

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

李堅明、劉恆齊¹

摘要

發展綠色能源科技已成為本世紀各國最重要的氣候變遷政策之一，本研究依據永續能源政策綱領之低碳與無碳能源發展目標，評估溫室氣體脫鈎效果，此外，引入學習效果與學習曲線，評估低碳與無碳能源發展之平均發電成本衝擊效果。本研究進一步建立碳價不確定性之實質選擇權模型，分析其各時點之政策選擇價值。研究發現：(1)2025 年低碳能源配比 55% 之下，二氧化碳密集度由 19.5 公噸/百萬元下降至 10.35 公噸/百萬元，然而，平均發電成本由 2.25 元/度上升至 7.25 元/度；(2)2025 年低碳能源配比 57.3% 之下，二氧化碳密集度由 19.5 公噸/百萬元下降至 9.64 公噸/百萬元，平均發電成本由 2.25 元/度上升至 4.16 元/度；(3) 二氧化碳密集度由 19.5 公噸/百萬元下降至 9.06 公噸/百萬元，平均發電成本由 2.25 元/度上升至 7.65 元/度；(4)在本研究設定之碳價與 GDP 效益變動下，至 2020 年以前，均可選擇持續擴大綠色能源科技的決策，換言之，永續能源政策綱領之低碳與無碳能源發展目標，並非最適政策選擇。

關鍵詞：綠色能源科技、減碳效益、溫室氣體脫鈎、發電成本、實質選擇權分析

¹聯繫作者：李堅明，國立台北大學自然資源與環境管理研究所助理教授，台北縣三峽鎮大學路 151 號。電話：(02)25009742；傳真：(02)25027302；E-mail:cmlee@mail.ntpu.edu.tw。劉恆齊為台北大學自然資源與環境管理研究所碩士。

壹、前言

能源部門溫室氣體(Greenhouse Gas, GHG)排放是國家最主要的溫室氣體排放源，因此，為減緩「全球暖化」(global warming)與「氣候變遷」(climate change)衝擊，如何有效促進能源(或發電)結構潔淨化(或低碳化)?已成為國際先進國家最重要的溫室氣體減量管理政策與措施。觀察先進國家之能源溫室氣體管理政策，主要包括：(1)能源(發電)結構調整：降低單位能源二氧化碳排放量(CO_2 /能源)；與(2)節約能源：提高能源生產力或降低能源密集度(能源/GDP)兩大核心政策，前者，又以發展再生能源與碳捕捉與封存(Carbon Capture and Storage, CCS)等策略為主；後者，則以提升能源效率與發展替代燃料(如生質能源)為主要策略，如式(1)所示，其中，E 代表能源(或發電量)； CO_2 為二氧化碳排放量；GDP 為國內生產毛額；²因此， CO_2 / GDP 稱為 CO_2 密集度(intensity)；³ CO_2 / E 稱為單位能源二氧化碳排放量(或電力係數)，用以反映能源的潔淨度； E / GDP 稱為能源密集度，用以反映能源效率。由式 1 可知，能源溫室氣體管理政策，主要透過發展低碳能源結構與節約能源，最終達到溫室氣體脫鉤(decoupling)目標。⁴

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

行政院於 2008 提出的「永續能源政策綱領」，制定全國二氧化碳排放減量，於 2016 年至 2020 年間回到 2008 年排放量，於 2025 年回到 2000 年排放量。基於此，提高能源效率與發展潔淨能源即成為最重要的能源政策，在潔淨能源政策方面，制定發電系統中低碳能源(包括天然氣、再生能源、生質能源與核能)占比由 40%(見圖 1)增加至 2025 年的 55%以上之目標。2009 年月舉辦的第三次「全國能源會議」，以永續能源發展為會議主軸，⁵其中，建構低碳能源(或低碳發電)

² 所謂國內生產毛額(Gross Domestic Product, GDP)係指特定時間內(通常為一年)，一國國境內，所有最終財貨與勞務的市場價值。

³ CO_2/GDP 下降稱為經濟成長與 CO_2 排放脫鉤(decoupling)，如果 GDP 正成長，而 CO_2 負成長，稱為「絕對脫鉤」(absolute decoupling)；如果 GDP 與 CO_2 均正成長，然而，GDP 的成長率高於 CO_2 成長率，稱為「相對脫鉤」(relative decoupling)。

⁴ 所謂脫鉤係指經濟成長與溫室氣體排放呈現背道而馳的現象，其中，經濟呈現正成長，而溫室氣體排放呈現負成長，稱為「絕對脫鉤」(或強脫鉤)；如果經濟與溫室氣體均呈現正成長，且經濟成長率高於溫室氣體排放成長率，則稱為「相對脫鉤」(或弱脫鉤)。

⁵ 包括「永續發展與能源安全」、「能源管理與效率提升」、「能源價格與市場開放」、及「能源科技

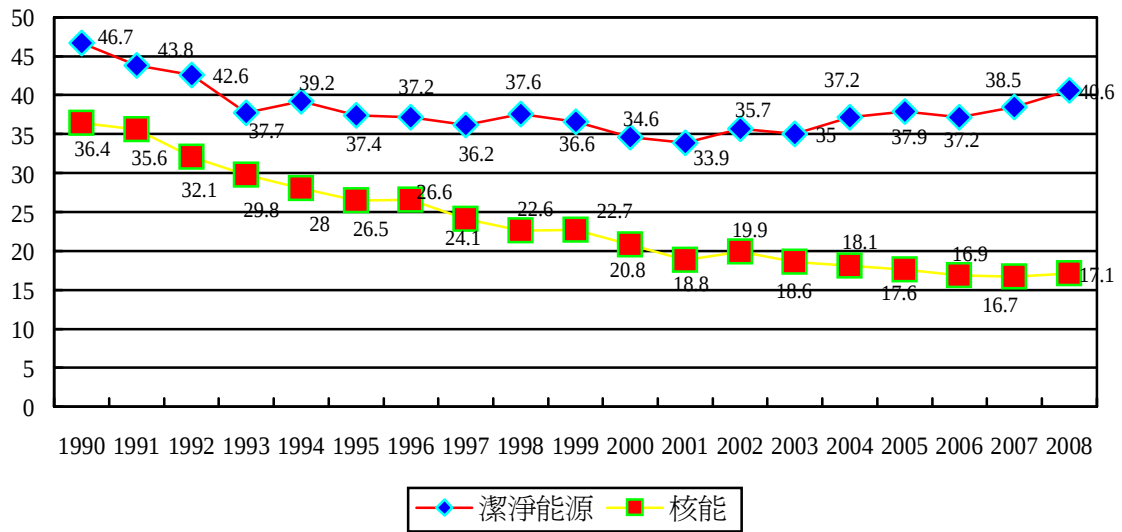
結構與提升能源效率是未來政府的重要施政方針。由此可知，低碳與無碳能源發展，已成為政府因應氣體變遷與全球暖化的最重要能源政策之一。然而，低碳與潔淨能源發展尚存在相當大的差距(約差距 15%)，且各項低碳與無碳能源科技面臨各種發展障礙，例如：(1)再生能源：高成本與供給穩定性問題；(2)生質能源：糧食安全、能源平衡及碳平衡等問題；(3)天然氣：高成本問題；(4)核能：核能安全與核廢料處理問題。面臨上述問題，造成低碳與無碳能源政策效果的不確定性，已成為政府施政的最重要挑戰。

政府面對各項低碳與無碳能源科技的替選方案，如何正確與有效評估各項低碳與無碳能源科技之選擇價值(option value)?⁶即成為政府選取適當的替代方案的關鍵。Black and Scholes(1973)最早提出選擇價值理論，近三十年來，快速發展之中，其中，Dixit and Pindyck (1994)首開以實質選擇權(real options)評估政府政策選擇，晚近，更大量引入能源政策評估，例如 Szolgayova *et, al.*, (2008)評估電力溫室氣體總量管制之碳訂價； Blyth *et, al.*, (2007)評估氣候政策之投資風險等，顯示該評估方法的廣泛應用性。鑑此，利用實質選擇權評估準則，納入政策效果的不確定性因子，評估各種低碳與無碳能源科技政策替代方案之選擇價值，可以提高政府政策選擇品質與有效性。

