

# 臺灣淨零科技研發政策建議書

中央研究院報告 No.17

111 年 11 月

中央研究院就科技發展及社會重要議題，遴聘院士、國內外相關領域之專家學者組成研議小組，針對選定議題共同研議相關策略，並公布政策建議書。就學術角度提供具前瞻性、挑戰性的思維予相關單位參考，期待引發社會對此問題的多元思辨，以利政府決策及研擬執行方案。

本政策建議書研議期間，諮詢委員及參與討論之專家多次參與政府許多單位淨零排放政策規劃之討論會議，本政策建議書中多項想法與建議並已納入我國淨零政策規劃中。

## 研議團隊

### 永續轉型減碳路徑政策建議諮詢平台

#### 召集人

廖俊智 中央研究院 院長

#### 委員（依姓名筆劃排序）

王寶貫	中央研究院	院士
朱曉萍	國立臺灣科技大學科技管理研究所	教授
周桂田	國立臺灣大學國家發展研究所	教授
林法正	國家實驗研究院	院長
吳再益	臺灣綜合研究院	院長
陳于高	中央研究院環境變遷研究中心	特聘研究員/主任
許晃雄	中央研究院環境變遷研究中心	特聘研究員/執行長
張靜貞	中央研究院經濟研究所	研究員
黃育徵	資源循環台灣基金會	董事長
黃秉鈞	國立臺灣大學機械工程學系	終身特聘教授
楊鏡堂	國立臺灣大學機械工程學系	教授
劉文雄	工業技術研究院	院長
劉兆漢	中央研究院	院士
蕭代基	中央研究院經濟研究所	兼任研究員
蕭新煌	臺灣亞洲交流基金會	董事長
簡又新	台灣永續能源研究基金會	董事長
蘇慧貞	國立成功大學	校長

## 政策建議書工作小組

### 撰寫與編輯

陳于高	中央研究院環境變遷研究中心/永續科學中心	主任/執行秘書
郭士筠	中央研究院環境變遷研究中心/永續科學中心	研究助技師
陳洋元	中央研究院物理研究所	研究員
朱治偉	中央研究院應用科學研究中心	研究員
葉國楨	中央研究院農業生物科技研究中心	研究員
張靜貞	中央研究院經濟研究所	研究員
林柏亨	中央研究院生物化學研究所	專案研究人員
李家興	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫專案經理
林穎萱	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫專案經理
鐘鈺鈞	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫專案經理
邱漢瑜	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫專案經理
林怡君	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫專案經理
林海珍	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	副研究員
羅良慧	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	副研究員
林 涼	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	副研究員
葉家顯	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	助理研究員
黃郁棻	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	研究員
羅濟威	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	副研究員
黃永慧	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	助理研究員
張詩雅	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	佐理研究員

### 行政支援

秦韻涵	中央研究院永續科學中心	永續計畫行政專員
郭佳倫	中央研究院永續科學中心	永續計畫行政專員
顏佳惠	中央研究院永續科學中心	永續計畫行政專員
張子荀	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫行政助理
鄒延渝	中央研究院永續科學中心	國際合作計畫行政助理
黃冠斌	國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心	研究助理

# 參與主題討論會議之專家學者與政府部會代表

(依姓名筆劃排序)

人員/職稱	單位
丁志明 特聘教授	國立成功大學材料科學及工程學系
尤亭鈞 工程師	台灣綠色生產力基金會
尤姮懿 專員	中國石油化學工業開發股份有限公司
文黃瑋 經理	台灣積體電路製造股份有限公司
王丞浩 教授	國立臺灣科技大學材料科學與工程系
王經文 助理研究員	行政院農業委員會特有生物研究保育中心
左峻德 副院長	台灣經濟研究院
朱允方 科長	經濟部工業局民生化工組
朱治偉 副主任	中央研究院應用科學研究中心
江明錫 研究員	中央研究院化學研究所
吳乃立 教授	國立臺灣大學化學工程學系
吳正宇 經理	工業技術研究院材料與化工研究所
吳洋佑 技正	經濟部工業局電子資訊組
吳嘉文 教授	國立臺灣大學化學工程學系
吳肇峰 組長	中龍鋼鐵股份有限公司環境保護處
呂慶慧 資深顧問	台灣半導體產業協會、台灣顯示器暨應用產業協會
宋聖榮 教授	國立臺灣大學地質科學系
李士畦 副執行長	工業技術研究院中分院
李子明 特別助理	亞洲水泥股份有限公司總經理室
李世光 董事長	工業技術研究院
李佩玲 經理	台灣綠色生產力基金會
李宗銘 所長	工業技術研究院材料與化工研究所
李奕亨 副組長	工業技術研究院綠能與環境研究所
李後昆 處長	台灣塑膠工業股份有限公司總管理處
李秋煌 組長	工業技術研究院材料與化工研究所
李紅曦 場長	行政院農業委員會臺中區農業改良場

李庭官	副處長	中興電工機械股份有限公司氫能源事業處
李培誠	高級工程師	南亞塑膠工業股份有限公司資源回收處
沈錦全	總幹事	台灣鋼鐵工業同業公會
房漢文	處長	台灣積體電路製造股份有限公司
林士傑	所長	台灣金融研訓院金融研究所
林子倫	副執行長	行政院能源及減碳辦公室
林立夫	教授	國立陽明交通大學機械工程學系
林宗弘	研究員	中央研究院社會學研究所
林幸助	教授	國立中興大學生命科學系
林承緯	經理	中國石油化學工業開發股份有限公司
林玠佑	技士	經濟部工業局永續發展組
林科宏	工程師	台灣綠色生產力基金會
林若純	工程師	經濟部工業局永續發展組
林師模	主任	中原大學應用經濟模型研究中心
林振生	總經理	美菲德股份有限公司
林唯芳	特聘教授	國立臺灣大學材料科學與工程學系
林澔貞	副局長	行政院農業委員會林務局
林學詩	所長	行政院農業委員會農業試驗所
林澤銓	處長	南亞塑膠工業股份有限公司資源回收處
邱志郁	研究員	中央研究院生物多樣性研究中心
邱花妹	副教授	國立中山大學社會學系
邱祈榮	副教授	國立臺灣大學森林環境暨資源學系
邱家守	副總經理	台灣中油股份有限公司
俞聖法	研究員	中央研究院化學研究所
施文真	教授	國立政治大學國際經營與貿易學系
洪裕程	處長	友達光電股份有限公司
洪碧霞	工程師	台灣綠色生產力基金會
洪錦旋	顧問	台灣化學纖維股份有限公司
徐恆文	副組長	工業技術研究院綠能與環境研究所
徐瑞鐘	副教授	國立成功大學能源科技與策略研究中心
康福山	總幹事	台灣區水泥工業同業公會

張文昇	組長	工業技術研究院綠能與環境研究所
張文貞	院長	國立陽明交通大學科技法律學院
張世宏	技正	經濟部工業局永續發展組
張尚鈞	科長	經濟部工業局金屬機電組
張致瑋	工程師	中國鋼鐵股份有限公司
張珮菁	經理	工業技術研究院材料與化工研究所
張聆樂	副理	臺灣水泥股份有限公司工務部
張華宇	環保師	台灣中油股份有限公司
張學斌	副校長	高苑科技大學
章興國	經理	臺灣水泥股份有限公司研究室
許評碩	資深工程師	台灣塑膠工業股份有限公司總管理處
許躍寶	經理	群創光電股份有限公司
郭炳林	教授	國立成功大學化學工程學系
陳光熙	協理	臺灣水泥股份有限公司研究室
陳志勇	特聘教授	國立成功大學化學工程學系
陳志賢	首席副廠長	亞洲水泥股份有限公司花蓮製造廠
陳信榮	助理副總經理	中龍鋼鐵股份有限公司
陳奕穎	助研究員	中央研究院環境變遷研究中心
陳建宇	主任	臺灣水泥股份有限公司和平分公司
陳政佑	工程師	台灣塑膠工業股份有限公司總管理處
陳政廷	副理	中國石油化學工業開發股份有限公司
陳洋元	研究員	中央研究院物理研究所
陳盈君	工程師	台灣綠色生產力基金會
陳貞均	工程師	中龍鋼鐵股份有限公司
陳浩銘	副教授	國立臺灣大學化學系
陳崇憲	組長	經濟部能源局能源技術組
陳貴賢	所長	中央研究院原子與分子科學研究所
陳愷雯	科長	經濟部工業局民生化工組
陳聖中	工程師	長春石油化學股份有限公司
彭裕民	副院長	工業技術研究院
曾志雄	副組長	經濟部工業局永續發展組

曾重仁	特聘教授	國立中央大學機械工程學系
湯守立	處長	台灣中油股份有限公司
程淑芬	投資長	國泰金融控股股份有限公司
陽明益	主任	臺灣水泥股份有限公司蘇澳廠
黃炳照	講座教授	國立臺灣科技大學化學工程學系
黃郁媛	助理研究員	行政院能源及減碳辦公室
黃偉哲	總經理特助	錫力科技股份有限公司
黃溢銓	副總	台灣塑膠工業股份有限公司總管理處
黃群修	組長	行政院農業委員會林務局
黃錦明	科長	行政院能源及減碳辦公室
黃麟傑	助理研究員	行政院能源及減碳辦公室
楊昌中	技術總監	工業技術研究院綠能與環境研究所
楊媛菁	經理	群創光電股份有限公司
楊智元	經理	中國石油化學工業開發股份有限公司
楊雅梅	研究員	工業技術研究院綠能與環境研究所
楊漢宗	處長	台灣中油股份有限公司
楊磊	教授	國立中山大學海洋環境及工程學系
楊鏡堂	教授	國立臺灣大學機械工程學系
溫俊祥	副組長	工業技術研究院材料與化工研究所
溫程雄	資工師	台灣化學纖維股份有限公司
萬皓鵬	副所長	工業技術研究院綠能與環境研究所
葉國楨	主任	中央研究院農業生物科技研究中心
詹世弘	終身名譽講座教授	元智大學
廖文峰	講座教授	國立清華大學化學系
廖啟雯	副組長	工業技術研究院綠能與環境研究所
廖崇億	助理研究員	行政院農業委員會臺中區農業改良場
蒲樹盛	總經理	BSI 英國標準協會東北亞區
趙奕婷	幹事	台灣鋼鐵工業同業公會
趙家緯	理事長	台灣環境規劃協會
劉全璞	講座教授	國立成功大學材料科學及工程學系
劉亮延	產銷高級管理師	南亞塑膠工業股份有限公司

劉哲良	研究員	中華經濟研究院綠色經濟研究中心
劉滄琴	組長	行政院農業委員會農業試驗所
蔡旻修	專員	台灣鋼鐵工業同業公會
蔡政潔	技正	經濟部工業局民生化工組
蔡書憲	經理	工業技術研究院中分院
蔡銘璋	所長	台灣中油股份有限公司
蔡麗端	組長	工業技術研究院材料與化工研究所
談駿嵩	教授	國立清華大學化學工程學系
鄧熙聖	講座教授	國立成功大學化學工程學系
鄭欣怡	工程師	中國石油化學工業開發股份有限公司
鄭欽獻	副理	亞太燃料電池科技股份有限公司產品規劃部
蕭和庭	技正	經濟部工業局民生化工組
蕭維哲	工程師	台灣綠色生產力基金會
賴秋助	副所長	工業技術研究院材料與化工研究所
賴朝明	教授	國立臺灣大學農業化學系
駱秉寬	理事長	中華獨立董事協會
謝雲生	組長	中國鋼鐵股份有限公司環境保護處
謝嘉民	副主任	國家實驗研究院台灣半導體研究中心
鍾博文	助研究員	中央研究院化學研究所
簡芳模	經理	中國石油化學工業開發股份有限公司
顏宏儒	助研究員	中央研究院化學研究所
魏憶琳	資深經理	友達光電股份有限公司
蘇金勝	主任	行政院能源及減碳辦公室
蘇漢邦	所長	臺灣綜合研究院研究三所

## 執行摘要

面對全球暖化的氣候挑戰，多國已承諾將在 2050 年前達到淨零排放的目標，身為全球重要經濟活動成員，我國須立即因應此一挑戰。臺灣地狹人稠，能源需求多依賴進口，另電網獨立，經濟上亦以能源密集之製造業為主，使得淨零轉型更加不易。

國內外多項研究顯示，若僅賴現有科技，將難以達成 2050 年淨零排放的目標。故本政策建議書以探討我國新興淨零科技研發選項的合適性為核心，希望藉由淨零科技的成功研發，來帶動我國能源轉型以及產業轉型，並紓緩社會調適的壓力。然淨零科技的發展與落實，亦需社會科學面向的配套，包括政策誘因、經濟工具、社會溝通、法制環境、及治理機制的優化等。此外，人類不可能無限制地使用地球資源，因此，亦應檢視整體需求並做合理的調整與控管，以尋求一個與環境共存的永續生活方式。這些社會科學面向已由多組團隊在不同著作中討論，本政策建議書僅簡述其中與淨零科技推動相關者於後，其餘請見原著。

本政策建議書認為淨零科技研發應植基於科學，但不應受限於目前工程技術的瓶頸。如何在科學定律的限制下，設定未來工程技術可達成之目標，及克服實際商業化的挑戰，便是研發策略的重點。此外，淨零科技研發必須考量布建成功後在臺灣的減碳效益，及研發的速度(speed)與布建的規模(scale)。再者，能源的多元性、本土性，及分散性亦是考量的重點，以期突破局限少數能源選項的思維。

我國目前溫室氣體排放量主要來自能源需求(>90%)，能源部門又以發電排放為大宗(>48%)。由於電力具方便、易管理、高效率之優點，臺灣未來能源供給預期將大量電氣化。因此，開發零碳電力為淨零科技研發之首重。不易電氣化之部門則需以氫能、生質能、及負碳技術來協助達成淨零之目標。此外，亦應積極關注突破性新科技，同時配合經濟與社會面向的促成手段，強化科研面的管理架構，以科技發展融合社會、經濟、治理等面向，共同達成我國淨零排放目標。

主要建議綜整如下：

- 儘速推動：去碳燃氫、地熱、海洋能、生質碳匯、高效太陽光電系統
- 擴大推動：風力發電、新興生質能、電力系統配套（智慧電網、儲能）、社會、經濟措施
- 持續推動：傳統生質能、水力發電、傳統碳捕捉利用及封存(CCUS)、自然碳匯（農林）
- 密切追蹤：未來核技術、新興 CCUS 技術

主要論點簡述如下：

1. 積極開發去碳燃氫技術。此技術與天然氣電廠相容，且由於歐盟近期通過在 2035 年之前低碳排天然氣發電(< 270 g/kWh)可納入永續能源投資選項，去碳燃氫技術若能持續降低碳排，甚可能成為「準綠電」來源，有助解決我國目前綠電嚴重不足之問題。所產生之固態碳亦在緊急時做為備用能源，紓緩我國儲備能源不足之窘境，代價為依賴進口天然氣，且僅利用天然氣熱值的 55%。須研發的技術項目包括天然氣無氧裂解(Pyrolysis)、混氫發電技術、全氫發電技術，並同時發展固態碳利用技術。此項技術將能突破傳統二氧化碳捕捉、利用與封存的思維，開發更適合臺灣的零碳電力技術。
2. 太陽光電雖技術相對成熟，但我國地狹人稠，無足夠場域裝設太陽能板，應積極發展下世代高效率光電模組（效率>30%），以科技換取土地。其中又以鈣鈦礦疊層式矽基接面太陽能板為主要發展方向，另亦須強化經濟及政策誘因，以提高裝設意願。
3. 臺灣位於「太平洋火環帶」，蘊藏大量地熱，應強化探勘並積極拓展深層地熱之開發。地熱能為少數我國可自產之能源，又可作為基載電力穩定電網，為必須積極發展的再生能源。地熱成功開發的關鍵因素在於精細探測(Mapping)及探勘取熱(Drilling)技術，相關技術近年皆有長足發展，須加速投入研發與布建，除了地下三公里內的淺層地熱之外，更應積極開發深層地熱，同時亦應完善法

規以提供政策誘因，布建合適饋線系統以有效發揮零碳基載電源功能。

4. 臺灣東海岸緊鄰大洋深海，又為黑潮洋流流速最快最穩定的區域之一，為洋流發電及海洋溫差發電潛能極佳之區域。應儘速進行海洋能潛能區位水文及地質的精密調查與探勘，投入海流與海洋溫差發電及電網併接技術研發，並應發展海洋工程技術以建構海洋能發電設施。
5. 建議推動生質碳匯，此乃運用我國不適耕作土地種植短期收成之生質作物，以無氧裂解技術將生質料源製成氫發電及固態碳再利用或封存，一方面有效利用生質能，另一方面增大碳匯。此外，也須進行計畫性的森林疏伐，提升國產木材產量，協助增大碳匯外，也可擴大生質料源。亦建議投入研發生物技術及生物製程技術(Bio-based processing)，可增進碳源利用，生產生質化學品及能源產品（如生質燃料/航空燃油），並促成生物經濟(Bioeconomy)的發展。
6. 其他再生能源選項（如：風能、生質能），亦應尋求創新技術開發，擴大該項能源的貢獻量。然而間歇性再生能源的貢獻增加後，電力補償則應除了傳統抽蓄水力與民間電廠調度外，再強化建置 GW 級的儲能基礎設施以為配套，期提供足夠的電網級電池儲能系統以配合高比例之風、光再生能源電力供應。
7. 積極關注各項具潛力技術的發展，包括未來核融合技術，及可將二氧化碳(CO<sub>2</sub>)轉換為可再利用化學品之技術，特別是生物製程及綠色化學製程，以減少石化原料之使用。
8. 工業部門應促進製造業製程電氣化及燃料取代，開發低碳及零碳製程技術。在運輸部門須加強推動運具電氣化，採用比燃油載具更有效率的電動載具；在汽機車等交通運具全面電氣化之前，進口生質酒精混入汽油做為運具燃料以為過渡，此一作為可同時兼顧淨零轉型之社會公平性，但須確認生質酒精生產過程碳足跡在可接受範圍。住商部門則須採用節能設備及綠建材，並強化誘導政策。其中所需之新科技，則可為國內研發之標的，而非僅等待自國外引進。
9. 在經濟/金融之誘因機制設計上，應與國際接軌完善各項政策工具(如碳稅費)

的布建，並建構收取碳稅費後資金之有效運用與分配機制，來促進淨零科技發展。於整體經濟轉型中植入循環經濟為核心的思維，以降低對資源能源的總需求。另亦應重新設計電價計算公式以使電價合理反應發電成本。

10. 在社會面向的作為上，建構完善治理框架以促成公私協力，並將淨零永續理念扎根於教育，提升社會對永續價值觀的認同；建立公民參與及社會溝通機制，使決策過程可納入社會需求與利害關係人聲音，以利後續相關減碳政策制定與推動；此外，亦應盤點釐清我國受轉型影響的可能群體和範疇，以建立公正轉型機制與相應資源配置。
11. 在科研面管理架構上，建議參考國際上任務型計畫（如：美國能源部能源先進研究計畫署 ARPA-E）之推動精神，以專業科技管理人才，結合產學研能量，積極投入目標導向的創新科技研發，以系統化科研平臺，提升專案管理效率。另外，在攬才留才上，建議各單位設置合宜的獎勵制度，以強化淨零科技關鍵人才的長期培養。
12. 整體願景發展上，期許發揮科技優勢，超越現有科技的想像，以突破新科技來創造淨零機會，實質貢獻於全球淨零排放的共同目標，並翻轉能資源過度利用的現況，推動「循環永續」為臺灣各產業轉型的模板，更以創新經濟金融技術活化淨零經濟，發展循環新經濟發展模式。此外，集結社會各界的力量與不同族群理性對話與相互理解包容，以社會公平正義為前提，透過社會溝通機制創造多元且和諧的社會，也呼籲國人接受永續新價值能成為大家的共同信念，一起實踐淨零新生活的種種行為轉變，最終達成幸福新臺灣的國家目標。

# 章節目錄

研議團隊.....	I
參與主題討論會議之專家學者與政府部會代表 .....	III
執行摘要.....	VIII
<b>第一章 2050 淨零排放的理由.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 前言 .....</b>	<b>2</b>
<b>1.2 我國溫室氣體排放現況解析 .....</b>	<b>4</b>
1.2.1 提供零碳電力為我國減碳主要挑戰 .....	5
1.2.2 工業部門排放影響我國經濟最大，必須投入創新技術與營運 .....	7
1.2.3 交通運輸部門影響對象眾，須考量社會因素 .....	8
1.2.4 其餘部門影響生活模式、商業經營，及農林碳匯 .....	9
1.2.5 科技研發為淨零之關鍵 .....	11
1.2.6 經濟金融、社會、教育、國合/貿易等部門可提供有力支援 .....	13
<b>1.3 本政策建議書章節導讀 .....</b>	<b>14</b>
<b>第二章 積極推展零碳電力.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1 前言 .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2 太陽光電.....</b>	<b>22</b>
2.2.1 前言 .....	23
2.2.2 我國發展太陽光電之現況問題分析 .....	24
2.2.3 我國發展太陽光電之潛能與限制評估 .....	26
2.2.4 政策建議.....	33
<b>2.3 風力發電.....</b>	<b>40</b>
2.3.1 前言 .....	41
2.3.2 我國發展風力發電之現況問題分析 .....	42
2.3.3 我國發展風力發電之潛能與限制評估 .....	44

2.3.4 政策建議.....	49
<b>2.4 地熱能.....</b>	<b>51</b>
2.4.1 前言.....	51
2.4.2 國際發展現況.....	52
2.4.3 我國發展地熱能之現況問題分析.....	54
2.4.4 我國發展地熱能之潛能與限制評估.....	56
2.4.5 政策建議.....	58
<b>2.5 氫能.....</b>	<b>62</b>
2.5.1 前言.....	63
2.5.2 國際發展現況.....	64
2.5.3 我國發展氫能之現況問題分析.....	68
2.5.4 我國發展氫能之潛能與限制評估.....	68
2.5.5 政策建議.....	76
<b>2.6 去碳燃氫.....</b>	<b>79</b>
2.6.1 前言.....	80
2.6.2 國際發展現況.....	87
2.6.3 政策建議.....	93
<b>2.7 生質能.....</b>	<b>95</b>
2.7.1 前言.....	96
2.7.2 我國發展生質能之現況問題分析.....	97
2.7.3 我國發展生質能之潛能與限制評估.....	101
2.7.4 政策建議.....	105
<b>2.8 水力發電.....</b>	<b>110</b>
2.8.1 前言.....	110
2.8.2 我國發展水力發電之現況問題分析.....	111
2.8.3 我國發展水力發電之潛能與限制評估.....	115
2.8.4 政策建議.....	117
<b>2.9 海洋能.....</b>	<b>118</b>

2.9.1 前言 .....	119
2.9.2 國際發展現況 .....	120
2.9.3 我國發展海洋能之現況問題分析 .....	121
2.9.4 我國發展海洋能之潛能與限制評估 .....	125
2.9.5 政策建議 .....	126
<b>2.10 智慧電網 .....</b>	<b>128</b>
2.10.1 前言 .....	128
2.10.2 國際發展現況 .....	130
2.10.3 我國發展智慧電網之現況問題分析 .....	131
2.10.4 我國發展智慧電網之具體作法與階段性目標 .....	132
2.10.5 政策建議 .....	139
<b>2.11 儲能 .....</b>	<b>141</b>
2.11.1 前言 .....	141
2.11.2 國際發展現況 .....	145
2.11.3 我國發展儲能之現況問題分析 .....	153
2.11.4 政策建議 .....	157
<b>2.12 小結 .....</b>	<b>160</b>
<b>第三章 碳匯、零碳與負碳科技 .....</b>	<b>164</b>
<b>3.1 前言 .....</b>	<b>165</b>
<b>3.2 自然碳匯 .....</b>	<b>166</b>
3.2.1 前言 .....	166
3.2.2 國際趨勢 .....	168
3.2.3 我國碳匯潛能 .....	171
3.2.4 政策建議 .....	177
<b>3.3 傳統 CCUS (二氧化碳捕獲、再利用與封存技術) .....</b>	<b>179</b>
3.3.1 前言 .....	179
3.3.2 國際趨勢與技術發展現況 .....	182
3.3.3 政策建議 .....	186

<b>3.4 生質碳匯與生物製程轉化利用 .....</b>	<b>188</b>
3.4.1 前言 .....	188
3.4.2 陸域光合作用生質碳匯（狼尾草+無氧裂解） .....	189
3.4.3 水域光合作用生質碳匯（藍碳/藻類+無氧裂解） .....	190
3.4.4 生物製程轉化利用為能源及化學品(Bioenergy and biochemicals) .....	191
3.4.5 政策建議 .....	193
<b>3.5 小結 .....</b>	<b>194</b>
<b>第四章 製造業減碳 .....</b>	<b>195</b>
<b>4.1 前言 .....</b>	<b>196</b>
<b>4.2 鋼鐵業 .....</b>	<b>197</b>
4.2.1 前言 .....	197
4.2.2 鋼鐵業全球減碳趨勢 .....	200
4.2.3 鋼鐵業減碳選項分析與創新案例 .....	201
4.2.4 政策建議 .....	206
<b>4.3 水泥業 .....</b>	<b>208</b>
4.3.1 前言 .....	208
4.3.2 水泥業全球減碳趨勢 .....	210
4.3.3 水泥業減碳選項分析與創新案例 .....	212
4.3.4 政策建議 .....	216
<b>4.4 石化業 .....</b>	<b>217</b>
4.4.1 前言 .....	217
4.4.2 石化業全球減碳趨勢 .....	223
4.4.3 石化業減碳選項分析與創新案例 .....	225
4.4.4 政策建議 .....	236
<b>4.5 電子業 .....</b>	<b>239</b>
4.5.1 前言 .....	239
4.5.2 電子業全球減碳趨勢 .....	243
4.5.3 電子業減碳選項分析與創新案例 .....	244

4.5.4 政策建議 .....	248
<b>4.6 小結 .....</b>	<b>250</b>
<b>第五章 其他部門減碳.....</b>	<b>252</b>
<b>5.1 前言 .....</b>	<b>253</b>
<b>5.2 運輸部門 .....</b>	<b>254</b>
5.2.1 前言 .....	254
5.2.2 運輸部門全球減碳趨勢 .....	255
5.2.3 運輸部門減碳選項分析 .....	259
5.2.4 我國運輸部門現有減碳投入項目 .....	260
5.2.5 政策建議 .....	261
<b>5.3 住商/建築部門 .....</b>	<b>263</b>
5.3.1 前言 .....	263
5.3.2 住商/建築部門全球減碳趨勢 .....	266
5.3.3 住商/建築部門減碳選項分析 .....	268
5.3.4 我國住商/建築部門現有減碳投入項目 .....	270
5.3.5 政策建議 .....	270
<b>5.4 農業與廢棄物部門 .....</b>	<b>273</b>
5.4.1 前言 .....	274
5.4.2 農業與廢棄物部門排放源分析 .....	274
5.4.3 農業與廢棄物部門減碳選項分析 .....	276
5.4.4 我國農業與廢棄物部門現有減碳投入項目 .....	280
5.4.5 政策建議 .....	283
<b>5.5 小結 .....</b>	<b>286</b>
<b>第六章 突破性新科技.....</b>	<b>288</b>
<b>6.1 前言 .....</b>	<b>289</b>
<b>6.2 直接空氣捕獲技術(Direct Air Capture, DAC) .....</b>	<b>291</b>
6.2.1 前言 .....	291
6.2.2 直接空氣捕獲之類型與案例 .....	292

6.2.3 直接空氣捕獲技術搭配現地礦化封存之測試案例 .....	296
6.2.4 政策建議 .....	298
<b>6.3 生物及化學法二氧化碳利用技術 .....</b>	<b>300</b>
6.3.1 前言 .....	300
6.3.2 二氧化碳利用未來技術類型 .....	301
6.3.3 政策建議 .....	307
<b>6.4 未來核技術 .....</b>	<b>309</b>
6.4.1 前言 .....	309
6.4.2 國際趨勢 .....	311
6.4.3 我國現況 .....	318
6.4.4 政策建議 .....	320
<b>6.5 小結 .....</b>	<b>322</b>
<b>第七章 經濟與社會促成因素 .....</b>	<b>323</b>
7.1 前言 .....	324
7.2 經濟面向 .....	326
7.2.1 前言：2050 淨零排放需要經濟與金融手段 .....	326
7.2.2 國際趨勢：碳定價時代下，各國大型綠色新政方案及經濟工具 .....	328
7.2.3 我國減碳經濟工具發展需求、現況與問題 .....	336
7.2.4 政策建議 .....	347
7.3 社會面向 .....	350
7.3.1 前言 .....	350
7.3.2 個人認知及行為改變 .....	352
7.3.3 公民社會組織參與、社會溝通及轉型的公正性 .....	359
7.3.4 政策建議 .....	367
7.4 小結 .....	369
<b>第八章 結語 .....</b>	<b>370</b>
8.1 推動策略建議 .....	371
8.2 推動架構建議 .....	374

8.3 結語—淨零的幸福新臺灣 .....	377
<b>附錄.....</b>	<b>378</b>
附錄 1A 全球需要控制增溫幅度在 1.5°C 以內.....	379
附錄 1B 全球推動 Net Zero 之走勢.....	384
附錄 1C 臺灣溫室氣體排放相關指標數據 FACT SHEET.....	391
附錄 2A 國際能源趨勢.....	396
附錄 2B 我國能源部門減碳的挑戰.....	405
附錄 2C 太陽光電模組裝設面積分析.....	408
附錄 2D 太陽光電轉換效率.....	410
附錄 2E 臺灣地熱發電開發現況.....	415
附錄 2F 進口綠氫發電潛力估算.....	416
附錄 2G 有關燃氣與燃氫發電效率.....	417
附錄 2H 天然氣無氧裂解產氫發電潛力估算.....	418
附錄 2I 海水水力發電案例.....	420
附錄 2J 各種儲能技術適合之應用場域.....	422
附錄 2K 儲能系統潛在需求.....	424
附錄 3A 藍碳碳匯潛在面積.....	428
附錄 3B 藍碳碳匯之單位面積固碳量研究數據.....	430
附錄 3C 其他負碳排創新技術.....	431
附錄 4A 鋼鐵業製程與碳排比例.....	436
附錄 4B 我國水泥業現有減碳投入項目.....	438
附錄 4C 石化產業鏈.....	440
附錄 5A 農業部門全球減碳趨勢.....	442
附錄 5B 廢棄物部門全球減碳趨勢.....	445

## 圖目錄

圖 1.2.1 我國歷年溫室氣體排放量趨勢（1990 年至 2019 年）.....	4
圖 1.2.2 我國 2019 年溫室氣體排放.....	6
圖 1.2.3 我國 2019 年工業部門溫室氣體排放源與減碳重點.....	7
圖 1.2.4 我國 2019 年交通運輸部門溫室氣體排放源與減碳重點.....	8
圖 1.2.5 我國 2019 年住宅部門溫室氣體排放源與減碳重點.....	9
圖 1.2.6 我國 2019 年商業/服務業部門溫室氣體排放源與減碳重點.....	10
圖 1.2.7 我國 2019 年農業與廢棄物部門溫室氣體排放源、吸收源與減碳重點.....	11
圖 1.2.8 科研部門可支援減碳之角色重點.....	12
圖 1.2.9 其他部門可支援減碳之角色重點.....	13
圖 2.1.1 我國 2019 年能源總供給與總消費圖.....	18
圖 2.2.1 我國太陽光電的裝置容量（目標值與實際值）.....	25
圖 2.2.2 屋頂型太陽光電預估裝置容量示意圖.....	32
圖 2.2.3 地面型太陽能光電預估裝置容量示意圖.....	32
圖 2.3.1 我國歷年風力發電的裝置容量（目標值與實際值）.....	43
圖 2.3.2 離岸風電預估裝置容量.....	46
圖 2.5.1 日本與澳洲合作的太陽能產氫合作計畫.....	67
圖 2.5.2 氫能供應鏈各階段與其下各種替代選項.....	69
圖 2.6.1 天然氣無氧裂解產氫與碳，以及混燒應用.....	81
圖 2.6.2 天然氣無氧裂解與其他產氫技術之產氫成本與生命週期碳足跡比較... ..	84
圖 2.6.3 去碳燃氫技術發展現況.....	87

圖 2.6.4 中央研究院以天然氣無氧裂解產碳成果.....	92
圖 2.7.1 我國與德國生質能裝置容量比較.....	98
圖 2.8.1 臺灣水力發電分布圖.....	113
圖 2.9.1 我國海洋能高潛能區.....	124
圖 2.10.1 鴨子曲線.....	134
圖 2.11.1 儲能系統的再生能源電能時間移轉效果.....	143
圖 2.11.2 儲能技術種類.....	145
圖 2.11.3 各類燃料電池的功率範疇與對應的應用場域.....	151
圖 2.11.4 2050 Net Zero 情境下，全球運輸部門不同類型載具 2020、2030 與 2050 年的銷售占比 .....	153
圖 2.12.1 2020 年至 2050 年不同電力年均成長率情境下所需電力推估.....	162
圖 3.2.1 碳匯範疇（海洋、森林、人為技術） .....	167
圖 3.2.2 我國自然碳匯溫室氣體移除量現況（森林） .....	168
圖 3.2.3 2010 年至 2018 年 UNFCCC 公約附件一國家各部門溫室氣體排放與移除 .....	169
圖 3.2.4 2050 淨零排放森林碳匯潛力路徑分析.....	174
圖 3.3.1 CCUS 之技術範疇.....	180
圖 3.3.2 目前全球 CCUS 設施捕獲二氧化碳來源 .....	181
圖 3.3.3 現有二氧化碳捕獲技術類別、原理與技術發展現況.....	182
圖 3.3.4 不同技術與應用之二氧化碳捕獲成本.....	183
圖 3.4.1 生質碳匯與製程轉化利用價值鏈.....	189

圖 4.1.1 我國製造部門與四大產業排放現況.....	196
圖 4.2.1 鋼鐵業排放來源比例圖.....	198
圖 4.2.2 鋼鐵業生產技術之全球減碳趨勢.....	200
圖 4.2.3 全球鋼鐵業二氧化碳直接排放累積減量比例.....	201
圖 4.2.4 鋼鐵業減碳創新技術.....	202
圖 4.3.1 水泥業排放來源比例圖.....	209
圖 4.4.1 石化業排放來源比例圖.....	218
圖 4.4.2 我國 2021 年石油產品生產量比率（自產）.....	222
圖 4.4.3 2050 淨零排放下不同類型載具銷售的占比推估.....	222
圖 4.4.4 2020 年我國主要石化原料生產量結構.....	223
圖 4.4.5 可提供化學品減碳貢獻的中長期減碳選項類型.....	224
圖 4.4.6 2050 年世界塑膠生產與碳原料推估.....	225
圖 4.4.7 石化業減碳選項類型.....	225
圖 4.4.8 石化產業可以參考之國際減碳策略與創新技術.....	229
圖 4.4.9 BASF 欲利用綠電加無氧裂解爐來改善傳統蒸汽裂解爐之碳排放問題 .....	230
圖 4.4.10 美國 Siluria 以天然氣為進料生產乙烯/丙烯高效低排放製程.....	231
圖 4.4.11 合成氣直接轉製輕烯烴中，OX-ZEO 之合成氣直接轉化製程.....	232
圖 4.4.12 以電化學方式將廢棄碳排放轉為化學原料或合成燃料之循環利用模式 .....	233
圖 4.5.1 我國電子業歷年溫室氣體排放.....	240

圖 4.5.2 半導體製程.....	241
圖 4.5.3 半導體產業電力消費結構.....	241
圖 4.5.4 光電產業電力消費結構.....	241
圖 4.5.5 我國電子業歷年含氟氣體排放.....	243
圖 5.2.1 2019 年公路系統各運具排放占比.....	255
圖 5.3.1 2019 年全球建築與營造部門對於最終能源消費及碳排貢獻.....	264
圖 5.3.2 建築部門價值鏈整體排放源分析.....	265
圖 5.3.3 我國住商部門日常使用與營運之碳排放分析.....	265
圖 5.3.4 淨零排放情境下，住商活動之全球二氧化碳減量選項.....	267
圖 5.3.5 2020 年至 2050 年建築外殼改善趨勢（面積）與供熱與冷卻之能源密度 變化 .....	268
圖 5.4.1 農業部門排放源占比分析.....	275
圖 6.2.1 直接空氣捕獲技術的原理、案例、技術現況與成本能耗等.....	292
圖 6.2.2 瑞士 Climeworks AG 與冰島 Carbfix 合作的直接空氣捕獲與地下玄武岩 礦化封存技術 .....	294
圖 6.2.3 瑞士 Climeworks AG 新創公司的 DAC 技術.....	294
圖 6.2.4 新創公司 44.01 與 Climeworks 合作以直接空氣捕獲搭配礦化封存之技術 .....	298
圖 6.3.1 化學法與電化學法再利用二氧化碳的可能途徑.....	303
圖 6.3.2 鎂銻液態金屬與二氧化碳的反應過程.....	304
圖 6.4.1 核能技術演進.....	313
圖 6.4.2 我國核能發電量歷年占比.....	319

圖 7.2.1 經濟面向下永續與綠色的相關總體與金融政策等工具”	328
圖 7.2.2 近二年全球碳定價數量	330
圖 7.2.3 抵換交易及排放交易	333
圖 7.2.4 綠色金融方案 2.0 推動內容	341
圖 7.3.1 2050 淨零排放的社會面向議題	351
圖 7.3.2 淨零碳路徑中低碳科技與行為改變策略可貢獻的減碳量	352
圖 7.3.3 2017、2019、2021 年我國民眾配合加稅/漲價節能減碳之意願比例	355
圖 7.3.4 2020 年我國民眾願付較高電價以推動再生能源之百分比及可接受的調漲幅度	355
圖 8.1.1 中央研究院推展零碳電力暨減碳技術之整體架構及五大優先關鍵課題	373
圖 8.2.1 達成零碳願景的政策推動架構	374
圖 1A.1 全球地表溫度變化（1850 年迄今）	380
圖 1A.2 暖化對各系統之衝擊與風險	381
圖 1A.3 全球溫室氣體排放模擬	382
圖 1B.1 承諾 Net Zero 之各國推動進程	386
圖 1B.2 美國國家科學院「加速美國能源系統減碳計畫」報告重點	389
圖 2A.1 淨零排放情境下全球能源供給趨勢—燃料別	396
圖 2A.2 淨零排放情境下全球能源消費趨勢—燃料別	397
圖 2A.3 淨零排放情境下全球二氧化碳排放趨勢—部門別	397
圖 2A.4 淨零排放情境下全球發電量—燃料別	398

圖 2A.5 淨零排放情境下全球電力裝置容量—燃料別 .....	398
圖 2A.6 淨零排放情境下全球發電趨勢—燃料別 .....	399
圖 2A.7 淨零排放情境下全球再生能源發電量—能源別 .....	401
圖 2A.8 淨零排放情境下全球再生能源電力裝置容量—能源別 .....	401
圖 2A.9 2020 年至 2050 年全球低碳燃料在各部門的供應比例 .....	404
圖 2B.1 2019 年我國發電裝置容量及發電量 .....	407
圖 2C.1 太陽能板裝置面積示意 .....	409
圖 2D.1 半導體理論轉換效率最高值 .....	413
圖 2D.2 美國能源部國家再生能源研究室之太陽光電技術道路圖 .....	414
圖 2I.1 日本沖繩抽蓄式海水水力發電廠（鳥瞰圖） .....	421
圖 2I.2 日本沖繩抽蓄式海水水力發電廠（剖面圖） .....	421
圖 2J.1 各種儲能技術適合之應用場域 .....	423
圖 2K.1 不同變動性再生能源占比下，歐盟會員國對於儲能裝置容量以及儲能 的需求推估 .....	427
圖 4A.1 鋼鐵業製程與碳排比例 .....	436
圖 4C.1 石化產業鏈之範疇與排放比例 .....	441
圖 5A.1 農業部門減排措施的成本估算 .....	444

## 表目錄

表 2.1.1 不同燃料燃燒排放之二氧化碳量比較.....	19
表 2.1.2 台灣電力公司火力機組之溫室氣體排放係數.....	19
表 2.2.1 光電來源用地項目.....	26
表 2.2.2 屋頂型太陽光電可裝設屋頂面積與裝置容量估算.....	27
表 2.2.3 地面型太陽光電可用地面面積與裝置容量估算.....	29
表 2.2.4 各國太陽能發電相關指標比較.....	30
表 2.2.5 太陽光電三種類型比較.....	31
表 2.2.6 綠電 FiT 制度與 RPS 制度之比較.....	35
表 2.4.1 臺、日地熱發電法令政策措施比較.....	56
表 2.4.2 臺灣淺層地熱潛能評估.....	57
表 2.4.3 臺灣深層地熱潛能評估.....	58
表 2.5.1 氫能一般的應用.....	70
表 2.6.1 天然氣無氧裂解與其他產氫技術之能源效率比較.....	82
表 2.7.1 農業閒置地可種植之固碳植物參考.....	107
表 2.8.1 2021 年我國水力發電統計資訊.....	112
表 2.9.1 我國海洋能發電技術潛能評估”.....	124
表 2.10.1 傳統電網與智慧電網的比較.....	132
表 2.11.1 各種儲能科技之優劣勢比較與評估.....	148
表 2.11.2 各類氫能燃料電池對應之技術挑戰.....	152
表 2.11.3 我國發展氫能燃料電池之瓶頸與挑戰”.....	157

表 2.12.1 2050 年電力的裝置容量與可發電量預估.....	160
表 3.2.1 1990 年與 2019 年我國林業部門碳移除量.....	172
表 3.2.2 1990 年與 2019 年林地維持林地面積.....	172
表 3.2.3 1990 年與 2019 年土地轉變為林地面積.....	172
表 3.3.1 國內地質封存初步評估封存量.....	185
表 4.4.1 油氣煉製加工業內的主要排放源.....	219
表 4.4.2 塑膠轉換成型技術與溫氣氣體排放來源.....	220
表 4.4.3 直接裂解原油產製化學品營運模式與傳統生產方式的比較.....	234
表 4.5.1 含氟氣體與二氧化碳暖化潛勢比較.....	242
表 5.2.1 各國運輸部門的作法.....	257
表 5.4.1 我國 2020 年農業剩餘資源統計.....	279
表 6.4.1 2020 年核能裝置容量前 15 名國家與臺灣之比較表.....	311
表 6.4.2 第 4 代核能 6 種形式比較.....	314
表 6.4.3 第 4 代核能與核融合技術之比較.....	318
表 7.2.1 傳統化石燃料發電之均化能源成本與綠能發電成本比較.....	331
表 7.2.2 傳統 CCUS 與 DAC 捕獲等負碳技術的成本價格估計.....	332
表 7.2.3 碳費及碳稅內涵.....	337
表 7.2.4 綠色融資金融商品型式及案例.....	340
表 7.2.5 2020 年各國平均電價比較.....	345
表 7.3.1 有益於減碳的行為改變.....	354
表 7.3.2 協助個人認知與行為改變的政策工具與案例.....	359

表 7.3.3 各部門零碳轉型策略下潛在不公正問題盤點”	360
表 7.3.4 漁電共生三種經營模式優缺點的比較	366
表 2E.1 臺灣地熱發電開發現況	415
表 2F.1 進口綠氫發電潛力估算	416
表 2K.1 2030 與 2050 年儲能需求預估	425
表 3A.1 非國家重要濕地（更新的 12 處）	428
表 3A.2 藍碳碳匯面積彙總	429
表 3C.1 其他負碳排創新技術說明與所遭遇的挑戰	435

# 第一章 2050 淨零排放的理由

## 本章小節

- 1.1 前言
- 1.2 我國溫室氣體排放現況解析
- 1.3 本政策建議書章節導讀

## 1.1 前言

全球氣候科學家已示警，相較於工業革命前的氣溫，人類須控制全球升溫幅度在 1.5°C 以內，才能避免許多難以回復、災難性的氣候衝擊，全球也因此必須在 2050 年達到淨零排放(Net Zero)的目標（附錄 1A）。大氣中溫室氣體濃度攀升之問題源自兩百多年以來，人類社會以化石燃料為主的能源經濟，今日距離 2050 年淨零排放的目標僅餘不到三十年的時間，許多改變無法一蹴可幾，而是需要長時間、根本的轉型。因此，我們必須即刻開始行動，方可能在 2050 年達成此一艱難的目標。正因如此，近年各國政府、產業、非政府組織、學研人員等各界均已開始推動淨零轉型的倡議以及積極減碳的行動（附錄 1B）。

我國非聯合國會員國，不被國際氣候公約約束，過去以自願性減碳的方式雖已使我國溫室氣體排放量漸趨穩定，但實質減碳成效仍有限。當國際間開始以碳排放量作為各項經濟活動之衡量依據、國際產業龍頭開始對供應廠商施加減碳壓力時，這對發展出口貿易、以能源密集製造業為主的我國而言，經濟發展必然會受到衝擊。除面臨全世界經貿的壓力之外，我們也有責任為下世代子孫留下合宜的生存環境，所以我國應立即正視此一問題。我國政府亦於今(2022)年 3 月公布「臺灣 2050 淨零排放路徑」<sup>1</sup>，提出我國淨零轉型架構與方向，包含「能源轉型」、「產業轉型」、「生活轉型」、「社會轉型」等四大轉型策略，及「科技研發」、「氣候法制」兩大治理基礎，再輔以「十二項關鍵戰略」。各部會便據此開始制定行動計畫，後續也規劃進行民間溝通。

然而，目前淨零轉型框架雖有策略方向與行動，但對於政策與行動之科學依據與選項仍有待分析與論述，以利於我國社會進行以科學為依據之對話與溝通。因此，中央研究院組成「永續轉型減碳路徑政策建議諮詢平台」，邀請國內各領域專家參與討論，以量化數據深入分析我國減碳的困境與利基，並探討可能的減碳選項，研議後提出本政策建議書(Box 1.1.1)。

---

1 國家發展委員會(2022) 臺灣 2050 淨零排放路徑。  
[https://www.ndc.gov.tw/Content\\_List.aspx?n=FD76ECBAE77D9811](https://www.ndc.gov.tw/Content_List.aspx?n=FD76ECBAE77D9811)

### Box 1.1.1 中央研究院《臺灣淨零科技研發政策建議書》研議進程

本政策建議書工作小組自 2020 年底開始便廣泛收集資料，邀集國內 18 位專家，於 2021 年 4 月正式啟動「永續轉型減碳路徑政策建議諮詢平台」，期間針對各特定主題，召開 16 場主題討論會議，共有超過 300 位專家參與人次，討論各面向的減碳作法。此外，工作小組更召開七次「永續轉型減碳路徑政策建議諮詢平台」委員會議，委員深入討論各減碳選項之發展問題與潛能，並提出許多跨面向寶貴建議，由工作小組進行分析與綜整，編撰本政策建議書。再經由本院院士、本院政策建議委員會，以及外部專家共同審議，工作小組最終修改完成本政策建議書。在這個長達兩年的研議期間，委員及參與討論專家亦多次參與政府許多單位淨零排放政策規劃會議，本政策建議書中多項想法與建議已於討論會議中提出，政府許多單位皆予以參考並納入政策規劃中。

邁向淨零排放的目標需要各界、多面向共同整合，除了政府各部會近期之努力之外，目前社會上有許多學者專家已有著作與發表探討我國氣候變遷及淨零排放之治理、法律、社會、經濟等面向之議題與推動建議，也有許多學者提出我國需就整體需求面進行檢視並做合理的調整與控管。惟本政策建議書考量中央研究院之角色，也為了提出更聚焦之建言，遂以「科技研發」為核心觀點，探討如何以科技協助我國的減碳工作。然而，僅靠現有的科技是無法達成 2050 淨零排放之目標，我們除了須要強化利用已有科技外，更應該着重創新科技研發，並搭配經濟、社會及科研管理等工具與方法，加速淨零科技布建，以期新科技及時到位，使我國的淨零轉型可以如期完成。

針對範疇廣泛的淨零排放議題，本政策建議書由「排放源」作為出發點，診斷分析我國溫室氣體排放的來源、數量級，以及難以減碳的關鍵問題，以期找出有潛力的減碳科技選項，並以量化數據進行理性評估，意即考量各選項之實質減碳效益、以及研發與布建的速度(speed)與規模(scale)，作為減碳科技之優先順序選擇依據，而本政策建議書提出之減碳及淨零科技選項，也恰可作為我國未來科技路徑選項的參考。

## 1.2 我國溫室氣體排放現況解析

欲使我國達到2050 淨零排放的目標，首先必須了解我國溫室氣體排放趨勢、排放部門及來源，以及背後之能源、社會、經濟因素，以利診斷分析排碳的原因、難以減碳的關鍵問題缺口、潛在減碳選項，以及解決方案的優先順序。根據行政院環境保護署 2021 年國家溫室氣體排放清冊報告之統計資料顯示<sup>2</sup>，我國溫室氣體總排放量由 1990 年的 137 百萬公噸二氧化碳當量(Mt CO<sub>2</sub>eq)成長到 2019 年的 287 Mton CO<sub>2</sub>eq。此雙倍成長的幅度主要發生在 1990 年至 2007 年期間(圖 1.2.1)，這期間也是我國經濟突飛猛進的時期，顯示我國的碳排量與早期的經濟成長緊密相關。但在 2008 年至 2009 年因全球金融危機，溫室氣體排放量驟降之後，我國近十年溫室氣體排放量已漸趨穩定(我國溫室氣體排放相關指標數據請參見附錄 1C)。

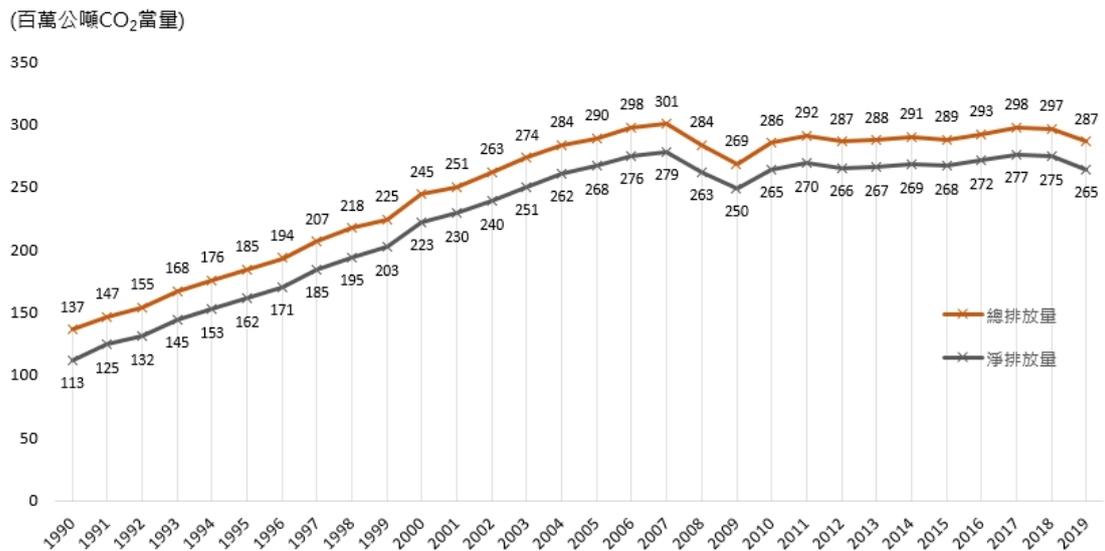


圖 1.2.1 我國歷年溫室氣體排放量趨勢 (1990 年至 2019 年)

雖然我國持續推動節能減碳，但這僅使溫室氣體排放量漸趨穩定，並無明顯減少的跡象，由此可見，我國減碳與能源轉型實在不是容易的一件事。使用國際

<sup>2</sup> 行政院環境保護署(2021) 2021 年國家溫室氣體排放清冊報告。

能源總署(International Energy Agency, IEA)的資料進行分析<sup>3</sup>，發現主要原因包括我國能源供應仰賴進口(98%)，不像許多國家有豐富資源可自產能源(例如：美國可自產石油、天然氣；冰島自產地熱、水力等)，海島國家之能源議題亦牽涉能源國家安全議題，跨國電網的可能性較低(成本及國家安全考量)。此外，我國主要能源為高碳排之化石燃料(93%)，不像許多國家能源種類較多元(例如：法國、瑞典核能比例高；瑞典生質能比例高、冰島地熱、水力比例高等)，要完全取代如此高比例的化石燃料，實屬不易。

在能源消費層面，我國工業部門比例高(33%)，而美國、澳洲運輸部門消費比例高(40%左右)、英國、法國等國家其他部門(住商)消費比例高，這顯示我國產業結構中高耗能、高碳排工業占比吃重，使得減碳議題必須與能源使用和經濟成長議題一併考量。此外，我國使用石油製成石油產品出口(如石油化學品等)比例高，約占能源總供應之14%；另外再製成非能源消費產品(如輕油、焦炭、柏油等)比例亦高，約占能源總消費之33%，這表示石化產業在過去臺灣經濟成長中扮演重要角色，要進行產業轉型影響範疇較大。

這些原因也使我國要達到2050淨零排放的目標面臨極大的挑戰。以下各小節分析我國主要溫室氣體排放部門之排放源、排放量及減碳重點。

### 1.2.1 提供零碳電力為我國減碳主要挑戰

根據國家溫室氣體排放清冊報告中各部門別排放量數據，可以看出能源部門皆為燃料燃燒之排放，其占比最大，且高達91%；剩餘的9%排放量則包含工業製程直接排放、農業及廢棄物排放等(圖1.2.2)<sup>4</sup>。其中，根據經濟部能源局統計數據，我國2019年總發電量約2,741億度，而當年度電力排碳係數為0.509 kg

<sup>3</sup> IEA (2020) Sankey Diagram. <https://www.iea.org/sankey/>。

<sup>4</sup> 臺灣溫室氣體清冊主要是依照IPCC於2006年制定之指南所建置，主要區分為：能源、工業製程及產品使用、農業、土地利用、土地利用變化及林業、廢棄物等；而其量化方法多由燃料別出發，再依其活動數據(使用量多少)及排放係數(燃料一單位的溫室氣體排放量)，計算排放量。

CO<sub>2</sub>eq/kWh<sup>5</sup>，故可以得到該年我國電力部門碳排量為 139.6 Mton CO<sub>2</sub>eq，占總排放量 48.6%，這些電力供給工業、住宅、服務、運輸、農業、能源部門消費。

由上可知，能源部門是我國最大宗的溫室氣體排放部門(91%)，主要是使用各式化石燃料（如：石油、煤炭、天然氣等），燃燒產熱或發電過程中的排放。由圖 1.2.2 可以看出其中最大的排放源即是電力—火力發電(48.6%)；其次依序為運輸—燃油運具(12.6%)；製造/營建業—鍋爐產熱(11.4%)；汽電共生廠—鍋爐產熱(8%)；固體燃料生產過程之燃燒活動，如焦炭(3.7%)；住宅、農林漁牧、服務業等—鍋爐/爐具等(3.3%)；煉油—煉製石油產品過程之燃燒活動(3.1%)。未來運輸部門及各產業能源供給，將儘可能電氣化，發電排放占總排放量比例將大幅上升。故提供零碳電力將為我國減碳主要挑戰（詳見第二章）。

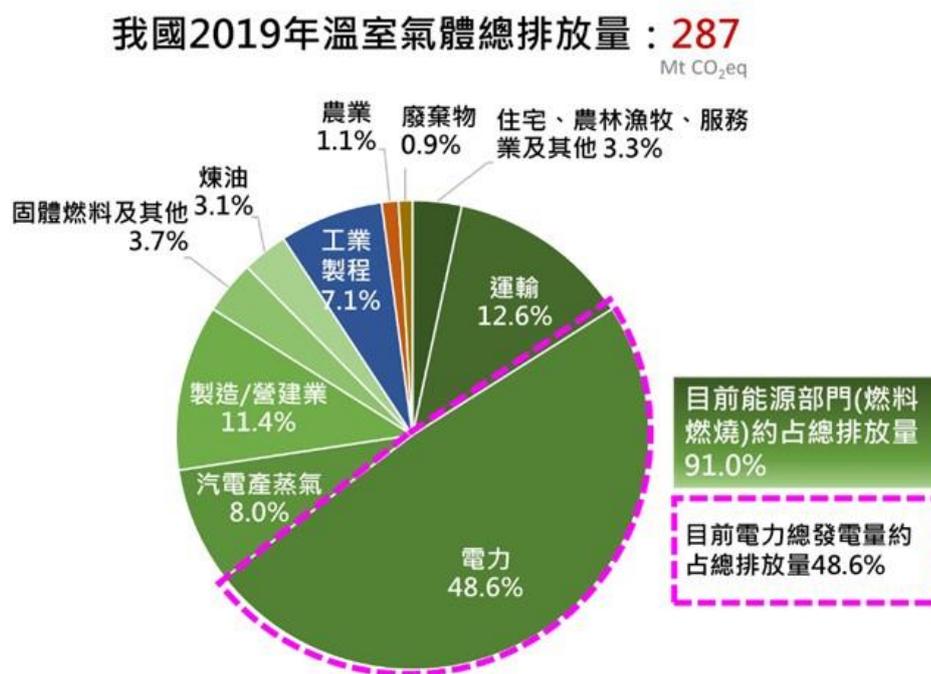


圖 1.2.2 我國 2019 年溫室氣體排放（註：所有能源部門包括燃燒約占總排放量的 91%（以綠色系列表示）；電力占總排放量的 48.6%（以粉紅色線條匡列排放源））

<sup>5</sup> 經濟部能源局(2022)《能源統計月報》。 <https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

## 1.2.2 工業部門排放影響我國經濟最大，必須投入創新技術與營運

工業部門溫室氣體排放源多元，包含用電力之間接排放(27%)<sup>6</sup>、各式鍋爐之燃料燃燒(11.4%)，以及製程排放(7.1%)等，占我國總排放量的 45.5%(圖 1.2.3)。工業部門涵蓋產業十分廣泛，企業數量眾多，規模大小不一，2019 年工業部門占我國 GDP 比重約 35.5%，此比重雖然不及服務業，但工業(含製造業)為我國經濟發展之骨幹，許多高碳排企業更是我國早期經濟起飛的重要推手，因此，此一部門的減碳將會對我國的經濟產生較大影響，連帶影響勞工的工作機會，因此工業部門的減碳倍受關注。

工業部門之減碳重點包含：針對用電排放可使用零碳電力、調整用電需求；鍋爐使用替代燃料(電力、生質能、氫能等)；研發與落實創新技術；產業或商業模式轉型等。對於我國的廠商而言，未來可能受品牌生產商及供應鏈對淨零之要求，營運及收益皆可能受影響，因此，廠商本身必須積極投入創新技術研發與落實，並尋求營運轉型與新商機(詳見第四章)。

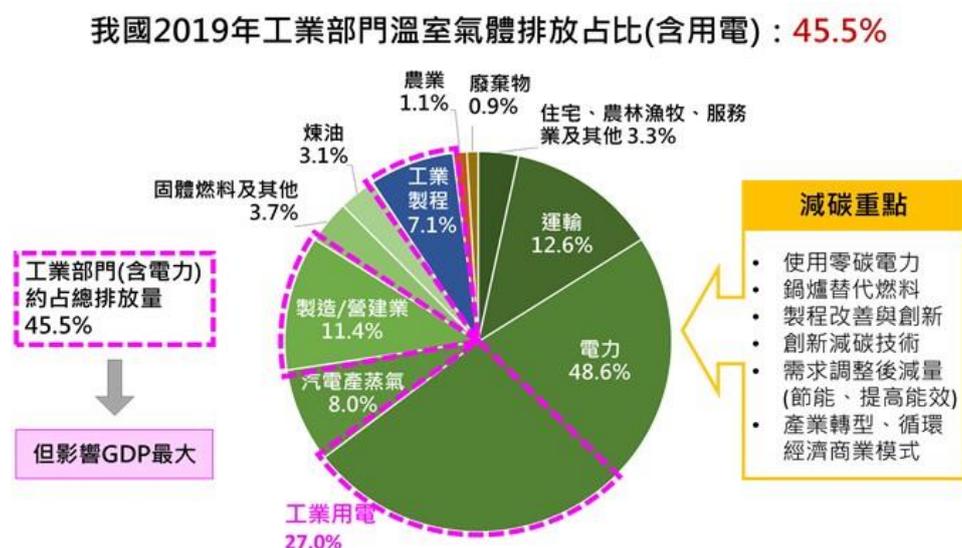


圖 1.2.3 我國 2019 年工業部門溫室氣體排放源與減碳重點 (註：以粉紅色線條匡列排放源、黃色文字框表示減碳重點)

<sup>6</sup> 根據經濟部能源局(2022)《能源統計月報》，2019年工業部門占總電力消費約55.6%，而發電約占排放量的48.6%，因此，工業部門使用電力約占總排放量之27.0%。  
<https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

### 1.2.3 交通運輸部門影響對象眾，須考量社會因素

交通運輸部門排放量占總排放量之 12.9%，包含各式機動車之燃油燃燒 (12.6%)，以及少許軌道運輸之用電(0.3%)<sup>7</sup>，雖然此部門排放量占比不高，但牽涉人數卻是最多(圖 1.2.4)。截至 2019 年底，我國機動車輛登記數達 22.1 百萬輛，包含 8.1 百萬輛汽車及 14.0 百萬輛機車；平均每一百人擁有 93.7 輛機動車、34.4 輛汽車；領有駕照人數更達 28.9 百萬人<sup>8</sup>，雖然部分民眾可能擁有多輛汽機車，但由此數據已可得知，若要推動交通運輸部門減碳，將會使絕大部分國人的日常生活、甚至生計受到影響(詳見第五章)。

交通部門之減碳重點包含：替代機動車之燃料，可能為電池，或是氫燃料電池，及改變運輸行為或使用公共運輸系統。由於交通運輸之減碳轉型影響人數眾多，且機車多為基層民眾日常生活或生計奔波使用，因此在構思此部門減碳選項時，勢必需要將轉型時的公正性納入考量，以利推動(詳見第五章)。

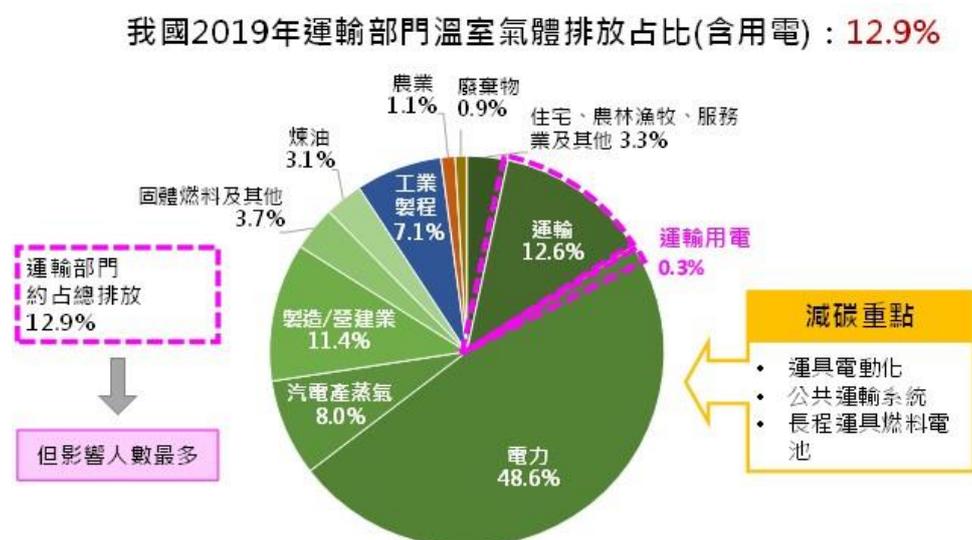


圖 1.2.4 我國 2019 年交通運輸部門溫室氣體排放源與減碳重點 (註：以粉紅色線條匡列排放源、黃色文字框表示減碳重點)

<sup>7</sup> 根據經濟部能源局(2022)《能源統計月報》，2019 年運輸部門占總電力消費約 0.6%，而發電約占排放量的 48.6%，因此，運輸部門使用電力約占總排放量之 0.3%。  
<https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

<sup>8</sup> 交通部(2022) 交通部統計查詢網，機動車輛登記數與領有駕照人數。  
<https://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100&funid=a3301>

## 1.2.4 其餘部門影響生活模式、商業經營，及農林碳匯

住宅部門排放量占總排放量 10.3%，主要來自住宅用電(8.7%)<sup>9</sup>以及爐具使用燃料燃燒，如瓦斯(1.6%) (圖 1.2.5)。因牽涉每一個家戶及個人，能著力的點及量並不顯著，僅能由電力部門統一供給零碳電力著手，亦或是由建物及建材設計著手，降低建物內能源使用的需求(如空調)，如同運輸部門，因涉及人數眾多，亦須考量影響族群的差異性，再規劃相關配套方案以利推動(詳見第五章)。

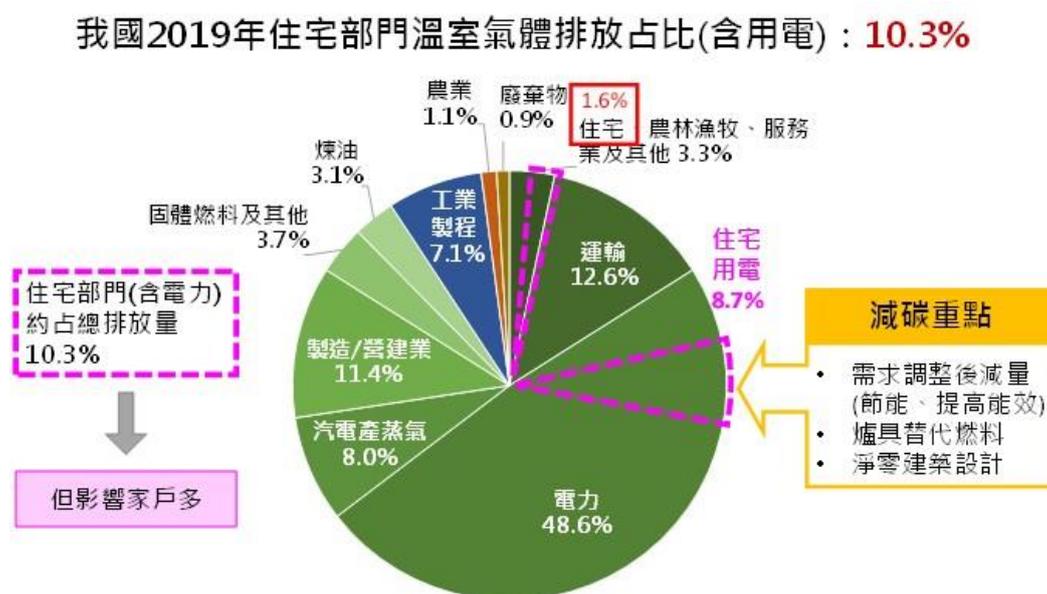


圖 1.2.5 我國 2019 年住宅部門溫室氣體排放源與減碳重點 (註：以粉紅色線條匡列排放源、黃色文字框表示減碳重點)

商業/服務業部門排放量占總排放量 9.8%，主要來自服務業用電(8.6%)<sup>10</sup>以及鍋爐、爐具使用燃料燃燒，如瓦斯(1.2%) (圖 1.2.6)。2019 年服務業部門占我國 GDP 比重約 62.9%，顯示其為碳排不高但產值高之行業，說明了服務業在我國目

<sup>9</sup> 根據經濟部能源局(2022)《能源統計月報》，2019 年住宅部門占總電力消費約 17.8%，而發電約占排放量的 48.6%，因此，住宅部門使用電力約占總排放量之 8.7%。

<https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

<sup>10</sup> 根據經濟部能源局(2022)《能源統計月報》，2019 年服務業部門占總電力消費約 17.6%，而發電約占排放量的 48.6%，因此，服務業部門使用電力約占總排放量之 8.6%。

<https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

前產業結構中的重要性，又因服務業牽涉眾多民眾，除了由電力部門統一供給零碳電力著手之外，可能必須由營運模式如何調整，並且使民眾可以接受的方式來進行，例如：大型或連鎖營業場所之能源使用模式如何調整，故需將社會因素納入考量，以利推動（詳見第五章）。

### 我國2019年商業/服務業部門溫室氣體排放占比(含用電)：9.8%

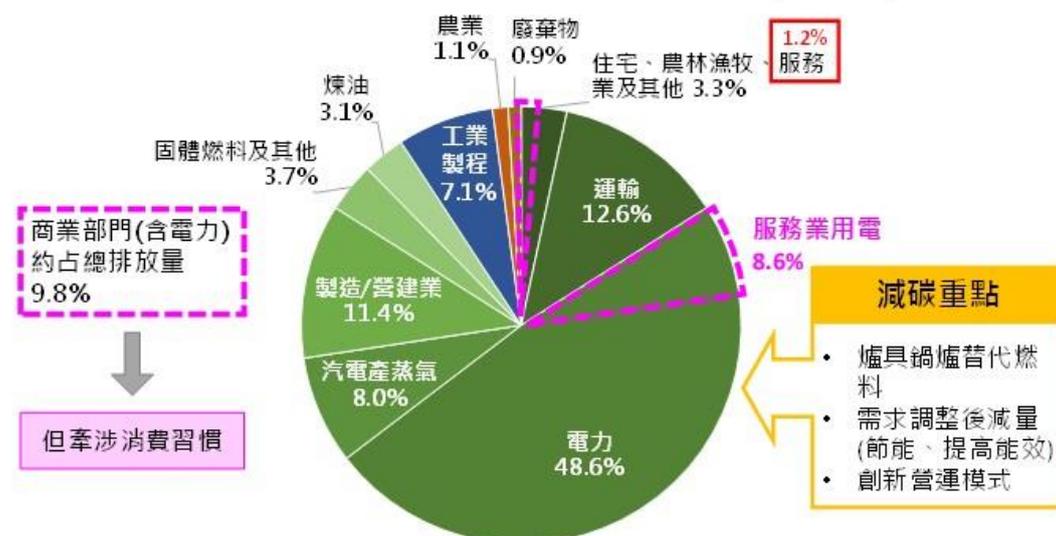


圖 1.2.6 我國 2019 年商業/服務業部門溫室氣體排放源與減碳重點（註：以粉紅色線條匡列排放源、黃色文字框表示減碳重點）

農業部門（含農業、林業、漁業、畜牧業）排放量占總排放量 2.1%，主要來自農牧操作作業之直接排放(1.1%)、農業用電(0.5%)<sup>11</sup>，以及農林漁牧作業燃料燃燒(0.5%)。廢棄物部門占總排放量 1%，主要是處理廢棄物過程中之排放(圖 1.2.7)。而碳移除量——主要來自林業部門之森林碳匯——約相當於 7.5% 碳排量。雖然農業與廢棄物部門碳排量在總排放量上占比不大，但其在淨零排放議題上牽涉面向十分廣泛，除了農林與廢棄物事業須要減碳之外，農林生質的活化亦可具體貢獻於增加自然碳匯、生質能供給方面，但須進行整體、系統式規劃才会有明顯效果(詳

<sup>11</sup> 根據經濟部能源局(2022)《能源統計月報》，2019年農業部門占總電力消費約 1.1%，而發電約占排放量的 48.6%，因此，農業部門使用電力約占總排放量之 0.5%。  
<https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

見第五章)。

### 我國2019年農業及廢棄物部門溫室氣體排放占比(含用電)：3.1%

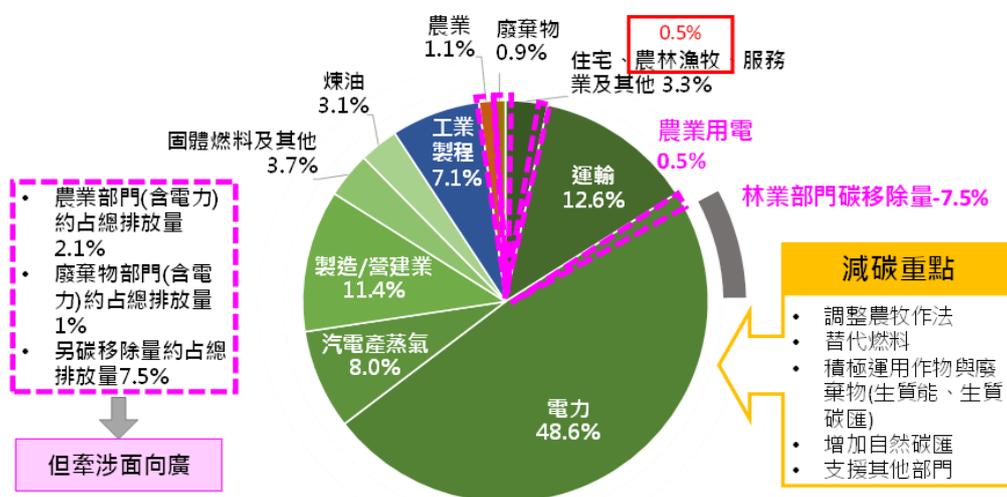


圖 1.2.7 我國 2019 年農業與廢棄物部門溫室氣體排放源、吸收源與減碳重點

(註：以粉紅色線條匡列排放源、黃色文字框表示減碳重點)

## 1.2.5 科技研發為淨零之關鍵

以上各部門的減碳，雖大致方向明確，但如何在產業、社會均可接受的條件下及時達成目標，仍是極大的挑戰。目前全世界先進國家面對 2050 年淨零排放的目標，皆了解此目標無法僅靠現有的科技達成，而是必須設定新科技方向、投入研發資源，來突破關鍵瓶頸，期盼新科技能在 2050 年以前逐步落實，幫助我國達成淨零排放的目標。我國若不積極投入研發，或是投資錯誤的方向，不僅將自陷困境，更將錯失積極發展新技術、開發新市場的絕佳機會。因此本政策建議書認為科技研發是達到淨零排放目標之關鍵。

淨零科技研發雖以科學為基礎，但仍應在關鍵工程技術的瓶頸上積極尋求突破，所以研發策略的重點為：

1. 基於科學定律，來設定工程技術可達成之目標。

2. 要有量的概念，但不能受限於現有工程技術。
3. 要首重排碳大項。
4. 要強調速度與布建規模。

於選擇科技研發方向上，除須考量臺灣特有的條件（包括資源及環境）外，更應將排放量、減碳量、可發電量等等整體數量的大小納入分析，使用明確的效益指標來決定創新技術研發方向，因減碳技術所處理的數量級往往遠超出一般研究者熟悉的範圍，故選題必須慎重，並應視發展隨時調整。此外，此類研發有別於一般學研機構的學術研究，亦不同於業界產品導向之研究。它經常是跨領域的團隊合作，參與研究者需具備完整的系統整合知識，才能深入探索解決實際減碳技術上所面臨的問題。圖 1.2.8 點出科技研發部門在減碳可支援的面向，但是，如何設計一個有效能的科研管理架構以推動淨零科技的研發，亦為一重要課題（詳見第八章）。



圖 1.2.8 科研部門可支援減碳之角色重點

## 1.2.6 經濟金融、社會、教育、國合/貿易等部門可提供有力支援

除了科技外，要達到 2050 淨零排放目標，需要有相關配套措施與加速催化措施方能促成，因此，經濟金融、社會、教育、國際合作/貿易等部門亦須提供有力的支援（圖 1.2.9）。

經濟金融部門可提供相關經濟工具之配套、綠色金融方案等支援，促使產業轉型及加速科技研發（詳見第七章）。社會、教育部門可在轉型過程中協助溝通與參與，以提高社會接受度（詳見第七章）。最後，雖然在淨零排放的情境下，我國能源自給率會因自產能源（風能、光能、地熱能、海洋能）之擴大而提高，但亦可能須要進口新能源，因此，國際合作或貿易等國家戰略須及早布局。

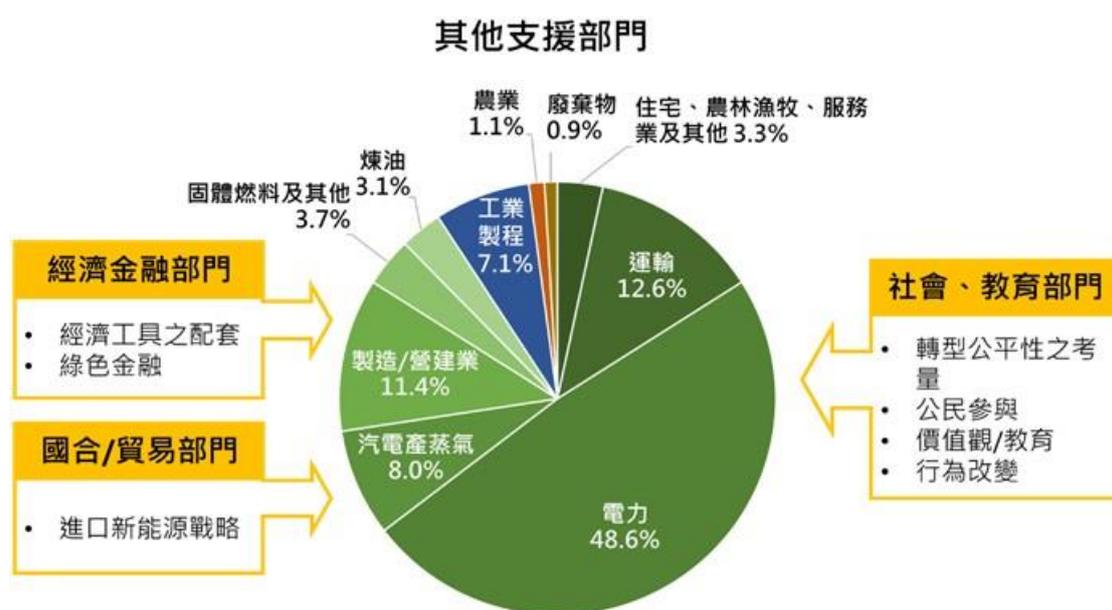


圖 1.2.9 其他部門可支援減碳之角色重點

### 1.3 本政策建議書章節導讀

本政策建議書**第一章**首先點出我國應配合全球 2050 淨零排放大趨勢的理由，並簡要分析臺灣主要排放源，由各排放部門之排放量出發，檢視其減碳重點，並藉此瞭解我國減碳之優先性。由於電力部門排放量占總排放量的一半左右，因此**第二章**就十項零碳電力技術與系統分別分析其優勢及弱點，並依我國現況分析了各項電力技術至 2050 年可以對整體減碳的貢獻量，也對各項技術提出了研發的具體建議；**第三章**則以負碳技術為探討主軸，近程可以自然碳匯與傳統負碳科技協助減少碳排，長程（至 2050 年）則是以淨負排放技術為發展目標；**第四章**特別討論了製造業減碳的選項，對我國經濟核心動力的四個產業，分析了產業技術中可能的排放源，並依不同排放源整理了合適的技術選項；**第五章**各節則探討了幾個影響民眾人數眾多的部門：交通運輸、住商建築、農業與廢棄物等部門的碳排現況，也分析了各部門未來可能使用的減碳科技選項；**第六章**則著重在目前數個尚在萌芽階段，但值得長期關注，若日後持續有突破性發展，至 2050 年時可能有機會成為減碳選項的新興技術；**第七章**針對經濟與社會促成因素做了大方向的研析，並提出幾點看法，希望這些社經工具與方法的推動，可以加速新興淨零科技研發落實的進程；**第八章**除了綜合前面章節的重要科技選項之外，也在最後提出了一個整合型的科研管理架構建議。

## 第二章 積極推展零碳電力

### 本章小節

2.1 前言	2.7 生質能
2.2 太陽光電	2.8 水力發電
2.3 風力發電	2.9 海洋能
2.4 地熱能	2.10 智慧電網
2.5 氫能	2.11 儲能
2.6 去碳燃氫	2.12 小結

## 2.1 前言

根據本建議書 1.2 節所述之我國溫室氣體排放概況，能源部門溫室氣體排放量在 2019 年約占全國總排放量 91%，而發電用途約占總排放量 48.6%，顯示能源，特別是電力部門，為我國減碳十分關鍵的部門；此外，隨著人類科技的發展，及國際減碳趨勢，目前大部分仰賴化石燃料燃燒供給的能源（熱能）將轉為電力供給，國際能源總署(IEA)估計 2050 年全球電力約占總能源消費的一半<sup>12</sup>，而我國因工商業發展程度高且冬季熱能需求少，故電力消費占比將可望更高（國際能源趨勢詳見附錄 2A；我國能源部門減碳挑戰詳見附錄 2B），這也代表著未來的電力需求將持續成長。大量電氣化的策略除了讓使用者更方便運用能源之外，碳排問題也集中於固定排放源，較易處理。但如此一來，一方面將減碳問題單純化—許多部門之減碳選項可能就是「電氣化、電動化」，另一方面卻也大幅增加電力部門的壓力和急迫性。故「如何創造足夠的零碳電力」將是淨零路徑中，挑戰最大的關鍵課題。

電力供應足夠與否取決於未來的電力需求，目前我國電力多用於工業、民生住宅用、商業，以及其他用途，未來的電力需求變動還包含幾個可能因素，例如：產業轉型降低工業用電、廠商擴廠增加工業用電需求、人口減少降低民生住宅用電需求、服務業更加發達便利增加商業用電需求、電氣化造成其他能源轉換為電力消費等等因素。前面幾項因素取決於我國未來社會經濟發展情境，估算這些電力需求增減幅度不確定性大，難有明確量化定論。此外，亦有學者主張我國應檢視整體需求，並予以調整控管，但是這個因素更是難以量化，因此，本建議書初步僅針對電氣化這個策略選項，進行電力需求之估算，其餘影響電力需求之社會經濟因素暫不納入考慮。

我國於 2019 年發電量為 2,741 億度，當年度電力排碳係數為 0.509 kg CO<sub>2</sub>eq/kWh，故可以得到該年我國電力部門碳排量為 139.6 Mton CO<sub>2</sub>eq，占總排放量

---

<sup>12</sup> IEA (2021) Net Zero by 2050 : a roadmap for the global energy sector.  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

48.6%。除發電之外，能源部門其他能源使用（直接燃燒）的碳排量則占總排放量 42.4%，此部分若能以零碳電力替代，將顯著減少我國碳排量。因此，若先假設總能源需求不變的狀況下，僅將 50%直接燃燒的部分電氣化，我國就約須增加發電量至 3,937 億度；而若將 90%直接燃燒的部分電氣化，我國則約須增加發電量至 4,893 億度<sup>13</sup>。這表示我國在維持現況能源需求（不增也不減）的情境下，僅就「電氣化」的燃料轉換，我國電力需求便有增加 43.6~78.5%的可能性，若再加上其他社會經濟發展因素可能增加的電力需求，我國未來電力需求甚至可能成長一倍。

欲更細部計算各部門電氣化對電力需求的變化，可從能源的供給及消費量來探討。根據經濟部能源局資料<sup>14</sup>，2019 年我國能源總供給達 1 億 4,840 萬公秉油當量(Kiloliter of Oil Equivalent, KLOE)，能源總消費達 8,491 萬公秉油當量，差值即為能源耗損（圖 2.1.1）。其中，化石燃料（石油、煤、天然氣）占能源總供給的 91%，這些化石燃料，除了製成化學品、塑膠、纖維、柏油外，其餘最終均經由燃燒而產生二氧化碳(CO<sub>2</sub>)。

以個別化石燃料而言，石油產品為大宗，總供給 6,955 萬公秉油當量，其中超過三成用於「非能源消費」（2,412 萬公秉油當量），如潤滑油、柏油、溶劑油等非用於燃燒之石油產品、出口（2,178 萬公秉油當量）、運輸部門（1,340 萬公秉油當量），及少數工業部門的能源使用。煤炭主要用於發電，亦有部份直接提供工業部門做為能源使用。天然氣則主要用於發電，及少部份工業及住宅部門使用。

---

<sup>13</sup> 因其他非發電之能源使用（直接燃燒）之燃料不一，排碳係數皆有所不同，本政策建議書假設其他非發電之能源使用（直接燃燒）之排碳係數與電力排碳係數相同，由其碳排量等比例粗估電力量，因此，50%直接燃燒的碳排部分即為總排放量 21.2%，使得電力碳排量增為總排放量 69.8%，再換算成電力，約為 3.937 億度；而 90%直接燃燒的碳排部分即為總排放量 38.2%，使得電力碳排量增為總排放量 86.8%，再換算成電力，約為 4.893 億度。

<sup>14</sup> 經濟部能源局(2020) 108 年能源統計手冊。

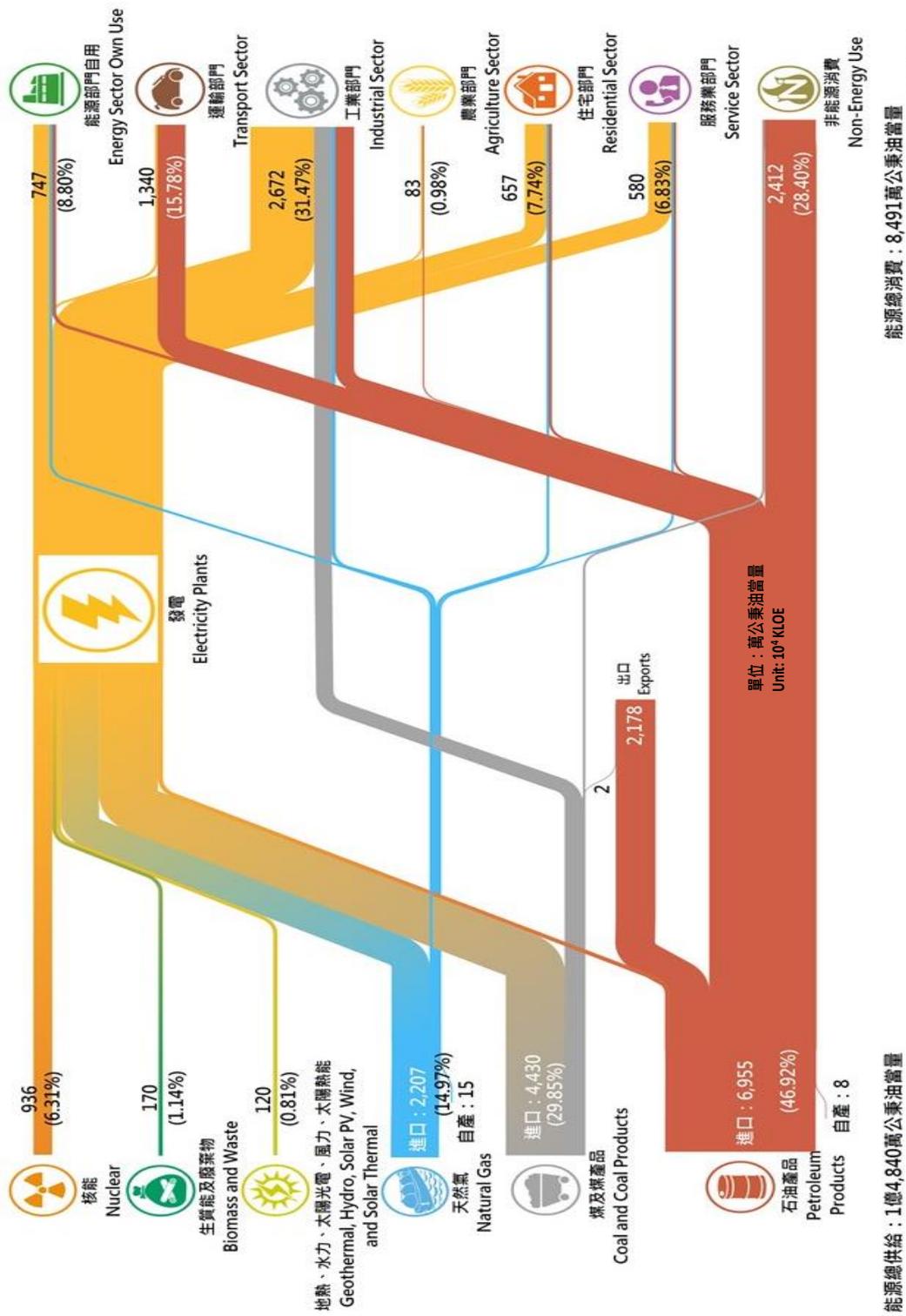


圖 2.1.1 我國 2019 年能源總供給與總消費圖

目前我國發電主要以煤及天然氣為燃料，綜合考量傳統機組與較新型技術機組，我國燃煤電廠的電力排放係數為 0.78~0.92 kg CO<sub>2</sub>/度，而燃氣電廠則為 0.38~0.42 kg CO<sub>2</sub>/度，因此，雖然燃氣並非是「完全無碳」之能源選項，但相較於「燃煤」、「燃油」，燃氣絕對是碳排相對低的燃料，故我國可依循國際趨勢，短期以天然氣取代煤先行減碳，但長期仍須以氫能發電、碳捕存利用技術(CCUS)等負碳技術作為減碳途徑(Box 2.1.1)。

### Box 2.1.1 同樣都是化石燃料，為何燃氣發電可做為轉型過渡選項？

化石燃料燃燒會排放二氧化碳，但是產生之二氧化碳量多寡取決於燃料本身的碳含量，而燃燒產生之能源（熱含量，Heat Content）則取決於燃料本身的碳與氫含量。天然氣（主要為甲烷，CH<sub>4</sub>）相較於其他燃料，擁有較高的能源含量，也因此，若使用不同化石燃料達到相同熱含量，天然氣所排放的二氧化碳較低。

若以燃燒百萬 Btu（英熱單位，British thermal unit）的燃料比較（表 2.1.1），燃氣會產生二氧化碳最少，雖然碳排將取決於不同機組之轉換效率，但是，燃氣的碳排約為燃煤的一半。若再以電力排放係數（每單位發電量所產生的二氧化碳當量）來檢視，燃氣的碳排亦為燃煤的碳排的 45.4%（表 2.1.2）。

這些數據代表著，若不論這些化石燃料開採、運輸等過程之碳排，燃氣雖然並非是「完全無碳」之能源選項，但相較於「燃煤」、「燃油」，燃氣絕對是碳排相對低的燃料，因此，以燃氣替代燃煤在短期內便可減少燃煤發電碳排量的 40~60%，它也被視為一項過渡選項，以待 2030 年後新科技可銜接。如本建議書建議的開發「去碳燃氣」技術（詳述於 2.6 節），可將燃氣排碳進一步降低甚至消除。

**表 2.1.1 不同燃料燃燒排放之二氧化碳量比較**  
(kg CO<sub>2</sub> emitted per million Btu)

無煙煤 Coal (anthracite)	103.7
煙煤 Coal (bituminous)	93.3
柴油 Diesel fuel and heating oil	73.2
石油 Gasoline (without ethanol)	71.3
丙烷 Propane	63.0
天然氣 Natural gas	53.1

資料來源：US Energy Information Administration；本建議書轉換重量單位

**表 2.1.2 台灣電力公司火力機組之溫室氣體排放係數(kg CO<sub>2</sub>eq/kWh)**  
(2016、2018 年資料)

台灣電力公司燃油	0.770
台灣電力公司傳統燃氣/新式複循環燃氣機組	0.417/ 0.383
台灣電力公司傳統燃煤/新式超超臨界燃煤機組	0.918/ 0.775

資料來源：台灣電力公司、鄭睿合與鄭翔勻(2019)、劉澤懷(2020)

我國住宅商業部門熱能需求不若其他高緯度國家那麼大，多數皆已電力方式使用，因此電氣化將著重於運輸部門及工業部門。目前世界各國加速進行的作為即是運輸部門的電氣化/運具電動化，已有多個先進國家宣佈新售燃油車的日落時程。運輸部門的零碳化，將大量減少運輸燃油的需求，僅餘航空、長程貨運等不易電氣化之運輸需求。另一方面，工業部門的能源使用亦非全然可電氣化，輕工業之製程可能可研發電氣化技術，但是，煉鋼、煉油，水泥產製等重工業製程需高溫度的熱能，此需求難以現有電氣化技術取代，僅能以零碳氫能、生質能替代化石燃料，或是以碳捕存利用技術(CCUS)彌補，因此，這些技術的研發與應用對產業達到能源供給穩定與淨零排放是十分重要的。

運輸部門電氣化的計算，若以能源直接轉換為電力進行初估，運輸部門消費1,340萬公秉油當量，若60%電氣化，則須將804萬公秉油當量轉換為電力，再考量電動車能效，約需168.2億度電<sup>15</sup>。另一方法為以我國汽機車車輛總數及行駛里程數，估算若全面使用電動汽機車所需電能，每天約增加4,011萬度電，一年增加約146.4億度電<sup>16</sup>。

工業部門電氣化的計算，若以能源直接轉換為電力進行初估，工業部門消費約2,682萬公秉油當量，其中，煤及煤產品使用556萬公秉油當量、石油產品使用163萬公秉油當量、天然氣使用318萬公秉油當量。若60%電氣化，則須將622萬公秉油當量轉換為電力，約需651億度電。2019年我國發電量達2,741億度，若使用能源直接轉換法，合計運輸部門及工業部門60%電氣化約需819.2億度電，這代表著發電量需增加約三成，達到3,560億度。反之，若不電氣化，則須大幅加速工業部門運用零碳氫能、生質能、及碳捕存技術的研發及布建，運輸部門亦須思考其他非燃油低碳運具研發與其基礎設施建置(如氫能車與加氫站)，這不僅是不小的挑戰，對基礎設施投資而言，更是截然不同的路徑。

---

<sup>15</sup> 1公秉油當量=0.9公噸油當量；1公噸油當量=1.163x10<sup>4</sup>度；運輸部門804萬公秉油當量=723.6萬公噸油當量=8,415,468萬度=841億度；而因電車效率較油車約高五倍，因此約需168.2億度電。

<sup>16</sup> 環境資訊中心(2018) 2040 電動車化供電受影響？台電估：全部電動車化也不怕。https://e-info.org.tw/node/209501

由此分析可知，我國要達到 2050 淨零排放的目標，各技術選項都應考慮。但以目前技術發展成熟度評估，儘可能電氣化、再全力發展零碳電力仍為較易達成淨零排放的主要途徑，再配合氫能、生質能、及碳捕存技術的布建。惟我國零碳電力仍有其限制，也因如此，當我國極力創造零碳電力的同時，亦必須極力發展各部門節電行為、提高能源效率、經濟轉型，社會溝通等可降低電力需求之策略，方能達到電力供給與需求之間的平衡。本章先就我國可能發展之零碳電力選項及發電潛能，詳述於下。

## 2.2 太陽光電

### 摘要

臺灣要達到 2050 淨零排放目標的首要任務即是「供應無碳電力」，其中，因我國位於亞熱帶地區，年日照時數多，深具發展潛力，故太陽能成為我國無碳電力良好選項之一，本政策建議書有下列幾點建議：

1. 我國地狹人稠、土地利用項目彼此競爭，要提高太陽光電裝置容量，必須提高民眾裝設意願並取得整體社會對於改變土地利用型態之共識與支持。因此，建議政府應加強社會溝通，使民眾了解太陽光電之優點及必要性，以促成全民共識之外，更應提供各式誘導配套措施以加速布建（如：營農型光電設施之行政程序簡化或補貼措施）。
2. 為緩解太陽光電對土地需求之壓力，建議政府應投入高轉化效率太陽能模組技術之研發（如：鈣鈦礦型太陽能電池），使單位土地面積之太陽光電裝置容量及發電量能有效提高，以科技換取土地，如此可大大降低因改變土地利用型態而產生之社會衝突問題。
3. 為解決太陽光電間歇性造成之供電不穩定問題，電力系統應有完善之基礎設施及管理調度機制，建議政府應盡速建置電網級（GW 等級）儲能設施，並搭配智慧電網之調控，正常時間時，可針對太陽能供電之「鴨子曲線」特性彈性升降載及「削峰填谷」作電力調控之用；並於緊急情況時，提供輔助服務以穩定電網電壓。此外，應整合氣候預報系統與太陽能發電裝置系統，提供較精準的太陽能發電量預測資訊，使電廠能及時排程調度電力。
4. 根據估計，我國於 2050 年太陽能裝置容量可能達到的目標為：地面型 31.95~42.6 GW、屋頂型 12.21~15.72 GW，合計可達 44.16~58.32 GW，總發電量約為 464.21~613.16 億度，平均值為 538.69 億度。若要再增加太陽光電裝置容量，則需要在增加裝置面積方面施行更強力的作為，但如此一來，不僅將可能對社會帶來更強的摩擦，更為電網穩定性帶來極大的壓力。

## 2.2.1 前言

臺灣要達到 2050 淨零排放目標的首要任務即是「供應無碳電力」，其中，太陽能具有「能源資源永續且豐富」、「能源轉換為電力的過程相對環保」、「可應用的區域相對較普遍」的特性，使得太陽光電是目前全世界發展迅速的無碳電力選項之一。但是，太陽能亦具有「能量密度低需要大量土地」、「能量來源間歇性及不穩定性」、「現況技術水準發電效率較低且成本較高」的本質，使得太陽光電的發展需要克服「擴大規模」及「穩定電力」的挑戰。

根據國際能源總署(IEA)對 2050 淨零排放情境下之電力供應各能源別比例之推估<sup>17</sup>，全球光電（不計 CSP）裝置容量預期達到 14,458 GW，約占全球電力總裝置容量 43.3%；發電量預期達到 234,690 億度，約占全球電力總發電量 33.0%，這表示光電在未來 30 年間將持續成長，並在無碳電力供給中扮演極大的角色，主要原因即是光電技術已相對成熟、已具商業化規模、成本已持續降低，故能夠在短期內大量布建。惟 IEA 最新針對太陽光電發展之追蹤報告指出雖然全球光電年裝置容量已創新高，但新增速度仍不及預期，這代表著若要達到 2050 年之目標，公私部門皆需要付出更多的努力<sup>18</sup>。

由此可見，「擴大光電裝置容量」是許多國家未來朝向淨零排放目標會採取的策略，目前累積裝置容量前十名國家分別為中國、美國、日本、德國、印度、義大利、澳洲、英國、韓國、法國等。除了良好光照條件之外，這些均是國土面積相對大的國家，舉例而言，目前全球最大的光電場—Bhadla Solar Park—位於印度，裝置容量達 2.25 GW，占地約 5.67 千公頃，相當於 218 座大安森林公園。這對國土面積相對小的國家而言，幾乎不可能達到，因此，許多新光電技術也開始蓬勃發展，例如：提高轉換效率的結構或材料研發，例如：新加坡國立大學研究團隊針對鈣鈦礦材料進行研發，成功將轉化效率提高到 23.6%<sup>19</sup>。

---

<sup>17</sup> 同前揭註 12。

<sup>18</sup> IEA (2021) Solar PV, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/solar-pv>

<sup>19</sup> Wei Chen, et al. 2022. Monolithic perovskite/organic tandem solar cells with 23.6% efficiency enabled by reduced voltage losses and optimized interconnecting layer. Nature Energy; DOI: 10.1038/s41560-021-00966-8

此外，另一項技術趨勢便是系統整合，將有限的面積多功能應用，例如：建材一體型太陽光電系統(Building Integrated Photovoltaics, BIPV)將太陽光電模組替代建材，成為建物的一部分，多半應用在屋頂、帷幕牆、窗戶等處；浮動型太陽光電模組運用具有大表面面積的湖泊、水庫等水域，以及港灣、內海等較平靜之海域。

臺灣位於亞熱帶地區，單位面積的總輻射量雖然不及許多熱帶地區或沙漠地區國家<sup>20</sup>，但中南部地區年日照時數多，仍具發展太陽能的潛力；此外，臺灣高科技產業及精密機械產業發展成熟並具國際競爭力，這也有利於太陽光電技術研發與產業發展。惟我國地狹人稠，若要使用大量土地發展太陽光電，將面臨不同土地利用項目競爭的問題。因此，太陽光電雖是我國有條件發展、並可降低溫室氣體排放量的無碳電力選項，但是，在有限的土地資源下，臺灣能發展多少太陽光電、裝置潛能或極限是多少、減碳效益是多少？這些問題取決於我國該如何善用土地資源、該如何發展高效光電板，達成「以科技換取土地」的目標。

## 2.2.2 我國發展太陽光電之現況問題分析

2017年我國政府提出了2025年實現再生能源占比達20%，天然氣50%，燃煤30%的電力結構，在所有再生能源中，太陽光電的發展占比最高，規劃在2025年太陽光電裝置容量達到20GW的目標。在此政策目標上，行政院修正相關法規（如：電業法、再生能源發展條例），並積極推動相關行動計畫（如：太陽能光電2年計畫、綠能屋頂全民參與計畫、109年太陽光電6.5GW達標計畫等），希望藉由健全法令、簡化行政程序、建立示範案例、綠能發展建設基金、推動營農型光電措施等策略，擴大太陽光電裝置容量。

透過這些政策引導，我國太陽光電裝置容量漸具規模，圖2.2.1呈現我國2018年起太陽光電的裝置容量（目標值與實際值），並預計在2025年達到20GW的設置目標，其中，原始規劃屋頂型光電裝置容量3GW，而地面型光電裝置容量

---

<sup>20</sup> ESMAP (2020) Global Photovoltaic Power Potential by Country. Washington, DC: World Bank

17 GW；但此政策目標因地面型光電推動上遭遇到困難，行政院也因此二度修正 2025 年太陽光電目標，目前規劃屋頂型光電裝置容量上調至 8 GW，而地面型光電裝置容量則下修至 12 GW。然而，截至 2021 年底，我國太陽光電實際裝置容量僅達 7.7 GW，未能達到 2021 年目標值，若要達到 2025 年目標，勢必需要了解、並解決目前推動上之問題。

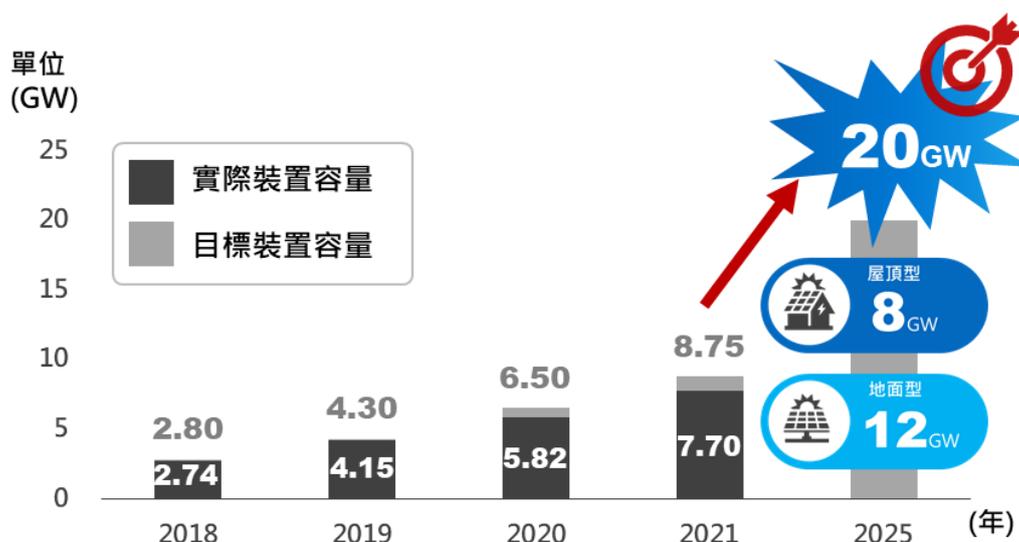


圖 2.2.1 我國太陽光電的裝置容量（目標值與實際值）

地面型太陽光電因單場裝置規模相對較屋頂型大，較具商業價值，原本為我國主要推動之光電項目，但近年地面型太陽光電因土地問題，遭受到社會許多反對聲浪，這些社會反對意見使得地面型太陽光電裝置推動上遇到阻礙。針對這些實務上推動問題，綜整分析如下：

1. **大規模土地取得不易**：太陽光電因能源密度低需要大量土地建置，但對地狹人稠的臺灣而言，土地利用型態固定（農地農用）、地權分散、未被利用之閒置土地有限，若要將土地做為光電用地，勢必需要與原有的土地利用項目競爭，因一旦建置，便是至少 20 年的使用時間，故必須變更土地利用類型，而目前的爭議多來自不同利害關係人對土地利用未取得共識，尤其是售電之效益可能遠大於原有土地利用之效益。例如：戶外型農地種電遭受許多農業界抗議（地主可能願意種電，但農業保護團體與農業主管機關主張保護農地）、人造

林地種電遭到環保團體抗議、養殖魚塭種電遭到漁業界抗議(水域型光電是否會影響漁獲)、土地變更與景觀變化的抗議聲音等<sup>21</sup>。

2. **相關法規與行政程序繁瑣**：申請與許可行政程序牽涉不同部會、不同層級(中央及地方)、不同區域(都市與非都市)之權責與規定辦法，一般民眾不易理解，影響布建。
3. **成本效益是否符合光電業者期待**：目前電力收購僅在開始發電售電後，前期建置投資成本高，再加上近幾年物價及原物料成本上漲，若是大型案場更需要價格競標，影響安裝意願。
4. **其他問題**：部分光電案場若位於較偏遠地區，更遭遇饋線不足的問題；另有環保團體對於太陽能製程之污染問題以及回收問題有疑慮。

### 2.2.3 我國發展太陽光電之潛能與限制評估

太陽光電會使用到大量土地資源，表 2.2.1 呈現目前屋頂型與地面型(含水域型)兩種太陽光電裝置設施可能包含的用地項目<sup>22</sup>，若後續光電用地擴大其他用地項目或是土地項目有所變更，其面積將有所調整，裝置容量亦可能調整。

表 2.2.1 光電來源用地項目

類型	包含項目
屋頂型	中央公有屋頂、工業區工廠屋頂、農業設施、其他屋頂(地方政府、商用、民宅)
地面型 (含水域型)	鹽業用地、地下水管制區第一級管制區、掩埋場及以受污染土地、水域空間(水庫、滯洪池、埤塘、文蛤養殖、魚塭)、其他土地(閒置工業用地、國防部閒置營區、財政部國有財產署國有土地、其他閒置土地)

<sup>21</sup> 部分問題討論摘錄自中央研究院經濟研究所張靜貞研究員與楊宗翰助研究員所執行本院永續科學研究計畫「台灣邁向 2050 低碳排目標下產業轉型與碳定價策略之研究」(2022~2024)。

<sup>22</sup> 行政院(2017) 太陽光電 2 年推動計畫；經濟部 (2017) 產業穩定供電策略簡報。

## 1. 屋頂型光電

透過政府的開放數據可取得表 2.2.1 中屋頂型各項項目之面積<sup>23</sup>，經估算可發現這些建物屋頂總面積為 109.46 千公頃，初步假設逃生設施、水塔、女兒牆、散熱裝置、通風設施、採光等必要設施約占屋頂面積之 50%，因此，屋頂型光電設施之可裝設面積約為 50%，農業設施為用地法規限制，也僅可裝設 50%，總計約有 54.73 千公頃。此外，考量鋼筋混凝土建築之平均使用年限為 50 年，且太陽光電之保固期限為 25 年，因此，若僅針對屋齡 20 年以內之建物做為分析對象並進行估算，則 20 年內屋齡建物屋頂可裝設面積則為 8.14 千公頃；而 15 年內屋齡建物屋頂可裝設面積則為 5.59 千公頃（表 2.2.2）。

表 2.2.2 屋頂型太陽光電可裝設屋頂面積與裝置容量估算

建物類型	可裝設面積 (千公頃)	可裝置容量 (GW)
公有屋頂	1.99	1.99
工業區屋頂	14.77	14.77
其他屋頂	35.26	35.26
農業設施	2.71	2.71
<b>合計</b>	<b>54.73</b>	<b>54.73</b>
20 年內屋齡建物屋頂	<b>8.14</b>	<b>8.14</b>
15 年內屋齡建物屋頂	<b>5.59</b>	<b>5.59</b>
2030 年至 2050 年 30%新建物屋頂	<b>+2.34</b>	<b>+2.34</b>
備註：裝置容量換算標準 1GW/千公頃		

此外，依據現今科技水準，商用單矽晶型光電裝置轉化率做為計算標準（約 20~22%），並以屋頂型裝置容量換算標準—1 GW/千公頃—來換算（附錄 2C），最終可估算出我國政策規劃用地屋頂型太陽光電潛在裝置量為 54.73 GW；20 年內屋齡屋頂面積之裝置容量則為 8.14 GW；15 年內屋齡屋頂面積之裝置容量則

<sup>23</sup> 黃孔良等(2018) 再生能源需要大量土地面積，臺灣是否適合發展再生能源；內政部營建署 94-104 年統計年報資料；經濟部工業局 105 年工業區開發管理年報；內政部國土測繪中心 102 年國土利用調查面積統計資訊。

為 5.59 GW。這也代表目前政府設定的屋頂型裝置容量目標(8 GW)已極力運用目前 20 年內屋齡建物之屋頂，未來若要增加屋頂型太陽光電裝置容量，可能必須由新建物屋頂裝置面積著手，甚至需要施行獎勵措施，或是調整建築法規等配套措施。

我國 2021 年核發建築物使用執照總樓地板面積約為 2.8 千公頃<sup>24</sup>，而地面層面積約為 0.77 千公頃，假設地面層面積為每年新建物屋頂面積，因此可裝設太陽光電面積為 0.39 千公頃，若調整建築法規，並在 2030 年開始鼓勵新建物裝設太陽能板，假設有 30%新建物裝設太陽能板，後續 20 年間(2030 年至 2050 年)則約略有 2.34 千公頃新建物屋頂光電，裝置容量則可再增加 2.34 GW(表 2.2.2)。

## 2. 地面型光電

透過政府的開放數據可取得表 2.2.1 中地面型各項項目之面積<sup>25</sup>，依據不同土地利用之法規，太陽光電裝設面積占比皆不一，水庫港口湖泊為 5%、埤塘為 50%、農業用地 20~40%、其他為 70%、閒置用地則假設為 100%，考量這些裝設面積規定後，可以估算這些可用地面總面積為 106.5 千公頃(表 2.2.3)。此外，地面型太陽光電裝置受限於不同土地使用限制，裝置容量換算標準較屋頂型小，每千公頃約可裝置 0.667 GW，故若完全將這些土地利用類型變更為太陽光電用，至多可達到 71.04 GW。

進一步分析比較我國與德國、日本、英國太陽光電裝置相關指標(表 2.2.4)，可以發現在 2020 年我國與其他國家的裝置容量土地密度(意即單位面積之裝置

<sup>24</sup> 內政部統計月報(2022) 核發建築物使用執照按使用分區別分。

<sup>25</sup> 黃孔良等(2018) 再生能源需要大量土地面積，臺灣是否適合發展再生能源。資料來源：鹽業用地資料、嚴重地層下陷地區內不利農業經營得設置綠能設施之農業用地範圍、行政院環境保護署廢棄物處理資料、行政院環境保護署土壤及地下水污染整治網—國內污染場址資料、太陽光電單一服務窗口—土地及電網資訊(水域空間-水庫、滯洪池)經濟部「產業穩定供電策略」簡報之桃園埤塘及閒置工業用地(崙尾東、西、台西工業區)、漁業署 104 年漁業統計年報(文蛤養殖區)、行政院農業委員會 104 年農業統計年報(農業長期休耕地、長期耕作地)、行政院農業委員會漁業署 104 年農業統計年報(魚塭、休養魚塭)、交通部統計查詢網(交通用地：國道、鐵路、高鐵)、經濟部水利署縣市統計之標分析—水庫資料、經濟部水利署—水庫與洩洪池水域型太陽能發電系統第 16 次推動會議記錄之滯洪池規劃容量、內政部國土測繪中心 102 年國土利用調查面積統計資料(埤塘、池、溜)、行政院公共工程委員會列管閒置設施一覽。

容量 MW/km<sup>2</sup>) 的差異還不大，約略在 0.15 MW/km<sup>2</sup>~0.2 MW/km<sup>2</sup> 之間，但在 2025 年的預估目標值中，我國裝置容量密度將大幅提升約五倍，達到 0.56 MW/km<sup>2</sup>，而同時期的德國則呈現微增至 0.2 MW/km<sup>2</sup>、日本增至 0.25 MW/km<sup>2</sup>，這代表著我國因國土面積小，太陽能裝置容量土地密度明顯高於他國甚多。

當太陽光電成為我國未來主要的能源選項時，大幅度的土地利用變更及高裝置密度將帶來極大的社會爭議與供電穩定之壓力。因此，本建議書保守估計若使用 30~40% 的可用面積，裝置面積約可使用 31.95~42.6 千公頃，裝置容量將可達到 21.3~28.41 GW，儘管如此，政府仍需大規模、長期的積極溝通，解決社會各方面疑慮，提供各式誘因，方可能達成此目標。至於可能帶來供電穩定之壓力，則須要建構足夠的儲能及有效之電網系統以為配合(詳見本章 2.10 節、2.11 節)。

表 2.2.3 地面型太陽光電可用地面面積與裝置容量估算

土地利用類型	可用面積 (千公頃)	可裝置容量 (GW)
鹽業用地	0.8	0.53
地下水一級管制區(嚴重地層下陷)	1.51	1.01
掩埋場與受污染土地	0.39	0.26
水域空間(水庫、滯洪池、埤塘、文蛤養殖、魚塭)	20.78	13.86
陸上盜濫採土石坑洞計畫列管農地	0.008	0.01
閒置工業用地(台西、崙尾東西)	1.61	1.08
財政部國有財產署國有土地	7.46	4.98
國防部閒置營地	0.13	0.09
土壤不容易貯水或水量不足只能栽培陸稻、雜糧及果樹類等之耕地(農業長期耕作地)	52.7	35.15
長期荒蕪，未種植作物之土地(農業長期休閒地)	19.87	13.25
交通用地(國道、高鐵、台鐵等幹道旁用地)	1.12	0.75
閒置交通用地(機場、港口)	0.13	0.09
<b>合計</b>	<b>106.5</b>	<b>71.04</b>
<b>使用 30% 的可用面積</b>	<b>31.95</b>	<b>21.31</b>
<b>使用 40% 的可用面積</b>	<b>42.60</b>	<b>28.41</b>
備註：裝置容量換算標準 0.667 GW/千公頃		

表 2.2.4 各國太陽能發電相關指標比較

指標	臺灣		德國		日本		英國	
	2020	2025	2020	2025	2020	2025	2020	2023
太陽能裝置容量土地密度(MW/km <sup>2</sup> )	0.16	0.56	0.15	0.2	0.18	0.25	0.056	0.07
總土地面積(km <sup>2</sup> )	35,960		349,360		364,560		241,930	
太陽能裝置容量2020年(GW)	5.82		53.78		67.0		13.56	
太陽能裝置容量2025年(GW)	20		70		92		15.7 (2023年)	

### 3. 太陽光電轉化效率

我國若欲增加太陽光電裝置容量，除了增加屋頂型及地面型裝置面積這個策略之外，另一可行的策略即為「提高太陽光電裝置轉化率」。目前太陽能電池材料以單晶矽為主流，結構採用 Passivated Emitter and Rear Cell (PERC)技術。PERC 結構之太陽能電池片轉換效率可達 23%，製作成商業化模組效率約 20~22%。業界認為 PERC 結構電池已接近最大效率值，不過在持續的最佳化精進下，PERC 結構電池大約還有 0.5%的效率提升空間。

為了繼續提升矽基型太陽能電池之轉換效率，目前可見的矽基電池技術將主要集中在 n 型 Tunnel Oxide Passivated Contact (TOPCon)與 Heterojunction with Intrinsic Thin Layer (HJT)結構上。TOPCon 是在太陽能電池結構裡沉積載子選擇性鈍化材料，而此材料組合是由一非常薄的穿隧氧化層，再搭配主要為接觸功能摻雜的多晶矽堆疊而成，目前電池片轉換效率可達約 24%。HJT 則是在 P 型氫化非晶矽和 n 型氫化非晶矽與 n 型矽襯底之間增加一層非摻雜氫化非晶矽薄膜，目前電池片轉換效率可達約 25%。在 n 型 TOPCon 和 HJT 之間，效率提升與每度電成本降低的程度將決定何者是下一個主流技術。

矽基太陽能電池雖可藉由優化製程條件與改變結構提升電池片轉換效率，但最終矽基太陽能電池會面臨到 Shockley-Quesser limit 的理論上限(33.7%)，此外，

目前記錄極限值僅達 26.1%，難以將太陽能電池轉換效率推升到 30% 以上。因此，如果要得到轉換效率超過 30% 的元件就必須要改變結構（如：多接面型、堆疊型），或採用不同材料（如：鈣鈦礦型），方可能達成（Box 2.2.1、附錄 2D）。

### Box 2.2.1 太陽光電技術

一般來說，目前太陽能光電裝置依照材料分為矽材料為主的單接合(Single Junction)太陽光電元件，以及以 III-V 族以及鈣鈦礦/矽基(Perovskite/ Si)為主的多接面堆疊型光電元件，另外還有非晶矽材料以及薄膜型光電元件，詳細說明請見（附錄 2D）。

表 2.2.5 太陽光電三種類型比較

類型	第一類	第二類	第三類
	結晶矽為主	薄膜技術與多接面型	非矽材料的使用
細部分類與轉化效率	<ul style="list-style-type: none"> <li>多晶矽 23.3%</li> <li>單晶矽 26.1%~27.6%</li> <li>矽異質接面 26.7%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>薄膜 29.1%</li> <li>多接面 39.2%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>有機太陽能 17.5%</li> <li>量子點 16.6%</li> <li>鈣鈦礦 25.5%</li> </ul>
優點	產量上已具備規模經濟，兼具成本與技術優勢	<ul style="list-style-type: none"> <li>薄膜技術採用直接能隙半導體，具有優異吸光特性</li> <li>多接面型（堆疊型）各太陽光譜波長中，皆可具有最佳的光譜響應吸收</li> </ul>	鈣鈦礦具有良好的光吸收率且光電轉換效率之增加速率高
挑戰	既有製程發展成熟下提升轉化效率空間有限	<ul style="list-style-type: none"> <li>薄膜技術中砷化鎵元件對於製造時的雜質容許度低</li> <li>多接面型仍需使用昂貴的材料和製造工序，有待降低製程設備與基板相關成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>鈣鈦礦的穩定性及耐候性仍有疑慮</li> <li>現有高效鈣鈦礦太陽能電池仍含有相當比例的鉛元素而有環境危害風險</li> </ul>

我國未來若發展多接面型/堆疊型太陽光電元件、鈣鈦礦型等太陽光電技術，若其轉化效率較現今矽晶型太陽光電提高 50%，便能在相同裝設面積的情形之下，增加 50% 的裝置容量及發電量，這對土地資源有限的我國而言，便是極關鍵的發展策略。因此，若 2050 年達到此科技水準，屋頂型太陽光電裝置容量可由 8.14~10.48 GW 成長至 12.21~15.72 GW（估算 20 年屋齡之建物屋頂及 30% 新建物屋頂）；地面型太陽光電則可由 21.3~28.41 GW 成長至 31.95~42.6 GW（估算 30~40% 使用面積）（圖 2.2.2、圖 2.2.3），合計屋頂型及地面型裝置容量目標為 44.16~58.32 GW。

因我國各地光照條件不一，使得全臺各地之太陽光電容量因數不一，範圍由9~15%之間<sup>26</sup>，因此，使用平均值(12%)作為容量因數來進行估算，太陽光電裝置容量目標為44.16~58.32 GW，預計可達約464.21~613.16億度的發電量，平均值為538.69億度。

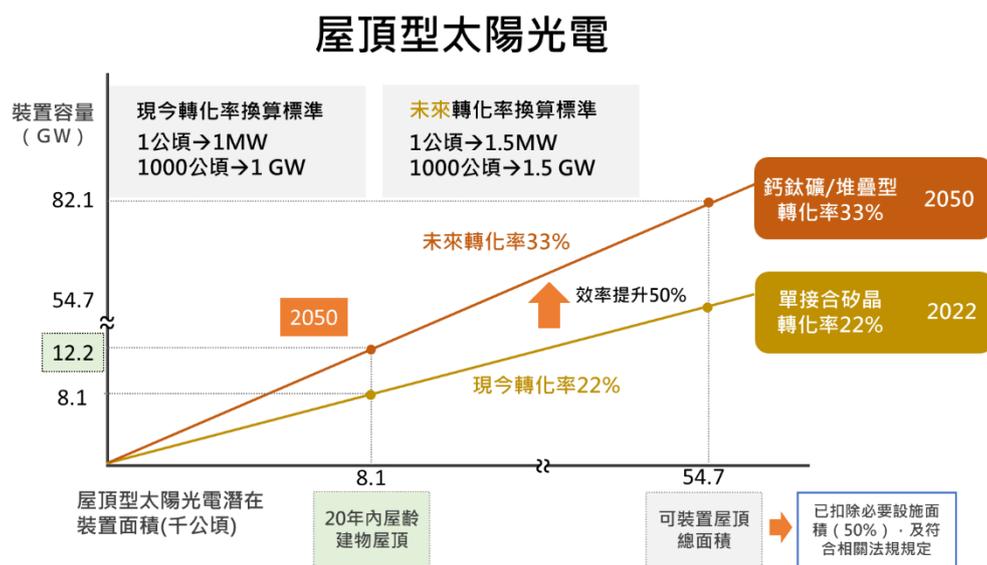


圖 2.2.2 屋頂型太陽光電預估裝置容量示意圖 (註：以 20 年屋齡建物屋頂示意)

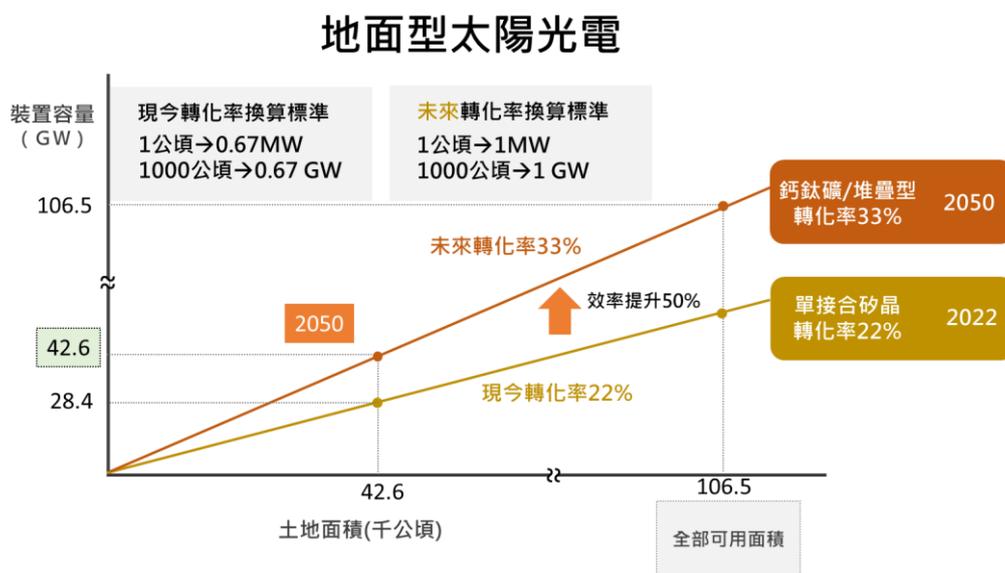


圖 2.2.3 地面型太陽光電預估裝置容量示意圖 (註：以 40%的可用面積示意)

<sup>26</sup> 台灣電力公司(2021) 購入電力概況：再生能源之各縣市太陽光電容量因數。

## 2.2.4 政策建議

太陽光電是目前所有無碳電力選項中，技術最成熟、成本相對低之再生能源，只要投入建置裝置容量及支援之電力系統設施，短期便可提高再生能電力供給，但仍需社會支持、技術研發，以及政策配套等整體規劃，方可能解決目前實務上之問題，加速裝置，以達長期減碳目標。本建議書有以下建議：

### 1. 取得我國社會對太陽光電用地之支持，以提高太陽光電裝置容量與發電量

由於太陽光電先天能源密度低的限制，導致需要大量的土地設置。為了提高太陽光電發電量，擴大裝設面積為最為直接的手段，但由於我國國土面積有限(尤其是適合發展太陽光電之西部平原)，增加光電裝置面積將會排擠到其他土地利用的需求(如：農地)，這也是為什麼雖然目前政府有許多發展太陽能的鼓勵措施(如：台灣電力公司躉購制度 FiT、補助自用自發太陽能、營農型農地種電措施等)，但針對大規模地面型光電場的設置，仍然衍生各種反對的聲浪以及社會爭議，這代表著目前我國社會對於太陽光電用地之重要性與優先性，尚未取得共識與支持，因此，取得社會支持才有增加光電裝置容量與發電量的可能性，再輔以提供各式誘導配套措施以加速布建。本項建議如下：

- (1) 加強跨部會協調統合，針對淨零排放議題進行國土長期規劃(如：光電用地、能源作物用地、儲能電網等基礎設施用地等等)，若要進行土地利用變更，則須要調整相關法規限制與行政規範，例如：不適耕作之農地(水量不足之陸稻雜糧果樹耕地、長期荒蕪，未種植作物之廢耕地)須申請地目變更、繳回土地回饋金或加徵土地增值稅等問題。
- (2) 加強社會溝通，使民眾了解太陽光電之優點、必要性，以及溝通釋疑，以促成全民共識，例如：淨零排放的必要性、各能源選項之比較與選擇、民眾對光電衝擊之科學實證與專業解答(如：光電裝置對土質之影響及土地長期利用的農業目標，對養殖收穫之影響、對生態環境衝擊之影響等)。
- (3) 檢討並調整目前綠電電力收購、交易與管理制度，因我國電價偏低，目前我

國是採用電力躉購制度(FiT)以增加誘因，雖有加速推廣之優勢，但長久以來將造成再生能源產業過於依賴問題，因此建議搭配再生能源配額制度(RPS)，如此才能合理控制預算，降低採購成本並增加經濟效益來促進競爭，鼓勵再生能源市場良性競爭(Box 2.2.2)。

- (4) 提供各式誘導配套措施，提高民眾裝設意願，針對農電共生、漁電共生(Box 2.2.3)、私人建物之屋頂型太陽能板等，如能簡化太陽能設置申請與許可程序、強化安裝補貼（降低初始設置成本）、培植專業團隊協助民眾或社區裝設、獎勵綠電投資等，將有助於促成民眾凝聚共識，提升裝置意願。雖然目前太陽能板設置成本仍高，太陽能（住宅用）均化能源成本約 147~221 USD/MWh、太陽能（商業用）均化能源成本約 67~180 USD/MWh；但未來政府若施行碳定價機制，傳統化石燃料發電之均化能源成本將會提高，以燃氣複循環發電機組為例，在碳定價 40 USD/tCO<sub>2</sub>eq 的情形之下，均化能源成本將提高至 93~218 USD/MWh，這也代表著綠能將得以與傳統化石燃料競爭<sup>27</sup>。

---

<sup>27</sup> LAZARD (2021) LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 15.0, Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Carbon Pricing, P5, <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

### Box 2.2.2 綠電 FiT 制度與 RPS 制度之比較

表 2.2.6 綠電 FiT 制度與 RPS 制度之比較

制度	再生能源躉購制度 (Feed in Tariffs, FiT)	再生能源配額制度 (Renewable Portfolio Standards, RPS)
內涵	依照再生能源種類、規模、品質、地點等不同屬性，由政府制定各類再生能源的電力收購費率與適用期間	政府以立法規範等方式要求電業或能源用戶需要達成之再生能源發電配比義務，業者可透過再生能源市場進行購買（包括權證）來滿足其義務
採用國家	113 國（2019 年） 德國、法國、芬蘭、臺灣等	34 國（2019 年） 南韓、挪威、瑞典等
優點	<ul style="list-style-type: none"><li>• 提供再生能源業者投資利潤保障，在形成市場之初期，可以達到預期之效果</li><li>• 形成成本有效的採購機制</li><li>• 確實鼓勵再生能源投資並具有單純性</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 由市場供需決定價格，價格水準具有彈性，政府不需扮演價格制定者角色</li><li>• 配比義務可以透過最低成本方式達成</li><li>• 會促進低成本的再生能源更快速發展</li><li>• 較易預測電力供應之規模</li></ul>

資料來源：REN21(2021)；再生能源資訊網(2021)；中華經濟研究院(2013)；能源知識庫(2015)

### Box 2.2.3 營農型太陽光電案例—漁電共生<sup>28</sup>

地面型太陽光電若涉及土地變更，其門檻、時間及成本均較高，因此，光電業者偏向於申請「營農型」計畫，有漁電共生、農電共生、畜電共生等類型。其中，漁電共生是透過養殖漁業結合太陽能發電系統並維持養殖漁業的「營農型」生產模式，因為被視為不損害農地、確保糧食安全、水資源保護、具有發電效益，被視為重要解決方案，目前政府已規劃 1 萬 4,480 公頃漁電共生區域，主要推廣地區在桃園埤塘及南部魚塢，但兩地除了有南北太陽輻射的差異之外，產權安排亦有差異，桃園地區漁民通常並非埤塘所有者，因此存有利益衝突；南部地區的魚塢大多由擁有產權的養殖業者經營。目前漁電共生的經營模式包含自行建置、廠商承包以及公民電廠等三個模式，其期初成本投入、維運成本、總收益皆不同，也各有優缺點，若能綜合評估經濟與社會層面問題，有助於與利害關係人溝通，提高裝設意願並弭平爭議（另詳見第七章）。

## 2. 投入更多研發經費於高轉化效率太陽能模組技術之研發，使單位土地面積之太陽光電裝置容量及發電量能有效提高

我國與其他擁有廣大土地的國家不同，與其一味的尋求大量土地並裝設光電

<sup>28</sup> 同前揭註 21。

設施以達成目標的方式，我國更應該思考投入研發高轉化效率太陽能模組技術（包含新穎技術以及製程開發），以科技換取土地的思維，以緩解太陽光電對土地需求之壓力。此外，未來幾年全球太陽能安裝量仍會持續上升，面對中國的低價競爭，臺灣一定要研發新材料及新製程設備，才能取得優勢，否則未來臺灣太陽能電池產業仍會經營得非常辛苦。本項建議如下：

- (1) 明訂高轉化效率太陽能模組技術之效能指標項目：全球太陽光電裝置容量於 2050 年時預期達到 14,458 GW 的目標值，顯示此技術需要非常大的商業化規模，因此，除了提高轉化效率的研發項目之外，更應包含可大規模量產、低成本等具商業價值之技術。例如：使用 III-V 族的多接面型光電元件在日光下可達 39.2% 的轉化效率，而在光源強度為 143 倍日光的狀況下，則可達 47.1%，雖然高效率，但因此類型材料在成本上過於昂貴，目前多半使用於特殊用途如軍事與航太科技，這也造成此技術可行性降低。此外，考量目前裝置的光電設施使用年限約 20 年，建議將未來科技水準目標設定為：「轉化效率較現今矽晶型太陽光電提高 50%、並可在 2040 年以前量產、具商業價值之技術或商業模式」，如此新技術可約於 2040 年切入市場，汰換現有技術。
- (2) 針對太陽光電新技術之缺口，明訂研發題目。以鈣鈦礦型太陽能電池為例，鈣鈦礦太陽能電池有著高轉化率(36%)且製程耗能低，可以大面積生產，加上低成本、製程簡單、質輕量薄等多重優勢，尤其近年來更是發展了解決其產品含鉛問題，這會對鈣鈦礦規模商業化更加有利，深具量產潛力。此外，鈣鈦礦太陽能電池具有可調能隙、高吸收係數與易加工性，所以最被看好與矽基太陽能電池搭配達成低成本與高效率疊層式太陽電池。目前矽/鈣鈦礦疊層式太陽能電池實驗室轉換效率可達到 29.5%，對業界是非常有吸引力的。但目前最關鍵的研發挑戰即為：因光譜吸收範圍因素，如要進一步提升電池效率，如何增加堆疊吸收層的層數？目前待解決的問題包括：
  - 降低透明電極電阻值（金屬網狀電極最佳化）

- 設計不同能隙的鈣鈦礦材料，以吸收各個波段的光，並對各層進行優化
  - 因矽晶表面起伏大，需研發適合的沉積方式，將各層均勻的沉積
  - 各層的光學設計須最佳化，使光損失降至最低
  - 尋找適合的電荷再結合層（高導電度與高穿透率）
  - 改善寬能隙鈣鈦礦太陽能電池的電壓損失
  - 增加鈣鈦礦耐候性
  - 延長鈣鈦礦太陽能電池之生命週期
  - 提高環境友善度
- (3) 整合我國研發至商業化之力量，建議學術界可持續針對關鍵技術之關鍵缺口投入研發高轉化效率太陽能電池，並邀請業界提供檢測設備與太陽能電池片壽命(Lifetime)的評估。其他研究單位或法人也可協助開發針對新電池材料的新製程設備(Box 2.2.4)。

#### Box 2.2.4 中央研究院之研發進程

中央研究院長期投入鈣鈦礦薄膜長晶技術研發，同時也以各種添加物填補晶界與鈍化鈣鈦礦薄膜缺陷，達到提升鈣鈦礦太陽能電池的轉換效率與改善其耐候性，我們的目標是製作出效率超過 30% 的矽鈣鈦礦疊層式太陽能電池。未來國內業界投產的電池片的面積大小將以邊長 188 mm 與 210 mm 規格為主，我們近期也在嘗試各種塗布技術用於製作大面積鈣鈦礦薄膜，待塗布技術確認與塗布條件最佳化後，我們可將鈣鈦礦太陽能技術無縫接軌的轉移給臺灣太陽能產業。

### 3. 建置完善電力系統之基礎設施及管理調度機制，以解決太陽光電間歇性造成之供電不穩定問題

太陽光電之間歇性造成能源來源不穩定，這是由於太陽光會受到日夜以及天候影響（如：雲、高溫），瞬間降低光照，導致無法穩定供電。本項建議如下：

- (1) 建議儘速建置電網級（GW 等級）儲能設施，並搭配智慧電網之調控，正常時間時，可針對太陽能之「鴨子曲線」特性彈性升降載及「削峰填谷」作電力調控之用；並於緊急情況時，提供輔助服務以穩定電網電壓（本建議可詳見本章 2.10 節、2.11 節）。
- (2) 提升天候預報能力（時間與空間尺度更細緻），並結合氣候預報系統與太陽能發電裝置系統，提供較精準的太陽能發電量預測資訊，使電廠能及時排程調度電力，意即在日照充足時多使用太陽光電，而日照低時則調配其他電力。

#### 4. 其他建議：以新技術帶動產業，發展我國太陽光電產業

除了上述之政策建議之外，亦需要發展我國的太陽能光電產業，方能掌握新技術研發、大量生產、裝設設備、系統維運等。惟我國太陽能光電產業受到國際廠商大量加入競爭的衝擊，再加上各國貿易壁壘等問題，使得廠商的投入日趨保守。中國因近年大力發展太陽能中上游產業，挾帶著中國政府大量的補貼以及產量大的優勢，因此價格較低，甚至常削價競爭，導致我國許多廠商競爭失利甚至倒閉。這導致歐美國家許多太陽能產業先驅者因成本因素導致競爭失敗，因而黯然退出市場，因此歐洲開始採行對於國內太陽能產業的保護主義，另外，美國也推動反中國傾銷而對中國課徵高關稅，這連帶使得我國太陽能廠受到波及，所幸目前我國生產的太陽能電池技術仍受到國際認可，電池的轉換效率相較於中國高，若能再繼續深耕相關技術，配合政府對於高效率模組技術的未來需求，及早佈局下世代高於 30% 光電轉換效率之技術，將能有效的將市場做區隔，跳脫目前劣勢，提升產業的競爭力。

#### 5. 其他建議：以妥善技術及配套措施降低太陽能板生產至廢棄之環境衝擊

標榜著乾淨能源的太陽光電，在生產製程當中產生由大量碳化矽粒子、矽屑、金屬與切削油形成的固體「矽泥」廢棄物，而目前大多採取掩埋法或是堆置法處理，這對環境會造成一定的影響，這一點也是許多團體反對太陽能的原因。因此在致力發展太陽能產業的同時，必須規劃以及投入相關廢棄物處理技術的研發，例如國立成功大學研究團隊所開發的「矽泥資源化分選技術」即可將其轉換為矽

鐵，並作為鋼鐵業的助燃燃料，以避免未來大量使用太陽能裝置帶來的廢棄物問題<sup>29</sup>。

此外，由於目前在我國多數的裝設的太陽能板保固的發電效率為 25 年，因此還尚未進入太陽能模組的回收期，但在未來將會是不可避免的問題，這也意味著我國必須提前思考進入回收期後大量的廢棄太陽能模組處理問題。現今歐洲和日本國家因發展太陽能較早，目前即將進入回收期，因此已有相當多的單位及公司投入研究，目前 PV Cycle 太陽能板回收的比例已達到 97%，而在臺灣則是由經濟部能源局與行政院環境保護署攜手規劃並提出透過向業者提存經費以作為未來回收費用所需，輔導兩家合法處理機構處理廢太陽能板，並取得日本與德國收受處理意願，因此目前可以因應現階段太陽能板回收量，但在實務上，一旦未來我國邁入光電模組回收期，大量且多尺寸的太陽能板將增加回收的困難度，因此建議建立專職回收聯盟，並發展可針對多尺寸太陽能板自動化回收系統將會是必要的作為。

---

<sup>29</sup> 國立成功大學(2016) 成大把廢棄物變黃金「太陽能電池廢棄物—油泥資源循環技術」發表會。  
<https://web.ncku.edu.tw/p/404-1000-156134.php?Lang=zh-tw>

## 2.3 風力發電

### 摘要

我國的地理位置受季風影響，風力資源相對豐富，再加上山脈地勢影響，造就臺灣西部及臺灣海峽擁有相對優良的風場環境。在邁向淨零排放目標的路徑上，風力發電絕對是我國除了太陽光電之外，不可或缺的無碳電力選項。為了加速拓展我國風力發電裝置容量，建議下列幾點：

1. 雖然陸域風電裝置成本較離岸風電低，但我國地狹人稠，土地取得不易再加上其噪音易遭社區民眾反對，使得陸域風電發展較受限。欲提高陸域風電裝置容量，必須取得鄰近社區居民之支持。因此，建議政府除了考量風速條件之外，應將居民人口因素放入陸域風電機選址考量評估，並加強社會溝通，或提供各式誘導配套措施提高社區居民支持度，例如：補助加裝隔音窗。
2. 未來風力發電將以發展離岸風電為主，目前政府雖已劃設適合發展風電之風場海域區域，但受未來風電技術發展之影響（如：大型化風機、深水區風機基座架設技術等），原有考量之限制條件可進行再檢討。因此，建議政府可重新檢視評估臺灣海峽風場區域，尋求發電最佳化之風場風機配置（單機裝置容量、風機數量、海域面積等），例如：深水區風場、漁場漁民溝通。
3. 目前離岸風電裝置能力受限於港口基地的工程吞吐量與海事工程的能力，為加速風力發電的布建，應同步建構相關基礎設施。欲提高此裝置能力至每年裝置 1.5 GW 或更高，須增加港口基地面積進行元件生產、儲存、組裝及維修等工程。因此，建議政府應針對我國港口碼頭之土地利用需求進行整體規劃與設計。
4. 雖然目前風力發電機組主要來自國際廠商，但因我國風力發電未來發展潛力大、商機大，除了引進國外技術之外（高發電效率與大型化風機），並於舊機組年限屆臨時汰換更新之外，更可投入開發適合我國國情之相關技術，以從建置到長期維運都達技術自主的目標。例如：浮動式風力發電技術、海事工程技

術、臺灣海峽風力發電系統管理（含精準風力預測與發電量預測資訊）、降噪音葉片設計等等。

5. 根據估計，我國於 2050 年風力發電裝置容量可能達到的目標為：陸域風電 1.2~3.8 GW、離岸風電 43.2~53.2 GW，總發電量約為 1,543.2~1,957.1 億度，平均值為 1,750.15 億度；若要再增加風力發電裝置容量，則須要在增加港口碼頭能量方面施行更強力的作為，方可能突破離岸風機裝置時間與空間的限制，以期在目標年期程內完成。

### 2.3.1 前言

除了前一節的太陽能之外，風能是目前「加速電力去碳化」的另一項關鍵再生能源。風能具有「能源資源永續且豐富」、「能源轉換為電力的過程相對環保」的特性，同時也是全世界發展迅速的無碳電力選項之一<sup>30</sup>。但是，風能亦具有「能量密度低需要大量土地(陸上土地及海域面積)」、「能量來源間歇性及不穩定性」、「運轉時產生的噪音」、「需要有適當風場的地域性」、「初期基礎設施與設置成本較高」的缺點<sup>31</sup>，使得風力發電的發展，與太陽光電一樣，須要克服「擴大規模」及「穩定電力」的挑戰。

臺灣地理位置受季風影響，風力資源相對豐富，再加上山脈地勢影響，造就臺灣西部及臺灣海峽良好的風場，全臺灣前 10%風力最強的區域常年平均風速高達 8 m/s 以上，而平均風力密度則超過 700 W/m<sup>2</sup>；臺灣海峽平均風速高達 10 m/s 以上，而平均風力密度則超過 1,500 W/m<sup>2</sup>。此外，全球風力最佳的 20 處離岸風場，其中有 16 處位於臺灣海峽內，這也使得臺灣海峽擁有相對優良的風場環境，非常適合發展離岸風電<sup>32</sup>。至於陸域風電方面，臺灣地狹人稠，陸域風電難以避免鄰近民眾居住地區，也常因社區反對聲音，使陸域風電的發展較為受限。

---

<sup>30</sup> Our world in data based on BP Statistical Review of World Energy & Ember. IEA (2020). Renewables 2020: Analysis and forecast to 2025.

