

# 出國報告(出國類別：研究)

## 赴日本亞太能源研究中心研究

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：吳宇軒 綜合研究所 企劃研究專員

派赴國家：日本

出國期間：111年3月30日 - 112年3月29日

報告日期：112年5月26日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：赴日本亞太能源研究中心研究

頁數 150 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/ 翁玉靜/ (02)2366-7685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

吳宇軒/ 台灣電力公司/ 綜合研究所/ 企劃研究專員/ (02)2360-1255

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 開會 6 其他

出國期間：111 年 3 月 30 日 - 112 年 3 月 29 日

出國地區：日本

報告日期：112 年 5 月 26 日

關鍵詞：亞太能源研究中心 (Asia-Pacific Energy Research Centre, APERC)、  
能源展望、能源政策、能源模型

內容摘要：(二百至三百字)

亞太能源研究中心 (APERC) 為亞太經濟合作會議 (Asia-Pacific Economic Cooperation, APEC) 架構下專責進行能源相關議題研究的機構，其總部設置於日本東京。本次出國即為通過該中心徵選並獲得本公司核准後赴日本進行訪問研究。

本次出國成果包含研究成果出版、交流會議辦理與資訊彙整分析。研究成果出版部分包含：一、能源概述報告；二、能源供需展望報告；三、油氣能源安全報告；四、油氣能源安全簡訊；五、關鍵礦物專題報告；交流會議辦理部分包含：一、2022 智能綠電新未來論壇；二、關鍵礦物研討會；三、電力部門模型與綠電憑證研討會；三、能源供需展望研究成果交流；四、淨零路徑與能源教育研討會；五、IAEE 國際研討會；資訊彙整分析則包含：一、傳統能源相關議題；二、氫氨能相關議題；三、電力市場相關議題；四、減碳策略與其他能源議題。

本文電子檔已傳至出國報告資訊 (<http://report.nat.gov.tw/reportwork/>)

# 目 錄

壹、出訪目的及行程紀要.....	9
一、 出訪目的 .....	9
二、 行程紀要 .....	9
貳、訪問研究內容 .....	10
一、 APEC 能源概述 (Overview).....	10
二、 APEC 能源供需展望 (Outlook) .....	15
三、 油氣能源安全報告 (OGSS).....	29
四、 油氣能源安全簡訊.....	33
五、 關鍵礦物供應鏈的地緣風險 .....	40
參、交流會議內容 .....	44
一、 2022 智能綠電新未來論壇.....	45
二、 關鍵礦物研討會.....	46
三、 電力部門模型與綠電憑證研討會 .....	48
四、 能源供需展望研究成果交流 .....	52
五、 淨零路徑與能源教育研討會 .....	60
六、 IAEE44 國際研討會 .....	62
肆、會議資訊彙整內容 .....	65
一、 傳統能源相關研討會議.....	65
二、 氫氨能相關研討會議.....	75
三、 電力市場相關研討會議.....	83
四、 減碳策略與其他能源議題研討會議.....	92
伍、心得與建議.....	109
一、 觀察與心得 .....	109

二、 觀察與建議 .....	110
陸、致謝.....	112
柒、參考資料.....	113
捌、附件.....	115
一、 關鍵礦物的地緣風險簡報資料 .....	115
二、 清潔能源科技的關鍵礦物需求預估簡報資料.....	123
三、 APEC 能源供需展望研究成果交流會議簡報資料..	132

## 圖目錄

圖 1	2000-2020 年台灣最終能源消費.....	11
圖 2	2020 年台灣與 APEC 最終能源消費組成占比.....	11
圖 3	2000-2020 年台灣發電量.....	12
圖 4	2020 年台灣與 APEC 發電量組成占比.....	13
圖 5	台灣能源密集度趨勢圖.....	14
圖 6	2010、2020 台灣再生能源占比.....	14
圖 7	能源供需展望模型架構.....	16
圖 8	能源系統參照：以氫能為例.....	16
圖 9	交通模型架構示意圖.....	17
圖 10	最終能源需求預估.....	18
圖 11	發電量預估.....	20
圖 12	裝置容量預估.....	20
圖 13	初級能源供給預估.....	21
圖 14	能源淨進口預估.....	21
圖 15	淨進口依存度.....	22
圖 16	碳排放預估.....	23
圖 17	碳排放變動拆解.....	23
圖 18	氫能的應用預估.....	24
圖 19	CCS 碳排捕捉量.....	24
圖 20	能源供需展望模型流程圖.....	26
圖 21	變數整併作業程式碼示意圖.....	27
圖 22	建模資料架構成果示意圖.....	28

圖 23	2021 年全球地下儲氣窖工作氣量占比 .....	29
圖 24	中國天然氣地下儲氣窖工作氣量實績與目標 .....	30
圖 25	東亞國家天然氣進口月資料 .....	31
圖 26	東北亞與東南亞的天然氣接收站利用率 .....	33
圖 27	液化天然氣轉出口：來源與目的地 .....	33
圖 28	我國電力組成規劃 .....	34
圖 29	台灣進口與國內天然氣價格 .....	35
圖 30	風力發電的關鍵礦物密集度 .....	37
圖 31	參考情境與碳中和情境的關鍵礦物需求預估 .....	38
圖 32	考量電解氫能及其所需再生能源之關鍵礦物需求推估 .....	39
圖 33	清潔能源與傳統能源科技的關鍵礦物需求 .....	40
圖 34	清潔能源科技帶動之關鍵礦物成長 (2020 vs 2040) .....	40
圖 35	太陽光電的矽供應鏈 .....	41
圖 36	關鍵礦物供應鏈：採礦前三大供應來源 .....	41
圖 37	關鍵礦物供應鏈：加工前三大供應來源 .....	42
圖 38	關鍵礦物供應鏈：製造前三大供應來源 .....	42
圖 39	關鍵礦物供應鏈：產品前三大供應來源 .....	42
圖 40	2022 智能綠電新未來論壇：APERC 專題演講 .....	44
圖 41	2018-2050 電力來源差異：參考情境與碳中和情境 (TWh) .....	45
圖 42	NBR 關鍵礦物研討會議程 .....	46
圖 43	NBR 關鍵礦物研討會：混合式會議 .....	47
圖 44	電力部門模型與綠電憑證研討會：邀請函與議程 .....	48
圖 45	電力部門模型與綠電憑證研討會：會議照片 .....	48

圖 46	APEC 經濟體發電量推估：參考情境與碳中和情境.....	49
圖 47	APEC 東南亞經濟體綠電憑證發行量與註冊裝置容量.....	50
圖 48	能源供需展望研究成果交流：會議合影 (台電綜合研究所).....	52
圖 49	APERC 與 TPRI 發展路徑差異比較：發電量與其占比 .....	53
圖 50	CCS 於電力部門的碳捕集數量預估 .....	54
圖 51	台日韓發電量及其組成推估 .....	55
圖 52	台日韓淨進口依賴度推估.....	56
圖 53	台灣 LNG 接收站利用率推估 .....	57
圖 54	能源供需展望研究成果交流：會議合影 (經濟部能源局).....	57
圖 55	能源供需展望研究成果交流：會議合影 (TIMES 團隊).....	58
圖 56	能源供需展望研究成果交流：會議合影 (ENGRET) .....	58
圖 57	淨零路徑與能源教育研討會：會議議程 .....	60
圖 58	淨零路徑與能源教育研討會：會議合影 (中央大學研究團隊). 61	
圖 59	IAEE44 國際研討會：會議合影 (APERC 團隊) .....	64
圖 60	英國電力零售市場集中度 (HHI) 與廠商家數 .....	86
圖 61	與 APERC 全體同仁合影 .....	112

## 表目錄

表 1	能源供需展望情境設定：參考情境與碳中和情境 .....	18
表 2	訪問研究期間交流會議列表 .....	44
表 3	APEC 東南亞經濟體 REC 市場比較 .....	51
表 4	IAEE44 國際研討會：APERC 研究人員發表場次與議題 .....	62

## 壹、出訪目的及行程紀要

### 一、出訪目的

亞太能源研究中心 (APERC) 為亞太經濟合作會議 (Asia-Pacific Economic Cooperation, APEC) 架構下專責進行能源相關議題研究的機構，其總部設置於日本東京。該能源研究中心的研究運營，主要仰賴對會員經濟體招募訪問研究員，並由訪問研究員負責對應經濟體的資料蒐集確認、能源研究執行、研討會議參與彙整、交流會議參與發表等；本公司著眼於國際最新能源情勢蒐集、建立與國際能源研究機構交流管道、理解國際能源研究機構建立模型之技巧等目的，於通過該中心徵選後核准赴日本進行訪問研究之計畫。

### 二、行程紀要

日期	地點	拜訪機構	主題
111/3/30	往程	—	—
111/3/31-112/3/28	日本東京	APERC	執行出國訪問研究計畫 1. 資料蒐集確認 2. 能源研究執行 3. 研討會議參與彙整 4. 交流會議參與發表
112/3/29	返程	—	—

## 貳、訪問研究內容

### 一、APEC 能源概述 (Overview)

APERC 每年針對 APEC 會員經濟體回顧能源數據變動、更新能源政策法規，同時檢視共同能源目標達成情形，<sup>1</sup> 並依此為基礎出版 APEC 能源概述報告。值得一提的是，本報告所使用之能源數據資料均由會員經濟體進行提報，考量提報時間與資料處理時程，故本概述報告的數值通常會落後兩年，但其資料正確性應可得以確保；能源政策法規則由訪問研究員蒐集彙整，其資訊較為即時。本次訪問研究期間協助完成 2022、2023 年版本的 APEC 能源概述，<sup>2</sup> 以下擇要簡述。