綜觀過去國內的相關研究，尚未發現，任何有關低碳與無碳能源發展目標之溫室氣體脫鈎目標與發電成本衝擊之研究。基於此，本研究擬建立低碳潔淨能源發電結構之實質選擇價值模型，並納入低碳能源科技的學習效果(learning effect)與減碳效益，評估達到永續能源政策綱領之目標低碳(至少占比 55%)與期程(2025 年)下，溫室氣體脫鈎狀態與各期程各替選方案之選擇價值，提供政策施政之參考，這就構成本研究主要動機與目的。

與產業發展」等四大核心議題，並以邁向低碳經濟與社會為遠景目標。

⁶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。



註：低碳能源已包括天然氣、再生能源、生質能源及核能。

圖 1 歷年低碳發電結構占比變化

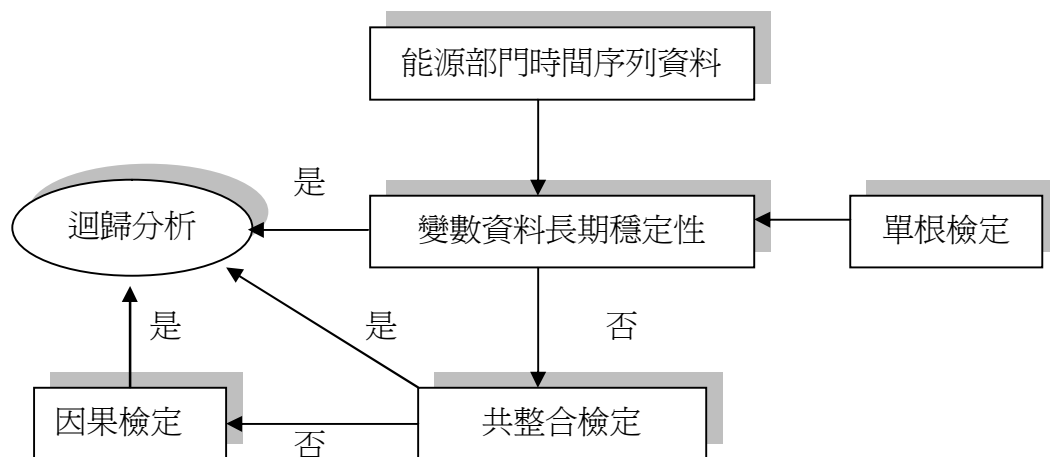
貳、研究設計與評估方法

由於以時間序列(time series)資料分析發電結構調整與溫室氣體脫鈎之關聯性，因此，在研究方法上，如圖 2 所示，本研究首先單根檢定(unit root test)與共整合檢定(integration test))，⁷確認時間序列資料具長期穩定性之後，再進行迴歸分析(regression analysis)，推估低碳與無碳發電結構之溫室氣體脫鈎效果，以及各期政策選擇價值。在迴歸分析上，本研究將依序對式(2)與式(3)進行迴歸分析，並以式(3)包括燃氣配比(s_1)、燃油配比(s_2)、燃煤配比(s_3)、汽電共生配比(s_4)、水力配比(s_5)、再生能源配比(s_6)與核能配比(s_7)之迴歸結果，再依據「永續能源政策綱領」之低碳結構目標，模擬不同低碳發電結構配比(或組合)，再帶回式(2)，獲得不同低碳發電配比之溫室氣體脫鈎效果與政策選擇價值。

$$\frac{CO_2}{GDP} = f\left(\frac{CO_2}{E}, \frac{E}{GDP}\right) \quad (2)$$

$$\frac{CO_2}{E} = g(s_1, s_2, L, s_n) \quad (3)$$

⁷Granger 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。



資料來源：本研究整理

圖 2 低碳發電結構迴歸分析步驟

參、低碳與無碳能源之溫室氣體脫鈎與發電成本評估

本研究模擬三種情境低碳與無碳能源發展目標，⁸分別為 55%、57.3%(台電規劃情境)與 60%等，探討溫室氣體脫鈎與平均發電成本成長情況，作為政府施政之參考。以下分別說明之。

一、低碳與無碳能源占比 55%情境

台灣 2008 年低碳能源(包括天然氣、再生能源及核能等)發電占比約為 40.6%，其中，天然氣占 20.04%、再生能源占 3.51%、及核能占 17.13%。為達到永續能源政策綱領之目標規劃，亦即 2025 年潔淨能源占比要達 55%以上，且再生能源占比達 8%以上，以及天然氣發電占比要達 25%以上。本研究設定平均每五年(或每期)約調高潔淨能源占比 5%，其中，天然氣發電相較前期每期約增加 2%；再生能源發電，初期採微幅方式，後期 2015 至 2025 每期約調升 2%，至 2025 年達 8%；核能發電則每期約調升 2%，至 2025 年達 22%；燃煤發電、燃油發電與汽電共生發電則逐年調降，由 2008 年燃煤發電的 38.01%、燃油發電的

⁸ 本研究以低碳與無碳發電結構占比進行分析。

4.80%與汽電共生發電的 16.51%，下降至 2025 年燃煤發電的 29%、燃油發電的 3%與汽電共生發電的 13%(詳細內容見表 1)。

再前述低碳與無碳能源結構下，本研究估算未來各期能源部門之 CO_2/E 值，⁹如表 1 所示。由表 1 可以看出， CO_2/E 將由 2008 年的 2.37(公噸/公秉油當量)，隨低碳與無碳能源占比的提升，於 2025 年下降至 1.79(公噸/公秉油當量)。然而，平均發電成本，則由 2008 年之每度發電 2.25 元，上升至 2025 年的 9.99 元/度，見表 2，增幅高達 4.44 倍。

表 1 低碳與無碳發電占比 55%情境之 CO_2/E 變化趨勢

單位：公噸/公秉油當量

年度	潔淨能源 占比(%)	發電種類	占比(%)	CO_2/E
2008	40.7	燃氣	20.0	2.37
		燃油	4.8	
		燃煤	38.0	
		汽電共生	16.5	
		水力	3.3	
		再生能源	0.2	
		核能	17.1	
2015	44.0	燃氣	21.2	2.25
		燃油	3.8	
		燃煤	35.2	
		汽電共生	17	
		水力	3.3	
		再生能源	1	
		核能	18.5	
2020	49.0	燃氣	23	2.09
		燃油	3	
		燃煤	33	
		汽電共生	15	
		水力	3.2	
		再生能源	2.8	
		核能	20	
2025	55.0	燃氣	25	1.79
		燃油	1	
		燃煤	31	
		汽電共生	13	
		水力	3.1	
		再生能源	4.9	
		核能	22	

資料來源：本研究

⁹ 反應發電結構的潔淨度。

表 2 低碳與無碳發電占比 55%情境之平均發電成本變化趨勢

單位：元/度

年度	潔淨能源 占比(%)	發電種類	占比(%)	平均發電成本
2008	40.7	燃氣	20.0	2.25
		燃油	4.8	
		燃煤	38.0	
		汽電共生	16.5	
		水力	3.3	
		再生能源	0.2	
		核能	17.1	
2015	44.0	燃氣	21.2	3.47
		燃油	3.8	
		燃煤	35.2	
		汽電共生	17	
		水力	3.3	
		再生能源	1	
		核能	18.5	
2020	49.0	燃氣	23	6.47
		燃油	3	
		燃煤	33	
		汽電共生	15	
		水力	3.2	
		再生能源	2.8	
		核能	20	
2025	55.0	燃氣	25	9.99
		燃油	1	
		燃煤	31	
		汽電共生	13	
		水力	3.1	
		再生能源	4.9	
		核能	22	

資料來源：本研究

二、2025 年低碳能源配比 57.3%(台電發電配比規劃案)

台電公司為達到永續能源政策綱領之目標，亦自行規劃至 2025 年之潔淨能源發電配比，見表 3。其中，核能發電 2008 年的 19.6%，雖然核能發電在永續能源政策綱領中，作為無碳能源之選項，即使政府核准增設核能機組，但期前置期長，須時 14 年，在核能機組增設完成前，仍需新增燃煤機組供應用電需求，據此，推估 2025 年之核能發電占比約達 28.1%。台電公司為配合政府擴大低碳天