<sup>31</sup> 工業技術研究院(2011) 臺灣風能評估手冊。

<sup>32</sup> Global wind atlas. <https://globalwindatlas.info/area/Taiwan>

雖然臺灣風力條件非常適合發展風力發電，風力發電也是臺灣可發展的無碳能源選項，可以有效降低臺灣的溫室氣體排放量，但是若要使用大量土地及海域面積發展風力發電（風場及基地場域），將面臨不同利用項目競爭土地的問題。因此，在有限的土地資源下，臺灣能發展多少風力發電、裝置潛能或極限是多少、減碳效益是多少？這是亟須分析的關鍵問題，有了這些答案方能進行後續的路徑研擬與相關布建分析。

### 2.3.2 我國發展風力發電之現況問題分析

我國自 2016 年開始將綠能科技列為「5+2」產業創新計畫之一，積極推動太陽光電及風力發電項目，希望能致力達成 2025 年再生能源發電占比達 20% 的目標，其中，風力發電是僅次太陽光電的再生能源項目。在此政策目標下，經濟部於 2017 年通過「風力發電 4 年推動計畫（106 至 109 年）」，積極優化設置環境，包括建立示範風場、完備離岸風電基礎建設、吸引國內外投資、簡化行政程序、本土產業升級等等，這些推動措施希望能長期帶動我國風力發電技術與產業。希望在 2025 年能完成設置 6.9 GW 的風力發電裝置容量（陸域 1.2 GW、離岸 5.7 GW），每年的預估發電量為 235 億度（陸域 28 億度、離岸 207 億度）<sup>33</sup>。

截至 2020 年底，我國陸域風電已經在 31 個風場中裝設 361 架風機，裝置容量達 726 MW；離岸風電在示範風場共設置 22 架風機，裝置容量達 128 MW，兩者總計達 0.85 GW 的裝置容量<sup>34</sup>，此數值尚不及目標裝置容量的一半，且距離 2025 年目標仍有不小的距離（圖 2.3.1）。此外，因離岸風機組件之長度、重量、寬度等特性使得離岸風機裝置須要廣大腹地之港口碼頭，作為儲存、組裝、水下基礎對接之用。因此，離岸風電裝置能力受限於港口基地的工程吞吐量，目前我國碼頭約可處理為每年 1 GW 的裝置容量，政府預定於 2026 年起釋放出 1.5 GW 的離岸風電裝置容量，以加速我國離岸風電發展。

<sup>33</sup> 經濟部能源局。風力發電 4 年推動計畫（106 至 109 年）。

<sup>34</sup> 綠能科技產業推動中心(2022) 能源月報。

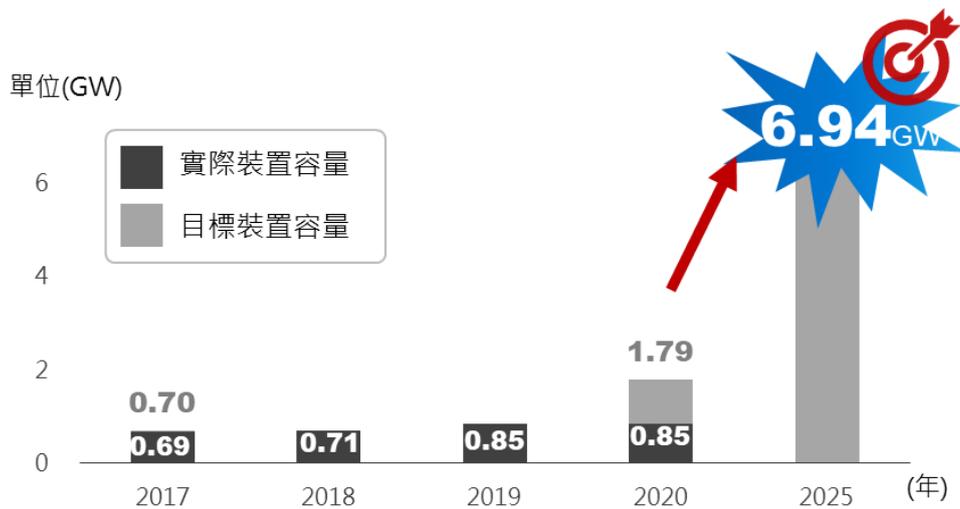


圖 2.3.1 我國歷年風力發電的裝置容量（目標值與實際值）

依據上述可知，政府即使已大力推動風力發電，在實際目標達成上仍存有一定落差，針對這些實務上推動問題，綜整分析如下：

1. **社會反對聲浪不斷**：風力發電雖被視為乾淨再生能源，但其設置仍會影響部分民眾，也因此引發我國社會一些反對意見，包括陸域風機之低頻噪音引起鄰近社區居民之抗議；離岸風電影響漁場及漁業權引發漁民團體抗議；離岸風電可能影響海洋生態（如鳥類、白海豚）引發環保團體反對；景觀變化的抗議聲音等等，這些社會反對意見使得風力發電推動上遇到阻礙，裝置進度不如預期<sup>35</sup>。
2. **風力發電技術仰賴國外廠商引進**：我國離岸風電技術不足，尤其是海事工程的經驗須要仰賴國際廠商、國外供應商與工人，假設一支單機裝置容量 8~10 MW 的風機，要達到 2025 年離岸風電 5.7 GW 裝置目標，那需要超過 600 座風力發電機，因近幾年 COVID-19 疫情的關係，進口的設備設施與工人行動的限制，使得工程進度受到影響<sup>36</sup>。雖然政府要求開發商要在地採購部分零組件，目前在地化政策雖有部分成果，然而離岸風電所需之系統零組件規格及認證要求高，國內供應鏈產業須要學習階段及時間，使得本地供應商無法在國際上

<sup>35</sup> 國家海洋研究院(2020) 離岸風電場生態保育環境監測研究：底棲環境改變對海洋生態之潛在影響案。

<sup>36</sup> 中技社(2021) 全面建構台灣離岸風電產業競爭力。

競爭，連帶使開發進度受到影響，整體策略未能發揮綜效。

3. **相關基礎設施不足**：我國風力發電的實際發電量主要落在 1~3 月與 10~12 月，約占整年度的 70%，而夏季(4~6 月)用電高峰卻是風力發電供電較少的季節，如同太陽光電一樣，此間接性特性無法穩定提供電源，必須透過超高壓電纜併網後方能持續提供。但我國離岸風場位於西南部外海，海底電纜若於彰化、雲林、嘉義等農業縣市上岸，原有農業用低壓電網將不敷使用，勢必須要重新建置輸配電電網、變電站變電所等基礎設施<sup>37</sup>；此外港口碼頭工程吞吐量亦影響布建速度，目前雖然未完全將現有港口基地空間利用殆盡，但空間問題未來勢必影響工程排程與進度<sup>38</sup>。

這代表著我國未來若欲達到、甚至超過目前設定的風力發電裝置容量目標，勢必須要克服不同社會意見的問題以及風電量能提升的種種挑戰。

### 2.3.3 我國發展風力發電之潛能與限制評估

為求每一座風機都能運用到最佳的風力，風機之間必須有合理的間距，通常越大裝置容量的風機，風機葉片越長、風機直徑也越長，機座之間所需間距也越長，所占土地面積也越大。換言之，同樣的土地或海域面積，若安裝大單座風機容量的風機（如 15~20 MW 風機），風機數目將不及小單座風機容量的風機（如 5~8 MW 風機），所以，該風場總發電量等於單座風機容量乘以風機數目。因此，風力發電的潛能與限制多以「風場面積」、「單座風機容量」、「風機數目」等因素進行綜合考量後，再予以估算其最佳化裝置容量。

#### 1. 陸域風電

臺灣西部地區雖有良好風場，但因西部多為人口稠密之城鎮，因此，目前僅在西部沿海人口稀少的海邊適合設置，目前透過各縣市航照圖並考量風場開發的基礎條件（平均風速要 4 m/s 以上），可以得到可利用的土地面積約為 1,941 km<sup>2</sup>，

<sup>37</sup> 經濟部工業局(2018) 離岸風力發電產業政策。

<sup>38</sup> 交通部(2017) 臺中港離岸風電產業專區。

因陸域風機較適用於小單機風機容量之風機，故若使用每座風機裝置容量為 2 MW 進行估算，並以每平方公里 2 座風機的裝置容量密度(4 MW/km<sup>2</sup>)作估算，陸域風電的潛能預估為 7.7 GW；若使用每座風機裝置容量為 3.6 MW 進行估算，並以每平方公里 2 座風機的裝置容量密度(7.2 MW/km<sup>2</sup>)作估算，則陸域風電的潛能預估為 14 GW；若在合理的範圍調整風機間距—增加單位面積裝置容量密度，潛能可望再提高<sup>39</sup>。

但是在實務上，我國因地狹人稠，即使已選擇人口稀少的沿海地區，仍難以避免風機位置鄰近社區，風機運轉的低頻噪音對民眾生活與健康產生衝擊；此外，早期風機裝置規劃設計階段民眾參與程度較低，導致過去風機抗爭事件頻傳，如：苗栗縣苑裡鎮沿海地區、彰濱工業區等地，這也造成陸域風電推動不易，發展受到阻礙<sup>40</sup>。陸域風電裝置容量若要從目前的 726 MW，達到 2025 年目標(1.2 GW)，甚至達到潛能預估的 7.7 GW，政府勢必要再優化社會溝通配套措施，才有機會達到所設定之目標。

因陸域風電推動不易，故本建議書預估未來陸域發電裝置容量約 1.2~3.8 GW，因各地風力條件不一，使得全臺各地之陸域風電容量因數不一，過去五年範圍在 26~30%之間<sup>41</sup>，因此，使用平均值(28%)作為容量因數來進行估算，預計陸域發電可達約 29~93 億度的發電量。

## 2. 離岸風電

我國西部海域離岸風場優良，離岸風電具有相當大的潛力，首先將以西部海域 12 浬領海外界線內，且水深為 5-100 m 以內為初步評估區域<sup>42</sup>，再選取符合風力條件之區域（海平面高 10 m 平均風速值為 8 m/s 以上），最後再扣除許多考量因素之海域空間，例如：航運安全、海底纜線、油氣管線、專用漁業權、火炮射擊區、地形陡峭區域等等，最後估算得到臺灣海峽之風能分布與可開發潛在

<sup>39</sup> 溫珮伶等(2014) 臺灣陸域風力發電之成本效益分析。

<sup>40</sup> 行政院原子能委員會(2013) 台灣發展風力發電之技術經濟分析與 3E 效益評估。

<sup>41</sup> 台灣電力公司(2021) 本公司近 5 年風力發電營運情形。

<sup>42</sup> 呂學德等(2015) 臺灣離岸風力潛能與優選離岸區塊場址研究。

區域，共有 36 處離岸風電潛力場址範圍，總面積約為 3,000 km<sup>2</sup>。

目前臺灣在西部外海所布建的離岸風機皆為固定型，水深在 50 公尺以內，裝置容量是以 8 MW 的風機為主，因此，若採用裝置容量 8 MW 的風機，並以 15.5 MW/km<sup>2</sup> 的裝置容量密度進行估算，總開發潛能預估可達 47 GW；而若採用裝置容量 10 MW 的風機，並以 24.7 MW/km<sup>2</sup> 的裝置容量密度進行估算，總開發潛能預估可達 74 GW；惟若採用未來科技之大型風機—裝置容量 20 MW 的風機，因風機直徑增加，單位面積風機數量減少，僅能以 17.8 MW/km<sup>2</sup> 的裝置容量密度進行估算，總開發潛能預估僅可達 53.4 GW。雖然使用大型風機並未能增加總裝置容量，但是，卻能減少風機的使用數量，進而降低裝置成本的優點(圖 2.3.2)。

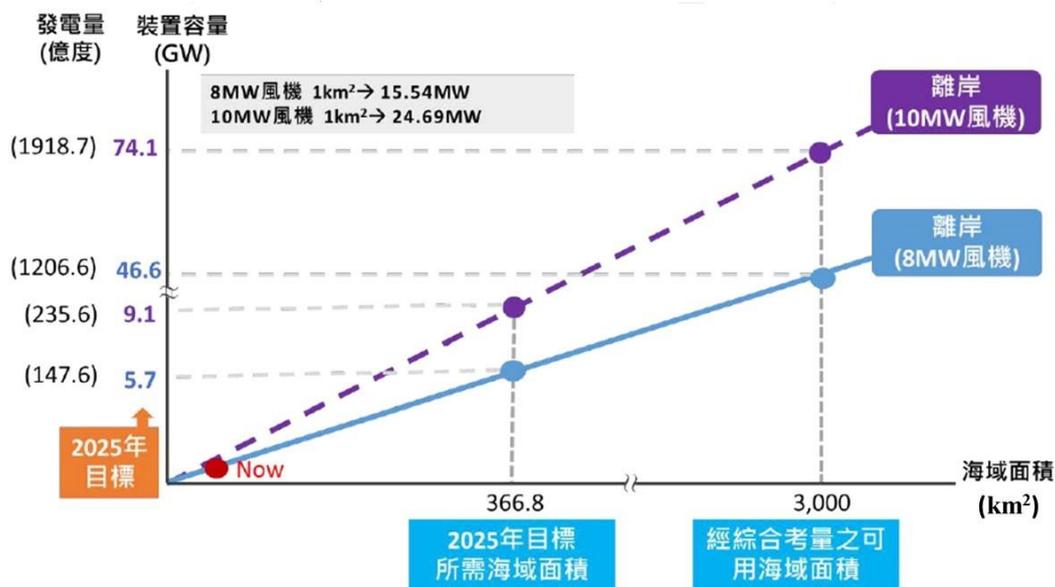


圖 2.3.2 離岸風電預估裝置容量

雖然離岸風電潛能評估可達裝置容量極大，但如前述，離岸風電發展潛能與布建速度受限於相關基礎設施之能量，離岸風場開發建置工程規劃包含泊靠港和陸上工作站，泊靠港主要提供工作船機進行海上施工作業期間所需裝載運輸及靠泊使用之施工碼頭；陸上工作站則作為水下基礎、塔架及風機各部件製造、加工、組裝、儲放等作業之場地。目前我國以臺中港作為各風場開發商離岸風電機

組之生產、儲存、組裝及運輸之基地，占地約 60.5 公頃（#2、#5A、#5B 等碼頭），經由臺中港的統計，要每年建置 0.5 GW 的離岸風場，需要約 30 公頃的港口土地來進行零件存放與組裝<sup>43</sup>，根據目前政府公佈 2026 年至 2035 年的「離岸風電區塊開發選商規則草案」，預定於 2026 年起釋放出每年 1.5 GW 的離岸風電裝置容量與併網容量<sup>44</sup>，因此，臺中港須要擴大規劃至 90 公頃的港口興建。若未來離岸風機由單支 8 MW 提高至 14 MW 以上，港口的設計與載重更須要進行擴大規模興建，以容納更大型的風機零組件與大型的施工船舶的進駐。

因此，初步估計我國離岸風電之裝置容量目標，於 2026 至 2050 年的 25 年期間，可以新增 37.5 GW 的裝置容量，再加上 2025 年達到的 5.7 GW，預估 2050 年的離岸風電容量可達 43.2 GW。因離岸風電容量因數將較陸域風電大，但各海域容量因數變動範圍大，初步以較保守的數值(40%)進行估算，評估可每年預估發電量為 1,513.73 億度。

### 3. 未來風電科技

離岸風機技術正快速的發展中，其中發展迅速的風電技術為單機大裝置容量之風機，如 14 MW 以上風機；未來在固定型離岸風電的場域逐漸飽和的情況下，離岸風機的布建將逐漸往深水區（水深 50 公尺以上）移動(Box 2.3.1)。浮動式離岸風電將成為下一個階段風電技術開發的重點，浮動式的離岸風機是採用浮動式平台取代現有的固定式基樁，目前適用於離岸風機的平台技術有張力腿式、浮筒式與半潛式<sup>45</sup>，這些技術具有抗風、抗浪與抗流的能力。其中，半潛式離岸風機是目前最適合臺灣發展的技術，其優勢在於浮動平台與風機皆可在岸邊進行組裝，僅須要由船隻拖往外海置放即可，可減少因海象因素影響施工時間。而臺灣的外海深水區的離岸風電潛能預估可達 90 GW<sup>46</sup>。目前已規劃離岸風電浮動式風場示範計畫，目標在 2026 年完成總裝置容量 100 MW 浮動式離岸風機建置與併網，

---

<sup>43</sup> 交通部運輸研究所(2021) 離岸風電海下工程技術研發計畫。

<sup>44</sup> 經濟部能源局(2021) 離岸風電區塊開發選商機制規劃。

<sup>45</sup> IRENA (2020) Fostering a blue economy: Offshore renewable energy。

<sup>46</sup> 工業技術研究院綠能所(2011) 臺灣風能評估手冊。

預計在 2030 年可進行浮動式離岸風場的布建與商轉<sup>47</sup>，若以每年 0.5 GW 的裝置容量為目標，到 2050 年將可達到 10 GW 的裝置容量，每年預估發電量為 350.4 億度（容量因子以 40% 來計算）。

### Box 2.3.1 Hywind Tampen 浮動式離岸風場

挪威能源公司(Equinor)將在挪威北海建置一個裝置容量 88 MW 的浮動式離岸風場，目的在於提供海上油田作業所需要的電力，將由 11 台 8 MW 的風力機所組成，水深範圍在 260-300 公尺，這是目前全球最大的浮動式離岸風電場，預計 2022 年可以完工。

隨著風力發電成本逐年下降且風場開發規模逐年擴大，由於風場的可調度性較差，整體電力供需會常出現不平衡的狀態，未來可透過整合天氣/氣候預報系統與風能發電裝置系統，提供較精準的風能發電量預測資訊，使電廠能及時排程調度電力與規劃長期發電策略<sup>48</sup>。若在電力調控管理無法即時達到平衡，將出現棄風的情況，因此，近期“Power to X”將電力轉換為其他能源儲存或燃料使用的概念越來越受到重視<sup>49</sup>，目前最受重視則為離岸風電搭配電解製氫的模式，可紓緩部份季節或時間供電過剩的問題（可參閱 2.5 氫能章節）。此外，隨風場離岸距離增加，電網設置成本也將提高，可將部分電網投資費用轉用於建置氫能轉換及運輸的相關設備。丹麥開發商 Orsted 在 2021 年已完成 H2RES 示範計畫，為全球第一項正式運轉的離岸風電製氫計畫<sup>50</sup>。

預估至 2025 年，我國離岸風機安裝組數將會快速增加至 600 多座離岸風機，預計在 2035 年時，我國海域將有約 1,000 座離岸風力機組<sup>51</sup>，整體離岸風機的維運時間長達 20 年，除定期基礎保養外，每當遭遇強烈颱風與地震後，勢必需要即時檢修。因此，建立在地化維運業者與零組件供應鏈是必要的，可大幅降低運

<sup>47</sup> 經濟部能源局(2021) 離岸風電浮動式風場示範規劃說明。

<sup>48</sup> 台灣電力公司(2018) 台電再生能源發電預測研究現況。

<sup>49</sup> Manuel Götz et al, (2016) Renewable Power to Gas: a technological and economic review. Renewable Energy 85, 1371-1390.

<sup>50</sup> 4C OFFSHORE (2021) Uniper and Ørsted forge offshore wind and hydrogen alliance

<sup>51</sup> 國家海洋研究院(2020)，離岸風場運維現況與趨勢。

維的成本。在離岸風場維運技術的發展趨勢將從傳統單點控制走向整體面管理，運用大數據分析與先進的監控系統及感測器，可提早診斷設備與零件的健康狀況以進行維護或更換，並且可透過預測整體風場現況評估出最佳的保養排程與檢修策略<sup>52</sup>。另外，無人化設備將作為風力機組及水下結構維修的發展重點，包含：無人機巡檢、自動攀爬機器人、水下無人載具等<sup>53</sup>，並透過創新科技設備加速診斷時間以降低人員實際維修活動的危險性。

### 2.3.4 政策建議

為了維持我國能源自主性、降低環境污染與降低溫室氣體排放，臺灣須要發展無碳排又「在地的」再生能源，其中，風力發電因臺灣擁有優良風場，成為減碳的重要選項。依據前述針對我國推動風力發電之問題分析以及潛能與限制評估，可以知道風力發電是目前所有無碳電力選項中，技術最成熟之再生能源，只要投入建置裝置容量及支援之基礎設施，短期便可提高再生能電力供給，但仍需社會支持、以及風電技術、產業、港埠空間等整體政策規劃，方可能解決目前實務上之問題，加速布建，以達長期減碳目標。本建議書有以下建議：

#### 1. 全力提供離岸風電發展之各項支援措施，以提高離岸風電裝置容量與發電量

因我國離岸風電發展潛力高，未來風力發電將以發展離岸風電為主，目前政府雖已採取許多積極作為促進風力發電之發展，但因前述分析之問題，使得發展進度不如預期，因此，若要增加離岸風電之裝置容量，必須提供全面性的支援與配套措施，方可能加速設置與布建，本建議書提出以下推動建議：

- (1) 因離岸風電一旦設置，其水下基樁與電纜配置均須配合建設，開發商亦將投入大額經費，受未來風電技術發展之影響（如：大型化風機、深水區風機基座架設技術等），原有劃設風場區域之限制條件應可進行檢視，由淺水區移動至潛能更大的深水區，並尋求發電最佳化之風場風機配置（單機裝置容量、

<sup>52</sup> 經濟部(2017)，離岸風場維運作業效能提升技術開發計畫。

<sup>53</sup> 資策會產業情報研究所(2020)，水下無人載具產業觀測－以離岸風電應用為例。

風機數量、海域面積等等)，並針對調整之風場與開發條件，施行配套措施，例如：深水區風場、漁場漁民溝通等。

- (2) 積極進行我國西部港口碼頭之土地利用需求整體規劃與設計，包括港口基地腹地之開發（目前臺中港腹地，甚至其他港口之開發）、饋線之建設（輸配電電網、變電站變電所等鄰避設施）；藉此提高裝置能量至每年裝置 1.5 GW 或更高，以加速布建。
- (3) 持續關注並引進國際上最新風電技術，並投入研發適合我國國情之相關技術，以從建置到長期維運都達技術自主的目標。例如：浮動式風力發電技術、海事工程技術、臺灣海峽風力發電系統管理（含精準風力預測與發電量預測資訊）、降噪音葉片設計等等。
- (4) 適時調整目前我國發展離岸風電之在地化政策，除了扶植我國本土風電產業鏈之發展、鼓勵國內廠商投入之外，更應將裝置進度納入考量，一方面使本土採購政策更具彈性（如維修項目），另一方面發展多元風電產業與在地化海事自主工程技術，並提升我國供應商國際競爭力，將船舶、人才與技術深耕留在臺灣，未來再擴展至亞太及國際市場。

## **2. 強化社會溝通與相關公民參與機制，以取得社會支持**

因陸域風電易影響鄰近社區民眾，離岸風電風場設置易影響漁業活動，因此，目前風力發電常常引發社會反對聲浪，建議政府應妥善進行社會溝通，才能在各種挑戰下穩健發展，本建議書提出以下推動建議：

- (1) 加強公民參與機制與社會溝通，尤其在陸域風電風場規劃設計初期，以及離岸風電風場規劃設置時主動與鄰近社區民眾及漁民團體溝通。
- (2) 提供各式誘導配套措施提高陸域風電鄰近社區居民支持度以及受影響漁民支持度，例如：補助加裝隔音窗、漁獲影響補貼等等。
- (3) 進行離岸風電風場海域區域的生態追蹤調查，以了解可能的生態衝擊、漁場衝擊。

## 2.4 地熱能

### 摘要

地熱為我國少數可自產再生能源之一，且可作為基載電力，若能供電足夠比例，將可提升電網穩定性，因此，地熱資源是邁向 2050 淨零排放路徑上，不容忽視的零碳電力選項。我國有淺層地熱潛能 0.986 GW，深層地熱潛能 31.8 GW，地熱成功與否取決於精細探測(mapping)及探勘取熱(drilling)技術，此二技術近年皆有長足發展，必須加速投入研發與布建，盡快找出適合發展地熱之場址。策略上，全球淺層地熱發電行之有年，技術已經非常成熟，我國應加速開發；此外，深層地熱技術預計在 2030 年時更為成熟，我國更應積極擴展深層地熱之開發，使深層地熱成為我國地熱發電的主力。而且前期淺層地熱開發過程所累積的地質資料，將來可以應用在深層地熱的開發上。本政策建議書有下列幾點建議：

1. 加速推動我國淺層與深層地熱資源之精細探測及探勘取熱技術，深入了解我國地熱資源之分布，並緊盯全球最新深層鑽探取熱技術發展，適時引入最新技術。
2. 強化推動誘因，制定地熱專法、明文規範主管機關，以簡化開發行為審查，保護探勘權益，加速產業發展。
3. 以增加淺層地熱電廠裝置容量為短期目標，深層地熱電廠裝置容量為長期目標。預計 2050 年我國地熱裝置容量達到 8.13~12.88 GW，發電量 468.29~741.89 億度，平均發電量為 605.09 億度。

### 2.4.1 前言

隨著經濟發展及全面電氣化的影響，2050 年我國電力需求將大幅成長。地熱發電相對穩定，可做基載電力，如果可以充分利用，則可降低再生能源不穩定性的衝擊。臺灣深層地熱潛力大於 30 GW，若大幅提升深層地熱對我國發電量的貢獻，對 2050 淨零排放目標應有極大助益。地熱系統依據開採之型態可分為傳

統熱液型地熱系統 (Hydrothermal System) 及增強型地熱系統 (Enhanced Geothermal System, 簡稱 EGS)。傳統地熱生產井之鑽鑿深度一般不超過 3,000 公尺，屬於淺層的地熱開發；EGS 開發深度通常大於 3000 公尺，又稱為深層地熱，目前技術與成本問題尚限制了 EGS 的發展。雖然全球淺層地熱技術已非常成熟，但臺灣的淺層地熱潛力不到 1 GW，對我國 2050 淨零排放目標幫助有限。但從現在到 2050 年還有近 30 年的時間，可預見 EGS 產業應可達到規模經濟，幫助臺灣達到 2050 淨零排放目標。

我國應該選擇發展地熱發電產業的原因，除了臺灣自產地熱資源豐富這項以外，地熱發電為基載電力也非常關鍵。依據台灣電力公司統計資料顯示，2020 年臺灣各地太陽能的容量因數(capacity factor)約在 9~15%之間，相當於一年有超過 85%的時間無法發電<sup>54</sup>，2020 年陸域風電的容量因數約在 26~30%之間，離岸風電容量因數雖較高，但不同月份之間變化非常大<sup>55</sup>；相反的，地熱不受天候影響，容量因數的世界平均值高於 80%，在某些獨立電廠甚至可高於 90%<sup>56</sup>，可以作為基載電力，在未來淨零排放大趨勢下，具間歇性、非基載電力的風電與光電比例逐漸提高的趨勢下，地熱可以協助提供臺灣穩定的電力，來發揮其重要的影響力。

## 2.4.2 國際發展現況

目前全球商轉中的 EGS 電廠僅有德國的 Insheim 電廠(4.8 MW)<sup>57</sup>與 Landau 電廠(3.8 MW)<sup>58</sup>、美國內華達州的 Desert Peak 電廠(1.7 MW)<sup>59</sup>、法國的 Soultz 電

---

<sup>54</sup> 台灣電力公司(2021) 109 年各縣市太陽光電容量因數。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=207&cid=165&cchk=a83cd635-a792-4660-9f02-f71d5d925911#b04>

<sup>55</sup> 台灣電力公司(2021) 再生能源發電概況—風力發電。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204&cid=1581&cchk=82fb957e-2fe8-49b6-90a9-b750387de936>

<sup>56</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017) Geothermal Power - Technology Brief.

<https://www.irena.org/publications/2017/Aug/Geothermal-power-Technology-brief>

<sup>57</sup> BESTEC (2012) The Insheim Geothermal Project. <https://www.bestec-for-nature.com/index.php/en/projects-en/insheim-en>

<sup>58</sup> BESTEC (2007) The Landau Geothermal Power Plant. <https://www.bestec-for-nature.com/index.php/en/projects-en/landau-en>

<sup>59</sup> POWER (2013) U.S. EGS Project Adds 1.7 MW Grid-Connected Output.

廠(1.5 MW)<sup>60</sup>等，全球應不超過十座，目前主要是技術與成本問題限制了 EGS 的發展，所以歐盟 EUGINE 協會結合了 35 個歐盟內外團隊，目標讓 EGS 的探勘成本、鑽井成本各下降 20%，熱電轉換效率提升 20%<sup>61</sup>。美國的能源部以地熱能研究前沿觀測站(Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy, FORGE)計畫專用於 EGS 的技術開發，並集結產官學研，補助 47~70%研究基金，目標是在 2030 年將 EGS 成本降至 0.06 美元/kWh (約新臺幣 1.8 元/kWh；目前地熱的均化能源成本落在新臺幣 1.68~2.79 元/kWh 之間)，在 2050 年達到全國 100 GW 的裝置容量。

加拿大薩斯喀徹溫省(Saskatchewan)是北美第六大的石油產地，經年累積了大量的當地地質資訊，如今這些地質資訊被應用在地熱能的發展上。加拿大自然資源部(Natural Resources Canada)首先在 2014 年投入 100 萬加幣進行先期研究，接著又加碼 52.5 萬加幣進行測試鑽探；該地熱開發由 DEEP Earth Energy Production 公司執行，總經費為 5,130 萬加幣。2019 年 1 月，加國政府進一步投入 2,560 萬加幣(約新臺幣 5.87 億元)建造裝置容量 5 MW 的電廠<sup>62</sup>。依照 DEEP 公司的設計，裝置容量 20 MW 僅需 3.5 公里深的注水井 4 座、取水井 6 座<sup>63</sup>，如此設計所需的水力壓裂(hydraulic fracturing)範圍小，不易引發人可感知的地震(例如韓國 Pohang 在 2017 年發生的 EGS 疑似相關事件<sup>64</sup>)，也更適用於我國的地理環境。

2020 年全球地熱發電裝置容量最高的十個國家分別為美國(3.714 GW)、印尼(2.133 GW)、菲律賓(1.918 GW)、土耳其(1.688 GW)、紐西蘭(1.005 GW)、墨西哥

---

<https://www.powermag.com/u-s-egs-project-adds-1-7-mw-grid-connected-output/>

<sup>60</sup> Lu, S. M. (2018) A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2902-2921. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.097>

<sup>61</sup> 李伯亨、柳志錫、劉力維、謝瑞青、郭泰融、王俊堯(2014年6月)增強型地熱系統發展分析與探討。臺灣能源期刊。1(3)，325-348。

<sup>62</sup> DEEP (2019) Prime Minister announces support for Canada's first geothermal power facility. <https://deepcorp.ca/prime-minister-announces-support-for-canadas-first-geothermal-power-facility/>

<sup>63</sup> DEEP (2021) Saskatchewan is Ready for Final Geothermal Power Feasibility Engineering – 53 Day Large Volume Production and Injection Test Successful – First in Canada. <https://deepcorp.ca/saskatchewan-is-ready-for-final-geothermal-power-feasibility-engineering-53-day-large-volume-production-and-injection-test-successful-first-in-canada/>

<sup>64</sup> Mark Zastrow (2019) South Korea accepts geothermal plant probably caused destructive quake. <https://www.nature.com/articles/d41586-019-00959-4>

(0.963 GW)、義大利(0.944 GW)、肯亞(0.861 GW)<sup>65</sup>。2008 年至 2018 年間，新增裝置容量第 1 名的土耳其就增加了 1.317 GW，等於 10 年間成長了 44 倍；2008 年至 2018 年間新增裝置容量第 2 至第 5 名還包括了印尼(0.956 GW)、美國(0.599 GW)、肯亞(0.509 GW)，和紐西蘭(0.421 GW)<sup>66</sup>。

臺灣發展地熱發電的經驗不足與鑽探的高成本，是遲遲未能推展的原因，裝置容量高達 861 MW 的肯亞經驗或許可成為借鏡。肯亞的人均 GDP 不到 2000 美金，只有臺灣的大約 6.3%，但至少超過 75% 的地熱發電廠，都是由肯亞本土的 Kenya Electricity Generating Company 所建設完成<sup>67</sup>。2008 年至 2018 年間新增裝置容量第 1 名的土耳其也是一個典範，土耳其每度電的躉購（政府用特定的保證金額來收購綠電，Feed-in Tariff, FiT）費率只有 10.5 美分（大約為台灣電力公司電價），雖然保證躉購期只有十年，卻已足夠培植國產關鍵基礎設備，來支撐國家的地熱能發展<sup>68</sup>。

### 2.4.3 我國發展地熱能之現況問題分析

我國 2020 年地熱發電裝置容量僅約 0.3 MW，發電量約 200 萬度，此發展現況對於位於火環帶的臺灣而言實在偏低，也應有長足成長空間。臺灣發展地熱發電較緩慢的主要原因在於早期失敗的經驗，早期清水地熱發電廠在 1981 年至 1993 年間，運轉僅十餘年即以失敗收場，讓我國政府在往後的二十餘年都對地熱發電技術的投資裹足不前，不甚成熟的技術往往因一次失敗而裹足不前，使技術的發展長期落入所謂「死亡之谷(Valley of Death)」，而忽視了其應有的潛能，

---

<sup>65</sup> Richter, A. (2021) ThinkGeoEnergy's Top 10 Geothermal Countries 2020 – installed power generation capacity (MWe) . <https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2020-installed-power-generation-capacity-mwe/>

<sup>66</sup> Richter, A. (2021) Global geothermal power generation capacity reaches 14,600 MW at year end 2018. <https://www.thinkgeoenergy.com/global-geothermal-power-generation-capacity-reaches-14600-mw-at-year-end-2018/>

<sup>67</sup> Macharia, M. W., Gachari, M. K., Kuria, D. N., & Mariita, N. O. (2017) Low cost geothermal energy indicators and exploration methods in Kenya. *Journal of Geography and Regional Planning*. 10 (9), 254-265. <https://academicjournals.org/journal/JGRP/article-abstract/4C7023B65573>

<sup>68</sup> 國立臺灣大學社會科學院風險社會與政策研究中心（2019 年 2 月 23 日）公投養綠：發展地熱能源的必要知識。 <https://rsprc.ntu.edu.tw/zh-tw/m01-3/en-trans/1112-green-nuclear-vote-necessary-knowledge.html>

也未能與國際發展同步，此點在未來淨零碳科技的研發上不可不慎。直到近期政府開始有示範獎勵以及法規放寬措施，2018 年後開發申請案件才逐漸增加，目前這些小型淺層地熱發電廠多位於我國東部地區，目前在 2023 年可商轉的地熱發電裝置容量預計可達 35 MW（附錄 2E）。目前我國發展地熱的問題包括：

1. **高精細地熱探勘工作發展落後，缺乏較新高解析度地質資料：**目前我國地熱潛能區域之評估源於早期能源科技國家型計畫之地熱資源資料，但近期探勘技術已逐漸發展成熟，若能取得高解析度地質資料技術，儘速啟動精細地熱探勘工作，同時與國際合作，獲得深層地熱潛在地區的位置，將可降低後續鑽探成本與風險。
2. **深層地熱取熱技術發展落後：**國際上已開始有深層地熱 EGS 電廠的案例，技術發展迅速，例如：水平鑽探(horizontal drilling)技術，我國地熱發電技術尚未布局整合。
3. **初期鑽探風險較高，缺乏廠商投入誘因：**全球約有 40%的地熱井鑽探會以失敗收場，而無法找到具商轉價值的熱源<sup>69</sup>。廠商投資風險過高時，則須倚靠政府的政策獎勵措施加以協助。
4. **多部門法令政策限制，行政流程繁雜<sup>70</sup>：**目前我國雖有「地熱能發電示範獎勵辦法」，但申請案獎勵金總額不得超過地熱能探勘費用之 50%，且以新臺幣一億元為上限；2018 年公佈的「開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準」，雖將地熱發電裝置容量免環評的門檻放寬到 10MW，但地熱裝置容量規模與開發範圍並無直接關係，這也影響廠商投入具商業規模、大裝置容量之開發案意願；其他法令政策方面，電業法第 18 條雖述及「輸配電業對於發電業或自用發電設備設置者要求與其電力網互聯時，不得拒絕；再生能源發電業

---

<sup>69</sup> Bill Gates (2021) How to Avoid a Climate Disaster.  
<https://www.penguinrandomhouse.com/books/633968/how-to-avoid-a-climate-disaster-by-bill-gates/>

<sup>70</sup> 劉光瑩(2021)《獨家直擊》臺灣地小人稠的痛點，為何被比爾蓋茲、貝佐斯投資的公司看上？天下雜誌。<https://www.cw.com.tw/article/5114679>

應優先併網。」但實務上還須克服與台灣電力公司之間的協調合作問題。日本在 311 大地震引發的福島核災（2011 年）後，就曾大舉獎勵發展地熱發電<sup>71</sup>，表 2.4.1 是臺、日在地熱發電法令政策措施的比較。

表 2.4.1 臺、日地熱發電法令政策措施比較

政策/措施	日本	臺灣
投資增強型地熱系統技術研發	積極	相對不明顯
補助 50% 的地熱探勘鑽井費用	○	○*
100% 補助開發商公開說明會，以促成地熱電廠建造	○	×
躉購措施	電廠規模大於 15 MW 者每度電價為 27.3 日圓，小於 15 MW 者每度電價為 42 日圓	每度電新臺幣 5.1956 元**
修改法令以允許在國家公園內從事探勘建廠	○	***

\*地熱能發電示範獎勵辦法；2022 年 5 月 20 日發布

\*\*110 年度再生能源電能躉購費率

\*\*\*開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準；地熱電廠 10 MW 以下免環評

#### 2.4.4 我國發展地熱能之潛能與限制評估

根據早期地熱潛能評估，我國總蘊藏量約 159.6 GW，但可開發量約 20~22%，淺層地熱潛能預估僅約 0.986 GW（表 2.4.2），而臺灣 EGS 潛能可達 31.8 GW（表 2.4.3），故臺灣 2050 淨零排放目標有賴 EGS 產業的形成。在發展 EGS 技術的同時，臺灣應加速進行好景區地下的精細地熱探勘。越為仔細的探勘，開發時鑽井的風險就越低，且探勘資訊未來隨時可將用之於深層地熱評估以建立 EGS 電廠，如此才能在 2050 年前，使地熱發電逐年增加對總體發電量有的實質貢獻。例如前瞻基礎建設計畫中已核定「加速全面性地熱資源探查及資訊供應計畫」，於 2020 年、2021 年將分別投入至少新臺幣 7,000 萬元，執行地熱資源的探查，此一工作

<sup>71</sup> 宋聖榮(2015) 臺灣地熱能源發展的現況、展望與困境。石油季刊，61-82。

似已起步，不過仍期盼有長期且穩定支持才能有立竿見影的效果。

表 2.4.2 臺灣淺層地熱潛能評估<sup>72</sup>

地區	溫度範圍(°C)	儲集層體積(km <sup>3</sup> )	發電潛能(MW)
大屯山	200~290	40.0	514
清水	180~220	6.0	61
土場	160~180	3.0	25
廬山	150~210	4.5	41
知本	140~200	3.0	25
金崙	140~180	6.0	48
瑞穗	140~180	2.0	16
紅葉	130~190	1.5	12
寶來	110~160	2.0	14
富源	80~160	1.5	9
霧鹿	150~210	2.0	18
東埔	120~180	2.0	16
樂樂	120~140	1.5	9
谷關	130~180	2.0	15
馬陵	130~170	1.5	11
紅香	130~170	1.5	11
四區	140~210	2.0	18
五區	150~210	2.0	18
臭乾	135~185	2.0	16
茂邊	170~210	2.0	19
烏來	150~200	1.5	13
關仔嶺	120~190	1.5	11
中崙	120~185	1.5	11
礁溪	100~160	1.5	9
桃林	150~210	1.5	14
比魯	130~190	1.5	12
合計			986

<sup>72</sup> 環境與發展基金會(2013) 臺灣地熱發電潛能廠址研究計畫期末報告。

表 2.4.3 臺灣深層地熱潛能評估<sup>73</sup>

地區	面積(km <sup>2</sup> )	平均溫度(°C)	蘊藏熱能 (10 <sup>18</sup> J)	發電潛能 (GW)
大屯山	278	236	252	2.7
清水、土場	909	223	760	7.8
廬山	279	210	209	2.0
瑞穗、安通	467	195	297	2.6
霧鹿、紅葉	571	196	366	3.3
知本、金崙	701	214	545	5.4
寶來	476	205	336	3.1
關仔嶺	510	197	334	3.0
新竹、苗栗	343	192	209	1.8
<b>合計</b>	<b>4,532</b>	<b>208</b>	<b>3,307</b>	<b>31.8</b>

以近兩年的數據可略知目前我國淺層地熱開發能量一年可增加約 17 MW 淺層地熱，至 2025 年可能可達 51 MW，若能在 2026 年開始擴增開發能量至一年 25~35 MW，在淺層地熱方面，預計在 2050 年約可增加 625~875 MW 的裝置容量，整體約可達 676~926 MW；而在深層地熱方面，目標設定在 2035 年起每年開發 500MW-800MW，預計在 2050 年約可有 7.5~12 GW 的裝置容量；因此，在 2050 年地熱裝置容量約可達到 8.13~12.88 GW，以 80%容量因數及一年運轉天數約 300 天做計算，發電量約可達到 468.29~741.89 億度，平均發電量為 605.09 億度。

## 2.4.5 政策建議

陽光或風力資源，可以在地表上觀察得到，選址來建設發電機組似相較容易；相對之下，地熱資源在地底下，鑽井探勘具有技術門檻，失敗的風險因此也相對

<sup>73</sup> 經濟部能源局(2014) 2014 年能源產業技術白皮書。

高。2020 年臺灣太陽光電的容量因數平均只有 14.44%<sup>74</sup>，風電也只有 29.56%<sup>75</sup>，而地熱高於 80%。所以不受天候影響的地熱發電成為穩定電力供應的關鍵選項。本政策建議書提出以下政策建議：

### 1. 加速推動我國淺層與深層地熱資源之精細探測及探勘取熱技術，深入了解我國地熱資源之分布，並緊盯全球最新深層鑽探取熱技術發展，適時引入最新技術

鑽探風險使得地熱產業鏈的形成更需要政府的推動，應積極投資提升地質資訊解析度的技術（如大地電磁法、地震網速度構造逆推法），建立高解析度的地下地質資料庫。況且淺層地熱發電已是非常成熟的技術，如加州的 The Geysers 發電園區建廠時間早在 1960 年，整區的裝置容量超過 0.8 GW<sup>76</sup>；而且酸蝕<sup>77</sup>、結垢等技術問題都已有解決方案。臺灣有將近 1 GW<sup>78</sup>的淺層地熱發電潛能，雖不若深層 EGS 來的豐富，但藉其推動建立產業鏈與培養人才，未來可以在淺層地熱的基礎上，再朝資源更為豐富的 EGS 邁進。人均 GDP 僅臺灣約 6%的肯亞都已經有 0.861 GW 的裝置容量<sup>79</sup>，以臺灣的科技發展高度，開發的風險必然相對較低，應儘速提升臺灣淺層地熱發電之裝置容量。

地熱開發技術方面，可以石油鑽探產業作為借鏡，石油鑽探同樣存在著找不到油源的風險，但是一旦形成規模經濟，原油也可以變便宜。相信地熱發電產業也會依循類似的軌跡，隨著將來地熱發電廠數量的增加，開發商的成本也會大幅

<sup>74</sup> 台灣電力公司(2022) 110 年各縣市太陽光電容量因數。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=207&cid=165&cchk=a83cd635-a792-4660-9f02-f71d5d925911#b04>

<sup>75</sup> 台灣電力公司(2022) 台電風力發電裝置情形。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204&cid=1581&cchk=82fb957e-2fe8-49b6-90a9-b750387de936>

<sup>76</sup> California Energy Commission (2021) California Geothermal Energy Statistics and Data. from

[https://ww2.energy.ca.gov/almanac/renewables\\_data/geothermal/index\\_cms.php](https://ww2.energy.ca.gov/almanac/renewables_data/geothermal/index_cms.php)

<sup>77</sup> 彭筱涓(2021) 國際酸性地熱系統開發案例分析。

<https://km.twenergy.org.tw/ReadFile/?p=KLBase&n=20210609172327.pdf>

<sup>78</sup> 同前揭註 72。

<sup>79</sup> Alexander Richter (2021) Global geothermal power generation capacity stood at 15,608 MW at the year-end 2020. The current pandemic situation clearly slowed down development with limited growth reported. Turkey represents nearly all geothermal generation capacity added in 2020.

<https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2020-installed-power-generation-capacity-mwe/>

降低。在淨零排放的情境下，當油井鑽探受限，原來石油鑽探公司也會轉型，將鑽探技術轉而應用在地熱上，不論是傳統探測或水平鑽探(horizontal drilling)技術，都能對 EGS 發電的實現有很大的幫助。

## **2. 強化推動誘因，制定地熱專法、明文規範主管機關，以簡化開發行為審查，保護探勘權益，加速產業發展**

法規配套改善方面，我國尚無地熱專法，沒有明文規範主管機關，作為單一窗口來保護探勘權益、簡化開發審查流程<sup>80</sup>、協助產業界投入。這導致長期以來國內外企業投入探勘或開發的意願不高，主要推動的地熱開發工作只有公營事業執行被指派的任務。近期不論是前瞻基礎建設的投資、地熱能發電系統示範獎勵辦法（2020年12月31日廢止）、地熱能發電示範獎勵辦法（2022年5月20日發布）、或是在國家公園等保護區的開發限制放寬<sup>81</sup>等，對國際相關制度的仿效已有一些成果。但臺灣地熱資源豐富，與地熱發電裝置容量最高的十幾個國家比起來，發展速度確實過於緩慢，政府應加速地熱專法制定，積極協助廠商與在地居民溝通協調，創造在地就業機會，獎勵國外專業鑽探團隊來臺，才能儘早讓臺灣的地熱產業快速發展。

## **3. 以增加淺層地熱電廠裝置容量為短期目標，深層地熱電廠裝置容量為長期目標。預計 2050 年我國地熱裝置容量達到 8.13~12.88 GW，發電量 468.29~741.89 億度**

目前淺層地熱技術已十分成熟，環太平洋「火環帶」的國家已有多國總裝置容量達到 1 GW 以上，我國應強化國際合作儘速投入探勘開發，儘速使我國與國際技術發展同步，其中精細地質探勘工作更應全面展開，來獲得我國地熱潛在地區高精度地下 3D 地質資訊，除極大化淺層地熱開發應用之外，也可用以探測深層地熱在地下深處的傳導形貌，為未來深層地熱開發做好準備。我國淺層地熱能

<sup>80</sup> 林瑞珠、管中微、沈政雄、朱丹丹(2019) 我國發展地熱發電之探勘階段法規調適研究。  
[https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis\\_down?id=220](https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis_down?id=220)

<sup>81</sup> 全國法規資料庫(2020) 開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準。  
<https://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?pcode=O0090012>

如果自 2025 年起每年可開發 25~35 MW，而深層地熱自 2035 年起每年可開發 500~800 MW，2050 年時我國地熱裝置容量可達 8.13~12.88 GW，若以 80% 容量因數及每年運轉 300 天計算，發電量約可達到 468.29~741.89 億度。

## 2.5 氫能

### 摘要

氫能的產製，要以不增加碳排為原則。但目前價格最低的產氫製程—天然氣（甲烷）蒸汽重組亦釋放二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，因此若以天然氣蒸汽重組轉化製氫（藍氫），則必須搭配碳捕存利用(CCUS)技術；若直接由天然氣無氧裂解(pyrolysis)產氫（青綠氫），技術雖仍在開發中，但前景看好（技術內容詳述於 2.6 節「去碳燃氫」）。由本土綠電透過電解水製氫（綠氫），必須考量本土綠電的供需狀況，及長期儲能的需求。無法立即時使用之綠電，才考慮以電池，抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。目前我國仍在拓展再生能源階段，綠電之供應尚無餘裕製造大量綠氫。未來若有儲能需求，則應比較各種可行之案之適切性。

氫能的使用，可以直接將氫氣混入天然氣用以燃燒發電，未來可以轉用純氫取代天然氣燃燒，或透過燃料電池發電。氫燃料電池亦可用於運具如長程貨運及巴士，但在小型車輛上的應用，則面臨電動車的強烈競爭及加氫站基礎建設的困難。此外，氫也有用於工業製程如煉鋼及加氫反應等其他用途。綜合我國各種狀況，本政策建議書提出以下建議：

1. 開發天然氣混氫燃燒發電相關技術。過往我國燃氣發電技術多半以整廠輸入為主，短期在天然氣混氫燃燒發電技術仍需借重國際大廠之研發經驗，但考量混氫或燃氫發電技術在未來數十年之重要性與日俱增，除透過引進混氫或燃氫發電設備外，亦可嘗試朝向自行開發小型混氫或燃氫鍋爐與發電設備以提升實力，並可提供工業製程應用。
2. 參考日本、澳洲合作模式進口綠氫，以取代部份天然氣發電。（估計至 2050 年可發電 575~1,084 億度，裝置容量為 8.2~15.5 GW，詳見附錄 2F）
3. 引進並開發進口氫能相關基礎建設技術，如氫接收站、儲氫材料等。
4. 有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫、燃料電池優化及氫在鋼鐵石化業上相關技術開發。

## 2.5.1 前言

氫，是一種能量的載體(energy carrier)<sup>82</sup>，其能量來源可為電、熱、或光。其最終應用則須轉換成電能，熱能，或化學能。

若氫從電分解水而來，最後再轉成電的形式利用，則氫可視為一種儲電能方式，其效益須與電池儲能（見第 2.11 節）競爭。電解水製氫，最佳能效為 0.8<sup>83</sup>，再以氫發電，最佳能效為 0.6，整體能量轉換效率低於 0.5，低於鋰離子電池之效率(0.8~0.9)。然而，氫可長期儲能，鋰離子電池則不行。以方便性及能效而言，電池在小汽車及短期儲能較佔優勢。

不過氫比目前電池較易持久，以重量而言能量密度大【低熱值<sup>84</sup>(Lower Heating Value, LHV)達 120 MJ/kg（對比鋰電池<sup>85</sup> 0.97 MJ/kg、汽油(gasoline)<sup>86</sup> 44 MJ/kg、乙醇(ethanol) 26.95 MJ/kg 與天然氣<sup>87</sup> 47.13 MJ/kg)】，但以體積而言則居劣勢。能量密度大的好處顯見於長途運輸，故氫能大貨車仍被看好。

氫與電池儲能（見第 2.11 節）相較，電池短期成本雖低，充放電容易，但壽命會遞減，運用於長期電力儲存成本較高；氫能則適合大量、長時間儲存情境<sup>88</sup>，然而因氫氣可以進入許多金屬的晶格(lattice)中，形成「氫脆」(hydrogen embrittlement)現象，因此氫氣的儲存容器與管線需要使用特殊材料，並留意其安全性、穩定性，儲氫亦需高壓，因此又增加了能耗成本。我國由於綠電尚缺，是

<sup>82</sup> 氫能具有零污染、零碳排放之特性，主要因為零碳排的特性乃因「氫」燃燒後的產物為水，不但無碳排，亦能反過來利用地球上豐富的水資源，所以是可被循環使用的清潔能源。

<sup>83</sup> 電解水產氫效率（低熱值）按照國際能源總署參數規劃，目前為 64%，2030 年預估為 69%，長期展望則可達 74%。請參見 IEA (2019) IEA G20 hydrogen report: Assumptions. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf)

<sup>84</sup> 燃料的低熱值（也稱為淨熱值）定義為透過定量下之燃燒（最初為 25°C）並將燃燒產物的溫度恢復到 150°C 所釋放的熱量。

<sup>85</sup> 鋰離子市售電池能量目前設計最高密度為 250~270 Wh/kg，約當 0.97 MJ/kg。請參見 ASME (2021) Advancing battery technology for modern innovations. <https://www.asme.org/topics-resources/content/advancing-battery-technology-for-modern-innovations>

<sup>86</sup> Shadidi, B., Najafi, G., & Yusaf, T. (2021) A review of hydrogen as a fuel in internal combustion engines. *energies*, 14(19), 6209. <http://dx.doi.org/10.3390/en14196209>

<sup>87</sup> 查詢自 H2 Tools. <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>

<sup>88</sup> 美國國家再生能源研究室 NREL 研究認為，到 2050 年，持續兩週的儲氫預計將具有成本效益。同時，氫氣也是季節性儲存的第一個可行選擇（2050 年最高 1.5 USD/kWh）。參見 pv magazine (2020) NREL study backs hydrogen for long-duration storage. <https://pv-magazine-usa.com/2020/07/03/nrel-study-backs-hydrogen-for-long-duration-storage/>

否有條件做長期儲能，初評結果似不樂觀。但若確有長期（> 1 週）儲能需求，則電解水製氫為可能選項。短期儲能（1~3 日）目前仍以電池效率較高、成本較低。

若自綠電充裕國家（如澳洲）進口綠氫，不失為一可行方案。電力系統若用燃氫取代化石燃料，則基載電力就可以維持相當的比例，不致因其他非基載再生能源成長，而使得輸電電網運作不穩定。

若氫的最後運用為產熱，如在化工業、鋼鐵業、水泥業等，則效能勝於電池；或作為化學還原劑，如煉鋼，化工加氫反應及半導體產業極紫外光微影技術(EUV)等，則氫有其特殊之必要性；至於直接以光催化分解水產氫，目前仍在早期研究中，須要進一步評估我國綠能是否足以支應需求(Box 2.5.1)。

#### Box 2.5.1 氫有多綠？

以綠電產出之氫稱為綠氫。以目前產氫的技術，以 1 度(kWh)的電製氫，可產 0.02 kg 的氫。這些氫若以燃燒發電（60%效率），可發 0.48 度的電。目前我國每發 1 度電，平均排碳 0.5 kg 左右，0.48 度的電，就相當於 0.24kg 排碳。故以綠氫發電，可省 0.24 kg 的排碳。但若以綠電直接使用取代燃煤或燃氣發電，則可省 0.9 kg 或 0.4 kg 的二氧化碳。故綠電最佳效益之使用方式為直接使用，來取代燃煤或燃氣發電。

唯有在綠電過剩，無法馬上使用時，才以製氫的方式長期儲存。但短期的儲能，仍以電池效率最佳。以氫長期儲能，仍須考量儲氫的問題。綠氫除可發電之外，亦可用於工業製程，如煉鋼，化工加氫反應及半導體產業極紫外光微影技術(EUV)等。此外，氫可用於無法電氣化的運輸，如長程運輸。以目前技術而言，天然氣蒸汽重組為最便宜之製氫途徑，但此製程亦產二氧化碳，故非綠氫，因此須配以二氧化碳捕捉技術才可「綠化」。

## 2.5.2 國際發展現況

再生能源產氫的成本偏高，使氫能在減碳上的重要性未受重視。然 2019 年國際能源總署(IEA)公布的日本 G20 峰會報告指出，隨著再生能源的成本快速下

降，以及產氫規模的擴大，到 2030 年從再生能源生產氫氣的成本可能降低 30%<sup>89</sup>；IEA 2021 年報告亦預估，2050 年淨零排放情境下，產氫將完全使用低碳技術，電解水產氫量將占全球的 60%，其他 40%來自天然氣產氫加上二氧化碳捕獲、再利用與封存技術<sup>90</sup>；而 2020 年氫能委員會(Hydrogen Council)發布的氫能競爭力：成本視角(Path to Hydrogen Competitiveness -A Cost Perspective)報告則認為，如果透過擴大氫能生產、銷售、設備和零件的製造，2030 年氫能解決方案成本將可透過廣泛應用降低 50%，並預期 2050 年氫能將滿足全球約 18%的最終能源需求<sup>91</sup>；國際再生能源總署(International Renewable Energy Agency, IRENA)2019 年估算全球不同地區風能與太陽能之平均發電成本(Levelized Cost of Electricity, LCoE)，預測 2035 年可再生能源製氫成本將低於化石燃料製氫<sup>92</sup>。由此趨勢發展可知，氫能將在未來 30 年的重要性逐漸攀升，若能預先提早佈局，以進口氫取代我國傳統化石燃料的部分能源使用，將可對於我國 2050 淨零排放的減碳目標有所助益。

許多國家已將氫能列為取代化石燃料使用，邁向淨零排放社會之電力轉型重點，例如歐盟在 2020 年 7 月公佈氫能策略(EU Hydrogen Strategy)<sup>93</sup>，並於 2030 年之後，將綠氫應用於重工業等脫碳難度較高的產業，使氫能在整體能源使用的比例將從 3%擴大到 14%。美國能源部則是近期發佈氫能大型專案計畫 2020 (Hydrogen Program Plan 2020)，為美國氫能研究、開發和示範應用提供了支持策略，並致力於氫能全產業鏈的技術研發、示範和部署以達成規模化，此外，超過 20 家企業聯盟委託麥肯錫顧問公司於 2020 年發布的氫經濟路徑圖(Road Map to a US Hydrogen Economy)則預估美國到 2050 年氫能將占能源消費總量的 14%(強企圖情境)<sup>94</sup>。日本方面，在 2014 年正式宣佈向氫經濟轉型後，除了積極針對

---

<sup>89</sup> IEA (2019) The future of hydrogen. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)

<sup>90</sup> 同前揭註 12。

<sup>91</sup> Hydrogen Council (2020) Path to hydrogen competitiveness : A cost perspective. [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf)

<sup>92</sup> 科技發展觀測平台(2020) 歐盟氫能之競爭優勢與全球氫能技術發展。 <https://outlook.stpi.narl.org.tw/index/focus-theme/detail?id=4b11410075b8452d0175d9e818381f39>

<sup>93</sup> EU (2020) EU hydrogen strategy. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS\\_20\\_1296](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296)

<sup>94</sup> Fuel Cell and Hydrogen Energy Association (2020) Road map to a US hydrogen economy. <https://www.fchea.org/us-hydrogen-study>

2020 年東京奧運會準備各種氫能相關的示範，最後在 2021 年疫情影響下決定完成舉辦並實現當初規劃的部分氫能目標外<sup>95</sup>，並在 2020 年發布 2050 淨零排放成長戰略（2050 碳中和綠色成長戰略）後，新設 2 兆日圓基金鼓勵民間投資氫能設備等<sup>96</sup>，擬在 2030 年讓氫能安裝達 300 萬噸，2050 年時目標要擴大到 2,000 萬噸<sup>97</sup>。

以日本為例，為達到 2050 淨零排放目標，日本最大的石油集團 JXTG 近期（2019 年）使用澳洲昆士蘭科技大學的太陽能設施為電力來源進行試驗，將水電解出氫後與甲苯經過電化學反應形成液態有機氫形式（甲基環己烷，Methyl Cyclohexane, MCH）加以儲存，並成功使用船運出口到日本後，再轉換回氫氣與甲苯，氫氣在日本當地使用，甲苯則是可運回澳洲再度進行電化學反應循環利用，為未來日本長期從澳洲大量進口綠氫進行研發測試<sup>98,99</sup>（圖 2.5.1）。

---

<sup>95</sup> 原本氫能規劃在東京奧運會中作為選手村的能源使用、賽場運輸的燃料巴士與奧運聖火等，但因疫情影響，除燃料電池巴士數量與選手村氫能使用受到部分影響外，大致完成原本氫能應用目標。聖火台為利用來自福島的再生能源產氫，但聖火傳遞則是併用了丙烷跟氫。請參見 Chuang, D.(2021) 以「環保」為目標的 2020 東京奧運，有實現氫能社會嗎？  
<https://technews.tw/2021/08/05/hydrogen-2020tokyo-olympics/>

<sup>96</sup> 經濟部國際合作處(2021) 日本為達成 2050 年淨零碳排之具體作為。駐日本代表處經濟組。  
[https://mnscdn.moea.gov.tw/MNS/ietc/bulletin/Bulletin.aspx?kind=54&html=1&menu\\_id=33779&bull\\_id=8838](https://mnscdn.moea.gov.tw/MNS/ietc/bulletin/Bulletin.aspx?kind=54&html=1&menu_id=33779&bull_id=8838)

<sup>97</sup> 日本內閣官房等(2021) 2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略。  
<https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-3.pdf>

<sup>98</sup> pv magazine (2019) Queensland sends first green hydrogen shipment to Japan. <https://www.pv-magazine.com/2019/03/29/queensland-sends-first-green-hydrogen-shipment-to-japan/>

<sup>99</sup> QUT (2018) QUT leads new hydrogen pilot plant. <https://www.qut.edu.au/research/article?id=135488>



圖 2.5.1 日本與澳洲合作的太陽能產氫合作計畫<sup>100</sup>

在此之前，日本亦有其他多項國際合作計畫正執行中。包括日本與澳洲合作液態氫計畫（氫能供應鏈計畫），測試日本能否穩定的從澳洲進口取得液態氫作為發電燃料，因此也澳洲維多利亞省利用水與褐煤汽化產氫並液化，另外希望透過澳洲“CarbonNet”計畫將捕獲的二氧化碳存在維多利亞省附近的海床下，目標為在 2030 達到商業化運作<sup>101</sup>。2017 年日本川崎重工與挪威 NeL 氫能公司共同進行一項再生能源電力製氫(power to gas)計畫，進行運用水力發電生產氫能，並希望進展到風力發電製氫，並透過液化氫方式輸送至日本<sup>102</sup>。在氫氣運輸上，日本與汶萊也是合作以甲基環己烷為載體之氫運輸示範計畫，此外也和沙烏地阿拉伯進行以氨(ammonia)為載體運之氫運輸聯合示範計畫，以將沙國生產的氫氣運到日本<sup>103</sup>，並於 2020 年秋季完成第一批氫氣（藍氫）運送至日本之試驗。

<sup>100</sup> 東京大学先端科学技術研究センター(2019) Succeeded in the world's first technical verification to produce "CO<sub>2</sub>-free hydrogen" at low cost -Trial of hydrogen supply chain establishment and hydrogen based society. <https://www.rcast.u-tokyo.ac.jp/en/news/release/20190315.html>

<sup>101</sup> 國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心科技產業資訊室(2020) 日澳政府合作氫能供應鏈計畫，投資 3.5 億美元。 <https://iknow.stpi.narl.org.tw/Post/Read.aspx?PostID=17195>

<sup>102</sup> 能源界(2021) 日本的氫能發展戰略及啟示。 <http://www.nengyuanjie.net/article/45067.html>

<sup>103</sup> Hellenic Shipping News Worldwide (2021) Blue ammonia's role in the energy transition of Saudi Arabia and Japan. <https://www.hellenicshippingnews.com/blue-ammonias-role-in-the-energy-transition-of-saudi-arabia-and-japan/>

### 2.5.3 我國發展氫能之現況問題分析

我國要能順利轉型布建無碳的氫能，首要之務尚需完善氫能供應鏈之規劃與相關基礎設施之建置，而其中涉及氫能來源、儲存運輸與應用等諸多環節，且各環節仍有挑戰需加以解決。像是在技術面，我國仍需培養國內混氫/純氫燃燒技術能力，而既有安全儲、運氫技術（包括跨境輸儲）成本高、耗能高，故須強化基礎設施布建與輸儲相關技術之發展以能有所突破；政策面上，我國過去雖在第 1、2 期能源國家型計畫納入氫能與燃料電池研發規劃<sup>104</sup>，讓國內已有不少研發機構及業者投入燃料電池技術開發，似具產業價值鏈分工雛形，然而我國於 2050 年氫能各種減碳應用如電力與產業減碳之長程通盤性規劃仍有不足，且氫能從生產、輸儲與應用皆有待規劃完整的法規配套。其他問題尚包括氫能的應用定位需要更為明確，以強化產業投入意願；民眾對於氫能使用安全性仍有疑慮，以及部分儲氫載體使用之化學物具有毒性而需要完善相關化學物質之處理規範與標準等。值得注意的是，利用我國再生能源產製綠氫，除少數應用外，效益不及直接使用再生能源所產綠電。短期無法立即使用之綠電，宜以電池或抽蓄水力等儲能<sup>105</sup>。又因我國綠電不足，故仍須要考慮進口綠氫的選項，如目前日澳氫能合作模式。

### 2.5.4 我國發展氫能之潛能與限制評估

氫能的應用潛能的確認，主要須考量氫能整體供應鏈之各個環節完整串接之可能性與可行性。一般而言氫能供應鏈大致可以歸類為氫氣來源、儲氫、運氫與應用等階段（圖 2.5.2），各階段可以選擇不同替代選項進行組合，以確認至最終應用的可行性。特別是就基礎建設建置成本觀點而言，氫氣最好即產即用，如直接在火力電廠旁產氫，即產即用不需透過儲氫或是運氫階段，可省卻儲存及運輸

<sup>104</sup> 行政院國家科學委員會(2013) 第二期能源國家型科技計畫總體規劃報告書（核定版）。

<sup>105</sup> 除了單純儲能以外，國內亦有學者提出可透過系統性整合再生能源與水資源的方式，包括抽蓄水力、太陽能、風能、海水淡化廠與水庫等，達到解決再生能源間歇性與氣候變遷下水資源缺乏等綜效。參考 Tsai, Y. C., Chan, Y. K., Ko, F. K. & Yang, J. T. (2018). Integrated operation of renewable energy sources and water resources. *Energy Conversion and Management*. 160. 439-454. 10.1016/j.enconman.2018.01.062.

成本。以天然氣無氧裂解去碳產氫直接發電為可能的選項(詳見2.6節去碳燃氫)。

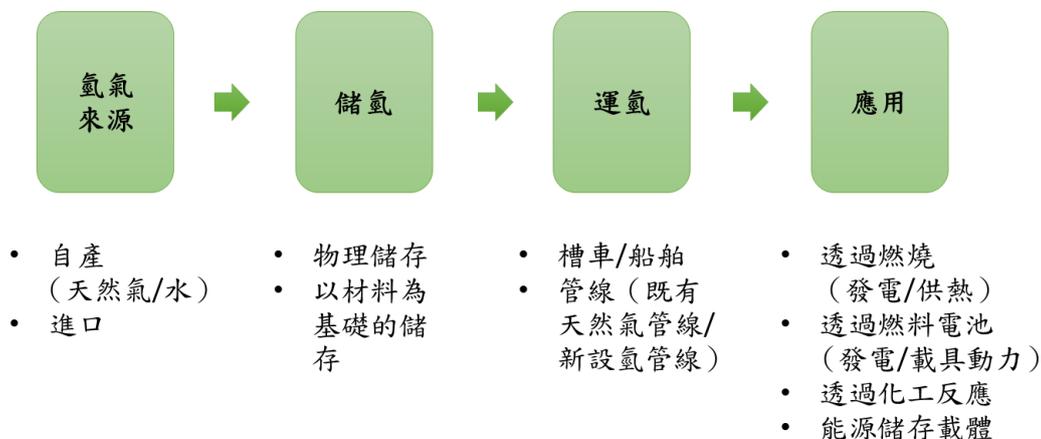


圖 2.5.2 氫能供應鏈各階段與其下各種替代選項

以下分就氫能應用潛能與氫能供應鏈各階段選項的限制進行研析與評估。

### 1. 氫能的應用與減碳潛能

氫能的應用共可歸類為六大類，如表 2.5.1 所示。(一)與(二)主要是將氫能直接燃燒或是混入天然氣燃燒後用作發電或是供熱用途(如終端消費使用)；(三)與(四)則是將氫能提供做為燃料電池燃料，作為分散式發電用途(如產業或防災用)，或是供作長程運輸(大貨車、船舶)等重型載具使用；(五)則是將氫透過化工反應應用於產業用途，例如石化產業或是資通訊產業等；(六)則是將氫能用做長時間放電之能源儲存載體用。

以上應用中，以(一)氫燃燒後應用於發電、(二)氫燃燒後應用於供熱，以及(四)氫作為燃料電池燃料應用於載具動力為對臺灣最具有減碳潛力的三大應用，且目前皆已具備基本可用技術。但我國先前在(一)與(二)並無進行有系統之研發。

表 2.5.1 氫能一般的應用

類別	直接應用途徑	終端應用
(一)	直接燃燒	發電
(二)	混入天然氣燃燒	供熱
(三)	燃料電池	分散式發電
(四)		長程運輸 (大貨車、船舶 <sup>106</sup> )
(五)	化工反應	產業應用 (石化、資通訊等)
(六)	能源儲存載體	

(一)與(二)的應用中，因純氫燃燒後的產物僅有水而不產生二氧化碳，故以燃燒方式應用於發電或供熱上可有助減碳。現今已商業化的燃氣渦輪機設計多已能處理含氫具有一定的比例之燃料，故 2030 年以前，將氫與傳統化石燃料 (如天然氣) 進行混燒 (如< 10~60%) 具有可行性，主要因為燃燒全氫之渦輪機須要有特殊耐高溫材料，但目前各廠商都尚無大規模商業化能夠燃燒全氫的渦輪機<sup>107</sup>，仍多處於運行測試階段，故目前僅能以混燒為主。而燃燒純氫的燃氣渦輪機預計在 2030 年左右可以達到商業化<sup>108,109,110,111</sup>，故預期 2030 年以後將可逐步

<sup>106</sup> 日本 NEDO 在 2022 年 3 月提出重型載具(Heavy Duty Vehicle)用燃料電池路徑圖，其中針對需要長時間營運的沿海貨船與客船，訂出 2030 年主要規格。請參見 NEDO (2022) NEDO 燃料電池技術開發ロードマップ—HDV 用燃料電池ロードマップ (解説書)。  
<https://www.nedo.go.jp/content/100944011.pdf>

<sup>107</sup> 部分廠商擁有可以改造為燃燒全氫的燃氣渦輪機機種，如 GE 的 F-class 燃燒系統，但目前仍有待進行進一步的運行測試，並未達到真正大規模商業化實施的階段。如 GE 在 2022 年 5 月獲得美國能源部的資助，便是希望加速開發和測試可改造的 F-class 燃燒系統，使該系統能夠結合微型混合器和軸向燃料分級技術，達成 100% 氫氣運行。請參見 GE (2022) GE, DOE accelerating the path towards 100% hydrogen combustion in gas turbines.  
<https://www.ge.com/news/press-releases/ge-doe-accelerating-the-path-towards-100-hydrogen-combustion-in-gas-turbines>

<sup>108</sup> 歐盟的製造商聲稱，到了 2030 年渦輪機就能燃燒 100%的氫。請參考 Fairley, P. (2020) 再生能源有氫就輕鬆？科學人雜誌。  
<https://sa.ylib.com/MagArticle.aspx?id=4835>

<sup>109</sup> GE 計劃到 2030 年實現 100 % 氫燃料發電廠。請參見 Simon, F. (2021) GE eyes 100% hydrogen-fuelled power plants by 2030. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/ge-eyes-100-hydrogen-fuelled-poer-plants-by-2030/>

<sup>110</sup> 日本第十一次科學技術預測調查中德菲調查預估以 100%氫作為燃料基礎的燃氣渦輪機的 1GW 大型發電技術在 2030 年左右可達成技術實現。請參見 NISTEP (2020) 第 11 回科学技術予測調査 デルファイ調査。  
[https://nistep.repo.nii.ac.jp/?action=pages\\_view\\_main&active\\_action=repository\\_view\\_main\\_item\\_detail&item\\_id=6692&item\\_no=1&page\\_id=13&block\\_id=21](https://nistep.repo.nii.ac.jp/?action=pages_view_main&active_action=repository_view_main_item_detail&item_id=6692&item_no=1&page_id=13&block_id=21)

<sup>111</sup> 目前 New Fortress Energy (NFE) and GE 公司正與美國 Long Ridge Energy Terminal 合作開發可混燒 15~20%氫氣的 GE 7HA.02 combustion turbine，逐漸在未來十年轉換為可用純氫燃燒。請參見 NS Energy (2021) Gas turbines in the US are being prepped for a hydrogen-fuelled future.  
<https://www.nsenergybusiness.com/features/gas-turbines-hydrogen-us/>

過渡最終可達到以純氫為燃料之發電或供熱應用(因須考量既有電廠生命週期長達 40 年較難一步替換到位)。有關燃氣與燃氫發電效率之說明則可見附錄 2G。

而電力部門若以氫燃燒應用於電力生產，或是高碳排產業如石化業及鋼鐵業改以氫燃燒作為供熱用途，便能減少原本化石燃料使用量來降低排碳。而國內純氫燃燒技術能力仍有待提升以能因應未來整體的需求。(四)的應用中，氫能可作為燃料電池燃料提供載具之動力來源，特別是使用於長里程、重載運輸的載具上，應用於小型載具上會面臨電動車的直接競爭，且目前燃料電池設置成本較高，於國內廣設高壓加氫站具有一定難度，但氫能可長時間儲能之特性較鋰電池儲能具有優勢，故在長途運輸或物流，如大貨櫃車、船舶等應用，應用氫能來替代傳統化石燃料為減碳為可行方向之一。

(三)的應用中，主要是將氫氣做為燃料電池燃料，在須要時提供發電用途(例如工業)，這部分功能與其他電池技術較為類似，較會產生技術上的競爭，但可朝向長時間儲電與放電的方向發展，以達到功能上的差異化。此外，固態氧化物燃料電池有機會進行熱整合(heat integration)，進而提高能源效率。(五)的應用，主要是將氫透過化工製程應用於產業上，包括將氫用於生產一般化學原料(如乙二醇)、產氫過程兼產高附加價值的醫藥品或化學品，或作為提供資通訊產業製程的還原劑使用，目前評估電子業跟鋼鐵業的需求較高，石化業可以循環利用副產氫，減碳僅為其部分目的。(六)的應用上，氫能因儲能特性較類似抽水力，相較其他儲能載體具有高能源密度且可長時間放電特性，故國際認為高占比再生能源之情境下(50%以上)，可協助再生能源儲存並達成能源損失較小的效益，且在大規模與長時間儲存下，其成本亦可較電池為低。但是此應用是以儲存剩餘再生能源提供電力削峰填谷功能為主要目的，所以在實質減碳方面幫助不大，但再生能源餘電產氫可直接用於滿足其他應用之需求，並取代部分氫之進口量。

## 2. 氫氣的來源與可能創新模式

氫的來源主要可分四類：(1)電解水(water electrolysis)；(2)天然氣（甲烷）蒸汽重組(natural gas steam reforming)；(3)製程副產物；與(4)國外進口氫能，皆為2030 以前可用之技術或商業模式。另有(5)天然氣無氧裂解（methane pyrolysis, methane cracking, 又簡稱去碳燃氫）的創新科技為可應用於減碳並同時產生氫氣之創新途徑。但應注意 2050 年使用的氫能須為綠氫，而非傳統之灰氫或藍氫<sup>112</sup>，且目前使用無法調度的綠電電解水產氫之效率仍有精進空間，未來須積極開發高效能產氫技術。

### (1) 電解水

電解水產氫是透過電極通電將水電解成氫氣與氧氣的方式，優點是產氫時不會產生碳排。但因電解水的過程須要能源投入，若電力使用來源仍為傳統化石燃料則仍有碳排問題，因此須要搭配再生能源作電力來源。利用再生能源為電力來源進行水電解產氫是一種潔淨且安全的無碳能源選項，但相較傳統蒸汽重組技術，成本較高，特別是電解水的過程需要使用觸媒以及耗用大量電力<sup>113</sup>，因此利用再生能源進行電解的成本，會取決於再生能源的電力價格高低。此外，電解產氫的效率也有待提升，根據技術與負載因子(load factor)的不同，目前電解系統的效率約從 60%~81%不等。每產 1 kg H<sub>2</sub>，約須 48~50 度電。估計為了替代目前專門從天然氣生產之氫能(69 Mt H<sub>2</sub>)（不包括製程副產物之氫）<sup>114</sup>，對於電力的需求會達到 3,600 TWh（36,000 億度），超過目前歐盟一年的發電量<sup>115</sup>。除了電解水

---

<sup>112</sup> 化石燃料（如天然氣）蒸汽重組產出的氫稱為灰氫(gray hydrogen)；灰氫再經由碳捕存技術避免二氧化碳排放到大氣而產出的氫氣則稱之為藍氫。

<sup>113</sup> 甲烷無氧裂解技術相較水電解技術在能量使用上具有經濟性，以熱力學角度來看，生產 1 mole H<sub>2</sub> 只需要 37.5 kJ，而水電解需要 286 kJ/mol H<sub>2</sub>。請參見 Sánchez-Bastardo, N., Schlögl, R. & Ruland, H. (2020), Methane Pyrolysis for CO<sub>2</sub>-Free H<sub>2</sub> Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness. *Chemie Ingenieur Technik*, 92: 1596-1609. <https://doi.org/10.1002/cite.202000029>

<sup>114</sup> US DOE (2020) Hydrogen strategy. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE\\_FE\\_Hydrogen\\_Strategy\\_July2020.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf)

<sup>115</sup> 根據該數值估算目前生產每 Mt 氫氣平均需要 52 TWh 電力(52 kWh/kg H<sub>2</sub>)。請參見 IEA (2019) The future of hydrogen. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)

產氫成本高昂以及轉氫的效率須要提升以外，美國能源部提到在電解水產氫須要克服的研究挑戰還包括降低水電解槽裝置的資本成本並取得系統的平衡，以及須要了解電解槽劣化過程，以制定減緩策略來延長使用年限<sup>116</sup>。

除了對電力的需求之外，電解產氫亦須要用到水為原料。生產 1 kg H<sub>2</sub> 大約需要用到 9 公升的水，並產生 8 公斤的氧氣副產品。假設我國要想要以電解水產氫之氫能發電 147 億度，相當於需要 662 萬立方公尺的水作為原料，以我國年用水約為 180 億立方公尺，約占整年用水之 0.04%，工業用水的 0.38%。因此，若電解水產氫發電量仍若想要再提升，就須要注意因此衍生之用水需求。目前亦有研究者嘗試以利用海水做為電解水之來源，但仍須克服海水可能造成的腐蝕損害以及會產生氯的問題。

雖然電解水產氫主要產氫價格目前雖仍較昂貴，預期 2030 年電解水技術預期達成大型化生產下，屆時將逐漸具有成本競爭力。但若希望以此方式產氫，仍須持續提升我國再生能源發電占比（如變動性再生能源大於 50%）方較適合應用於產氫。

## (2) 天然氣（甲烷）蒸汽重組

是目前最成熟、廣泛運用且最有效率的產氫技術。主要是將化石燃料作為來源，在高溫下反應後形成二氧化碳與氫氣。但此技術的產氫過程仍會產生碳排放，須要進一步藉助如二氧化碳捕獲、再利用與封存技術(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)協助減碳，故非最適合的產氫方式。

## (3) 製程副產物

過往在石化業、鋼鐵業、造紙業與氯鹼業等，工業製程過程中便會產生副產物餘氫，其中鋼鐵業的副產氫雖估計為 200 億立方米(1.8 Mt)，但不純物含量較

---

<sup>116</sup> Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2021) Hydrogen production: electrolysis. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

高，需要進一步純化處理<sup>117</sup>。

#### (4) 從國外進口氫氣的創新商業模式

考量未來臺灣綠電有限，以再生能源自產綠氫之量有限，僅可供電力調度時使用。故直接進口綠氫才能增加能源供給。進口氫氣則可以參考日、澳的商業合作模式，如透過參與澳洲與日本的合作，以氫氣從澳洲運送至日本的模式提供臺灣綠氫，並藉此替代原本從國外進口的部分天然氣，來達成減碳目的。此外若以進口氫氣方式，運輸上便須藉助船運與所需相關技術。

#### (5) 天然氣無氧裂解

又簡稱去碳燃氫，即是以天然氣無氧裂解技術(pyrolysis)，將天然氣在無氧條件下，分離產生氫氣和固體碳（純碳），並以氫氣直接燃燒發電。因反應不產生二氧化碳，而把碳在燃燒前以固體碳型式分離，無二氧化碳排放問題。這個技術十分有研發空間與減碳潛力，不過技術尚未達成商業化階段，其詳細內容詳見本章第 2.6 節去碳燃氫。

### 3. 儲氫/運氫之可能創新模式

#### (1) 儲氫方式

氫相較於其他燃料之單位質量下能量最高，但因在一般環境溫度下密度低，使其每單位體積下能量較低，因此須要具有高能量密度（高壓低溫）並具安全性的先進儲氫方式來降低儲運成本<sup>118</sup>。氫氣可以用氣體或液體的形式進行物理儲存，但氣體儲存通常須要高壓罐裝，若以液體氫形式儲存則須要低溫且耗能高。另外一類則是以材料為基礎(material-based)的儲氫技術，包括吸附劑、化學儲氫材料（如液態有機氫、化學氫）和金屬氫化物等。其中以液態有機氫如甲基環己烷形

---

<sup>117</sup> 台灣經濟研究院(2016)「全國性氫能發展之整體規劃」期末報告書。  
<https://ws.ndc.gov.tw/Download.ashx?u=LzAwMS9hZG1pbmlzdHJhdG9yLzEwL3JlbGZpbGUvNkY1Ny8yNzU1OC83NGEzZWVky0xNTgwLTQwYzktOGUxNy04Y2RiNzE0MDQ0OGMucGRm&n=5YWo5ZyL5oCn5rCr6IO955m85bGV5LmL5pW06auU6KaP5YqDLnBkZg%3D%3D&icon=..pdf>

<sup>118</sup> Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (2021) Hydrogen storage.  
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

式，具有運輸方便與能耗低的優點，是可以考慮的方向，不過甲基環己烷有劇毒性，必須要備有充分的安全措施，另一種替代選項則是利用化學毒性較低的氫。

## (2) 運氫方式—氫/天然氣共管輸送

目前國內少量氫氣運送多以高壓槽車的方式，若大規模氫氣運輸，則須要透過高壓管線，除須建置氣體運輸管路外，也須要對應進行氫氣儲存運輸材料之研究與示範。另國內因綠電有限，自產綠氫短期內應會偏向小規模，故較可行應用方式為在使用端附近製氫或就近打入天然氣管線，取代部分天然氣供鄰近工廠或消費者使用，故對應須布建相關基礎設施建設（加壓），與水電解廠至天然氣管線之管線。天然氣管線可承受約 25% 以下的氫氣<sup>119,120</sup>。若超過此濃度則須改進管線材料。

## (3) 燃料電池

臺灣目前在氫能燃料電池相關技術的發展概況，我國第 1、2 期能源國家型計畫燃料電池投資方向包括質子交換膜燃料電池(PEMFC)與固態氧化物燃料電池(SOFC)<sup>121</sup>，且國內產業的發展方向目前也以此兩種技術之產品/組件為主。PEMFC 廠商居多，所開發製品主為小型定置型系統為主，而我國 SOFC 零組件廠商則已成為美國中大型燃料電池製造商(Bloom Energy)的主要代工廠<sup>122</sup>。但我國核心關鍵材料與組件（膜電極組、氣體擴散層/電極、質子交換膜等）因為受到

---

<sup>119</sup> 美國 NREL 2013 年報告評估天然氣摻混不同濃度比率的氫氣下，在不同傳輸管線上可能發生的(風險=管道故障頻率×著火概率×火災後果)，25%的氫氣摻混比率與完全管線為天然氣之風險較為接近。請參見 Melaina, M. W., Antonia, O. & Penev, M. (2013) Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>

<sup>120</sup> 依照國際能源總署 IEA 的統計，在允許混合的歐盟成員國中，最高限值適用於德國(10%)，但前提是沒有壓縮天然氣加氣站接入網絡，否則限值为瑞士(2%)、法國(6%)、西班牙(5%)和奧地利(4%)。然而，許多司法管轄區尚未允許將氫氣混合到天然氣網絡中。請參見 IEA (2020) Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per capita in selected locations. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations>

<sup>121</sup> 同前揭註 104。

<sup>122</sup> 石蕙菱(2021) 2021 我國燃料電池產業產銷分析。IEK 產業情報網。  
[https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt\\_more.aspx?actiontype=rpt&indu\\_idno=5&domain=28&rpt\\_idno=512088239](https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt_more.aspx?actiontype=rpt&indu_idno=5&domain=28&rpt_idno=512088239)

國外專利箝制，仍以進口為主<sup>123</sup>，且在市場/產業面上仍面臨氫能燃料電池市場尚未完全形成，設備初期設置成本及燃料費用較高外，大規模產品推廣成本亦高。目前，適合用作集中式長期發電的 SOFC 零組件以供應國際為主，燃料電池車輛尚處於示範驗證階段，且缺乏相關基礎建設，且小型客車市場會面臨電動車的直接競爭等<sup>124,125</sup>（詳見 2.11 儲能分析）。因此，我國在燃料電池的發展策略上，建議應優先以產業發展的角度，讓國內廠商與國際共同建立燃料電池產業供應鏈，進行全球市場的布局為主要推動方向。

## 2.5.5 政策建議

### 1. 開發天然氣混氫燃燒發電相關技術

在 2030 年以前技術發展方向，因現有燃氣渦輪機設計已能容忍混燒一定比例的氫氣(<10~60%)<sup>126</sup>。燃燒純氫的燃氣渦輪機仍有待進一步開發並測試高濃度氫燃燒所需的關鍵元件，尚無法達成大規模化商業化燃燒純氫，因此我國須要規劃開發並測試天然氣混氫燃燒發電相關技術，如短期以 10%~20%氫氣混入天然氣進行發電，以協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排。過往我國燃氣發電技術多半以整廠輸入為主，在天然氣混氫燃燒發電技術仍須借重國際大廠之研發經驗，但考量混氫或燃氫發電技術在未來數十年之重要性日增，除透過引進混氫或燃氫發電設備外，亦可嘗試朝向自行開發小型混氫或燃氫發電設備以提升實力，並可提供工業製程應用。

### 2. 參考日本與澳洲合作模式進口綠氫，以取代部份天然氣發電

目前日本與澳洲已成功測試並示範將澳洲電解水產氫，以液態有機氫形式儲

---

<sup>123</sup> 藍兆禾、劉嘉楸、黃聖元、李耀榮(2013) 氫能與燃料電池產業發展現況與趨勢。能源知識庫。 <https://km.twenergy.org.tw/ReadFile/?p=KLBase&n=20137309317.odt>

<sup>124</sup> 同前揭註 117。

<sup>125</sup> 中技社(2016) 國際與我國氫能運用發展與推動政策研析。 <https://www.ctci.org.tw/8838/publication/10798/15783/>

<sup>126</sup> Siemens (2020). Hydrogen power with Siemens gas turbines. Reliable carbon-free power with flexibility.

存並以船運運輸至日本，只待綠氫成本大幅下降後便可擴大實施。此外，日本亦為進口液態氫相關設施技術如接收站、輸送船舶之主要領先發展國家。我國在2030年以前透過再生能源餘電產氫之潛能有限，故為使用綠氫強化減碳效益，必須考量長期進口綠氫。臺灣位處日、澳中間區位，若能仿效日澳合作模式以跨國方式透過船運進口綠氫，會是較具經濟效益之合作模式。

### **3. 引進並開發進口氫能相關基礎建設技術，如氫接收站、儲氫材料等**

要讓我國順利轉型布建無碳的氫能，並透過進口綠氫取代部分天然氣發電，首要之務尚須完善氫能供應鏈之規劃與相關基礎設施之建置，而其中涉及氫接收站、儲氫材料等諸多環節，皆為我國進口氫能所需之重要關鍵。但我國過往相關研發較為欠缺，故可透過國際合作引入進口氫能相關基礎建設技術，以有效協助我國在發電等領域之有效減碳。

### **4. 有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫、燃料電池優化及氫在鋼鐵石化業上相關技術應用**

我國現有氫氣製造，大多來自天然氣蒸汽重組之灰氫，為目前最低的產氫製程，但若要不增加碳排，則必須搭配碳捕存利用技術方能綠化。若從本土綠電透過電解水製成，則須考量綠電的供需狀況是否足以支撐大量綠氫製造所須之能量。因綠電以直接使用效率最高，無法即時使用之綠電，再以電池、抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。雖然國內部分學研單位目前已規劃投入電解水產氫等綠氫產製相關技術，但仍偏向小型電解產氫系統，缺乏新型產氫系統整合至現有工業應用之經驗，且轉換效率仍有待提升，故須考量與國際大廠合作開發，以有效利用不可調度（短期無法立即使用）之綠電產製本土綠氫。

而氫能的應用中，將氫作為燃料電池燃料應用於載具動力，特別是長程運輸等重型載具使用，為對臺灣具有減碳潛力的應用之一，而將燃料電池作為分散式發電用途則是額外提供產業或是防災備用電力等其他效益。國內目前已有不少研發機構及業者投入燃料電池技術開發之基礎，故可提供產業發展效益。建議在技術研發上，強化上游關鍵元件與材料之技術研發，藉此深化我國燃料電池發

展的基礎能量；在產業推動上，對內整合我國燃料電池廠商的研發能量，對外則與國際共同建立燃料電池供應鏈，進行全球市場的布局做為主要推動方向。

此外，因氫亦可運用為化學還原劑或產熱，且在化工業、鋼鐵業、水泥業等的效能勝於電池。但燃氫鍋爐仍須另行設計開發。氫作為化學還原劑，如煉鋼，化工加氫反應等，則有其特殊之必要性，故亦應引進並開發氫在鋼鐵、石化業上的應用。

## 2.6 去碳燃氫

### 摘要

去碳燃氫，即是以無氧裂解技術(pyrolysis)技術，將天然氣在無氧條件下，分解產生氫氣和固體碳（純碳），並以氫氣直接發電。以此法產生之氫，亦被稱為青綠氫(Turquoise H<sub>2</sub>)，因反應不產生二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，而把碳在燃燒前以固體碳形式分離，因此無二氧化碳排放問題。歐盟甫通過 2035 年之前低碳排天然氣發電(<270 g/kWh)可納入永續能源投資選項，去碳燃氫技術若能持續降低碳排，甚可能成為「準綠電」來源，有助解決目前綠電嚴重不足之問題。所產生之固態碳亦可在緊急時做為備用能源，紓緩我國儲備能源不足之窘境。雖然代價為依賴進口天然氣，且僅利用天然氣熱值的 55%，仍為極具開發價值之選項。須研發的技術項目包括天然氣無氧裂解、混氫發電技術、全氫發電技術，並同時發展固態碳利用技術。此項技術將能突破傳統先燃燒再捕二氧化碳的思維，開發更適合臺灣的零碳電力技術。

此技術十分有研發空間與減碳潛力，但尚未達成商業化階段，仍須完善技術細節，進行技術經濟評估(technoeconomic analysis)。故綜合我國各種狀況，建議推動下列作為：

1. 研發各式天然氣無氧裂解技術，將甲烷分解成氫和固態碳，並對各種應用模式進行技術經濟評估。
2. 研發混氫或燃氫發電設備，包括燃料電池。
3. 研發純碳之利用途徑，如各式材料應用、填海造陸、封存，或備用燃料以應緊急狀況。
4. 2035 年前研發天然氣無氧裂解技術(去碳產氫)替代天然氣發電量(2020 年)之 2~5%，進行混燒發電，並導入燃燒系統之重新設計以發展全氫燃燒發電，2050 年前全數轉型完成。

## 2.6.1 前言

天然氣無氧裂解技術在本建議書中稱為去碳燃氫技術，是本院及國際上正在研發的創新科技，可讓天然氣在無氧條件下，分離產生氫氣和固體碳（純碳），亦即雖然以天然氣為來源，但因反應後係產生固體碳而非氣態二氧化碳，故無二氧化碳排放問題，而且所製氫氣可直接混入或最終取代天然氣用以發電，目前實驗室規模的轉化率達到 95% 以上<sup>127</sup>，甚至更高。裂解過程可產生非常純的碳副產品，可應用作為工業原料，例如碳黑、碳纖、耐高溫材料、彈性體、和電極等，並可開發製成大規模建材。另亦可加工成不同碳結構，如石墨、石墨烯、奈米碳管、鑽石等高級材料。大量產生之碳，可以填海造陸，或封存並做為緊急時期燃料。天然氣無氧裂解方式所生產的氫，也可以直接與天然氣混合，在現有的燃氣渦輪機中進行混燒（20%以下）<sup>128</sup>，協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排（圖 2.6.1）。本技術雖尚未達成商業化，但商業化進展快速，十分有研發空間。例如 Pöyry Management Consulting (UK) (2019) 的研究便認為天然氣無氧裂解產氫技術，在未來極具成本效益並且容易進行規模擴大，並推估 2050 年歐盟所需氫能約 3,969 TWh（含電力、製程/非製程熱與運輸），其供應來源會以天然氣無氧裂解產氫為主，高達 55% (2,197 TWh)，傳統天然氣重組產氫與加上碳捕存技術占 30% (1,163 TWh)，而水電解產氫僅占 15% (609 TWh)。主要因為該研究認為，僅有在歐盟再生能源成本極低的區域像是伊比利半島或北歐，電解水產氫才會相較其他兩技術具有成本競爭力<sup>129</sup>。

---

<sup>127</sup> 美國 UCSB 2017 年刊登在科學期刊(Science)的研究，利用催化性熔融金屬(catalytic molten metals)可以直接將甲烷轉化為氫與碳，運用 27% Ni~73% Bi 合金在 1,065°C 下可以達成 95% 之甲烷轉化率。請參見 Gao, Y., Wang, X., Corolla, N., Eldred, T., Bose, A., Gao, W. & Li, F. (2022) Alkali metal halide-coated perovskite redox catalysts for anaerobic oxidative dehydrogenation of n-butane, *Science Advances*, 8, 30. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.aao5023>

<sup>128</sup> Mitsubishi Power (2018) The hydrogen gas turbine, successfully fired with a 30% fuel mix, is a major step towards a carbon-free society. [https://power.mhi.com/special/hydrogen/article\\_1](https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1)

<sup>129</sup> Pöyry Management Consulting (UK) (2019) Hydrogen from natural gas: The key to deep decarbonization. [https://agnatural.pt/folder/documento/ficheiro/565\\_zukunft\\_erdgas\\_key\\_to\\_deep\\_decarbonisation.pdf](https://agnatural.pt/folder/documento/ficheiro/565_zukunft_erdgas_key_to_deep_decarbonisation.pdf)



圖 2.6.1 天然氣無氧裂解產氫與碳，以及混燒應用

根據 Weger 等人(2017)建置之天然氣(甲烷)無氧裂解對氫經濟影響模型，當天然氣洩漏率低時，利用天然氣無氧裂解產氫並應用燃料電池(直接燃燒亦可)，全球二氧化碳排放量可減少至多 27%<sup>130</sup>。另根據 Sánchez-Bastardo 等人於 2021 年發表的文獻，目前配合實施 CCS 系統時，天然氣蒸汽重組、天然氣無氧裂解兩種技術已經可以達到轉換效率相近(60% vs. 58%) (表 2.6.1)<sup>131</sup>。然近期天然氣無氧裂進展快速。此外，CCS 在臺灣佈建亦有尚待克服之技術、經濟、及社會面向之困難。

<sup>130</sup> Weger, L., Abánades, A. & Butler, T. (2017) Methane cracking as a bridge technology to the hydrogen economy, *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1), 720-731. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916333213>

<sup>131</sup> Sánchez-Bastardo N., Schlögl, R. & Ruland, H. (2021) Methane pyrolysis for zero-emission hydrogen production: A potential bridge technology from fossil fuels to a renewable and sustainable hydrogen economy. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 60 (32), 11855-11881. DOI10.1021/acs.iecr.1c01679

表 2.6.1 天然氣無氧裂解與其他產氫技術之能源效率比較（右欄搭配 CCS）<sup>132</sup>

technology	energy efficiency in transformation (%)	energy efficiency with CCS (%)
coal gasification	60	43
steam methane reforming	75	60
biomass gasification	35~50	
thermochemical water splitting	20~45	
water electrolysis	50~70	
methane pyrolysis	58	58

而若就產氫成本與產氫的生命週期碳足跡<sup>133</sup>進行比較(利用現有電網電力)，天然氣無氧裂解單位產氫成本高於天然氣重組產氫，但是低於水電解產氫；而就產氫的碳足跡而言，天然氣無氧裂解則比天然氣重組產氫與水電解產氫為低(圖 2.6.2)。必須注意的是，天然氣成分中 90% 為甲烷(CH<sub>4</sub>)，此為短周期，但暖化潛能高的溫室氣體，近年國際間對於甲烷排放量也越趨重視<sup>134</sup>，尤其是天然氣生產鏈中上游及中游的逸散洩漏問題。因去碳燃氫仍仰賴天然氣作為原料，因此，未來須確保改善逸散洩漏問題，去碳燃氫技術之碳足跡方可能降低(Box 2.6.1)。此外，天然氣重組技術已臻成熟，電解水產氫亦已開發多時，而天然氣無氧裂解技術仍在發展階段，不過前途大有可為。若天然氣無氧裂解產生之氫發電可歸為綠電，則此途徑為產生綠電最佳模式。詳見 Box 2.6.2、Box 2.6.3 與 Box 2.6.4。

#### Box 2.6.1 國際間管控甲烷逸散洩漏排放之現況與趨勢

全球甲烷排放量主要排放源為天然溼地、人為農業等，能源相關甲烷排放約占 23%<sup>135</sup>。因天然氣在許多國家能源轉型中扮演過渡能源的角色，能源部門甲烷排放量預期將隨之成長，天然氣生命週期中的甲烷排放主要發生在上游開採與處理階段(44%)，尤其是製程中的高壓排放(vented)需求，中游運輸則占 35%，下游的再氣化及輸送為 21%<sup>136</sup>。惟過去對天然氣生產鏈中的甲烷排放及洩漏缺乏有效監測與管控機制，使能源部門的甲烷排放有被低估現象<sup>137</sup>。也因此，國際間也逐漸重視，2021 年 11 月 COP26 大會中，逾百國（含前 30 大

甲烷排放國之半數、巴西等)響應美國與歐盟發起之「全球甲烷承諾」(Global Methane Pledge)倡議<sup>138</sup>，共同推動減少天然氣開採、加工、儲存生產、製程及配送等造成甲烷逸散排放，部分推動做法如下：

- 2015 年美國環保署即制定甲烷排放標準，提供 3,000 萬美元用於開發低成本高靈敏度技術，檢測油氣系統中的甲烷排放，並要求企業調查儲罐、管道和開採井之甲烷洩漏，規範每月需在大型設施上執行<sup>139</sup>。
- 歐盟成立歐洲氫能運作者網路(European Network of Network Operators for Hydrogen)，2050 年起將不再提供長期契約給未減碳的天然氣業者<sup>140</sup>。
- IEA 及美國國家環境保護局(Environmental Protection Agency, EPA)等機構建議需發展洩漏檢測與修復(Leak Detection and Repair, LDAR)系統，建立天然氣管線設備的檢測與修復程序，並規範檢測頻率、範圍等；或訂定技術標準，規範天然氣業者設備技術的甲烷排放標準<sup>141</sup>。

<sup>132</sup> 同前揭註 131。

<sup>133</sup> 碳足跡為一項活動或是產品整體生命週期產生的溫室氣體排放量，亦即涵蓋從原物料開採、製造、配送銷售、使用到廢棄或回收各階段。產品碳足跡資訊網(2022)碳足跡介紹—何謂碳足跡。<https://cfp-calculate.tw/cfpc/Carbon/WebPage/FLFootIntroduction.aspx>

<sup>134</sup> Tollefson, J. (2022) Scientists raise alarm over ‘dangerously fast’ growth in atmospheric methane. Nature. [https://www.nature.com/articles/d41586-022-00312-2?utm\\_source=Nature+Briefing&utm\\_campaign=d6c58c6a9d-briefing-dy-20220208&utm\\_medium=email&utm\\_term=0\\_c9dfd39373-d6c58c6a9d-44990377](https://www.nature.com/articles/d41586-022-00312-2?utm_source=Nature+Briefing&utm_campaign=d6c58c6a9d-briefing-dy-20220208&utm_medium=email&utm_term=0_c9dfd39373-d6c58c6a9d-44990377)

<sup>135</sup> IEA (2020) Methane Tracker 2020, <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>

<sup>136</sup> IEA (2021) Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry. IEA, Paris.

<sup>137</sup> A.R. Brandt et al., (2014) Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science 343:6172.

<sup>138</sup> Global Methane Pledge. <https://www.globalmethanepledge.org/>

<sup>139</sup> 美國白宮 (2015) FACT SHEET: Administration Takes Steps Forward on Climate Action Plan by Announcing Actions to Cut Methane Emissions, <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/01/14/fact-sheet-Administration-takes-steps-forward-climate-action-plan-anno-1>

<sup>140</sup> The EU Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package: Revising the governance and creating a hydrogen framework. <https://fsr.eui.eu/the-eu-hydrogen-and-decarbonised-gas-package-revising-the-governance-and-creating-a-hydrogen-framework/>

<sup>141</sup> EPA (2007) Leak Detection and Repair: A Best Practices Guides.

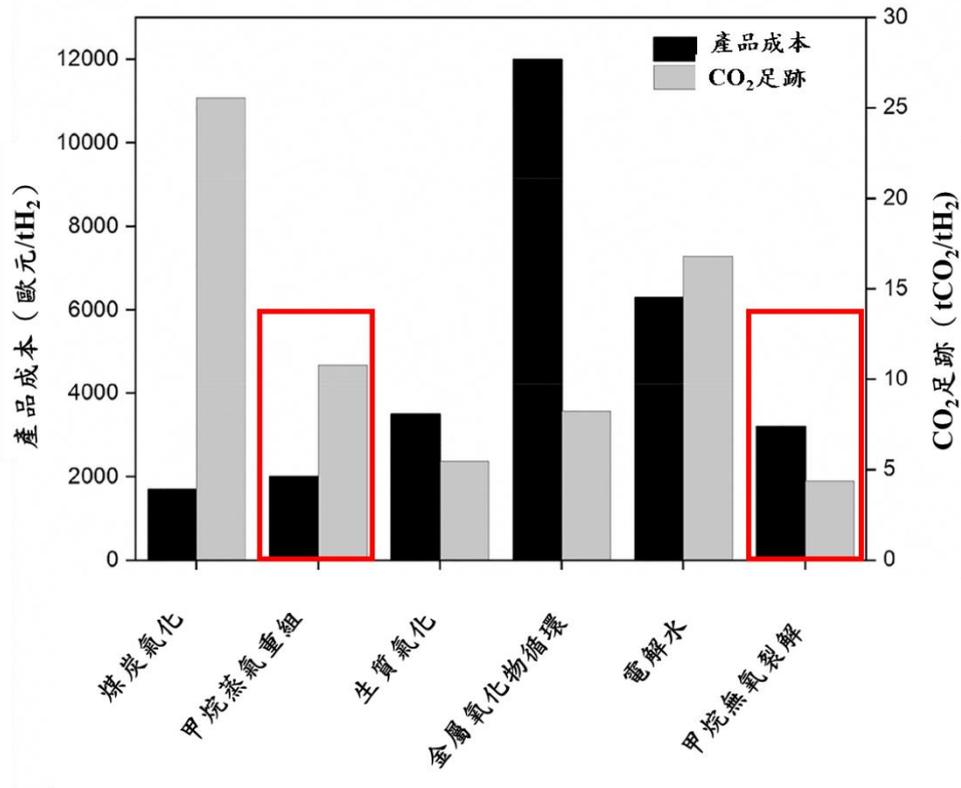


圖 2.6.2 天然氣無氧裂解與其他產氫技術之產氫成本與生命週期碳足跡比較<sup>142,143</sup>

#### Box 2.6.2 一度綠電，如何使用最好？

若有一度(kWh)綠電，可以下列數種方式使用。(1)直接使用，取代排碳電力。(2)若無法馬上使用，以電池或其他儲能裝置儲能，再放電使用。(3)電解水產氫，再以氫發電。(4)電解水產氫，再以氫發熱。(5)無氧裂解天然氣成氫和固態碳，再以氫發電。(6)抽蓄水力儲能再發電。

若直接使用，取代燃氣或燃煤等排碳電力，相較燃氣或燃煤則可省 0.45 kg 與 0.9kg 的二氧化碳<sup>144</sup>。若無法馬上使用，以電池儲能，再放電使用。電池充放電效率約 90%，故一度電降為 0.9 度，相較燃氣或燃煤則可省 0.41 kg 及 0.81 kg 的二氧化碳。但電池儲能須考慮成本，且長期儲能不易。

若以一度綠電電解水產氫，以最高效率(80%)<sup>145</sup>計算，可產 0.02 kg 的氫。再以氫發電，若最高效率為 60%，則可產生 0.48 度電，相較燃氣或燃煤則可省 0.21 kg 與 0.43 kg 的二氧化碳。故產氫能效低，且須考量儲氫運氫的問題。其好處為可長期儲能。若電解水產氫，再以氫燃燒發熱以取代天然氣發熱，則可省之二氧化碳僅為 0.16 kg<sup>146</sup>。此乃以天然氣和氫燃燒發熱效率相同計算。

若以一度綠電裂解天然氣成氫和固態碳，則可將 0.6 kg (37.9 mole)的天然

氣分解成 0.151 kg (75.8 mole)的氫和 0.455 kg (37.9 mole) 的固態碳。再以氫發電，以最高效率 60%計，則可產出 3.6 度的零碳電力。若此零碳電力獲國際認證為綠電，則產生複利循環。所產生之固態碳則可為工業材料、建材或填海造陸，亦可做備用能源，解決天然氣儲量不足的問題。

若以一度綠電提供抽蓄水力儲能，作為後續發電使用，因抽蓄水力約須耗 1.25 度電抽水才能發 1 度電<sup>147</sup>，故若投入 1 度綠電，對應可以得到 0.8 度綠電，若以此發電取代燃氣或燃煤等排碳電力，相較燃氣或燃煤則可省 0.36 kg 與 0.72 kg 的二氧化碳。

### Box 2.6.3 如何產生綠電「複利」循環的效果？

以我國目前狀況，綠電從風、光發電而來，目前已有供不應求的狀況。若以一度綠電來裂解天然氣（主成份為甲烷，CH<sub>4</sub>），理論上可把 47.3 摩爾(mole)的甲烷分解成固態碳和氫。若以 80%效率推估，則可分解 37.9 mole 的甲烷成 37.9 摩爾(mole) 的固態碳和 75.8 摩爾(mole)氫。若以後者發電，效率可達 40~60%（渦輪機或燃料電池），而產生 2.4~3.6 度(kWh)的電。由於以氫發電不排二氧化碳，此途徑產生之電可視為綠電。此可為綠電「增生」之有效途徑，而解決綠電不足之問題。代價為依賴進口天然氣，且僅利用天然氣熱值的 55%，勢必增加發電成本約二倍。但若考慮碳價則差異將減少。

<sup>142</sup> 同前揭註 131。

<sup>143</sup> 水電解與金屬氧化物循環產氫之生命週期碳足跡主要來自既有電網電力生產的排碳；天然氣無氧裂解的排碳除了來自電網電力生產之排碳外，尚包括天然氣開採與運輸的排碳。雖然天然氣之甲烷洩漏，容易使天然氣無氧裂解在整個生命週期產生較高的碳足跡，但此種洩漏可透過完備基礎設施和有效的洩漏檢測和修復加以避免，故我國未來在天然氣採購上，可透過要求天然氣生產國證明並無甲烷逸散來避免相關碳足跡產生。

<sup>144</sup> 燃煤與燃氣一度電的排碳量係參考表 2.1.2 台灣電力公司火力機組之溫室氣體排放係數（2016 年資料），燃煤以 0.9 kg CO<sub>2</sub>/度電計算，燃氣的碳排則設定為燃煤的一半，以 0.45 kg CO<sub>2</sub>/度電計算。但隨技術演進排放係數將可進一步下降，如目前台灣電力公司於 2020 年購入的新型燃氣複循環發電機組發電效率已達 64%，將來技術創新後效率仍可望進一步提升，此外目前大林電廠採用的超超臨界燃煤機組的發電效率亦達 44.93%。

<sup>145</sup> 同前揭註 83。

<sup>146</sup> 1 度(kWh)綠電電解水產氫，以最高效率(80%)計算，可產 0.02 kg 的氫，氫熱值（高）為 142 MJ/kg，故理論可產生之熱量為 2.84 MJ。另我國天然氣（進口）排放係數依照經濟部能源局 109 年度我國燃料燃燒二氧化碳排放統計與分析報告顯示為 56,100 kg CO<sub>2</sub>/TJ（等同 0.056 kg CO<sub>2</sub>/MJ，100%燃燒下），若假設天然氣和氫燃燒發熱效率相同皆為 A，氫實際燃燒可發熱熱量為(2.84×A) MJ，天然氣燃燒發熱實際碳排需轉化為(0.056÷A) kg CO<sub>2</sub>/MJ。故氫實際燃燒發熱熱量(2.84×A) MJ 可以節省的碳排為(2.84×A) ×(0.056÷A) kg CO<sub>2</sub>=0.16 kg CO<sub>2</sub>。

<sup>147</sup> 抽蓄水力約需耗 1.25 度的電抽水才能發 1 度電。請參見孫文臨(2021) 尖峰用電備援再添生力軍，德基水庫化身大型「儲能電池」，拚 2034 年啟用。https://e-info.org.tw/node/231418

### Box 2.6.4 電解水，甲烷裂解（去碳燃氫），和甲烷蒸汽重組之比較

電解水產氫所得到氫的燃燒熱( $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ )理論上等於電解水所需之能量。即使原料成本為零且製程毫無損失也是無法加值。實際上電轉氫再轉電效率只有 50% 以下，好處是可以長期儲能。為一儲能途徑。但儲氫問題須解決。

甲烷裂解僅須水電解能量的 7.5 分之一，但須投入甲烷為原料，然其產生之氫所含之能量遠大於裂解甲烷所需投入之能量，故有淨增之可用零碳能源。此外，所生成之固態碳亦可作工業原料或儲備緊急用能源。惟仍依賴進口天然氣，且發電量較低。若天然氣成本比產出電能的價值低，則有淨利。此外、所產之電為綠電。若綠電價格為一般電價兩倍以上、則合成本考量。若天然氣價格飆高、綠電價格大幅下降、則甲烷裂解產氫再發電將無競爭力。

另一產氫方式為甲烷蒸汽重組，其能耗及能量淨增量約與甲烷裂解相似，但卻產生大量二氧化碳，若要淨零，仍須仰賴二氧化碳捕捉與封存。

	電（裂）解水	裂解甲烷、去碳燃氫	甲烷蒸汽重組
原料	$\text{H}_2\text{O}$	$\text{CH}_4$	$\text{CH}_4, \text{H}_2\text{O}$
需投入之能量*	$2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 2\text{H}_2$ 572 kJ	$\text{CH}_4 \rightarrow \text{C}_{(\text{s})} + 2\text{H}_2$ 76 kJ	$\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$ 126 kJ (per 2 mole $\text{H}_2$ )
氫燃燒產生之能量*	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ 572 kJ	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ 572 kJ	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ 572 kJ
能量淨利	$572 - 572 = 0$ kJ	$572 - 76 = 496$ kJ	$572 - 126 = 446$ kJ
副產物	—	固態碳	二氧化碳
好處	產氫，長期儲能	產綠電，基載	產氫，技術成熟
缺點	無綠電淨利 須解決儲氫問題	依賴進口天然氣 技術待精進	依賴進口天然氣 仍須二氧化碳捕捉

\*註：為理論值，以 2 mole  $\text{H}_2$  為基準

## 2.6.2 國際發展現況

### 1. 天然氣無氧裂解技術途徑、案例、發展現況及挑戰

在去碳燃氫技術發展趨勢上，目前主要有三大途徑，包括熱能分解、電漿分解與催化劑分解技術(圖 2.6.3)。熱能分解案例主要是德國的 BASF 與 KIT/IASS 發展的技術，反應溫度大於攝氏 1,000 度；挪威 Kvaerner 與美國 Monolith materials 發展的電漿分解技術，通常溫度須要高於攝氏 2,000 度；美國佛羅里達太陽能中心與 Hazer Group 則是開發催化分解技術，可以透過催化劑的協助，將反應溫度降至攝氏 1,000 度以下。而在技術成熟度上，以電漿分解技術及熱能分解成熟度較高，約在先導工廠與生產工廠階段，催化劑分解技術則在比較上游，約為實驗室到先導工廠階段<sup>148</sup>。

	原理	案例	發展現況 (TRL)
	<ul style="list-style-type: none"> <li>反應器壁熱量分解 (&gt;1000 °C)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>BASF</li> <li>德國KIT/IASS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>實驗室規模工廠/研發計畫擴大規模 (TRL3-4)</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>電漿炬產生局部能量密度和 2,000 °C 高溫</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>挪威Kvaerner</li> <li>美國Monolith materials</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>先導工廠/生產工廠 (TRL6-8)</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>透過催化劑於遠低於1,000 °C 溫度下反應</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>UOP, HYPRO process</li> <li>佛羅里達太陽能中心</li> <li>Hazer group</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>實驗室/先導工廠 (TRL3-4)</li> </ul>

圖 2.6.3 去碳燃氫技術發展現況<sup>149</sup>

### 2. 天然氣無氧裂解之能耗

去碳燃氫技術發展的挑戰，主要在於能源消耗。甲烷的燃燒熱為 889 kJ/mole，

<sup>148</sup> Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F. & Kolb, T. (2020) State of the art of hydrogen production via pyrolysis of natural gas. ChemBioEng Reviews, 7: 150-158. <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>

<sup>149</sup> 同前揭註 148。

但理論上僅需 76 kJ 的熱能即可把一摩爾(16 g)的甲烷分解成二摩爾氫和一摩爾碳，其中二摩爾氫的燃燒熱為 572 kJ。故理論上天然氣無氧裂解發電之能效最高可達天然氣發電之 59%<sup>150</sup>，但產出之電力為零碳電力。若可利用發電廠之熱整合，則能效可再提高。若以電漿裂解，則須提高電漿控制系統能效。實際上目前天然氣無氧裂解技術之能耗仍高於理論值，但有望在近年有重大進展。

天然氣無氧裂解技術，要以天然氣燃燒發電再捕碳做比較。倘若直接以天然氣發電(假設以發電效率約 45%左右計算)，每度約產 0.44 kg 左右二氧化碳<sup>151</sup>，再用傳統碳捕捉技術把碳捕捉，其耗能也相當可觀。以鈣迴路進行二氧化碳捕獲為例，一摩爾碳酸鈣(CaCO<sub>3</sub>)分解出二氧化碳需 180 kJ，須回收熱能以提高效率。回收熱能雖可行、但設計複雜且增加設備投資成本，捕獲之二氧化碳須加壓至超臨界狀態才可儲存於地層，加壓亦消耗相當能量，且在臺灣並無足夠現成儲存場域。未儲存之二氧化碳雖可製成醋酸等化學品，但量不足以消耗臺灣所有產出之二氧化碳，其餘目前少有利用價值。

綜上，從能耗、儲存、再利用各角度而言，天然氣無氧裂解去碳，將比天然氣燃燒後再捕獲封存或利用二氧化碳有效率。惟天然氣無氧裂解去碳技術仍屬於發展早期，反應能效仍須提高。此外，要為產生的碳尋找合適的應用或去處。

### 3. 天然氣無氧裂解產碳之應用

天然氣無氧裂解產出之碳可直接儲存，是為重要優點，而不若一般 CCUS 捕捉下來之碳為氣態二氧化碳須加高壓至臨界狀態才能注入地層。對於天然氣無氧裂解產碳的可能應用，美國能源部能源先進研究計畫署(ARPA-E)研究不同類型碳應用之市場大小與價值性。其研析可應用於包括較高價的材料，如石墨烯(graphene)、鑽石(diamond)、碳奈米管(carbon nanotubes)以及碳纖維(carbon fiber)等，亦可以應用於價格較低但應用量較大的水泥業(cement)、鋼鐵業(steel)、鋁業

---

<sup>150</sup> Energy efficiency = 572 ÷ (889+76) = 59.2%

<sup>151</sup> 我國天然氣(進口)排放係數為 56,100 kg CO<sub>2</sub>/TJ，1 TJ 相當於 277,778 kWh，故排放係數換算後為 0.2 kg CO<sub>2</sub>/kWh (100%燃燒下)，若發電效率為 45%，則每 kWh 之 CO<sub>2</sub> 排放為 0.2 ÷ 0.45 = 0.44 kg。

(aluminum)、塑膠(plastic)、冶金焦(met coke)、碳黑(carbon black)、石墨(graphite)以及碳化矽(silicon carbide)等。以石墨烯(graphene)而言，每噸的價值很高，甚可達 1 億美元，但是全球市場不到 0.01 Mt。應用於鋼鐵業與塑膠的用量較大，全球約在 100~1,000 Mt 的範圍，價格約每噸 1,000 美元左右<sup>152</sup>。用於水泥原料雖然每公噸價格僅在 100 美元左右，但量級會更高。目前像是 Monolith materials 公司在美國內布拉斯加州 Olive Creek 計畫，便規劃將天然氣無氧裂解獲得之碳，製作為碳黑，以使用於輪胎、工業橡膠或特用化學品中<sup>153</sup>。美國 C-Zero 公司則是投入研發將天然氣無氧裂解產碳取代建築結構之技術，詳見後述創新案例 5 (1)。德國石化大廠 BASF 則是嘗試將碳使用於製鋼與製鋁並已獲得正向測試結果<sup>154</sup>。

然而，天然氣無氧裂解產出大量的碳每年可達百萬公噸級以上，不可能完全被利用。將碳儲存或封存的方法可以包括填海造陸或是作為土壤改良/環境修復劑等。由於純碳相對穩定，填海造陸為一可能選項。我國已有多次填海造陸經驗，應可規劃評估。碳的密度約為水的兩倍，亦可沈於海底以為永久封存，惟對生態的影響亦須進一步評估。而向土壤添加碳質產品可以改善種子發芽、植物生長和作物產量，因此若天然氣無氧裂解獲得的碳也可利用於土壤改良，則對植物生長產生正面影響，但亦須要透過進一步的研究驗證其對土壤改良和環境淨化的適用性，並確保不會對既有土地與環境生態等產生負面影響<sup>155</sup>。

此外，產出之碳亦可做為儲備能源，萬一遇有緊急狀況，可以燃碳發電。此技術層面問題應可參考燃煤發電。若要長期使用，則須以 CCUS 技術來搭配。綜上所述，有別於目前氣體二氧化碳轉為儲存的方法都有額外能耗，固態碳的利用或儲存確有市場價值，不失為正向的碳儲存方式。

---

<sup>152</sup> ARPA-E (2021) Methane pyrolysis for hydrogen: Opportunities and challenges. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-09/h2-shot-summit-panel2-methane-pyrolysis.pdf>

<sup>153</sup> 同前揭註 152。

<sup>154</sup> ARPA-E (2021) Methane Pyrolysis – a potential new process for hydrogen production without CO<sub>2</sub> emission, BASF. ARPA-E Methane Pyrolysis Annual Program Review Virtual Meeting. <https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/2021-01/16%20OK%20-%20ARPA-E%20Meeting%20Bode%20Flick%20Methane%20Pyrolysis%20web.pdf>

<sup>155</sup> 同前揭註 131。

#### 4. 實施天然氣無氧裂解技術的問題與挑戰

綜上所述，從能耗、儲存、再利用各角度而言，以天然氣無氧裂解去碳，將比天然氣燃燒後再捕獲封存或利用二氧化碳有效率，但天然氣無氧裂解技術的實施，仍須透過更詳細之評估研究，以確認該技術在政治、社會、經濟、技術與環境等面向之可行性。例如，天然氣無氧裂解技術雖不排碳，但仍須要使用天然氣作為原料，以相同發電度數，天然氣無氧裂解所需天然氣量較天然氣直接發電為高。以 2020 年天然氣發電燃料投入約為 1,426 萬公噸<sup>156</sup>，燃氣發電度數為 998 億度<sup>157</sup>，相當於每億度電須投入 1.43 萬公噸天然氣；而依照附錄 2H 以未來 2050 年淨零排放之長期觀點估算天然氣無氧裂解產氫發電潛力，若投入天然氣 3,888 萬公噸，燃氫發電度數約在 1,456~1,685 億度，相當於每億度電須投入 2.31~2.67 萬公噸天然氣，為傳統天然氣發電之 1.6~1.9 倍。因此，利用天然氣無氧裂解技術進行發電，可能增加我國對天然氣進口的依賴，較不利於達成能源消費結構多樣化等能源安全目的。此外，因產出相同發電量，天然氣無氧裂解技術所需天然氣投入量為傳統天然氣發電所需之 1.6~1.9 倍，代表原料成本（未計入副產品碳應用之收益以及實施天然氣無氧裂解所需新增之固定資產設備成本等）將同步增加，電價因此須要隨之調升。但未來若能搭配適當的碳定價與開發多元化之碳應用增加收益，天然氣無氧裂解技術仍有機會相較傳統天然氣發電具有競爭力。而在技術面上，因天然氣無氧裂解技術，大多須要透過攝氏 1,000 度以上的高溫操作溫度，故在裂解爐之設計與使用上，須注意高溫反應下對反應爐可能產生的腐蝕作用，並透過開發合適之材料以達成反應之安全性。而在環境可行性則如前述產碳之應用討論，開放式之碳儲存或封存應用須要完善生態環境影響之相關評估研究。

#### 5. 天然氣無氧裂解之創新案例

##### (1) 美國 UCSB 催化性熔融金屬之天然氣無氧裂解技術

<sup>156</sup> 經濟部能源局能源統計專區(2022) 發電燃料投入。 <https://www.esist.org.tw/Database/Search?PageId=5>

<sup>157</sup> 經濟部能源局能源統計專區(2022) 發電量。 <https://www.esist.org.tw/Database/Search?PageId=3>

美國加州大學聖塔芭芭拉分校(UCSB)開發前述第三類的催化性熔融金屬之天然氣無氧裂解技術，主要利用催化性熔融金屬(catalytic molten metals) (27% Ni~73% Bi 合金) 在 1,065 °C 下可以達成 95%之甲烷轉化率。該校新創公司 C-Zero 在 2021 年得到 Breakthrough Energy Ventures 等投資 1,150 萬美元<sup>158</sup>。此外，美國 ARPA-E 資助了天然氣無氧裂解搭配碳再利用計畫，前述的 C-Zero 與 MIT、Stanford 等大學共同參與，並展示將裂解產碳（以多種形式）取代建築結構與熱電系統中的礦物與金屬，希望開發的碳屋可利用天然氣無氧裂解生產的奈米碳管(CNT)、線(threads)和片材(sheets)<sup>159,160</sup>。

## (2) BASF 天然氣無氧裂解產氫/碳

德國巴斯夫(BASF)天然氣無氧裂解產氫/碳則是利用前述第一類熱能分解技術，BASF 與合作夥伴參與德國聯邦教育和研究部(BMBF)的資助計畫，開發天然氣無氧裂解技術測試反應爐，並已在路德維希港建造與啟動<sup>161,162</sup>。在進程規劃上，預計 2025 年啟動先導工廠，2030 年開始以大規模工廠量產。

## (3) 美國 Monolith Material 電漿炬天然氣無氧裂解技術

美國 Monolith Material 電漿炬天然氣無氧裂解技術則是利用前述第二類電漿分解技術，使用 100%再生能源，運用電漿炬天然氣無氧裂解技術，將再生天然氣(RNG)或是生物沼氣(renewable biogas)轉換為碳跟氫，可達成淨負排放，預計 2024 年上線成為全球最大規模天然氣無氧裂解工廠<sup>163</sup>。

---

<sup>158</sup> C-Zero (2021) Greentech Media: C-Zero Raises \$11.5M to Scale Up ‘Turquoise Hydrogen’. <https://www.czero.energy/post/greentech-media-c-zero-raises-11-5m-to-scale-up-turquoise-hydrogen>

<sup>159</sup> ARPA-E (2020) Massachusetts Institute of Technology (MIT)- CarbonHouse. <https://arpa-e.energy.gov/technologies/projects/carbonhouse>

<sup>160</sup> 同前揭註 152。

<sup>161</sup> BASF (2020) Climate protection with carbon management. <https://report.basf.com/2020/en/managements-report/responsibility-along-the-value-chain/environmental-protection-health-and-safety/carbon-management.html>

<sup>162</sup> BASF (2021) New technologies. <https://www.basf.com/hk/en/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production.html>

<sup>163</sup> 同前揭註 152。

#### (4) 中央研究院天然氣無氧裂解產氫/碳

我國為減少燃煤發電產生的污染，天然氣發電比重已達 40%，惟天然氣燃燒 ( $\text{CH}_4 + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$ ) 仍釋放出二氧化碳溫室氣體，故中央研究院啟動的 Alpha 去碳計畫，即希望在燃燒前先將天然氣（甲烷）中的碳去除 ( $\text{CH}_4 \rightarrow \text{C} + 2\text{H}_2$ )，剩下潔淨的氫氣發電，達到淨零排放的目標。依前述去碳燃氫的技術途徑可分：熱能分解、電漿分解與催化劑分解技術三大類，各有優劣點與待克服的瓶頸問題。過去國外為製造高純度的氫氣，研究以上無氧裂解天然氣的方法已經有多年的歷史，也建立了一些基礎，惟尚未能達到真正大規模去碳的商業運轉。因此，Alpha 去碳計畫重點為發展最佳的去碳技術，過去一年多來已經測試了以上三類無氧裂解去碳技術，實際將天然氣無氧裂解出固態碳和氫氣，並累積了足夠的實驗數據（圖 2.6.4），已經進展到 TRL 3（實驗室的 R&D 研究計畫）的階段，下一步將進入 TRL 4 階段，亦即試行實驗室環境的原型測試與驗證。中央研究院在此項研究雖僅有一年多的歷史，但研究水準已經達到國際上的平均水準，並期待在與業界合作下，測試導入天然氣發電機組之最佳條件，盼能早日達到去碳燃氫（天然氣無氧裂解去碳技術）的商業運轉，協助國家在 2050 年達到淨零排放的目標。



圖 2.6.4 中央研究院以天然氣無氧裂解產碳成果<sup>164</sup>

<sup>164</sup> 中央研究院 Alpha 去碳計畫研究團隊提供。

### 2.6.3 政策建議

#### 1. 研發各式天然氣無氧裂解(pyrolysis)技術，將甲烷分解成氫和固態碳，並對各種應用模式進行技術經濟評估

因為天然氣無氧裂解技術途徑可分熱能分解、電漿分解與催化劑分解技術三大類，各有其優劣點與待克服的瓶頸，但無論以何類無氧裂解技術產氫，副產物皆僅有非常純的粉狀碳副產品，不會形成碳排，故應及早投入研發使技術能夠加速達到商業化。產氫可混入或最終取代天然氣用以發電，粉狀碳副產品則可做材料應用或封存。然而天然氣無氧裂解產氫與碳，須要能源的投入，才能再衍生後續多元應用途徑，故在相關的技術投資決策上，仍須先完善該等技術應用相關之技術經濟評估，包括能耗、減碳效益、各類應用之技術與經濟可行性等來選擇最適合我國天然氣無氧裂解技術發展的應用場域。

#### 2. 引進或研發混氫或燃氫發電設備

因天然氣無氧裂解所生產的氫，可以直接與天然氣混合，在現有的燃氣渦輪機中進行混燒 (<20~60%氫)，短期內便可協助提升電力生產過程之燃燒效率並降低碳排，國際預估可供純氫燃燒的燃氫渦輪機將在 2030 年左右達到成熟，屆時將可利用純氫燃燒發電逐步取代傳統化石燃料發電大幅降低發電碳排，故投入研發各式天然氣無氧裂解技術時，須同步引進或研發混氫或純氫發電設備，以利於天然氣無氧裂解技術產氫後，可以充分利用來燃燒提供無碳電力。

此外，由於歐盟近期通過 2035 年前低碳排天然氣發電(< 270 g/kWh)可納入永續能源投資選項，去碳燃氫技術若能持續降低碳排，甚可能成為「準綠電」來源，有助解決目前綠電嚴重不足之問題。

#### 3. 研發純碳之利用途徑，如各式材料應用、填海造陸、封存，或備用燃料以應緊急狀況

無氧裂解產出之粉狀碳副產品可直接儲存或應用，是為其主要優點，不若一般 CCUS 捕捉下來之碳為氣態二氧化碳須加高壓至臨界狀態才能注入地層。但

因無氧裂解產出之碳量每年可達百萬公噸級以上，因此規劃與研發純碳之利用途徑以順利進行轉化是一重要議題。由於純碳相對穩定，少則可做一般材料應用，如作為工業原料、高級材料與建材等，多則可考慮填海造陸、海底永久封存或是作為備用燃料。惟填海造陸、海底永久封存對生態的影響亦須評估。

#### **4. 2030 年前研發天然氣無氧裂解技術（去碳產氫）替代部份天然氣發電量，進行混燒發電，並導入燃燒系統之重新設計以發展全氫燃燒發電，2050 年前全數轉型完成**

因國際預估全氫燃燒的氫渦輪機預計在 2030 年左右達到成熟，為能促進 2050 淨零排放目標的達成，並考量創新科技去碳燃氫技術之成熟時程，因此建議在 2035 年前研發去碳燃氫技術替代 2%~5%天然氣發電量（2020 年為基準），以與天然氣進行混燒發電；待去碳燃氫技術更為成熟且成本大規模下降，並搭配發電裝置逐步替換為全氫燃燒之氫渦輪機下，則可逐步推動實現 2050 年全氫燃燒發電。

至於天然氣無氧裂解產氫發電潛力，因天然氣為此技術之原料，故本政策建議書以天然氣量來估算此技術發電潛能。2021 年天然氣進口 1,944 萬噸，初步假設在 2050 年使用 2021 年進口天然氣量之 2 倍在去碳燃氫發電上，則可供無氧裂解產氫的天然氣量為 3,888 萬噸。無氧裂解效率達 80%的情形下，3,888 萬噸天然氣可以得到得淨電力為 1,685 億度，若無氧裂解效率僅達 60%，3,888 萬噸天然氣可以得到得淨電力為 1,456 億度，估計 2050 年全氫發電可達 1,456~1,685 億度，再以發電廠容量因數(capacity factor)設定為 0.8 回推所需裝置容量，裝置容量約為 20.8~24.0 GW（詳見附錄 2H）。

## 2.7 生質能

### 摘要

生質能泛指將生質物(Biomass)直接利用或經轉換處理後所獲得之能源。因生質物來自大氣中以光合作用轉化之二氧化碳而生成的物質(如:木材、甘蔗等),即使將生質物直接燃燒作為熱能的過程中會產生二氧化碳,亦被視為碳中和(Carbon Neutral)之循環,這也是為何生質能被視為低碳能源選項,也是許多國家邁向淨零排放之一關鍵選項。我國欲發展生質能成為穩定的基載電力選項、運輸替代燃料,甚至碳匯來源,須以科技手段克服能源效率低及料源不足的挑戰,建議國內發展以下方向:

#### 1. 開發新技術:

- (1) 以無氧裂解(Pyrolysis)技術將生質原料氣化成氫用以發電,以及固態碳用以封存,貢獻於碳匯。
- (2) 以生物技術增加光合作用及單碳碳源使用效率,以增加生物固碳、化學品及生質燃料(航空燃油)之生產效率。

#### 2. 擴大生質原料取得:

- (1) 有效收集既有農林牧業剩餘生質資源及都市垃圾。
- (2) 於不適耕作土地上種植短期收成之生質作物(如狼尾草)。
- (3) 進口生質原料以應後續利用。

#### 3. 完善法規及環境

- (1) 改進現有燃燒發電技術。
- (2) 去除法規障礙以利生質及廢棄物運送及處置。

#### 4. 在汽機車全面電氣化之前,進口生質酒精混入汽油(10~85%)做為汽機車燃料以為過渡,此一作為可同時兼顧淨零轉型之社會公平性,惟長期而言應持續以汽機車電氣化為目標。

5. 根據估計，我國於 2050 年，生質能發電裝置容量可提升至 2.5~3 GW，發電量約可達到 122~194 億度。

### 2.7.1 前言

生質物係指直接或間接以光合作用產生之料源。遠古生物形成的石化原料理論上也是生質，但由於已被封存許久，故被定義為非生質可燃材料(Nonbiomass combustible materials)，亦稱為舊碳。而生質原料內之碳來自現今大氣中之二氧化碳，則稱為新碳。生質原料燃燒雖排放二氧化碳，但因植物/作物在生長過程中吸收二氧化碳，不新增大氣中二氧化碳。故生質原料不僅可視為直接大氣捕碳(Direct Air Capture)的一種有效產物，更可被視為碳中和之能源選項。若再妥善搭配碳儲存選項，甚至可為負碳技術。

既有生質原料來自能源作物(如用於產製酒精的玉米、甘蔗等；及用於產製棕櫚油的棕櫚樹等)，亦可從農林牧業剩餘資源及都市垃圾中獲得<sup>165</sup>，其中都市可燃廢棄物中有 60%~70%可被歸於生質的部分(如源自木材的廢紙等)<sup>166</sup>。依我國「再生能源發展條例」規定，國內有機廢棄物直接利用或經處理所產生之能源屬生質能，故本節亦將都市廢棄物產生的能源計入生質能。其他創新性的生質原料則可由光合微生物直接作用形成，或開發新技術以微生物固碳形成，或以休耕地種植傳統認知中無用的雜草(如柳枝稷、狼尾草等)，作為新興的生質作物。

生質原始狀態為固態，如甘蔗、稻稈、殘枝、都市廢棄物等。這些生質物可直接燃燒產生熱能或轉化為電能，或再經轉化為液態之燃油(如航空用油)；或轉化為氣態(如沼氣)，進而發電或產熱。根據國際能源總署(IEA)對 2050 淨零排放情境下之各能源別供給之推估<sup>167</sup>，因傳統生質能燃燒(如：燒柴炊煮、供暖)

---

<sup>165</sup> IEA 將「都市、食物、農業、產業」的有機廢棄物定義為有機廢棄物，與「林木業殘枝」兩者拆分開來

<sup>166</sup> 行政院環境保護署(2012年)垃圾處理政策評估說明書第 I 部分 垃圾焚化廠轉型為生質能源中心。<https://www.epa.gov.tw/DisplayFile.aspx?FileID=8BD164AEA5EB0DEE&P=5ccc25bf-b45f-4e05-ba0a-a201552ca66c>

<sup>167</sup> 同前揭註 12。

造成之空氣污染影響許多民眾之健康，故此應用在 2050 年已完全退場，取而代之的是現代生質能，現代固態生質能在未來約占全球能源供給的 14%、現代液態及氣態生質能則各占 3%，這也使得現代生質能(20%)成為一個能與太陽能(20%)、風能(16%)相提並論的能源選項。

因此，許多國家亦積極開展生質能，舉例而言，日本 2018 年訂定之「能源基本計畫」，其中希望在 2030 年以前提升生質能發電占比自 1.5% 提升至 3.7~4.6% 的目標，主要策略便是進口上千萬公噸的木質顆粒燃料(Wood pellet)，雖然戰略清楚，但因資源有限，也引發了與英國之間的生質燃料爭奪戰<sup>168</sup>。

我國生質能目前雖然占比不高，但若能夠持續開發可用的生質來源，提升生質能裝置容量，對我國達成 2050 淨零排放的目標會有實質的助益，特別是生質能有基載能源的特點，在太陽光電及風力發電占總體裝置容量的比例升高後，維持一定比例的基載電力的供給，才能有一個安全而穩定的供電系統；此外，工業部門及運輸部門邁向淨零排放的藍圖中，生質能具有碳中和以及規模適用於中小型設備等特點，可部分或高比例替代現有燃料，如以生質料源替代燃煤進鍋爐、以生質航空燃油取化石化燃油之使用。因此，發展生質能有其重要性與必要性，但須要克服「穩定料源」、「能源效率」之挑戰。

## 2.7.2 我國發展生質能之現況問題分析

因我國冬季熱能需求低，且炊煮多以天然氣瓦斯為主要燃料，因此，我國生質能發展目前以發電為主，其中，2019 年，廢棄物裝置容量 632 MW（焚化爐），發電 36.3 億度，貢獻最多；生質物（含固態及氣態）裝置容量 77 MW，發電 1.7 億度，總計 709 MW，發電 38 億度<sup>169</sup>。圖 2.7.1 為近十年我國與德國生質能裝置

<sup>168</sup> 經濟部臺北駐日經濟文化代表處經濟組(2019) 日英相互爭奪生質燃料。  
<https://info.taiwantrade.com/biznews/日英相互爭奪生質燃料-1826030.html>

<sup>169</sup> 工業技術研究院綠能與環境研究所(2019) 再生能源統計資料。  
[https://www.re.org.tw/information/statistics\\_more.aspx?id=4093](https://www.re.org.tw/information/statistics_more.aspx?id=4093)

容量的比較，德國是再生能源裝置容量占總裝置容量比例最高的國家<sup>170</sup>，其生質能裝置容量從 2011 年的 5.8 GW 成長到 8.57 GW<sup>171</sup>，我國這十年則停滯在 0.72 GW<sup>172</sup>，這也代表著當其他國家積極發展生質能的同時，我國便可能錯失良機，所幸，近年我國已開始設立多種生質能示範案例，未來可望擴大發展(Box 2.7.1)。

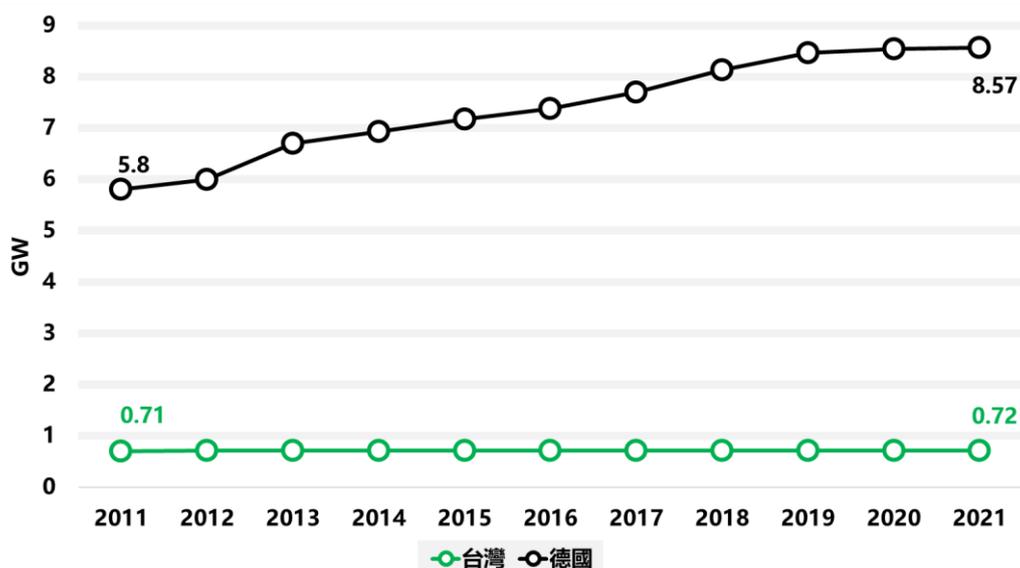


圖 2.7.1 我國與德國生質能裝置容量比較

#### Box 2.7.1 生質能示範案例

- 一、都市廚餘沼氣發電：臺中外埔生質能源廠回收廚餘、稻稈發電，每天處理 83 噸生廚餘，3 天水解酸化，30 天厭氧發酵，產生沼氣；全量運轉能發電 3,377 萬度，提供 9,670 家戶一年的用電量。
- 二、生質燃氣方面：花蓮璞石閣生質能源中心為臺灣第一個畜牧糞尿集中處理生質燃氣發電示範點，於 2021 年 6 月底起用，每年將發電 80 萬度。
- 三、農業廢棄物：高雄農改場的農業廢棄物焚化爐生物炭發電裝置容量為 0.1MW，處理木材枝條，並生產生物炭和木醋液等再利用資材，同時將製碳的熱源進行發電。

<sup>170</sup> Nhede, N (2020) Top ten countries with the highest proportion of renewable energy. Smart Energy International. <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-energy/top-ten-countries-with-the-highest-proportion-of-renewable-energy/>

<sup>171</sup> Net installed electricity generation capacity in Germany in 2021 (2021) [https://energy-charts.info/charts/installed\\_power/chart.htm?l=en&c=DE&stacking=grouped](https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=en&c=DE&stacking=grouped)

<sup>172</sup> 經濟部能源局(2021) 再生能源裝置容量統計 110 年 6 月份月報。  
[https://www.re.org.tw/information/statistics\\_more.aspx?id=4093](https://www.re.org.tw/information/statistics_more.aspx?id=4093)

我國生質能發展遲緩的原因，分析如下：

## 1. 臺灣生質能總量少，且農林牧業剩餘資源收集不易

我國每年可燃固態垃圾約 646 萬公噸<sup>173</sup>，多來自目前已運作良好之都市一般廢棄物集運體系，此數量成長幅度不大。其他尚可作為生質能的料源還包含農林廢棄物，臺灣一年固體農業廢棄物總量則將近 500 萬公噸<sup>174</sup>，如稻稈、玉米穗軸、果菜廢棄物等，雖然數量不少，但實務上，農田、森林、牧場分散而面積寬廣，目前我國農業廢棄物尚沒有高效率的收集機制，也因如此，農林廢棄物不僅未能有效貢獻生質能，更常因不良的處理方式（如露天焚燒）而引發其他環境問題，如空氣污染、水污染等。

除了廢棄物之外，傳統生質料源還包含木材，臺灣森林覆蓋率大於 60%，但因森林保育意識的關係，整體社會對於樹木砍伐持反對意見，使得我國木材業發展一直以來都有所限制，致使目前木材（用於造紙、建材等）的自給率不到 2%，需求多以進口來滿足，然而進口木材碳足跡甚大，因此，若我國能重啟林業，一方面可有效利用木材作為生質能，另一方面亦可透過固碳於木材產品增加碳匯（可另見第三章）。

## 2. 能源效率、技術、成本、應用待突破

目前最主要的生質能能量轉化技術為固體生質原料焚化、廢棄物掩埋或禽畜糞尿厭氧發酵轉生質燃氣/沼氣、澱粉及油籽作物之提煉技術等。因焚化爐屬鄰避設施，故任何新建、改建等計畫均遭受民眾抗議，使得我國焚化爐設備多已老舊效能不佳，除了設備汰舊更新之外，更須要投入較高效率的新技術，如：無氧裂解(Pyrolysis)<sup>175,176,177</sup>、氣化法(Gasification)、生物精煉(Biorefineries)、廢棄物衍

<sup>173</sup> 行政院環境保護署垃圾焚化廠管理系統(2021) 營運年報。

[https://swims.epa.gov.tw/Statistics/Statistics\\_Year.aspx](https://swims.epa.gov.tw/Statistics/Statistics_Year.aspx)

<sup>174</sup> 中華民國統計資訊網(2020) 109 年綠色國民所得帳編製報告。

<https://www.stat.gov.tw/lp.asp?ctNode=4867&CtUnit=1352&BaseDSD=7&mp=4>

<sup>175</sup> Bakken, A., Nuttall, W., & Kazantzis, N. (2016) Sankey-Diagram-based insights into the hydrogen economy of today. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(19), 7744-7753.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.216>

<sup>176</sup> C. H. Bartholomew, R. J. Farrauto, *Fundamentals of Industrial Catalytic Processes* (Wiley, 2011)

<sup>177</sup> Upham, D. C., Agarwal, V., Khechfe, A., Snodgrass, Z. R., Gordon, M. J., Metiu, H., & McFarland,

生燃料(Refuse Derived Fuel, RDF)等(Box 2.7.2)。生質燃氣/沼氣的運用目前多以發電技術為主，但我國畜牧場規模不大，若要加裝厭氧發酵及沼氣發電設施，勢必須要建置收集系統以降低成本，或是思考其他應用方式，如：導入天然氣管線。

#### Box 2.7.2 固態生質重點新技術

生質能源的技術經多年研發，已有多向進展。由於各項科技的進步，結合生物，物理，化學等領域、可加速效利用生質能源。惟仍須投入研發。無氧裂解與氣化可視為垃圾焚化的技術改良，無氧裂解時，可燃物首先會在 300°C、缺氧的條件下分解，接著在 800°C 的惰性環境中形成液體或氣體生質能。氣化法則是在氧氣濃度精準控制下，在 700~900°C 將固體可燃物進行部分氧化 (partial oxidation)，產生氫氣、一氧化碳、甲烷等。生物精煉技術還可產出加值性化學品。以下針對無氧裂解技術詳細說明：

##### 無氧裂解技術(pyrolysis)

無氧裂解為在高溫無氧狀態下以催化劑、熔鹽、或其他物理化為方式將生質原料中之氫裂解出來。其剩餘固態物質廣義稱之為生物炭。此項技術已存在多年，然仍存在多項問題待解決：

1. 轉化率：為提高轉化率，須開發新催化劑或熱介質；此外亦須調整反應器設計及優化反應參數。
2. 能源效率：裂解程序須在高溫操作，故熱損失為一大問題。解決此項問題可由下列方向著手：以鍋爐廢熱做熱循環、以規模放大減少反應器表面積、及開發隔熱材料以減少熱損失。
3. 氫氣利用：氫氣可一部分用來加熱反應器，多餘部份可混入天然氣用以發電。故宜在無氧裂解廠建置小型天然氣發電機，可同時發電及做熱循環。初期以天然氣混氫 10~60%燃燒，未來純氫渦輪材料商業化後便可使用純氫發電。
4. 生物炭收集：反應剩餘物為固態生物炭，須有效與催化劑或熱介質分離後收集。
5. 生物炭利用或封存：生物炭可混入土壤以改善土質，然須視土壤性質而定。另一做法為掩埋封存。生物炭具有高穩定度，較二氧化碳封存容易尋址及操作。惟仍須測試實際場域條件後實施。

E. W. (2017) Catalytic molten metals for the direct conversion of methane to hydrogen and separable carbon. *Science*, 358(6365), 917-921. <https://doi.org/10.1126/science.aao5023>

過去我國發展生質酒精或生質柴油替代運輸燃料，但由於料源不足、技術未成熟、及減碳壓力未至等因素而成效不佳。目前陸上運具電動化已為時勢所趨，生質酒精或生質柴油已無大規模發展之必要。但可進口少量生質酒精或生質柴油做為運具完全電動化前之過渡，減少排碳並降低電氣化引發弱勢社群之衝擊。

然而，發展化學及生物技術進行生質轉化仍有其必要性，惟應以化學原料、航空燃油等為目標。除減少石油用量外，日後亦可技術輸出。

### 3. 產生生質能的土地利用效率

土地利用效率方面，每平方公尺能產生的瓦特數，生質能小於 1，相較之下，太陽光電是 5~20<sup>178</sup>，似乎太陽光電在效率方面有優勢。但生質能仍有其他的優點，如可保持土壤的可耕性，必要時可轉為糧食生產。亦可吸收大氣中二氧化碳，取代石油做為化學品、航空燃油之原料。然而，不論是植物種植過程中使用肥料或燃料生產製程，都有額外的碳排放。此點為可以生物技術解決之問題，亦是未來研發之重點項目。

## 2.7.3 我國發展生質能之潛能與限制評估

因生質能料源與應用方式十分多元，本建議書先就生質能發電的貢獻進行潛能評估，再探討我國可發展的其他生質能應用，分述如下：

### 1. 都市及農業廢棄物焚化發電

臺灣處理都市廢棄物之焚化爐共有 24 座，裝置容量 632 MW<sup>179</sup>，年發電量 36 億度<sup>180</sup>。未來 10~15 年內，可透過提升燃燒效率、鍋爐效能、汽輪發電機效率等方式，同時將每座焚化爐都個別轉型為一座生質能源中心，將發電效率從 ~20% 提升至 ~30%，意即提升約 50%，使 2050 年裝置容量提升至 0.948 GW（年

---

<sup>178</sup> 同前揭註 69。

<sup>179</sup> 同前揭註 169。

<sup>180</sup> 台灣電力公司(2021) 再生能源發展概況。 <https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204>

發電量約 54 億度)。此外，根據行政院農業委員會統計<sup>181</sup>，2019 年固體農業廢棄物總量為 500 萬噸左右，若將 70% 農業廢棄物再循環利用，僅將未再循環利用的 150 萬噸進行發電，以發電效率~30%換算，初估具有約 0.234 GW 的裝置容量，11 億度<sup>182</sup>發電潛能，合計都市廢棄物及農業廢棄物，我國 2050 年廢棄物焚化發電約可達到 1.18 GW 的裝置容量，約 65 億度電。

## 2. 畜牧糞尿與廚餘生質燃氣/沼氣發電

因我國不再新建垃圾掩埋場，掩埋場生質燃氣發電量逐年下降，因此生質燃氣的部分僅估算畜牧糞尿與廚餘的部份。初步考量我國全國養豬數 540 萬頭<sup>183</sup>，所產糞尿充分利用每年可產生 2 億度電（裝置容量 72 MW）<sup>184</sup>。若將含「碳」量高的農業廢棄物（如果菜廢棄物、稻稈、玉米穗軸等），與含氮量高的畜禽糞尿（或廢水污泥等）調配比例進行共消化(co-digestion)，調整生質燃氣的碳氮比至 20~30，可進一步將上述發電潛能提升至 10 億度（裝置容量 360 MW）<sup>185</sup>。依「水污染防治措施及檢測申報管理辦法」第 70 條規定，畜牧糞尿經厭氧發酵後產生之沼液、沼渣，還可申請施灌於農地，再利用作為農地肥分<sup>186</sup>。

另一個具有潛力的生質燃氣來源是廚餘，目前臺灣 5 座廚餘生質燃氣發電廠 2024 年將全數完工，每年發電量約 0.40 億度（裝置容量 14.4 MW）<sup>187</sup>。合計畜牧糞尿與廚餘，我國 2050 年生質燃氣發電約可達到 0.37 GW 的裝置容量，約 10.4

<sup>181</sup> 行政院主計總處(2020) 綠色國民所得帳編製報告。中華民國統計資訊網。

<https://www.stat.gov.tw/lp.asp?ctNode=4867&CtUnit=1352&BaseDSD=7&mp=4>

<sup>182</sup> 以每年粗估固體農業廢棄物未再利用量 1.5 Mt、粗估熱值 9000 MJ/t、發電效率 30%換算： $1.5 \times 10^6 \text{ t} \times 9,000 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 30\% = 1.13 \times 10^9 \text{ kWh}$ 。固體農業廢棄物數量參見 108 年綠色國民所得帳編製報告

<https://www.stat.gov.tw/lp.asp?ctNode=4867&CtUnit=1352&BaseDSD=7&mp=4>

<sup>183</sup> 中央畜產會(2022) 養豬頭數調查。

<https://www.naif.org.tw/infoExamineList.aspx?frontTitleMenuID=37&frontMenuID=47>

<sup>184</sup> 行政院農業委員會沼氣發電推動計畫辦公室(2019) 沼氣發電效益評估。

<https://www.biogas.com.tw/benefit/#>

<sup>185</sup> 周楚洋、劉安琪、張寧(2020) 厭氧消化與共消化 開啟農業循環經濟大門 化畜牧廢棄物為沼氣能源的綠能技術。<https://www.agriharvest.tw/archives/29786>

<sup>186</sup> 陳琦玲，林旻頡，廖崇億(2018) 畜牧廢水農地施肥要領。農業試驗所特刊第 206 號。行政院農業委員會農業試驗所。

[https://www.biogas.com.tw/technology/technology\\_more?id=f951dc40f4cc4ba7a0f56c312e8e47fe](https://www.biogas.com.tw/technology/technology_more?id=f951dc40f4cc4ba7a0f56c312e8e47fe)

<sup>187</sup> 林芊好（2020 年 8 月 12 日）堆肥、設生質能源廠 行政院環境保護署推廚餘多元處理。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/226231>

億度電。

### 3. 能源作物焚化發電

農業部門除了農林牧業剩餘資源可利用，亦可妥善利用休耕或廢耕地種植高固碳效率作物移除二氧化碳，增加自然碳匯達到碳抵銷之效果。目前我國耕地約有 79 萬公頃，其中有約 22 萬公頃屬於短期休閒地，還有約 5 萬公頃屬於無耕作之長期休閒地<sup>188</sup>。在不影響糧食生產安全及生態的前提下，未來可利用約一半面積的長期休閒地種植生長週期短且固碳能力較佳的草本植物（如：狼尾草）<sup>189</sup>，狼尾草單位面積產量為 250 公噸/公頃/年，因此，2.48 萬公頃面積每年可生產 620.5 萬公噸，發電潛能 46.5 億度，可將之消化的發電裝置容量約須 0.97 GW（以發電效率 30%估算）<sup>190</sup>。

### 4. 未來負碳技術—生質無氧裂解取氫固碳

未來更可進一步運用「生質無氧裂解取氫固碳」技術<sup>191</sup>，此為負碳技術—生物能源與碳捕獲和儲存技術(Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS)之範例。此技術將生物質氣化成氫及固態生物炭；氫可用於發電，貢獻於基載電力；固態生物炭可封存，貢獻於碳匯。因可燃廢棄物的氫含量約在 10 wt%以下<sup>192</sup>，所以我國每年約 646 萬噸可燃廢棄物約含 60 萬公噸的氫，假設無氧裂解產生氫氣的效率是 60%<sup>193</sup>，每年從我國可燃廢棄物可取得的氫量約 36 萬公噸；1 公噸氫的燃燒熱為 142,180 MJ（百萬焦耳），以氫動力渦輪約 60%發電效率<sup>194</sup>換

<sup>188</sup> 行政院農業委員會（2021 年 7 月 30 日）農耕地、林地及魚塭面積。農業統計要覽。  
<https://agrstat.coa.gov.tw/sdweb/public/book/Book.aspx>

<sup>189</sup> 李姿蓉，李璟妤，林正斌(2018) 不倒翁狼尾草 台畜草 7 號栽培管理技術。  
[https://kmweb.coa.gov.tw/theme\\_data.php?theme=news&sub\\_theme=variety&id=55039](https://kmweb.coa.gov.tw/theme_data.php?theme=news&sub_theme=variety&id=55039)

<sup>190</sup> 粗估熱值 9,000 MJ/t、發電效率 30%換算： $1.2409 \times 10^9 \text{ t} \div 2 \times 9,000 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 30\% = 4.65 \times 10^9 \text{ kWh}$ 。以電廠一年有 200 天運轉換算： $4.65 \times 10^9 \text{ kWh} / 200 \text{ 天} / 24 \text{ h/天} = 0.97 \text{ GW}$

<sup>191</sup> Zeng, B., & Shimizu, N. (2021) Hydrogen generation wood chip and biochar by combined continuous pyrolysis and hydrothermal gasification. *Energies*, 14 (13) 3793.