#### (一) 最終能源消費

最終能源消費 (total final energy consumption, TFEC) 在我國能源平衡表稱為能源消費 (energy consumption)，代表需求部門實際使用的能源數量，其中排除了非能源消費 (non-energy use) 部分。

我們繪製 2000 年至 2020 年的最終能源消費直條圖，橫軸為年分、縱軸則為以 PJ (peta joules) 為單位的消費量，另區分不同的能源類型 (煤、油、氣、再生能源、電力與其他能源)，如圖 1 所示。最終消費的複合年成長率約為 0.3%，其中煤、油與再生能源的年均成長率均為負值，而前述的負成長被氣、電力與其他能源的正年均成長抵銷，整體來說仍呈現正成長的趨勢。同時可以觀察到幾個現象：一、電力與其他能源不僅有正的成長趨勢，且其占比於 2020 年已達 50%；二、相較過往，氣的占比有明顯的上升；油的占比則有明顯的下跌。進一步分析氣、電力與其他能源的成長動能可知，前者的成長主要來自工業部門、後者的成長則來自工業部門與住宅部門。

---

<sup>1</sup> 所謂「共同能源目標」指的是 APEC 經濟體全體追求的兩大能源目標：一、與 2005 年相比，在 2035 年以前降低能源密集度 45%；二、與 2010 年相比，在 2030 年以前將再生能源的能源占比提升至兩倍。

<sup>2</sup> 2023 年版本的 APEC 能源概述，目前由外部專家進行審閱，尚未出版。

透過繪製百分比直條圖，我們可以比較 2020 年台灣與 APEC 最終能源消費的占比，如圖 2 所示。其中煤、油、氣與再生能源占比均低於 APEC 整體，電力與其他能源占比則顯著高出 APEC 整體，若以 APEC 會員經濟體來看，台灣的電力與其他能源占比僅次於香港，位列第二。最後，油的能源消費占比於 2020 年為 31%，然而此能源的主要消費部門為交通部門，約占整體油的能源消費 75%，因此應可預期此種能源的消費占比將在電動車逐漸普及後逐漸下跌。

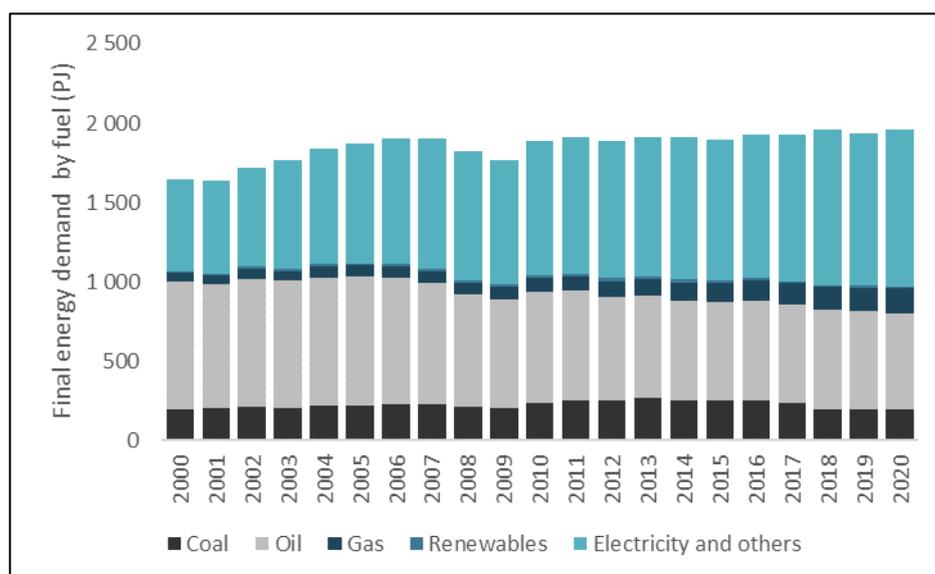


圖 1 2000-2020 年台灣最終能源消費

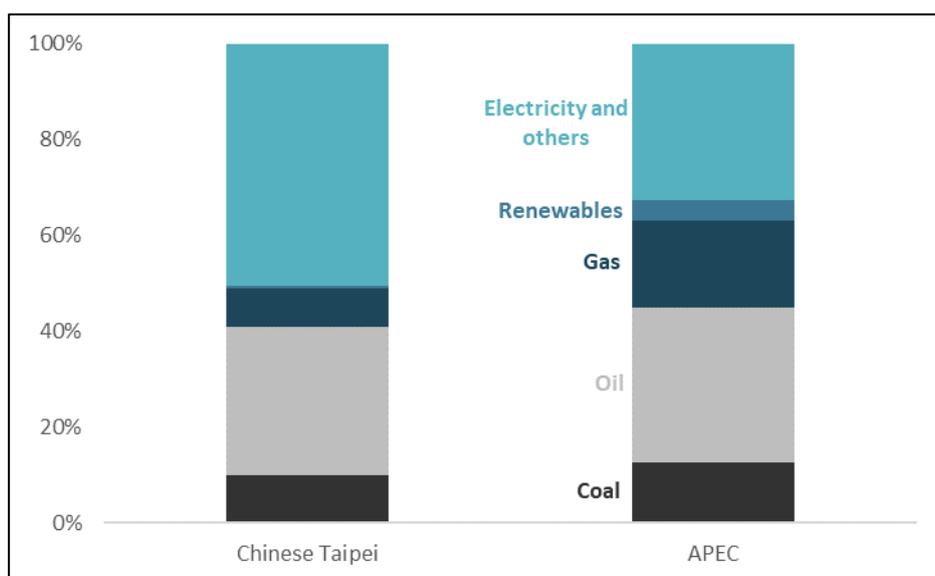


圖 2 2020 年台灣與 APEC 最終能源消費組成占比

## (二) 發電量變動趨勢及其組成

台灣於 2020 年的發電量約為 280 TWh，年成長率為 2.2%，而其成長動能主要來自於住宅部門與工業部門的用電增長。從圖 3 我們可以觀察到幾個現象：一、2020 年的電力組成仍以化石燃料類型的電廠為主（油煤氣），占比高達 82%；二、2020 年燃煤電廠發電量佔比最高、其次則為燃氣電廠、核能電廠、其他再生能源、水力電廠與燃油電廠；三、以 2010-2020 年複合年均成長率來看，燃油電廠與核能電廠的均為負值；與之相反的，燃煤電廠、燃氣電廠、再生能源與其他機組則為正值；四、2020 年水力的發電量明顯下降，降幅達 29%，其主因為該年面臨缺水危機。

比較台灣與 APEC 整體的發電量組成占比，我們可以從圖 4 發現：一、台灣的燃氣電廠發電量占比顯著高於 APEC 整體，而在能源轉型的政策下，燃氣機組預計將作為橋接的過渡能源，未來應可預期更多的新/改建燃氣機組；二、台灣的水力則因天然環境與生態考量，使得其占比顯著低於 APEC 整體；三、燃煤電廠發電量占比略高於 APEC 整體，然而燃氣機組預計於 2023 年起陸續退場，預期該占比將會逐漸降低。

