

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

再生能源產業之技術經濟與成本效益評估
**Techno-economic and cost-benefit analysis of renewable energy
industry**

計畫編號：1012001INER055

受委託機關(構)：中原大學

計畫主持人：林師模

聯絡電話：03-2655207

E-mail address：shihmolin@gmail.com

核研所聯絡人員：卓金和

報告日期：101 年 11 月 29 日

目 錄

目 錄	I
中文摘要	1
ABSTRACT.....	2
壹、計畫緣起與目的	3
一、生質酒精	3
二、碳封存與捕捉技術	4
貳、研究方法與過程	7
一、生質酒精	7
(一) 模式構建條件說明.....	7
(二) 方程式參數說明.....	9
(三) 模型目標函數.....	10
(四)研究流程.....	11
二、碳封存與捕捉技術	12
(一) 模型介紹.....	12
(二) 資料說明.....	21
參、主要發現與結論	25
一、生質酒精	25
(一)技術評估分析.....	25
(二)成本結構彙整及分析.....	26
(三)成本效益及靈敏度分析.....	27
(四)3E 效益評估	29
(五)市場潛力分析.....	29
(六)產業化建議.....	30
二、碳封存與捕捉技術	32
(一) 情境設計.....	32
(二) 模擬結果.....	33

(三) 結論.....	42
肆、參考文獻.....	43

表目錄

表 1 產業部門設定.....	22
表 2 CCS 相關成本結構及技術參數設定.....	23
表 3 生質酒精廠的經濟評價指標.....	28
表 4 模型內 CCS 之目標規劃.....	32
表 5 模擬結果列表.....	37

圖目錄

圖 1 生質酒精技術經濟分析架構及流程.....	12
圖 2 生產之巢式結構.....	17
圖 3 新能源產品之巢式結構.....	18
圖 4 能源投入之巢式結構.....	19
圖 5 電力之巢式結構.....	20
圖 6 國際能源價格設定.....	24
圖 7 BAU 之實質 GDP 及經濟成長率.....	34
圖 8 BAU 二氧化碳排放量.....	35
圖 9 BAU 發電結構.....	36
圖 10 CCS 設備各年度可捕捉之 CO ₂ 數量.....	33
圖 11 BAU 及減情境下之 CO ₂ 排放量.....	37
圖 12 燃煤發電配比.....	41

中文摘要

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。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 100 年度核能研究所持續發展的 3E 評估模型—GEMEET 為基礎，搭配各種技術經濟評估方法，針對生質酒精產業及碳捕捉與封存 (CCS) 技術，蒐集製程技術資料以更新模型之基準資料，並完成技術評估分析、成本效益分析、3E 效益評估等，同時也根據分析結果提出具體的產業化建議。

關鍵字：技術經濟、成本效益、3E 模型。

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 techno-economic and cost-benefit analysis for Taiwan's cellulosic ethanol industry and CCS technology. 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: Techno-economic, cost-benefit, 3E model

壹、計畫緣起與目的

一、生質酒精

在眾多可再生能源中，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化利用受到各國政府的重視。近年生質能的發展相當快速，Gobina (2007) 便表示，2007 年時全球生質能市場規模約為 592 億美金，預估至 2012 年將達 1215 億美金。

目前生質酒精投入的能源作物主要有甘蔗、甘藷、甜高粱、玉米等，將各式能源作物轉換為三種主要原料類型，分別為糖、澱粉、纖維素。以生產技術及成本而言，利用纖維素生產的成本較低廉，但所需技術較高，其次為澱粉，而以糖生產成本較高，但所需技術較低。若以纖維素作為生產，則除甘蔗渣、小麥與稻稈之外，另外玉米乾草、森林廢棄物、廢紙等廢棄物亦可作為生產原料。為不與糧食作物相互衝突，因此目前核能研究所致力於纖維素轉化酒精技術的研發。

行政院 98 年 11 月 5 日核定「綠色能源產業旭升方案」行動計畫，說明生質燃料願景為建立國內自主供應系統。為了滿足台灣未來及潛在可能發生之需求，尋求我國生質酒精產業之合適結構乃成為重要課題。所以，政策決定者關心的問題是：台灣生質酒精的發展潛力為何？應該在何地設置酒精廠？該建造多少座酒精廠？每座酒精工廠的產能為何？每座酒精廠的操作原料該從何處取得？原料是否能穩定的供應？實現政府推廣總量的可能舉措？

上述問題可透過酒精自產規劃模型來進行深入的探討，解答

我國自產酒精的經濟可行性來源。由於纖維酒精，有不「與民爭糧」、「與糧爭地」的優點，只是轉化技術未達成熟前，廠商對投入生產仍抱持觀望態度。但是，纖維原料不會影響糧食價格，是世界各國未來開發的重點，隨處可取的原料亦較能支持生質燃料政策願景。因此，本團隊進行纖維酒精的生產規模與成本項目進行廣泛且深入的探討。

本研究亦選擇符合台灣國情發展的糖質酒精加入討論，國內學者對其成本估算多有著墨(梁啟源、鄭睿和，2010；左峻德等，2011)，又台糖公司技術已發展成熟且有明確規劃民國 105 年投入生產，其產能規模約年產 10~12 萬公秉，本團隊直接蒐集相關數據進行單位成本推算與後續評估。當然，未來若政府規劃較高的生質酒精摻配比例(如：E10)為推動目標，屆時可將休耕地納入評估範圍。

二、碳封存與捕捉技術

再生能源的發展無疑為溫室氣體減量提供了一個解決方案，然而，面對龐大的減排壓力，除了使用再生能源來取代化石能源之外，尚需其他方案，而其中之一方則是淨煤技術。EIA (2011) 的資料顯示，2008 年全球電力供應中，約有 40% 是利用煤炭發電，即使到 2035 年，燃煤發電的比例仍高達 37%。相較於高漲的原油及天然氣價格，煤炭相對便宜許多，且煤礦蘊藏在世界各地分佈較平均，再加上蘊藏量可供使用的時間較原油來得長，大約仍有 100~200 年可供開採，因此多數國家仍仰賴燃煤電廠供電；根據綠色和平組織的預估計，至 2030 年全世界將有 5000 座燃煤火力電廠(胡湘玲，2009)。

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，提供了新能源及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，光是透過對新能源及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。

近年來，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。

貳、研究方法與過程

一、生質酒精

根據酒精原料來自各縣市，酒精廠址也非單一選擇的特性，本團隊設計規劃模型進行纖維原料的生產組合分配，目標函數均以最小成本(minimize cost)為目標，而模式情境條件為產能規模上限條件式與目標量限制式，亦提供可能設廠位址的評估，規劃產業內的生產結構，在不同的政策目標量下探討各廠房如何調整生產量。我國目前鼓勵生質酒精產業發展，但生質酒精設廠的資金成本高、投資回收不確定性高使得投資者怯步也是不爭的事實。因此，本團隊設計的自主供應規劃模型能探討合適的產業結構，提供決策者參考，能更明確規劃未來生質酒精產業藍圖。

(一) 模式構建條件說明

計算台灣生質酒精的生產成本，先要取得原料成本、廠房財務成本與酒精轉換技術等數據；其中，原料成本包括採集短運成本及額外運程需要的燃油成本，財務成本包括廠房設備等固定成本及酒精廠運作維護成本。各項假設條件分述如下：

1. 不考慮通貨膨脹，為固定價格(constant price)。
2. 各縣市農產廢棄物的資源量已知。
3. 各縣市農產廢棄物採集短運成本已知。
4. 酒精廠設置地點已知(北區、中區與南區)，以各區域資源

豐富地作為廠址。

5. 各縣市農產廢棄物運送至酒精廠之額外付出的費用已知。
6. 農產廢棄物可轉換成酒精的數量(酒精轉換技術)已知。
7. 基準酒精廠的設置成本已知，不含土地成本。
8. 基準酒精廠所需土地面積已知。
9. 酒精廠 j 的土地購置成本已知。
10. 基準酒精廠的人力成本已知。
11. 酒精廠 j 的人力成本平減數已知。
12. 基準酒精廠的維護與保險成本已知。
13. 基準酒精廠的變動營運成本已知。
14. 基準酒精廠的工廠規模已知。
15. 相對規模指數已知。
16. 酒精廠經濟壽命已知。
17. 酒精廠操作時間已知。
18. 基準酒精廠的電力副產品可售電量已知。
19. 折現率(平均資金成本率)已知。
20. 電力副產品售價已知。

21. 工廠最大規模已知。
22. 總最小產能(推廣目標量)已知。
23. 各種纖維料源的運作成本相同，忽略酒精廠操作各種纖維料源的工序差異。
24. 不考慮設備及人員閒置成本。
25. 酒精生產後交由中油與台塑摻配，不考慮管銷成本。
26. 農作物採收完後一個月內，可將工廠一年所需之農產廢棄物送至廠內儲存(Colusa, 2012)。

上述第 21 項與第 22 項為情境設定條件。在規劃模型的架構下，本文設計不同情境條件來探研究生質酒精產業結構。

(二) 方程式參數說明

來自不同縣市多種料源，如何整合各廠區之生產規劃，以滿足未來及潛在生質酒精需求有其研究價值存在，接下來介紹規劃模型的符號定義，之後列出建構模型的數學式。接下來介紹符號與主要變數：

縣市 $i=1, 2, \dots, I$ (舊制縣市，不含澎湖外島地區)。

料源 $k=1, 2, \dots, K$ ，代表不同料源。

工廠 $j=1, 2, 3, \dots, J$ ，代表共有 J 家酒精工廠($1 \leq J \leq 6$)。

X_{ikj} = 縣市 i 的料源 k 投入至酒精廠 j 生產的數量(公噸/年)(決策變數)

CT_k = 料源 k 的酒精轉換率，每公噸料源可產出多少公秉酒精。

R_{ik} = 縣市 i 的料源 k 的最大資源量(公噸/年)

FCD_{ij} = 從縣市 i 運送至工廠 j 的運輸成本(元/公噸)(參數)

TFC_j = 工廠 j 的總原料成本 (元/年)

I_j = 酒精廠 j 廠房設備的設置成本(元)

CRF = 固定資產回收係數

r = 折現率(%)

n = 酒精廠經濟壽命(年)

OM_j = 酒精廠 j 的營運成本(元/年)

$EleR_j$ = 酒精廠 j 的電力副產品收益(元/年)

TC_j = 酒精廠 j 的酒精生產成本(元)

TTC = 全部廠房生產酒精的總生產成本(元)

$MaxQ_j$ = 酒精廠 j 的工廠的產能上限(公噸/年)

$Target_s$ = 生質酒精特定推廣總量(公升)

