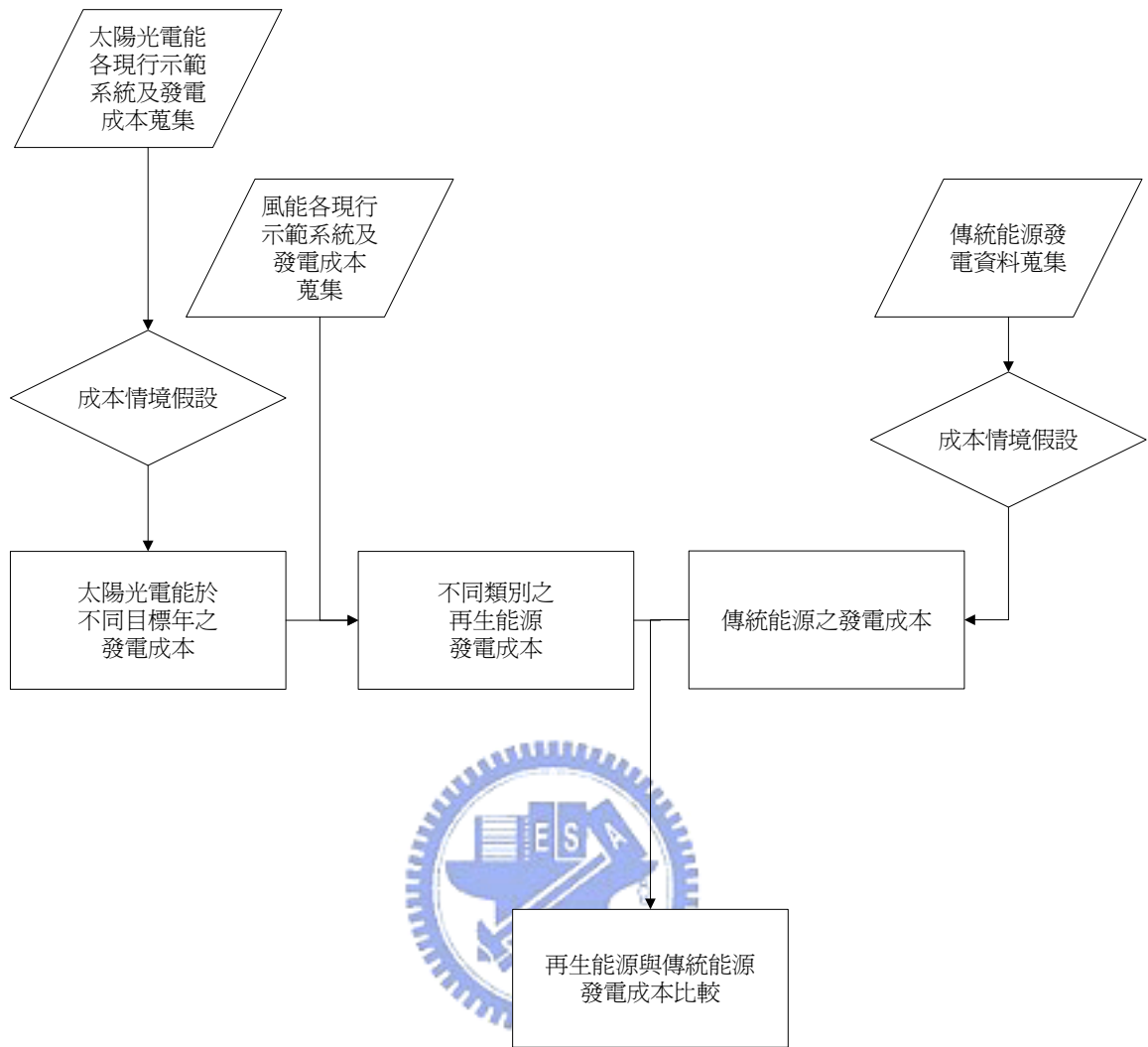


圖 3.3 再生能源進行二氧化碳減量可行性評估

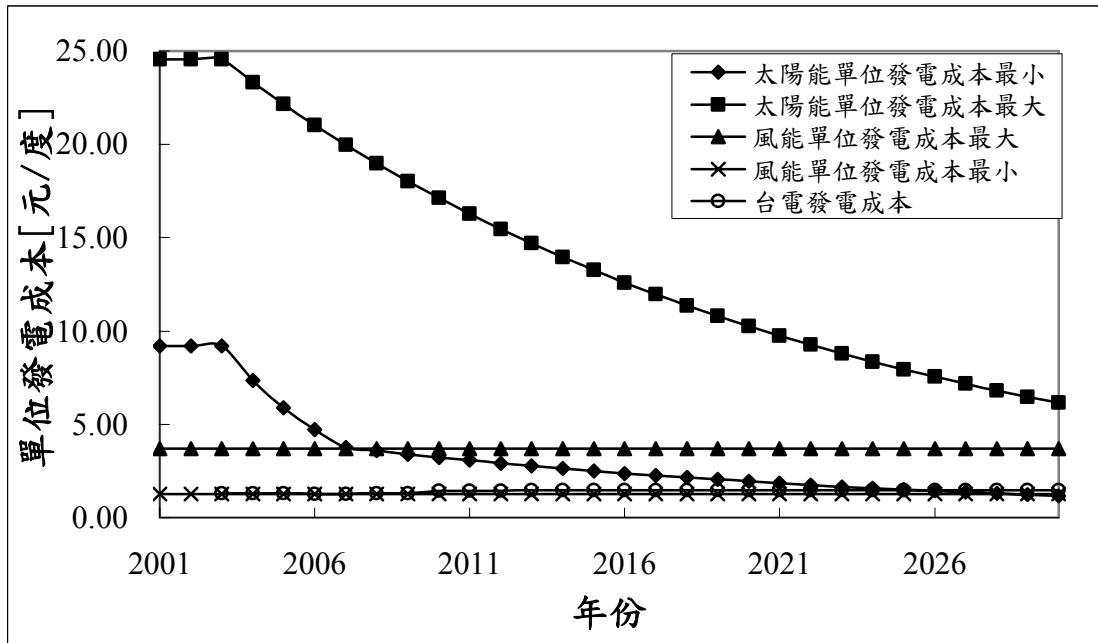


圖 3.4 2001~2030 本研究預估之再生能源與傳統能源單位發電成本



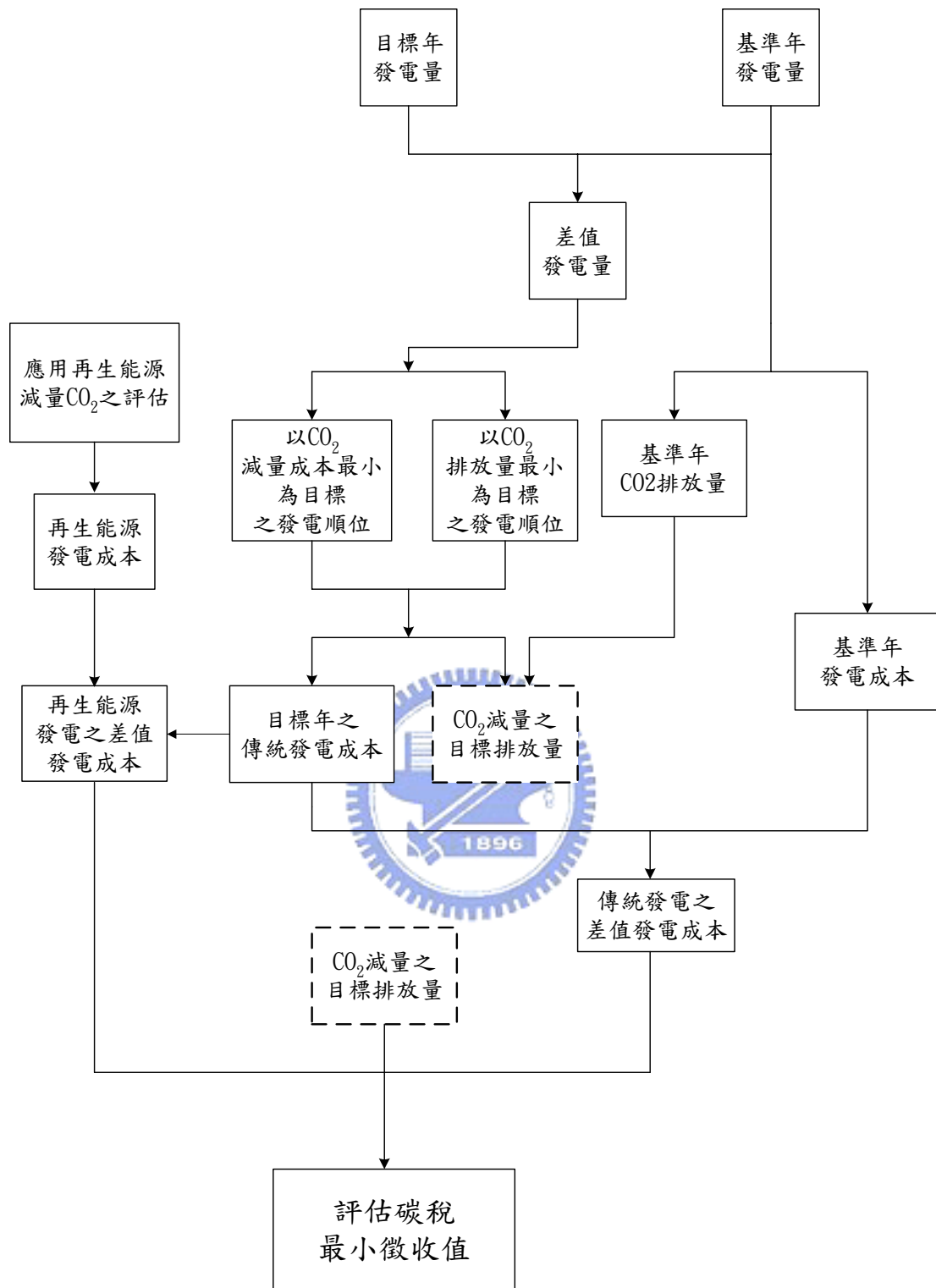


圖 3.5 再生能源可取代傳統發電所需徵收之碳稅最小值估算流程

