

碳捕獲封存技術與國家新能源政策之選擇價值評估

李堅明^{1*} 廖喜堂² 葉鈞喬³

摘要

政府(2011)發佈新能源政策，確立國家逐步減核，邁向非核家園願景。然而，調降核能發電配比，將由何種能源(如煤炭、天然氣或再生能源)取代其發電缺口？不同替代能源，將影響發電成本及CO₂減量目標等，是影響政府選擇替代方案的重要參考。本研究引入選擇價值方法(option value method)，並納入碳價不確定性因子，評估三種替代方案(分別為燃煤機組加裝CCS、燃氣機組及混合方案)彌補減核之發電缺口的政策選擇價值。評估結果發現：(1)在2020年減核達總發電量6%後，即不宜再繼續擴大減核至12%；(2) 燃煤機組加裝CCS相較擴大天然氣機組更適宜作為減核之替代方案。

關鍵詞：實質選擇價值、低碳能源科技、溫室氣體脫鉤、發電成本

JEL分類：Q21, Q25, Q28

1. 前言

碳捕獲與封存技術(Carbon Capture and Storage, CCS)具有高效率的淨煤效果，平均約為90% (Damen *et al.*, 2009)，可以促進煤炭永續利用，是晚近最受到重視的淨煤技術之一。Lohwasser and Madlener (2011) 分析歐洲19個國家的整體電力發展，推估CCS將於2020年可以開始商轉，⁴且至2025年，CCS搭配燃煤發電廠的裝置容量預估可以達到143 GW，或占總發電裝置容量的14.6%。然而，高成本及潛在環境衝擊是目前發展CCS的最大挑戰⁵。依據國際能源總署(International Energy Agency, IEA, 2010)

的研究指出，目前的CCS示範計畫成本仍相當昂貴，例如：(1)燃煤-CCS：70-90歐元/MWh；(2)燃氣-CCS：70-120歐元/MWh。據此，為加速CCS發展，全球亦展開各種經濟誘因政策，特別是透過碳交易市場創造減碳效益的誘因機制，例如將CCS納入清潔發展機制(Clean Development Mechanism, CDM)計畫，期望透過CCS龐大減碳效益創造，促進CCS科技發展⁶。

由於CCS投資存在諸多不確定性因子，包括成本與減碳效益，將影響CCS投資與發展。因此，如何正確評估CCS投資成本效益，將攸關CCS發展。實質選擇價值理論(real option value theory)最早由Black and Scholes (1973)提

¹台北大學自然資源與環境管理研究所副教授兼所長

²台北大學自然資源與環境管理研究所碩士

³台北大學自然資源與環境管理研究所博士生

*通訊作者，電話：02-25009742，E-mail: cmlee@mail.ntpu.edu.tw

⁴Zero Emission Platform (ZEP, 2011)的研究報告指出，2020年之後，CCS將成為具競爭力的低碳能源技術。

⁵高成本、環境完整性(integrity)及民眾疑慮則是推動CCS科技的主要障礙(IPCC, 2005)。

⁶聯合國氣候變化綱要公約 (United Nation Framework Convention on Climate Change, UNFCCC, 2011)公布CCS為合格的清潔發展機制(Clean Development Mechanism, CDM)計畫，期望透過CCS龐大減碳效益創造，促進CCS科技發展。IEA (2012)在其研擬的CCS發展的路線圖(road map)中，亦提出以碳交易市場發展CCS之政策建議。

收到日期: 2014年02月06日

修正日期: 2014年03月31日

接受日期: 2014年04月21日

出⁷，具有評估投資計畫之風險與不確定功能，相較於傳統淨現值(Net Present Value, NPV)評估方法，更具優越性⁸，因此，被廣泛被應用至企業投資方案的財務績效評估，直至Dixit and Pindyck (1994)才開啟以實質選擇方法(real options method) 評估政府政策選擇之先河。晚近，更大量引入低碳綠色能源政策評估，例如探討燃料價格不確定下，低碳綠色能源投資與研發之政策選擇價值問題(包括Davis and Owens, 2003; Kjarland, 2007; Blyth *et al.*, 2007; Uddin and Barreto, 2007; Lin *et al.*, 2007; Fuss and Szolgayova, 2009; Fuss *et al.*, 2009; Siddiqui and Fleten, 2010)；探討低碳綠色能源技術進步與學習效果(learning by doing)之政策選擇問題(例如Ansar and Sparks, 2009；李堅明與劉恆齊，2010)⁹。受到全球碳市場發展的影響，開始納入碳價波動對低碳綠色能源選擇價值評估(例如Laurikka, 2006; Szolgayova *et al.*, 2008; Abadie and Chamorro, 2008)。綜合上述文獻發展可知，選擇價值理論可以反應政策選擇的不確定性，提高政策選擇彈性，是其主要之優越性。

臺灣政府為因應日本福島核災，於2011年提出「確保核安、穩健減核、打造綠能低碳環境、逐步邁向非核家園」等「新能源政策」方向¹⁰。由於台灣是一個獨立電力系統，且已制定溫室氣體減量目標¹¹，因此，降低核能發電配比的同時，應以何種能源與技術替代核能發

電缺口，致能夠兼具電力供給穩定及確保溫室氣體減量之雙重目標，將是政府推動新能源政策必須思考的現實問題。雖然CCS具有高減碳效益，然而，高成本是其發展限制。因此，以CCS搭配燃煤與燃氣機組，取代核發發電，是否具有環境與經濟效益？即成為政府發展CCS政策的重要思考。爰此，本研究將以二項式選擇權定價模式(Binomial Options Pricing Model) (參考李堅明與林達榮，2009)¹²，評估CCS搭配燃煤與燃氣機組，取代核能發電缺口之政策選擇價值。同時，檢視溫室氣體與經濟發展脫鉤(decoupling)潛力，以及發電成本負擔等影響效果，提供政府推動新能源政策之參考。

2. 研究思路與方法

能源(或電力)部門導入CCS之政策選擇價值，將包括兩項效益：經濟成長(以Gross Domestic Product, GDP衡量)與減碳效益(以碳價與減碳量乘積衡量)；以及一項成本：發電成本增加。進而，產生溫室氣體與經濟成長脫鉤效果。爰此，為符合本研究目的，修正Kaya方程式，如式(1)所示：

$$\frac{CO_2}{GDP} = \frac{CO_2}{E} \times \frac{E}{GDP} \quad (1)$$

其中， CO_2 為全國二氧化碳排放量； CO_2 / GDP 稱為二氧化碳密集度(CO_2 intensity)，如果 CO_2 / GDP 下降，稱為經濟成長與溫室氣體排放

⁷所謂選擇價值是經濟學家用來解決風險、不確定性及無知的一種方法，因此，選擇價值係指為讓未來世代有選擇使用(包括直接與間接使用)該環境與自然資源之機會，願意支付保存該環境資產的額外代價，抑或禁止某些環境或自然資源破壞活動之期望價值，簡言之，選擇價值即是風險貼水(risk premium)的觀念，反映活動額外(或增加)的機會成本(opportunity cost)，是該活動利益的減項，愈風險趨避的偏好，選擇價值愈高。

⁸淨現值分析法假設折現率、成本與效益等變數，在投資決策時點已知，且沒有考量未來相關因子變化所帶來不確定，從而，無法反饋外在因子變化，對該投資案決策的影響。反觀，實質選擇理論是再淨現值分析法的基礎下，納入未來各項變數的變化，因此，可以將外在因子變化反饋至投資決策，作為投資者對該投資計畫的持續或延緩決策之參考。綜合上述，可知，實質選擇價值方法，具有投資決策的優越性。

⁹所謂學習效果係指隨著科技發展，成本將逐漸降低。

¹⁰所謂「穩健減核」係指在核四安全無虞，且可商轉下，核能一、二及三廠屆齡不延役(核能一、二及三廠之運轉執照將於2018~2025年間陸續到期)，以逐步邁向非核家園願景。

¹¹依據永續能源政策綱領，台灣2020年溫室氣體排放量要回到2005年排放水準；2025年再進一步回到2000年排放水準。

¹²所謂改良序列複合選擇權係結合動態規劃與二項式選擇權定價模式特性，其優點是作為評估政府低碳與無碳能源發電結構調整政策下之政策選擇價值，且評估結果可供政府不同時點之最適政策選擇之參考。(李堅明與林達榮，2009)