(三) 模型目標函數

目標函數以總體酒精生產成本極小化為目標：

$$\min TTC = \sum_j TC_j$$

其中，酒精廠 j 的總生產成本，包括資金成本、營運成本、原料成本及扣除電力副產品收益，如下所示：

$$TC_j = I_j \times CRF(r, n) + OM_j + TFC_i - EleR_j$$

以及，規劃模型限制式包括：

$$\text{自主供應最低生產總量目標條件} \quad \sum_j Q_j \geq \text{Target}_s$$

$$\text{酒精廠規模上限條件} \quad Q_j \leq \text{Max}Q$$

$$\text{縣市酒精原料資源量限制} \quad \sum_i X_{ikj} \leq R_{ik}$$

$$\text{決策參數非負限制} \quad X_{ikj} \geq 0$$

(四)研究流程

規劃模型建置後，接續須對各項參數進行數據蒐集，之後進行規劃模型數值求解。由於生質酒精產業屬於新興能源產業，生質酒精設廠的資金成本高、酒精單位生產成本高、未來不確定性因素多使得投資者大多怯步。本團隊利用模擬成果，探究合適的產業結構，有益於政府單位明確規劃未來生質酒精產業藍圖，亦能制訂有效的經濟誘因子投資者，加速產業成長。亦可利用模擬成果進行成本效益分析，產業效益評估(3E 效益)，市場潛力分析，政策誘因評估，研究流程請參圖 1。

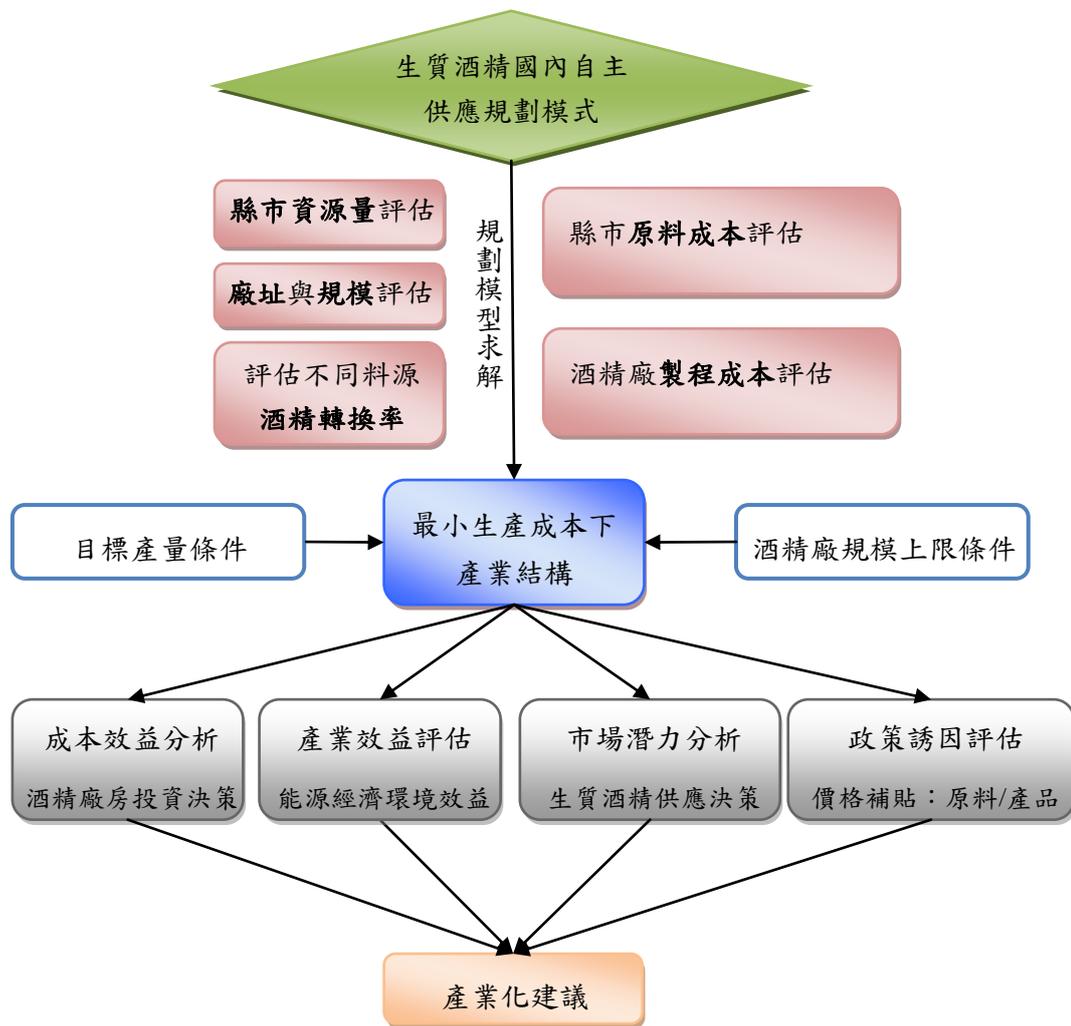


圖 1 生質酒精技術經濟分析架構及流程

二、碳封存與捕捉技術

(一) 模型介紹

能源一直以來便是經濟發展過程中不可或缺的重要投入，然而伴隨著能源的投入，也將排放許多對環境造成負擔的排放物，其中，對氣候變遷帶來最大影響的莫過於 CO₂，因此，為了評估環境、能源政策對經濟體系的影響，或經濟發展對能源與環境的衝擊，CO₂

的排放與能源消費間的連結是模型建置的首要工作。其次，在探討一些相關淨煤技術如 CCS 之效益評估時，資料的正確性與相關模型架構的合理性也是相當重要的。有鑑於此，這部分將針對整個模型架構包含 CCS 與資料作檢視與探討。

本計畫所建置之 Top-down 模型 **GEMEET**，以納入主要能源技術部門（包含傳統及新能源、再生性能源，如：火力發電、太陽光電、風力發電、水力發電、核能、IGCC 等）為主，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運作為優先，準此，所建置的模型含發電技術在內的部門數有 81 部門。而除此之外，此一模型的另一特色是將考量科技政策研發（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；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。對一些新能源及再生能源技術而言，在此一模型的設定下，其產業的擴張將可以透過 R&D 投入（政府及民間）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。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，得以變得更具有競爭力，進而導致經濟體系增加對其之需求，使得產業得以擴張。在模型運作的機制方面，本計畫模型核心的部份雖與多數動態可計算一般均衡模型 (Dynamic General Equilibrium Model) 之設定類似，但本計畫模型在經過各種與新及再生能源技術特型及相關政策機制與方程式之調整、重新設計後，已成為一相當獨特的政策評估模型。

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，如圖 2 所示，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，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，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 3 所示。在能源投入中（圖 4，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。

依據我國發電技術之現況與種類可知，電力供應主要是由煤、石油、天然氣、核能、水力發電、可再生能源或是本計畫所關心之搭配 CCS 的 IGCC 等技術所生產。¹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。而模型之發電結構則示於圖 5，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，而在考量未來淨煤發電技術發展之可能性與發展狀況，我們將傳統燃煤與搭配 CCS 的 IGCC 發電技術之間建立一巢式結構。換句話說，當搭配 CCS 的 IGCC 發電技術在未來若開始完工運轉的話，透過模型內 CES 函數之不完全替代機制，將會直接替代掉部分傳統之燃煤電廠。

¹ 由於許多研究均表示 IGCC 為眾多燃煤發電技術中有較高潛力做碳捕捉的技術，且其效率損失及成本均較低 (如 Cormos)，且許多研究均以 IGCC 及 NGCC 發電技術探討 CCS 的成本及可行性 (如 Schumacher and Sands, 2006)，因此本研究在燃煤電廠部份亦著重於探討 IGCC 的碳捕捉與封存。