然氣的使用，燃氣發電占比將由 2008 年的 23.3%提高至 2025 年的 35%；燃煤發電則因核能的增設，及擴大天然氣使用政策等因素，呈下降趨勢，由 2008 年的 46.5%下降至 2025 年的 30.9%。再生能源發電占比，則呈現小幅成長現象，至 2025 年約達到為 4.4%；燃油發電則因未繼續增設大型燃油機組，以及既有機組屆齡除役等因素下，發電占比將從 2008 年的 5.4%，降至 2025 年的 0.4%；抽蓄水力占比則維持 1%左右。

依據上述規劃，本研究再利用近六年(2003-2008 年)之發電量歷史資料，估算台電公司發電量約占全國發電量的 81.8%，再藉由表 3 之 2008 年至 2025 年之台電總發電量，換算成全國總發電量，¹⁰由此，可獲得各項能源發電在全國電力系統之占比，詳見表 4。據此，可獲得至 2025 年達到低碳與無碳能源占比為 57.3% 下，各期之電力係數，見表 5。由表 5 可知，能源部門之 CO_2/E 值，將由 2008 年的 2.28(公噸/公秉油當量)，下降至 2025 年的 1.67(公噸/公秉油當量)。在上述低碳與無碳能源結構下，平均發電成本將由 2008 年的 2.25 元/度，提高至 2025 年的 5.73 元/度。¹¹

比較表 1 與表 5 可知，55%情境下之 CO_2/E 值(2025 年達到 1.79(公噸/公秉油當量)，高於 57.3%情境下之 CO_2/E 值(2025 年達到 1.67(公噸/公秉油當量))，主要原因在於前者的核能配比(2025 年達到 22%)，低於後者之核能能源配比(2025 年達到 24%)。比較表 2 與表 6 可知，在 55%情境下之平均發電成本，高於 57.3% 情境下之平均發電成本，主要原因在於前者的再生能源配比(2025 年達到 4.9%)，高於後者之再生能源配比(2025 年達到 1.9%)。由此可知，高核能配比是促進以較低成本達到溫室氣體脫鈎的關鍵因子。

¹⁰ 本研究為簡化分析，假設未來各期台電公司發電占全國總發電量占比維持在 81.8%。

¹¹ 2015 年至 2020 年，低碳能源占比是小幅下降，但其發電成本卻增加，主要是受到平均發電成本提高之故的影響。

表 3 台電 2008~2025 年各年發電能量配比規劃

單位：百萬度

年度	核能 (%)	燃煤 (%)	燃油 (%)	天然氣 (%)	抽蓄水力 (%)	再生能源 (%)	台電總發 電量
2008	19.6	46.5	5.4	23.3	1.7	3.5	200,241
2009	20.3	43.8	0.8	31.0	0.2	3.9	190,142
2010	19.7	44.3	1.8	30.2	0.1	4.0	195,134
2011	19.8	43.4	3.1	29.8	0.1	3.9	202,183
2012	23.6	41.9	1.4	28.9	0.2	4.0	210,566
2013	26.6	39.3	0.8	29.1	0.3	3.9	218,826
2014	25.9	38.7	2.1	29.1	0.3	3.8	226,646
2015	25.0	38.7	2.1	29.9	0.3	3.9	234,678
2016	24.0	38.6	0.9	32.0	0.6	4.0	243,369
2017	23.4	39.7	0.4	32.1	0.5	3.9	250,883
2018	22.7	40.1	0.4	32.3	0.5	3.9	258,474
2019	21.9	41.0	0.4	32.2	0.6	3.8	266,483
2020	21.5	41.6	0.4	31.9	0.8	3.8	274,299
2021	20.9	40.6	0.4	33.1	0.7	4.2	281,432
2022	20.2	40.1	0.4	34.3	0.9	4.2	288,945
2023	21.6	37.7	0.4	35.0	1.0	4.3	296,253
2024	25.8	32.9	0.4	35.5	1.1	4.2	304,178
2025	28.1	30.9	0.4	35.0	1.3	4.4	312,078

資料來源：台灣電力公司(2009)台電公司整體溫室氣體排放減量規劃報告

表 4 台電占全國發電系統之各項能源發電規劃

年度	核能 配比	燃煤 配比	燃油 配比	天然氣 配比	抽蓄水力 配比	再生能源 配比
2008	16.5%	39.1%	4.5%	19.6%	1.4%	2.9%
2009	16.6%	35.8%	0.7%	25.3%	0.2%	3.2%
2010	16.1%	36.2%	1.5%	24.7%	0.1%	3.3%
2011	16.2%	35.5%	2.5%	24.4%	0.1%	3.2%
2012	19.3%	34.3%	1.1%	23.6%	0.2%	3.3%
2013	21.7%	32.1%	0.7%	23.8%	0.2%	3.2%
2014	21.2%	31.6%	1.7%	23.8%	0.2%	3.1%
2015	20.4%	31.6%	1.7%	24.4%	0.2%	3.2%
2016	19.6%	31.6%	0.7%	26.2%	0.5%	3.3%
2017	19.1%	32.5%	0.3%	26.2%	0.4%	3.2%
2018	18.6%	32.8%	0.3%	26.4%	0.4%	3.2%
2019	17.9%	33.5%	0.3%	26.3%	0.5%	3.1%
2020	17.6%	34.0%	0.3%	26.1%	0.7%	3.1%
2021	17.1%	33.2%	0.3%	27.1%	0.6%	3.4%
2022	16.5%	32.8%	0.3%	28.0%	0.7%	3.4%
2023	17.7%	30.8%	0.3%	28.6%	0.8%	3.5%
2024	21.1%	26.9%	0.3%	29.0%	0.9%	3.4%
2025	23.0%	25.3%	0.3%	28.6%	1.1%	3.6%

資料來源：本研究整理

表 5 低碳與無碳發電占比 57.3%情境之 CO_2/E 變化趨勢

單位：公噸/公秉油當量

年度	潔淨能源 占比(%)	發電種類	占比(%)	CO_2/E
2008	40.7	燃氣	20.0	2.37
		燃油	4.8	
		燃煤	38.0	
		汽電共生	16.5	
		水力	3.3	
		再生能源	0.2	
		核能	17.1	
2015	48.2	燃氣	24.4	2.08
		燃油	1.7	
		燃煤	31.6	
		汽電共生	18.3	
		水力	2.9	
		再生能源	0.5	
		核能	20.4	
2020	48.0	燃氣	26.1	1.86
		燃油	0.3	
		燃煤	34.0	
		汽電共生	17.7	
		水力	2.9	
		再生能源	0.9	
		核能	18.1	
2025	57.3	燃氣	28.6	1.67
		燃油	0.3	
		燃煤	25.3	
		汽電共生	17.1	
		水力	2.8	
		再生能源	1.9	
		核能	24.0	

資料來源：本研究

表 6 低碳與無碳發電占比 57.3%情境之平均發電成本變化趨勢

單位：元/度

年度	潔淨能源 占比(%)	發電種類	占比(%)	平均發電成本
2008	40.7	燃氣	20.0	2.25
		燃油	4.8	
		燃煤	38.0	
		汽電共生	16.5	
		水力	3.3	
		再生能源	0.2	
		核能	17.1	
2015	48.2	燃氣	24.4	3.02
		燃油	1.7	
		燃煤	31.6	
		汽電共生	18.3	
		水力	2.9	
		再生能源	0.5	
		核能	20.4	
2020	48.0	燃氣	26.1	3.65
		燃油	0.3	
		燃煤	34.0	
		汽電共生	17.7	
		水力	2.9	
		再生能源	0.9	
		核能	18.1	
2025	57.3	燃氣	28.6	5.73
		燃油	0.3	
		燃煤	25.3	
		汽電共生	17.1	
		水力	2.8	
		再生能源	1.9	
		核能	24.0	