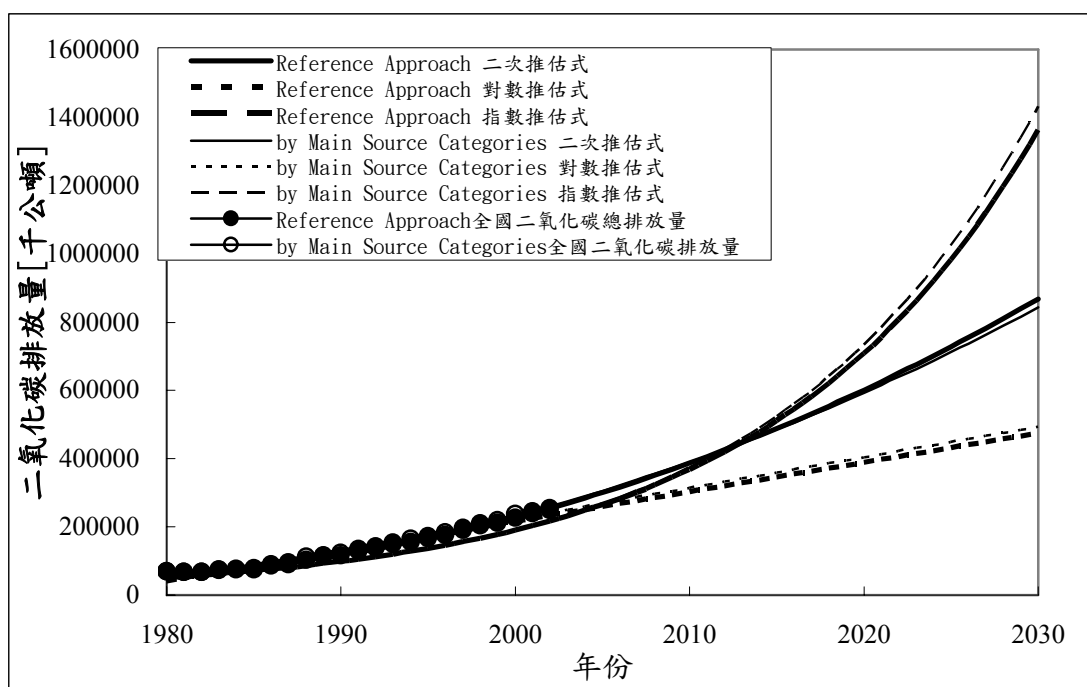


圖 4.1 1980 年~2030 年 Reference Approach 及 by Main Source Categories 估算所得全國能源部門二氧化碳排放量

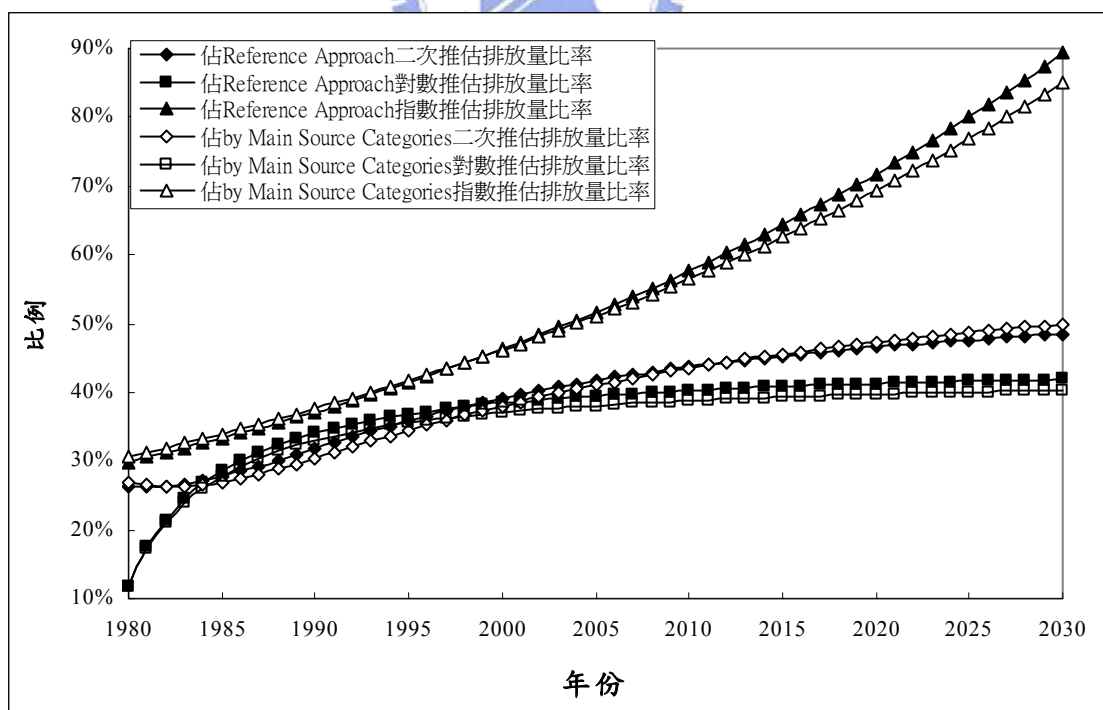


圖 4.2 1980~2030 發電部門之二氧化碳排放量佔全國二氧化碳排放 (Reference Approach 及 by Main Source Categories) 之比例