<sup>192</sup> 臺北市政府(2020) 垃圾分析季報。臺北市環境品質資訊網。  
[https://www.tldep.gov.taipei/Public/DownLoad/TR\\_Report.aspx](https://www.tldep.gov.taipei/Public/DownLoad/TR_Report.aspx)

<sup>193</sup> 同前揭註 131。

<sup>194</sup> Pasquariello, R (2020) Gas turbine innovation, with or without hydrogen. *Turbomachinery Magazine*. <https://www.turbomachinerymag.com/view/gas-turbine-innovation-with-or-without-hydrogen>

算(未考慮無氧裂解所耗能量),最高約可產生 85 億度電<sup>195</sup>,但實際值仍待驗證。參考焚化爐一年約 200 天可運轉估算,將垃圾焚化爐改為氫動力渦輪的裝置容量可達 2 GW<sup>196</sup>。

草本植物的氫/碳原子比<sup>197</sup>約 1.5 (氫含量約 11.2 重量%),甲烷的氫/碳原子比為 4 (氫含量約 25.1 重量%);同理換算下,臺灣都市可燃廢棄物、農業廢棄物(150 萬公噸)、休耕地能源作物(約 620.5 萬公噸)、畜牧或廚餘生質燃氣等加總起來,所能貢獻<sup>198</sup>的氫動力渦輪發電量約 277 億度,若保守估計建廠達成率為 70%,則 2050 年可達到 194 億度。

## 5. 其他生質能源應用潛能

車輛可以電氣化,航空、海運則幾乎不可能,目前的電池技術無法支撐航空及海運等長程運輸的需求,因此若使用生質燃油來取代原本的航空燃油,對於達到 2050 淨零排放的目標,仍有可觀的助益。目前實務上也有混摻生質燃料航空燃油的客機陸續正式開始載運。因此,液態生質燃料未來發展主要仍是航空及海運之燃油需求為首要,目前因土地利用效率及生產成本高的原因,使得先進液態生質燃料價格居高不下,近期美國每加侖的航空燃油價格約 2.2 美元,生質航空燃油則約 5.4 美元,目前先進液態生質燃料相關技術尚不符成本效益,惟未來若全球碳定價開始運作,航空燃油成本升高時,生質航空燃油方的競爭力應該會升高。但仍須投入研發新型催化劑及轉化微生物<sup>199</sup>、降低加氫反應時的氫氣使用效率、降低耗電微生物固碳時的用電量、產物分離技術最佳化、提升液態燃料的產率,及開發具經濟效益之量產化技術<sup>200</sup>。

除了發電之外,現代固態生質能可在高溫應用的工業部門取代煤炭。這對於

---

<sup>195</sup>  $3.6 \times 10^5 \text{ t} \times 142180 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 60\%$  (發電效率) =  $8.53 \times 10^9 \text{ kWh}$

<sup>196</sup>  $8.53 \times 10^9 \text{ kWh} \times 1,000 \text{ Wh/kWh} / 200 \text{ 天} / 24 \text{ h/天} = 1.8 \text{ GW}$

<sup>197</sup> Adamovics, A., Platea, R., Gulbe, I., & Ivanovs, S. (2018) The content of carbon and hydrogen in grass biomass and its influence on heating value. *Eng. Rural Dev*, 23, 1277-1281.

<sup>198</sup> 注意此處未考慮無氧裂解能耗。

<sup>199</sup> Liao et al. (2016) Fueling the future: microbial engineering for the production of sustainable biofuels. *Nat Rev Microbiol*. 14, 288-304

<sup>200</sup> Oh, Y. K., Hwang, K. R., Kim, C., Kim, J. R., & Lee, J. S. (2018) Recent developments and key barriers to advanced biofuels: a short review. *Bioresource Technology*, 257, 320-333.

本就備有鍋爐設備之產業而言，是相對便利之替代燃料選項，但固態生質的成本仍是產業轉型成功與否的主要考量因素。而生質燃氣純化後取得的生物甲烷除了可在高溫應用的工業部門取代部份燃氣，更可在住商部門中，混入天然氣管線，降低天然氣使用量，惟相關管線與注入口的建設規模相當大，成本投入的效能須要謹慎評估。此外，亦可研發新型轉化微生物將甲烷轉化成高附加價值之化學品。

總合上述未來生質能發電選項，臺灣一般焚化爐、農業廢棄物與休耕地能源作物焚化爐、畜牧生質燃氣、廚餘生質燃氣加總之發電裝置容量應可達 2.5 GW，年發電量約 122 億度；若未來結合無氧裂解取氫固碳技術，裝置容量可達 3 GW，發電量可達 194 億度。

## 2.7.4 政策建議

### 1. 開發新技術

目前生質能源效率有限，若要提升其總體技術，須要投入較高效率的新技術，主要包括以下創新技術：

- (1) 無氧裂解技術：無氧裂解技術可以讓傳統的固態生質利用方式，從碳中和進一步成為負碳，但轉化率、氫氣利用、能源效率、生物炭分離等細部技術都還不夠成熟，須再強化投入研發。
- (2) 以生物技術增加光合作用及單碳碳源使用效率，以增加生物固碳、化學品及生質燃料（航空燃油）之產量：未來國際將限制石化原料的開採，為了國家物資不虞匱乏與戰略考量，以生物技術生產化學原料亦是國家科技發展的重要方向。

### 2. 擴大生質原料取得，以穩定能源供給量

生質能有基載能源的特性，但是重要關鍵會在於生質原料的數量要夠大、來源要穩定。本建議書提出以下建議：

### (1) 有效收集既有農林牧業剩餘生質資源及都市垃圾

臺灣目前並未有系統式的農業廢棄物收集機制，但因分散式處理恐增加成本，故未來可配合無氧裂解技術發展場域，設置收集站、並以發電效益及碳匯價格收購以創造誘因。以 500 萬公噸農業廢棄物為例，可產生 34 萬公噸的氫<sup>201</sup>（可發 80 億度電<sup>202</sup>）及 266 萬公噸<sup>203</sup>生物炭用以封存為備用燃料或用以改善土質。此項技術亦可解決農民露天焚燒造成空污的問題。由於無氧裂解技術亦須投入能量，如何優化製程則須進一步研發。

### (2) 於不適耕作土地上種植短期收成之生質作物（如狼尾草）

農業雖因其商業生產特性，在管理、採收運輸等過程中產生較高的碳排，但以作物栽培為主的農耕業同樣也具有生物固碳能力。因此農業部門除了提升管理技術減少溫室氣體排放，亦可妥善利用休耕或廢耕地種植高固碳效率作物來移除大氣中的二氧化碳，增加自然碳匯達到碳抵銷之效果（詳見第三章）。根據行政院農業委員會 2021 年統計資料顯示，目前我國耕作地約有 79 萬公頃，其中有約 22 萬公頃屬於短期休閒地，還有約 5 萬公頃屬於無耕作之長期休閒地<sup>204</sup>。在不影響糧食生產安全及生態的前提下，可選擇種植生長週期快速，且固碳能力較佳，易收成處理的草本植物。以 C4 植物狼尾草 (*Pennisetum purpureum* Schumach) 為例，由於其生長快速，每年 1 公頃最多可收割五次，植體固碳量可達約每年每公頃 60 噸二氧化碳，同時也可增加土壤碳蓄積量。相較放任休耕農地雜草叢生，選擇高效固碳草種對於減碳更加有所助益，表 2.7.1 試估算若運用 10.5 萬公頃的休耕地（5 萬公頃長期休閒地 + 5.5 萬公頃短期休閒地）種植不同作物的可固碳量，其中較適合於農地種植的狼尾草每年可固碳為 6.3 百萬公噸二氧化碳。

<sup>201</sup> 草本植物的氫/碳原子比約 1.5，氫含量約 11.2 重量%，並假設氫產率為 0.6；見 Adamovics, A., Platace, R., Gulbe, I., & Ivanovs, S. (2018) The content of carbon and hydrogen in grass biomass and its influence on heating value. *Eng. Rural Dev*, 23, 1277-1281.

<sup>202</sup>  $3.4 \times 10^5 \text{ t} \times 142180 \text{ MJ/t}$ （1 公噸氫的燃燒熱為 142,180 MJ） $\times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 60\%$ （發電效率） $= 8.1 \times 10^9 \text{ kWh}$

<sup>203</sup> 草本植物的氫/碳原子比約 1.5，碳含量約 88.8 重量%，並假設碳產率為 0.6。

<sup>204</sup> 同前揭註 188。

狼尾草目前為臺灣主要牧草作物之一，因其適應性強、產量高、病蟲害少之特性，也是良好的田間覆蓋物或生質化學品之原料。上述幾項特性使狼尾草無論在固碳減緩溫室氣體排放上，或是在改善土壤品質上皆有相當應用價值。且狼尾草對於土壤選擇不嚴，可栽種於臺灣北、中、南及東部有水及有肥之地區，並均有良好的生長表現。狼尾草平均以 8–10 週的生長週期收割，每次收割留下基部 5~10 公分可讓植株持續再生。由於狼尾草具備芻料用途外的應用潛力，我國農業試驗機構(如畜產試驗所)針對其育種研究多年，選育出具備不同特性的品種，如具有較高生質量生成的狼尾草 4 號（產量為 306.1 公噸/公頃/年）及 7 號（產量為 240.8 公噸/公頃/年）<sup>205</sup>，全年每公頃被植體固定二氧化碳之含量粗估可提高至 87.8 及 76.2 噸二氧化碳，為有潛力之高效捕碳植物之一。但若欲種植狼尾草作為減碳作物，須注意在種植過程中減少氮肥施用，因氮肥施用仍會造成不容小覷的能源消耗及二氧化碳排放。目前已知可將狼尾草與綠肥作物田菁間植，有助於減少化學肥料的施用，再搭配合適的農耕條件，有望將植物捕碳之效益最大化。

表 2.7.1 農業閒置地可種植之固碳植物參考

作物種類	單位固碳能力 ton CO <sub>2</sub> /ha/yr	5 萬公頃長期 地可固碳量 Mt CO <sub>2</sub> /yr	5.5 萬公頃短期 地可固碳量 <sup>a</sup> Mt CO <sub>2</sub> /yr	最大固碳量 (長期+短期) Mt CO <sub>2</sub> /yr	占我國總排 放量之比例 <sup>b</sup> %	備註
竹子	150.0	7.50	8.25	15.75	5.49	臺灣孟宗竹
狼尾草	60.0	3.00	3.30	6.30	2.20	一年收割 5 次
玉米	50.0	2.50	2.75	5.25	1.83	一年收割 2 次
小麥	17.6	0.88	0.97	1.85	0.64	
綠肥作物 (田菁、 太陽麻、 大豆)	30.0	1.50	1.65	3.15	1.10	一年收割 5 次

<sup>a</sup>我國目前有約 22 萬公頃短期休閒地，本估算僅使用 1/4 短期休閒地，約 5.5 萬公頃。  
<sup>b</sup>我國 2019 年溫室氣體總排放量約為 287 Mt CO<sub>2</sub> eq  
 本表資料由中央研究院農業生物科技研究中心提供，本政策建議書重製

<sup>205</sup> 同前揭註 189。

### (3) 進口生質原料以應後續利用

未來若碳費或碳邊境稅升高，我國亦可考慮自國外進口生質原料。泰國、馬東西亞、印尼等地有豐富生質原料。除可產氫發電之外，亦可增加碳匯，然而不可忽視的是，能源作物的經濟價值還是會驅使人類對林地進行開墾，造成碳排放不減反增的疑慮。歐盟從 2019 年開始限制棕櫚油作為運輸用生質燃料，2030 年將完全禁用，其起因於印尼等棕櫚油出口國增加棕櫚種植面積造成林地破壞<sup>206</sup>。

### 3. 完善法規及環境

我國廢棄物發電是我國電力型式生質能的主要來源，瑞典甚至進口垃圾作為發電燃料<sup>207</sup>，但因我國地狹人稠，焚化爐為鄰避設施，因此，雖然進口垃圾在我國應該不可行，但是跨縣市垃圾處理卻是可能的途徑，惟目前有多重法規規範廢棄物處理權責單位及受認證之業者，並對跨縣市垃圾處理有諸多限制。譬如水泥廠有高溫焚化爐可以垃圾當能源，卻因多重法規限制而窒礙難行。故重新檢視法規，以因應目前及下世代能源需求為刻不容緩之要務。

產業鏈方面，垃圾的收集、運輸、分類處置，對很多國家都是很大的挑戰<sup>208</sup>，也是生質能利用的障礙；而臺灣一般廢棄物妥善處理率將近 95%，已有傲人的成就，但若要將農業廢棄物轉換為電力，政府應加強與人民溝通，擬定政策與建構相關產業生態系，如農業廢棄物的農戶自主收集獎勵，農業廢棄物收集車輛網路，及足以消化農業廢棄物收集總量的發電設備。有鑑於農業廢棄物的收集不易，廣設小型可併網發電設備，會是將來農業廢棄物轉換電力可嘗試的策略。

### 4. 在汽機車全面電氣化之前，進口生質酒精混入汽油（10~85%）做為汽機車燃料以為過渡，可同時兼顧淨零轉型之社會公平性

<sup>206</sup> 經濟部能源局(2019) 歐盟通過 2030 年運輸用生質燃料不再使用棕櫚油。

<https://www.re.org.tw/knowledge/more.aspx?cid=201&id=2883>

<sup>207</sup> Emma Bergman (2019) Why Does Sweden Import Waste from Other Countries?

<https://rioonwatch.org/?p=54109#:~:text=According%20to%20the%20Swedish%20Environmental,been%20treated%20through%20energy%20recovery.>

<sup>208</sup> Moya, D., Aldás, C., López, G., & Kaparaju, P. (2017) Municipal solid waste as a valuable renewable energy resource: a worldwide opportunity of energy recovery by using Waste-To-Energy Technologies. *Energy Procedia*, 134, 286-295.

以玉米或甘蔗提煉之醱發酵生產酒精作為燃料雖在過去半世紀不斷被提出，但一直無法與化石燃料競爭。由於生物科技進步及氣候變遷問題迫在眉睫，自本世紀開始美國、巴西等國大力投入研發，並已大量生產，廣泛使用。雖然過程中有食物與燃料(food vs. fuel)的辯論，且生質酒精製造過程的碳足跡亦須進一步改善，目前生質酒精已在多國摻入汽油中使用，而有 E10 (含 10%酒精)、E20、E85 等之分類。E10 已在各國廣泛使用並多已有效降低碳排量。酒精汽油混合物有較好的 Octane Number，但 E10、E20 的熱含量分別約為汽油的 96.5%及 93%。另一爭議的點在於揮發性物質產生的空氣污染<sup>209</sup>，雖然氮氧化物(NO<sub>x</sub>)排放量會隨著添加量比例而增加，但 CO 及總碳氫化合物卻減少，因此，汽油可以在混入酒精前經特殊處理得以避免空污問題產生。

然而，由於電動車的快速興起，纖維素酒精之發展並未如預期。一般期待小型車輛將在 2040 年左右全面電氣化。惟我國機動車中，有絕大比例在於機車，若要全面推動運具電動化，勢必將影響許多仰賴機車之弱勢族群之生活或生計。因此，在全面電動化之前，我國可考慮以進口低碳生質酒精來降低汽機車碳排，對部分弱勢族群而言，是兼顧社會公平性的權宜方法。由於運輸部門排碳占全國總量之 12%，若以 E10 (含 10%酒精) 及 E20 並用，可減碳 1~2%。由於 E10、E20 價格與汽油相差無幾，性能亦近，且已在國外廣泛使用，預期在國內亦可被接受。甚至可推廣 E85，以供未電氣化車輛之使用。雖然臺灣過去為蔗糖產地，但近年成本已無法與國際競爭<sup>210</sup>，因此生質酒精宜以進口為主，作為過渡時期減少碳排的權宜辦法，長遠而言應向汽機車全面電動化邁進。至於此一技術領域的未來發展，則宜朝生產航空燃油、化學品方向研發。雖然生質酒精整體減碳效益仍有爭議，但多取決於種植、收成及製造技術，未來我國若進口生質酒精，可選擇生命週期中，碳足跡較化石燃料優之產品，並調整混合燃油成份，以降低逸散。

---

<sup>209</sup> Koten, H., et al. (2020) Effect of different levels of ethanol addition on performance, emission, and combustion characteristics of a gasoline engine. *Advances in Mechanical Engineering* 12 (7), 1-13

<sup>210</sup> 溫祖康(2007) 生質能源發展現況與我國推動能源作物之探討。  
<https://www.coa.gov.tw/ws.php?id=13518>

## 2.8 水力發電

### 摘要

我國雨量充足，河川坡地陡峻，可滿足水力開發所需的流量與水位差等條件，因此水力發電一直為我國重要的重要電力來源，也是低碳能源選項之一，包括慣常水力(conventional hydroelectricity)及抽蓄水力(pumped-storage hydroelectricity)二大類，不過未來氣候變遷下，我國降雨型態未來會走向乾溼極端化，因此在降雨量少的枯水時期水情是緊迫的，連帶也造成水力發電設施無法發揮原有的調節負載等功能。建議國內在水力發電的經營上可包含下述方向：

1. 慣常水力除定期進行攔河堰或調整池清淤，以確保發電機組正常運轉外，建議將各流域長期水文站實測流量資料配合氣候模式預先評估流量變化趨勢，以利參採調整運轉模式，進而提升水力設施的發電容量因數。
2. 抽蓄水力可協助穩定供電系統、強化緊急供電等需求，也可作為儲能備用電力，惟對河川生態恐有負面影響；建議以現有水庫地點為優先設置場址，不僅可節省水利工程經費與建造時間，整體而言可避免造成更多的環境生態衝擊。
3. 推動小水力發電(small hydropower)設施，須盤點適宜建置的水域類型，及釐清潛能區域的水權歸屬、土地取得等問題再行評估開發的優先順序。另外，亦須評估國內對關鍵技術的掌握度與產業發展的可行性，以確保相關設備的長期維運與使用。

### 2.8.1 前言

水力發電在我國發電系統中擔負重任，包括慣常水力(conventional hydroelectricity)及抽蓄水力(pumped-storage hydroelectricity)二大類，慣常水力依發電方式區分，有水庫式、調整池式及川流式。除此之外，在既有水力設施、灌溉渠道加設小水力機組的做法近來受到各界關注，小水力發電(small hydropower)是指利用圳路或其他水利設施（如堰壩水庫、水力電廠、灌溉渠道），來設置未

達 20 MW 之水力發電系統，其特色為可利用既有的設施再加裝發電設備，不僅減少環境衝擊，也有助於提升整體電力供應來源。

就水力發電的特性來看，其發電過程不會排碳，在生命週期的排放均值只有 24 gCO<sub>2</sub>eq/kWh<sup>211</sup>，僅高於風能發電和核能發電。再者，臺灣的雨量及河川等具有符合水力開發所需的流量、水位差等條件，以及在河川水量充足季節時，水力發電機組可長時間穩定運轉且發電成本低，滿足基本用電需求。整體而言，為達成我國 2050 淨零排放的目標，水力將是不可或缺的低碳能源選項。

## 2.8.2 我國發展水力發電之現況問題分析

為了解現有水力發電量對我國總發電量的貢獻，綜整相關報告<sup>212</sup>可知，至 2021 年，水力發電裝置容量約占臺灣電力系統的總裝置容量約 7.9%，發電量占比約為 2.3%；單就慣常水力而言<sup>213</sup>，約占再生能源裝置容量的 18.0%，在發電量的占比為 20.1%，詳細的統計資訊請參見表 2.8.1 所示。此外，為配合能源轉型，小水力的開發也已納入台灣電力公司的中長期水力發電策略中，所以將分就慣常水力、抽蓄水力及小水力三部份，簡述臺灣水力發電的發展現況及問題分析如後。

---

<sup>211</sup> Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser, (2014) Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

<sup>212</sup> 經濟部能源局(2022) 110 年度全國電力資源供需報告。

[https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/ContentDesc.aspx?menu\\_id=20851](https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/ContentDesc.aspx?menu_id=20851)

<sup>213</sup> 台灣電力公司(2022) 再生能源發展概況 (2022.06.27 更新)。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=204&cid=154&cchk=0a47a6ed-e663-447b-8c27-092472d6dc73>

表 2.8.1 2021 年我國水力發電統計資訊<sup>214,215</sup>

項目		裝置容量 (GW)	發電量 (億度)	占臺灣電力比例 (%)		占再生能源比例 <sup>*</sup> (%)	
				裝置 容量	發電量	裝置 容量	發電量
水力 發電	慣常水力	2.09	35	3.52	1.20	18.03	20.08
	抽蓄水力	2.60	32	4.38	1.10	--	--
臺灣電力系統		59.38	2,909	--	--	--	--
臺灣再生能源		11.59	174	19.52	5.99	--	--

\* 我國再生能源範疇為非抽蓄式水力

### 1. 慣常水力

參採我國水力發電分布情形（如圖 2.8.1 所示）可知，現有慣常水力機組為 45 座，另開發及規劃中的慣常水力機組計有 3 座，該裝置容量總計為 119 MW。

由於慣常水力發電機組須要充足的水量發電，如 2021 年 4、5 月臺灣遭逢百年大旱時，兼具蓄水與發電功能的日月潭水庫，其水位低至發電需求水量的臨界值，水力機組因缺水而無法全速運作以支援供電<sup>216</sup>，導致全臺用電吃緊險亮橘燈（即供電警戒，備轉容量率小於等於 6%）。換言之，在乾旱等水情不佳的情況下，水力發電機組停擺，進而可能造成缺電的危機。

就臺灣的氣候型態與自然環境來看，全年度降雨型態於時間及空間分布不均勻，歷年全臺豐水期降雨量占全年之 78%，形成了水量豐枯懸殊的現象<sup>217</sup>。研究報告<sup>218</sup>也指出全球暖化速度持續加快，雖然極端降雨事件的強度與頻率可能增加，但是農業與生態乾旱的頻率也會增加，即代表未來降雨型態可能朝向乾溼極端化

<sup>214</sup> 同前揭註 212。

<sup>215</sup> 同前揭註 213。

<sup>216</sup> 孫文臨(2021) 缺水如何影響供電？水力發電那些小而重要的事—全台最大儲能電池「日月潭」的乾涸危機。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/231256>

<sup>217</sup> 經濟部水利署(2020) 108 年臺灣水文環境情勢專刊。<https://www.wra.gov.tw/cl.aspx?n=6253>

<sup>218</sup> IPCC (2021) IPCC AR6 (final draft of WGI AR6) 《氣候變遷第六次評估報告(IPCC AR6)》

的趨勢。國內研究報告<sup>219</sup>亦提出我國降雨型態與全球趨勢類似，未來「豐愈豐、枯愈枯」的降雨型態將可能更加顯著，再加上臺灣河川特色為坡陡而流急，且長度不長、流域面積亦小，在降雨量少的枯水時期，臺灣水情可能會十分緊迫，連帶也造成水力發電設施無法發揮原有的調節負載等功能。

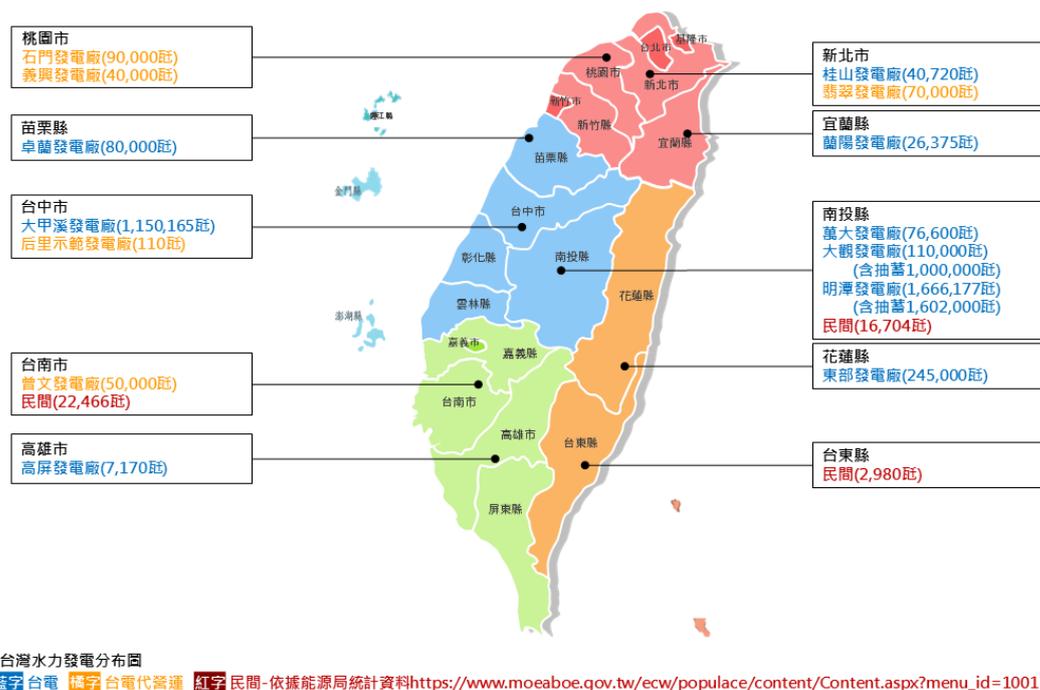


圖 2.8.1 臺灣水力發電分布圖<sup>220</sup>

## 2. 抽蓄水力

我國現有的抽蓄水力機組為 2 座<sup>221,222</sup>，分別位於日月潭的明湖與明潭二座大型抽蓄水力發電廠，其中明潭抽蓄電廠於 1995 年完工且為國內最大，其裝置容量為 1.6 GW，之後我國多年來未再興建過抽蓄電廠（亦請參見圖 2.8.1 所示）。而目前推動中的「大甲溪光明抽蓄水力發電計畫」，預計 2030 年商轉，其規劃的

<sup>219</sup> 臺灣氣候變遷推估資訊與調適知識平台計畫(2017) 臺灣氣候變遷科學報告 2017（第一冊物理現象與機制）

<sup>220</sup> 同前揭註 213。

<sup>221</sup> 台灣電力公司(2020) 日月潭抽蓄發電成典範 光輝歷史 風華再續。台電月刊 690 期。  
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/3969>

<sup>222</sup> 林菁樺(2021) 第 3 座抽蓄水力電廠 台電擬砸 260 億重啟。自由時報。  
<https://ec.ltn.com.tw/article/paper/1427614>

裝置容量為 350 MW（九二一大地震後，考慮到友善環境、生態工法等已縮減總裝置量）。

因應國內再生能源發電政策目標，為能穩定供電系統及符合緊急供電需求，台灣電力公司持續進行抽蓄水力計畫調查及可行性研究<sup>223</sup>，擬規劃以新建的抽蓄水力發電廠作為未來太陽能的儲能備用電廠。也就是利用白天再生能源（如太陽能）發電量充足時將水抽到上池，待夜間用電尖峰時段再放水發電。另外，在場址評估上，是將現有水庫地點作為潛在場址，以既有水壩為上池，只需再興建一個大壩為下池，即可有效節省經費與建設時間。

如前所述，由於抽蓄水力發電也是透過水位高低差的位能發電方式，因此得從河川中抽水蓄積再放流回河中，長久下來對河川生態恐有一定程度的影響。有鑑於此，國內環保團體擔憂此舉將破壞河川生態，已多次呼籲政府不要再開發抽蓄水力<sup>224</sup>。

### 3. 小水力

小水力發電是指利用圳路或其他水利設施（如堰壩水庫、水力電廠、灌溉渠道），來設置未達 20 MW 之水力發電系統，其特色為可利用既有的設施再加裝發電設備，不僅減少環境衝擊，也有助於提升整體電力供應來源。在小水力的開發規劃上，參採經濟部水利署於 2018 年在小水力發電推動說明會上所引用的資料<sup>225</sup>，國內小水力潛力場址合計 112 處（依經濟部水利署 97 年度全臺小水力評估報告，以及台灣電力公司及行政院農業委員會等 106 年研究資料等），其中天然河川因涉及環評事宜，因此適合優先推動者共計 65 處。另外，若以台灣電力公司資料<sup>226</sup>來估算國內小水力的可開發潛能，約有 43.26 MW，簡要說明如下：

---

<sup>223</sup> 孫文臨(2021) 尖峰用電備援再添生力軍 德基水庫化身大型「儲能電池」 拚 2034 年啟用。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/231418v>

<sup>224</sup> 林良齊(2021) 建抽蓄電廠 環團憂衝擊生態。中國時報。  
<https://www.chinatimes.com/newspapers/20210124000377-260102?chdtv>

<sup>225</sup> 經濟部水利署(2018) 小水力發電推動說明會簡報。

<sup>226</sup> 王振勇(2017) 開發潔淨再生能源—微(小)水力發電產業發展。2017 水利產業發展策略研討會（臺灣水利產業發展促進協會舉辦，王振勇時任台灣電力公司專業總工程師）。

- (1) 全臺小水力發電計畫，暫擬 24 處廠址，裝置容量約 35.8 MW，商轉年自 2020 年至 2024 年；
- (2) 待開發的小水力（暫擬 10 處廠址，裝置容量約 3.94 MW），與微水力（微水力是指利用圳路或其他水利設施，設置未達 100 kW 之水力發電系統，暫擬 8 處廠址，裝置容量約 0.38 MW），以及尚未列入前述全臺小水力發電計畫；另外，依 2010 年行政院農業委員會「農田灌溉水路再生能源普查及潛勢分析評估」的小（微）水力（暫擬 63 處廠址，潛能約 3.14 MW）。

除了台灣電力公司的小水力發展計畫，國內民間團體亦相當關注小水力的發展，於 2021 年成立了「臺灣小水力綠能產業聯盟」（簡稱小水盟），依小水盟預估<sup>227,228,229</sup>指出，3 年至 5 年內臺灣可開發的小水力潛能約有 2.6 GW 的發電裝置容量，此數值與台灣電力公司之估算有極大的差距，可能有待後續更深入的研究與評估。雖然單一小水力機組的裝置容量有限，但對環境影響小且可就近支援鄰近區域所需的民生用電，若能將併網或以微電網等技術妥善規劃配置，或可在平日支援小範圍的區域用電量以發揮削峰填谷之用，一旦遭遇天災導致大規模停電的緊急狀態時，也可提供部份地區的用電以維持民生需求。若小水力可在我國形成產業鏈並成為綠電供給來源之一時，相信對減少我國碳排量應有其助益。

### 2.8.3 我國發展水力發電之潛能與限制評估

基於前述對慣常水力、抽蓄水力與小水力發展現況的說明，根據估計，我國於 2050 年，水力發電裝置容量分別可達到：慣常水力與小水力合計約 2.26 GW，抽蓄水力約為 2.95 GW，總發電量約為：慣常水力與小水力合計 33.91 億度，抽蓄水力為 35.83 億度。若要再增加抽蓄水力裝置容量及發電量，曾進行過評估的海水水力發電廠具有裝置容量 1 GW 與發電量 12 億度的潛能（請參見附錄 2I）。

---

<sup>227</sup> 洪正中(2021) 臺灣小水力綠能產業近程發展策略。 <https://cnews.com.tw/111210525a01/>

<sup>228</sup> 陳谷汎(2021) 預估臺灣小水力發電短期開發潛能。 <http://cnews.com.tw/111210426a01/>

<sup>229</sup> 陳逸格(2021) 挺綠能!小水力綠能產業聯盟 宣布最新策略。工商時報。  
<https://ctee.com.tw/industrynews/technology/465636.html/>

就水力發電的發展限制而言，由於水力發電所需的水力設施(如：堰壩水庫、水力電廠等)在選址建造上相當不易，更可能對生態環境及人文社會造成相當程度的衝擊，故須分別就自然環境與社會需求等面向進行評估以獲得社會大眾的認同。再加上氣候變遷造成旱災發生頻率與規模恐將更勝過往，因此，掌握河川、水庫和灌溉渠道等季節性水量的變化趨勢，規劃更具彈性的水資源管理與水力電廠維運等策略，將有助於穩定供電及調節用電負載。例如在大旱期間，雖然無水可發電，但正是進行水庫陸挖清淤的時機；另外，也可在颱風天水大時開啟排砂孔道，利用水力將淤積的砂石沖積到下游，有效減少水庫的泥砂淤積並延長其壽命與效能<sup>230</sup>。長期而言，如欲提升水力設施發電容量因數<sup>231</sup>，各流域長期水文站實測流量資料須將水文流量、洪水量等資料增補至最新，並加以分析壩址、廠址的天然流量、各洪水頻率對應的洪水量與最大可能洪水量，再配合氣候模式推估流量變化趨勢等，作為未來水力計畫下各項工程結構規劃設計的參採資訊。

另外，在加設小水力機組的發展上，如何盤點出適宜建置的水域類型，即具有足夠的水位高低落差及穩定的水源供應條件等，將是小水力開發的首要條件。現階段看來，「既有灌溉渠道加設」為民間業者最有意願推動的小水力設置類型，所以政府單位除獎勵設置小水力外，也可由行政院農業委員會合作輔導行政院農業委員會農田水利署，評估對用水、土地使用等可能造成的影響；此外，台灣電力公司也指出在設置小水力發電前<sup>232</sup>，宜一併規劃發電後擬採併網或作為微電網等配套措施。因此在推廣小水力及評估潛力場址時，發電、輸送與用電等各階段相關技術與設置宜進行整體性規劃，不僅有助於落實設置規範，也可檢視相關設置運作管理的合理性，並持續增進與農民、地主等利害關係人的溝通。

---

<sup>230</sup> 台灣電力公司(2021) 氣候變遷調適新思維 水力發電的永續未來。台電月刊 706 期。  
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/TPMM/2021/706/#p=1>

<sup>231</sup> 吳明竑、王振勇、吳清敏(2015) 水力發電開發現況、面臨環境與未來展望。土木水利第四十二卷第四期。

<sup>232</sup> 台灣電力公司(2021) 小水力 激盪綠電創意 電廠展現硬實力與巧工夫。台電月刊 693 期。  
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/4151>

## 2.8.4 政策建議

水力發電雖對未來提升供電占比的成長幅度是有限度的，但其提供的電力可間接穩定基載電力與電網運作，且可作為其他再生能源的儲能設備，因此，發電量雖不大，但其在我國電力系統中擔負的協調角色是不可或缺的。再者，考量未來氣候變遷下，我國降雨型態將會走向乾溼極端化，如何落實我國中長期的水力發電策略，以協助我國達成 2050 淨零排放的目標，相關建議如下：

1. 慣常水力除定期進行攔河堰或調整池清淤，以確保發電機組正常運轉外，長期而言須因應氣候變遷帶來的河川流量豐枯變化進行水資源管理，以彈性調整水力電廠運維策略，故建議各流域長期水文站實測流量資料須配合氣候模式推估流量變化趨勢，以利參採調整運轉模式，評估提升水力設施發電容量因數的可能性。
2. 抽蓄水力可協助穩定供電系統、強化緊急供電等需求，也可作為儲能備用電力，惟對河川生態恐有負面影響；建議以現有水庫地點為優先設置場址，不僅可節省水利工程經費與建造時間，也可兼顧用電需求與避免造成更多的環境生態衝擊。整體而言，宜妥適評估開發的影響與衝擊，並將社會經濟發展趨勢及區域性開發思維等多元資訊納入評估，以達成與民眾的有效溝通。
3. 小水力發電技術已日趨成熟，現階段須盤點適宜建置的水域類型，及釐清潛能區域的水權歸屬、土地取得等問題，亦須評估國內對關鍵技術的掌握度與產業發展的可行性，以確保相關設備的長期維運與使用。若進一步綜合衡量小水力發電在環境友善、民生需求及災後應變等面向帶來的效益，其發展潛力值得關注。

## 2.9 海洋能

### 摘要

我國四面環海，蘊藏豐沛的海洋能源，東岸近岸即水深千米，其海床深度大使黑潮得以臨近海岸，加上流速強、穩定性高又是全球第二大洋流，可開發的海流能(marine current energy)潛能相當可觀，此外，臺灣島以東海域的表層與深層水溫，二者間全年水溫差可達 20~24℃，符合發展海洋溫差發電(ocean thermal energy conversion, OTEC)的天然條件，且現行採連通管原理汲取深層海水耗能很低，在發電過程中不須使用燃料、無廢棄物產生，且幾乎不排放任何溫室氣體，同時也不會造成空氣、水或噪音等污染，再加上全年各時段可發電，故可擔負基載電力。因此，為達 2050 淨零排放的目標，海流發電及海洋溫差發電可納入我國無碳能源選項，建議國內在海洋能發電的研發與推動上包含下述方向：

1. 儘速進行海洋能潛能區位的精細水文及地質調查與探勘：配合海流發電機組的設置，更精準的海象、水文與海域地貌等調查資料都為必需，故應展開潛能區位高精度的時空條件調查來掌握黑潮的物理、生地化等特性，妥適發電設備的部署規劃，提升整體系統的發電效能，並同時考量開發時減少對生態環境的衝擊影響。
2. 投入海洋能發電及電網拼接技術研發：因電纜的鋪設須慎選路徑，同時須精進錨固技術以對抗潮流張力等環境挑戰。再者，電纜的上岸地點及如何與陸地上的高壓電纜並聯等亦須納入整合規劃設計，方能成功進入電網以增加供電來源。
3. 啟動試驗電廠計畫並引進國際技術：評估國內洋流能發電場址作為試驗電廠計畫的潛在場址，以展開營運模式設計與規劃，並進一步與國際接軌提升海洋能發電併網技術能量，再透過實地測試加速電網穩定技術研發，達成供電穩定安全之目標。
4. 推動基礎建設以提高誘因：因作業船舶須有港埠設施可供停泊，除了建造足夠

的研究與施工船舶的數量，亦須配合規劃足夠的碼頭吞吐空間等基礎建設。再者，相關設施選址宜位於發電場址鄰近區域，便於回應需求與提升效率。

### 2.9.1 前言

海洋能量的蘊藏來自於巨量海水吸收太陽熱能，造成局部密度不均而使海水流動，同時也形成表層海水與深層海水間的溫差；另外，大氣的動能會引起波浪，且星球引力變化會形成潮汐潮流。因此，海洋能發電技術依能量開採型式可概分為：海流能(marine current energy)、海洋溫差發電(ocean thermal energy conversion, OTEC)、波浪能(wave energy)、潮汐能(tidal current energy)及鹽差能(ocean salinity energy)等五大類。參採國際能源總署—海洋能源系統(IEA-OES)報告<sup>233,234</sup>可知，前述各類海洋能源的理論年發電量，分別為：海流（包括潮流和洋流）發電 8,000 億度、海洋溫差發電 100,000 億度、波浪發電 80,000~800,000 億度、潮汐發電 3,000 億度及鹽差發電 20,000 億度。

臺灣四面環海，海岸線長達 1,448 公里，參採工業技術研究院研究報告<sup>235,236</sup>對我國海洋能高潛能區的分析，臺灣海流能（含黑潮）、海洋溫差能與波浪能，有 GW 以上之開發潛能，惟潮汐能約為 MW 等級，較不具產業規模，至於鹽差發電在我國<sup>237</sup>則仍處於理論分析和實驗室機組測試階段。整體看來，我國海域確有豐富海洋能源以支持發展海洋能發電，若將其納入我國無碳能源技術選項之中，相信可成為推動臺灣邁向 2050 淨零排放目標的一大助力。

---

<sup>233</sup> IEA-OES (2007) Annual Report 2007. <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-annual-reports/>

<sup>234</sup> 何無忌、羅聖宗、呂威賢(2015) 臺灣海域能源臺灣海域能源。科學月刊（401 期）。  
[http://scitechreports.blogspot.com/2015/05/blog-post\\_26.html](http://scitechreports.blogspot.com/2015/05/blog-post_26.html)

<sup>235</sup> 工業技術研究院(2018) 我國海洋能發電目標與策略（簡報）。

<sup>236</sup> 工業技術研究院綠能與環境研究所(2018) 海洋能發展策略（簡報）。

<sup>237</sup> 經濟部能源局(2019) 水力能與海洋能。再生能源資訊網。  
<https://www.re.org.tw/knowledge/more.aspx?cid=202&id=681>

## 2.9.2 國際發展現況

就海洋能發電技術來看，國際再生能源機構(International Renewable Energy Agency, IRENA)指出現階段以潮汐發電及波浪發電等技術較受到關注<sup>238</sup>，且全球運作中的海洋能發電設備總裝置容量目前為 534.7 MW，其中潮汐發電的裝置容量高達 532.1 MW，包括潮汐堰壩發電(Tidal Barrage Power)為 521.5 MW 與潮汐發電(Tidal Stream)為 10.6 MW，其次為波浪發電為 2.31 MW、海洋溫差發電為 0.23 MW，以及鹽差發電為 0.05 MW。另參採歐洲海洋能源組織(Ocean Energy Europe, OEE) 研究報告<sup>239</sup>所述，歐盟在海洋能發電目標上，2020 年時波浪發電設備累積的裝置容量僅為 12 MW、潮汐發電設備累積的裝置容量僅為 27.9 MW；然而至 2021 年歐盟將增設波浪發電設備 3.1 MW、潮汐發電設備 2.9 MW。接下來幾年藉由政策的支持，期望於 2025 年可達總成裝置容量為 100 MW 的目標。

在發電量方面，國際能源總署(IEA)推估 2019 年全球海洋能發電技術總發電量約增加 13%<sup>240</sup>，但參考該署提出的永續發展情境(Sustainable Development Scenario, SDS)，對海洋能發電技術的目標設定為至 2030 年增長率須達 23%，二者之間仍有落差。另外，根據歐洲海洋能源組織(OEE)統計<sup>241,242</sup>，2020 年歐洲潮汐能總發電量已達到 60 GWh，與 2018 年約 40 GWh 的發電量相比，其成長已有明顯提升。

由於現階段 10 kW~1 MW 的海洋能發電設備主在部署在英國、加拿大、澳洲和中國<sup>243</sup>，但這些示範專案與小型商業專案的發電成本昂貴，尚未達規模經濟。此外，至 2020 年全球計有 31 個國家投入海洋能源技術的研發<sup>244</sup>，其中歐洲國家如芬蘭、法國、愛爾蘭、義大利、葡萄牙、西班牙、瑞典和英國等在海洋能發展

---

<sup>238</sup> IRENA (2020) Ocean Energy Technologies.

<sup>239</sup> OEE (2021) Ocean Energy: Key trends and statistics 2020.

<sup>240</sup> IEA (2021) Ocean Power. <https://www.iea.org/reports/ocean-power>

<sup>241</sup> 同前揭註 239。

<sup>242</sup> 台灣經濟研究院(2021) 海洋能一不可忽視且有待扶持之新興再生能源。

<https://www.tier.org.tw/comment/tiermon1000.aspx?GUID=26c61d2e-832f-480e-b8b7-3feda34d02f2>

<sup>243</sup> 同前揭註 240。

<sup>244</sup> 同前揭註 238。

上位居領導地位，但歐洲以外的國家如澳洲、加拿大、美國等，亦持續投入海洋能發電技術發展，同樣與前述歐洲各國在海洋能技術研發與設備製造等面向上扮演重要的角色。

### 2.9.3 我國發展海洋能之現況問題分析

近年我國在海洋能發電技術的研發上，以第二期能源國家型科技計畫(National Energy Program Phase II, NEP-II) 推動離岸風力與海洋能主軸計畫(2014年至2018年)為主要的研發投入，分析NEP-II在海洋能研發上的重點，則是以建立國內離岸海事工程施工能力及達成黑潮與波浪發電之先導示範為二大核心工作。另外，我國於2019年公布施行海洋基本法，統籌整合各機關涉海權責以共同推展海洋事務，並於2020年內提出《國家海洋政策白皮書》，擘劃我國海洋發展政策。綜觀世界各國已逐步推動海洋能源的開發，臺灣為海島國家且位處黑潮流經區域，在海洋能源開發上確有其利基，再加上過去的初步研究已確認在臺灣東南外海具海流能開發潛能，因此，海洋委員會延續NEP-II的研究方向投入相關經費<sup>245</sup>，期望加速研發以促進國家能源轉型。參採NEP-II項下離岸風力與海洋能主軸計畫(2014年至2018年)成果報告等國內相關研究報告內容<sup>246</sup>，依各海洋能發電技術類型分述我國發展現況問題分析如下：

1. 海流發電：臺灣作為開發海流發電應用的海流，以黑潮流經處為佳，不僅因其距離臺灣本島僅20多公里，且其洋流較穩定並具有可觀動能<sup>247</sup>。NEP-II計畫在建立海流發電共通技術上，曾建立黑潮發電測試場，完成先導示範20kW黑潮洋流發電機組開發及海上效能測試。另在產學合作上，科技部(現為國家科學及技術委員會)支持的「趺級黑潮發電先導機組研發與實海域測試平台建置」計畫，是由國立中山大學團隊與民間企業萬機鋼鐵工業公司共同合作執行

<sup>245</sup> 海洋委員會(2020) 2020 國家海洋政策白皮書。

<sup>246</sup> 江茂雄(2019) 能源國家型科技計畫離岸風力及海洋能源主軸中心之推動及管理計畫(V)。科技部補助專題研究計畫成果報告期末報告。

<sup>247</sup> 海洋產業及工程研究中心(2022) 海洋能發電專區。國家海洋研究院。  
<https://www.namr.gov.tw/ch/home.jsp?id=111&parentpath=0,6>

海流發電系統的效能驗證。在研發團隊努力下，2020年已將50 kW洋流發電機組提升至400 kW，2021年由國家海洋研究院持續測試，希望至2025年可逐步完成2 MW商轉機研發測試。同時，國家海洋研究院正進行國家級洋流能測試場的場址選定及相關規劃評估<sup>248</sup>，目前以臺東縣伽藍（富岡）和新港漁港為洋流發電基地港進行實地裝機測試<sup>249</sup>，未來將規劃發展成國際洋流發電機組測試海域，並進行國際合作來加速技術提升<sup>250</sup>。

2. 海洋溫差發電：臺灣東部黑潮經過，海域終年表層海水溫度達24°C以上，且東海岸大陸棚陡峭，因此，花蓮外海與臺東外海等部份區位1,000公尺等深線離岸僅約3~5公里，及該處深層海水溫度已降至約4~5°C，與表層溫差可超過20°C，經評估應具有發展溫差發電的潛能。再加上此處溫差的日夜與冬夏間變化量不大，故相較其他海洋能而言，海洋溫差發電相對穩定並可為基載電力。由於海洋溫差發電過程中不會排放二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，也不會對糧食、土地等重要資源造成競爭壓力，再加上5~11月正是海洋溫差發電峰值<sup>251</sup>，對支援我國夏季用電高峰也將有所助益。參採國內進行中的「臺東深層海水試驗管工程」之實務經驗可知<sup>252</sup>，在汲取深層海水時可採連通管原理不須耗能，惟須配合地域特性進行佈放取深層海水所需冷水管之工法評估。以台灣水泥公司即將設置的和平海洋溫差發電廠為例<sup>253</sup>，除了與台灣中油公司合作，借重其鑽井技術外，同時也將與國內技術團隊合作<sup>254</sup>，採用高密度聚乙烯(HDPE)塑膠海管來降低海上施工成本與提升取水效率。整體而言，國內在佈管相關技術上已逐漸

---

<sup>248</sup> 海洋科學及資訊研究中心(2020) 臺灣洋流能海域測試場規劃評估。國家海洋研究院。  
[https://www.namr.gov.tw/ch/home.jsp?id=50&parentpath=0,7&mcustomize=research\\_view.jsp&dataserno=202006010008](https://www.namr.gov.tw/ch/home.jsp?id=50&parentpath=0,7&mcustomize=research_view.jsp&dataserno=202006010008)

<sup>249</sup> 李昱德(2022) 海島國家的綠能生力軍 海洋能是什麼？台灣技術下一步往哪走？環境資訊中心。  
<https://e-info.org.tw/node/234462>

<sup>250</sup> 洪定宏(2021) 洋流發電再突破！國家級測試場與基地港完成規劃。自由時報。  
<https://news.ltn.com.tw/news/life/breakingnews/3410410>

<sup>251</sup> 林倩如(2016) 「海洋能」崛起！產官學聚焦東海岸溫差發電潛力。環境資訊中心。  
<https://e-info.org.tw/node/201963>

<sup>252</sup> 劉金源(2021) 深層海水取水技術及潛力場址可行性評估（國家海洋研究院委託計畫）。

<sup>253</sup> 謝柏宏(2022) 台泥攜手中油 將擴大台東地熱發電鑽探計畫。聯合報。  
<https://udn.com/news/story/7238/6328424>

<sup>254</sup> 劉光瑩(2022) 幫台泥圓海洋能發電夢、吃下菲律賓8成電廠訂單，汐止小公司如何做到？。天下雜誌。  
<https://www.cw.com.tw/article/5120941?template=transformers>

成熟，但在施工的前、中、後有需要依場址的海域環境進行現場定位並定期監測，方能有效掌握管線狀況。

3. 波浪發電：依臺灣波浪模式資料來看<sup>255</sup>，東北部、東部外海及離島地區（澎湖西側海域）的波能相對較高，可達 15~20 kW/m，而東岸及西北沿海地區次之，約在 5~15 kW/m，西南及南部沿海地區則在 10 kW/m 以下。NEP-II 計畫在高自製率波浪發電系統的研發上，已建立波浪發電測試場，並完成先導示範 20 kW 波浪發電機組開發及海上效能測試，惟波浪發電機組後續將針對抗颶技術進行研發，方有商業化發展的可能性。
4. 潮汐發電：由於臺灣西部海岸大都為平直沙岸，缺乏可供圍築潮池的優良地形，相對而言，離島的金門及馬祖因其潮差可達 5 公尺，較具有發展潮汐發電的天然條件，但就經濟性理想潮差來看仍有 6~8 公尺的差距，且發電潛能亦須要進一步評估<sup>256</sup>。

統整我國周圍海域發展條件及各類型海洋能發電技術的特性，並以 2050 年可達技術水準及其容量因素進行估算，如下表 2.9.1 所示，除潮汐發電的預估可開發量為 MW 等級外，其他如海流能、海洋溫差及波浪能的發電預估皆可達 GW 等級，此四者合計的可開發量為 9.6 GW（含黑潮發電）。此外，關於前述四項技術的發電潛力，除潮汐發電的發電量估計在 10 億度以下外，其他三項技術個別的發電量均可達 10~60 億度的潛能<sup>257</sup>，整體而言，對提升我國再生能源供電占比及加速減碳目標的達成，可說是具有相當的助益。另關於臺灣高潛能區的位置分布則請參見圖 2.9.1。

---

<sup>255</sup> 呂錫民(2015) 波浪能發電來了！台灣可以嗎？科技大觀園。  
<https://scitechvista.nat.gov.tw/Article/C000003/detail?ID=d11281e1-ce53-40d9-8bc1-96ald5942044>

<sup>256</sup> 同前揭註 236。

<sup>257</sup> 經濟部能源局、工業技術研究院(2021) 我國能源部門技術科學檢核程序及 5+1 領域技術初步盤點說明（簡報）。（資料未公開）

表 2.9.1 我國海洋能發電技術潛能評估<sup>258,259,260</sup>

海洋能發電技術	預估可開發量 (GW)	發電潛力*	基載電力	潛在場址
海流發電	4 (黑潮) +0.2	中	否	東部黑潮 (以蘇澳外海、花蓮外海、綠島及蘭嶼此四個場址評估潛能) 富貴角、澎湖水道
海洋溫差發電	2.8	中	是	東部花蓮外海、臺東外海
波浪發電	2.4	中	否 (具季節與週期性變化, 但能量密度高)	東北角外海、富貴角、澎湖、雲彰隆起
潮汐發電	0.2	低	否	金門、馬祖

\* 發電潛力以 2050 年可達技術水準及其容量因素估算其發電量：高 > 6 TWh、中 1~6 TWh、低 < 1 TWh

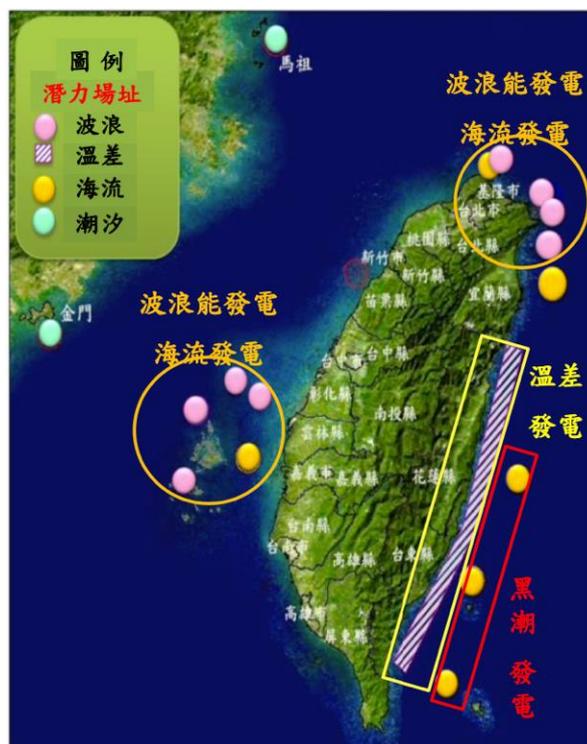


圖 2.9.1 我國海洋能高潛能區<sup>261</sup>

<sup>258</sup> 同前揭註 235。

<sup>259</sup> 同前揭註 236。

<sup>260</sup> 同前揭註 257。

<sup>261</sup> 同前揭註 235。

## 2.9.4 我國發展海洋能之潛能與限制評估

因海洋能發電技術尚屬於前瞻技術，故本建議書以 40~80%開發量作為假設，針對可開發量高、發電潛力高的三項海洋能發電技術進行潛能評估，初步估算裝置容量可達 3.8~7.5GW。此外，此三項技術容量因數差異頗大，海流發電與溫差發電之容量因數較高，波浪發電之容量因數較低<sup>262</sup>，因我國尚未有實際案場，故先以保守之參數進行估算，於 2050 年預估發電量約為 212~424 億度<sup>263</sup>。進一步分就各項海洋能技術的潛能與限制評估分述如下：

1. 海流發電具有能源供應充足、穩定性、大規模商業化與成本競爭力等優勢，再加上黑潮發電深具開發潛能，惟技術安全性及成本尚待評估，主要是因黑潮發電的潛能區位場址位於海底陡坡且水深超過 300 公尺處，所以大水深海事工程相關技術將會是影響發展進度的關鍵要素。
2. 海洋溫差發電具 24 小時穩定供電的特性，相較其他再生能源之間歇式發電的特性，不僅可作為基載電力，更是可達 GW 等級的無碳能源選項，我國合適的場址以臺灣東部沿海，如花蓮、臺東海域為主，除了得評估颱風與地震造成的影響，更須配合東部海域施工的期程來評估及採用適合的佈管工法，逐步克服深海大管徑(D>5 m)冷水管與浮台等海事工程相關問題。
3. 波浪發電的高潛能區如臺灣東北外海，近岸潛能約可達 13 kW/m 以上，離岸潛能推估應可更高，我國已有施工能力，但發電設備須強化抗颱風外，也須要衡量對漁業與船舶航行造成的衝擊。
4. 潮汐發電則以金門、馬祖為合適的潛力地點且我國已有施工能力，但須要大面積的圍堰配合，可是開發量卻不大發電潛力亦不高，整體而言較不具經濟效益，

---

<sup>262</sup> 海流發電之容量因數約為 70~95%，溫差發電之容量因數約為 90~95%，波浪發電之容量因數約為 25~32%，資料取自 Minesto. Ocean Energy. <https://minesto.com/ocean-energy>，以及 IRENA 2014. Ocean Thermal Energy Conversion Technology Brief. Lavidas, G. 2020. Selection index for Wave Energy Deployments (SIWED): A near-deterministic index for wave energy converters. *Energy* 196 (1).

<sup>263</sup> 若以 40%開發量而言，海流發電裝置容量為 1.68GW，發電量約為 103 億度（70%容量因數）；溫差發電裝置容量為 1.12GW，發電量約為 88 億度（90%容量因數）；波浪發電裝置容量為 0.96GW，發電量約為 21 億度（25%容量因數），發電量總計約為 212 億度。

惟考量離島發電的需求與成本，或可進一步作整體性評估。

## 2.9.5 政策建議

由於海洋覆蓋地球表面積達三分之二以上，其中潛藏的海洋能源總量十分可觀，故分就各類海洋能發電技術項的特性以及我國海域的海洋能高潛能區位來看，海流發電的可開發潛能量大且國內已有技術基礎，海洋溫差發電則可作為基載電力來穩定電力的供給，因此國內產學研各界應接軌國際進展並規劃跨國合作來加速研發。其他如波浪發電、潮汐發電等技術項，因其發電特性為非週期性、發電量有高低差，且潮汐發電可開發的潛能低，導致技術發展效益不如前二者。綜整各面向的評估可知，為達 2050 淨零排放的目標，海流發電及海洋溫差發電應可納入我國無碳能源的選項之中。

若進一步分析設置海洋能發電機組所需的各項條件，如海流發電、波浪發電等不同海洋能發電技術有不同特性，因此設置區位的選取將是相當關鍵的初始條件，必須要進行高精度的潛能區位調查研究與海洋資源探勘，以掌握海域的物理、基地海洋地質、生態特性等。此外，與建置實海域測試場址相關的基礎設施，如：環評、電力輸出設備、繫泊系統等，若可採統一規劃建置，未來海洋能機組於此驗證時，將有助於加速技術研發進展。同時，臺灣特殊地理環境所面臨的颱風與地震威脅也應一併納入研調，以提供發電機組設計參採，進而提高設備的耐用性。若以海流發電機組的設置而言，更須針對黑潮展開精細水文及地質調查與探勘，除妥適發電設備的部署規劃以提升系統發電效能外，更可預作規劃來降低對海洋生態環境的衝擊影響。

然而在擘劃海洋能發電機組的海上設置區域之際，建議應及早啟動電網併接及試驗電廠等布建計畫，並針對電廠的場址選擇、營運模式與發電系統整合等事項加以籌劃。此外，衡量國內在此方面的實務經驗有限，未來應可接軌國際技術，以配合試驗電廠在實地測試上的需求。建議透過評估發電機組的可用率、現場開發的安全性、發電成本的經濟性，以及對海洋生態的影響等問題，找出設廠布建

的關鍵瓶頸所在並對症下藥，以達成再生能源併網供電之穩定安全的目標。

最後，因布建海洋能發電機組會需要有足夠數量及噸位的海事工程專業施工船舶配合，且作業船舶也須要有港埠設施可供停泊，所以除了加速海洋能發電技術的研發外，同時也須要推動基礎建設以提高布建海洋能發電機組的誘因。在相關基礎設施選址上，除須規劃足夠的碼頭吞吐空間外，同時也宜位在發電場址鄰近區域，以便於回應海事工程的需求與提升機組布建的效率。

## 2.10 智慧電網

### 摘要

我國目前規劃 2025 年再生能源（主要為太陽光電與風力發電）發電占比要達 20% 的目標，而我國若要達到 2050 淨零排放的目標，在現有能源架構下勢必還要再提高再生能源的發電占比。太陽光電與風力發電系統常常會受到天候、有效運轉時間、季節變化等影響，具有相當大的不確定性，這些大量的間歇性電力與現有的電力系統併網時，將會影響電力系統的穩定與安全性。為確保電網供電安全穩定積極布建全臺智慧電網是目前面臨重要的挑戰，建議國內發展以下方向：

1. 電力系統須要持續布建低壓智慧電表，來掌握全臺的用電資訊，並且結合資通訊、人工智慧、大數據分析等技術，提升電力系統運轉效率與電網的安全性與穩定度。
2. 環境氣候的變動會影響電力供應穩定度，須結合氣象預報模式導入人工智慧進行預測隔日發電量，以進行傳統機組發電排程。
3. 針對間歇性再生能源的電力補償，除了傳統抽蓄水力與民間電廠調度外，應持續建置 GW 級的儲能基礎設施以為配套。
4. 因應大量再生能源併網後的即時電力調度，讓用戶端參與需量反應規劃，讓電力系統可取得更多元的輔助服務。
5. 臺灣電力系統應逐漸轉型為分散式，透過智慧電網和虛擬電廠驅動低碳能源和再生能源的整合，打造先進配電管理系統以協助供電安全穩定及效能的提升。

### 2.10.1 前言

為達到 2050 淨零排放的目標，亞洲相關先進國家都規劃提高再生能源的發電占比，如韓國在 2020 年 10 月提出的碳中和計畫草案中提到，2050 年綠能發

電占比最高將可達 70%<sup>264</sup>；日本在 2020 年 12 月提出 2050 年碳中和的綠色增長戰略中提到再生能源發電占比在 2050 年須提高至 50~60%<sup>265</sup>。我國政府目前規劃 2025 年再生能源發電占比要達 20%的目標<sup>266</sup>，但要達到 2050 淨零排放目標推動能源轉型過程中，勢必要再提高再生能源的發電占比。

然而，太陽光電與風力發電系統常常會受到天候、有效運轉時間、季節變化等影響，具有相當大的不確定性，當有大量間歇性發電的再生能源與現有的電力系統進行併網時，將會對於電力系統安全性與穩定性造成危害。現有傳統電網的規模與性能是不足以承受未來持續成長再生能源發電併網的需求，在可預見的未來臺灣的電力系統將會面臨以下三大問題，第一、再生能源有不穩定性與間歇性的特性，當再生能源供電占比更高的時候，如何智慧化調度傳統基載發電機組與其他電力來源以達到供需平衡，讓電力系統可以穩定的供電；第二、大型發電設備的使用週期都在 20 年以上，未來若面臨機組設備須汰舊換新時，勢必須將極端氣候災害風險及能效與減碳效益納入考量，如何維持發電設備的正常運作以提升電網韌性與供電品質；第三、降低環境污染和減少碳排放是全民共識，要促進用戶端的參與節能及開發新興技術，以達到提升電力系統運轉效率。為維持電力供應的高效穩定性，並兼顧提高再生能源發電的占比的大方向，我國須要建置一套符合所需的智慧型電網系統。

智慧電網是利用資通訊技術收集電力生產端供電情況與用電端使用資訊，再進行優化調節電力分配，運用其數位化及自動化的功能提高能源使用效率。智慧電網依據供電流程可分為：(1)發電與智慧調度、(2)電網管理（輸電、配電與儲能）、(3)需求面管理（售電）<sup>267</sup>。其關鍵技術包含電力網絡的整合通訊技術、先進讀表系統(Advanced metering infrastructure, AMI)、配電自動化、系統控制與決策計畫等。美國能源部自 2010 年斥資 45 億美元進行建設智慧電網基礎設施，部

---

<sup>264</sup> 韓國環境部(2021) 韓國 2021 年碳中和執行計畫。

<sup>265</sup> 核能研究所(2022) 國際淨零目標之因應策略及全球情境評估。

<sup>266</sup> 經濟部(2019) 再生能源發展條例。

<sup>267</sup> 經濟部能源局(2020) 智慧電網總體規劃。

[https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu\\_id=9922](https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu_id=9922)

署超過 1,500 萬個智慧電表，從 2019 年開始投入多項智慧能源與電網計畫，推動人工智慧、大數據分析、機器學習等具前瞻性電網整合技術，都有助於電網更有效率且安全穩定的運作<sup>268</sup>。而我國在經歷過 513 和 517 大停電後<sup>269</sup>，民眾開始關注政府推廣的再生能源發電裝置容量目標與併網的影響，因此如何可以用智慧電網技術，來優化高效電力供應的安全穩定，是一個刻不容緩的課題。

## 2.10.2 國際發展現況

國際間積極的推動減碳而擴大再生能源的使用，因此，如何建構一個新型高效穩定運轉的能源系統是一大挑戰。歐洲能源轉型智慧網絡科技與創新平臺即提出欲加速能源轉型，必須運用整合性儲能與電力轉換，另外，更可以電力系統為核心整合多種能源，促成全能源系統的無碳化<sup>270</sup>。而再生能源與傳統電力系統有效整合須要仰賴強化需求面管理、再生能源搭配儲能系統、建置智慧電網，建立分散式智慧能源管理系統等策略<sup>271</sup>。

根據國際能源總署(IEA)的報告指出，在淨零碳的路徑上，各部門快速電氣化，用電需求上升、再生能源的加入以及替換老舊電網，對電網的投資到 2040 年須要提升至 1 兆美元<sup>272</sup>。目前優先發展的智慧電網技術項目包括先進讀表系統(AMI)、分散式能源系統整合、資訊與通訊技術，以及協調輸電與配電運行之智慧網路管理<sup>273</sup>。

許多先進國家的電力設備已經超過 100 年以上，須要儘速投資在智慧電網的

---

<sup>268</sup> DOE(2010) What The Smart Grid Means To Americans.

<https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/ConsumerAdvocates.pdf>

<sup>269</sup> 經濟部(2021) 513 及 517 停電事故檢討報告。

[https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/news/News.aspx?kind=1&menu\\_id=40&news\\_id=96815](https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/news/News.aspx?kind=1&menu_id=40&news_id=96815)

<sup>270</sup> European Technology & Innovation Platform of Smart Networks for Energy Transition (2018). Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment

<sup>271</sup> 林法正(2017) 系統整合創新技術發展 106~110 年藍圖規劃。智慧電網主軸中心。

[http://www.smart-grid.org.tw/userfiles/vip1/01\\_系統整合創新技術發展-智慧電網的佈局與應用106\\_-115\\_年藍圖規劃\\_\(更新\).pdf](http://www.smart-grid.org.tw/userfiles/vip1/01_系統整合創新技術發展-智慧電網的佈局與應用106_-115_年藍圖規劃_(更新).pdf)

<sup>272</sup> IEA (2021) Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector, 2021.

<sup>273</sup> 同前揭註 267。

發展上以維持電力的品質與可靠度，依據美國電力創新研究所報告中指出，至 2020 年底美國電力公司已安裝 9,800 萬台智慧電表，評估到 2021 年底智慧電表的安裝數可達 1.15 億台，可覆蓋美國 75% 以上的家庭<sup>274</sup>。歐盟的能源效率法令目標，設定至 2020 年成員國的智慧電表普及率達到 80%，而在挪威、丹麥、西班牙等國評估在 2020 年智慧電網普及率即可達 100%<sup>275</sup>。在亞洲地區，日本推動重點在於大量納入再生能源並且保持電力穩定，以及家庭至城市的能源管理規劃，將在 2024 年全面導入智慧電表，布建 8,000 萬台裝置<sup>276</sup>，這樣的智慧電網高普及率，可透過能源物聯網快速取得電力資料並延伸應用。另南韓規劃在 2020 年前完成大都市的電網建置，2030 年完成全國性智慧電網的建置<sup>277</sup>。

### 2.10.3 我國發展智慧電網之現況問題分析

我國經濟部自 2012 年開始啟動「智慧電網總體規劃方案」，希望在 20 年期間（2011 年至 2030 年）以前期布建、推廣擴散、廣泛應用等三階段建設我國的智慧電網。方案執行迄今已推動如配電系統自動化、變電所智慧化及智慧電表布建等重要建設<sup>278</sup>。然而，因應政府推動能源轉型政策，在間歇性再生能源大幅增加下可能會影響整體供需平衡，因此衝擊傳統電力網路的調度，為達成 2025 年再生能源發電 27 GW 併網，及再生能源發電量占比達 20% 並可穩定供電目標，經濟部在 2020 年再次修訂相關目標，包括將結合先進技術如儲能系統、大數據分析等，來達成提升電力運轉穩定、強化電網韌性並讓用戶可參與節能等<sup>279</sup>，其中，2025 年之前規劃發展短時間功率型電池，而 2025 年之後規劃發展發展長時

---

<sup>274</sup> IEA, Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid (2021 Update), 2021/04.

<sup>275</sup> European Commission (2011) Energy Efficiency Plan 2011. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0109:FIN:EN:PDF>

<sup>276</sup> 能源知識庫(2014) 日本智慧型電表系統市場發展概況。  
[https://km.twenergy.org.tw/Knowledge/knowledge\\_more?id=1132](https://km.twenergy.org.tw/Knowledge/knowledge_more?id=1132)

<sup>277</sup> 產業情報室，黃雅琪、江敏惟(2013) 韓國智慧電網示範計畫發展策略分析。  
[https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt\\_more.aspx?rpt\\_idno=153751315](https://ieknet.iek.org.tw/iekrpt/rpt_more.aspx?rpt_idno=153751315)

<sup>278</sup> 經濟部(2020) 智慧電網總體規劃方案。  
[https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu\\_id=9922](https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/Content.aspx?menu_id=9922)

<sup>279</sup> 同前揭註 278。

間能量型電池，協助再生能源削峰填谷，並利用需量反應及時間電價轉移用戶負載提升電力系統穩定運轉效率<sup>280</sup>。

#### 2.10.4 我國發展智慧電網之具體作法與階段性目標

發電機組大型化與負載集中是我國大型集中式發電系統的特色<sup>281</sup>，現有大型發電廠多集中設置且與用戶端有相當的距離，一般會在輸變電系統端會先提高電壓後以電力線進行傳輸，並在提供給用戶時才進行降壓，因此經常容易損耗大量能量。且都會區與科學工業園區因電力需求快速成長下負載集中，但變電所的鄰避設施特性，經常受到民眾抗爭而難以擴展興建，致使地區性容易出現供電瓶頸。而大電網系統之電力遠距離傳輸，亦有難以即時追蹤負載變化故障之挑戰，容易透過連鎖效應而造成電力系統的癱瘓，且複雜的大型電網和過度集中的發電設施易遭受到攻擊並引發國安問題。為一併考慮國家安全及能源問題，布建智慧型電網及建置分散式電力系統便成為我國的能源政策與發展方向（表 2.10.1）。微電網可以視為區域型的智慧電網，涵蓋分散式發電和市電，具有整合再生能源與節點的特性，運作模式分為一般模式與孤島模式，當市電突然斷電時，微電網可重新調整電壓與功率以維持穩定的區域供電，我國目前微電網的布建已在離島與偏遠部落等地區啟動。

表 2.10.1 傳統電網與智慧電網的比較<sup>282</sup>

項目	傳統電網	智慧電網
發電方式	少數大型發電廠	小型的電力供應商
地域性	集中式	分散式
電網規模	大型電網及電纜	小規模區域性
電力傳輸	單向傳輸	雙向傳輸

<sup>280</sup> 經濟部(2020) 強化電網運轉彈性公共建設計畫。

[https://www.moea.gov.tw/MNS/cord/content/ContentMenu.aspx?menu\\_id=25358](https://www.moea.gov.tw/MNS/cord/content/ContentMenu.aspx?menu_id=25358)

<sup>281</sup> 陳彥豪、盧思穎、陳俐妏、左峻德(2014) 台灣經濟研究月刊，台灣智慧電網產業發展現況與展望，第 37 卷第 9 期，13-24 頁。

<sup>282</sup> 中國工程師學會，張忠良 (2020) 智慧電網發展與再生能源監控實務，93 卷，01 期，39-49 頁。[http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903\\_chapter05.pdf](http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903_chapter05.pdf)

項目	傳統電網	智慧電網
用戶角色	僅為消費者	可積極參與電網系統
電錶特性	電子機械式、人工抄表	數位式、遠端讀表
設備檢修	手動檢查與測試	遠端執行檢查及測試
故障範圍	人工尋找故障點	自動維修，即時恢復
用電統計	較難預估	即時管理

政府為達到能源轉型的目標，電力系統須要逐年增加再生能源發電量占比並且實際併網供電，由於太陽光電與風力發電的電力供應大部分依賴天氣的狀況，若負載和再生能源發電預測誤差過大，對電力調度、供電穩定度與安全性將產生重大衝擊<sup>283</sup>，嚴重時將產生必須輪流分區限電的措施。

太陽光電在早上 7 點開始發電，而發電量到下午 2 點後開始快速下降，無法提供全天的電力負載，而造成所謂的鴨子曲線的現象(Box 2.10.1)。在電力系統中，燃煤與核能這類的基載較適合長時間的穩定運轉，而燃氣（油）、抽蓄水力則較適合因應負載快速變動即時啟動的發電機組。目前因應的做法可使用燃氣複循環發電機組在短時間內進行升載併聯與降載解聯的電力系統操作模式，以 2025 年的能源轉型之情境推估(20-30-50)，早上 9 點傳統機組開始以 3 GW/小時陸續降載解聯，而下午 3 點機組陸續以 2.5 GW/小時升載併聯<sup>284</sup>。若 2050 年的能源情境為再生能源占比提升至 50%以上，為解決再生能源無法滿足負載需求，須要再增加儲能設備與需量反應的容量，以維持電網的穩定。另外，也須考慮當再生能源發電量超過負載需求時，可將多餘的電能進行儲存或是轉換為其他能源載體，例如儲電系統、氫能、水力等，就不須要進行電力系統的降載解聯。

<sup>283</sup> 中國工程師學會，吳進忠、鄭宇軒(2020) 大量再生能源併網的衝擊與電力調度因應策略，93 卷，01 期，77-88 頁。http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903\_chapter09.pdf

<sup>284</sup> 台灣電力公司(2020) 智慧電網總體規劃方案推動辦理情形，行政院能源及減碳辦公室 109 年第 1 次委員會議。

### Box 2.10.1 再生能源電力補償<sup>285</sup>

當電力系統中配置大量再生能源時，傳統電廠需調度整體負載，當正午時段太陽能發電量增加，讓基載負載降低（如：鴨肚子），而當日落時太陽能發電量減少，導致基載負載快速增加（如：鴨脖子），一日基載負載曲線呈現鴨子狀。故如何快速調整基載供電以因應日間大量太陽光電的產生為一大課題。

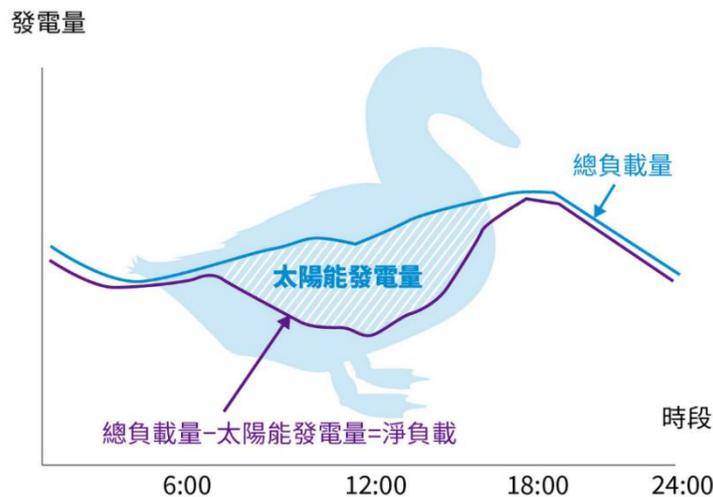


圖 2.10.1 鴨子曲線

我國的儲能技術發展須搭配無碳電力整體布建時程與規模進行規劃，透過建構足夠的儲能系統與電網整合，以達成電力供應削峰填谷，使整體電力系統透過更具有彈性與韌性的方式整合運用再生能源，並同時維持電網安全性與穩定性。

電網級儲能系統要考量多重因素，我國目前電網級儲能系統主要是以抽蓄水力為主，包含大觀二廠和明潭電廠，總裝置容量為 2.6 GW，主要功能為支撐尖峰負載用電、大型機組跳脫時的電力支援及間歇性再生能源的電力調控<sup>286</sup>（常用的儲能裝置詳見 2.11 儲能）。隨著再生能源快速增長，各式電池也陸續開發，包含鋰電池、液流電池等。而鋰離子電池除了已成熟技術用於 3C 產品之外，目前可應用於電動載具、再生能源發電所需儲能系統與智慧電網中儲能系統，鋰離子電池在能量密度與功率密度皆優於其他類型的蓄電池，在有限的建置儲能設備環境下具有一定的優勢，再加上鋰離子電池具有高循環壽命及高能量轉換率等優異

<sup>285</sup> 台灣電力公司(2021)，迎戰夜尖峰 聰明用電大進擊，第 704 期封面故事。  
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/4846>

<sup>286</sup> 劉玉章、曾育貞、呂永方、沈錦昌、鍾人傑(2015) 電網級儲能技術研發現況與進展，第二卷，第二期，169-190 頁。

性能，在再生能源儲能應用已經有相當多的示範案例，鋰離子電池已成為智慧電網中電能儲存的主要技術，在各國每年皆持續提高再生能源占比下，都應積極評估電網儲能的可行性。電解水製氫亦可為儲能的一種形式，但其能源效率遠低於鋰離子電池，且無法滿足短時間放電需求，其優勢是可做為長期儲能的工具。惟我國是否有足夠的綠電以致須長期儲能，仍是無可預期。

再者，當未來再生能源裝置容量占比達一定規模時，為達成電力系統穩定的運轉，須加強再生能源的即時發電預測，結合氣象預測及發電即時監控等資料，以增加電力調度的精確性<sup>287</sup>，並且須要再搭配儲能系統、需量反應、輔助服務市場等以達到 2050 淨零排放的目標(Box 2.10.2)。未來再生能源裝置容量提高且總發電量將達 20%的情況下，目前行政院設定儲能系統（儲能設備與輔助服務）設置目標為 2025 年 1,500 MW，規劃由台灣電力公司自建及民間業者建置，台灣電力公司採購再調度之。其中，1,000 MW 為系統端儲能（功率型與能量型設置目標各 500 MW），另外 500 MW 為發電端儲能（太陽光電結合儲能系統）<sup>288</sup>，以協助夜間第二尖峰供電。此外亦搭配 3 GW 需量反應參與量來提升電力供應升降載的能力，協助因應間歇性再生能源及發電機組異常事故所需。

#### Box 2.10.2 需量反應與輔助服務<sup>289, 290</sup>

需量反應是利用價格機制或是折扣誘因引導用戶改變用電習慣，可平抑尖峰用電及改善離峰發電過剩的現象，維持供電的可靠與穩定。輔助服務是一種即時（秒）或長期（小時）的備轉容量，電力供應來源可為發電機組、儲能系統、需量反應等。

<sup>287</sup> 台灣電力公司電力調度處，吳進忠(2018) 再生能源併聯運轉對電力調度的挑戰與機會。  
[https://www.ctci.org.tw/media/6359/01\\_再生能源併聯運轉對電力調度-吳進忠.pdf](https://www.ctci.org.tw/media/6359/01_再生能源併聯運轉對電力調度-吳進忠.pdf)

<sup>288</sup> 經濟部(2020) 強化電網運轉彈性公共建設計畫。  
[https://www.moea.gov.tw/MNS/cord/content/ContentMenu.aspx?menu\\_id=25358](https://www.moea.gov.tw/MNS/cord/content/ContentMenu.aspx?menu_id=25358)

<sup>289</sup> 台灣電力公司台北北區營業處，陳大業(2018) 需量反應負載管理措施。  
<https://www.taipower.com.tw/upload/135/2022021615570940851.pdf>

<sup>290</sup> 中華經濟研究院(2021) 電力交易平台發展現況與競爭規範之研究。  
<https://www.ftc.gov.tw/upload/c8bfc9a4-a8d9-4265-a742-a6e24b1c1af9.pdf>

為確保高再生能源占比併網後可讓整體電力系統的穩定性與可靠度，必須加強再生能源提升各項性能與強化電力調度中心即時調度作業。目前全臺灣的電力調度中心分為中央調度中心（臺北、高雄）、區域調度中心（6所）與配電調度中心（21所）<sup>291</sup>。調度中心須透過統計數據，包含氣象預報、季節用電、經濟景氣等面相，分析負載變動以進行精準的再生能源發電預測，以利於進行即時輔助服務相關備轉容量，日前預測的平均絕對誤差約 6~8%；在電力系統併網則要提高併接點的電壓調整能力、提高系統頻率變動微調能力與強化異常電壓/頻率穿越能力。而在再生能源升/降載的規範上則須要搭配一定容量之儲能系統以符合升/降載率的要求，確保電力系統的穩定與安全。在智慧電網與儲能系統間須要功率調節系統進行雙向電力轉換，其中關鍵技術在於研發次世代電力轉換系統(Power Conversion System, PCS)，目前寬能隙半導體功率元件使用的先進材料為碳化矽和氮化鎵，相較於傳統矽基元件，碳化矽元件具備高切頻能力、低切換損失及高操作頻率等優點，可增加電網系統的穩定度與減少電能轉換損耗<sup>292</sup>。最後，調度中心須要配置各類的備轉容量使系統發電與負載得以維持動態平衡，此外。更應建立電力市場機制，透過市場取得輔助服務以因應大量再生能源併網的衝擊<sup>293</sup>。

截止 2021 年 8 月為止，再生能源中太陽光電裝置容量約 6 GW，風力發電約 850 MW，其中約 3.5 GW 的太陽光電與 260 MW 的風力發電可即時監測<sup>294</sup>。由於再生能源的發電間歇性將會影響整體電力系統調度的安排，現階段台灣電力公司規劃建置再生能源發電資訊整合平台，以整合再生能源監測、推估與預測，協助調度人員即時掌握再生能源的發電情況<sup>295</sup>。

強化電網韌性是管理上的關鍵指標，目前臺灣的電力系統屬於集中式發電廠

---

<sup>291</sup> 台灣電力公司(2021) 電力調度要點。

<https://www.taipower.com.tw/upload/5570/2021033011461244698.pdf>

<sup>292</sup> M. E. Levinshtein, S. L. Rumyantsev, and M. S. Shur, Eds (2001). Properties of Advanced Semiconductor Materials GaN, AlN, InN, BN, SiC, SiGe. New York: Wiley, 2001, pp.31-47.

<sup>293</sup> 同前揭註 287。

<sup>294</sup> 台灣電力公司電力供需資訊各機組發電量。

<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=206&cid=406&cchk=b6134cc6-838c-4bb9-b77a-0b0094afd49d>

<sup>295</sup> 中國工程師學會，張忠良(2020) 智慧電網發展與再生能源監控實務，93 卷，01 期，39-49 頁。[http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903\\_chapter05.pdf](http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903_chapter05.pdf)

與變電所，只要發生單一事故（自然發生或人為操作）就會造成全臺大停電的風險。因此，為改善電網韌性的不足，應重新調整全臺電網保護協調設計，須要導入具人工智慧技術的協調保護機制，讓保護電驛的判斷更加精準，以避免誤判造成單一電廠故障大幅衝擊電網。另外，透過提高全臺智慧電表的布建數，也是強化電網韌性的手段之一。目前台灣電力公司已經在 2014 年完成高壓智慧電表的布建，掌握全國 60% 的用電資訊。後續持續推動低壓智慧電表的布建，累計至 2020 年，已經完成 109 萬戶的電表安裝，預計 2024 年完成累計 300 萬戶，至 2030 年完成累計 600 萬戶的布建，共可掌握全國 85% 的用電資訊<sup>296</sup>。而為了減少停電時間並且大幅縮短復電時間，台灣電力公司展開配電自動化開關建置，將會搭配圖資系統及即時監控資訊建立輸電設備維護管理系統，輸電系統設備故障平均時間由現行 1.62 小時降至 2030 年小於 1.39 小時，並且布建自動化饋線用戶數可從 71% 提升至 2030 年占比 95%<sup>297</sup>。而為降低再生能源間歇性對於電力品質的影響，建置分散式的儲能系統也是關鍵的解決方案之一，目前台灣電力公司主要是使用傳統的儲能機組，如大潭、明潭抽蓄電廠，約有 2.6 GW 的儲電容量，另外在臺中龍井、高雄永安等地經濟部能源局也有興建光電站所需的儲能設備<sup>298</sup>。

目前低壓智慧電表用戶可查詢前 6 小時的用電資料，並進行最適電價方案試算，未來台灣電力公司將持續加速布建低壓智慧電表，目標在 2030 年用戶可利用智慧電表查詢前 2 小時用電資料，電價可依電業管制機關要求調整電價方案，可提高用戶節電意識參與節電措施，再透過用戶參與需求量反應方案，用移轉或是節約方式達到尖峰抑低<sup>299</sup>。為達到 2050 淨零排放的目標，台灣電力公司將利用人工智慧及大數據分析技術，進行預防性維護及再生能源發電預測，如在太陽光電與風力發電方面，使用人工智慧決策與大數據分析，建立長時間下日照量與

---

<sup>296</sup> 台灣電力公司(2022)AMI 智慧電表布建資訊網。<https://ami-meter.taipower.com.tw/views/home.php>

<sup>297</sup> 同前揭註 278。

<sup>298</sup> 黃郁青、陳治均、葛復光(2017) 臺灣能源期刊，第四卷，第一期，第 45-58 頁，利用 TIMES 模型進行我國電網級儲能分析。

<sup>299</sup> 同前揭註 278。

發電量關聯性預測模型，提供系統調度、機組發電排程參考<sup>300</sup>。

我國電力系統主要為集中式電廠，電力結構為電源、輸電網、配電網、用戶端，因南電北送的遠距離模式造成饋線損失導致用電效率與品質不佳，且由於部分城市與工業區的負載過於集中導致輸電壅塞與故障頻繁問題已經浮現。而為加快再生能源的發展，應該改變原有集中式電力供給，逐漸轉型為使用分散式配電，電力結構為電源、用戶或是電源、配電網、用戶組成，用電效率與電力品質可大幅提升，達到區域型的電力自給自足，而發展微電網技術也可減緩大量再生能源併入電網造成電壓浮動影響區域電網供電的問題，也可透過分散式電網減少集中式輸配系統過於複雜且長距離饋線下造成的能量耗損（大約 10%）。

根據台灣電力公司即時用電資訊得知，全臺以北部和南部區域的用電量最多，分別為 10.68 GW 與 10.74 GW，而中部區域和東部區域則是 9.4 GW 和 0.39 GW<sup>301</sup>。因各區能源使用與供給的特點不同，再生能源與智慧電網布建策略將有所不同，北部地區用電量大、但可發電量少，尖峰用電仰賴南電北送，可作為能源需求中心，以需量管理策略為主。中部地區與南部地區分別擁有風力發電與太陽光電資源，可搭配儲能系統並實行虛擬電廠(Box 2.10.3)。東部地區有豐富的地熱與海洋能，足夠供應東部用電，解決輸電難度，未來若發電量持續增加，須評估布建饋線系統。未來更可推動台灣電力公司各區處結合縣市政府建立區域能源管理與供應中心。

而在各區域分散式能源整合的發展規劃中可建構具備電網輔助服務功能的中大型再生能源電廠，搭配儲能讓再生能源發電平滑化，維持電力品質及電力系統的供電穩定度<sup>302</sup>。此外，亦可發展城市級虛擬電廠，在主要都會區吸引用戶設置再生能源設備及儲能設備，共同參與電力事業，擴大需量來源穩定都會區電力供應。至於臺灣微電網的發展可分為防災型、離島型與社區型，在桃園龍潭行政

---

<sup>300</sup> 台灣電力公司(2022) 再生能源發電預測—解讀風與光，第 691 期封面故事。  
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/4029>

<sup>301</sup> 台灣電力公司(2022) 台灣即時用電資訊。<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=206>

<sup>302</sup> 林法正(2018) 台灣能源轉型之區域供電挑戰與因應。<https://www.ctci.org.tw/media/6334/主題4台灣能源轉型之區域供電挑戰與因應.pdf>

院原子能委員會核能研究所的社區型微電網示範場域，可獨立運轉自主供電，也可配合台灣電力公司電力調度處進行平衡電力供需的調度<sup>303</sup>，未來可持續擴大微電網的規模，可升級為區域型電網的電力資源整合，最後擴大到整個城市為範圍。

### Box 2.10.3 虛擬電廠<sup>304</sup>

虛擬電廠為透過中央控制資訊平台，整合用戶端能源管理系統、分散式能源系統與儲能系統，可在短時間提供尖峰負載電力之調度，並且搭配彈性電價的誘因，促使電力保持供需平衡。

## 2.10.5 政策建議

依據政府規劃到 2025 年的再生能源發電占比的目標，可以預期到 2050 年將有大量的再生能源會與目前的電力系統進行併網，必然會對電力系統產生重大的衝擊，環境氣候的變動因素也將影響到電力供應的穩定度，發電量/負載預測困難度會提高。因應再生能源的間歇性與不易預測性，為解決現有傳統電力系統的瓶頸，臺灣的電力系統須要持續布建低壓智慧電表，未來可掌握全臺 100% 的用電資訊，並且導入先進的資通訊技術與設備、管理系統、大數據等分析技術，以提升電力系統運轉效率、供電品質及電網的安全性與穩定性。而且須要結合氣象預報模型與發電系統的模式，導入人工智慧演算法進行預測隔日與即時的發電量計算，以進行傳統電力機組發電排程，可針對間歇性的再生能源進行電力補償，除增加快速反應的抽蓄水力與民營電廠調整調度之外，亦應持續建置 GW 級的儲能設備相關基礎設施。因應用電需求逐年的成長下，要持續精進電力調度的能力，未來可提高 AMI 的附加價值，強化家庭能源管理系統，可讓用戶端參與需求量反應，建立適當的電力市場機制或電力交易平台，為電力調度系統取得多元且充裕的各項輔助服務，以因應大量再生能源併網後的即時電力需求調度，使得電力系統發電及負載得以適度的維持平衡。未來臺灣整體電力系統布建與調度宜由集中型轉變為分散型，從供應面管理轉換成重視需求面管理，要透過建構整體

<sup>303</sup> 台灣電力公司(2018) Small Is New Big 以小見大的電網未來，第 672 期專題企劃。  
<https://tpcjournal.taipower.com.tw/article/2887>

<sup>304</sup> 陳彥豪、盧思穎、林法正(2013) 虛擬電廠概念與運作模式介紹，電力電子，11，46-53。

智慧電網與虛擬電廠驅動再生能源與低碳能源的整合，並且打造先進配電管理系統以協助供電效能，來達到 2050 淨零排放的整體目標。

## 2.11 儲能

### 摘要

占我國再生能源高比例之風能與太陽能，屬於間歇性再生能源，其電力供應受季節、氣候與早晚時間等條件的變動而大幅起落，使整個電網穩定度與輸電調控面臨極大的技術挑戰，故須要建置合宜的儲能系統來扮演緩衝角色，使電網整合運作讓電力供應削峰填谷，避免再生能源的間歇性對電網穩定性產生衝擊，才可以使再生能源的利用極大化。而儲能系統中的一個選項即是電池，電池除了可用於電網儲能使用之外，更可用於交通工具的電氣化儲能。電池壽命較長，體積相對較小，應用於小汽車較佔優勢，氫能/燃料電池發電則因能量密度大，較適用於長途運輸如大貨車。綜合我國發展狀況與國際趨勢，建議下列做法：

1. 建構足夠的電網級電池儲能系統以配合高占比之再生能源。
2. 發展運具電氣化所需儲能系統的關鍵技術，如電池儲能應用於小汽車以及氫能/燃料電池發電應用於大型車輛。
3. 開發高能量密度、高安全性電網級儲能技術，如全固態鋰電池、液流電池。
4. 開發電池環境友善材料、設計與回收技術。
5. 鼓勵民間投入儲能系統研發、安裝與擴展。

### 2.11.1 前言

儲能屬於一種電力系統輔助服務配套，可與智慧電網整合（詳見本章 2.10 節），以能源載體(energy carrier)形式提供充放電服務，降低高變動性再生能源大量布建與併網下，因間歇性變動過大對電網穩定性產生衝擊，並使再生能源的應用達到極大化。因我國主要推動發展之風能與太陽能等，屬於間歇性再生能源，其電力供應容易因季節、氣候與時間等條件的變動而大幅起落。我國 2021 年再

生能源占比雖然僅有 5.99%<sup>305</sup>，但為達到 2050 淨零排放目標，勢必大幅擴大再生能源。在此政策驅動下，再生能源發電預期將持續成長其占比，併網瞬時電量容易大幅增減，但因臺灣孤島型的獨立電力系統特性無法併接其他相鄰電網進行跨境輸電調控，故皆須依靠自身的發電與調度規劃來維持電力供需平衡與系統頻率穩定<sup>306</sup>，否則將容易造成電網壅塞及區域電壓不穩定，甚至是系統頻率驟升驟降而嚴重影響電力系統穩定性<sup>307</sup>；抑或為確保電網電力維持穩定，放棄將再生能源瞬時發電過剩電力併網，從經濟角度來看，若為再生能源發電高度成長下的大量棄光棄風，不但形成巨額投資下的浪費，也失去以再生能源作為「加速電力去碳化」手段以取代傳統高污染、高碳排放化石燃料電力來源之初衷。因此，為能讓「加速電力去碳化」之目標得以實現，須要建構足夠的儲能系統與電網整合，以達成電力供應削峰填谷之目的(Box 2.11.1)。

電網級儲能系統要考量多重因素，目前以抽蓄水力為主、但隨著再生能源快速增長，各式儲能系統或電池也陸續開發。電池儲能，常具有可以快速充放電，調控瞬時電力變化，以避免影響電網穩定性，並對用電負荷進行削峰填谷等相關優點與效益<sup>308</sup>。雖然傳統抽蓄水力亦可應用於多餘電力儲存，但受限於設置須要合適之地理位置條件，且在全球氣候變遷下恐因缺水風險增高而影響儲電能力，因此仍須要考慮其他可行替代方案。電池儲能設置較不受限於自然地理條件，並且具有多元類型之儲能技術選項，可滿足從「秒」、「小時」甚至是至「天」以上之不同放電時間需求。電池儲能因壽命較長，體積相對較小，可為運具儲能的優先選項，且應用於小汽車較佔優勢。電解水製氫亦可為儲能的一種形式，但其能源效率僅為 25~45%，遠低於鋰離子電池，且無法滿足短時間儲能需求。其好處

---

<sup>305</sup> 經濟部能源局能源統計專區(2022) 1-01 能源指標。

[https://www.esist.org.tw/publication/page01\\_detail?Id=30de463d668](https://www.esist.org.tw/publication/page01_detail?Id=30de463d668)[https://www.esist.org.tw/publication/monthly\\_detail?Id=1b14a5cffb2d](https://www.esist.org.tw/publication/monthly_detail?Id=1b14a5cffb2d)[https://www.esist.org.tw/publication/monthly\\_detail?Id=1b14a5cffb2d](https://www.esist.org.tw/publication/monthly_detail?Id=1b14a5cffb2d)

<sup>306</sup> 吳國賓、吳進忠、蔡昊廷、陳俊宇、梁佩芳(2020) 國際獨立型電力系統調頻備轉技術規範之現況與未來發展。 [https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis\\_down?id=266](https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis_down?id=266)

<sup>307</sup> 吳進忠、鄭宇軒(2020) 大量再生能源併網的衝擊與電力調度因應策略。工程，93(1)，77-88。 [http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903\\_chapter09.pdf](http://www.cie.org.tw/cms/JournalFiles/10903_chapter09.pdf)

<sup>308</sup> 削峰填谷係指在用電量低時，以再生能源電力對電池充電，用電負荷尖峰時，則是將儲存的電量釋放到電網供使用。

是可做為長期儲能的工具。惟我國是否有足夠的綠電以致須長期儲能，仍是難以預期，不過若綠電過剩，較可能的做法為電池儲能及降載燃氣機組。此外，氫能/燃料電池發電則因能量密度大，應用於長程運具如大貨運較具有優勢。

### Box 2.11.1 儲能系統的再生能源電能時間移轉效果

再生能源的間歇性將對電網的穩定性構成嚴重威脅，儲能則是可以將其能源流動平順化並達到電力供需平衡的效果。像是當正午時段太陽能發電量大幅增加，日落時太陽能發電量便會大幅減少，當正午太陽能供應高於電網需求時，儲能可以有效地將多餘的能量儲存起來，並依照電力系統負載需求之高低，延至較晚或指定時段再進行運用或併網，達成再生能源電廠（如太陽光電廠）電能時間轉移的效果(time-shift benefits)。因此，再生能源加上儲能後變為可以調度的能源，達成能量的產生與供應可以分離之效果。

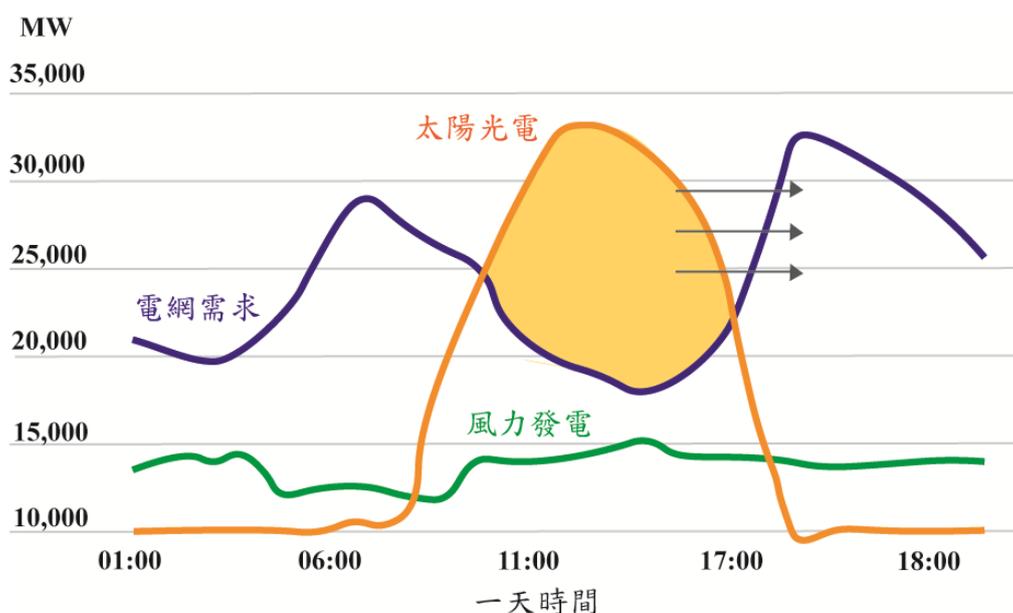


圖 2.11.1 儲能系統的再生能源電能時間移轉效果<sup>309</sup>

電網級儲能系統，除了前述在發電端可以擴大再生能源的併網應用，減少因用電尖峰須增設的尖載發電機組或容量，並協助進行發電的調頻與調壓外，輸電

<sup>309</sup> Auclimate(2018) Battery storage: The answer to renewable energy intermittency. <https://auclimate.wordpress.com/2018/04/17/battery-storage-the-answer-to-renewable-energy-intermittency/>

系統若有偶發事故導致電力供需不平衡時，亦能取代傳統備載發電機組（如火力機組）即時供電，阻止電力系統頻率快速下降以維持供電品質，甚至一旦電力系統故障停止運轉而全面停電時，尚能自行啟動供電，而達到延緩輸配電系統投資及穩定電壓，確保電網安全。此外，對於用電端而言，裝設儲能系統亦可以在電力市場中提供時間電價管理功能，如：降低用電大戶跟電力公司之間的需量契約容量、提升自用自發率與作為備用電源等<sup>310</sup>，故適合做為加速電力去碳化下之電力系統輔助服務配套技術。

近來，因為儲能投資的先期成本的大幅下降、逐漸友善的監管框架以及一些先期計畫的完成與知識擴散等，促進儲能電池在全球的快速擴張布建<sup>311</sup>。以美國而言，在 2015 年至 2018 年間，公用事業規模的電池存儲成本下降將近 70%<sup>312</sup>。美國許多地方政府要求公共電力部門必須有一定程度發電量是來自再生能源，加上聯邦政府提供稅務優惠政策下，使再生能源快速大幅擴展，搭配電力儲存技術持續提升下，使得電力供應成本快速下降，並開始威脅傳統天然氣發電廠的地位。例如在美國擁有 36 座天然氣發電廠的 Vistra 公司，最近放棄新建天然氣發電廠的選項，而是轉為在德州與加州進行投資，發展太陽能發電廠和電力儲存進行事業的轉型<sup>313</sup>。

雖然儲能系統在國際趨勢下發展前景可期，但實際運作上，儲能系統中之電池儲能仍具有「系統複雜加上須高度整合使設置成本較高」、「容易因長時間充放電運轉過熱而發生火災或爆炸」、「現有主流鋰離子電池的液態電解質易產生揮發與漏液問題」以及「大量廢棄電池所可能產生的環保問題」等隱憂，故電池儲能發展上仍須有因應上述問題之創新做法，方能順利拓展其擴大應用之可能性。

資通訊產業為臺灣既有的優勢產業之一，可提供發展電池儲能技術良好的基

---

<sup>310</sup> 王鈺鎔、邱炳焱、許湘琴、劉致峻(2019) 儲能產業在能源轉型趨勢下的機會與挑戰。中技社。 <https://www.ctci.org.tw/8838/publication/10798/42530/>

<sup>311</sup> IRENA (2019) Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Utility-scale-batteries\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf)

<sup>312</sup> U.S. Energy Information Administration (2020) Utility-scale battery storage costs decreased nearly 70% between 2015 and 2018. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45596>

<sup>313</sup> Blunt, K. (2021) Natural gas, America's no. 1 power source, already has a new challenger: Batteries. The Wall Street Journal. <https://www.wsj.com/articles/batteries-challenge-natural-gas-electric-power-generation-11620236583>

礎，而電池產業亦能對我國經濟發展與國家安全確保扮演關鍵角色，除可能作為零碳電力的配套電力系統選項外，亦能有利於抵禦天災、分散人為攻擊風險（網路攻擊、軍事攻擊）與增加產業就業等優點，亦能協助交通工具電氣化來降低運輸部門之碳排放。故在評估我國無碳能源發展潛力時，須要一併將儲能系統技術列入我國減碳選項之配套技術，以探索相關技術發展與布建可對我國減碳之貢獻與效益。

### 2.11.2 國際發展現況

儲能技術依照採用的原理，共可分四種：（一）重力/機械性技術、（二）電化學技術、（三）電磁儲能與（四）其他儲能技術（氫能/燃料電池），其下各細項技術如圖 2.11.2 所示。



圖 2.11.2 儲能技術種類

幾乎所有儲能系統都有電網級儲能應用，包括抽蓄水力、壓縮空氣儲能、飛輪儲能、液流電池、鉛酸電池、鋰離子電池、鈉離子電池、鋅空氣電池、大功率超級電容、超導磁場儲能、氫能/燃料電池、太陽能儲熱系統與儲冰再生能源系統等。適合車輛等移動式儲能應用有鋰離子電池、液流電池、鉛酸電池、鈉離子電池、鋅空氣電池、大功率超級電容、氫能/燃料電池與飛輪儲能，詳見表 2.11.1。

以我國的條件來說，要發掘最具技術能力與設置潛能項目，如先從技術較為成熟之項目來看，重力/機械性技術下的抽蓄水力（非電池類）、電化學技術下之鉛酸電池與鋰離子電池，以及其他儲能技術下的太陽能儲熱系統與儲冰再生能源系統是目前相對成熟的技術。抽蓄水力具有技術成熟、低成本且規模大等優點，但設置場址會受到地形限制，且在未來氣候變遷下，我國降雨型態未來會走向乾溼極端化，因此在降雨量少的枯水時期水情是緊迫的，連帶也造成水力發電設施無法發揮原有的調節負載等功能，所以須要持續優化國內在水力發電的經營，詳細分析可見水力發電專節分析（2.8 節）；而鉛酸電池壽命短，放電深度較差，若回收不當可能會造成污染，未來將逐漸被鋰電池取代；鋰離子電池壽命較長，體積相對較小，也相對綠色環保，是目前國際發展的主流技術，但在擴大應用上仍須小心過熱容易爆炸引致火災的風險，故須要持續改進製造技術；太陽能儲熱系統在國內則是安裝容量已經接近飽和，而儲冰再生能源系統模組容量小，大規模設置方能達到電力削峰填谷之效果。另一個近來受到矚目的新興電池種類是液流電池下之全釩液流電池，為利用釩離子氧化還原反應進行充放電的儲能電池，具有電解液不易劣化、儲存電力可達 8 至 10 小時、使用年限長、無升溫燃燒疑慮且安全性高等優點，已經開始被電力公司進行容量調度與頻率調整上，如加州能源委員會(California Energy Commission, CEC)在 2020 年選擇性資助四個採用英國 Invinity Energy Systems plc 釩液流電池之儲能計畫作為長效儲能選項<sup>314</sup>，是我國可以考慮投資研究的方向。

其他較不成熟或我國過往較少涉入之技術部分，重力/機械性技術中的壓縮空氣儲能原理為利用離峰時間多餘的電力加壓空氣，將空氣高壓密封注入地底儲罐中，須要時再利用渦輪機將能量釋放出來，2021 年加拿大新創公司 Hydrostor 在美國加州推出超大壓縮空氣儲能系統專案，兩座電廠可以儲存超過 10 GWh 的電量<sup>315</sup>，但此技術因為須要合適地質條件的配合，我國仍須進行深入評估才知是

---

<sup>314</sup> Lague, P. (2020) California Energy Commission opts to fund vanadium flow batteries. Smart Energy International. <https://www.smart-energy.com/storage/california-energy-commission-opts-to-fund-vanadium-flow-batteries/>

<sup>315</sup> Irving M. (2021) World's largest compressed air grid "batteries" will store up to 10GWh. New Atlas. <https://newatlas.com/energy/hydrostor-compressed-air-energy-storage/>

否有合適的地質條件；飛輪儲能是把飛輪（又稱加速轉子）加速，在高速旋轉的情況下，將能量以旋轉動能的形式儲存<sup>316</sup>，生命週期長，且具有一定的能量密度，但目前仍以太空、汽車及火車等不方便更換電池，或是電池維護費用龐大的地方為主要應用，且其大規模化所需經費龐大。電化學技術中，鈉離子電池目前是全球最大的電動汽車電池製造商中國寧德時代正努力進行研發與製造的項目<sup>317,318</sup>，相較鋰電池的優勢是大規模化使用成本低，且鈉鹽從海水獲得，可以擺脫現有電池對於鋰資源的依賴，但能量密度較低、循環壽命較短，商業化上仍會面臨挑戰，故預期未來可能較適用於汽車等動力電池之應用上。鋅空氣電池則是在材料上使用較鋰電池更具有成本優勢的鋅，但電池功率與規模尚無法與鋰電池跟鉛酸電池相比，國際多用於偏鄉離網地區，技術也比較處於研發階段<sup>319,320</sup>；電磁儲能技術中，大功率超級電容具有充放電速度快、可循環使用次數高的優勢，但開發成本高，體積大，容量密度低，我國目前僅具備小型超級電容技術能力，缺乏電網儲能級電容之技術能量；超導磁場儲能則是可長時間且較無耗損地方式儲存能量，儲能密度高，響應速度快，但超導線圈須於低溫狀態方能維持超導狀態，限制了可應用範圍。其他儲能技術中的氫能/燃料電池，特別是氫能儲能，為國際能源總署認為在高占比再生能源下，具備未來應用潛力的選項，能量密度大（壓縮氫能40 kWh/kg）<sup>321</sup>，可提供較長時間儲能，但在高密度且具安全性之儲氫/氫運送技術上存在相當挑戰，且氫能的產製，要以不增加碳排為原則，若從本土綠電透過電解水製成，則須考量綠電的供需狀況。基本上綠電以立即使用效率最高，無法

---

<sup>316</sup> 機械儲能—飛輪電池的誕生。

<https://scitechvista.nat.gov.tw/Article/C000003/detail?ID=5f965866-0fc9-4d63-ab42-5dc045c5db9d>

<sup>317</sup> 宋煒晟(2021) 寧德時代在鈉離子電池正極材料之專利布局。專利檢索中心。

<https://www.psc.org.tw/upload/17/2021120914485134203.pdf>

<sup>318</sup> Bloomberg News (2021) Tesla battery supplier CATL debuts cheaper sodium-ion batteries.

<https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-07-29/catl-debuts-sodium-ion-batteries-amid-raw-material-cost-spike>

<sup>319</sup> E360 (2018) How a new zinc-air battery could transform the grid. <https://e360.yale.edu/digest/how-a-new-zinc-air-battery-could-transform-the-grid-nantenergy>

<sup>320</sup> 蔡佳玲(2019) 簡述鋅液流式空氣燃料電池的研究進展。科學月刊。

<https://www.scimonth.com.tw/archives/2037>

<sup>321</sup> The Copenhagen Centre on Energy Efficiency (2019) Analysis of hydrogen fuel cell and battery efficiency (Presentation) . [https://c2e2.unepdtu.org/kms\\_object/analysis-of-hydrogen-fuel-cell-and-battery-efficiency-presentation-27-02-2019/](https://c2e2.unepdtu.org/kms_object/analysis-of-hydrogen-fuel-cell-and-battery-efficiency-presentation-27-02-2019/)

即時使用之綠電，再以電池、抽蓄水力、及電解水製氫來儲存。長期若有多餘綠電支撐大量綠氫製造階段，再以電解製氫。詳細分析可另見 2.5 節「氫能」。而氫能/燃料電池因能量密度大，應用於長途運輸具有優勢，且相較於電池儲能，較適合大量、長時間之電網級儲能應用。關於前述各種儲能科技之優劣勢比較與評估可詳見表 2.11.1，各種儲能技術適合之應用場域請參見附錄 2J。

表 2.11.1 各種儲能科技之優劣勢比較與評估<sup>322,323</sup>

原理	儲能技術	優勢	劣勢	耐用年限	適用場域	國內是否具備技術能力或設置潛能
重力／機械性技術	抽蓄水力	技術成熟，儲存容量高，可立即支援尖峰負載，規模放大容易。	低能量密度，場址受限，充放電反應時間長。	>20 年	電網	★★★
	壓縮空氣儲能	技術成熟，低成本，規模大且彈性，與氣渦輪整合。	需要合適地形，不適合小容量應用，受天然氣價格影響。	20 年	電網	— (未具備合適地形)
	飛輪儲能	短時間應用具高能量密度及彈性，長時間應用能量高；可與 AC 馬達結合。	儲能容量低，易發熱，對震動敏感。	>20 年	電網 UPS 車輛	— (未設置)
電化學技術	液流電池	全釩電池規模具備升級彈性，儲能容量不易衰減，無散熱問題，循環壽命長	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 鋅溴技術須符合特定功率規格</li> <li>• 系統成本高，快速充放電降低效率，酸性電解液有污染問題</li> </ul>	20 年	電網 車輛	★ (研發階段—原型測試)
	鉛酸電池	技術成熟且具備完善回收體系，成本低	壽命短，放電深度較差，部分充電時表現差，酸性電解液易污染	5~10 年	電網 車輛	★★★

<sup>322</sup> Sandia National Laboratories (2019). Energy storage systems. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1643349>

<sup>323</sup> Canadian Energy Research Institute (2019) Electricity storage systems: Applications and business cases. <https://ceri.ca/files/publications/427>

原理	儲能技術	優勢	劣勢	耐用年限	適用場域	國內是否具備技術能力或設置潛能
	鋰離子電池	具備多元化學組成，產能擴張帶動成本快速下降，效率及能量密度高	目前成本高；過熱導致安全問題；循環壽命受限；需要更好的製造技術以達到更佳表現	10年	電網車輛	★★★
	鈉離子電池	高溫應用技術相對成熟；低溫應用研發中，具低成本潛力及安全性	高溫應用成本高且有燃燒疑慮，低溫應用目前效率仍低，成本仍高；循環表現不佳	10年	電網車輛	- (高溫鈉硫未設置；低溫應用研發中)
	鋅空氣電池	具高放電深度；可長時間高安全性使用	尚在研發階段，效率低；循環壽命及充放電速率低	10年	電網車輛	★ (研發階段)
電磁儲能	大功率超級電容	充放電速度快、可循環使用次數高	大功率超級電容開發成本高，體積大，容量密度低	>10年	電網車輛	- (具備小型超級電容技術能力，缺乏電網級電容之能量)
	超導磁場儲能	可長時間無耗損地儲存能量，儲能密度高，響應速度快	超導線圈須於低溫狀態方能維持超導狀態，成本高、增加耗能及系統設置限制	<10年 (低溫系統壽命)	電網	- (未具備相關技術能量)
其他儲能技術	氫能/燃料電池	以氫能/燃料電池為中長程儲能技術選項	高密度且具安全性之儲氫/氫運送技術存在相當挑戰，產氫技術尚須降低成本方能具備市場競爭力	10年	電網車輛	★ (電池容量及儲氫密度待提升，待降低成本，相關應用仍未開展)
	太陽能儲熱系統	為相當普及的再生能源，於日照條件好的區域具備優勢	技術發展相當成熟，國內安裝容量已近飽和	20年	電網	★★★ (技術相當成熟)
	儲冰再生能源系統	移轉尖峰用電，減少電廠建置容量及二氧化碳排放量	模組容量小，成本相對一般空調高，需大規模設置方能達到移峰填谷之效	15年	電網	★★★ (技術相當成熟)

其中，針對電池儲能科技的發展方向與目標，國際亦進行了相關發展指標的設定及預估。如美國能源部在 2020 年訂立儲能大挑戰路徑圖<sup>324</sup>，希望電池儲能在長期定置型之應用，2030 年的成本可較 2020 年基期降低 90%，達到均化成本 0.05 USD/kWh。而因增加電池能量密度是降低成本的一種方法，美國能源部於 2017 年啟動的 Battery500 Consortium 計畫，致力於開發可提供高達 500 Wh/kg 的下一代鋰金屬陽極電池(供動力載具使用)，並在 2020 年時發布了階段性成果，開發電池儲能之能量密度已達到 350 Wh/kg，循環壽命延長到 350 次以上<sup>325</sup>。韓國第 5 次科學技術預測調查則是提出預估在 2025 年至 2027 年可以實現運用低成本金屬達到高容量、長壽命能源儲存系統(Energy Storage System, ESS)技術<sup>326</sup>，故對於可以不使用鋰等稀土類和貴金屬作為電池材料之新興儲能技術，未來須要持續關注並評估是否須要進行長程布局。歐盟則是在 2020 年底提出新立法建議，擬開始針電池永續性（如碳足跡規則、最低回收含量、性能和耐久性標準等）、安全性、電池行銷與服務之標示還有報廢管理條件設定相關要求。像是回收材料必須占電池主要材料的一定比例，如 2030 年 1 月起，法定回收的鈷、鉛、鋰和鎳須至少占電池組成的 12%、85%、4%和 4%，並計畫在 2035 年 1 月將比例調整為 20%的鈷、10%的鋰和 12%的鎳，鉛的比例則不改變<sup>327,328</sup>。因此除了在電池儲能追求達成更高能量密度與更具成本效益之外，也須要注意國際趨勢要求之配套技術開發，如採用對環境影響較低的材料，重視環境友善設計與回收技術等。

有關氫能/燃料電池，就是利用氫在燃料電池中進行反應後而產生電力，經由不斷補充氫燃料，燃料電池便可持續發電供給電力。氫能透過燃料電池的應用主要有兩類，一類為透過燃料電池將氫能轉換為工業用電能，在需要時提供（定

---

<sup>324</sup> U.S. Department of Energy (2020) Energy storage grand challenge roadmap. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Grand%20Challenge%20Roadmap.pdf>

<sup>325</sup> US DOE (2020) Battery 500: Progress update. <https://www.energy.gov/eere/articles/battery500-progress-update>

<sup>326</sup> KISTEP (2017) 韓國第 5 次科學技術預測調查（2016~2040 年）  
<http://www.kistep.re.kr/en/c3/sub4.jsp?brdType=R&bbIdx=11502>

<sup>327</sup> 國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心科技產業資訊室(2020) 歐盟建議立法，要求碳足跡電池進入歐盟市場。 <https://iknow.stpi.narl.org.tw/Post/Read.aspx?PostID=17338>

<sup>328</sup> European Parliament (2022) New EU regulatory framework for batteries-Setting sustainability requirements. [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS\\_BRI\(2021\)\\_689337](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2021)_689337)

置式儲電裝置)；另一種應用，則是透過燃料電池將氫能轉換為運輸之動力來源，特別是使用於長里程、重載運輸的載具上。

目前可利用氫能作為燃料之燃料電池主要可分為幾大類，包括固態氧化物燃料電池(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)、熔融碳酸鹽燃料電池(Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)、磷酸型燃料電池(Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)、鹼性燃料電池(Alkaline Fuel Cell, AFC)與質子交換膜燃料電池(Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)。其中以固態氧化物燃料電池的運作溫度最高，為 700~1000°C，而鹼性燃料電池與質子交換膜燃料電池的運作溫度較低，都小於 100°C。不同氫能燃料電池因為功率上的差異，在適用之應用場域上亦有所差異，以我國廠商主要投入開發的兩種氫能燃料電池：質子交換膜燃料電池與固態氧化物燃料電池而言，質子交換膜燃料電池適用於從個人電子產品到載具動力/輔助電力的範疇，固態氧化物燃料電池則是適用載具動力/輔助電力到分散式發電設備的範疇（圖 2.11.3）。

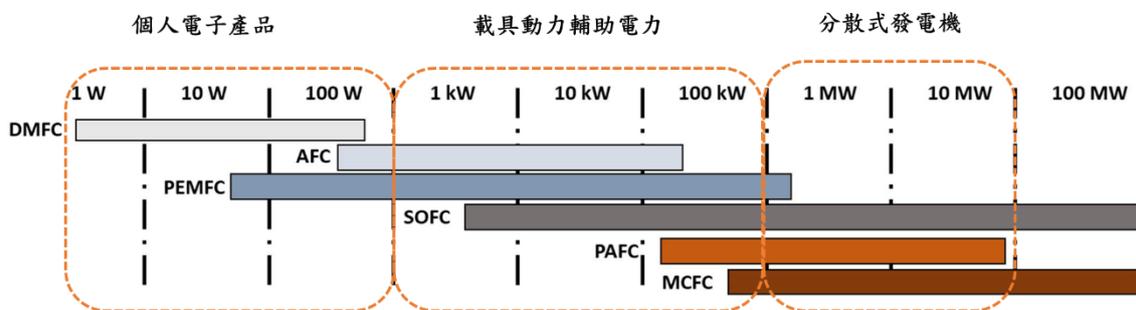


圖 2.11.3 各類燃料電池的功率範疇與對應的應用場域<sup>329</sup>

就技術面來看，氫能燃料電池目前的發電效率約在 40~60% (低熱值) 左右，但各有不同技術瓶頸，如質子交換膜燃料電池主要是面臨催化劑昂貴與對燃料不純物敏感的挑戰，而固態氧化物燃料電池則是面臨組件的高溫腐蝕、啟動時間長與耐用性相關的技術挑戰（表 2.11.2）。

<sup>329</sup> Cigolotti, V., Genovese, M. & Fragiaco, P. (2021) Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems. *Energies* 14, 4963. <https://doi.org/10.3390/en14164963>

以全球運輸部門在 2050 淨零排放情境下之燃料趨勢來看，到 2050 年電力將成為交通運輸的主要燃料，占最終消費總量近 45%，其次是以氫為主之燃料(28%)和生質能源(16%)<sup>330</sup>。同時，在不同類型載具的銷售占比推估上，一般小型汽車(light duty vehicle)在 2030 年會以電動車為主導，僅少量為燃料電池載具；使用燃料電池之重型載具（如貨運及巴士）在 2030 年以前之銷售占比仍低，但在 2030 年以後至 2050 年，使用燃料電池的重型載具銷售占比將大幅提升；2 或 3 輪載具(如機車)不管是 2030 年與 2050 年幾乎都是電動載具形式(圖 2.11.4)。

表 2.11.2 各類氫能燃料電池對應之技術挑戰<sup>331</sup>

氫燃料電池種類	技術挑戰
固態氧化物燃料電池(SOFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>電池組件的高溫腐蝕</li> <li>啟動時間長</li> <li>耐用性</li> </ul>
熔融碳酸鹽燃料電池(MCFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>電池組件的高溫腐蝕</li> <li>啟動時間長</li> <li>低能源密度</li> </ul>
磷酸型燃料電池(PAFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>催化劑昂貴</li> <li>啟動時間長</li> <li>對硫敏感</li> </ul>
鹼性燃料電池(AFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>對燃料與空氣中二氧化碳敏感</li> <li>電解質管理（液態）</li> <li>電解質導電率（聚合物）</li> </ul>
質子交換膜燃料電池(PEMFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>催化劑昂貴</li> <li>對燃料不純物敏感</li> </ul>

<sup>330</sup> 同前揭註 90。

<sup>331</sup> US Department of Energy (2016) Comparison of fuel cell technologies.  
[https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/06/f32/fcto\\_fuel\\_cells\\_comparison\\_chart\\_apr2016.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/06/f32/fcto_fuel_cells_comparison_chart_apr2016.pdf)

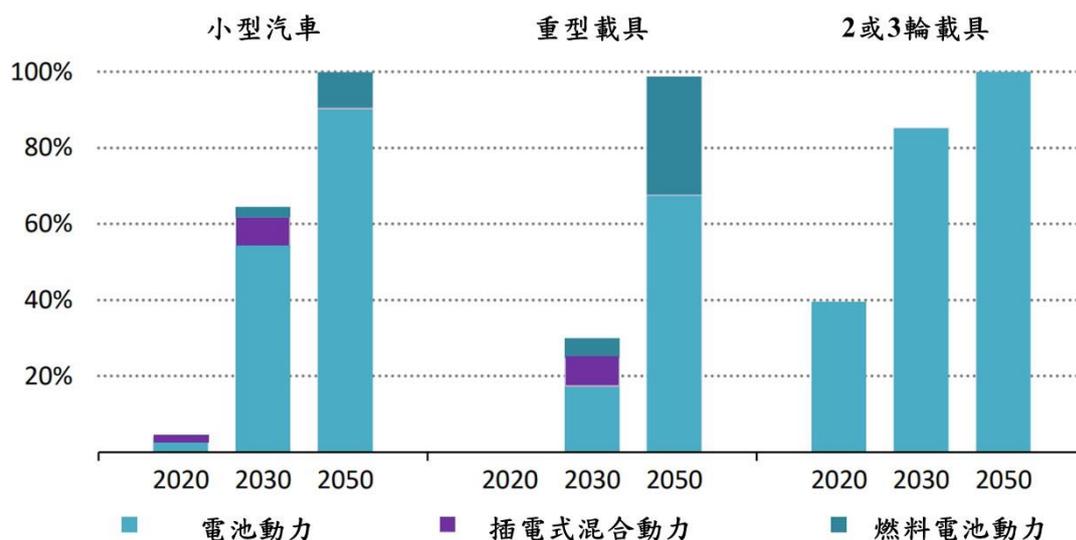


圖 2.11.4 2050 Net Zero 情境下，全球運輸部門不同類型載具 2020、2030 與 2050 年的銷售占比<sup>332</sup>

至於氫能燃料電池在分散式發電的運用上，因氫能與其他類型儲能系統或裝置相較，功率密度（短時間的高率輸出）較小，但能量密度較高，可以提供的電力較為持久，故在較長期的儲能與發電上較具優勢，特別是以月至年為周期之儲能與發電應用，若為短期儲能仍以電池較具競爭力。

### 2.11.3 我國發展儲能之現況問題分析

在 2050 淨零排放目標的首要任務為「供應無碳電力」下，須要搭配儲能技術的發展與布建，才能讓整體電力系統透過更具有彈性與韌性的方式整合運用再生能源，並同時維持電網穩定性與安全性<sup>333</sup>。目前我國政府規劃 2025 年再生能源發電占比 20% 政策目標下，亦同步訂立儲能的發展與推動政策。首先，2016 年提出的新能源政策中，設定加速布局儲能及推動儲能發展之作為<sup>334</sup>；爾後經濟部

<sup>332</sup> 同前揭註 90。

<sup>333</sup> 楊宛蓉(2020) 儲能於再生能源整合運用趨勢與機會。  
[https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis\\_down?id=267](https://km.twenergy.org.tw/Publication/thesis_down?id=267)

<sup>334</sup> 行政院(2016) 為邁向 2025 非核家園目標，推動新能源政策。  
<https://www.ey.gov.tw/Page/9277F759E41CCD91/c094fb4e-6c07-4a87-9435-fb97f11dde10>

在 2017 年的能源發展綱領中，提出要配合儲能技術商業化時程，推動各類型儲能系統布建<sup>335</sup>；同年更在前瞻基礎建設計畫—綠能建設中，推動「區域性儲能設備技術示範驗證計畫」，運用各鄉鎮可發展之再生能源特色及台灣電力公司之區域變電站，建置區域性儲能設備，一方面形成分散式、區域性的能源供應中心，另一方面藉此測試儲能設備在電網扮演穩壓功能之驗證等<sup>336</sup>。而對於儲能電池發展布局的規劃，2020 年 3 月修正之智慧電網總體規劃方案<sup>337</sup>，原本預計於 2025 年達成 590 MW 儲能電池快速輔助服務目標，主要將儲能系統應用於快速輔助服務上，包含：快速反應備轉、調頻備轉、即時備轉等<sup>338</sup>，但因 2021 年數次電力系統停電突發狀況以及 2022 年 303 的停電事故，故在 110 年度全國電力資源供需報告中，我國已經明確上修儲能裝置容量目標，將 2025 年儲能電池設置目標訂為 1.5 GW，其中包括台灣電力公司自建與採購輔助服務共 1 GW，以及希望透過經濟部能源局於 2022 年 6 月 28 日公告「儲能系統結合太陽光電發電設備競標及容量分配作業要點」，透過推動太陽光電場設置儲能系統，利用發電端的儲能，額外增加儲能裝置容量 0.5 GW (500 MW)<sup>339,340,341</sup>。

另在前述相關政策推動之下，我國儲能布建已稍具進展，如經濟部推動之區域性儲能設備技術示範驗證計畫，已規劃臺灣本島儲能示範場域，並逐步達成我國儲能裝置量之建置及運轉維護。2018 年至 2020 年於台灣電力公司永安鹽灘地、台灣電力公司龍井太陽光電場暨風力發電以及台灣電力公司彰濱太陽光電場三個場域的儲能系統建置，已達成 7 MW/7 MWh 的規模<sup>342</sup>。

---

<sup>335</sup> 經濟部(2017) 能源發展綱領 (核定本)。

[https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/wHandMenuFile.ashx?file\\_id=1206](https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/wHandMenuFile.ashx?file_id=1206)

<sup>336</sup> 經濟部(2017) 區域性儲能設備技術示範驗證計畫。

[https://www.moea.gov.tw/MNS/CORD/content/wHandMenuFile.ashx?file\\_id=16037](https://www.moea.gov.tw/MNS/CORD/content/wHandMenuFile.ashx?file_id=16037)

<sup>337</sup> 同前揭註 278。

<sup>338</sup> 快速反應備轉反應時間為微秒到秒，持續時間 3~15 分鐘以上；調頻備轉反應時間為秒到 3 分鐘，持續時間 15 分鐘以上；即時備轉反應時間為 30 分鐘，持續時間 1 小時以上。

<sup>339</sup> 嵇景芬(2022) 儲能神助攻，即戰力與商機受青睞。台電月刊。

<https://tpcjournal.taipower.com.tw/TPMM/2022/715/files/downloads/0801> 台電月刊 7 月號-電子書.pdf

<sup>340</sup> 同前揭註 212。

<sup>341</sup> 經濟部能源局(2022) 經濟部推動儲能系統結合太陽光電設置 提升供電彈性，加速太陽光電發展。

[https://www.moeaboe.gov.tw/ecw/mobile/news/News.aspx?kind=1&menu\\_id=2136&news\\_id=26102](https://www.moeaboe.gov.tw/ecw/mobile/news/News.aspx?kind=1&menu_id=2136&news_id=26102)

<sup>342</sup> 工業技術研究院綠能與環境研究所(2020) 儲能系統建置與運行經驗分享—以前瞻儲能示範驗

而盤點我國新進的投入研發方向，目前鋅空氣電池、液流電池與鈉離子電池尚處於研發階段，其中液流電池已完成 5 kW 電池模組與效能測試，鈉離子與鋅空氣電池近年則投入有關電池材料相關的研究，特別是電極材料研發。此外，科技部綠能科技聯合研發計畫（2021 年）則是以研發全固態鋰離子二次電池（鋁箔包全固態鋰離子電池/新型鋰離子二次電池材料開發）作為計畫徵求的主題方向。

由前述可知，我國電網用儲能的建置發展，因目前再生能源逐步擴大布建規模下，已經進入示範運行階段，但均尚未達大規模擴展布建，因此仍須累積大型場域的操作經驗，找出實際營運以及併網面臨問題進行解決，才有利於廠商後續投入滿足台灣電力公司的儲能輔助服務需求。不過，要將儲能電池大規模應用於我國電網調節上，最大挑戰仍是確保系統設置安全性以及具有建置上之經濟效益。特別是國際如美、澳、韓等近來頻生電網儲能系統的爆炸火災事故，均造成消防業務很大的負擔，我國若因搭配再生能源擴展而進行集中式大規模電網級儲能系統建置，也可能引發公共安全疑慮並衍生鄰避效應<sup>343,344</sup>。另外，雖然電網儲能系統的成本近年已大幅降低，但目前美國特斯拉電網級 Megapack 產品一套 10 組電池之 7.7 MW/30.8 MWh（一次最多供電最多 4 小時）規格，加州售價約在 1,000 萬美元（不含配套設備與稅，約當新臺幣 3 億元）左右，且預估未來儲能系統價格還可能持續下降，仍可視我國再生能源布建速度來規劃對應之增設時程，以獲得較佳的成本效益。