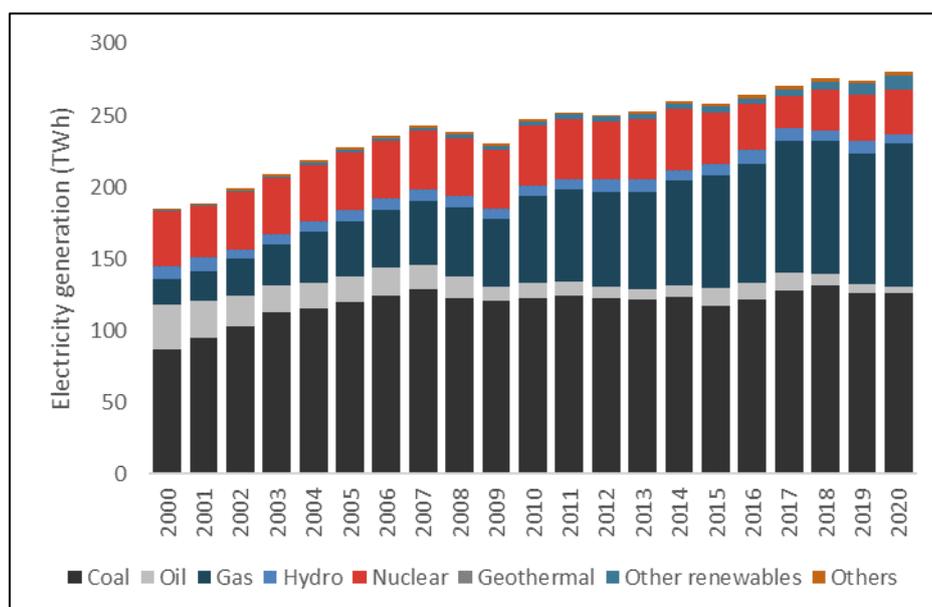


圖 3 2000-2020 年台灣發電量

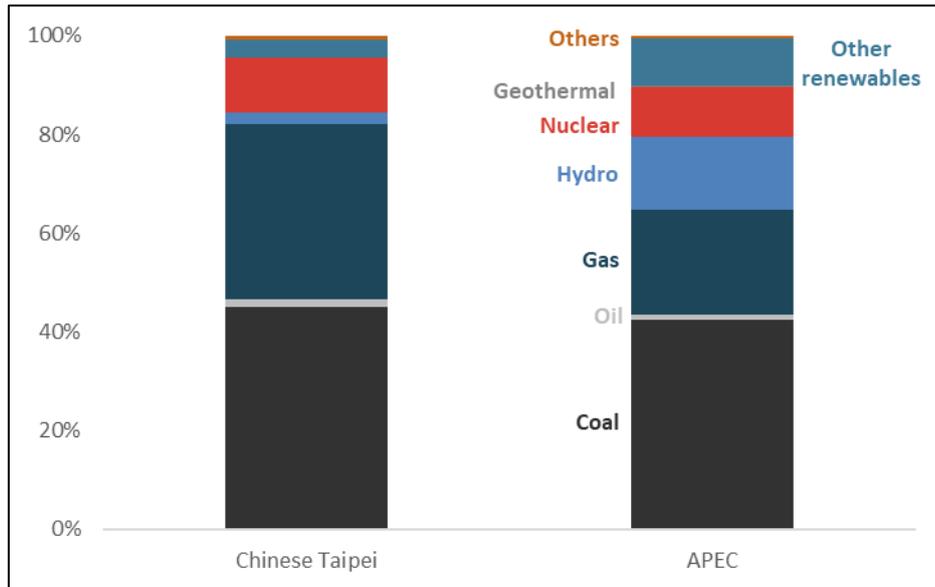


圖 4 2020 年台灣與 APEC 發電量組成占比

### (三) APEC 共同能源目標

如前文所述，APEC 會員經濟體一致同意兩項能源相關的共同目標：改善能源密集度與提升再生能源占比。雖然這兩項目標並非用來要求個別經濟體，然而透過呈現個別經濟體現況與目標的差距，可作為其調整能源政策之參考。

在能源密集度部分，台灣在 2020 年的能源密集度相較 2005 年的水準已改善了 37%，雖然尚未達成改善目標，<sup>3</sup> 但若以相同的速率進行改善，我國應該可在 2035 年以前達成此目標 (如圖 5)。在再生能源占比方面，由於 APEC 於 2010 年的再生能源占比為 6%，因此在 2030 年的再生能源占比目標為 12%，然而對照我國 2020 年的再生能源占比僅 3.5%，其數值仍遠低於前述共同目標 (如圖 6)。<sup>4</sup>

<sup>3</sup> 考量資料一致性，2023 APEC 能源概述有關我國實質 GDP (以 2017 年購買力平價折算) 的計算，統一採用 IMF 所發布的公開資料，與往年的結果略有差異。

<sup>4</sup> 考量各會員經濟體資源稟賦、地理環境的差異，再加上該目標為全體會員經濟體的共同目標，各經濟體可參考該共同目標作為努力方向，但應無需硬性追求於特定年達成特定占比。

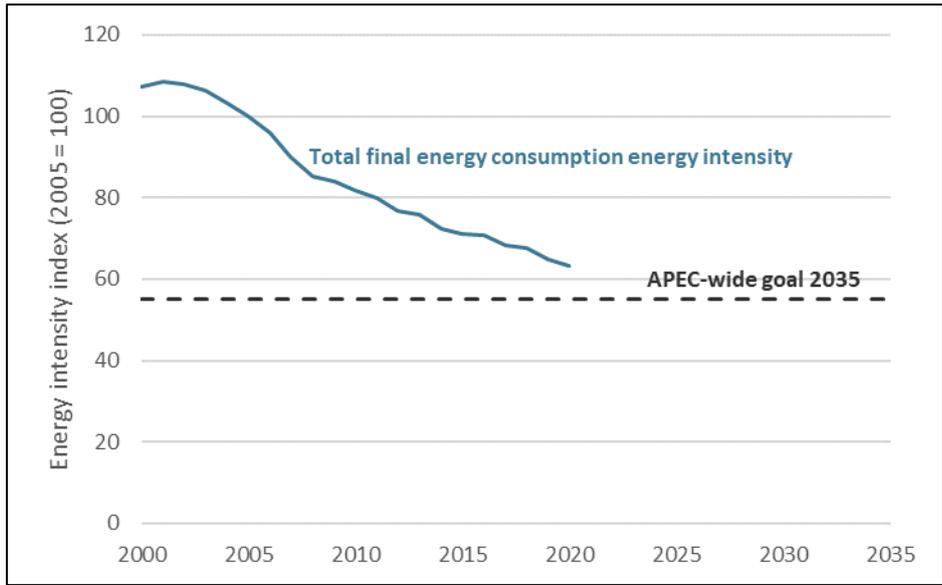


圖 5 台灣能源密集度趨勢圖

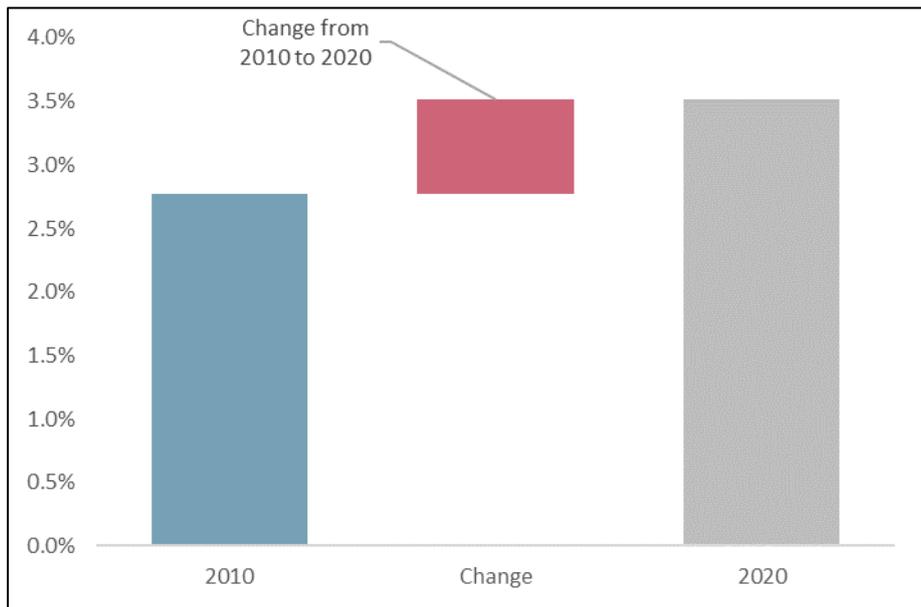


圖 6 2010、2020 台灣再生能源占比

## 二、 APEC 能源供需展望 (Outlook)

APERC 每 3 年針對會員經濟體進行長期能源供需評估，在參考會員經濟體能源政策、總體變數與內部討論後，設計未來能源發展的情境，並依此結合內部開發的模型進行需求、轉變與供給部門的預估。目前第 8 版能源供需展望報告已出版，第 9 版能源供需展望則尚處建模初期階段，本次訪問研究期間協助完成第 8 版台灣專章的撰寫修訂以及第 9 版建模資料架構的研擬規劃，以下擇要簡述。

### (一) APEC 能源供需展望模型、資料與情境設計 (第 8 版)

APEC 能源供需展望考量的範疇為特定對象的整體能源系統，<sup>5</sup> 主要包含能源需求部門、轉變部門與供給部門 (詳圖 7)。其中需求部門包含住商部門、工業部門、交通部門、農業與其他部門以及非能源消費部門，針對需求部門進行初級、次級能源需求評估統計；轉變部門則包含了電力部門、氫能部門與煉製部門，在給定次級能源的需求下，此部門探討最適技術以提供電力、氫能或煉製產品；最後，供給部門則彙整來自需求部門與轉變部門有關初級能源或次級能源的需求，評估自產、進口的數額與限制。

在界定能源供需展望所應包括的分析範疇後，仍需要一套工具將前述抽象的概念具象化，APERC 所採用的工具為 Open Source Energy Modelling System (OSeMOSYS)，這是一套開源且成熟的中長期能源規劃模型。<sup>6</sup> OSeMOSYS 的運行有兩大核心：能源系統參照 (reference energy system, RES) 與線性規劃 (linear programming)，前者架構出分析標的簡化後的能源系統，目的在於讓建模者逐一梳理出能源流向以及須設定參數的地方，圖 8 即為一個以氫能為範例的能源系統參照；後者則是具體建立目標與限制，使能源系統得以在各項限制下求出最適的能源決策。

---

<sup>5</sup> 特定對象指單一經濟體，APERC 於建模時並不考慮同時解複數經濟體的最適化問題。

<sup>6</sup> 依據 ScienceDirect 資料庫的查詢結果，運用 OSeMOSYS 進行分析的論文自 2015 年起便持續且穩定成長，至 2022 年已達 80 餘篇。