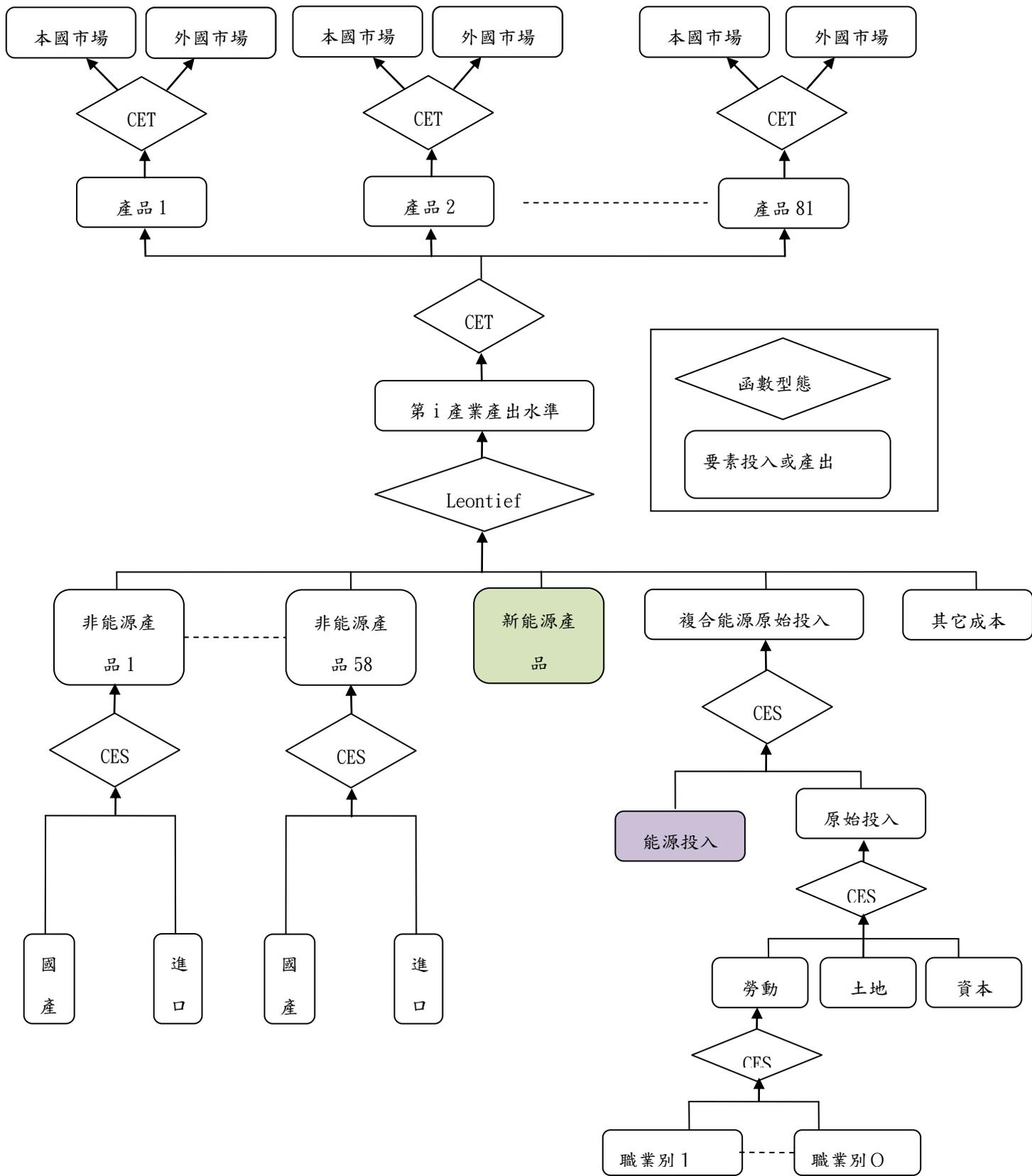


圖 2 生產之巢式結構

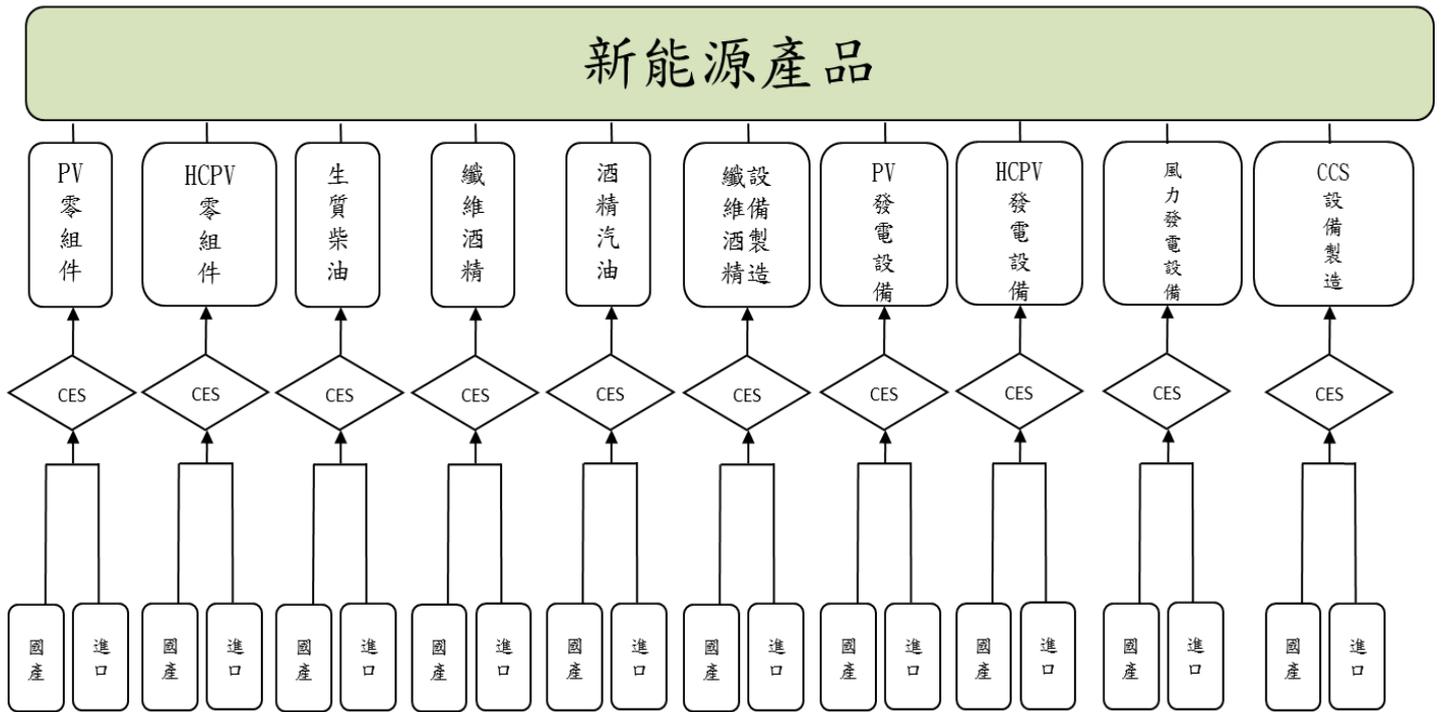


圖 3 新能源產品之巢式結構

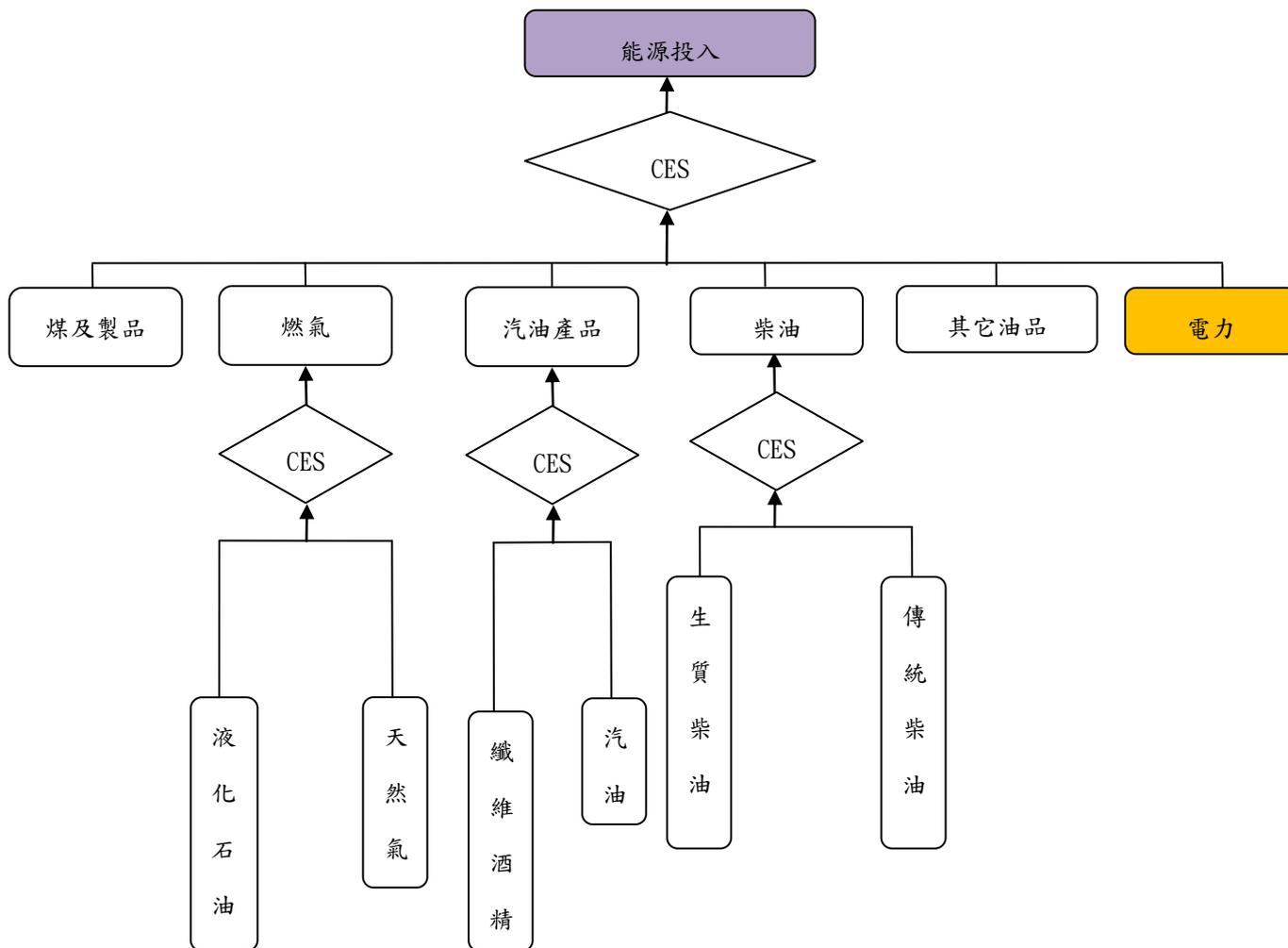


圖 4 能源投入之巢式結構

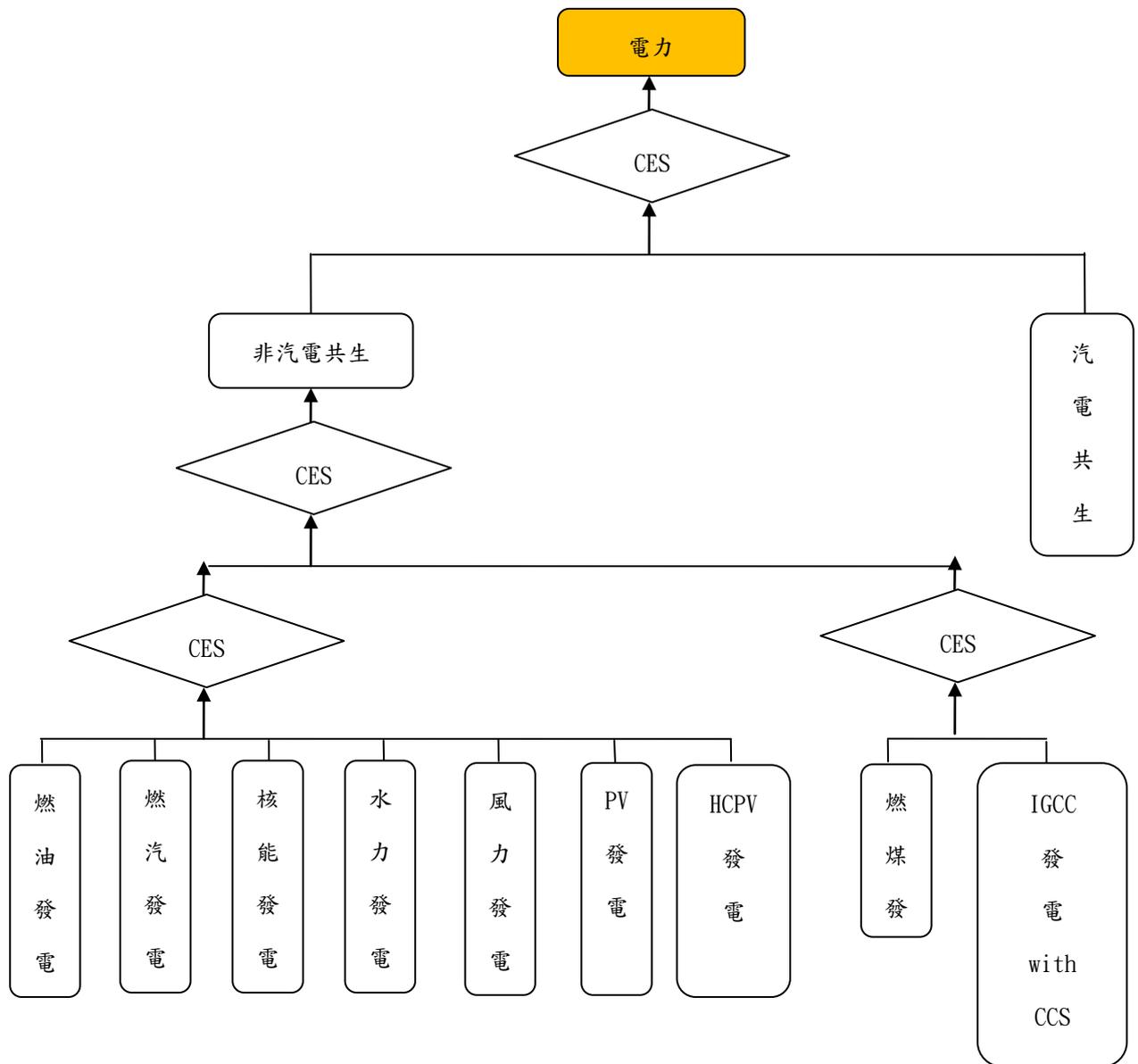


圖 5 電力之巢式結構

(二) 資料說明

本文所採用的基準資料，主要是以主計處所編製的 2006 年 52 部門投入產出表為基礎，經過部門整併與資料調整，編製成一 81 部門的投入產出表。其中包含詳細的能源礦產(原油、天然氣、煤及煤製品)、石油煉製品(汽油、柴油、航空用油、燃料油、煤油、潤滑油、輕油、煉油氣、瀝青)、新能源及再生能源設備及零組件製造業(矽晶太陽光電零組件、HCPV 零組件、生質柴油、纖維酒精、酒精汽油、纖維酒精設備製造、矽晶元太陽光電發電設備、高聚光發電設備、風力發電設備、CCS 設備製造)，以及發電技術部門(火力燃油、燃氣、燃煤發電、核能發電、水力發電、太陽光電發電、HCPV 發電、風力發電、IGCC 發電 with CCS)等之部門設定，如表 1 所示。

表 1 產業部門設定

	產業名稱		產業名稱		產業名稱		產業名稱
01.	農產	21.	其他化學製品	41.	矽晶太陽光電零組件	61.	水力發電
02.	畜產	22.	汽油	42.	HCPV 零組件	62.	太陽光電
03.	林產	23.	柴油	43.	生質柴油	63.	HCPV 發電
04.	漁產	24.	航空用油	44.	纖維酒精	64.	風力發電
05.	原油	25.	燃料油	45.	酒精汽油	65.	IGCC 發電 with CCS
06.	天然氣	26.	煤油	46.	纖維酒精設備製造	66.	汽電共生
07.	煤及煤製品	27.	潤滑油	47.	矽晶元太陽光電發電設備	67.	燃氣
08.	其他礦產	28.	輕油(石油腦)	48.	高聚光發電設備	68.	自來水
09.	加工食品	29.	煉油氣	49.	風力發電設備	69.	運輸倉儲
10.	飲料	30.	瀝青	50.	CCS 設備製造	70.	通信服務
11.	菸	31.	其他煉製品	51.	電機及其他電器	71.	商品買賣
12.	紡織品	32.	非金屬礦物製品	52.	運輸工具	72.	金融保險服務
13.	成衣及服飾品	33.	鋼鐵	53.	其他製品	73.	不動產服務
14.	皮革及其製品	34.	其他金屬	54.	房屋工程	74.	餐飲及旅館服務
15.	木材及其製品	35.	金屬製品	55.	公共及其他工程	75.	資訊服務
16.	紙、紙製品及印刷出版	36.	機械	56.	輸配電業	76.	其他工商服務