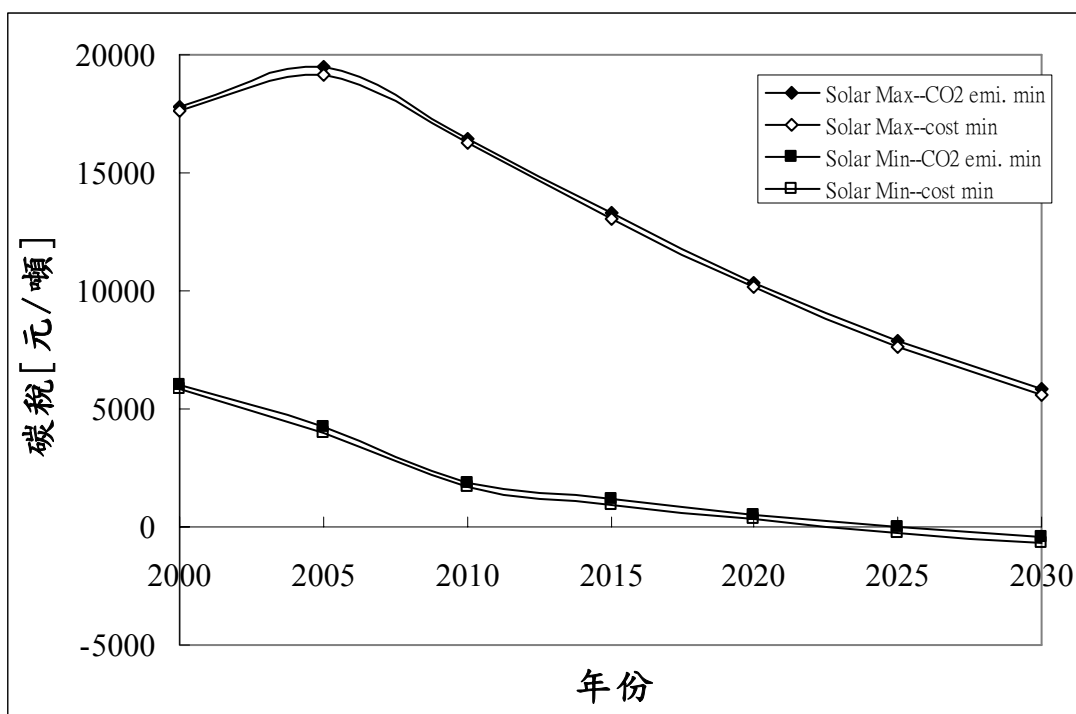


圖 4.3 以 1990 年為基準年比較太陽光電分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍

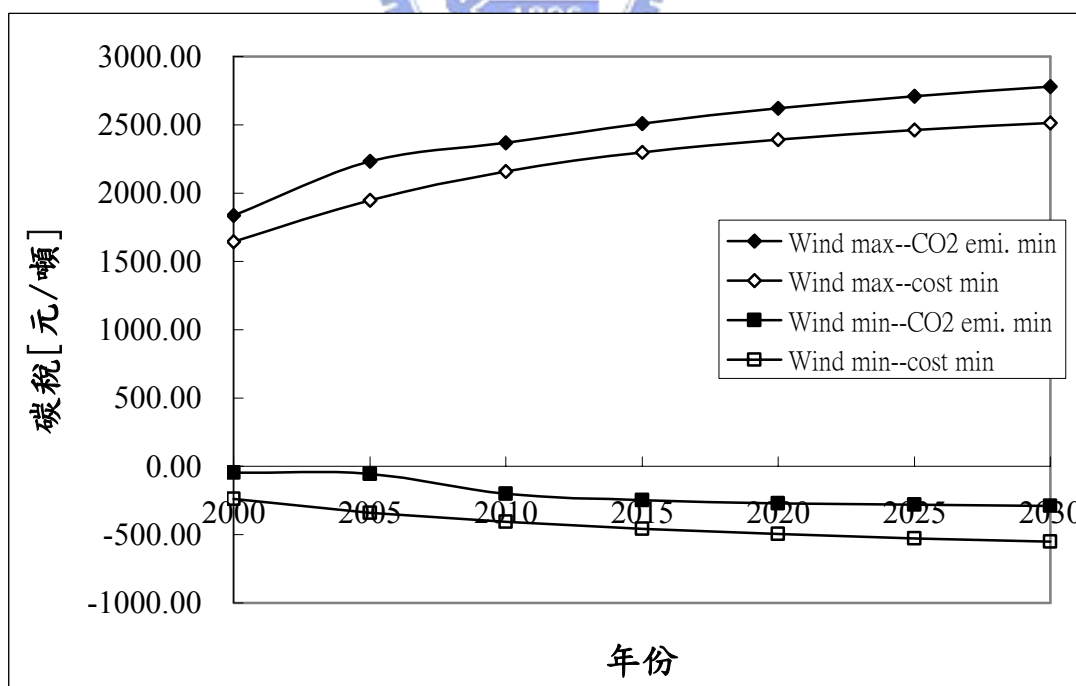


圖 4.4 以 1990 年為基準年比較風能分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍

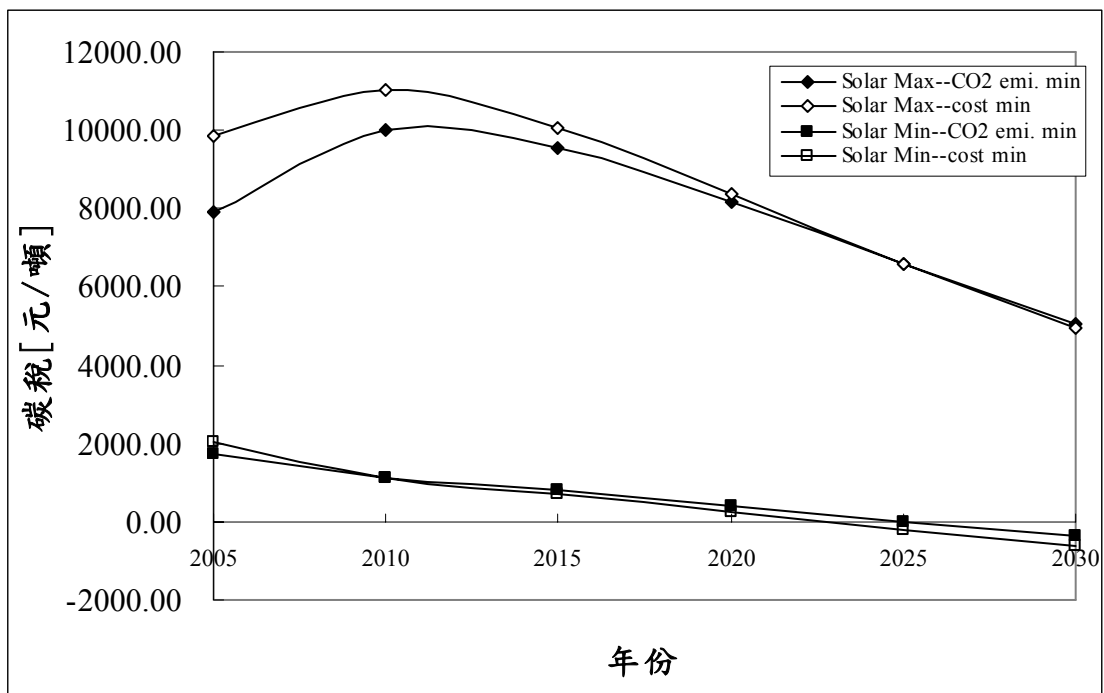


圖 4.5 以 2000 年為基準年比較太陽光電分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍

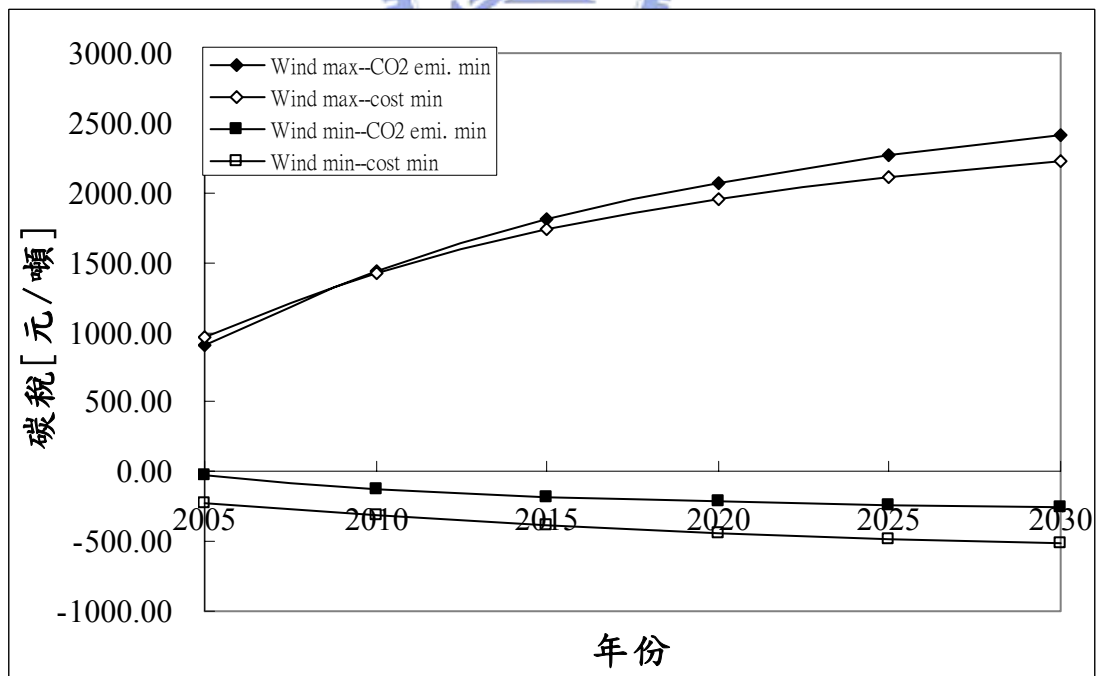


圖 4.6 以 2000 年為基準年比較風能分別以二氧化碳排放量最小及減量成本最小兩目標之碳稅範圍

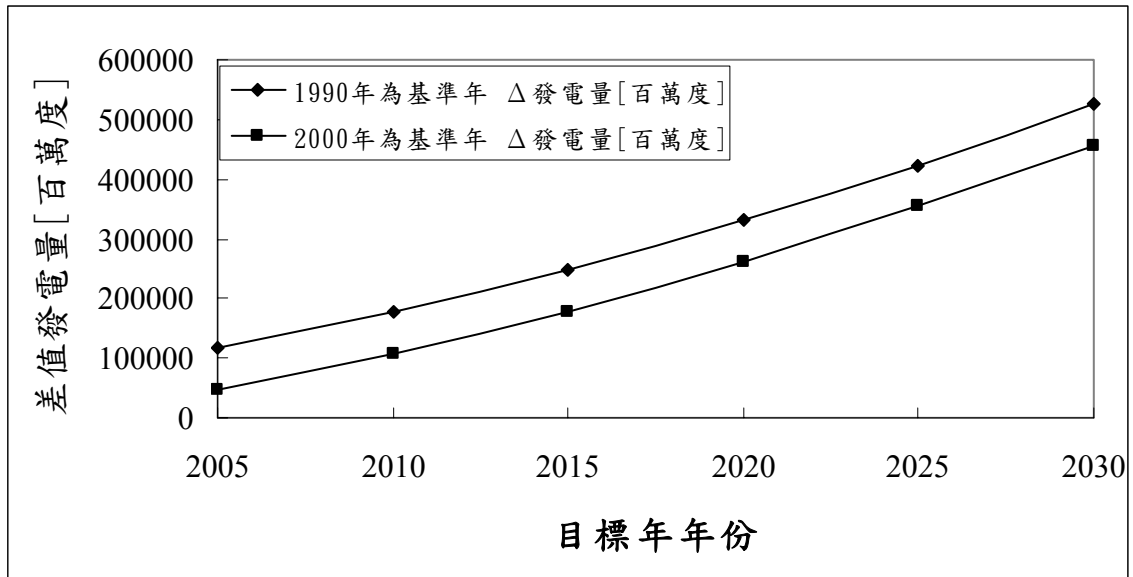


圖 4.7 不同基準年與不同目標年之差值發電

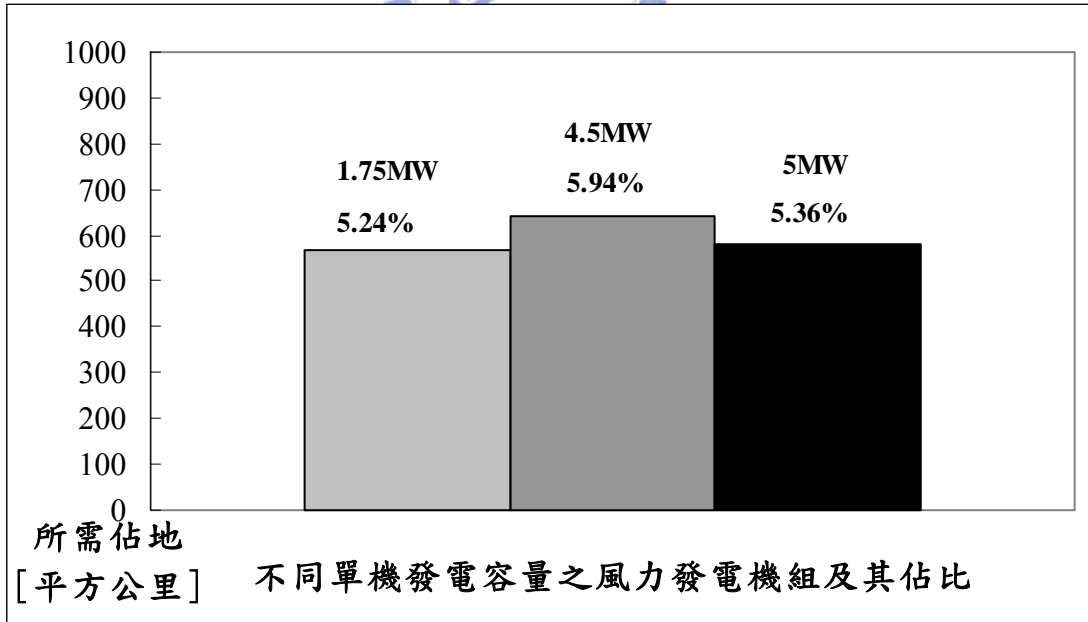


圖 4.8 欲達成我國風力能源中長期目標需架設之風力機組所需用地面積及其於台灣平地佔比

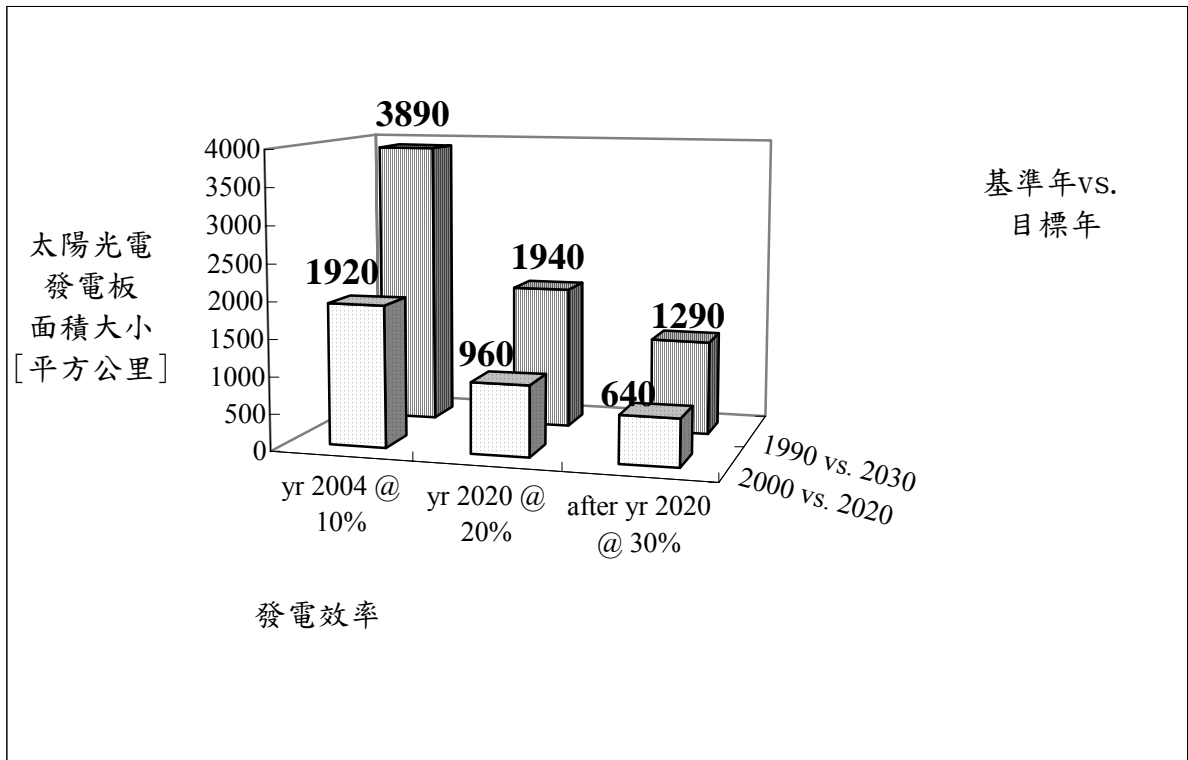


圖 4.9(a) 以台灣地區年平均日射量估計太陽光電發電板所需面積大小

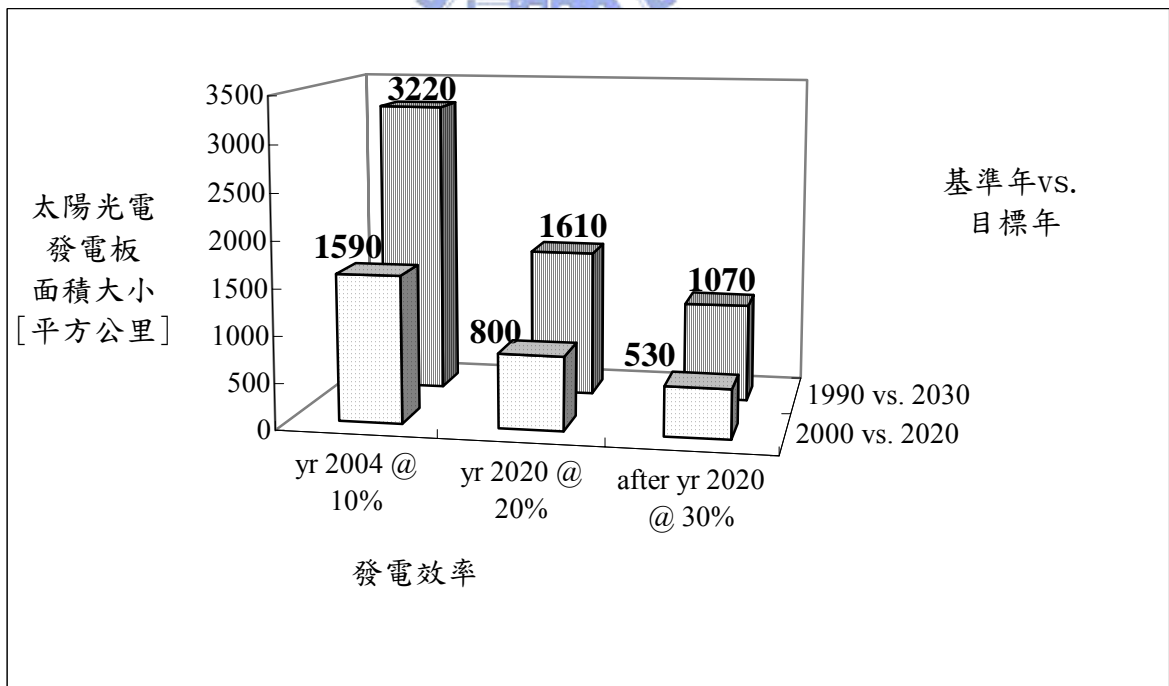


圖 4.9(b) 以台灣太陽光電示範系統所採用之電池模板尺寸估計太陽光電發電板所需面積大小

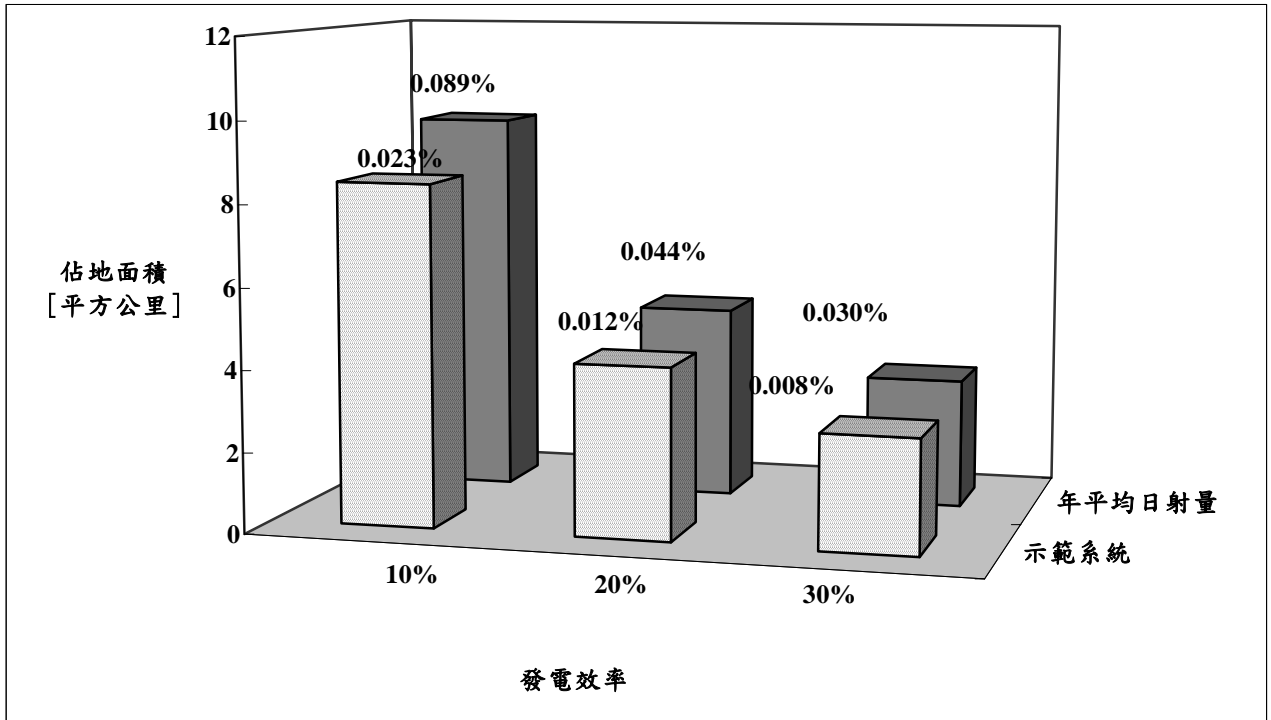


圖 4.10 欲達成我國太陽光電中長期目標所需架設之太陽光電發電板所需用地面積及其於台灣平地佔比

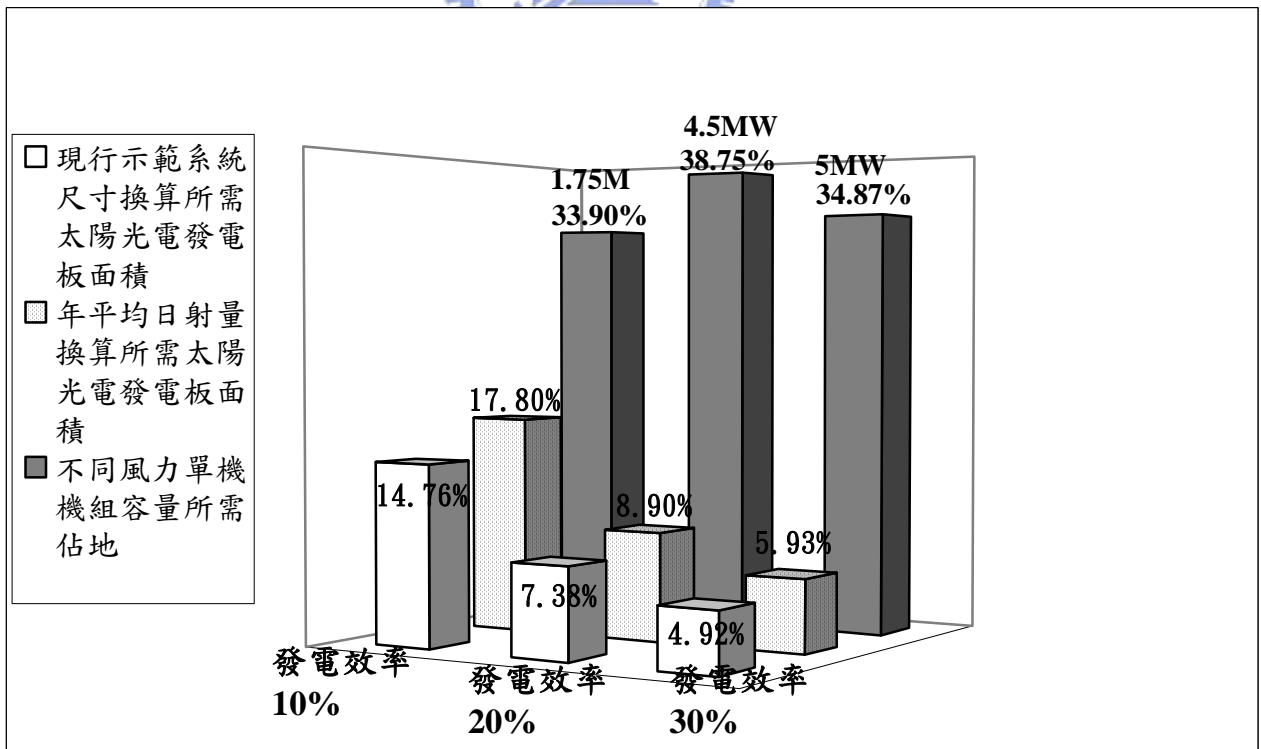


圖 4.11 欲達成我國本研究目標再生能源所需用地面積及其於台灣平地佔比之比較



附錄一

附 4-1-1 全國二氧化碳排放量---歷史資料與未來推估

○ 兩種推估法所得推估量之比較：

1980 年~2002 年之平均成長率約 6.07%，單年最高成長率出現在 1988 年，成長率達 16.01%。歷年來僅有三年出現負成長率，分別是 1981 年 (-1.57%)、1982 年 (-0.8%) 及 1985 年 (-0.77%)。對照歷史能源事件，可以發現 1980 年左右發生全球之第二次能源危機，使得 1981 年、1982 年之二氧化碳排放量下降；1985 年核二廠及核三廠陸續完成商業運轉，使得發電用燃料油大幅下降，進而導致二氧化碳排放數量隨之下降。

附 4-1-2 各次部門二氧化碳排放量推估

由附錄圖 1 中可以發現能源次部門及製造業與建築次部門兩部門所排放之二氧化碳排放量即佔去全國二氧化碳排放量之七成以上。而能源次部門二氧化碳排放量佔全國二氧化碳排放量之比重由 1980 年 36.72%逐年爬升至 2002 年 52.17%，

製造業與建築次部門二氧化碳排放量佔全國二氧化碳排放量之比重由 1980 年 37.43%逐年滑落至 2002 年 26.86%；兩者之比例由 1980 年約 1：1 變化成 2002 年約 2：1。原因之一是因為政府鼓勵製造業與建築次部門採用低耗能產業政策影響而使產業技術進步或產業轉型，另一方面是因為能源次部門之化石燃料使用結構有所改變，燃煤使用率大幅上昇所致。