脫鈎； E 為全國能源消費量，因此， CO_2/E 為單位能源之二氧化碳排放量，反應能源結構的低碳與潔淨度。當能源朝向低碳或無碳能源型態(如再生能源與核能)，則 CO_2/E 愈低；反之，當能源朝向高碳能源型態(如煤或石油)，則 CO_2/E 愈高； E/GDP 為能源密集度(energy intensity)，反應能源效率提升水準。

由於CCS導入(搭配燃煤或燃氣機組)，取代核能機組，將改變能源部門的發電燃料型態與結構，從而影響 CO_2/E 值，即成為本研究的主要推估式。此外，CCS導入亦將影響發電成本與GDP，因此，CCS導入之政策選擇價值即是綜合評估GDP增長、減碳效益，以及發電成本增加之淨效果。爰此，本研究將結合動態規劃(Dynamic Programming)與改良式序列複合選擇權(Sequential Compound Options)模型，稱為改良型二項式評價模式，適切評估CCS搭配燃煤或燃氣機組，取代核能除役之發電缺口的政策選擇價值。

本文以2010年臺灣國內生產毛額與國際碳價為基期，評估至2025年，面臨不確定碳價變動情況下，探討不同CCS情境之政策選擇價值。本文導入二階段序列複合選擇權模型(每階段五年一期)，同時，以滿足2020年二氧化碳密集度之潔淨能源配比，做為第一階段(2015年)的選擇權；並以滿足2025年二氧化碳密集度之潔淨能源配比，做為第二階段(2020年)選擇權。依據序列複合選擇權方法，推導各階段政策選擇價值。改良式模型特性為結合動態規劃及二項式選擇權定價模式，該模型具有政策決定前置期之特性，亦即將未來不確定之GDP與碳價，納入前置決策參考。因此，相較於一般動態規劃模型，求取最佳路徑(最小成本或最大收益)均是在確定選擇路徑(或期望隨機路徑)，無法將不確定因子納入前置期決策。此外，一

般實質選擇權評價模式雖然可處理不確定的未來路徑，但針對前置期的決策評估判斷，則無法有效描繪其可行之策略選擇。是故，本模型改良兩者之缺點並取其優點後，建立本研究之評價模式，提供具有前置期考量之決策評估工具。(李堅明、林達榮，2009)

3. 改良型序列複合選擇權

假設2010年基期，每期五年，目標年為2025年，因此，政府有兩期(2015與2020年)導入CCS的政策選擇機會，則政府各期之政策選擇淨效益(Net Benefit, NB) (或價值)，如下式所示：

$$NB = P_t^c Q_t^c + (GDP_t - GDP_{BAU}) - (AC_t^e - AC_{t-1}^e) \times Q_t^e \quad (2)$$

其中， NB 代表淨效益， P_t^c 為第 t 期之碳價， Q_t^c 為二氧化碳的減量¹³，因此， $P_t^c Q_t^c$ 即為第 t 期減碳效益， GDP_t 為各期低碳與無碳能源配比之GDP值， GDP_{BAU} 為基準情境下之GDP值， AC_t^e 為第 t 期的平均發電成本， Q_t^e 為第 t 期的發電量。綜合上述，各期淨效益即等於減碳效益($P_t^c Q_t^c$)加上GDP效益($GDP_t - GDP_{BAU}$)，再扣除機會成本(以發電成本增加衡量，亦即($AC_t^e - AC_{t-1}^e$) Q_t^e)。

以碳效益為例，本研究假設碳價波動路徑(參考Luis and Chamorro (2008)之設定)，符合幾何布朗運動(Geometric Brownian Motion, GBM)¹⁴，因此，假設碳價平均成長率為 u ，平均下降率為 d ，且令 $u \times d = 1$ ，無風險利率設為 r_f ，且必須符合 $u > 1 + r_f > d$ 之自然限制條件。本研究進而參考Copeland and Antikavro (2001)之風險中立機率法(risk neutral probabilistic method)設定¹⁵，獲得碳價上升的機率 $x = [(1 + r_f) - d] / (u - d)$ ，及碳價下降的機率為 $1 - x = [u - (1 + r_f)]$

¹³二氧化碳之減量為低碳能源配比情境之排放量與基準情境排放量之差額。

¹⁴所謂幾何布朗運動係指一個變數的變動路徑，受到飄移與波動兩項因子(或參數)的影響，此種不確定問題，常被應用於經濟變數，且通常以該變數平均成長率及該成長率之標準差，共同捕捉該變數的變動路徑。

¹⁵所謂風險機率中立法係指，面臨各種不確定性狀況之期望報酬皆相等。

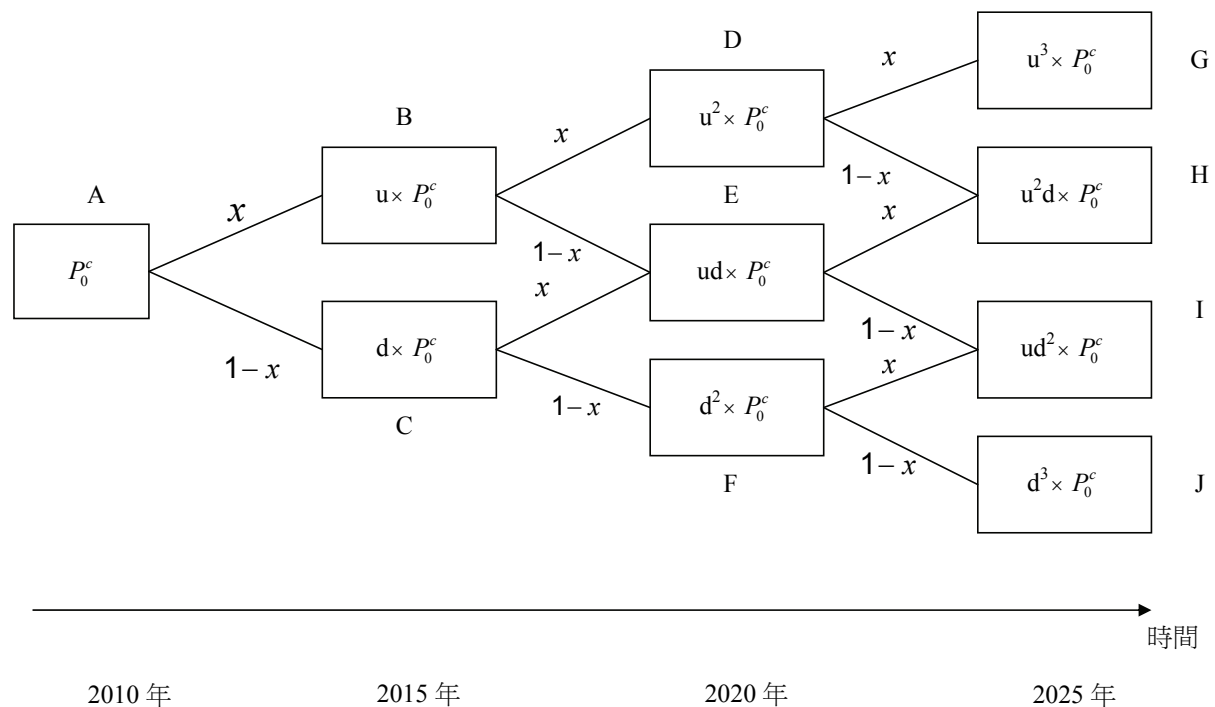


圖1 未來不確定下各階段之碳價計算

$/(u-d)$ ，其中， $0 \leq x \leq 1$ 。據此，碳交易價格變動路徑如圖1所示。倘若政府擬引入CCS，則政策選擇價值估算說明如后：政府在不同時點思考引進CCS時，將面臨兩個策略選擇，分別為維持現狀之碳效益(EM_N)與擴大綠色能源使用之碳效益(EM_U)。如圖1之節點A，面對未來碳價上升或下降的狀況，其維持現況或擴大綠色能源使用的碳效益為多少？而節點B也有兩個策略選擇，在面臨未來碳價波動上升或下降時，反映過去在節點A的策略選擇情境之下，其維持現況與擴大綠色能源使用之碳效益各為多少？如此，每個節點之策略選擇價值，不僅可反映過去政策選擇價值，亦可捕捉未來潛在碳價水準。本研究以改良型序列複合選擇權評價方法作為綠色能源科技政策之策略選擇依據，因此，第二階段(II)節點D、E、F所面臨之政策選擇效益，為2025年期望對應效益(由2020年策略所產生之效益)與第一階段(I)在2020年所產生之對應效益之總和，如下所示：

$$ENB_D^H = \frac{x \times ENB_G + (1-x) \times ENB_H}{1+r_f} + ENB_D^{2020} \quad (3)$$