另盤點臺灣目前在氫能燃料電池技術的發展概況，我國第一期及第二期能源國家型科技計畫燃料電池研發投入方向包括質子交換膜燃料電池(PEMFC)與固態氧化物燃料電池(SOFC)。其中，工業技術研究院以質子交換膜燃料電池為主

---

證案場為例。[http://www.tp2e.org.tw/upload/fileList\\_file/356\\_1/03.工研院-儲能系統建置與運行經驗分享-以前瞻儲能示範驗證案場為例-v5-20201102-min.pdf](http://www.tp2e.org.tw/upload/fileList_file/356_1/03.工研院-儲能系統建置與運行經驗分享-以前瞻儲能示範驗證案場為例-v5-20201102-min.pdf)

<sup>343</sup> 2019 年 4 月美國亞利桑那州的 2MWh 電網儲能系統爆炸事件，消防隊員因吸入過多燃燒產生之化學氣體而受傷住院。請參見吳錦貞(2021) 儲能發展未來挑戰與應用契機。

<https://learnenergy.tw/index.php?inter=knowledge&caid=4&id=587>

<sup>344</sup> 2021 年 7 月底美國特斯拉公司與法國 Neoen SA 公司在澳洲墨爾本附近裝置的 Megapack 系統發生爆炸，當地消防局花了 3 天才宣布大火得到控制。請參見 Paul, S. (2021) Tesla Megapack fire in Australia blamed on undetected coolant leak. Reuters news. <https://www.reuters.com/technology/tesla-megapack-fire-australia-blamed-undetected-coolant-leak-2021-09-28/>

要開發方向，核能研究所則以固態氧化物燃料電池為主<sup>345</sup>。目前，定置型質子交換膜燃料電池已商品化，每 kW 成本約為新臺幣 20~35 萬元；固態氧化物燃料電池仍在原型與示範技術階段<sup>346</sup>。就臺灣氫能燃料電池相關產業的發展現況而言，我國廠商主要亦以 PEMFC 與 SOFC 兩大技術為主，目前國內中下游相關產業之業者約有 20~30 家，以 PEMFC 廠商居多，所開發製品主為小型定置型系統為主；而我國 SOFC 零組件廠商則已成為美國中大型燃料電池製造商(Bloom Energy)的主要代工廠。整體而言，目前國內氫能燃料電池的產業鏈，是以開發電池組的系統廠商居多，部分為投入研發零件材料<sup>347</sup>。

我國在氫能燃料電池發展的瓶頸與挑戰整理如表 2.11.3，例如在技術面，我國投入氫能燃料電池研發時間較技術先進國家為晚，且研發經費規模亦不及國外，使得技術相對落後；此外，核心關鍵材料與組件（膜電極組、氣體擴散層/電極、質子交換膜等）受限於國外專利箝制與技術能力，仍須仰賴進口為主等挑戰。在市場/產業面則是面臨氫能燃料電池市場尚未完全形成，設備初期設置成本及燃料費用較高外，大規模產品推廣成本亦高；廠商以小型新創公司，或中大型公司一個小部門為主（公司規模在 30 人以下，研發人員在 10 人以下）；燃料電池產業標準化程度仍低，產品多以客製化為主；適合用作集中式長期發電的 SOFC 以目前零組件以供應國際為主；燃料電池車輛尚處於示範驗證階段，且缺乏相關基礎建設，且小型客車市場會面臨電動車的直接競爭等。因此，我國在燃料電池的發展策略上，應優先以技術研發的角度，解決關鍵問題，進而尋求在全球的產業供應鏈中取得技術領先。

---

<sup>345</sup> 同前揭註 104。

<sup>346</sup> 同前揭註 117。

<sup>347</sup> 同前揭註 122。

表 2.11.3 我國發展氫能燃料電池之瓶頸與挑戰<sup>348,349,350</sup>

面向	瓶頸與挑戰
技術面	<ul style="list-style-type: none"> <li>我國投入氫能燃料電池研發時間較技術先進國家晚，且研發經費規模亦不及國外，使得技術相對落後</li> <li>核心關鍵材料與組件（膜電極組、氣體擴散層/電極、質子交換膜等）受限於國外專利箝制與技術能力，仍須仰賴進口為主</li> <li>缺乏內需練兵試驗場培植技術能力與累積實績經驗</li> </ul>
市場/產業面	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場尚未完全形成，設備初期設置成本及燃料費用較高另外，大規模產品推廣成本高</li> <li>廠商以小型新創公司，或中大型公司一個小部門為主（公司規模在 30 人以下，研發人員在 10 人以下）</li> <li>燃料電池產業標準化程度仍低，產品多以客製化為主</li> <li>適合用作集中式長期發電的 SOFC 以目前零組件供應國際為主，供應鏈尚不完整</li> <li>燃料電池車輛尚處於示範驗證階段，且缺乏相關基礎建設</li> </ul>
政策面	<ul style="list-style-type: none"> <li>我國綠能政策偏向補助再生能源或鋰電池為主，氫燃料電池研發仍靠廠商自行投入研發</li> <li>我國電價偏低，不利新能源技術發展</li> <li>氫能與燃料電池相關標準與法規尚未完備</li> <li>缺乏氫能燃料電池之技術研發策略藍圖，資源較為分散</li> </ul>
社會面	<ul style="list-style-type: none"> <li>大眾對於安全性認識不足</li> </ul>
生態環境面	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料電池大規模應用，短期內仍須化石燃料作為能源來源</li> </ul>

## 2.11.4 政策建議

在相關政策建議部分主要有四大方向：

### 1. 建構足夠的電網級電池儲能系統以配合高占比之再生能源

我國為達到 2050 淨零排放目標，勢必大幅擴大再生能源。在相關政策驅動下，再生能源發電預期將持續成長，併網瞬時電量容易大幅變動，但因臺灣孤島

<sup>348</sup> 同前揭註 122。

<sup>349</sup> 同前揭註 117。

<sup>350</sup> 王鈺鎔、陳建緯、許振邦、徐玉珊、賴雅雯、呂政道、郭博堯、邱炳崧(2016) 國際與我國氫能運用發展與推動政策研析。中技社。<https://www.ctci.org.tw/media/3001/2016-07> 專題報告-國際與我國氫能運用發展與推動政策研析-全文.pdf。

型的獨立電力系統特性無法拼接其他相鄰電網進行跨境輸電調控，故皆須依靠自身的發電與調度規劃來維持電力供需平衡與系統頻率穩定，否則將容易造成電網壅塞及區域電壓不穩定，甚至是系統頻率驟升驟降而嚴重影響電力系統穩定性。因此，為實現「加速電力去碳化」之目標，並配合將逐漸增長的高比例再生能源，須要建構足夠的儲能系統與電網整合，以達成電力供應削峰填谷之目的。我國儲能系統需求涉及許多因子（裝置容量、用電需求、再生能源發電占比等），有待後續研發估算方法，附錄 2K 提供我國台灣電力公司綜合研究所之研究方法，以及歐盟各國於不同變動性再生能源占比下儲能系統裝置容量與儲能量之潛在需求，可供參考。

## **2. 發展運具電氣化所需儲能系統的關鍵技術，如電池儲能應用於小汽車以及氫能/燃料電池應用於大型載具及分散式發電**

因運輸部門目前仍相當依賴化石燃料之使用，故為減少碳排放，運具電氣化為降低運輸部門碳排放的關鍵做法。而電池儲能壽命較長，體積相對較小，應用於小汽車較佔優勢，氫能/燃料電池因能量密度大，較適用於長途運輸如大貨車，故須發展對應儲能系統之關鍵技術，如強化電池儲能的品質並降低成本，與投入燃料電池發電核心關鍵材料與組件之研發等。

## **3. 開發高能量密度、高安全性電網級儲能技術，如全固態鋰電池、液流電池**

針對國際設定 2030 年要大幅降低電池儲能的均化成本、增加電池能量密度並確保電池的安全性下，我國在電池的開發上，也須要因應這些國際重要開發準則投入研發。像是全固態鋰離子電池因為使用固態電解質（無隔離膜），所以不會發生漏液污染、起火及發生短路等風險<sup>351</sup>，且與傳統液態鋰離子電池相比，能量密度亦較高；而另一種液流電池，其電解液具有不易劣化、儲存電力時間與使用年限長、亦無升溫燃燒疑慮且安全性高等優點，皆是我國在 2030 年以前可以考慮投資研發的方向。而韓國前瞻預估 2025 年至 2027 年可以實現運用低成本金

---

<sup>351</sup> 科學月刊(2017) 免於爆炸的威脅—全固態鋰離子電池。  
<https://www.scimonth.com.tw/archives/2165>

屬達到高容量、長壽命能源儲存系統(Energy Storage System, ESS)技術下，我國則是持續關注此類不使用鋰等稀土類和貴金屬作為電池材料之新興儲能技術進展，並視發展情況投入研發布局。

#### **4. 開發電池環境友善材料、設計與回收技術**

因應歐盟 2020 年底頒布新的電池法要求，可能對於電池的永續性與安全性、碳足跡或是再生原材料含量比例等進行要求，因此在高能量密度、高安全性儲能電池技術開發的同時，也須要注意配套技術的開發，如開發電池環境友善材料、設計與回收技術。

#### **5. 鼓勵民間投入儲能系統研發、安裝與擴展**

因我國國內市場有限，民間廠商須要透過一定的規模的場域應用才能逐步累積產品與技術實力，故需要政府提供我國儲能市場運作的誘因，帶動我國電池廠商上下游產業鏈的合作與整合，讓廠商的技術研發能有實際測試、應用與進步的機會，以滿足在地儲能需求並拓展進軍國際市場的發展機會。

## 2.12 小結

2050 淨零排放，是一個艱難的挑戰；但為了我國及人類下世代的福祉，卻是須全力投入的工作。以目前現有技術，幾乎無法達成。以上討論，勾勒出我國科研努力的方向。在此為 2050 年設定假想目標值，並求日後機動調整。

我國於 2019 年發電量為 2,741 億度，發電排放量占總排放量 48.6%。除發電之外，能源部門其他能源使用（直接燃燒）的碳排量則占總排放量 42.4%，若先假設總能源需求不變的狀況下，僅將直接燃燒的能源電氣化(50~90%)就約須增加發電量至 3,937~4,893 億度，此數值尚未考量其他社會經濟發展因素可能增加的電力需求。

表 2.12.1 彙整前述各節零碳電力的可供給量估算，可以看到於 2050 年可供給之電力約達每年 4,904.04~6,792.36 億度，平均發電量約為 5,865.25 億度，以平均值情境做為參考值，可以看到各無碳電力之發電量占比。近期大量布建開發但尚須克服間歇性供電挑戰的光電及風電約占 39%，此比例一方面有助於電網穩定性，另一方面則可降低發展風光對土地與環境資源之社會壓力，提升社會接受度；而本建議書主張我國發展無碳電力之另一可行路徑為「去碳燃氫」技術，約占 27%，此技術可使我國電力供給較為穩定，並達到能源安全的目標，但須增加天然氣進口；其餘的 34%將由傳統能源（生質、水力）、新能源（地熱、海洋），以及進口氫能補足。整體電力配比呈現三主力：風光、去碳燃氫、新能源；一方面有助於電網穩定性及社會可接受度，另一方面亦可分散風險。

表 2.12.1 2050 年電力的裝置容量與可發電量預估

無碳電力類別	裝置容量 (GW)	可發電量 (億度)	可發電量 (平均值) 參考值 (億度)	參考值之占比(%)
太陽光電	44.16~58.32	464.21~613.16	538.69	9.28
風力發電 (陸域)	1.20~3.80	29.43~93.21	61.32	1.06
風力發電 (離岸)	43.20~53.20	1,543.20~1,957.10	1,750.15	29.10
去碳燃氫	20.80~24.00	1,456.00~1,685.00	1,570.50	27.06
地熱	8.13~12.88	468.29~741.89	605.09	10.43

無碳電力類別	裝置容量 (GW)	可發電量 (億度)	可發電量 (平均值) 參考值 (億度)	參考值之 占比(%)
海洋能	3.76~7.52	212.00~424.00	318.00	5.48
生質能	2.50~3.00	122~194	158.00	2.72
慣常水力與小水力	2.26	33.91	34.00	0.59
氫能 (進口)	8.20~15.50	575.00 ~1,084.00	829.50	14.29
小計		<b>4,904.04~6,792.36</b>	<b>5,865.25</b>	<b>100</b>

而若以電力需求趨勢進行檢視，以能源轉型白皮書所提供之統計數據觀察<sup>352</sup>，我國近年國內生產毛額(GDP)仍呈現成長趨勢，能源消費與電力消費雖未如 GDP 成長幅度高，但仍有微幅成長，特別是工業部門在用電量與整體電力消費占比皆持續提升，其中又以資通訊相關（電腦通信及視聽電子產品製造業）為最主要。雖然我國面臨少子化趨勢可能影響未來用電需求的成長，但因數位化與電動化等其他關鍵趨勢帶動，未來電力消費仍將可能持續增長。

圖 2.12.1 依不同電力年均成長率推估不同情境下所需電力，若 2020 至 2050 年之電力年均成長率為零成長、或僅有 1~2% 左右，則估算電力需求規模為 5,026 億度以下。若以近期經濟部公布之年用電平均成長率 2.5% 估算，則 2050 年用電需求約為 5,876 億度，與本建議書 2050 年零碳電力可供電度數 5,865 億度大致相符。若未來電力成長率增至 3% 以上，則可能須要更積極的增加風力發電及太陽光電之裝置容量及配套之儲能裝置，亦或是更積極的抑制電力需求。

<sup>352</sup> 經濟部(2020)。能源轉型白皮書（核定本）。

[https://energywhitepaper.tw/pdf/1091118\\_%E8%83%BD%E6%BA%90%E8%BD%89%E5%9E%8B%E7%99%BD%E7%9A%AE%E6%9B%B8%E6%A0%B8%E5%AE%9A%E6%9C%AC.pdf](https://energywhitepaper.tw/pdf/1091118_%E8%83%BD%E6%BA%90%E8%BD%89%E5%9E%8B%E7%99%BD%E7%9A%AE%E6%9B%B8%E6%A0%B8%E5%AE%9A%E6%9C%AC.pdf)

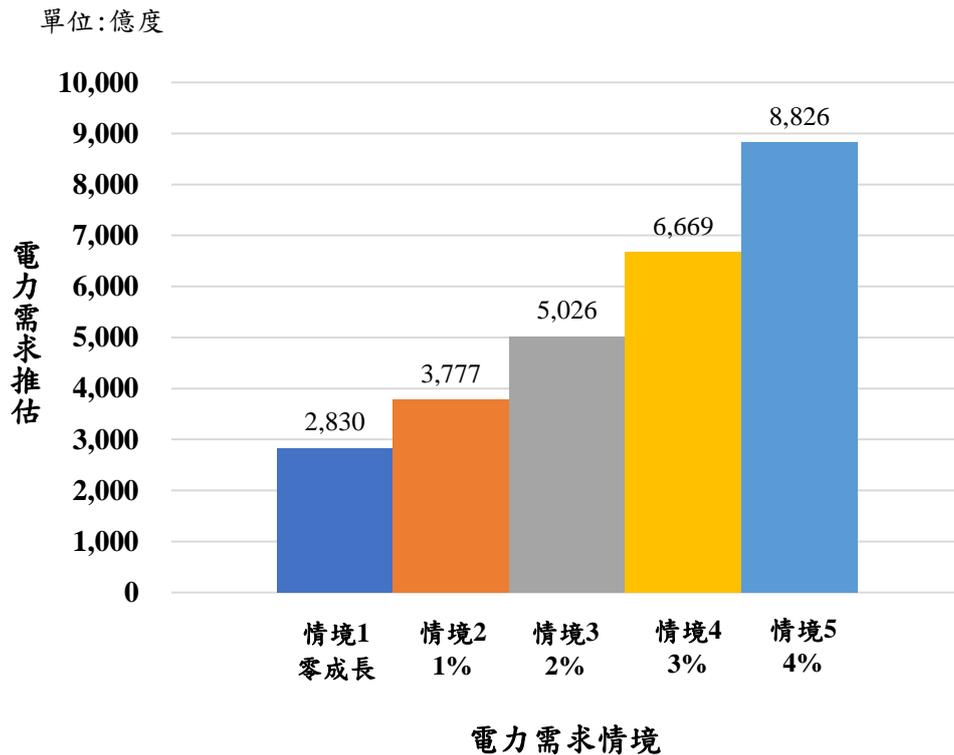


圖 2.12.1 2020 年至 2050 年不同電力年均成長率情境下所需電力推估

在整體政策建議部分，以較為成熟之再生能源如太陽光電與風力發電，除了科學技術面向的推動要繼續強化，如高轉化效率太陽能模組技術、高發電效率與大型化陸域風機、深水區進行風機的布建以及開發浮動式風力發電技術外，應以完善相關社會溝通、提供各式誘導配套措施以及完善相關政策法規為主要推動方向，來促成佈建潛能的極大化。

而在前瞻性無碳電力來源部分，例如地熱、氫能、去碳燃氫、生質能與海洋能等，則是須要從現在開始加速國家整體從科學技術面的投資，方能在 2030 年以前打好基礎並逐步應用與擴展，以在 2050 年發揮可能佈建潛能。例如地熱能部分，須加速推動我國淺層與深層地熱探勘，深入了解我國地熱潛能並且緊盯全球最新深層鑽探取熱技術現況；氫能與去碳燃氫部分則是須要投入研發天然氣去碳技術產氫替代天然氣、開發天然氣混氫燃燒發電相關技術、並研究天然氣去碳後所獲得純碳之利用途徑，同時也建議引進進口氫能相關基礎建設技術以及投資

本土產綠氫相關技術及應用等；生質能則須研發以熱裂解(pyrolysis)技術將生質原料氣化成氫、以生物技術增加光合作用效率、生質作物及固碳微生物之產量，或是以生物技術研發以單碳源、及生質原料轉化成化學品等；海洋能則是須要儘速進行海洋能潛能區位的精細水文及地質調查與探勘、投入海流與溫差發電及電網併接技術研發，以及啟動試驗電廠計畫並引進國際技術等。除科學技術面的投資以外，此類前瞻性無碳電力來源亦應輔以法規制度、基礎建設以及商業模式等之配套，例如制定地熱專法、建置海洋能作業船舶所需港埠設施並提供足夠的研究與施工船舶的數量，另外，建議在汽機車全面電氣化之前，進口生質酒精混入汽油做為汽機車燃料以為過渡等。

而在搭配逐漸增長之再生能源的發電占比下，為確保電網供電安全可靠，整體電網及電力系統須要更智慧化、即時調節與更精準預測並掌握負載，故須要從發電與智慧調度、電網管理（輸電、配電與儲能）以及需求面管理（售電）等各面向來優化電力供應的安全與穩定，因此須要推動包括結合氣象預報模式導入人工智慧預測更為即時之發電量、持續全面佈建低壓智慧電表、建置 GW 級的儲能基礎設施、讓用戶端參與需量反應以及將電力系統應逐漸轉型為分散式等關鍵策略。

## 第三章 碳匯、零碳與負碳科技

### 本章小節

- 3.1 前言
- 3.2 自然碳匯
- 3.3 傳統 CCUS
- 3.4 生質碳匯與生物製程轉化利用
- 3.5 小結

### 3.1 前言

即使我國創造大量零碳電力、其他部門電氣化策略來降低溫室氣體排放量，仍有部分排放源無法以零碳電力替代（如：製程需有高溫鍋爐之產業）。為達成我國 2050 淨零排放目標，仍須要針對化石燃料發電設施與工廠設施等大型排放源之煙道氣應用碳捕獲、封存與再利用技術(CCUS)使現有的排放極小化。而過往排放累積於大氣中的二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，則須要透過可從空氣中直接去除二氧化碳的「負排放技術」(又稱負碳科技)(Negative Emission Technologies, NETs)，將二氧化碳自大氣中移除，透過封存至地質和陸地海洋生態系統中來抵銷<sup>353</sup>，以協助達成我國 2050 淨零排放甚至淨負排放的效益。

上述這類型的科技大致可歸為三大類，分別為天然解決方案（如自然碳匯，包括陸域與水域光合作用之生質碳匯等）、技術解決方案（如傳統碳捕獲、封存及再利用技術），與複合解決方案（以人為技術增強自然過程如加速風化等），各有其優缺點與挑戰。天然解決方案，如自然碳匯，在碳封存成本上較具優勢，但是須要透過積極經營與投入研究以評估可以新增的固碳潛能；技術解決方案則是因為在相關裝置系統的運作上仍有一定能耗，因此有須要與其他綠能選項之減碳應用進行競合之評估，確保技術在系統運作可達成減碳效益。

增強自然過程主要為透過人為干預，如增加矽酸鹽類礦物與水、二氧化碳的反應面積以加速風化作用（磨碎）達到負排放等，雖然是以自然為本的作法，但須配合長期的驗證與監控來確保負碳排的可行性。不過，現階段增強自然過程作法會對自然環境與生態系統所帶來的衝擊與影響尚未明瞭，因此，仍有待逐一克服環評、成本及法規等問題及挑戰。本章著重在天然解決方案、技術解決方案，以及複合解決方案三大方向之可能性以及具潛力之新興技術的評估與探討。

---

<sup>353</sup> Haszeldine, R. S., Flude, S., Johnson, G. & Scott, V. (2018) Negative emissions technologies and carbon capture and storage to achieve the Paris Agreement commitments. <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2016.0447>

## 3.2 自然碳匯

### 摘要

自然碳匯可在氣候變遷減緩中扮演以自然為本的解決方案角色，且具潛在多元環境與社會經濟效益，加上自然碳匯目前相較於 CCUS 技術或是其他負碳排技術而言，在碳封存成本上較具優勢，故須要考量透過「自然碳匯極大化」來協助我國達到淨零排放目標，以降低我國轉型時依賴無碳能源之壓力。綜合我國各種狀況，建議下列做法：

1. 增加森林碳匯，包括增加林地面積（海岸林、淺山、退農還林）、加強並積極經營我國人造森林（國有林、私有林）、提高國產木材產量（固碳於木材）。
2. 積極經營我國人造森林：以增加單位面積生物量為主要作法，進行計畫性疏伐（固碳於木材中）復舊造林及撫育。
3. 啟動研究新興自然碳匯（農作物碳匯、土壤碳匯、藍碳碳匯等）量化評估方法、碳移除量潛能等，方法成熟後再據以估算各式新興自然碳匯容量。

### 3.2.1 前言

自然碳匯(carbon sink)為可以吸收碳的森林或是其他生態系統，可將碳從大氣中移除以抵銷二氧化碳(CO<sub>2</sub>)的排放<sup>354</sup>，如圖 3.2.1 所示，包括：海洋（藍碳、濕地、海草床）、森林（農業作物、土壤、樹木）、地層等。聯合國環境規劃署認為碳匯可在氣候變遷減緩中扮演以自然為本的解決方案(nature-based solutions)角色<sup>355</sup>，除可用於吸收或儲存大氣中之二氧化碳外，還具有潛在的多元環境與社會經濟效益，包括生物多樣性的保護、維持氣候穩定性、土壤健康與水品質、降低極端氣候風險、提供糧食與能源以及文化服務與健康安全等。此外，這些以自然

<sup>354</sup> European Environment Agency (2022) Term-carbon sink.

<https://www.eea.europa.eu/help/glossary/eea-glossary/carbon-sink>

<sup>355</sup> UNEP (2021) Nature-based solutions for climate change mitigation. UN Environment Programme.

<https://wedocs.unep.org/xmlui/bitstream/handle/20.500.11822/37318/NBSCCM.pdf>

為本的解決方案目前相較於 CCUS 技術或是其他負碳排技術而言，在碳封存成本上有相當的優勢，以森林碳匯而言，成本多半在 100 美元/tCO<sub>2</sub>eq 以下<sup>356</sup>，因此若從成本效益進行考量，以增加碳匯方式協助我國達到淨零排放目標是須要優先評估的方向之一。



圖 3.2.1 碳匯範疇（海洋、森林、人為技術）<sup>357</sup>

以我國現況而言，森林部分碳匯已進行量化統計，並納入溫室氣體排放清冊之農業、林業和其他土地利用(AFOLU)之統計資料，其他類型碳匯則因無可滿足方法學所需之調查數據或尚在評估量化方法學而未納入統計中。2019 年我國林地總面積共 2.1 百萬公頃，碳匯（土地利用、土地利用變化及林業部門）單年之碳移除量為 21.4 MtCO<sub>2</sub>eq<sup>358</sup>，如圖 3.2.2 所示，約占 7.5%總溫室氣體排放量。自 1990 年至今變化不大，絕大多數來自原有林地，僅少數新增之移除量源自新植造林。

<sup>356</sup> UNECE (2021) UNECE technology brief - Carbon capture, use and storage.

[https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure\\_EN\\_final.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_EN_final.pdf)

<sup>357</sup> ACCIONA (2021) What are carbon sinks? [https://www.activesustainability.com/climate-change/carbon-sinks-what-are/?\\_adin=02021864894](https://www.activesustainability.com/climate-change/carbon-sinks-what-are/?_adin=02021864894)

<sup>358</sup> 行政院環境保護署(2021) 2021 年國家溫室氣體排放清冊報告。

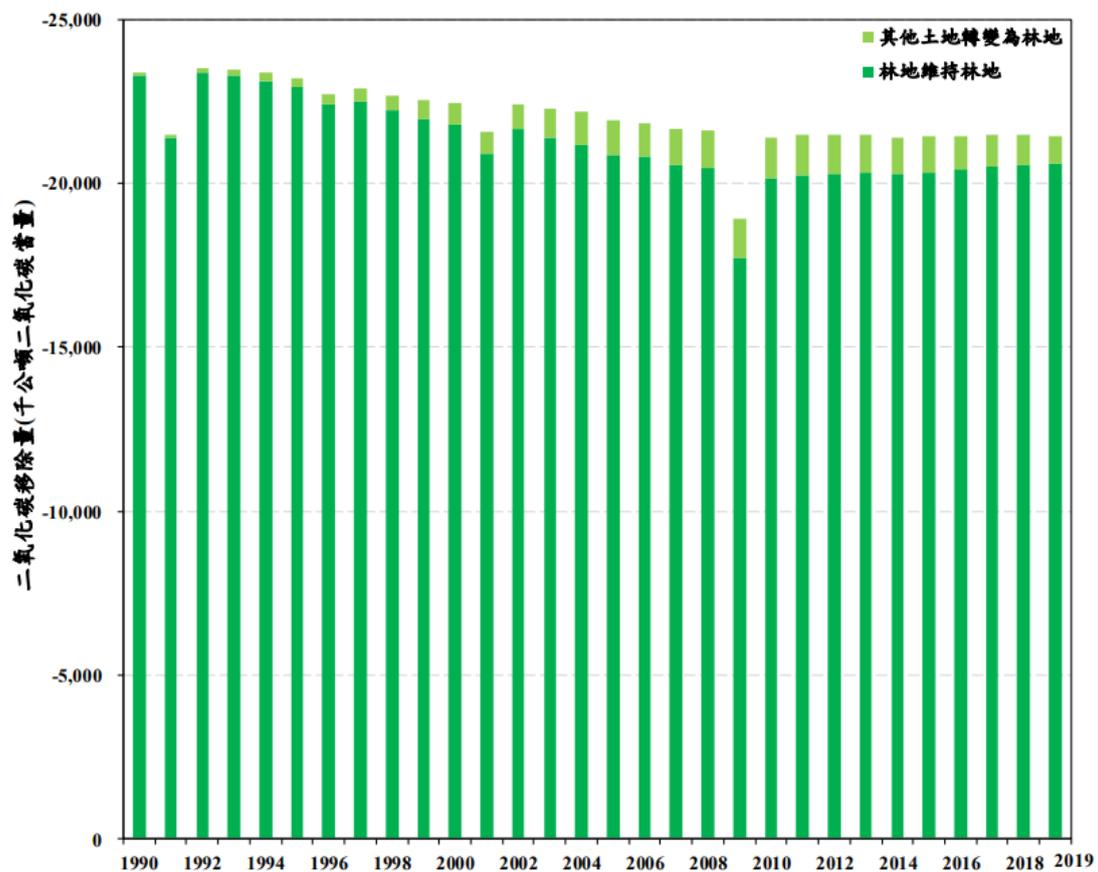


圖 3.2.2 我國自然碳匯溫室氣體移除量現況（森林）<sup>359</sup>

### 3.2.2 國際趨勢

自然碳匯範疇雖涵蓋森林、土地農作、濕地及海洋等，但現階段國際在溫室氣體計算上仍以陸域碳匯為主<sup>360</sup>。聯合國氣候變化綱要公約(UNFCCC)附件一之 43 國溫室氣體排放清冊資料中<sup>361,362</sup>，2010 年至 2018 年土地利用、土地利用變化及林業部門(Land Use, Land-Use Change and Forestry, LULUCF)每年的碳移除約在 1.8~2 Gt CO<sub>2</sub>eq，約可移除此 43 國每年總溫室氣體排放的 10%（圖 3.2.3）。若

<sup>359</sup> 同前揭註 358。

<sup>360</sup> 聯合國政府間氣候變化專門委員會(IPCC) 所訂定的 2006 年國家溫室氣體盤查指南，農業、林業與其他土地利用(Agriculture Forestry and Other Land Use, AFOLU)項目中，包含林地、農地、草地、濕地、定居與其他土地。

<sup>361</sup> UNFCCC (2020) Greenhouse Gas Inventory Data - Detailed data by Party. [https://di.unfccc.int/detailed\\_data\\_by\\_party](https://di.unfccc.int/detailed_data_by_party).

<sup>362</sup> UNFCCC 公約附件一成員 43 國以 OECD 已開發與發展中經濟體為主，<https://unfccc.int/parties-observers>

計入海洋碳匯的部分，全球碳預算計畫(Global Carbon Budget Project)以全球海洋生物地質化學和動態植被模型推算，2010年至2019年之間全球每年陸地與海洋碳匯總計最高可達19~23 Gt CO<sub>2</sub><sup>363</sup>。

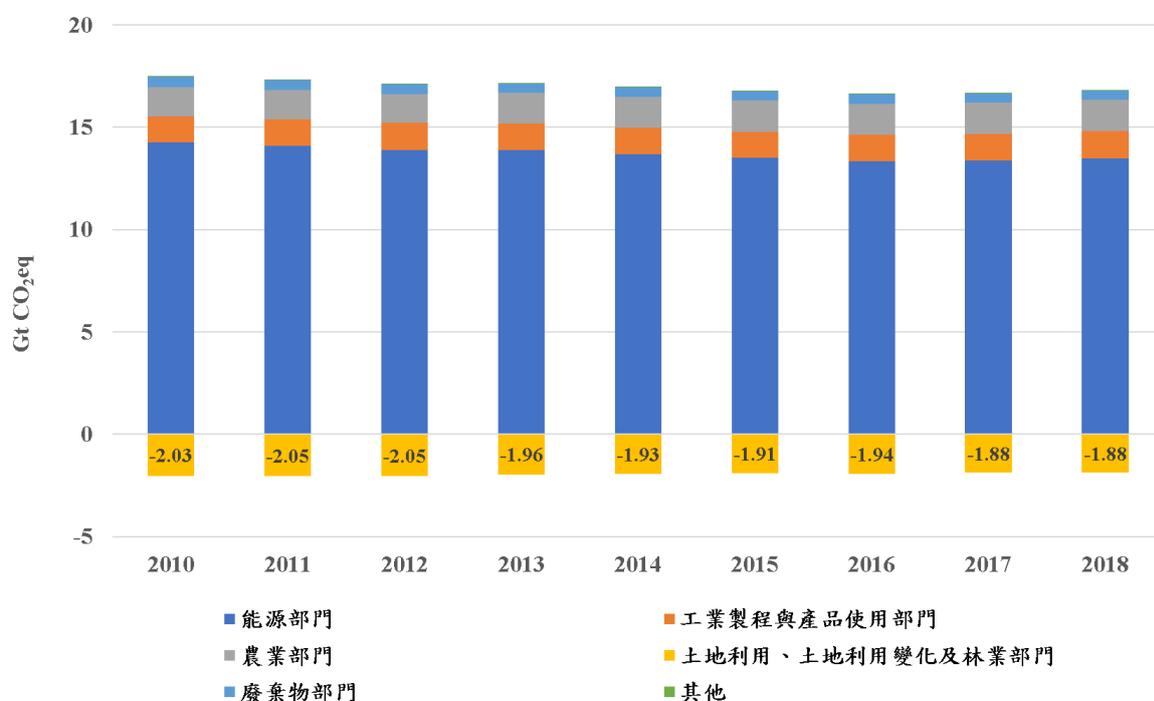


圖 3.2.3 2010 年至 2018 年 UNFCCC 公約附件一國家各部門溫室氣體排放與移除<sup>364</sup>

### 1. 陸域碳匯：森林、土壤農作、濕地

近年來因減碳和淨零排放的需求，國際上開始重視陸域碳匯的強化、管理與相關制度。2021年11月召開的聯合國氣候變化綱要公約第26次締約方大會(COP26)，141國簽署格拉斯哥領袖森林與土地利用宣言(Glasgow Leaders' Declaration on Forest and Land Use)，承諾減少森林流失與土地退化，而歐盟和美國皆於同年提出關於土地利用及森林碳匯的規範或行動草案<sup>365,366</sup>。金融與碳權方面，新加坡於2021年成立氣候影響力交易所(Climate Impact X, CIX)，提供企業投資自然為

<sup>363</sup> Pierre Friedlingstein et al. (2020) Global Carbon Budget 2020. *Earth Syst. Sci. Data*, 12, 3269–3340. <https://doi.org/10.5194/essd-12-3269-2020>

<sup>364</sup> 同前揭註 362。

<sup>365</sup> European Commission (2021) Land use and forestry regulation for 2021-2030.

<sup>366</sup> U.S. Department of State (2021) Plan to Conserve Global Forests: Critical Carbon Sinks.

本的碳權(nature-based solutions carbon credit)管道<sup>367</sup>；而國際碳驗證標準機構 VERRA 的報告中，AFOLU 類的認證碳單位(Verified Carbon Units, VCUs)占比有上升趨勢，截至 2021 年 10 月為止有超過半數認證的 VCUs 為 AFOLU 相關<sup>368</sup>，顯示國際上對於陸域碳匯重視的升高。

## 2. 海洋與沿海生態系碳匯（紅樹林、鹽沼、海草床）

海洋及沿海生態系的碳匯係稱藍碳碳匯(blue carbon)目前尚在研究階段，國際上還尚未有一致的潛能評估方法<sup>369</sup>。由保護國際組織(Conservation International, CI)、聯合國教育、科學及文化組織政府間海洋學委員會(Intergovernmental Oceanographic Commission of the United Nations Educational, Scientific, and Cultural Organization, IOC-UNESCO)及國際自然保護聯盟(International Union for Conservation of Nature, IUCN)合作成立的國際藍碳倡議(The Blue Carbon Initiative)指出<sup>370</sup>，若藍碳要能夠被納入國際或國家政策框架，須明確證明其移除碳量能被量化並足以對氣候產生影響，且能夠被有效管理，藍碳的氣候調節價值才有可能被進一步認可。除了標準化評估計算，國際上目前對藍碳討論研究，集中在其生態系流失可能導致的溫室氣體排放，尤其在沿海生態系方面，以及如何有效減緩、復育藍碳生態系<sup>371,372</sup>。

---

<sup>367</sup> 環境資訊中心(2021) 新加坡將設以自然為本的碳權交易市場聚焦東南亞生態復育。<https://e-info.org.tw/node/231675>

<sup>368</sup> DATA AND INSIGHTS-VCS Quarterly Update (2021) <https://verra.org/datainsights/data-and-insights-october-2021/>

<sup>369</sup> 國際藍碳倡議組織曾就全球尺度的海岸藍碳計算評估發表指引手冊，嘗試提供標準化藍碳的碳通量和儲存量，但因受到部分區域數據缺乏、人為活動影響評估不足及海岸侵蝕等問題所限制，準確度尚有提升的空間。Howard, J. et al. (2019) Coastal Blue Carbon: Methods for assessing carbon stocks and emissions factors in mangroves, tidal salt marshes, and seagrass meadows. Conservation International, Intergovernmental Oceanographic Commission of UNESCO, International Union for Conservation of Nature. Arlington, Virginia, USA.

<sup>370</sup> Isensee, K. et al. (2019) Blue carbon: Science developments of relevance to the UNFCCC.

<sup>371</sup> L, Donato DC, Murray BC, Crooks S, Jenkins WA, et al. (2012) Estimating Global “Blue Carbon” Emissions from Conversion and Degradation of Vegetated Coastal Ecosystems. PLOS ONE 7 (9): e43542. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0043542>

<sup>372</sup> Murray, B. C., Pendleton, L., Jenkins, W. A., Sifleet, S. (2011) Green Payments for Blue Carbon: Economic Incentives for Protecting Threatened Coastal Habitats. Nicholas Institute Report. NI R 11-04

### 3.2.3 我國碳匯潛能

#### 1. 森林碳匯

森林是陸域生態系中主要的生態系統，可從空氣中吸收二氧化碳，並轉化為有機碳儲存在植物體內。因此，植樹造林與森林經營是減緩氣候變遷最具效益的方法<sup>373</sup>。「森林碳匯」是指森林吸收二氧化碳的能力，即指從空氣中清除二氧化碳的過程、活動、機制，所以森林碳匯一般是指單位時間內（如一年內）森林吸收二氧化碳的總量。我國在森林碳匯的推估上，主要依聯合國政府間氣候變化專門委員會(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)於 2006 年公布的國家溫室氣體清冊指南(2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)所建議的計算方式，將所有森林面積納入估算，包含原有林地、新增植林及因災害減少的林地面積。因此，可從行政院農業委員會林務局第三次與第四次全國森林資源調查成果統計中，獲得林木蓄積的年生長量及森林面積增加的數據，再乘上活動係數即可得到森林碳匯數據。此外，由前述森林碳匯的推算過程亦可得知，林業部門所移除的溫室氣體是以二氧化碳為主要標的。

前言提及之《2021 年我國國家溫室氣體排放清冊報告》第六章「土地利用、土地利用變化及林業部門」中所估算的臺灣林業部門年碳移除量可知，2019 年我國林業部門碳移除量約為 21.4 MtCO<sub>2</sub>eq/year (21,440 千公噸 CO<sub>2</sub>eq)，且其中「林地維持林地」碳移除量占 96.1%，「其他土地轉變為林地」碳移除量占 3.9% (參見表 3.2.1 所示)。依清冊歷年推估結果，我國林業部門的碳移除量自 1990 年至 2019 年間約在 18.9~23.5 MtCO<sub>2</sub>eq/year 範圍，整體而言僅略有增減，但趨近於穩定<sup>374</sup>。主要由於臺灣區域計畫法、森林法對林業用地變更與森林伐採等有所規範，且自 1992 年起亦實施禁伐天然林政策，因此林地變更為其他使用的情況極少 (參見圖 3.2.2 我國自然碳匯溫室氣體移除量現況所示)。再者，2019 年我國「林地維持林地」的面積為 2,119,110 公頃，則依我國 2015 年「第四次全國

<sup>373</sup> 陳忠義、林亨勳、王經文、王亞男(2017) 植林減碳—淺談森林的碳吸存。自然保育季刊 No.99。https://www.tesri.gov.tw/A15\_1/download1/30141/3

<sup>374</sup> 施雅惠、林旻頤、陳琦玲(2021) 臺灣農業減碳作為與碳交易機制之探討。符合環境永續之作物友善管理研討會專刊 (2021 年) p74-87。

森林資源調查報告」(含事業區內及事業區外)的土地利用圖為森林基線面積，並將林地崩塌面積予以扣除，不列入林木生長面積(請見表 3.2.2 所示)。2019 年「其他土地轉變為林地」的面積為 508 公頃(請見表 3.2.3 所示)，但是經過 20 年的過渡期後，此部份面積之後會改納入林地維持林地的面積一起估算，如 1990 年的造林面積，至 2011 年時則加總至林地維持林地的面積中。

表 3.2.1 1990 年與 2019 年我國林業部門碳移除量<sup>375</sup>

單位：千公噸二氧化碳當量(Mt CO<sub>2</sub>eq)

年份	林地維持林地		其他土地轉變為林地	總二氧化碳 移除量 $\Delta\text{CO}_2$	不確定性(%)
	生物量碳移除量 ( $\Delta\text{CO}_{2G}$ )	生物量碳排放量 ( $\Delta\text{CO}_{2L}$ )	生物量碳移除量 ( $\Delta\text{CO}_{2G}$ )		
1990	-23,902.42	607.25	-90.75	-23,385.92	7.57
2019	-20,710.34	115.73	-845.17	-21,439.78	8.84

表 3.2.2 1990 年與 2019 年林地維持林地面積<sup>376</sup>

單位：公頃

林型 年份	天然針 葉林	天然 針闊葉 混淆林	天然 闊葉林	人工 針葉林	人工針 闊葉混 淆林	人工 闊葉林	木竹 混淆林	竹林	總計
1990	220,100	286,376	975,800	218,400	37,287	144,600	67,537	152,300	<b>2,102,400</b>
2019	202,647	116,131	1,312,722	93,232	52,335	115,442	114,127	112,474	<b>2,119,110</b>

表 3.2.3 1990 年與 2019 年土地轉變為林地面積<sup>377</sup>

單位：公頃

年份	針葉林		針闊葉混淆林		闊葉林		竹林	合計
	林業統計 面積	總面積	林業統計 面積	總面積	林業統計 面積	總面積	林業統計 面積	
1990	959	959	67	67	2,696	2,696	161	<b>3,883</b>
2019	102	102	0	0	406	406	0	<b>508</b>

<sup>375</sup> 行政院環境保護署(2021) 2021 年我國國家溫室氣體排放清冊報告。

<sup>376</sup> 同前揭註 375。

<sup>377</sup> 同前揭註 375。

為達 2050 淨零排放，國立臺灣大學研究團隊提出我國森林碳匯潛力路徑分析<sup>378</sup>，就是否已納入國家清冊兩大部份，分別估算我國林業部門碳匯潛能如後。在「國家清冊計算範圍森林碳匯潛力」下，以加強森林經營行為，進行計畫性疏伐（固碳於木材中），再植林吸收碳，期可大幅度增加碳匯，另外則是將林地農作區域逐漸轉換成造林地，因此可分為路徑一至三如下：

(1) 路徑一：加強國有林經營碳匯潛力（包括竹林）

(2) 路徑二：加強私有林經營碳匯潛力（包括竹林）

(3) 路徑三：林地農作區域退農還林碳匯潛力

另外，在「未納入國家清冊計算範圍森林碳匯潛力」，擬加入新植造林、全國行道樹、校園與公園樹木以及私有住宅樹木等潛在碳匯，同時亦嘗試充分循環利用進口木質林產品，使二氧化碳長期保存在林產品中以增加碳匯量，因此再劃分出路徑四至六如下：

(4) 路徑四：新植造林碳匯潛力（每年新植 700 公頃），如海岸林

(5) 路徑五：都市林碳匯潛力（路樹、校園、公園等）

(6) 路徑六：充分循環利用進口林產品碳匯潛力（每年進口 600 萬 m<sup>3</sup> 木質林產品）

經由上述六大路徑估算，合計約可達 5.1~8.2 MtCO<sub>2</sub>eq/year，相較現行我國國家溫室氣體排放清冊報告對林業部門的碳匯潛力估計，可增加 23.7~38.1%（六大路徑之碳匯潛能估計值，請參見圖 3.2.4 所示）。

---

<sup>378</sup> 邱祈榮(2021) 2050 淨零排放森林碳匯潛力路徑分析。

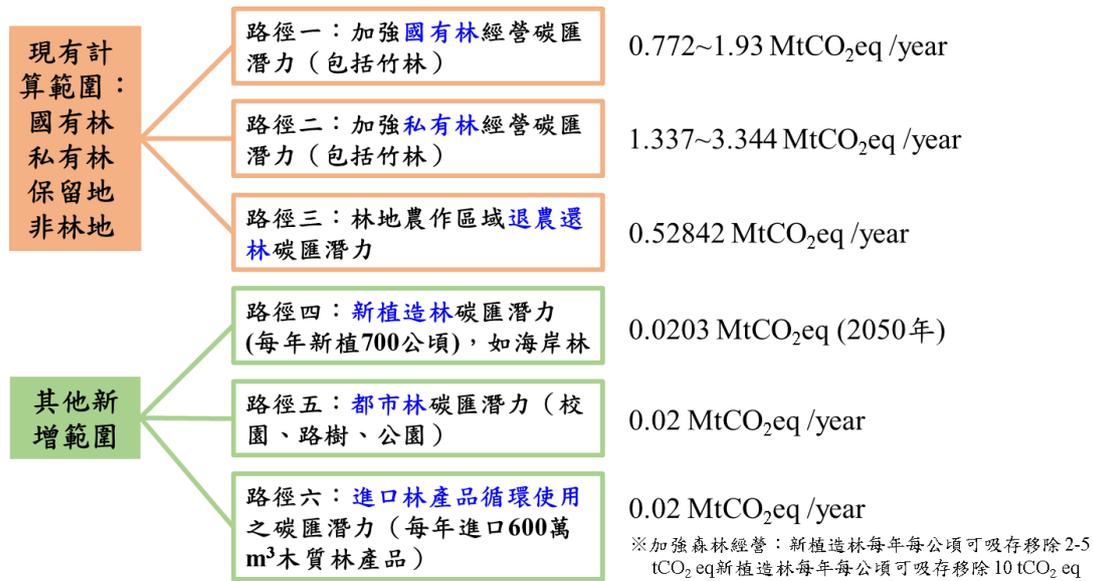


圖 3.2.4 2050 淨零排放森林碳匯潛力路徑分析<sup>379</sup>

## 2. 農業/作物/土壤碳匯

臺灣 2020 年農耕土地面積為 79.0 萬公頃<sup>380</sup>。對照 2004 年中解析度成像分光輻射計(moderate resolution imaging spectroradiometer, MODIS)資料<sup>381</sup>，除去林地外，具碳匯作用的土地面積，包括農田面積 30.02 萬公頃、農田/天然植被混合地 36.15 萬公頃、草地 1.34 萬公頃、草原 3.66 萬公頃，加總為 71.17 萬公頃；故以 2020 年的 79.0 萬公頃來推估非林地且具碳匯作用的土地面積是合理的。農田或草地的淨初級生產量(net primary productivity)<sup>382</sup>，平均約在 3 公噸碳/(公頃·年)<sup>383</sup>；換算之下，臺灣農耕土地 79.0 萬公頃每年碳匯量約為 237 萬公噸碳(868.5 萬公噸 CO<sub>2</sub>)。但須要注意的是，作物的淨初級生產量大部分被食用<sup>384</sup>，且農田是有碳排放的，碳排放部分另外在 5.4 節農業與廢棄物部門討論，因此農田為碳

<sup>379</sup> 同前揭註 378。

<sup>380</sup> 行政院全球資訊網(2022) 農業經營現況。

<https://www.ey.gov.tw/state/CD050F4E4007084B/0ededcaf-8d80-428e-96b7-7c24feb4ea0d>

<sup>381</sup> 胡瀟予(2010) 應用 MODIS 影像數據估測台灣陸域初級生產量。

<https://hdl.handle.net/11296/tby776>

<sup>382</sup> 在一定面積及時間內，植物吸放二氧化碳的淨增加生物碳量。

<sup>383</sup> National Library of Medicine. (2010) Spatial and seasonal characterization of net primary productivity and climate variables in southeastern China using MODIS data.

<https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC2852544>

<sup>384</sup> Naser, H.M. et al. (2019) Carbon Sequestration and Contribution of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O Fluxes to Global Warming Potential from Paddy-Fallow Fields on Mineral Soil Beneath Peat in Central Hokkaido, Japan. <https://www.mdpi.com/2077-0472/10/1/6/htm>

匯亦或是碳源尚待研究。此外，近年針對土壤碳匯亦有「千分之四」之倡議，意即若每年可以增加千分之四的碳蓄積量於土壤表層 40 公分中，就能平衡每年因人類活動增加至大氣中的二氧化碳量，惟此倡議仍待進一步研究評估可行性及淨碳吸存量。

### 3. 藍碳碳匯（海草床、濕地）

#### (1) 以全球藍碳碳匯潛能估計我國藍碳碳匯潛力

基於標竿全球藍碳碳匯潛能依據，再依照臺灣每年碳排占全球之比例，來估算臺灣可獲得之藍碳碳匯潛力。根據 IPCC (2019)之變動氣候下之海洋與冰層特別報告<sup>385</sup>，認為恢復沿海植被生態系統，例如紅樹林(mangroves)、潮汐沼澤(tidal marshes)和海草床(seagrass meadows)（即沿海藍碳生態系統），可以透過增加碳吸存和儲存來緩解氣候變化，並為目前年度全球排放量的 0.5%左右（中等信度）。以 2020 年全球的二氧化碳排放量達到 34 Gt（340 億公噸）<sup>386</sup>，全球藍碳碳匯潛能可以達到一年 0.17 Gt（1.7 億公噸）。臺灣每年碳排(0.3 Gt)<sup>387</sup>占全球(34 Gt)之 0.88%，以此設定為臺灣藍碳碳匯潛能占全球比率下，初步估計臺灣的藍碳碳匯潛能最高約 1.5 MtCO<sub>2</sub>eq/年（150 萬噸/年）。

#### (2) 我國藍碳碳匯潛能相關研究

內政部營建署城鄉發展分署過往陸續補助有關濕地碳匯調查計畫<sup>388,389</sup>，除透過研究修正濕地碳匯功能調查標準作業程序，亦挑選自然重要濕地進行碳匯功能實地測量，並蒐整國內濕地碳匯研究，以建立濕地碳匯分布地理資訊圖資，期

<sup>385</sup> IPCC (2019) Summary for policymakers. In: IPCC special report on the ocean and cryosphere in a changing climate [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, M. Tignor, E. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Nicolai, A. Okem, J. Petzold, B. Rama, N.M. Weyer (eds.)]. In press.

<sup>386</sup> 行政院環境保護署(2020) 2020 年全球碳排放減 7%創紀錄「歸功」新冠疫情。  
[https://ghgregistry.epa.gov.tw/ghg\\_rwd/Main/Information/Information\\_3\\_detail?r\\_id=3058](https://ghgregistry.epa.gov.tw/ghg_rwd/Main/Information/Information_3_detail?r_id=3058)

<sup>387</sup> 可參考 1.2.1 提供零碳電力為我國減碳主要挑戰中我國溫室氣體排放數據。

<sup>388</sup> 林幸助、陳琦玲、陳添水、李世博、宋明儒、林蔚任、陳渭中、陳佳宜、陳彥匡、張恩澤(2018) 「106-107 年度重要濕地碳匯調查計畫」案成果報告書。國立中興大學執行。內政部營建署城鄉發展分署。<https://wetland-tw.tcd.gov.tw/upload/file/20190521161653265.pdf>

<sup>389</sup> 內政部營建署城鄉發展分署(2011) 國家重要濕地碳匯功能調查計畫總結報告書。高苑科技大學與嘉南藥理大學執行。<https://wetland-tw.tcd.gov.tw/upload/file/20190522110235955.pdf>

以做為政府未來維護管理之重要科學依據。然受限於目前量化評估方法尚未完善、投入研究人力與資源有限，故尚未產生可供完整參考之碳移除量潛能資料，此部分有待未來更多研究資源投入以完善評估方法與數據。此外，濕地亦有排放另一溫室氣體甲烷的可能，也必須納入整體的評估。

本建議書則先綜整我國藍碳碳匯潛在面積與不同類型碳匯單位面積固碳量，研究數據如附錄 3A 及附錄 3B。

### (3) 珊瑚礁生態系對於藍碳碳匯潛在的輔助效益

珊瑚礁也是我國海域重要沿岸生態系統之一<sup>390</sup>。但因珊瑚礁本身的固碳能力不高，並會在合成碳酸鈣的過程中釋放二氧化碳，故國際對於珊瑚礁是否可納入藍碳範疇仍有科學上的爭論，如 Ware 等人<sup>391</sup>估算珊瑚礁鈣化過程中每年珊瑚礁釋放 0.02~0.08 Gt C 變成二氧化碳。儘管如此，仍須要注意珊瑚礁所支持的多樣性生物系統或具有間接協助固碳之效益。以加勒比海西南部之聖安德烈斯島一篇論文研究成果顯示<sup>392</sup>，熱帶氣候下，海草床通常與珊瑚礁相連接。珊瑚礁的屏障功能，可透過消散波浪、促進沉積物堆積並避免侵蝕，進而增強海草床藍色碳匯的能力，但由於白化和其他壓力因素造成的珊瑚礁結構喪失可能會導致鄰近海草床的藍碳儲存能力降低。該研究以連接海草床和珊瑚礁間梯度的藍碳來檢驗假設，發現波浪暴露較少的位點（有礁石屏障），相較暴露較多（無礁石屏障）的位點具有更高的沉積物有機碳儲量。因此，未來在投入估計藍碳碳匯之碳移除量與潛能之研究，可併同檢視我國珊瑚礁在支持藍碳碳匯可能扮演的角色。

---

<sup>390</sup> 林幸助(2020)。氣候變遷下藍碳戰略。科技大觀園。  
<https://scitechvista.nat.gov.tw/Article/c000009/detail?ID=6cb9c91e-8b10-4830-8683-7ad15cdc57a7>

<sup>391</sup> Ware, J. R., Smith, S. V. & Reaka-Kudla, M. L. (1992) Coral reefs: sources or sinks of atmospheric CO<sub>2</sub>?. *Coral Reefs* 11, 127-130. <https://doi.org/10.1007/BF00255465>

<sup>392</sup> Guerra-Vargas, L. A., Gillis, L. G., Mancera-Pineda, J. E. (2020) Stronger together: Do coral reefs enhance seagrass meadows “blue carbon” potential? *Frontiers in Marine Science*.  
<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2020.00628/full>

### 3.2.4 政策建議

「負碳技術及碳匯極大化」是我國達到淨零排放目標的基本，可降低我國轉型於無碳能源之壓力，故研提政策建議如下：

1. 增加森林碳匯，包括增加林地面積（海岸林、淺山、退農還林）、加強並積極經營我國人造森林（國有林、私有林）、提高國產木材產量（固碳於木材），期在 2050 年以前加速推動前述措施以達成增加碳匯的目標，各項措施內容分述如後
  - A. 增加林地面積：即增加森林的覆蓋範圍，如納入海岸林營造、國有林造林及平地/山坡地造林，並考慮將林地農作使用面積，逐漸轉換成造林地；另在平地的部份，可納入全國行道樹、校園與公園樹木以及私有住宅樹木的碳匯潛力。
  - B. 加強並積極經營我國人造森林：以增加單位面積生物量為主要作法，含復舊造林、撫育及疏伐。並可透過林相改造方式，基於未來的氣候型態與生存環境等條件，辨識現有的物種或基因型的適應程度及引入有望適應未來的物種或基因型，長期性進行森林組成或結構的評估，以大幅度地增加碳儲量為目標，採取對應的調整與改變。
  - C. 提高國產木材產量：由於森林過了快速成長期後的固碳能力便會趨緩，因此須適時進行疏伐來更新森林來提高固碳效能。但疏伐後的林木亦須要善加應用，故可將木材作為家具等產品，使其長期固碳於木材中，或用做生質燃料。但目前我國製材廠多使用進口木材，對於增加我國森林碳匯並無助益，且會增加運輸過程產生的碳足跡。因此，應策略性提高國產木材產量並規劃產銷的出海口以帶動森林的更新汰舊，進而維持我國林地的碳匯能力。除此之外，對已進口的林產品應充份循環利用，不僅可延長其固碳的時間也同時減少後續的進口量，達到善用進口林產品的碳匯潛力。
2. 啟動研究新興自然碳匯（農作物碳匯、土壤碳匯、藍碳碳匯等）量化評估方法、碳移除量潛能等（2030 年以前加速投入）。方法成熟後再據以估算各式自然碳

## 匯容量（2030 年以後逐步應用）

除了較為成熟的森林碳匯部分外，農作物碳匯、土壤碳匯、藍碳碳匯等也是未來可以思考增加的區塊。如在農業/作物/土壤碳匯上，值得積極投入研發的項目包括：高效率肥料、生物肥料、降低土壤暴露時間之耕作方法與低碳排作物。例如若能使用高效率肥料，減少氮肥、增加生物炭使用，將堆肥在作為肥料使用之前先行沼氣利用，則可增加農田碳匯效果。減少或不翻耕，如使用覆蓋作物滾壓機，可降低土壤中生物炭的逸散。作物本身的碳排與碳匯方面，以水稻為例，其碳匯的效果很大一部分被水中微生物的甲烷排放抵銷。所以水位管理、將作物改為抗旱稻，可提升碳匯的效果。

在土壤碳匯評估方法學方面，由於植物的生態系統複雜，同樣以水稻為例，植物雖然會行光合作用固碳，但水稻田還要考慮不同品種的固碳效果、水位高低、水中微生物呼吸與甲烷排碳量、不同土質的固碳效果等；由於濕地亦會產生甲烷，濕地是淨碳匯或淨碳排同樣具有爭議。若沒有精確的評估方法，很難知道真實的情況。如不知道真實情況，更難說服農民改變農作習慣；政府可鼓勵食用低碳排的食物，基於可靠的實驗結果，讓農民親自體驗、對照不同的農作方法，才能將高碳匯農法有效地推廣。

在藍碳碳匯部分，國際上尚未有一致的潛能評估方法，因此也須先對其量化評估方法、碳移除量潛能等進行研究並同步培養相關調查研究人才，且併同檢視我國珊瑚礁在支持藍碳碳匯可能扮演的角色。以便實際評估應用藍碳作為我國自然碳匯增量手段的可行性。

### 3.3 傳統 CCUS（二氧化碳捕獲、再利用與封存技術）

#### 摘要

目前的二氧化碳捕獲、再利用與封存技術，可從煙道氣中回收二氧化碳。若發展成熟，可以減少發電及大多數產業部門的直接排放。二氧化碳捕獲技術已發展多年，但再利用技術仍在起步階段。封存技術僅有注入油井一項行之有年，然我國並無大規模已確認的場域以供封存，故此問題仍須利用探勘技術來解決。直接從大氣中去除二氧化碳(Direct Air Capture, DAC)的技術更具挑戰性、除生物方法（微藻養殖）外，目前僅有少數國外試驗工廠在進行測試。此外，相關裝置系統的運作，仍有一定能耗，除成本因素外，應該考量運作所需電力來源（綠能或化石燃料）之碳排，確保系統運作之碳捕獲量高於裝置能耗之碳排，使整體能夠達成淨零/淨負排放。故綜合我國各種狀況，建議推動下列作為：

1. 強化 CCUS 技術與其他綠能選項減碳應用競合之評估，確保技術在系統運作可達成淨零/淨負排放效益。
2. 推動直接空氣捕獲(DAC)技術的發展，包括以生物及化學方法捕獲二氧化碳。

#### 3.3.1 前言

CCUS 技術為二氧化碳捕獲、再利用與封存技術(Carbon capture, utilisation and storage)，在技術價值鏈上可以區分為捕獲(capture)、運輸(transport)、儲存(storage)與利用(use)等不同階段。傳統的 CCUS 技術主要是從大型排放源（煙道氣）捕獲二氧化碳，例如使用化石燃料或生物質作為燃料的發電或工業設施，此外，近年也開發出可以直接從大氣中捕獲二氧化碳之直接空氣捕獲技術(DAC)<sup>393</sup>。如果捕獲的二氧化碳不直接使用，則可進一步透過壓縮後，以管線、船舶、鐵路或卡車方式進行運輸，以進行一系列的應用，或注入深層地質構造中（包括枯竭

---

<sup>393</sup> IEA (2021) About CCUS. <https://www.iea.org/reports/about-ccus>

的油氣田或鹽水層等)，將捕獲的二氧化碳進行永久儲存（圖 3.3.1）。

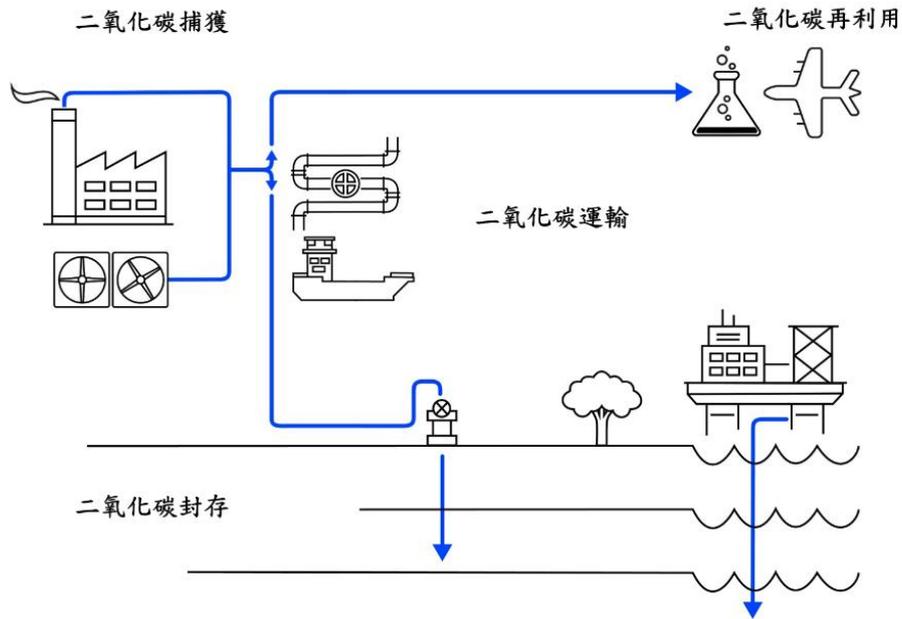


圖 3.3.1 CCUS 之技術範疇<sup>394</sup>

CCUS 發展數十年，已應用於某些領域，早期是以天然氣加工或化肥生產等領域為主，成本相對較低（約 15 USD/tCO<sub>2</sub>eq），2000 年開始生產長途運輸（尤其是航空）合成燃料，但仍屬早期試驗性質。現階段在關鍵領域發展仍遲滯（水泥、鋼鐵及石化等減碳技術選擇有限之高碳排產業），僅處於發展早期階段（圖 3.3.2）。

<sup>394</sup> 同前揭註 393。

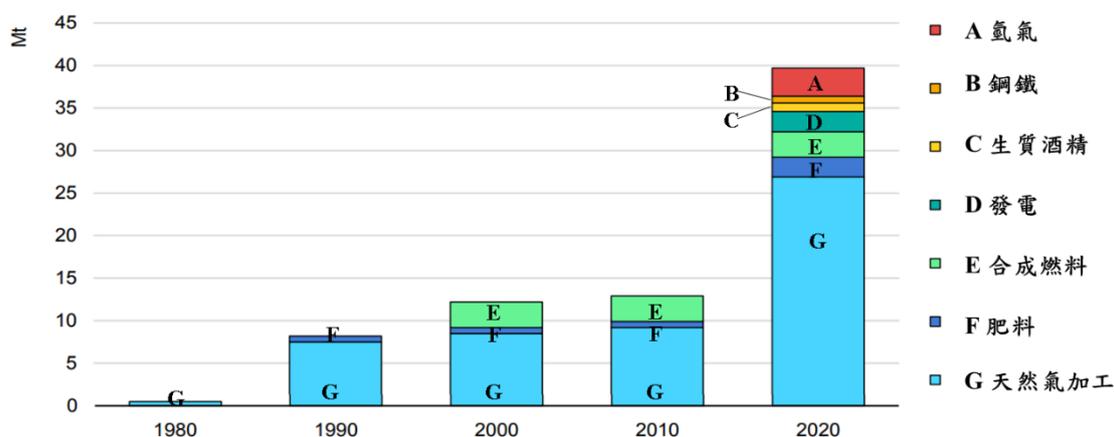


圖 3.3.2 目前全球 CCUS 設施捕獲二氧化碳來源<sup>395</sup>

CCUS 為全球對於 2050 年實現淨零排放所努力的一項重要技術。該技術可以減少大多數產業部門的直接排放，不管是用於既有產業和能源設施的改造上，或是直接納入新設施的發展。非傳統從化石燃料與製程捕獲之 CCUS 技術（詳見 3.4 生質碳匯與生物製程轉化利用與 6.2 直接空氣捕獲技術）亦可以直接從大氣中去除二氧化碳（如利用生質能達到二氧化碳捕獲與封存，以及直接從大氣中捕獲二氧化碳），提供大規模從氣候系統深度去除二氧化碳的可能性<sup>396</sup>。國際能源總署(IEA)的報告預估各類 CCUS 技術於 2050 Net Zero 之貢獻，到 2030 年可捕獲 1.67 GtCO<sub>2</sub>eq，到了 2050 年則可上升至 7.6 GtCO<sub>2</sub>eq，占 2050 年總體排放(30.2 GtCO<sub>2</sub>eq)之 25%。其中，從化石燃料與製程捕獲 5.25 GtCO<sub>2</sub>eq，從生質能捕獲 1.38 GtCO<sub>2</sub>eq，而透過直接空氣捕獲 0.99 GtCO<sub>2</sub>eq<sup>397</sup>。

<sup>395</sup> IEA (2020) Energy technology perspectives, CCUS in clean energy transitions. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS\\_in\\_clean\\_energy\\_transitions.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf)

<sup>396</sup> IEA (2020) Energy technology perspectives 2020: Special report on carbon capture utilisation and storage. <https://webstore.iea.org/download/direct/4191>.

<sup>397</sup> IEA (2021) Net zero by 2050 : a roadmap for the global energy sector. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

### 3.3.2 國際趨勢與技術發展現況

#### 1. 二氧化碳捕獲技術

現有二氧化碳捕獲技術發展相當多元，包括化學吸收、物理吸附、富氧分離、薄膜分離、鈣迴路、化學迴路法等<sup>398</sup>，新興的直接空氣捕獲技術請見 6.2 直接空氣捕獲技術，各技術的原理及技術現況與成熟度簡要整理如圖 3.3.3。可發現許多技術項目如化學吸收、物理吸附已達可商轉階段，富氧分離、薄膜分離、鈣迴路、化學迴路與直接分離則是在先導計畫或展示階段/前商業化階段(約 TRL 4~7)。直接空氣捕獲技術則是落差較大，不同地區或是技術成熟度差異大，從 TRL 3~9 都有。不過，即使許多技術已達商轉階段，但這些技術均須耗能運作，因此，在選擇適合的技術時，仍須考量併入整體系統進行運作時，能量來源的排碳量多寡，方能使系統運作能夠達成淨零/淨負排放的目標。

CO <sub>2</sub> 捕獲技術	原理	技術現況與成熟度
化學吸收 (chemical absorption)	<ul style="list-style-type: none"> <li>化學吸收劑(如乙醇胺化合物)與CO<sub>2</sub>反應</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>已商轉(TRL 9~11)</li> </ul>
物理吸附 (physical adsorption)	<ul style="list-style-type: none"> <li>利用CO<sub>2</sub>與吸附劑間的吸引力</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>已商轉(TRL 9~11)</li> </ul>
富氧分離 (oxy-fuel separation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>以接近純氧燃燒並進行碳捕捉</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>大型原型/展示前階段(TRL 5~7)</li> </ul>
薄膜分離 (membrane separation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>聚合性或無機薄膜選擇性讓CO<sub>2</sub>通過</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>僅天然氣加工應用達展示階段(TRL 6~7)</li> </ul>
鈣迴路 (Calcium looping)	<ul style="list-style-type: none"> <li>氧化鈣(可再生)與CO<sub>2</sub>結合產生碳酸鈣</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>先導計畫/前商業化階段(TRL 5~6)</li> </ul>
化學迴路 (chemical looping)	<ul style="list-style-type: none"> <li>氧化金屬微粒(可還原再生)與燃料反應生成高濃度CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>先導計畫(TRL 4~6)</li> </ul>
直接分離 (direct separation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用特殊的煅燒爐間接加熱石灰石捕捉水泥生產碳排</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>先導計畫(TRL 6)</li> </ul>
直接空氣捕獲 (direct air capture)	<ul style="list-style-type: none"> <li>直接從空氣而非特定排放源捕捉二氧化碳</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>先導計畫或商業化(TRL 3~9)(不同地區成熟度具差異)</li> </ul>

圖 3.3.3 現有二氧化碳捕獲技術類別、原理與技術發展現況<sup>399,400</sup>

註：技術成熟度主要依照 IEA 分類

<sup>398</sup> 同前揭註 393。

<sup>399</sup> 同前揭註 393。

<sup>400</sup> 同前揭註 395。

除了技術的成熟性以外，CCUS 在捕獲的成本上，也會因為二氧化碳濃度的高低而產生差異。一般而言，如果是工廠排放尾氣具有高濃度二氧化碳，例如天然氣加工製程，則碳捕獲成本較低(25 USD/tCO<sub>2</sub>eq)，但如果是低濃度二氧化碳的捕獲，則捕獲成本較高，例如電力與水泥業的碳捕獲在 50 USD/tCO<sub>2</sub>eq 以上，直接空氣捕獲則可到 300 USD/tCO<sub>2</sub>eq 以上（圖 3.3.4）。

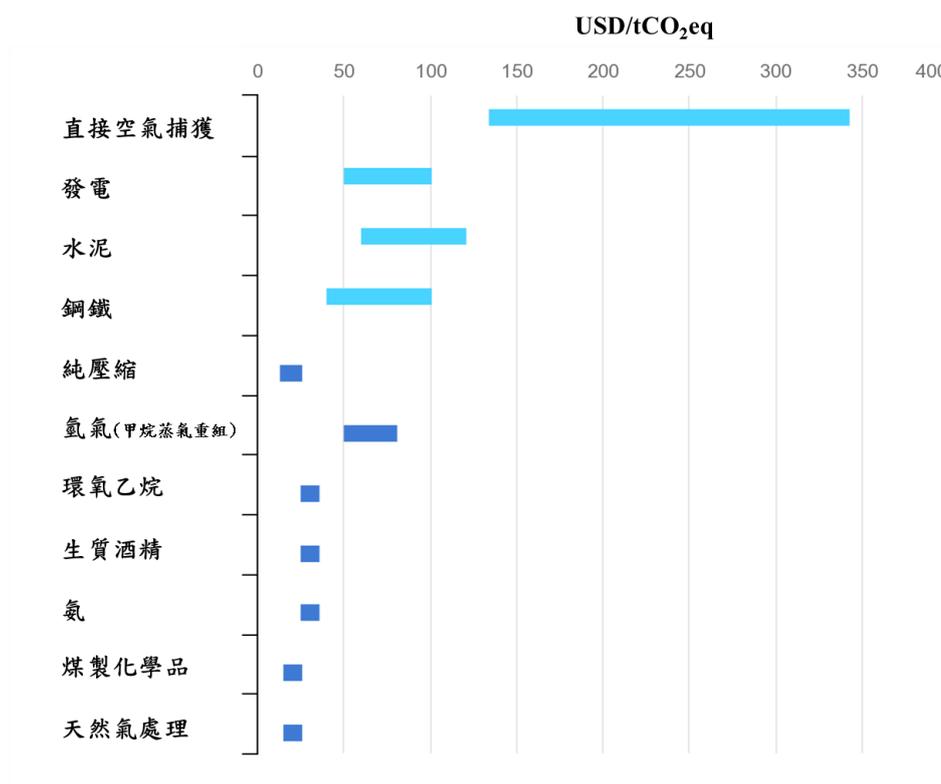


圖 3.3.4 不同技術與應用之二氧化碳捕獲成本<sup>401</sup>

## 2. 二氧化碳運輸技術

二氧化碳運輸技術大致可以分為管線運輸、船舶運輸與卡車/鐵路運輸等。管線運輸來說成本最便宜，可以運送的量也較多，但仍須視距離和體積而定。而降低二氧化碳運輸成本可以透過匯集運輸和儲存需求開發規模經濟，如發展共享基礎設施產業群聚。或是重新利用現有的石油和天然氣管道基礎設施，亦有助於

<sup>401</sup> IEA (2021) Is carbon capture too expensive? <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>

降低成本<sup>402</sup>。

### 3. 二氧化碳再利用技術

二氧化碳再利用主要可區分為直接利用與轉化利用兩類。可直接利用的量非常少，包括提供溫室使用、工業用的乾冰與電子級二氧化碳等；轉化利用則是讓二氧化碳與氫或帶氫之物質反應，轉化成化學品或能源產品。化學品如肥料（尿素）、（聚）碳酸酯、醋酸、水泥替代物，以及轉化為能源產品，如甲醇、二甲醚、碳酸二甲酯等<sup>403,404</sup>。

以全球化學產品轉化利用之潛力來看，尿素、水泥替代物具有億噸及規模；甲醇則有千萬噸級；二甲醚(DME)、聚碳酸酯具有百萬噸級；碳酸二甲酯(DMC)則為十萬噸級<sup>405</sup>。以新近中國鋼鐵公司與石化廠推動鋼化聯產，希望從中國鋼鐵公司的轉爐氣或是高爐氣中捕獲一氧化碳(CO)或是二氧化碳，並透過石化廠協助與氫或帶氫之物質反應，製成甲醇、醋酸與甲烷等產品，最終希望可擴大至「商業應用」等級<sup>406</sup>。這類產品量雖大，但仍不足以解決我國碳排的問題，仍須搭配封存技術。

### 4. 二氧化碳封存技術

現有二氧化碳封存技術可以大致分為地質封存、礦化封存與生質能碳捕獲與封存(Bioenergy with Carbon Capture and Storage, BECCS)。國內相關研究曾經評估過我國地質封存相關之潛能量可到 953 億噸(95.3 Gt) (表 3.3.1)，初估封存量潛能雖大，但數值之不確定性亦高，且須考量執行封存所需之成本與風險。我國非大陸型國家，陸域封存容量較有限，最有可能先從臺灣本島陸域中，過去四、五十年經過開採並已耗竭之油氣儲集層著手，因為在地質構造及地層流體物理化

---

<sup>402</sup> 同前揭註 395。

<sup>403</sup> Srivastav, P., Schenkel, M., Rehman Mir, G. U., Berg, T. & Staats, M. (2021) Carbon capture, storage, and utilisation: Decarbonisation pathways for Singapore's Energy and Chemicals Sectors. Navigant Netherlands B.V. <https://www.nccs.gov.sg/singapores-climate-action/low-carbon-tech/>

<sup>404</sup> 行政院國家科學委員會(2013) 第二期能源國家型科技計畫總體規劃報告書(核定版)。

<sup>405</sup> 同前揭註 404。

<sup>406</sup> 中國鋼鐵公司(2021) 專題：力拼減碳，中鋼推動鋼化聯產。

[https://www.csc.com.tw/CSC/hr/csr/env/env\\_fea.htm](https://www.csc.com.tw/CSC/hr/csr/env/env_fea.htm)

學性質具備較豐富的研究資料，不用特別再投入探勘研究就能直接運用於二氧化碳封存<sup>407</sup>，雖然可供封存潛能難以與海域封存相比，但開發成本低、具有優勢，短中期即可用於協助能源產業加速減排。而若要在濱海或近岸另尋合適場址進行封存，則須要設立工廠以斜井方式進行鑽探<sup>408</sup>，但挑戰為須解決民眾對於環境影響之疑慮；如果要採取海域封存（如鹽水層封存）選項，則會產生至外海探查的需求，開發風險更加提高，一方面我國缺乏相關海上探勘經驗，再者探勘成本也會大幅增加。

此外，封存場址與分布各處之排放源亦具有一定距離，若我國決定發展封存，恐須考量如何將各地排放源捕獲後二氧化碳順利運輸至封存場址，如擬透過卡車運輸恐產生更多運輸排放且成本高昂，若透過管線方式，就須要將陸地/海上管線之設置成本、土地產權協調與民眾接受度等納入考量。至於礦化封存，則尚待評估臺灣可能場域及潛能，可參考後面篇幅所述之創新案例作法。有關生質能碳捕獲與封存部分，則是反應效率仍須提高。

表 3.3.1 國內地質封存初步評估封存量（總體）<sup>409</sup>

評估單位	台灣電力公司	台灣中油公司	國立中央大學	工業技術研院
評估範圍	台西盆地	陸域 14 個油氣構造	1. 臺北桃園區 2. 新竹苗栗區 3. 臺中彰化區 4. 雲林嘉義區 5. 高雄臺南區之濱海開放鹽水層	臺灣西部海域之前陸盆地，範圍涵蓋桃園縣至彰化縣濱海區域
推估封存量(Gt)	3.70	2.83	13.60~95.30	9.00~68.00

此外，因地質碳封存仍須探勘合適地質結構，與地熱探勘類似。若就投資地

<sup>407</sup> 李元亨(2017) 二氧化碳地質封存（一）：地質封存。

<https://scitechvista.nat.gov.tw/Article/C000003/detail?ID=0bba508f-329c-4788-951a-f17a793f4d3b>

<sup>408</sup> 根據科學發展(2017) 文章解釋，一般油氣鑽井工程鑽井依據井孔軌跡（井程）可概分為直井、水平井及定向井 3 大類型。定向井或是水平井主要是因為受到地面環境條件限制，或受到地下地質條件限制，所採用的鑽井方式。其中定向井為具有特定角度的斜井。

<sup>409</sup> 同前揭註 404。

熱探勘與應用碳捕獲與封存於化石燃料發電可產生之效益進行比較，最大差別在於地熱屬於基載綠電，且為國際知名再生能源倡議計畫 RE100 所認可的再生能源類別<sup>410</sup>，可以對我國核心產業如半導體產業維持供應鏈競爭力提供直接的助益，此為其一；另外，在陸域進行地熱發電探勘相較海域封存探勘，風險與成本皆可大幅降低，且在未來碳定價之助攻下，地熱探勘勢必會變得更具有成本優勢，此為其二。

## 5. 創新案例—礦化封存

在二氧化碳封存的創新案例上，可以注意的是 2007 年冰島 CarbFix 計畫協助 Hellisheidi 地熱電廠利用玄武岩進行碳封存的案例。該案例為將二氧化碳、地熱水等混合物灌入與地下 400~500 公尺深的玄武岩礦物質接觸，透過地熱弱酸水溶解玄武岩(basalt)中鈣與鎂離子，並讓其與二氧化碳反應轉換成安定的白色石灰岩固體而安全儲存在玄武岩地層中。該技術的特點是封存速度快，不到兩年就固化 95%，挑戰則為用水量大，封存 1 公噸的二氧化碳約需 25 公噸水<sup>411,412,413,414</sup>。

### 3.3.3 政策建議

#### 1. 強化 CCUS 技術與其他綠能選項減碳應用競合之評估，確保技術在系統運作可達成淨零/淨負排放效益。

CCUS 裝置的運作、運輸及封存，仍有一定能耗，除成本因素外，應該一併

---

<sup>410</sup> RE100 Climate Group (2021) RE100 technical criteria. <https://www.there100.org/sites/re100/files/2021-08/RE100%20Technical%20Criteria%20Aug%202021.pdf>

<sup>411</sup> 林立虹(2016) 二氧化碳封存的終極選擇—玄武岩？  
[https://www.gst.org.tw/cht/fridgeo\\_detail.php?serial=11](https://www.gst.org.tw/cht/fridgeo_detail.php?serial=11)

<sup>412</sup> Matter, J.M., Stute, M., Snæbjörnsdóttir, S. O., Oelkers, E.H., Gislason, S.R., Aradóttir, E.S., Sigfusson, B., Gunnarsson, I., Sigurdardóttir, H., Gunnlaugsson, E., Axelsson, G., Alfredsson, H.A., Wolff-Boenisch, D., Mesfin, K., Fernandez de la Reguera Taya, D., Hall, J., Dideriksen, K. & Broecker, W.S. (2016) Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions. *Science*. 10; 352(6291):1312-4. doi: 10.1126/science.aad8132. PMID: 27284192.

<sup>413</sup> Zalzal, K. S. (2017) Burying the sky: Turning carbon dioxide into rock. <https://www.earthmagazine.org/article/burying-sky-turning-carbon-dioxide-rock/>

<sup>414</sup> 蕭國鑫(2016) 玄武岩地層可迅速固定二氧化碳，提供全球碳捕集和封存技術解決方案。  
[https://km.twenergy.org.tw/Data/db\\_more?id=1255](https://km.twenergy.org.tw/Data/db_more?id=1255)

考量 CCUS 運作所需電力來源（綠能或化石燃料）之碳排，確保碳捕獲量高於 CCUS 裝置能耗之碳排。即便 CCUS 運作能耗來自綠能，尚須考量同等綠能應用於其他途徑之減碳效益何者為佳。如同樣電力下，直接以綠能發電取代燃煤發電，相較燃煤發電額外裝設 CCUS 裝置可能具有更佳減排效益。但若為間歇性綠電過多無法馬上消耗之情境下，為避免產生棄風棄光，則可考量應用於 CCUS 運作，或透過儲能系統進行調節。

## 2. 推動直接空氣捕獲(DAC)技術的發展，包括以生物及化學方法捕獲二氧化碳。

目前國際部分直接空氣捕獲（化學法）已逐漸達到在無政府補貼或碳稅收抵免下仍可獲利，或是無須使用能源密集型設備將空氣吸入系統即可進行二氧化碳有效捕獲，對於顯著降低地球大氣中二氧化碳含量具有助益，然我國相關研究能量仍不足，故須透過國際合作與技術交流方式來推動空氣直接捕獲技術的發展，詳見 6.2 直接空氣捕獲一節。

而透過生物光合作用以光能還原二氧化碳，例如自然碳匯與藍碳等負碳生質等，相較於傳統 CCUS 技術或是其他負碳排技術而言，在碳封存成本上較具優勢，故亦建議透過生物方法捕獲二氧化碳來協助我國達到淨零排放目標，內容詳見 3.2 節。而利用生物法捕獲的二氧化碳，亦能進一步透過近年興起之代謝工程及合成生物學技術，再轉化成各種代謝產物或是多種化學原料或塑膠單體而產生經濟利用效益，可詳見 3.4 節生質碳匯與生物製程轉化利用以及 6.3 節生物及化學法二氧化碳利用技術之分析。

### 3.4 生質碳匯與生物製程轉化利用

#### 摘要

光合作用為目前唯一可大規模自空氣中固碳之途徑，而生質原料則是從大氣中以光合作用固碳而成之料源，可視為直接大氣捕碳的一種有效產物。故可以善用閒置土地與水域空間，透過陸域光/水域光合作用產生之生質碳匯，再透過無氧裂解(pyrolysis)氣化成氫及固態生物炭。氫可發電，貢獻於基載電力，固態生物炭可封存，貢獻於碳匯，達成生質能碳捕獲與封存(BioEnergy with Carbon Capture and Storage, BECCS)；生質原料除傳統化學轉化製程，亦可透過生物製程轉化成能源產品及化學原料以取代化石油製品。故本節政策建議如下：

1. 投入陸域/水域光合作用生質碳匯（無氧裂解產氫固碳技術）之研究，並善用閒置土地與水域，運用生質能碳捕獲與封存協助達成淨零/淨負排放。
2. 轉利用生質原料及開發生物製程(bio-based processing)，以促成生物經濟(bio-economy)的發展，取代高碳排石油及傳統化工製程，以生產化學品及能源產品。此類技術目前仍無法與石化產品競爭，須以碳價反應真實成本方可獲利。

#### 3.4.1 前言

生質原料是從大氣中以光合作用固碳而成之料源，利用自然界之光合作用大規模自空氣中固碳，而可視為直接大氣捕碳的一種有效方式。即使最終再度燃燒產生二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，亦為碳中和(carbon neutral)之循環。傳統上以生質原料直接燃燒作為熱能，但易造成空污，近期製成生質酒精混入汽油做為汽機車燃料，可減少石油的使用。未來可以善用閒置土地與水域空間，透過陸域光合作用或是水域光合作用生產生質碳匯，再將該等生質透過無氧裂解氣化成氫及固態生物炭。氫可發電，貢獻於基載電力，固態生物炭則可封存，貢獻於碳匯。此為生質能碳捕獲與封存之範例，也稱之為負碳技術。生質原料除傳統化學轉化製程，亦可透過生物製程轉化成替代石化油品（如航空航海用燃油）及化學原料以取代化石油

製品。本節針對相關生質生產、製程轉化與終端應用進行細部分析。



圖 3.4.1 生質碳匯與製程轉化利用價值鏈<sup>415</sup>

### 3.4.2 陸域光合作用生質碳匯（狼尾草+無氧裂解）

就地球陸域碳循環而言，每年陸地植物透過光合作用自大氣中吸收 123 Gt C（1,230 億噸碳當量），但因植物的呼吸作用中有 60 Gt C 很快就會再度釋放至大氣中，此外，每年亦約有 60Gt C 會透過土壤微生物呼吸作用與分解作用而釋放至大氣，使陸域碳循環達到趨近動態平衡。然而受到人類活動影響（主要是化石燃料消費、產業排放與土地利用等改變），每年排放量增加 9 Gt C（等同 33 Gt CO<sub>2</sub>），而干擾了此種動態平衡。因此，若要重新實現碳循環之平衡，一則可從降低人類活動產生的排放著手（如透過零碳電力、產業減碳等），此外亦可透過利用生質碳匯之途徑<sup>416,417</sup>。而若欲自大氣固碳，陸域部分可運用之生質類型可參考 2.7 節生質能所述之來源，特別是於不適於耕作土地上種植短期收成之生質作物（如狼尾草）為具有潛力的方向。此外，由於合成生物學的進步，近年來科學家證明可以用生物科技提升光合作用效率、抗逆境特性以增加植物在單位面積上的年產量，並減少水、化學肥料、農藥之使用。此類技術若應用在能源作物（如

<sup>415</sup> 本建議書自行繪製。

<sup>416</sup> Jansson, C., Wullschleger, S. D., Kalluri, U. C. & Tuskan, G. A. (2010) Phytosequestration: Carbon biosequestration by plants and the prospects of genetic engineering, *BioScience*, 60(9):685–696, <https://doi.org/10.1525/bio.2010.60.9.6>

<sup>417</sup> 楊秋忠(2021) 【投書】土壤碳儲存：全世界都在關注氣候問題，它就是地球碳中和的救星！獨立評論@天下。 <https://opinion.cw.com.tw/blog/profile/52/article/11587>

狼尾草)，則可增加生質原料之年產量。

在狼尾草的利用上，若透過傳統固態生質利用方式以焚化爐進行發電，發電潛能 46.5 億度，可將之消化的發電裝置容量約需 1.0 GW(以發電效率 30%估算)<sup>418</sup> (詳見 2.7 節生質能)。但如果將所種植狼尾草改為透過無氧裂解技術處理，則可以讓傳統的固態生質利用方式，從碳中和進一步成為負碳。但在轉化率、氫氣利用、能源效率、生物炭分離等細部技術都還不夠成熟，故須要政府長期支持投入研發 (詳見 2.7 節生質能 Box 2.7.2)。此外，於 2.7 節生質能提到每平方公尺能產生的能量，種植生質遠小於太陽光電，但得以有效維持土壤之可耕性，故以生物技術提升種植能源作物的土地利用效率也是政府須要關注的。未來國際將限制石化原料的開採，為了國家物資不虞匱乏與戰略考量，以生物技術透過生質原料生產化學原料亦是國家科技發展須要特別著重的方向。

### 3.4.3 水域光合作用生質碳匯 (藍碳/藻類+無氧裂解)

除了陸域光合作用生質碳匯外，水域光合作用生質碳匯亦為負碳科技之潛力選項。例如以藻類而言，是水域生質原料之一，由於其獨特的特性，被認為是最有前途的生物燃料來源之一。它們會積累可轉化為生物燃料之脂質(lipids)，快速增殖，具有從大氣中封存二氧化碳的能力，且生長不須要用到農地或淡水，無高耗水量問題，相較陸域光合作用的生質碳匯，不會產生跟農地競爭之優點，且完整生物體都可用於轉換生物燃料。若以廢水處理過程伴隨藻類養殖也是一種提供永續再生生質的途徑，不用提供藻類養殖所需的大量淡水而可省水，是一種環境友善的過程<sup>419</sup>。若使用畜牧廢水進行養殖，亦可有效降低廢水中之化學需氧量(COD)而達到水質淨化目的<sup>420</sup>。

<sup>418</sup> 粗估熱值 9000 MJ/t、發電效率 30%換算： $1.2409 \times 10^9 \text{ t} \times 9000 \text{ MJ/t} \times 0.2778 \text{ kWh/MJ} \times 30\% = 9.31 \times 10^9 \text{ kWh}$ 。以電廠一年有 200 天運轉換算： $9.31 \times 10^9 \text{ kWh} / 200 \text{ 天} / (24 \text{ h/天}) = 1.94 \text{ GW}$

<sup>419</sup> e Silva, F. V. & Monteggia, L. O. (2015) Pyrolysis of algal biomass obtained from high-rate algae ponds applied to wastewater treatment. *Front. Energy Res.*  
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2015.00031>

<sup>420</sup> 陳采郁、林志生(2013) 利用畜牧廢水進行微藻養殖以提升微藻生物質及油脂產量。  
<https://ir.nctu.edu.tw/handle/11536/75288>

然而，針對海洋及沿海生態系的碳匯（藍碳碳匯, blue carbon）潛能尚在研究階段，包括濕地（包含鹽沼(salt marshes)與紅樹林(mangroves)）與海草床，希望透過其從大氣中捕獲二氧化碳，並將其儲存在葉子、莖和土壤中，因而儲存在沿海或海洋生態系統中。且如 3.2 節自然碳匯一節所提，國際上還未有一致的潛能評估方法<sup>421</sup>。因此，若藍碳要能夠被納入國際或國家政策框架，須明確證明其移除碳量能被量化並足以對氣候產生影響，且能夠被有效管理，藍碳的氣候調節價值才有可能被進一步認可。

目前評估海洋相關負排放技術潛力之研究提出，如果考慮到面積、水和養分需求，初步結論認為大型藻類（海藻）的 BECCS 可能是比陸域木質生質能源作物為更好的長期選擇，因為可達到更高的生產力、不須使用淡水以及若能開發出高效的養分回收系統下，可有較低養分需求。然而，短期內可行性不高，主要是因此種方法仍未得到大規模的驗證，可能需要十年或更長時間研究來證明其潛能、成本效益和安全性等。其成本效益（根據單一研究估計）初估很高，以海洋生物質為燃料的 BECCS，去除成本為 26 USD/t CO<sub>2</sub>eq。

此外，將這些藻類用於生產長壽命產品像是塑膠，可以替代傳統石化製程生產產品的碳排放。而若透過如無氧裂解方式對於水域光合作用生質碳匯進行處理，一方面產氫可以用於燃燒發電，所產生的固態生物碳亦可當作生物炭使用促進碳固存，且可同時用於提高土壤肥力<sup>422</sup>。

#### 3.4.4 生物製程轉化利用為能源及化學品(Bioenergy and biochemicals)

石化產業現有生產過程主要依賴原油為原料，再往下游產製輕油、生產大宗石化原料與最終製成塑膠製品。碳源雖然被留在製品中，但製造過程中常需高溫高壓的反應條件，且產品消費使用後進行焚燒時，仍會有大量碳排釋放到空氣中，

---

<sup>421</sup> 同前揭註 369。

<sup>422</sup> Gattuso, J. P., Williamson, P., Duarte, C. M. & Magnan, A. K. (2021) The potential for ocean-based climate action: negative emissions technologies and beyond. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2020.575716/full>

故須要有低碳或無碳的原材料替代傳統石化原材料來源，方能對於降低碳排有所助益<sup>423</sup>。

為解決上述問題，透過生物光合作用以光能還原二氧化碳，轉化為生質原料後，再利用生物製程取代高碳排之石油及傳統化工製程以生產大宗化學品及航空燃油為國際趨勢。此領域雖已在學界研發多年但仍需數年持續投資，但我國業界尚待起步。過去國外成功的案例包括 1,3-PDO、1,4-BDO、lactic acid、ethylene、PLA、1-Butanol、isobutanol、succinic acid 等。近年進一步開發 terephthalic acid、ethylene glycol、diacids、diamines 等塑膠單體並製成生物基質塑膠(bio-based plastics)<sup>424,425,426,427,428</sup>。

最初生質原料以糖為主，研發以糖為原料生產各項化學品之生物製程，後可再則開發以纖維素為原料取代糖之技術，未來生質原料可進口、生物製程可輸出，此外，以甲烷（天然氣及掩埋產氣之主成份）或甲醇為原料，並開發生物製程將甲烷或甲醇轉化為其他化工原料亦是值得努力之方向<sup>429</sup>。

過去生物製程主要應用在生產食品添加劑（如：味精）、飼料（如：胺基酸）及抗生素為主。近年由於代謝工程及合成生物學的進展，已能以基因編輯技術將微生物改造成可生產各種化學品之細胞工廠。此類技術國內已有良好基礎，並在數項領先世界，惟研發仍限於學研界。國內化工業界，普遍缺乏生技方面的基礎，且國內生技人才也多投入醫藥研發；若欲解決石化業高碳排之問題，國內產官學研各界須合力發展特定化學品之生物製程，以代謝工程及合成生物學技術，取代

---

<sup>423</sup> 請參見 4.4 石化業文稿內容。

<sup>424</sup> Atsumi, S., Hanai, T. & Liao, J.C. (2008) Non-Fermentative Pathways for Synthesis of Branched-Chain Higher Alcohols as Biofuels, *Nature*, 451:86-89

<sup>425</sup> Atsumi, S., Higashide, W. & Liao, J.C. (2009) Direct recycling of carbon dioxide to isobutyraldehyde using photosynthesis, *Nature Biotechnol*, 27, 1177-1180. <https://doi.org/10.1038/nbt.1586>

<sup>426</sup> Lan, E.I. & Liao, J.C. (2011) Metabolic engineering of cyanobacteria for 1-butanol production from carbon dioxide. *Metab Eng*. 13(4):353-63.

<sup>427</sup> Felnagle, E.A.; Chaubey, A., Noey, E. L., Houk, K. N. & Liao J.C. (2012) Engineering synthetic recursive pathways to generate non-natural small molecules. *Nature Chem Biol*. 8(6):518-26

<sup>428</sup> Yu, H., Li, X., Duchoud, F., Chuang, D. S. & Liao J.C. (2018) Augmenting the Calvin-Benson-Bassham cycle by a synthetic malyl-CoA-glycerate carbon fixation pathway. *Nat Commun* 9, 2008. <https://doi.org/10.1038/s41467-018-04417-z>

<sup>429</sup> Chen, F.Y-H., Jung, H. W., Tsuei, C.Y. & Liao, J.C. (2020) Converting *Escherichia coli* to a synthetic methylotroph growing solely on methanol. *Cell*, 182, 933-946. doi: 10.1016/j.cell.2020.07.010

傳統化工製程及石化原料。整體而言，我國短期仍可以高單價之食品添加劑，染料、香料等為研發目標，雖量小不足以減碳至淨零排放，卻可孕育工業生技，接力來達成 2050 淨零排放目標。

### 3.4.5 政策建議

1. 投入陸域/水域光合作用生質碳匯（透過無氧裂解產氫固碳技術）之研究，並善用閒置土地與水域，運用生質能碳捕獲與封存(BioEnergy with Carbon Capture and Storage, BECCS)協助達成淨零/淨負排放

光合作用為目前唯一可大規模自空氣中固碳之途徑，應善用閒置土地與水域空間，透過陸域/水域光合作用生產生質，並將其透過無氧裂解氣化成氫及固態生物炭，氫可發電貢獻於基載電力，固態生物炭可封存貢獻於碳匯。因此，可在產生生質能源的同時進行碳捕獲封存，這個方法也可以透過生質連續生長固碳，與後續減碳應用的循環過程，來協助達成淨零/淨負排放效益。

2. 轉利用生質原料及開發生物製程(bio-based processing)，以促成生物經濟(bio-economy)的發展，取代高碳排石油及傳統化工製程，以生產化學品及能源產品

石化產業現有生產過程與產品消費使用仍會有大量碳排釋放到空氣中，因此須要有低碳或無碳的原材料替代傳統石化原材料來源，方能對於降低碳排有所助益。若轉利用生質原料與昇發生物製程，如新興之代謝工程及合成生物學技術，取代高碳排之石油及傳統化工製程以生產化學品及能源，應可達到大幅減碳的目的。

### 3.5 小結

我國零碳電力布建仍須相當時程方能大幅提升，且部分產業製程較難依靠零碳電力來降低碳排。為達成我國 2050 淨零排放目標，仍須要針對化石燃料發電設施與工廠設施等大型排放源之煙道氣應用碳捕獲、封存與再利用技術使現有的排放極小化，並透過可從空氣中直接去除二氧化碳的「負排放技術」（又稱負碳科技），將二氧化碳自大氣中移除，以協助達成我國 2050 淨零排放甚至淨負排放的效益。

本章從三大策略來探討具有潛力可以投入的科技面向，包括天然解決方案、技術解決方案與天然解決方案複合新技術解決方案，其他負碳技術請見附錄 3C。

以**天然解決方案**而言，因自然碳匯因在氣候變遷減緩中扮演以自然為本的解決方案角色，成本較低且具潛在多元環境與社會經濟效益，故建議要透過增加森林碳匯、積極經營我國人造森林，與啟動研究新興自然碳匯（農作物碳匯、土壤碳匯、藍碳碳匯等）量化評估方法、碳移除量潛能並估算各式自然碳匯容量為主要推動方向。

以**技術解決方案**【如碳捕獲、封存及再利用(CCUS)】而言，本建議書建議強化 CCUS 技術與其他綠能選項減碳應用競合之評估，確保技術在系統運作可達成淨負碳排最佳效益。此外，亦要推動直接空氣捕獲(DAC)技術的發展（詳見 6.2 節），包括以生物及化學方法捕獲二氧化碳。

以**複合解決方案**而言，則是建議投入陸域/水域光合作用生質碳匯（透過無氧裂解產氫固碳技術）之研究，並善用閒置土地與水域，運用生質能碳捕獲與封存(BECCS)協助達成負碳排放，並可搭配轉利用生質原料及研發生物製程，以促成生物經濟的發展，取代高碳排之石油及傳統化工製程，生產化學品及能源產品。

## 第四章 製造業減碳

### 本章小節

4.1 前言

4.2 鋼鐵業

4.3 水泥業

4.4 石化業

4.5 電子業

4.6 小結

## 4.1 前言

從國內的溫室氣體排放情況來看<sup>430</sup>，我國 2019 年製造部門的排放量約 149.6 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占我國 2019 年總排放量 287.1 Mt CO<sub>2</sub>eq 的 52.1%，其排放來源包含製程排放、電力消費排放與燃料燃燒排放三類，以電力消費排放達 63% 為最多，其占比請參見圖 4.1.1 左半部。若就我國製造部門的四大產業：石化、電子、鋼鐵與水泥業來看，四者的總排放量為 112.2 Mt CO<sub>2</sub>eq，占製造部門排放量 75%，及占全國總排放量 39.1%。

為減少製造部門的碳排，各大企業已持續全面改善能源效率，且部分業界導入人工智慧應用於製程或能源管理系統，提升效率並減少能耗。在減碳的大趨勢下，我國製造業對綠電需求必然持續上升。此外，石化、鋼鐵、水泥等產業亦有可觀的燃料燃燒排碳，此部份短期可以燃氣代替燃煤，長期以（進口）綠氫取代或搭配 CCUS 以落實去碳化。各大企業應結合國內學研界能量，積極投入開發及引進相關技術。

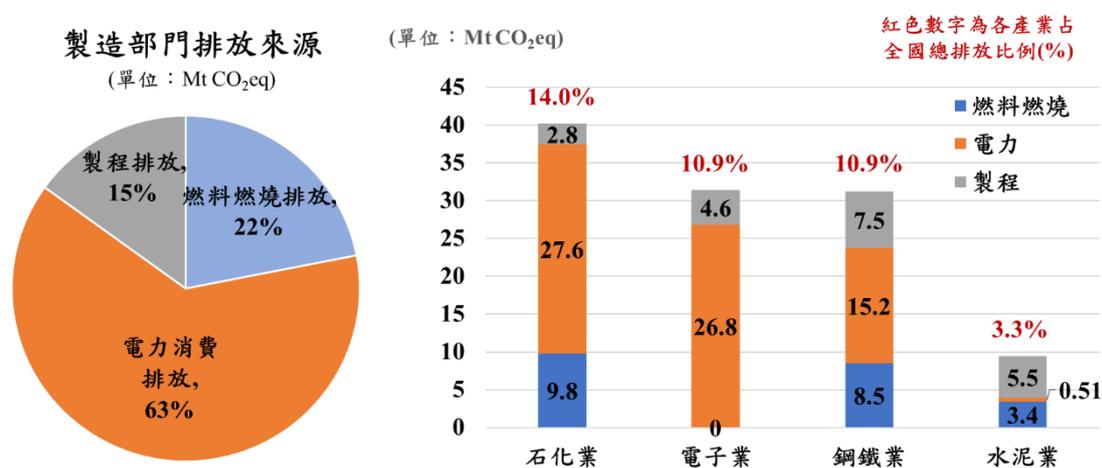


圖 4.1.1 我國製造部門與四大產業排放現況

<sup>430</sup> 經濟部(2021) 製造部門 2050 淨零排放路徑方向性評估報告。行政院淨零排放專案工作組 4 月 1 日會議簡報 (資料未公開)。

## 4.2 鋼鐵業

### 摘要

鋼鐵業長久以來支持我國工業發展的需求，其製程特性為能源使用密集度高且碳排量亦高，因此將是我國為達 2050 淨零排放目標時應強化減排的關鍵產業，建議我國鋼鐵業朝下述方向發展：

1. 積極加速零碳製程之引進與開發，在燃料使用上提升天然氣占比，或以碳中和天然氣或氫氣替代現有天然氣使用，並在設備汰換時考量零碳需求與碳定價之衝擊，為鋼鐵業的低碳轉型展開長程布局。
2. 氫能煉鋼及直接還原鐵等技術可降低鋼鐵製程中的碳排，建議國內產業密切關注其技術發展並進行小規模測試，同時考量進口還原鐵或半成品鋼材，亦關注合成氣利用技術及 CCUS 技術的發展，以利適時導入。
3. 以材料循環促進鋼鐵再生的作法，除了可減少採礦階段所造成的碳排，也可降低天然資源的消耗，建議提升廢鋼回收再利用比例，並妥善處理電爐煉鋼製程衍生的廢棄物，確保除了減少碳排、提升資源效率外，亦可兼顧環境保護。

### 4.2.1 前言

鋼鐵是「工業之母」，長久以來支持工業與技術的研發，更是帶動關聯產業發展的驅動力量。雖鋼鐵產品具有生命週期長及 100% 的可回收性，但其製程特性為能源使用密集度高且碳排量亦高。因此，如何從製程中降低碳排為各國因應氣候變遷的重要任務。歐盟於 2021 年 7 月 14 日正式公布碳邊境稅調整機制 (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) 內容，鋼鐵亦列在公告管制項目之中，所以鋼鐵製程中碳利用效率好的國家，有助於提升未來在全球市場上的競爭力。對我國而言，鋼鐵業是支持我國工業發展的關鍵要素，確有必要持續強化產業內的各項減碳措施，不僅回應環境保護與經濟發展的趨勢變化，同時也為達成我國 2050 淨零排放的目標貢獻一己之力。

參採我國經濟部統計資料<sup>431,432</sup>，我國 2020 年鋼鐵業生產量為 56.95 Mt，包含鋼鐵冶煉業、鋼鐵鑄造業、鋼鐵軋延及擠型業，以及鋼鐵伸線業，同一年度國內的自用量為 56.64 Mt，可看出鋼鐵業的生產量多為滿足我國本身自用的需求。就進出口方面，2020 年的進口量（含復進口）為 12.26 Mt，出口量（含復出口）為 12.57 Mt，且該年度主要的出口國前三名為：中國(2.22 Mt)、越南(1.62 Mt)及美國(1.35 Mt)。我國鋼鐵業在 2019 年度的排放量約 31.2 Mt CO<sub>2</sub>eq<sup>433</sup>，占全國總排放量 10.9%及占我國製造部門排放量 20.9%（其中，製程排放約占二成四、電力消費排放占四成九，以及燃料燃燒排放占二成七）（圖 4.2.1）。

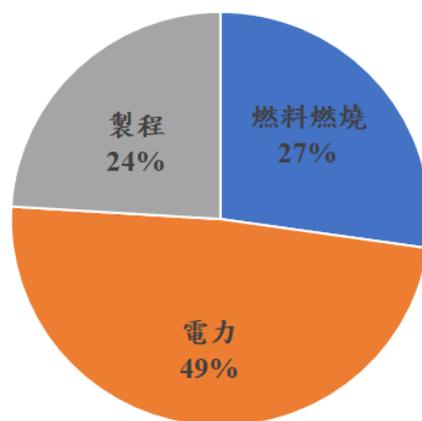


圖 4.2.1 鋼鐵業排放來源比例圖<sup>434</sup>

由鋼鐵業製程與碳排關聯性的研究可知<sup>435</sup>，全球鋼鐵業在過去一個世紀（1900 年至 2015 年）之間約生產 45 Gt 鋼，共排放了 140 Gt CO<sub>2</sub>eq，占此期間全球溫室氣體排放量約 9%。雖鋼鐵製程效率顯著提高了約 67%，但被年鋼鐵產量增加 44 倍所抵銷，因此年排放量淨增加 17 倍；而在前述的研究文獻中，學者

<sup>431</sup> 經濟部統計處(2021) 工業產銷存動態調查產品統計。

<https://dmz26.moea.gov.tw/GMWeb/investigate/InvestigateDA.aspx>

<sup>432</sup> 財政部關務署(2021) 海關進出口統計綜合查詢。關港貿單一窗口。

<https://portal.sw.nat.gov.tw/APGA/GA30>

<sup>433</sup> 同前揭註 430。

<sup>434</sup> 同前揭註 430。

<sup>435</sup> Wang, P., Ryberg, M., Yang, Y. et al. (2021) Efficiency stagnation in global steel production urges joint supply- and demand-side mitigation efforts. Nat Commun 12, 2066. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-22245-6>

亦指出在鋼鐵業製程的四大階段之排放比例，依序為採礦 13.3%、煉鐵 42.2%、煉鋼與鑄鐵 28.4%及軋鋼 16.1%<sup>436</sup>（請參見附錄 4A）。鋼鐵冶煉的過程不僅高耗能也是高碳排，依國際能源總署(IEA)報告的推估，每公噸的粗鋼約造成 2 公噸二氧化碳排放<sup>437</sup>，碳排放密集度很高。然而對產業的發展而言，鋼鐵材料及製品是不可或缺的。因此，面對 2050 淨零排放的目標，鋼鐵業會面臨高度的挑戰  
438,439,440：

1. 冶煉製程仍須使用化石燃料：鋼鐵製程中的重要設備高爐仍以化石燃料（如鐵礦、煉焦煤及石灰石等）燃燒為主，燃燒過程中會產生大量的二氧化碳排放。如改以電爐煉鋼，雖可以採用綠電來減少碳排，但冶煉的成本相對增加，且某些高品質的鋼鐵材料仍無法從電爐煉鋼獲得。
2. 鋼鐵冶煉製程複雜度高：由於製程是一個連續的過程且具有高度整合性，因此針對單一設備或階段可以彈性調整的幅度有限，即任一製程階段的改變，皆會連帶影響其他階段的技術參數設定等問題。雖然透過製程的改善來減碳是根本性的作法，因此需要從上游到下游全方位的調整配合，其所投入成本亦相當的昂貴。
3. 設備造價不菲且使用週期長：鋼鐵業資本密集，設備使用週期可達 40 年，若推動產業轉型希望改採低碳技術或汰換設備，對業者而言恐將產生沉沒成本，因此短期作法恐僅為改造或調整現有設備，來逐步降低碳排放密集度。
4. 考量市場競爭及低利潤率：鋼鐵市場已呈現高度商品化且競爭激烈，投入原料的成本高度影響生產成本，尤其是鐵礦石、廢鋼及能源，約占生產總成本的 60~80%。新興製程技術雖可減少碳排，但如果增加的生產成本超過鋼鐵生產的利潤時，將削弱企業競爭力，也會降低業者採用的意願。

---

<sup>436</sup> 同前揭註 435。

<sup>437</sup> IEA (2020) Iron and Steel Technology Roadmap.

<sup>438</sup> 中技社(2014) 鋼鐵產業的價值鏈與競爭力。 [https://www.ctci.org.tw/media/3012/專題報告2014-08\\_鋼鐵產業的價值鏈與競爭力-全文.pdf](https://www.ctci.org.tw/media/3012/專題報告2014-08_鋼鐵產業的價值鏈與競爭力-全文.pdf)

<sup>439</sup> IEA (2020) Energy Technology Perspectives 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

<sup>440</sup> 同前揭註 437。

整體而言，鋼鐵業減碳除了從技術面著手，針對碳排高的冶煉製程，思考如何從製程能效提升、設備改造汰換之外，從源頭原料投入面應也有可著力之處。後文將分別就減碳選項及創新案例，進一步說明及初估鋼鐵業減碳的方法與潛能。

## 4.2.2 鋼鐵業全球減碳趨勢

參採國際能源總署的研究報告可知，鋼鐵業的全球減碳趨勢在2030年以前，多以傳統製程搭配 CCUS 技術進行減碳為主要的技術選項<sup>441</sup>，此外尚有綠色製程與能源效率提升；部份國家/地區改用生質能、氫能等替代燃料（圖 4.2.2）。在2030年以後，導入創新技術以改善製程將為達成減碳的主要方向（如氫還原煉鐵技術、電解鐵相關技術）。另外，比較全球鋼鐵業的各項減排技術<sup>442</sup>，二氧化碳直接排放累積減排量（2020年至2050年）貢獻最大者為提升材料效率(material efficiency)，包括如廢鋼回收再利用等，其次為技術效能(technology performance)的提升（圖 4.2.3）。

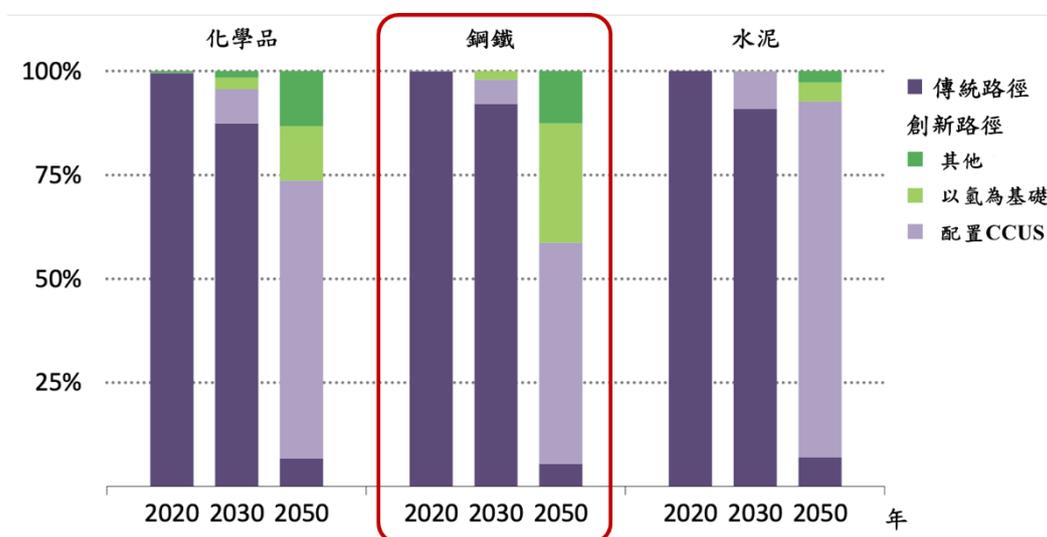


圖 4.2.2 鋼鐵業生產技術之全球減碳趨勢<sup>443</sup>

<sup>441</sup> IEA (2021) Net zero by 2050 : a roadmap for the global energy sector. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>442</sup> 同前揭註 437。

<sup>443</sup> 同前揭註 441。

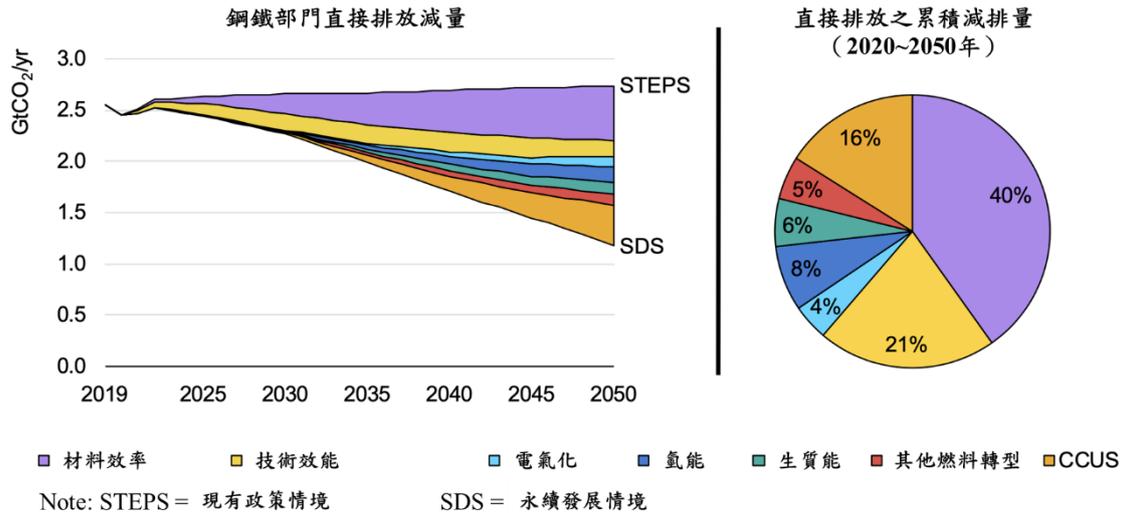


圖 4.2.3 全球鋼鐵業二氧化碳直接排放累積減量比例  
(2020 年至 2050 年，按減排技術)<sup>444</sup>

進一步來看，由於各國鋼鐵業的發展程度不同，因此有必要視不同區域及不同類型基礎設施使用年限，來規劃採用適合的減碳措施。若是產業設備普遍較老舊的國家或區域，或可提高設備汰換比例以提升效能來減碳；但在產業設備較新穎的國家，採用更節能、碳密集度更低技術將是較符合成本效益的作法。

## 4.2.3 鋼鐵業減碳選項分析與創新案例

### 1. 減碳選項分析

經由前述對鋼鐵業製程的說明分析，以及該產業所貢獻給製造部門的碳排比例來看，我國如欲達成 2050 淨零排放的目標，宜分別就鋼鐵業的三大排放源(圖 4.2.4)，來分析可採取的減碳選項<sup>445,446</sup>。

<sup>444</sup> 同前揭註 437。

<sup>445</sup> 同前揭註 439。

<sup>446</sup> 同前揭註 437。



圖 4.2.4 鋼鐵業減碳創新技術

- (1) 在燃燒排放上，主要因高爐使用煤炭、煤氣、重油等化石燃料煉鐵，再以轉爐煉鋼的過程中所造成的碳排，因此，改採替代燃料，如天然氣、綠氫等，將可有效地降低碳排量。但此選項面臨的問題為製程主要設備的更新調整，對產業而言是一項相對高成本的投入，也是難以快速推動改變的主因。
- (2) 製程排放主要是在高爐煉鐵時，煤炭產生之焦爐氣（多為 CO 及 H<sub>2</sub>），此氣體亦為還原劑，以促進氧化鐵還原成為生鐵（反應式為  $\text{Fe}_2\text{O}_3 + 3\text{CO} \rightarrow 2\text{Fe} + 3\text{CO}_2$ ；在更高溫時反應式為  $\text{FeO} + \text{C} \rightarrow \text{Fe} + \text{CO}$ ）。因此，如何研發還原技術以帶動製程創新，並取代原本焦爐氣造成的碳排，成為技術精進的重點。如高爐氫能煉鋼是以氫能作為高爐的熱能來源，或是以氫能煉鋼、電解煉鋼產出直接還原鐵，皆是國際各大鋼鐵廠研發中的技術與潛在的減碳方案。另外，在減少製程碳排上，目前常見的為效能提升的最佳可行技術(Best Available Techniques, BAT)，如煉鐵製程的熱回收、高爐的能效提升，以及電（弧）爐進料的碎料預熱等。
- (3) 電力消費排放上，則以電（弧）爐與軋鋼等電力需求為大，因此，以材料循環的思維，提升材料使用效率，促進廢鋼回收再利用並增加電（弧）爐的產量。最後，在廠內各項製程或燃燒造成的碳排亦可搭配 CCUS 技術來進行碳

捕捉，並規劃後續的碳儲存或再利用。

## 2. 創新技術與案例

透過前述對鋼鐵業減碳選項的分析可知，在冶煉製程上的技術創新，將是產業本身可積極達成減碳的關鍵作為，另外則是從鋼鐵業整體的角度，與石化工業聯產，以及善用國內天然資源產出無碳化的鋼鐵行銷全球，與夥伴國家共同達成2050淨零排放的目標。以下分就技術創新與合作創新二大面向分別簡述。

在技術創新上，綜整國際能源總署、國際再生能源總署(IRENA)的研究報告，歸納主要的新興技術項目如下：

- (1) 氫還原煉鐵技術：此研發技術嘗試以氫取代碳作為還原劑以還原氧化鐵。由於 $H_2$ 分子與 $CO$ 相比，其尺寸更小且擴散進鐵礦石的速度是 $CO$ 的5倍，所以可有更佳的還原速度，再加上氫與氧反應的產物是水( $H_2O$ )，亦可減少碳排。但氫氣還原鐵礦石的過程是吸熱反應，因此，滿足氫氣還原鐵礦石之熱需求，是氫還原煉鐵技術的核心研究內容<sup>447</sup>。
- (2) 氫電漿熔煉還原：產生的方式可經由直流或交流電在兩個或更多個電極間放電，使電子在電場中加速獲得極高的動能，進而碰撞(collision)氣體分子或原子，使其產生游離(ionization)反應。因此，在氫電漿熔煉還原(Hydrogen plasma smelting reduction, HPSR)的製程中，是透過電弧電漿反應器，促成電子和氫分子的碰撞產生激發態氫( $H$ 、 $H^+$ 、 $H_2^+$ 、 $H_3^+$ )，再還原鐵礦石進行冶煉。由此可知，電弧區氫離子化程度是影響鐵礦石還原率的主要因素，與傳統的鐵礦石碳熱還原(carbo-thermic reduction of iron ores)的技術相比，氫電漿熔煉還原在熱力學和動力學方面具有優勢，更可減低碳排<sup>448</sup>。
- (3) 電解煉鐵技術：電解煉鐵是以電解還原鐵礦石，即直接以電解從鐵礦石

---

<sup>447</sup> 中技社(2013) 臺灣鋼鐵業的挑戰與機會。 <https://www.ctci.org.tw/media/3033/專題報告2013-08臺灣鋼鐵業的挑戰與機會.pdf>

<sup>448</sup> Naseri Seftajani, M.; Schenk, J. (2018) Fundamentals of Hydrogen Plasma Smelting Reduction (HPSR) of Iron Oxides, A New Generation of Steelmaking Processes. In Proceedings of the 7th Asia Steel International Conference 2018, Odisha, India, 6–9 February 2018.

( $\text{Fe}_2\text{O}_3$  或  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ) 中還原鐵，產物為純金屬的鐵與氧氣，若能採用綠電，此研發技術將對減少碳排有相當的助益。此技術在溫度設定上有不同的研發方向，其中高溫電解煉鐵是將鐵礦石引入電解槽加熱到熔融態（ $1,600^\circ\text{C}$ 左右），再選用不同的無碳惰性陽極並通電電解。過程中，帶負電的氧離子移動到帶正電的陽極生成氧氣，而帶正電的鐵離子移到帶負電的陰極被還原為元素鐵。另一種則為低溫電解煉鐵，是將鐵氧化物粒子加入特殊配方之低溫（ $110^\circ\text{C}$ ） $\text{NaOH}$  鹼性電解液中再通電電解，此時帶正電的鐵離子將在陰極沉澱 449,450。

在產業合作創新上，參考德國鋼鐵大廠蒂森克虜伯(thyssenkrupp)公司所推動的 Carbon2Chem 計畫，分析以鋼鐵及石化工業聯產可達成的減碳成效。另外，也將探究澳洲的 Green Steel 計畫如何透過生產綠色鋼鐵進行全球貿易，不僅維持本國經濟發展，同時有助於各國鋼鐵業的減碳。

(1) Carbon2Chem 計畫：德國是歐盟最大的鋼鐵生產國，也是全球第七大鋼鐵生產國，鋼鐵業對德國的汽車、機械的供應鏈相當重要。化工產業對民生的日用產品而言亦是不可或缺，化學製品在日常生活中隨處可見。因此，德國蒂森克虜伯公司從鋼鐵及石化工業聯產角度出發，提出 Carbon2Chem 計畫，嘗試將煉鋼過程中產生的廢氣，即所謂的冶金氣(metallurgical gases)進行再利用。這些氣體含有氮、氫，以及二氧化碳，再經過加工形成合成氣(synthesis gases)，亦即是甲醇、氨或聚合物的前驅物(precursors)，也是燃料、化肥或塑料的基礎成份<sup>451</sup>。Carbon2Chem 計畫是首次將煉鋼過程中產生的氣體用於化學品生產的原材料，此技術雖已開發多時，但如要擴大規模成為產業的解決方案，推估尚需市場誘因及 15 年左右的研發過程。此技術同時減少總體碳排，有機會達成幾乎無碳排的鋼鐵生產，根據蒂森克虜伯公司的推估，全球

---

<sup>449</sup> Worldsteel (2021) Fact sheet: Electrolysis in ironmaking. World Steel Association AISBL. <https://www.worldsteel.org/publications/position-papers/climate-change-policy-paper.html>

<sup>450</sup> 同前揭註 447。

<sup>451</sup> Thyssenkrupp (2021) Carbon2Chem: when emissions become valuable substances. thyssenkrupp AG. <https://www.thyssenkrupp.com/en/stories/carbon2chem-when-emissions-become-valuable-substances>

約有 50 家鋼鐵廠符合推動 Carbon2Chem 計畫的條件，且該公司已逐步向各廠洽談合作的可能性。雖然製程的冶金氣中已經存在的氫氣足以合成氫，但仍須要生產額外的氫氣來製造甲醇，所以 Carbon2Chem 計畫中也將採用電解水產氫以滿足化學品生產所需。因此，考量大型工業設施（如鋼廠和化工廠）會有大量電力需求的特性，未來也將改由從再生能源獲得綠色電力來符合減碳的需求。但從另一方面來看，大型工業設施同時也可作為能源緩衝區，即在風能和太陽能所產出的電力有剩餘時，啟動化學品生產流程以充分使用剩餘的綠電，在作法上可將鋼廠製程氣流分為二部分，一部分用於鋼鐵生產要求，另一部分則用於化學品生產，透過負載管理策略，不僅可有效利用綠電，也可協助穩定電網的供應<sup>452</sup>。就技術應用的場域而言，除了鋼鐵業，該技術亦可移轉至其他二氧化碳密集型產業使用，提升減碳的成效。然臺灣是否有綠電剩餘的條件，仍是未知。

- (2) Green Steel 計畫<sup>453</sup>：澳洲生產了全球 38% 的鐵礦石和 18% 的冶金煤，為鋼鐵生產所需的兩種主要原料的出口國，但澳洲本身只生產全球 0.3% 的鋼鐵。依據 2020 年的統計，全球粗鋼產量為 1,878 百萬噸，澳洲產量為 5.5 百萬噸，排名 29。就現況而言，澳洲的原料出口成本低，將關鍵原料運往亞洲市場的成本更低。以澳洲冶金煤為例，總成本增加不到 10%，所以收益會較販售鋼鐵產品高。再者，若將原料留在澳洲生產鋼鐵，本地的高工資等因素將會大幅提高冶煉的成本。澳洲再生能源豐富，可用來製造綠氫，但運送氫氣比運送冶金煤的成本更高，也就是與在澳洲使用氫氣的成本相比，運送到亞洲市場的氫氣成本幾近翻倍，所以澳洲雖可用再生能源製氫，但氫氣出口成本高，成為推動減碳的挑戰，也讓澳洲思考在當地製氫後最佳用途。因此，結合前述冶煉的需求，將綠氫用在煉鋼上來生產綠色鋼鐵(Green Steel)出口，建立“Green Steel Export Pathways”，不僅成本遠低於直接運輸氫至國外，更可協助夥伴國家降低該國在鋼鐵業上的碳排放量。澳洲 Green Steel Export Pathways

---

<sup>452</sup> Thyssenkrupp (2021) The Carbon2Chem® project. thyssenkrupp AG.

<https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/content-page-162.html>

<sup>453</sup> Wood, T., Dundas, G., and Ha, J. (2020) Start with steel. Grattan Institute.

採三種路徑出口綠色鋼鐵與氫氣，以支援澳洲貿易夥伴對鋼鐵冶煉的需求，分別是：

- Pathway 1：以出口半成品鋼材為主，即鐵礦石在豎爐(shaft furnace)中加熱但未達熔化的階段時，注入還原劑氣體(reductant gases,  $H_2 + CO$ )生產直接還原鐵(DRI)，接續精煉與鑄造成半成品鋼材後再出口。
- Pathway 2：以出口直接還原鐵為主，各進口國再將其精煉成鋼。
- Pathway 3：以出口氫氣為主，即將澳洲產的氫氣運往各鋼鐵進口國，該國可使用氫氣冶煉。

這三種不同路徑的經濟效益高低，取決於需要鋼材等資源的國家，在當地生產時的工資以及在當地製造氫的成本而異。以 pathway 1 為例，如對於日本或韓國等工資相對較高的國家來說，從澳洲進口鋼材是同時具有經濟與減碳的效益。我國未來亦會趨向工資高，勞力缺的狀況。故前兩路徑都有可能。至於進口氫，則更是發電的重要選項。

#### 4.2.4 政策建議

各項創新技術的研發為鋼鐵業降低碳排帶來了新的契機，經由前述對各項鋼鐵業減碳措施的探討評估，嘗試歸納並建議我國鋼鐵業在 2050 年前可積極投入的減排方向以及可能面臨的挑戰，簡要分述如下：

在燃料使用上提升天然氣占比，或以碳中和天然氣或氫氣替代現有天然氣使用，是鋼鐵業者推動淨零排放的首要措施，如改用綠氫為替代燃料，減少碳排的成效將更為顯著。雖氫能燃燒渦輪技術要 2030 年後才成熟，但業者已評估在現有高爐的噴氫量操作上著手研發與測試，日後若改為全氫燃燒時，方能有足夠操作數值以供高爐重建參採。再加上高爐重建成本費用相當可觀，為使低碳轉型帶來的衝擊減少，事先的相關研發及實廠測試須即早啟動。

在創新製程上，因製程中的高爐煉鐵除了燃燒放熱外，也有還原作用，所以可考量以氫來作為還原劑，目前各鋼鐵大國已紛紛投入高爐氫能煉鋼及直接還原鐵等技術研發，我國產業亦密切關注且小規模測試中。另外，須考量進口還原鐵或半成品鋼材，亦須關注合成氣利用技術及 CCUS 技術的發展，以利適時導入。

最後，提升廢鋼回收再利用比例亦是具潛力的減碳措施，雖然電爐煉鋼製程須妥善處理電爐石/渣、集塵灰（含戴奧辛及鋅鉛等重金屬）等污染物，但以材料循環來促進鋼鐵再生的作法，不僅可抑制採礦階段可能造成的碳排，同時更可降低天然資源的消耗。

為因應氣候變遷，產業的淨零減碳勢在必行，透過製程技術的創新研發將可降低對鋼鐵業的衝擊，使其在推動減碳的同時亦能提升生產效率，讓零碳的鋼鐵產品帶動循環經濟模式，並形塑能源轉型的未來。

## 4.3 水泥業

### 摘要

水泥生產是屬於高碳排、高耗能的產業，水泥是混凝土的主要原料，主要用於建造住宅、學校、醫院及相關基礎設施中，水泥和混凝土在製造過程中產生的二氧化碳占全球碳排放量約 7%，隨著全球人口數量和都市發展不斷加速，基礎設施建設對於混凝土的需求不斷增加，預計全球水泥產量在 2050 年將增加 12% 至 23%。要在水泥製程中減少碳排放是很困難的一件事情，原因在於水泥製作過程中的化學反應與高溫煅燒中會不斷釋放出二氧化碳，使得水泥業的高耗能與環境永續發展相互矛盾。然而，追求 2050 年達到淨零排放已經是全球的共識，而我國水泥業者也參與全球水泥相關協會，共同承諾 2050 年水泥及混凝土要達到碳中和的願景目標，以下幾點是提供給水泥業為達減碳排放目標的政策建議。

1. 鼓勵水泥廠商可透過廠房改造將老舊設備更新為先進節能設備，也可直接建造新的廠房和使用新製程技術來提升能源使用效率。
2. 進行社會溝通並修改相關燃料限制法規，以生質能、廢棄物燃燒取代部分燃煤，可減少煤炭燃料的使用，也能減少天然資源的耗用，惟須同步進行空污改善。
3. 引進及研發替代原料與新型水泥。
4. 鼓勵水泥業積極投入碳捕捉、封存與再利用技術的發展，並且提供相關基礎設施協助廠區低碳電力來源的供應，如：天然氣、氫能、再生能源等。

### 4.3.1 前言

水泥業的主要製程可分為以下四個階段，礦石採掘、生料研磨、熟料燒成與水泥研磨，在水泥製程中主要的碳排放源是在熟料燒成階段，包含燃燒排碳與製程排碳<sup>454</sup>。根據 2019 年溫室氣體排放量的統計資料，水泥業的碳排放量約為 940

---

<sup>454</sup> 經濟部工業局(2017) 低碳綠色製程技術選用評估彙編。

萬公噸，在燃燒排碳的部分，主要是使用煤炭作為燃料在窯爐、旋轉爐燃燒提供熱，碳排放量為 335.6 萬公噸（排碳占比為 36%），而在熟料製程排碳的部分，水泥生料在高溫中進行煅燒，進而生成氧化鈣與二氧化碳，製程碳排放量為 550.8 萬公噸（排碳占比為 59%），其中有 90%以上的碳排放都是在生產熟料過程中造成的，如圖 4.3.1 所示<sup>455</sup>。透過上述水泥業製程與碳排放源的分析，可知水泥業是溫室氣體排放量較大的產業之一，為達到 2050 淨零排放的目標，水泥業應該聚焦在以下幾個面向進行轉型，包含替代燃料、替代原料與循環材料、設備節能技術與創新技術等<sup>456</sup>。

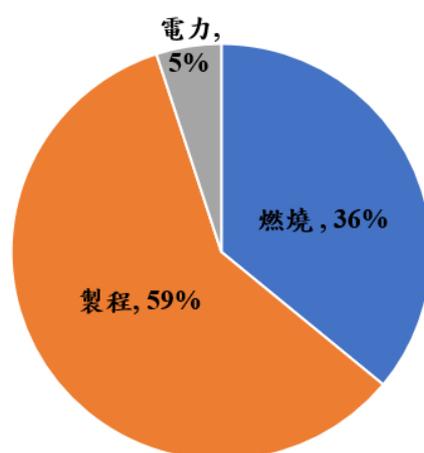


圖 4.3.1 水泥業排放來源比例圖

依據國際能源總署(IEA)的研究報告指出水泥業占全球二氧化碳排放量約 7%<sup>457</sup>，水泥業從採礦、輸送、煅燒、燃料每個製程階段都會產生二氧化碳，有 60%的碳排放是來自水泥生產使用的原物料分解，其餘 40%則來自於化學反應所需要的高溫能量<sup>458</sup>。而水泥是建築與基礎建設所需的必要材料之一，可預期開發中國家的持續建築需求和大規模的基礎建設，對於水泥的需求會顯著的逐年增加

<sup>455</sup> 經濟部能源局(2018) 2019 年中華民國國家溫室氣體排放清冊報告。

<sup>456</sup> 國家發展委員會(2022) 臺灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明。

<sup>457</sup> IEA (2018) Technology Roadmap-Low-Carbon Transition in the Cement Industry. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>.

<sup>458</sup> 周宜雄、周麗芳(2019) 認識水泥與水泥永續製造。

<sup>459</sup>。全球的水泥業者都承認水泥業的大量碳排放是造成氣候變遷加劇的關鍵因素。因此，水泥業要承諾達到 2050 淨零排放的目標，可從以下幾個面向進行減碳的評估。首先，可從製造面進行能源效率的提升，改善水泥熟料製程的配方，研發使用低碳燃料或導入綠氫產生製程所需的高溫；環境面上積極開發碳捕捉再利用的技術，研發前瞻負碳技術與生物固碳技術，透過循環經濟的概念將廢棄物導入水泥窯製程中；在經濟法規面，各國都在訂定碳關稅，政府宜研判減碳貿易所帶來水泥業的市場衝擊，並且提出國內法規修訂與未來與國際經貿談判的指引。

### 4.3.2 水泥業全球減碳趨勢

作為全球使用最為廣泛的建築材料，隨著經濟的成長，在過去 20 年來需求量上升了 2.4 倍，如今水泥業在每年生產了超過 40 億噸的水泥，然而該產品在製造過程中的化學反應以及熱燃燒皆需要大量的能源，也使其成為全球前三大二氧化碳排放工業<sup>460</sup>，其中中國是最大的水泥生產國，水泥產量占了全球的 55%，每年的二氧化碳排放量就有 12 億噸，其次則為印度，占比為 8%<sup>461</sup>。而在全球水泥需求的推估上，根據國際能源總署(IEA)在 2021 年發表的全球能源部門 2050 淨零排放路徑圖報告(Net zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector)中可知，雖然水泥需求會隨著經濟的發展導致需求增加，但因 2050 年全球經濟發展將會逐漸趨緩，因此國際上對於水泥的總體需求量大致與現今相當<sup>462</sup>，然而因水泥業在全球總碳排量仍占有極高比例，為了達到巴黎協定控制升溫 2°C 甚至是聯合國政府間氣候變化專門委員會(Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)於 2018 年設定的升溫 1.5°C 願景，使得該產業承受極大的減碳壓力<sup>463</sup>。歐盟理事會在 2021 年 6 月通過歐洲氣候法，確立在未來 10 年內碳排放量的政策目標，根據碳邊境調整機制(CBAM)中的規定，水泥屬於碳密集型產品，若進口至

---

<sup>459</sup> 同前揭註 457。

<sup>460</sup> CDP (2018) Cement companies must more than double efforts to meet Paris climate goals

<sup>461</sup> US Geological Survey, Cement Statistics and Information

<sup>462</sup> 同前揭註 441。

<sup>463</sup> IPCC (2018) Global Warming of 1.5°C

歐盟市場必須購買憑證，須要申報進口產品的碳排放量<sup>464</sup>，2022年6月歐洲議會批准 CBAM 預計在 2027 年開始實施<sup>465</sup>。

眾多的國際組織以及企業為了實現 2050 淨零排放目標，皆提出相關的推動策略。首先，世界企業永續發展委員會(World Business Council for Sustainable Development, WBCSD)提出了包含提高熱能與電能效率、燃料替代、熟料替代與創新技術四部分的低碳轉型技術途徑<sup>466</sup>；全球水泥及混凝土協會(Global Cement and Concrete Association, GCCA)則提出了六項推動策略減少化石燃料、使用再生能源、碳捕捉及利用技術、減少混凝土中熟料含量、混凝土回收再利用、以及計入混凝土回收利用與吸收二氧化碳的減碳量<sup>467</sup>；英國礦物產品協會(Mineral Products Association, MPA)甚至提出透過電力脫碳技術與先進製程、低碳水泥及混凝土、生質燃料與氫能、碳捕捉及封存技術等手段，超越淨零碳達到負碳排目標<sup>468</sup>；而歐洲水泥協會(CEMBUREAU)則提出透過降低生產、替換熟料、氫氣和電氣化、運輸碳中和、熱效率提升、碳捕捉及封存以及混凝土再炭化的方式來達到目標<sup>469</sup>。目前水泥業在減碳策略上，不僅在能源使用效率的改進、化石燃料取代、替代燃料比例、熟料替代、碳捕捉技術、發展低碳水泥等製程技術的改善著手，更是已經逐漸擴大到整個產品生命週期的減碳設計概念，包含生產、使用、拆除以及回收等概念的使用，甚至是希望透過混凝土再碳化以及建築物除熱能等技術的發展來達到淨零排放的目標。

---

<sup>464</sup> European Commission (2021) European Climate Law

<sup>465</sup> Climate Leadership Council (2022) European Parliament Passes CBAM.  
<https://clcouncil.org/blog/european-parliament-passes-cbam/>

<sup>466</sup> IEA(2018) Cement technology roadmap plots path to cutting CO<sub>2</sub> emissions 24%

<sup>467</sup> GCCA (2019) Concrete future Roadmap to netzero

<sup>468</sup> MPA (2019) MPA Cement Sustainable Development Report 2019

<sup>469</sup> CEMBUREAU (2020) Recarbonation - How concrete locks up and stores carbon dioxide – permanently

### 4.3.3 水泥業減碳選項分析與創新案例

水泥在生產過程中，熟料生產 1 公噸須要耗熱 3,140 MJ 與耗電 92 kWh (以台灣水泥公司為例)，對於排放二氧化碳都有直接的關係<sup>470</sup>。根據國際能源總署制訂水泥技術路徑圖，以實現 2050 年全球二氧化碳減半的目標<sup>471</sup>，對水泥業提出以下策略來減少二氧化碳的排放，(1)提升熱能與能源效率，(2)使用替代燃料與廢棄物，(3)替代原料與新型水泥，(4)大規模的碳捕捉、再利用與封存。

#### 1. 減碳選項分析

##### (1) 提升熱能與電能效率

對於新建的水泥廠可採用最新的工業製程技術，加強整體能源耗損的優化與設備的維護，而對於水泥舊廠在多元可行性評估下進行節能設備的改造，例如加裝餘熱發電系統、變頻調控設備、智慧化電源管理系統等。而研發流體化床技術產生更高的熱能效益、新型粉磨設備與助磨劑以降低研磨機的電能消耗、提升旋窯的能源效率都是水泥製程中可降低二氧化碳排放的重要可行路徑。

##### (2) 使用替代燃料與廢棄物

水泥業主要是使用煤炭、石油焦、燃料油等其他化石燃料作為提供水泥窯熱源的燃料，欲取代生產中所使用的燃料，此類物質必須有高熱值方可提供高溫例如：廢棄物的熱值可達 2,000 kcal/kg、半導體產業常使用的異丙醇、光阻液等，汽車業的廢棄輪胎，其燃燒熱值可達 8,970 kcal/kg<sup>472</sup>。另外，也可使用綠氫、天然氣、生質能、再生能源來取代目前水泥製程中的煤炭燃料，在改善製程中可使用低碳電力，可大幅降低溫室氣體的排放。另外，可使用純氧氣燃燒法在水泥窯中使用氧氣代替空氣，將可產生相對乾淨的二氧化碳，有利於碳捕捉後的再利用的前置處理。

<sup>470</sup> 劉毅弘、潘子欽(2021)。台灣水泥業單位產品能源使用分析。燃燒季刊，114，61-74。

<sup>471</sup> 同前揭註 441。

<sup>472</sup> 鄭為珊、丁俊元、陳建緯(2018)。循環經濟的發展與應用—水泥篇。科學月刊，543，21-29。

### (3) 替代原料與新型水泥

一般水泥成分主要是由氧化鈣、氧化矽、氧化鋁和氧化鐵所組成，分別取自於大理石、黏土、矽礦與鐵礦砂等原料，因此只要含有鈣、矽、鋁、鐵元素的廢棄物都可成為水泥的替代原料，可積極尋求各種水泥替代原料以落實循環經濟，降低水泥生產過程天然資源的使用。以含鈣元素的廢棄物為例，如高爐石、脫硫渣、還原渣，石材切割泥等；而含有矽的廢棄物如廢鑄砂、淨水污泥、半導體廠的研磨污泥；含有鋁的廢棄物如化工廠廢氣濾料、電廠底灰等；而含有鐵的廢棄物如銹屑、鐵渣等。

熟料是水泥的主要成分，在與石膏混合研磨後，加水反應可逐漸硬化，然而有些礦物組成與熟料相似，例如從鋼鐵業細高爐的爐渣，火力發電廠產生的煤灰（廢渣）、天然火山灰材料等。因此，可研發新膠結材料配方以降低排碳強度，透過添加多種礦物（爐石、飛灰等）以降低熟料的使用，例如石灰石煅燒粘土膠結物（LC3 水泥）的熟料成分僅占 50%，可減少生產熟料量。這些材料可以部分替代水泥中的熟料<sup>473</sup>，因此可減少熟料的使用，減少與熟料生產相關的程序、燃料和電能等，減少二氧化碳排放。在混凝土的減碳策略中可透過預鑄工法提前在廠區內完成構件，提升水泥使用效率，另外，預拌混凝土的再碳化也可以持續自然吸收約 20%製程所排放的二氧化碳總量。由於氯離子會加速混凝土中鋼筋的腐蝕作用，會造成混凝土材料發生膨脹或剝落而增加鋼筋暴露之程度，將危及結構物的耐久性與安全性。因此，根據 CNS 61 卜特蘭水泥標準，針對水泥中氯離子的含量在 2022 年已進行法規修訂，由原本的 200 ppm 放寬至 240 ppm，相較於日本(350 ppm)和歐洲(600~1000 ppm)的標準仍然是最嚴格的<sup>474</sup>；另外，根據 CNS 3090 預拌混凝土中的規定，新拌混凝土的水溶性氯離子含量不得高於 0.15 kg/m<sup>3</sup><sup>475</sup>。然而，可以預期未來將使用更多的工業廢棄物透過循環再利用的概念進行生產替代水泥與新型混凝土，對於氯離子標準後續勢必須要再放寬。

---

<sup>473</sup> Fennell, P.S, Davis, S.J., & Mohammed, A. (2021). Decarbonizing cement production, *Joule*, 5, 1305-1311.