附 4-1-3 能源次部門二氧化碳排放量推估

1980 年~2002 年能源次部門之歷史排放基線資料庫如附錄圖 3。對 1980 年~2002 年之資料加上二次趨勢線，可得趨勢線公式為 $y = 231.39x^2 - 916152x + 9 \times 10^8$ ，其 R^2 值為 0.9964，平均成長率 7.75%。

由附圖 2 之能源次部門之化石燃料使用比率結構，可以發現燃料油 (Residual Fuel Oil) 在能源次部門使用之化石燃料比率由 1980 年之 80.71% 銳減至 2002 年之 11.89%，而煤 (Anthracite) 之使用比率由 1980 年之 7.80% 逐年攀升至 2002 年之 71.90%。

另外，參考第三章中所簡化之計算二氧化碳排放量公式

$$X_{net} = [(X_{ori} \times \Delta h \times C_{ce}) - X_{stored}] \times C_{ori} \times \frac{44}{12}$$

二氧化碳排放量與碳排放係數及碳氧化率成正比。煤之碳排放係數為 26.8，碳氧化率為 0.98；燃料油之碳排放係數為 21.1，碳氧化率為 0.99。經由上列公式估算每熱值單位煤之含碳量為燃料油之 1.25 倍，亦即每熱值單位煤所產生之二氧化碳排放量較每熱值單位燃料油多。以上兩種原因：煤於化石燃料中之使用比率及每熱值單位煤之含碳量大是造成能源次部門中二氧化碳排放量節節上升之主要原因。

附錄二

(一) Reference Approach

Reference Approach 分為三部份計算全國能源部門二氧化碳排放量，第一部份粗估全國能源部門二氧化碳排放量毛額，第二部份估算國際航運所產生之二氧化碳排放量，第三部份則是計算作為化石原料所會被固定於化石產品之二氧化碳，最後再將第二部份及第三部份所計算出之二氧化碳從第一部份扣除，即得全國能源部門二氧化碳排放量淨值。計算所需表格如下：



第一部份 (1/3)

MODULE			ENERGY					
SUBMODULE			CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)					
WORKSHEET			1-1					
SHEETS								
COUNTRY			Taiwan					
YEAR								
			A	B	C	D	E	F
			Production	Imports	Exports	International Bunkers	Stock Change	Apparent Consumption
FUEL TYPES								F=(A+B-C-D-E)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil						
		Orimulsion						
		Natural Gas Liquids						
	Secondary Fuels	Gasoline						
		Jet Kerosene						
		Other Kerosene						
		Shale Oil						
		Gas / Diesel Oil						
		Residual Fuel Oil						
		LPG						
		Ethane						
		Naphtha						
		Bitumen						
		Lubricants						
		Petroleum Coke						