資料來源：本研究

三、2025 年低碳能源配比 60%

本研究假設樂觀情況下，發電系統之低碳能源占比將於 2025 年可達到 60%，其中，天然氣發電占比為 28%，再生能源發電占比提高至 8%，核能發電占比提高至 24%。本研究發電配比情境設計如下：低碳能源占比於 2010 年至 2020 年每期增加 6%，2020 年至 2025 年則提高至 8%。其中，燃氣配比每五年約增加 2~3%，至 2025 年達 27%；水力發電占比，每年隨其他能源發電占比調升而下降；再生能源發電占比，2008 年至 2015 調升 0.8%，2015 年之後，每五年增加約 2%；

核能發電占比，隨燃氣、水力與再生能源發電占比而調整；燃油與汽電共生發電占比，則隨其他發電占比增加，而向下調整。

2025 年發電系統達到 60% 低碳能源占比之 CO_2/E 值，如表 7 所示。由表 7 可知， CO_2/E 值由 2008 年的 2.37 公噸/公秉油當量，下降至 2025 年之 1.57 公噸/公秉油當量。然而，平均發電成本，則由 2008 年的 2.25 元/度，大幅增加至 2025 年達的 10.55 元/度，見表 8。

表 7 低碳與無碳發電占比 60% 情境之 CO_2/E 變化趨勢

單位：公噸/公秉油當量

年度	潔淨能源 占比(%)	發電種類	占比(%)	$\frac{CO_2^i}{E^i}$
2008	40.7	燃氣	20.0	2.37
		燃油	4.8	
		燃煤	38.0	
		汽電共生	16.5	
		水力	3.3	
		再生能源	0.2	
		核能	17.1	
2015	46	燃氣	22.2	2.14
		燃油	3.0	
		燃煤	35.0	
		汽電共生	16.0	
		水力	3.3	
		再生能源	1.0	
		核能	19.5	
2020	52	燃氣	25.0	1.96
		燃油	2.0	
		燃煤	32.0	
		汽電共生	14.0	
		水力	3.2	
		再生能源	3.0	
		核能	20.8	
2025	60	燃氣	28.0	1.57
		燃油	0.5	
		燃煤	29.0	
		汽電共生	10.5	
		水力	3.1	
		再生能源	4.9	
		核能	24.0	

資料來源：本研究

表 8 低碳與無碳發電占比 60%情境之平均發電成本變化趨勢

單位：元/度

年度	潔淨能源 占比(%)	發電種類	占比(%)	平均發電成本
2008	40.7	燃氣	20.0	2.25
		燃油	4.8	
		燃煤	38.0	
		汽電共生	16.5	
		水力	3.3	
		再生能源	0.2	
		核能	17.1	
2015	46	燃氣	22.2	3.71
		燃油	3.0	
		燃煤	35.0	
		汽電共生	16.0	
		水力	3.3	
		再生能源	1.0	
		核能	19.5	
2020	52	燃氣	25.0	7.07
		燃油	2.0	
		燃煤	32.0	
		汽電共生	14.0	
		水力	3.2	
		再生能源	3.0	
		核能	20.8	
2025	60	燃氣	28.0	10.55
		燃油	0.5	
		燃煤	29.0	
		汽電共生	10.5	
		水力	3.1	
		再生能源	4.9	
		核能	24.0	

資料來源：本研究

四、 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，低碳能源成本將下降，本研究將引入發電技術之學習效果(learning by doing)¹²。假設發電成本存在學習效果，亦即發電量增加，將產生規模經濟現象，致平均成本下降，發電成本效率曲線表示如下(Colpier and Cornland, 2002;Hamon, 2000; Neij, 1999)：

¹²學習效果學習效果係只產量累積，產生平均成本下降的現象。(Neij, 1999)

$$C_t = C_0 \cdot Q_t^{-z} \quad (4)$$

取對數：

$$\ln C_t = \ln C_0 - z \ln Q_t + e_t \quad (5)$$

其中， C_t ：第 t 年的發電成本； C_0 ：累積產量為1單位之發電成本； z ：效率指數； Q_t ：第 t 年的累積發電量。式(4)之 C_t 是第 t 年發電量為 Q_t 的發電成本， C_0 是累積產量為一單位之發電成本， z 是效率指數，亦可稱經驗指數。而效率指數 z 可透過學習比例 (learning rate, LR)來計算。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。學習比例如下所示：

$$LR = 1 - 2^{-z} \quad (6)$$

發電技術的學習比例¹³(LR)係指發電量每累積兩倍之發電成本的下降比例； 2^{-z} 又稱作進步比例(progress ratio, PR)，用來表示技術進步造成之成本下降的水準。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9。本研究再利用表9資料，進行發電成本效率曲線迴歸分析，結果見表10。由表10可知，效率指數 z 為0.178，據此，可推估台灣發電技術進步率，再估算其學習率(或成本下降率)，¹⁴如表11所示。由表11可知，發電成本隨時間而遞減，至2025年達到約27.5%的下降率。

考量發電的學習效果，可以調整前文三種低碳與無碳能源結構之平均發電成本，如表12所示。由表12可知，三種情境至2025年之平均發電成本分別為7.25元/度(55%之情境)、4.16元/度(57.3%之情境)及7.65元/度(60%之情境)。

¹³ 假設 $C_1 = C_0 \times Q_0^{-z}$ ， $C_2 = C_0 \times 2Q_0^{-z}$ ，則學習例表示如下(Neij, 1999)：

$$LR = \frac{C_1 - C_2}{C_1} = 1 - \frac{C_0 \times (2Q_0)^{-z}}{C_0 \times Q_0^{-z}} = 1 - 2^{-z}$$

¹⁴ 學習率等於1-進步率。

表 9 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

表 10 發電成本效率曲線迴歸結果

$\ln C_t = \ln C_0 - z \ln Q_t + t + e_t$		
變數名稱	估計係數	T 值
常數項	14.228	17.538
$\ln Q_t$	-0.178	-2.706
t	0.136	8.335
R-squared	0.980	

資料來源：本研究

表 11 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

表 12 各年學習效果之平均發電成本評估

單位：元/度

情境	年度	2008	2015	2020	2025
低碳能源 55%	初始平均發電成本	2.25	3.47	6.47	9.99
	學習效果調整	-	2.81	4.93	7.25
台電規劃 57%	初始平均發電成本	2.25	3.02	3.65	5.73
	學習效果調整	-	2.44	2.78	4.16
低碳能源 60%	初始平均發電成本	2.25	3.71	7.07	10.55
	學習效果調整	-	3.00	5.39	7.65

資料來源：本研究

五、溫室氣體脫鉤與發電成本效果評估

由前文分析可知，推動低碳能源發展的確會促進能源潔淨度，從而降低單位能源二氧化碳排放係數。本小節將進一步評估推動低碳能源之溫室氣體脫鉤情況，提供政府參考。由於前文係推估能源部門之 CO_2/E 值，因此，將其轉換為全國單位能源二氧化碳排放值，如式(7)所示：

$$\frac{CO_2}{GDP} = \frac{CO_2^i}{E^i} \times \frac{CO_2}{CO_2^i} \times \frac{E^i}{E} \times \frac{E}{GDP} \quad (7)$$

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，可以估算低碳能源發展脫鉤效果，如表13與圖4所示。

由表13與圖4可知，在「一切照常」(Business As Usual, BAU)的情況下，2025年之 CO_2 密集度為將為22.31噸 CO_2 /百萬元新台幣，如果低碳與無碳能源發電占比達到55%，則2025年 CO_2 密集度將大幅下降為10.35噸 CO_2 /百萬元新台幣；如果低碳與無碳能源發電占比達到60%，則2025年 CO_2 密集度將大幅下降為9.06噸 CO_2 /百萬元新台幣。換言之，發展低碳能源科技，實證研究顯示，的確可以達到GDP與 CO_2 排放量達到脫鉤的情況。

表 13 不同低碳能源發展情境之二氧化碳脫鉤效果比較

年度	情境	CO_2^i / E^i	E/GDP	CO ₂ /GDP	BAU
2008	55%情境	2.37	8.99	19.50	19.50
	57.3%情境	2.37	8.99	19.50	19.50
	60%情境	2.37	8.99	19.50	19.50
2015	55%情境	2.25	7.73	15.91	22.48
	57.3%情境	2.08	7.73	14.75	22.48
	60%情境	2.14	7.73	15.13	22.48
2020	55%情境	2.09	6.98	13.36	21.54
	57.3%情境	1.86	6.98	11.88	21.54
	60%情境	1.96	6.98	12.54	21.54
2025	55%情境	1.79	6.31	10.35	22.31
	57.3%情境	1.67	6.31	9.64	22.31
	60%情境	1.57	6.31	9.06	22.31