<sup>474</sup> 經濟部標準檢驗局(2022) 國家標準 CNS 61 「卜特蘭水泥」之簡介。

<sup>475</sup> 內政部營建署(2016) 施工中建築物混凝土氯離子含量檢測實施要點。

#### (4) 大規模的碳捕獲、再利用與封存

透過碳捕獲、再利用與封存是目前全球認為有助於減少溫室氣體排放至大氣層的新興技術，而針對水泥業所對應適合的二氧化碳捕獲技術如下，後燃燒捕獲技術是屬於製程末端的碳捕獲措施，在水泥熟料製程中不會有太大變動，較適合用於水泥爐窯的改良及新建爐窯，相關技術包含化學吸附法、薄膜技術、鈣循環（碳酸鹽迴圈）、礦石吸附等。捕獲後的再利用可透過創新技術將二氧化碳轉化為有價值的化學原料，例如直接利用二氧化碳使用在食品和飲料工業、二氧化碳轉化為化學品與生質燃料等<sup>476</sup>。

## 2. 創新案例

- (1) 墨西哥 Cemex 開發出全球第一個碳中和預拌混凝土，最多可減少 70%的碳足跡，而剩餘的 30%則使用碳抵銷的手段<sup>477</sup>。無機聚合物(Geopolymer)，可在室溫下利用鹼性配方液溶出礦物或廢棄物表面之矽、鋁離子，經聚合、脫水、硬化後形成 Si-O-Al 之三維結構<sup>478</sup>，鍵結以共價鍵為主，且聚合過程中不會排放出二氧化碳，因此具減碳效益。
- (2) 加拿大 Carboncure Technologies 開發創新的二氧化碳固碳技術，將捕捉的二氧化碳注入混凝土中，二氧化碳會跟水泥中的鈣離子發生化學反應，形成奈米級的碳酸鈣，然後嵌入混凝土中，可使混凝土更加堅固，也同時實現封存二氧化碳，目前已經可應用在預混料、預製混凝土與砌作水泥等產品中<sup>479</sup>。
- (3) 日本三菱投資開發可吸收二氧化碳的混凝土(CO<sub>2</sub>-SUICOM)<sup>480</sup>，透過外加劑及二氧化碳固化方法，可應用於煉鋼廠、發電廠及水泥廠等製程（例如煤灰

---

<sup>476</sup> 林海珍(2019) 碳捕捉、封存及再利用之國際產業與政策趨勢。科技政策觀點，國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心。

<sup>477</sup> CEMEX (2021) Integrated Report, Mexico.

<sup>478</sup> 鄭大偉(2020) 無機聚合物與鹼激發材料有何不同。土木水利，47，10-12。

<sup>479</sup> Carboncure Technologies (2021, December 2) Carbon Removal with CarbonCure Concrete: A Permanent Storage Solution. <https://www.carboncure.com/carbon-removal/carbon-removal-with-carboncure-concrete-a-permanent-solution/>

<sup>480</sup> Higuchi, T., Morioka, M., Yoshioka, I., & Yokozeki, K. (2014) Development of a new ecological concrete with CO<sub>2</sub> emissions below zero. *Construction and Building Materials*, 67, 338-343. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2014.01.029>

和高爐礦渣)來吸收二氧化碳。

- (4) 美國加州大學洛杉磯分校研究團隊(Carbon Built)開發一種新的水泥配方，配方中引入矽酸鹽，大幅減少對卜特蘭水泥的需求，而增加煤灰等廢料的使用。在固化過程中，二氧化碳從煙道氣流(例如在發電廠或水泥廠)直接注入混凝土混合物中，然後在混合物中進行化學轉化並永久儲存溫室氣體。研究結果顯示，透過固化技術將二氧化碳嵌入混凝土中，可減少混凝土的碳足跡至少 50%以上，而且可生產出與傳統製程一樣堅固的混凝土材料<sup>481</sup>。Carbon Built 團隊在 2021 年 4 月獲得 NRG COSIA Carbon XPRIZE 競賽優勝。
- (5) Solidia 的混凝土製程技術可使水泥生產中的二氧化碳排放量減少 30-40%，再加上混凝土的固碳過程中再捕獲 240 公斤二氧化碳，合計相當於水泥質量的 24%，使得 Solidia 的系統可以將水泥和混凝土的碳足跡最高減少 70%<sup>482</sup>。以下是從水泥製程到混凝土製程技術的說明：(A)在水泥製造技術使用較少的石灰石與較低的窯爐燃燒溫度生產，可有效的減少碳排；(B)在 Solidia 混凝土固化技術，透過混合水泥、聚合體、沙子、水形成混合物，並與二氧化碳反應形成耐用的基體。固化過程中每 1 噸的水泥可捕獲 300 公斤的二氧化碳，並使其永久轉化為碳酸鈣。
- (6) 歐盟 Horizon 2020 支持低碳排放石灰與水泥計畫(LEILAC)，海德堡水泥公司與澳大利亞技術供應商 Calix 聯手開發了一種突破性的煅燒爐，可以直接分離和捕獲石灰石轉化為熟料時釋放的二氧化碳<sup>483</sup>。此煅燒爐無須使用化學藥品，也不須要對目前的水泥工廠進行任何改建，煅燒爐設備僅代替水泥廠中的預熱塔或石灰廠中的石灰窯。新型煅燒爐使用直接分離反應器概念進行間接加熱，煅燒熱量不會直接與石灰石接觸，而是透過超高強度鋼的熱表面

---

<sup>481</sup> Prentice, D., Mehdipour, I., Falzone, G., Raab, S., Simonetti, D. & Sant, G. (2022, February 2) Field Demonstration of the Reversa™ Mineral Carbonation Process Using Coal and Natural Gas Flue Gas Streams. REWAS 2022: Developing Tomorrow's Technical Cycles.

<sup>482</sup> Meyer, V., Sahu, S., & Dunster, A. (2019, June 24-26) Properties of Solidia Cement and Concrete, ILCCC, London, UK.

<sup>483</sup> Hills, T.P., Sceats, M., Rennie, D., & Fennell, P. (2017) LEILAC: Low Cost CO<sub>2</sub> Capture for the Cement and Lime Industries, Energy Procedia, 114, 6166-6170. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1753>

間接引入 1,050°C 或更高溫度的熱能，由於無須與其他燃燒氣體混合，所以捕捉到的二氧化碳濃度可達 95%。未來煅燒爐中加熱器可使用任何形式的燃料或熱源，如生質燃料、電力、氫能等。

#### 4.3.4 政策建議

水泥業中的二氧化碳主要排放源在於燃料、製程以及運輸過程中的碳排放，大部分的減碳措施會集中在提高能源使用效率與發展低碳替代燃料。由於在水泥製程中，透過化學反應產生熟料階段也會產生二氧化碳副產物。因此，發展替代熟料的新型水泥以及碳捕捉技術也是重要的減碳手段。在提升能源使用效率部分，我國與他國大多是利用建設新廠並使用新製程技術或進行節能設備的改造來減少碳排放量（請參見附錄 4B）。而在燃料替代部分，國外水泥業者常採用如天然氣、廢棄物燃料、太陽能直接加熱等的燃料替代方案，甚至提出使用綠氫的概念，但由於我國水泥廠大多位於東部，因此若要採用這些方案則須個別解決相關問題，例如在使用天然氣為燃料時，將須克服東部天然氣基礎設施不足問題；而使用廢棄物燃料也有空氣污染以及廢棄物輸送至東部的疑慮。而在未來大量的再生能源系統布建下，有部分燃料替代方案可考量將相關設備直接轉型為電氣化設備，並積極進行社會溝通及修改相關法規，以生質能或廢棄物燃燒取代部分燃煤，並同步進行當地的空污改善。而在熟料替代部分，則可透過爐渣或替代原料開發新型水泥製品，才有助於減少碳排放。目前我國對於水泥與混凝土有著氯離子含量的標準限制，在使用爐渣作為替代原料時將可能因為氯含量以及金屬含量的增加而使得產品無法通過標準，此外作為替代材料的爐渣因雜質過多須再處理的過程是否會因此增加碳排，須要更深入的研究。國際上認為能夠大幅減碳的碳捕捉及封存技術，是我國技術研發投入較少的項目。目前碳捕獲的技術現況可使用吸附與固化方式，將捕捉率由 20% 提升至 90% 以上；而預期在 2050 年前將可使用直接分離法、低溫製程的技術來提升碳捕捉的效率（詳見本建議書章節 3.3），其中相較於碳捕捉技術具有示範場域，而碳封存技術則受限於封存場地與經費，個別廠商是無法發展的，須要透過國家力量投入並結合民間力量方有機會成功的推動。

## 4.4 石化業

### 摘要

石化業在我國製造業中的總排碳居首，並以化學原料與化學製品業及油氣煉製加工業為主要的排碳來源，主因為依賴化石燃料燃燒供熱進行高溫、高耗能製程，並以原油作為原料往下游產製輕油、大宗石化原料與塑膠製品，加上使用電力仍多為化石燃料來源。因此石化業將是我國達 2050 淨零排放目標時應強化減排的關鍵產業，相關建議如下：

1. 儘速投入發展替代燃料（如生質能、綠氫）、替代原料技術（生質來源塑膠、材料循環技術等）以及蒸汽裂解裝置電氣化等，並透過國際合作取得石化業蒸汽裂解裝置電氣化與綠氫相關技術，使其於 2030 年至 2050 年之間逐漸普及。
2. 開發創新製程技術提升產率達成減碳的效果（2030 年以前輕油催化裂解、提升觸媒轉化率等技術，2030 年至 2050 年發展輕烯烴生產技術）。
3. 持續推動石化業產業轉型並提供轉型設備的投資誘因，如提供稅收抵減、補助、補貼、獎勵或透過綠色金融相關投融資工具之協助等。
4. 儘速啟動有關研發去碳燃氫技術（包括裂解去碳、碳再利用），並在 2030 年至 2050 年之間持續研發去碳燃氫技術使之成熟並降低成本，詳見 2.6 去碳燃氫章節。

### 4.4.1 前言

石化業在我國製造業中的總排碳居首，從 2019 年我國前 20 大排放企業（排除電力產業）中，石化業占了其中的 7 家<sup>484</sup>。2019 年石化業的溫室氣體排放達到 40.2 Mt CO<sub>2</sub>eq<sup>485,486</sup>，約占製造部門排放量 26.9%（其中，電力使用占石化業

<sup>484</sup> 行政院環境保護署國家溫室氣體登錄平台(2021) 溫室氣體排放量申報暨盤查登錄資料。  
[https://ghgregistry.epa.gov.tw/ghg\\_rwd/Main/Examine/Examine\\_2](https://ghgregistry.epa.gov.tw/ghg_rwd/Main/Examine/Examine_2)

<sup>485</sup> 同前揭註 430。

<sup>486</sup> 經濟部工業局(2021) 水泥業淨零排放策略及路徑。行政院低碳產業工作圈（水泥業）討論

排放約 7 成，燃料約占 2 成<sup>487</sup>，製程則為其餘不到 1 成)(圖 4.4.1)。若檢視目前燃料燃燒的主要排碳，則是以鍋爐燃油為主<sup>488</sup>。

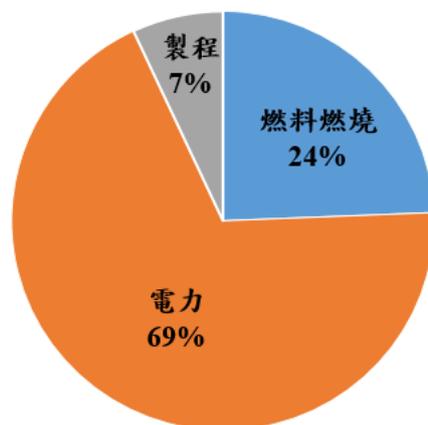


圖 4.4.1 石化業排放來源比例圖<sup>489</sup>

進一步從國際分析數據來檢視石化產業鏈(附錄 4C)中的溫室排放量比例，油氣開採業占 9.61%、油氣煉製加工業占 19.99%、化學原料與化學製品業占 59.02%，以及化工製品業占 11.38%<sup>490</sup>。以化學原料與化學製品業與油氣煉製加工業為主要的排碳來源產業別。油氣煉製加工業的主要排放源，是來自於汽電共生的電力、流化催化裂化、甲烷蒸汽重組器、原油常壓蒸餾、真空蒸餾與輕油裂解爐<sup>491</sup> (如表 4.4.1)。

會議簡報 (2021 年 5 月) (資料未公開)。

<sup>487</sup> 目前排放範疇未包含上游煉油業，故會低估燃料燃燒排碳。

<sup>488</sup> 台灣產業服務基金會(2020) 產業綠色技術提升計畫(3/4)。

<https://www.moeaidb.gov.tw/ctrl?PRO=filepath.DownloadFile&f=executive&t=f&id=15530>。

<sup>489</sup> 同前揭註 430。

<sup>490</sup> World Resources Institute (2015) 石化行業溫室氣體排放資料管理及核查關鍵技術研究。

<https://wri.org.cn/research/study-key-technologies-greenhouse-gas-emissions-data-management-and-verification>

<sup>491</sup> Concawe (2018) Concawe review. [https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Concawe-Review-27-1\\_webfile.pdf](https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Concawe-Review-27-1_webfile.pdf)

表 4.4.1 油氣煉製加工業內的主要排放源<sup>492</sup>

主要排放程序	主要排放程序 (英文)	作用
電力	Combined Heat and Power Plant, CHP	汽電共生
流化催化裂化	Fluid Catalytic Cracker, FCC	進一步轉化高分子量烴類為汽油等
甲烷蒸汽重組器	Steam Methane Reformer, SMR	產氫
原油常壓蒸餾	Crude Distillation Unit, CDU	取出不同沸點油品
真空蒸餾	Vacuum Distillation Unit, VDU	取出不同沸點油品
輕油裂解爐	Heat pyrolysis furnaces	燃料燃燒產生高溫蒸汽，裂解生產乙烯，同時會產生氫氣跟甲烷(但可再送至裂解爐供熱之用)

化學原料與化學製品業因為是從石化原料生產出各種不同化學品或是原料，因產品之生產關聯複雜，較難拆解碳排主要來源，而且排碳來源也會因生產的化學品種類而有不同。歐盟以主要塑膠原料來檢視整個產業生命週期之排碳，絕大多數排碳是在製造階段產生（從煉油至化學品階段），其次是轉換階段（化學品至塑膠產品階段），最後才是棄置或回收階段<sup>493</sup>。

至於將塑膠進一步轉換為最終製品上，有各種不同成型技術，包括射出成型 (injection mould processing)、吹氣成型 (blow mould processing)、拉伸中空成型 (stretch blow moulding)、壓延成型—硬片 (calendering, rigid sheets)、塑料薄膜的擠製 (extrusion of plastic film)、塑料管材的擠製 (extrusion of plastic pipes)、聚合物發泡加工 (polymer foaming processing) 熱成型壓延 (thermoforming with calendering) 等（表 4.4.2），可以看到依照歐盟數據分析，這些成型技術的排放主要為電力的使用。

<sup>492</sup> 同前揭註 491。

<sup>493</sup> Dils, E. (2021) Greenhouse gas emissions and natural capital implications of plastics (including biobased plastics). ETC/WMGE Report 3/2021, European Topic Centre Waste and Materials in a Green Economy. <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-wmge/products/etc-wmge-reports/greenhouse-gas-emissions-and-natural-capital-implications-of-plastics-including-biobased-plastics>

表 4.4.2 塑膠轉換成型技術與溫氣氣體排放來源<sup>494</sup>

Conversion technology and key contributing processes	Greenhouse gas emissions (kg CO <sub>2</sub> e/kg product)
<b>Injection mould processing (Europe)</b>	<b>0,962</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	0.620(64%)
Heat, district or industrial, natural gas (Europe excluding Switzerland)	0.220 (23%)
<b>Blow mould processing (Europe)</b>	<b>0,917</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	0.720 (78%)
Solid bleached board	0.120 (13%)
<b>Stretch blow moulding (Europe)</b>	<b>1.140</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	1.060 (93%)
<b>Calendering, rigid sheets (Europe)</b>	<b>0.322</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	0.210 (66%)
Steam, in chemical industry (Europe)	0.070 (21%)
<b>Extrusion of plastic film (Europe)</b>	<b>0.416</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	0.280 (67%)
Heat, district or industrial, natural gas (Europe excluding Switzerland)	0.030 (8%)
Waste plastic, mixture (Europe)	0.030 (8%)
<b>Extrusion of plastic pipes (Europe)</b>	<b>0.294</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	0.210
Heat, district or industrial, other than natural gas (Europe)	0.050
<b>Polymer foaming processing (RER)</b>	<b>0.513</b>
Electricity, medium voltage (RER)	0.330 (64%)
Heat, district or industrial, other than natural gas (Europe)	0.180(36%)
<b>Thermoforming with calendering (Europe)</b>	<b>0.642</b>
Electricity, medium voltage (Europe)	0.420 (66%)

綜整前述分析，石化業淨零排放轉型主要面臨幾項困境：

### 1. 石化業製程大幅依賴化石燃料及化石燃料之電力

目前石化業之上游煉化業多依賴燃燒供熱進行高溫、高耗能製程，例如煉油時使用之蒸汽裂解裝置(用於生產大多化學品組成的乙烯、丙烯和 BTX 芳香烴)以及其他大型裝置的運作溫度接近 1,000°C，會損耗相當比例化石燃料並產生大量碳排。若能夠供應適合且充足的無碳燃料，或是將現有能源密集型的熱化學途徑與製程進行替代或改善，對於順利達成淨零排放轉型將有較大助益，但燃料轉

<sup>494</sup> 同前揭註 493。

換調整使對應之生產製程設備亦須要同步置換。但因石化業上游設備多半為大型、昂貴且長生命週期資產，若要使其提前退役，會產生鉅額懲罰成本，也會讓廠商在短期進行設備轉換誘因較低。

因石化業在上游煉油業傳統多依賴台灣電力公司供應電力與廠區自行投入之汽電共生電力，且中下游製程中多半須要電力透過各種成型技術製成塑膠產品，但因目前電力生產仍以化石燃料來源為主，故此部分碳排若要有有效降低，仍須要提升產業整體使用無碳電力之比例。

## 2. 石化業原料仰賴化石燃料之原油

石化產業現有生產過程主要依賴原油為原料，再往下游產製輕油、生產大宗石化原料與最終製成塑膠製品。碳源雖然被留在製品中，但製造過程中常需高溫高壓的反應條件，且產品消費使用後進行焚燒時，仍會有大量碳排釋放到空氣中，故需要有低碳或無碳的原材料替代傳統石化原材料來源，方能對於降低碳排有所助益。

## 3. 石化產業為我國主要出口產業，產業減碳轉型不易

就我國 2021 年油品供給(自產)中，極高比例(63%)為生產運輸相關油品(車用汽油、柴油、燃料油、航空燃油)<sup>495</sup>且為上游煉油業主要營收來源(圖 4.4.2)，而在 2050 淨零排放趨勢下輕型載運具將朝向大部分電動化之下(圖 4.4.3)，對於油品的相關需求可能銳減，雖然有利整體邁向淨零排放目標，但因此亦可能影響上游煉油產業的營收與就業機會之穩定。

---

<sup>495</sup> 經濟部能源局(2021) 能源統計手冊(個別能源)。3-08 石油產品供給報表下載。  
[https://www.esist.org.tw/upload/3-08.%E7%9F%B3%E6%B2%B9%E7%94%A2%E5%93%81%E4%BE%9B%E7%B5%A6\(110\).xlsx](https://www.esist.org.tw/upload/3-08.%E7%9F%B3%E6%B2%B9%E7%94%A2%E5%93%81%E4%BE%9B%E7%B5%A6(110).xlsx)

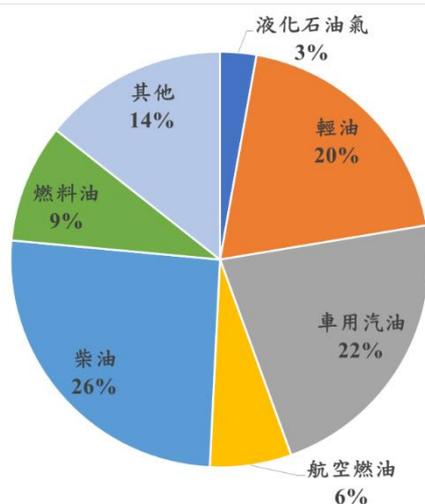


圖 4.4.2 我國 2021 年石油產品生產量比率（自產）<sup>496</sup>

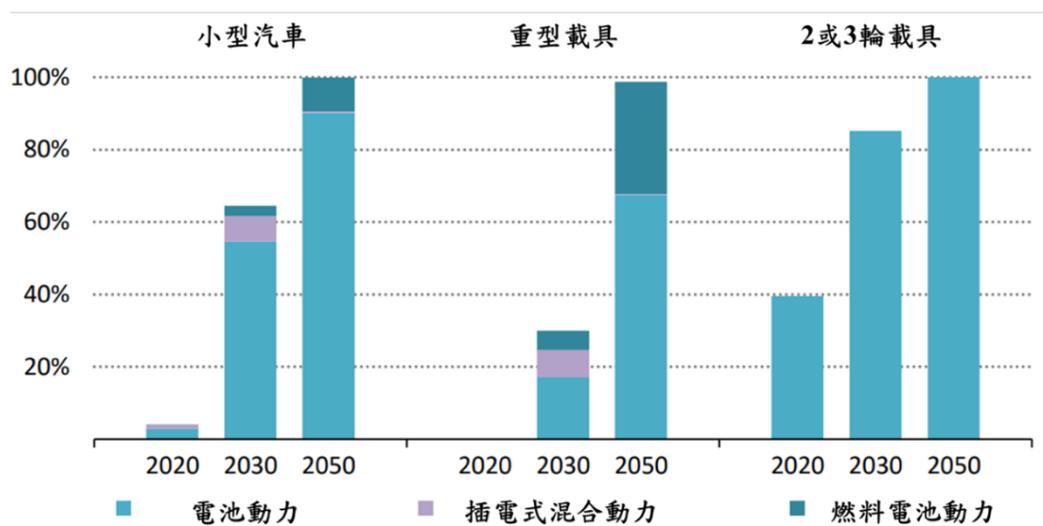


圖 4.4.3 2050 淨零排放下不同類型載具銷售的占比推估<sup>497</sup>

石化業油品供給中一項主要產品為輕油(naphtha)(20%)，生產的主要目的是為提供中游生產的原料(種類與比例如圖 4.4.4)。檢視石化原料的產銷狀況，2020 年全年國內主要石化原料生產量 2,780 萬公噸(27.8 Mt)，出口量為 1,055 萬公噸(10.55 Mt)，進口量 474 萬公噸(4.74 Mt)，出口量占生產量之 38%，亦即超過 3 成

<sup>496</sup> 同前揭註 495。

<sup>497</sup> 同前揭註 441。

以上的石化原料是供作出口用途<sup>498</sup>，而此部分也是整體產業鏈中，溫室氣體排放最高的區塊（化學原料與化學製品業占 59.02%）。因此，若產業能夠降低以出口導向之傳統石化原料生產，朝向低碳高價值化產業方向轉型，以維持基本需求的石化原料自給自足為目標，對於達成我國淨零排放轉型將有相當大比例之助益，但過程須要透過配套降低對產業就業的影響與衝擊。此外，石化業有經濟規模之特性，即成本效益與產量大小高度相關，降低產量恐無法維持經濟效益，此為一大挑戰。近年來倡議之直接裂解原油產製化學品(Crude Oil to Chemicals, COTC)為一可能的解方選項，將討論於後。

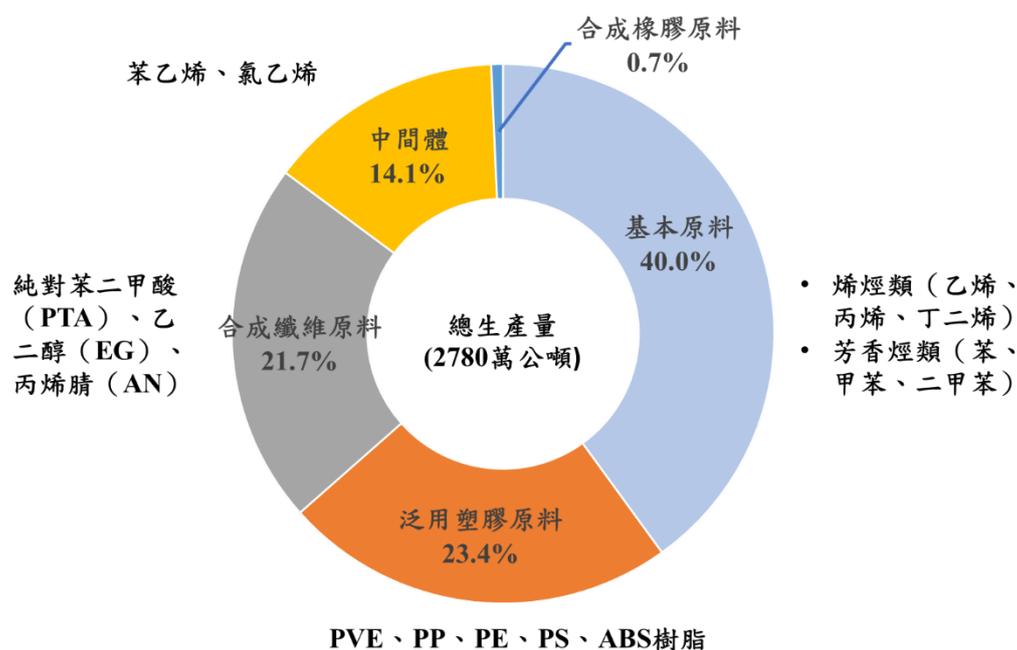


圖 4.4.4 2020 年我國主要石化原料生產量結構<sup>499</sup>

#### 4.4.2 石化業全球減碳趨勢

彙整國際智庫報告的觀點（圖 4.4.5），在 2030 年以前，全球多使用現有的技術進行減碳，例如減少對初級化學品的需求（如：回收和再利用塑料、有效地

<sup>498</sup> 行政院主計總處(2021) 行政院主計總處國情統計通報(2021)。2021 年 4 月第 064 號。  
<https://www1.stat.gov.tw/public/Data/1412165523KIDMI9KP.pdf>

<sup>499</sup> 同前揭註 498。

利用氮肥)、提高資源與能源效率等；估計在 2030 年以後，會多使用創新技術進行減碳創新製程(如：電氣化生產)、使用廢棄物或生質原物料(植物脂肪、糖、木質素、澱粉、玉米或藻類)及以綠電電解產製之氫做為原料或材料，甚至是應用二氧化碳捕獲、再利用與封存技術來減少碳排<sup>500,501</sup>。

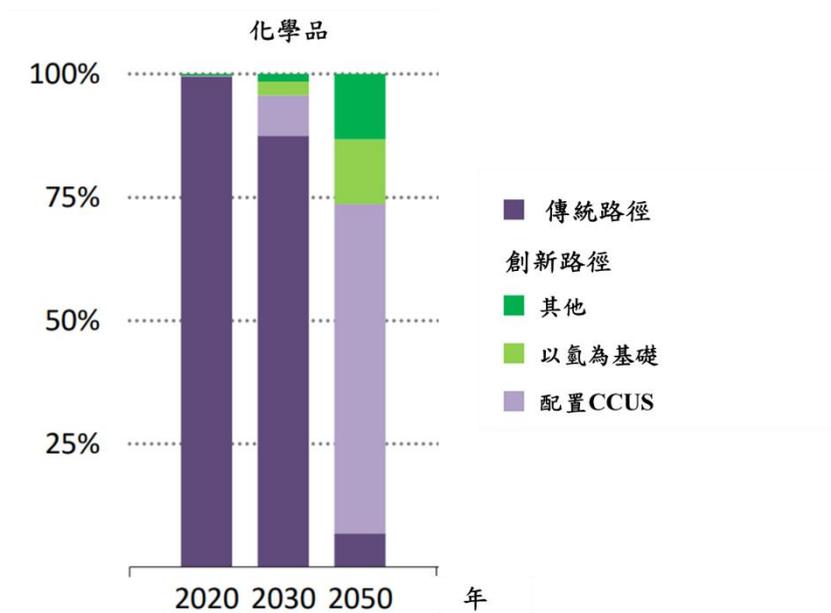


圖 4.4.5 可提供化學品減碳貢獻的中長期減碳選項類型<sup>502</sup>

此外，塑膠產品中化石來源的碳也預期將逐漸被可再生碳取代(圖 4.4.6)。以 2018 年原生的塑膠產量為 3 億 6,400 萬噸(364 Mt)，回收利用僅有 3,600 萬噸(36 Mt)；智庫報告則是預估 2050 年全球塑膠需求將達 12 億噸(1,200 Mt)，其中 7 億 5 千萬噸(750 Mt)來自回收利用，僅 4 億 5 千萬噸(450 Mt)為原生塑膠生產，並且其中部分會來自可再生的碳(生物質/CO<sub>2</sub>循環利用生產)<sup>503</sup>，因此實際化石來源的碳可以大幅降低。

<sup>500</sup> 同前揭註 441。

<sup>501</sup> 勤業眾信(2021) 2030 減碳展望：石油、燃氣與化學產業。

<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/tw/Documents/energy-resources/rp2030-carbon-reduction-outlook.pdf>

<sup>502</sup> 同前揭註 441。

<sup>503</sup> nova-Institut GmbH (2020) The future of the chemical and plastics industry: Renewable Carbon. <https://renewable-carbon.eu/news/the-future-of-the-chemical-and-plastics-industry-renewable-carbon/>

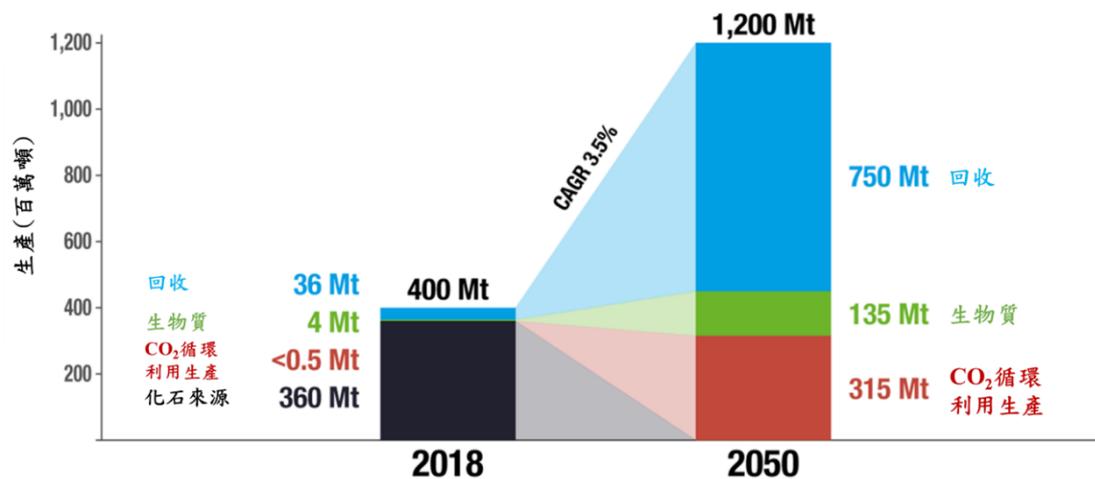


圖 4.4.6 2050 年世界塑膠生產與碳原料推估<sup>504</sup>

### 4.4.3 石化業減碳選項分析與創新案例

#### 1. 減碳選項分析

彙總國際相關報告內容，歸納石化業減碳選項大致可區分為七大面向（圖 4.4.7）：替代燃料、替代原料、創新製程、效能提升、材料循環、去碳技術與其他創新<sup>505,506,507</sup>。



圖 4.4.7 石化業減碳選項類型

<sup>504</sup> 同前揭註 503。

<sup>505</sup> 同前揭註 439。

<sup>506</sup> Saygin, D., & Gielen, D. (2021). Zero-emission pathway for the global chemical and petrochemical sector. *Energies*, 14(13), 3772. <https://doi.org/10.3390/en14133772>

<sup>507</sup> 同前揭註 501。

### (1) 替代燃料<sup>508</sup>

- A. 氫做為燃料：以再生能源供應電解氫作為燃料，亦可以用生產的綠氫進一步生產甲醇或產氫；產氫部分，澳洲規劃了兩個 60~160 MW 電解槽之中型示範計畫（德國、英國與美國皆有規劃）；產甲醇部分則是有冰島 George Olah (4 kt/y) 甲醇先導工廠利用二氧化碳(CO<sub>2</sub>)廢棄氣體用於甲醇製造。
- B. 透過生質氣化產生的氣態燃料。
- C. 製程所需熱源以電氣化進行取代：例如德國 BASF 使用甲烷無氧裂解生產氫技術（去碳燃氫），正在先期先導工廠中透過電加熱甲烷生產氫氣和固體碳的方法進行測試，目標是到 2030 年建設完成工業規模工廠。

### (2) 替代原料<sup>509</sup>

- A. 使用合成碳氫化合物進料，主要透過再生能源電解並在催化劑下利用碳源合成碳氫化合物原料，替代初級石化產品（以熱化學和電化學製程）。
- B. 利用生質原料產生塑膠、甲醇、乙醇以及氫等。例如乙醇脫水產製乙烯，有巴西的 Braskem plant (0.2 Mt/y)與印度的 India Glycols plant (0.175 Mt/y)。
- C. 使用生物性製程（應用替代性生物性製程生產替代性單體），例如以木質素進行 BTX 生產，已有荷蘭利用 BioBTX technology 成功進行試量產；2018 年比利時與德國共六個夥伴的 ALIGN project 也已經將三項木質素萃取製程放大規模。
- D. 其他原料替代：例如利用甲醇產製烯烴類或 BTX，以中國在 2013 年有三個 BTX 示範工廠投產，多個商業規模的示範項目正在發展中。

### (3) 創新製程

包括蒸汽裂解裝置電氣化【詳見後述 2.創新案例(1)】、甲烷氧化耦合技術生

---

<sup>508</sup> 同前揭註 439。

<sup>509</sup> 同前揭註 439。

產乙/丙烯【詳見後述 2.創新案例(2)】、輕烯烴生產技術【合成氣直接轉製輕烯烴【詳見後述 2.創新案例(3)】以及電化學轉換製程【詳見後述 2.創新案例(4)】。此外，由日本千代田化工建設公司(Chiyoda Corporation)開發的輕油催化裂解(naphtha catalytic cracking)製程，與傳統熱分解製程相比，可讓丙烯產收率提高至 2 倍，並在綜合能源效率上達到 88%，相較傳統製程僅為 73%，可節省 15%的能源<sup>510,511</sup>。同時，將輕油進行催化裂解的第一家商業工廠(產能 40 kt/y)則是由位於韓國的 KBR 工廠運行中<sup>512</sup>。

#### (4) 效能提升<sup>513</sup>

這部分包括能效技術改造、全系統效率措施例如機電系統和製程熱級聯(cascading)或熱整合，以及實施新節能製程技術。未來可以朝擴散能效最佳實務方向努力，並可以透過與 ICT、感測器結合，運用人工智慧與大數據配合方式作為效能提升的創新手段。

#### (5) 材料循環

主要是可以朝向循環經濟方向前進，透過減少對初級化學品需求(回收再利用塑膠、有效利用氮肥)以及建構化學品與熱回收循環系統(產業內，或與其他產業合作，或將焚化後的高度能量回收)。例如透過回收塑料(機械性回收/化學性回收)可降低與乙烯相關的廢棄物碳排，與減少對原生乙烯生產的需求。但利用化學回收將塑料重新變成類似原本品質之單體，目前僅適用於特定的聚合物(例如尼龍)。使用無氧裂解塑料廢料作為蒸汽裂解裝置的原料仍在應用研究階段。此外，也可以透過延長終端產品的生命週期，使其變得更耐久並降低供應鏈中材料的損耗，來提升材料的使用效率而減少對原生材料的需求<sup>514,515</sup>。

---

<sup>510</sup> 材料世界網(2020) 新開發輕油催化裂解製程，丙烯產收率倍增、省能源 15%。  
<https://www.materialsnet.com.tw/DocView.aspx?id=43934>

<sup>511</sup> NEDO (2019) 高付加価値オレフィン製造プロセスの開発。千代田化工建設株式会社。  
<https://www.nedo.go.jp/content/100890969.pdf>

<sup>512</sup> 同前揭註 439。

<sup>513</sup> 同前揭註 439。

<sup>514</sup> IEA (2018) The future of petrochemicals:towards more sustainable plastics and fertilisers.  
<https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

<sup>515</sup> 同前揭註 439。

## (6) 其他創新

國際 SHELL、BP 與 BASF 等石化/化工大廠因應淨零排放趨勢，紛紛投入再生能源、氫能與電動車相關投資，以及開創新興營運模式，如直接裂解原油產製化學品(Crude Oil To Chemicals, COTC)【詳見後述 2.創新案例(5)】。

## (7) 去碳技術

對於使用燃料，可以透過去碳燃氫技術（包括裂解去碳、碳再利用，詳見 2.6 去碳燃氫技術）來避免既有燃料使用所形成的碳排；至於在製程中無法藉由前述替代原料、創新製程、效能提升或材料循環等手段降低排放之部分，則可考慮利用傳統 CCUS 技術、直接空氣捕獲技術與增加自然碳匯等方式，達到去碳的目的（詳見第 3 章碳匯、零碳與負碳科技）。

另針對電氣化、替代燃料、替代原料以及其他新興創新模式技術，對應的技術成熟度(Technology Readiness Level, TRL)以及預計技術可獲時程則是如圖 4.4.8 所示<sup>516</sup>。在生物性製程部分，目前應用替代性生物製程生產替代性單體正處於開發試驗階段，替代性單體比乙烯分子更類似於生物原料分子，可在蒸汽裂解更低的溫度下生產，因此可降低燃料燃燒排放與廢棄處置階段的排放；電化學製程是應用電化學程序產製單體，可以利用零碳電源驅動化學反應，透過電化學製程可提供更高、更精準的化合物生產，目前也在實驗室開發階段。

---

<sup>516</sup> 同前揭註 439。



無氧裂解爐)合作開發試產設備<sup>519</sup>，希望透過電力的使用讓現基礎化學品生產達到淨零排碳，並申請歐盟創新基金與德國資金中，若獲得批准，即可於 2023 年開始啟動試產<sup>520</sup>。

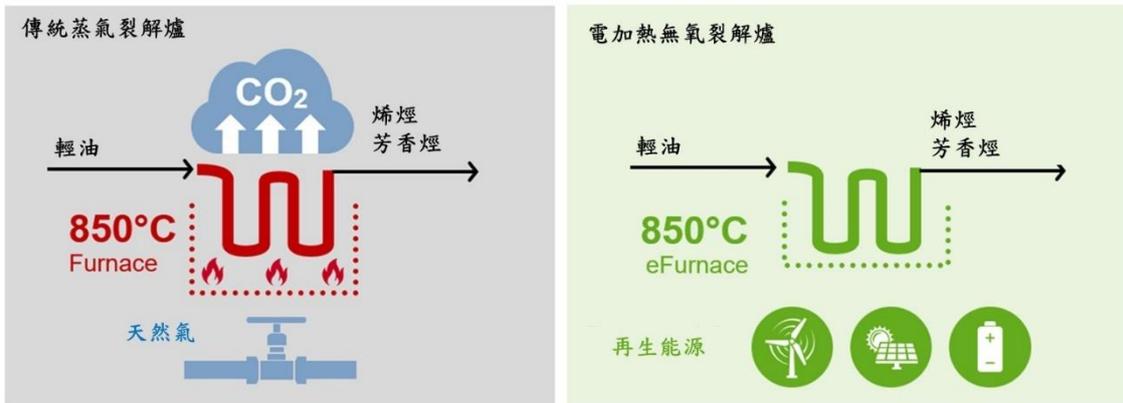


圖 4.4.9 BASF 欲利用綠電加無氧裂解爐來改善傳統蒸汽裂解爐之碳排放問題<sup>521</sup>

## (2) 透過甲烷氧化耦合技術生產乙烯、丙烯

美國 Siluria 公司的創新製程 Gemini<sup>TM</sup>，主要透過甲烷氧化耦合技術 (Oxidative Coupling of Methane, OCM)，利用天然氣生產乙烯及丙烯 (圖 4.4.10)，與傳統輕油裂解生產乙烯相比，在成本、溫室氣體排放與節能上皆有所優化<sup>522</sup>。此技術的重大突破是成功開發了創新的奈米線觸媒，其活性為傳統觸媒的 100 倍以上，可在低於傳統蒸汽裂解法的操作溫度 (200~300°C 與 5~10 個大氣壓)，將甲烷高效轉化成乙烯<sup>523</sup>。OCM 製程另外的好處是進料具有彈性，甲烷可來自天然氣或是生質來源的甲烷，氧氣可為純氧或是富含氧的空氣，製程裝置也不需太大幅度改造，故可利用既有設備，特別對於天然氣資源豐富的國家是一個可行

<sup>519</sup> BASF(2021) 聯合新聞稿—巴斯夫、沙特基礎工業與林德攜手打造全球首座電加熱蒸汽裂解爐。 <https://www.basf.com/cn/zh/media/news-releases/global/2021/03/p-21-165.html>

<sup>520</sup> BASF (2021) BASF, SABIC and Linde join forces to realize the world's first electrically heated steam cracker furnace. <https://www.basf.com/tw/en/media/news-releases/global/2021/03/p-21-165.html>

<sup>521</sup> 同前揭註 520。

<sup>522</sup> 王尚博(2019) 生產烯烴新技術對石化產業影響。石化產業高值化推動專案。臺灣綜合研究院。 [https://www.pipo.org.tw/Hr/article\\_more?id=31](https://www.pipo.org.tw/Hr/article_more?id=31)

<sup>523</sup> 同前揭註 522。

的選項<sup>524,525</sup>。但我國因天然氣幾乎全仰賴進口，若要發展此創新技術，勢必要克服進口天然氣供給穩定性的挑戰，未來也必須針對天然氣應用進行通盤考量與評估。

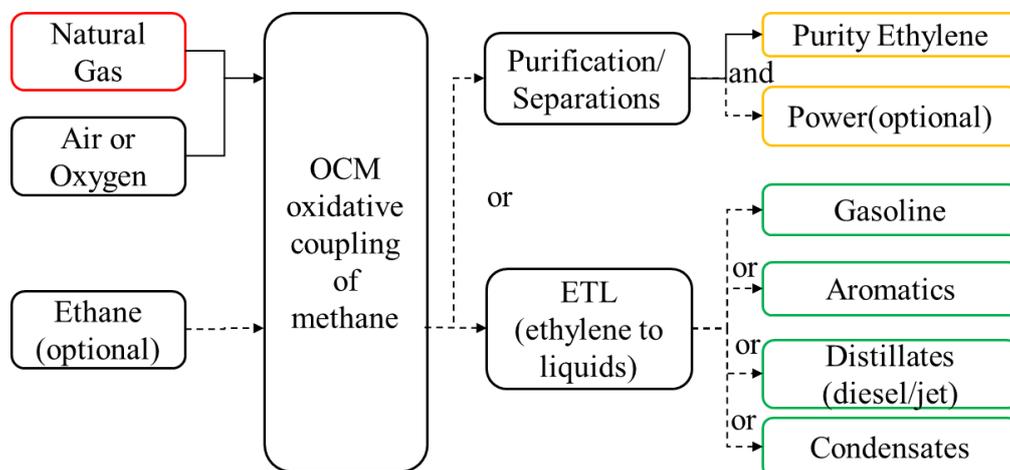


圖 4.4.10 美國 Siluria 以天然氣為進料生產乙烯/丙烯高效低排放製程<sup>526</sup>

### (3) 合成氣直接轉製輕烯烴 (OX-ZEO 製程)

以合成氣直接轉製輕烯烴為近年興起的技術，主要是避免依賴傳統石油原料，另以煤、天然氣或是生質資源為來源，透過合成氣來生產輕烯烴(圖 4.4.11)。其中，中國科學院大連化學物理研究所於 2016 年發表於美國科學(Science)期刊的一項創新技術<sup>527</sup>為氧化物-沸石(Oxide-Zeolite, OX-ZEO)製程，與其他透過中間產物(如甲醇和二甲醚等)之合成氣間接轉製輕烯烴技術相比，主要是透過所開發出之 OX-ZEO 雙功能奈米觸媒，讓合成氣(含 CO 與 H<sub>2</sub>)以直接轉化途徑形成低碳烯烴(如圖 4.4.11 紅線所示)，並可達到高選擇性反應<sup>528</sup>。該製程可改良傳統的高耗水和高耗能的水煤氣轉換製氫過程。2019 年此技術並在中國延長石油

<sup>524</sup> Siluria (2020) Overview . <https://siluria.com/Technology/Overview>

<sup>525</sup> 同前揭註 522。

<sup>526</sup> 同前揭註 524。

<sup>527</sup> Jiao, F., Li, J., Pan, X., Xiao, J., Li, H., Ma, H., Wei, M., Pan, Y., Zhou, Z., Li, M., Miao, S., Li, J., Zhu, Y., Xiao, D., He, T., Yang, J., Qi, F., Fu, Q., & Bao, X (2016). Selective conversion of syngas to light olefins. *Science*. 2016 Mar 4;351(6277):1065-8. doi: 10.1126/science.aaf1835.

<sup>528</sup> 陳綠蔚、林茂文及林金柱主編(2019) 當前煉油石化面臨的挑戰與因應。中技社。  
<https://www.ctci.org.tw/8838/publication/10798/42506/>

集團所屬榆能化公司進行工業試驗<sup>529</sup>。

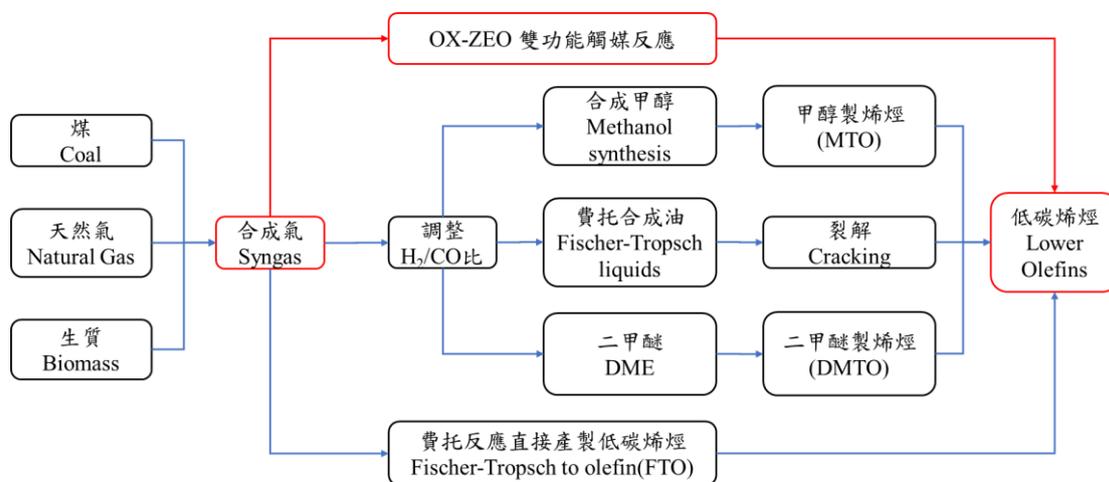


圖 4.4.11 合成氣直接轉製輕烯烴中，OX-ZEO 之合成氣直接轉化製程<sup>530</sup>

#### (4) 以電化學轉換製程將二氧化碳循環利用生產化學原料<sup>531</sup>

以二氧化碳和水作為材料，透過電催化轉換反應可將二氧化碳還原成單碳、雙碳、甚至三碳的化學原料。二氧化碳還原可直接經由電催化反應達成、或電解水產生氫氣，再將氫與二氧化碳（來自工廠煙道氣排放）合成化學原料（例如乙烯、乙醇）或是轉換為合成燃料並加以利用的模式；其中合成燃料可以進行長時間的能源儲存，並在需要的時候提供給家庭、運輸等使用（圖 4.4.12）。若所使用的電力是來自再生能源則幾無碳排，加上可使用並消耗工廠排放的二氧化碳作為生產原料，故認為此種運作模式可以達到淨負排碳的效益，建議可以成為廠商未來打進市場的潛力策略之一，可用以取代目前重要化工產品主要依賴的能源密集型熱化學途徑（高溫和高壓過程）。不過該等技術若要相較石化原料生產途徑具有經濟上的競爭力，仍須要電化學轉換的效率達到至少 60%，且再生能源的電力

<sup>529</sup> 中國科學院(2019) 煤經合成氣直接製低碳烯烴技術完成工業中試試驗。  
[https://www.cas.cn/zt/kjzt/2019ndldsx/zyzh/202001/t20200113\\_4731128.html](https://www.cas.cn/zt/kjzt/2019ndldsx/zyzh/202001/t20200113_4731128.html)

<sup>530</sup> 同前揭註 528。

<sup>531</sup> Luna, P. D., Hahn, C., Higgins, D., Jaffer, S. A., Jaramillo, T. F., & Sargent, E. H. (2019) What would it take for renewably powered electrosynthesis to displace petrochemical processes? *Science* 364, 350. doi: 10.1126/science.aav3506

價格在每度電 (kWh, 千瓦小時) 低於美金 4 分。

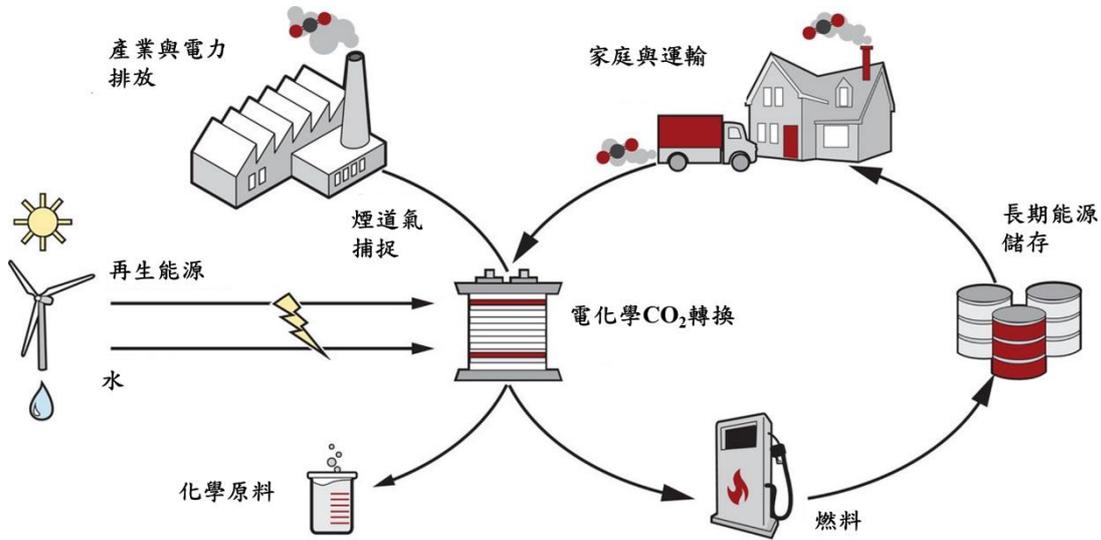


圖 4.4.12 以電化學方式將廢棄碳排轉為化學原料或合成燃料之循環利用模式<sup>532</sup>

## (5) 產業轉型

在淨零排放趨勢下，國際石化與化工大廠紛紛以產業轉型作為主要策略，包括投資再生能源、電氣化、循環經濟，以及開創新興營運模式如直接裂解原油產製化學品。以下簡述之：

### A. 直接裂解原油產製化學品(Crude Oil To Chemicals, COTC)

COTC 技術為利用原油裂解直接生產烯烴和芳烴等化學品，非透過傳統以乙烷/或輕油(naphtha)為原料的方式生產。其分類包括：直接原油裂解（2014 年商轉）、增強化學品生產（2019 年商轉）、以及原油複合式裂解（2025 年商轉）等<sup>533</sup>。關於此種營運模式之轉型，顧問公司 Deloitte 認為總市值達 7,000 億美元、超過 650 家大宗化學品上市公司將被大規模商業化的 COTC 工廠所顛覆。COTC 的主要特點在於省略傳統原油煉製生產輕油過程，使製程簡化，化學品轉化率可提升至 40%~80%且具有減碳潛力（表 4.4.3）。但煉油與石化整合可能會因兩者

<sup>532</sup> 同前揭註 531。

<sup>533</sup> 陳育誠(2021) 全球直接原油製化學品(COTC)建廠技術發展。工業技術研究院產業科技國際策略發展所。刊登於材料世界網。<https://www.materialsnet.com.tw/DocView.aspx?id=45755>

規模差異大而有挑戰，因此 COTC 通常是應用於新建的煉油與石化工廠中。在產業進展方面，2014 年 ExxonMobil、Aramco/Sabir JV、Aramco 與 Chevron Lummus Global (CLG) 共同合作在新加坡建立乙烯產能為 100 萬噸/年之 COTC 裝置<sup>534,535,536,537</sup>。

表 4.4.3 直接裂解原油產製化學品營運模式與傳統生產方式的比較<sup>538</sup>

傳統生產	COTC 技術
原油轉換成化學品比例約為 15~25%	原油轉換成化學品比例約為 40%~80%
煉化一體建廠 (Refinery-Petrochemical-Integration)	煉化一體廠區所生產的產品將以化學品為主體，而各種燃料油與潤滑油為附加產出(減產，亦符合電動車發展趨勢)
蒸汽裂解	直接原油裂解 原油複合式裂解 製程簡化，提升效率，減少碳排

## B. 投資再生能源

SHELL 公司在歐盟資金挹注下，與英國儲能和潔淨燃料公司/電解槽製造商 ITM Power 在德國威賽林的萊茵蘭能源和化工園區(Rhineland Energy and Chemicals Park)，建造世界最大(10 MW)氫電解廠 Refhyne，完工後每年可生產約 1,300 噸(1.3 kt)綠氫，成為工業領域綠氫供應商，電解槽再生能源來自離岸風電，未來將與當地公共運輸公司和其他產業成為整合性產業，試行供應<sup>539</sup>。德國 BASF 集團則預計投入高達 40 億歐元投資大型離岸風場，利用再生能源電力替代天然氣等化石燃料<sup>540</sup>。英國 BP 公司的 2050 淨零排放轉型願景中，設定 2030

<sup>534</sup> 同前揭註 533。

<sup>535</sup> 同前揭註 533。

<sup>536</sup> 同前揭註 522。

<sup>537</sup> 同前揭註 501。

<sup>538</sup> 范振誠(2020) 原油直接製造化學品來襲。工業技術研究院產業科技國際策略發展所。刊登於經濟部技術處網頁。

[https://www.moea.gov.tw/MNS/doi/industrytech/IndustryTech.aspx?menu\\_id=13545&it\\_id=305](https://www.moea.gov.tw/MNS/doi/industrytech/IndustryTech.aspx?menu_id=13545&it_id=305)

<sup>539</sup> REFHYNE (2022) Project overview. <https://refhyne.eu/>

<sup>540</sup> BASF (2021) BASF presents roadmap to climate neutrality. <https://www.basf.com/global/en/who-we->

年石油與天然氣產量降低 40%，綠色能源投資增加 10 倍，達 50 億美元；再生能源增至 50 GW<sup>541</sup>。

### C. 電氣化

英國 BP 公司將電氣化作為主要減碳策略之一，目前已與福斯汽車集團合作，善用 BP 零售（加油站）地點便利性優勢，來擴展、加速電動車充電設施部署，開發廣泛的超級充電網絡，並設定目標至 2030 年擴大全球公共電動車充電網絡至 70,000 多個<sup>542</sup>。

### D. 循環經濟

德國 BASF 集團在德國路德維希港工廠建構了循環經濟重要示範，藉由封閉循環(close the loops)一體化綜合生產，區內不同製程工廠間所需能資源均可透過管線互通有無，約 9 成廢棄物可被再利用（如：製氫過程產生的 CO<sub>2</sub>，藉管線運往加工廠生產汽水），剩餘 1 成無法直接利用，則燃燒產生熱能供其他製程使用，未來逐步也會以再生能源或回收廢棄物為替代化石燃料<sup>543</sup>。

---

are/sustainability/whats-new/sustainability-news/2021/basf-presents-roadmap-to-climate-neutrality.html

<sup>541</sup> BP (2021) BP sustainability report.

<https://www.bp.com/en/global/corporate/sustainability/reporting-centre-and-archive/quick-read.html>

<sup>542</sup> BP (2021) Volkswagen Group and bp to join forces to expand ultra-fast electric vehicle charging across Europe. <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/vw-group-and-bp-join-forces-ultra-fast-ev-charging-europe.html>

<sup>543</sup> BASF (2021) Circular economy at BASF. <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/sustainability/we-drive-sustainable-solutions/circular-economy.html>

#### 4.4.4 政策建議

石化業將是我國為達 2050 淨零排放目標時應強化減排的關鍵產業，本政策建議書提出以下建議：

1. 儘速投入發展替代燃料（如生質能、綠氫）、替代原料技術（生質來源塑膠、材料循環技術等）以及蒸汽裂解裝置電氣化等，並透過國際合作取得石化業蒸汽裂解裝置電氣化與綠氫相關技術，使其於 2030 年至 2050 年之間逐漸普及

(1) 以生質能、氫能、電氣化技術替代燃料

目前石化業上游煉化業多依賴燃燒供熱進行高溫、高耗能製程，會損耗相當比例化石燃料並產生大量碳排，因此須要透過供應適合且充足的無碳燃料，像是生質能或是綠氫等，來進行化石燃料的替代，以降低因燃料使用所造成的碳排。再者，目前已見國際石化大廠聯合研發投入蒸汽裂解裝置電氣化，並投資綠氫作為燃料等相關技術。但相關技術投資門檻較高，我國則尚未啟動相關研發計畫，因此為能及早布局相關技術取得先機，可以投入發展蒸汽裂解裝置電氣化，並透過國際合作取得石化業蒸汽裂解裝置電氣化與綠氫相關技術。

(2) 發展生質原料及生物製程(bio-based processing)技術替代原油

因石化產業現有生產過程主要依賴原油為原料，再往下游產製輕油、生產大宗石化原料與最終製成塑膠製品。碳源雖然被留在製品中，但製造過程中常需高溫高壓的反應條件，且產品消費使用後進行焚燒時，仍會有大量碳排釋放到空氣中，為解決上述問題，以生質原料及生物製程取代高碳排之石油及傳統化工製程以生產大宗化學品及航空燃油為國際趨勢。雖此領域在國內學術界已研發多年，但業界尚待起步，且須持續投資才能收效。過去國外成功的案例包括：1,3-PDO、1,4-BDO、lactic acid、ethylene、PLA、1-Butanol、isobutanol、succinic acid 等，近年亦開發 terephthalic acid、ethylene glycol、diacids、diamines 等塑膠單體並製成生物基質塑膠(bio-based plastics)。

初期生質原料以糖為主，研發以糖為原料生產各項化學品之生物製程，後續

則開發以纖維素為原料取代糖之技術。未來生質原料可進口、生物製程則可輸出。此外，以甲烷（天然氣及廢棄物掩埋氣主成分）為原料，並開發生物製程將甲烷轉化為其他化工原料亦是努力之方向。

我國過去的生物製程發展在生產食品添加劑（如：味精），飼料（如：胺基酸）及抗生素有不少的應用實例。近年代謝工程及合成生物學快速發展，基因編輯技術之細胞工廠已可將微生物改造成可生產各種化學品。我國發展中的技術已有數項領先世界，不過這些技術仍未能商業化。主因是我國化工業界在生技方面的研發動能不足，原因之一是國內生技人才大多傾向投入醫藥研發，因此使化工領域的生技研發較為弱勢。我國若有意解決石化業高碳排之問題，產官學研各界須合力投入特定化學品之生物製程，利用代謝工程及合成生物學技術，取代傳統化工製程及石化原料。不過實際轉型上，高單價之食品添加劑，染料、香料等可為短期目標，但卻可藉之培養工業生技實力，日後可以接力來達成 2050 淨零排放目標。

## **2. 開發創新製程技術提升產率達成減碳的效果（2030 年以前輕油催化裂解、提升觸媒轉化率等技術，2030 年至 2050 年發展輕烯烴生產技術）**

石化業的製程非常多元，除了燃料或原料之替代技術外，仍有賴許多創新製程技術的開發，來使產率提升並達成節能減碳的效果。例如輕油催化裂解製程，目前已具有相當的技術成熟性，故利用創新的觸媒技術提升觸媒轉化率，相較傳統熱分解製程，達到提升產率同時節省能源的效果；而合成氣直接轉製輕烯烴技術雖然目前技術仍未完全達到成熟階段，但亦能夠透過新型觸媒的輔助，改良傳統高耗水、高耗能的水煤氣轉換製氫過程，故投入此類創新製程技術之開發可以對減碳效果具有一定程度的貢獻。

## **3. 持續推動石化業產業轉型並提供轉型設備的投資誘因，如提供稅收抵減、補助、補貼、獎勵或透過綠色金融相關投融資工具之協助等**

目前石化產業有超過 3 成以上的石化原料是供作出口用途，而此部分也是整體產業鏈中，溫室氣體排放最高的區塊。因此若石化產業能夠降低以出口導向之

傳統石化原料生產，朝向低碳高價值化產業方向轉型，以維持基本需求的石化原料自給自足為目標，對於達成我國淨零排放轉型將有相當之助益。此外，因石化業有經濟規模之特性，即成本效益與產量大小高度相關，降低產量恐無法維持經濟效益，故可考慮將直接裂解原油產製化學品(Crude Oil to Chemicals, COTC)作為可能的轉型解方選項。此外，因既有石化業上游設備多半為大型、昂貴且長生命週期資產，若要提前退役，懲罰鉅額成本會讓廠商裹足不前。故在轉型所需的高資本投資設備，政府則可以透過一定的投資誘因，如提供稅收抵減、補助、補貼、獎勵或透過綠色金融相關投融資工具之協助等，來促進廠商舊有設備的汰換。

#### 4. 儘速投入研發 CCUS 技術、去碳燃氫技術

碳捕獲及再利用基本上是傳統化工程序，儲存則與石油探勘有關。故 CCUS 技術是屬於廣義的石油化工技術，也是目前石化工業界最能切入的減碳技術。二氧化碳的捕獲是 CCUS 中最成熟的技術。在石化業可從煙道氣中捕獲二氧化碳。二氧化碳再利用則須還原反應，一般是以氫為還原劑，故須考量綠氫的來源。目前二氧化碳主要是用來生產醋酸，因此仍須開發更多產品，以消化捕獲下來的二氧化碳，未能利用的部份則注入油井中封存。臺灣現有可供封存的場域不多，須要另尋解方。詳細內容可另見 3.3 CCUS 章節。

去碳燃氫技術或可提供另一解決之道，惟須考量成本增加之幅度。此一技術若開發成功，可將碳氫化合物裂解成氫和碳，純碳另可開發多種高價利用以助成本回收，詳細內容可另見 2.6 去碳燃氫章節。

## 4.5 電子業

### 摘要

2019 年我國電子業溫室氣體排放量占全國排放量的 10.9%，其中含氟氣體之碳排當量約占總排放量的六分之一，使用能源造成的碳排放則超過直接排放的 3 倍。從碳排比率最高的電力使用來看，電子業在 2020 年的用電量就達到我國總用電量的 22.6%，且該用電占比在未來將持續成長。故我國電子業淨零轉型受限於含氟氣體的不易替代性、國內綠電不足，以及國際碳排計算機制對製造國較不利的衝擊甚鉅。電子業製程對含氟氣體的依賴在可預見的未來應該不會改變，即使導入足以降低碳排當量的含氟氣體替代品，單一品項從實驗至量產約仍需 7 年。另一方面，未來數年之內，電子業用電量應會持續高於我國所能提供的綠電量，而國際碳排計算機制對出口國十分不利，電子業新產品為消費國帶來的節能效果應被重視。本政策建議書的建議如下：

1. 聯合世界其他國家電子業，遊說並施行產品生命週期排碳盤查，突顯電子業生產端的節碳貢獻。藉此制定更靈活的碳管理機制。
2. 投資各式零碳電力開發，包括風力、太陽能、地熱、海洋能等，以加速其產業化發展進程。
3. 積極開發或導入各式節能減碳技術，如利用人工智慧提升效能及節能導向之潔淨室監控與製程優化。

### 4.5.1 前言

2019 年我國電子業溫室氣體排放量占製造業排放量的 21.0%（占全國排放量的 10.9%）；排碳量最高企業包括電子業的台灣積體電路製造公司（全國第 7 名）、群創光電公司（第 12 名）、友達光電公司（第 13 名）、聯華電子公司（第 16 名）、台灣美光晶圓科技公司（第 17 名）等。我國的電子產業主要由半導體與

光電兩個子產業所構成，近年溫室氣體排放總量<sup>544</sup>如圖 4.5.1 所示，與 2013 年相比，2019 年直接溫室氣體排放（範疇一）僅微幅增加，使用能源造成的排放（範疇二）則顯著下降，顯示企業在減排推動上有一定成效。

圖 4.5.2 是半導體製程概覽<sup>545</sup>，其中以深綠、淺綠、橘色，分別標示出各段製程的能耗程度；長晶、氧化/擴散爐、佈線、摻雜/擴散爐、熱處理屬於高能耗製程，晶圓磨切屬中能耗，上光阻、蝕刻、去光阻、晶粒切取、晶粒黏接、導線接合、封裝等則屬低能耗製程。針對電力消費觀察可發現（圖 4.5.3），製程工具用電占比最高，超過 40%，其他用電占比超過 3%者依序有冷卻器(27.2%)、潔淨室(7.4%)、氮氣(6.6%)、辦公區(3.0%)、超純水(3.0%)<sup>546</sup>等。光電業主要產值貢獻來自薄膜電晶體液晶顯示器，其製程主要分為三階段，分別為前段 array(薄膜電晶體)製程、中段 cell(面板組裝)、後段 module(模組)製程，電力耗用主要來自製程(39.3%)、空調(24.2%)與空壓系統(20.2%)（圖 4.5.4）<sup>547</sup>。

公噸二氧化碳當量 (tCO<sub>2</sub>eq)

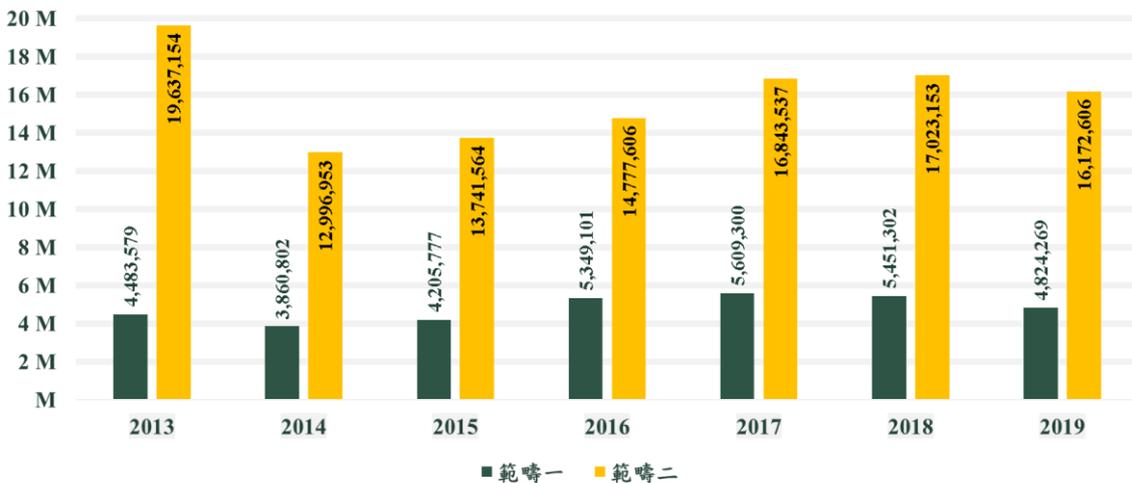


圖 4.5.1 我國電子業歷年溫室氣體排放

<sup>544</sup> 行政院環境保護署國家溫室氣體登錄平台，排放量申報暨盤查登錄公開資訊及查詢。

<sup>545</sup> Gopalakrishnan, B., Mardikar, Y., & Korakakis, D. (2010) Energy analysis in semiconductor manufacturing. *Energy Engineering*, 107(2), 6-40.

<sup>546</sup> Hu, S. C., & Chuah, Y. K. (2003) Power consumption of semiconductor fabs in Taiwan. *Energy*, 28(8), 895-907.

<sup>547</sup> 經濟部工業局(2020) 光電業低碳製程技術編彙。

<https://ghg.tgpf.org.tw/Resources/ResourcesLectureNums?id=0b731df449ee475597f805f95516acd0>



圖 4.5.2 半導體製程

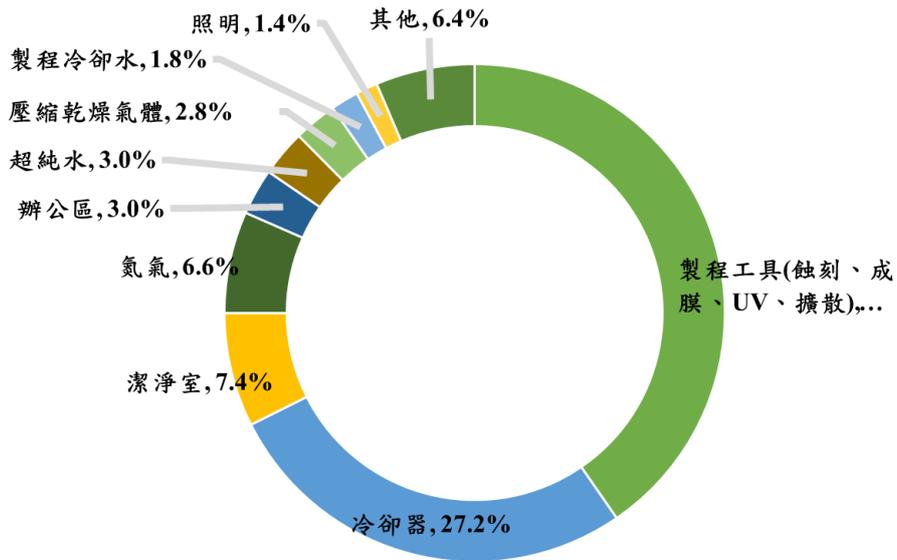


圖 4.5.3 半導體產業電力消費結構

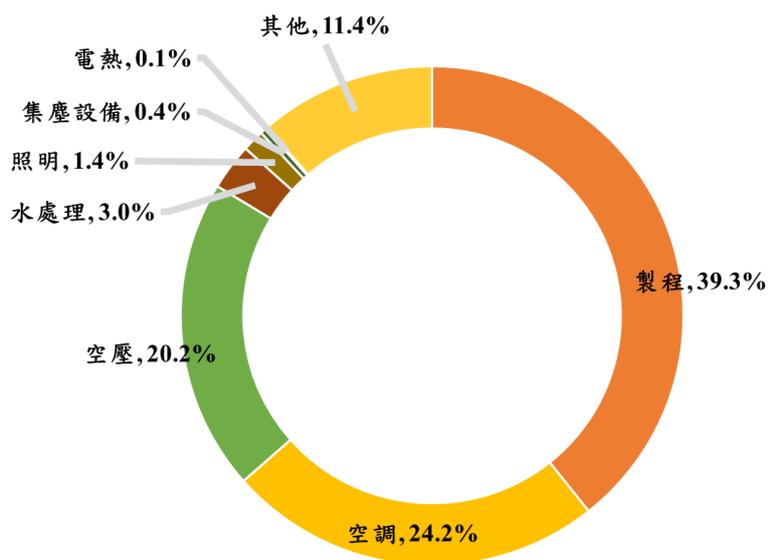


圖 4.5.4 光電產業電力消費結構

除了能源的使用，電子業的溫室氣體排放來源還有含氟氣體；全氟碳化物(如四氟化碳、六氟乙烷、八氟丙烷等)、六氟化硫、三氟化氮用於化學氣相沉積製程腔體的清潔與乾式蝕刻，過去因認為氫氟碳化物不會破壞臭氧層，被用作新型冷媒(如代號 R32 的二氟甲烷)。然而這些含氟氣體卻有比二氧化碳更高的溫室效應<sup>548</sup>(表 4.5.1)，圖 4.5.5 是我國電子業歷年含氟氣體排放情況<sup>549</sup>，其中全球暖化潛勢最高且使用量很大的六氟化硫，排放量大致呈現下降趨勢，取而代之的全氟碳化物微幅成長，另外，三氟化氮與氫氟碳化物則大致持平，但整體的排放所造成的溫室效應仍十分可觀，如前所述含氟氣體排放量換算成二氧化碳當量約占電子業總排放量的六分之一。

表 4.5.1 含氟氣體與二氧化碳暖化潛勢比較

氣體種類	大氣壽命(年)	百年全球暖化潛勢 <sup>550</sup>
二氧化碳	-	1
二氟甲烷(CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub> )	5	550
四氟化碳(CF <sub>4</sub> )	50,000	5,700
八氟丙烷(C <sub>3</sub> F <sub>8</sub> )	2,600	8,600
八氟環丁烷(c-C <sub>4</sub> F <sub>8</sub> )	3,200	10,000
三氟化氮(NF <sub>3</sub> )	> 500	10,800
六氟乙烷(C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> )	10,000	11,900
六氟化硫(SF <sub>6</sub> )	3,200	22,200

<sup>548</sup> Houghton, J. T., Ding, Y. D. J. G., Griggs, D. J., Noguera, M., van der Linden, P. J., Dai, X., ... & Johnson, C. A. (2001) Climate change 2001: the scientific basis. The Press Syndicate of the University of Cambridge.

<sup>549</sup> 行政院環境保護署(2020年10月)2020我國國家溫室氣體排放清冊報告。  
[https://unfccc.saveoursky.org.tw/nir/tw\\_nir\\_2020.php](https://unfccc.saveoursky.org.tw/nir/tw_nir_2020.php)

<sup>550</sup> 例如二氟甲烷的全球暖化潛勢為550，則1公斤二氟甲烷排放的二氧化碳當量為550公斤。

公噸二氧化碳當量 (tCO<sub>2</sub>eq)

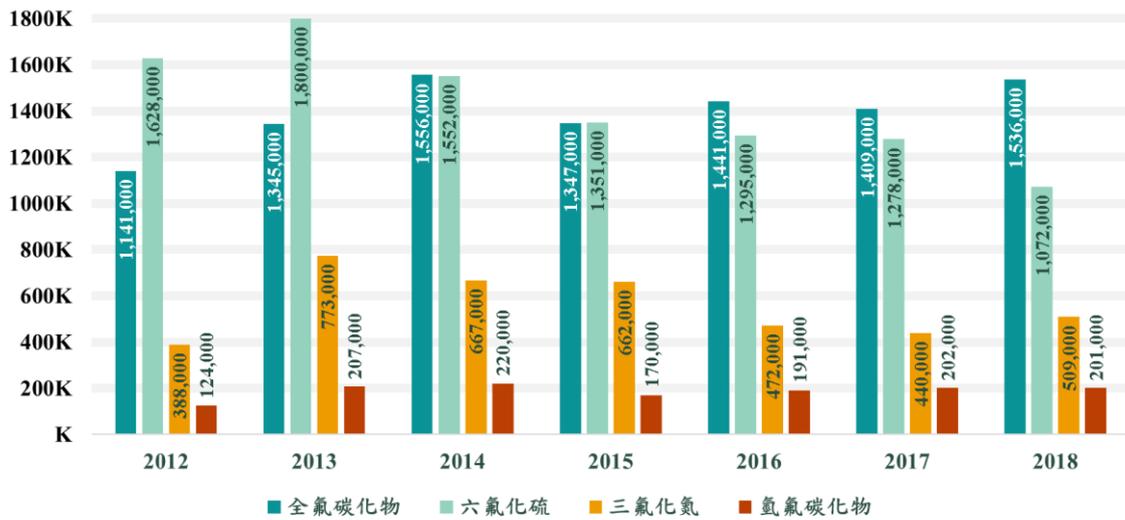


圖 4.5.5 我國電子業歷年含氟氣體排放

#### 4.5.2 電子業全球減碳趨勢

透過世界半導體產業協會(World Semiconductor Council, WSC)的運作，半導體業是第一個共同訂定全球溫排目標的產業。WSC 在 1999 年發佈第一次自願性含氟氣體減排協議，參與成員（美國、歐盟、日本、韓國、臺灣半導體產業）以自身 1999 年排放為基準，目標在 2010 年減排 10%，最後以減排 32%超越原目標。WSC（新成員包括中國半導體產業）在 2011 年發佈第二次自願性含氟氣體減排協議，以 2010 年總體排放為基準，目標在 2020 年，將標準化排放率(normalized emission rate, NER)下降 30%（以每單位晶圓排放量 kgCO<sub>2</sub>eq/cm<sup>2</sup> 作為 NER 的共同量測標準）。上述減排目標的達成，係透過每年檢討新廠製程最佳化，與經常性更新、公開製程最佳化減排手冊，並在每年的 WSC 聯合聲明中，報告達成進度。最新資料顯示，2020 年 NER 下降 22.9%<sup>551</sup>。

聯合國氣候變化綱要公約(United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)的清潔發展機制(Clean Development Mechanism, CDM)執行委

<sup>551</sup> World Semiconductor Council (2021) Joint statement of the 25th meeting of the World Semiconductor Council. <http://www.semiconductorcouncil.org/public-documents/joint-statements-from-prior-wsc-meetings/>

員會陸續認可了一系列的減碳方法論(CDM Methodologies)<sup>552</sup>。CDM 允許締約之已開發國家透過協助開發中國家進行 CDM 計畫，抵減國內排放以達到承諾的減排目標。CDM 公開的方法論中，運用於電子業的方法論可分為：(1)含氟溫室氣體控制、處理與替代，(2)製程能效改善，(3)建築物能效提升，(4)資源循環利用。CDM 主要成效在於敦促各國政府提出減量承諾、設定減量成效認定基準、規範，並著手推動溫室氣體減量。以我國為例，行政院環境保護署就參酌 CDM 等規範而提出了抵換專案與先期專案兩類減量專案。抵換專案以 CDM 或行政院環境保護署認可的方法論為認定基準，依減量方法執行可取得減量額度，先期專案以「公告排放強度」為認定基準，當排放源之實際排放強度優於行政院環境保護署公告的排放強度，則可取得減量額度。在 CDM 的倡導下，一方面各國產業積極引入最新減量技術及管理方式，以取得減量額度，同時政府亦可藉由建立減量案例的資料庫，對減量政策進行分析與管理。

### 4.5.3 電子業減碳選項分析與創新案例

#### 1. 減碳選項分析

我國電子業淨零轉型主要困難包括：(1)含氟氣體的不易替代性；(2)國內綠電不足；(3)國際碳排放計算方式對製造業導向國家不利。由圖 4.5.5 可以看到，溫室效應潛勢最高且 2013 年以前使用量占比最大的六氟化硫，其使用量雖然已經明顯下降，未來也可能以溫室效應更低的材料取代，但要從目前的使用量減至 2050 淨零排放的目標的確是一個十分困難的工作。我國政府目標在 2025 年再生能源發電占比達 20%，但光是電子零組件製造業（涵蓋半導體製造業、被動電子元件製造業、印刷電路板製造業、光電材料及元件製造業、其他電子零組件製造業）一個產業，在 2020 年的用電量就達到我國總用電量的 22.6%<sup>553</sup>，且該用電占比歷年持續成長，造成電子業離 2050 淨零排放目標越來越遠的窘境。雖然電

<sup>552</sup> UNFCCC (2022) CDM Methodologies. <https://cdm.unfccc.int/methodologies/index.html>

<sup>553</sup> 台灣電力公司(2021) 歷年行業別用電按月統計資料。 <https://data.gov.tw/dataset/31966>

子產品的碳排放主要在製造的時候產生，國際碳排放也是以此為計算標準，但事實上消費端共同承擔一定程度的責任才較為合理；目前的碳排放計算標準對製造業導向的國家顯然不利。

減碳選項除了前一小節 CDM 方法論歸納出來的(1)含氟溫室氣體控制、處理與替代、(2)製程能效改善、(3)建築物能效提升、(4)資源循環利用等減碳選項之外，由於電子業使用能源造成的碳排放超過直接排放的 3 倍（見圖 4.5.1），因此最為有利的減碳選項其實是提升綠電的使用比例。綠電的使用可透過自主發電或購買憑證與碳權。以台灣積體電路製造公司為例，其在 2018 年透過購買再生能源、再生能源憑證、碳權的方式，100%抵銷多國海外據點的二氧化碳排放；2020 年底達成全球辦公室 100%使用再生能源，2021 年完成 1.2 GW 再生能源購電協議(Power Purchase Agreement,PPA)契約簽訂；2020、2021 年自主裝設的太陽能板裝置容量則將分別新增 416 kW、227 kW。

在含氟溫室氣體方面，主要因為製程材料的替換牽涉大量製程參數的調校、試誤、實驗過程對設備機台的損害，為一整套的研發過程，並非字面上的替換如此簡單。以聯華電子公司為例，其早在 1999 年成立溫室氣體減量小組，實驗在製程中以八氟丙烷大量取代六氟乙烷（全球暖化潛勢比較見表 4.5.1），於 2006 年才將研發成果正式投入生產，不僅成功減碳，每年也節省超過數千萬的成本。2009 年聯華電子公司在杜邦公司建議下，也採用暖化潛勢較高但總用量需求較低的八氟丁烷；以 2020 年為例，相較於 1999 年，聯華電子公司的晶圓產能變為 3.6 倍，溫室氣體排放量卻只有 25%<sup>554</sup>。相信將來新的替代材料還會繼續被開發出來，這些技術進展也將是減少直接溫室氣體排放的選項。

能源效率改善方面，以台灣積體電路製造公司為例，其 2020 年持續落實「相同製程技術量產 5 年後，生產能效提升 1 倍」的生產計畫。透過節能做法的實施，導入節能元件與智慧節能設備，使得 16 奈米以上的成熟製程生產能效提升

---

<sup>554</sup> 黃煒軒(2021)《減碳模範生》高耗能、高污染產業裡的永續好戲 他們克服先天不利環境 逆勢衝出 ESG 佳績。今周刊。1267，66-70。

1.8 倍；10 奈米製程與其後的 7 奈米製程，都在量產第 4 年後，將生產能效提升 1.4 倍，提早達到過去定下的 2030 年目標<sup>555</sup>。上述節能做法，包括運用智慧節能設備(如人工智慧節能最佳化控制製程冰水系統)，導入製程空調系統節能技術、空壓系統節能技術、冷卻水塔散熱風扇效率提升技術；節能元件則如能夠進行熱回收的熱泵等<sup>556</sup>。

資源循環利用部分，手段包括成立零廢製造中心、運用資源再生活化設備、進行水資源管理、產製再生產品<sup>557</sup>。台灣積體電路製造公司的零廢製造中心，將製程中原本被視為廢棄物的副產物，純化為工業級或電子級產品。這些副產物包括了電子級異丙醇、人造螢石等，不但能供自身使用，還能作為商品提供其他產業。資源再生活化設備，則用於將原本被視為廢棄物的副產物轉製為工業級產品。資源再生活化設備的產出包括工業級硫酸銨、矽泥、銅等，同樣可供自身再利用或作為商品售出。水資源管理則可透過 ISO 46001 水資源效率管理系統，提升回收水量，並減少高耗能之超純水產製。友達光電公司通過 UL 3600 循環係數認證，不斷提升再生產品所占營收比例。

## 2. 創新案例

### (1) 極紫外光微影(extreme ultraviolet lithography, EUV)技術使用綠氫

臺南有一座全球最大的超純氫氣低碳生產設備，供應了台灣積體電路製造公司在南部科學園區的 EUV 設備所需要的氫氣<sup>558</sup>。EUV 設備以每秒 5 萬次雷射光束轟擊懸空墜落的錫液滴，以形成錫電漿，電漿放出的 EUV 則由反光鏡集中用於曝光顯影。過程中須注入氫氣與錫反應成氣態的氫化錫，以避免錫在反光鏡上冷凝成膜使其霧化。法國液空集團(Air Liquide)和臺灣遠東新世紀集團合資成立的亞東工業氣體公司氫氣廠，將在兩年內達到完全採用綠電，電解超純水產出氫

---

<sup>555</sup> 台灣積體電路製造公司(2021) 109 年度企業社會責任報告。  
<https://esg.tsmc.com/csr/ch/resources/documents.html>

<sup>556</sup> 經濟部工業局(2019) 半導體業低碳製程技術彙編。  
<https://ghg.tgpf.org.tw/Resources/lecture?id=e2d61c527f544928a98b68fc87c45995>

<sup>557</sup> 友達光電公司(2021) 2020 企業社會責任報告書。<https://csr.auo.com/tw/download/c1>

<sup>558</sup> 劉光瑩(2021 年 4 月 15 日) 台積電先進製程的未來 藏在一座台南的氫氣廠。天下雜誌。  
取自 <https://money.udn.com/money/story/5612/5389183>

氣。與傳統天然氣產氫比較，單是一座以綠電電解產氫的氫氣廠，每年可以減少約 8,000 公噸的碳排放；五座綠電電解產氫的氫氣廠的減碳量就相當於 100 萬棵樹的固碳量。

## (2) EUV 設備導入大數據分析提升能效

EUV 微影設備耗電量是傳統 DUV 微影設備的 10 倍以上。EUV 微影設備在使用的過程中，須要使用到特殊的反射鏡；過去 EUV 每一次反射就會損失 30% 的能量，一次微影製程平均需要 10 次以上的反射，真正用於微影的光能僅剩不到 2%。台灣積體電路製造公司對 EUV 的反射原理與耗能情況進行了大數據分析，進而找出 EUV 耗能主要因素—反射與脈衝效率。2020 年首先透過程式的修改，將 EUV 脈衝能量最佳化；同時也對反射結構進行了重新設計，將反射率增加 3%。當進一步對 EUV 所使用的二氧化碳雷射系統放大器，進行運轉數據的分析則可以發現，雷射脈衝的頻率由固定轉為變頻，可將雷射能效提升 10%。結合上述改良，台灣積體電路製造公司將 EUV 微影設備的整體能效提升了 5%。

## (3) 透過硫酸銨廢液除水結晶系統改良，大幅提升廢液處理量能

台灣積體電路製造公司的硫酸銨廢液除水結晶系統主要有三項改良：(a) 自動化沖洗機制、(b) 數位化儀表、(c) 板熱設備。自動化沖洗機制可保持固液分離的效能，避免製程路徑被堵塞；數位化儀表用於監控除水結晶系統的離子濃度，以穩定液體蒸發量；板熱設備能夠加速循環的升溫速度，減少停機保養次數，降低停機造成的產能損失。藉由上述改良，硫酸銨廢液處理量能大幅提升了 400%，月平均處理量由 2020 年上半年的 400 公噸，增加至下半年的 2,000 公噸。台灣積體電路製造公司減少委外處理的硫酸銨廢液，自 2018 年起已累計超過 15,800 公噸，工業級硫酸銨結晶產出量達到 4,200 公噸；回收再利用與減少廢棄物清運的效益，已超過新臺幣 3,500 萬元。硫酸銨廢液年處理量預計在 2022 年可達 6 萬公噸，工業級硫酸銨結晶的年產能可達 15,000 公噸，創造超過新臺幣 1.3 億元的效益。除此之外，電子業在資源及廢棄物循環再利用及處理方面亦有許多付出與努力(Box 4.5.1)。

#### Box 4.5.1 電子業在 ESG 方面的其他努力<sup>559</sup>

##### • NBA 廢液回收再利用系統

光阻塗佈機經連續生產使用，光阻會結垢在機台表面；過去使用黃光製程中稀釋光阻的溶劑(edge bead removal, EBR)來清潔機台表面的光阻結垢。友達光電公司發現，原來用於黃光製程基板邊緣洗淨的乙酸正丁酯(n-butyl acetate, NBA)，由於對光阻具有非常好的溶解力，清洗基板邊緣後的 NBA 廢液可以用來取代 EBR，而減少 EBR 的使用量。

##### • 配向液循環使用

將配向液塗佈以對液晶螢幕的液晶進行配向後，會剩下大量殘液；過去作法是將殘液交由合格處理廠進行焚化。而友達光電公司針對塗佈後殘液的污染度進行把關，保障殘液純度與品質，經合作廠商以嚴謹的程序驗證，使殘液回收加工後能重新做為配向液使用。以 2020 年為例，殘液回收利用比率達到 13%，相當於 29.8 噸配向液的年再利用量。

##### • 面板 PE 膜回收造粒

友達光電公司將液晶面板回收取出 PE 膜後，將 PE 膜交由回收廠造粒處理再製為垃圾袋，使得原本的事業廢棄物得以再製為新商品，對有限資源進行重複利用、降低消耗，創造價值並減少對環境帶來的負擔。

#### 4.5.4 政策建議

為達到 2050 淨零排放目標所需的手段包括：(1)使用綠色能源、(2)提升能源效率、(3)碳捕捉利用封存與導入負碳技術、(4)製程溫室氣體減排、(5)投資綠電及交易碳權。要提升綠能直接發電占比，發展新的綠能技術（如地熱、氫能等，參見第三章）就變得很重要。能效提升則須要從廠房、設備等方面進行改良；碳捕捉封存、負碳技術、製程溫室氣體的減排與替換，都待新研發成果的實現。除了直接發電，綠色能源亦可來自購買碳中和能源、憑證與碳權；我國目前的綠能供應已趕不上企業需求，建立企業可取得碳權的機制須要政府的參與。

本建議書的政策建議包括：(1)聯合世界其他國家電子業，遊說並施行產品生命週期排碳盤查，突顯電子業生產端的節碳貢獻，藉此制定更靈活的碳管理機制；(2)投資各式零碳電力開發，包括風力、太陽能、地熱、海洋能等，以加速其產業

<sup>559</sup> 同前揭註 557。

化發展進程；(3)積極開發或導入各式節能減碳技術，如利用人工智慧提升效能，及節能導向之潔淨室監控與製程優化。碳管理機制方面，我國政府目前決定暫緩開放碳權交易<sup>560</sup>，使得企業少了一個量化減碳技術投資成效或轉換抵減的機制；若電子業能將產品生命週期排碳盤查結果清楚明確地呈現，幫助政府釐清碳權價值及流向，將有助於我國碳管理機制的制定。另外，推動不適耕作農地設置太陽能是改善我國綠電不足的重要手段之一，但環評時間成本過大，相關配套也要先行完善；有關碳權部分會在第七章作詳細討論。零碳電力與節能減碳技術開發方面，不論是新興或未成熟之潔淨能源技術、碳捕捉封存技術、負碳技術等，為了達成 2050 淨零排放的目標，政府都有義務分擔民間的研發風險，甚至要有國家層級的策略投入研發，結合學研單位和業界成立減碳國家隊一起努力，才能提升 2050 淨零排放達標的機率。

---

<sup>560</sup> 孫文臨(2021) 立委關切碳交易機制 環署定調碳權非屬金融商品。 <https://e-info.org.tw/node/232506>

## 4.6 小結

我國 2019 年製造部門的排放量約 149.6 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占總排放量的 52.1%，其排放來源包含製程排放、電力消費排放與燃料燃燒排放，其中以電力消費排放達 63% 為最多。而我國製造部門排放量前四大產業為石化、電子、鋼鐵與水泥業，四者的總排放量為 112.2 Mt CO<sub>2</sub>eq，占製造部門排放量 75%，且占全國總排放量 39.1%，因此製造部門減碳作為是我國達成淨零排放願景的重要一環。

以製造部門排放量前四大產業而言，**鋼鐵業**製程特性為能源使用密集度高且碳排量亦高，可積極加速零碳製程之引進與開發，並在燃料使用上先提升天然氣占比，再以碳中和天然氣或氫氣替代天然氣使用。此外，投資綠氫煉鋼及直接還原鐵等技術，及以材料循環促進鋼鐵再生等作法，都可以明顯地降低鋼鐵製程的碳排。

**水泥業**由於製程中的化學反應與高溫煅燒耗能又高碳排，因此減少碳排相當具挑戰性，水泥廠商可透過廠房改造將老舊設備更新為先進節能設備、採用新製程技術等提升能源使用效率，來達成碳中和的目標；此外，進行社會溝通並修改相關法規，轉以生質能、廢棄物燃燒取代部分燃煤，可減少煤炭燃料的使用及天然資源的耗用，惟須同步進行空污改善才可維持正面的效益；再者，引進及研發替代原料與新型水泥，並由政府積極支持水泥業投入碳捕捉、封存與再利用技術的發展，並布建相關基礎設施協助廠區低碳電力來源的供應，如天然氣、氫能、再生能源等。

**石化業**在我國製造業的排碳量居首，其中以化學原料、化學製品業及油氣煉製加工業為主要的排碳來源，其碳排的主因為使用化石燃料燃燒供熱以進行高溫、高耗能製程，又以原油作為原料產製供應鏈下游所需要的輕油、大宗石化原料與塑膠製品，加上使用電力仍多來自化石燃料燃燒發電，故應儘速啟動去碳燃氫技術（包括裂解去碳、碳再利用）相關研發工作；加速投入發展替代燃料（如生質能、綠氫）、替代原料技術（生質來源塑膠、材料循環技術等）以及蒸汽裂解裝置電氣化等，並透過國際合作取得石化業蒸汽裂解裝置電氣化與使用綠氫相關技

術，使其於 2030 年至 2050 年間逐漸普及，亦須開發創新製程技術與持續推動石化業轉型並提供相關設備的投資誘因，如稅收抵減、補助、補貼、獎勵或透過綠色金融機制提供相關投融資工具等以協助產業轉型。

2019 年我國電子業溫室氣體排放量占全國排放量的 10.9%，其中含氟氣體之碳排當量約占總排放量的六分之一，而使用能源造成的碳排則超過直接排放的 3 倍。從碳排占比最高的電力使用來看，電子業在 2020 年的用電量就達到我國總用電量的 22.6%，且在未來將持續成長。我國電子業之淨零轉型將受限於含氟氣體的不易替代性、國內綠電不足以及國際碳排計算機制對製造國較不利等因素的影響，故未來可聯合他國電子業，遊說並施行產品生命週期排碳盤查，突顯電子業生產端的減碳貢獻，藉此制定更靈活的碳管理機制；此外，投資各式零碳電力開發，包括風力、太陽能、地熱、海洋能等，並協助進行社會宣導；同時也要積極開發或導入先進節能減碳技術，如利用人工智慧提升效能及節能導向之製程優化。

## 第五章 其他部門減碳

### 本章小節

- 5.1 前言
- 5.2 運輸部門
- 5.3 住商/建築部門
- 5.4 農業與廢棄物部門
- 5.5 小結

## 5.1 前言

我國碳排放主要來自能源/電力部門及工業部門，其他部門碳排放量占比雖不高，但是影響對象眾多，交通運輸部門排放量占總排放量 12.9%、住宅部門占 10.3%、商業/服務業部門占 9.8%、農業部門（含農業、林業、漁業、畜牧業）占總排放量 2.1%，以及廢棄物部門約占 1%。這些部門的碳排放量反應我國一般民眾的生活模式，為達成我國 2050 淨零排放目標，除了整體性減碳目標及可推動的科技或政策措施之外，更應該將社會因素納入考量，要有相關配套制度，以利於提升人民的減碳意識與鼓勵民眾主動積極參與。

本章將針對運輸部門、住商建築部門及農業/廢棄物部門進行碳排放來源分析，來了解各部門達成 2050 年淨零轉型的目標可能會遭遇到的主要挑戰，也對可行的減碳選項提出具體建議。運輸部門的碳排放源有來自公路、鐵路、海運等系統，主要面臨的挑戰在於大多數的運具還是使用汽柴油為燃料及如何推廣普及載具的電氣化，而在國際航空業和海運業對於碳排放量的規範已經有相關管制措施，要推動新技術的研發與開發低碳燃料以符合國際標準（詳見 5.2 節）。而在住商建築部門的碳排放源則包含空調、照明、家電等設備，主要挑戰除了在能源使用方面進行技術與行為節能之外，更須將建築物部門納入考量（詳見 5.3 節）。在農業部門與廢棄物部門方面，農業部門排放源主要為化學農藥與肥料在製造與施作時所造成的排放；廢棄物部門排放源主要來自各式廢棄物處理過程中之厭氧發酵之排放，包含事業及生活廢水、掩埋、堆肥等。主要挑戰在排放量雖少，但因排放源十分多元且分散，如何透過系統設計使減碳能更有效益是核心的課題（詳見 5.4 節）。此外，這些部門影響多數民眾的生活模式，因此，未來若要有效減碳，除了本章將提出之減碳措施與建議之外，更須要搭配其他經濟與社會誘因加速民眾與社會轉型，此部份將於第七章探討之。

## 5.2 運輸部門

### 摘要

面對全球暖化與氣候變遷帶來的威脅遽增，在 2050 年達到淨零排放已成為全球的共識，國際能源總署針對全球溫室氣體減量情境結果顯示，全球的電力需求只有在運輸部門是呈上升趨勢，未來運輸部門進行電氣化的轉型將會是國際上較急迫的需求。根據我國行政院環境保護署各部門別的統計，運輸部門的溫室氣體排放量主要來源為公路運輸，如：機車、小客車和大貨車等運具。因此，減少公路運輸的溫室氣體排放量將會是我國運輸部門減碳的首要目標。以下幾點是提供給運輸部門為達 2050 淨零排放目標的政策建議。

1. 汽車及機車跟隨國際市場電氣化，另交通基礎設施也須廣設充電站以利於運具電氣化與協助提升民眾使用意願。
2. 訂定再生燃料使用相關法規，以期在運具全面電氣化前引進再生燃料以為過渡期橋接之減碳方式。
3. 評估交通需求後依運送效能增建大眾運輸系統，並提供誘因以推廣使用，減少運輸部門碳排量。
4. 儘速啟動研發並配合全球趨勢發展低碳航空、航海用燃油。

### 5.2.1 前言

我國運輸部門 2019 年溫室氣體排放量 總計 37 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占 12.9%。而其中，公路運輸系統之燃料燃燒為絕大多數的排放來源，占比高達 96%，其餘為國內航空及水運燃料燃燒，以及軌道運輸用電。而再細分公路系統各類載具的排放量，占比最大為小客車(50.5%)，其次依序為大貨車(18.3%)、機車(12.9%)、小貨車(11.8%)，以及大客車(6.4%) (圖 5.2.1)。

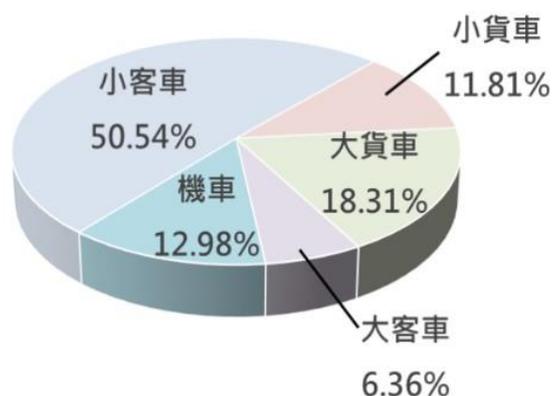


圖 5.2.1 2019 年公路系統各運具排放占比

由此數據可知，運輸部門要邁向淨零排放的目標，如何降低公路運輸系統中燃油機動車的排放是首要任務，目前主要路徑為「運具電動化」。國際能源總署 (IEA) 在 2021 年發表的「全球電動車展望(Global EV Outlook)」報告中指出，2020 年是交通電氣化關鍵的一年，全球共有超過 1,000 萬輛電動車上路，且在 2020 年全球電動車銷售量增加了 70%，已占全球汽車總銷售量的 4.6%。其中，中國擁有 450 萬輛電動車，是全球數量最多的國家，而歐洲則是年度增幅最大，2020 年新註冊電動車數量達 140 萬，高於中國的 120 萬輛及美國的 29.5 萬輛。由以上結果可看出，儘管在 COVID-19 的大流行及全球經濟衰退趨勢造成新車銷售量下降，但卻未因此影響電動車的總體銷量。

根據交通部的統計，我國汽車與機車的領牌數分別為 800 多萬與 1,400 多萬，幾乎家家戶戶都有汽、機車，表示運輸部門若要持續減少碳排放量，勢必需要改變大部分國民的交通運輸行為（如改用較低碳的大眾運輸工具、改用能源效率較高的電動車），這將影響民眾的日常生活，因此，除了技術之外，社會經濟因素亦必須納入考量，這將是運輸部門邁向淨零排放目標重要挑戰。

## 5.2.2 運輸部門全球減碳趨勢

聯合國氣候變化綱要公約第 26 次締約方大會(COP 26)主要透過國家自定預

期貢獻(INDC)做為各締約方自定減碳承諾的宣示。在 2021 年舉辦的 COP 26 整體達成了「逐步減少化石燃料」共識並寫入官方文本，各國在 COP 26 所簽署的重要承諾中，與運輸相關的重要承諾包括<sup>561</sup>零碳車承諾與綠色航運承諾。在零碳車承諾當中，包含福特汽車(Ford)、通用汽車(General Motors)、捷豹路虎(Jaguar Land Rover)、賓士(Mercedes-Benz)等 11 家汽車製造商，承諾在 2035 年前在其主要市場所銷售的產品皆轉為零碳新車，這也代表在未來，電動車產品將成為市場主流。但此承諾仍有部分隱憂，即是德國福斯(Volkswagen)、日本豐田(Toyota)、及韓國現代(Hyundai)等汽車大廠仍未簽署該承諾。

另一項承諾為綠色航運承諾，會議中約 200 家企業承諾在 2030 年前實現零碳船舶和燃料的規模化、商業化之目標，亦是此次會議的重點。另外也完成由 22 國簽署的《克萊德班克宣言》(Clydebank Declaration)，該宣言預計在 2025 年前將建立六條使用低碳或零碳燃料船舶的綠色航線，包含了橫跨亞洲到美洲、沙烏地阿拉伯到中國與印度等航線，並期望在 2030 年後增加新的航線。

目前全球在運輸部門的淨零排放策略主要依循聯合國經濟與社會事務部(UN-DESA)在 2016 年所提出的驅動永續運輸發展報告(Mobilizing Sustainable Transport for Development)中所提及的需求減量(Avoid)、運具轉移(Shift)技術改善(Improve)三個主軸<sup>562</sup>，而各國在作法上大致可分為以下三項策略(Box 5.2.1)：

1. 運輸及旅運需求系統的優化及管理：增加誘因，鼓勵民眾使用公共運輸，或透過系統管制達到無縫運輸或貨運，並減少私人車輛的使用量，以達減碳目的；
2. 低碳運具的使用與電氣化：透過獎勵措施的施行(電動車購車補貼、稅收優惠)、二氧化碳(CO<sub>2</sub>)排放標準的法規制定，以及基礎設施的強化等措施，來加強推動低碳運具；
3. 載具能源效率提升及替代性燃料的使用：藉由優化物流及人流的管理，提高運

---

<sup>561</sup> COP26 sustainability report, The 26<sup>th</sup> UN Climate Change Conference, 2021

<sup>562</sup> United Nations -High-level Advisory Group on Sustainable Transport (2016). Mobilizing Sustainable Transport for Development.

具能耗標準，及藉由車輛技術及燃料技術升級，進而提升運具能源使用效率<sup>563</sup>。

**Box 5.2.1 各國運輸部門的作法<sup>564</sup>**

**表 5.2.1 各國運輸部門的作法**

策略	做法
運輸及旅運需求系統的優化及管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 德國 Lufthansa Rail &amp; Fly 鐵道與航空票證合一制度<sup>565</sup></li> <li>• 日本提升公車班表準點率策略<sup>566</sup></li> <li>• 新加坡擁車證(Certificate of Entitlement, COE)<sup>567</sup></li> <li>• 韓國透過共享制度及推廣無車日<sup>568</sup></li> <li>• 挪威奧斯陸減少市區停車格</li> </ul>
低碳運具的使用與電氣化	<p><b>獎勵措施：</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 美國購買電動車享有最高 12,500 美元的稅額抵減<sup>569</sup></li> <li>• 加拿大電動車消費端上限 5,000 美元的聯邦退款<sup>570</sup></li> <li>• 日本電動車補助金預算到 334.9 億日圓<sup>571</sup></li> <li>• 韓國電動車補助，個人消費稅、教育稅可抵免。</li> </ul> <p><b>法規制定：</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 加拿大、中國、美國排放量標準為 114g CO<sub>2</sub>/km</li> <li>• 印度排放量標準為 134g CO<sub>2</sub>/km</li> <li>• 歐盟部分區域車輛排放標準為 95g CO<sub>2</sub>/km<sup>572</sup>。</li> </ul> <p><b>基礎設施的強化：</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 歐盟電動車充電站目標(2030 年每 10 輛電動車須配備 1 個充電裝置比例)<sup>573</sup></li> <li>• 中國數位基礎設施公共支出計畫(1.4 萬億美元)，包含電動車充電站(2025 年以裝設 120 萬個充電器為目標)<sup>574</sup></li> <li>• 美國基礎設施激勵計畫，包含 500,000 個充電設施及 100,000 個充電站<sup>575</sup></li> <li>• 加拿大零碳排車輛基礎設施(1.12 億美元)，包含大樓和工作場所的二級充電樁設立。</li> </ul>

<sup>563</sup> SLOCAT (2018) Transport and Climate Change Global Status Report.

<sup>564</sup> 交通部運輸研究所(2013)。智慧型運輸系統與節能減碳關聯性之研究。

<sup>565</sup> 交通部運輸研究所(2020)。國際鐵道運輸發展議題與政策之探討—以數位轉型發展為例。

<sup>566</sup> International Transport Forum (2012) Seamless Transport: Making Connections - Highlights of the International Transport Forum 2012

<sup>567</sup> Singapore infopedia (2019). Certificate of Entitlement.

<sup>568</sup> C40 (2011). Seoul Car-Free Days Have Reduced CO<sub>2</sub> Emissions by 10% Annually.

<sup>569</sup> Green Car Report (2021) US EV sales have been record-breaking so far in 2021, despite supply chain issues.

<sup>570</sup> Feltmate, T. (2021) The Canada/US Electric Vehicle Market: Navigating the Road Ahead. TD Economics.

<sup>571</sup> 經濟產業省自動車課(2020) 自動車的現狀和電動化的推進。https://www.esisyab.iis.u-tokyo.ac.jp/symposium/20200804/20200804-01.pdf

<sup>572</sup> 王忠慶(2017)，全球電動車發展現況與未來趨勢，今日合庫，509 期，2017。

<sup>573</sup> EU (2014) European Alternative Fuels Infrastructure Directive.

<sup>574</sup> 中國國家能源局(2015) 電動汽車充電基礎設施發展指南。

<sup>575</sup> The White House (2021), Biden Administration Advances Electric Vehicle Charging Infrastructure.

策略	做法
載具能源效率提升及替代性燃料的使用	<ul style="list-style-type: none"> <li>英國潔淨成長策略(Clean Growth Strategy)發展低碳交通技術以及燃料創新技術<sup>576</sup></li> <li>英國制定運輸業再生燃料責任的規定(Renewable Transport Fuel Obligation Program, RTFO)，鼓勵生產生質燃料<sup>577</sup>；</li> <li>美國加州的空氣資源局(Air Resource Board, ARB)推動低碳燃油標準(LCFS)計畫<sup>578</sup>，要求「石油精煉廠」、「汽油和柴油進口商」及「汽車運輸燃料的批發商」須生產及使用低碳燃油</li> <li>加拿大潔淨技術和低碳燃料的開發、使用與推廣，並制定再生燃料法規(Renewable Fuels Regulations)，包含了汽油中混合再生燃料（如乙醇）的比例為5%、柴油為2%<sup>579</sup>；</li> <li>日本氫能基本戰略(Basic Hydrogen Strategy)<sup>580</sup>發展氫能運具。</li> </ul>

全世界有近 90%的貿易都是靠海上運輸，全球船舶的碳排放量約占總量之 3%，航運業勢必面臨 2050 年前實現淨零排放的壓力<sup>581</sup>。而國際海事組織(IMO)有訂定相關排放規範，如：1997 年訂定防止船舶污染國際公約(MARPOL)，2011 年開始對船舶的能源效率進行管制，如建立能耗效率設計指數(EEDI)與建立船舶能效管理計畫(SEEMP)等。也在 2018 年公布國際航運減碳目標，希望在 2030 年之前減少 40%的二氧化碳排放量，2050 年減少 70%的排放量（2008 年為基期）<sup>582</sup>。

航空業的碳排放量占全球約 2.5%，國際民航組織(ICAO)於 2016 年推動國際航空業碳抵換與減量計畫(CORSIA)作為全球碳管制措施，管理全球國際航線的碳排放，如：ISO/IEC 17011、ISO 14065 等標準基礎規範<sup>583</sup>。另外，也對新造航空器的二氧化碳排放進行規範，以推動新技術研發運用，並確保汰換舊型航空器，已投入生產之航空器須於 2028 年前達到標準。ICAO 2019 年提出兩個目標：(1)

<sup>576</sup> UK (2018) Clean Growth Strategy: executive summary.

<sup>577</sup> UK (2012) Guidance of Renewable Transport Fuel Obligation.

<sup>578</sup> California Air Resources Board (2020) Monthly LCFS Credit Transfer Activity Reports.

<sup>579</sup> Government of Canada (2019.06.28) Canada's clean fuel standard: Reducing pollution, fighting climate change and driving clean growth.

<sup>580</sup> CMS Expert Guides. (2017) Hydrogen Law and Regulation in Japan.

<sup>581</sup> 交通部運輸研究所(2020) 國際綠色航運激勵機制初探。

<sup>582</sup> 交通部運輸研究所(2019) 各國因應 2020 年船舶低硫燃油規定策略之研析。

<sup>583</sup> ICAO (2019). News Release: CORSIA Implementation on Course, ICAO (Mar. 6, 2019).

到 2050 年前每年提升 2% 用油效率；(2) 2020 年起碳排零成長。而國際航空運輸協會(IATA)以 2005 年為基準年，設定目標至 2020 年前每年平均提升 1.5% 的用油效率，於 2020 年達到碳排零成長，2050 年降到 2005 年排放量的 50%<sup>584</sup>。

### 5.2.3 運輸部門減碳選項分析

運輸部門目前非常依賴化石燃料，為達成減少碳排放的目標，將針對以下幾個減碳選項進行分析，包含替代燃料、載具電氣化與創新技術等。在替代燃料的部分，運輸部門包含各種運輸模式，如公路、鐵路、海運與空運，不同運輸模式所用的交通載具各有適合的燃料解決方案。以短程運輸（小汽車及機車）而言，電動化較占優勢；在長程運輸中，如海運和空運，所需要的替代燃料則以生質航空燃油、液態氫燃料較被看好。另外，永續航空燃料(Sustainable Aviation Fuels, SAF)是以植物性原材料、回收植物油、動物脂肪或廢料製成的生質航空燃油<sup>585</sup>，亦為一值得研發之標的。

交通運具電氣化將為降低運輸部門碳排放的關鍵作法，也可搭配智慧電網做為儲能載體，發揮減碳的效用。目前產業主要著重於開發公路運輸的小客車、大貨車從燃油驅動轉變成電力驅動所需的電池技術，當今電動車所使用的電池大部分是鋰離子電池，之後將持續提升電池的效能及安全性，並持續開發多元化的電池類型，包含鋰離子空氣電池、鈉離子電池、固態電池等。此外，透過氫燃料電池發展迅速，提供多元應用，也有了氫能車的問世，讓未來在低碳交通載具方面多了一項選擇。惟氫氣來源及加氫站設置問題仍待解決，且氫能車整體能源效率遠低於電動車，故氫能車技術未來須有突破性的進展，否則不易與電動車競爭。從另一角度看，若電動車和氫能車的能量來源都是綠電，氫能車是要以綠電產氫，再儲存輸送氫，最後再把氫以燃料電池在車內轉成電，車輛即成為移動電廠。因

---

<sup>584</sup> 交通部運輸研究所(2018) 國際航空探排管制發展初析。

<sup>585</sup> BP. Sustainable aviation fuel – what is it and why is it important?  
<https://www.bp.com/en/global/air-bp/news-and-views/views/what-is-sustainable-aviation-fuel-saf-and-why-is-it-important.html>

此可以想見若直接使用電動車，在能源利用上也將較為單純。除非我國日後有大量的再生能源發電量，屆時可能會有部分綠電在用電需求低的時間過剩，利用過剩的綠電轉用於製氫以為儲能載體，氫能車的競爭力才有機會提升。

透過整體公共運輸系統規劃，加強偏鄉的公共運輸可行性，提升軌道運輸效率具備高減碳潛力。共享交通是一種新型態的運輸服務，可以改變人在城市中的移動方式，例如共享機車、共享自行車、共享汽車等，由於科技發展與網路的普及，共享運具逐漸可提供完整服務，在都會區導入共享運具的概念預期可以改變交通量、溫室氣體排放等問題。

#### 5.2.4 我國運輸部門現有減碳投入項目

運輸部門針對減少溫室氣體排放的推動策略有以下三大方向，分別為公共運輸、綠色低碳運具、運具能源使用效率。目前都會區的運輸系統造成溫室氣體的排放量極高，統計六都的溫室氣體排放占比為全國的 65%，顯示都會區應該發展公共運輸系統，加強交通與運輸需求的管理措施，以減少溫室氣體的排放，例如提升公路公共運輸之運量、提升鐵路運輸系統的運量、提供無縫轉乘的服務規劃等作法。

而運輸部門碳排放的主要來源為交通工具，我國的交通工具高度依賴化石燃料，有 97% 是使用汽柴油燃料，除了產生較多的溫室氣體之外，汽柴油引擎尾氣排放也是造成空氣污染的主要原因<sup>586</sup>。目前我國政策逐步朝向汽機車電動化，並鼓勵民眾使用大眾運輸系統，針對公路車輛、軌道列車、船隻、飛機等交通載具，將能源需求從燃油轉型為電力或低碳燃料，例如環島列車電氣化、電動運具的推廣補助與各縣市政府建置綠色載具的交通環境，另外，亦須進行整體性的充電基礎設施佈建。而在 2035 年至 2040 年開始禁售燃油車與 2050 年將朝汽機車全面電氣化的全球趨勢下，以目前我國汽車總數 793 萬輛和機車總數 1,376 萬輛進行評估，在汽機車全部電氣化後，每天將增加約 4,000 萬度電的需求，每年會增加

<sup>586</sup> 交通部運輸研究所(2018) 市區公車減少排污因應對策之初探。

約 146 億度電的使用。從每天的電力負載曲線來看，夏季和冬季的夜間離峰都可提供 4,000 萬度以上的電力供應，應可滿足汽機車全面電氣化情境時的用電需求<sup>587</sup>。

另外，隨著科技持續的創新發展，透過創新科技提升運具及運輸系統能源使用效率是手段之一，然而智慧運輸科技應用日趨成熟，如何優化行車路徑，避免塞車與停等的情況也可創造節能減碳效益<sup>588</sup>。為維持現有運輸系統基礎設施的品質，應及早規劃環島海運與鐵路、公路系統升級，建構高能源使用效率的綠色運輸網絡。藉由提升公共運輸服務品質，以減少私人運具的使用習慣，也可對減碳作出貢獻。小客車與機車每人公里能量消耗是公車的 1.1~1.3 倍，是軌道運輸的 3~4 倍，運具的乘載量直接影響能源使用效率。然而相較於私人運具來說，使用上便利性不足也是推動公共運輸的阻力<sup>589</sup>。

### 5.2.5 政策建議

本建議書對運輸部門的政策建議如下：

#### 1. 汽車及機車跟隨國際市場電氣化，另交通基礎設施也須廣設充電站以利於運具電氣化與協助提升民眾使用意願

儘速訂定燃油車退場時程，並協助活化電動車的市場。我國電動車的基礎設施建置尚有不足，最直接的即是充電站的數量，目前僅有少數縣市建置超過百座充電站，且目前戶外、公有停車場等場所的充電樁數量也嚴重不足，這些將會影響民眾參與減碳的意願，因此建議儘早制定電動車充電配套條文，例如充電設備設置場所及比例，附加相關罰責，使政府機關、業者及民眾得以依循。

#### 2. 訂定再生燃料使用相關法規，以期在運具全面電氣化前引進再生燃料以為過渡期橋接之減碳方式

---

<sup>587</sup> 郎若帆(2018) 電動車推動政策對傳統電網的挑戰，時事觀點，台灣經濟研究院。

<sup>588</sup> 交通部運輸研究所(2013) 公共運輸發展政策推動效益之評估與回饋－運具選擇行為變動之分析及決策支援系統建置。

<sup>589</sup> 交通部運輸研究所(2009) 綠色運輸系統發展政策之探討。

在運輸載具全面電氣化的過程中，運輸部門的能源需求會由燃油轉型為電力或是低碳燃料為主，而在運輸載具還未達到全面電氣化且又必須逐年減少使用化石燃料以降低碳排放量的情境，國內可訂定再生燃料相關法規，透過法規逐步建構再生燃料的使用標準量規範，逐步降低進口化石燃料的使用，使得弱勢之用車族群可以有較長的時間來完成運具的汰舊換新。

### **3. 評估交通需求後依運送效能增建大眾運輸系統，提供誘因以推廣使用，以減少運輸部門碳排放量**

發展大眾運輸是節能減碳的有效措施，應整體規劃與建設可減少溫室氣體排放及污染密度低的運輸系統，透過公共運輸服務品質提升讓民眾樂於搭乘，並且應該加強運輸需求管理，鼓勵採用大眾運輸及自行車等綠色運輸工具，以期減少目前高比例的私人運具使用。

### **4. 儘速啟動研發並配合全球趨勢發展低碳航空航海燃油**

由於航空業與航海業目前要使用全電動提供動力來源還有一段技術開發期，因此在過渡期使用低碳燃油是航空業與航海業可以大幅減少碳排放的主要手段。在各國極力推動使用低碳燃油的中長期計畫並且規劃建立生產工廠下，雖然我國已有研發單位發展低碳燃油的技術，但在政策、技術成熟度、市場環境等各面向仍具有發展空間，因此建議強化我國發展動能，以期儘速與國際接軌。

## 5.3 住商/建築部門

### 摘要

全球建築與營造部門對於最終能源消費及碳排貢獻占比超過三分之一，主要排放來源為日常使用電力如空調、照明與其他設備，以及建築材料生產造成的排放。故須要透過降低住商/建築部門之電力使用需求、提升既有建築物之能源效率，以及透過延長建築物的使用壽命等策略減少住商/建築部門所造成的排碳。綜合我國各種狀況，建議住商/建築部門推動下列做法：

1. 儘速推動既有建築物改造與翻修，如透過建築輕量化、延長建築使用壽命、減少材料損失或使用替代材料，如以自然資材取代建築材料等方式來降低因建築材料生產所造成的碳排放。
2. 儘速啟動投入供冷的新興技術研發，降低住商/建築部門因供冷設備使用消耗電力所造成的碳排。
3. 2050 年以前應達成住商/建築部門之系統整合基礎設施建置與全面擴散，並廣用智慧化能源管理與靈活的電力調度，協助完善住商/建築部門之節能減碳效益。

### 5.3.1 前言

住商/建築部門之範疇，依照我國住商部門溫室氣體排放管制行動方案<sup>590</sup>，主要包括住宅部門與服務業部門。其中，服務業包括批發及零售業、住宿餐飲業、運輸服務業、通信業、工商服務業、社會服務及個人服務業、公共行政業與其他（金融保險及不動產業、倉儲業等）。而我國住商部門範疇，主要對應國際建築與營造(building and construction)部門。

---

<sup>590</sup> 內政部(2018) 住商部門溫室氣體排放管制行動方案（第一期階段）核定本。  
<https://ghgrule.epa.gov.tw/admin/resource/files/04> 住商部門溫室氣體排放管制行動方案(核定本).pdf

根據聯合國環境規劃署(UNEP)2020年的報告<sup>591</sup>，全球2019年建築與營造部門對於最終能源消費貢獻占比最大(35%)，且若將建築本身營建材料之碳排納入，則二氧化碳(CO<sub>2</sub>)排放量高達全球38%<sup>592</sup> (圖 5.3.1)。

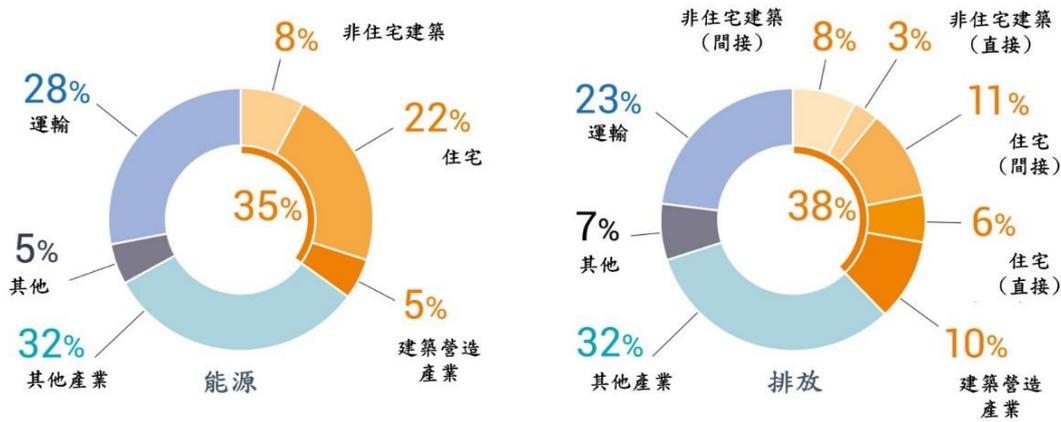


圖 5.3.1 2019 年全球建築與營造部門對於最終能源消費及碳排貢獻<sup>593</sup>

而就全球建築與營造部門之價值鏈排放量 (包括營建材料) 進行檢視 (圖 5.3.2)，建材生產階段 (包括營造水泥/鋼鐵生產與其他雜項) 占整體之 25.4%，在建築營造階段 (主為能源使用) 占 1%，而在建築日常使用階段占比最高，為 73.6%【包括煤炭、石油與天然氣為 22.9%以及電力與熱 (間接排放) 50.7%】。其中，建築材料生產的排放主要來自水泥和鋼鐵製造業，因全球建築與營造部門就占水泥需求的 50% 與鋼鐵需求的 30%<sup>594</sup>。

<sup>591</sup> United Nations Environment Programme (2020) 2020 Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a Zero-emission, Efficient and Resilient Buildings and Construction Sector. Nairobi. [https://globalabc.org/sites/default/files/inline-files/2020%20Buildings%20GSR\\_FULL%20REPORT.pdf](https://globalabc.org/sites/default/files/inline-files/2020%20Buildings%20GSR_FULL%20REPORT.pdf)

<sup>592</sup> 38%包括商業部門建築(non-residential building)間接排放 (電力) 8%、直接排放 3%、住宅部門建築(residential building)間接排放 11%、直接排放 6%，以及建築營造產業 (包括建築本身材料) 10%。

<sup>593</sup> 同前揭註 591。

<sup>594</sup> 同前揭註 591。

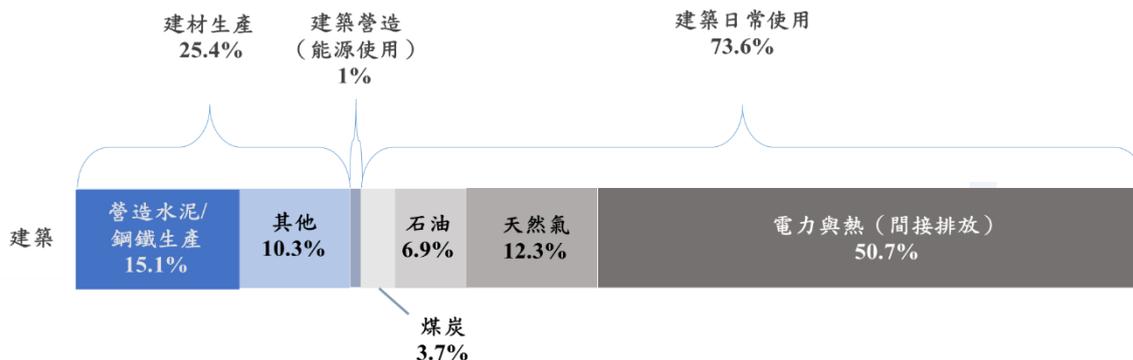


圖 5.3.2 建築部門價值鏈整體排放源分析<sup>595</sup>

進一步對應我國住商部門日常使用與營運之排放源分析 (圖 5.3.3)，其中 2019 年住宅部門碳排放量為 28.5 Mt CO<sub>2</sub>eq，電力排放為主要排放來源(占 84%)，電力排放中主要是空調約占 2 成、照明占約 3 成、其他設備占 5 成 (以家電設備為主)；同年商業部門碳排放量為 27.1 Mt CO<sub>2</sub>eq，電力排放亦為主要排放源 (占 87%)，其中主要是來自空調約占 5 成、照明占 3 成、其他設備占 2 成<sup>596,597</sup>。

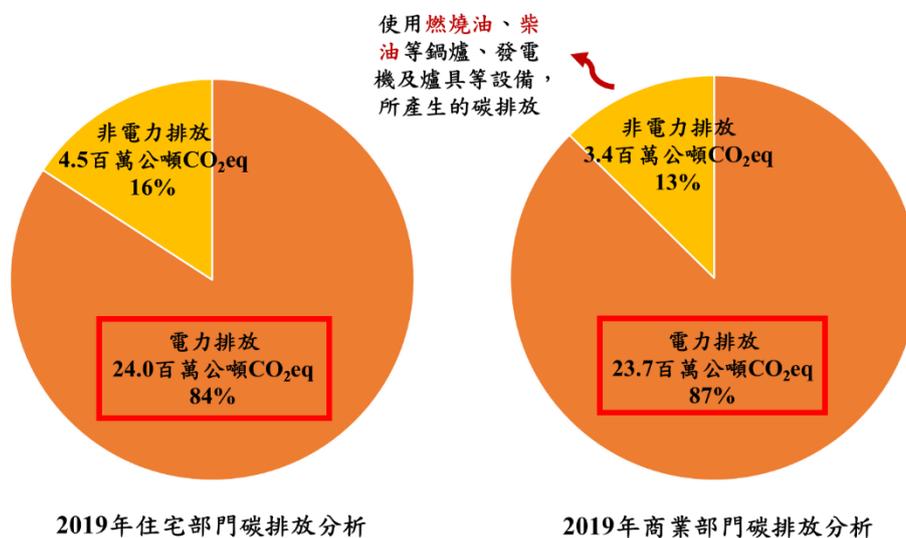


圖 5.3.3 我國住商部門日常使用與營運之碳排放分析<sup>598</sup>

<sup>595</sup> 同前揭註 591。

<sup>596</sup> 內政部與經濟部(2021) 住商部門淨零排放路徑評估簡報，行政院 4 月 1 日專案工作組會議 (資料未公開)。

<sup>597</sup> 林憲德(2015)。建築碳足跡。詹氏出版。轉引自內政部與經濟部(2021)住商部門淨零排放路徑評估簡報，行政院 4 月 1 日專案工作組會議 (未公開)。

<sup>598</sup> 同前揭註 596。

綜合前述我國住商部門日常使用與營運之碳排放分析，我國住商/建築部門在淨零排放轉型之主要挑戰，在建築日常使用與營運部分主要為必須(1)降低因日常使用電力產生之排放，以及(2)降低因燃料使用(如天然氣、燃料油、柴油等)所產生的碳排<sup>599</sup>。而非屬建築日常使用與營運部分，則是因營建材料使用產生的碳排，根據 Tatsuo Oka (2013)以幾個國家的產業關聯表所統計的建築產業建材占各國碳排總量之比例，臺灣也至少有 10%<sup>600</sup>，因此，(3)降低因使用營建材料產生的碳排也是我國淨零排放轉型須要面對的挑戰。

對於我國而言，(1)降低因日常使用電力產生之排放，則須要考慮降低住商/建築部門之電力使用需求或是提升使用無碳電力；(2)降低因燃料使用所產生的碳排部分，則是須要考慮降低住商/建築部門之燃料使用需求或是提升無碳燃料的使用；(3)降低因使用營建材料產生的碳排部分，則是可以透過延長建築物的使用壽命、減少水泥與鋼鐵的使用或是用較低碳排(lower embodied carbon)之材料作為解決方案。

### 5.3.2 住商/建築部門全球減碳趨勢

全球住商/建築部門的減碳，主要可以區分為(1)住商活動減碳趨勢與(圖 5.3.4)與(2)建築外殼(building envelop)減碳趨勢(圖 5.3.5)兩類<sup>601</sup>。在住商活動減碳趨勢部分，全球在淨零排放趨勢下最直接的二氧化碳減排方向為電氣化(尤其是供暖設施)與提升能源效率(設備、建物設計)，兩者共可減約 70%的碳排；其他方向包括行為改變/降低需求以及利用再生能源(包括生質能、氫能、其他再生能

<sup>599</sup> 同前揭註 596。

<sup>600</sup> 內政部建築研究所(2019) 建築材料碳足跡資料系統建置之研究。  
<https://ws.moi.gov.tw/Download.ashx?u=LzAwMS9VcGxvYWQvT2xkRmlsZV9BYnJpX0dvdj9yZXNlYXJjaC8yOTMzLzE1ODYwNzMDMDV4NWU4ZGQucGRm&n=MTnlu7rnr4nmnZDmlpnorPotrPot6Hos4fmlpnns7vntbHlu7rnva7kuYvnoJTnqbYucGRm>

<sup>601</sup> IEA (2021) Net zero by 2050 : a Roadmap for the global energy sector.  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

源) (圖 5.3.4)。

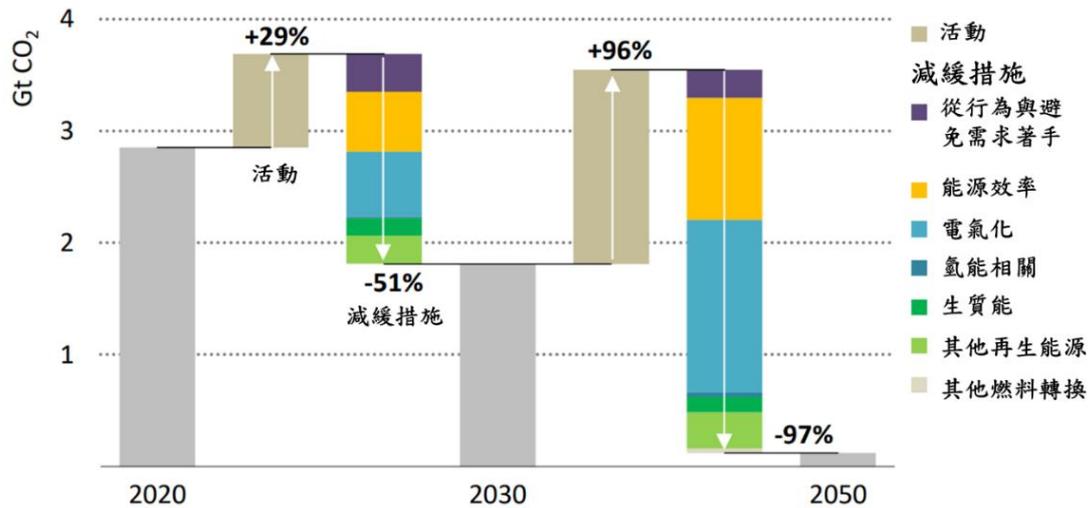


圖 5.3.4 淨零排放情境下，住商活動之全球二氧化碳減量選項<sup>602</sup>

在建築外殼減碳趨勢部分，朝零碳改造之建築外殼結構改善和新建築設計是讓建築內能源強度（供暖、冷卻）可以降低的主要原因。國際能源總署(IEA)報告指出<sup>603</sup>，為達淨零排放，2050年將有85%以上的建築物，其中包含新零碳建築(New Zero Carbon Ready Building, New ZCRB)及重新裝修成為零碳建築(Retrofit ZCRB)，須符合零碳建築之能源規範要求(ZCRB energy codes)。而從現在至2030年，全球須要針對新建築引入強制性零碳建築能源規範，並在2030年之後，每年需要要有2.5%既有建築重新裝修以達成符合零碳建築規範(圖 5.3.5)。另外，如運用人工智慧有效管理能源系統之電網互動式高效建築(grid-interactive efficient building)與利用不同建築物、再生能源設施組成特定區域，致使達到區域內能源平衡或正輸出之正能源區域(positive energy zone)亦為重要發展趨勢<sup>604</sup>。不過，在建築物營造與翻修部分，因我國都市更新緩慢，以國際推動新建淨零建築方向可能緩不濟急，較有可能的方向為推動既有建築重新裝修來提升建築減碳的潛力，不須要皆以都市更新方法重建，而是透過提高住商部門建築耐用性與改善內部節

<sup>602</sup> 同前揭註 601。

<sup>603</sup> 同前揭註 601。

<sup>604</sup> 工業技術研究院(2021)「淨零建築」願景工作坊建築節能設備技術發展簡報。

能及絕緣等作法來達成減碳的目的較具可行性。

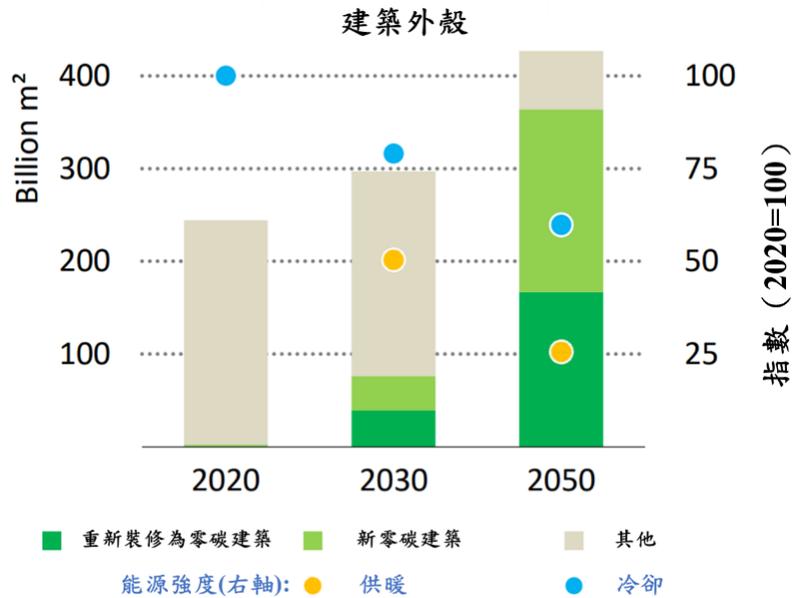


圖 5.3.5 2020 年至 2050 年建築外殼改善趨勢（面積）與供熱與冷卻之能源密度變化<sup>605</sup>

### 5.3.3 住商/建築部門減碳選項分析

由前述，排除建築營造階段，住商/建築部門減主要排放源來自電力（約 50.7%）、營建材料(25.4%)與燃料使用(22.9%)（圖 5.3.2），這些可透過設備能效提升、建築物營造與翻修以及系統整合三大面向加以改善<sup>606</sup>：

#### 1. 設備能效提升

- 供熱/供冷設備（如空調、熱泵、鍋爐）
- 照明設備（如燈具、照明等）
- 結合 ICT 與感測器，並運用人工智慧與大數據等以提升設備能效之技術

#### 2. 建築物營造與翻修

- 既有建築翻修（如改善建築設計、通風、外殼結構與裝置結構性絕緣板）

<sup>605</sup> 同前揭註 601。

<sup>606</sup> IEA (2021) ETP clean energy technology guide. <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide>

- 建築輕量化（如加強筋索地板系統、使用複合材料）
- 延長建築使用壽命（如使用模塊化組件可以循環利用）
- 減少材料損失（如利用積層製造或預製方式生產）
- 建置淨零建築（如建置零碳建築能源規範、導入再生能源（屋頂太陽光電）、儲電設施以及與運輸系統整合（如充電樁）等）

### 3. 系統整合

- 智慧電表電網
- 自動需求量反應技術
- 直流建築與微電網系統
- 區域能源平衡
- 能源管理系統

其中，大部分技術都有相當的技術成熟度，但在供暖/供冷設備，以及建築輕量化技術上仍有少數技術仍在實驗室研究階段（TRL 4 以下），如主動潛熱蓄熱技術、結合滲透膜之蒸發冷卻技術、液體或固體乾燥劑蒸發冷卻系統、具有儲存功能的整合式熱泵、固態設備冷卻系統（壓熱式(Barocaloric)、彈熱式(Elastocaloric)）與加強筋索地板系統(Box 5.3.1)等。我國因亞熱帶氣候關係，冬季供暖設備的需求較低，但夏季的供冷設備需求高，因此有對於供冷設備能效提升的技術較具有需求。而建築材料與結構若可以朝向降低減少水泥與鋼鐵的使用或是用較低碳排(lower embodied carbon)之材料進行取代，同時達到不減少建築耐震耐災強度的前提下，則可對我國建築/住商排碳的降低具有貢獻潛力。

#### Box 5.3.1 加強筋索地板系統<sup>607</sup>

加強筋索地板是瑞士聯邦材料科學與技術實驗室地區性永續建築科技計畫(Hilo)中由蘇黎世聯邦理工學院 ETH Zürich 開發出。為一種薄混凝土元件，主要依靠雙曲面外殼來承受載重。樓板和翅片厚度不超過 20 mm，可讓 70% 的混凝土被低密度絕緣材料替代以提高地板隔熱相關性能。前一代原型測試能夠生產 2 公分薄的混凝土牆和外殼而不會龜裂。但使用較低量水泥仍須進行試驗。

<sup>607</sup> Zeiba D. (2019) Swiss researchers develop high-tech floor that minimizes concrete use. <https://www.archpaper.com/2019/01/eth-functionally-integrated-funicular-floor-system>

### 5.3.4 我國住商/建築部門現有減碳投入項目

依照溫室氣體減量及管理法第 9 條規定，中央主管機關為推動國家溫室氣體減量政策，應依我國經濟、能源、環境狀況，擬訂國家因應氣候變遷行動綱領及溫室氣體減量推動方案，會商中央目的事業主管機關，報請行政院核定後實施。<sup>608</sup>。內政部因作為住宅部門及建築之主管機關，故依該法與其施行細則第 6 條，整合內政部、經濟部與其它各部會相關的方案，於 2018 年 9 月核定住商部門溫室氣體排放管制行動方案（第一期階段為 2016 年至 2020 年），其內容包括各部門溫室氣體排放管制目標、期程及具經濟誘因之措施<sup>609,610</sup>，現有減碳投入策略包括提升能源效率與效能分級管理、強化節能法規並提供既有建築獎勵措施，此外也推動新舊建築減量措施與建構低碳城市生活圈等。實際推動減碳選項則包括如：建築物外殼耗能資訊揭露、服務業能源大用戶訂定 1% 用電效率改善目標、連鎖企業落實節能績效保證專案，與縣市共推住商節電行動等。但可以發現，國際較重視之建築營造與翻修中相關的項目如改善建築設計、通風、外殼結構與裝置結構性絕緣板、建築輕量化、延長建築使用壽命、減少材料損失與建置淨零建築等，我國較未著墨與重視，因此以長遠邁向淨零排放的角度來看，短中期因為我國都市更新較為緩慢，可先著重於既有建築物之改造與翻修，但同步也應開始重視新建建物在上游設計端之調整與改變，方能避免建築物後續在營運使用時所造成碳排。而住商部門用電設備效率精進、強化新建建築技術規則、研議老舊建築強制性規定則是應該持續推動。

### 5.3.5 政策建議

本建議書的政策建議有三點如下：

#### 1. 儘速推動既有建築物改造與翻修，如透過建築輕量化、延長建築使用壽命、減

<sup>608</sup> 行政院環境保護署(2015) 溫室氣體減量及管理法。全國法規資料庫。

<https://law.moj.gov.tw/LawClass/LawAll.aspx?pcode=O0020098>

<sup>609</sup> 國家溫室氣體減量法規資訊網(2021) 部門別溫室氣體排放管制行動方案。

[https://ghgrule.epa.gov.tw/action/action\\_page/52](https://ghgrule.epa.gov.tw/action/action_page/52)

<sup>610</sup> 同前揭註 590。

## **少材料損失或使用替代材料如以自然資材取代建築材料等方式來降低因建築材料生產所造成的碳排放**

在建築物營造與翻修部分，因我國都市更新緩慢，以國際方向推動新建淨零建築可能緩不濟急，較有可能的方向為推動既有建築重新裝修來提升建築減碳的潛力，不須皆以都市更新方法重建，而是透過提高住商部門建築耐用性與改善內部節能及絕緣等作法來達成；同時在建築材料應用上，可以透過建築輕量化、延長建築使用壽命與減少材料損失，來降低因建築材料生產所造成的碳排放；亦可以考慮使用替代材料(如木材、自然資材與低碳材料等)取代部分建築材料使用，這樣一來除了可以節省能源及減少碳排外，亦有機會協助增加森林碳匯，透過森林永續經營方式，將成熟的木材進行砍伐，再造新林，使新苗木成長過程中可以較快速的吸收大氣中的二氧化碳。進行深度建築物翻新與能源改造須要較多前期投資資金，對大多數住宅擁有人可能會是挑戰，因此須要透過有政策誘因之創新型經濟模式才能有效推動。

## **2. 儘速啟動投入供冷的新興技術研發，降低住商/建築部門因供冷設備使用消耗電力所造成的碳排**

若排除建築營造階段，其實住商/建築部門減主要排放源多半來自電力使用。過往之住商部門溫室氣體排放管制行動方案已長期投入設備能效提升部分，希望能夠降低因電力使用所造成的碳排。檢視國際能源總署有關供冷技術發展，如結合滲透膜之蒸發冷卻技術、液體或固體乾燥劑蒸發冷卻系統等，目前尚在實驗室階段仍未成熟，故須要投入研發來加速技術的商業化。我國節能相關技術與產業發展過往已累積相當實力，故可考慮透過產學合作模式共同研發相關技術，並透過實際場域之應用與測試，來確認技術的可行性，並擴大對於建築/住商部門的減碳效果。

## **3. 2050 年以前應達成住商/建築部門之系統整合基礎設施建置與全面擴散，並廣用智慧化能源管理與靈活的電力調度，協助完善住商/建築部門之節能減碳效益**

除了將既有建築做好改造及絕緣，以及透過提升住商/建築部門使用的電器使用效率，來促成大幅度減碳外，此外也須要考慮從系統整合面向，從完善能源管理與調度做為提升能源效率與降低能耗的手段之一。目前政府已經具體規劃並推動智慧電表、智慧電網與自動需量反應等技術之應用，來提升使用端的能源效率，但尚未完全達到一定程度之普及，因此未來仍須持續加以推動，讓相關基礎設施之建置能夠順利擴散，以透過智慧化的能源管理與靈活的電力調度，協助提升住商/建築部門之節能減碳效益。

## 5.4 農業與廢棄物部門

### 摘要

我國農業與廢棄物部門的2018年碳排量合計約占全國總排放量約3%左右，其比例雖不高，但以農業操作（如土壤施肥、水稻種植等）排放占比為最大宗，近一半的農業部門排放量皆源自於此，為協力達成我國2050淨零排放的目標，農業部門將如何在減少碳排放量的同時仍能保障國內糧食供給安全，是一重要的考量因子；另一方面，廢棄物部門以廢棄物處理本身的排放占比為最大，約達該部門排放量的九成，因此，加速導入創新技術與廢棄物再利用模式以降低排放，將是減碳能否達標的關鍵要素。

由於此二大部門所須推動的減碳措施其關聯的層面甚廣，包含農、林、漁、畜牧與生態保育等面向，建議國內的農業與廢棄物部門的減碳作為如下：

1. 以低碳農法（如無氮肥農法或低甲烷禽畜飼料添加劑）為師，調整農牧作法以提升減排成效。
2. 推動農林漁牧設施（如溫室、水產養殖及漁船等運輸機具）的電氣化，並加速導入綠能的應用。
3. 收集農業部門農林剩餘資材產製生物炭，可減少因露天燃燒造成的空污問題，亦同時減少碳排及促進再利用。
4. 完備公平透明的農業部門碳權交易機制，以善用農業部門天然碳匯能力，並緩解我國零碳排轉型時依賴無碳能源之壓力。
5. 以不適耕作土地種植短期收成之生質作物（如狼尾草），詳見生質能一節。
6. 落實成熟技術並研發新技術，以解決廢棄物甲烷排放問題。

## 5.4.1 前言

我國以農立國，但隨著時代變遷與科技發展，工商業蔚為主流，因此，反映在我國溫室氣體的排放推估上，農業部門的排放於 2018 年僅占我國總碳排放量的 2%，而廢棄物部門僅占 1%。但是若能有效推動農業與廢棄物部門的減排措施，並以更積極的思維來協助其他部門共同推動全面減碳的工作，相信將是達成我國 2050 淨零排放目標的一大助力。本章先就部門排放源加以分析，接續提出淨零轉型的主要挑戰以及盤點我國現有減碳投入選項，期綜整上述各項資訊為國內的農業與廢棄物部門之減碳作為提出合適的政策建議。

## 5.4.2 農業與廢棄物部門排放源分析

### 1. 農業部門

農業部門溫室氣體，包括二氧化碳(CO<sub>2</sub>)、甲烷、氧化亞氮等，主要因施用以化石燃料為初始原料的農藥及肥料，在製造過程中會間接排放溫室氣體，且施用到土壤中的化學合成肥料會造成氧化亞氮釋放於大氣中<sup>611</sup>，因此，近來各國亦逐漸關注如何減少化學農藥及肥料的使用，期可降低能源消耗與溫室氣體排放。再加上國際上以農業為主的國家大量養殖反芻動物，如牛、羊與鹿等動物的消化與排泄過程中亦會產生大量的甲烷、氧化亞氮等溫室氣體，導致全球農業部門造成的溫室氣體排放占比不容小覷<sup>612</sup>，相關研究報告亦指出<sup>613,614</sup>，全球約 11.9%溫室氣體排放來自於農業。我國的農業結構以農作物耕種為大宗，自加入世界貿易組織(World Trade Organization, WTO)及經貿自由化後，對國內農業生產帶來衝擊，

---

<sup>611</sup> 阮英閔(2021) 氣候變遷下有機農業所扮演的角色。有機農業推動中心。

<https://www.oapc.org.tw/氣候變遷下有機農業所扮演的角色/>

<sup>612</sup> 行政院農業委員會(2020) 我國農林部門溫室氣體吸收量大於排放量，兼具糧食安全與減碳貢獻。行政院農業委員會。

[https://www.coa.gov.tw/theme\\_data.php?theme=news&sub\\_theme=agri&id=8266](https://www.coa.gov.tw/theme_data.php?theme=news&sub_theme=agri&id=8266)

<sup>613</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2019) Climate Change and Land. IPCC.