Refinery Feedstocks								
Other Oil								
Liquid Fossil Totals								
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)						
		Coking Coal						
		Other Bit. Coal						
		Sub-bit. Coal						
		Lignite						
		Oil Shale						
		Peat						
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel						
		Coke Oven/Gas Coke						
Solid Fuel Totals								
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)						
Total								

第一部份 (2/3)

MODULE			ENERGY				
SUBMODULE			CO2 FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)				
WORKSHEET			1-1				
SHEETS							
COUNTRY			Taiwan				
YEAR							
			G ^(b)	H	I	J	K
			Conversion Factor (TJ/Unit)	Apparent Consumption (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)
FUEL TYPES				H=(F×G)		J=(H×I)	K=(J/1000)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil					
		Orimulsion					
		Natural Gas Liquids					
	Secondary Fuels	Gasoline					
		Jet Kerosene					
		Other Kerosene					
		Shale Oil					
		Gas / Diesel Oil					
		Residual Fuel Oil					
		LPG					
		Ethane					
		Naphtha					
		Bitumen					
		Lubricants					
		Petroleum Coke					
		Refinery Feedstocks					
Other Oil							
Liquid Fossil Totals							
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)					
		Coking Coal					
		Other Bit. Coal					
		Sub-bit. Coal					
		Lignite					
		Oil Shale					
		Peat					
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel					
		Coke Oven/Gas Coke					
Solid Fuel Totals							
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)					
Total							

第一部份 (3/3)