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；CO₂ 為全國二氧化碳排放量，單位為公噸；CO₂ⁱ 為能源部門之二氧化碳排放量，單位為公噸。
資料來源：TaiSEND(2010)與本研究整理

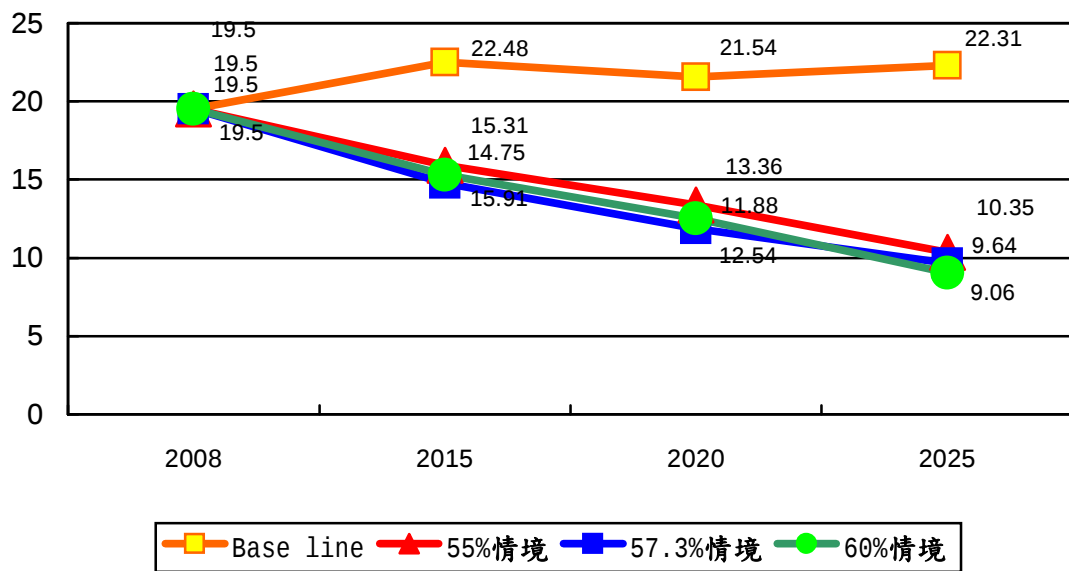


圖 4 不同低碳能源發展情境之二氧化碳脫鉤效果比較圖示

資料來源：本研究

肆、低碳能源科技政策之實質選擇價值評估

本節將進一步評估台灣低碳能源發展之各期(2015, 2020,2025)選擇價值，提供政府在適當時點，選擇適宜低碳能源政策。本研究選擇改良序列複合選擇權(Sequential Compound Options)之二項式評價模型(Binomial Options Pricing Model)。由於本研究同時考量低碳與無碳能源發展之減碳效益，因此，全文以歐盟 2010 年之碳期貨價格為基數，評估至 2025 年，面臨碳價不確定變動下，評估不同低碳能源配比之減碳效益。

一、低碳與無碳能源之碳效益的實質選擇模型

本研究假設碳價格平均成長率為 u ，平均降低率為 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。本研究參考 Copeland and Antikavro (2001)之風險中立機率法(risk neutral probabilistic method)設定，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 $1 - x = [u - (1 + r_f)] / (u - d)$ ，其中， $0 \leq x \leq 1$ ，且令 $t = 5$ (本研究一期設定為 5 年)，可獲得碳價成長率與下降率公式如下所示：

$$u = e^{rt} \quad (8)$$

$$d = 1/u \quad (9)$$

本研究利用歐盟碳期貨價格資料(見表 14)，計算 2006~2010 之碳價年平均成長率 r 為 7.26%，代入上式，可獲得 $u = 1.437$ ，表示未來碳價格升高，下階段(五年後)之碳價格為現在的 1.437 倍；可獲得 $d = 0.696$ ，表示未來碳價格降低，下階段之碳價格為現在之 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 月之歐元兌換台幣之匯率，約為 40 元(歐元/台幣)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%，可獲得碳交易價格變動路徑如圖 5 所示。

由上述分析可知，政府在不同的時點上，面臨兩個策略選擇，分別為維持現況之碳效益(EM_N)與擴大綠色能源使用之碳效益(EM_U)。舉例在結點 A，面對未來碳交易價格上升或下降的狀況，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，在面臨未來碳交易價格波動上升或下降時，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格水準。據此，可獲得各期之政策選淨效益(Net Benefit, NB)(或價值)，如下式所示：

$$NB = P_t^c Q_t^c + (GDP_t - GDP_{BAU}) - (AC_t^e - AC_{t-1}^e) \times Q_t^e \quad (10)$$

其中，NB 代表淨效益， P_t^c 為第 t 期之碳價格， Q_t^c 為二氧化碳的減量¹⁵，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。由此可知，各期淨效益等於減碳效益($P_t^c Q_t^c$)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 $(AC_t^e - AC_{t-1}^e)Q_t^e$)。

表 14 歐盟碳期貨價格資料(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)