[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/08/4.-SPM\\_Approved\\_Microsite\\_FINAL.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/08/4.-SPM_Approved_Microsite_FINAL.pdf)

<sup>614</sup> 簡毓瑋、張珈瑋(2020) IPCC 氣候變遷與土地特別報告決策者摘要摘譯。

[https://tccip.ncdr.nat.gov.tw/km\\_abstract\\_one.aspx?kid=2020111172619](https://tccip.ncdr.nat.gov.tw/km_abstract_one.aspx?kid=2020111172619)

耕地面積及禽畜飼養量皆逐年減量，再者，國內畜牧產業不是以飼養反芻動物為主，又因口蹄疫減少了豬隻飼養，所以進一步參採我國國家溫室氣體排放清冊報告可知<sup>615</sup>，我國農業部門溫室氣體排放是以氮肥施用於土壤造成的排放量為主，不過已呈現逐年下降的趨勢，2018 年農業部門的碳排較 2005 年減少約 13.4%。2018 年我國農業部門（含農林漁牧）的溫室氣體排放量為 5.8 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占我國當年總碳排量 297 Mt CO<sub>2</sub>eq 的 2%，其中包含二氧化碳(CO<sub>2</sub>)、甲烷(CH<sub>4</sub>)、氧化亞氮(N<sub>2</sub>O)等高暖化潛勢氣體之排放。參見圖 5.4.1 可知，農業操作排放占農業排放中的大宗，達到 47%，例如土壤中用於調整 pH 值的石灰與作為氮肥的尿素造成二氧化碳與氧化亞氮，水稻種植時水中有機質無氧分解產生的甲烷，禽畜腸胃發酵產生的氧化亞氮與甲烷，還有禽畜糞尿產生的甲烷等。農業的電力使用造成的排放位居第二，有 27%，主要用於水產養殖、畜牧自動化、溫室等。另外 26% 排放則為燃料燃燒，主要源自漁船與農業幫浦設備的用油<sup>616,617</sup>。

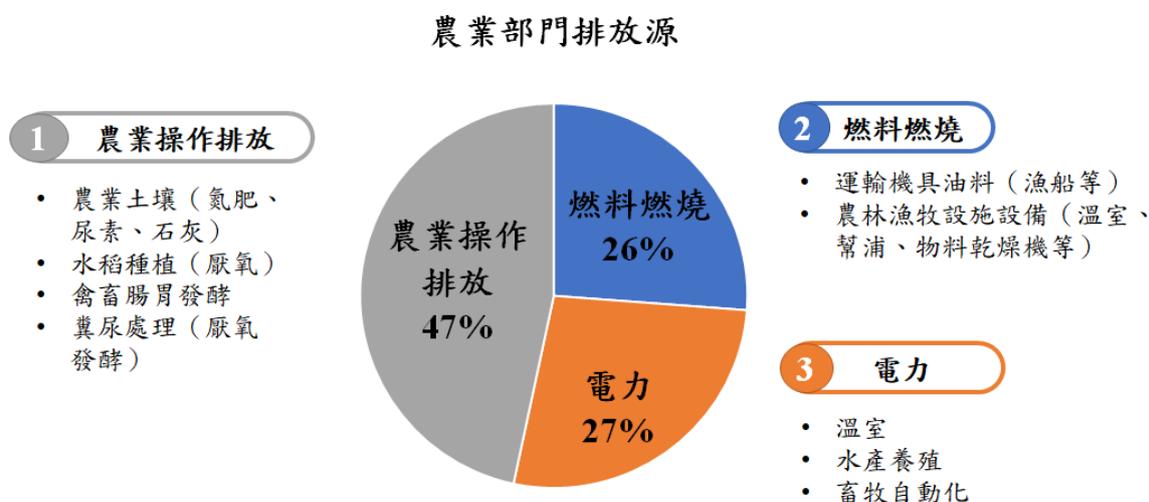


圖 5.4.1 農業部門排放源占比分析<sup>618,619</sup>

<sup>615</sup> 行政院環境保護署(2020) 2020 我國國家溫室氣體排放清冊報告。國家溫室氣體減量法規資訊網。 <https://ghgrule.epa.gov.tw/admin/resource/files/2020年國家排放清冊報告.pdf>

<sup>616</sup> 同前揭註 615。

<sup>617</sup> 行政院農業委員會(2021) 我國淨零排放目標期程及因應作為第 3 次研商會議簡報（4 月 1 日）

<sup>618</sup> 同前揭註 615。

<sup>619</sup> 同前揭註 617。

## 2. 廢棄物部門

我國廢棄物部門溫室氣體排放量，在 2018 年為 2.9 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占我國當年總碳排量 297 Mt CO<sub>2</sub>eq 的 1%。廢棄物處理過程本身之排放占最大宗，達到 89%，排放主要來自事業廢水(34%)、生活污水(29%)、掩埋(25%)等，其他包括垃圾焚化造成的 6%排放（燃燒）與各式處理設施用電的 5%（電力）。排放占比最高的事業廢水主要來自紙漿與紙張製造、肉類加工、酒類與澱粉生產、有機化工原料生產、食品加工、電子業、織布染整業、皮革製造產業等。事業廢水中的甲烷源自廢水處理的好氧、厭氧段，氧化亞氮則源自硝化、脫硝反應。排放占比第二的生活污水經化糞池厭氧反應處理後也會產生甲烷，另外含有的蛋白質等有機質則會在水中發生硝化、脫硝反應而產生氧化亞氮。排放占比第三的廢棄物掩埋則主要計算自產生沼氣中的甲烷<sup>620</sup>。

### 5.4.3 農業與廢棄物部門減碳選項分析

#### 1. 農業部門

面對未來的淨零轉型，農業部門的減碳選項分析包括改變傳統農業操作模式、減碳作為使成本增加以及試行農業部門碳權交易，以下分別簡述：

**(1)改變傳統農法須長期監控以及互信協力：**學者指出我國採慣行農法（見 BOX 5.4.1）並大量進口、使用化學農藥及肥料等化石燃料相關製品，而這些製品除了在生產、運送與使用等階段將會產生溫室氣體外，其他未完全計入我國溫室氣體排放的項目，如農產品運輸（含進口糧食）、食品加工與食物浪費等，也可以說是隱形的排放源<sup>621</sup>。推動淨零排放，將有賴於農民的配合，調整現有以慣行農法為主的農業操作程序，包括減少或更換農藥及肥料等使用，然而更換後將會對作物產量與品質所造成的影響，尚待更多的研究實證來評估。同時，

---

<sup>620</sup> 同前揭註 615。

<sup>621</sup> 黃思敏(2021) 2050 農業淨零策略將公布 農委會擬試辦農業碳交易 農民減碳貢獻價值化。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/232037>

在推動轉型的過程中，由於農民具有長期操作經驗且有其個人考量，如何導引農民形成淨零轉型的共識，以順利調整為有機農業、生態農業或再生農業，將是推動淨零排放的關鍵步驟。再者，依《109年農業統計要覽》可知<sup>622</sup>，2019年全國農牧戶數為775,250戶，計2,694,472人，我國農耕土地為790,197公頃（農耕土地係指不論種植與否，均可栽培作物之耕地），分為耕作地及長期休閒地，前者面積為742,162公頃（若進一步參採《108年臺灣地區農家戶口抽樣調查報告》<sup>623</sup>，2019年全國可耕作地面積為632,634公頃）。我國從事農牧業之農牧戶家數是按可耕作地規模來統計的，有耕地者為769,063戶，其中1公頃以下的戶數累積占比高達79.29%，未滿0.5公頃的戶數占比約56.88%，所以對公部門而言須要投入相當的人力、時間等，分區域別與各農牧戶逐一溝通，協助技術改良且長期監測產量、品質的變化，更須要與各農牧戶建立起互信協力的關係，方能使淨零轉型得以順利推動。

**(2)減碳選項使成本上升獲利降低：**除了前述農法的改變，另外在農業部門的電力使用與燃料燃燒上，若為減碳而改用綠電等再生能源，對農業生產者而言，或將增加總體的生產成本，而這些成本對農產品的銷售獲利造成的衝擊，是否有配套機制加以減緩？或是給予生產者相當的經濟誘因使其有參與意願？這些將是政府在推動相關減碳選項時應納入機制設計與影響評估的面向。

**(3)碳匯價值化宜兼顧生產、地力及公平：**為使農業部門成為我國有效的碳匯，我國行政院農業委員會近來正積極試行農業部門的碳匯價值化方案<sup>624</sup>，為能取得農業生產力、土壤環境品質及農業生產者權益這三者之間的平衡，未來在方案推動的機制設計上，政府應將規劃充足的溝通管道與透明的資訊揭露，使農

---

<sup>622</sup> 行政院農業委員會(2021) 農業統計要覽(109年)。農業統計資料查詢。  
<https://agrstat.coa.gov.tw/sdweb/public/book/Book.aspx>

<sup>623</sup> 行政院農業委員會農糧署(2020) 108年臺灣地區農家戶口抽樣調查報告。行政院農業委員會農糧署。  
<https://www.afa.gov.tw/cht/index.php?act=download&ids=117339>

<sup>624</sup> 行政院農業委員會(2021) 農委會成立專責淨零辦公室擘劃推動農業部門氣候變遷新策。行政院農業委員會。  
[https://www.coa.gov.tw/theme\\_data.php?theme=news&sub\\_theme=agri&id=8482](https://www.coa.gov.tw/theme_data.php?theme=news&sub_theme=agri&id=8482)

業碳匯方案能在各界利害關係人中間形成共識，以利落實推動進而促使農業部門的碳匯功能得以發揮。

#### Box 5.4.1 慣行農法(conventional agriculture)

為增加農作物品質、產量，在農業操作行為上多以施用化學農藥及肥料的栽培方法為主，即為慣行農法，亦稱為傳統農法。

## 2. 廢棄物部門

我國廢棄物部門面對淨零轉型之減碳選項分析及主要挑戰包括(1)提升偏低的污水處理率、(2)提高偏低的甲烷回收率、與(3)改善的農業廢棄物再利用模式。我國的污水處理率雖逐年提高，但至今未達 70%，落後於鄰近的日本(78.0%)與韓國(92%)，當然也落後於處理率更高達 99%的新加坡<sup>625</sup>。進一步細看可發現，六都中僅有新北市、臺北市達 90%左右，其他直轄市尚低於 70%，剩下縣市的平均甚至僅有 41%<sup>626</sup>。各地雖皆有污水下水道之工程規劃與進行，但顯然與妥善處置還有一大段路要走。污水處理僅是第一步，處理後產生的甲烷回收也是重要的一環，可回收的甲烷主要源自於污水處理與掩埋場，而我國的污水處理目前幾乎沒有甲烷回收機制，2018 年事業廢水處理的甲烷排放量 0.94 Mt CO<sub>2</sub>eq，甲烷移除量為零；即使是妥善管理的廢棄物掩埋場，2018 年甲烷回收量（發電）也僅有 0.062 Mt CO<sub>2</sub>eq，占總量 0.603 Mt CO<sub>2</sub>eq 的 10.2%，而尚有未妥善管理的掩埋場，於 2018 年就排放了 0.12 Mt CO<sub>2</sub>eq 的甲烷<sup>615</sup>。

表 5.4.1 為我國 2020 年農業剩餘資源統計<sup>627</sup>。以總量最大的就地翻耕掩埋（218.4 萬公噸）和堆肥（253.8 萬公噸）為例，其雖已屬於行政院農業委員會定義的妥善處理，但一般有機碳一年內有 60 wt%以上會以二氧化碳的型式逸

<sup>625</sup> 黃松勳(2020) 臺灣水資源循環的挑戰與如何永續發展。科技政策觀點。

<https://portal.stpi.narl.org.tw/index/article/10611>

<sup>626</sup> 內政部營建署(2021) 全國污水下水道用戶接管普及率及整體污水處理率統計表(2021 年 8 月)。<https://www.cpami.gov.tw/最新消息/業務新訊/51-下水道工程處/9995-全國污水下水道用戶接管普及率及整體污水處理率統計表.html>

<sup>627</sup> 行政院農業委員會(2021) 農業剩餘資源處理及利用報告。

散<sup>628</sup>，可見掩埋與堆肥的處理方式對排放量有很大的影響。例如，堆肥可以先用於沼氣發電，再將剩餘的固體作為肥料；就地翻耕掩埋的深度、接觸空氣的時間，也會影響產生氣體的數量，故農業廢棄物再利用模式尚有很大的改善空間。

表 5.4.1 我國 2020 年農業剩餘資源統計<sup>629</sup>

單位：萬噸/年

農業剩餘資源	農業生產未利用殘體	生產使用之剩餘資材	禽畜糞
就地翻耕掩埋	211.3	7.1	-
作物栽培覆蓋	13.8	-	-
焚燒掩埋	19.3	1.3	-
倉庫墊料	6.0	-	-
育苗栽培介質	11.3	-	-
堆肥	11.2	15.6	227.0
飼料（原料）	10.3	-	-
禽畜舍墊料	8.7	-	-
薪材、燃料	7.0	-	-
化製原料	11.4	-	-
其他	3.2	-	-
資源回收	-	1.9	0.2

廢棄物部門相關的創新案例包括貨櫃化可移動式生質氣化發電系統以及永豐餘沼氣發電系統。前者貨櫃化可移動式生質氣化發電系統為教育部宜花東區域推動中心利用東臺灣生質廢棄物豐富（如稻稈、果樹修枝、漂流木、竹質廢棄物、林業疏伐資材等）的特點，開發了貨櫃化可移動式生質氣化發電系統，不僅便於設置在發電廠不易建置的偏鄉，更可與台灣電力公司的市電電網併接，讓東臺灣有了發展生質能產業鏈的優勢，利於培育在地生質能源人才，並促進農村再造與能源轉型<sup>630</sup>。另一方面，永豐餘工業用紙公司的新屋廠則建有我國最大沼氣發電

<sup>628</sup> Weil, R. R. & Brady, N. C. (2016) Soil organic matter. The nature and properties of soils (15th ed., pp. 544-600). Harlow, England: Pearson.

<sup>629</sup> 同前揭註 627。

<sup>630</sup> 白益豪（2021 年 1 月 26 日）農林業廢棄物轉能源化—生質氣化技術。能源教育資源總中心。  
<https://learnenergy.tw/index.php?inter=knowledge&id=601>

系統<sup>631</sup>，從 2019 年第三季開始商轉，年發電量將近 2,000 萬度。永豐餘工業用紙公司製程水在預酸池中形成特定有機質後，會導入厭氧塔作為污泥態厭氧菌的養分，厭氧菌厭氧消化產出沼氣，同時繁殖更多厭氧菌。新屋廠厭氧塔的甲烷濃度(80%)接近天然氣，遠高於畜牧業的 65%，發電效率達到 40%，生產的電可與台灣電力公司併網，此外，發電機的餘熱還可再利用於造紙製程，其一年外售的厭氧菌約 2,500 噸。

#### 5.4.4 我國農業與廢棄物部門現有減碳投入項目

##### 1. 農業部門

有鑑於國際上積極推動的農業淨零碳相關政策(農業部門全球減碳趨勢請參見附錄 5A)，我國主管部會行政院農業委員會正研擬農業部門碳匯價值化方案<sup>632</sup>並評估試辦可行性，期達到減少碳排及增加碳匯的效果。為使友善農業的碳匯功能轉換成有價值的標的，再挹注回農業的永續發展上，方案中規劃未來可將務農的碳匯或減碳貢獻訂價，販售給企業作為碳排抵減，而企業提供的資金擬鼓勵或輔導生產者投入對友善環境的農業方式。換言之<sup>633</sup>，關於農業、作物與土壤碳匯，請參見 3.2 節自然碳匯一節。依循前述我國農業部門三大排放源的統計分類，接續將分別說明國內公私部門已採取或正在進行中的減碳選項，如下：

##### (1) 「農業操作程序」的減少碳排放選項

國內已有農民研究歐美新興的不整地耕作方式<sup>634</sup>，並引進全國第一台「覆蓋作物滾壓機」及「免耕播種機」，嘗試在耕作過程中減少翻土耕犁並配合種植作物加以覆蓋，期達成提升農地固碳的成效。另一方面，國內農民亦藉由水旱田輪

<sup>631</sup> 王蕙潔(2019年9月16日)傳產造紙大變身!搶綠金設「全台最大沼氣發電系統」。TVBS新聞網。取自 <https://news.tvbs.com.tw/life/1201460>

<sup>632</sup> 同前揭註 624。

<sup>633</sup> 黃思敏(2021)2050 農業淨零策略將公布農委會擬試辦農業碳交易農民減碳貢獻價值化。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/232037>

<sup>634</sup> 林宜潔(2018)友善耕作新嘗試!全國第一台不整地機械播種機，明辦示範說明會。農傳媒。<https://www.agriharvest.tw/archives/12625>

作的方式來保持土地原有地力<sup>635</sup>，因為豆科植物是自然界中最強的生物固氮體系，其共生的根瘤菌可將空氣中的氮素固定以供植物利用，所以採用水稻、雜糧（如大豆、紅豆）的輪作方式，可減少肥料的施用，甚至連水稻的病蟲害（如福壽螺、稻熱病等）發生機率也隨之降低，此外，若藉由物聯網感知器等技術配合蒐集田間的溫、濕度等水情相關數據，農民將可以採取遠端遙控來即時調控水稻田的水位外，也可透過水位的微調管理以減少甲烷的產生。再者，國內研究團隊亦進行水稻基因改良使其可耐旱<sup>636</sup>，以及重啟可抗旱抗氣候逆境的臺灣特有種—油芒的種植等研究<sup>637</sup>，對農業部門而言均是直接或間接可行的減碳選項。

## (2) 「電力使用」與「燃料燃燒」的減少碳排放選項

如前述分析，我國農業部門中，以溫室、水產養殖等為主要電力使用的作業項目，而在部份運輸機具（如漁船等）與設備（如幫浦、物料乾燥機等）上，則以燃料燃燒為主要動力來源。加上近年來為發展精緻農業，生產者逐步改善生產環境所需的各項設備與相關作業程序的自動化，以及導入人工智慧等技術輔助，這些運輸機具與設備多改以電氣化或本就採用電型式，導致國內農業部門的用電需求上升。參採經濟部能源局於 2019 年執行的「農業部門能源消費調查」可知<sup>638</sup>，2012 年至 2017 年間該部門的用電需求年成長達 12.1%，且整體用電量持續上升，因此政府正加速導入綠能的應用，包括提升再生能源使用（如農舍、畜舍屋頂或漁塭裝設太陽能板發電等）或是生質燃氣自用（禽畜糞尿等產生的沼氣作為發電或產熱燃料）等，前述各項已積極評估規劃與建置中。

---

<sup>635</sup> 農傳媒(2020)【科技農領航】田間蒐集大數據自動監控水稻旱田科學省工—新豐碾米工廠。  
<https://www.agriharvest.tw/archives/49932>

<sup>636</sup> Emma stein (2019) 魚與熊掌可兼得，中央研究院團隊改良出既耐旱又提高產量的水稻。科技新報。  
<https://technews.tw/2019/11/15/mybs2-%CE%B1amy-mybs1-gf14-rice-gene-editing/>

<sup>637</sup> 古碧玲(2020) 全球獨有，超級未來食物—台灣油芒重見天日！比水稻小麥更營養，抗旱耐鹽耐逆境。上下游 News&Market（新聞市集）。  
<https://www.newsmarket.com.tw/blog/131220/>

<sup>638</sup> 經濟部能源局(2019) 經濟部完成五年 1 次農業部門能源消費調查報告—精緻農業與綠能發展，帶動農業部門能源供需型態改變。經濟部能源局優良太陽光電系統光鐸獎。  
[http://www.topsolar.org.tw/show\\_news.php?pID=357](http://www.topsolar.org.tw/show_news.php?pID=357)

### (3) 善用農林剩餘資材的減排選項

所謂農林剩餘資材，如稻草稻殼、雜糧作物剩餘資材、果樹剪定枝、林木剩餘資材、竹林剩餘資材與漂流木等，過往多採露天燃燒的方式，過程中將釋放大量二氧化碳及細懸浮微粒(PM<sub>2.5</sub>)至環境中，其伴隨產生的濃煙亦會導致空氣品質惡化<sup>639</sup>。若將稻草等剩餘資材切碎後就地掩埋，土壤中的稻草稻梗恐來不及在下期稻作插秧前完全腐爛，且土壤中的氮素會因微生物分解而減少，並產生有機酸及甲烷影響秧苗的生長狀況<sup>640</sup>。因此，將農林剩餘資材改以無氧裂解的方式產製生物炭(biochar)，也就是在高溫下以很少或無氧的方式加熱木材、樹葉或枯死的植物等來生產的木炭，將可封存固體形式的碳長達幾個世紀，以及變成可以埋在地下的碳匯<sup>641</sup>。對農業部門而言，此種將農林剩餘資材再製成生物炭的減碳選項，其製程可促進剩餘資材再生、減少空氣污染與碳排，所產製的生物炭可添加至土壤中調整土壤物理及化學特性，進而增加單位土地面積的作物產量，可同時兼顧資源、環保與經濟。但是，農林剩餘資材不同製成的生物炭性質有所差異，因此，添加生物炭的土壤仍須持續監控其化學性及生物相，並評估可能造成的影響<sup>642,643</sup>。

## 2. 廢棄物部門

廢棄物部門方面，廢棄物處理多為成熟技術，碳排放未能繼續有效降低的主因是在沒有足夠的誘因，而非缺乏技術（廢棄物部門全球減碳趨勢請參見附錄5B）。污水處理部分，例如工業技術研究院開發的上流式厭氧污泥床在2015年時

---

<sup>639</sup> 行政院農業委員會農糧署(2018) 勿露天燃燒稻草維護空氣品質 你我一起來。

[https://srb.afa.gov.tw/index.php?act=article&code=print&ids=186&article\\_id=40504&flag=detail](https://srb.afa.gov.tw/index.php?act=article&code=print&ids=186&article_id=40504&flag=detail)

<sup>640</sup> 張芳語(2019) 稻草燒不燒 農民政府看法不同。中正 E 報。<https://enews.ccu.edu.tw/稻草燒不燒-農民政府看法不同-e2229a26386d>

<sup>641</sup> 姜唯(2019) 潛力無窮的黑暗物質：生物炭一年可抵消 10 億噸碳。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/221739>

<sup>642</sup> 陳盈蓁、徐仲禹、倪禮豐(2018) 淺談生物炭於農業之應用。花蓮區農業專訊第 106 期。[https://www.hdares.gov.tw/upload/hdares/files/web\\_structure/12695/04.pdf](https://www.hdares.gov.tw/upload/hdares/files/web_structure/12695/04.pdf)

<sup>643</sup> 蔡佳儒、吳耿東(2016) 臺灣農業廢棄物製備生物炭之未來與展望。農業生技產業季刊，No.46。[http://www.biotaiwan.org.tw/mag/image\\_doc/46/04臺灣農業廢棄物製備生物炭之未來與展望.pdf](http://www.biotaiwan.org.tw/mag/image_doc/46/04臺灣農業廢棄物製備生物炭之未來與展望.pdf)

就已累積非常多實績<sup>644</sup>，是國內廢水甲烷回收的重要選項，已廣泛應用於光電、化工、食品、發酵、造紙等國內產業，國外則有馬來西亞、越南的食品與釀酒業採用，具有初設及操作低成本的優勢。上流式厭氧污泥床將產出沼氣後的固、液、氣體經三相分離器分離，厭氧菌污泥在沈澱區沈澱後回到反應槽，處理水則放流，同時收集沼氣作為燃氣之用。垃圾掩埋部分，上述掩埋場改善方向<sup>991</sup>都不需要特別的技術（例如氣體收集系統定期維修、垃圾滲出水妥善收集等）；政府已知改善方法，來推動掩埋場的改善，例如 2019 年 7 月 2 日決標的「108 年八里垃圾掩埋場邊坡及排水設施改善工程」（招標金額新臺幣 317 萬 1,636 元），或是 2021 年 3 月 22 日開標的「110A196 無營運中焚化廠 8 縣（南投、雲林、新竹、離島及花東）推動精進型家戶垃圾處理技術支援計畫」（預算金額新臺幣 1,500 萬元），只是改善工作推動的速度不佳，以致尚未能有效降低碳排放，另外，整體的管理也有強化的必要，如 2020 年 11 月至 2021 年 3 月間，我國的掩埋場就至少發生了 10 起火災<sup>645</sup>。

#### 5.4.5 政策建議

為達成我國 2050 淨零排放的目標，農業與廢棄物部門面對的問題與挑戰來自於如何與農業生產者協力啟動行為與思維的轉型，以及強化廢棄物處理時採行降排等創新技術與提升廢棄物再利用占比。由於此二大部門關聯的層面甚廣，包含農、林、漁、畜牧與生態保育等面向，建議國內的農業與廢棄物部門在推動減碳措施時可包含的規劃重點及方向有：

1. 農業部門肩負著保障我國糧食安全的使命，在減少化學農藥及肥料的使用或改採其他可維持地力的農法下，須審慎評估如何達成淨零排放與糧食安全的雙贏目標。另外，為降低甲烷的產生，除透過禽畜飼料改善外，國內水稻基因

---

<sup>644</sup> 張建中（2015 年 4 月 19 日）。工研院擠下全球龍頭成美光顧問。YamNews。  
<https://n.yam.com/Article/20150419984243>

<sup>645</sup> 孫文臨（2021 年 3 月 2 日）。新北八里掩埋場大火持續悶燒 環保局：初步判斷乾電池自燃。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/229757>

改良亦有其減排功效，只是不易在短期間達減排量目標。綜整來看，在已成熟的農業相關減碳技術上，如何觸動農業生產者並引發採行低碳農法的意願，可能為首要推動的減碳作為。

2. 為達成農業部門在電力使用與燃料燃燒上的淨零排放，透過再生能源及生質能來取代化石燃料的使用，是勢在必行，或是對機具設備電氣化與生產環境自動化全面改採綠電，其減排成效將可再提升。因此，為加速導入綠能的應用，則可透過整合原有農業部門營運模式，包括農舍、畜舍屋頂或漁塭裝設太陽能板發電，或利用禽畜糞尿等產生的沼氣作為發電或產熱燃料等方式。
3. 將農林剩餘資材妥善處理並再製成生物炭的減碳措施，不僅促進剩餘資材再生，亦可減少空污與碳排的問題，此外，將生物炭添加至土壤中調整土壤物化特性以提升單位土地面積的作物產量，整體而言，可發揮兼顧資源、環保與經濟之綜效。
4. 為善用農業部門天然碳匯能力，建議依循我國正在推動之農業部門碳匯價值化方案，以及參採聯合國清潔發展機制(Clean Development Mechanism, CDM)等國際機構驗證方式<sup>646,647</sup>，來協助農民申請碳權抵換並作為碳權交易機制設計基礎。期藉由適當的經濟誘因及公平透明的農業部門碳權交易機制，促成以自然為本的天然碳匯解決方案來有效運作，並緩解我國零碳排轉型時依賴無碳能源之壓力。
5. 關於增強廢棄物部門甲烷回收誘因，可獎勵企業或農戶，每利用廢水或農業廢棄物沼氣發一度電，就提供一定比例的額外用電優惠；公共事業廢水與掩埋場則須訂定沼氣逸散比例逐年下降的目標。我國廢棄物的溫室氣體排放主要來自污水處理、垃圾掩埋場及未妥善利用的農業廢棄物。污水處理如上述永豐餘利用造紙製程水，建置了我國最大沼氣發電系統，垃圾掩埋場的甲烷收集發電

---

<sup>646</sup> 陳慧萍(2022) 行政院農委會主委陳吉仲正面迎戰氣候變遷 邁向農業淨零排放。豐年雜誌 2022年4月號。農傳媒。 <https://www.agriharvest.tw/archives/79644>

<sup>647</sup> 行政院農業委員會(2022) 農委會主委陳吉仲：台灣農業碳權年估 75 億產值。農業科技決策資訊平台。 <https://news.ltn.com.tw/news/life/breakingnews/3862149>

亦行之有年<sup>648</sup>，顯見甲烷收集與利用的技術基本上已相當成熟，但低通量低濃度甲烷的收集與利用技術尚待進一步研究開發。惟「我國國家溫室氣體排放清冊報告」中事業廢水的甲烷移除量數十年都是掛零，妥善管理之掩埋場的甲烷發電利用率大約只有 10 wt%，90 wt%都逸散至大氣，另外，堆肥也會造成 60 wt%以上的碳逸散量。政府應從投資研發尖端技術，結合生物、化工等領域專家，共同研發低通量低濃度甲烷收集與利用的實際解決方案，才能有效降低相關部門的甲烷碳排放。政府亦應從政策著手鼓勵提出解決方案，例如企業或農戶若能夠使用來自廢水或農業廢棄物的沼氣自主發電而滿足了自身部分的用電需求，剩下的用電量建議按比例予以優惠。至於公共事業非以營利為目的，可直接訂定目標，儘速讓全國的掩埋場都被妥善管理，且要求垃圾滲出水確實回收，公共事業廢水處理場與掩埋場的甲烷發電利用率也必須逐年提升。

---

<sup>648</sup> 張祺燕(2014) 高雄市政府環境保護局掩埋場沼氣發電成效探討。高雄市環境保護局。  
<https://ksepb.kcg.gov.tw/FileDownload/FileUpload/20191027121536893437.pdf>

## 5.5 小結

根據我國 2019 年溫室氣體排放量的統計，運輸部門的排放量約為 37 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占總排放量的 12.9%，主要排放源為公路運輸；而在住商部門的排放量為 57.7 Mt CO<sub>2</sub>eq，約占總排放量 20.1%，主要排放量來自於住宅與其他服務業的電力使用；在農業部門的排放量約為 6.0 Mt CO<sub>2</sub>eq，占總排放量為 2.1%，主要排放量來自農牧及林業，而廢棄物部門的排放量為 2.9 Mt CO<sub>2</sub>eq，占總排放量為 1%。這些部門(運輸、住商、農業/廢棄物部門)的總排放量為 103.6 Mt CO<sub>2</sub>eq，占全國總排放量約 36.1%，亦不容小覷，為達到 2050 年溫室氣體淨零排放的目標，將有以下建議各部門的零碳減排推動措施。

我國運輸部門未來應配合國際趨勢進行全面電氣化的轉型，其中主要的溫室氣體排放來源為公路運輸系統，因而汽車及機車隨著國際市場的電氣化，建議要廣設充電站以利於電氣化的發展並可提升民眾使用意願。而在運輸載具全面電氣化的過渡期間，建議可訂定再生燃料的相關法規，儘速建構再生燃料使用規範以同步減少使用化石燃料降低碳排放量。另外，發展與推動大眾運輸也是大幅度減少溫室氣體的排放，應建議鼓勵大眾運輸工具的布建與使用，以便減少私人運具的過度使用。最後，航空業與航海業在邁向全面電氣化的發展過程中，應該要加速發展低碳燃油以利於大幅減少碳排放。

在住商/建築部門的部分，主要造成碳排放的來源為日常使用電力設備及建築材料在生產過程的排放，建議應推動既有建築物改造與翻修，如透過建築物輕量化、延長建築的使用壽命，以及使用木造建築取代鋼筋水泥來降低建築材料生產所造成的碳排放。另外，為降低住商/建築部門因空調設備使用造成消耗電力所造成的碳排，建議要投入空調系統的新興技術研發，並且在基礎設施的建置上須導入智慧化的能源管理系統與具彈性的電力調度，以協助達到節能減碳的最佳效益。

在農業/廢棄物部門的部分，主要的碳排放來源為農業操作與廢棄物處理，建議要推行農業生產者啟動行為模式與思維的轉型，以低碳農法來調整傳統農牧

作法以提升減碳排放之成效，而在農林漁牧設備也建議要全面的電氣化並且要導入綠能科技的應用範疇。另外，在農林剩餘資材的妥善處理下，不僅可再製成生物炭添加入土壤提升作物產量，亦可減少空污與碳排放。最後，建議也應投入經費於研發甲烷收集與發電的前瞻技術，並且對於企業與農戶在廢棄物甲烷回收進行相關獎勵措施，以解決廢棄物甲烷排放的問題。

## 第六章 突破性新科技

### 本章小節

- 6.1 前言
- 6.2 直接空氣捕獲技術
- 6.3 生物及化學法二氧化碳利用技術
- 6.4 未來核技術
- 6.5 小結

## 6.1 前言

除了前述章節分別針對不同部門研析具有減排的潛力科技外，另外仍有一些具有前瞻性、突破性的科技發展方向，一旦發展成功可對減碳進展帶來突破性的影響，故須要同步關注，本章將加以探討。其中，根據其用來減少碳排對環境衝擊的時間點，可區分為後端處理與前端預防技術，後端處理技術以從大氣中減少二氧化碳(CO<sub>2</sub>)含量為目的，而前端預防技術乃由源頭避免碳排的產生，如有關新能源或節能技術開發<sup>649</sup>。本章討論的突破性新科技包括屬於後端處理的直接空氣捕獲技術、生物法/化學法/電化學法二氧化碳利用技術，和屬於前端預防的未來核能技術發展。

二氧化碳捕獲的概念在多年前就被提出，主要是利用吸收/吸附劑將空氣(包括產業所排放的廢氣)中的二氧化碳捕獲。二氧化碳捕獲的關鍵在於(1)二氧化碳通過捕獲劑時的接觸面積、(2)捕獲劑對二氧化碳的捕獲能力、(3)捕獲流程的經濟效益。相較於液體，任何氣體本身在空間中是非常稀薄的，增加捕獲劑與二氧化碳接觸並捕獲的機會非常重要，只有開發出吸附效能高、具經濟效益的捕獲流程，才能成功的實現大規模直接空氣捕獲。直接空氣捕獲後的二氧化碳，後續可透過生物法、化學法與電化學法加以利用，轉化成各種化學原料，可進一步降低人類對石化原料的依賴。植物或微生物多數能夠以光合作用等方式轉化二氧化碳，不過也會行呼吸作用再排出部分的二氧化碳，如果將生物的固碳機制獨立出來直接加以運用，即是生物法的發展重點；化學法除了須要開發效率更高的反應外，一般化學法的反應過程須要添加還原劑，如氫氣，因此生產氫氣是否會排碳即是重要的考量；電化學法則用電催化還原二氧化碳來製造其他化學品，因此所用的電力若非源自綠電，會因傳統電力的使用造成碳排增加，失去固碳效益，因此綠電充足與否在電化學法的運用上扮演重要的角色。

此外，雖然國人多數對核能心存疑慮，但核能技術在歷經數十年的發展後，新技術的安全性已與我國目前運轉之核能電廠的核能技術大不相同。本章的關注

---

<sup>649</sup> Sanz-Pérez, E.S., Murdock, C.R., Didas, S.A., & Jones, C.W. (2016) Direct Capture of CO<sub>2</sub> from Ambient Air. *Chem. Rev*, 116(19), 11840-11876. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.chemrev.6b00173>

重點為最新的核分裂技術—第四代反應爐的發展，另隨著核融合技術商轉機會的提高，本章也同樣觀察研析核融合技術的最新進展，並提出如何因應未來核融合技術商轉與國際產業鏈的政策建議。以下各小節將詳盡討論上述各項突破性新科技。

## 6.2 直接空氣捕獲技術(Direct Air Capture, DAC)

### 摘要

直接空氣捕獲技術為一種碳捕獲創新技術，直接從大氣中去除二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，故極具挑戰性，目前僅有少數試驗工廠在國外測試。此外，相關裝置系統的運作仍有一定能耗，除成本因素外，應該考量運作所需電力來源（綠能或化石燃料）之碳排，確保系統運作之碳捕獲量高於裝置能耗之碳排，使整體能夠達成淨零/淨負排放。直接空氣捕獲技術相較傳統的碳封存，可以建置於合適儲存的地點，無長途運送的成本，若能克服現有 DAC 成本以及能耗較高的挑戰，未來仍為具競爭力的負碳技術。綜合我國各種狀況，建議推動下列作為：

1. 透過國際合作與技術交流方式，推動直接空氣捕獲技術的發展，並投入研發可降低能耗與成本之技術。
2. 解決現有 DAC 成本以及能耗較高的問題後，啟動再利用途徑的研究或進行探勘尋找合適的地質儲存地點。

### 6.2.1 前言

直接空氣捕獲技術(Direct Air Capture, DAC)是直接從空氣中捕獲二氧化碳，後續再將高濃度的二氧化碳永久儲存在深層的地質結構中，也可應用於食品加工、與氫氣結合產生合成燃料等。一般而言，如果是工廠排放尾氣具有高濃度二氧化碳，例如天然氣加工製程，其碳捕獲成本較低(25 USD/ tCO<sub>2</sub>eq)，但如果是低濃度二氧化碳的捕獲成本就較高，例如電力與水泥業碳捕獲成本在 50 USD/tCO<sub>2</sub>eq 以上，而直接空氣捕獲成本則為 300 USD /tCO<sub>2</sub>eq 以上<sup>650</sup>。根據國際能源總署(IEA)的研究報告，全球目前有 19 座直接空氣捕獲工廠，每年可以捕獲超過 0.1 Mt 的二氧化碳。依照 2050 年淨零排放的情境，2030 年透過 DAC 技術捕獲二氧

---

<sup>650</sup> IEA (2021) Is carbon capture too expensive? <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>

化碳將超過 90 Mt CO<sub>2</sub>eq/年，到 2050 年捕獲量將達到 985 MtCO<sub>2</sub>eq/年<sup>651</sup>。因此，未來須要擴大基礎設施布建規模來精進技術發展與降低碳捕獲成本，才能成功大規模布建 DAC 設備，達成明確淨零/淨負排放的效果。

## 6.2.2 直接空氣捕獲之類型與案例

直接空氣捕獲技術可分為固體型與液體型，固體型為透過經化學處理的固體過濾器進行二氧化碳的吸附，後續經由加熱程序取得濃縮的二氧化碳，目前不同企業依照地區亦有不同發展進程，如瑞士 Climeworks AG 與冰島 Carbfix 創新案例顯示已達示範階段<sup>652</sup>；液體型為空氣通過化學溶液，如氫氧化物液體，透過施加高溫程序將化學物質進行重組，從而吸附二氧化碳，技術成熟度介於示範至商業化階段之間（圖 6.2.1）。

	原理	案例	技術現況與成熟度	成本、能耗
液體型	空氣通過化學溶液（如氫氧化鉀）而吸附二氧化碳 (>850 °C)	• 加拿大 Carbon Engineering	• 示範至商業化	• 再生電力 1,500 kWh/ton • 成本 100 美元/ton
固體型	以固體過濾器進行二氧化碳吸附，再經由加熱程序取得濃縮二氧化碳 (80~100 °C)	• 瑞士 Climeworks • 芬蘭 Soletair Power • 美國 Global Thermostat • 美國 Mechanical Tree	• 示範至商業化	• 電力 650 kWh 與熱能 2000 kWh/ton • 成本 100-200 美元/ton 或更高

圖 6.2.1 直接空氣捕獲技術的原理、案例、技術現況與成本能耗等<sup>653,654</sup>

<sup>651</sup> IEA (2021) Net zero by 2050: a Roadmap for the global energy sector.

[https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>652</sup> Climeworks (2020) The rapid construction of Climeworks' new direct air capture and storage plant Orca has started. <https://climeworks.com/news/climeworks-makes-large-scale-carbon-dioxide-removal-a-reality>

<sup>653</sup> Viebahn, P., Scholz, A., & Zelt, O. (2019) The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program - Results of a Multi-Dimensional Analysis. *Energies*, 12(18), 3443. <https://doi.org/10.3390/en12183443>

<sup>654</sup> Chalmin, A. (2021) Quarterly review #3: DAC & CCUS developments in 2021. [geoengineeringmonitor.org/2021/12/quarterly-review-3-geoengineering-developments-in-2021/](https://geoengineeringmonitor.org/2021/12/quarterly-review-3-geoengineering-developments-in-2021/)

## 1. 固體型

瑞士 Climeworks AG 與冰島 Carbfix 已於 2021 年 9 月在冰島完成建構全世界最大的捕獲與封存展示工廠 Orca，並透過自然礦化封存方式，安全儲存在玄武岩地層中，預計每年可封存 4,000 噸二氧化碳（圖 6.2.2）。直接空氣捕獲運作機制為透過風扇將空氣吸入收集區，二氧化碳會被吸附在多孔顆粒過濾器上，當過濾器表面吸附充滿二氧化碳後，便可關閉收集區並將溫度提升至攝氏 80~100 度，釋出並獲得高濃度的二氧化碳，後續除了直接封存於地下，亦可透過化學合成為燃料，如圖 6.2.3。相關動力（包含風扇運轉與約攝氏 100 度的熱源）來源主要來自冰島 Hellisheiði 地熱發電廠的再生能源（或是工廠廢熱）。捕獲 1 公噸的二氧化碳須要 600 kWh 電力與 1.8~2.5 kWh 的熱能，目前成本約 500~600 USD/tCO<sub>2</sub>eq，2030 年希望降至 200~300 USD/tCO<sub>2</sub>eq<sup>655,656,657,658</sup>。美國哥倫比亞大學氣候學院 (Columbia Climate School) 轄下之拉蒙特—多爾蒂地球觀測所 (Lamont-Doherty Earth Observatory) 在 2021 年發表的研究成果，希望運用容易取得且低成本的礦物為來源，以被動方式在大氣自然條件下與二氧化碳進行反應，以直接由空氣捕獲二氧化碳，期能有機會降低現有直接空氣捕獲技術能耗及成本過高的問題。主要利用石灰石（碳酸鈣，CaCO<sub>3</sub>）加熱後可得到氧化鈣 (CaO) 與二氧化碳之原理，將二氧化碳進行儲存或再利用，而氧化鈣可在大氣中重新吸收二氧化碳轉換為石灰石，透過循環利用氧化鈣將二氧化碳持續從大氣中移除。目前在實驗室的測試下，不到兩週的時間，便可將 75% 的氧化鈣轉化為石灰石。由於該過程非常簡單，有潛力以低成本方式移除二氧化碳<sup>659</sup>。而此技術目前也正由位於美國加州的

---

<sup>655</sup> Chuang, D. (2021) 冰島世界最大 CCS 工廠將落成，每年把 4,000 噸二氧化碳「變石頭」。科技新報。 <https://technews.tw/2021/09/09/direct-air-capture/>

<sup>656</sup> Reuters (2021) World's largest plant capturing carbon from air starts in Iceland. <https://www.reuters.com/business/environment/worlds-largest-plant-capturing-carbon-air-starts-iceland-2021-09-08/>

<sup>657</sup> McQueen, N., Gomes, K. V., McCormick, C., Blumanthal, K., Pisciotta, M., & Wilcox, J. (2021) A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. *Prog. Energy*, 3, 032001. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abf1ce/pdf>

<sup>658</sup> Doyle A. (2021) Feature-Firms sucking carbon from air see boost from 'code red' climate crisis. Thomson Reuters Foundation. <https://www.reuters.com/article/climate-change-carboncapture-idUSL8N2QF2PA>

<sup>659</sup> Aronsohn, M. D. (2022) Clearing the air: decarbonization technologies take a giant step forward. <https://news.climate.columbia.edu/2022/01/06/clearing-the-air-decarbonization-technologist-take-a-giant-step-forward/>

Heirloom Carbon Technologies 公司進行後續研發，希望透過氧化鈣和碳酸鈣的循環利用，到 2035 年從空氣中移除 10 億噸(1 Gt)二氧化碳<sup>660</sup>。

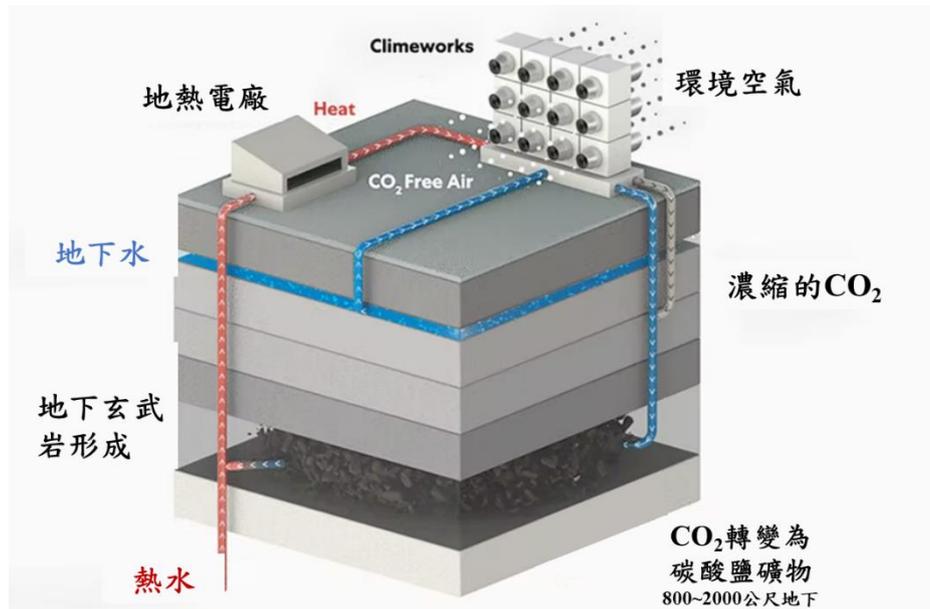


圖 6.2.2 瑞士 Climeworks AG 與冰島 Carbfix 合作的直接空氣捕獲與地下玄武岩礦化封存技術<sup>661</sup>

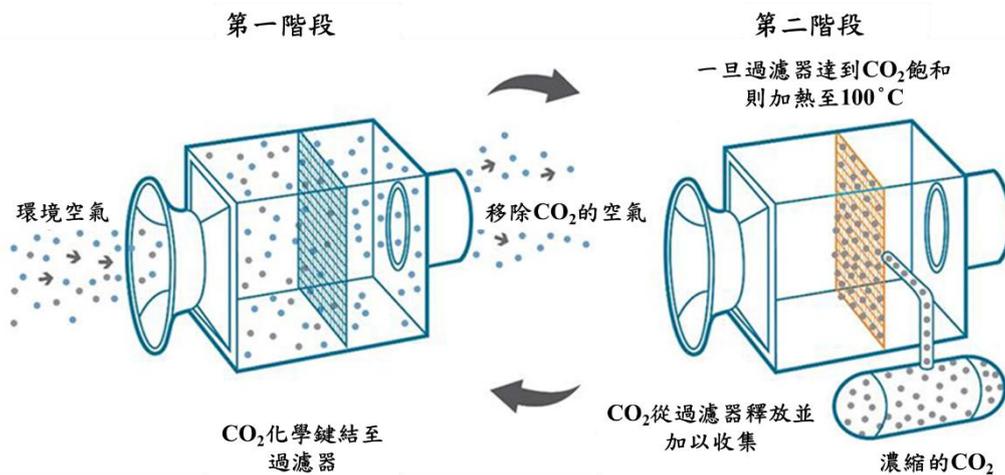


圖 6.2.3 瑞士 Climeworks AG 新創公司的 DAC 技術<sup>662</sup>

<sup>660</sup> 同前揭註 659。

<sup>661</sup> Climeworks(2022) How Climeworks does CO<sub>2</sub> removal. <https://climeworks.com/company-gifts>

<sup>662</sup> Beuttler, C., Charles, L., & Wurzbacher, J. (2019). The role of direct air capture in mitigation of

芬蘭 Soletair Power 透過太陽能發電提供所需的電力，利用胺顆粒(solid amine sorbent)吸附空氣中的二氧化碳，經過攝氏 120 度的熱循環，將胺顆粒內的二氧化碳釋放出來後進行儲存，後續再透過電解水產製氫氣，並送入甲烷化反應器將氫氣與二氧化碳合成產生甲烷氣體，以及其他液體與固體碳氫化合物<sup>663</sup>。

美國 Global Thermostat 的直接空氣捕獲技術則是使用多孔材料固定胺類吸附劑，從空氣中移除二氧化碳，並將其儲存在地下，或是用於製造成化學品、消費品或建築材料。因為相關製程可使用低溫蒸汽(100~130°C)進行脫附與收集，因此理想情況下有機會搭配附近工廠或電廠之運作，得到低溫或免費的餘熱或製程熱<sup>664,665</sup>。例如，該公司在 2019 年開始與 ExxonMobil 公司簽署一項聯合開發協議，共同建構工業規模之廠房，以將該公司技術應用於捕獲和濃縮工業來源（包括發電廠和大氣）排放之二氧化碳；同時，也利用工廠的製程熱能，在捕獲程序後進行吸附劑之再生<sup>666</sup>。同時該技術設計上亦可以利用大規模太陽光電的「熱」副產品提供工廠能源，將光電農場轉變成碳匯，並搭配銷售二氧化碳來提高收益。如果透過商業模式的設計，可以達到在沒有政府補貼或碳稅收抵免下，仍可負擔甚至獲利<sup>667,668</sup>。

愛爾蘭都柏林的碳收集公司(Carbon Collect Limited)（前身為矽王國控股公司，Silicon Kingdom Holdings, SKH）與美國利桑那州立大學(Arizona State University)合作共同研發可直接進行空氣捕獲的機械樹(mechanical tree)，捕獲的

---

anthropogenic greenhouse gas emissions. *Frontiers in Climate*, 1, 10.

<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2019.00010/full>

<sup>663</sup> Vázquez, F. V., Koppern, J., Ruuskanen, V., Bajamundi, C., Kosonen, A., Simell, P., Ahola, J., Frilund, C., Elfving, J., Reinikainen, M., Heikkinen, N., Kauppinen, J., Piermartini, P. (2018) Power-to-X technology using renewable electricity and carbon dioxide from ambient air: SOLETAIR proof-of-concept and improved process concept. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 28, 235-246. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982018305213#fig0005>

<sup>664</sup> Chichilnisky, G. (2019) Direct air capture: the key to reversing climate change. *The Digest*. <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2019/11/20/direct-air-capture-the-key-to-reversing-climate-change/>

<sup>665</sup> 林海珍(2018) 能源趨勢觀測－減碳淨煤主軸簡報。建立及強化能源國家型科技計畫績效之管理機制及能源技術議題探索模式計畫成果（未出版）。

<sup>666</sup> 同前揭註 657。

<sup>667</sup> Global thermostat(2018) A unique capture process. <https://globalthermostat.com/a-unique-capture-process/>

<sup>668</sup> 同前揭註 665。

二氧化碳氣體可直接進行儲存或是釋出再利用，例如可應用於合成燃料、提高石油採收率或食品、飲料和農業行業。與其他碳捕獲技術不同之處在於機械樹 (mechanical tree) 捕獲裝置像一棵樹，從大氣中去除二氧化碳，無須使用能源密集型設備將空氣吸入系統，係透過風從任何方向吹過系統時，該技術可以有效地捕獲碳，為一種被動式、成本相對較低且可大規模布建的解決方案。該技術經評估可以顯著降低地球大氣中二氧化碳含量，有助於對抗全球氣候變遷。目前碳收集公司已在加州建造 1,200 個機械樹，預計一年能捕獲 36,500 噸二氧化碳，當未來機械樹達商業化大規模部署時，預計成本將可低於 100 USD/tCO<sub>2</sub>eq<sup>669,670</sup>。

## 2. 液體型

加拿大 Carbon Engineering 開發空氣中碳捕獲技術分為兩部分：(一) 二氧化碳捕獲，自空氣接觸器將空氣吸入，並經過薄塑料表面使其接觸氫氧化鉀溶液。透過該溶液與空氣中二氧化碳分子發生化學反應形成碳酸鹽溶液，以達到自空氣捕獲之目的；(二) 二氧化碳再利用，透過碳酸鹽溶液中所含的二氧化碳進行一系列化學過程，以提高其濃度、對其進行淨化和壓縮，從而以氣態形式交付使用或儲存後再利用<sup>671</sup>。

### 6.2.3 直接空氣捕獲技術搭配現地礦化封存之測試案例

總部位於阿曼的新創公司 44.01<sup>672</sup>於 2021 年 5 月開始與瑞士 DAC 公司 Climeworks 合作，以模擬橄欖岩(peridotite)在自然條件下可與二氧化碳和水反應形成碳酸鹽之原理<sup>673</sup>，在阿曼地區以 DAC 技術進行二氧化碳捕獲，捕獲之二氧

---

<sup>669</sup> ASU News (2021) Carbon Collect's mechanical tree selected for US Department of Energy award. <https://news.asu.edu/20210702-carbon-collect-mechanicaltree-selected-us-department-energy-award>

<sup>670</sup> ASU News (2019) Popular Science picks ASU professor's 'MechanicalTree' as a 2019 top technology. <https://news.asu.edu/20191205-popular-science-picks-lackner-mechanicaltree-2019-top-technology>

<sup>671</sup> Carbon Engineering (2021) Our technology. <https://carbonengineering.com/our-technology/>

<sup>672</sup> 以二氧化碳的分子量 44.01 作為公司名稱。

<sup>673</sup> 此種碳酸鹽如方解石(calcite)，為一種碳酸鈣的穩定形態，為常見且無害的礦物。

化碳進一步與水蒸氣反應形成碳酸水後，透過鑽井輸送至地表下，與橄欖岩反應形成碳酸鹽在岩石內沉澱，過程中搭配工程技術改良以加速反應，希望達到從大氣中移除二氧化碳並以固體形式永久儲存之目的（圖 6.2.4）<sup>674,675</sup>。

橄欖岩是一種富含橄欖石(olivine)以及輝石(pyroxene)的緻密火成岩，通常出現在地表 20 公里以下或更深之處，為地函(mantle)組成之岩石，但也可能存在於地球表面，像是阿拉伯半島的最東端，如阿曼北部海岸，便因為曾發生過板塊構造運動，讓數百平方英哩的橄欖岩裸露在地層表面上。約從 2006 年開始，前述提及美國哥倫比亞大學氣候學院轄下拉蒙特—多爾蒂地球觀測所(Lamont-Doherty Earth Observatory)的研究人員便利用裸露在地表的橄欖岩作為研究材料，測試運用阿曼地區橄欖岩進行礦化封存的潛力，發現透過人為策略改良可加速橄欖岩的二氧化碳礦化封存速度並降低整體的執行成本<sup>676</sup>。

在進行二氧化碳礦化封存之創新策略上，該公司採取的策略包括：提供比大氣中濃度更高的二氧化碳，這也是與瑞士 DAC 公司 Climeworks 合作之主要原因；此外，也透過工程鑽孔方式極大化岩石反應之表面積；第三則是利用當地生產的太陽能 and 生物燃料提供礦化封存技術操作動力，降低所使用的燃料成本。該公司希望在 2040 年達到礦化封存 10 億噸(1 Gt)二氧化碳的目標<sup>677</sup>。

---

<sup>674</sup> Techcrunch (2021) 44.01 secures \$5M to turn billions of tons of carbon dioxide to stone. <https://techcrunch.com/2021/08/10/44-01-secures-5m-to-turn-billions-of-tons-of-carbon-dioxide-to-stone/>

<sup>675</sup> 同前揭註 659。

<sup>676</sup> 趙紀東(2008) 研究發現橄欖岩的碳酸化作用可吸收二氧化碳。中國科學院國家科學圖書館。 <http://www.llas.cas.cn/kxjckbzb/dqkxjzj/201412/P020141215634848928013.pdf>

<sup>677</sup> 同前揭註 674。

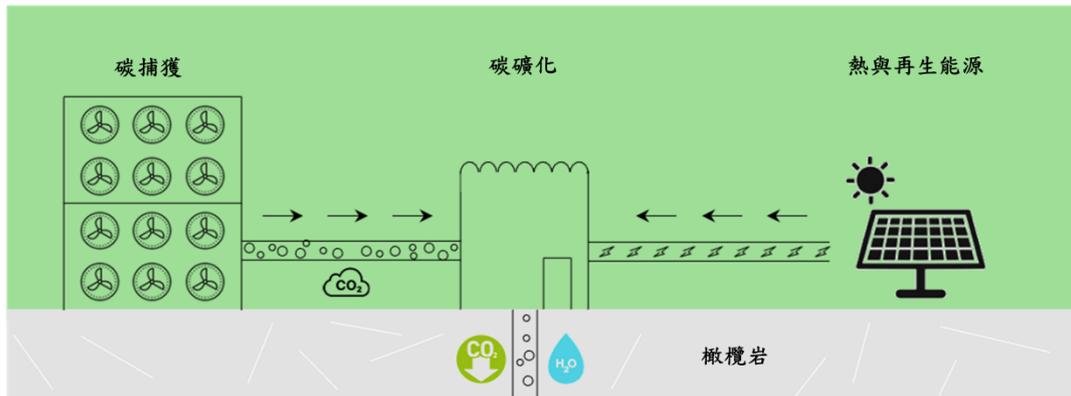


圖 6.2.4 新創公司 44.01 與 Climeworks 合作以直接空氣捕獲搭配礦化封存之技術<sup>678</sup>

## 6.2.4 政策建議

目前國際上部分直接空氣捕獲（化學法）已能透過搭配充足之零碳電力或低成本餘熱（如製程熱）達成二氧化碳之有效捕獲，且透過適當的商業模式設計與運作，展示出可在無政府補貼或無碳稅收抵免下，仍可負擔甚至獲利之潛能。相較傳統的 CCUS 技術，其不受限於排放源所在區位進行設置，廠址設置具有較大彈性，故有利於我國擴展碳捕獲實施之空間與範圍。建議適度獎助相關研究，以國際進展為標竿來推動空氣直接捕獲技術的發展，研發可降低能耗與成本之技術。

捕獲後的二氧化碳可以再利用或封存，再利用部分在本政策建議報告 3.3 及 6.3 節中已多所著墨，本節僅比較與傳統 CCUS 中封存技術（詳見第 3.3 節）的差別。傳統 CCUS 主要是從電廠/工廠煙道氣捕獲二氧化碳，雖然排放之二氧化碳濃度較高，捕獲成本較低，但若無法現地再利用，便須要透過管線等方式運送到封存場址進行儲存，故須選擇鄰近碳捕獲電廠/工廠之封存場址，以降低運輸成本。我國本島陸域可供封存利用之耗竭油氣儲集層位置固定，無法與我國高碳排的產業區位完全匹配，若要配合產業區位尋覓濱海或近岸合適場址，將衍生相關海域調查需求，開發風險與探勘成本便會大幅提高。如前所述，直接空氣捕獲

<sup>678</sup> 同前揭註 674。

技術 DAC 技術，較不受限排放源所在區位，故具備可直接設置在封存場址旁之彈性與優點，透過將直接空氣捕獲後之二氧化碳進行現地封存，大幅降低運輸管線設置所需面臨之社會溝通成本與運輸成本，並有潛力創造出如生質碳匯般可跨國合作之碳移除模式<sup>679</sup>。因此如果能夠克服現有 DAC 成本以及能耗較高的挑戰，又能找到合適的儲存或利用的方法，仍不失為一有效的減碳技術。

---

<sup>679</sup> 同前揭註 674。

## 6.3 生物及化學法二氧化碳利用技術

### 摘要

無論以淨零排放甚至淨負排放為目標，從大氣中直接捕獲或由煙道氣中捕獲之二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，都須有適當的去處。除封存之外，二氧化碳再利用為一重要方向。再利用首先要將二氧化碳還原，其可用之方法，如生物法，化學法，或電(光)化學法等。二氧化碳還原之後再轉化成各種化學原料以取代部份化石原料，可進一步減少二氧化碳排放，同時合成高價值的化學品。綜合我國各種狀況，建議長期持續推動二氧化碳再利用技術的發展，包括生物法、化學法與電(光)化學法，以及結合不同方法生產高價化學品之轉化技術。

### 6.3.1 前言

現今社會經濟的進展對化石燃料產品有強烈依賴性，因此強烈阻礙節能減排的進程。2019年我國溫室氣體總排放量為287 Mt CO<sub>2</sub>eq，其中二氧化碳占排放溫室氣體最大宗，達95.28%<sup>680</sup>。而工業部門能源燃燒排放之二氧化碳(含分攤電力消費)占燃料燃燒總排放量接近五成(2020年為48.74%)。由於工業生產的產品絕大部份來自使用化石燃料，且部分製程須經耗能的合成程序，因此造成相當高的碳足跡。在歐洲，生產和使用26種化工原料即占化學工業總能源使用量的75%，且其溫室氣體排放量也占整體歐洲化學工業的90%以上(1.5億公噸，150 Mt)。倘若依照此增長軌跡發展，到2050年，預計這些化合物將產生2億公噸(200 Mt)二氧化碳當量的排放量<sup>681</sup>。

在2017年，化石燃料的開採和加工總共消耗能源12億噸(1,200 Mt)油當量(oil equivalent)，排放15億噸(1,500 Mt)二氧化碳<sup>682,683</sup>。如要再利用二氧化碳首先

<sup>680</sup> 行政院環境保護署(2021) 中華民國國家溫室氣體清冊報告(2021年版)。

[https://unfccc.saveoursky.org.tw/nir/tw\\_nir\\_2021.php](https://unfccc.saveoursky.org.tw/nir/tw_nir_2021.php)

<sup>681</sup> Boulamanti, A., & Moya, J. A. (2017) Energy efficiency and ghg emissions: prospective scenarios for the chemical and petrochemical industry. EUR 28471 EN, doi:10.2760/20486

<sup>682</sup> IEA (2018) The future of petrochemicals: towards more sustainable plastics and fertilisers. <https://webstore.iea.org/the-future-of-petrochemicals>.

<sup>683</sup> Luna, P. D., Hahn, C., Higgins, D., Jaffer, S. A., Jaramillo, T. F., & Sargent, E. H. (2019) What would

必須將其還原，而還原之方法，有生物法、化學法或電化學法等，這些方法都須要長期投入改善反應效率及能耗後，才能在未來成為有效的減碳工具。本節分別說明如後。

## 6.3.2 二氧化碳利用未來技術類型

### 1. 生物法二氧化碳利用技術

目前大氣中的二氧化碳主要是經由植物或微生物行光合作用，使之轉化為有機化合物，此過程是最有效的空氣中捕碳方式。光合作用的固碳過程，是透過植物或微生物吸收利用陽光的能量，再以固碳酵素（如主要為 Ribulose-1,5-bisphosphate carboxylase/oxygenase, RuBisCO）固定二氧化碳，使之轉化為有機碳儲存在植物體內。

生物法二氧化碳固碳技術的特點是溫和的反應條件、產品的專一性及多樣的長碳鏈產物。如再配合近年興起之代謝工程及合成生物學技術，可將二氧化碳轉化成多種代謝產物，這些代謝產物又可轉化成多種化學原料或塑膠單體。目前已成功的工業案例，包括乙醇、丁醇、異丁醇、乳酸、1,3-丙二醇(1,3 PDO)、1,4-丁二醇(1,4 BDO)與琥珀酸(Succinic Acid)等，其他實驗室及試驗工廠成功的案例不勝枚舉。根據理論，生物法應可將二氧化碳或生質原料轉化成多種化學品。

生物法二氧化碳利用技術目前的主要限制在於速率、效率及規模放大等方面。速率的限制主要來自生物生長的特性，但理論上微生物可以改質來增進速率，或在無細胞環境中以酵素線性放大來解決，然而其中仍有多項技術障礙尚待克服。效率的限制是因為主要的固碳酵素 RuBisCO 會受到環境中氧氣影響，產生光呼吸(photorespiration)作用，降低固碳效率。此外，植物與微生物只在白天經光合作用有明顯固碳效果，夜晚的呼吸作用又釋放二氧化碳，使得固碳效率受限<sup>684</sup>。為

---

it take for renewably powered electrosynthesis to displace petrochemical processes? Science 364, 350. doi: 10.1126/science.aav3506

<sup>684</sup> 另可參見相關新聞說明：謝柏宏(2022) 中央研究院長廖俊智成功打造人工固碳循環技術，

了解決上述的限制，近年有兩個不同的人工固碳循環被創造並發表<sup>685, 686</sup>。兩者都選用不受氧氣影響的固碳酵素，配合其他微生物的酵素共同組成，排除呼吸作用的干擾；再者，此途徑僅利用生物的酵素，而不使用整個微生物，故能不受植物細胞生長限制，打造高效的固碳效率。目前已發表的兩例人工固碳循環中，其一為我國中央研究院設計發表，此固碳循環超越植物進行光合作用的效率，且能將二氧化碳轉化為再利用的化學品，不但減少碳排，同時也可以增加碳匯。然目前使用人工固碳途徑的運作成本仍過高，須要降低酵素純化成本、增加酵素穩定度、拉長有效期間及改善輔酶再生循環，方能實現大規模應用的目的。

## 2. 化學法二氧化碳利用技術

化學法也可將二氧化碳還原，主要是利用氫把二氧化碳還原成甲烷、甲醇、甲酸或一氧化碳（圖 6.3.1）等單碳有機分子，再將之製成化學原料，其中最主要的限制為零碳氫的來源及化學轉化技術瓶頸。目前技術發展已可將一氧化碳及甲醇製成醋酸，惟我國目前醋酸的生產量是 0.75 百萬噸(Mt)，僅占二氧化碳排放量的一小部份。若將二氧化碳還原成甲烷，再以甲烷氧化耦合技術(Oxidative Coupling of Methane, OCM)製成乙烯（詳見 4.4 石化業），有望以二氧化碳提供大量的石化原料。然而，OCM 技術目前轉化率僅可達 20~40%，仍須投入研發以提升轉化率。此外，每摩爾(mole)二氧化碳需 4 摩爾的氫還原成甲烷。目前我國乙烯年產 4 百萬公噸(Mt)，至少需 2.28 百萬公噸(Mt)的氫製成，反推這些氫氣須投入 1,140 億度電來製造，故在我國綠電供給尚且不足的狀況下，以化學法還原二氧化碳仍有其困難度，若未來可進口低價綠氫，這個方法才有機會應用。

---

登國際期刊。經濟日報。

[https://money.udn.com/money/story/5612/6146486?from=edn\\_next\\_story](https://money.udn.com/money/story/5612/6146486?from=edn_next_story)

<sup>685</sup> Schwander, T., Schada von Borzyskowski, L., Burgener, S., Cortina, N.S., Erb, T. J. (2016) A synthetic pathway for the fixation of carbon dioxide in vitro. *Science*. 18; 354(6314): 900-904. doi: 10.1126/science.aah5237.

<sup>686</sup> Luo, S., Lin, P. P., Nieh, L. Y., Liao, G. B., Tang, P. W., Chen, C. & Liao, J. C. (2022) A cell-free self-replenishing CO<sub>2</sub>-fixing system. *Nature Catalysis* 5, 154–162.

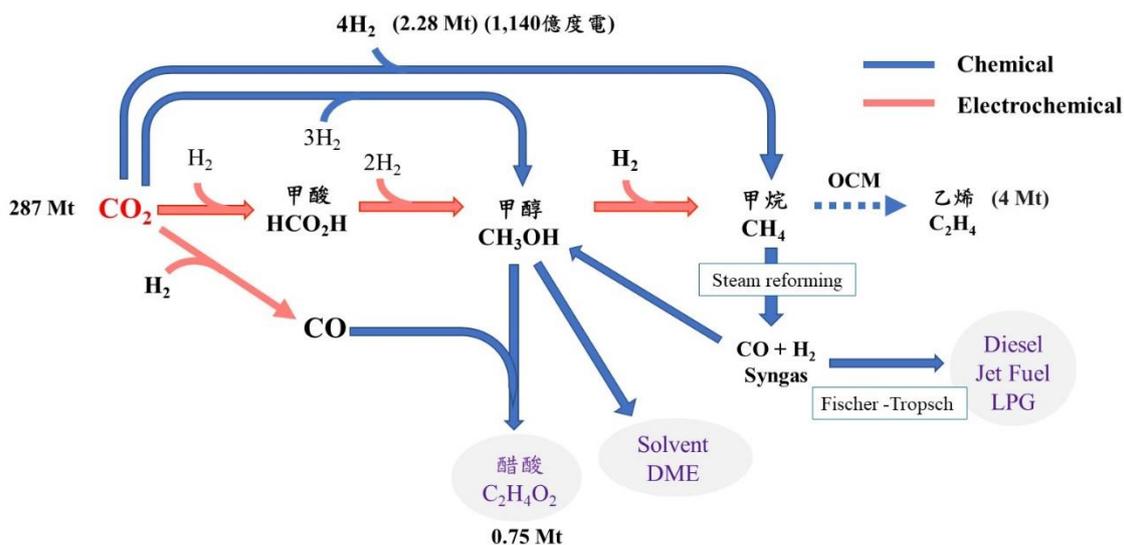


圖 6.3.1 化學法與電化學法再利用二氧化碳的可能途徑

化學法二氧化碳利用之創新案例，新近澳洲墨爾本皇家理工大學(RMIT University, Melbourne)研究團隊透過鎂銦液態金屬合金(EGaIn liquid metal)捕獲二氧化碳，並將其直接轉換為固態碳。該研究團隊利用合金的低熔點特性，使二氧化碳在低溫中進行還原反應，當氣體穿過液態金屬時，氣體分子會分裂形成固態碳薄片，如圖 6.3.2。在攝氏 200 度下，每小時可生成 319  $\mu\text{mol}$  的碳，達到在室溫下無須另外使用補充性還原劑（如：氫），也可以進行二氧化碳的活化和碳的生成。透過這種新技術，可在二氧化碳產生時立即轉化並且永久形成固態碳，如此即成為高碳排放工業（如水泥業、石化業、鋼鐵業等）脫碳的新工具。目前該研究成果已與澳大利亞環境技術公司(ABR)簽署合作協議，將概念驗證擴展到可模組化原型，該技術商業化後可以協助水泥業與鋼鐵製造業進行脫碳，未來也將找尋固態碳的潛在應用，包含建築材料應用、水泥添加物等<sup>687</sup>。然此技術最大問題為能量消耗，及大量金屬氧化物的後續處理。

<sup>687</sup> Zuraiqi, K., Zavabeti, A., Clarke-Hannaford, J., Murdoch, B. J., Shah, K., Spencer, M. J. S., McConville, C. F., Daeneke, T. & Chiang K. (2022) Direct conversion of CO<sub>2</sub> to solid carbon by Ga-based liquid metals. *Energy Environ. Sci.* 15, 595–600. <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2022/ee/d1ee03283f>

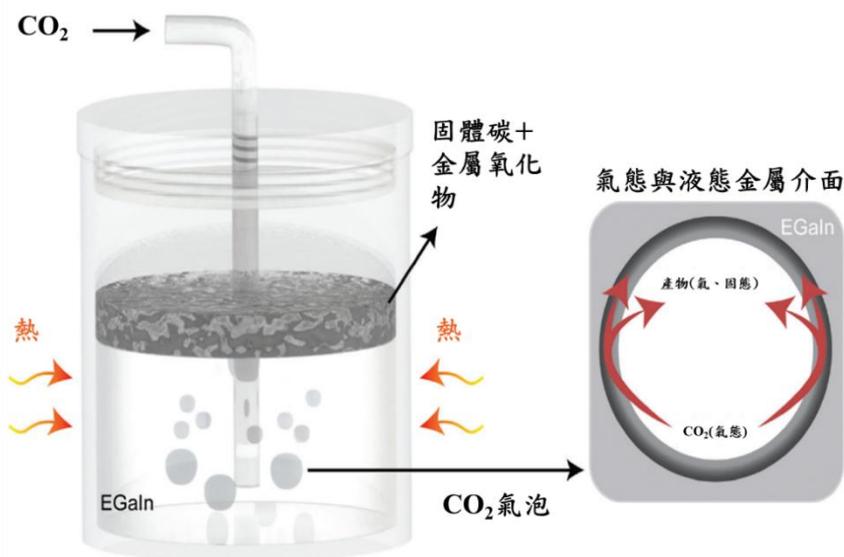


圖 6.3.2 鎂鋁液態金屬與二氧化碳的反應過程<sup>688</sup>

### 3. 電化學法二氧化碳利用技術

相較傳統用於生產化學品前驅物（如乙烯、甲醇、乙醇、一氧化碳）的化學合成方法，利用電催化方式將二氧化碳進行轉化成上述化合物為近期最受矚目的新興技術。此方式直接用電將二氧化碳還原，不須經過產氫的程序，與傳統合成方法的最大差異在於，電催化二氧化碳轉化反應不須在高溫、高壓條件下進行<sup>689</sup>，因此可提供一個新的途徑來降低二氧化碳排放。運用電化學法轉化二氧化碳技術的最佳策略為：結合零碳能源（太陽能、風能、水力、地熱、潮汐發電）與電化學還原二氧化碳，把能源以化學鍵儲存並轉成化學前驅物，以取代石油產出的原料，而且電化學反應在常溫常壓下進行，設置規模及場域選擇較有彈性。

作為具前瞻性的新合成途徑，電催化二氧化碳轉化反應還有許多關鍵因素待克服，主要為所需能源過高，包含催化電壓需求高、催化反應的法拉第效率低<sup>690</sup>、催化反應的選擇性低、以及二氧化碳利用率低等。其中二氧化碳利用率低是由於

<sup>688</sup> 同前揭註 687。

<sup>689</sup> Dry, M. E. (2002) The Fischer-Tropsch process: 1950-2000. *Catal. Today* 71(3-4), 227-241. doi: 10.1016/S0920-5861(01)00453-9

<sup>690</sup> 法拉第效率為實際生成物和理論生成物的百分比。

二氧化碳在水溶液中的溶解度低，這部份可透過工程方法解決，如利用氣體擴散電極，反應電流密度可增加到大於  $100 \text{ mA/cm}^2$ ，達到初步實用階段<sup>691</sup>。至於前三項關鍵因素決定於催化材料的特性，現今已知的電極材料包含銅、銀、金、錫、鉛、鈹和其合金或化合物，催化之過電壓絕大部份都高於  $300 \text{ mV}$ ，少部份法拉第效率可達或超過  $90\%$ ，但能源轉化效率一般都約  $35\%$ <sup>692,693</sup>。由於二氧化碳轉化反應發生時，亦可能伴隨產氫反應，造成反應競爭，而降低二氧化碳轉化率。電催化目前僅限於 C1（單碳）到 C3（三碳）化學品的生產，同時產物選擇性不佳。生成高價碳（ $> \text{C3}$ ）化學品牽涉到更多的質子耦合電子轉移，C-C 耦合較困難，反應途徑極為複雜，較不易達成，且隨著碳數的增加，每一次電子傳輸的能源效率就降低<sup>694</sup>。

當考慮電催化二氧化碳轉化技術是否有其競爭力時，會發現電價對生產成本影響最大，此外，催化的法拉第效率和能源效率也影響到技術的可行性。由於化學品的價格隨著地理區域和原料有很大的變化，若以工業應用成熟的聚合物電解質膜(Polymer Electrolyte Membrane, PEM)水電解槽規格做為假設，所得到的結論為，當電力成本達每度電低於美金 4 分（ $0.04 \text{ USD/kWh}$  或  $40 \text{ USD/MWh}$ ）且能效至少達  $60\%$ 時<sup>695</sup>，電催化產品才能與化石燃料產品的當前市場價格相競爭。雖然這是一個相當困難的目標，但並非不可能達成，特別是當考慮以二氧化碳為原料，對碳排放減量有正面的實質影響。以乙烯來說，相較於一氧化碳、乙醇和甲酸，其全球市場規模最大，達到 2,300 億美元，電催化製備乙烯方式可達每年減少 862 百萬噸(Mt)二氧化碳排放量<sup>696</sup>。在一氧化碳、乙醇和甲酸方面，相關的二

---

<sup>691</sup> Weekes, D. M., Salvatore, D. A., Reyes, A., Huang, A., & Berlinguette, C. P. (2018) Electrolytic  $\text{CO}_2$  reduction in a flow cell. *Acc. Chem. Res.* 51(4), 910–918. doi: 10.1021/acs.accounts.8b00010

<sup>692</sup> De Luna, P., Quintero-Bermudez, R., Dinh, C. T., Ross, M. B., Bushuyev, O. S., Todorović, P., ... & Sargent, E. H. (2018) Catalyst electro-redeposition controls morphology and oxidation state for selective carbon dioxide reduction. *Nature Catalysis*, 1(2), 103-110.

<sup>693</sup> Jhong, H.-R. M., Ma, S., Kenis, P. J. A. (2013) Electrochemical conversion of  $\text{CO}_2$  to useful chemicals: Current status, remaining challenges, and future opportunities. *Curr. Opin. Chem. Eng.*, 2(2), 191–199. doi: 10.1016/j.coche.2013.03.005

<sup>694</sup> Zhuang, T. T., Liang, Z. Q., Seifitokaldani, A., Li, Y., De Luna, P., Burdyny, T., ... & Sargent, E. H. (2018) Steering post-C–C coupling selectivity enables high efficiency electroreduction of carbon dioxide to multi-carbon alcohols. *Nature Catalysis*, 1(6), 421-428. doi: 10.1038/s41929-018-0084-7

<sup>695</sup> 同前揭註 683。

<sup>696</sup> 同前揭註 683。

氧化碳減排量可達 3.6、546 和 1 百萬噸(Mt)。以一座發電容量為 500 MW 的電廠考量，當電網碳排放強度為 0.11 kg CO<sub>2</sub>/kWh，能量轉換效率達到 70%時，以電催化生產的產品都會達到淨零（乙烯）或淨負（乙醇、一氧化碳和甲酸）排放<sup>697</sup>。當以再生能源作為電力來源，在發電高峰期，電力過剩通常會導致市場電價為負值，這對以電化學合成化學品方法來說更有經濟上的優勢。

#### 4. 光化學法二氧化碳利用技術

還原二氧化碳須要注入能量，其中化學法是以零碳氫為能源，電化學法則是以零碳電為能源。由於零碳氫及零碳電都可來自光能，故可直接以光能透過光觸媒還原二氧化碳，亦稱為人工光合作用。此途徑看似單純，但挑戰亦高，也受光照的場域及間歇性、光觸媒的設計及效率、產物的收集及純化的限制，未來可能在限制條件改善的狀況下，才會考量其應用性。

#### 5. 結合化學法、電催化法與酵素或細菌等生物系統

以二氧化碳為碳源、以綠能為能量來源，理論上可生產所有的化學品取代石化工業的石油原料。然而因所需碳源及能源的數量級遠大於實驗室可行性分析所用的能源，未來也須要結合其他各種可能途徑，包括化學法、電催化法、酵素或生物系統，以克服多項上述之挑戰。

雖然現今電催化二氧化碳轉化技術只能產出 C1-C3 產物，但當它與酵素或細菌等生物系統作結合後，這些少碳小分子可再轉化升級為更複雜、更高價的化學品<sup>698,699,700</sup>。特別是所產生的初級化學品如甲酸，可做為微生物或酵素所需的

---

<sup>697</sup> 同前揭註 683。

<sup>698</sup> Li, H., Opgenorth, P.H., Wernick, D.G., Rogers, S., Wu, T.Y., Higashide, W., Malati, P., Huo, Y.X., Cho, K.M., Liao, J.C. (2012) Integrated electromicrobial conversion of CO<sub>2</sub> to higher alcohols. *Science*. 30; 335(6076):1596. doi: 10.1126/science.1217643. PMID: 22461604. doi: 10.1126/science.1217643

<sup>699</sup> Nangle, S. N., Sakimoto, K. K., Silver, P. A., & Nocera, D. G. (2017) Biological-inorganic hybrid systems as a generalized platform for chemical production. *Current opinion in chemical biology*, 41, 107-113. doi: 10.1016/j.cbpa.2017.10.023

<sup>700</sup> Yishai, O., Lindner, S. N., Gonzalez de la Cruz, J., Tenenboim, H., & Bar-Even, A. (2016). The formate bio-economy. *Current Opinion in Chemical Biology*, 35, 1-9. doi:10.1016/j.cbpa.2016.07.005

唯一碳源，同時也為微生物或酵素固碳提供還原能力。除此之外，假如微生物透過改質方式<sup>701,702</sup>，使各種產物分子具有更高容忍度，此工程改質微生物就可用於處理來自電催化二氧化碳轉化後的混合物，也可再將其混合原料升級為高價值化學品，此時電催化選擇性和分離過程將不再是一個限制。

為因應 2050 淨零排放，我國仍須發展二氧化碳轉化技術，以改善石化工業排碳之困境。一方面善用太陽能、風能及其他零碳能源提供的能量，另一方面搭配優化後的生物及化學催化程序，將可把傳統石化工業轉變為低碳或零碳工業，或合成高價值精密化學品的產業。

### 6.3.3 政策建議

無論以碳中和甚至負碳排為目標，從大氣中直接捕獲或由煙道氣中捕獲之二氧化碳，都須有適當的去處。除封存之外，二氧化碳再利用為一重要方向。生物法（植物、海藻）是目前空氣中捕碳最有效的方式，但技術上仍須突破速率、效率以及規模放大的問題。化學法也可透過氫的使用，把二氧化碳還原成甲烷、甲醇、甲酸或一氧化碳，但氫的生產須搭配充足的零碳電力供給，且須提升相關配套技術，如甲烷氧化耦合技術之轉化率等。利用電化學法轉化反應具有不須在高溫、高壓條件下進行反應之優勢，若與再生能源搭配，便可把能源以化學鍵儲存，並轉化二氧化碳為化學原料，但須解決目前催化電壓太高、催化反應的法拉第效率太低、催化反應的選擇性不夠高與二氧化碳利用率低等挑戰。此外，結合化學法、電催化法與酵素或細菌等生物系統，可將原本結構較為簡單的少碳小分子進一步轉化升級為更複雜、更高價的化學品。故建議我國應長期持續推動二氧化碳再利用技術的發展，包括生物法、化學法與電（光）化學法，以及結合不同方法生產更複雜、更高價化學品之轉化技術，以解決相關技術挑戰，並達到將二氧化

---

<sup>701</sup> Chen, X., Cao, Y., Li, F., Tian, Y., & Song, H. (2018) Enzyme-assisted microbial electrosynthesis of poly (3-hydroxybutyrate) via CO<sub>2</sub> bioreduction by engineered *Ralstonia eutropha*. *ACS Catal.* 8, 4429-4437. doi: 10.1021/acscatal.8b00226

<sup>702</sup> Qiao, K., Wasylenko, T. M., Zhou, K., Xu, P., & Stephanopoulos, G. (2017) Lipid production in *Yarrowia lipolytica* is maximized by engineering cytosolic redox metabolism. *Nature biotechnology*, 35(2), 173-177. doi: 10.1038/nbt.3763

碳的再利用價值提升之可能性，如此才能在成功捕獲二氧化碳之後，找到有效的辦法再將二氧化碳轉為其他可用材料。

## 6.4 未來核技術

### 摘要

核能技術從我國熟知的核一廠到核四廠設計建廠至今，過去的數十年中已有長足的進步。較新的第 3<sup>+</sup>、4 代核能技術安全係數高，已將發生核災的風險降低，第 4 代核能每單位發電所需的核燃料也減少許多。核能發電未來最大的阻力在於放射性廢棄物最終處置場所，不論從技術或住民觀感的角度，都還有很大挑戰。另一方面，新興的核融合技術一旦突破可行性驗證與能量產出/投入比的門檻，全體人類的能源供應可望不虞匱乏，英國已定下 2040 年先導核融合發電廠運行的目標。本建議書對核能發電技術應用的政策建議如下：

1. 對各種第 4 代核能技術審慎評估，如果新核能技術的應用在核能安全和廢料的產生和處置上有明確的改善，允宜考慮與民眾充分溝通後再研究如何導入。
2. 密切追蹤核融合商轉的發展，在適當的時間點啟動相關規範的建立，以期與全球同步引入核融合技術，協助達成 2050 淨零排放的目標。

### 6.4.1 前言

人類歷史上，曾發生過 1979 年三哩島事件、1986 年車諾比事件、2011 年福島核災等三次重大的核電廠事故，其中 2011 年 3 月 11 日東日本大地震導致的福島核電廠嚴重事故，造成全世界反核聲浪再起、人們對核能產生恐懼心理又一次高漲。隨著 2050 年實現淨零排放成為全球的共同目標，再生能源無法應付 2050 年國內乃至全球用電需求的隱憂漸漸浮現，這期間持續發展的核能發電技術，又重新回到淨零排放電力候選的可能項目之一。核燃料的能量密度比化石燃料高數百萬倍，發電效率高且可作為基載電力，我國核三廠一座機組一年所需的燃料，一架次的飛機就能完成運送，相較於須要每個月持續不斷進口的化石燃料，核燃料的供貨穩定性確實具備優勢。核能發電基本上不會產生二氧化碳，優於煤炭、天然氣等化石燃料；核能發電也不受氣候影響，優於風力、太陽能等綠能；如果

不考慮核廢料處理及其他社會成本，核能單位電力成本較其他發電方式相對便宜。

核能最大的缺點在於可能引致核災風險，一旦發生核災，將導致大範圍乃至全球性的輻射污染，造成人類與其他動植物的基因突變、後代發育畸形，污染的土地須經過很多世代才能復原。核電廠須要以大量水冷卻，使用海水雖成本低廉，但核電廠四周海水溫度上升，過去曾發生珊瑚白化等環境破壞。除了核災，核能發電另一個挑戰在於全世界對高放射性廢棄物如何有效處置尚無定論。放射性廢棄物分為高放射性與低放射性，高放射性廢棄物主要為原始的用過核燃料或經過再處理的萃取殘餘物，其放射性評估須達百萬年才會衰變至安全程度；低放射性廢棄物來自發電廠或醫療、研究、工業、農業各領域受輻射污染的器械、物品或廢料，放射性在數百年內會衰變到與自然背景輻射值相當。國內蘭嶼存放的僅是與放射性醫療廢棄物同等級的低放射性廢棄物，就已經招致批評與反彈。

國際核能界目前最被接受的高放射性廢棄物處置方法為深層地質處置(deep geological disposal)<sup>703</sup>，係將高放射性廢棄物埋存於地質穩定地區的深層地底。但地質處置有幾個未解難題，由於須與生物圈隔離數十萬年以上，必須考慮處置容器耐用性、工程與天然障壁穩固性、不可預期的地震或地層變動等因素造成之障壁劣化、處置地點民眾與地方政府接受度等問題。近年來核能發電技術已演進到第4代，中國2021年宣布山東榮成石島灣的超高溫氣冷式反應爐為全球首座併網發電的第4代反應爐。第4代核能的單位燃料產生電力更高，並已朝向小型模組化反應爐(Small Modular Reactor, SMRs)發展，因模組化使建造成本低、靈活性高、安全性較佳、可利用核廢料發電且其核廢料亦可回收再利用等優點，但產生的高放射性廢棄物可能還是無處可去。核融合技術雖然尚處於研發階段，仍被視為未來非常有潛力的淨零排放發電技術。核融合幾乎不產生高放射性廢棄物，作為燃料的氫同位素更是取之不盡，但核融合技術仍有技術瓶頸待突破，是否能成為具備成本效益的零碳發電技術仍是未知數。

---

<sup>703</sup> Ramana, M. V. (2018) Technical and social problems of nuclear waste. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 7(4), e289.  
<https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wene.289>

## 6.4.2 國際趨勢

表 6.4.1 為 2020 年核能裝置容量前 15 名國家與臺灣之比較，臺灣的核能裝置容量排在全球第 16 名。美國是全球核電廠最多的國家，在 2020 年底時有 56 座核電廠、96 座反應爐<sup>704</sup>，反應爐平均歲數是 39 歲，最新的 Watts Bar Unit 2 反應爐在 2016 年併網，新建的 Vogtle Units 3 和 4 會在近兩年陸續完工。美國核能裝置容量最高峰在 2012 年，有 104 座反應爐，裝置容量達到 102,000 MW；2020 年裝置容量為 98,152 MW，年發電量達 7.9 千億度，供美國全國約 20% 的電力。法國是世界裝置容量第二大的核能國，2020 年擁有 58 座反應爐，核能供電占比<sup>705</sup>高達全國的 70.6%，未來 10 年將新建 6 座反應爐。中國有 50 座反應爐，數量及裝置容量排名世界第三<sup>706</sup>，近期在設備的國產化方面已有相當多成功的經驗。

表 6.4.1 2020 年核能裝置容量前 15 名國家與臺灣之比較表<sup>707</sup>

國家	反應爐數	總裝置容量 (MW)	供電量 (百萬度)	核能占比 (%)
美國	96	98,152	789,918.61	19.7
法國	58	63,130	338,735.78	70.6
中國	50	47,528	344,747.50	4.9
日本	33	31,679	43,098.63	5.1
俄國	39	29,503	201,821.27	20.6
南韓	24	23,150	152,583.25	29.6
加拿大	19	13,624	92,166.11	14.6
烏克蘭	15	13,107	71,549.60	51.2
英國	15	8,923	45,668.04	14.5
國家	反應爐數	總裝置容量 (MW)	供電量 (百萬度)	核能占比 (%)
德國	6	8,113	60,918.11	11.3
瑞典	7	7,763	47,361.83	29.8

<sup>704</sup> The U.S. Energy Information Administration (2021) What is the status of the U.S. nuclear industry? <https://www.eia.gov/energyexplained/nuclear/us-nuclear-industry.php>

<sup>705</sup> 梅緣緣(2022) 馬克宏宣布「復興核電產業」將興建 14 座核反應爐，再度掀起能源自足爭論。 <https://www.thenewslens.com/article/162659>

<sup>706</sup> 人民網(2021)《中國核能發展報告 2021》：我國在建機組裝機容量連續多年保持全球第一。 <http://finance.people.com.cn/BIG5/n1/2021/0418/c1004-32080738.html>

<sup>707</sup> International Atomic Energy Agency (2022) Nuclear Share of Electricity Generation in 2021. <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/NuclearShareofElectricityGeneration.aspx>

西班牙	7	7,121	55,825.26	22.2
印度	22	6,255	40,374.37	3.3
比利時	7	5,942	32,792.85	39.1
捷克	6	3,934	28,371.87	37.3
臺灣	4	3,844	30,341.92	12.7

核分裂反應爐依演進世代，可分為第 1、2、3、3<sup>+</sup>和 4 代反應爐（圖 6.4.1）。第 1 代為實驗型，商轉始於第 2 代，每噸燃料約可產生 7 億度電，歷年發生事故的車諾比、三哩島、福島等核電廠皆屬於這個世代，我國的核二、核三亦屬於此類。我國原規劃興建的核四屬於第 3 代，每噸燃料約可產生 14 億度電，相對於第 2 代，第 3 代核能將控制系統進行數位化，對反應爐結構與事故停機的因應機制已加以改良。相較於第 3 代，較新的 3<sup>+</sup>代具有免人為介入之被動式安全停機 (passive safety) 特性，發生事故機率比第 2 代小 2 個數量級，同時具有快速提升負載能力的新設計。第 4 代核能多在研發階段，主要有 6 種設計型式，依設計的不同，每噸燃料所能產生的電力為 9~120 億度不等，相對於第 3<sup>+</sup>代，設計上大幅提升每噸燃料所能產生的電力。有些第 4 代設計可對使用過的核燃料重複利用，為核廢料的處置減輕負擔；第 4 代設計的反應爐走向小型化、模組化，理想上可大幅縮減建廠與維修時間，亦可應用於偏遠地區、石油探勘及軍事基地等，並導入被動式安全機制，對免人為介入安全停機做進一步優化，且其不須建造大型混凝土結構屏蔽核燃料棒。另外，相較於核分裂技術，核融合技術預期不會產生高放射性廢棄物，不會發生不可收拾的鏈鎖反應，被視為更安全的核能。核融合以氫的同位素氘和氚為燃料，其中氘可由海水中提取，氚可由中子撞擊鋰-6 取得，來源無虞。

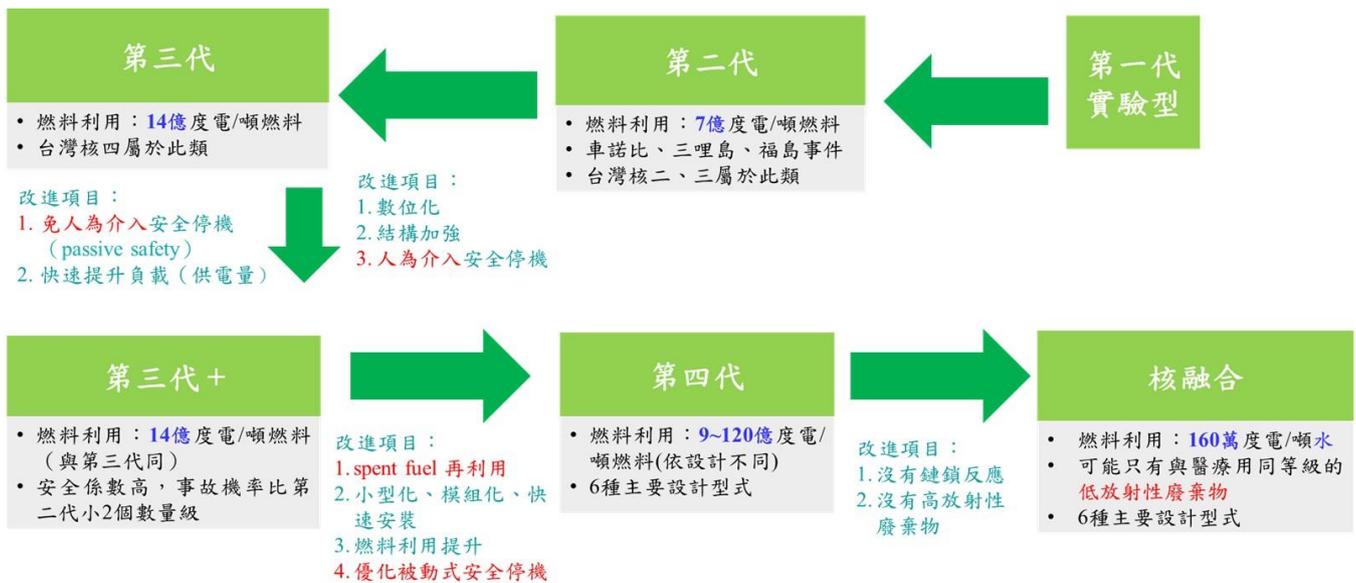


圖 6.4.1 核能技術演進

第4代核能主要有6種形式(表 6.4.2):(一)超高溫氣冷式反應爐(very-high-temperature reactor, VHTR)、(二)鈉冷式快中子反應爐(sodium-cooled fast reactor)、(三)超臨界水冷式反應爐(supercritical water reactor)、(四)氣冷式快中子反應爐(gas-cooled fast reactor)、(五)鉛冷式快中子反應爐(lead-cooled fast reactor)、(六)熔鹽反應爐(molten salt reactor)。超高溫氣冷式反應爐以鈾化合物為燃料，每噸燃料理論上可產生約120億度電，是第4代反應爐中最高的，但其用過核燃料不再利用。華能核電開發有限公司在中國山東榮成石島灣的超高溫氣冷式反應爐在2021年12月20日併網，被認為是全球第一個商轉的第4代反應爐<sup>708</sup>。鈉冷式快中子反應爐以鈾/鈾碳化物為燃料，以液態金屬鈉做為冷卻劑，每噸燃料理論產生電力在12~48億度之間，其能夠將用過核燃料回收再利用，補充一次燃料可使用數十年，比爾蓋茲(Bill Gates)投資擬設置於懷俄明州的鈉冷式快中子反應爐 Natrium 預計2030年開始運轉<sup>709</sup>。超臨界水冷式反應爐依中子型式分為熱中子、快中子兩型，熱中子重水超臨界水冷式反應爐以鈾為燃料，快中子型以

<sup>708</sup> 聯合新聞網(2021) 4代高溫氣冷堆核電廠併網發電。 <https://udn.com/news/story/7333/5976423>

<sup>709</sup> Chuang, D.(2021) 比爾蓋茲新一代鈉核電廠預計2030落成，首選懷俄明州凱默勒市。 <https://technews.tw/2021/11/17/terrapower-wyoming-kemmerer/>

鈾鈷氧化物混合物為燃料，每噸燃料理論產生電力約 9 億度，依設計不同，用過核燃料再利用或未再利用的形式都有<sup>710</sup>，目前國際原子能總署(International Atomic Energy Agency, IAEA)仍持續對超臨界水冷式反應爐的設計進行改良。氣冷式快中子反應爐以鈾與鈾系元素為燃料，每噸燃料理論產生電力約 12 億度，可對用過核燃料再利用。SpaceX 前工程師組成的新創公司 Radiant 正在開發氦氣冷卻式快中子反應爐，目標量產 1 MW 低價微型反應爐，其發電量約可供應 1,000 戶家庭使用<sup>711</sup>。鉛冷式快中子反應爐以鈾化合物為燃料，每噸燃料理論產生電力約 16 億度，可對用過核燃料再利用。義大利 Ansaldo Nucleare 與羅馬尼亞 Reinvent Energy 兩家公司近期投資實驗性的鉛冷式快中子反應爐，並獲得政府資金挹注<sup>712</sup>。熔鹽反應爐又分為以鈾與鈷廢料及鈦鹽為燃料的熔鹽燃料型，與使用鈾與鈷廢料為燃料的固態燃料型，每噸燃料理論產生電力在 28~79 億度之間。美國 Southern 公司與美國能源部在 2021 年 11 月 18 日簽署合作協議，預計以 TerraPower 過去的原始設計為基礎，共同設計、建造並維運一座建於愛達荷州的實驗性熔鹽反應爐<sup>713</sup>。

表 6.4.2 第 4 代核能 6 種形式比較

型式	特性	進展
超高溫氣冷式反應爐 (VHTR) 燃料：鈾化合物	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料利用：120 億度電/噸燃料（第 4 代中最高）</li> <li>開放式（spent fuel 未再利用）</li> </ul>	2021.12：中國山東石島灣球床式超高溫氣冷式反應爐成功運轉
鈉冷式快中子反應爐 (sodium-cooled fast reactor) 燃料：鈾鈷氧化物混合物	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料利用：12~48 億度電/噸燃料</li> <li>封閉式（spent fuel 有再利用）</li> </ul>	2021.11：比爾蓋茲(Bill Gates)投資的懷俄明州凱默勒市鈉核電廠預計 2030 落成
超臨界水冷式反應爐 (supercritical water reactor)	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料利用：9 億度電/噸燃料</li> </ul>	2021.05：國際原子能總署(International Atomic

<sup>710</sup> GEN IV International Forum (2022) Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR). [https://www.gen-4.org/gif/jcms/c\\_42151/supercritical-water-cooled-reactor-scwr](https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_42151/supercritical-water-cooled-reactor-scwr)

<sup>711</sup> Blain, L. (2021) Radiant aims to replace diesel generators with small nuclear reactors. <https://newatlas.com/energy/radiant-portable-advanced-nuclear/>

<sup>712</sup> Todorović, I. (2022) US startup Last Energy plans to install small modular nuclear reactor in Romania. <https://balkangreenenergynews.com/us-startup-last-energy-plans-to-install-small-modular-nuclear-reactor-in-romania/>

<sup>713</sup> Nuclear Engineering International (2021) Southern Company, DOE to lead demonstration of molten-salt reactor. <https://www.neimagazine.com/news/newssouthern-company-doe-to-lead-demonstration-of-molten-salt-reactor-9267269>

型式	特性	進展
燃料：重水 SCWR 用鈾 燃料：快中子 SCWR 用鈾 鈾氧化物混合物	• 開放式、封閉式都有	Energy Agency, IAEA)持 續設計 SCWR 原型機
氣冷式快中子反應爐 (gas-cooled fast reactor) 燃料：鈾與鈾系元素	• 燃料利用：12 億度電/噸 燃料 • 封閉式 (spent fuel 有再利 用)	2021.11：來自 SpaceX 的工程師組成的新創公 司 Radiant 正在開發氣冷 式快中子反應爐
鉛冷式快中子反應爐 (lead-cooled fast reactor) 燃料：鈾化合物	• 燃料利用：16 億度電/噸 燃料 • 封閉式 (spent fuel 有再利 用)	2021.11：義大利的 Ansaldo Nucleare 與羅 馬尼亞的 Reinvent Energy 投資的實驗性 LCFR，已獲得政府資金
熔鹽反應爐 (molten salt fast reactor) 熔鹽燃料型：鈾與鈾廢料 及鈾鹽 固態燃料型：鈾與鈾廢料	• 燃料利用：28~79 億度電 /噸燃料 • 快中子：封閉式 (spent fuel 有再利用) • 熱中子：開放式 (spent fuel 未再利用)	2021.11：Southern Co.將 在愛達荷州建立試驗性 molten chloride fast reactor

核融合技術目前尚未成熟達可實用的階段，判斷技術是否成熟可用的指標有二：(一) 在攝氏 1.5 億度的電漿中維持不間斷的核融合達 30 分鐘，或 (二) 能量「出/進」比 (Q 值) 大於 10 (例如以 50 MW 的熱能進行核融合而產生 500 MW 電力)。核融合的發生條件非常嚴苛，失控即會停止，所以沒有核分裂的危險性鏈鎖反應問題。核融合原理上不會產生高放射性核廢料<sup>714</sup>，但目前最有希望成功商轉的核融合是氘—氚核融合，而氚是核分裂反應爐的副產物，所以核融合很可能還是會因為對氚的需求而間接產生高放射性核廢料。英國預計 2040 年後核融合技術會進入商轉階段，也已經陸續提出相關規範<sup>715</sup>，我國亦可開始注意國際動向及相關規範之制定。

核融合技術主要有 6 種形式：(一) 托卡馬克(tokamak)、(二) 天星號環狀磁

<sup>714</sup> Carley Willis, Joanne Liou (2021) Safety in Fusion: An inherently safe process.  
<https://www.iaea.org/bulletin/safety-in-fusion>

<sup>715</sup> Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK (2021) Towards Fusion Energy: The UK Government's Fusion Strategy.  
[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1022540/towards-fusion-energy-uk-government-fusion-strategy.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1022540/towards-fusion-energy-uk-government-fusion-strategy.pdf)

場配置(stellarator)、(三)反向場收縮(reversed field pinch)<sup>716</sup>、(四)慣性局限融合(inertial confinement fusion, ICF)<sup>717</sup>、(五)磁—慣性局限(magnetized target fusion)、(六)核融合/核分裂共生(hybrid fusion)。

第一種托卡馬克反應器，利用巨大螺旋型磁場局限並加熱氘與氚電漿來產生氘—氚的核融合，發生核融合的電漿粒子密度為  $10^{14} \text{ cm}^{-3}$ ，電漿誘導電流可初步將電漿升溫至  $1 \times 10^7 \text{ K}$ 。採用托卡馬克裝置者包含歐洲聯合環狀反應爐(Joint European Torus, JET)和屬於國際熱核融合實驗反應爐(International Thermonuclear Experimental Reactor, ITER)成員的韓國 KSTAR (Korea Superconducting Tokamak Advanced Research)反應爐。JET 在 2021 年 10 月時 Q 值達到 2/3 (16 MW/ 24 MW)，並維持了 0.1 秒；KSTAR 在 2021 年 11 月達成攝氏 1 億度維持 30 秒的里程碑，未來預計將產生約 500 MW 的功率。勞倫斯利佛莫爾實驗室國家點火設施(National Ignition Facility, NIF)與麻省理工學院共同支持的新創公司 Commonwealth Fusion Systems，在 2021 年 9 月 8 日宣布開發出世界最強磁力的高溫超導磁鐵<sup>718</sup>，將應用於磁場局限核融合。

第二種天星號環狀磁場配置反應器，以形狀複雜的磁線圈模擬恆星，不會形成電漿誘導電流，電漿的穩定性高，且能連續性輸出能量。

第三種反向場收縮反應器，原理與托卡馬克相近，優點在於可微調磁場配置，可能不須使用超導磁鐵，並能直接利用阻擋中子用的銅殼做為磁場線圈。TAE Technologies 公司的設計就屬於反向場收縮的無中子產物(aneutronic)核融合，其原型機預計在 2030 年完成<sup>719</sup>。

相對於上述技術以磁場將氘與氚電漿局限，第四種之慣性局限融合反應器係

---

<sup>716</sup> Sarff, J. (2020) Reversed Field Pinch Research in MST (Final Technical Report) . <https://www.osti.gov/biblio/1638828-reversed-field-pinch-research-mst-final-technical-report>

<sup>717</sup> Peeva, A. (2021) Exploring Alternatives to Magnetic Confinement: Laser fusion, linear devices and advanced fuels. <https://www.iaea.org/bulletin/exploring-alternatives-to-magnetic-confinement>

<sup>718</sup> Commonwealth Fusion Systems (2021) Commonwealth Fusion Systems creates viable path to commercial fusion power with world's strongest magnet. <https://cfs.energy/news-and-media/cfs-commercial-fusion-power-with-hts-magnet>

<sup>719</sup> Delbert, C. (2022) This Google-Backed Fusion Reactor Must Run 8 Times Hotter Than the World's Largest Tokamak. <https://31vid02ja3oz1qdp991dz9z7-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/081122-PopMech.pdf>

利用雷射壓縮氫同位素之間的距離而最終導致核融合，使得核融合燃料可以在較長時間內以較可控之方式加熱。NIF 採用慣性局限核融合，2021 年 8 月時，輸出能量(1.3 MJ)達到輸入能量(1.9 MJ)的 70%。

第五種之磁—慣性局限反應器同時利用磁場與力學約束力控制氫同位素，操作參數範圍更大，比單純磁場局限所需要的時間更短、更穩定，又比單純慣性局限所需的電漿粒子密度小幾個數量級，需要的內爆速度(implosion velocity)較小，雷射等級/價格需求較低，設計較為簡單。英國原子能管理局(United Kingdom Atomic Energy Authority, UKAEA)和加拿大開發商 General Fusion 將建造磁—慣性局限反應器示範工廠，預計在 2025 年完工。

第六種之核融合/核分裂共生反應器是將核融合產生之中子用於核分裂反應，不需中子遮罩，發電所需融合量遠低於純粹的融合爐，更易實現。

除了上述 6 種形式，Alpha Ring 公司<sup>720</sup>開發另一種核融合技術，利用電子屏蔽(electron screening)效應，降低核融合的庫侖障壁，製造點火(ignition)條件<sup>721</sup>。另外以氫硼融合達成無中子產物核融合，並產生淨輸出能量(以該裝置利用勞侖茲力驅動圓柱形艙體中的微弱電離氫氣達到高速旋轉，並產生強大的離心力與高密度氣體。增加反應物的密度能有效增加核融合反應速率)。

表 6.4.3 為第 4 代核能與核融合之間的優劣勢比較與待解決問題。第 4 代核能產生的用過核燃料，只有第三代的 1/10~1/2；因為模組化，含用過核燃料整組反應爐只有貨櫃大小，商業模式上可整組直接交回原廠處理，同時許多設計讓用過核燃料處理後可重新做為燃料。多數第 4 代核能尚停留在設計階段，其缺點在於儘管發電廠本身非常安全，還是有高放射性廢棄物無處可去的問題；另一方面，儘管某些技術下用過核燃料可重新製做成為新燃料，但對於整個重製過程經濟效益與危害的估算，還沒有具信服力的數據。核融合技術的優勢在於幾乎不產生高放射性廢棄物，作為燃料的氫同位素幾乎是取之不盡；核融合技術的劣勢在

---

<sup>720</sup> 林士蕙(2020) 放桌上就能發電！華人團隊 Alpha Ring 研發「人造太陽」，正打造下一個台積電？ <https://www.gvm.com.tw/article/74211>

<sup>721</sup> 美國專利 US10515726B2

於以目前的技術，燃料之一的「氚」可能須要由核分裂電廠量產，且我國國民多數不接受低放射性廢棄物貯放在國內(如蘭嶼)。目前核融合技術尚在實驗階段，是否真正能夠達到可接受的成本效益尚是未知數。

表 6.4.3 第 4 代核能與核融合技術之比較

項目	第 4 代	核融合
優勢	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 用過核燃料只有第三代的 1/10~1/2</li> <li>• 含用過核燃料整組反應爐只有貨櫃大小，可整組直接交回原廠處理</li> <li>• 用過核燃料處理後可重新作為燃料</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 幾乎沒有高放射性廢棄物，只有和醫療輻射廢棄物同等級的低放射性廢棄物</li> <li>• 燃料（氫同位素）蘊藏量豐富</li> </ul>
劣勢	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 還是有處置高放射性廢棄物的挑戰</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 燃料之一的「氚」可能須要由核分裂電廠量產</li> <li>• 國人亦不接受低放射性廢棄物放在國內（蘭嶼）</li> </ul>
待解決問題	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 用過核燃料再利用率經濟效益未確定</li> <li>• 多數還在設計或試驗階段</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 尚處於設計或試驗階段，是否真正能夠達到可接受的成本效益尚是未知數</li> </ul>

### 6.4.3 我國現況

我國 2020 年核能發電量占整體的 11.22%，核能發電量歷年占比如圖 6.4.2 所示。核一到核三廠分別啟用於 1978、1981、1984 年，核一廠已於 2019 年除役，核二、三廠分別將於 2023、2025 年除役。核一、二廠使用沸水式反應爐，核三廠使用壓水式反應爐，皆為第 2 代核能；封存的核四廠屬於第 3 代核能的進階沸水式反應爐。核四廠興建過程經歷 1986 年車諾比事件，時任總統蔣經國指示緩建，1992 年至 2006 年經歷多次停復工，2011 年發生日本福島核災，輿論傾向停建，2014 年行政院因而宣佈封存，陸續將已購入之燃料棒送回原廠。目前我國並無第 4 代核能或核融合應用研究之規劃。

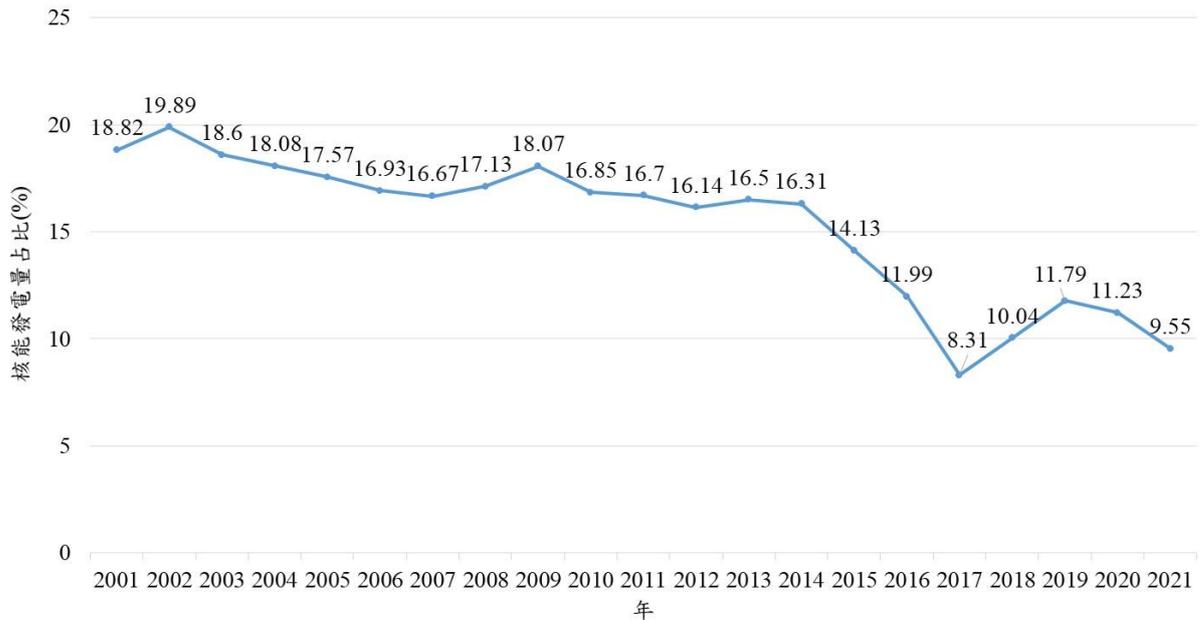


圖 6.4.2 我國核能發電量歷年占比<sup>722</sup>

我國過去也曾發生過核電廠的意外事件，最嚴重的發生在 2001 年 3 月 17 日，核三廠一號機因 345 仟伏超高壓線路故障停機，3 月 18 日 0 時 46 分，161 仟伏電源與 345 仟伏電源同時喪失，兩部緊急柴油發電機亦未順利併入電力系統，行政院原子能委員會接獲通知後，宣佈進入核子事故緊急應變計畫之 2A 類「緊急戒備」事故<sup>723</sup>，所幸最後事故解除圓滿落幕。除此之外，知情人士還揭露多起未上新聞版面的高風險事件<sup>724</sup>，包括防護不足、輻射水外洩等。我國低放射性廢棄物目前存放於蘭嶼、各核電廠內及核能研究所，依照台灣電力公司「低放射性廢棄物最終處置計畫」，低放射性廢棄物最終處置場應為坑道或海床下處置，須經過地區公民投票、場址細部設計與安全分析審查等嚴密的步驟方可建造，惟至今仍未完成選址<sup>725</sup>。依據台灣電力公司「用過核子燃料最終處置計畫<sup>726</sup>」，高

<sup>722</sup> 經濟部能源局(2022) 110 年能源統計手冊。

<sup>723</sup> 行政院原子能委員會(2001) 核三廠一號機超高壓線路故障停機事件說明。  
<https://www.aec.gov.tw/newsdetail/news/157.html>

<sup>724</sup> 張靜文(2012) 揭開台灣核電廠不能說的 8 個祕密。  
<https://www.businesstoday.com.tw/article/category/80392/post/201203220011/>

<sup>725</sup> 台灣科技媒體中心(2021) 「核廢料處置」專家意見。<https://smctw.tw/11574/>

<sup>726</sup> 台灣電力公司(2019) 用過核子燃料最終處置計畫書(2018 年修訂版)。  
[https://www.aec.gov.tw/share/file/fcma/629CrD95ZefdhJqIeU9qrQ\\_.pdf](https://www.aec.gov.tw/share/file/fcma/629CrD95ZefdhJqIeU9qrQ_.pdf)

放射性廢棄物處置過程須經歷 10 年濕貯冷卻、數十年的空氣對流冷卻乾式貯存、最後的深層地質處置等過程，然而我國濕貯、乾貯皆在電廠內就地進行，深層地質處置場址至今尚未確定。如果未來引入第 4 代核能，因其採用免人為介入之被動式安全停機，發生嚴重意外事件的機率大幅降低，但人員防護、輻射水的處理等還是須要謹慎以對。使用核能即會面臨核廢料最終處置的挑戰，目前使用核能的國家亦尚未找到大眾能接受的解決方案。

#### 6.4.4 政策建議

過去重大核災事故在大眾心中已留下陰影，但事實上，我國已封存的核四屬於第 3 代核能，從核四廠的初始設計到今天，又過了數十年，核能技術已有重大進展。在用電吃緊與 2050 淨零排放目標的雙重催促下，政府可以讓民眾了解新核能技術帶來的利弊得失，並由國人為重啟核能或廢核做出對國家發展最適切的決定。第 4 代核能發電過程本身已非常安全，每單位發電所需核燃料大幅降低，不產生二氧化碳，容量因子遠大於太陽能或風能等綠能，發電穩定不受天候影響，燃料價格波動也低於天然氣等化石燃料；挑戰在於放射性廢棄物最終處置場所的安全性與人民接受度，這部分還須要仔細研究與溝通。核融合方面，我國雖無獨立發展核融合技術之經驗累積或經濟基礎，但核融合技術一旦有所突破，將為能源的使用帶來革命性的改變。以英國為例，英國政府已開始支持國內形成核融合產業的供應鏈，預計在 2040 年完成核融合先導發電廠建造，並由環境署 (Environment Agency) 與職業健康與安全管理局 (Health And Safety Executive) 著手擬定相關規範<sup>727</sup>。我國應儘早投入對國際核融合技術進展的掌握與接軌，了解如何參與相關供應鏈，並開始規劃將來核融合技術投入商轉所需配合的法制規範，才能即時取得相關技術並妥善地運用於紓緩我國電力供應瓶頸。本建議書政策建議如下：(一) 對各種第 4 代核能技術審慎評估，如果新核能技術的應用在核能安全和廢料產生與處置上可明確的解決國人所關切的問題，再考慮與民眾充分溝

---

<sup>727</sup> 同前揭註 715。

通後導入；(二) 密切追蹤核融合商轉的發展，在適當的時間點啟動相關規範的建立，以期與全球同步引入核融合技術，協助達成 2050 淨零排放的目標。

## 6.5 小結

本章討論（一）直接空氣捕獲、（二）生物法、化學法與電（光）化學法二氧化碳利用技術與（三）未來核技術等 3 類突破性新科技。

直接空氣捕獲為直接從大氣中去除二氧化碳(CO<sub>2</sub>)，目前僅有少數試驗工廠在國外測試。傳統高濃度二氧化碳（如天然氣加工製程尾氣）捕獲成本約 25 USD/tCO<sub>2</sub>eq，低濃度二氧化碳(如電力、水泥業尾氣)捕獲成本約 50 USD/tCO<sub>2</sub>eq，然而目前直接空氣捕獲成本在 300 USD/tCO<sub>2</sub>eq 以上。但上述捕獲劑的製造到直接空氣捕獲流程仍有能源消耗，固碳效果仍須要精算。

除封存之外，二氧化碳再利用為一重要方向，再利用首先要將其還原，生物法二氧化碳利用技術目前主要的限制在於速率、效率以及規模放大的問題，化學法、電化學法除了須要開發效率更高的反應外，反應過程若用電或製造氫氣參與反應，都會有額外二氧化碳的排放，因此綠電的使用在化學法與電化學法未來運用成效上扮演關鍵角色，在我國目前綠電供給尚且不足的狀況下，以化學法還原二氧化碳仍有其困難度，若未來有可能進口低價綠氫及使用剩餘綠電，這些方法才有機會實現。綜上，為因應 2050 淨零排放，我國仍須發展二氧化碳轉化技術，以改善化石工業排碳之困境，一方面善用太陽能、風能及其他零碳能源提供的能量，另一方面搭配優化後的生物及化學催化程序，將有機會把傳統石化工業轉變為低碳或零碳工業或合成高價值精細化學品的產業。

新核能方面，第 4 代核能發電過程安全性已有改善，每單位發電所需核燃料大幅降低，而且不產生二氧化碳，容量因子遠大於現有綠能（如太陽能或風能），不過核能的挑戰在於放射性廢棄物處置場所的安全疑慮與人民接受度。發展中的核融合技術方面，我國雖尚無獨立發展技術之能力，但須注意國際動向，將來如有科技突破讓核融合可以實用化，我國才能即時加入國際供應鏈，導入相關發電設施，以利達成我國淨零排放的目標。

## 第七章 經濟與社會促成因素

### 本章小節

7.1 前言

7.2 經濟面向

7.3 社會面向

7.4 小結

## 7.1 前言

本政策建議書雖聚焦於科技研發，但社會、經濟、治理等面向亦息息相關，互為表裡。這些面向雖在多項報告、著作中多所討論，本章仍就重點部份闡述於下。完整論述請參閱原著內容。

2022年WEF全球風險報告表列出未來十年的全球十大風險<sup>728</sup>，其中「氣候行動失敗(Climate Action Failure)」認定為十大風險的第一名，將會是人類所面臨的最嚴重威脅，再加上新冠病毒造成全球經濟衰退，使得各國政府優先考慮恢復經濟成長的短期措施，而未多加評估對氣候變遷可能形成的長期影響。整體而言，若未能正視全球碳排放量增加對暖化等現象帶來的衝擊，以及沒有使用有效的方法處理可能發生的問題時，回應氣候變遷的行動將難以有效地推動全球淨零碳轉型。

另一方面，多年來歷次聯合國氣候大會(COP)的宣言一再提醒人們要為過去的作為反思並積極做出改變，各國政府亦已紛紛加碼挹注各種減碳科技與乾淨能源技術的研發，期推動淨零碳轉型並邁向經濟發展與環境保護共存共榮的路徑，但在此關鍵時刻，除了加緊科研的腳步之外，公部門有其必要啟動與淨零排放相關的經濟促成措施，以改變個人、企業的行為模式。例如透過排碳付費概念促使排碳成本納入生產成本，以及優化綠色金融制度協助企業淨零排放，使其提早因應國內電價合理化與國際碳邊境稅高額課徵等趨勢，逐步強化個人、產業與全社會調適的韌性。與此同時，公部門更須要採取社會促成措施來形塑淨零減碳的遠景。例如完善治理框架促成公私協力，建立公民社會組織參與及社會溝通機制等措施。不僅因為淨零轉型為社會各層面的轉型，須要社會大眾的支持、參與和行動，更是為了在轉型過程中能夠確實地維護各利害關係人的權益。因此，公部門應將零碳理念扎根於教育並以長期系統性的思維導引社會公正轉型，再透過在地化的調適行為推行符合世代公平且永續發展的淨零排放策略，逐步達成我國2050淨零排放的目標。

---

<sup>728</sup> World Economic Forum (2022) Global Risks Report 2022.  
<https://www.weforum.org/reports/global-risks-report-2022>

綜整上述，本章將著重在經濟與社會面向促成淨零碳轉型相關政策制度、方案措施與推動手段的探討，以支持前述各章所述及之零碳電力技術、創新零碳與負碳技術以及突破性新科技等研發與推廣。

## 7.2 經濟面向

### 摘要

我國為出口導向國家，規劃適切且融入淨零排放目標之碳定價制度，透過排碳付費概念，讓排碳者將排碳成本納入生產成本，方能協助企業淨零排放轉型，刺激低碳經濟快速成長，藉此達成我國淨零排放目標外，並能及早因應未來在出口時可能面臨國際碳邊境稅高額課徵等相關風險；另外，亦應同步透過綠色金融制度的優化，降低企業在轉型過程所受到的衝擊與影響，系統性提升我國產業韌性來因應淨零轉型，日後才有達成永續發展之可能。此外，亦須要持續透過推動循環經濟並讓電價合理反映外部環境成本，促進社會經濟系統之全面調整，以協助我國淨零排放目標之達成。綜合我國各種狀況，建議推動下列作為：

1. 儘速推動碳稅費之實施並明確化碳價以形成排碳付費之觀念，短期先推行碳稅費工具，並同步完善碳排放交易所需之運作機制，以利長期納入碳排放交易制度之運作。
2. 完善碳稅費收取後資金之有效運用與分配機制。
3. 優化我國綠色金融規範，促使金融機構善盡責任投融資義務，優先考量中小企業、綠色永續新創產業、ESG 表現較落後但有意願轉型之企業。
4. 精進我國循環經濟相關法制環境與推動政策誘因。
5. 重新設計電價計算公式，讓電價合理反映外部環境成本，協助提升零碳電力之市場競爭力。但須規劃適切方案以因應電價調整可能對中低收入戶產生的不利影響。

### 7.2.1 前言：2050 淨零排放需要經濟與金融手段

除了本建議書前述章節強調透過研發技術面向工具逐漸佈建與應用以達成 2050 淨零排放願景之實現外，政府亦可以透過總體面之經濟政策，以及個體經

濟面之經濟誘因工具設計，導引資金、投資與就業方向的系統性調整，提高產業與社會轉型之驅動力，促進其朝向永續、綠色、低碳方向邁進，以掌握百年一遇的經濟、產業、社會等面向淨零排放轉型契機。

以政府的經濟工具而言，參考 Heine 等(2021)、Climatebonds (2021)與 Krogstrup 等(2019)有關永續與綠色相關總體經濟與金融政策工具，大致可以歸納為三大面向：總體面經濟政策、金融政策與其他經濟工具<sup>729,730,731</sup>。總體面經濟政策包括徵稅（如貨物稅、能源稅、碳稅、碳邊境稅）、減稅、碳交易、電價、經濟成長率以及發展循環經濟/綠色經濟等；金融政策包括提供產業更為多元之資金管理工具（如債券、融資、投資、金融商品等），並搭配相關配套措施，如有關 ESG 永續評級制度、氣候相關財務揭露(Task Force on Climate-related Financial Disclosures, TCFD)或是綠色/永續分類標準(green taxonomy)等制度的建立；其他經濟工具包括政策補助前述減碳綠能技術之創新研發，投資減碳綠能技術之新創公司，鼓勵綠色採購、獎勵與輔導綠色就業等，詳參圖 7.2.1。特別是減碳綠能技術之創新研發及相關新創公司之扶植，不但有助於淨零目標之達成，更能促進產業轉型與技術升級。

許多政府經濟工具在原有節能的框架上皆已推動，於此不再分析贅述。本節將聚焦近期國際淨零排放主要推動工具，如碳定價（或稱碳價，carbon pricing）與綠色金融等。依目前國際上主要倡議，皆認為適當碳定價方能強化整體產業社會投資低碳技術或是降低碳排放之誘因，也才能確保碳定價發揮驅動實質改變的效果，最好也能同步搭配其他金融政策工具一併實施。世界銀行認為，與僅依碳定價的綠色轉型相比，綠色債券與碳定價如能結合實施，可有更好表現<sup>732</sup>。再者，

---

<sup>729</sup> World Bank (2021) Toolkits for policymakers to green the financial system. World Bank, Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35705> License: CC BY 3.0 IGO.

<sup>730</sup> Climatebonds (2021) Carbon pricing for climate action: new countdown to COP policy briefing. <https://www.climatebonds.net/2021/09/carbon-pricing-climate-action-new-countdown-cop-policy-briefing>

<sup>731</sup> Krogstrup, S., Oman, W., von Allmen, U. E., & Celasun, O. (2019) Macroeconomic and financial policies for climate change mitigation: a review of the literature, IMF Working Papers, 2019 (185) A001. <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/001/2019/185/article-A001-en.xml>

<sup>732</sup> Heine, D., Semmler, W., Mazzucato, M., Braga, J. P., Flaherty, M., Gevorkyan, A., Hayde, E., & Radpour, S. (2019) Financing low-carbon transitions through carbon pricing and green bonds. Policy

循環經濟被認為是再生能源搭配能源效率策略外的關鍵減碳策略，以及電價的調整具有帶動民眾與產業強化減碳的誘因，故本節將針對碳定價、綠色金融、循環經濟與電價四大方向進行研析，以評選我國可以在經濟面向上促進淨零目標達成之建議。

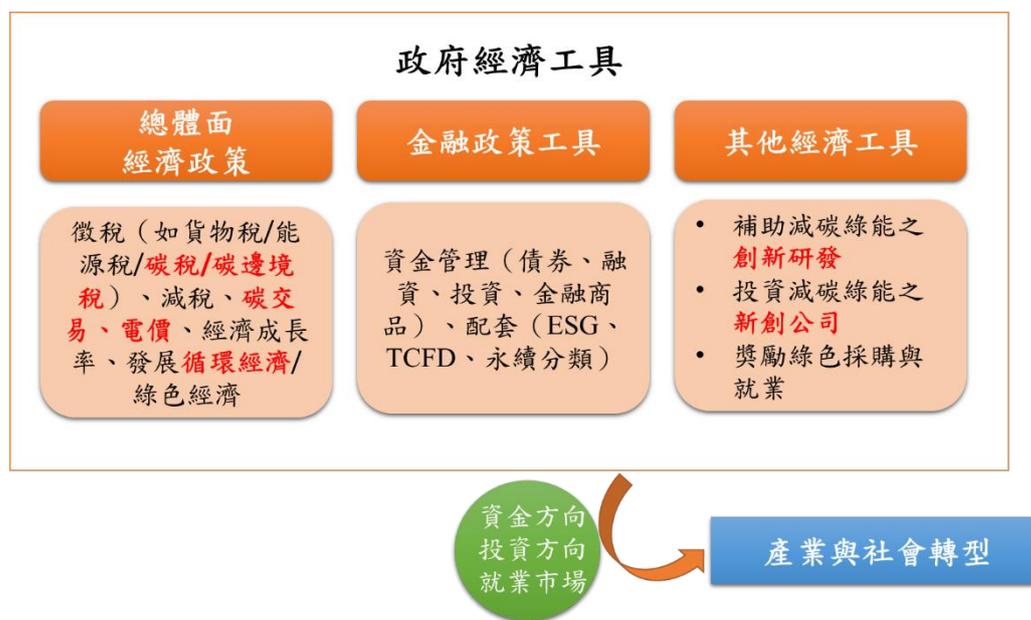


圖 7.2.1 經濟面向下永續與綠色的相關總體與金融政策等工具<sup>733,734,735</sup>

## 7.2.2 國際趨勢：碳定價時代下，各國大型綠色新政方案及經濟工具

### 1. 碳定價

碳定價工具主要是對於人類活動向環境所排放的碳進行定價，將氣候暖化之外部性成本轉化為須要付費的成本（內部化），透過碳排放對環境影響轉化成所需支付的成本，來達成污染者付費之目的外，也能形成誘因促使消費者、生產者和投資者進行行為改變來控制碳的釋放，最終達成減緩氣候變遷的效果<sup>736</sup>。一般而言，碳定價可以包含政府碳定價與私部門自願的內部碳定價(internal carbon

research working paper No. 8991. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/32316> License: CC BY 3.0 IGO.”

<sup>733</sup> 同前揭註 729。

<sup>734</sup> 同前揭註 730。

<sup>735</sup> 同前揭註 731。

<sup>736</sup> 蕭代基(2021) 碳定價機制，臺灣如何選擇？國立臺灣大學風險社會與政策研究中心演講簡報。

pricing)。

### (1) 政府碳定價措施

主要是由政府提供經濟誘因，引導企業減少溫室氣體排放，包括顯性的碳定價(explicit carbon pricing)與隱性的碳定價(implicit carbon pricing)。顯性的碳定價包括碳排放交易(Emission Trading System, ETS)、碳稅、能源稅等；全球經濟合作與發展組織(Organization for Economic Cooperation and Development, OECD)認為，顯性的碳定價與其他政策方法相比，是邁向零碳經濟過渡期可創造誘因措施中最具成本效益的方法<sup>737</sup>。隱性碳定價(implicit carbon pricing)範疇包括躉購費率(Feed-in Tariff, FiT)與節能法律下自願行動計畫(如補貼、減稅誘因等)，對減排提供政策誘因。不過也有學者認為，減少排放量雖可減少外部成本，但不等於產生外部效益，故透過補貼減量方式如 FiT 減碳的效果並不明顯<sup>738</sup>。

### (2) 私部門自願的內部碳定價措施

企業本身內部所估算的碳價格，為企業為了降低自身碳密度(carbon intensity)所採取促進低碳投資及策略行動之機制。根據 Nomura 公司的調查研究<sup>739</sup>，企業採取內部碳定價之主要目的包括：驅動低碳投資或能源效率、改變企業內部行為、發掘並抓住低碳發展機會，及引導企業符合溫室氣體排放法規等。目前全球近五成全球知名企業已實施或規劃內部碳定價措施<sup>740</sup>，而臺灣如台灣塑膠工業公司、台達電子工業公司、元大金融控股公司等也都有企業內部的碳定價制度，以台達電子工業公司為例，在 2021 年通過內部碳定價為 300 USD/tCO<sub>2</sub>e<sup>741</sup>。

根據 2021 年世界銀行的統計，全球有 64 個政府碳定價工具(碳稅、碳排放

<sup>737</sup> Nomura (2021) Carbon pricing and financial markets: the cheapest most expensive commodity. <https://www.nomuraconnects.com/focused-thinking-posts/carbon-pricing-and-financial-markets-the-cheapest-most-expensive-commodity/>

<sup>738</sup> 蕭代基、傅俞瑄、林師模、黃琇琇(2020) 減碳政策在臺灣：補貼或課稅？綠色經濟期刊，6(特刊)，頁 1-23。

<sup>739</sup> 同前揭註 737。

<sup>740</sup> 經濟部工業局產業永續發展整合資訊網(2021) 近五成全球知名企業已實施或規劃內部碳定價。 <https://proj.ftis.org.tw/isdn/Message/MessageView/1502?mid=59&page=1>

<sup>741</sup> 台達電子工業公司(2021) 近期里程碑(2021 年第一季)。 [https://www.deltaww.com/services/csr/corporate\\_citizen/recent\\_milestones\\_ch.htm](https://www.deltaww.com/services/csr/corporate_citizen/recent_milestones_ch.htm)

交易) 在運行 (詳見圖 7.2.2), 覆蓋全球 21.5% 排放量, 且 2020 年碳定價共產生 530 億美元收入<sup>742</sup>。雖然 2020 年碳價水準僅達到 40~80 USD/tCO<sub>2</sub>eq, 不過 2030 年可以達到 50~100 USD/tCO<sub>2</sub>eq<sup>743</sup>, 但這個碳價水準仍不足以促成巴黎協定目標控制升溫在攝氏 2 度以內。根據世界銀行統計, 先進國家如歐盟各國目前為碳定價徵收在 25 USD/tCO<sub>2</sub>eq 美元以上居多, 亞洲的韓國為 16 USD/tCO<sub>2</sub>eq 左右, 新加坡則為 4 USD/tCO<sub>2</sub>eq 左右, 不同發展階段國家之差異甚大<sup>744</sup>。美國國家科學研究院(National Academy of Sciences, NAS)的報告建議美國政府碳定價從 40 USD/tCO<sub>2</sub>eq 為起始, 每年提高 5%, 並全面性在各產業、部門 (如電力、交通、工業、建築) 實施碳定價且建立排放交易體系(Emission Trading System, ETS), 對公私決策過程形成正面的影響<sup>745</sup>, 促使能源減碳的創新布建。

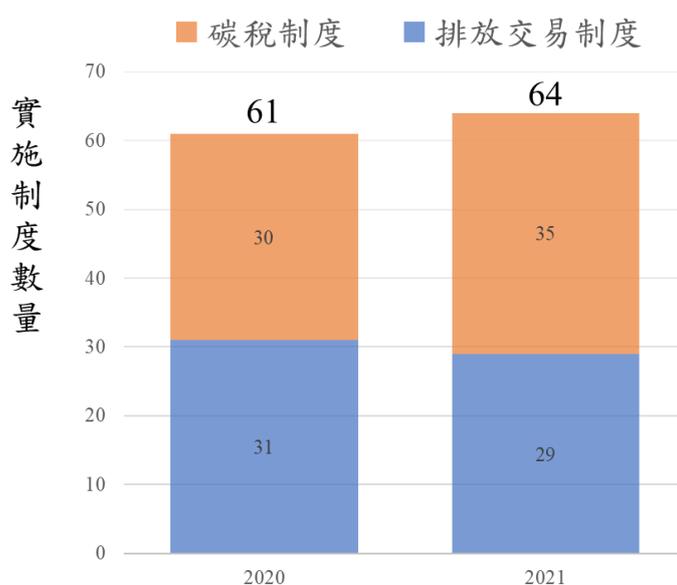


圖 7.2.2 近二年全球碳定價數量<sup>746,747</sup>

<sup>742</sup> World Bank (2020) State and trends of carbon pricing 2020. Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809> License: CC BY 3.0 IGO.

<sup>743</sup> Carbon Pricing Leadership Coalition (2017). Report of the high-level commission on carbon prices. <https://www.carbonpricingleadership.org/report-of-the-highlevel-commission-oncarbon-prices>

<sup>744</sup> World Bank (2021) State and trends of carbon pricing 2021. Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620> License: CC BY 3.0 IGO.