17.	化工原料	37.	家用電器產品	57.	火力燃油發電	77.	公共行政服務
18.	人造纖維	38.	資訊產品	58.	火力燃氣發電	78.	教育服務
19.	塑膠	39.	通信器材	59.	火力燃煤發電	79.	醫療服務
20.	塑、橡膠製品	40.	電子零組件	60.	核能發電	80.	傳播及娛樂文化服務
						81.	其他服務

在 CCS 技術參數設定方面，由於 CCS 尚為一個發展初期的技術，鮮少文獻詳細記載其投入結構，因此本研究一方面利用訪談方式，由研發團隊提供相關成本資料，另一方面則參考投入產出表中類似產業的投入結構，編製 CCS 產業的相關資料，表 2 中列出相關文獻及本文的參數設定比較。本文在設定 CCS 的碳捕捉效率時，以

較一般的預估 CCS 的碳捕捉比例約 90%，而從表中的比較，可發現本研究的 CCS 設定與 McFarland et al. (2004)的 Coal fire with CCS 設定相當接近。

另外，對於新能源與再生能源而言，化石能源是其最大的競爭能源，化石能源的價格也會影響新能源及再生能源的發展，因此，本文模型中的國際能源價格，採美國能源資訊局 (Energy Information Agency) 2011 年對原油、天然氣、煤炭的預測價格(圖 6)。

表 2 CCS 相關成本結構及技術參數設定

項目		McFarland et al. (2004)			Odenberger & Johnsson (2008)	本研究之 CCS
技術類型		NGCC	Gas fire with CCS	Coal fire with CCS		IGCC with CCS
碳排放量 (kg C / kWh)		0.092	0.01	0.02		
成本結構 (%)	資本費用	49	54 ^a	66		44.852
	勞動成本	21	20 ^a	22		10.047
	營運成本					10.757
	燃料成本	30	26	12		34.344
捕捉率		90%			90% ^a	90%
CO ₂ 排放量 (kg CO ₂ /kWh)		0.3373 ^a	0.0367 ^a	0.0733 ^a		0.07
CO ₂ 捕捉量 (kg CO ₂ /kWh)		-	0.33 ^a	0.66 ^a		0.62

^a 以 1kg CO₂ 內含 12/44=0.2727 kg 碳換算。

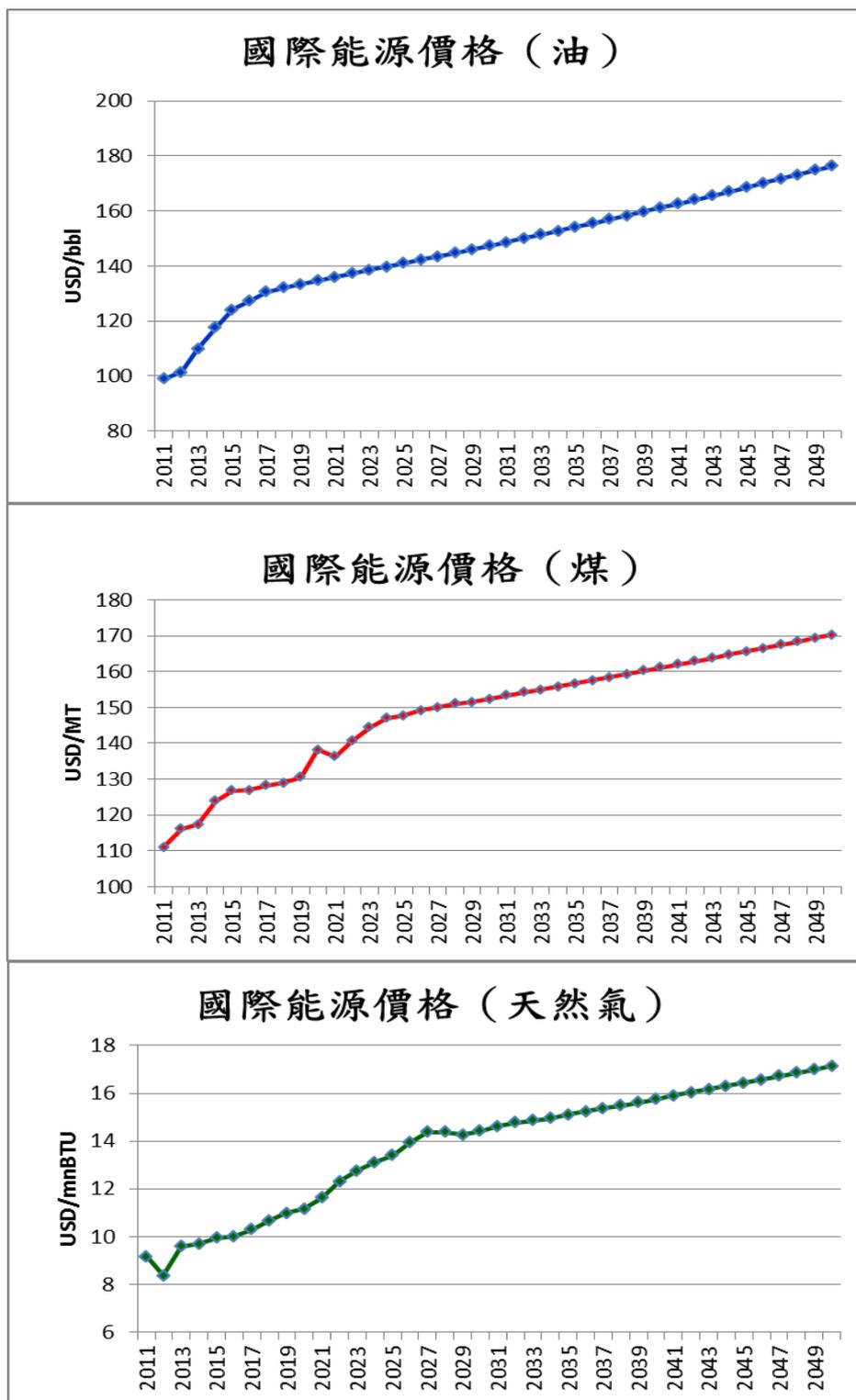


圖 6 國際能源價格設定

資料來源：美國能源資訊局（EIA）。

參、主要發現與結論

一、生質酒精

本研究在各縣市農作廢棄物統計和相關經濟成本數據的基礎上，建構生質酒精自主供應規劃模型，展開對我國生質酒精可能生產量與單位生產成本的核算，進行生質酒精自產的技術經濟分析。本研究得到以下成果。