¹⁵ 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。

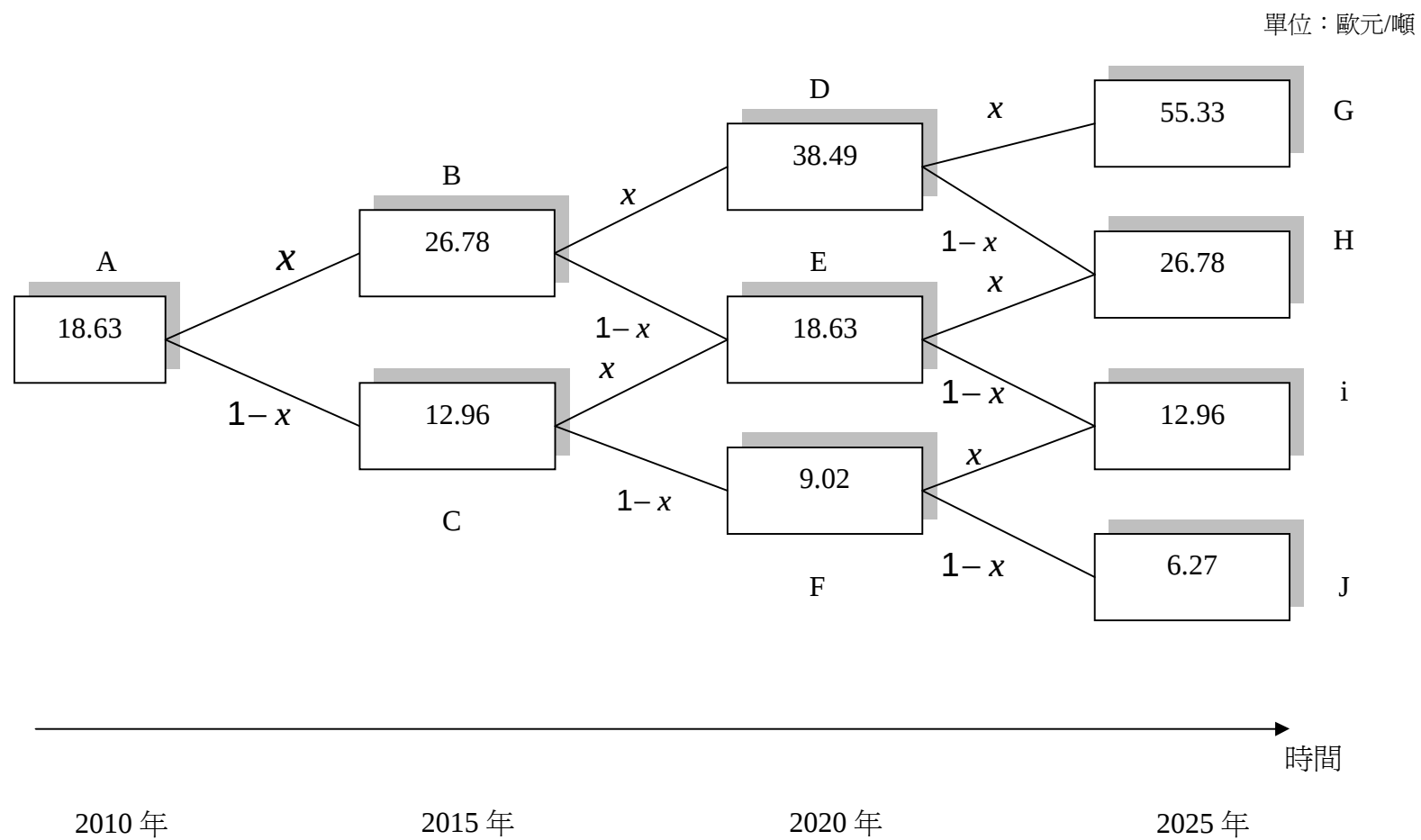


圖 5 未來各期之碳價格推估值

二、不同低碳與無碳能源發展情境之政策選擇價值評估

(一)、55%情境

在低碳能源配比於 2025 年達 55%的政策之下，透過改良式序列複合選擇權方法，可計算出各結點之政策選擇價值(或淨效益)，見表 15 與圖 6，並據此，選擇適當政策。觀察表 15 與圖 6 顯示：

1. 2010 年至 2015 年之政策選擇

2010 年到 2015 年之政策選擇價值分別為 740,666,707 千元(結點 B)與 546,636,589 千元(結點 C)，故應採擴大綠色能源配比策略(增加配比至 44%)。

2. 2015 到 2020 之政策選擇

2015 到 2020 之政策選擇價值分別為 934,266,491 千元(結點 D)、640,338,295 千元(結點 E)與 498,077,943 千元(結點 F)。故仍採持續擴大綠色能源配比策略(擴增至 49%)。

3. 2020 到 2025 之政策選擇

2025 年不同配比之政策選擇價值，分別為 134,361,373 千元(結點 G)、-123,234,567 千元(結點 H)、-247,910,218 千元(結點 I)與-308,252,853 千元(結點 J)，政策選擇價值為負，故應維持 2020 年之 49%低碳與無碳能源配比策略。

(二)、57.3%情境

在低碳能源配比於 2025 年達 57.3%的政策之下，透過改良式序列複合選擇權方法，可計算出各結點之政策選擇價值(或淨效益)，見表 16 與圖 7，並據此，選擇適當政策。表 16 與 7 顯示：

1. 2010 年至 2015 年之政策選擇

2010 年到 2015 年之政策選擇價值分別為 1,367,614,775 千元(結點 B)與 1,205,585,278 千元(結點 C)，故應採擴大綠色能源配比策略(增加配比至 48%)。

2. 2015 到 2020 之政策選擇

2015 到 2020 之政策選擇價值分別為 1,691,798,417 千元(結點 D)、1,362,489,174 千元(結點 E)與 1,203,104,503 千元(結點 F)，故應維持在 48%的低碳與無碳能源配比策略。

3. 2020 到 2025 之政策選擇

2025 年不同配比之政策選擇價值，分別為 794,474,325 千元(結點 G)、506,527,789 千元(結點 H)、367,162,543 千元(結點 I)與 299,710,189 千元(結點 J)，由此可知，最適低碳與無碳能源配比策略仍應維持在 2020 年之 48%。

(三)、60%情境

在低碳能源配比於 2025 年達 60%的政策之下，透過改良式序列複合選擇權方法，可計算出各結點之政策選擇價值(或淨效益)，見表 17 與圖 8，並據此，選擇適當政策。表 15 與 6 顯示：

1. 2010 年至 2015 年之政策選擇

2010 年到 2015 年之政策選擇價值分別為 507,729,771 千元(結點 B)與 355,546,523 千元(結點 C)，故應採擴大綠色能源配比策略(增加配比至 46%)。

2. 2015 到 2020 之政策選擇

2015 到 2020 之政策選擇價值分別為 823,566,983 千元(結點 D)、508,410,772 千元(結點 E)與 355,876,125 千元(結點 F)。故仍採持續擴大綠色能源配比策略(擴增至 52%)。

3. 2020 到 2025 之政策選擇

2025 年不同配比之政策選擇價值，分別為 7,4021,870 千元(結點 G)、-200,397,137 千元(結點 H)、-333,215,100 千元(結點 I)與 -397498590 千元(結點 J)，政策選擇價值為負，故應維持 2020 年之 52%低碳與無碳能源配比策略，並停止實行或延遲擴大低碳與無碳能源政策。

表 15 55%配比情境之各期低碳與無碳能源配比政策選擇價值

年度	結點	碳價路徑	最適低碳配比	政策選擇價值(千元)
2010~2015	A 到 B	上升	擴大至 44%	740,666,707
	A 到 C	下降	擴大至 44%	546,636,589
2015~2020	B 到 D	上升	擴大至 49%	934,266,491
	B 到 E	下降	擴大至 49%	640,338,295
	C 到 E	上升	擴大至 49%	640,338,295
	C 到 F	下降	擴大至 49%	498,077,943
2020~2025	D 到 G	上升	維持 49%	134,361,373
	D 到 H	下降	維持 49%	-123,234,567
	E 到 H	上升	維持 49%	-123,234,567
	E 到 i	下降	維持 49%	-247,910,218
	F 到 i	上升	維持 49%	-247,910,218
	F 到 J	下降	維持 49%	-308,252,853