<sup>745</sup> National Academy of Sciences (2021) Accelerating decarbonization of the U.S. energy system. <https://nap.nationalacademies.org/catalog/25932/accelerating-decarbonization-of-the-us-energy-system>

<sup>746</sup> 同前揭註 742。

<sup>747</sup> 同前揭註 744。

另檢視碳定價對於促進綠能科技發展之潛力，從目前的研究發現，將傳統化石燃料發電之補貼移除，再附加適當碳定價（如表 7.2.1 之碳價 20 或 40 USD/tCO<sub>2</sub>eq 估算），可還原傳統化石燃料發電真實成本，並讓綠能（表 7.2.1 下半部）與傳統發電競爭（表 7.2.1 上半部）。以燃氣複循環發電機組之均化能源成本（碳定價 40 USD/tCO<sub>2</sub>eq）為 0.093~0.218 USD/kWh 為例，太陽能（住宅）、太陽能（商業）、太陽熱能附加儲能、地熱與風力發電與其相較，已具有成本上的基本競爭力。

表 7.2.1 傳統化石燃料發電之均化能源成本與綠能發電成本比較<sup>748</sup>

化石燃料發電	均化能源成本 (單位：USD/kWh) (碳價 20 USD/tCO <sub>2</sub> eq)	均化能源成本 (單位：USD/kWh) (碳價 40 USD/tCO <sub>2</sub> eq)
煤炭	0.086	0.165
燃氣複循環發電機組	0.053~0.164 (尖峰負載)	0.093~0.218 (尖峰負載)
<b>綠能發電</b>	<b>均化能源成本</b> (單位：USD/kWh)	
太陽能（住宅）	0.147~0.221	
太陽能（商業）	0.067~0.180	
太陽熱能附加儲能	0.126~0.156	
地熱	0.056~0.093	
風力發電	0.026~0.050	

另以負碳技術中之傳統碳捕獲與直接空氣捕獲(DAC)之系統運作（包含運輸）總成本相較，適當的碳定價（若達到約 100 USD/tCO<sub>2</sub>eq 以上）將可使新興 CCUS 技術（如 DAC）具有成本競爭力而能加速發展，目前估計的負碳技術成本比較如表 7.2.2 所示。

<sup>748</sup> LAZARD (2021) LAZARD's levelized cost of energy analysis-version 15.0, levelized cost of energy comparison-sensitivity to carbon pricing. <https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

表 7.2.2 傳統 CCUS 與 DAC 捕獲等負碳技術的成本價格估計<sup>749,750,751</sup>

CCUS 技術 (碳捕獲、壓縮脫水、運輸、灌注、封存、監測)	總成本 (USD/tCO <sub>2eq</sub> )
煤炭碳捕獲+管線運輸	65~113
煤炭碳捕獲+船舶運輸	85~112
天然氣碳捕獲+管線運輸	94~142
天然氣碳捕獲+船舶運輸	104~141
DAC 捕獲+管線運輸	153~406
DAC 捕獲+船舶運輸	153~405

## 2. 碳交易

碳交易屬於市場導向的環境政策工具，透過政府設定業者允許被排放的量（亦即設定排放權的上限），可讓排放量實際低於所分配排放權的業者（減碳成功的碳權賣方），將多餘的排放權販售給其他業者，特別是年度排放量會超過允許被排放量的業者（超額排碳的碳權買方），透過碳交易的供需市場運作，進而促成鼓勵業者減碳的誘因<sup>752</sup>。碳定價工具中，碳稅費易於執行且成本低，相對而言，碳排放交易制度因為須要先建立度量衡制度後才能進行交易，故交易成本較高，不過兩者可以並行並不互相抵觸。碳排放交易制度，又可再區分為抵換交易 (credit trading) 與排放交易 (allowance trading) 制度（圖 7.2.3）。

抵換交易屬於一種基線與信用額度 (baseline-and-credit) 系統，主要是在進行溫室氣體減量計畫之前，先預估可能產生的減量額，政府先訂定一個排放上限。若排放源提出特定專案，並能證明透過該專案執行後其排放量可以達成較該排放上限為低，則此一排放源之實際年排放量低於年許可排放量之差額，可轉換為排放抵換證 (credit)，而每一筆排放抵換證皆須經過第三方驗證始可交易。此方法主

<sup>749</sup> Global CCS Institute (2021) Technology readiness and costs of CCS. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>

<sup>750</sup> Schmelz, W.J., Hochman, G., & Miller K.G. (2020) Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States. *Interface Focus* 10: 20190065. <http://dx.doi.org/10.1098/rsfs.2019.0065>

<sup>751</sup> UNECE (2021) UNECE technology brief - carbon capture, use and storage. [https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure\\_EN\\_final.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_EN_final.pdf)

<sup>752</sup> 科技大觀園(2018) 減碳任務：碳稅與碳交易的優與劣。 <https://scitechvista.nat.gov.tw/Article/C000003/detail?ID=88553415-3d1a-4e78-b2f7-493ddfe3da7d>

要優點為允許參與者在設定上限的前提下有所成長，但缺點為驗證程序繁瑣、交易成本高、並且有整體成效和減量估算值的不確定性<sup>753</sup>。

而排放交易則為總量管制，先由政府建立一套排放額度的分配體制，透過政府訂出特定期間所欲達成的減量目標，訂出一個排放上限(cap)，並將在此排放上限內的排放額度分配給交易系統中的合格參與者。合格參與者之間可以互相自由交易許可排放量(allowance)，且交易前不須要政府許可<sup>754,755</sup>，只須於每年年底驗證各排放源當年實際排放量不高於交易後擁有的許可排放量權證(allowance)，故優點為交易成本低，缺點為僅對特定參與者加以限制，因此屬於較為封閉的系統。



圖 7.2.3 抵換交易及排放交易<sup>756</sup>

### 3. 各國大型綠色新政方案/重要智庫報告建議使用之經濟工具

目前可觀察到各國在後疫情綠色新政的推動框架上，已採行許多經濟工具，

<sup>753</sup> 潘景華(2007) 國外二氧化碳排放權交易對我國金融產業之啟示。  
<https://www.twse.com.tw/ch/products/publication/download/0001000319.pdf>

<sup>754</sup> 同前揭註 753。

<sup>755</sup> 同前揭註 736。

<sup>756</sup> 同前揭註 736。

包括：

## (1) 政府編列預算資金投入（搭配私部門）

歐盟綠色政綱投資計畫每年投資 2,600 億歐元，10 年共 1 兆歐元的資金，來自公部門（歐盟預算）及私部門共同融資，希望用於氣候行動、基礎建設、研發創新、中小企業、社會投資與技能培養<sup>757</sup>；美國就業計畫(American Jobs Plan)總預算為 2 兆美元，其中部分投入包括：交通運輸、電力系統與建築更新等基礎建設，及部份潔淨能源技術之投資<sup>758,759</sup>；日本 2050 年綠色成長策略提供 2 兆日圓基金推動「綠色創新基金」事業，日本政府以 2 兆日圓預算為誘因，引導民間企業投入約 15 兆日圓的研發設備投資，促使民間提出大膽的創新作為，並委由新能源產業技術總合開發機構(NEDO)執行<sup>760</sup>。

## (2) 稅制調整

日本認為要在 2050 年實現碳中和的目標確屬不易，除了長期研發投資外，目前的設備投資方面，也必須考量促使企業針對目標進行高效投資。因此，在稅制上必須成為協助企業進行零碳投資的強力奧援，故推動（一）創設促進碳中和投資相關稅制（稅額扣除或特別折舊）；（二）針對實施事業重建/重組等企業，創設「稅損退算和結轉」的扣除上限特例；（三）擴充相關研發稅制，若營業額相較於新冠肺炎(COVID-19)發生之前減少 2%以上，但依舊願意增加實驗研究費的企業，扣除額上限也可從既有最高可扣除達 25%，提高至 30%<sup>761</sup>。美國的就業計畫提出企業稅調整方案（美國製造稅收計畫），取消傳統石化能源業的聯邦稅收

---

<sup>757</sup> 郭映庭(2020)「歐盟綠色政綱」行動路線圖重點：碳關稅、能源稅改、綠色轉型融資、氣候盟約。【轉載】環境資訊中心。<https://rsprc.ntu.edu.tw/zh-tw/m01-3/climate-change/1408-1090508-1-environ-center.html>

<sup>758</sup> White House (2021) FACT SHEET: The American Jobs Plan. <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/03/31/fact-sheet-the-american-jobs-plan/>

<sup>759</sup> 國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心科技產業資訊室(2021) 美國拜登推動 2 兆基建計畫，重振美國榮景。<https://iknow.stpi.narl.org.tw/Post/Read.aspx?PostID=17661>

<sup>760</sup> 經濟部國際合作處(2021) 日本為達成 2050 年淨零碳排之具體作為（駐日本代表處經濟組）。[https://mnscdn.moea.gov.tw/MNS/ietc/bulletin/Bulletin.aspx?kind=54&html=1&menu\\_id=33779&bull\\_id=8838](https://mnscdn.moea.gov.tw/MNS/ietc/bulletin/Bulletin.aspx?kind=54&html=1&menu_id=33779&bull_id=8838)

<sup>761</sup> 日本內閣府(2021) 2050 年カーボンニュートラル に伴うグリーン成長戦略。<https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/seicho/seichosenryakukaigi/dai11/siryou2-2.pdf>

減免優惠措施<sup>762</sup>。

### (3) 綠色金融制度或工具

日本遵循「氣候創新金融戰略 2020 (Climate Innovation Finance Strategy 2020)」(2020 年 9 月)，認為應該在環保、轉型、創新的因應作為中呼籲民間投資挹注，透過氣候轉型金融(Transition Finance)，達到落實低碳化，並在過渡階段針對必要的技術提供所需資金。例如針對獲得政府認定 10 年以上長期事業計畫，利用與成果連動的利息補充制度(3 年內約提供 1 兆日圓融資規模)，提供事業者較長時間進行轉型<sup>763</sup>；美國國家科學院報告建議美國聯邦政府應建立綠色銀行，協助提供低碳或零碳相關科技發展、商業模式與基礎設施建置之融資需求<sup>764</sup>。

如前所述，淨零排放為國際議題，我國為出口導向國家，規劃適切且整合淨零排放目標之碳定價制度，透過排碳付費概念，讓排碳者將排碳(外部)成本納入生產(內部)成本，方能刺激低碳經濟，協助企業淨零排放轉型，也能協助企業及早因應未來在出口時可能面臨國際碳邊境稅高額課徵的風險。我國碳定價亟須發展的主要原因可歸納有四點：**(1)反應市場**：目前排碳者(能源業與製造業)均未將排碳成本納入生產成本，碳定價可將外部成本內部化，反映真實市場成本；**(2)活化資金**：政府可徵收相關碳排稅費，以價制量，致使排放者減量，徵收之資金可用於淨零排放轉型之氣候行動；**(3)促進研發**：碳定價可提供價格訊號，使能源與負碳科技與化石燃料競爭，加速淨零排放轉型之技術佈局；**(4)經濟/產業轉型**：促使產業創新而不僅是既有研發，以讓更多新產業發生，成為新經濟成長動能。

---

<sup>762</sup> 國泰世華銀行(2021) 拜登基建箭在弦上，完整的美國財政解析！(上)。  
<https://www.cathayrobo.com/welcome/trends/articles/050069>

<sup>763</sup> 同前揭註 761。

<sup>764</sup> 同前揭註 745。

## 7.2.3 我國減碳經濟工具發展需求、現況與問題

### 1. 碳稅費

國內目前涉及碳稅費相關之法規，包括貨物稅條例、能源稅條例（草案）及氣候變遷因應法<sup>765</sup>，以下逐一說明：

- 油氣類貨物稅條例：明訂汽油、柴油、煤油、航空燃油、燃料油、溶劑油、液化石油氣等之從量稅額。
- 能源稅條例（草案）：財政部經洽國家發展委員會、經濟部等相關部會意見，皆認為能源稅課徵將影響國內油電價格及民生物價、經濟成長，宜於景氣較佳實施。
- 「氣候變遷因應法」：2021年10月21日，行政院環境保護署公告「溫室氣體減量及管理法」修正草案，並將法案名稱自原「溫室氣體減量及管理法」修正為「氣候變遷因應法」，並增訂徵收碳費作為經濟誘因工具，碳費收入納入基金外，得支用於補助、獎勵發展低碳與負排放技術及產業、投資溫室氣體減量技術等用途。另因應國際碳邊境調整機制，增訂第27條條文，針對特定產品碳含量計算及認證方式之授權規定、進口產品徵收碳費、中央主管機關訂定收費辦法授權依據等內容<sup>766</sup>。

國內現行推動的碳費方向與其他倡議方向如碳稅，其內涵差別在於徵收機關及用途限制不同（詳見表 7.2.3）。目前我國設計推動的方向是以碳費為主，徵收機關為行政院環境保護署並納入基金範疇，但相對具有較大的用途限制，因此較不利於收取資金的活化使用，例如做為公正轉型使用；而碳稅因為與其他稅收性質類似，為政府財政收入一部分，用途沒有特別限制，因此後續資金可更具有彈性地進行分配運用。

因此，如能將碳費制度調整改為碳稅制度並由財政部主導，政府徵收所獲得

---

<sup>765</sup> 同前揭註 736。

<sup>766</sup> 行政院環境保護署(2021) 溫室氣體減量及管理法修正草案總說明。  
<https://enews.epa.gov.tw/DisplayFile.aspx?FileID=26E59EF644F21D93>

之資金，便可更廣泛用於淨零轉型之氣候行動選項，例如：

- 用以抵消因徵收碳稅而產生對消費者、生產者、社區和更廣泛的社會經濟系統的新負擔【如：發還全民（偏重低所得者）、協助受影響族群（如原住民）之技能與人才培養】。
- 支持可進一步降低溫室氣體排放的各式工作，如投資研發再生能源等創新及淨零排放相關基礎建設、進行淨零排放的社會溝通【包括經濟上的族群（低所得者）及地理上的族群（原住民）】、儲蓄累積除碳基金與購買除碳服務等。
- 減輕氣候變遷帶來的危害（如：投資海岸保護與可以降低極端氣候影響的基礎設施）。除此以外，亦可如其他一般稅收，統籌提供資金用於其他公共優先事務，達到活化資金使用的目的<sup>767,768,769</sup>。

表 7.2.3 碳費及碳稅內涵<sup>770</sup>

項目	碳費 (現行國內推動方向)	碳稅 (其他倡議方向)
徵收目的	促使排放者自願減量	促使排放者自願減量
徵收對象	二氧化碳（或溫室氣體）排放的化石能源、商品或服務（依內含排放量）	二氧化碳（或溫室氣體）排放的化石能源、商品或服務（依內含排放量）
徵收機關	行政院環境保護署（基金）	財政部（國家稅入）
用途限制	其收入納入封閉之財政循環系統（特種基金專戶），專供該種污染防制之用*	與其他稅收相同，為政府財政收入一部分，用途無特別限制

\* 受限於大法官針對行政院環境保護署執行空氣污染防制法、徵收空氣污染防制費爭議

而對於碳費徵收的範圍建議，商業周刊與綠色和平組織之國內調查顯示，超

<sup>767</sup> Man, D. B. and Morris, A. C. (2016) How to use carbon tax revenues. <https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2016/07/howtousecarbontaxrevenueamarronmorris.pdf>

<sup>768</sup> 廖宗聖(2020) 碳稅法制之建構—加拿大卑詩省碳稅法制研究。財稅研究第 49 卷第 5 期。  
<https://www.mof.gov.tw/download/4501e59f440947cf84f146f409737a5f>

<sup>769</sup> 同前揭註 736。

<sup>770</sup> 同前揭註 736。

過八成以上企業希望政府徵收的最低碳費為 10 美元，透過漸進模式，逐漸增加到跟國際水準相當<sup>771</sup>。行政院環境保護署「臺灣碳定價之選項—給臺灣環境保護署之研究報告」，建議我國可從一個較低的碳費價格開始，透過較低的初始碳費可以最大限度地減少對競爭力的初始影響以及降低對企業額外支持的需求。但該報告亦建議長遠而言，還是須要建立和維護明確的價格軌跡，例如，我國政府可以透過明確聲明，隨著時間推移將會逐步提高碳定價，每年將徵收費率提高 10%，藉此提供可靠的價格訊號支持對低碳技術的投資<sup>772</sup>。因此，即便碳費徵收的初始價格較低，仍須要因應國際發展趨勢逐步提高，否則對於須要出口的產業而言，最終仍會受到國際徵收碳邊境稅等的衝擊影響而遭受損失。且高價飽和後應轉變為排放交易制度（詳如後段），最終形成碳交易市場。

## 2. 碳排放交易

我國碳交易制度發展沿革，歷經 2010 年先期抵換專案施行、2012 年至 2014 年碳交易資訊平臺建置、2016 年溫室氣體排放量盤查登錄管理辦法實施、2018 年效能標準獎勵與微型抵換專案上路，最終至 2021 年氣候變遷因應法（草案）公布，使碳定價政策跨出一大步。目前規劃之溫室氣體總量管制及排放交易制度，包括抵換交易(credit trading)、排放交易(allowance trading)，內涵可參考前述表 7.2.3，確定以碳費先行，但仍待細緻化的制度設計。主要係考量我國排放源集中，市場規模小，發展機制尚未成熟，實施碳費之交易成本相對較低，若現階段採取排放交易機制，將面臨市場流動性及競爭力不足挑戰，且須等待進一步建構交易機制能力。此外，交易成本亦會逐步升高，因為除了須要有顧問公司協助廠商製作估算報告，亦有行政院環境保護署進行抵換專案審查、驗證與查驗等交易成本。故短期我國應以稅（費）為減量工具，長期而言，為達到 2050 淨零排放目標，須要讓排放交易搭配碳稅（費），降低經濟效率損失。另因碳稅（費）影響範圍廣且直接，透過先養成大眾與產業「排碳須付費」之觀念，同時藉由徵稅（費）

<sup>771</sup> 管發媛(2021) 臺灣碳費該定多高？企業許願價遠輸韓國、歐盟。商周雜誌。  
[https://www.businessweekly.com.tw/magazine/Article\\_mag\\_page.aspx?id=7004746](https://www.businessweekly.com.tw/magazine/Article_mag_page.aspx?id=7004746)

<sup>772</sup> 行政院環境保護署(2020) 臺灣碳定價之選項—給臺灣環境保護署之研究報告。  
<https://enews.epa.gov.tw/DisplayFile.aspx?FileID=3B2E3FFF2ACE0E80>

取得排放資料，又能回饋於降低排放交易制度之建置與執行成本，還有碳盤查所需之高額交易成本<sup>773</sup>，故碳排放交易制度仍須逐步建立並完善量測標準。特別須注意的是目前我國諸多企業為滿足客戶要求，打算向國外購買憑證，但是先前聯合國清潔發展機制(CDM)曾有廠商鑽漏洞開發出並無實際外加性的垃圾碳權，目前仍在國際市場流通<sup>774,775</sup>，且國內也開始發生一些以碳交易為名的詐騙案例<sup>776</sup>。因此，若我國並無自行建構碳交易市場，讓我國廠商皆向國外購買碳權，相關資金最終流至國外，因而欠缺誘因鼓勵我國廠商投入永續產業，無法形成我國國家整體減碳的正向循環<sup>777</sup>。因此，為促使我國實質減碳，長期須建立本土之碳交易市場，但也可同步考慮參加國際碳交易市場（如：歐盟），或是東亞諸國組成區域共同之碳交易市場，因為碳交易市場的流動性主要來自潛在碳權買賣人數，較多買賣人數則有較大成交機會，因此也可增加市場流動性與國內企業參與國際市場的選擇性<sup>778</sup>。

### 3. 綠色金融

綠色融資與綠色投資是綠色金融的金融工具，旨在以資金促使企業轉型。綠色融資(green lending)部分，主要是針對「綠色環保」、「永續發展」、「能源減碳」等方向，由銀行貸款給企業，或是透過公開發行債券進行融資的方式，目前我國已有諸多大型企業、單位聯貸案例，但多半還是著重於提升企業形象，相關形式與既有國內、外案例詳見表 7.2.4。

綠色投資(green investment)主要是投資者將資金集中在關注經濟、環境和社會等面向的企業<sup>779</sup>，以及管理永續（或綠色）指數的公司。綠色投資的目的為減

---

<sup>773</sup> 蕭代基、洪志銘、羅時芳(2010) 碳稅與碳交易之比較與搭配。台電工程月刊，第 747 期，第 59-66 頁。

<sup>774</sup> 大紀元(2022) 碳盤查疑量能或不足 碳權學者籲臺灣優先。  
<https://www.epochtimes.com/b5/22/1/21/n13520632.htm>

<sup>775</sup> 劉仲恩(2022) 臺灣需要什麼樣的碳權市場？CSR@天下。<https://csr.cw.com.tw/article/42368>

<sup>776</sup> 中央通訊社(2021) 假投資碳權吸金 1.6 億元逾百人受害，竹檢逮捕 2 嫌。  
<https://www.cna.com.tw/news/asoc/202108110250.aspx>

<sup>777</sup> 同前揭註 775。

<sup>778</sup> 陳筆(2011) 東亞碳交易共同市場芻議。循環經濟與節能減碳，中技社。  
<https://www.ctci.org.tw/media/3847/東亞碳交易共同市場芻議論文-陳筆-991221.pdf>

<sup>779</sup> 綠色投資集團(2016) 綠色投資手冊—綠色影響評估、監測、報告指南。

少溫室氣體排放、提高自然資源效益、保護自然環境、保護生物多樣性及促進環境永續發展，這些投資須要相關投資衡量指標及資訊揭露（如：氣候變遷風險揭露 TCFD）才能有效益的推廣。綠色投資標的包括：強調環境和永續發展的公司的股票和債券；再生能源或新能源領域公司的股票及股份；交通、水資源等綠色基礎設施；綠色地產投資（綠色金融及綠色建築）；永續農場/林業農場/牧場/水產養殖場<sup>780</sup>。

表 7.2.4 綠色融資金融商品型式及案例<sup>781,782,783,784</sup>

種類	型式	案例
貸款	如： • 綠色貸款 • 永續發展連結貸款	• 德國復興信貸銀行 (Kreditanstalt für Wiederaufbau, KfW) 提供三種專案融資方案，代表德國政府資助 10 項離岸風力計畫來加速擴展德國離岸風力發展。
債券	如 • 綠色債券 • 永續發展債券 • 永續發展連結債券	• 歐盟執委會發行 Next Generation EU 綠色債券，提供綠色政策資金。 • 王道銀行發行首檔綠色債券（新臺幣 5 億元），用於支持再生能源及能源科技發展。 • 義大利國家電力公司(Enel)以「2021 年 12 月 31 日前再生能源發電裝置容量占整體比率達 55% 以上」作為永續發展連結債券之預先定義永續性發展績效目標(SPT)。

目前我國政府及民間已規劃並執行多種綠色投融資、綠色採購等金融工具<sup>785</sup>，並輔以金融監督管理委員會綠色金融行動方案政策，強化支持綠色及永續發展產

<https://www.greeninvestmentgroup.com/assets/gig/who-we-are/our-impact-and-measurement/A-Guide-to-the-Green-Investment-Handbook-Simplified-Chinese.pdf>

<sup>780</sup> 綠學院(2019) 綠色投資。 <https://greenimpact.cc/en/article/kx3rk/green-investment>

<sup>781</sup> World Bank (2021) What you need to know about green loans.

<https://www.worldbank.org/en/news/feature/2021/10/04/what-you-need-to-know-about-green-loans>

<sup>782</sup> 台灣永續能源研究基金會(2021) 華爾街銀行有多綠？各大銀行加速綠色投資。

<https://taise.org.tw/post-view.php?ID=235>

<sup>783</sup> Loan Syndications & Trading Association (2021) Sustainability Linked Loan Principles (SLLP) .

<https://www.lsta.org/content/sustainability-linked-loan-principles-sllp/>

<sup>784</sup> 中技社(2017) 推動綠色金融以促進綠能產業發展。 <https://www.ctci.org.tw/media/4684/2017-10-10-專題報告-推動綠色金融以促進綠能產業發展.pdf>

<sup>785</sup> 係指可控管污染排放、維護生態系統，以及避免產業破壞環境等目標之市場導向機制和金融商品。參考行政院環境保護署毒物及化學物質局(2019) 綠色金融之金融工具。

<https://topic.epa.gov.tw/greenchem/cp-374-8072-a055c-1.html>

業。像是自 2017 年起金融監督管理委員會推動「綠色金融行動方案 1.0」，鼓勵金融機構投、融資綠能產業、促進我國綠色債券等相關市場發展、促進綠色金融商品或服務發展，以及要求企業社會責任(CSR)報告書揭露重大 ESG 資訊等四大項目。

而 2020 年 8 月公布的綠色金融方案 2.0 精進措施，涵蓋八大推動面向<sup>786</sup>，詳可參見圖 7.2.4 所示之願景、目標、核心策略與推動面向。

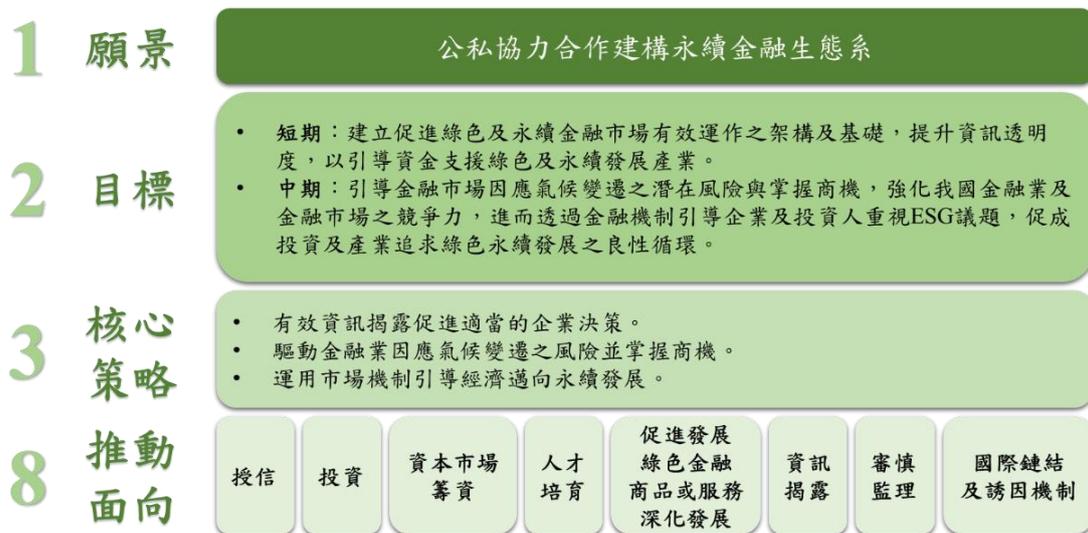


圖 7.2.4 綠色金融方案 2.0 推動內容<sup>787</sup>

近期發展重點與進展著重於保險業資金投資綠能產業、綠能科技產業融資、離岸風電融資、綠色債券市場及綠色金融商品推出、ESG 資訊與氣候變遷相關財務揭露(TCFD)等，一方面強化上市櫃公司公開資訊揭露品質與內容，此外並擴大鼓勵金融機構投、融資永續發展領域。

我國推動綠色金融尚有待優化的方向，像是目前投、融資方案資金多集中在大企業身上，對於中小企業等能力較為不足的企業來說，其資源條件有限，在資

<sup>786</sup> 金融監督管理委員會(2020) 綠色金融方案 2.0。  
<https://www.fsc.gov.tw/websitedowndoc?file=chfsc/202012241329020.pdf&filedisplay=綠色金融行動方案 2.0 簡報.pdf>

<sup>787</sup> 同前揭註 786。

訊、資金及人才取得相較大型企業更為困難，且因應淨零排放轉型容易受到較大衝擊影響。故針對淨零排放轉型，綠色金融的投融資標的應優先幫助有意願、須轉型的中小企業，或是永續表現中等仍有進步空間的企業，提供優惠利率、初始開發基金、專案輔導與信用增強機制等各種途徑與資源，讓待轉型之中小企業與提供綠色永續產品及服務之新創公司，可以獲得更多資金保證與支持，並督促其確實進步，促使加速轉型。

#### 4. 循環經濟(Circular Economy)

近年國際積極倡導循環經濟，各國在政策制定中均導入循環經濟的概念，歐盟特別訂立法規，期望為節能減碳盡力而為，而國內近期減碳議題討論，更是多次提及循環經濟，顯見其受重視程度與日俱增，事實上，循環經濟並非全新議題，而是既有產業生態系統重新塑造的延伸。

循環經濟內涵，主要強調生產、消費、回收/再利用等循環再生之資源可恢復產業系統。因當前經濟模式自地球上獲取材料，製造產品，最終將其作為廢棄物棄置，此過程為線性；而循環經濟模式首先要停止產生廢棄物<sup>788</sup>，並藉由前述之生產、消費、回收/再利用等程序達到永續發展目的<sup>789</sup>。因此，循環經濟概念下，可透過使用再生能源、或是藉由重新設計材料、產品、製程甚至是藉由創新商業模式，降低廢棄物的產生或是進行廢棄物之循環再生<sup>790</sup>。

在發展動向上，政府藉由拋磚引玉帶領民間邁向循環經濟，包括行政院「循環經濟推動方案」<sup>791</sup>以及行政院環境保護署「107至109年資源回收再利用推動計畫」<sup>792</sup>。早於2002年，行政院環境保護署即頒布「資源回收再利用法」，並於2003年起擬訂「資源回收再利用推動計畫」，整合部會共同推動資源回收再利用。

<sup>788</sup> Ellen MacArthur Foundation (2021) What is a circular economy?  
<https://ellenmacarthurfoundation.org/topics/circular-economy-introduction/overview>

<sup>789</sup> 行政院(2019) 循環經濟推動方案。  
<https://www.ey.gov.tw/Page/5A8A0CB5B41DA11E/18ef26a4-5d05-4fb3-963e-6b228e713576>

<sup>790</sup> 台灣糖業公司(2019) 何謂循環經濟。<https://www.taisugar.com.tw/circular/CP2.aspx?n=11216>

<sup>791</sup> 同前揭註 789。

<sup>792</sup> 行政院環境保護署(2022) 循環經濟政策。<https://smmdb.epa.gov.tw/circulation/index>

而蔡總統於 2016 年就職演說也明確宣示要讓臺灣走向循環經濟時代。爾後行政院環境保護署於 2018 年核定「107 至 109 年資源回收再利用推動計畫」，訂立從生產、消費、廢棄物管理及二次原料市場等四大面向之推動策略。行政院亦於 2018 年底核定「循環經濟推動方案」，建構創新研發、產業共生等四大策略，並於經濟部設立「循環經濟推動辦公室」<sup>793</sup>，進行跨部會、跨領域之溝通與整合。

另在民間推動方面，接軌國際趨勢及配合政府政策，私部門之循環經濟推廣亦不遺餘力，民間單位或聯盟如雨後春筍般成立，像是資源循環臺灣基金會、台灣循環經濟與創新轉型協會、台灣循環經濟學會、永續循環經濟發展協進會等非營利組織，致力推廣循環經濟理念。另為促進各界創新與實踐，公、私部門合作自 2019 年起舉辦年度「臺灣循環經濟週」<sup>794</sup>，集結不同類型活動，對國內外展現實踐成果，驅動循環經濟，除了成果展現外，中華民國對外貿易發展協會亦舉辦「臺灣國際循環經濟展」，設立環保科技專區、新商業模式專區，推廣國內外循環經濟新商品。經濟部更主導成立「臺灣循環經濟大聯盟」(TCE100)，不定期舉辦臺灣循環經濟大聯盟論壇<sup>795</sup>，讓國內企業不僅是全球供應鏈要角，更期許成為循環經濟領導國家。

雖然我國公、私部門已共同協力推動循環經濟，仍有諸多尚待精進改善之處，包括：

### (1) 因應循環經濟的企業會計與財報制度變革<sup>796</sup>

因目前適用之會計報表計分方式，仍為線性模式，諸多外部成本尚未納入，且很多資源在過去線性經濟模式被歸類為費用，但在循環經濟架構下，資源須要被資本化，所以須要從會計制度與財報制度進行改變。

<sup>793</sup> 循環經濟推動辦公室係經濟部工業局委託工業技術研究院協助營運。

<https://www.cepo.org.tw/Default.aspx>

<sup>794</sup> 經濟部、行政院環境保護署、行政院農業委員會、內政部、行政院公共工程委員會(2019) 臺灣循環經濟週。 <https://twceweek.tw/>

<sup>795</sup> 經濟部工業局(2019) 2021 台灣循環經濟大聯盟論壇。

[https://www.idbevent.org.tw/Events/event\\_more?id=d393e378d62f4b1fa2b6344ad64d04dc&AspxAutoDetectCookieSupport=1](https://www.idbevent.org.tw/Events/event_more?id=d393e378d62f4b1fa2b6344ad64d04dc&AspxAutoDetectCookieSupport=1)

<sup>796</sup> 黃正忠、林泉興、狄佳瑩(2019) 循環經濟趨勢下的未來會計。會計研究月刊第 409 期第 56 頁。 <https://www.accounting.org.tw/blktopic.aspx?b=676>

## (2) 傳統廢棄物法規仍待革新

傳統法規未重視外部成本及碳排放問題，故將廢料均依廢棄物處理概念逕行處理；但淨零排放概念希望從源頭推動零廢棄物與零排放，若要強化零廢棄、零事故、零排放，須重新設計相關法規，而非從已產生廢棄物後，再思考解決之道。

## (3) 強化與循環經濟相關之採購<sup>797</sup>

為促進循環經濟之相關產品與服務發展，可以善用政府公部門預算與資源，將淨零排放目標作為關鍵評選準則，推動淨零排放/循環之公共採購，提供循環經濟發展的誘因。

## (4) 其他

包括配套社會面向以及政府治理面向等其他相關措施，例如仿倣國際從小學開始教育淨零排放、循環經濟觀念<sup>798</sup>，而非僅止於大學教育；公部門教育訓練納入常態性淨零排放知識，促使公部門領頭檢視國公營事業不同部門 KPI，將淨零排放相關循環經濟議題具體化成為被管考之績效考核項目。此外，同步遵循國際企業社會責任（Corporate Social Responsibility，簡稱 CSR）與考量環境、社會和企業治理（Environment, Social and Governance，簡稱 ESG）之永續發展理念，透過建構完善之生產者延伸責任(extended producer responsibility, EPR)制度，使生產者的責任不僅止於生產製造產品，而是可被延伸到產品上中下游之整體生命週期。

## 5. 電價

為反映國際燃料價格持續上揚，目前電價自 2018 年起，各類用電流動電費及包制用電單價平均調漲 3%，然參採台灣電力公司彙整之國際能源總署(IEA)、Enerdata 的最新統計資料<sup>799</sup>，檢視主要國家電價，2020 年我國住宅電價為全球第

<sup>797</sup> 資源循環台灣基金會(2020) 循環採購，打開循環經濟的市場。<https://circular-taiwan.org/2020/11/11/20201111-2/>

<sup>798</sup> 資源循環台灣基金會(2021) 循環校園：投資下一個世代，永遠不會浪費。<https://circular-taiwan.org/event/210831-2/>

<sup>799</sup> 台灣電力公司(2021) 各國電價比較。  
<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=213&cid=351&cchk=1b3221ee-37c3-4811-9d4d-a1bb215f33c8>

4 低，工業電價為全球第 6 低（詳見表 7.2.5），意味政府補貼過多，且主要透過國庫（全體納稅人）同時補貼工業與住宅用電。故須要針對如何落實使用者付費，合理電價結構與補貼機制等進一步檢討，以兼顧國際減碳承諾、啟動能源轉型、電業改革等永續發展目標。

表 7.2.5 2020 年各國平均電價比較<sup>800,801</sup>

住宅用電						工業用電					
排名	國別	臺幣元/度	排名	國別	臺幣元/度	排名	國別	臺幣元/度	排名	國別	臺幣元/度
1	馬來西亞	2.2711	17	智利	5.3355	1	瑞典	1.8621	17	波蘭	3.1791
2	墨西哥	2.2775	18	紐西蘭	5.6228	2	美國	1.9701	18	捷克	3.2867
3	大陸*	2.3231	19	捷克	6.0081	3	丹麥	2.2811	19	荷蘭	3.3032
4	<b>臺灣</b>	<b>2.5596</b>	20	芬蘭	6.1362	4	芬蘭	2.3063	20	西班牙	3.4638
5	土耳其	3.0370	21	澳洲	6.2049	5	匈牙利	2.3150	21	奧地利	3.5068
6	南韓	3.0746	22	法國	6.3586	6	<b>臺灣</b>	<b>2.4461</b>	22	法國	3.6865
7	加拿大	3.2248	23	盧森堡	6.4463	7	馬來西亞	2.4901	23	瑞士	3.7312
8	匈牙利	3.4150	24	瑞士	6.6362	8	盧森堡	2.5094	24	愛爾蘭	3.7453
9	泰國*	3.6973	25	奧地利	7.0010	9	加拿大	2.6531	25	葡萄牙	3.7777
10	美國	3.9031	26	葡萄牙	7.1666	10	大陸*	2.7218	26	比利時	4.0709
11	菲律賓	4.3776	27	英國	7.2157	11	南韓	2.7902	27	新加坡	4.3776
12	立陶宛	4.5833	28	日本	7.5488	12	墨西哥	2.8099	28	英國	4.6495
13	荷蘭	4.7992	29	愛爾蘭	7.7292	13	紐西蘭	2.9367	29	日本	4.7875
14	波蘭	5.0124	30	西班牙	8.1280	14	泰國*	2.9874	30	智利	4.8675
15	新加坡	5.0283	31	義大利	8.5014	15	土耳其	3.0351	31	義大利	5.0771
16	瑞典	5.1479	32	丹麥	9.0707	16	立陶宛	3.1056	32	德國	5.1284

\*：為 2019 年資料。

2022 年 3 月發生俄烏戰爭，致國際天然氣價格飆漲，我國目前燃氣發電配比为 37%，僅次於燃煤 44%，現階段能源轉型政策規劃，預計在 2025 年燃氣配比上升至 50%，發電成本勢必增加，也會對應衝擊影響到電價。解析目前電價計算如下公式所示<sup>802</sup>，其中購電支出（含利潤），涵蓋台灣電力公司本身及向民營

<sup>800</sup> 同前揭註 799。

<sup>801</sup> 表列數值原係以美元計價，臺幣對美元換算匯率為 1 美元=29.578 臺幣（2020 年平均匯率）

<sup>802</sup> 經濟部能源局(2018) 電價及費率審議資訊揭露專區，輸配電業線路設置費計算公式公開說

電廠及自用發電設備購電成本；輸配電支出，包含輔助服務、傳輸損失、調度服務、轉供電能等費用；售電服務費用，涵蓋稅捐及規費、折舊及利息、用人費、維護費、其他營業費、其他電業經營費、其他營業收入等；公用售電業合理利潤，係先以費率基礎×3~5%投資報酬率×員工人數占比估算合理利潤。

**公用售電業每度平均電價 = (購電支出 + 輸配電支出 + 售電服務費用 + 公用售電業合理利潤) ÷ 售電度數**

由以上電價公式可見，國內當前電價雖考量經濟物價，然並未合理反映以下成本：(1)發電的外部成本內部化，包括對健康與環境造成之外部成本（如污染對健康造成危害以及造成氣候變遷的外部成本）；與(2)供電穩定成本。在發電的外部成本內部化之工作，主要還是要依賴政府的碳定價，包括碳稅/費或是碳交易，並促使台灣電力公司納入電價調整。此外，除電價公式修正外，亦須同步修正治理體制，包括電業自由化、成立電業（公用事業）「獨立管制機關」（如美國各州的 Public Utility Commission），以解除政治力對電力市場與電價的影響，真正解決電價過低的問題。在供電穩定成本方面，因臺灣為獨立電網，電網脆弱，爰更須針對天候或意外因素所導致之停電、跳電窘境（如 2021 年 513 大停電及 2022 年 303 大停電）做好準備，否則恐無法達到因應淨零排放路徑之 2025 年再生能源 30% 占比目標。電價除缺乏上述二成本外，整體水準偏低，致國內產業結構調整遲滯、民眾輕忽浪費，形成用電無效率。故考量電費增加帶來之減碳效果外，亦應配套提供能源效率工具，否則無法達成以價制量效果。

就本節前述之能源稅或碳稅/費制度實施，將會反映在電價或汽油價格，但因此種為減碳目的而課徵的碳稅或能源稅屬於「累退稅」性質，會讓低所得者被課徵的比率反而較高，在大規模減碳時對低收入者之所得重分配有不利影響<sup>803</sup>。因

---

明會會議簡報。

<https://www3.moeaboe.gov.tw/ele102/Content/Messagess/contents.aspx?MmmID=654246034164516120#>

<sup>803</sup> 陳筆(2017) 減碳的代價和減碳的選擇（一）：人們為何對減碳「無感」。

<http://ddpp.ntu.edu.tw/publish-and-video/newsletter/248-2017-08-02-10-43-30.html>

此公部門所得稅收須要有較大部分用於協助受影響的群體，尤其是中低收入戶。

最後，觀察歐洲國家高電價下之淨零碳路徑，靠技術進步、科技創新克服困境。淨零排放成本雖高昂，但在經濟層面而言，建議政府非僅仰賴單一經濟工具達成減碳。經濟工具應為減碳的助攻手段，所以國內更應致力於創新技術發展，並善用會改變人類生活形態之智慧致能技術(Intelligentization Enabling Technology)與工具，藉由各種資通訊技術應用，衍生不同的商業模式與生活型態，進而逐步達成淨零排放的長期目標。

## 7.2.4 政策建議

### 1. 儘速推動碳稅費之實施並明確化碳價以形成排碳付費之觀念，短期先推行碳稅費工具，並同步完善碳排放交易所需之運作機制與工具，以利長期納入碳排放交易制度之運作

因為碳定價的實施方能將氣候暖化之外部性成本轉化為須要付費的成本(內部化)，促使形成誘因，讓我國消費者、生產者和投資者透過行為改變改善二氧化碳(CO<sub>2</sub>)的排放，故為了達成淨零排放目標，碳定價的實施有其必要性。目前在氣候變遷法已明確訂立碳費相關條文，且實施碳費之交易成本相對較低，應該儘速加以推動。而我國排放源較集中，市場規模亦較小，若現階段採取排放交易機制，發展機制尚未成熟下，短期將面臨市場流動性及競爭力不足，與交易成本較高之挑戰，但長遠來看，若要控制碳排，碳稅費和碳交易最終應同時並存，碳交易制度仍有須要逐步建立，並要能完善碳交易所需之運作機制與工具，例如量測標準等，一旦碳稅費逐漸運作穩定並逐步成長達到接近國際市場價格，使減量效果變為有限時，再輔以抵換交易或排放交易制度，協助國家整體淨零排放目標的達成。

### 2. 完善碳稅費收取後資金之有效運用與分配機制

目前氣候變遷法草案擬將碳費收入納入基金，專款專用於補助、獎勵發展低

碳與負排放技術及產業、投資溫室氣體減量技術等用途，但為能更為完整的活化並更有效進行資金運用，使其更可廣泛用於淨零排放轉型之相關氣候行動，建議在徵收資金的後續用途範疇，除了挹注既有規劃補助與獎勵技術及產業發展外，亦能用以抵消因徵收碳稅，而對消費者、生產者、社區及更廣泛的社會經濟系統產生的新負擔，才能進一步增強溫室氣體排放減量的效果，也才可真正減輕氣候變遷帶來的危害。

### **3. 優化我國綠色金融規範，促使金融機構善盡責任投融資義務，優先考量中小企業、綠色永續新創產業、ESG 表現較落後但有意願轉型之企業**

目前我國綠色金融投融資對象，多以具有品牌及永續表現名列前茅之大企業為主，在因應淨零排放轉型過程，透過綠色金融額外提供之金融資源對此類型企業實質意義不高；反之，中小企業資源條件較為不足，且因應淨零轉型易受較大衝擊與影響。故建議政府針對淨零排放轉型，綠色金融的投融資標的應優先幫助有意願、有轉型須要的中小企業或是綠色永續新創產業，或是永續表現中等仍有進步空間的企業，讓這類型企業可以獲得更多資金保證與支持，並督促其確實改善，促使全面加速轉型。

### **4. 精進我國循環經濟相關法制環境與推動政策誘因**

為達到淨零排放，除了以再生能源搭配能源效率策略，循環經濟亦扮演舉足輕重的角色。然目前我國在企業會計與財報制度、廢棄物法規以及公共採購制度等之設計，尚未納入環境外部成本的計算，未從源頭推動零廢棄物與淨零碳之角度進行重新設計或調整，故有需要持續精進相關法制環境與推動之政策誘因，讓淨零與循環經濟成為我國政府治理的主流化核心，以協助我國達成淨零排放目標。

### **5. 重新設計電價計算公式，讓電價合理反映外部環境成本，協助提升零碳電力之市場競爭力，但仍須規劃適切方案，以因應電價調整可能對中低收入戶產生的不利影響**

我國當前電價雖已考量經濟物價，然尚未合理反映傳統化石燃料使用對環境

造成之外部成本（包括污染對健康造成危害、造成氣候變遷的外部成本）與供電穩定成本等，致使整體電價水準偏低，對於促進國內產業結構調整與減少民眾用電浪費不易發揮成效。故應重新設計電價計算公式，透過以價制量促進減碳，同時讓零碳電力相較傳統化石燃料發電更具有價格競爭力，以促進零碳電力在社會上的擴展。亦應同步修正治理體制，包括電業自由化、成立電業（公用事業）「獨立管制機關」（如美國各州的 Public Utility Commission），以解除政治力對電力市場與電價的影響，真正解決電價過低的問題。此外，電價的調整將使弱勢族群如中低收入者易受較大衝擊影響，進而衍生能源轉型下之能源貧窮問題，故也須規劃適切方案，例如善用如碳稅等稅收進行所得重新分配、補助弱勢家戶購置節能家電或協助重新裝修低碳節能住宅等，協助降低受衝擊族群所受之影響。

## 7.3 社會面向

### 摘要

零碳轉型為社會各層面的轉型，在轉型各階段須要社會的配合支持和積極行動，才能順利推行以達成 2050 淨零排放目標。為使社會大眾認知到個人行動對減碳的重要性，應透過教育及政策機制的設計，促使個人的認知與行為改變，進一步落實減碳科技在生活中的應用。另一方面，應建立完善的公民參與和溝通機制，讓社會大眾或利害關係人參與決策過程，藉此提升零碳轉型和永續的社會接受度。而對於轉型過程中不可避免的負面衝擊和影響，政府應先行評估各項零碳轉型策略的影響範疇與衝擊程度，建立轉型機制和所需資源，以實現社會公平正義。建議可採取作為如下：

1. 建構完善的治理框架、清楚的法規架構及明辨專責單位的角色，在逐步強健治理體系之際，將零碳理念扎根於教育，提升全社會(whole of society)對永續價值觀的認同。
2. 要有及時的在地化調適行為，促成公部門與企業、公民團體間相互合作，並建立公私協力的夥伴關係，進而提升全社會回應的韌性以及支持低碳能源等創新技術解方落地、布建。
3. 公民社會組織參與及社會溝通平臺和機制之建立，使決策過程可納入社會需求與相關利害關係人聲音，以利後續相關減碳政策制定與推動。
4. 盤點與釐清我國受低碳轉型影響的可能群體和範疇，考量零碳轉型的社會公平正義與配置相應資源。

### 7.3.1 前言

除能源系統與技術的改變，零碳轉型也須要長期的社會工程，以改變個人乃至於社會整體的思維、行為與價值觀，才能提升民眾對減碳政策和零碳轉型的

接受度，從而降低可能的社會矛盾和抗拒。個人行為能否配合，對減碳有很高的重要性，例如能源供給端至消費端工業、建築、交通、住商等部門的減碳措施，如果想改用大眾運輸工具、電動車、節能電器等，皆仰賴個人行為的支持和選擇來推動。因此政府須透過政策工具，如制度設計、補貼、規範等方式，有利於加速推動個人行為的改變。此外，零碳轉型所影響的不只是能源與技術，而是在於整個社會的轉型，要能夠使社會大眾認同零碳轉型的概念並願為之付出，須要有有效的社會溝通管道和積極的公民參與、共同協商，打造具有全體社會共識的淨零轉型願景。然而零碳轉型的過程中，不免會衍生額外成本與風險，並對特定群體造成負面影響衝擊，如再生能源設施建置、化石燃料相關產業轉型和就業勞工的退場、能源價格上升影響消費者家用支出等。為減少淨零轉型成本與風險的不均勻分配，以及可能引發的衝突抗拒，須要建立相關機制，以促成順暢的利害關係人參與和對話，同時保障受影響群體的必要權益，進一步落實減碳轉型中的公平正義（圖 7.3.1）。

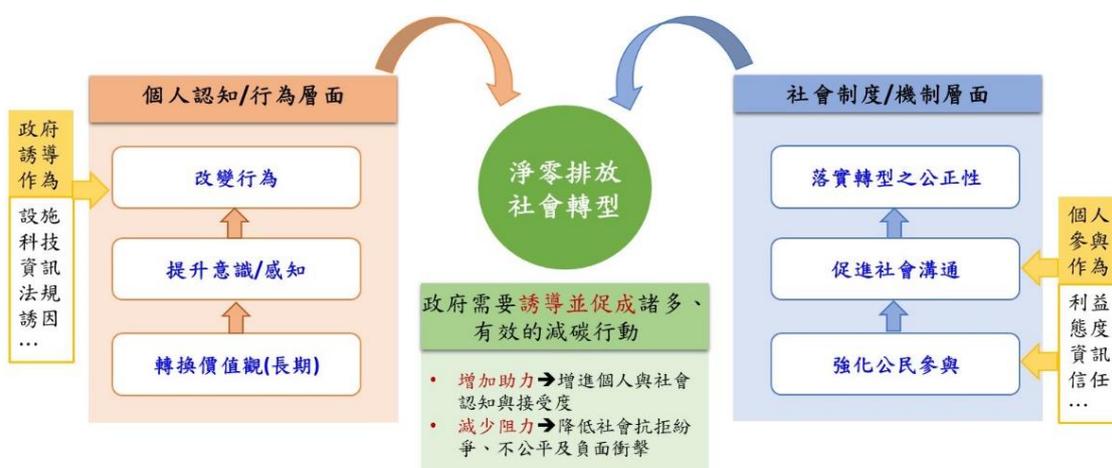


圖 7.3.1 2050 淨零排放的社會面向議題<sup>804,805</sup>

<sup>804</sup> 周桂田(2020) 氣候變遷與國家治理交戰永續、未來與世代。海峽交流基金會。交流雜誌 2017 年 2 月號 151 期。 <https://www.sef.org.tw/article-1-129-4869>

<sup>805</sup> 許耿銘(2012) 臺灣都市氣候治理模式比較之初探：五都個案之分析。國家科學及技術委員會 99 年度「都會氣候治理模式建構之研究」補助計畫之部分內容。 [http://ir.nou.edu.tw/bitstream/987654321/20825/2/E27\\_047-098.pdf](http://ir.nou.edu.tw/bitstream/987654321/20825/2/E27_047-098.pdf)

### 7.3.2 個人認知及行為改變

個人認知與行為改變對於達成全球淨零排放目標有著不可或缺的重要性，國際能源總署(IEA)2050 淨零排放路徑報告評估，至 2050 年全球二氧化碳(CO<sub>2</sub>)可減少共 34 Gt (如圖 7.3.2 所呈現)，其中有超過 60%的減排量須要依靠大眾的行為與價值觀改變來達成。民眾行為改變<sup>806</sup>與材料效率改善將可協助減少 2.9 Gt(占 8%)的二氧化碳排放。若民眾做為消費者願意積極選擇低碳節能的產品，如購買電動車和裝設太陽能板，又可再貢獻約 20 Gt 的減排量(占 55%)。對未涉及一般民眾的低碳科技應用，如低碳發電和低碳製造，僅可減少約 11 Gt 的排放量(占 37%)<sup>807</sup>。這說明單靠低碳發電和生產端的低碳科技投入，不足以達成最佳的淨零排放目標，還須要社會大眾的極積參與，從個人認知和行為等需求層面進行減碳，才能真正有效達成淨零排放的目標。

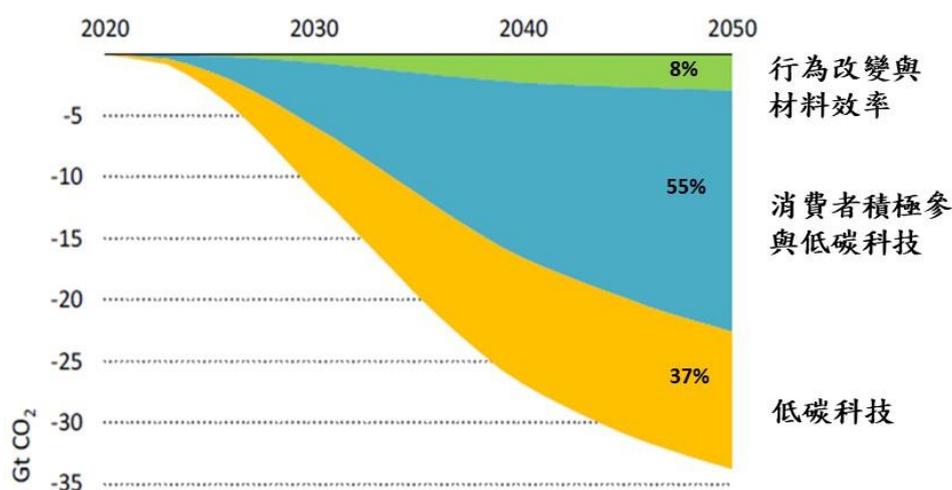


圖 7.3.2 淨零碳路徑中低碳科技與行為改變策略可貢獻的減碳量<sup>808</sup>

<sup>806</sup> 行為改變：此指重複且與能源使用和需求相關的行為，如交通行為、冷暖氣的溫度設定等。

<sup>807</sup> IEA (2021) Net Zero by 2050: Roadmap for the Global Energy Sector.

<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

<sup>808</sup> 同前揭註 807。

## 1. 我國現況與挑戰

參採 IEA 以及英國商業、能源及產業策略部(Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS)等機構分析，個人認知與行為改變可影響的部分，分為建築、交通、廢棄物、飲食等四大面向<sup>809,810</sup>，其現況與趨勢大致如下：

- (1) 建築：2019 年我國住宅部門碳排放量為 28.5 Mt CO<sub>2</sub>eq( 占總排放量約 10%)，其中空調、照明與家電設備的使用占超過 8 成排放量<sup>811</sup>。
- (2) 運輸：2019 年我國運輸部門排放量為 37Mt CO<sub>2</sub>eq ( 占總排放量約 12.9%)，其中公路運輸占比達 96%，而公路運輸的碳排放中，約 50.5%排放量來自小客車( 占總排放量約 6.3%)、12.9%來自機車( 占總排放量約 1.6%)<sup>812</sup>。
- (3) 廢棄物：我國 2019 年廢棄物部門溫室氣體排放量約為 2.7 Mt CO<sub>2</sub>eq ( 占總排放量約 0.9%)，雖較住商與交通部門的排放量低，但我國一般廢棄物產生量有逐年上升趨勢。根據行政院環境保護署統計，2020 年一般廢棄物總量達到 986 Mt，為歷年來最高，較 2019 年成長 0.58%，平均每人每日產生 1.1 kg 的一般廢棄物、0.06 kg 的家庭廚餘<sup>813</sup>。
- (4) 飲食：我國糧食以進口為主，2020 年綜合糧食自給率只有 31.7%<sup>814</sup>，農業部門的溫室氣體排放量呈逐年下降趨勢，2018 年我國農林漁牧溫室氣體排放量為 5.8 Mt CO<sub>2</sub>eq( 占總排放量約 2%)。然而飲食相關的碳排放除了生產端，加工包裝、運輸、銷售儲藏和廚餘處理<sup>815</sup>也會產生碳排放，其中又以肉類製品的碳足跡為最高<sup>816</sup>。近年來我國飲食結構中肉類比重呈現上升趨勢，2020

---

<sup>809</sup> BEIS (2021) Net Zero: principles for successful behaviour change initiatives?

<sup>810</sup> IEA (2021) Do we need to change our behaviour to reach net zero by 2050?

<sup>811</sup> 內政部與經濟部(2021) 住商部門淨零排放路徑評估簡報。

<sup>812</sup> 行政院環境保護署(2020) 能源平衡表。

<sup>813</sup> 行政院環境保護署(2021) 110 年統計年報。

<sup>814</sup> 行政院農業委員會(2021) 109 年農業統計年報。

<sup>815</sup> FDF (2021) Achieving Net Zero: A Handbook For The Food And Drink Sector.

<sup>816</sup> Ritchie, H. (2020) You want to reduce the carbon footprint of your food? Focus on what you eat, not whether your food is local. <https://ourworldindata.org/food-choice-vs-eating-local>

年每人每年的肉類供給量達 86.5 kg<sup>817</sup>，為近 10 年來最高。

上述四個面向的減碳都可透過個人認知與行為改變來達成，如更換高能源效率電器、使用電動車和大眾運輸工具、減少塑膠包裝和提高回收率、減少食物浪費等（表 7.3.1）。

表 7.3.1 有益於減碳的行為改變<sup>818,819</sup>

部門	有益於減碳的行為改變
建築	避免冷暖空調溫度設定過高或過低、選用高能源效率電器、選擇低碳建築或建材
交通	選擇低碳運具或大眾運輸工具、淘汰內燃機引擎運具、以高速鐵路取代區域航班、減少長程飛行需求
廢棄物	提升回收率、減少塑膠包裝或製品的使用
飲食	減少食用高碳密集度肉類、優先食用當地當季食材、減少剩食 <sup>820</sup>

進一步說，目前我國民眾對減碳的認知與付出意願的具體表現，以電價和稅為例，中央研究院的邁向深度低碳社會學計畫分別在 2017、2019、2021 年調查我國對於配合節能減碳的加稅和漲價的意願（圖 7.3.3）<sup>821</sup>。調查結果顯示，我國民眾近年來願意為節能減碳付出的比例有增加趨勢，超過一半受訪民眾願意配合加稅或漲價來節能減碳，而且多數能接受的漲幅在 1%到 5%之間。另外，國立臺灣大學風險社會與政策研究中心與中央研究院社會學研究所之台灣社會變遷基本調查研究也於 2020 年分別調查臺灣民眾是否願意為再生能源支付較高電價（圖 7.3.4），約六成受訪者可以接受微幅的調漲<sup>822,823</sup>。

<sup>817</sup> 同前揭註 814。

<sup>818</sup> 同前揭註 810。

<sup>819</sup> 同前揭註 815。

<sup>820</sup> 同前揭註 815。

<sup>821</sup> 同前揭註 824。

<sup>822</sup> 同前揭註 825。

<sup>823</sup> 同前揭註 826。

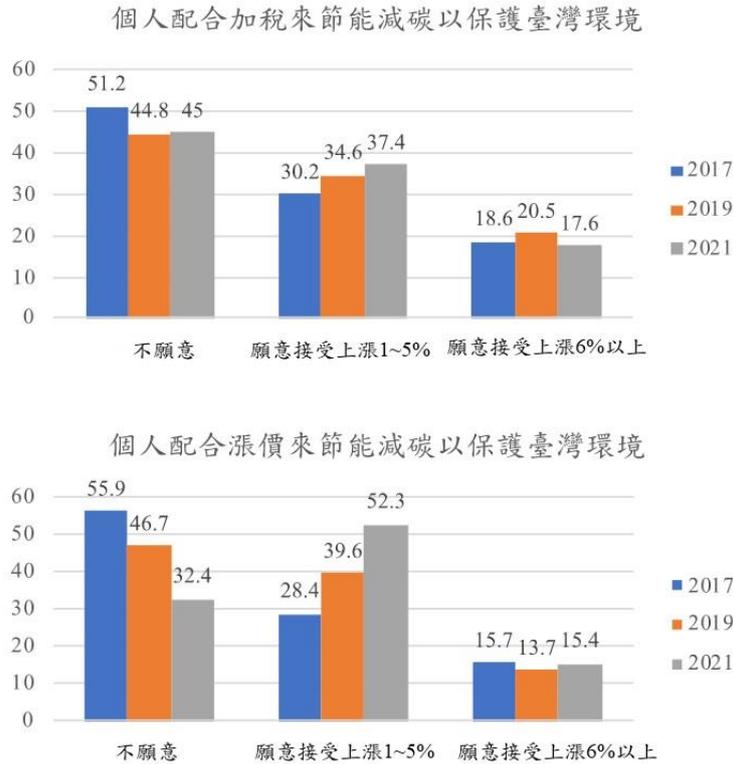


圖 7.3.3 2017、2019、2021 年我國民眾配合加稅/漲價節能減碳之意願比例<sup>824</sup>

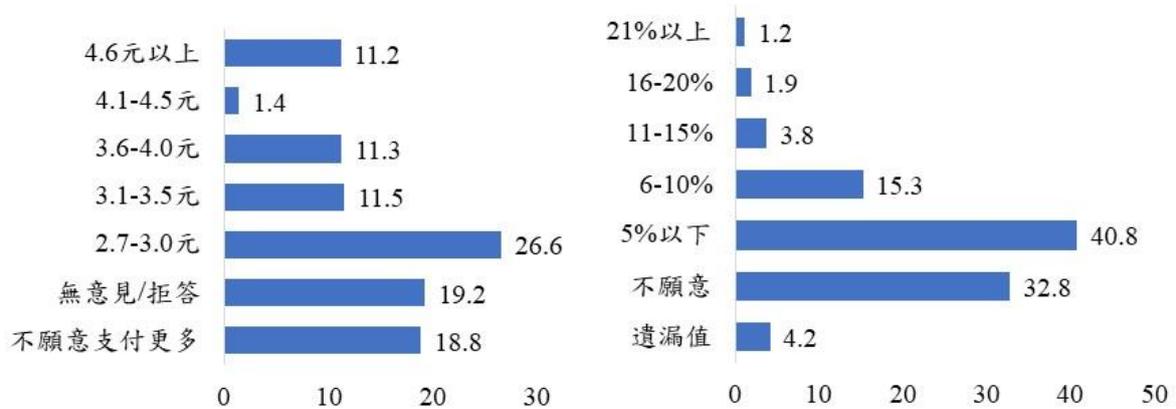


圖 7.3.4 2020 年我國民眾願付較高電價以推動再生能源之百分比及可接受的調漲幅度<sup>825,826</sup>

上述各調查顯示，我國已有一定比例社會民眾認知節能減碳的重要性，且願

<sup>824</sup> 中央研究院社會學研究所(2021) 邁向深度低碳社會：社會行為與制度轉型的行動研究計畫成果報告。

<sup>825</sup> 國立臺灣大學風險社會與政策研究中心(2020) 2020 能源轉型公眾感知調查。

<sup>826</sup> 吳齊殷(2022) 臺灣社會變遷基本調查計畫 2020 第八期第一次：環境組。

[https://srda.sinica.edu.tw/datasearch\\_detail.php?id=3321](https://srda.sinica.edu.tw/datasearch_detail.php?id=3321)

意為此做出改變和付出。此外在中央研究院邁向深度低碳社會學計畫調查中，也有超過八成的受訪者認為比起個人，企業應該負起更多的節能減碳責任。若要提高大眾對節能減碳付出的接受度，進而願意為此作出更多的行動與改變，須面對幾個主要挑戰<sup>827</sup>：

- 缺乏個人行為決策如何與減碳連結的資訊，使得個人即使想要採取行動，也不確定如何行動，或是無法評估行動的方向和效益為何，例如不確定購買的產品是否符合節能標準、產品的生命週期碳足跡等。
- 雖然改變可能有利，但決策過程須要額外投入成本和資訊，且改變既有習慣又須重新適應、承受風險和不確定性，使人傾向維持原有的模式、抵觸改變，產生現況偏差(status quo bias)的情形<sup>828,829</sup>，例如農夫的耕作習慣<sup>830</sup>、通勤族的交通習慣等<sup>831</sup>。
- 若缺乏誘因或改變的成本過高，超過個人認為的可負擔程度，就會使個人傾向或不得已維持現狀。例如在我國，目前電動車的售價相較一般內燃機汽車依然偏高，且是全球購買電動車最貴的區域之一<sup>832</sup>，相關基礎設施如充電樁也尚未普及，自然無法提升選購意願。

綜整前述，為提升全社會對永續價值觀的認同，逐步達成淨零排放目標，如何促成個人認知與行為改變的調適措施，將會是帶動低碳能源等創新技術落地的關鍵成功因素。亦即在積極尋求零碳電力技術、創新零碳與負碳技術以及突破性新科技研發之際，推行節能技術應用與激勵民眾節能等調適措施將擴大技術解方的成效，同時也奠定跨部會、跨科際研議政策方案的基礎。因此，治理框架的建構不僅須兼具減碳、調適二大功能面向，更須依國內社會環境的現況及趨勢，搭

---

<sup>827</sup> 同前揭註 810。

<sup>828</sup> Samuelson, W. and Zeckhauser, R. (1988) Status Quo Bias in Decision Making, *Journal of Risk and Uncertainty* 1:7-59.

<sup>829</sup> Fernandez, R. and Rodrik, D. (1991) Resistance to Reform: Status Quo Bias in the Presence of Individual- Specific Uncertainty. *The American Economic Review* 81 (5): 1146-1155.

<sup>830</sup> Barnes, A.P. (2021) Farmer intentional pathways for net zero carbon: Exploring the lock-in effects of forestry and renewables. *Land Use Policy* 112.

<sup>831</sup> BIT (n.a.) Applying Behavioural Insights to Transportation Demand Management.

<sup>832</sup> Gibbs (2022) Cost of buying a car around the world. <https://www.confused.com/car-insurance/car-buying-index#4>.

配科學證據，研提在地化調適作為，並輔以參與式規劃機制連結與整合各部會、各單位、各群體的作法，避免不當的調適行為造成區域、部門與社群間的風險移轉，使其在透明公開的治理程序下，促成公部門與企業、公民團體間相互合作，進一步建立公私協力的夥伴關係。

## 2. 他山之石：國際上推動零碳轉型個人行為改變策略案例

針對上述三個挑戰，本段將討論一些國際上或我國已執行之作法及政策工具（表 7.3.2），以及如何引導整體的價值系統改變，使淨零排放概念能扎根於社會，為未來轉型的推動及長遠的無碳排社會發展建立基礎。

- (1) 個人行為決策如何與減碳連結的資訊：可透過社會教育宣導和提供資訊協助改善，例如標籤識別(labeling)。我國政府已於 2001 年起實施電器用品節能標章，目前已通過認證產品達 52 種<sup>833</sup>。而電器之外的產品標籤識別，歐洲地球基金會(Foundation Earth)和多個大型跨國零售食品業者合作，於 2021 年 11 月起推出食品分級標章，對食品的生產、運輸及包裝過程所產生的環境影響<sup>834</sup>做評級，讓消費者選購時可考量相關資訊<sup>835</sup>。我國 2014 年起亦已推行碳標籤和減碳標籤，但大眾認知度偏低，目前有標示碳標籤的產品僅約 400 件，進一步取得減碳標籤的產品僅約 60 件<sup>836</sup>。
- (2) 現況偏差：政府可採用一些現狀助推措施(status quo nudging)進行引導，例如提供區域家戶之間的用電量比較，透過家戶與家戶的比較使其對用電量有具體概念和激勵節能動力<sup>837</sup>。部分國家採用綠色預設(green defaults)的方法，將再生能源作為預設電力供應選項。後續政策研究顯示多數人會傾向維持該預

---

<sup>833</sup> 經濟部能源局(2022) 節能標章。 <https://www.energylabel.org.tw/purchasing/psearch/list.aspx>

<sup>834</sup> 評級項目包含：碳排放、用水量、水污染、生物多樣性

<sup>835</sup> Compass Group, UK & Ireland Limited (2021) Compass Group UK & Ireland to Roll Out Eco-Labels Across Business & Industry Estate. <https://www.compass-group.co.uk/media/news/compass-group-uk-ireland-to-roll-out-eco-labels-across-business-industry-estate/>

<sup>836</sup> 行政院環境保護署(2020) 產品碳足跡資訊網。 <https://cfp-calculate.tw/cfpc/WebPage/LoginPage.aspx>

<sup>837</sup> 環境省(2017) 日本版ナッジ・ユニット(Behavioral Sciences Team, BEST)

設選項，不會特意更改<sup>838839</sup>，進而達成再生能源接受度和需求的提升。

- (3) 成本考量：可透過價格補助減少民眾減碳行動的負擔，如加州節能設備帳單上的融資計畫(On-Bill Financing, OBF)、德國汰換燃油設備補貼政策。我國自 2019 年起推動家電節能補助計畫，針對瓦斯爐、熱水器、電冰箱、空調、除濕機等耗能家電進行節能補助和貨物稅補助<sup>840</sup>。亦可運用政策規範強制改變產生，如加州 2021 年新建築法規要求新建大樓須要裝設太陽能板和改用電力加熱<sup>841</sup>；或政府以公共投資方式，提高行為改變的意願和可能性，如美國拜登政府預計投入 50 億美元在全美設置 50 萬個電動車充電站<sup>842</sup>，我國也在 2021 年啟動公共充電樁建置計畫，預計在 2025 年前設置 7,800 個充電樁<sup>843</sup>。
- (4) 長期價值系統改變：教育仍然是長期零碳轉型與行動中的關鍵角色，透過各階段教育的長期投入，才可能使社會整體價值系統轉變，從中產生由下而上的實質行動與投入，以養成未來落實淨零排放與推動減碳的人才。2021 年聯合國氣候變化綱要公約第 26 次締約方大會(COP 26)，日本、歐盟等多個國家和組織皆已做出對永續及氣候教育(climate education)的承諾<sup>844</sup>。英國教育部也於 2021 年 11 月提出新教育策略草案，計畫透過氣候教育、綠色技能與職訓、校園建築環境、綠色採購、活動競賽等方法推動教育領域的零碳轉型，該草案橫跨學校和社會教育層面，最終方案擬於 2022 年公布<sup>845</sup>。我國氣候永續相關教育主要投入在學校教育方面，教育部已將氣候變遷及環境永續等

---

<sup>838</sup> Liebe, U. et al. (2021) A. Large and persistent effects of green energy defaults in the household and business sectors. *Nat Hum Behav* 5, 576–585.

<sup>839</sup> Micha Kaiser et al. (2020) The power of green defaults: the impact of regional variation of opt-out tariffs on green energy demand in Germany, *Ecological Economics* 174.

<sup>840</sup> 財政部(2021) 購買節能電器退還減徵貨物稅。 <https://www.etax.nat.gov.tw/etwmain/tax-info/purchase-energy-saving-appliance-reduced-commodity-tax-refund-area/consumer-online-apply>.

<sup>841</sup> The New York Times (2021) California's Plan to Make New Buildings Greener Will Also Raise Costs.

<sup>842</sup> The White House (2021) FACT SHEET: The Biden-Harris Electric Vehicle Charging Action Plan.

<sup>843</sup> 國立臺灣大學風險社會與政策研究中心(2021) 臺灣行不行—各國電動車政策大評比。

<sup>844</sup> UNESCO (2021/06) Climate education in the spotlight at COP26: Ministers of Education and Environment meet for historic event.

<sup>845</sup> Department for Education (2021) Sustainability & Climate Change: A draft strategy for the education & children's services systems

議題納入 12 年國教課綱<sup>846</sup>，並設有氣候變遷教學資訊平臺，以推動校園氣候變遷調適、溫室氣體減量的教育宣導及人才培育<sup>847</sup>。

表 7.3.2 協助個人認知與行為改變的政策工具與案例<sup>848</sup>

政策工具	措施與手段	案例
提高認知	教育、宣傳、推廣	日本(2011~)夏日節電宣導
提供資訊	標籤識別、即時資訊回饋	臺灣(2001)電器節能標章、產品碳標章、歐盟(2021)食品分級標章
現狀助推	綠色/氣候環境友善預設選項	瑞士(2020)、德國(2020)再生能源電力預設選項
財政/價格	電器汰舊與節能商品補助、大眾運輸補助、燃料稅	加州(2011)節能設備帳單融資計畫、德國(2020)汰換燃油發熱設備補貼、臺灣(2019)家電節能補助
規範標準	汽機車排放標準、建築標準、空品維護區	加州(2019)建築法規、英國(2020)2030年禁售傳統燃油運具
公共投資	大眾運輸建置、電動車基礎設施建置、公共採購	美國、臺灣(2021)充電樁建置

### 7.3.3 公民社會組織參與、社會溝通及轉型的公正性

為達成我國淨零排放的目標，相關政策推動有賴於社會支持，公民社會組織的參與可以提供決策過程合法性與正當性，降低未來政策實施時可能產生的阻礙，並為淨零行動提供基礎、增加信任度及強化課責性。因此，完善的公民社會組織參與及社會溝通有助於提升社會整體對相關議題的認知，形塑對未來社會型態的共識。同時，公民社會組織參與也可提供決策者更廣泛、深入的第一手資訊，進而提高政策的決策品質<sup>849</sup>，另一方面，受決策影響的利害關係人更應該在決策形成與制定過程中有機會影響與表達，並藉此強化課責性。

淨零轉型是整體社會的轉型，在推動轉型的過程中，政策作為除了帶來減碳

<sup>846</sup> 教育部(2019)肯定新世代善盡世界公民責任 全面落實氣候變遷教育。

<sup>847</sup> 教育部氣候變遷教學資源網(2022)氣候變遷教學資訊平台。<https://climatechange.tw/>

<sup>848</sup> 同前揭註 810。

<sup>849</sup> Demski, C. (2021) Net zero public engagement and participation: A research note.

方面的效益，能源轉型與減碳政策作為勢必對某些群體產生負面影響衝擊，如中低收入戶、中小企業、農漁業者、原住民等。此外，也不免會產生負面或不公正的問題，影響特定群體與利害關係人的權益，進而導致衝突和抗爭，反迫使政策轉向或終止。為進一步研析當前主要的淨零轉型策略，將會造成哪些潛在的不公正問題，先分就能源、工業、交通與建築各部門，續依各部門彙整條列問題如表 7.3.3 所示。整體而言，為使零碳轉型政策有效推動，完善公民社會組織參與、社會溝通等相關配套措施為必要機制，不僅可減少衝突，以利加速轉型，對於潛在不公正問題更可防範於未然。

表 7.3.3 各部門零碳轉型策略下潛在不公正問題盤點<sup>850,851,852</sup>

各部門的零碳轉型策略	潛在不公正問題
<b>能源</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>發展再生能源取代化石燃料</li> <li>改善能源效率</li> <li>發展潔淨能源產業</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電氣化、碳稅、取消化石燃料補貼、再生能源基礎設施建置等將導致能源支出增加，影響中低收入家戶和中小企業（國際能源總署預估 2050 年全球能源支出總計將增長 75%<sup>853,854</sup>）</li> <li>發展再生能源與電網所需之自然環境資源可能影響特定群體（農民、漁民、原住民）和產業（農地、漁業、山林等）</li> <li>化石燃料產業退場與轉型，受轉型影響之勞工</li> </ul>
<b>工業</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>電氣化、使用綠電或低碳能源</li> <li>減碳技術應用</li> <li>產品碳排放與能源效率標準</li> <li>推動綠能產業發展</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>中小企業獲取潔淨能源和減碳技術不易，或部署成本過高，影響營收<sup>855</sup></li> <li>綠能產業新就業機會與受轉型影響勞動者技能不一定相符，無法順利轉業</li> </ul>
<b>交通</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>禁售燃油汽機車，運具轉型為低碳運具</li> <li>減少對交通運輸化石燃料補助</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>傳統燃油汽機車相關產業退場與轉型</li> <li>運輸業者更換電動車或低碳運具之成本，可能提高票價，影響中低收入使用者</li> <li>個人家戶交通支出上升，及更換電動車或低碳運具之成本</li> </ul>

<sup>850</sup> UKGBC (2020) Building the Case for Net Zero.

<sup>851</sup> 同前揭註 807。

<sup>852</sup> 中技社(2016) 臺灣中小企業轉型至循環經濟的挑戰與契機。

<sup>853</sup> 同前揭註 807。

<sup>854</sup> 該成長值部分為反映 2020 年至 2050 年間的人口成長與 GDP 上升。

<sup>855</sup> 同前揭註 852。

各部門的零碳轉型策略	潛在不公正問題
<b>建築</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 新建築符合零碳建築規範；既有建築翻修達到零碳建築標準</li> <li>• 使用高效能電器</li> <li>• 電氣化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 電氣化、建築翻修或更換高效能電器之成本，影響中低收入家戶</li> <li>• 新建築成本上升且技術門檻提高，影響房價與租金(英國綠色建築協會推估零碳住宅建造成本提高 5.3%、零碳辦公大樓建造成本提高 8~17%<sup>856</sup>)</li> </ul>

## 1. 我國現況與挑戰

我國為落實「能源發展綱領」所宣示的積極推動能源轉型<sup>857</sup>，經濟部能源局自 2017 年啟動「能源轉型白皮書」的訂定規劃，參考德、日、韓等國產出能源施政計畫程序，導入政府跨部會、跨地方與民間合力協作，及擴大公民社會組織參與，規劃未來能源發展目標、具體推動措施及政策工具，共同建構臺灣參與式能源治理模式。在訂定白皮書的過程中，為實現擴大公民社會組織參與，展開預備會議、共同協作及公民對話的三階段參與方式，觸及對象涵蓋社會大眾、產官學研及民間團體各領域專家等，共辦理 40 場會議，約 2,000 多人次參與<sup>858</sup>。行政院已於 2020 年核定能源轉型白皮書<sup>859</sup>，後續提出「能源轉型關鍵指標」，期以易懂及民眾有感的方式呈現能源轉型趨勢，2021 年提出白皮書年度執行報告，除了使社會大眾了解能源轉型趨勢與重點方案執行狀況，更重要的是可以延續公民社會組織參與精神及確保各方案得以順利落實。

然而在 2018 年我國空氣污染防治法修法的同時，行政院環境保護署欲加強汰換 1、2 期老舊大型柴油車，引起貨運業者上街抗議。雖然行政院環境保護署在公開前已和多個運輸業者與工會協商，但過程中忽略靠行司機此一群體<sup>860</sup>，且

<sup>856</sup> 同前揭註 850。

<sup>857</sup> 經濟部能源局(2020) 能源轉型白皮書。[https://ghgrule.epa.gov.tw/low/low\\_tw\\_doc\\_page/205](https://ghgrule.epa.gov.tw/low/low_tw_doc_page/205)

<sup>858</sup> 鄒敏惠(2020) 第一版具民間共識的能源政策 行政院核定我國「能源轉型白皮書」。<https://e-info.org.tw/node/228090>

<sup>859</sup> 經濟部能源局(2021) 能源轉型關鍵指標。<https://energywhitepaper.tw/#/>

<sup>860</sup> 交通部公路總局(2017) 我國汽車貨運業營運及管理與先進國家之差異研究(以美日兩國為例)。

市場預期心理導致符合排放標準的車輛價格上漲，更降低司機的換車意願<sup>861</sup>。雖然調漲燃油稅和汰換老舊柴油貨車等政策皆有助於減碳，但皆因未能妥善與其利害關係人協商溝通，又缺乏適當配套措施而引發爭議，最終導致政策轉向，甚至消耗更大的社會經濟成本，加深了社會大眾對政府的不信任感，更不利其他後續減碳政策推動。有鑑於此，前述由公民社會組織參與而訂定的能源轉型白皮書，突顯在政策制定及推動上，仍要透過公民社會組織參與的社會溝通，也才能使政策推動與社會監督機制之間更為協調。

2021年蔡英文總統在4月22日世界地球日時已公開表示臺灣將向2050淨零排放的目標前進，我國有必要加速轉型的行動，而賴清德副總統也在出席活動時表示永續發展是轉型的解方，未來永續發展的方向，應要兼顧環境正義、經濟轉型的公正性、社會廣納的包容性，朝綠色成長(inclusive green growth)方向前進。透過政府的宣示及綜整前述我國現有的作為，可知零碳轉型應是具有包容性的整體社會轉型，必須納入所有利害關係人共同參與決策，過程中也須考量資源分配及風險承擔的不對等問題。因此，強化公民社會參與、促進社會溝通，與落實公正轉型，三者缺一不可。

## 2. 他山之石：國際上公民社會參與、社會溝通及轉型案例

有鑑於前述對公民社會參與、社會溝通的重要性，以及轉型不公正問題引發的爭議，許多國家開始針對氣候變遷、能源以及減碳等議題設計公民社會組織參與機制，或在政策規劃階段即納入利害關係人溝通及配套措施所需資源。本段將討論國際上近年所發生的相關案例及其作法，研析其對公民社會參與、社會溝通及公正轉型(Box 7.3.1)帶來的改變並簡要說明。

---

<sup>861</sup> 曾虹文(2018) 配套說不清的《空污法》，造成互不信任的空污困局。  
<https://www.thenewslens.com/article/101826>

### Box 7.3.1 公正轉型(Justice Transition)<sup>862</sup>

公正轉型的概念過去主要用於勞工運動，後被挪用於環境氣候變遷相關議題，以強調其中受氣候變遷或能源轉型影響的勞動者與社群權益、社會參與、潔淨能源的可負擔性，以及轉型帶來的成本利益須公平分配等問題。具體案例如德國北萊茵—西伐利亞區域無煙煤(hard coal)礦場關閉措施。該區域無煙煤礦場因能源轉型、污染、成本及市場競爭等問題，德國政府擬停止對無煙煤礦的開採補貼。自 2007 年起德國中央及地方政府、礦業公司及工人代表便開始對此進行協商，協議聚焦在協助受影響勞動者轉職與再進修，包含開設職訓中心、在職訓練、與地方大學合作提供課程等，並加強地方再生能源產業投資，最終於 2018 年關閉該地最後兩處無煙煤礦場。

2018 年法國黃背心抗爭運動，最初導因於法國政府的燃油稅調漲計畫，該政策對無法居住在市中心的通勤族、依靠汽車運輸的小本自營業者產生相當大的衝擊，卻又無法順利取得補助，而後演變成抗議法國整體經濟和階級問題的大規模運動<sup>863</sup>。法國馬克宏政府在黃背心運動後，隨即在 2019 年召開氣候公民大會 (Climate Citizens' Assembly, 請參見 Box 7.3.2)，以參與式民主形式制定減排措施並對政府提出建議，行政機關須對會議結論提出具體方案及時程。英國、德國、丹麥、蘇格蘭、芬蘭等國家也分別在 2020 年至 2021 年召開國家層級的氣候公民大會，討論如何在公平公正的前提下，達成國家溫室氣體減量目標。

### Box 7.3.2 氣候公民大會<sup>864</sup>

氣候公民大會為一種參與式民主方法，近年來被廣泛用於地方或國家層級的環境氣候及能源政策決策。通常會依地理、年齡、性別、族群、教育程度、收入、對相關議題認知等條件，隨機抽選數十至上百位公民，由專家學者、NGO 或倡議者等共同規劃討論主題、措施，並提供相關資料，而參與公民將會在其中學習、討論、評估相關議題及行動措施。最終會議結論將依各國機制設計，做為該國施政參考或修立法之依據。其中，法國氣候公民大會更採取第三方監督委員機制，以確保討論不受行政體系干預。

<sup>862</sup> Just Transition Initiative team (2020) Just Transition Concepts and Relevance for Climate Action.。

<sup>863</sup> 趙偉婷(2018) 示威≠反氣候政策 從「黃背心運動」看能源稅與社會公平。 <https://e-info.org.tw/node/215489>

<sup>864</sup> 林綉娟(2020) 法國氣候公民大會—參與式民主新篇章：透過公投、立法或修法落實公民氣候提案。

相較法國黃背心抗爭運動帶動的體制改革，近來蘇格蘭奧克尼群島(Orkney Islands)的零碳轉型<sup>865,866</sup>更進一步朝體制轉型邁進，造成的影響範圍也更加廣泛。蘇格蘭 Orkney Islands 曾高度依賴化石燃料提供發電、海上運輸等需求，但隨著當地居民行為的轉變，如改用社區風機發電、運具電動化，及新型住屋搭配再生能源設施等措施，大幅提升再生能源的使用，推動全島脫碳，當前已被票選為英國最佳居住地。另一方面，群島理事會與政府部門合資，除支持歐洲海洋能源中心(European Marine Energy Center, EMEC)的設立，亦資助氫動力船舶等低碳技術開發，再者也透過轉型培訓基金(Transition Training Fund)協助勞工轉業至再生能源產業。除了前述在地公部門與居民對推動轉型所作的努力外，尚有歐盟的智慧島嶼能源系統計畫，嘗試導入智慧電網和能源管理系統，不僅可支持再生能源使用的占比提升，也協助改善當地能源匱乏等問題。

更進一步就社會包容性的提升而言，2021 年波蘭煤電廠事件<sup>867</sup>就如何賦權弱勢及提升地位帶來啟發。過往波蘭仰賴燃煤發電為主，但面對污染、成本及市場競爭等問題，政府擬進行能源轉型。但 7 千位以上的波蘭煤礦工與煤電廠員工抗議政府對煤電廠管理政策不明，危及人民生計。之後，除了由國家能源安全局(National Energy Security Agency, NABE)承諾協助燃煤電廠轉型，煤礦工與煤電廠員工組成的工會亦要求政府須在 2049 年以前將產業保護入法，此外，歐洲最大煤商 PGE，也將透過歐盟公正轉型基金來協助地方轉型。整體而言，在此案例中，受影響的人們經由賦權弱勢，以自治組織方式影響政策並維護己身權益，也藉此來強化政策制定的課責性。

我國近期大力推動太陽光電及風力發電，雖然過程中引發許多社會爭議，但卻也衍生出一種公民參與的經營模式，Box 7.3.3 比較分析漁電共生的三種經營模式，其中公民電廠模式便是以公民參與模式建置光電，例如：社區合作社、公

---

<sup>865</sup> Agulhas (2019) The Orkney Islands are leading the transition towards a renewable energy future - Kate Cerna. <https://agulhas.co.uk/2019/02/04/orkney-islands-leading-transition-towards-renewable-energy-future-kate-cerna/>

<sup>866</sup> H2020 SMILE (2020) Orkney Islands, United Kingdom. <https://www.h2020smile.eu/the-islands/the-orkneys-united-kingdom/>

<sup>867</sup> Jo, H. (2021) Polish energy policy protests reflect power struggle. <https://www.dw.com/en/polish-energy-policy-protests-reflect-power-struggle/a-57878428>

司模式，甚至是投資募資模式。此模式較傳統自行建置及廠商承包較能兼顧社區居民、養殖業者、地主等之利益，達到公正轉型之目的。

最後，為達成 2050 淨零排放並從新冠肺炎(COVID-19)的疫情後再出發，於 2021 年聯合國氣候變化綱要公約第 26 次締約方大會(COP 26)積極倡議「公正轉型宣言」，由歐盟、英、德、法、美、加拿大等共 17 國連署，期兼顧綠色成長、合適工作和經濟繁榮三大部份，並承諾轉型將遵循下列原則，包括：支持受影響勞動者轉業、社會及利害關係人對話、建立因應氣候變遷供應鏈、提供公正轉型相關資訊與報告等<sup>868</sup>，以及設立相關機制和確保資金來源等。檢視主要國家在此議題的作法，歐盟已在 2019 年提出綠色新政(European Green Deal)時，即納入公正轉型機制(Just Transition Mechanism)與基金；美國的重建美好法案(Build Back Better)就業計畫除推動環境與能源投資，也提出正義 40 倡議(Justice 40 Initiative)，擬將收益回饋弱勢社區；加拿大將碳稅的 90%收益直接返還家戶，多數家戶可收到的退款大於其所繳納的碳稅，此種返利於民的方式，使得碳稅政策獲得支持，且當家戶如改採更高效能或電動交通工具，或是改善暖氣設備的耗能時，將可獲得更多退款，如此一來，對提升能源效率及推動運具電氣化等相關政策而言，實是一大助力<sup>869</sup>。

---

<sup>868</sup> UKCOP26.ORG (2021) Supporting the conditions for a just transition internationally. <https://ukcop26.org/supporting-the-conditions-for-a-just-transition-internationally/>

<sup>869</sup> Parliamentary Budget Officer (2020) Reviewing the Fiscal and Distributional Analysis of the Federal Carbon Pricing System.

### Box 7.3.3 以零碳電力技術的「漁電共生」經營模式為例

基於本章第 7.2 及 7.3 節關於經濟、社會以及法規等面向之研析，並以 2.2 節太陽光電中發展「漁電共生」的零碳電力為研究主題，由中央研究院推動執行的「台灣邁向 2050 低碳排目標下產業轉型與碳定價策略之研究(2022~2024)」則是透過研究計畫執行，針對漁電共生三種經營模式：自行建置、廠商承包與公民電廠，分別進行質化之優缺點比較，與經濟效益之評估分析，從而提出具體各式誘導配套措施，提高民眾裝設意願，以促進更佳發電效益與水資源的保護<sup>870,871</sup>之「漁電共生」零碳電力發展的模式，三種經營模式的比較如表 7.3.4：

表 7.3.4 漁電共生三種經營模式優缺點的比較<sup>872</sup>

	優點	缺點
自行建置	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 地主與養殖業者熟悉養殖場配置與經營方式，更瞭解自身需求；</li> <li>• 地主與養殖業者對設施及收益有自主權；</li> <li>• 地主與養殖業者可接收多方資訊，自行評比合適的設施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 初期投入資金龐大且融資困難；</li> <li>• 申請程序繁雜、行政管理單位標準不一；</li> <li>• 申設時間較長；</li> <li>• 地主與養殖業者對於光電不熟悉，可能增加養殖風險；</li> <li>• 偏遠地區缺乏饋線，僅能實現自用自發、不能躉售。</li> </ul>
廠商承包	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 具光電專業人才提供設施規劃服務；</li> <li>• 地主與養殖業者無須投入大量資金；</li> <li>• 地主與養殖業者有固定的收入（如租金）；</li> <li>• 設施維修及保養服務由廠商負責。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 地主與養殖業者參與率較低；</li> <li>• 地主及養殖業者對於廠商或財團的信任度較低；</li> <li>• 大部分廠商不願意與原本的養殖業者合作以實行「養殖事實」，導致養殖業者權益受損；</li> <li>• 廠商僅提供地主租金，其他收益皆歸廠商所有。</li> </ul>
公民電廠	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 提供當地社區電力，避免停電所造成的不便；</li> <li>• 以固定優惠費率收購電能 20 年，攤提設置成本並確保合理利潤；</li> <li>• 發電容量增長可解決饋線及升壓站缺乏的問題；</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 現行法規有所限制；</li> <li>• 須具備完整系統（如智慧電網及儲能設備），因此初期投入資金大，後續電網設備維修亦須由供應廠商提供。</li> <li>• 初期就須確定其合作模式（如公司或合作社）及相關規定；</li> </ul>

<sup>870</sup> Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016) Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 815–824. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>

<sup>871</sup> Ranjbaran, P., Yousefi, H., Gharehpetian, G. B., & Astaraci, F. R. (2019) A review on floating photovoltaic (FPV) power generation units. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 110, 332–347. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.015>

<sup>872</sup> 詳細研究成果請參考中央研究院經濟研究所張靜貞研究員、楊宗翰助研究員所執行中央研究院永續科學研究計畫「台灣邁向 2050 低碳排目標下產業轉型與碳定價策略之研究(2022~2024)」成果報告。

	優點	缺點
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 若以合作社模式開發公民電廠可獲行政院農業委員會補助；</li> <li>• 若以公司模式開發公民電廠，養殖業者、地主與廠商以入股方式合作可使其權益及地位較平等。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 須獲得當地居民同意，否則可能造成爭議。</li> </ul>

### 7.3.4 政策建議

零碳轉型是長期的社會工程，為啟動永續價值觀，不僅須推動個人的行為與認知的改變，更須輔以在地化減碳調適作為，同時也須要在社會制度上納入公民個別或公民社會組織的參與、社會溝通等有效機制，以達成公正轉型。為達成零碳轉型的目標，建議我國相關政策方案規劃時，應包含下述原則與作法：

#### 1. 完善治理框架及推動扎根教育

政府治理首要就是建立框架，規劃組織、平臺、程序、路徑圖等，其他人或部門才能加入共同推動。面對氣候危機(climate crisis)和氣候緊急(climate emergency)的發展趨勢，政府的治理框架要有清楚的法規架構及明辨專責單位的角色，以界定各部門權責及推動路徑，逐步強健治理體系。在政府設定零碳轉型目標的同時，也可思考擴大現有氣候變遷教育途徑，同步將零碳理念融入推廣，並從學校教育擴大到社會教育，形成長久的扎根行動，促成個人行為認知改變，進而帶動全社會對永續價值觀的認同。

#### 2. 實踐在地化調適奠定根基

在支持技術研發以達成淨零排放的目標之際，政府要有及時的調適行為，提升全社會回應的韌性，進而加成減碳技術布建後減緩碳排的成效；亦即在積極尋求低碳能源的技術解方時，節能技術應用與激勵民眾節能等調適措施，將是帶動創新技術落地的關鍵成功因素。因此，須依國內社會環境的現況及趨勢，研提在地化調適作為，以連結與整合各部會、各單位、各群體的作法，方能有效促成公

部門與企業、公民團體間相互合作，建立公私協力的夥伴關係。

### 3. 建立公民社會組織參與及社會溝通平臺

首先應搭建不同利害關係人間對話管道，可藉由參與式途徑(participatory approaches)設計雙向互動的多元溝通形式。再者，針對不同利害關係人之需求與慣用參與方式，可使用多重媒介（如實體活動、網路會議等）進行溝通。如有必要，針對不同利害關係人設立專門溝通窗口。如歐盟「創造社會接受度」(Create Acceptance)專門計畫，透過鑲嵌於在地社區脈絡，協助有關新能源科技或氣候變遷計畫之社會接受度及溝通事宜。

### 4. 考量轉型公平正義配置相應資源

建議我國應依自身特性盤點因轉型遭受影響群體、個人及範疇，如界定受衝擊的關鍵產業與受雇人數、釐清轉型過程可能創造或被消滅的工作機會，以及進行受影響的脆弱群體與其既有權益研究等。其次是建立轉型機制及規劃資源配置，包含補償措施、教育訓練、工作創造與轉換、受影響群體協助等，這些機制設計須要政策立法，以確立權責單位並取得預算等資源，進而真正實現公平正義的理念。

## 7.4 小結

為順利達成我國 2050 淨零排放的目標，各項無碳電力技術、創新零碳與負碳技術以及突破性新科技將是轉型成功的關鍵因素，而支持淨零碳科技的經濟與社會促成因素更是不可或缺的支柱。就經濟面向而言，充足的資源投入、合理的本益比以及對環境友善的價值認同，方能長期推動各項技術發展與部署，並降低可能的環境影響與衝擊，同時也增加產業調適韌性，掌握進入全球綠色供應鏈的門票。然而為凝聚全體國民的共識，並進一步促使全社會共同參與零碳轉型的行動，從社會面向的促成因素來看，須仰賴教育推廣強化人民的認知，以及透過生活中的實踐落實減碳理念。零碳轉型是一項長期性的社會工程，在轉型過程中，政府須逐步建立符合我國需求與發展方向之治理框架內涵，並健全問責機制，進而賦予公私協力對應的權責，促成實質參與，更須適時建立溝通管道，以廣納個人、家庭、企業、政府等利害關係人的多元視角與不同聲音，以期在維護轉型公正性的同時，集眾人之智慧，合力打造零碳、綠色與永續的家園。

本章分就經濟與社會面向探討促成淨零排放相關政策制度、方案措施與推動手段，分述如後：

1. 經濟面向的促成因素主要為政府透過有關經濟/金融之誘因機制設計，導引資金、投資與就業方向的系統性調整，提高產業與社會朝向淨零排放之驅動力。聚焦近期國際主要推動工具，包括碳定價與綠色金融等，再參採我國研發環境特性，加入循環經濟與電價，共計四大方向進行研析後推動，期強化我國可以在經濟面向促進淨零排放目標達成之機制建議。
2. 社會面向的促成因素為形塑全社會之永續價值觀，期完善治理框架以兼具減碳、調適二大功能面向，同時扎根零碳理念於教育，以了解和掌握個人行為與認知的改變。此外，在達成淨零排放過程中，將逐步擴大建立公民社會組織的多元參與及社會溝通有效機制，進而盤點因零碳轉型遭受影響群體、個人及範疇，再藉由政策立法確立權責單位並配置相應資源，以真正實現零碳轉型的社會公正性。

## 第八章 結語

### 本章小節

8.1 推動策略建議

8.2 推動架構建議

8.3 結語—淨零的幸福新臺灣

## 8.1 推動策略建議

為應對氣候變遷的挑戰，多國已承諾將在 2050 年前達成淨零排放的目標，全球供應鏈亦將朝向淨零轉型，擘劃符合本土自然條件及社會經濟發展環境的轉型策略，為我國刻不容緩的課題。本政策建議書以科技研發為核心的觀點出發，探討如何以科技協助我國實現 2050 淨零排放的目標。建議推動的策略主軸包括積極推展零碳電力、擴大碳匯並開發前瞻性零碳或負碳科技、推動各部門減碳策略、積極探索突破性新科技，同時配合經濟與社會面向的促成因素並強化科研面的管理架構，以科技發展融合全民行動，共同達成我國淨零排放目標。

在積極推展零碳電力方面，將以開發再生能源（包括風力發電、太陽光電、地熱能、海洋能及生質能），研發去碳燃氫技術，發展數位賦能的智慧電網與先進儲能技術為主要方向。其中技術相對成熟的太陽光電應積極發展高效率、低價位之次世代太陽能發電系統，以科技換取土地，並加強經濟及政策誘因，提高民眾裝設意願；風力發電須著重於因應本土自然環境條件，加強抗颱風抗震的強度設計，並開發浮動式風力發電機技術；地熱能應強化資源探勘並積極拓展深層地熱之開發，地熱為我國少數自產再生能源之一，且可作為基載電力，穩定電源供應及電網，為不容忽視、必須積極發展的再生能源。地熱成功開發的關鍵因素在於精細探測(mapping)及探勘取熱(drilling)技術，相關技術近年皆有長足發展，須加速投入研發與布建，除了地下三公里內的淺層地熱之外，更應積極開發深層地熱，並應制定地熱專法提供政策誘因，布建高效能饋線系統以有效發揮零碳基載電源功能。海洋能部分應儘速進行海洋能潛能區位水文及地質的精密調查與探勘，投入海流與溫差發電及電網拼接技術研發。

此外，應積極開發去碳燃氫技術，此能結合現有天然氣電廠，可望成為最重要的綠電供應來源，須研發及精進的技術項目包括天然氣無氧裂解(pyrolysis)技術、天然氣混氫或純氫燃燒發電相關技術、氫氣渦輪機發電技術、提升燃氫效率等，同時發展固態碳利用之技術及商業模式。本技術雖然仍須依賴進口天然氣，且僅利用天然氣熱值的 55%，但將能突破傳統二氧化碳捕捉、利用與封存(CCUS)

的思維，開發更具能源效率與成本效益的零碳電力技術。另亦應開發新興生物製程技術，以有效利用生質能，譬如以無氧裂解技術將生質料源氣化產氫，再以生物技術增進光合作用及單碳源利用效率，以提升生物固碳、生質化學品及生質燃料（航空燃油）產量。在交通運具全面電氣化之前，進口生質酒精混入汽油做為運具燃料以為過渡。為能有效利用再生能源及去碳電力來源，在電網部分針對間歇性再生能源做電力補償，除了傳統抽蓄水力與民間電廠調度外，應持續建置GW級的儲能基礎設施以為配套，建構足夠的電網級電池儲能系統以配合高比例之再生能源電源。

在碳匯、零碳與負碳科技方面，應提升國產木材產量，並進行計畫性的疏伐；研發先進生物製程(bio-based processing)，促成生物經濟發展，積極研發狼尾草裂解技術，增進生質碳匯效益。

各部門減碳策略部分，工業部門應促進製造業製程電氣化、進行燃料取代、開發低碳及零碳製程技術。運輸部門須加強推動運具電氣化，採用比燃油載具更有效率的電動載具（須增加電力供給）。住商部門須採用節能設備及綠建材，並強化鼓勵誘導政策。農業與廢棄物部門應強化生質碳匯，如於休耕或不宜耕作土地種植可短期收成的生質作物（如狼尾草）。

在開發突破性新科技方面，持續關注各項具潛力技術的發展，研發可將二氧化碳(CO<sub>2</sub>)轉換為可再利用化學品之技術，特別是生物製程及綠色化學製程，以減少石化原料之使用。在經濟面向的促進作為，應重新設計電價計算公式，以使電價合理化，建構收取碳稅費後資金之有效運用與分配機制。在社會面向建構完善治理框架以促成公私協力，並將零碳永續理念扎根於教育，建立公民參與及社會溝通機制，促進公正轉型。在科研面管理架構部分，結合產學研能量積極投入高風險、高回報的科技研發，以系統化科研平臺強化課責機制，提升專案管理效率，期望透過具前瞻性眼界的本土化科研策略，搭配有效的治理作為及全民行動，共同實現我國未來淨零排放願景。

經由多方分析與討論，本政策建議書提出淨零科技研發關鍵選項之考量因素：

首先，不應受限於目前工程技術的瓶頸，而是如何在科學定律的限制下，綜合評估未來工程技術及商業化可行性。再者，淨零科技研發必須以減碳效益為核心要素，並考量技術研發與布建的速度(speed)與規模(scale)。此外，更應將我國國情納入考量，我國能源的多元性、本土性，及分散性亦是考量的重點，以期突破局限少數能源選項的思維。圖 8.1.1 揭示中央研究院推展零碳電力暨減碳技術的五大優先關鍵課題，列出應儘速推動、擴大推動、持續推動及密切追蹤的科技項目，並強調於研發階段即須與業界結盟，透過提供研究資金、交流實驗成果或尋找成立新創公司的機會等方式，於研發早期階段導入業界觀點，建立夥伴關係，以促使前瞻技術研發之商業化落地。



圖 8.1.1 中央研究院推展零碳電力暨減碳技術之整體架構及五大優先關鍵課題

## 8.2 推動架構建議

在全球氣候變遷的嚴峻挑戰之下，為能共同達成 2050 淨零排放願景，本建議書以科技研發為核心觀點探討淨零科技選項，並輔以經濟、社會與治理等促成因素。在實質推動方面，本建議書進一步提出政策推動的三項重要策略支柱，分別是建立國家級科技研發平臺、強化社會與經濟溝通機制，以及推動跨部會的治理架構，由科研面、社會經濟面及治理層面協力推動淨零排放路徑的階段性工作，共同達成 2050 年淨零排放的終極目標（圖 8.2.1）。



圖 8.2.1 達成零碳願景的政策推動架構

首先，科技研發為推動淨零轉型的關鍵驅動力，透過目標導向的突破性科技開發將有機會大幅加速減排，應建立國家級科研平臺，支持高風險、高回報及變革性的創新想法，克服高風險的技術壁壘，開發低碳、負碳及節能科技，探索潛在顛覆性技術，透過跨國合作發揮科研優勢並培育跨域科研人才，為達成淨零轉型目標奠基，期能兼顧能源需求、經濟安全與永續發展。在科研計畫形成、執行、管理與考核的流程當中，亦應導入創新思維，在計畫研議階段即納入外部產學研界建議，針對各界提出之技術瓶頸、需求與機會調整計畫構想；在專案管理階段，計畫主持人與專案申請者討論查核點與目標，並密切參與、追蹤執行中的專案，

且有權力干涉或終止專案。國家級科研平臺目的在於支持早期階段的科技發展，並使其進入實際應用階段或達到市場化，通常成果或後續發展包括成立新企業、發表專利與著作、獲得外部贊助、與企業進行合作，或持續申請公部門資金進行下階段技術開發。另外，在攬才、留才方面，建議各單位宜設置合宜的獎勵制度，以強化淨零科技關鍵人才的長期培養。

此外，政府應挹注資源，設置氣候變遷及淨零轉型相關科研單位，強化氣候變遷科學研究、風險評估與治理能力，包含溫室氣體排放與氣候變遷衝擊、能源供需或資源循環利用相關之科學模擬及數據資料庫相關研究與技術支援，透過數位賦能之資訊技術及視覺化工具整合跨領域科學資料與證據，促進資料公開分享與易取得性(accessibility)，並考量更多社會經濟、產業轉型影響層面（如 COP 關鍵議題、歐盟碳邊境稅機制之衝擊等），一方面協助研究者、在地社群及民眾理解科學資訊以利決策；另一方面，在科技知識之基礎下協助政府擬定因應策略與健全法制環境。

在社會與經濟溝通方面，因各項經濟工具之落實須要產業或民眾支持，因此，須要透過廣納民眾、企業及政府的多元參與及對話，傳達政府對於淨零轉型的施政理念，傾聽企業及民眾的聲音，以保障民眾與勞工福利，輔導勞工順利進行職能轉換，並能確保企業獲得永續營運的能力，使政府推動淨零轉型同時，亦能兼顧公正轉型，以順利推動社會經濟面的典範翻轉。此外，在經濟層面，接軌國際碳定價、碳權及碳交易機制，制定合理的碳費及碳稅收取機制，研議兼顧減排效益及產業競爭力的碳權認定及碳交易制度，並成立公正轉型基金，對經濟脆弱、能源貧窮家戶及受衝擊勞工進行輔導及補償。因此，政府應強化社會經濟溝通機制，透過產官民對話凝聚共識並確立轉型過程衍生需求，回饋政策制定與科技研發方向，使轉型推動過程在不同地區均可順利落實。

在治理架構方面，淨零轉型的目標須要透過跨部會的治理、專責機構的領導與順暢的溝通合作管道方能達成。建議應於中央政府層級設立淨零轉型相關諮詢委員會，宣示淨零排放治理政策，邀集科學、經濟、財務與能源等各領域專家，

並廣邀產、官、學、公民團體、青年或脆弱群體代表參與，以科學證據與風險評估為基礎，研擬氣候變遷調適與能源轉型策略，提供政府跨部會政策擘畫參考。在執行面上，應於行政院層級設立專責機關，由行政院院長帶領與督導跨部會協調，針對各部門訂定淨零排放短中長期目標，讓企業及地方政府有所依循，並且定期考核與檢討績效，評估結果及推動成果亦應適時公開，使其加速擴散。

綜上，本建議書期望透過著力於上述國家級科研平臺、社會與經濟溝通機制，以及跨部會治理等面向的推動架構來進行系統性轉型，以政策導引、科研助攻，彙集全民之力共同完成我國淨零轉型的使命。

### 8.3 結語—淨零的幸福新臺灣

我國為科技創新能力強、社會與民族性極具韌性的海島國家，然而土地及能資源有限，因此受氣候與環境變遷的衝擊較為顯著。現今在這股國際積極對抗氣候變遷、追求淨零排放的大趨勢下，身為全球經貿體系一員無法置身事外，應順勢而為，掌握這次機會趁勢轉型，與全球同步達到 2050 年淨零排放的目標，進而在特定技術領域上領先全球，開創商機，帶動產業轉型。面對此艱鉅的挑戰，相信我國能發揮科技優勢，超越現有科技的想像，以**突破新科技**創造零碳機會，並實質貢獻於全球淨零排放的共同目標。期許我國能翻轉能資源過度利用的現況，推動「循環永續」為臺灣各產業轉型的模板，更以創新經濟金融技術活化淨零經濟，這就是臺灣可以著力的**循環新經濟**發展模式。我們更希望臺灣能集結社會各界的力量，不同族群理性對話，相互理解包容，在維持社會公平正義的前提下，以社會溝通機制創造多元且和諧的社會，也呼籲國人接受「**永續新價值**」成為大家的共同信念，一起實踐**淨零新生活**的種種行為轉變。

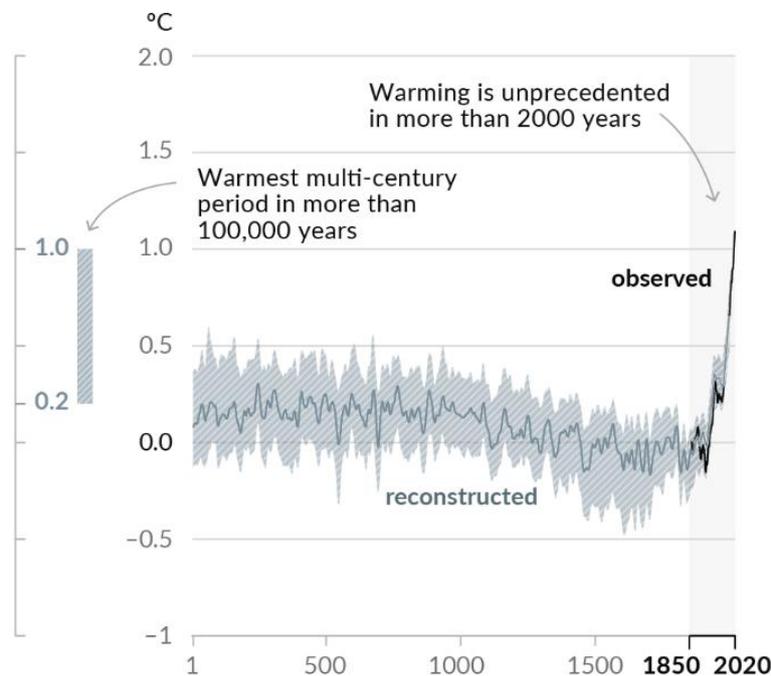
本政策建議書提出我國邁向淨零排放目標上各面向之淨零科技選項，但不可諱言的，即使我國竭盡全力降低碳排，受大氣中既存之高溫室氣體濃度、全球減碳行動可能不一致、氣候變遷衝擊分布不均等因素之影響，我國仍可能必須面對部分的氣候變遷風險。這雖然不在此次建議書探討範疇以內，但卻是我國因應氣候變遷另一關鍵的面向，因此，我們努力減緩的同時，亦不可忽視調適的重要性，期許臺灣能策略性發展減緩與調適科技、建構氣候變遷因應能力、維持因應重大挑戰的韌性，並將研發成果轉化為實際行動，最終必可達成幸福新臺灣的國家目標。

## 附錄

附錄 1A	全球需要控制增溫幅度在 1.5°C 以內
附錄 1B	全球推動 Net Zero 之走勢
附錄 1C	臺灣溫室氣體排放相關指標數據
附錄 2A	國際能源趨勢
附錄 2B	我國能源部門減碳的挑戰
附錄 2C	太陽光電模組裝設面積分析
附錄 2D	太陽光電轉換效率
附錄 2E	臺灣地熱發電開發現況
附錄 2F	進口綠氫發電潛力估算
附錄 2G	有關燃氣與燃氫發電效率
附錄 2H	天然氣無氧裂解產氫發電潛力估算
附錄 2I	海水水力發電案例
附錄 2J	各種儲能技術適合之應用場域
附錄 2K	儲能系統潛在需求
附錄 3A	藍碳碳匯潛在面積
附錄 3B	藍碳碳匯之單位面積固碳量研究數據
附錄 3C	其他負碳排創新技術
附錄 4A	鋼鐵業製程與碳排比例
附錄 4B	我國水泥業現有減碳投入項目
附錄 4C	石化產業鏈
附錄 5A	農業部門全球減碳趨勢
附錄 5B	廢棄物部門全球減碳趨勢

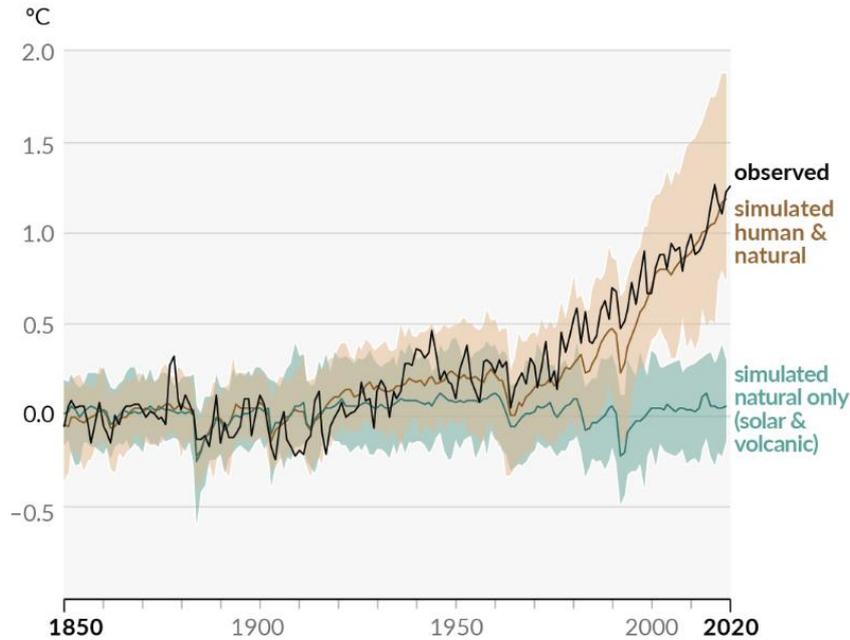
## 附錄 1A 全球需要控制增溫幅度在 1.5°C 以內

根據 IPCC 最新於 2021 年出版的第六次評估報告—第一工作小組 (AR6 WG I)，人類影響已明確造成地球上大氣、海洋、陸地的暖化，而暖化的速度更是過去 2000 年以來未見的，地球系統（包含大氣層、海洋、冰凍圈、生物圈）也因而發生廣泛且迅速的變化，主因即是人類自工業革命開始持續排放的溫室氣體，造成大氣溫室氣體濃度持續上升，加劇溫室效應，使全球平均溫度上升(圖 1A.1) (IPCC, 2021)<sup>873</sup>。



(a) 全球地表溫度變化（十年平均） 灰色為重建資料(reconstructed)(1 年至 2000 年)，黑色為觀測資料(1850 年至 2020 年)

<sup>873</sup> IPCC (2021) Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

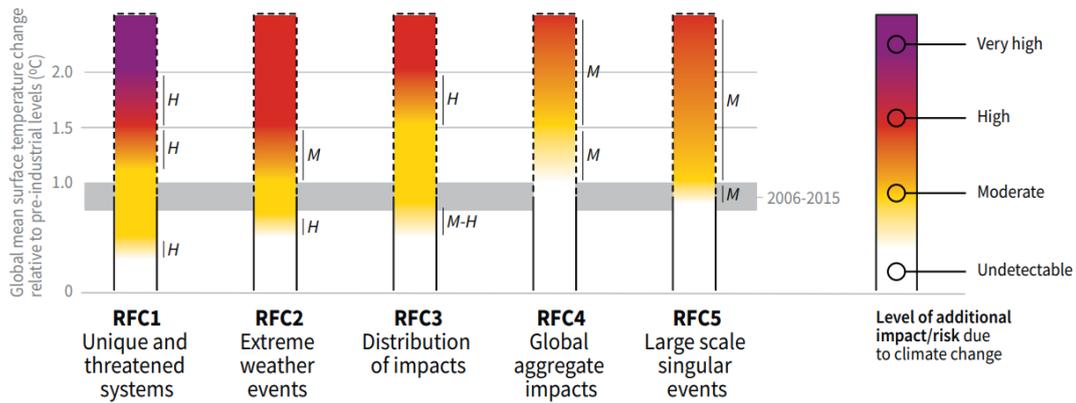


(b) 全球地表溫度變化（年度平均）（1850 年至 2020 年）黑色為觀測資料，棕色為採用人為及自然因子(human & natural factors)的模擬資料，綠色為僅採用自然因子(only natural factors)的模擬資料

圖 1A.1 全球地表溫度變化（1850 年迄今）

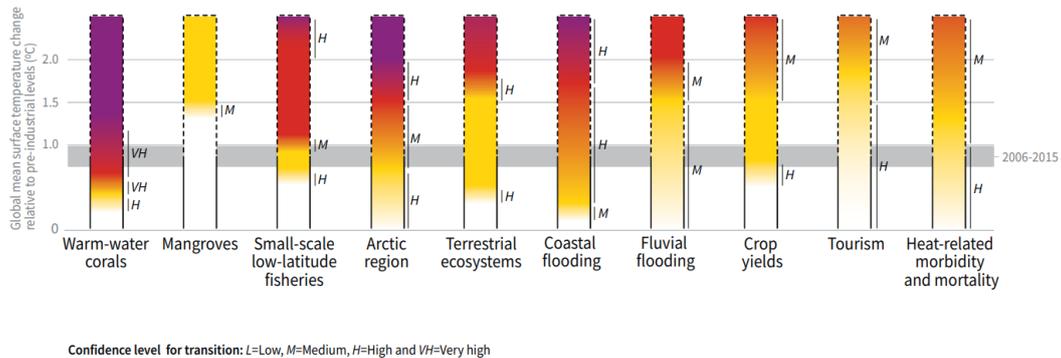
隨著全球平均溫度逐漸上升，不僅近十年是最溫暖的十年，溫度更是屢破歷史紀錄，隨之帶來許多衝擊，包括：極地融冰、海平面上升、極端事件（如極端降雨淹水、乾旱、熱浪、野火等）等，這些衝擊更反過來影響我們的經濟與社會系統的運作，例如：災害衝擊、農業生產、健康等等。因此，為避免許多難以回復、災難性的氣候衝擊（例如：許多獨特且受威脅的系統，珊瑚系統、北極地區等）（圖 1A.2）。科學家 2018 年透過 IPCC 的特別報告，示警人類需控制全球升溫在 1.5°C 以內（相較於工業革命前）才能明確的減緩這些衝擊，而欲達到此目標，全世界各國應在約 2050 年期間達到淨零排放(Net Zero)的目標，意即在 2050 年時，全球年二氧化碳(CO<sub>2</sub>)排放量將至少等於或小於二氧化碳吸收量；在 2050 年之後，更應該進一步朝向淨負排放的目標(Net Negative)，意即全球年二氧化碳排放量要小於二氧化碳吸收量（圖 1A.3）。

## Impacts and risks associated with the Reasons for Concern (RFCs)



(a) 與五大關注理由(the Reasons for Concern, RFCs)相關之衝擊與風險

## Impacts and risks for selected natural, managed and human systems

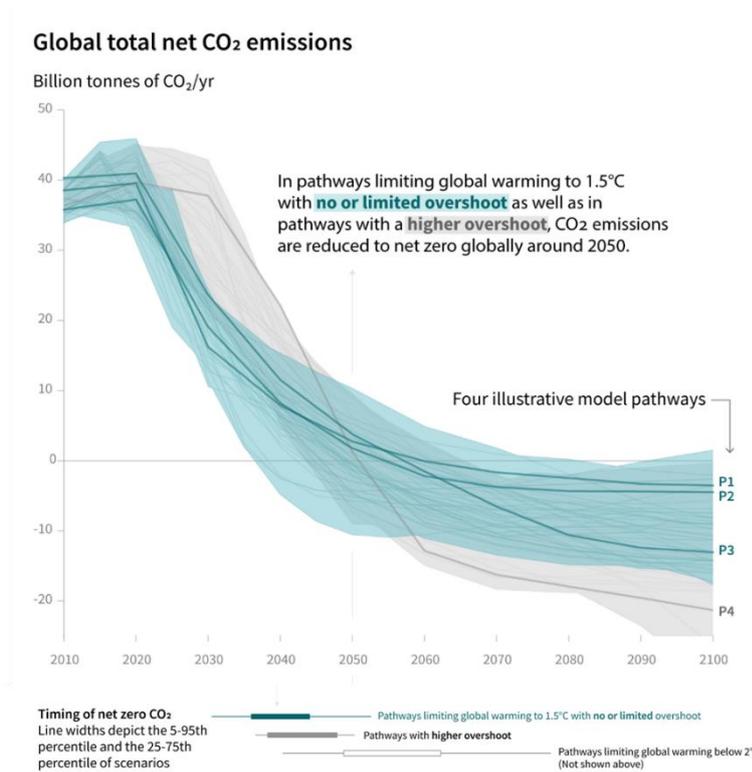


(b) 與自然、管理型及人類系統相關之衝擊與風險

上圖揭示不同暖化程度對於人類、經濟及生態系統之跨部門及跨區域衝擊及風險，其中紫色表示非常高(very high)風險，具嚴重的衝擊/風險且存在著顯著的不可逆性或持續存在氣候相關危害，加上因危害的性質或衝擊/風險而使調適能力有限；紅色為高度(high)風險，代表嚴重且廣泛的衝擊/風險；黃色為中度(moderate)風險，代表衝擊/風險為可偵測的，且至少在中度信心程度下可歸因於氣候變遷；白色為無法檢測的(undetectable)，代表沒有衝擊是可偵測且可歸因於氣候變遷。

圖 1A.2 暖化對各系統之衝擊與風險<sup>874</sup>

<sup>874</sup> IPCC (2018) Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.

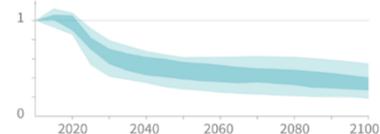


- (a) 升溫限於 1.5°C 且無過衝(no overshoot)或有限過衝(limited overshoot, <0.1°C) (藍色) 及較高過衝(higher overshoot) (灰色) 的路徑下之全球人為二氧化碳淨排放量，陰影部分顯示該份 IPCC 報告所分析路徑的全部範圍

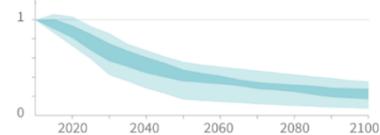
#### Non-CO<sub>2</sub> emissions relative to 2010

Emissions of non-CO<sub>2</sub> forcers are also reduced or limited in pathways limiting global warming to 1.5°C with **no or limited overshoot**, but they do not reach zero globally.

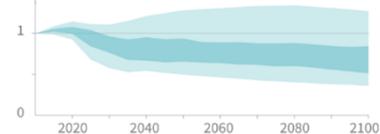
#### Methane emissions



#### Black carbon emissions



#### Nitrous oxide emissions



- (b) 甲烷、黑碳、氧化亞氮等非二氧化碳相對於 2010 年之排放路徑

圖 1A.3 全球溫室氣體排放模擬<sup>875</sup>

<sup>875</sup> 同前揭註 874。

在此目標下，IPCC 更表示在 2030 年以前溫室氣體排放量需要巨幅降低，全球二氧化碳淨排放量需降至 2010 年排放量之 45% (IPCC, 2018)<sup>876</sup>。這是科學家首次透過氣候模式模擬以及累積碳排放之碳預算(Carbon Budget)的概念，將溫度與累積溫室氣體排放量做連結，考量過去排放量，若要控制升溫在 1.5°C 以內，得到未來還可以排放多少量，藉此明確地量化減碳的責任與目標年，此資訊也使各界了解 2050 淨零排放的重要性，也紛紛強化推動減碳力道。

---

<sup>876</sup> 同前揭註 874。

## 附錄 1B 全球推動 Net Zero 之走勢

### ● 聯合國推動 Net Zero 之力量

氣候變遷是全球共同面臨的困境，其龐大而複雜之程度遠超於人類已知歷史中所處理過的難題，並非單一國家可以對抗或解決，因此聯合國責無旁貸地開始帶頭對抗氣候變遷的挑戰。自 1992 年通過「聯合國氣候變化綱要公約(UNFCCC)」開始，便致力於連結全世界各國政府，目前有近 200 個締約國，每年均會召開締約方大會，透過多年的辯論與協商，也有幾次重要里程碑與相關氣候協定的簽署，儘管早期明訂了減碳目標、時間表及各項合作減碳機制，卻因為沒有具體的法律約束力，使得三十多年以來減碳成效不佳(Box 1B.1)。雖然近兩年許多國家皆已承諾會朝向 2050 年 Net Zero 的目標邁進，但在 2021 年聯合國氣候變化綱要公約第 26 次締約方大會(COP 26)中，各國政府設定的氣候目標仍未與控制溫升 1.5°C 的 Net Zero 目標一致，2030 年排放減半之目標亦尚未有共識，但在這個全球氛圍下，許多產業與非政府組織的倡議及行動都已積極開始行動。

#### Box 1B.1 聯合國推動氣候變遷減緩過程重要里程碑

「聯合國氣候變化綱要公約」(UNFCCC)將締約方分為三類：附件一成員（主要是指已工業化和正在朝市場經濟過渡的國家）、附件二成員（主要是經濟合作與發展組織 OECD 成員）以及非附件一成員（主要為發展中國家）。因歷史排放量的不同，以及現況發展經濟的公平性，UNFCCC 早期對於不同類型之成員國有不同的減碳責任。幾次會議重要里程碑如下：

- 1997 年於日本京都舉行的第 3 次締約方會議(COP 3)時通過「京都議定書(Kyoto Protocol)」，針對包括二氧化碳(CO<sub>2</sub>)在內等六種溫室氣體，定出具體減量目標；主要減碳責任落在附件一成員。
- 2015 年第 21 屆締約方會議(COP 21)所通過的「巴黎協定(Paris Agreement)」，將目標設定在 2100 年之前（也就是本世紀末），相較於前工業革命時代，控制地球氣溫的升幅在最多 2°C 內的範圍，最好至 1.5°C 內的目標；此外，將減碳義務擴及中國與印度；同時也提出各國以每五年為一週期，訂定自己的減排目標－國家自定預期貢獻(Intended Nationally Determined Contribution, INDC)，並於每 5 至 7 年檢討調整。
- 2021 年在英國格拉斯哥舉辦之 2021 年聯合國氣候變化綱要公約第 26 次締約方大會(COP26)原定要檢視各國 INDC，希望能達到 Net Zero 目標，最終，

各國政府之氣候目標與行動卻仍不足達到目標。惟過程中，許多具有共識的國家仍簽署幾項重要承諾，包括：逐步減少煤炭(Phase down unabated coal)、全球甲烷承諾減少甲烷排放、森林與土地利用宣言終止毀林、零碳車承諾、淨零金融聯盟等等。

## ● 各國政府推動 Net Zero 之力量（含歐盟）

根據非營利組織 Energy and Climate Intelligence Unit 統計<sup>877</sup>，截至 2022 年 3 月為止，已有 137 個國家響應承諾淨零排放，這些國家涵蓋了 88%全球排放量、90%全球 GDP，以及 85%全球人口，惟這些承諾目前推動程度不一，多數國家目標年設定在 2050 年，例如：歐盟、日本、韓國以及美國；有少部分國家目標年設定在更早的時間點，譬如瑞典設定在 2045 年，芬蘭設定在 2035 年，但也有國家設定在更晚的時間點，例如：中國設定在 2060 年，印度設定在 2070 年。至於進程，許多國家已將 Net Zero 目標立法，多數國家則尚在討論中（圖 1B.1<sup>878</sup>）。

其中，歐盟已於 2020 年 9 月通過《歐盟氣候法(European Climate Law)》，規範其會員國都必須遵守在 2050 年達成淨零排放，而在 2030 年前減少溫室氣體排放量至 1990 年排放量之 55%的中程目標。此外，歐盟自 2007 年開始便以貿易手段實施多項環保管制規範，例如：廢棄電機電子設備指令(WEEE)、耗能產品或能源相關產品指令（EuP 或 ErP）等，這些過往的貿易措施成功地引導供應鏈及廠商朝綠色永續的方向轉型。也因如此，歐盟預計於 2023 年啟動碳邊境調整機制(Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)，2027 年開始針對高碳排產品徵收碳邊境稅，此稅之徵收對於出口產品至歐盟的廠商帶來極大的壓力。

<sup>877</sup> Energy and Climate Intelligence Unit. Net Zero Scorecard. <https://eciu.net/netzerotracker>

<sup>878</sup> National Public Utilities Council (2021) <https://www.visualcapitalist.com/wp-content/uploads/2021/06/Race-to-Net-Zero-Carbon-Neutral-Goals-by-Country-Full-Size.html>

# RACE TO NET ZERO

## CARBON NEUTRAL GOALS BY COUNTRY

Which countries have made a carbon neutral pledge?  
This map breaks down pledges by target year and level of commitment.

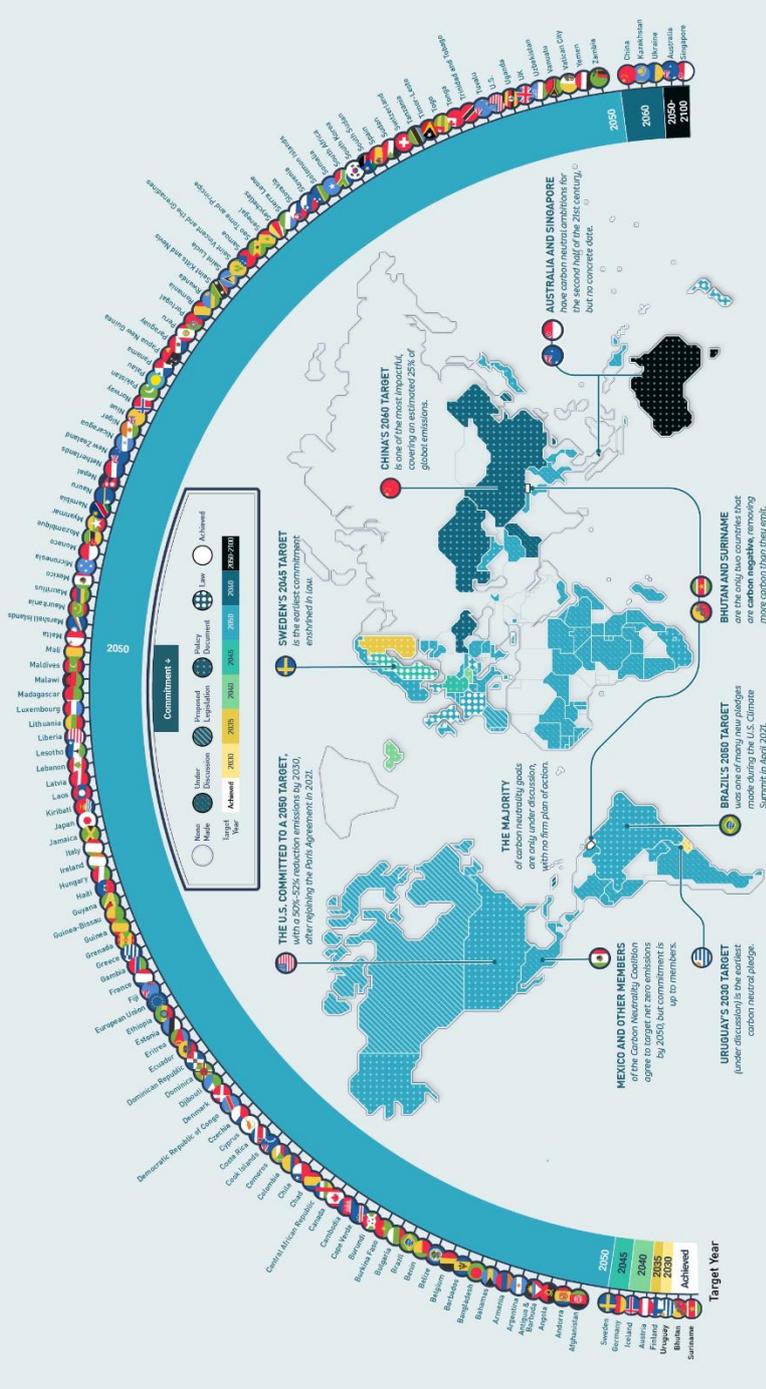


圖 1B.1 承諾 Net Zero 之各國推動進程

## ● 產業界推動 Net Zero 之力量

為促使全球企業加速進行淨零轉型，氣候組織(The Climate Group)與碳揭露計畫(Carbon Disclosure Project, CDP)主導一項全球再生能源倡議—RE 100，加入 RE100 的企業必須公開承諾在 2020 年至 2050 年達成 100%使用再生能源的短期中期及長期時程，並逐年提出相關減碳規劃，如透過綠能投資自發自用、購買再生能源憑證(Renewable Energy Certificates, RECs)、簽訂綠能購售合約(Power Purchase Agreement, PPA)等手段，達成綠能使用目標。截至 2022 年 3 月為止，RE100 會員已達 359 家公司<sup>879</sup>。其中包括：Apple、Google、Microsoft、Panasonic 等大型國際企業，這些企業不僅自身承諾達到 RE100，更開始要求其上游供應廠商逐步採取相關作為，這對我國廠商帶來極大壓力。也因如此，臺灣許多企業也積極參與 RE100，目前已有 16 家會員，包括：台灣積體電路製造公司、台達電子工業公司、葡萄王生技公司、歐萊德國際公司、大江生醫公司等等<sup>880</sup>。當這些品牌大廠帶頭開始使用綠電的同時，一方面可以觀察到整體產業供應鏈皆動了起來，另一方面可以發現這些廠商大量的綠電需求已開始正面刺激綠電交易市場。

此外，因氣候變遷牽涉許多實體風險與轉型風險，為了使投資人、貸款人和保險公司了解各企業的氣候風險，G20 之國際金融穩定委員會(Financial Stability Board, FSB)於 2015 年組成氣候相關財務揭露專案小組(Task Force on Climate-related Financial Disclosures, TCFD)，並已發布自願性氣候相關財務資訊揭露建議，目的在協助投資者與決策者了解組織重大風險，並可更準確評估氣候相關之風險與機會，截至 2022 年 3 月為止，全球已有 3,100 間企業支持 TCFD<sup>881</sup>。當金融單位以金融工具要求企業揭露氣候相關財務資訊的同時，也促使了目前許多企業不得不正視 TCFD，開始評估自身風險，並逐步揭露之。

---

<sup>879</sup> RE 100. <https://www.there100.org/>

<sup>880</sup> 臺灣總部會員共計 16 家，依加入順序為：大江生醫公司(TCI)、科毅研究開發公司(Tridle)、歐萊德國際公司(Hair O'Right)、葡萄王生技公司(Grape King)、台灣積體電路製造公司(TSMC)、菁華工業公司(Kingwhale)、台達電子工業公司(Delta Electronics)、佐研院(Jolab)、宏碁公司(Acer)、聯華電子公司(UMC)、金元福包裝企業公司(KYF)、華碩電腦公司(ASUS)、美律實業公司(Merry)、臺灣大哥大公司(Taiwan Mobile)、友達光電公司(AUO)、元太科技工業公司(E Ink)。

<sup>881</sup> TCFD. <https://www.fsb-tcfid.org/>

## ● 民間推動 Net Zero 之力量

除了上述政府及產業界的努力之外，民間更有多股力量推動 Net Zero，可區分為行動倡議與響應，以及人民團體運動及訴訟。前者為某一單位提出的理念或行動之倡議，但獲得民間支持與響應，例如：RE 100（如前述）；EV 100 訴求企業在 2030 年實現百分之百之電動運具；國際環保組織(350.org)訴求結束化石燃料的使用；聯合國氣候變遷組織發起之 Race to Zero 運動促使各界參與淨零競爭；國際學界及資訊媒體 TED 共同發起之 Countdown 倡議，以專家學者短講的方式，以多媒體的方式推廣氣候變遷之重要議題；比爾蓋茲(Bill Gates)於 2021 年出版新書「如何避免氣候災難」，提出兼顧經濟成長與零碳創新的可行計畫，尤其是未來 10 年應增加投入創新能源與氣候技術之研發等等。

後者主要由民間提出目標並訴諸街頭運動或訴訟行動，例如：瑞典氣候少女 Greta Thunberg 因不滿政府對氣候變遷不積極作為，發起「為氣候罷課」的行動，2019 年全球有超過 700 萬人響應，訴求各國政府提出更積極的氣候政策。至於氣候訴訟方面，2012 年荷蘭律師 Roger Cox 提出以法律訴訟作為氣候變遷之行動。2013 年荷蘭環保組織對政府提訴，指其「未採取充分措施，減少造成危險氣候變遷的溫室氣體排放」，2018 年荷蘭政府上訴失敗，必須加強抑制溫室氣體排放。根據美國哥倫比亞大學 Sabin 氣候變遷法律中心統計，全球 30 多個國家或地區已經有逾 1,700 件氣候訴訟案例，透過法律途徑，公民與民間團體促使政府立即採取氣候行動已經是全球趨勢。我國環保團體亦十分活躍，藉由行動倡議、連署、街頭運動等方式對政府施加壓力，例如：串聯各界各團體連署修法等。

由此可見，目前民間推動 Net Zero 的力量十分多元，當氣候變遷衝擊影響或是淨零轉型影響越來越多人民權益的時候，在民主社會的臺灣，可以預期未來民間集結的力量將更為強大，雖然政府是被監督或敦促的角色，但政府應可善用民間力量，透過加強跨界溝通、資訊認知以及公民參與的方式，預先建立流暢之雙向資訊管道，一方面減少推動政策時可能造成紛爭的社會成本，另一方面將社會力量轉為轉型動力。

## ● 學研界推動 Net Zero 力量

最後即是學研界透過提供科學證據與研究推動 Net Zero，除了 IPCC 之氣候科學評估報告之外，許多研究人員或智庫亦提出相關報告及政策建議。美國國家科學院(National Academies of Sciences)於 2021 年出版「加速美國能源系統減碳計畫(Accelerating Decarbonization of the U.S. Energy System)」<sup>882</sup>，針對 2050 年美國能源系統淨零排放，提出五大科技目標與四大社會經濟目標之關鍵行動，以及整體系統及個別部門之政策建議（圖 1B.2）。此報告不僅提出當前十年對於創新技術之投入、基礎建設之布建至關重要，更將淨零轉型扣合社會與經濟面向，強調政府須正視轉型的公平性，以及轉型的經濟商機。

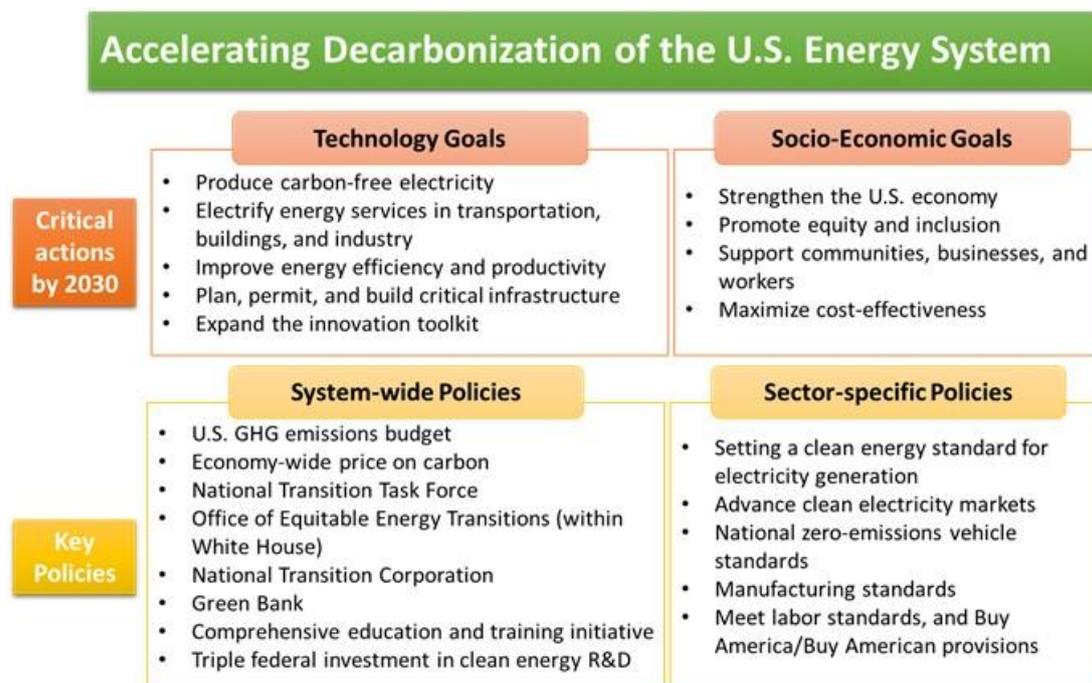


圖 1B.2 美國國家科學院「加速美國能源系統減碳計畫」報告重點

同樣在 2021 年，諾貝爾基金會(Nobel Foundation)、美國國家科學院(NAS)，以及德國波茨坦氣候影響研究所(Potsdam Institute for Climate Impact Research)共

<sup>882</sup> National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine 2021. Accelerating Decarbonization of the U.S. Energy System. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/25932>.