(一)技術評估分析

達成國內自產充裕的纖維酒精，順利推展混合 3% 生質酒精的 E3 酒精汽油政策，國內纖維料源必須朝多元化發展，所以，本研究將臺灣主要農作物之農產廢棄物廣泛納入技術經濟評估範圍。國內纖維原料的技術數據目前以核能研究所纖維酒精研究團隊之稻草料源有具體成果，尚缺少其他種類農產廢棄物料源之技術數據，但按照 2012 年 3 月核研所纖維酒精研究團隊訪談成果，得知在既定的糖化與發酵技術下，纖維酒精之製程工序僅有些微差異，影響酒精產量的關鍵因素在於纖維原料中纖維素與半纖維素的組成成份 (feedstock composition)。因此，依據原料中纖維素與半纖維素的組成成份即可計算出可轉換的酒精量。

陳彥豪、黃郁棻(2007)曾依據國外先進的糖化與發酵技術，及我國纖維原料中纖維素與半纖維素的組成成份，計算各個原料的酒精轉換值。但實務上我國纖維轉換技術尚未達國外先進水準，本團隊為真實反映我國酒精開發潛能，須依現行可達技術進行規劃。所以，根據當前核研所稻草轉換技術，測算我國其他纖維料源之酒精轉換技術率(ethanol yield)。

根據核能研究所纖維酒精噸級廠之技術目標，2012 年稻

草酒精轉換效率將從 0.200 L/kg (公升/公斤)精進至 0.220 L/kg (蘇美惠等，2011)，所以本研究使用稻草酒精轉換效率 0.220L/kg 基準值。依此基準數據，推估其他纖維料源之酒精轉換率。如**錯誤! 找不到參照來源。**所示，甘蔗渣/葉的酒精轉換率為 0.238L/kg，玉米稈為 0.220L/kg，甘薯蔓/葉為 0.167L/kg，落花生藤/殼 0.180L/kg。

(二)成本結構彙整及分析

1. 生產成本結構：

本團隊的研究成果顯示纖維酒精的原料成本與製程成本各占一半(原料成本占比約為 54%~55%，製程成本占比約在 45%~46%)。左峻德等(2011)評估的纖維酒精亦有相似的成本結構(原料成本占比約為 54%~55%，製程成本占比約在 45%~46%)。與美國實驗室顯示的成本結構(原料成本占比 34%，製程成本占比 66%)大不相同，不僅於此，我國纖維酒精的生產成本——不論是原料成本部分，或是製程成本部分——遠高於美國。這顯示我國在原料採集與製程上都有相當的改善空間。

2.規模經濟有助於降低生產成本

工廠產能(capacity)愈大，單位成本愈低。惟在產業發展初期，規模經濟效果有限(單位成本最高與最低相差 3 元，約佔生產成本的 8~9%)。

3.設廠地點 (location)有優先性：依農產廢棄物資源量分布與集中程度建議設廠地點：北區為新竹縣、中區為彰化縣、南區為嘉義縣。而生產成本與纖維原料集中性、土地成本和人

力成本攸關。故建議中區優先設廠，南區次之，北區最末。

(三)成本效益及靈敏度分析

討論酒精廠的成本與效益之前，須先確定酒精銷售價格與相關經濟參數才能進行探討。本研究假定，不考慮產銷成本的酒精售價為 35 NTD/L，折現率採用 5.25% (能源局，2011)。這個折現率實指酒精廠投資計畫投入全部資金之報酬率，包含自有資金與借貸資金的平均資金成本率：酒精廠設置成本七成為貸款，貸款利率 3.36%，貸款期間 10 年，按 20 年直線折舊，含 17% 營業稅，以上財務參數所計算的成本係固定價格 (constant price，未考慮通貨膨脹)。除此之外，廠房設備壽命為期 30 年(Humbird *et al.*, 2011)。

1.酒精廠成本效益

以目標量 30 萬公秉為例的酒精廠結構進行計算。共有 2 家廠房，一家為年產 10 萬公秉的甘蔗酒精廠，另一家為年產 20 萬公秉的纖維酒精廠。成本效益評估如下表所示：

表 3 生質酒精廠的經濟評價指標

	中區纖維酒精廠	南靖甘蔗酒精廠(南區)	投資方案接受條件
原料	農產廢棄物	甘蔗	
日處理量(t)	2,562	4,077	
固定投資成本(億元)	162	37.5	
原料成本(元/L)	16.56	20.43	
操作成本(元/L)	13.95	3.60*	
固定折舊(元/L)	6.01	2.51	
副產品收入(元/L)	0.75		
投資回收期(yr)	24.44	1.65	<30
內部報酬率	2.72%	60.66%	>5.25%
淨現值(百萬元)	-2,345	10,026	>0
益本比	0.85	3.67	>1
單位成本	35.77	26.54	

由上表得知：

(1)纖維酒精廠：生產成本高，對廠商來說非有利可圖的投資方案。

(2)甘蔗酒精廠：內部報酬率大於 5.25%，淨現值(百萬元)為正，益本比大於 1，顯示對廠商來說是有利可圖的投資方案。

2.纖維酒精嚴重缺乏市場競爭力

根據規劃模型演算結果與國外生質酒精成本比較，我國纖維酒精自產成本相對高，成本介於 35~38 元/公升(生產目標介於 20 萬~40 萬公秉)，今(2012)年以來 95 無鉛汽油銷售價格在 32~37 元區間變動，另外，進口酒精成本約每公升

24 元。

3.纖維酒精轉換技術為產品具經濟性之關鍵因素

根據主要參數的敏感性分析，相較於折現率與酒精售價，酒精轉換率的提升(轉換技術的研發)能夠大量增加酒精廠的酒精產量，促使酒精生產成本下降，是讓酒精廠投資項目的可行性提高的重要關鍵。

(四)3E 效益評估

酒精產業效益是以目標量 30 萬公秉為例進行計算。共有 2 家廠房，一家為年產 10 萬公秉的甘蔗酒精廠，另一家為年產 20 萬公秉的纖維酒精廠。纖維酒精廠可減少 42 萬公噸 CO₂，須花費 3,311 百萬元收購農產廢棄物，酒精產值為 7,000 百萬元，CO₂ 減量效益以梁啟源(2009)研究成果計算得 1,246 百萬元，若根據歐盟碳價則計價 118 百萬元。以及，年產 10 萬公秉的甘蔗酒精廠可減少 13.9 萬公噸 CO₂，須花費 2,043 百萬元收購甘蔗，酒精產值為 3,500 百萬元，CO₂ 減量效益以梁啟源(2009)研究成果計算得 412 百萬元，若根據歐盟碳價則計價 39 百萬元。若國內自行生產達成 2015 年的 30 萬公秉生質酒精推廣目標量，其整體產業效益約在 17,627~19,128 百萬元。

(五)市場潛力分析

1.酒精可能供應量約 51 萬公秉

我國農業廢棄物約有 200 萬公噸，若全部投入生質廠約可生產 46 萬公秉。實務上，廢棄物再利用率為 10%(根據稻草用於覆蓋與加工利用的比例計算)，餘 90%者通常隨意焚

燒或棄置，若將這些剩餘物投入酒精廠煉制，則可生產約 41 萬公秉的酒精。至於糖質酒精，根據台糖公司的規劃民國 105 年投入產能規模約 10~12 萬公秉的甘蔗酒精廠。所以，在不引起爭食問題的前題下，酒精可能供應量約 51~53 萬公秉。

2. 國內需求市場有賴政策建立

根據 2012 年能源產業技術白皮書的計劃，2015 年生質酒精推廣目標為 30 萬公秉，2020 年為 40 萬公秉，2025 年則為 50 萬公秉，這些推廣量皆為政府建立國內需求的目標。比照酒精可能供應量(51~53 萬公秉)，我國應有自產供應之可能，惟生產成本過高將成為產業發展障礙。若生質酒精缺乏價格競爭力，民眾對酒精汽油的使用安全性又有疑慮，未來勢必依賴政府扶植。

(六) 產業化建議

我國生質酒精產業發展面臨多重的難題，為順利建立和推展產業進程，本團隊亦對生質酒精產業進行 SWOT 分析，有助於瞭解產業可加以利用的內在優勢(strengths)，以及必須強化的內在劣勢(weaknesses)，此外也列出外在環境的機會(opportunities)與威脅(threats)，從而擬定下述產業發展策略。

1. ST 策略 (Max-Min 策略)

(1) 利用豐富農林廢棄物，增加纖維料源供應種類：農林廢棄物可以穩定酒精原料的供給(優勢)，回避糧食作物當作酒精原料的爭議(威脅)。同時，也解決廢棄物處理問題，改善空氣污染。

(2)多元化利用休耕地種植適合環境能源作物：未來要逐漸提高酒精汽油摻配比例，會面對原料來源問題。我國耕地有限，休耕地的使用可以活化農村(優勢)，選擇適合本地環境能源作物可以避免生物多樣性衝擊(威脅)。

2. SO 策略 (Max-Max 策略)

(1)建立酒精原料技術研發中心：我國擁有先進的農業技術(優勢)，有與東南亞相似的氣候環境，可針對適合東南亞氣候的酒精原料進行研發，利用廣大東南亞作為生產腹地，滿足旺盛需求的國際生質酒精市場(機會)。

3. WT 策略 (Min-Min 策略)

(1)逐步提高生質酒精添加比例：面對諸多不確定因素，廠商投資意願低落(劣勢)，生質酒精與一般燃料、進口酒精相較生產成本又高，產品競爭力低(威脅)。這些情況使得產業的建立愈形困難，故須依賴政府創造內需市場，首先，明訂低添加比例的酒精汽油使用規範，確保發展基礎，之後，再逐步提高生質酒精添加比例，擴大內需市場。

4. WO 策略 (Min-Max 策略)

(2)發展彈性燃料車(FFV)：彈性燃料車(FFV)的燃料是高濃度的酒精汽油(通常為 E85)，所以推廣彈性燃料車有助於刺激生質酒精產量的成長。透過引進彈性燃料車或自行發展彈性燃料車技術皆可擴大生質酒精市場，得解決國內市場需求小的問題(劣勢)。隨著生質酒精產量增加，亦可透過經驗曲線，降低生產成本，如此一來，我國生質酒精產有機會擴大產業規模，加入國際生質酒精市場(機會)。

二、碳封存與捕捉技術

(一) CCS 目標規劃與應有減量貢獻

發展 CCS 的目的主要在於減少 CO₂ 的排放，而為了瞭解 CCS 對台灣經濟體系的貢獻，因此本研究的情境設計，主要可分為兩個方向，分別是 CCS 的發展目標以及 CO₂ 的減量目標，藉由這二個設定的搭配，設計出 4 種的情境，並藉由模擬 4 種不同的情境下經濟體系的衝擊，即可觀察 CCS 及再生能源對經濟體系的貢獻。由於目前模型之限制，所以在本研究中所探討之 CCS 皆以加裝至 IGCC 為主。而情境設計的二個方向分別為：