資料來源：本研究

單位：千元台幣

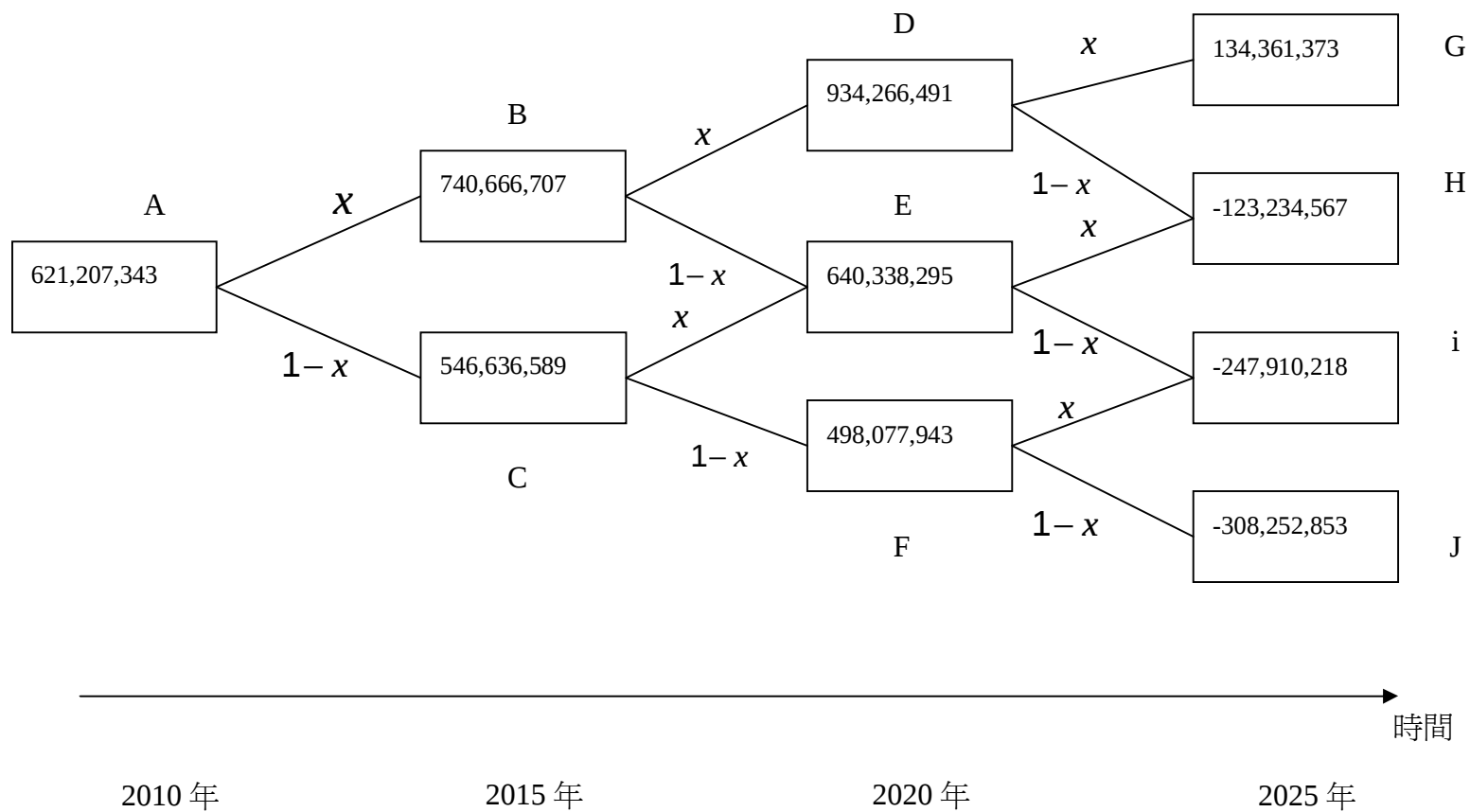


圖 6 55% 配比情境之各期低碳與無碳能源配比政策選擇價值

表 16 57.3% 配比情境之各期低碳與無碳能源配比政策選擇價值

年度	節點	碳價路徑	低碳配比	政策選擇價值(千元)
2010~2015	A 到 B	上升	擴大至 48.2%	1,367,614,775
	A 到 C	下降	擴大至 48.2%	1,205,585,278
2015~2020	B 到 D	上升	擴大至 48%	1,691,798,417
	B 到 E	下降	擴大至 48%	1,362,489,174
	C 到 E	上升	擴大至 48%	1,362,489,174
	C 到 F	下降	擴大至 48%	1,203,104,503
2020~2025	D 到 G	上升	維持 48%	794,474,325
	D 到 H	下降	維持 48%	506,527,789
	E 到 H	上升	維持 48%	506,527,789
	E 到 i	下降	維持 48%	367,162,543
	F 到 i	上升	維持 48%	367,162,543
	F 到 J	下降	維持 48%	299,710,189

資料來源：本研究

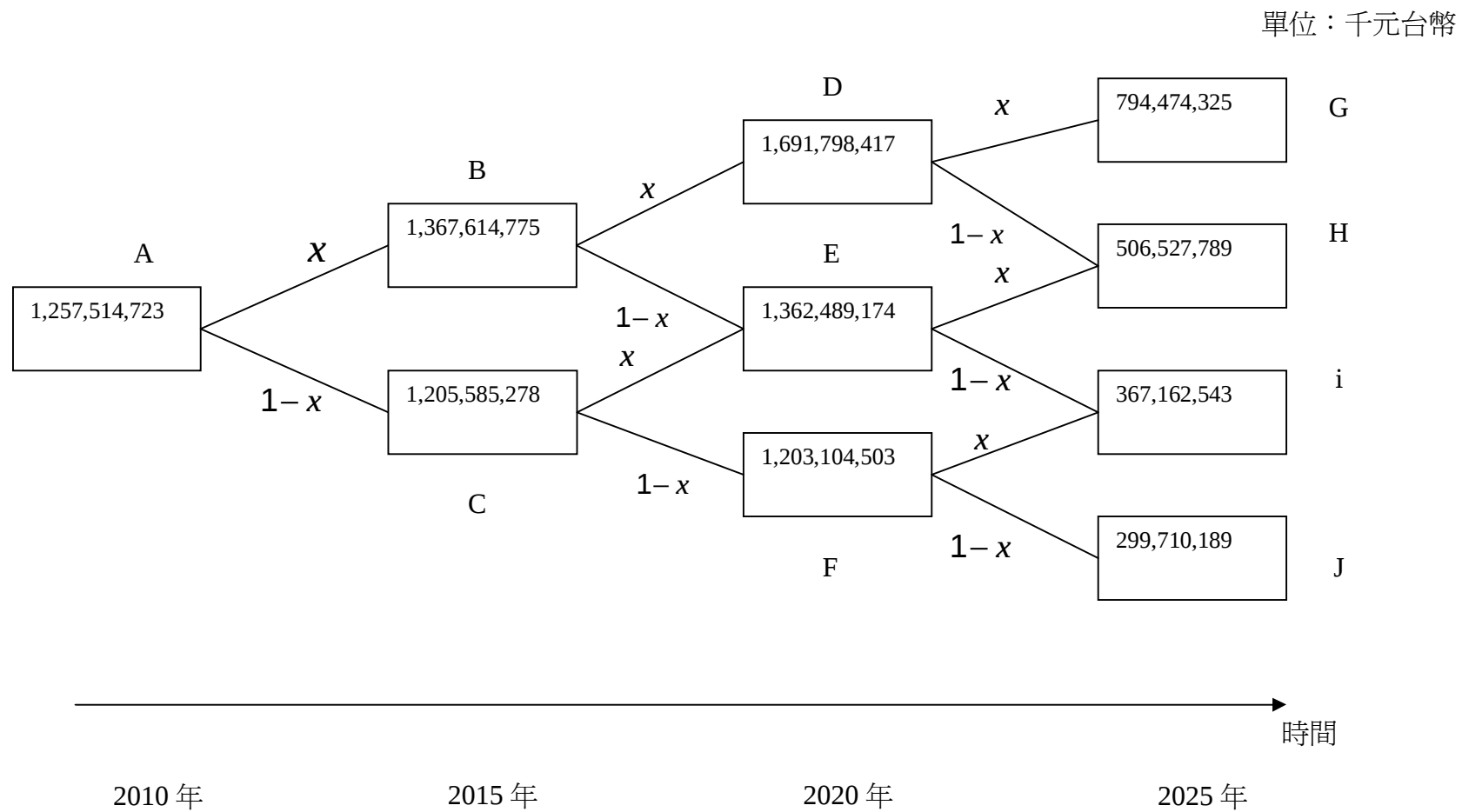


圖 7 57.3% 配比情境之各期低碳與無碳能源配比政策選擇價值

表 17 60% 配比情境之各期低碳與無碳能源配比政策選擇價值

年度	節點	碳價路徑	低碳能源配比	政策選擇價值(千元)
2010~2015	A 到 B	上升	擴大至 46%	507,729,771
	A 到 C	下降	擴大至 46%	355,546,523
2015~2020	B 到 D	上升	擴大至 52%	823,566,983
	B 到 E	下降	擴大至 52%	508,410,772
	C 到 E	上升	擴大至 52%	508,410,772
	C 到 F	下降	擴大至 52%	355,876,125
2020~2025	D 到 G	上升	維持 52%	7,4021,870
	D 到 H	下降	維持 52%	-200,397,137
	E 到 H	上升	維持 52%	-200,397,137
	E 到 i	下降	維持 52%	-333,215,100
	F 到 i	上升	維持 52%	-333,215,100
	F 到 J	下降	維持 52%	-397498590