其中， x 為碳價上升機率； $1-x$ 為碳價下降

機率； r_f 為無風險利率。因此， ENB_D^{2020} 為來自2025年反應至節點D所產生之期望減碳淨效益評估 $[x \times ENB_G + (1-x) \times ENB_H]/1+r_f$ 與2020年於節點D之期望減碳淨效益 ENB_D 之總和。其餘各節點淨效益值，以此類推，不再贅述。

依據各節點的淨效益值，進而，可以求得各節點之政策選擇價值。以節點D之政策選擇價值為例，比較維持淨碳技術配比(或現狀)之淨效益總和，與擴大淨碳技術配比之淨效益總和，較大者，即是該節點的政策選擇價值。節點D的政策選擇價值計算如下：

$$ENB_D^{2020} = \max \left\{ \frac{x \times ENB_{DN}^G + (1-x) \times ENB_{DN}^H}{1+r_f} + ENB_{DN}^D, \frac{x \times ENB_{DU}^G + (1-x) \times ENB_{DU}^H}{1+r_f} + ENB_{DU}^D \right\} \quad (4)$$

其餘節點的政策選擇價值計算方法相同，不再贅述。

4. 單位能源二氧化碳實證分析

引入CCS將改變能源部門發電燃料結構配比，在滿足永續能源政策綱領低碳與無碳能源

政策目標下，亦將改變國家單位能源二氧化碳排放量。爰此，本研究建立單位能源二氧化碳排放量與發電結構之雙對數(translog)迴歸方程式，如式(2)所示：

$$\ln \frac{CO_2}{E} = c_0 + c_1 \ln S_1 + c_2 \ln S_2 + c_3 \ln S_3 + c_4 \ln S_4 + c_5 \ln S_5 + c_6 \ln S_6 + c_7 \ln S_7 + e_t \quad (5)$$

其中， S_1 為燃氣配比； S_2 為燃油配比； S_3 為燃煤配比； S_4 為汽電共生配比； S_5 為水力配比； S_6 為再生能源配比¹⁶； S_7 為核能配比； e_t 為估計誤差。迴歸結果(如表1所示)(迴歸資料詳見附表1)，由表1可以看出，燃氣、水力、再生能源及核能配比提高，可以降低 $CO_2^{能源部門}/E^{能源部門}$ 值，表示能源結構朝向低碳化；反之，燃煤、燃油及汽電共生配比提高，將提高 $CO_2^{能源部門}/E^{能源部門}$ 值，表示能源結構朝向高碳化。

表1 單位能源 CO_2 排放量迴歸結果

變數名稱	估計係數	t值
c_0	1.2267	0.7805
S_1	-0.0180	-0.3077
S_2	0.0843	1.3490
S_3	0.0179	0.0636
S_4	0.1939	1.2938
S_5	-0.0908	-1.1346
S_6	-0.0040	-0.5035
S_7	-0.3355	-1.2657
R^2	0.9775	

資料來源：本研究

可知，迴歸係數符號相當符合直覺。由於本研究為時間序列析，強調與歷史資料的配適度，據此，作為推估未來趨勢的參考¹⁷。爰此，本研究為確認迴歸方程式對歷史資料的配適度，再以平均誤差百分比(Mean Absolute Percentage Error, MAPE)¹⁸，作為預測評估準則。本研究計算之MAPE = 4.56%，顯示高預測能力¹⁹。

5. 發電技術的學習效果評估

本研究以時間序列(time series)資料為主，因此，在研究方法上，相關變數進行迴歸分析(regression analysis)前，必須通過單根(unit root)與共整合(cointegration)檢定²⁰，確認時間序列資料具長期穩定性，始可進行迴歸分析。

本研究利用E-views時間序列軟體對相關變數進行單根與共整合檢定，確認所有變數經過二階差分後，為定態(steady state)數列，同時，變數間亦具有長期穩定關係²¹。

5.1. 平均發電成本推估

本研究區分低碳與無碳能源(包括燃氣、水力、再生能源及核能)，以及高碳能源(包括燃煤、燃油及汽電共生)兩條方程式²²，進行迴歸分析。迴歸分析結果彙整如表2所示，由表2可知，大部分迴歸係數均顯著，表示迴歸係數值的信賴水準高。同時，兩條迴歸方程式的 R^2 值相當高，顯示兩條方程式之自變數的解釋能力相當高。

¹⁶依據再生能源定義，應包括水力，然而，我國再生配比很低，主要以水力為主，因此，本研究將水力獨立列出，因此，本研究的再生能源並不包括水力。

¹⁷雖然本研究部分自變數之迴歸係數不顯著，然而，時間序列資料較強調配適度，亦即較重視迴歸方程式對歷史資料的解釋力。由於本研究之配適度相當高，因此，式(1)之迴歸方程式仍是良好的推估式。

¹⁸ $MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \cdot 100\%$ ， y_i 為第 t 期的實測值； \hat{y}_i 為第 t 期的預測值， n 為期數。

¹⁹Lewis (1982)將MAPE值區分為四個等級：(1) MAPE<10%為高準確；(2) 10%<MAPE<20%為良好；(3) 21%<MAPE<50%為合理；(4) 50%<MAPE為不準確。

²⁰Granger and Newbold (1974)發現非定態變數間，可能會出現所謂「假性迴歸」(spurious regression)現象，也就是在迴歸方法檢定的時候，如果採用的時間序列變數不是定態，則迴歸結果很有可能使原本毫無因果關係的變數之間卻出現假的因果關係。

²¹本研究利用經濟部能源局(2010)之1990年至2008年發電結構配比與發電成本資料，詳見附表A，進行單根與共整合檢定，然而，限於篇幅，無法呈現單根及共整合檢定結果，有興趣的讀者，可以向聯繫作者索取。

²²我國汽電共生系統雖然有部分是低碳的燃氣機組，然而，整體而言，汽電共生機組仍以燃煤機組比例較高。因此，本研究將汽電共生機組列為高碳能源。

表2 平均發電成本迴歸方程式水準值迴歸分析

$AC_{1t}^e = c_0 + c_2 ; S_2 + c_3S_3 + c_4S_4$		
變數名稱	估計係數	T值
常數項	3.436733***	5.422285
燃油配比(s_2)	-0.0302*	-1.65073
燃煤配比(s_3)	-0.04144***	-2.97093
汽電共生配比(s_4)	-0.07528***	-3.48088
R-squared	0.87763	
$AC_{2t}^e = c_0 + c_1S_1 + c_5S_5 + c_6S_6 + c_7S_7$		
常數項	1.160219	1.514886
燃氣配比 s_1	0.031062	1.511986
水力配比 s_5	-0.0039	-0.1836
再生能源配比 s_6	3.043012***	5.705584
核能配比 s_7	0.001841	0.093962
R-squared	0.962363	

註1：在此因為1994年到1999年之再生能源配比趨近於0，故作迴歸分析時，選用2000年到2008年之發電配比統計資料進行分析。

註2：「*」：表10%顯著；「**」：表5%顯著；「***」：表1%顯著。

資料來源：本研究。

5.2. 考量學習效果之平均發電成本調整

受到綠色能源科技進步之影響，低碳能源成本將隨時間而下降²³，本研究為探討發電技術之學習效果(learning by doing)²⁴，假設發電成本效率曲線如式(3)所示(參考Colpier and Cornland, 2002; Hamon, 2000; Neij, 1999等之設定)：

$$C_t = C_0 Q_t^{-\alpha} \quad (3)$$

其中， C_t 為第 t 年的發電成本； C_0 為第0期單位發電成本； Q_t 為第 t 年的累積發電量； α 為技術

效率參數，亦可稱經驗指數，且效率指數可透過學習比例(learning rate, LR)計算之²⁵。本研究利用台電公司歷年之發電成本 C_t 與累積發電量 Q_t 資料，以及2009~2025年台電規劃之發電度數，再利用台電發電系統占全國約81.8%，推算2009~2025年全國之發電量與累積發電量資料，見表2。本研究再利用表3資料，再將式(3)兩邊取對數，再增加一個時間虛擬變數(主要目的是成為雙元迴歸方程式)，獲得本研究的迴歸方程式： $\ln C_t = a_0 - \alpha \ln Q_t + a_2 t + \varepsilon_t$ ，其中， $a_0 = \ln C_0$ 。發電成本效率曲線迴歸分析²⁶，結果見表4。由表4可知，效率指數 α 為0.178，學習率(或成本下降率)定義為 $LR = \frac{C_1 - C_2}{C_1} = 1 - \frac{C_0 \times (2Q_0)^{-\alpha}}{C_0 \times Q_0^{-\alpha}} = 1 - 2^{-\alpha}$ (Neij, 1999)，將 $\alpha = 0.178$ 代入，可獲得2009年的 $LR = 11.8$ ，據此，可推估臺灣各期發電技術進步率²⁷，如表5所示。由表5可知，發電成本隨時間而遞減，至2025年達到約27.5%的下降率。