1. CCS 發展目標：從 2021 年開始，每年增加 0.8GW，直到 2050 年目標為 24GW。其細部的目標規劃如表 4。

表 4 模型內 CCS 之目標規劃

年度	2025	2030	2035	2040	2045	2050
IGCC+CCS (單位:GW)	4	8	12	16	20	24

資料來源：行政院原子能委員會核能研究所。

減量情境之 CO₂ 減量目標：以模型內 CCS 裝置各年度可捕捉的 CO₂ 作為減碳量，再以 BAU 情境下各年度排放量為基準扣除減碳

量，作為各年度的 CO₂ 排放量的設定值。

若台灣未來發展 IGCC with CCS，並依前述目標逐年增加裝置，則預估每年可捕捉的 CO₂ 數量如圖 7 所示，並依此為減量目標。圖 7 中，可發現隨每年增加 0.8GW 的 CCS 設備，每年可捕捉的 CO₂ 呈直線成長，預計從 2021 至 2050 年總共約可捕捉 1,687 百萬公噸二氧化碳。

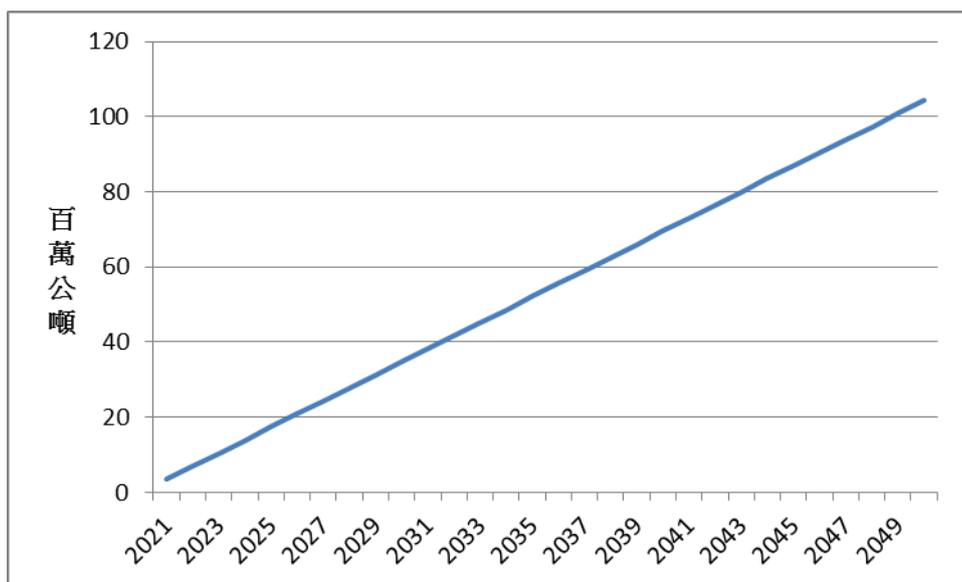


圖 7 CCS 設備各年度可捕捉之 CO₂ 數量

(二) 未來年 BAU 之經濟發展情形

在進行情境模擬之前，本文首先將未推廣 CCS 及再生能源，同時未限制 CO₂ 排放的 BAU 模擬結果整理如下，其中包含經濟成長率、CO₂ 排放量與發電結構。

圖 8 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。之後年度其外生變數相關設定則回到一般水準。而由圖 6 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 1.9%。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。

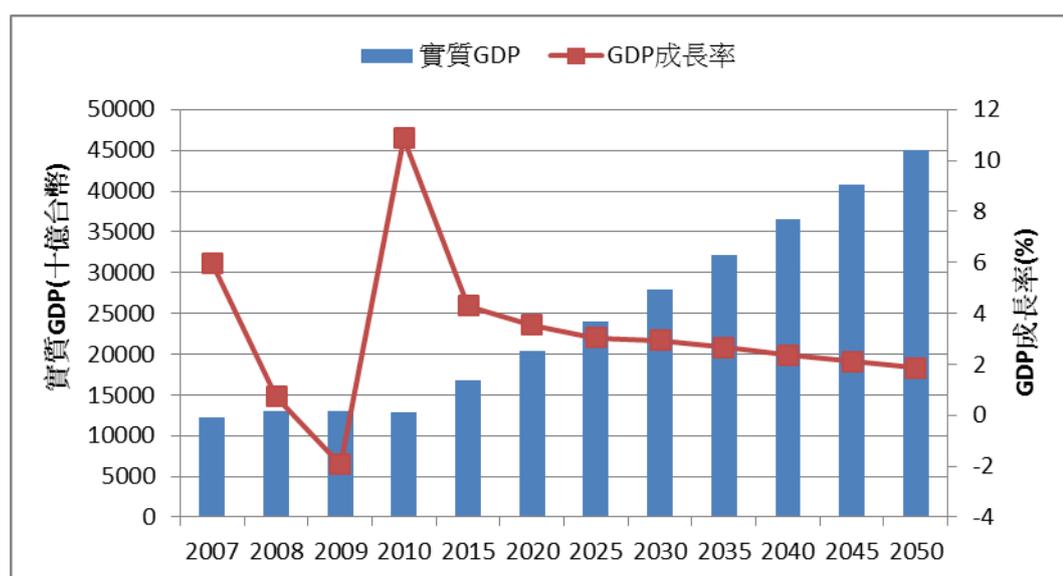


圖 8 BAU 之實質 GDP 及經濟成長率

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 9 則是模型所求解出台灣的二氧化碳排放量。在歷史年（2007~2010）中由於經濟成長舒緩，甚至在 2009 年呈現負成長，所以我們可以觀察到二氧化碳排放量在歷史年中是呈現減少

之狀態。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521百萬公噸。

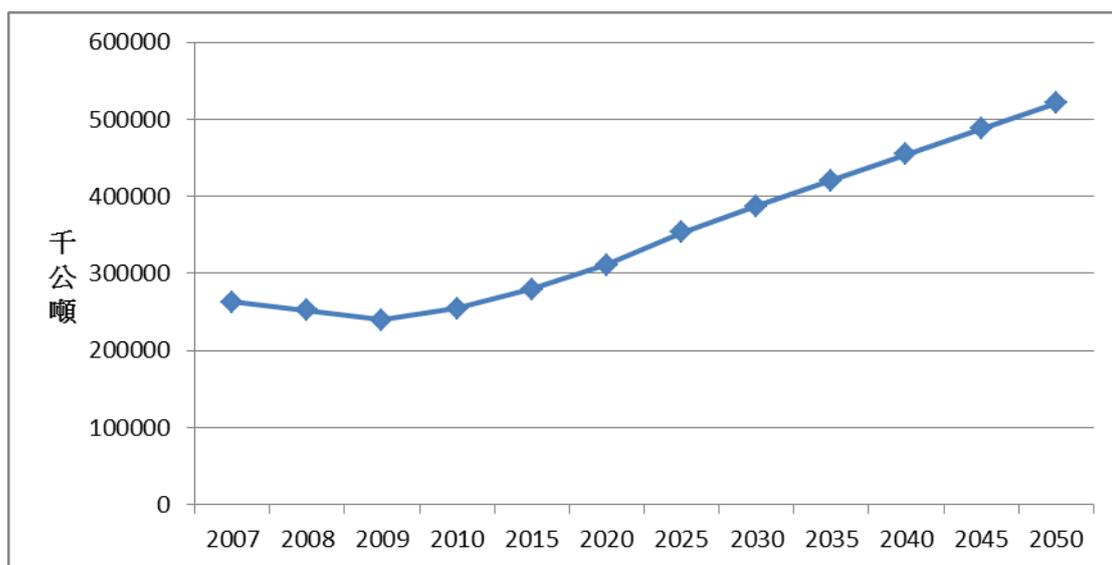


圖 9 BAU 二氧化碳排放量

最後，圖 10 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。

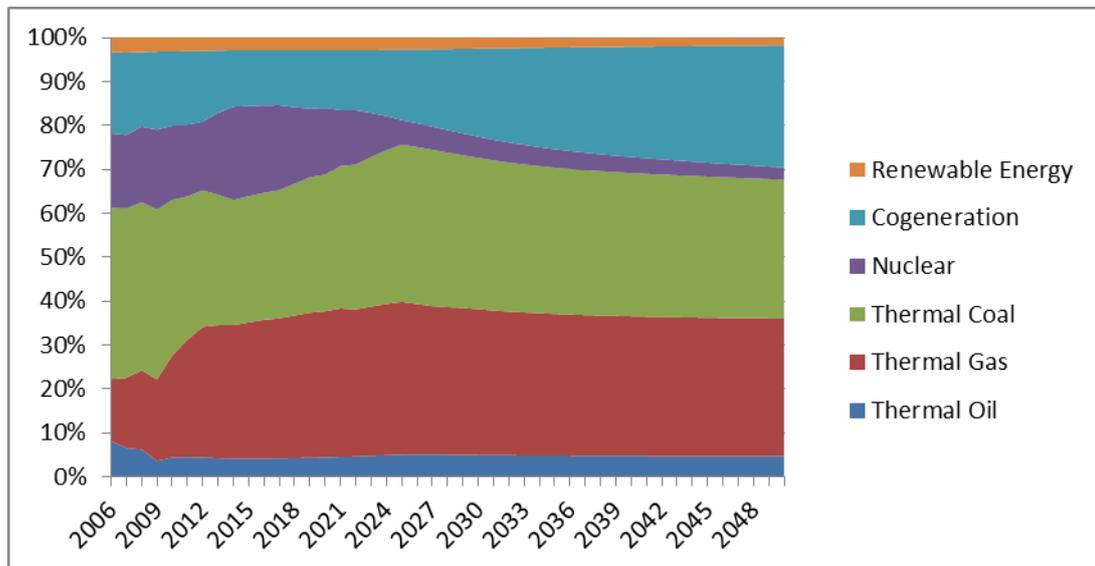


圖 10 BAU 發電結構

(三) 發展 CCS 對台灣經濟及減碳貢獻

當台灣發展 CCS 產業後，因以 CCS 取代傳統燃煤發電，應可減少 CO₂ 之排放，若台灣以上述每年 0.8GW 的速度增加 CCS 裝置，則至 2050 年 BAU 的二氧化碳扣除 CCS 補捉的 CO₂，應如圖 11 的