資料來源：本研究

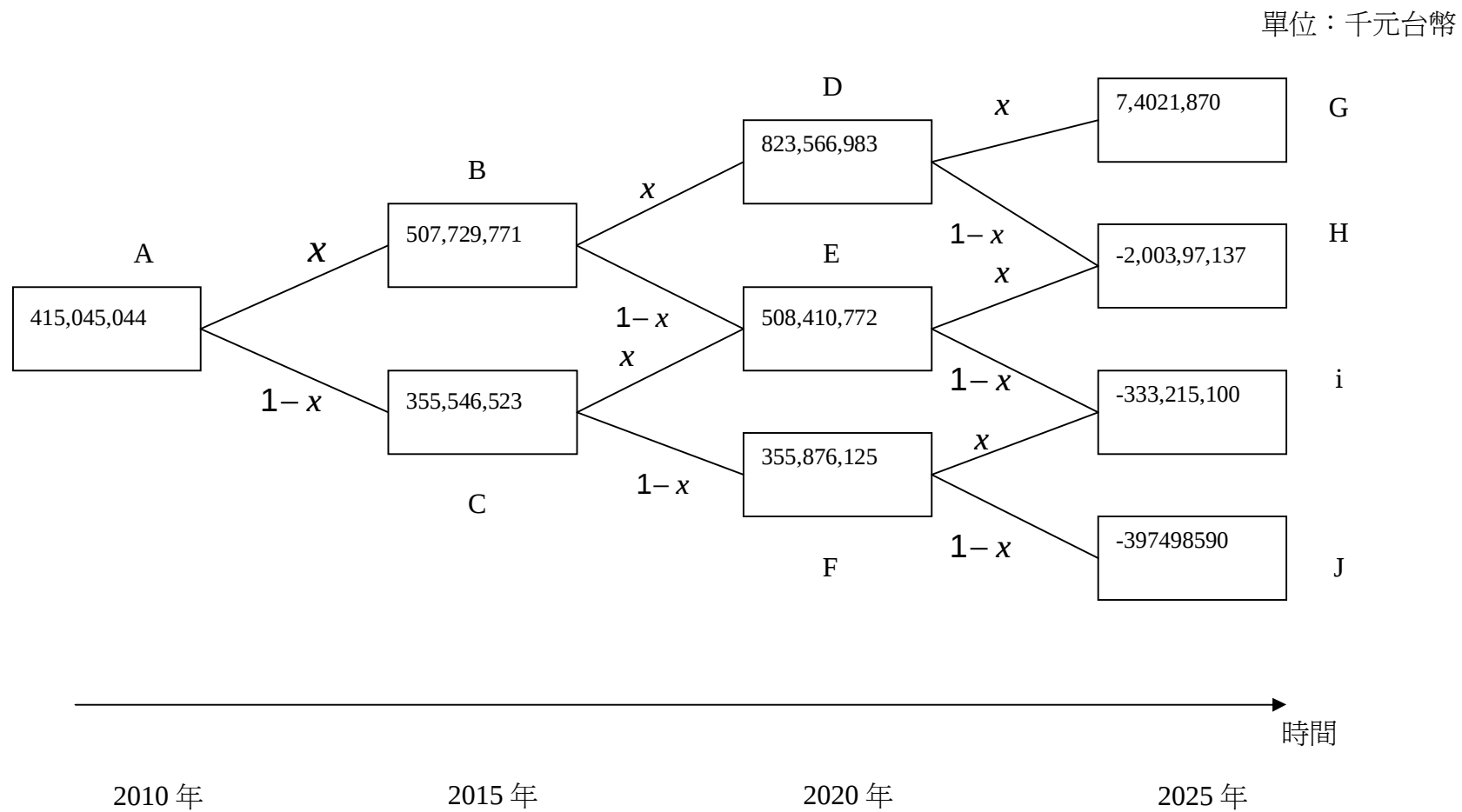


圖 8 60% 配比情境之各期低碳與無碳能源配比政策選

伍、結論與建議

發展綠色能源科技已成為本世紀各國最重要的氣候變遷政策之一，本研究依據永續能源政策綱領之低碳與無碳能源發展目標，評估溫室氣體脫鈎效果，此外，引入學習效果與學習曲線，評估低碳與無碳能源發展之平均發電成本衝擊效果。本研究進一步建立碳價不確定性之實質選擇權模型，分析其各時點之政策選擇價值。研究發現：

1. 2025 年低碳能源配比 55% 之下，二氧化碳密集度由 19.5 公噸/百萬元下降至 10.35 公噸/百萬元，然而，平均發電成本由 2.25 元/度上升至 7.25 元/度；
2. 2025 年低碳能源配比 57.3% 之下，二氧化碳密集度由 19.5 公噸/百萬元下降至 9.64 公噸/百萬元，平均發電成本由 2.25 元/度上升至 4.16 元/度；
3. 二氧化碳密集度由 19.5 公噸/百萬元下降至 9.06 公噸/百萬元，平均發電成本由 2.25 元/度上升至 7.65 元/度；
4. 在本研究設定之碳價與 GDP 效益變動下，至 2020 年以前，均可選擇持續擴大綠色能源科技的決策，換言之，永續能源政策綱領之低碳與無碳能源發展目標，並非最適政策選擇。

依據上述研究成果，研提政府推動低碳與無碳能源發展之配套措施如下：

1. 制定適當的電價調整機制

電價調整機制將是未來因應氣候變遷的有效政策工具，如何避免政治因素干擾，將是政府面臨的重要課題

2. 增進綠色能源科技學習效果

加強低碳與無碳能源科技之學習效果評估，作為政府低碳與能源科技之政策實質選擇評估，應列為未來的優先研究課題

3. 建立碳交易制度

由於低碳與無碳能源科技發展，將產生具體的減碳效益，納入碳交易價格的

風險因子，評估政府政策選擇，提供政策參考依據。

本研究僅納入碳價不確定性因素，然而，諸如 GDP、電價與國際原物料價格等波動，亦會影響本研究的評估，這是本研究的限制之一，可列為未來模型擴充方向。此外，低碳與無碳能源發展，亦會促進國民健康與能源安全，本研究亦未納入此效益，亦是未來可擴大的方向。

本研究利用時間序列資料進行分析，然而，本研究僅有十九年資料(1990-2008)，樣本略顯不足，將影響本研究的評估結果，亦是本研究的另一個限制。另外，能源結構調整需要一定時間，本研究在規劃各期能源結構時，均假設該規劃均可如期達到，此種假設與可能不完全符合現況，這也是本研究的限制。

陸、參考文獻

工研院能環所統計 (2008)，「我國燃料燃燒之二氧化碳排放統計」。

台灣電力公司 (2009)，「台電公司整體溫室氣體排放減量規劃報告」。

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。

楊亦農 (2009)，「時間序列分析-經濟與財務上之應用」。

經濟部能源局 (2009)，「我國燃料燃燒CO₂排放統計與分析」。

經濟部能源局 (2010)，能源統計表。

英文文獻

Azar, C., H. Rodhe (1997), "Targets for stabilization of atmospheric CO₂". Science 276, 1818.

Ansar, J., and R., Sparks (2009), "The experience curve, option value, and the energy paradox", Energy Policy, 37: p. 1012-1020.

Copeland, T., and V. Antikarov (2001), "Real Options: A Practitioner's Guide", NY: Texere.

- Colpier, C. U. and D. Cornland.(2002),“The economics of the combined cycle gas turbine-an experience curve analysis”, *Energy Policy*, Vol. 30, p.309-316.
- Dickey, D.A. and W.A. Fuller (1979),“Distribution of Estimators for Time Series Regressions with a Unit Root”, *Journal of American Statistical Association*, Vol.74, pp427-31.
- Dickey, D.A. and W.A. Fuller (1981),“Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root”, *Econometrica*, Vol.49, pp1057-1072.
- Engle, R. F., and C. W. J. Granger (1987),“Cointegration and Error Correction : Representation, Estimation, and Testing”, *Econometrica*, Vol.55, 251-276.
- Fuss S, and J. Szolgayova (2009), “Fuel price and technological uncertainty in a real options model for electricity”. *Applied Energy*
- Fuss, S., D. J. Johansson, J. Szolgayova, and M., Obersteiner (2009),“Impact of climate policy uncertainty on the adoption of electricity generating technologies”, *Energy Policy*,37: p. 733-743.
- Granger C. W. J. and P. Newbold (1974),“Spurious regressions in econometrics”, *Journal of Econometrics*, Vol.2, pp111-120.
- 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
- Karan C. and P. Ambrosi (2009),“State and Trends of the Carbon Market 2009”,World Bank Institute.
- Luis M. A., and J. M. Chamorro.(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 A. Petsonk (2005), “Article 2 of the UNFCCC: historical origins, recent interpretations”, *Climatic Change* 73, 195-226.
- Phillips, P. and P. Perron (1988),“Testing for unit root in time series regression”, *Biometrika*, Vol.75, pp335-346.

Shimko, D. V.(1992), “Finance in continuous Time : A Primer. Kolb. Publishing Company”, Miami .

Szolgayova J., S. Fuss, and M. Obersteiner (2008),“Assessing the effects of CO₂ price caps on electricity investments—A real options analysis”, Energy policy 36, 3974-3981.

Uddin, S., L. Barreto (2007), “Biomass-fired cogeneration systems with CO₂ capture and storage”, Renewable Energy 32 (6), 1006-1019.