同舉辦 2021 年諾貝爾獎峰會(Nobel Prize Summit)線上會議，主題為「我們的星球，我們的未來(Our Planet, Our Future)」，會議邀集歷年諾貝爾獎得主、科學家、政策制定者、產業領袖、青年領袖等，一同探討在接下來的十年，全人類該成就哪些事情，才能將世界導入較永續的路徑？會議後並發布「我們的星球，我們的未來——一份緊急行動的呼籲」聲明，大力疾呼目前人類需面對、也應立即採取行動之其中一項重要挑戰，即為氣候變遷與淨零轉型。

由這些行動可以看出全球研究人員對於 Net Zero 議題已逐步走出學術的象牙塔，希望提供專業知識給政策制定者與社會大眾，協助建立大眾對於 Net Zero 議題之重要性，凝聚社會共識，加速淨零轉型之行動。

## 附錄 1C 臺灣溫室氣體排放相關指標數據 FACT SHEET

排碳面向 <sup>883</sup>					
項目	分類/細項	統計年	值	單位	備註
總溫室氣體排放量 (行政院環境保護署國家溫室氣體排放清冊) (不包括 LULUCF)	總計	2019	287	百萬公噸二氧化碳當量 Mton CO <sub>2</sub> eq	各部門占比： ● 能源 90.94% ● 工業 6.9% ● 農業 1.04% ● 廢棄物 1.04%
	能源部門		261		
	工業製程及產品使用部門		20		
	農業部門		3		
	廢棄物部門		3		
其他重要指標	電力排放係數	2019	0.509	公斤 CO <sub>2</sub> eq/每度電 kg CO <sub>2</sub> eq/kWh	
	碳排放密集度	2019	0.01352	公斤 CO <sub>2</sub> /元 kg CO <sub>2</sub> /NTD	以新臺幣計、燃料燃燒二氧化碳
	人均碳排放量	2019	10.96	公噸 CO <sub>2</sub> /人	燃料燃燒二氧化碳

社會經濟土地面向 <sup>884, 885</sup>					
項目	分類/細項	統計年	值	單位	備註
基本資料	土地總面積	2020	3,619,707	公頃	包括山坡、平原、高山
	平原面積	2020	934,411	公頃	包含平原、盆地、沖積扇、部分台地
	人口	2020	23,582,179	人	
	GDP	2020	19,794,055	新臺幣百萬元	

<sup>883</sup> 行政院環境保護署(2021) 我國國家溫室氣體排放清冊報告。  
[https://unfccc.saveoursky.org.tw/nir/tw\\_nir\\_2021.php](https://unfccc.saveoursky.org.tw/nir/tw_nir_2021.php) 經濟部能源局(2022)《能源統計月報》。  
<https://www.esist.org.tw/publication/monthly>

<sup>884</sup> 行政院主計總處(2021) 中華民國統計資訊網。  
<https://statdb.dgbas.gov.tw/pxweb/Dialog/Saveshow.asp>

<sup>885</sup> 內政部戶政司(2021) 統計資料查詢。<https://www.ris.gov.tw/app/portal/346>

電力面向<sup>886</sup>

項目	分類/細項	統計年	值	單位	值	單位	備註
發電量	總計	2019	274,189	百萬度 GWh	2,742	億度 100 GWh	各類能源占比： ● 火力 81.48% ● 核能 11.79% ● 再生能源 5.56% ● 抽蓄水力 1.17%
	燃煤		126,407		1,264		
	燃油		5,850		58		
	燃氣		91,145		911		
	核能		32,323		323		
	抽蓄水力		3,208		32		
	慣常水力		5,545		55		
	地熱		0.76		0.008		
	太陽光電		4,016		40		
	風力		1,892		19		
	生質能		166		2		
	廢棄物		3,635		36		
	裝置容量		總計		2019		
燃煤		21,008	21				
燃油		3,072	3				
燃氣		17,786	18				
核能		3,872	4				
抽蓄水力		2,602	3				
慣常水力		2,093	2				
地熱		0.3	0.0003				
太陽光電		4,150	4				
風力		845	0.8				
生質能		77	0.08				
廢棄物		632	0.6				
電力消費		總計	2019	265,720		百萬度 GWh	2,657
	能源部門	19,575		196			
	工業	147,675		1,477			
	運輸	1,580		16			
	農業	3,045		30			
	服務業	46,668		467			
	住宅	47,178		472			

<sup>886</sup> 經濟部能源局(2021) 能源統計資料查詢系統。http://www.esist.org.tw/database

再生能源面向<sup>887</sup>

項目	分類/細項	統計年	值	單位	值	單位	備註
發電量	總計	2019	15,255	百萬度 GWh	153	億度 100 GWh	各再生能源占比： ● 慣常水力 36.35% ● 地熱 0.005% ● 太陽光電 26.33% ● 風力 12.4% ● 生質能 1.09% ● 廢棄物能 23.83%
	慣常水力		5,545		55		
	地熱		0.76		0.008		
	太陽光電		4,016		40		
	風力		1,892		19		
	生質能		166		2		
	廢棄物能		3,635		36		
裝置容量	總計	2019	7,796	千瓩 MW	8	百萬瓩 GW	各再生能源占比： ● 慣常水力 26.84% ● 地熱 0.004% ● 太陽光電 53.23% ● 風力 10.84% ● 生質能 0.98% ● 廢棄物能 8.11%
	慣常水力		2,092		2		
	地熱		0.3		0.0003		
	太陽光電		4,150		4		
	風力		845		0.8		
	生質能		77		0.08		
	廢棄物能		632		0.6		

<sup>887</sup> 同前揭註 886。

能源面向 <sup>888</sup>					
項目	分類/細項	統計年	值	單位	備註
能源 總供給	總計	2019	148,401,586	公秉油 當量 KLOE	各能源類占比： ● 煤 29.85% ● 石油 46.91% ● 自產天然氣 0.1% ● 進口天然氣 14.87% ● 生質能廢棄物 1.14% ● 核能 6.31% ● 水力 0.36% ● 地熱 0.005% ● 太陽光電 0.26% ● 風力 0.12% ● 太陽熱能 0.07%
	煤及煤產品		44,303,792		
	原油及石油產品		69,622,636		
	自產天然氣		148,642		
	進口液化天然氣		22,073,410		
	生質能及廢棄物		1,696,500		
	核能		9,359,429		
	水力		529,836		
	地熱		723		
	太陽光電		383,746		
	風力		180,813		
	太陽熱能		101,058		
	能源消費		總計		
能源部門		7,469,203			
工業		26,819,239			
運輸		13,410,052			
農業		833,643			
服務業		5,790,800			
住宅		6,570,657			
非能源消費		24,116,197			
其他 重要指標	用電密集度	2019	13.83	度/千元	
	能源密集度	2019	4.42	公升油 當量/千 元	國內能源消費/實質 GDP
	再生能源發電/ 總發電量	2019	5.56	%	
	再生能源供給/ 初級能源供給	2019	2.38	%	
	太陽能裝置容量 密度	2019	0.12	MW/km <sup>2</sup>	

<sup>888</sup> 經濟部能源局(2021) 能源統計月報。https://www.esist.org.tw/publication/monthly  
經濟部能源局(2021) 能源統計資料查詢系統。http://www.esist.org.tw/database

單位換算表		
項目	單位符號	換算
發電/裝置 容量	瓩 kW	1 百萬瓩(GW) = 1,000,000 瓩(kW) ; 1 千瓩(MW) = 1,000 瓩(kW)
	千瓩 MW	
	百萬瓩 GW	
	度 kWh	1 百萬度(GWh) = 1,000 千度(MWh) = 1,000,000 度(kWh) 1 十億度(TWh) = 1,000 百萬度(GWh)
	千度 MWh	
	百萬度 GWh	
	億度 100 GWh	
	十億度 TWh	
能源	公斤油當量 KGOE	1 公斤油當量(KGOE) = 10,000 千卡(Kcal) ;
	公升油當量 LOE	1 公升油當量(LOE) = 9,000 千卡(Kcal) = 0.9 公斤油當量(KGOE);
	公秉油當量 KLOE	1 公秉油當量(KLOE) = 1,000 公升油當量(LOE) = 0.9 公噸油當量(TOE) ;
	公噸油當量 TOE	1 公噸油當量(TOE) = 1,000 公斤油當量(KGOE) = 10 <sup>7</sup> 千卡(Kcal)
	百萬公噸油當量 MTOE	
	公秉 kl	1 公秉(kl) = 1,000 公升(l) = 6.29 桶 (油) barrels
	公升 l	1 公升(l) = 1,000 立方公分(cm <sup>3</sup> )
	公噸 t	1 公噸(ton) = 1,000 公斤(kg)
面積	平方公尺	1 平方公尺 = 0.3025 坪 = 0.01 公畝 = 0.000103 甲 = 0.0001 公頃 = 0.000001 平方公里
	坪	1 坪 = 0.03306 公畝 = 0.00034 甲 = 0.00033 公頃 = 0.000003 平方公里
	公畝	1 公畝 = 0.01031 甲 = 0.01 公頃 = 0.0001 平方公里
	甲	1 甲 = 0.96992 公頃 = 0.0097 平方公里
	公頃	1 公頃 = 0.01 平方公里
	平方公里	1 平方公里 = 100 公頃 = 103.102 甲 = 10,000 公畝 = 302,500 坪 = 1,000,000 平方公尺

能源統計常用熱值					
項目	兆焦耳 (TJ)	千兆卡 (Gcal)	百萬公噸油當量 (Mtoe)	百萬英熱單位 (MBtu)	百萬度 (GWh)
兆焦耳(TJ)	1	2.388x10 <sup>2</sup>	2.388x10 <sup>-5</sup>	9.478x10 <sup>2</sup>	2.778x10 <sup>-1</sup>
千兆卡(Gcal)	4.187x10 <sup>-3</sup>	1	1.000x10 <sup>-7</sup>	3.968	1.163x10 <sup>-3</sup>
百萬公噸油當量 (Mtoe)	4.187x10 <sup>4</sup>	1.000x10 <sup>7</sup>	1	3.968x10 <sup>7</sup>	1.163x10 <sup>4</sup>
百萬英熱單位(MBtu)	1.055x10 <sup>-3</sup>	2.520x10 <sup>-1</sup>	2.520x10 <sup>-8</sup>	1	2.931x10 <sup>-4</sup>
百萬度(GWh)	3.600	8.598x10 <sup>2</sup>	8.598x10 <sup>-5</sup>	3.412x10 <sup>3</sup>	1

## 附錄 2A 國際能源趨勢

目前全球溫室氣體排放量中，約 3/4 來自能源部門<sup>889</sup>，顯示自工業革命開始，人類以化石燃料為主、過量排放溫室氣體的能源結構是造成全球平均溫度逐漸升高的最大原因。而我國能源部門占總溫室氣體排放量之 90%，這也代表著能源部門減碳對於達到淨零排放目標不僅至關重要，更是責無旁貸。國際能源總署(IEA)針對 2050 淨零排放情境，推估未來 30 年全球的能源供給與需求，在能源供給方面，總能源供給有減少的趨勢，其中，傳統化石燃料的占比(如：石油、煤炭、天然氣)初期緩慢減少，2030 年後才顯著減少；再生能源占比將大幅增加；化石燃料搭配碳捕獲、再利用與封存技術(CCUS)占比則在 2030 年之後才逐漸成長(圖 2A.1)。在能源需求與消費方面，電力消費占比大幅增加，由 2020 年的 20.0%成長至 2050 年的 49.1% (近半數)。以煤炭為主的固態燃料及以石油為主的液態燃料未來則顯著減少；氣態燃料雖然沒有明顯減少，但在 2030 年後天然氣占比逐漸減少，氫氣占比提高。

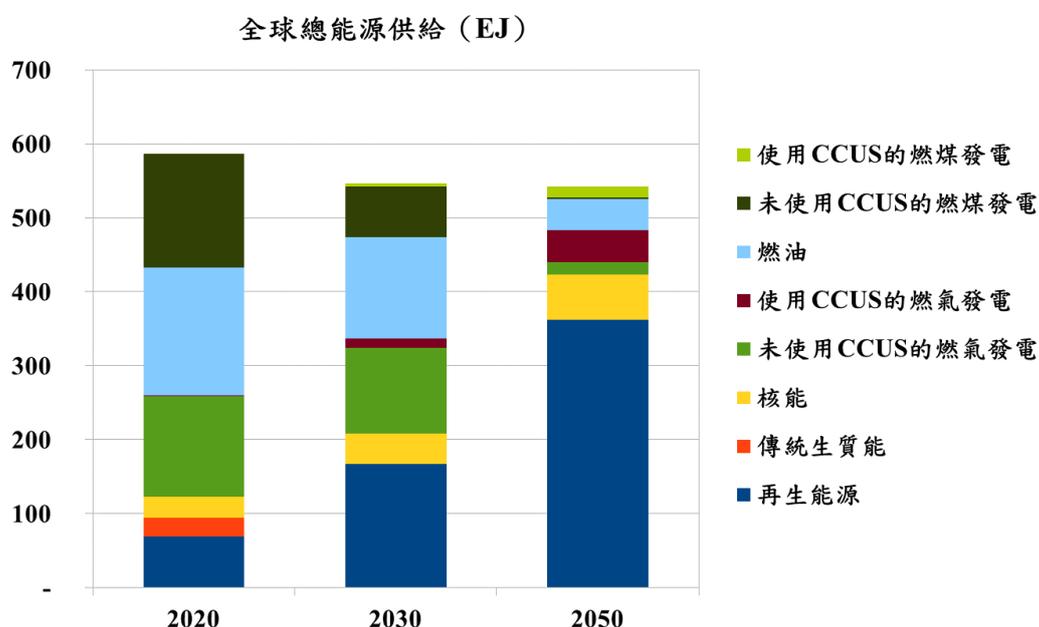


圖 2A.1 淨零排放情境下全球能源供給趨勢—燃料別

註：1 EJ (艾焦耳) =  $10^{18}$ J，相當於 277,800GWh (百萬度)

<sup>889</sup> IEA. (2021). Net Zero by 2050. A roadmap for the global energy sector.

這代表著未來能源消費型態將以電力替代化石燃料，電力需求也將持續成長（圖 2A.2）。由於我國工業化程度高及冬季熱能需求少，故電力消費占比將可望更高。此外，在淨零排放情境下，全球二氧化碳(CO<sub>2</sub>)總排放量逐漸減少，尤其是電力部門，電力部門排放由 2020 年的 12.3 Gt 二氧化碳（約占 36.3%）降至 2050 年的負值（圖 2A.3），顯示「創造無碳或去碳電力」是全球能源部門減碳的首要策略。

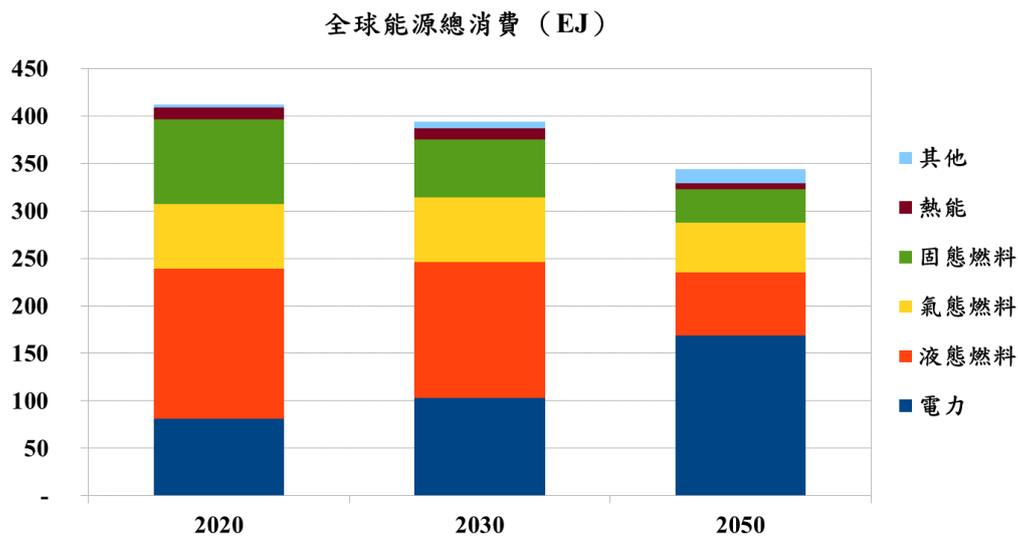


圖 2A.2 淨零排放情境下全球能源消費趨勢—燃料別

註：1 EJ (艾焦耳) = 10<sup>18</sup>J，相當於 277,800 GWh (百萬度)

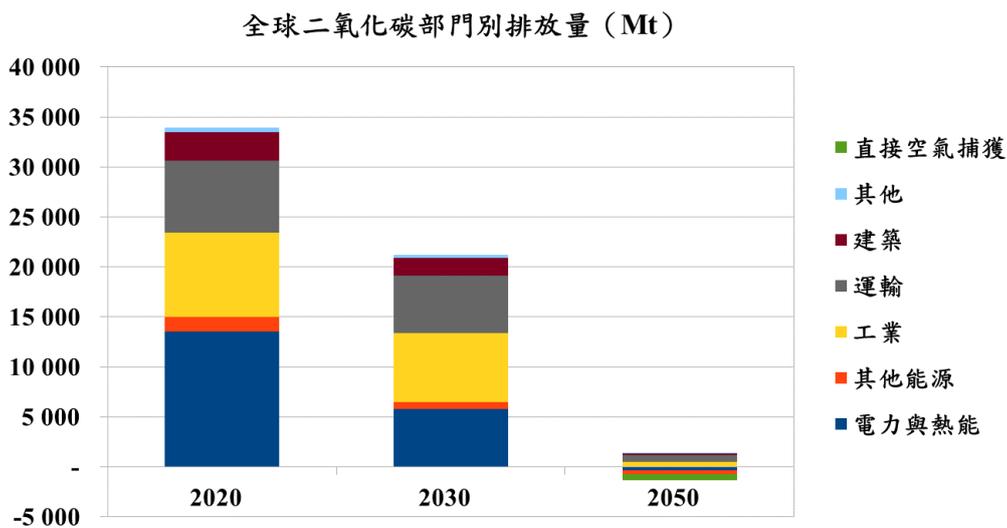


圖 2A.3 淨零排放情境下全球二氧化碳排放趨勢—部門別

註：1 Mt (百萬噸) = 10<sup>6</sup> ton；1 Gt=10<sup>9</sup> ton；1 Mt=0.001 Gt

進一步分析電力結構，可以發現全球 2050 年發電量將較 2020 年成長 2.7 倍，達到 71,164 TWh，但全球 2050 年電力裝置容量卻較 2020 年成長 4.3 倍，達到 33,415 GW（圖 2A.4；圖 2A.5），其中差異的主要原因便是再生能源的間歇性特性。由未來發電量與裝置容量的結構，可以得知目前國際上的幾項推動趨勢與重要里程碑，分析如下：

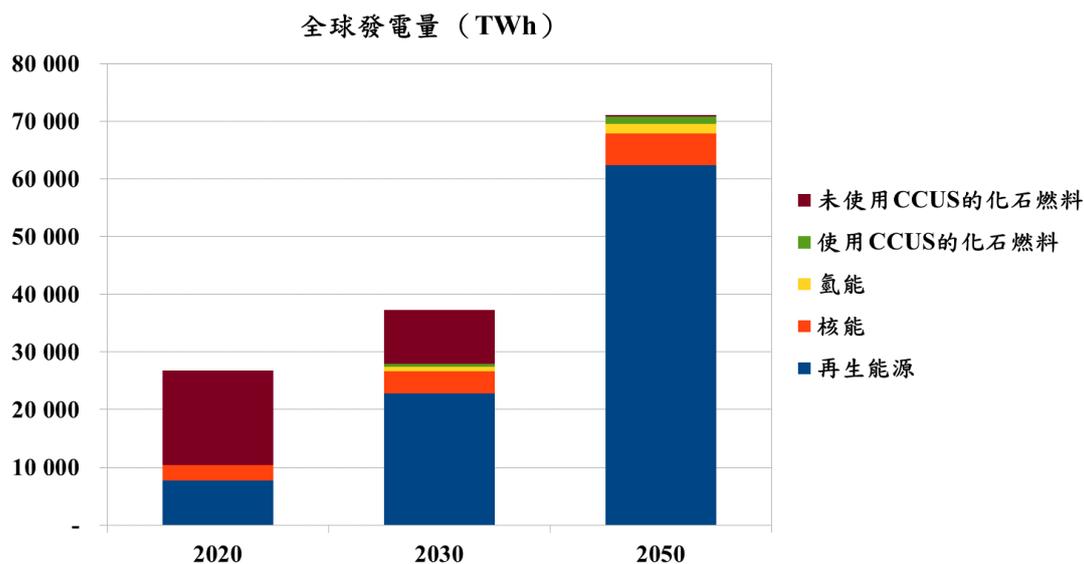


圖 2A.4 淨零排放情境下全球發電量—燃料別

註：10 億度(TWh) = 10<sup>9</sup> kWh

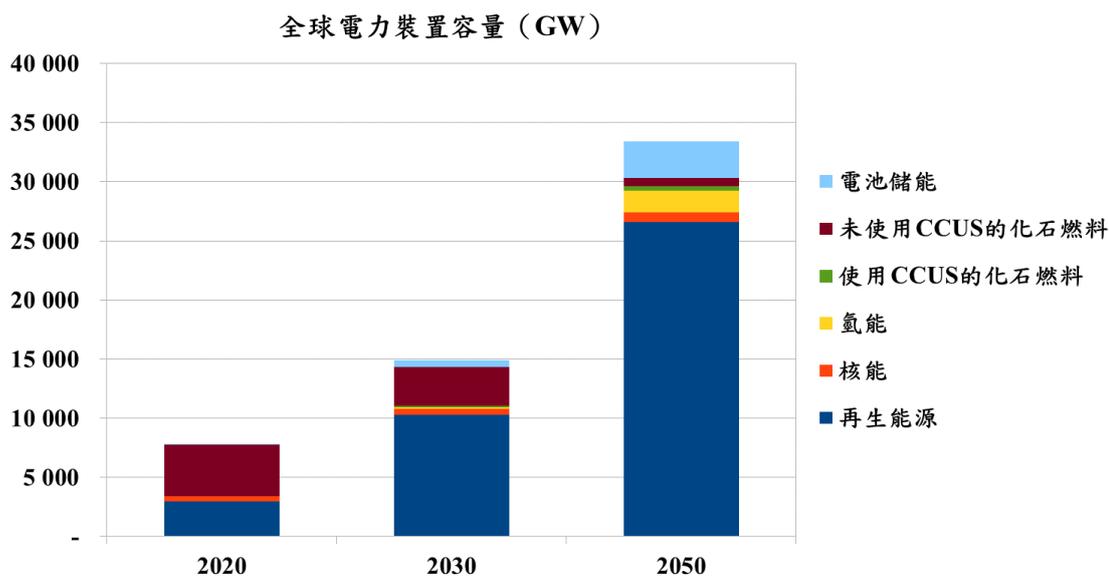


圖 2A.5 淨零排放情境下全球電力裝置容量—燃料別

## ● Phase out 化石燃料發電—逐步淘汰燃煤及燃油發電，燃氣發電為過渡選項

2020 年全球發電共排放 12.3 Gt 二氧化碳，其中 9.1 Gt (74%) 來自燃煤發電，2.7 Gt (22%) 來自燃氣發電，以及 0.6 Gt (4%) 來自燃油發電，顯示燃煤發電為目前主要發電能源，也是最大宗的排放源，但此情況隨著淨零排放的趨勢逐漸改變。因應此目標，歐洲和美國等先進經濟體正逐步以天然氣和再生能源取代燃煤發電，雖然中國、東南亞等地之燃煤發電仍持續成長，但成長速度亦已逐步放緩，這使得全球燃煤發電占比有下降、燃氣發電占比有上升的趨勢<sup>890</sup>。

IEA 推估在淨零排放情境下，全球燃煤發電及燃油發電占比將大幅降低，在 2030 年燃煤削減 70%，燃油削減 76%，其中，先進經濟體應可在 2030 年左右先行淘汰燃煤電廠，同時也預估在 2040 年左右，所有傳統燃煤及燃油發電將會被淘汰，許多國家均已明確時程淘汰燃煤發電，例如：德國、日本、西班牙、加拿大、英國等<sup>891,892,893</sup>。而天然氣預計將作為淨零轉型之過渡發電燃料，在 2020 年至 2030 年期間代替燃煤和燃油發電能源，也因如此，在 2030 年左右，傳統燃氣發電量將達到巔峰，而後便逐步降低，至 2040 年左右將削減 90% (圖 2A.6)。

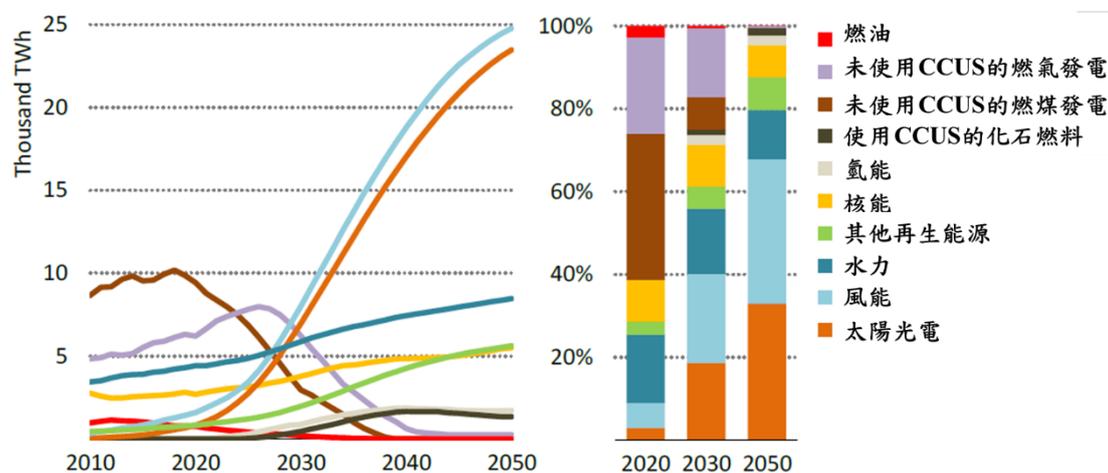


圖 2A.6 淨零排放情境下全球發電趨勢—燃料別

<sup>890</sup> IEA (2019), Coal 2019, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/coal-2019>.

<sup>891</sup> Europe Beyond Coal (2021) Overview: National coal phase-out announcements in Europe.

<sup>892</sup> Government of Canada (2021) Coal phase-out: the Powering Past Coal Alliance. <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/canada-international-action/coal-phase-out.html#shr-pg0>

<sup>893</sup> 經濟產業省(2020) 梶山經濟産業大臣の閣議後記者会見の概要. <https://www.nippon.com/en/in-depth/d00621/>

## ● Pump up 再生能源發電—風電光電為未來發電主力，其他再生能源多元輔助

為了推動「創造無碳與去碳電力」的策略，除了淘汰燃煤與燃油發電機組之外，更重要的是需要加速發展再生能源。IEA 推估，在淨零排放情境下，全球再生能源發電占比在 2030 年需超過 60%，在 2050 年達到 90%。尤其是太陽光電和風力發電，因其技術已相對成熟且已具商業化規模，故能在短期內大量布建發展。2020 年雖受疫情影響，但全球光電與風電之發電量在許多國家政策支持之下，仍持續成長。其中，風電為成長最多、最快的再生能源，主要原因為渦輪機技術的進步，使得風機容量提升、發電量提升、發電成本下降<sup>894,895</sup>。這代表著全球再生能源未來因技術進步、成本持續下降和政策支持將維持成長趨勢。

目前全球光電(不計聚光太陽熱能發電, Concentrated Solar Power, 簡稱 CSP)和風電之裝置容量在 2050 年預計將可達到 14,458 GW、8,265 GW，約占全球電力裝置容量之 68%；光電可提供 23,469 TWh (234,690 億度)、風電可提供 24,785 TWh (247,850 億度)的發電量，同樣約占全球發電量之 68%，此發電量幾乎等同於 2020 年全球總發電量之 90%，代表著光電與風電的發電潛能已幾乎足以支應全球電力需求，因此，快速布建此二再生能源是降低電力部門碳排量的關鍵策略(圖 2A.7；圖 2A.8)。

除此之外，國際上亦同時投入其他再生能源作為多元輔助，例如：技術已成熟、可直接開發應用、相對穩定供水的水力發電、生質能發電；以及技術還待研發、不確定較高的地熱、海洋能等能源選項。IEA 推估，在淨零排放情境下，水力發電緩慢成長，到 2050 年預計可成長 1.9 倍，達到 8,461 TWh 的發電量，約占全球發電量之 11.9%；生質能發電成長較快(在專用工廠生產並以生物甲烷形式透過天然氣管線輸送)，預計到 2050 年可成長 4.6 倍，達到 3,279 TWh 的發電量，約占全球發電量之 4.6%，若能維持穩定的水資源與料源，水力發電及生質能發電(合併占 16.5%全球發電量)將是可提供穩定電力、不可或缺的能源選項。

另外，地熱能與海洋能雖然目前發電量占比相對少，但隨著技術進步，IEA 推

<sup>894</sup> IEA (2020b), Renewables 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2020>

<sup>895</sup> 大幅提升風場發電量，10MW 以上巨型離岸風機將成趨勢。  
<https://technews.tw/2019/01/18/huge-new-wind-turbines-are-the-future/>

估在 2030 年之後成長較為顯著，地熱能到 2050 年預計可以達到 821 TWh(8,210 億度)的發電量；海洋能到 2050 年預計可以達到 132 TWh (1,320 億度)的發電量，兩者合併雖然僅占 1.3%全球發電量，但此二者資源豐富，2050 年後可能可扮演更重要的角色。特別是臺灣更是地熱能及海洋能蘊藏量豐富，當可在國內自產能源中扮演重要角色。

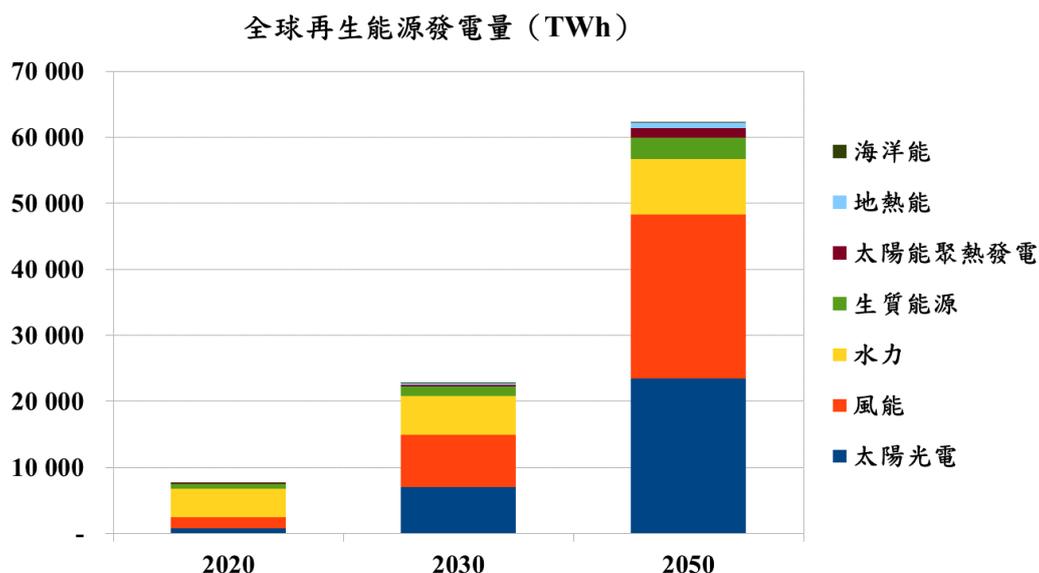


圖 2A.7 淨零排放情境下全球再生能源發電量—能源別

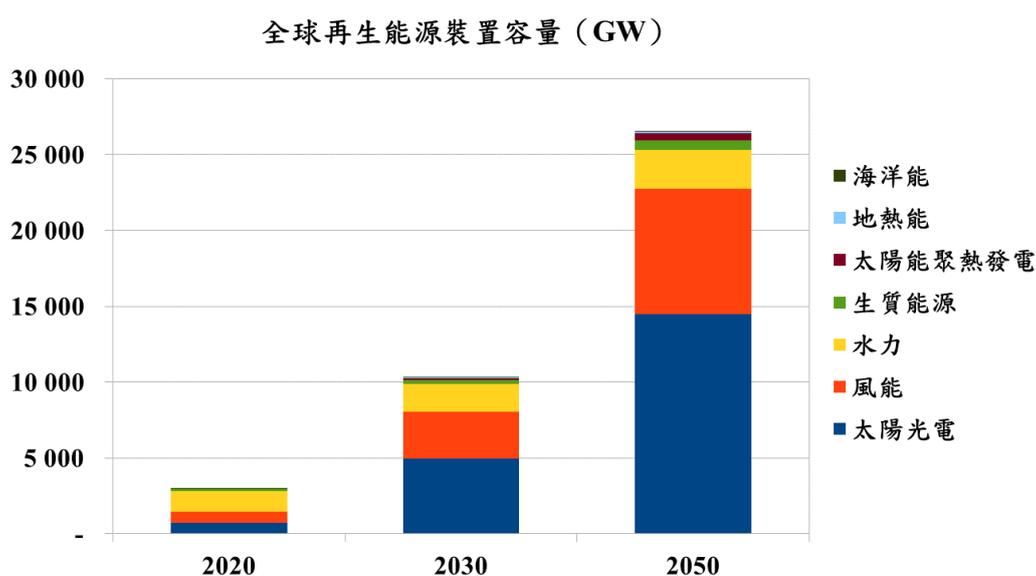


圖 2A.8 淨零排放情境下全球再生能源電力裝置容量—能源別

## ● Pioneer 開發低碳氫能，進可發電發熱，退可儲能之多元應用

氫能燃燒除了提供熱能之外，僅生成水，故通常被視為是一項潔淨能源選項，但目前製氫技術多使用電解水產氫，過程中將使用大量電力，因此若要產製「低碳氫能」，首要任務即是擁有大量再生能源電力（綠電），方能產製「綠氫」；其他製氫技術在過程中仍會排碳，只是較化石燃料燃燒相對少碳排，故稱為低碳氫，這些技術包含：運用天然氣蒸汽重組(Steam Reforming)的灰氫、運用傳統化石燃料搭配碳捕獲及封存技術(CCUS)的藍氫、運用氣化技術的褐氫、以及創新無氧裂解技術(Pyrolysis)的青綠氫。值得注意的是，不論是大量再生能源還是其他低碳製氫技術，目前皆預估將在 2030 年後才可能大規模商業運轉，即便如此，氫能仍被視為 2050 年達到淨零排放關鍵選項。

IEA 預估 2050 年氫基燃料(Hydrogen-based Fuel)<sup>896</sup>發電量可達 1,713 TWh (17,130 億度)，約占全球發電量 2.4%，為積極開發氫能，許多國家對氫能技術的投資持續增加中，在氫能政策上也已表示將優先發展低碳氫，如歐盟、德國、美國及中國<sup>897</sup>。IEA 也設定了明確里程碑，預計在 2030 年設置 850 GW 電解槽，產製 150 Mt 低碳氫氣；2050 年設置 3,000 GW 電解槽，產製 435 Mt 低碳氫氣。

氫目前主要用於工業上的煉油、製氫與製甲醇等，但在能源轉型的趨勢下，氫能將扮演替代化石燃料的關鍵角色，也因如此，低碳氫能在全球的需求將可望增長，這也為許多國家提供了出口再生能源的新機會，例如擁有豐富再生能源的智利和澳洲皆已宣告未來將成為綠氫出口國，而許多國家也已開始研擬未來進口綠氫的策略。

除了發電的用途之外，氫能亦有其他的能源應用方式，例如：氫能可做為儲能選項，在不同運輸載具（尤其是長程運輸載具，如：長程貨車、列車、船舶）使用氫燃料電池；氫能亦可在工業部門（尤其是重工業）中供高溫熱或作為還原劑，如鋼鐵業之高爐可使用氫氣替代。此多元應用的特性更使得氫能的開發更具效益，惟須克服氫能燃燒（如鍋爐）、運輸、儲存等技術缺口。

<sup>896</sup> 氫基燃料(Hydrogen-based Fuels)包含氫能、氫、合成燃料。

<sup>897</sup> IEA (2020c), Hydrogen, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/hydrogen>

## ● 其他重點趨勢

### (1) 僅存的化石燃料發電廠必需搭配碳捕獲、再利用與封存裝置(CCUS)

雖然未來再生能源為主要的發電來源，但仍保留部分化石燃料發電裝置，惟這些裝置必須搭配碳捕獲、再利用與封存裝置(Carbon Capture, Utilization, and Storage, CCUS)，以減少碳排放，產製去碳電力。CCUS 技術應用在電力部分仍在商業化的早期階段，目前全球有兩個商業電廠配備 CCUS<sup>898</sup>，每年可捕獲 2.4 Mt 的二氧化碳，其餘 24 個 CCUS 電力計畫則仍在開發階段<sup>899</sup>。此外，配備 CCUS 的發電廠亦可作為工業區核心，捕獲的大量二氧化碳亦可作為其他工業共享之原料，如英國 Drax 生質能源發電廠支持 Humber 區域的淨零碳工業區發展<sup>900</sup>【有關 CCUS 技術可詳見第三章負碳科技與第六章突破性新科技】。

### (2) 核能選項呈現各國分歧的趨勢，需仰賴創新技術以解決現況問題

核能雖非再生能源，但被視為低碳發電能源。近年來核能產業發展緩慢，許多國家因安全考量、老舊核電廠維護需求而停止運轉，如日本、歐美；部分開發中國家，如中國、印度仍有新增核電廠的計畫。IEA 預估在淨零排放情境下，核能發電微幅成長，在 2050 年約有 5,497 TWh (54,970 億度) 的發電量，約占全球發電量之 7.7%。此數值有很大的不確定性，原因便是目前各國的核能政策呈現分歧的狀態。例如法國和日本的淨零排放策略中，核能仍會扮演重要角色，用以取代退役的化石燃料發電廠；比利時、瑞士則傾向逐步停用核能<sup>901</sup>。此外，最近受到矚目的第四代核能技術，目的即在改善現有核能的問題，這些創新核能技術有望在 2030 年之後開始商轉【有關創新核技術可詳見第六章突破性新科技】。

---

<sup>898</sup> 加拿大薩斯喀徹溫省(Saskatchewan)的 Boundary Dam CCUS 的與美國德州的 Petra Nova projectC。

<sup>899</sup> CCUS 技術可應用於多種產業，如水泥、鋼鐵、天然氣等。本章則以說明 CCUS 在電力部門的應用為主。根據 Global CCS Institute's CO<sub>2</sub>RE 統計，直至目前 2021 年，全球商業規模的 CCUS 設施（含建置中及已運轉，不計算示範設施）共有 148 個，其中用於電力部門的 CCUS 計畫有 26 個，2 個在運轉中（即註 898）。最早使用 CCUS 的商業電廠為加拿大 Boundary Dam CCUS，2014 年開始運轉。

<sup>900</sup> IEA (2020d), CCUS in Power, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/ccus-in-power>

<sup>901</sup> IEA (2020e), Nuclear Power, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/nuclear-power>

### (3) 其他替代燃料—無法電氣化的排放源，可使用低碳生質燃料替代

國際間除了上述電力相關之重要趨勢之外，對於部分無法使用電力的排放源，例如：部分重工業對高溫熱能及原料的需求、長程運輸等，可藉由使用低碳燃料（包括液態生質燃料、生物甲烷、氫基燃料）來替代現有化石燃料（圖 2A.9）。目前，低碳燃料約提供 1%全球能源需求（多數為供電與供暖），但 IEA 預估在 2050 年可提升至 20%。其中，液態生質燃料加上氫基燃料到 2050 年時共可提供 42%全球運輸所需能源<sup>902</sup>；而目前幾乎尚未供應之低碳燃氣如生物甲烷、合成甲烷和氫氣，則是預估在 2050 年可透過供氣網(gas grid)滿足 35%燃氣需求。

現階段的液態生質燃料大部分由傳統作物如甘蔗、玉米、大豆所生產，若未來要擴大使用生質燃料，需要更先進的液態生質燃料生產技術，透過將廢棄物或木質作物等轉化為燃料以減少對糧食生產的衝擊。雖然上述轉化技術仍在開發階段，日本、美國、英國已有相關推動計畫，IEA 因此預估可以在未來 10 年內市場化。在航空部分需注意的是，在淨零排放的目標下，永續航空燃油(Sustainable Aviation Fuel)的使用將會逐漸增加，到 2050 年約有 45%使用航空替代燃油(Biojet Kerosene)，30%使用合成氫基燃油(Synthetic Hydrogen-based Fuels)。

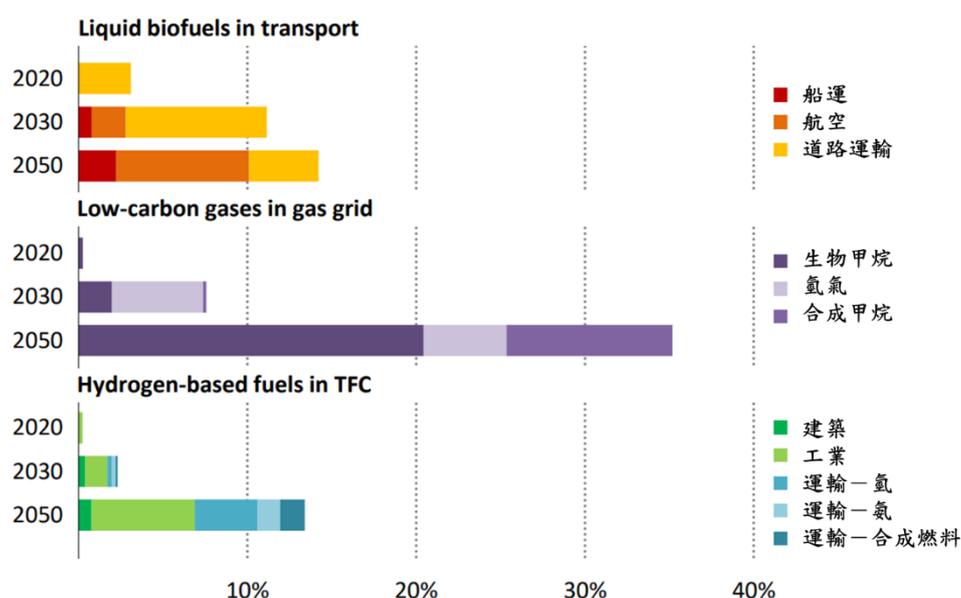


圖 2A.9 2020 年至 2050 年全球低碳燃料在各部門的供應比例

<sup>902</sup> 液態生質燃料 14%，氫與氫衍生的燃料 28%，共 42%。

## 附錄 2B 我國能源部門減碳的挑戰

根據經濟部能源局資料<sup>903</sup>，2019 年我國能源總供給達 1 億 4,840 萬公秉油當量(Kiloliter of Oil Equivalent, KLOE)，總消費統計量為 8,491 萬公秉油當量。另一方面，2019 年我國能源總消費中，工業部門能源消費占比居冠，高達 31.5%，其次為非能源消費（如焦炭、柏油、石油腦、液化石油氣等）28.4%、運輸部門 15.8%、能源部門自用 8.8%、住宅部門 7.7%、服務業部門 6.8%，以及農業部門 1.0%。值得注意的是，能源需求主要兩項消費型態為石油（石油產品及運輸燃油）及電力（主為燃煤及燃氣發電），顯示我國的能源需求與化石燃料高度連結，這也是碳排居高不下的主因。

我國能源供給多依賴進口，2019 年高達 97.9%，其中極大比例仍為化石燃料，這樣的高依賴性除了不利我國能源自主之外，若要大幅度替換這些進口化石燃料，更需要先解決兩項問題：可以滿足這些能源需求的替代能源為何？這些替代能源是否能維持我國的能源安全與供應穩定？

首先，由能源需求與消費面來看，受國際上電氣化的趨勢（如：運具電動化）之影響，運輸燃油需求未來將大幅減少，將以電力方式替代。再者，下游許多部門皆是以電力的型態消費，但其碳排放量高度受到上游高碳排電力的影響。以工業部門為例，其能源消費占比為各消費部門之冠，主要多為用電需求，再加上我國為出口導向的經濟體，使得工業用電需求占比極高。隨著國際有關百分之百再生能源(RE 100)<sup>904</sup>、淨零碳供應鏈、碳邊境稅等倡議逐漸實施，我國工業部門與產業將可能受極大的影響<sup>905</sup>。解決之道應提升無碳或去碳電力供給的比重，方能有效降低因能源消費所產生的高碳排問題，並避免產業受到過大的負面衝擊影響。

進一步分析我國電力供給結構，以發電裝置容量來看，根據經濟部能源局資料<sup>906</sup>，2019 年我國發電裝置容量達 55,914.9 千瓩(MW)，以燃煤發電為主，占比

<sup>903</sup> 經濟部能源局(2020)。108 年能源統計手冊

<sup>904</sup> 實現全球 100%綠電革命。https://www.re100.org.tw/

<sup>905</sup> 歐盟碳關稅，衝擊全球產業。https://ec.ltn.com.tw/article/breakingnews/3530772

<sup>906</sup> 經濟部能源局(2020)。108 年能源統計年報

達 37.6%，其次為燃氣發電 31.4%、再生能源發電 13.9%、核能發電 6.9%、燃油發電 5.5%與抽蓄水力發電 4.7%。其中，再生能源裝置容量組成中，以太陽光電 53.3%為大宗，其次為慣常水力發電 26.8%、風力發電 10.8%、廢棄物能發電 8.1%，以及生質能發電 1%（圖 2B.1）。若以發電量來看，2019 年我國發電量達 2,740 億度，燃煤發電為主要來源，占比高達 46.1%，其次為燃氣發電 33.3%、核能發電 11.8%、再生能源 5.6%、燃油發電 2.1%，以及抽蓄水力發電 1.2%。再生能源發電中，慣常水力占 36.4%為最多，其次為太陽光電 26.3%、廢棄物能發電 23.8%、風力發電 12.4%，與生質能發電 1.1%（圖 2B.1）。

由此數據可知，我國發電高度仰賴化石燃料，這也使得我國電力排碳係數十分高，亦即單位發電量之溫室氣體排放量。根據經濟部能源局每年估算及公布之電力排碳係數<sup>907</sup>，我國電力排碳係數曾於 2017 年達高峰 0.554 kgCO<sub>2</sub>eq/度，爾後逐年下滑，2018、2019、2020 年分別為 0.533、0.509、0.502 kgCO<sub>2</sub>eq/度。為降低我國電力部門排放量，我國已制定電力排碳係數階段管制目標，希望透過提高再生能源發電占比或其他去碳技術，逐步降低我國電力排放係數。這也是我國能源轉型規劃方向「減煤、增氣、展綠、非核」的其中一項重要政策方向—展綠：積極推廣再生能源發電。目前我國已訂定 2025 年再生能源發電占比目標為 20%<sup>908</sup>，其中，以太陽光電及風力發電設置為主力，預計太陽光電裝置容量將達 20 GW，離岸風力裝置容量則達 5.7 GW 以上。惟此時程此目標距離 2050 淨零排放的目標仍有一定的落差，若跟隨國際趨勢，更積極地推進淨零排放目標，在落實方面仍存有巨大的挑戰。

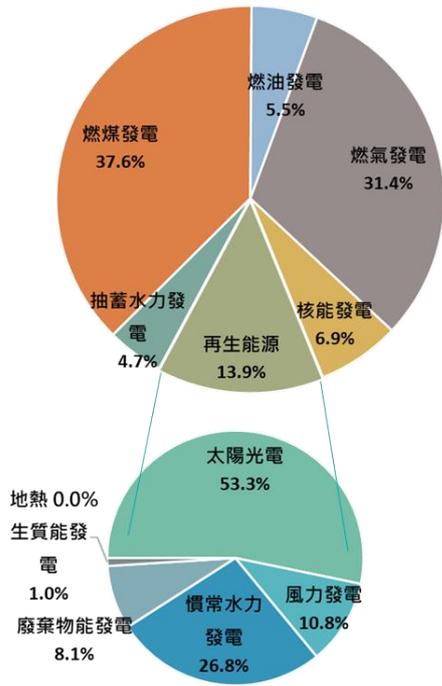
---

<sup>907</sup> 經濟部能源局，108 年度電力排碳係數，  
[https://www.mocaboe.gov.tw/ECW/populace/content/wHandMenuFile.ashx?file\\_id=7249](https://www.mocaboe.gov.tw/ECW/populace/content/wHandMenuFile.ashx?file_id=7249)

<sup>908</sup> 經濟部，推動能源轉型「展綠、增氣、減煤、非核」，  
[https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/Policy/Policy.aspx?menu\\_id=32800&policy\\_id=9](https://www.moea.gov.tw/MNS/populace/Policy/Policy.aspx?menu_id=32800&policy_id=9)

### 發電裝置容量 (2019年)

總裝置容量：55,914.9千瓩 (MW)



### 發電量 (2019年)

年總發電量為274,058.7百萬度 (GWh)

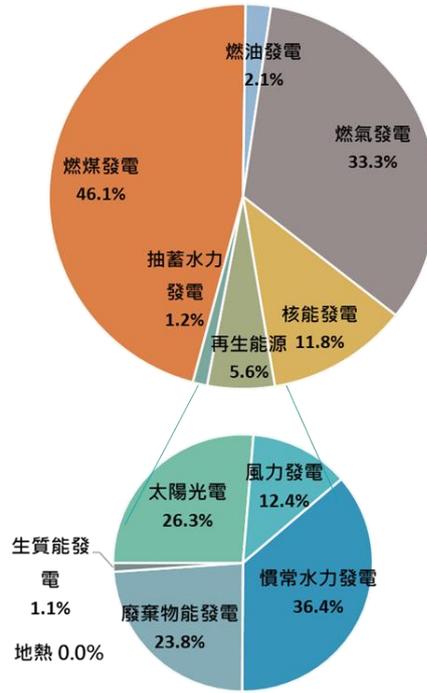


圖 2B.1 2019 年我國發電裝置容量及發電量

## 附錄 2C 太陽光電模組裝設面積分析

依經濟部能源局估算，1 kW 地面型太陽光電所需裝設面積為 15 平方公尺：實際上，若太陽能板的轉換效率為 100%，則 1 平方公尺的太陽能板可產生 1 kW 的電能，但考慮到大多數太陽能板都是固定安裝，並不能依據太陽位置隨時保持與陽光呈垂直入射的狀態，因此電能的轉換就會呈現峰值；此外，因為各種廠牌及採用不同技術的太陽能板轉換效率皆有差異，雖然根據美國能源部國家再生能源研究室的數據，單晶矽太陽能板的轉化率達 26.1% 至 27.6%，但實際參考經濟部能源局登錄的太陽光電模組產品可得知，商用規格的太陽能板平均轉化效率約在 20% 至 22% 左右，因此透過總輸出功率公式：

$$E = A \times r \times H \times PR$$

E = 能量(kWh)

A = 太陽能板總面積(m<sup>2</sup>)

r = 太陽能板轉換效率(%)

H = 太陽能板上的年平均太陽輻射(kWh/m<sup>2</sup> · y) (不包含陰影)

PR = 損失係數 (範圍介於 0.5~0.9，默認值=0.75)

其中損失係數包含逆變器損耗(4~10%)、溫度耗損(5~20%)、直/交流電耗損(2~6%)、弱輻射下的損失(3~7%)、灰塵或雪造成的損失(2%)。

在計算最大裝設容量則將H假設為太陽能板平鋪且垂直於太陽光線，此時可達表面最大太陽輻照度約 1 kW/m<sup>2</sup>，因此透過公式可得知，在最大太陽輻照度下，透過市售的太陽能光電模組取得 1 kW 能量，需要裝設 6.67 平方公尺的太陽能板，但這只是將所有太陽能板緊密平鋪於平面上所需的面積，在現實中，除了裝設於斜板屋頂的太陽能板外，大多數太陽能板在裝設時都需要預留行與列間的空間，其理由有二：(1)由於太陽運行軌跡問題，為了能夠取得更大的照射強度，因此大多數太陽能板皆會設計成傾斜狀，也因如此，不同列的太陽能板將會有蔽影問題，此問題影響極大，甚至造成太陽能板效率降低 80%，(2)落塵與鳥糞覆蓋在

太陽能板上也會導致太陽能板效率降低，為了能定時且方便清潔太陽能板上的灰塵，甚至能夠安全地進行任何故障的排除和維護的功能，因此需要預留空間。

根據國立台灣科技大學研究團隊的估算<sup>909</sup>，預留空間受到太陽能板傾斜角度與陽光照射角度相關，而我國因緯度關係，因此在太陽能模組裝設時大多為模組傾斜角  $23.5^\circ$ ，若考慮冬至所產生的陰影長度最大( $L_2$ )，而此時陽光照射到太陽能板的入射角度為  $55^\circ$ ，組列總高度為  $h$ ，因此最大陰影長度  $L_2 = 1.43h$ ，其中  $h = L_0 \sin(23.5^\circ)$ ，因此  $L_2 = 0.5577L_0$ ，再加上既有裝設長度  $L_1$ ，最終總長度為  $(L_1 + L_2) = 1.47L_0$ ，因太陽能板寬度固定，因此需要總面積則較原有增加 1.47 倍(圖 2C.1)。這也代表目前若以轉化率 20% 至 22% 的商用太陽能板而言，裝置容量 1 kW 設置所需要的裝置面積為 9.8 平方公尺。以此換算，1 MW 需要的裝置面積約為 1 公頃(1 hectare = 10,000 m<sup>2</sup>)，而 1 GW 需要的裝置面積約為 1 千公頃。

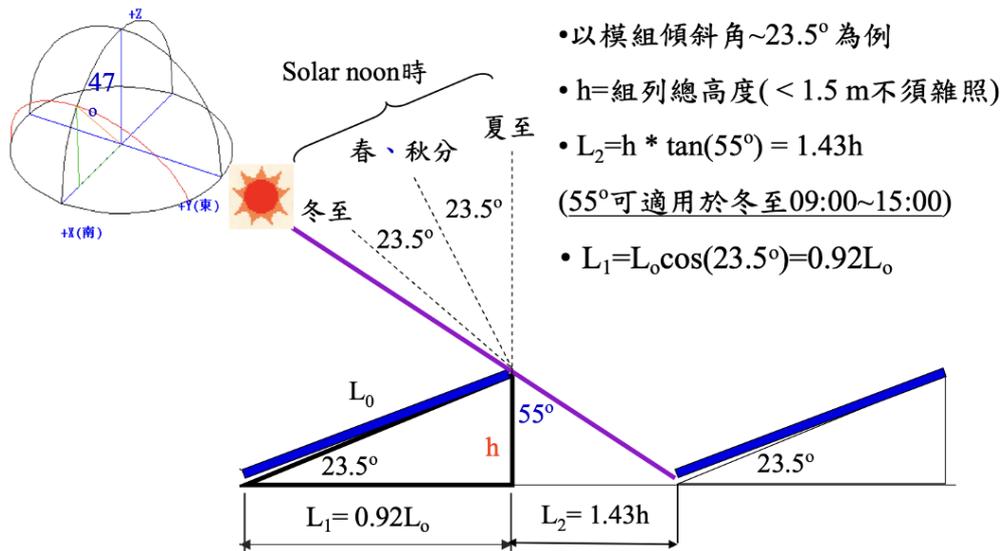


圖 2C.1 太陽能板裝置面積示意

<sup>909</sup> 太陽能節能建築設計與施工，取自 [http://web.ntust.edu.tw/~young/solar\\_building\\_design.pdf](http://web.ntust.edu.tw/~young/solar_building_design.pdf)

## 附錄 2D 太陽光電轉換效率

太陽能轉化技術主要透過光伏效應(photovoltaic effect)將吸收的太陽光轉化為直流電能，相關技術非常多。太陽光電技術的主要定義為以電子元件吸收太陽光的光能後，激發電子—電洞對(electron-hole pair)，並在內電場的效用下，產生電流將光能直接轉換為直流電能的技術。如果是利用物質吸收太陽光能量，轉化為其他能量後，如熱能，再轉為電能的技術則不歸於太陽光電。因此太陽光電技術中使用的吸收光能材料定為半導體材料，一般而言，太陽光電技術依其使用的半導體材料可分為三個種類：

第一類太陽光電技術是以結晶矽為主的太陽光電材料，因為其在地殼中為含量次高的元素（約 26.3%）且取得容易，現今市面上太陽能電池仍以矽材料為主流，矽也是半導體產業電子元件裡面的主材料，亦是目前人類研究最詳細的半導體材料。世界上第一個矽基太陽光電元件是 1954 年由 D. M. Chapin 等三人在貝爾實驗室發表<sup>910</sup>，在文章中作者們就提出三項因素：反射、電阻、複合使元件的效率小於一上限值。在 1961 年，W. Shockley 與 H. Queisser 等人根據平衡原理在只考慮理想情況下（唯一的電子—電洞對複合機制為輻射複合），可計算單一 p-n 接面矽基元件的效率極限為 33%<sup>911</sup>。圖 2D.1 為各種不同能代的半導體依該理論所計算出的轉換效率最高值<sup>912</sup>。

由美國能源部國家再生能源研究室(National Renewable Energy Laboratory)所繪製與整理之太陽光電技術道路圖中（圖 2D.2）<sup>913</sup>可看出，目前多晶矽轉換效率約在 23.3%左右，而單晶矽可高達 26.1%~27.6%，而矽異質接面(Heterojunction with intrinsic Thin layer, HJT)太陽能電池之轉化率可達 26.7%。如果要得到轉換效率超過 30%的元件，必須要採用不同材料及採用多接面(multi-junction)的結構，

---

<sup>910</sup> D. M. Chapin, C. S. Fuller, and G. L. Pearson.(1954). A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power. *Journal of Applied Physics* 25, 676

<sup>911</sup> W. Shockley, and H. Queisser. (1961). Detailed Balance Limit of Efficiency of pn Junction Solar Cells. *Journal of Applied Physics* 32, 510

<sup>912</sup> Z. Li, T. Ma, H. Yang, L. Lu, R. Wang. Transparent and Colored Solar Photovoltaics for Building Integrations. *Solar RRL* · January 2021 DOI: 10.1002/solr.202000614

<sup>913</sup> NREL (2022). Best Research-Cell Efficiency Chart. <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies-rev220630.pdf>

方可達成。現階段矽基太陽光電主流技術可以分成單晶、多晶或單晶/非晶混合型等技術，而結晶矽材料產品占有超過八成以上市場。在 p 型(p-type)矽晶太陽能電池背鈍化製程發展日益成熟後，目前全球絕大多數的矽晶電池皆採用此一製程，但在效率達到 22%後，效率提升的空間已有限，面臨資本及技術投入邊際效益遞減問題。

使用 n-type 矽晶可能成為下一個效率提升的方法。n-type 矽晶材料具有下列優於 p-type 的特性：

- 較長的載子生命週期(carrier lifetime)；
- 對金屬雜質容忍度較高；
- 硼含量極低，可從本質上消除因硼氧對(Boron-oxygen Pair)而發生的光致衰退，因此使用 n-type 矽晶材料也成為下一階段提升矽晶太陽能電池效率的首選。

商業大量生產 n-type 矽晶太陽能電池仍需克服幾項主要挑戰：

- n-type 單晶矽生產中磷析出及磷原子在矽基材中分布的控制；
- 在 n-type 基板上摻雜硼的高溫製程；
- 目前最受矚目的異質接面電池（HJT 電池）需要增加薄膜沉積機臺，而其製程條件也複雜而難以控制；
- 由於 HJT 電池低溫製程的特性，需要搭配適宜的低溫模組封裝製程，不能採取現行技術。隨著綠色能源市場不斷擴大，對效率和品質的要求越來越高，單晶 n 型(n-type)太陽能電池由於本身的條件優勢，必然會成為未來幾年高效電池產業化的關鍵。

第二類太陽光電技術包括薄膜技術與多接面型，薄膜技術包括各式的化合物半導體如 III-V 族的砷化鎵(GaAs)、II-VI 族碲化鎘(CdTe)、I-II-VI 族銅銦鎵硒(CIGS)及非晶矽。對比第一代矽材料，第二代太陽光電技術採用直接能隙半導體，具有優異的吸光特性，只需要數  $\mu\text{m}$  的厚度，就可吸收相當於 200~300  $\mu\text{m}$  單晶

矽所吸收的陽光。其中砷化鎵元件光電轉換效率非常高，在標準單一太陽光照度下，其轉換效率可達 29.1%。但砷化鎵元件對於製造時的雜質容許度低，目前多以有機金屬化學氣相沈積技術(MOCVD)方法製造，製造成本約為單晶矽元件的百倍以上<sup>914</sup>，因此其主要運用在太空及聚光型。碲化鎘及銅銦鎵硒元件對雜質容許度高，其製造成本低，目前多用於地面型發電站，碲化鎘及銅銦鎵硒元件最高轉換效率分別 25.5%及 23.4%。非晶矽薄膜太陽能電池因其轉換效率低(14%)，已鮮少用於大型發電的應用。

多界面型太陽光電元件是利用多種不同能隙的半導體材料堆疊，因此又稱為堆疊型(Tandem)太陽光電元件，此種類型的太陽光電元件在各太陽光譜波長中，皆可有最佳的光譜響應吸收，以提升轉換效率。目前最普遍的多界面型太陽能電池，是以 III-V 族半導體為主，以 MOCVD 在鍍基版上的製造 InGaP 及 InGaAs 磊晶片。元件中存在著 InGaP 界面、InGaAs 界面及 Ge 界面，每一個界面做為光電轉換，均可是唯一獨立太陽能光電元件轉換，各界面之間以穿隧材料層做為串接相鄰界面電子或電洞導通之用。因為每一個界面使用的材料不同，因此各界面負責吸收的光譜區段也不同。目前該型式元件，於標準單一太陽照度下，最高可達 39.2%的效率，但同樣因 MOCVD 製程及鍍基版生產成本高，主要用於太空工業。該元件亦多用於聚光型太陽能電池，於標準 143 倍太陽照度下，最高可達 47.1%的效率，聚光型太陽能電池雖可利用透鏡組降低單位元件價格，但如何降低整體系統價格為其大量商業化的最大挑戰，日後該技術如要普及於大型地面太陽能發電應用，需要研究如何降低 MOCVD 設備及製造成本以及尋找更適合及低成本的基板。除上述 III-V 族的成熟技術外，尚有利用單晶矽為底部界面元件而在其上堆疊不同型態太陽能電池以形成雙界面太陽能電池的新興技術。目前以鈣鈦礦堆疊單晶矽雙界面太陽能電池效率最高，可達 29.1%。

第三類太陽光電技術主要是嘗試使用非矽材料的使用，常見的技術包括有機太陽能電池(Organic Photovoltaic, OPV)、量子點與鈣鈦礦型太陽能電池等。在轉

---

<sup>914</sup> Kelsey A. W. Horowitz, Michael Woodhouse, Hohyun Lee, and Greg P.Smestad (2015). A bottom-up cost analysis of a high concentration PV module. AIP Conference Proceedings 1679, 100001 (2015); <https://doi.org/10.1063/1.4931548>

化率上因相關技術均處於技術發展初期，因此在成本與效益比尚且無法與前兩代抗衡，在轉化效率上，有機太陽能電池為 17.5%、量子點太陽能電池則為 16.6%，而鈣鈦礦太陽能電池則是此代光電技術中轉換效率最好的一種，可達 25.5%。雖然鈣鈦礦太陽能電池的光電轉換效率增加速率是所有技術中最快的，但是對鈣鈦礦的穩定性及耐候性的疑慮，仍然是此項技術在商業大量量產最大的阻礙。此外，高效能鈣鈦礦太陽能電池目前含有相當比例的鉛元素，而鉛對於地球環境與生物系統是極大的危害，因此開發研究無鉛的鈣鈦礦材料必為此領域的主流<sup>915</sup>。

鈣鈦礦具有製程單純，可調控能階之優點。鈣鈦礦與矽太陽能電池可組成堆疊型多介面裝置而達全光譜利用，目前最佳轉換率已近 30%。若投入資源研發新材料及大規模製程，應可在十年左右達到效能 33% 以上之太陽能板。除了開創新產業，提高競爭力外，又可降低土地需求。

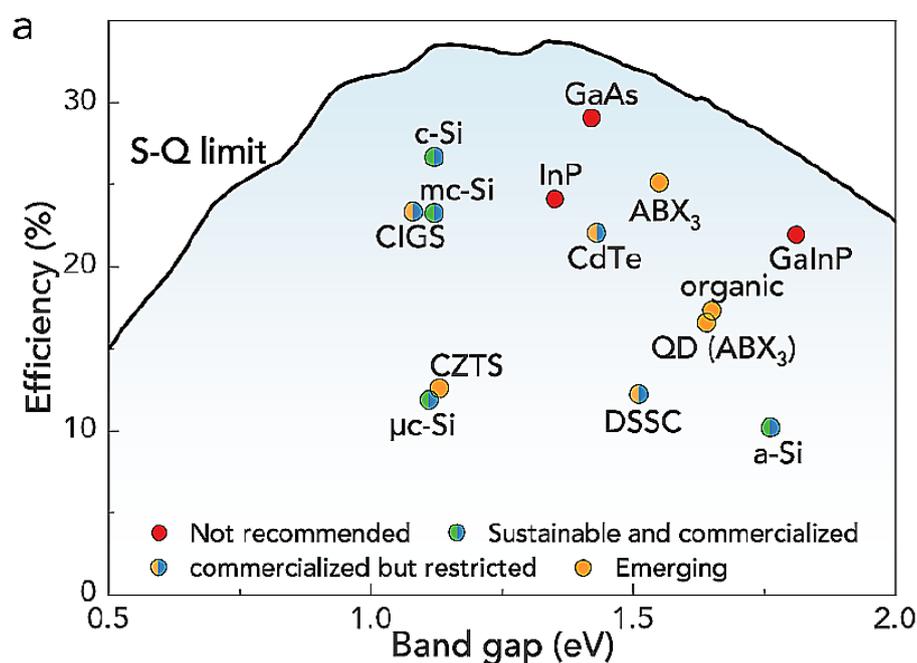


圖 2D.1 半導體理論轉換效率最高值

<sup>915</sup> Christoph Messmer et al. (2021). The race for the best silicon bottom cell: Efficiency and cost evaluation of perovskite-silicon tandem solar cells. Prog Photovolt Res Appl. 2021;29:744-759.

# Best Research-Cell Efficiencies

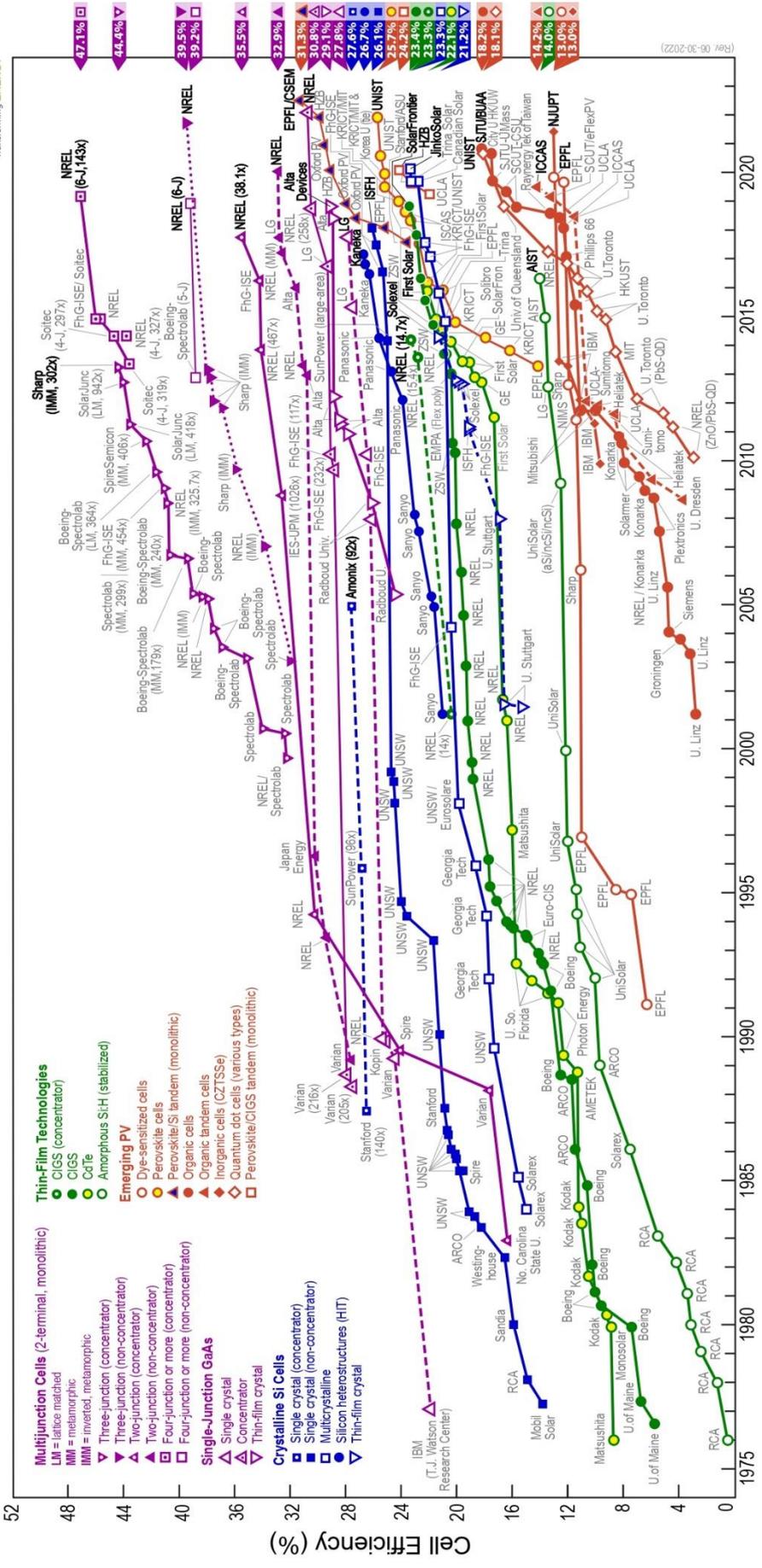


圖 2D.2 美國能源部國家再生能源研究室之太陽光電技術道路圖

## 附錄 2E 臺灣地熱發電開發現況

表 2E.1 臺灣地熱發電開發現況<sup>916,917</sup>

商轉年	地點	廠商	開發方式	現況	裝置容量 (MW)
2018	臺東卑南	泓泉溫泉渡假村/ 開山安葆能源服務公司	自地自建	使用中	0.030
2019	宜蘭清水	結元科技	BOT + ROT 先導計畫	列入台灣電力公司 系統各機組發電量	0.300
2020	臺東知本	丫一丫旺溫泉度 假村	自地自建	部分使用中	0.010
2021	宜蘭清水	宜元	BOT + ROT 第一期	測試中	1.000
2021	臺東金崙	全陽地熱	租地自建	潛水電泵安裝規劃	0.500
2022	新北大屯*	萬里仙境	自地自建	申辦鑽井工程展延	0.500
2022	臺東綠島	台灣電力公司	試驗計畫	結案報告審查	0.200
2022	臺東金峰	八方能源集團	租地自建	提送事業計畫	9.981
2022	花蓮瑞穗	Baseload Power Taiwan (外資) <sup>918</sup>	租地自建	斜鑽開鑽	2.400
2022	宜蘭仁澤	台灣中油公司/ 台灣電力公司	國有地租用	統包招標公告	2.000
2022	新北大屯*	地平洋資源開發	租地自建	申辦簡易水保計畫	1.000
2022	臺東紅葉	龍門翠谷溫泉會 館	租地自建	取得鑽探許可	0.499
2023	臺東金崙*	宏崙電能	租地自建	第二口井鑽鑿	1.000
2023	臺東金崙*	太乙電能	租地自建	第二口井鑽鑿	1.000
2023	新北大屯*	結元科技	招商/示範獎 勵	修正開發計畫書	1.000
2023	臺東紅葉*	威聯	租地自建	回覆籌設審查意見	1.000
2023	宜蘭土場	台灣中油公司/ 台灣電力公司	國有地租用	15 號井井下取樣	3.000
2023	臺東金崙	八方能源集團	租地自建	取得電業籌設許可	9.990
<b>合計</b>					<b>35.410</b>

\* 示範獎勵案

<sup>916</sup> 經濟部能源局(2022) 110-112 年預定完成地熱案場。

<sup>917</sup> 劉光瑩(2021)《獨家專訪》比爾蓋茲零碳推手，為何看上花蓮？天下雜誌。資料取自 <https://www.cw.com.tw/article/5114618?template=transformers>

<sup>918</sup> 劉光瑩(2021)《獨家直擊》臺灣地小人稠的痛點，為何被比爾蓋茲、貝佐斯投資的公司看上？天下雜誌。 <https://www.cw.com.tw/article/5114679>

## 附錄 2F 進口綠氫發電潛力估算

綠氫的跨境運輸模式，目前發展中有液化氫、甲基環己烷以及氨等各種模式，本估算以液化氫做為基礎，暫未計入輸儲過程之相關能量損耗。按照日本文獻與國際能源總署文獻參數，每艘氫能船可載運液化氫 10,840 噸，體積 160,000 立方公尺<sup>919,920,921</sup>。10,840 噸相當於 1,084 萬公斤，氫熱值 120 MJ/kg，總熱能為 13 億 MJ，換算為 3.6 億 kWh，氫於燃氫渦輪發電效率為 60%，則單艘氫能船可發電 2.17 億 kWh (度)。若設定工作天 250 天，每天兩艘氫能船，則共可發電 **1,084 億度**。另若以 2017 年實際運送天然氣來臺計 265 船次 (艘) 之較保守計算，可發電 575 億度。故進口綠氫發電潛力估計為 575~1,084 億度。以發電廠容量因數 (capacity factor) 設定為 0.8 回推所需裝置容量為 8.2~15.5 GW。

表 2F.1 進口綠氫發電潛力估算

單艘船可載氫重量	10,840	噸
單艘船可載氫重量	10,840,000	公斤
氫總熱值 (氫熱值 120MJ/kg)	1,300,800,000	MJ
1 kWh = 3.6 MJ	361,333,333.3	kWh
氫進行渦輪機發電效率 60%	216,800,000	kWh
每艘船單趟可發電度數	2.168	億度
A.250 天，每日 2 艘	1,084	億度
B.一年 265 艘	575	億度

<sup>919</sup> Kawasaki (2021) Kawasaki develops cargo containment system for large liquefied hydrogen carrier with world's highest carrying capacity—AiP obtained from ClassNK.  
[https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20210506\\_9983](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20210506_9983)

<sup>920</sup> Kamiya, S., Nishimura, M., & Harada, E. (2015) Study on introduction of CO<sub>2</sub> free energy to Japan with liquid hydrogen. Physics Procedia, 67, 11-19. <https://doi.org/10.1016/j.phpro.2015.06.004>

<sup>921</sup> IEA (2019) IEA G20 hydrogen report : Assumptions.  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf)

## 附錄 2G 有關燃氣與燃氫發電效率

以理論上考量，燃氫渦輪機之發電效率會比燃氣渦輪機為高。但是燃燒全氫會讓火焰溫度變高，故對應之渦輪機需要特殊材料，目前各廠商都尚未開發完成燃燒全氫的渦輪機，目前僅能以混燒為主。替代性的做法為加入稀釋氣體，讓溫度降低到現有渦輪機材料可以容忍的範圍，但又會使燃氫的效率降低。此外，為了控制 NO<sub>x</sub> 污染物，也需要改變與空氣的混合方式或使用不同的燃燒技術，使氮氣減少於高溫區滯留，或加入水氣，但也會影響熱效率，所以整體效率都會稍微降低，降低的程度則與所使用的燃燒型式有很大關聯。因此，雖然理論上全氫燃燒之效率會較天然氣高一些，但 NO<sub>x</sub> 也會太高，並需要確保控制在現有渦輪機材質能忍受的溫度下去燃燒，透過改變燃料與空氣的混合方式，或改變燃燒器來減少高溫區與氮接觸等方式，以降低 NO<sub>x</sub> 產生量並使效率不要下降太多。目前各個渦輪機廠商的開發目標，設定為未來燃燒全氫的複循環渦輪 (combined cycle turbine, 包括 gas turbine 與 steam turbine) 可與燃燒天然氣的效率相近<sup>922,923</sup>。

---

<sup>922</sup> ETN GLOBAL (2020) Hydrogen gas turbines. <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/01/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>

<sup>923</sup> Chiesa, P., Lozza, G. & Mazzocchi, L. (2005) Using hydrogen as gas turbine fuel. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power-transactions of The Asme - J ENG GAS TURB POWER-T ASME*. 127. 10.1115/1.1787513.  
[https://www.researchgate.net/publication/239399848\\_Using\\_Hydrogen\\_as\\_Gas\\_Turbine\\_Fuel](https://www.researchgate.net/publication/239399848_Using_Hydrogen_as_Gas_Turbine_Fuel)

## 附錄 2H 天然氣無氧裂解產氫發電潛力估算

2021 年我國天然氣進口 1,944 萬噸。假設在 2050 年使用 2021 年進口天然氣量之 2 倍在去碳燃氫發電上，可供無氧裂解產氫的天然氣量為 3,888 萬噸<sup>924</sup>。

因為一摩爾(mole)天然氣無氧裂解產氫需要 76 kJ 的能量，故理論值計算，如果投入一度綠電(1 kWh, 3600 kJ)，在 100%效率下，可分解  $3600 \div 76 = 47.3$  mole (0.757 kg) 甲烷(CH<sub>4</sub>)，並得到 47.3 mole(0.568 kg)的碳跟 94.6 mole(0.189 kg)的氫。

如果無氧裂解效率達 80%，實際將其中 80%即 37.9 mole (0.6 kg)天然氣無氧裂解 (20%未被裂解天然氣部分重新循環再次進行無氧裂解)，可產生 37.9 mole (0.455 kg)的碳跟 75.8 mole (0.151 kg)的氫。所得的氫用於燃燒發電，假設發電效率 60%，氫熱值 (高) 為 142 MJ/kg，1 kWh = 3.6 MJ，則 0.151 kg 的氫可發電為  $0.151 \times 142 \div 3.6 \times 60\% = 3.6$  kWh。減去投入 1 kWh 的綠電，淨電力產出為 2.6 kWh。故 0.6 kg 天然氣投入，可以得到 2.6 kWh 淨電力下，3,888 萬噸天然氣可得到的淨電力為 1,685 億度；以發電廠容量因數(capacity factor)設定為 0.8 回推所需裝置容量，為 24 GW (若容量因數 0.6 則裝置容量為 32 GW)。

如果無氧裂解效率僅達 60%，只會實際將其中 60%即 28.4 mole (0.454 kg)天然氣無氧裂解 (40%未被裂解天然氣部分重新循環再次進行無氧裂解)，可產生 28.4 mole (0.341 kg)的碳跟 56.8 mole (0.114 kg)的氫。所得的氫用於燃燒發電，假設發電效率 60%，則 0.114 kg 的氫可發電為  $0.114 \times 142 \div 3.6 \times 60\% = 2.7$  kWh。減去投入 1 kWh 的綠電，淨電力產出為 1.7 kWh。故 0.454 kg 甲烷投入，可以得到 1.7 kWh 淨電力下，3,888 萬噸天然氣可以得到的淨電力為 1,456 億度；以發電廠容量因子(capacity factor)設定為 0.8 回推所需裝置容量，為 20.8 GW (若容量因

---

<sup>924</sup> 目前臺灣進口天然氣在使用用途，約有 80%用在發電上，其他 20%分別用在工業與其他部門上，參考經濟部能源局能源統計專區(2022)能源平衡表 (公秉油當量單位)。 [https://www.esist.org.tw/publication/monthly\\_detail?Id=34490dec067](https://www.esist.org.tw/publication/monthly_detail?Id=34490dec067)。本建議書估算 2050 年去碳燃氫發電潛力，係直接參考 2021 年進口天然氣重量，並設定其 2 倍重量 (3,888 萬噸) 應用於去碳燃氫發電，並未納入估計 2050 年工業與家庭部門額外之天然氣需求。此外，在淨零排放目標下之能源使用趨勢，工業與家庭部門隨著未來燃氫發熱與電氣化技術逐漸成熟，將天然氣直接作為能源使用之需求將會逐漸降低，並可能被燃氫發熱與電氣化等途徑逐漸取代。

數 0.6 則裝置容量為 27.7 GW)。

另參考美國 Monolith material 公司在內布拉斯加州 Olive Creek I (OC1)之設施規劃，每年該設備之氫能產量可達 5 kt<sup>925</sup>，相當於 5×10<sup>6</sup> kg，以前述 0.151 kg 的氫可以發電之淨電力產出為 2.6 kWh 下，換算該設施每年產氫 5×10<sup>6</sup> kg 共可發電 0.86 億度。假設我國 2035 年以前可建置同類型天然氣無氧裂解設施規模達 25~60 座，以 2020 年天然氣發電量為 998 億度為基礎，約可取代該年 2~5%之天然氣發電量。

---

<sup>925</sup> ARPA-E (2021) Monolith materials : taking methane pyrolysis from concept to industrial plant.  
[https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/2021-01/08%20OK%20-Monolith\\_ARPAE\\_MethanePyrolysis2021\\_v3.pdf](https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/2021-01/08%20OK%20-Monolith_ARPAE_MethanePyrolysis2021_v3.pdf)

## 附錄 2I 海水水力發電案例

日本沖繩抽蓄式海水水力發電廠（以下簡稱沖繩電廠，參見圖 2I.1）借助抽蓄式水力發電的概念，運用非用電高峰期間的電能，將海水抽到島上的高處以抬高水位，之後在用電高峰期將海水排出，即可利用水位位能來發電。沖繩電廠為全球第一座抽蓄式海水水力發電廠，設計緣由是因沖繩的電力來源以火力發電為主，用電高低峰差距十分明顯，為避免非用電高峰期間發出的電能閒置，故將其用來抽蓄海水提升位能，以配合在用電高峰期發電，如此將可發揮調節運轉的功能<sup>926</sup>。

沖繩電廠裝置容量為 30 MW，且為了能善用取之不盡的海水，在選址上就近蓋在海邊，所以水路隧道長度比一般水力電廠較短、抽蓄速度快且發電效率更好（參見圖 2I.2）。另一方面，考量海水具有鹽分，因此沖繩電廠輸水用的壓力鋼管及上池(upper reservoir)結構體都需用抗腐蝕性材質，也需要解決海洋生物附著等問題。1999 年沖繩電廠啟用後，其上池因地質與氣候等因素，逐漸發生海水滲透的問題，造成周圍土地受到不同程度的鹽化，影響當地動植物生態。沖繩電廠共運轉了 17 年，於 2016 年因營運虧損以及不易維運等原因而關廠，至今尚未有其他國家再興建抽蓄式海水水力發電廠<sup>927,928,929</sup>。

台灣電力公司曾於沖繩電廠興建時進行海水抽蓄發電技術的探討<sup>930</sup>，之後於 2005 年規劃在宜蘭南澳溪出海口附近的一處台地興建海水發電廠<sup>931</sup>，希望藉由抽蓄東岸海水至陸地發電，估計該廠裝置容量可達 1 GW 且年發電可達 12 億度

---

<sup>926</sup> Tetsuo Fujihara, Haruo Imano, Katsuhiko Oshima (1998) Development of pump turbine for seawater pumped storage power plant. Hitachi Review Vol. 47 (1998), No. 5.  
[https://www.hitachi.com/rev/1998/revoct98/r4\\_108.pdf](https://www.hitachi.com/rev/1998/revoct98/r4_108.pdf)

<sup>927</sup> International Water Power (2000) Japanese pumped storage embraces the ocean waves. International Water Power & Dam Construction.  
<https://www.waterpowermagazine.com/features/featurejapanese-pumped-storage-embraces-the-ocean-waves/>

<sup>928</sup> 澁谷容子、石村陽介(2010) 沖繩やんばる海水揚水発電所. 土木学会誌(JSCE Magazine, in Japanese) vol.95 no.3. <http://www.jsce.or.jp/journal/student/nihonichi/201003.pdf>

<sup>929</sup> Okina wanderer (2016) Experimental power plant in Kunigami dismantled. Okina wanderer.  
<https://www.okinawanderer.com/2016/07/experimental-power-plant-in-kunigami-dismantled/>

<sup>930</sup> 詹宏祺(1991) 海水抽蓄發電技術。台電工程月刊，第 520 期，頁 91-94。

<sup>931</sup> 蘋果新聞網(2005) 台電擬建海水發電廠。蘋果新聞網。  
<https://tw.appledaily.com/headline/20050904/5DDQJBKFM2YNVWVGKHAJTSGIDM/>

以上。但是，環保團體擔憂此種大量且長期抽取含鹽分的海水到陸地儲存的作法，恐危害當地動植物生態，再加上逾新臺幣 300 億元的龐大興建成本，因此台灣電力公司公司已表示會再審慎評估海水發電廠的開發需求。



圖 2I.1 日本沖繩抽蓄式海水水力發電廠（鳥瞰圖）<sup>932</sup>

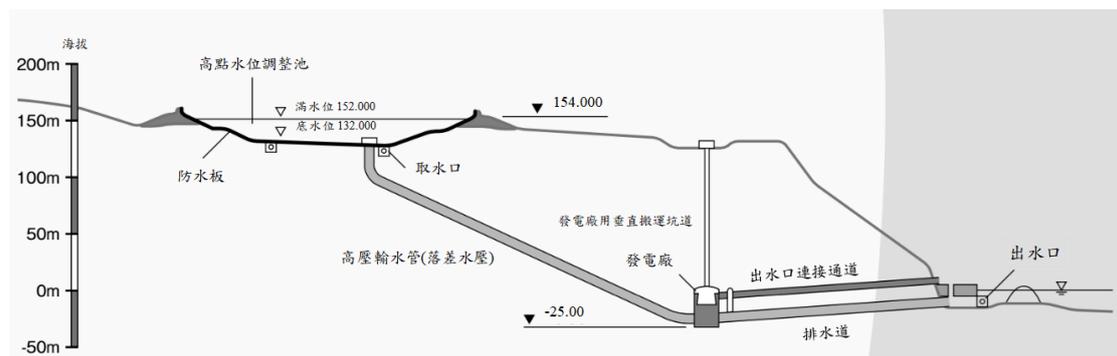


圖 2I.2 日本沖繩抽蓄式海水水力發電廠（剖面圖）<sup>933</sup>

<sup>932</sup> 同前揭註 926。

<sup>933</sup> 同前揭註 928。

## 附錄 2J 各種儲能技術適合之應用場域

不同儲能技術可以提供的系統額定功率規模與額定功能放電時間有所差異，因而也會影響電池可以適用的場域（圖 2J.1）。重力/機械技術項下的抽蓄水力儲能跟壓縮空氣儲能（非屬電池），其特性上可以達到的系統額定功率規模較大，約在 100 MW 至幾 GW 範圍，且在額定功率下的放電時間可以達到數小時以上或更久，因此適合作為大容量電源管理之用。臺灣比較熟知的電化學技術如先進鉛酸電池、鋰離子電池與液流電池等，其系統額定功率則為中等，多半在 100 kW 到 100 MW 左右的範圍，適合作為支援輸配電網負載移轉之用，但其下個別技術之額定功率放電時間仍有差異，如先進鉛酸電池與鋰電池放電時間是以分鐘到小時等級範圍，液流電池則是放電可以達數小時以上。而其他技術如大功率超級電容（高能量超級電容）之系統額定功率僅在 10 kW 左右，放電時間則是在分鐘等級的範圍。氫能/燃料電池的系統額定功率範圍廣，從 1 kW 甚至到 100 MW 以上都有可能，放電時間則受燃料供給的限制，可達小時甚至日、月或年以上。

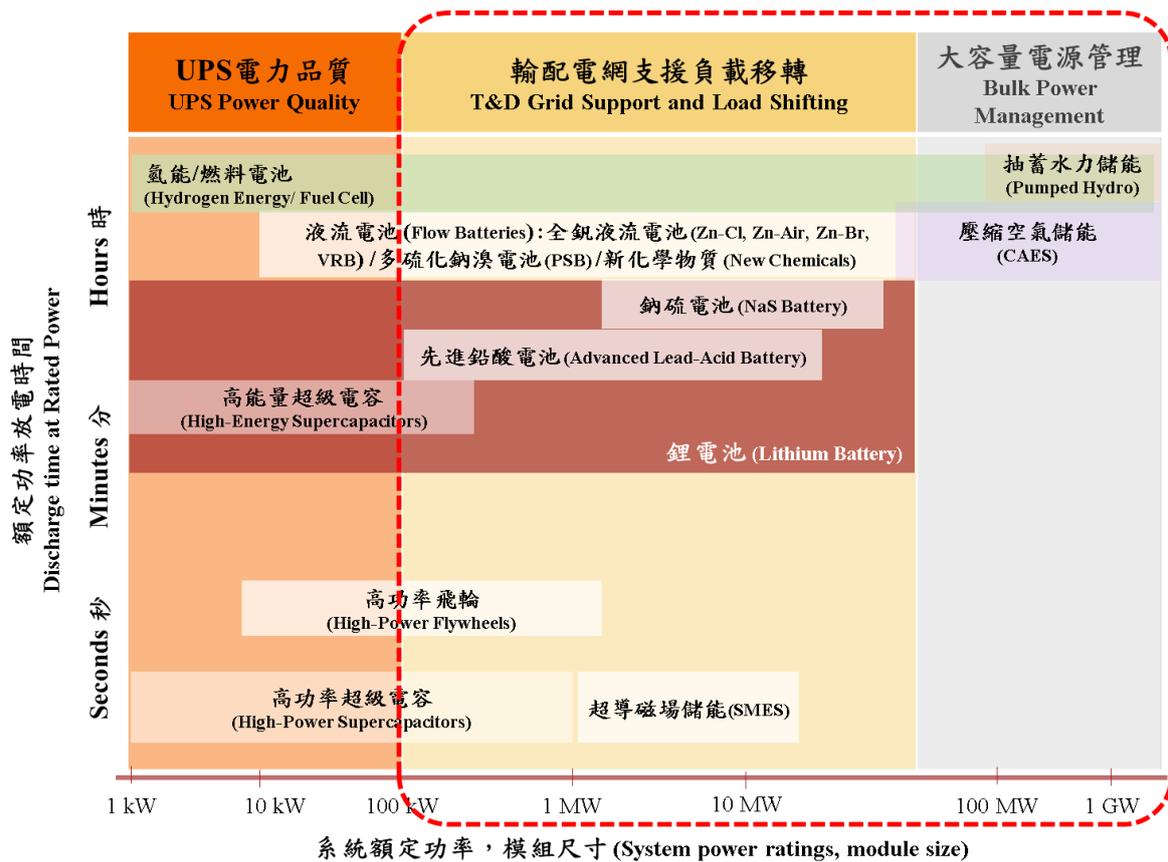


圖 2J.1 各種儲能技術適合之應用場域<sup>934,935,936</sup>

<sup>934</sup> Asian Development Bank (2018) Handbook on battery energy storage system. <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>

<sup>935</sup> Cigolotti, V., Genovese, M. & Fragiaco, P. (2021) Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems. *Energies* 14, 4963. <https://doi.org/10.3390/en14164963>

<sup>936</sup> Canadian Energy Research Institute (2019) Electricity storage systems: Applications and business cases. <https://ceri.ca/files/publications/427>

## 附錄 2K 儲能系統潛在需求

本建議書於此計算之儲能需求，主要考量我國再生能源的主力為風力發電與太陽光電，其供電方式具有間歇性的特質，為維持供電穩定性，需善用定置式儲能系統，以達再生能源削峰填谷的功能需求，並不包含因為其他考量需要設置之儲能系統需求，如備用電力。

### 1. 儲能需求推估—根據台灣電力公司綜合研究所之研究方法估算

本建議書參考台灣電力公司綜合研究所的研究方法估算我國儲能的潛在需求<sup>937</sup>。本建議書進行估算的基本假設如下：

- (1) 再生能源來源選項，主要以設定之風能和太陽能發電時之變動性考慮為主，暫未納入其他新興高變動性再生能源科技；
- (2) 台灣電力公司綜合研究所參考彰濱風場之電力變動量為 15~26%；另台灣電力公司綜合研究所根據過往台灣電力公司照度資料，太陽能廠之變動量為 10% 為基準預估；
- (3) 估算需求時，並未減去水力抽蓄可以調度之空間+480 MW~180 MW（與 1 GW 變動相差甚遠，且氣候變遷乾旱趨勢下可使用儲能空間具有不確定性）；
- (4) 不劃分於不同區域計算儲能，而是以再生能源總量進行估算，且無計入餘電在電網之傳送損失與充入儲能系統損失；
- (5) 假設太陽能與風能同時發生最大變動，故儲能系統需要滿足此最大變動量。

---

<sup>937</sup> 林建宏、林吉祥、林勉海、楊亞叡(2017) 考慮再生能源成長之儲能式系統研究。  
[https://tpri.taipower.com.tw/Publications/2.專題報告\(Reports/Papers\)/2.研究論文發表/RP/2017.12/考慮再生能源成長之儲能式系統研究-電力室-林建宏等.pdf](https://tpri.taipower.com.tw/Publications/2.專題報告(Reports/Papers)/2.研究論文發表/RP/2017.12/考慮再生能源成長之儲能式系統研究-電力室-林建宏等.pdf)

儲能潛在需求估算公式如下：

$$\text{儲能需求(GW)} = \text{太陽光電裝置容量} \times 10\% + \text{風力發電裝置量} \times 26\%$$

以上述算式，參考 2.12 節中 2050 年太陽能裝置容量(平均值)為 51.24 GW<sup>938</sup>、風力裝置容量(含陸域與離岸) 48.20 GW<sup>939</sup>時，推估需要 17.65 GW 的儲能容量方能避免棄風棄光，完整進行削峰填谷的調節。

同樣以上述方式估算 2030 年的儲能需求，依照目前政策目標，2025 年太陽能達 20 GW，每年增加 1 GW，2030 年應為 25 GW；風力發電 2025 年達 6.9 GW，每年增加 1.5 GW，至 2030 年共 14.4 GW，依此計算出 2030 政策目標下對應的儲能需求為 6.24 GW。如表 2K.1 所示。

表 2K.1 2030 與 2050 年儲能需求預估

時程	2030	2050
儲能需求推估	6.24 GW	17.65 GW

2050 年所需儲能需求 17.65 GW，如果減去抽蓄水力最大 2.26 GW，則尚有 15.39 GW 的儲能空間。此儲能需求若未以其他途徑進行調節（如透過智慧電網之跨區調控、氫能儲能），而是全部透過目前特斯拉電網級儲能系統<sup>940</sup>進行所需布建面積之估算，以單組電池之長度與寬度 7.26 公尺與 1.65 公尺（286 英吋與 65 英吋），需要面積為 12 平方公尺，一套 10 組（共 7.7 MW）（未加計間隔）所需面積為 120 平方公尺。若額外納入間隔，一套假設所需面積變為 5 倍為 600 平方公尺。故若要滿足 15.39 GW (15,390 MW)，儲能系統需要 1,999 套（15,390 MW / 7.7 MW），總面積需要 1,199,400 平方公尺（約為 1.20 平方公里），約等於 4.62 座大安森林公園<sup>941</sup>。

<sup>938</sup>  $(43.95 \text{ GW} + 67.2 \text{ GW}) / 2 = 55.6 \text{ GW}$

<sup>939</sup>  $(1.2 \text{ GW} + 3.8 \text{ GW} + 43.2 \text{ GW} + 48.2 \text{ GW}) / 2 = 48.2 \text{ GW}$

<sup>940</sup> Megapack Tesla Product Details. <https://www.tesla.com/megapack/design>

<sup>941</sup> 大安森林公園面積為 26 公頃=0.26 平方公里

而 2050 年我國運輸載具若完全達到電動化，電池的儲能能量亦會有相當規模，以 Tesla Model 3 Long Range Dual Motor 之電動車電池為例，其單輛電池為 75 kWh<sup>942</sup>，若我國現有 833 萬輛汽車（2021 年）<sup>943</sup>在 2050 年完全電動化，等同具有 625 GWh 的電池電量（相當於 62.5 GW 裝置容量儲能 10 小時，未考量能源轉換損失），不過仍需透過引入適當的商業模式，才能做為儲能調度工具以穩定電網。

## 2. 儲能需求推估—檢視歐盟各國不同變動性再生能源占比下儲能系統裝置容量與儲能量之潛在需求

歐洲能源儲存協會蒐集歐盟會員國針對儲能需求進行的預估<sup>944,945</sup>，並定位出各會員國在不同變動性再生能源占比下，所需要的儲能裝置容量，其研究結果如圖 2K.1 所示。各個國家/地區的儲能需求有所差異，主要與國家規模及當時假設可供替代的其他彈性選項以及建模估算方式有關。大致而言，隨著變動性再生能源占比的增加（風能、太陽能等）會增加對儲能裝置容量(GW)的需求。根據該研究成果整理，可看到如英國、德國在變動性再生能源占比為 45%上下的儲能需求評估案例，儲存裝置需求多在 15~25 GW 範圍。就本建議書目前估計太陽能與風能在 2050 年的占比約在 40%上下，該等數據或可做為我國儲能系統需求的參考基礎。

---

<sup>942</sup> EV database (2022) <https://ev-database.org/>

<sup>943</sup> 交通部統計查詢網(2022) 機動車輛登記數。  
<https://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100&funid=a3301>

<sup>944</sup> EASE (2018) EASE study on energy storage demand. [https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/06/2018.06\\_EASE\\_Study\\_on\\_Storage\\_Demand.pdf](https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/06/2018.06_EASE_Study_on_Storage_Demand.pdf)

<sup>945</sup> 主要是來自於 Horizon 2020 資助 StoRE 計畫的發表文獻。

儲能裝置容量 (GW)

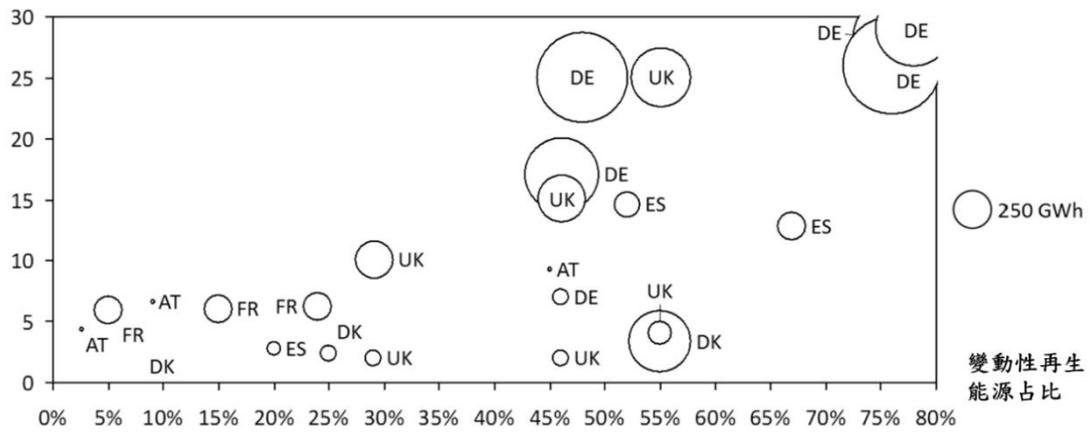


圖 2K.1 不同變動性再生能源占比下 (橫軸)，歐盟會員國對於儲能裝置容量以及儲能量的需求推估【裝置容量 GW (縱軸)、儲電量 (GWh) (泡泡大小)】

### 附錄 3A 藍碳匯潛在面積

臺灣的藍碳匯共分為濕地（包含鹽沼(salt marshes)與紅樹林(mangroves)與海草床。以濕地而言，目前屬於國家重要濕地（2020 年）共有 42,699 公頃。其中，國際級（核定）占 8.3%、國家級（核定）占 89.8%，以及地方級（核定）占 1.9%<sup>946</sup>。而全國 18 處非國家重要濕地，目前已更新 12 處，如表 3A.1 所示，總面積共有 21,290 公頃。

表 3A.1 非國家重要濕地（更新的 12 處）<sup>947</sup>

編號	地點	面積（公頃）
1	內寮濕地	0.15
2	彰和濕地	6.70
3	塭仔底濕地公園	1.60
4	彰化海岸濕地	21,152.00
5	學甲濕地	20.00
6	中都濕地公園	12.60
7	知本濕地	20.00
8	內惟埤濕地	3.00
9	樣仔林埤濕地	3.70
10	大鵬灣人工濕地	55.60
11	新良人工濕地	14.00
12	洋子厝人工濕地	0.70
總計		21,290.05

綜合前述國家重要濕地與非國家重要濕地面積，濕地總面積共為 63,989 公頃。另參考國立中興大學研究團隊對臺灣濕地碳收支研究<sup>948</sup>，濕地中我國鹽沼面積估計為 30 公頃，紅樹林面積有 681 公頃，另我國海草床面積估計有 5,456 公頃，其中最大面積來自屬於高雄市的東沙環礁，共有 5,420 公頃。

有關濕地面積（內含鹽沼與紅樹林面積）以及排除鹽沼與紅樹林面積之濕地

<sup>946</sup> 內政部營建署(2021)。國家重要濕地保育計畫網頁。https://wetland-

tw.tcd.gov.tw/tw/ChartsContent.php?ID=20&secureChk=4678008501c6a6318c39859decca9aaf

<sup>947</sup> 內政部營建署城鄉發展分署國家重要濕地保育計畫網頁(2019)。非國家重要濕地保育之執行。https://wetland-tw.tcd.gov.tw/upload/file/20190522151004267.pdf

<sup>948</sup> 林幸助(2021)。行政院淨零排放路徑農林碳匯工作圈－臺灣濕地碳收支簡報（資料未公開）。

面積整理如表 3A.2 所示。

表 3A.2 藍碳匯面積彙總

類別	面積（公頃）
國家重要濕地（截止 2020 年底） <sup>949</sup>	42,699
非國家重要濕地（12 處） <sup>950</sup>	21,290
濕地（含鹽沼與紅樹林面積）（小計）	63,989
海草床（含東沙） <sup>951</sup>	5,456

<sup>949</sup> 相較 2020 年，2011 年時，國家重要濕地面積為 56,865 公頃。

<sup>950</sup> 全國 18 處非國家重要濕地，目前已更新 12 處。

<sup>951</sup> 同前揭註 948。

### 附錄 3B 藍碳碳匯之單位面積固碳量研究數據

濕地與鹽沼之單位面積碳固定量，從國立中興大學 2017 年至 2018 年度重要濕地碳匯調查計畫案成果報告書提供之碳匯分布地理資訊圖資顯示<sup>952</sup>，臺灣西南沿海為碳匯熱點，但亦提及各重要濕地碳匯實地監測數據仍有諸多缺失仍需透過研究進行填補。此外，就該報告收集既有研究產出之碳匯資訊，多數位點之二氧化碳(CO<sub>2</sub>)通量呈現碳排放，僅有少數位點為碳吸收，其中，吸收通量最大之編號 TWn0083 淡水河臺北港北堤為 9.59 tC/ha/year (相當於 35.2 tCO<sub>2</sub>eq/ha/year)，然若希望將現有碳排放之天然濕地全部轉型成具有碳匯功能，恐產生大幅改變生態之疑慮，比較可行的方式是從增加可以吸收碳的人工濕地著手，但需要進一步透過更精準的研究評估可能新增的面積。

在紅樹林之單位面積碳固定量，以 2021 年臺灣濕地碳收支簡報<sup>953</sup>有關臺灣沿海濕地碳吸收量比較中，臺灣紅樹林的碳攝取速率為 1,086~2,764 gCm<sup>-2</sup>yr<sup>-1</sup>，換算單位後為 10.86~27.6 tC/ha/year (相當於 39.82~101.2 tCO<sub>2</sub>eq/ha/year)。

海草床(Lagoon)的部分，同樣參考上述簡報資料，臺灣海草床的碳攝取速率為 1,453 gCm<sup>-2</sup>yr<sup>-1</sup> (包括葉片與地下部分)，換算單位後為 14.5 tC/ha/year (相當於 53.2 tCO<sub>2</sub>eq/ha/year)。

---

<sup>952</sup> 林幸助、陳琦玲、陳添水、李世博、宋明儒、林蔚任、陳渭中、陳佳宜、陳彥匡、張恩澤(2018) 「106-107 年度重要濕地碳匯調查計畫」案成果報告書。國立中興大學執行。內政部營建署城鄉發展分署。 <https://wetland-tw.tcd.gov.tw/upload/file/20190521161653265.pdf>

<sup>953</sup> 林幸助(2021) 行政院淨零排放路徑農林碳匯工作圈－臺灣濕地碳收支簡報簡報 (資料未公開)。

## 附錄 3C 其他負碳排創新技術

本附錄將補充一些國際上已知天然的解決方案與增強自然過程措施，包括鹼處理海洋或雲、海洋施肥、直接將二氧化碳(CO<sub>2</sub>)注入海洋深層、加速風化、生質建築與生物炭。

### 1. 以鹼處理海洋或雲(Cloud or ocean treatment with alkali)

當二氧化碳溶解在水中時會產生碳酸，可從空氣中去除二氧化碳，再藉由加入鹼性物質來增強反應，因此科學家建議在雲中添加強鹼產生鹼雨<sup>954</sup>，此外，也建議將大量的石灰(CaO)添加到海洋中，不僅增加海洋吸收二氧化碳的能力，同時也可部分抵消海洋酸化，但石灰需要分散在廣闊的區域以避免飽和。而同樣來自前述科學家的估算，全球的二氧化碳排放量可以藉由向地球表面 0.4%的雲層中噴灑 5,600 萬噸氫氧化鉀來抵消，而從大氣中去除 10 億噸二氧化碳需要大約 25 億噸石灰石。

目前已有澳洲聯邦科學與工業研究組織(CSIRO)模擬在大堡礁沿岸施放鹼化劑（碳酸鈣、氫氧化鈣、橄欖石、磷灰石等）可達成的除碳效果<sup>955</sup>，該模型結果顯示可改善珊瑚礁酸化，並在海洋中封存 35,000 萬噸二氧化碳。但是，因海洋環境與生態複雜，大規模地向雲層或海洋中添加鹼性物質所產生的影響難以確定，因此落實推動可能尚有阻力。

### 2. 海洋鹼化 (Ocean Alkalinization)/海洋施肥(Ocean fertilization)

由於海洋植物在進行光合作用時會吸收二氧化碳，科學家推估以人為提高微小植物光合作用的速率，將可以加速大氣中二氧化碳的去除並減緩氣候變遷。所以科學家建議可將營養鐵注入海洋<sup>956</sup>，提升浮游植物的光合作用速率，加速從海水表層中去除二氧化碳，使更多的二氧化碳可從與海水接觸的空氣中進入。當浮

<sup>954</sup> Carbon Brief (2016) Explainer: 10 ways ‘negative emissions’ could slow climate change. Carbon Brief. <https://www.carbonbrief.org/explainer-10-ways-negative-emissions-could-slow-climate-change>

<sup>955</sup> Mongin, M., Baird, M. E., Lenton A., Neill, C., Akl, J. (2021) Environ. Res. Lett. 16 064068. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac002d>

<sup>956</sup> 同前揭註 954。

游植物死亡後沉到海底，便可將碳鎖在沉積物中達數百或數千年之久。另外，相關研究亦提出以氮給海洋施肥，或將富含養份的深水注入營養枯竭的表層海洋中，將可刺激植物生長，達到前述類似的作用。如同前一項「以鹼處理海洋或雲」技術可能造成的影響，此項大規模海洋施肥方案，不論是成本考量、各國意願以及可能對海洋生態帶來的衝擊等問題仍然存在。

### 3. 直接將二氧化碳注入海洋深層(Ocean direct injection)

在海洋吸收二氧化碳的機制上<sup>957</sup>，除了前述浮游植物在透光層中行光合作用的生物機制外，另外則是因二氧化碳氣體的溶解度會與溫度成反比，所以在高緯度海域的海水因其溫度低可溶入較多的二氧化碳，然後高二氧化碳濃度冷海水因密度較高會下沉，便可將富含二氧化碳的表層海水輸送至深海中儲存。因此，科學家建議<sup>958</sup>利用前述溫鹽環流的特性，將二氧化碳直接注入海洋深層進行封存應是可行的，但是如何監控和驗證儲存的安全性與有效性，以及是否可負擔該營運成本，都成為此項負碳排技術備受爭議的焦點。

另一方面，為保育海洋生態並避免不當的使用造成環境污染，聯合國 1972 年制定「防止傾倒廢物等物質污染海洋公約」(簡稱「倫敦公約」)<sup>959</sup>，以管制世界各國對海上廢棄物的傾倒(海拋作業)。之後於 1996 年訂定「倫敦公約 1996 年議定書」，該議定書採正面表列，允許 7 大項物質可從事海拋外，其他廢棄物不得進行海拋處理。因此，不論是向海洋中添加鹼性物質、營養鐵等，或是本項直接將二氧化碳注入海洋深層等作法，均會面臨該如何對可能造成的影響作出事前的評估，以回應上述公約之預警原則的精神。

---

<sup>957</sup> 周文臣(2015)《科學月刊》逐漸酸化的海洋。泛科學。<https://pansci.asia/archives/90334>

<sup>958</sup> Haszeldine, R. S., Flude, S., Johnson G., & Scott V. (2018) Negative emissions technologies and carbon capture and storage to achieve the Paris Agreement commitments, Volume 376 Issue 2119. <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2016.0447>

<sup>959</sup> 環境資訊中心(2006) 因應倫敦公約 行政院環境保護署修訂海拋廢棄物分類規定。<https://e-info.org.tw/node/16001>

#### 4. 加速風化(enhanced weathering)

由於花崗岩和玄武岩等天然矽酸鹽岩可吸收大氣和海洋中的二氧化碳合成白堊岩和石灰石等碳酸鹽岩，研究報告<sup>960</sup>指出，透過增加矽酸鹽類礦物與水、二氧化碳的反應面積來加速風化作用（磨碎），達到負排放，且有改善土壤性質之潛在效益。

此項技術目前多為小規模試驗，其中美國加州 Working Lands Innovation Center 的 50 英畝為目前最大規模 ERW (Enhanced silicate rock weathering)計畫<sup>961</sup>，主要是以細粉狀的矽酸鹽岩石（Basalt，玄武岩）作為土壤改良劑，也就是將粉碎後的岩石粉末撒在大片農田上，利用土壤中的微生物來加速化學反應。而透過向土壤中添加礦物質的作法同時可以提高土壤中的養分，對農作物生長與產量亦會有助益。本實驗似對土壤碳匯的增加有其效益，但仍需較長觀察時間來了解其確實效益。

#### 5. 生質建築(Building with biomass)

植物基材料(plant-based materials)可用於建築，並在建築物固碳在建材中，有利於減少碳的逸散。常見的植物基材料如木材和竹子可用在建物的結構，大麻和羊毛可用在絕緣，以及大麻與石灰混合製成的生物複合材料(hemp-lime)可用於牆壁。如能改用前述植物基材料，相較以往的建築材料如鋼材與混凝土等而言，其碳密集度是下降的，且有利於碳的儲存。再加上作為建材的替代品時，可協助維持建物內部溫濕度均勻，並使建築物更加透氣。當建築壽命結束或需翻修時，因建料本身來自於生物，可充分回收利用，如做為田間作物的覆蓋物，幫助抑制雜草生長與減緩水分蒸發，等到腐爛分解後可再作為肥料，省去處理及掩埋廢棄建材等問題<sup>962</sup>。近來建築師開始採用天然的建築材料，但是，若想引入天然建材作

---

<sup>960</sup> Beerling, D.J., Kantzas, E.P., Lomas, M.R. et al. (2020) Potential for large-scale CO<sub>2</sub> removal via enhanced rock weathering with croplands. *Nature* 583, 242–248. <https://doi.org/10.1038/s41586-020-2448-9>

<sup>961</sup> Cosier, S. (2021) How Adding Rock Dust to Soil Could Help Get Carbon into the Ground. *Yale Environment*. <https://e360.yale.edu/features/how-adding-rock-dust-to-soil-can-help-get-carbon-into-the-ground>

<sup>962</sup> 農業科技決策資訊平台(2019) 超越傳統混凝土的生物建材。 <https://agritech->

為常用的建材，其收益未能完整評估導致缺乏足夠的投資，再者，如何認證建材的天然成份以及導入建築使用的相關專業知識仍待增進，使得大規模部署仍是障礙<sup>963</sup>。

另外，參採木材的分解研究可知，埋在 43 公分以下的木材受到土壤厚度保護，其腐爛的速度慢，細菌僅促成表層木材的損失(<0.5 mm)，所以採用嵌入木材的混凝土建造護岸或防波堤，亦是善用天然建材的案例<sup>964</sup>。

## 6. 生物炭(Biochar)

生物炭泛指將有機物（如木材、農作物廢料和糞便）在不完全燃燒的情況，經無氧裂解(Pyrolysis)產生乾餾液、焦油等液體，與 CO 等氣體，而剩餘的炭化固體即為生物炭<sup>965</sup>。就農民而言，生物炭是一種處理農業廢棄物的便捷方式，當生物炭被埋入土壤，其穩定的特殊結構在數百甚至數千年內都不易被分解而釋出碳元素，不僅可封存碳也可將其添加到土壤中提高其肥力、保水力、透氣性及改善（提高）土壤的 pH 值，同時也可增強作物對營養可利用性，進而提高作物的產量。如亞馬遜地區的黑土(Terra Preta)為著名的例子，該區於土壤中使用生物炭的歷史，最早可追溯到兩千年之前，與相鄰區域的土壤相比，這些黑土有機碳儲量高，在上面種植的作物明顯具有較高的產量，由此可看出生物炭帶來的益處<sup>966</sup>。近來亦有研究發現，生物炭具有每年封存多達 48 億噸二氧化碳當量的潛力，且比許多負碳排技術的缺點更少，對土地和水的需求有限。但是，生物炭會促使土壤的顏色更黑，進而降低土壤的反射率，代表土地會吸收更多的太陽能並將更快地提高土壤的溫度，對於地區的微氣候而言，長期恐將造成影響<sup>967</sup>。

---

foresight.atri.org.tw/article/contents/1704

<sup>963</sup> 同前揭註 954。

<sup>964</sup> National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2019) Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda. Washington, DC: The National Academies Press. doi: <https://doi.org/10.17226/25259>.

<sup>965</sup> 台灣農業科技資源運籌管理學會(2019) 看好「黑金產業」林試所打算推生物炭標章、建立分級認證機制。環境資訊中心。<https://e-info.org.tw/node/222186>

<sup>966</sup> 台灣農業科技資源運籌管理學會(2017) 生物炭產業國際趨勢報告。  
<http://arget.atri.org.tw/uploads/ckfinder/files/生物炭產業國際趨勢報告.pdf>

<sup>967</sup> 同前揭註 954。

為了可更加明瞭生物炭在土壤中的反應機制，已有更多的研究針對生物炭的屬性和土壤類型（如 pH 值的不同）、環境條件（淹水或非淹水土壤）以及管理系統（好氧與厭氧途徑）間的交互作用進行探討<sup>968</sup>，近來亦有相關文獻指出生物炭的添加將可協助厭氧醱酵等優點<sup>969</sup>。整體而言，希望可找出有助於從大氣中清除二氧化碳 以及增加植物碳吸收的條件，同時原本在水稻種植等農作過程中，會有 CH<sub>4</sub> 等溫室氣體排放的情形，也期待透過生物炭的使用減少排放。

表 3C.1 其他負碳排創新技術說明與所遭遇的挑戰<sup>970</sup>

項目	說明	挑戰
鹼處理海洋或雲 (Cloud or ocean treatment with alkali)	二氧化碳不溶於水，向海洋或雲加鹼促進反應，前者增加海洋吸收 二氧化碳能力，部分抵消酸化；後者產生鹼雨，將二氧化碳從大氣沖走	1. 石灰石量大 2. 環境不確定性影響
海洋施肥 (Ocean fertilization)	海洋（鐵）施肥，增加浮游植物對碳吸收，隨著海洋表面二氧化碳被浮游植物吸收去除，更多二氧化碳可從上方空氣中進入。當植物死亡會沉入海底，將碳鎖定在沉積物中數百或數千年	1. 海洋施肥規模及成本龐大 2. 國際法監管
加速風化 (enhanced weathering)	礦物碳化，大規模開採、研磨和散布岩石，加速岩石吸收二氧化碳的自然過程	1. 早期研發示範階段 2. 環境生態負面衝擊
生質建築 (Building with biomass)	生質基礎材料可用於建築、儲碳，如：木材和竹子用做結構元件，麻和羊毛用做絕緣材料，麻石灰做牆壁，替代傳統建築材料（如鋼筋混凝土）	缺乏投資、認證和專業知識
生物炭 (Biochar)	係透過燃燒生質能，同時切斷氧氣供應之熱解過程而產生，用於添加至土壤內封存碳	土壤變暗，反射率降低，土地將吸收太陽能變暖

<sup>968</sup> 同前揭註 964。

<sup>969</sup> Osman, A. I., Fawzy, S., Farghali, M., El-Azazy, M., Elgarahy, A. M., Fahim, R. A., Maksoud, M. I. A. A., Ajlan, A. A., Yousry, M., Saleem, Y., & Rooney, D. W. (2022) Biochar for agronomy, animal farming, anaerobic digestion, composting, water treatment, soil remediation, construction, energy storage, and carbon sequestration: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 20(4), 2385–2485. <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01424-x>

<sup>970</sup> 同前揭註 954。

## 附錄 4A 鋼鐵業製程與碳排比例

鋼鐵業的製程依使用的原料與生產設備可分為二大類型，分述如下，亦請參見圖 4A.1 所示：

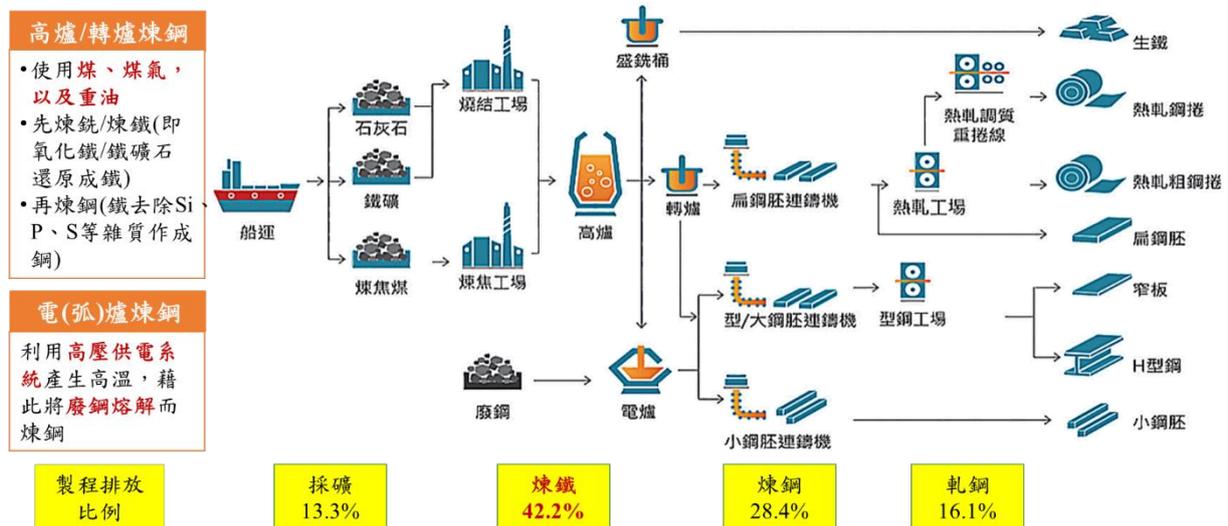


圖 4A.1 鋼鐵業製程與碳排比例<sup>971</sup>

1. 由高爐與轉爐煉鋼：以鐵礦石與焦煤（又稱冶金煤）為原料，先在高爐中將氧化鐵型態的鐵礦石還原成生鐵，此階段稱為「煉鐵」，接續再以轉爐或平爐等設備進行精煉，即為「煉鋼」。從鐵礦石原料開採到煉鐵、煉鋼的製程也稱為「一貫作業煉鋼」，以煤、煤氣與重油為主要的能源使用類型，而在高爐冶煉過程中產生的爐石稱為高爐石，經水淬研磨成粉可以作為混凝土重要的礦物摻料，用以提升混凝土強度及耐久性。另外，在轉爐精煉過程所產生的爐石即為轉爐石，經加工後可作為地盤改良、道路鋪面以及填築材料等，另外，有少部分可作為受鹽害的土地的土壤改良劑與石灰質肥料，或是活性化轉爐石後作為廢水處理等用途<sup>972</sup>。

<sup>971</sup> Wang, P., Ryberg, M., Yang, Y. et al. (2021) Efficiency stagnation in global steel production urges joint supply- and demand-side mitigation efforts. Nat Commun 12, 2066. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-22245-6>

<sup>972</sup> 中聯資源公司(2021) 轉爐石特性。中聯資源公司官方網站。 <https://www.chc.com.tw/source.html>

2. 由電(弧)爐煉鋼：以廢鋼料、海綿鐵(sponge iron)、熱鐵塊(Hot Briquetted Iron, HBI)等為原料的電(弧)爐煉鋼，是利用高壓供電系統產生高溫，藉此將廢鋼熔解而煉鋼，所以採用電力為主要能源使用<sup>973</sup>。電(弧)爐煉鋼過程中產生的電爐石，包含氧化渣與還原渣，其成分較複雜且性質易變異，皆屬於事業廢棄物，其再利用管理必須符合「經濟部事業廢棄物再利用種類及管理方式」項下「電弧爐煉鋼爐渣(石)」之規定辦理。此外，電(弧)爐高溫熔煉製程排放的氣體及懸浮微粒，含有戴奧辛及鋅、鉛等重金屬，為有害事業廢棄物<sup>974</sup>，因此，其集塵灰須依有害事業廢棄物之相關辦法特別處理之。

---

<sup>973</sup> IRENA (2020) Reaching zero with renewables.

<sup>974</sup> 同前揭註 972。

## 附錄 4B 我國水泥業現有減碳投入項目

根據台灣區水泥工業同業公會統計，我國在 2020 年共計生產水泥 1,179 萬公噸，當年的水泥消耗量為 1,211 萬公噸，而我國從全球各地進口水泥約 249 萬公噸，出口水泥共約 223 萬公噸，主要出口國家為美國（60 萬公噸）、馬來西亞（41 萬公噸）與菲律賓（40 萬公噸）。我國水泥業在 2019 年的碳排放量總計 9.3 百萬噸（2019 年碳排放量約 2.25 公噸），占我國碳排放量約 3.3%。為達成 2050 淨零排放的目標，我國的水泥業減碳策略有以下幾點：

### 1. 提升熱能與能源效率

水泥廠區可進行製程上的優化，可導入國際級的管理系統，如 ISO 50001 能源管理系統、ISO 14001 環境管理系統及 ISO 14064-1 溫室氣體盤查，以提升能源使用效率及降低溫室氣體排放。以亞洲水泥公司花蓮廠為例，透過預熱機風道改善工程，提高燃燒效率，每年可節省 5,000 公噸煤炭使用，相當於降低 12,000 公噸溫室氣體之排放。另外，透過更新旋窯的馬達與控制系統，可達薄料快燒的效果，每年可節省煤炭 3,500 公噸，相當於降低 8,000 公噸的溫室氣體排放。另外，為有效利用水泥旋窯製程所排放的熱能，水泥廠應設置餘熱發電系統，並且引進創新技術以提高熱能回收效率。以台灣水泥公司為例，設置單窯低溫餘熱發電，每噸熟料的淨發電量可由 13 度增加至 29 度，2020 年的餘熱發電量可達 119,024 萬度，約可減少 6 萬公噸二氧化碳(CO<sub>2</sub>)的排放。最後，水泥業中的電力占水泥製程能源使用的 3~4%，可規劃在廠區建置再生能源（太陽能、風能、地熱能與生質能等）與儲能系統，以減少外部燃煤發電的使用。以台灣水泥公司為例，2020 年已運轉的綠能發電容量為 80 MW，發電量超過 1.29 億度電，約可減少 65,815 公噸二氧化碳，其目標在 2030 年可建置 500 MW 的再生能源電廠，可減少 35% 的外部用電。

### 2. 使用替代燃料與廢棄物

水泥業者應減少水泥製程中所需煤炭使用量，並且開發碳含量較低且具有熱值的替代燃料，如煤灰、廢木材、固體回收燃料及農業廢棄物。

### 3. 替代原料與新型水泥

我國天然資源缺乏，應該減少石灰石、黏土及低鹼砂等天然原物料的使用，透過水泥窯燒製程可達 1,500 度高溫的特性，與國內晶圓廠、鋼鐵廠等業者協同合作處理產業廢棄物，將廢棄物資源化再利用，同時替代水泥製程所需的原料。國內重點事業廢棄物中的煤灰、水淬高爐石、電弧爐煉鋼爐渣等可做為水泥與混凝土產品的材料添加物。另外，可透過開發新型的水泥配方減少熟料的使用作為減碳的手段，如 LC3 水泥、替代膠結材等。

### 4. 大規模的碳捕捉、再利用與封存

經濟部能源局自 2006 年即長期推動二氧化碳捕獲與封存的技術研發，鈣迴路二氧化碳捕獲技術是以價格低廉的石灰石為吸附劑原料，煅燒後的石灰有極高的吸附容量（786 公克/公斤），是良好的碳捕捉吸附劑。工業技術研究院與台灣水泥公司目前預計將 1.9 MW 級的鈣迴路試驗場擴大至 10 MW 級新世代鈣迴路示範場，目標在 2030 年二氧化碳捕獲量可達 10 萬公噸/年，2050 年可達 160 萬噸/年。另外，藉由鈣迴路二氧化碳捕獲技術可延伸應用於微藻固碳再利用，可直接從水泥製程的煙道氣中直接培養微藻以固定二氧化碳，減少二氧化碳的排放量，而微藻中含有豐富的酯類，可作為生產綠色能源生質柴油的資源。國內水泥業者已建立實驗工廠培養微藻，例如雨生紅球藻，從藻體中萃取蝦紅素生產經濟價值較高的保健食品及保養品。

## 附錄 4C 石化產業鏈

石化產業範疇參考國際廣義石化產業鏈，包括油氣開採業（目前我國境內幾乎沒有）、煉製加工業、化學原料與化學製品業以及化工製品業<sup>975</sup>。我國主要是在上游進口原油後，透過「煉油廠」生產石油腦（Naphtha，亦稱做輕油）作為原料，生產乙烯、丙烯或是芳香烴等大宗石化原料；這些原料後續在中游透過化學原料與化學製品業者，以各種化學反應例如氯化、氧化、與聚合等，再製成塑橡膠原料（如聚乙烯(PE)、聚丙烯(PP)、聚氯乙烯(PVC)或是一些中間化學產品）；到了下游則是利用中游產製出的塑橡膠原料，進一步透過加工，例如射出成型、加壓成型等，製成塑膠製品、包裝容器、紡織品等一般常見產品，或是提供用於運輸工具或是電子產品其他產業。對應目前經濟產業分類而言，則會涉及「製造業」下的石油及煤製品製造業、中游的化學原材料、肥料、氮化合物、塑橡膠原料及人造纖維製造業，以及下游的紡織業、其他化學製品製造業、橡膠製品製造業、塑膠製品製造業等<sup>976</sup>。

---

<sup>975</sup> World Resources Institute (2015) 石化行業溫室氣體排放資料管理及核查關鍵技術研究。  
<https://wri.org.cn/research/study-key-technologies-greenhouse-gas-emissions-data-management-and-verification>

<sup>976</sup> 經濟部工業局(2019) 石化業低碳技術製程彙編。  
<https://ghg.tgpf.org.tw/Resources/ResourcesLectureNums?id=e3dd18bc7b6e484582b765233cf2e2b8>

### 廣義石化產業鏈組成

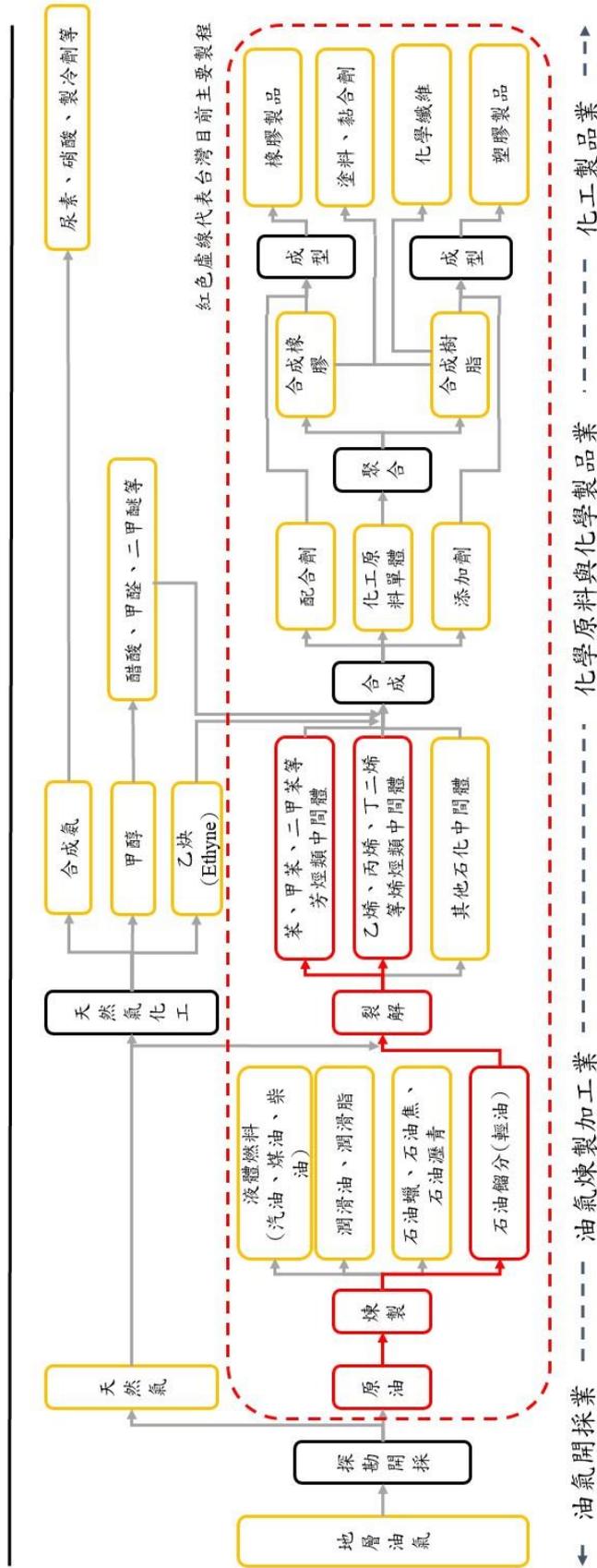


圖 4C.1 石化產業鏈之範疇與排放比例

## 附錄 5A 農業部門全球減碳趨勢

關於農業部門的全球減碳措施，分就歐盟的碳農業倡議，以及美國的碳銀行與再生農業分述如下。

歐盟以「綠色政綱」為基礎，鼓勵農業和林業部門採取氣候友好行動(climate-friendly practices)，因此，歐盟委員會(The European Commission)於 2021 年啟動碳農業倡議(carbon farming initiative)<sup>977</sup>，將發展新的綠色商業模式及制定監管框架，建立完善透明的碳核算方式，以估計碳清除量，再輔以監測和驗證等機制，以確立碳清除的確實性。碳農業將為參與者提供收益及參與誘因，藉由氣候友好行動進行碳的清除和儲存，從而創造新的收入來源，以調整因應氣候變化可能帶來的影響。同年，歐盟委員會公布碳農業技術手冊<sup>978,979</sup>，幫助公私部門啟動碳農業計畫，也研提關於碳清除和碳農業認證的《回復永續碳循環》(restoring sustainable carbon cycles)路徑規劃，藉以蒐集利害關係人的意見，作為制定後續方案計畫的參採資訊。

美國食物與農業氣候聯盟(Food and Agriculture Climate Alliance, FACA)於 2020 年 2 月成立後，研提了超過 40 項針對氣候變遷的政策建議<sup>980</sup>，其中為使生產者有誘因採取降低碳排放的農作管理方式，提出了稅收抵免、一次性的獎勵金等措施。另一方面，該聯盟建議聯邦政府亦應投入相當的科學研發預算，來協助州政府及生產者提升農業減排的技術能力。此外，美國參議院於 2021 年通過《成長中的氣候解方法案》(Growing Climate Solutions Act)，這項立法將幫助農林漁牧生產者了解與進入碳交易的市場，使其同時兼顧環境保護並提高生產收入。該法案也規劃建立農業生產者與專家之間的聯繫網絡，並成立諮詢委員會為美國農

---

<sup>977</sup> EU (2021) Operationalising an EU carbon farming initiative. <https://www.agroecology-europe.org/wp-content/uploads/2021/05/Executive-Summary-on-EU-Commission-report-on-Carbon-Farming.pdf>

<sup>978</sup> Directorate-General for Climate Action, European Commission (2021) Commission sets the carbon farming initiative in motion. European Commission website. [https://ec.europa.eu/clima/news-your-voice/news/commission-sets-carbon-farming-initiative-motion-2021-04-27\\_en](https://ec.europa.eu/clima/news-your-voice/news/commission-sets-carbon-farming-initiative-motion-2021-04-27_en)

<sup>979</sup> Climate Action (2021) Carbon farming. European Commission website. [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/forests-and-agriculture/carbon-farming\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/forests-and-agriculture/carbon-farming_en)

<sup>980</sup> 林竣達(2020) 新共識！美國農業展開的一連串氣候行動。台達電子文教基金會。  
<https://www.delta-foundation.org.tw/blogdetail/3100>

業部提供意見，期確保該計畫的有效性並維持為農業生產者服務的原意<sup>981</sup>。另一方面，美國總統拜登(Joe Biden)也宣示，將推行再生農業(regenerative agriculture)，透過補貼農民種植覆蓋作物、鼓勵植樹、降低水土流失和遏止肥料的過度使用等措施，讓農民成為氣候危機的解方之一<sup>982</sup>。

整體看來，為降低農業部門溫室氣體的排放，改採微生物肥料、生物炭等，注重改善土壤物理性質、土壤生物相，以及增加肥料有效性、維持農田土壤永續利用等友善土地的農法，已是各國逐漸關注並採行的作法<sup>983</sup>。另外，透過由農產零售業者、食品業者等購買農地吸收二氧化碳(CO<sub>2</sub>)產生的碳權形成農業碳權市場機制的同時，農民亦可得到販售農產品之外的收入，如拜耳(Bayer)、嘉吉(Cargill)、Nutrien 等企業<sup>984</sup>，在鼓勵採用對氣候友善的耕作方式之餘，並推動以農業碳權來抵銷生產、運送與販售時產生的溫室氣體。此外，為減少肥料的使用，透過無人機、感測器與人工智慧等技術相互搭配，不僅可精準用藥，也可有效提升農作物產量<sup>985</sup>。

另一方面，參採智庫研究報告對農業部門減排措施的評估<sup>986</sup>，如推動提升電動農機設備的使用、促進動物腸道健康、培育甲烷產量較少的動物品種、基因改良、開發新飼料與擴大沼氣使用等措施，推估至 2050 年，農業部門的碳排量有望減少 20~25%。各項措施在減排成本的估算與比較，請參見圖 5A.1 所示，其中以更換為零排放的電動農機設備需額外付出的減排成本最少，也就是只要換購設備即可減排，相較其他措施而言相對確有其誘因。

---

<sup>981</sup> United States Senate (2021) Growing Climate Solutions Act Passes U.S. Senate. United States Senate Committee on Agriculture, Nutrition, and Forestry. <https://www.agriculture.senate.gov/newsroom/dem/press/release/growing-climate-solutions-act-passes-us-senate>

<sup>982</sup> 黃思敏(2021) 2050 農業淨零策略將公布 農委會擬試辦農業碳交易 農民減碳貢獻價值化。環境資訊中心。 <https://e-info.org.tw/node/232037>

<sup>983</sup> 陳盈蓁、徐仲禹、倪禮豐(2018) 淺談生物炭於農業之應用。花蓮區農業專訊第 106 期。 [https://www.hdares.gov.tw/upload/hdares/files/web\\_structure/12695/04.pdf](https://www.hdares.gov.tw/upload/hdares/files/web_structure/12695/04.pdf)

<sup>984</sup> 陳苓(2021) 沾光減碳熱！農地成「破匯」，農人賣碳權大賺外快（轉載至 MoneyDJ 新聞）。科技新報。 <https://technews.tw/?p=686180>

<sup>985</sup> 羅良慧(2020) 無人載具噴藥 省時精進降風險。國家實驗研究院科技政策研究與資訊中心科技產業資訊室。 <https://iknow.stpi.narl.org.tw/Post/Read.aspx?PostID=16440>

<sup>986</sup> McKinsey (2020) Feeding the world sustainably. <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/feeding-the-world-sustainably>

● 能源 ● 作物 ● 稻米 ● 動物蛋白

溫室氣體 (GHG) 減排的推估成本  
 \$ per metric ton (Mt) of carbon-dioxide equivalent (CO<sub>2</sub>e)

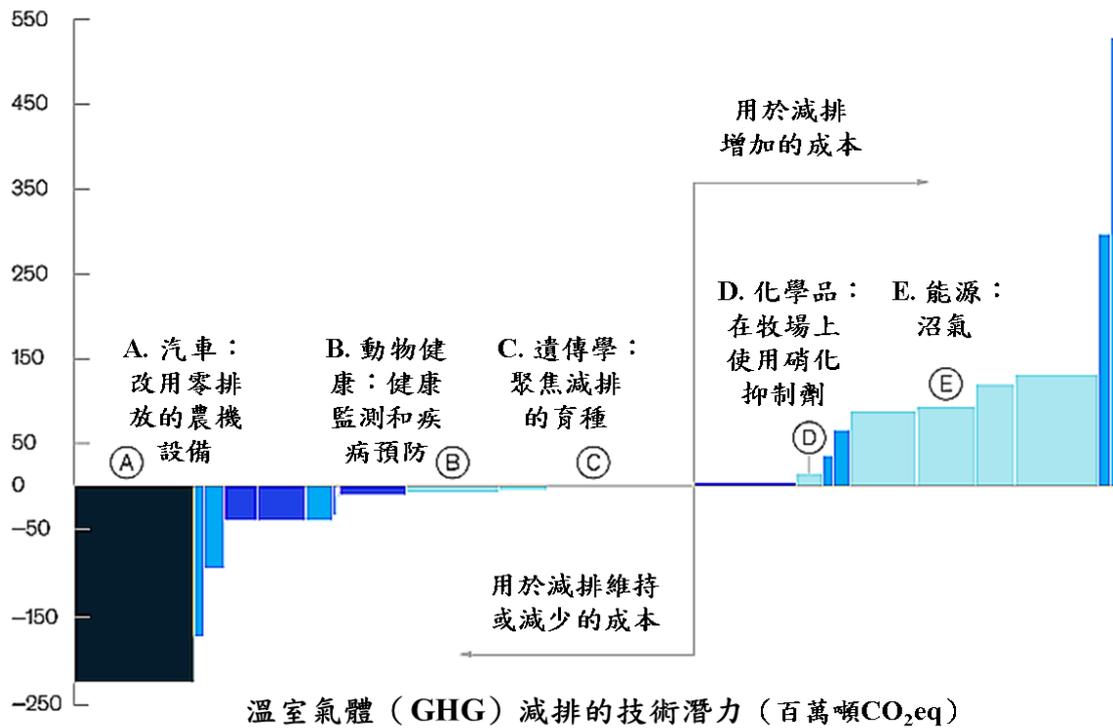


圖 5A.1 農業部門減排措施的成本估算<sup>987</sup>

<sup>987</sup> 同前揭註 986。

## 附錄 5B 廢棄物部門全球減碳趨勢

廢棄物部門方面，在國際能源總署(IEA)的淨零碳規劃中<sup>988</sup>，從有機廢棄物（IEA 將範圍定義在都市、食物、農業、產業的有機廢棄物）與林木業殘枝所產生的能量會逐年提升，相對於生質能總量的占比，在 2030 年達到第一，並且第一名的地位到 2050 年都維持不變（遠高於短期木本作物、林業收穫等）。若能投資建構完整的廢棄物收集與分類系統，2050 年時全球可從有機廢棄物獲得 125,000 億度的能量（主要是生質燃氣與先進液態燃料的型式），並從林木業殘枝得到額外的 55,556 億度。為達到上述 2050 年目標，IEA 建議各國政府盡早就有機廢棄物與林木業殘枝等來源數量與基礎設施進行規劃，最好在 2025 年時就將支持手段準備完成。支持手段如(1)制定低排放燃料標準，以作為產業利用廢棄物的誘因；(2)國際間的知識共享，以加速廢棄物能源化產業生態系的形成。

廢棄物部門依排放源之排放量排序之減碳選項如下：排放量最高的污水處理方面，以常見的前厭氧旋轉木馬氧化渠法(pre-anaerobic carrousel oxidation ditch)、前缺氧之厭氧/缺氧/好氧法(pre-anoxic anaerobic-anoxic-oxic, A-A/A/O)、缺氧/厭氧/好氧法(reverse anaerobic-anoxic-oxic, r-A/A/O)為例，r-A/A/O 不論是甲烷或氧化亞氮的排放量都遠低於另外兩者<sup>989</sup>；所以在排放減量方面，污水處理技術還有很多不同的流程、順序可以嘗試。污水處理還可利用上流式厭氧污泥床(upflow anaerobic sludge blanket, UASB)、厭氧流體化床(anaerobic fluidized bed reactor, FBR)等反應器來取得濃度較高的甲烷<sup>990</sup>。

掩埋場可加強管理溫室氣體逸散的途徑<sup>991</sup>，如(1)既有開放管道（人孔）、(2)

---

<sup>988</sup> IEA (2021) Global Energy Review 2021, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>

<sup>989</sup> Ren, Y. G., Wang, J. H., Li, H. F., Zhang, J., Qi, P. Y., & Hu, Z. (2013) Nitrous oxide and methane emissions from different treatment processes in full-scale municipal wastewater treatment plants. *Environmental technology*, 34(21), 2917-2927.

<sup>990</sup> Mullai, P., Vishali, S., Yogeswari, M. K., López, M. E., & Rene, E. R. (2020) Methane production and recovery from wastewater. In *Current Developments in Biotechnology and Bioengineering* (pp. 17-36). Elsevier.

<sup>991</sup> Mohsen, R. A., Abbassi, B., & Zytner, R. (2020) Investigation of fugitive methane and gas collection efficiency in Halton landfill in Ontario, Canada. *Environmental monitoring and assessment*, 192(6), 1-12.

失效或漏氣的氣體收集系統、(3)下雨淹水流失、(4)垃圾滲出水(leachate)水位過高、(5)抽氣真空度不足等。堆肥與就地翻耕掩埋部分，可以控制溼度、碳/氮比、pH 值、或添加添加劑，可減少溫室氣體的產生，例如添加沸石(zeolite)或生物炭可降低甲烷與氧化亞氮的排放<sup>992</sup>，實際操作可將相關研究成果作為減碳選項進行測試。用電造成的排放方面，要求廢棄物產生部門以廢棄物生質能自給自足，為督促其降低排放的有效策略。焚化方面，可利用無氧裂解技術，將大部分碳元素以生物炭、生質燃油(bio-oil)的形式，與用於發電的重組合成氣分離開來，以降低溫室氣體的排放<sup>993</sup>。

---

<sup>992</sup> Cao, Y., Wang, X., Bai, Z., Chadwick, D., Misselbrook, T., Sommer, S. G., ... & Ma, L. (2019) Mitigation of ammonia, nitrous oxide and methane emissions during solid waste composting with different additives: a meta-analysis. *Journal of Cleaner Production*, 235, 626-635.

<sup>993</sup> Mukherjee, C., Denney, J., Mbonimpa, E. G., Slagley, J., & Bhowmik, R. (2020) A review on municipal solid waste-to-energy trends in the USA. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 119, 109512.