表3 歷年發電成本與累積發電量

年度	C_t (百萬元)	Q_t (百萬度)	T
1998	199,087	2,509,208	1
1999	201,673	2,747,897	2
2000	234,775	2,995,207	3
2001	246,983	3,252,772	4
2002	254,502	3,520,441	5
2003	271,793	3,797,675	6
2004	312,307	4,084,733	7
2005	345,594	4,382,423	8
2006	379,098	4,689,304	9
2007	435,176	5,005,470	10
2008	536,233	5,331,432	11

資料來源：本研究整理

²³由於CCS成本主要來自封存成本的變動，故學習效果不大。因此，本文僅推估發電成本的學習效果，主要反映發電機組的技術進步。

²⁴學習效果係指產量累積，產生平均成本下降的現象。(Neij, 1999)

²⁵學習比例可定義為累積經驗變為兩倍時，其成本下降的比例，亦即 $LR = 1 - 2^{-\beta}$ ，其中， $2^{-\beta}$ 又可稱為進步比例，用來表示技術進步造成之成本下降的水準。

²⁶本研究已針對相關變數進行單根與共整合檢定，結果發現相關變數均滿足長期穩定關係，因此，不會出現假性迴歸的問題。

²⁷進步率等於1-學習率。

表4 發電成本效率曲線迴歸結果

變數名稱	估計係數	t值
a_0	14.228***	17.538
$\ln Q_t$	-0.178**	-2.706
t	0.136***	8.335
R^2	0.980	

註：「***」表示1%顯著；「**」表示5%顯著。

資料來源：本研究

表5 各年進步比率

年度	進步率 (%)	學習率(成本下降率) (%)
2009	88.2	11.8
2010	86.7	13.3
2011	85.4	14.6
2012	84.2	15.8
2013	83.0	17.0
2014	81.9	18.1
2015	80.8	19.2
2016	79.8	20.2
2017	78.8	21.2
2018	77.9	22.1
2019	77.1	22.9
2020	76.2	23.8
2021	75.4	24.6
2022	74.7	25.3
2023	73.9	26.1
2024	73.2	26.8
2025	72.5	27.5

資料來源：本研究整理

6. 應用實質選擇理論模擬碳價變化趨勢

由於低碳能源科技發展的主要效益，來自大幅的減碳價值，然而，依據歷史資料，碳價呈現波動與不確定性，因此，將影響不同時點之低碳能源科技的選擇價值。本文以二項式評價模型進行評估²⁸，且考量低碳與無碳能源發

展之減碳效益。由於歐盟碳市場是目前全球規模最大，以及最活絡的市場，因此，本文將以歐盟2010年之碳期貨價格為基數，評估至2025年，碳價波動趨勢，作為後進行新能源政策之選擇價值評估參考。

依據前文設定，本研究令 $t = 5$ (一期設定為5年)，可獲得碳價成長率與下降率公式如下所示：

$$u = e^r \quad (4)$$

$$d = 1/u \quad (5)$$

本研究利用歐盟碳期貨價格資料(見表6)，計算2006~2010之碳價年平均成長率 r 為7.26%，代入上式，可獲得 $u = 1.437$ ，表示未來碳價升高，下一階段(五年後)之碳價為現在的1.437倍；亦可獲得 $d = 0.696$ ，表示未來碳價降低，下一階段之碳價為現在之0.696倍。本研究再參考中央銀行公佈之十年期中央政府公債殖利率為1.4% (發行日為2010年6月15日)，設定為本研究之無風險利率 r_f ，並以2010年6月之歐元兌換新臺幣之匯率，約為40元(歐元/新臺幣)計算碳收入。由此可獲得碳價成長機率為(x)為43%，下降機率($1-x$)為57%，可獲得碳價變動路徑如圖1所示。以2015年為例，如果碳價上升，則碳價等於 $18.63 \times 1.437 = 26.78$ ；如果碳價下降，則碳價等於 $18.63 \times 0.696 = 12.96$ 。其餘年度的碳價水準，可依此反覆代入。

表6 歐盟碳市場期貨價格資料(2006-2012)

年度	年平均價格(歐元/噸)
2006	13.67
2007	9.58
2008	17.49
2009	18.06
2010	18.63
2011	19.20
2012	19.77

資料來源：Luis and Chamorro. (2008)

²⁸有關改良序列複合選擇權之二項式評價模型，請參閱李堅明與林達榮(2009)說明。

7. CCS替代核能情境設計與政策選擇價值

依據新能源政策措施，核能一、二及三廠屆齡不延役²⁹，本研究設計如下情境，彌補核電除役之發電缺口，包括CCS燃煤機組、天然氣發電及兩者分階段實施三種替選方案。

7.1. 基本假設與低碳能源發展政策情境假設

李堅明與劉恆齊(2010)利用選擇價值理論，評估永續能源政策綱領之低碳與無碳能源應至少達成55%發電占比(2020)之政策選擇價值，研究發現，49%低碳與無碳能源電占比是最佳政策選擇。據此，本研究將以2020年49%低碳能源配發電占比，設定為目標情境，並假設在其他發電結構不變下(即燃油、汽電共生、水力及再生能源之發電配比不變動)，調整核能、燃煤、天然氣之發電配比，以達到49%發

電占比的政策目標。第一階段2020年先調降總發量6%之核能(相當於核一廠屆齡除役)³⁰、第二階段2025年再擴大調降總發量12%之核能(相當於核二與核三廠屆齡除役)，且各階段減少之發電量由燃煤機組或天然氣發電搭配CCS取代。

本研究設計三種情境分別為：

情境一：2020年、2025年減核之發電量缺口皆由CCS燃煤機組發電取代；

情境二：2020年、2025年減核之發電量缺口皆由天然氣機組發電取代；

情境三：2020年先由天然氣機組發電取代減核之發電量缺口；2025年再由CCS燃煤機組及天然氣機組平均分擔減核的發電缺口。

據此，可以獲得三種情境之發電結構如表7所示，再依據表1之潔淨能源發電係數及表2發電成本之迴歸方程式，可以獲得三種情境之平均發電成本及單位能源排放係數，如表8所示。

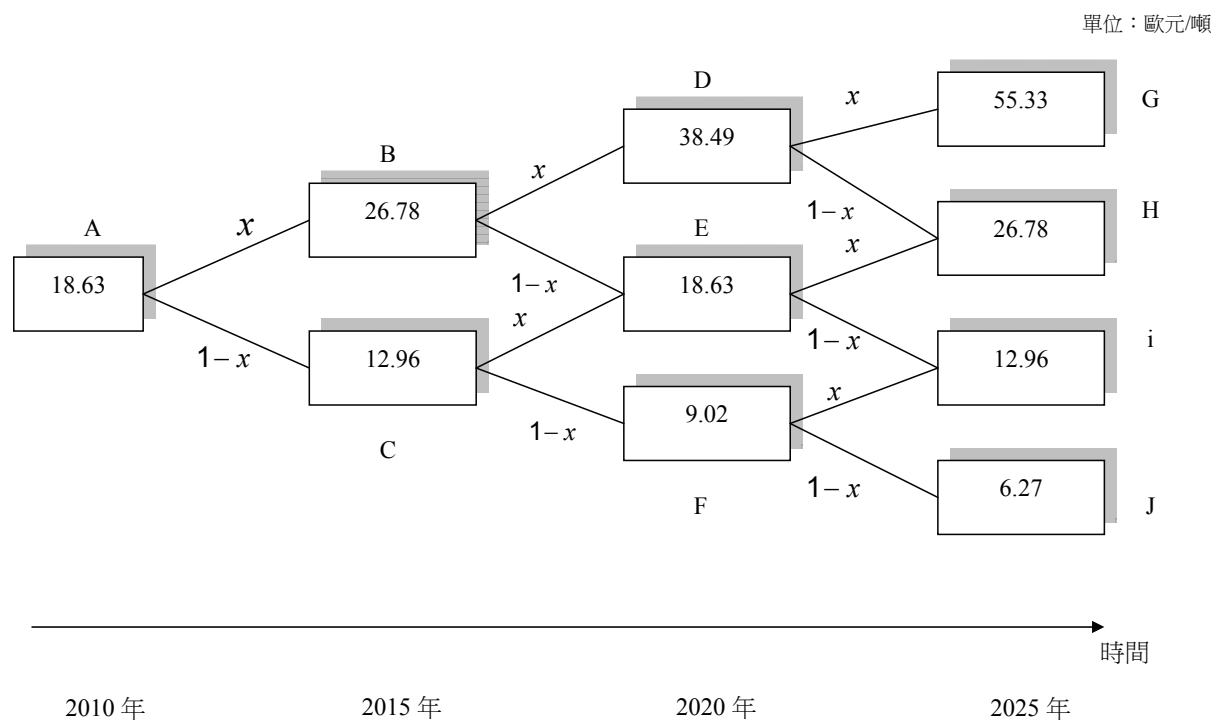


圖2 未來各期之碳價推估值

²⁹核一廠2部機組裝置容量1.27 GW將分別於2018、2019年退役、核二廠2部機組裝置容量1.96 GW將分別於2021、2023年退役、核三廠2部機組裝置容量1.9 GW將分別於2024、2025年退役。