MODULE			ENERGY				
SUBMODULE			CO2 FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)				
WORKSHEET			1-1				
SHEETS							
COUNTRY			Taiwan				
YEAR							
FUEL TYPES			L	M	N	O	P
			Carbon Stored	Net Carbon Emissions	Fraction of Carbon	Actual Carbon Emissions	Actual CO2 Emissions
			(Gg C)	(Gg C)	Oxidised	(Gg C)	(Gg CO2)
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil					
		Orimulsion					
		Natural Gas Liquids					
	Secondary Fuels	Gasoline					
		Jet Kerosene					
		Other Kerosene					
		Shale Oil					
		Gas / Diesel Oil					
		Residual Fuel Oil					
		LPG					
		Ethane					
		Naphtha					
		Bitumen					
		Lubricants					
		Petroleum Coke					
		Refinery Feedstocks					
Other Oil							
Liquid Fossil Totals							
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)					
		Coking Coal					
		Other Bit. Coal					
		Sub-bit. Coal					
		Lignite					
	Oil Shale	Oil Shale					
		Peat					
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel					
		Coke Oven/Gas Coke					
Solid Fuel Totals							
Gaseous Fossil		Natural Gas (Dry)					
Total							

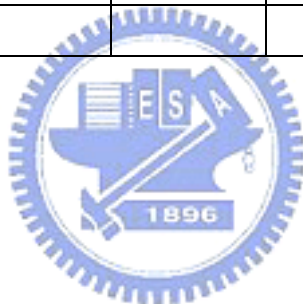
第二部份 (1/2)

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO ₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)					
WORKSHEET		1-1					
SHEETS		EMISSIONS FROM INTERNATIONAL BUNKERS (INTERNATIONAL MARINE AND AIR TRANSPORT)					
COUNTRY		Taiwan					
YEAR		A	B	C	D	E	F
		Quantities Delivered ^(a)	Conversion Factor (TJ/Unit)	Quantities Delivered (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)
FUEL TYPES				C=(AxB)		E=(CxD)	F=(E/1000)
Solid Fossil	Other Bituminous Coal						
	Sub-Bituminous Coal						
Liquid Fossil	Gasoline						
	Jet Kerosene						
	Gas / Diesel Oil						
	Residual Fuel Oil						
	Lubricants						
			Total				



第二部份 (2/2)

MODULE		ENERGY					
SUBMODULE		CO₂ FROM ENERGY SOURCES (REFERENCE APPROACH)					
WORKSHEET		1-1					
SHEETS		EMISSIONS FROM INTERNATIONAL BUNKERS (INTERNATIONAL MARINE AND AIR TRANSPORT)					
COUNTRY		Taiwan					
YEAR							
		G	H	I	J	K	L
		Fraction of Carbon Stored	Carbon Stored	Net Carbon Emissions	Fraction of Carbon Oxidised	Actual Carbon Emissions	Actual CO ₂ Emissions
			(Gg C)	(Gg C)		(Gg C)	(Gg CO ₂)
FUEL TYPES			H=(F×G)	I=(F-H)		K=(I×J)	L=(K×[44/12])
Solid Fossil	Other Bituminous Coal						
	Sub-Bituminous Coal						
Liquid Fossil	Gasoline						
	Jet Kerosene						
	Gas / Diesel Oil						
	Residual Fuel Oil						
	Lubricants						
						Total^(a)	



第三部份 (1/1)

MODULE ENERGY								
SUBMODULE CO ₂ FROM ENERGY								
WORKSHEET AUXILIARY WORKSHEET 1-1: ESTIMATING CARBON STORED IN PRODUCTS.								
SHEETS 1 OF 1								
COUNTRY Taiwan								
YEAR 2000								
	A Estimated Fuel Quantities	B Conversion Factor (TJ/Unit)	C Estimated Fuel Quantities (TJ)	D Carbon Emission Factor (t C/TJ)	E Carbon Content (t C)	F Carbon Content (Gg C)	G Fraction of Carbon Stored	H Carbon Stored (Gg C)
FUEL TYPES			$C=(A \times B)$		$E=(C \times D)$	$F=(E/1000)$		$H=(F \times G)$
Naphtha ^(a)								
Lubricants								
Bitumen								
Coal Oils and Tars (from Coking Coal)								
Natural Gas ^(a)								
Gas/Diesel Oil ^(a)								
LPG ^(a)								
Ethane ^(a)								
Other Fuels ^(b)								
Other Oil								
Petroleum Coke								



(二) by Main Source Categories

by Main Source Categories 方法分為三部份計算全國能源部門二氧化碳排放量，第一部份將全國能源部門分為六次部門：能源次部門(Energy)、工業製程及建築次部門(Manufacturing Industries and Construction)、運輸次部門 (Transport)、商業次部門 (Commercial/Institutional)、住宅次部門(Residential)、農林漁牧次部門(Agriculture/Forestry/Fishing)及其他(Other)次部門以分別計算各次部門之二氧化碳排放量毛額，第二部份計算作為化石原料所會被固定於化石產品之二氧化碳，第三部份則是估算國際航運所產生之二氧化碳排放量，最後再將第二部份及第三部份所計算出之二氧化碳從第一部份扣除，即得全國能源部門二氧化碳排放量淨值。計算所需表格如下：



第一部份 (1/2)

MODULE ENERGY						
SUBMODULE CO ₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)						
WORKSHEET 1-2 STEP BY STEP CALCULATIONS						
SHEETS 依照各部門化石燃料使用量填入						
COUNTRY Taiwan						
YEAR						
	A	B	C	D	E	F
	Consumption	Conversion Factor (TJ/Unit)	Consumption (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)
			$C=(A \times B)$		$E=(C \times D)$	$F=(E/1000)$
Crude Oil ^(a)						
Natural Gas Liquids						
Gasoline						
Jet Kerosene						
Other Kerosene						
Gas/Diesel Oil						
Residual Fuel Oil						
LPG						
Ethane						
Naphtha						
Lubricants						
Petroleum Coke						
Refinery Gas						
Anthracite						
Coking Coal						
Other Bituminous Coal						
Sub-Bituminous Coal						
Lignite						
Peat						
Patent Fuel						
Brown Coal Briquettes						
Coke Oven Coke						
Gas Coke						
Gas Works Gas						
Coke Oven Gas						
Blast Furnace Gas						
Natural gas						
			Total			

第一部份 (2/2)

MODULE	ENERGY					
SUBMODULE	CO₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET	1-2 STEP BY STEP CALCULATIONS					
SHEETS	依照各部門化石燃料使用量填入					
COUNTRY	Taiwan					
YEAR						
ENERGY INDUSTRIES	G Fraction of Carbon Stored	H Carbon Stored (Gg C)	I Net Carbon Emissions (Gg C)	J Fraction of Carbon Oxidised	K Actual Carbon Emissions (Gg C)	L Actual CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)
		H=(F×G)	I=(F-H)		K=(I×J)	L=(K×[44/12])
Crude Oil ^(a)						
Natural Gas Liquids						
Gasoline						
Jet Kerosene						
Other Kerosene						
Gas/Diesel Oil						
Residual Fuel Oil						
LPG						
Ethane						
Naphtha						
Lubricants ^(b)						
Petroleum Coke						
Refinery Gas						
Anthracite						
Coking Coal						
Other Bituminous Coal						
Sub-Bituminous Coal						
Lignite						
Peat						
Patent Fuel						
Brown Coal Briquettes						
Coke Oven Coke						
Gas Coke						
Gas Works Gas						
Coke Oven Gas						
Blast Furnace Gas						
Natural gas						
						Total

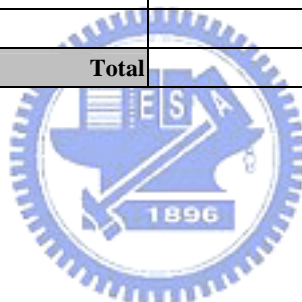
第二部份 (1/1)

MODULE	ENERGY							
SUBMODULE	CO₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)							
WORKSHEET	AUXILIARY WORKSHEET 1-2: ESTIMATING CARBON STORED IN PRODUCTS							
SHEETS	1 OF 1							
COUNTRY	Taiwan							
YEAR								
	A	B	C	D	E	F	G	H
	Feedstock Use	Conversion Factor (TJ/Unit)	Feedstock Use (TJ)	Carbon Emission Factor (t C/TJ)	Carbon Content (t C)	Carbon Content (Gg C)	Fraction of Carbon Stored	Carbon Stored (Gg C)
FUEL TYPES			$C=(A \times B)$		$E=(C \times D)$	$F=(E/1000)$		$H=(F \times G)$
Gas/Diesel Oil								
LPG								
Ethane								
Naphtha								
Natural Gas								
Other Fuels ^(a)								
Other Oil								



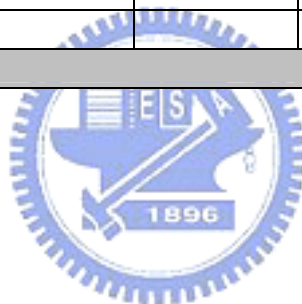
第三部份 (1/2)

MODULE	ENERGY					
SUBMODULE	CO₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET	1-2 STEP BY STEP CALCULATIONS					
SHEETS	MEMO ITEMS: INTERNATIONAL BUNKERS					
COUNTRY	Taiwan					
YEAR						
MEMO ITEMS: INTERNATIONAL BUNKERS	A Consumption	B Conversion Factor (TJ/Unit)	C Consumption (TJ) C=(AxB)	D Carbon Emission Factor (t C/TJ)	E Carbon Content (t C) E=(Cx D)	F Carbon Content (Gg C) F=(E/1000)
Intl. Marine Bunkers						
Gasoline						
Gas/Diesel Oil						
Residual Fuel Oil						
Lubricants						
Sub-Bituminous Coal						
	Total					
Intl. Aviation Bunkers						
Gasoline						
Jet Kerosene						
	Total					