減量情境所示，自 2020 年至 2050 年的總減碳量應達 1,687。

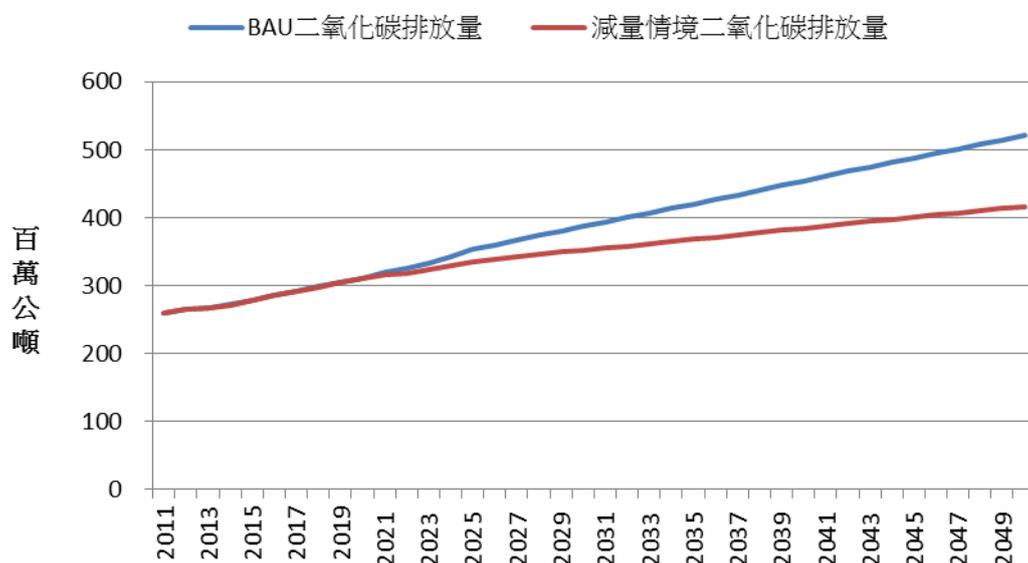


圖 11 BAU 及減量情境下之 CO₂ 排放量

表 5 模擬結果列表

情境			模擬結果 (與 BAU 相比，從 2021 至 2050 年之累計變)		
	CCS 目標	CO ₂ 排放限制	實質 GDP 變動量 (單位:十億台幣)	就業量變動 量	CO ₂ 變動量 (單位:千公噸)
BAU	-	-	-	-	-
S1	o	-	1,339	63.89	-995,039
S2	-	o	-39,674	-3,431.97	-1,687,611
S3	o	o	-14,275	-1,670.15	-1,690,117

註： 1. CCS 目標為自 2021 年起，每年增加 0.8GW 的 CCS 裝置容量，至 2050 年止共增加 24GW。

2. CO₂ 排放限制以為每年 CCS 裝置可捕捉量為減量情境。

3. 就業量變動量之單位為人次，並假設 1 年 1 就業人數為 1 人次，

經由模型模擬後，結果可整理如表 5 所示。

表 5 中，利用前述兩個不同的設定，組合成 4 種不同的情境。由於發展 CCS 的目的主要在於減少 CO₂ 的排放，若在無減量目標之下，CCS 相較於其他技術而言成本較高，較無發展空間，因此在其中 2 個情境下，均假設經濟體系需達到減量目標。比較 S1 至 S3 間的異同，可探討 CCS 對經濟體系及減量的貢獻：

1. 發展 CCS 且未管制 CO₂ 排放，自 2020~2050 年間，經濟體系累積減量約為 995 百萬噸。

在沒有 CO₂ 排放限制下，發展 CCS 使其達到預期目標，可使 GDP 累計增加 1.3 兆，就業人口增加 6 萬 3 千人次，CO₂ 累計減量 995 百萬公噸。由於增加 CCS 之裝置容量，累計至 2050 年原本應可封存 1,687 百萬噸 CO₂，但經濟體系最後累計僅減量 995 百萬噸，實際上大約只減少了原本應該捕捉量的 60%(995/1687)，其主要原因有以下三點：

- (1) 經濟體系為了要發展 IGCC with CCS，其設備業需額外生產更多設備來支應 CCS 發電技術。在本研究所使用的模型中，IGCC with CCS 此發電技術會使用到相當比例 CCS 設備業所生產出來的產品，而模型內目前 CCS 設備業約有 2/3 為國產，在生產相關設備中也需使用到能源或是進行其他會排放二氧化碳的經濟活動。所以透過整個經濟的產業關聯效果，總體減碳效果較原先預估小。

(2) IGCC with CCS 除了發電以外，由於還要捕捉處理相當大量的二氧化碳，本身也需要使用大約 1/4~1/3 的電力，導致發電效率會較低，所以實際上的 CO₂ 捕捉量會較原先預估的還要少。²

(3) 在實際的狀況中，發展 IGCC with CCS 可以完全替代掉傳統高排碳量的燃煤電廠。但在模型內的發電結構中，我們將傳統燃煤與搭配 CCS 的 IGCC 發電技術之間建立一巢式結構，也就是說在 CES 函數的設定下，經由替代彈性及透過相對價格的機制，反映 IGCC with CCS 與傳統燃煤發電技術之間的不完全替代關係。換句話說，在模型內 IGCC with CCS 發展的過程中，傳統燃煤電廠並沒有完全被替換掉，而是被部分替代，所以整體之二氧化碳的減排效果不如預期所估計。

2. 在有減量的目標下 (以 CCS 裝置可減碳量作為減量目標)，台灣發展 CCS 對 GDP 貢獻自 2020~2050 年合計約 25 兆，就業人數貢獻約 167 人次

若經濟體系未發展 CCS，但限制 CO₂ 較 BAU 時累計減少 1687 百萬公噸，則此時因經濟體系為減量而造成能源使用受限，將衝擊

² 胡湘玲 (2009) 表示 CCS 技術會使用其所發電力的 1/4 來進行碳捕捉；陳立誠(2012) 則表示碳捕捉需消耗本身電力的 1/3；IEA(2008) 預估各式燃煤電廠的 CCS 在 2010 年時所造成的效率損失約為 24~27%，至 2030 年隨技術進步，使電廠的發電效率提高，且 CCS 所造成的效率損失亦將降低，燃煤電廠的 CCS 所造成的效率損失在 2030 年約為 13%~18%；Finkenrath (2011) 整理 OECD 及中國 2005~2009 的幾個研究，發現碳捕捉將使發電效率減少約 20%~29%。

經濟生產活動，GDP 由 2020 至 2050 累計將受到 39 兆的負面衝擊，累計就業人次則減少 343.1 萬人次。若有發展 CCS，則經濟體系將因有低碳的 CCS 而可較 S2 發更多的電，此時 GDP 將僅受到 14 兆的衝擊，與 S2 相比，發展 CCS 將使 GDP 因減碳受到的衝擊減少 25 兆，約可減少在設定減碳目標下 64% 的負面經濟衝擊。而就業人口則受到的負面衝擊將由 343 萬人次下降為 167 萬人次，同樣約可減少約 51% 的就業人數衝擊。換言之，若經濟體系希望在 2020~2050 較 BAU 累計減量 1,687 百萬噸的目標下發展 CCS，則 CCS 對經濟體系的累計貢獻約為 25 兆，對就業人口貢獻約為 176 萬人次。

由上述的模擬結果的比較可以發現，發展 CCS 之後，CCS 設備至 2050 年共計可捕捉 1687 百萬噸 CO₂，若以為減量目標，卻不發展 CCS，將使經濟體系累計受到 39 兆的衝擊。然而在這樣的減量目標下發展 CCS，卻無法完全消除減量對經濟體系的衝擊，主要是因為，在發展 CCS 的過程中，必須投更多的資源於研發及設備生產，因而也就引發更多的 CO₂ 排放，然而在經濟體系未能允許排放更多 CO₂ 的情況下，經濟發展也就受限制，因此此時發展 CCS，僅能讓經濟體系恢復一部份。若從 GDP 及就業來看，分別抵銷負面衝擊並恢復約 64% 與 51%。

3. 發展 CCS 將使傳統燃煤發電比率下降，若同時有減量目標與發展 CCS，則傳統燃煤發電比例下降愈多

在實際的情況中，發展 IGCC with CCS 除了可以減少 CO₂ 排放的問題以外，另一個主要的目的就是要替代掉傳統高排碳量的燃煤電廠。但如前面的內容所述，模型中 IGCC with CCS 與傳統燃煤發電技術之間呈現一不完全替代的關係，所以我們欲觀察在這些情況下傳統燃煤發電的發電配比。如圖 12 所示，在基準情境中(BAU)，燃煤的發電配比都維持在 30%至 36%之間，而只限制 CO₂ 排放時(S2)，其配比稍微降低至 28%至 34%之間。但是當經濟體系發展 IGCC with CCS 時(S1)，燃煤發電占比將大幅下降，其中又以同時設定 CO₂ 減排目標為最(S3)，甚至可降低至 10%以下。

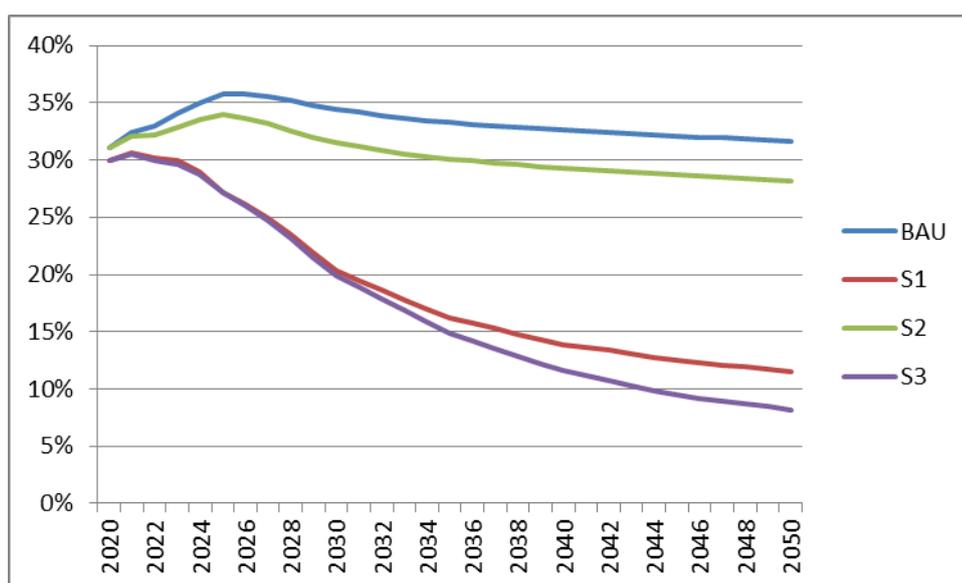


圖 12 燃煤發電配比

(三) 結論

能源一直是經濟發展不可或缺的重要要素，然而化石能源卻也帶來大量的二氧化碳排放，其中發電也占了相當一定的比例，但在面對如此高比例的燃煤發電，如能透過二氧化碳離析技術，將 CO₂ 自火力發電廠排放的廢氣中分離出來，並予以壓縮存放在儲存槽、煤礦層，或深海海床底下，將可以紓緩溫室氣體排放的問題。