³⁰依據台電2010年整體溫室氣體排放減量規劃報告，2020年核能發電約占全系統發電量21.5%，由核一廠2部機組裝置容量，推估其提供約6%之總發電量。

表7 三種情境發電結構比較

年度	發電型態	情境1 占比(%)	情境2 占比(%)	情境3 占比(%)
2008	燃氣	20.0	20.0	20.0
	燃油	4.8	4.8	4.8
	燃煤	38.0	38.0	38.0
	汽電共生	16.5	16.5	16.5
	水力	3.3	3.3	3.3
	再生能源	0.2	0.2	0.2
	核能	17.1	17.1	17.1
2015	燃氣	21.2	21.2	21.2
	燃油	3.8	3.8	3.8
	燃煤	35.2	35.2	35.2
	汽電共生	17	17	17
	水力	3.3	3.3	3.3
	再生能源	1	1	1
	核能	18.5	18.5	18.5
2020	燃氣	23	29	29
	燃油	3	3	3
	燃煤	39	33	33
	汽電共生	15	15	15
	水力	3.2	3.2	3.2
	再生能源	2.8	2.8	2.8
	核能	14	14	14
2025	燃氣	25	37	31
	燃油	1	1	1
	燃煤	43	31	37
	汽電共生	13	13	13
	水力	3.1	3.1	3.1
	再生能源	4.9	4.9	4.9
	核能	10	10	10

資料來源：本研究。

7.1.1. 燃煤加裝CCS之成本增加估算

本研究參考歐洲化石燃料發電廠零排放的技術平台(European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, ZEP)，估算北歐2020年新建燃煤發電加裝CCS之平均發電成本約增加27歐元/MWh，大約等於新台幣1.08元

表8 2020年起各情境具學習效果之平均發電成本及 CO_2/E

情境	2020年		2025年	
	發電成本 (元/度)	CO_2/E	發電成本 (元/度)	CO_2/E
情境一	4.19	2.36	6.34	2.34
情境二	4.36	2.34	6.66	2.31
情境三	4.36	2.34	6.50	2.33

資料來源：本研究。

/度³¹。據此，可以獲得加裝CCS總發電成本增加如式(7)所示。

$$\text{CCS成本增加效果} = 1.08 \text{元/度} \times \text{CCS燃煤機組發電量} \quad (7)$$

7.1.2. CCS之二氧化碳減量效果

本研究依據潘欽(2010)推估台灣電力公司燃煤電廠燃煤機組之發電係數為0.887公斤/度，作為估算燃煤電廠未裝置CCS之發電二氧化碳排放量。此外，本研究彙整國際文獻(包括Damen *et al.*, 2009; IPCC, 2005; Johnson and Keith, 2004; MIT, 2007; Martinsen *et al.*, 2007; Odenberger *et al.*, 2008; McKinsey, 2008及Wise and Dooley, 2009)等文獻，推估CCS之二氧化碳補獲率約為90.0%，獲得本研究估算燃煤電廠裝置CCS之二氧化碳減量效果，如式(8)所示。

$$\text{二氧化碳減量效果} = 0.9 \times 0.887 \times \text{CCS燃煤(或燃氣)機組發電量} \quad (8)$$

7.1.3. 不同情境之發電成本增加效果

本研究依據「永續能源政策綱領」(2008)之低碳與無碳能源配比目標³²，規劃由2008年逐年調整之目標，如表7所示。依據表7之三種情境之發電結構資料，再藉由表1之單位能

³¹參考中央銀行2010年6月公佈之歐元兌換台幣之匯率，約為40元(歐元/台幣)。

³²依據永續能源政策綱領之低碳與無碳能源目標：發電系統中低碳能源(天然氣、再生能源與核能)占比由40%增加至2025年的55%以上；積極發展無碳再生能源，有效運用再生能源開發潛力，於2025年占發電系統的8%以上；以及增加低碳天然氣使用，於2025年占發電系統的25%以上。

源 CO_2 排放(CO_2/E)及表2之發電成本迴歸方程式，可以獲得2020年及2025年三種情境之單位能源 CO_2 排放係數值及發電成本，如表8所示。由表8可以發現，情境二相對較潔淨(CO_2/E 值較低)，然而，其代價較高(單位發電成本相對較高)；反觀情境一，相對較不潔淨，然而，發電成本較低，對經濟衝擊效果較低。

7.1.4. 淨煤技術溫室氣體脫鉤效果評估

本小節將進一步評估淨煤技術的溫室氣體脫鉤效果。首先將前文推估之全國 CO_2/E 值，轉換為能源(或發電)部門之單位源二氧化碳排放值，亦即， $CO_2/E = (CO_2^i/E^i) \times (CO_2/CO_2^i) \times (E^i/E)$ ，其中， i 代表能源部門，代入式(1)可以獲得如式(10)所示：

$$\frac{CO_2}{GDP} = \frac{CO_2^i}{E^i} \times \frac{CO_2}{CO_2^i} \times \frac{E^i}{E} \times \frac{E}{GDP} \quad (10)$$

本研究為簡化分析，假設能源效率依據永續能源政策綱領之目標，每年提高2%效率，以及假設未來能源部門之 CO_2^i 與能源(E^i)占比全國 CO_2 與能源消費(E)均維持不變，亦即假設 CO_2/CO_2^i 與 E^i/E 均維持在2008年之水準，分別為1.51與0.61(能源局，能源統計，2010)。據此，可以估算三種情境之溫室氣體脫鉤效果，如表9及圖3所示。由表9與圖3可知，在「一切照常」(Business As Usual, BAU)的情況下，2025年之 CO_2 密集度為22.31噸 CO_2 /百萬元新

台幣，然而，三種情境的 CO_2 密集度均顯著較低，亦即均可達到脫鉤效果，且情境二之脫鉤效果相對較佳。

7.2. CCS政策選擇價值評估

接下來，分析不同CCS情境之政策選擇價值，分述如下：

7.2.1. 情境一之政策選擇價值評估

情境一不同時點之政策選擇價值，彙整如圖4所示，由圖4可知：(1)2010年到2015年之政策選擇價值為分別為904,270,505千元(節點B)與727,070,200千元(節點C)，故應選擇低碳能源配比44%之策略；(2)2015年到2020年之政策選擇價值分別為1,082,048,882千元(節點D)、813,114,393千元(節點E)與682,950,920千元(節點F)，故應選擇減核6%之策略；(3)2025年之政策選擇價值，分別為90,220,232千元(節點G)、-131,449,666千元(節點H)、-238,737,221千元(節點I)與-290,664,071千元(節點J)，政策選擇價值為負，故不宜繼續擴大減核至12%，而應維持減核6%之策略。

7.2.2. 情境二之政策選擇價值評估

情境二不同時點之政策選擇價值彙整如圖5所示，由圖5可知：(1)2010年到2015年之政策選擇價值為分別為660,030,384千元(節點B)與501,131,706千元(節點C)，故應選擇低碳能源配

表9 不同低碳能源發展情境之二氧化碳脫鉤效果比較

年度	CO_2^i/E^i	E/GDP	CO_2/GDP (BAU)	CO_2/GDP		
				情境一	情境二	情境三
2008	2.37	8.99	19.50	19.50	19.50	19.50
2015	2.25	7.73	22.48	15.91	15.91	15.91
2020	2.09	6.98	21.54	18.41	14.70	13.60
2025	1.79	6.31	22.31	13.8	13.6	13.70