第三部份 (2/2)

MODULE	ENERGY					
SUBMODULE	CO₂ FROM FUEL COMBUSTION BY SOURCE CATEGORIES (TIER 1)					
WORKSHEET	1-2 STEP BY STEP CALCULATIONS					
SHEETS	MEMO ITEMS: INTERNATIONAL BUNKERS					
COUNTRY	Taiwan					
YEAR						
MEMO ITEMS: INTERNATIONAL BUNKERS	G Fraction of Carbon Stored	H Carbon Stored (Gg C)	I Net Carbon Emissions (Gg C)	J Fraction of Carbon Oxidised	K Actual Carbon Emissions (Gg C)	L Actual CO ₂ Emissions (Gg CO ₂)
		H=(F×G)	I=(F-H)		K=(I×J)	L=(K×[44/12])
Intl. Marine Bunkers						
Gasoline						
Gas/Diesel Oil						
Residual Fuel Oil						
Lubricants	(a)					
Sub-Bituminous Coal						
	Total					
Intl. Aviation Bunkers						
Gasoline						
Jet Kerosene						
	Total					



附錄三

**附表 1 Reference Approach 中
IPCC 化石燃料項目與能源平衡表化石燃料項目平衡式表**

IPCC 項目		能源平衡表(Gcal 項目)	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	=第 12 項(原油 Crude Oil)
		Orimulsion	忽略此項
		Natural Gas Liquids	=第 17 項(天然汽油 Natural Gasoline)
	Secondary Fuels	Gasoline	=第 18 項(航空汽油 Avi. Gasoline)+ 第 19 項(車用汽油 Motor Gasoline)
		Jet Kerosene	=第 21 項(航空燃油 Jet Fuel)
		Other Kerosene	=第 22 項(煤油 Kerosene)
		Shale Oil	忽略此項
		Gas / Diesel Oil	=第 23 項(柴油 Diesel Oil)
		Residual Fuel Oil	=第 24 項(燃料油 Furl Oil)
		LPG	=第 15 項(液化石油氣 LPG)
		Ethane	忽略此項
		Naphtha	=第 28 項(石油腦 Naphtha)+第 30 項(烯烴類 Olefins)+第 31 項(芳香烴類 Aeromatics)
		Bitumen	=第 26 項(柏油 Asphalts)
		Lubricants	=第 25 項(潤滑油 Lubricants)
		Petroleum Coke	=第 29 項(石油焦 Petroleum Coke)
Refinery Feedstocks	石化原料 =0		

		Other Oil	=第 27 項(溶劑油 Solvents)+ 第 32 項(其他石油產品 Other Petro. Products)
--	--	-----------	---

IPCC 項目			能源平衡表(Gcal 項目)
Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)	=第 3 項(自產煤 Indigenous Coal)+第 6 項(進口燃料煤 Imported Steam Coal)
		Coking Coal	=第 5 項(進口原料煤 Imported Coking Coal)
		Other Bit. Coal	忽略此項
		Sub-bit. Coal	次煙煤 =0
		Lignite	褐炭 =0
		Oil Shale	忽略此項
		Peat	泥煤 =0
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel	=第 9 項(煤球 Patent Fuel)
		Coke Oven/Gas Coke	=第 7 項(焦炭 Coke)
	Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	=第 33 項(天然氣 Natural Gas)+ 第 34 項(液化天然氣 Liquefied Natural Gas)

註：IPCC 項目是 IPCC GHG Inventories Software 中 Reference Approach 化石燃料名稱。

附表 2 碳固定化 Carbon Stored

	Estimated fuel quantities
Naphtha ^(a)	=28 th 石油腦、30 th 烯烴類和 31 st 芳香烴類三者之最終消費總和。
Lubricants	=25 th 潤滑油 最終消費 + 轉變投入
Bitumen	=26 th 柏油 最終消費
Coal Oils and Tars (from Coking Coal)	=5 th 進口原料煤 能源總需要*6%
Natural Gas ^(a)	=33 rd 天然氣 及 34 th 液化天然氣之 石化原料 及 肥料 相加
Other Oil	=27 th 溶劑油 + 32 nd 其他石油產品 的 最終消費 + 轉變投入
Petroleum Coke	=29 th 石油焦 的 非能源消費

註記：最後兩項是考慮到台灣狀況增設。



附表 3 by Main Source Categories

IPCC GHG Inventories Software 之各部門與能源平衡表之部門平衡式

部門	對應能源平衡表之部分
Table 1-2s1-1 ENERGY INDUSTRIES 能源工業 部門	= 第 11 行發電 + 第 13 行汽電共生 + 第 18 行能源部門
Table 1-2s3-4 MANUFACTURING INDUSTRIES AND CONSTRUCTION 製造業與 建築業部門	= 第 30 行工業部門
Table 1-2s5-6 TRANSPORT 運輸部門	Domestic Aviation = 第 26 行 航空使用 Ps. 多一項 Other Oil = 第 23 項柴油及第 24 項燃料油 之 第 26 行 航空使用；其 emission factor 取兩者相加除 以二之加權值
	Road Transport = 第 27 行 公路使用 Ps. 因應本國情況多加一項 Residual Oil(= 第 24 項 燃 料油 Fuel Oil)
	Rail Transport = 第 28 行 鐵路使用
	National Navigation = 第 29 行 水運使用 Ps. 因應本國情況多加一項 Other Kerosene (= 第 22 項 煤油 Kerosene)
	Pipeline Transport 忽略不計
Table 1-2s9-10 COMMERCIAL / INSTITUTIONAL SECTOR 商業與公共部門	= 第 70 行 商業部門(批發、零售、國貿及餐飲 業)
Table 1-2s11-12 RESIDENTIAL SECTOR 住宅部門	= 第 69 行 住宅部門
Table 1-2s13-14 AGRICULTURE / FORESTRY / FISHING 農林漁牧部門	= 第 66 行 農林漁牧部門
Table 1-2s15-16 OTHER (NOT ELSEWHERE SPECIFIED) 其他部門	= 第 71 行 其他部門 Ps. 因應本國情況多加 Bitumen(第 26 項 柏油)及 Other Oil(第 27 項溶劑油 + 第 32 項 其他石油產品)

附表 4 by Main Source Categories
IPCC 化石燃料項目與能源平衡表化石燃料項目平衡式表

IPCC 項目		能源平衡表(Gcal 項目)	
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	=第 12 項(原油 Crude Oil)
		Orimulsion	忽略此項
		Natural Gas Liquids	=第 17 項(天然汽油 Natural Gasoline)
	Secondary Fuels	Gasoline	=第 18 項(航空汽油 Avi. Gasoline)+ 第 19 項(車用汽油 Motor Gasoline)
		Jet Kerosene	=第 21 項(航空燃油 Jet Fuel)
		Other Kerosene	=第 22 項(煤油 Kerosene)
		Shale Oil	忽略此項
		Gas / Diesel Oil	=第 23 項(柴油 Diesel Oil)
		Residual Fuel Oil	=第 24 項(燃料油 Furl Oil)
		LPG	=第 15 項(液化石油氣 LPG)
		Ethane	忽略此項
		Naphtha	=第 28 項(石油腦 Naphtha)+第 30 項(烯烴類 Olefins)+第 31 項(芳香烴類 Aeromatics)
		Bitumen	=第 26 項(柏油 Asphalts)
Lubricants	=第 25 項(潤滑油 Lubricants)		
Petroleum Coke	=第 29 項(石油焦 Petroleum Coke)		
Refinery Feedstocks	石化原料 =0		
Other Oil	=第 27 項(溶劑油 Solvents)+ 第 32 項(其他石油產品 Other Petro. Products)		

Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite ^(a)	=第 3 項(自產煤 Indigenous Coal)+第 6 項(進口燃料煤 Imported Steam Coal)
		Coking Coal	=第 5 項(進口原料煤 Imported Coking Coal)
		Other Bit. Coal	忽略此項
		Sub-bit. Coal	次煙煤 =0
		Lignite	褐炭 =0
		Oil Shale	忽略此項
		Peat	泥煤 =0
	Secondary Fuels	BKB & Patent Fuel	=第 9 項(煤球 Patent Fuel)
		Coke Oven/Gas Coke	=第 7 項(焦炭 Coke)[2004]
Gaseous Fossil	Natural Gas (Dry)	=第 33 項(天然氣 Natural Gas)+ 第 34 項(液化天然氣 Liquefied Natural Gas)	
	Refinery Gas	=第 14 項(煉油氣 Refinery Gas)	
	Coke Oven Gas	=第 8 項(煤氣 Coke Oven Gas)	
	Blast Furnace Gas	=第 10 項(高爐氣 Blast Furnace Gas)	