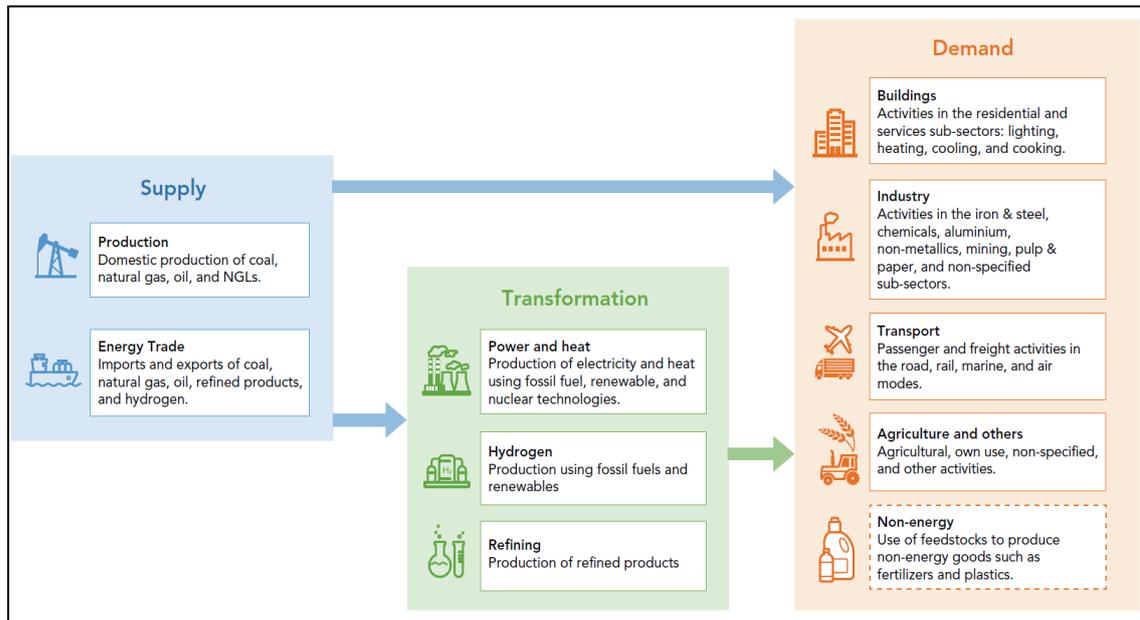


圖 7 能源供需展望模型架構

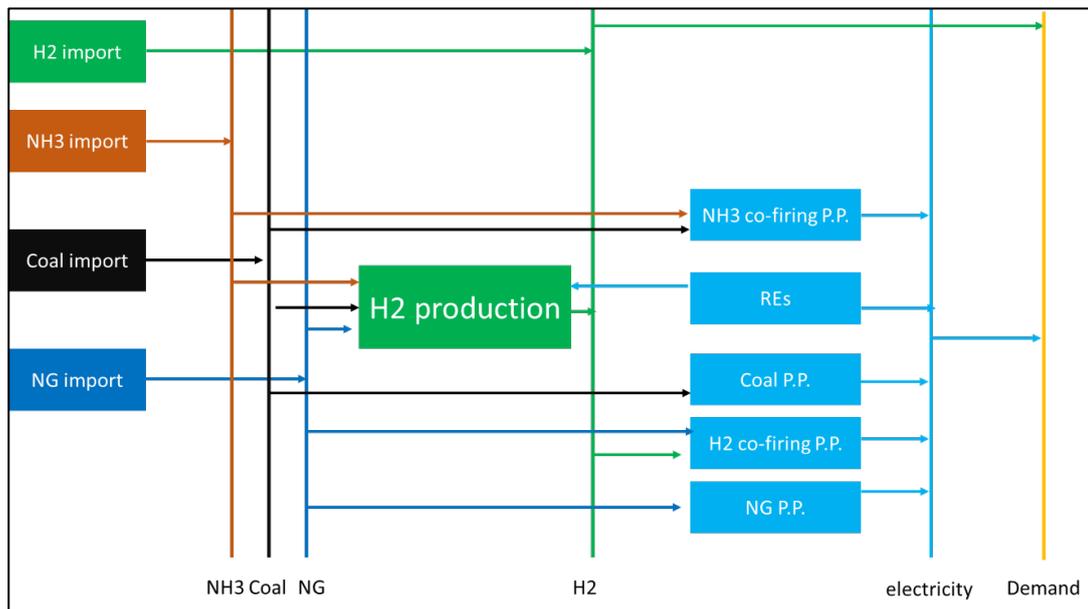


圖 8 能源系統參照：以氫能為例

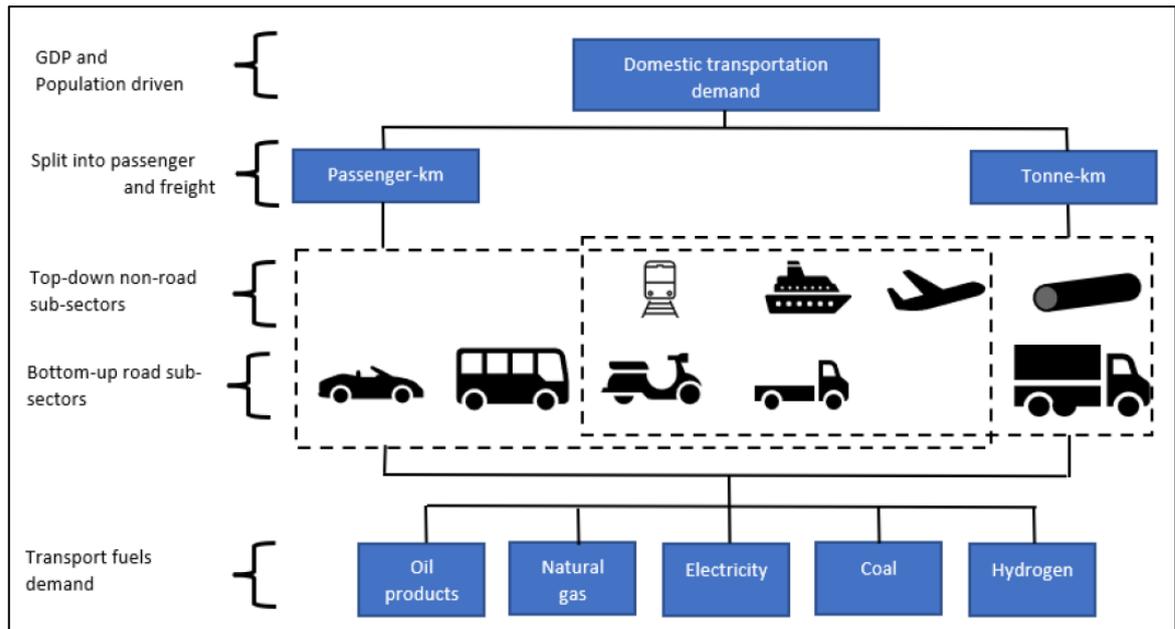


圖 9 交通模型架構示意圖

模型所需資料部分，由於該模型考量的是整體能源系統，故通常以會員經濟體歷年的「能源平衡表」作為建模基礎，<sup>7</sup> 該表包含了詳盡的能源類別與部門類型，並清楚記錄能源流向。此外，除了共通性的總體經濟、人口變數以外，各個子模型也會依照其需求進行資料蒐集，以交通部門為例，該部門在建模時需另外蒐集各交通工具的數量與里程，並區分客運 (passenger) 與貨運 (freight)、交通工具類型等技術細節 (如圖 9)，藉以詳細評估「活動」 (activity) 與「能源消費」的關聯，進而評估未來的交通部門能源消費。

最後，情境設計的重要性亦不亞於前述模型與資料，<sup>8</sup> 反應研究者在建模時最關切的議題為何，使模型得以回應 what-if 的問題。本次第 8 版的能源供需展望模型設計兩種情境：參考情境 (reference scenario, REF) 與碳中和情境 (carbon neutrality scenario, CN)。前者的定義為現行趨勢與政策持續下，未來能源系統可能的樣態，此情境的用途在於作為其他情境之參考；後者的定義則是假設經濟體積極採行脫碳措施，未來能源系統可能的樣態，其關鍵假設包含能源效率的提升、電氣化程度提升、能源使用行為改變、燃料使用轉換與 CCS 技術的使用等。

<sup>7</sup> 此資料為會員經濟體提報，並由 APERC 的能源統計訓練辦公室 (Energy Statistics and Training Office, ESTO) 進行彙整與維護。

<sup>8</sup> 情境差異化的設計主要會在模型參數上體現。

	Reference (REF)	Carbon Neutrality (CN)
<b>Definition</b>	Recent trends and current policies.	Hypothetical decarbonisation pathways for each APEC economy.
<b>Purpose</b>	Provides a baseline for comparison with the Carbon Neutrality scenario.	Additional energy sector transformations that support decarbonisation objectives.
<b>Key assumptions</b>	Current policies and trends continue.	Increased levels of energy efficiency, electrification, behavioral changes, fuel switching, and CCS deployment.
<b>Limitations</b>	Assumes that recent trends, including relevant decarbonisation measures continue.	Does not consider non-energy impacts on CO <sub>2</sub> or removal.