註： E 為全國能源消費量，單位為公秉油當量； E^i 為能源部門之能源消費量，單位為公秉油當量； CO_2 為全國二氧化碳排放量，單位為公噸； CO_2^i 為能源部門之二氧化碳排放量，單位為公噸； GDP 值由TaiSEND(2010)推估，單位為百萬元新台幣。

資料來源：本研究整理

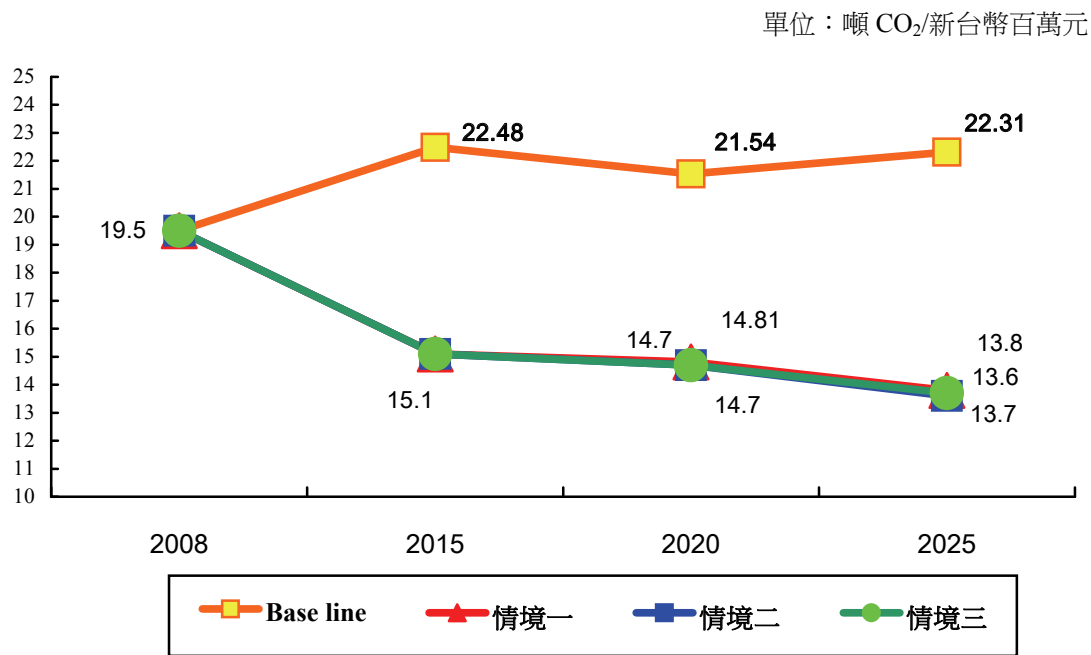


圖3 三種情境之二氧化碳脫鉤效果比較示意圖

資料來源：本研究

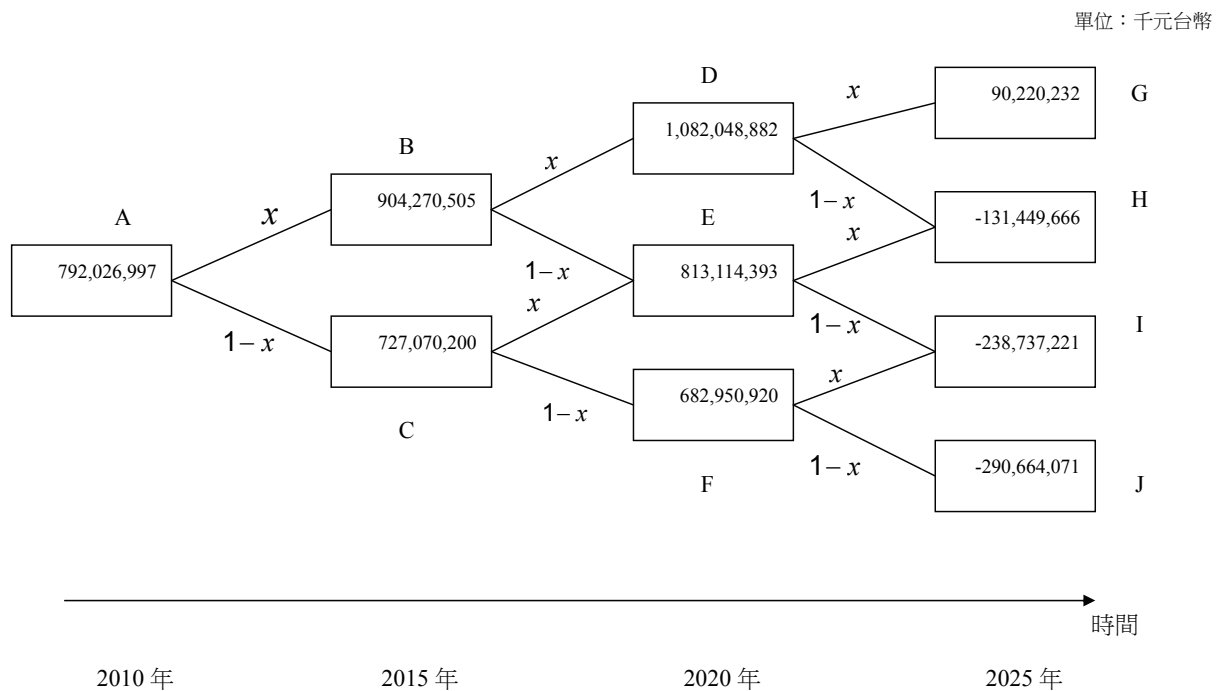


圖4 情境一各期之政策選擇價值

資料來源：本研究

比44%之策略；(2) 2015到2020年之政策選擇價值分別為876,271,828千元(節點D)、605,791,906千元(節點E)與474,880,448千元(節點F)，故應選擇減核6%之策略；(3) 2025年之政策選擇價值，分別為-117,169,603千元(節點G)、-

341,060,913千元(節點H)、-449,423,625千元(節點I)與-501,870,847千元(節點J)，政策選擇價值為負，故不宜繼續擴大減核至12%，而應維持減核6%之策略。

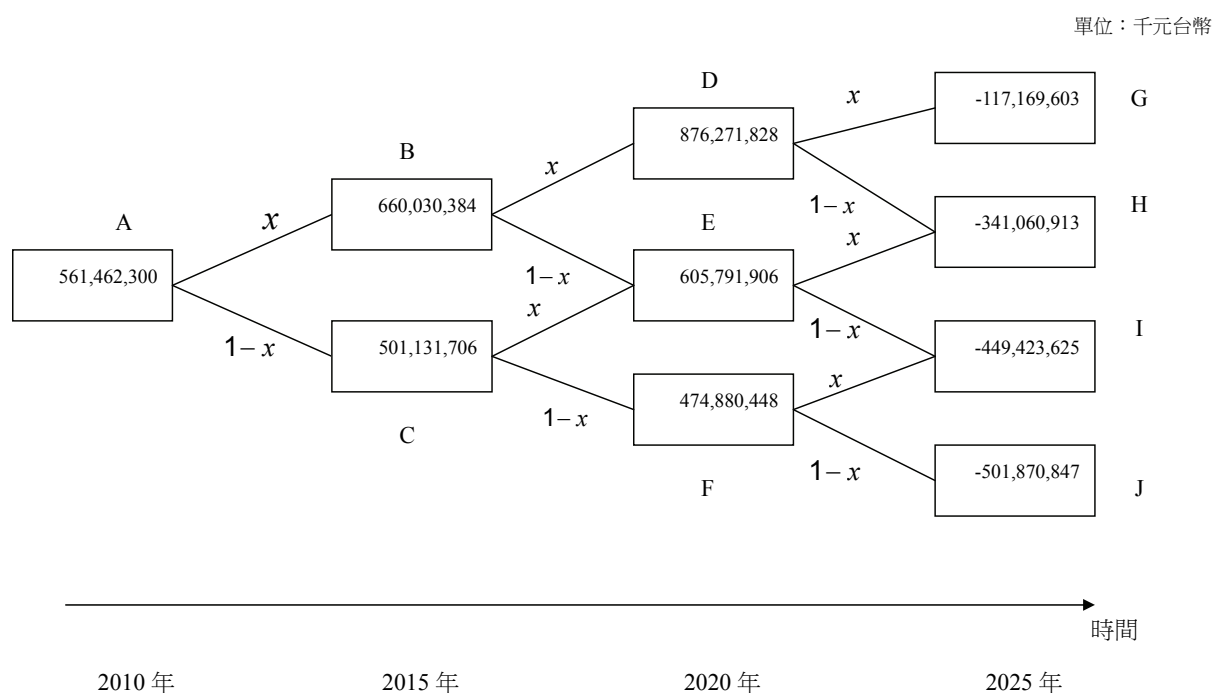


圖5 情境二各期之政策選擇價值

資料來源：本研究

7.2.3. 情境三之政策選擇價值評估

情境三不同時點之政策選擇價值彙整如圖6所示，由圖6可知：(1) 2010年到2015年之政

策選擇價值分別為873,027,976千元(節點B)與704,958,863千元(節點C)，故應選擇低碳能源配比44%之策略；(2) 2015年到2020年之政策選擇價值分別為1,071,497,365千元(節點D)、