附表 5 CARBON STORED IN PRODUCTS

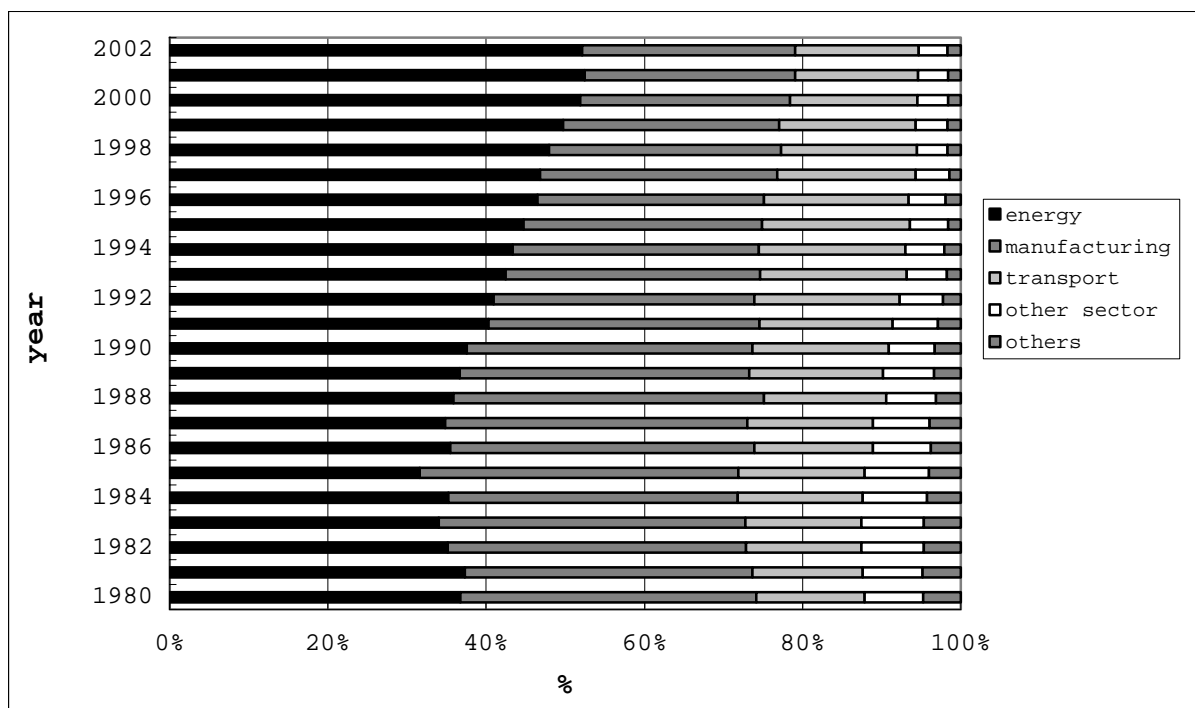
製造業與建築業之碳固定化

IPCC 項目	能源平衡表之部分
Gas/Diesel Oil	= 第 23 項柴油 之 第 40 行 石化原料業
LPG	= 第 15 項液化石油氣 之 第 40 行 石化原料業
Ethane	忽略不計
Naphtha	= 第 28 項 石油腦 + 第 30 項 烯烴類 + 第 31 項 芳香烴類 之 第 40 行 石化原料業
Natural Gas	= 第 33 項 天然氣 + 第 34 項 液化天然氣之 第 40 行 石化原料業
Other Fuels ^(a)	= 第 27 項 溶劑油 + 第 32 項 其他石油產品 之 第 40 行 石化原料業

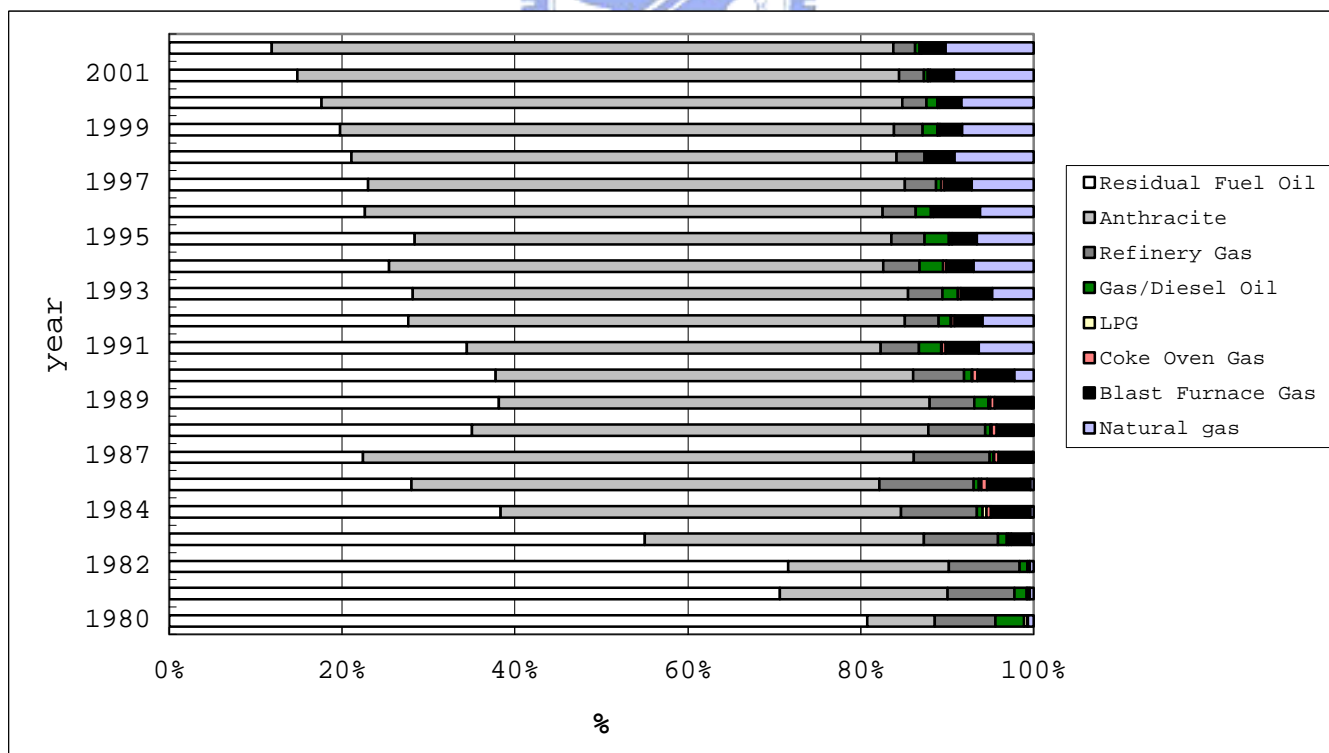


附表 6 International Bunkers 國際燃料使用統計

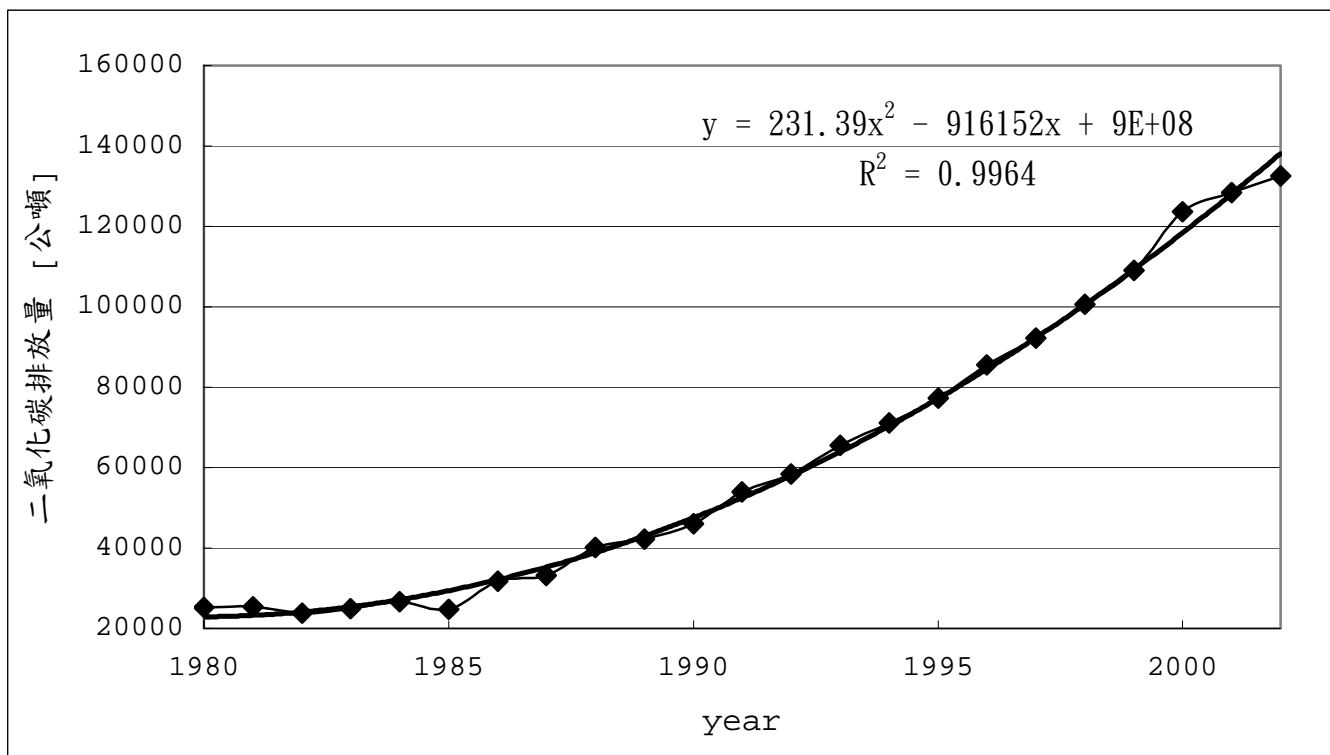
International Marine Bunker 國際海運燃料	= 第 22 項 煤油 + 第 23 項 柴油 + 第 24 項 燃料油 之 第 4 行 國際航運
International Aviation Bunker 國際空運燃料	= 第 21 項 航空燃油 之 *國際航空使用



附圖 1 1980~2002 各次部門二氧化碳排放量各年度比重



附圖 2 1980 年~2002 年能源次部門所用燃料排放之二氧化碳排放量比例



附圖 3 1980 年~2002 年能源次部門之二氧化碳排放量