表 1 能源供需展望情境設定：參考情境與碳中和情境

## (二) APEC 能源供需展望：台灣部分 (第 8 版)

在前述模型、資料與情境設計下，APERC 分別完成 21 個會員經濟體在參考情境與碳中和情境的能源系統樣態。以下依序針對台灣部分擇要進行說明。

### 1、 最終能源需求

有關最終能源需求在參考與碳中和情境的預估，繪製如圖 10。首先可以注意到的是，長期而言兩情境的最終能源需求都出現下降的趨勢，其中又以碳中和情境降幅較大，約為參考情境的兩倍；此外，最終能源需求的組成也發生改變，以 2050 年的預估數值來看，碳中和情境下電力與油的最終能源需求占比分別為 47%與 35%、參考情境則與之相反，電力與油的最終需求占比分別為 37%與 47%。

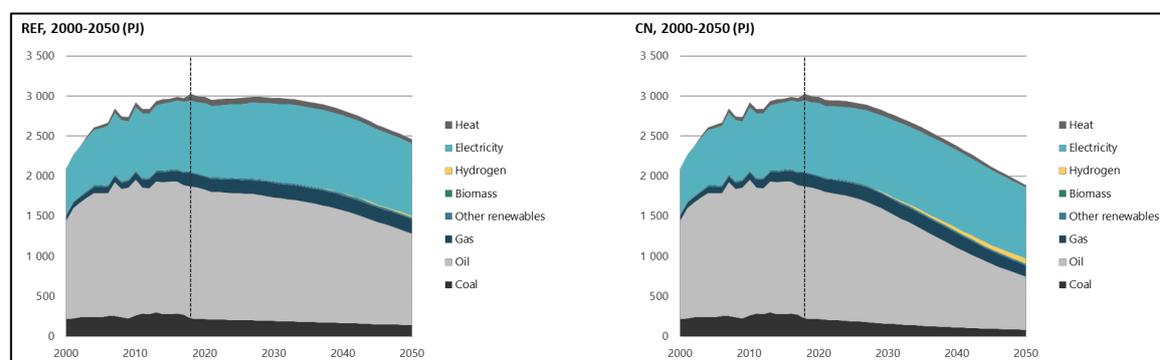


圖 10 最終能源需求預估

最終能源需求的下降趨勢與組成變化，其原因主要可歸結為三點：能源/材料效率的提升、燃料轉換的規劃以及電氣化的普及。首先在能源/材料效率方面（以下簡稱效率），碳中和情境在各項效率參數設定上，均優於參考情境，因此前者的最終能源需求也顯著低於後者。<sup>9</sup> 其次，碳中和情境在燃料轉換方面的設定更為積極，此項特性也反應在油的占比大幅下降、煤的占比小幅下降、電力的占比大幅上升以及氫能的占比小幅上升。最後，電氣化的普及則反應在兩情境電力占比均隨時間而有所提高，差異僅在碳中和情境的電氣化設定更為樂觀，因此在該情境 2050 年最終能源需求中，我們可以發現電力占比成長至整體的一半左右。

## 2、發電量與裝置容量

考量兩情境的最終能源需求中，電力占比均隨時間而增加，代表其在未來的能源系統的重要性將進一步提升，我們可以進一步觀察發電量與裝置容量的變化與組成。

由圖 11 可知，不同於最終能源需求於未來的下降趨勢，發電量約於 2040 年以前均呈現穩定成長，並於其後緩步下跌。此處值得一提的是，發電量於兩情境的走勢、水準極為類似，其主要原因為碳中和情境電氣化程度與效率的參數設定均較高，因此兩者的效果相互抵銷，恰與參考情境中電氣化程度與效率相對較低的結果相同。

儘管兩情境在發電量走勢水準類同，但究其電力來源組成可知差異明顯。首先在燃煤電廠部分，碳中和情境預計於 2040 年初期就不再提供電力，而參考情境於 2050 年則預期仍有 15% 的電力來自此類電廠；其次，兩情境預期於 2050 年時，由燃氣電廠提供近半數的電力，其占比於參考情境與碳中和情境分別為 49%、47%。而在碳中和情境下，燃氣電廠所提供的電力更有 60% 是來自具備 CCS 設備的燃氣電廠；最後，風力與太陽光電在兩情境的發電量更是有顯著的差異，其於 2050 年之占比分別為：參考情境 29%、碳中和情境 45%。總結來說，在 2050 年時，參考情境的發電量預計仍由化石燃料所主導，占比超過 6 成，風力發電與太陽光電僅占 3 成左右；碳中和情境的發電量則則有半數由風力發電與太陽光電供應，其餘電力主要將由燃氣電廠（部分具備 CCS）所供應。

---

<sup>9</sup> 在此值得一提的是，雖然經濟活動與能源使用密切相關，但最終能源需求的下降不必然代表經濟活動的衰退。

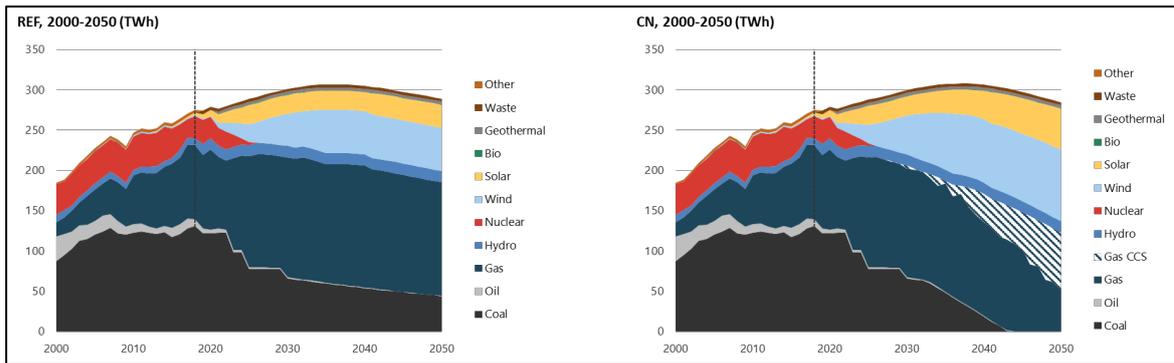


圖 11 發電量預估

根據圖 11 與前述說明，兩情境於 2050 年預期將有類同的發電量水準與不同的電力組成結構，因此可合理預期裝置容量也會因此有顯著的不同。圖 12 為兩情境的裝置容量，可以發現在 2050 年時，碳中和情境的總裝置容量約高於參考情境 8.7 GW，其主要原因為不同的電力來源有不同的容量因數 (capacity factor)。碳中和情境約半數的電力來自風力與太陽光電，其容量因數分別約 0.39 與 0.14，故相較主要仍以化石燃料供應電力的參考情境而言，前者會有較高的裝置容量。

### 3、 初級能源供給

初級能源供給的來源包含自產與進口兩大類，主要供應需求部門與轉變部門的運營使用。長期而言，當能源系統隨時間產生變化，也將連帶影響初級能源供給的組成，我們可以透過圖 13 進一步觀察兩情境的初級能源供給預估。首先可以發現，初級能源供給的變化與最終能源需求類同，長期均呈現下降的趨勢，其中碳中和情境的降幅更為明顯；其次，兩情境在 2050 年的初級能源供給均以化石燃料為主，其占比超過一半，尤以參考情境更為明顯；而在煤的供應方面，則可發現碳中和情境有更為顯著的降幅，其主要原因為煤炭的主要使用場域為電力部門與工

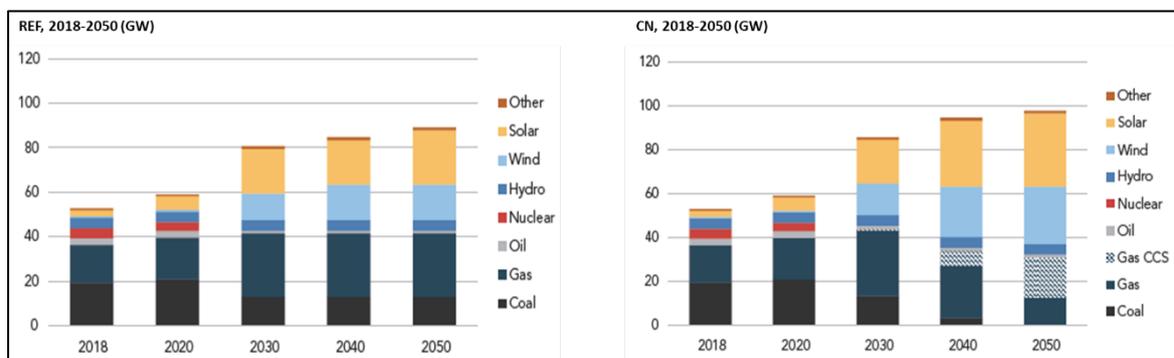


圖 12 裝置容量預估

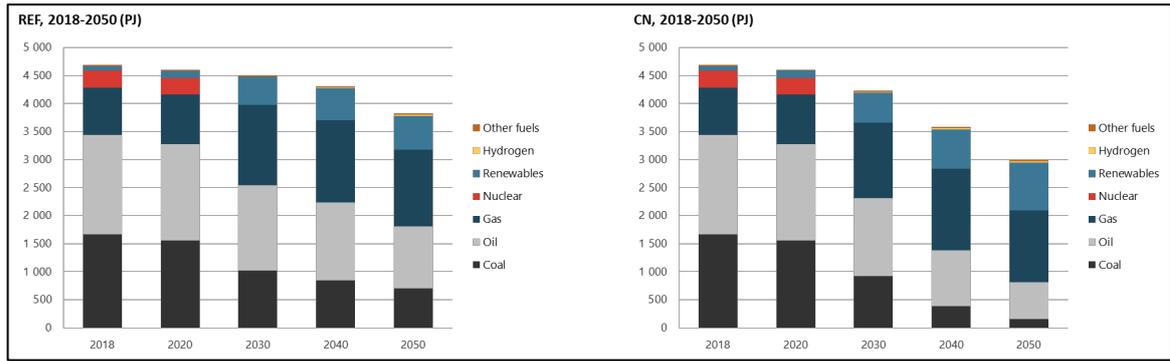


圖 13 初級能源供給預估

業部門，其中電力部門的因其燃料轉換相對部分工業製程容易，故在前者的煤炭需求有較為明顯的降幅；<sup>10</sup> 最後，氫能部分雖然因其占比小，故較難於圖 13 識別，但其在碳中和情境中的能源供給數量約為參考情境的 1.5 倍。