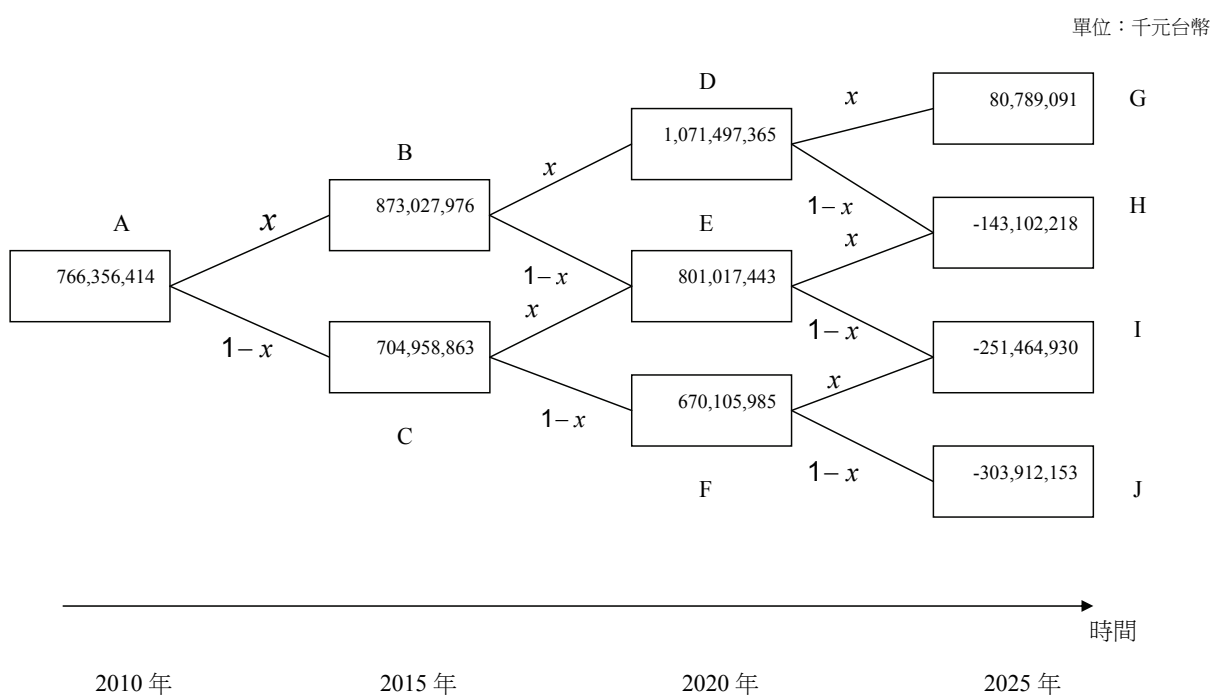


圖6 情境三各期之政策選擇價值

資料來源：本研究

801,017,443千元(節點E)與670,105,985千元(節點F)，故應選擇減核6%之策略；(3) 2025年之政策選擇價值，分別為80,789,091千元(節點G)、-143,102,218千元(節點H)、-251,464,930千元(節點I)與-303,912,153千元(節點J)，政策選擇價值為負，故不宜繼續擴大減核至12%，而應維持減核6%之策略。

綜合上述三種情境選擇價值分析結果顯示，2020年的政策選擇價值(減核6%)均可高2025年的政策選擇價值(減核12%)，可知，2020年減核6%將是最佳政策選擇。易言之，核一廠屆齡除役，不延役。如果屆時核四仍然無法商轉，則應考量核二與核三廠延役及維持其正常商轉，一方面控制發電係數，促進國家溫室氣體減量目標的達成；另一方面提供穩定的供電，維持經濟發展，可以達到溫室氣體脫鉤目標。

8. 結論與建議

非核家園與發展能源科技是新能源政策的兩大核心，並已制定明確的減核目標與期程。依照政府的規劃，期望透過再生能源發展，取代減核之發電缺口，促進我國邁向低碳社會。然而，其可行性一直受到質疑。因此，是否有其他兼顧供電穩定與溫室氣體減量的替代方案？將是政府推動新能源政策的重要課題。由於CCS是目前最受國際重視的淨煤科技，有助於煤炭資源的永續利用。因此，本研究考量燃煤加裝CCS或燃氣發展機組，取代再生能源，以彌補減核之發電缺口，確保兼具供電穩定及溫室氣體減量雙重目標。

本研究建立新能源政策選擇價值模型，模擬三種替代情境之政策選擇價值，研究發現，減核6%之政策選擇價值最高，政府不應再擴大減核幅度。其政策意含指出，2020年核一廠屆齡除役，不延役。屆時，如果核四仍然無法商轉，則應考量核二與核三廠延役及維持正常商轉。上述政策選擇，一方面控制發電係數，

促進國家溫室氣體減量目標的達成；另一方面提供穩定的供電，維持經濟發展，可以達到溫室氣體脫鉤目標。本研究另外發現，三種淨煤技術情境均可以達到溫室氣體脫鉤之效果，然而，情境一對發電成本的衝擊效果較小。

本研究僅納入碳價不確定性因素，未來可以一併納入GDP、電價與國際原物料價格等波動與不確定效果，相信可以獲得更完整的評估結果。由於低碳與無碳能源發展，亦會促進國民健康與能源安全，納入此效益的不確定性，亦可獲得更完整的政策選擇價值。

參考文獻

- 李堅明、林達榮 (2009)，「低碳與無碳能源科技政策之選擇價值評估」期末報告，財團法人中技社技術研究發展計畫。
- 李堅明、劉恆齊 (2010)，「應用實質選擇權理論評估台灣綠色能源發展目標之政策選擇」，中華民國能源經濟學會99年年會暨能源經濟學術研討會，中華經濟研究院，台北市。
- 經濟部能源局 (2010)，能源統計表。
- Abadi, L. M., and Chamorro, J. M., 2008. European CO₂ Prices and Carbon Capture Investment, *Energy Economics* 30, 2992-3015.
- Ansar, J., and Sparks, R., 2009. The Experience Curve, Option Value, and the Energy Paradox, *Energy Policy* 37, 1012-1020.
- Azar, C., and Rodhe, H., 1997. Targets for Stabilization of Atmospheric CO₂, *Science* 276, 1818.
- Copeland, T., and Antikarov, V., 2001. *Real Options: A Practitioner's Guide*, NY: Texere.
- Colpier, C. U., and Cornland, D., 2002. The Economics of the Combined Cycle Gas Turbine-an Experience Curve Analysis, *Energy Policy* 30, 309-316.