然而新能源及再生能源技術的發展初期因高研發投入，與高成本使得其無法與其他技術競爭，然而隨者技術進步、政策措施及其他有利條件出現，使得新能源及再生能源逐漸變得有競爭力。究竟 CCS 技術的發展，對台灣經濟體系會帶來什麼樣的影響，對環境又有多少貢獻？本研究利用了結合經濟、能源、環境的 CGE 模型探討 CCS 技術發展對台灣經濟與環境帶來的影響。

由模擬結果可以發現，在沒有減量的壓力下，發展 CCS 對整個經濟體系的經濟面貢獻相當有限。但是在減量要求下，低碳的 CCS 技術雖然對經濟體系的貢獻會比在沒有減量的情境下還要高許多，但是也沒有辦法完全吸收或是抵銷掉減碳所帶來之衝擊。其主要原因為發展 CCS 及生產相關設備亦需投入許多資源，而這些資源再生產的過程中也會排放 CO₂，同時碳捕捉的過程亦會消耗電力，因此抵消部份 CCS 所帶來的環境效益。

肆、參考文獻

1. 左峻德等(2011)，第一代及第二代酒精工廠共構生產效益評估計畫，行政院原子能委員會委託研究案，計畫編號：1002001INER091。
2. 交通部公路總局(2012)，省道公路路線表及里程表，取自 <http://www.thb.gov.tw>。
3. 胡均立、林瑞珠 (2010)，「台灣推動碳捕捉與封存技之經濟可行性初探」，經濟前瞻，84-86。
4. 胡湘玲 (2009)，太陽能源，台北：天下遠見出版股份有限公司。
5. 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。
6. 財政部 (2012)，加值型及非加值型營業稅法，<http://www.etax.nat.gov.tw/gipadmin/site/public/Data/07.pdf>。
7. 能源局(2012)，<http://www.moeaboe.gov.tw/>。
8. 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。
9. 高虎、趙勇強 (2011)，中國能源中長期發展戰略研究—可再生能源卷，北京：科學出版社。
10. 高速公路局 (2012)，交流道一覽表及里程表，取自 <http://www.freeway.gov.tw/Publish.aspx?cnid=1288>。

11. 張四明 (2001), 「成本效益分析在政府決策上的應用與限制」, 行政暨政策學報, 第三期, 頁 45-80。
12. 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。
13. 梁啟源(2009), 「能源稅對能源需求及台灣經濟之影響」, 臺灣經濟預測與政策, 40(1), 頁 45-78。
14. 梁啟源、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(4), 頁 68-107。
15. 陳立誠(2012), 能源與氣候的迷思：2 兆元的政策失誤, 台北：高寶書版集團。
16. 陳旭昇、吳聰敏(2008), 台灣匯率制度初探, 經濟論文叢刊, 36(2), 頁 147 -182。
17. 陳彥豪、黃郁棻(2007), 我國生質酒精推動與科技發展策略介紹, 科技發展政策報導, 1820(3), 頁 20-40.
18. 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。
19. 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。
20. 楊盛行、林正芳、王繼國(2003), 農廢棄物處理與再利用, 台北：國立空中大學。

21. 臺灣中油公司(2012)，中油牌告價，<http://www.cpc.com.tw/>。
22. 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。
23. 蘇美惠、黃佳慧、張明仁、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，第十二屆全國實證經濟學研討會會議，民國 100 年 6 月 5 日，新竹：國立清華大學經濟學系。
24. 關稅總局 (2012)，中華民國海關進口稅則，web.customs.gov.tw/rate/rate/search.asp。
25. 經濟部工業局(2012)，台灣工業用地供給與服務資訊網，取得日期：2012 年 8 月 28 日，<http://idbpark.moeaidb.gov.tw/租售服務/購地服務/03.asp>。
26. 經濟部投資業務處(2008)，生質能產業分析及投資機會，http://www.dois.moea.gov.tw/content/doc/paper/06_生質能產業招商說帖.doc。
27. 陳鳳英(2007 年 5 月 19 日)，中油、台肥聯手生產酒精汽油，中國時報，取自 <http://www.cooloud.org.tw/node/2777>。
28. 楊伶雯(2008 年 10 月 15 日)，黯然退出能源事業：味王出售泰國暹邏酒精廠全數股權，今日新聞，取自 <http://www.nownews.com/2008/10/15/185-2350507.htm>。
29. 能源局(2012)，2012 年能源產業技術白皮書，台北：經濟部能源局。
<http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/home/Home.aspx>
30. Altamirano, J. C., L. Drouet, A. Sceia, P. Thalmann, and M. Vielle (2008),

Coupling GEMINI-E3 and MARKAL-CHRES to simulate Swiss climate policies, Research lab on the Economics and Management of the Environment.

31. 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.
32. Arndt, C (1996), "An Introduction to Systematic Sensitivity Analysis via Gaussian Quadrature," GTAP Technical paper No. 2, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
33. Beckman, J.F. and T.W. Hertel (2010), "Validating Energy-Oriented CGE Models," GTAP Working Paper No. 54.
34. 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.
35. Chen, F., Lu, S.-M., and Chang, Y.-L. (2007). Renewable energy in Taiwan: Its developing status and strategy. *Energy*, 32(9), 1634–1646.
36. Cormos, Calin-Cristian (2009), "Assessment of Hydrogen and electricity co-production Schemes Based on Gasification Process with Carbon Capture and Storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 6065-6077.
37. Dahl, Christian. M. and Melody. Lo (2005), "Assessing Exchange Rate Pass-Through: A New Empirical Approach," Manuscript, Purdue University.
38. EIA (2011), *International Energy Outlook 2011*, Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.

39. Farrell, A. E., Plevin, R. J., Turner, B. T., Jones, A. D., O' Hare, M., & Kammen, D. M. (2006). Ethanol can Contribute to Energy and Environmental Goals. *Science*, 311(5760), 506–508.
40. Finkenrath, Matthias (2011), "Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation," IEA working paper.
41. 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.
42. Gass, S.I. (1983), "Decision-Aiding Models: Validation, Assessment, and Related Issues for Policy Analysis," *Operations Research*, 31(4):603–31.
43. 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.
44. Gobina, E. (2007), *Biorefinery technologies and products* (Report ID:EGY054A), Wellesley, MA: BCC Research Publications.
45. 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.
46. Hoefnagels, R., V. Dornburg, A. Faaij, and M. Banse (2009), *Analysis of the economic impact of large-scale deployment of biomass resources for energy and materials in the Netherlands*, Utrecht University and Agricultural Economics Research Institute, Utrecht.
47. Hondo, H. (2005), "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case," *Energy*, 30, 2042-2056.

48. Humbird, D., Davis, R., Tao, L., Kinchin, C., Hsu, D., A. Aden (2011).
Process Design and Economics for Biochemical Conversion of
Lignocellulosic Biomass to Ethanol. Technical Report No.
NREL/TP-5100-47764: 147. Golden, Colorado: National Renewable
Energy Laboratory (NREL).
49. IEA (2008) , *CO₂ Capture and Storage: A Key Carbon Abatement Option*,
Paris: International Energy Agency.
50. 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.
51. 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.
52. Kim, S.H., and J. Edmonds (2000), "Potential for Advanced Carbon
Capture and Sequestration Technologies in a Climate Constrained
World," Washington, DC: Pacific Northwest National Laboratory Report
No. 13095.
53. Lavigne, A., and S. E. Powers (2007), "Evaluating Fuel Ethanol
Feedstocks from Energy Policy Perspectives: A Comparative Energy
Assessment of Corn and Corn Stover," *Energy Policy*, 35(11), 5918–5930.
54. Lee, D.H. (2011), "Algal Biodiesel economy and competition among
bio-fuels," *Bioresource Technology*, 102, 43-49.

55. 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.
56. McFarland, J.R., J.M. Reilly, and H.J. Herzog (2004), "Representing energy technologies in top-down economic models using bottom-up information," *Energy Economics*, 26 (4), 685–707.
57. Meier, P. (2003). Economic Analysis of Solar Home Systems: A Case Study for the Philippines (Working Paper No. 34541). World Bank. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/B73DC-46DDV4C-6G/2/ed9caf8ba459418183f1be4c628e9bf1>.
58. Odeh, N. and T. Cockerill (2008), "Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage," *Energy Policy*, 36, 367-380.
59. Odenberger, M. and F. Johnsson (2008), "The role of CCS in the European electricity supply system," *Energy Procedia*, 4273-4280.
60. Papong, S., and P. Malakul (2010), "Life-Cycle Energy and Environmental Analysis of Bioethanol Production from Cassava in Thailand," *Bioresource Technology*, 101(1): S112–S118.
61. Pearson, K., and C. Arndt (2000), "Implementing Systematic Sensitivity Analysis Using GEMPACK," GTAP Technical paper No. 3, Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
62. Schäfer, A. and H.D. Jacoby (2005), "Technology detail in a multisector CGE model: transport under climate policy," *Energy Economics*, 27(1),

1-24.

63. Schäfer, A. and H.D. Jacoby (2006), "Experiments with a hybrid CGE-MARKAL model." *The Energy Journal*, Special Issue in Hybrid Modeling of Energy- Environment Policies, Reconciling Bottom-up and Top-down, 171-177.
64. Schumacher, Katja and Ronald D. Sands (2006), "Innovative energy technologies and climate policy in Germany," *Energy Policy*, 34, 3929-3941.
65. Singh, Bhawna, Anders H. Stromman, Edgar Hertwich (2011), "Life cycle assessment of nature gas combined cycle power plant with post-combustion carbon capture, transport and storage," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5, 457-466.
66. Stocker, Andrea, Anett Grobmann, Reinhard Madlener, and Marc Ingo Wolter (2011), "Sustainable energy development in Austria until 2020: Insights from applying the integrated model e3.at," *Energy Policy*, 39, 6082-6099.
67. 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.
68. 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.
69. Vanzetti, D (1998), "Global Stocks, Price Stability and Food Security," Report No. 95, *Danish Institute for Agricultural and Fisheries Economics*, Copenhagen.

70. Colusa(2012), <http://www.colusabiomass.net/>.