除此之外，由於台灣為高度進口能源依存的國家，因此當能源系統隨時間產生變化，能源進口的情形也同樣值得關注。此處我們以能源進口減去能源出口得到的淨進口 (net import) 作為指標進行觀察，如圖 14 所示。首先，淨進口與最終能源需求、初級能源供給的趨勢類同，在碳中和情境同樣可以發現大幅的下降。值得一提的是，由於再生能源占比在碳中和情境逐漸增加，因此該情境的淨進口降幅更為明顯；此外，2050 年天然氣淨進口在兩情境均為最高的類別，呼應前述天然氣在兩情境的能源系統的關鍵角色；最後，氫能部分也預期由進口方式支應國內需求，儘管其占比仍小。

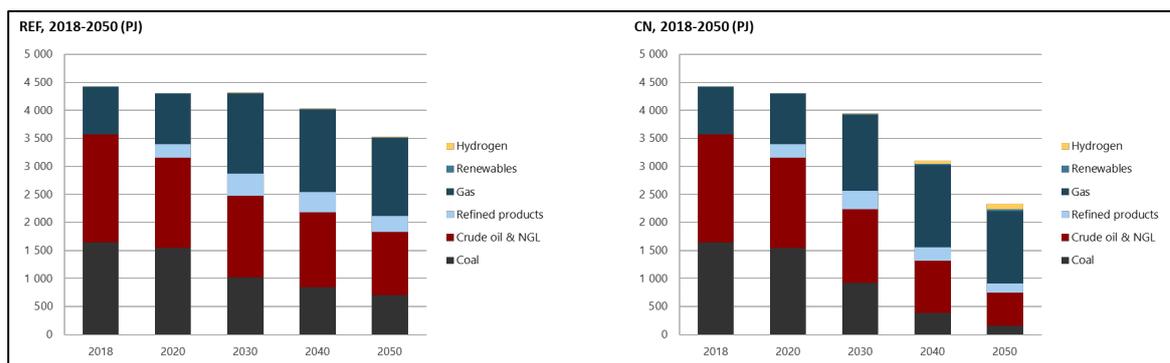


圖 14 能源淨進口預估

<sup>10</sup> 此現象也正好呼應碳中和情境中，較為積極的燃料轉換設定。

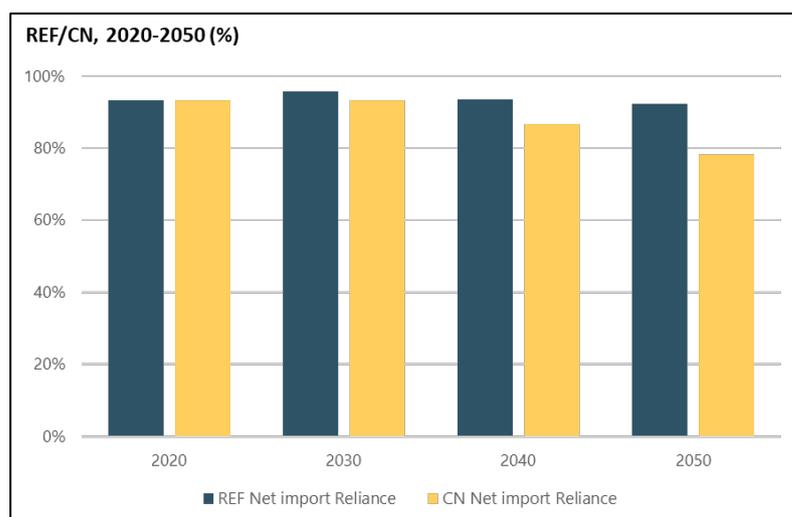


圖 15 淨進口依存度

進一步將淨進口除以初級能源供給，則可得到淨進口依存度 (net import dependency)，如圖 15。在參考情境下，淨進口依存度僅微幅下降，反應其能源結構仍需大量仰賴能源進口；而在碳中和情境下，由於再生能源占比逐漸上升，淨進口依存度則因此有相對明顯的下降，由 93% 降至 78%。而淨進口依存度某種程度可反映能源安全的其中一個面向：「能源自主」，因此具有較低淨進口依存度的碳中和情境，以能源自主的面向來看，是相對安全的能源發展路徑。

#### 4、 碳排放與其變動拆解

至此，對於能源供需的數量、流向已完成預估，然而考量本項能源供需展望執行的初衷，是要找出一條可備供參考的碳中和能源發展路徑 (即前述的碳中和情境)，所以我們也針對兩情境所對應碳排放進行分析。

圖 16 為兩情境的能源發展路徑下所對應的碳排，首先可以發現無論是參考情境或碳中和情境，碳排的數量均是隨時間而逐漸降低，其降幅依序為 30% 與 75%。其次可以觀察到的是，電力部門的碳排占比無論何時、無論何種情境均為最高，若進一步觀察兩情境的差異可知，碳中和部門較低的碳排，其主因是在電力部門有更低碳的發電方式；此外，2050 年碳排來源的組成，在參考情境部分與 2018 年的組成結構類似，由電力部門與交通部門分居一、二位。在碳中和情境部分則有所不同，工業部門取代交通部門成為第二大碳排來源；最後，在碳中和情境中，除了在電力部門有積極的減碳作為外，交通部門的減碳作為亦有成效，為第二大減碳貢獻部門，其減碳的數額約為參考情境同部門的 3 倍。

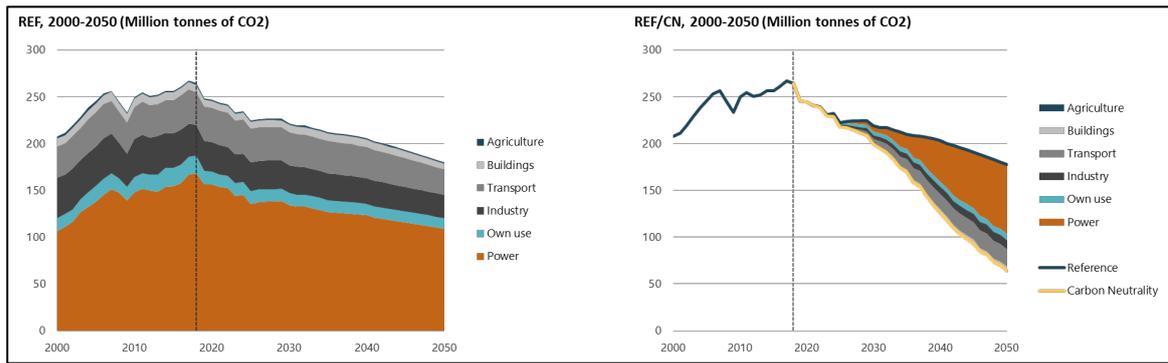


圖 16 碳排放預估

除了碳排放的來源以外，我們透過 Kaya 恆等式 (Kaya identity) 拆解兩種情境於 2018、2050 年的碳排放變動，以理解各項因子對於碳排變動的貢獻、影響程度。此處我們考量人均 GDP (GDP per capita)、人口、排放密集度與能源密集度，共計四種因子，如圖 17 所示。首先可以發現經濟成長為碳排放增長的主因，而人口數量的衰退也為碳排放帶來微幅的降低。排放密集度與能源密集度的降低，均為碳排放的降低帶來正向的影響，前者反應的是低碳能源、新興技術的導入，後者反應的則是能源/材料效率的提升、電氣化的普及。無論是何種情境，碳排放降低的主要貢獻因子為能源密集度的降低，其次才是排放密集度的增加，若進一步比較參考情境與碳中和情境可發現，碳中和情境之所以能進一步降低碳排放，其主要原因為更積極的燃料轉換規劃與前緣科技的採納，再度對應初始對於碳中和情境的設定。