- Davie, G. A., Owens, B., 2003. Optimizing the Level of Renewable Electricity R&D Expenditures Using Real Options Analysis, *Energy Policy* 31, 1589-1608.
- Dickey, D. A., and Fuller, W. A., 1979. Distribution of Estimators for Time Series Regressions with a Unit Root, *Journal of American Statistical Association* 74, 427-431.
- Dickey, D. A., and Fuller, W. A., 1981. Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root, *Econometrica* 49, 1057-1072.
- Engle, R. F., Granger, C. W. J., 1987. Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing, *Econometrica* 55, 251-276.
- European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2011. The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage.
- Fuss, S., and Szolgayova, J., 2009. Fuel Price and Technological Uncertainty in a Real Options Model for Electricity Planning. *Applied Energy* 87, 2938-2944.
- Fuss, S., and Johansson, D., Szolgayova, J. Obersteiner, M., 2009. Impact of Climate Policy Uncertainty on the Adoption of Electricity Generating Technologies, *Energy Policy* 37, 733-743.
- Granger, C. W. J., and Newbold, P., 1974. Spurious Regressions in Econometrics, *Journal of Econometrics* 2, 111-120.
- Hamon, C., 2000. Experience Curves of Photovoltaic Technology, IIASA Interim Report IR-00-014, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis.
- IEA, 2000. Experience Curves for Energy Technology Policy, OECD/IEA
- IEA, 2012. A Policy Strategy For Carbon Capture and Storage.
- Karan, C., and Ambrosi, P., 2009. State and Trends of the Carbon Market 2009, World Bank Institute.
- Kjarland, F., 2007. A Real Option Analysis of Investments in Hydropower— The Case of Norway, *Energy Policy* 35, 5901-5908.
- Laurikka, H., 2006. Option Value of Gasification Technology within an Emission Trading Scheme, *Energy Policy* 34, 3916-3928.
- Lin, T., Ko, C. C., and Yeh, H. N., 2007. Applying Real Options in Investment Decisions Relating to Environmental Pollution, *Energy Policy*, 35(4), 2426-2432.
- Lohwasser R., and Madlener R., 2011. Economics of CCS for Coal Plants: Impact of Investment Costs and Efficiency on Market Diffusion in Europe. *Energy Economics*, 34(3): 850-863.
- Luis, M. A., Chamorro, J. M., 2008. European CO₂ Prices and Carbon Capture Investments, *Energy Economics* 30, 2992-3015.
- Neij, L., 1999. Cost dynamics of wind power, *Energy* 24, 375-389.
- Openheimer, M. and Petsonk, A., 2005. Article 2 of the UNFCCC: Historical Origins, Recent Interpretations, *Climatic Change* 73, 195-226.
- Phillips, P., and Perron, P., 1988. Testing for Unit Root in Time Series Regression, *Biometrika* 75, 335-346.
- Siddiqui, A. and Felten S. E., 2010. How to Proceed with Competing Alternative Technologies: A Real Option Analysis, *Energy Economics* 32 (4), 817-830.
- Szolgayova, J., Fuss, S., and Obersteiner, M., 2008. Assessing the Effects of CO₂ Price Caps on Electricity Investments—A Real Options Analysis”, *Energy Policy* 36, 3974-3981.
- Uddin, S., and Barreto, L., 2007. Biomass-Fired Cogeneration Systems with CO₂ Capture and Storage, *Renewable Energy* 32 (6), 1006-

1019. UNFCCC (2011). Draft decision -/CMP.7 “Modalities and Procedures for Carbon Dioxide Capture and Storage in Geological Formations as Clean Development Mechanism Project Activities”.

附表一：

表A-1 台灣歷年來CO₂/E與發電結構配比

年度	CO ₂ /E 公噸/公秉 油當量	燃氣 (%)	燃油 (%)	燃煤 (%)	汽電共生 (%)	水力 (%)	再生能源 (%)	核能 (%)
1990	2.187	1.147	24.041	24.039	5.257	9.077	0.003	36.435
1991	2.238	2.689	24.732	25.063	6.377	5.554	0.002	35.583
1992	2.258	2.644	19.541	29.491	8.337	7.914	0.002	32.071
1993	2.305	2.044	21.054	32.077	9.173	5.832	0.001	29.820
1994	2.274	4.087	19.466	32.204	9.135	7.130	0.000	27.978
1995	2.292	4.168	22.023	30.948	9.661	6.670	0.000	26.530
1996	2.310	4.184	17.674	34.582	10.571	6.371	0.000	26.618
1997	2.345	5.761	16.940	35.717	11.123	6.357	0.000	24.101
1998	2.398	8.536	16.027	35.360	11.011	6.501	0.000	22.566
1999	2.391	8.698	15.706	34.879	12.773	5.276	0.000	22.668
2000	2.470	8.969	13.759	35.293	16.349	4.802	0.001	20.828
2001	2.446	10.195	11.157	37.742	17.210	4.868	0.004	18.822
2002	2.379	12.576	8.062	38.830	17.432	3.203	0.004	19.893
2003	2.399	13.079	6.704	40.138	18.168	3.299	0.012	18.601
2004	2.363	16.143	5.212	38.040	19.509	3.002	0.012	18.082
2005	2.350	16.870	4.803	38.591	18.674	3.441	0.041	17.581
2006	2.387	16.796	6.143	38.641	17.972	3.397	0.118	16.933
2007	2.196	18.213	5.018	38.254	18.223	3.435	0.183	16.675
2008	2.168	20.045	4.803	38.006	16.505	3.261	0.249	17.131

資料來源：經濟部能源局統計，2010。

附表二：情境一各期之政策選擇價值

表A-2 情境一各時點之政策選擇價值

年度	結點	碳價路徑	政策選項	淨現值(千元)
2010~2015	A到B	上升	擴大綠色能源(44%)	904,270,505
	A到C	下降	擴大綠色能源(44%)	727,070,200
2015~2020	B到D	上升	減核6%	1,082,048,882
	B到E	下降	減核6%	813,114,393
	C到E	上升	減核6%	813,114,393
	C到F	下降	減核6%	682,950,920
2020~2025	D到G	上升	維持減核6%	90,220,232
	D到H	下降	維持減核6%	-131,449,666
	E到H	上升	維持減核6%	-131,449,666
	E到I	下降	維持減核6%	-238,737,221
	F到I	上升	維持減核6%	-238,737,221
	F到J	下降	維持減核6%	-290,664,071

資料來源：本研究

附表三：情境二各期之政策選擇價值

表A-3 情境二各時點之政策選擇價值

年度	結點	碳價路徑	政策選項	淨現值(千元)
2010~2015	A到B	上升	擴大綠色能源(44%)	660,030,384
	A到C	下降	擴大綠色能源(44%)	501,131,706
2015~2020	B到D	上升	減核6%	876,271,828
	B到E	下降	減核6%	605,791,906
	C到E	上升	減核6%	605,791,906
	C到F	下降	減核6%	474,880,448
2020~2025	D到G	上升	維持減核6%	-117,169,603
	D到H	下降	維持減核6%	-341,060,913
	E到H	上升	維持減核6%	-341,060,913
	E到I	下降	維持減核6%	-449,423,625
	F到I	上升	維持減核6%	-449,423,625
	F到J	下降	維持減核6%	-501,870,847

資料來源：本研究

附表四：情境三各期之政策選擇價值

表A-4 情境三各時點之政策選擇價值

年度	結點	碳價路徑	政策選項	淨現值(千元)
2010~2015	A到B	上升	擴大綠色能源(44%)	873,027,976
	A到C	下降	擴大綠色能源(44%)	704,958,863
2015~2020	B到D	上升	減核6%	1,071,497,365
	B到E	下降	減核6%	801,017,443
	C到E	上升	減核6%	801,017,443
	C到F	下降	減核6%	670,105,985
2020~2025	D到G	上升	維持減核6%	80,789,091
	D到H	下降	維持減核6%	-143,102,218
	E到H	上升	維持減核6%	-143,102,218
	E到I	下降	維持減核6%	-251,464,930
	F到I	上升	維持減核6%	-251,464,930
	F到J	下降	維持減核6%	-303,912,153

資料來源：本研究

Applying the Real Option Value Model to Evaluate the CCS and New Energy Policy in Taiwan

Chien-Ming Lee^{1*} Ci-Toung Laiu² Chen-ChioYeh³

ABSTRACT

The New Energy Policy was announced in 2011, by the Taiwanese's government. Under this new energy policy, the nuclear power share will be gradually phased out to approach unclear free country. However, what's the best alternative energy to make up the electricity generation gap, for the nuclear power to be phased out? This is a key issue to launch the New Energy Policy in the future. This paper uses a real option pricing method to estimate the value of low carbon electric technologies, as well as carbon capture and storage (CCS), in the face of uncertain carbon prices. This is to make sure the new energy policy is the optimum for Taiwan. The real option value analysis shows that 6% nuclear power share reduction is the highest option value by 2020. Furthermore, expanding the nuclear power share reduction by 12% is unsatisfactory result. In addition, the coal power plan is a better alternative one than natural gas power plan with CCS. This is because of the impact of lower electricity prices and an almost indifferent environmental benefit.

Keywords: real option value, low carbon energy technology, CO₂ decoupling, electricity cost

JEL classification: Q21, Q25, Q28

¹ Associate Professor, Institute of Natural Resource Management, National Taipei University

² Master of NREM, NTU

³ PhD student of NREM, NTU

* Corresponding Author, Phone: +886-2-25009742, E-mail: cmlee@mail.ntpu.edu.tw

Received Date: Feb. 06, 2014

Revised Date: March 31, 2014

Accepted Date: April 21, 2014