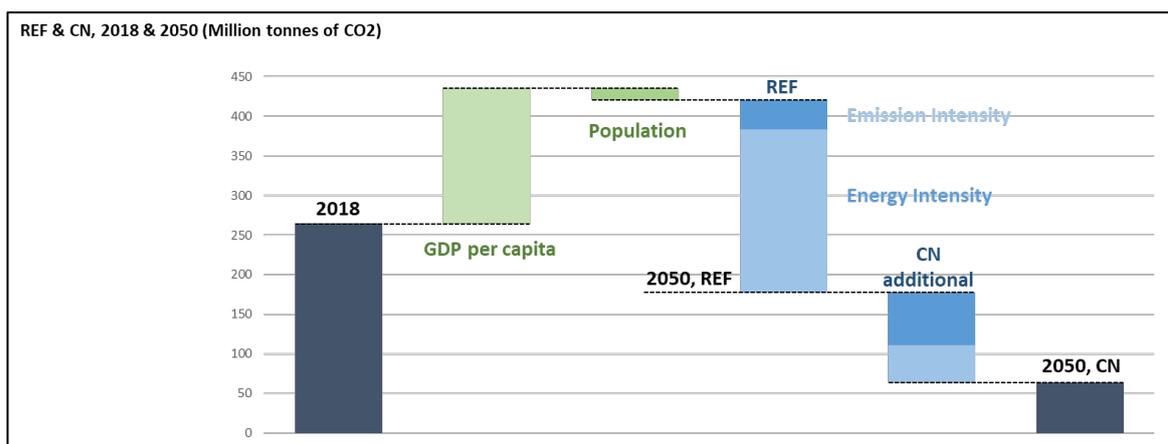


圖 17 碳排放變動拆解

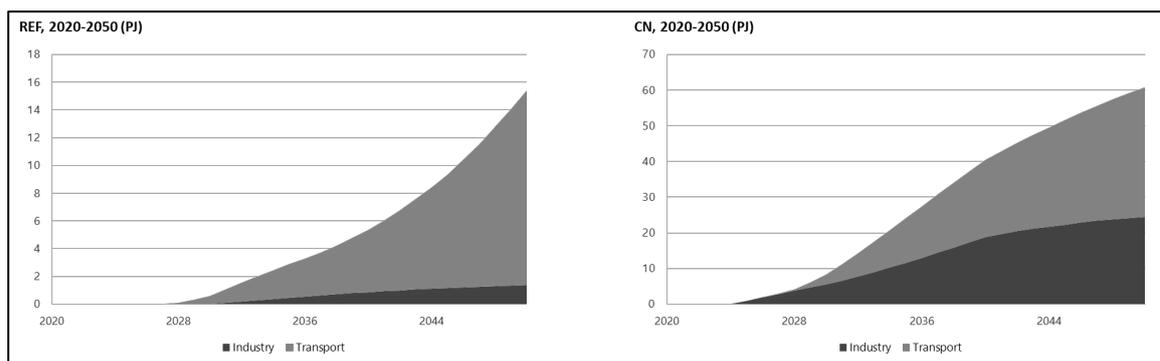


圖 18 氫能的應用預估

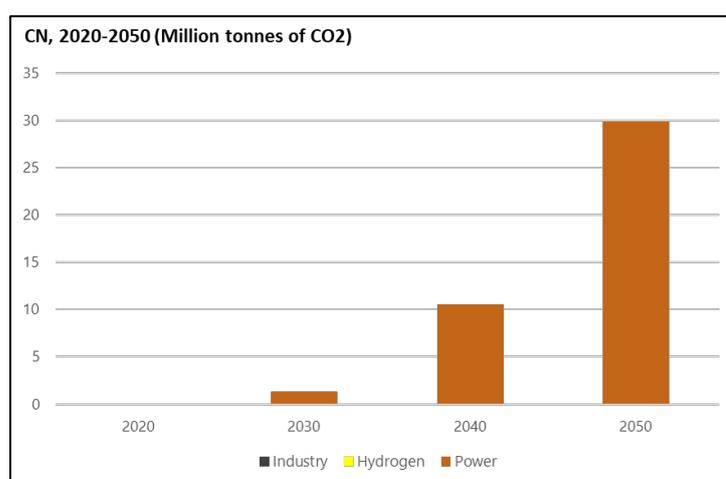


圖 19 CCS 碳排捕捉量

## 5、 前緣科技的假設

由前述分析可知，情境的設計將會顯著影響能源發展路徑的走向與結果，而針對長期能源發展路徑的情境設計，也不可避免須將一些目前尚未廣泛採用或成熟商轉的「前緣科技」納入考量。對於這些前緣科技應用範疇、引入時點的不確定性，都會造成最終能源發展路徑的歧異，因此有必要針對這類前緣課技的假設做進一步的說明，此處僅以氫能與 CCS 技術為例。

首先在氫能部分，考量成本因素與氫能應用在各部門的優先次序，應優先將成本昂貴的氫能，應用於工業或交通等較難電氣化的部門，如圖 18 所示。經過評估，氫能的使用在參考情境與碳中和情境分別約為 16、60 PJ，且應用上主要以交通為主，工業部門則次之，其中在碳中和情境下，工業部門的氫能使用占比有相應的提高。此項設定與近年亞洲

國家強調氫能於電力部門的應用（混燒、專燒或長時間儲能）並不相同，後續若有更明確的政策以及相關輸儲配套，APERC 規劃將之納入下一版能源供需展望的分析範疇，現階段仍依內部討論，將之於電力部門排除。

而在 CCS 技術的部分，能源供需展望則假設僅碳中和情境會導入 CCS 技術，且該技術在我國僅會用在電力部門的燃氣機組，其餘燃煤機組與工業部門、轉變部門等均不會採用。<sup>11</sup> 圖 19 繪製出碳中和情境下，在 2030 年導入 CCS 技術後，於 2030、2040、2050 年的年碳捕捉量，其中 2050 年的碳補集量等於 2050 年兩情境的碳排放量差異值的 26%，對於碳排放數值而言貢獻巨大。

### (三) APEC 能源供需展望模型建模資料架構研擬 (第 9 版)

如前文所述，APERC 每次針對會員經濟體進行能源供需展望模型評估時，從前置作業至最後出版，平均約耗時 3 年。第 8 版的 APEC 能源供需展望報告於 2022 年 9 月下旬公開出版，APERC 內部便著手進行第 9 版能源供需展望報告的前置作業。

本次需求、轉變與供給部門的建模成員基本上與前次相同，然而與過往不同的是，次在實際進行模型建構、資料交換以前，希望能先研擬一套完整的資料架構 (layout)，使得建模成員得以將個別的模型成果儲存在該 Excel 檔案、能夠明確地將自身模型成果傳送給其下游建模人員，並且在最後完成建模時，建模者或使用者能夠很輕易地查詢所需資料。

依據過往能源供需展望報告，模型的產出應至少包含能源的流動、碳排放量的計算、容量的評估三項。其中能源的流動最為關鍵，其餘兩項均為此項評估過程的產物，而前文提及的「能源平衡表」即有效標示了能源流動，為資料架構的一個良好的起始點。本項工作即以 APEC 能源工作小組的 Expert Group on Energy Data and Analysis (EGEDA) 所維護的能源平衡表作為開始。<sup>12</sup> 為了再次確認能源平衡表各項目均有對應的建模人員負責，此處亦繪製模型流程圖如圖 20，並與全體建模團隊多次開會確認負責項目與資料流向，確保模型的上下游的預期產出一致。確認所有子模型的負責人員與資料流向後，便進入資料格式整理階段。首先需要處理的將能源平衡表以部門為列、燃料為欄的寬表格轉換為長表

---

<sup>11</sup> 另針對印尼與越南則假設 CCS 技術也會用於燃煤電廠，約有 60% 的碳排放會被捕捉；其餘會員經濟體則假設應用 CCS 技術於燃氣電廠，約有 80% 的碳排放會被捕捉。

<sup>12</sup> 事實上，能源供需展望模型的結果類似於為會員經濟體「預估」未來的能源平衡表。



```

egeda_heat_plants
Aggregation: 16_01_building
Aggregation: 16_02_agriculture_and_fishing
Aggregation: 16_01_electricity_plants
Aggregation: 18_02_chp_plants
Aggregation: 19_01_chp_plants
Aggregation: 19_02_heat_plants
concat for sectors
Merge the layout and the EGEDA data
Merge the layout: sector, fuel, econ, year
Merge layout and EGEDA data
Drop the useless col
Export the merged result (將結果輸出)
pivot the data first to save time
merge the scenarios
Extend the projected years (2021 to 2070)
Replace the value_not_in_the_range with np.nan
Export the data
Entire data
Choose one economy

```

### Aggregation, Disaggregation, New rows (相加相減作業)

- Notice that we deal with fuel, concatenating and excluding the targeted rows.
- Based on the result, we deal with sectors, concatenating and excluding the targeted rows.
- DO NOT deal with these two together first, then concatenating and excluding the targeted rows. It may cause failure of merging or missing data.

• BTW, df\_fuel\_sector is the latest, cleaned dataframe of the EGEDA historical data.

#### Fuel

Aggregation: 01\_02\_thermal\_coal

```

# df_fuel_sector[df_fuel_sector['fuels'] == '01_02_other_bituminous_coal']

thermal_coal = df_fuel_sector[df_fuel_sector['fuels'].isin(['01_02_other_bituminous_coal', '01_03_subbituminous_coal', '01_04_anthracite', '03_peat', '04_peat_products'])]

# thermal_coal[(thermal_coal['sectors'] == '19_04_ap_heat_plants') & (thermal_coal['economy'] == 'APEC') & (thermal_coal['year'] == 2020)]

thermal_coal_g = thermal_coal.groupby(['economy', 'year', 'sectors'])['value'].sum().reset_index().assign(fuels = '01_02_thermal_coal')

```

#### Aggregation: 04\_03\_other\_hydrocarbons

```

other_hydrocarbons = df_fuel_sector[df_fuel_sector['fuels'].isin(['06_03_refinery_feedstocks', '06_04_additives_oxygenates', '06_05_other_hydrocarbons'])]

# other_hydrocarbons[(other_hydrocarbons['sectors'] == '19_04_ap_heat_plants') & (other_hydrocarbons['economy'] == 'APEC') & (other_hydrocarbons['year'] == 2020)]

other_hydrocarbons_g = other_hydrocarbons.groupby(['economy', 'year', 'sectors'])['value'].sum().reset_index().assign(fuels = '04_03_other_hydrocarbons')

```

Aggregation: 05\_04\_jet\_fuel

圖 21 變數整併作業程式碼示意圖

上一階層的數值。

(6) 變數層級拆分：由於 EGEDA 能源平衡表中，欄位無論有子項目與否，均放在同一欄位顯示，此一作法在最終查找時可能會造成困擾，且建模人員通常會依據其他參考資料，為該部門的欄位做更細緻的拆分，以提供建模下游或資料使用者更完整的論述，故本次建立資料架構時，一併將不同層級的欄位拆分出來。以部門來說，交通部門下區分國內航空、公路、鐵路等，其中公路又可分為客運、貨運，客運又可依運具、引擎向下區分，故有必要依層級區分欄位。

前述步驟完成後，可以得到一張整理後的資料架構，而為了提供建模人員使用，我們還需要將經濟體、年份的欄位加入資料架構，並將 EGEDA 的能源平衡表歷史資料與該資料架構合併，完成後刪除不必要的欄位，並將年份資料轉乘欄位成寬表格，最後再加入情境欄位，即完成目標的資料架構。

(7) 加入經濟體、年份欄位：經濟體包含 21 個 APEC 會員經濟體、APEC 整體以及其他子區域，共計 28 個項目；年份則從 1980 年至 2070 年。<sup>13</sup>

(8) 與歷史資料進行合併：此處採用 cross merge 的方式進行，值得一提的是，清理後的資料架構本身還會預留舊版的欄位名稱，以利做為鍵值與 EGEDA 的歷史資料進行合併。

(9) 刪除無用欄位並轉寬表格：無用欄位包含合併用的鍵值及其他因合併而生成的冗餘欄位；另考量 Excel 檔案有列數限制，且列聯表型態的資料格式較方便建模人員與讀者查找，故此處將長表格再度轉換為寬表格。

(10) 加入情境欄位：以第 8 版為例，情境欄位即參考情境與碳中和情境，最終成果如圖 22 所示。

#	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	scenarios	economy	sectors	sub2sectors	sub3sectors	sub4sectors	fuels	subfuels		1980	1981	1982	1983	1984
7238	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	01_coal	01.01_coking_coal		0	0	0	0	0
7239	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	01_coal	01.02_thermal_coal	7.95492	6.866352	6.028992	4.479876	6.112728	
7240	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	01_coal	01.03_lignite		0	0	0	0	0
7241	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	01_coal	x	7.95492	6.866352	6.028992	4.479876	6.112728	
7242	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.01_coke_oven_coke	15.867972	6.447072	13.062816	8.750412	8.038656	
7243	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.02_gas_coke	0	0	0	0	0	0
7244	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.03_coke_oven_gas	28.930788	29.977488	27.2142	20.892132	19.301148	
7245	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.04_blast_furnace_gas	31.359132	30.019356	28.386504	22.064136	22.776192	
7246	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.05_other_recovered_gases	0	0	0	0	0	0
7247	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.06_peat_fuel	0	0	0	0	0	0
7248	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.07_coal_tar	0	0	0	0	0	0
7249	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	02.08_bbl_pb	0	0	0	0	0	0
7250	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	02_coal_products	x	76.157892	66.444516	68.66352	51.70698	50.115996	
7251	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	03_peat	x	0	0	0	0	0	0
7252	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	04_peat_products	x	0	0	0	0	0	0
7253	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	05_oil_shale_and_oil_sands	x	0	0	0	0	0	0
7254	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	06_crude_oil_and_ngl	06.01_crude_oil	0	0	0	0	0	0
7255	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	06_crude_oil_and_ngl	06.02_natural_gas_liquids	0	0	0	0	0	0
7256	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	06_crude_oil_and_ngl	06.03_other_hydrocarbons	0	0	0	0	0	0
7257	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	06_crude_oil_and_ngl	x	0	0	0	0	0	0
7258	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.01_motor_gasoline	0	0	0	0	0	0
7259	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.02_aviation_gasoline	0	0	0	0	0	0
7260	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.03_naphtha	0	0	0	0	0	0
7261	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.04_jet_fuel	0	0	0	0	0	0
7262	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.05_kerosene	0	0	0	0	0	0
7263	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.06_gas_diesel_oil	1.590984	1.004832	0.962964	0.586152	0.334944	
7264	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.07_fuel_oil	15.742368	8.3736	3.223836	1.381644	0.83736	
7265	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.08_lng	0.586152	0.544284	0.62802	0.376812	0.376812	
7266	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.09_refinery_gas_not_liquefied	0	0	0	0	0	0
7267	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.10_ethane	0	0	0	0	0	0
7268	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	07.11_other_petroleum_products	0	0	0	0	0	0
7269	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	07_petroleum_products	x	17.919504	9.922716	4.81482	2.344608	1.549116	
7270	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	08_gas	08.01_natural_gas	8.247996	12.644136	12.434796	10.801944	12.057984	
7271	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	08_gas	08.02_lng	0	0	0	0	0	0
7272	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	08_gas	08.03_gas_works_gas	0.125604	0.083736	0.041868	0.041868	0	0
7273	net-zero	01_AUS	14_industry_sector	14.03_manufacturing	14.03.01_iron_and_steel	x	08_gas	x	8.3736	12.727872	12.476664	10.843812	12.057984	

圖 22 建模資料架構成果示意圖

<sup>13</sup> 實際建模會執行至 2070 年而非 2050 年，以避免「世界末日效果」，亦即在最後一年將所有資源消耗殆盡。

### 三、油氣能源安全報告 (OGSS)

針對石油與天然氣的能源安全，APERC 自 2014 年起，視當前能源領域關注之議題或事件，擇定報告分析主題並出版油氣能源安全報告 (Oil and Gas Security Studies) 供會員經濟體參考，以利其檢視其石油與天然氣供應是否足夠或存在潛在風險。以近年的分析主題來看，包含 COVID-19 對油氣能源安全的影響評估、變動的 LNG 市場對供應安全的啟發、能源轉型下油氣能源安全議題的變動，均是針對當前市場動態與事件議題而對油氣能源安全進行檢視。第 19 版的油氣能源安全報告主要針對自 2021 年起高漲的油氣價格進行分析，包含漲價的成因、油氣供應中斷的風險以及辨識減緩前述價格與供應衝擊的可能政策。本次訪問研究期間協助進行第 19 版的油氣能源安全報告，針對減緩衝擊的政策進行分析檢視，<sup>14</sup> 以下擇要簡述。

#### (一) 中國地下儲氣窖發展

天然氣的儲存，除了我國熟知的液化天然氣 (liquified natural gas, LNG) 儲存型態以外，部分國家因其具備合適的地質條件 (如：鹽穴、礦坑等)，也發展出「地下儲氣窖」(underground gas storage, UGS) 的儲存技術，將天然氣以氣態的方式儲存。地下儲氣窖常作為管線天然氣傳輸的配套儲存方式，其優勢在於可平衡天然氣需求的季節性、降低在需求尖

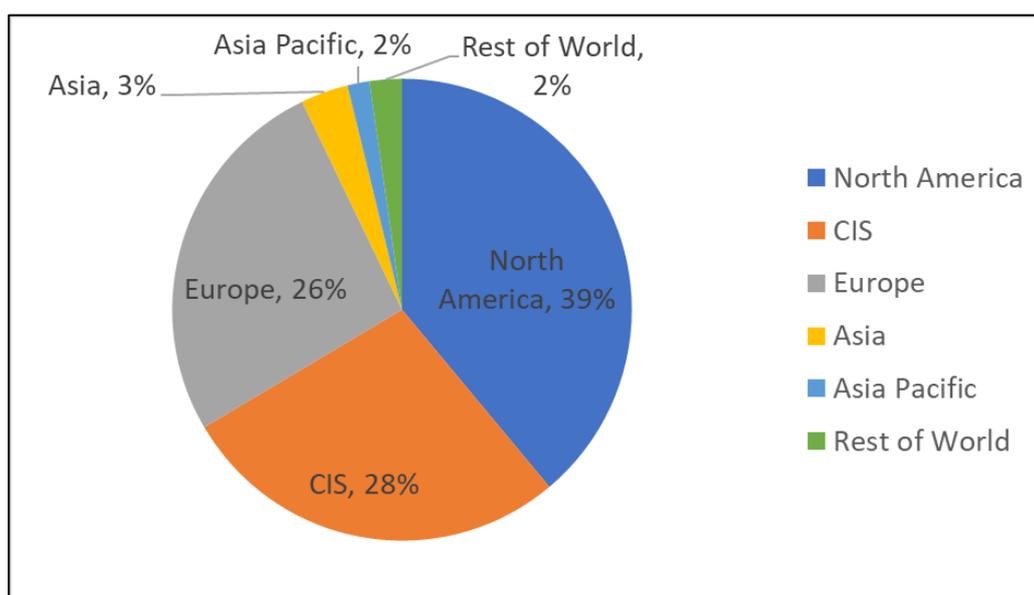


圖 23 2021 年全球地下儲氣窖工作氣量占比

<sup>14</sup> 第 19 版油氣能源安全報告，目前由內外部專家進行審閱，尚未出版。

峰向外進口液化天然氣的數量、降低對管線設備的投資成本以及確保能源供應安全。地下儲氣窖並非是近年發展的新技術，北美、歐洲與獨立國家國協 (Commonwealth of Independent States, CIS) 等地均已發展此技術達數十年，以 2021 年的資料來看，前述地區的全球地下儲氣窖工作氣量 (working gas volume, WGV) 占比分別為 39%、26% 與 28%，如圖 23 所示。

中國作為 2021 年全球最大的液化天然氣淨進口國家，其國內亦建設有許多地下儲氣窖設施。以 2021 年的資料來看，其地下儲氣窖的工作氣量約為全球的 3%，在 APEC 區域排行第 5。儘管最適的地下儲氣窖容量將依需求結構 (如需求總量、是否具有季節性等) 與液化天然氣輸儲設施而有所不同，過往研究曾提出「當天然氣對外依存度超過 30%，則地下儲氣窖的工作氣量目標可設定為消費總量的 12%；當依存度超過 50%，則工作氣量可設定為消費總量的 20%。」，若以此目標來看，中國目前的地下儲氣窖工作氣量遠低於此標準。

為確保天然氣供應的穩定並平衡其消費的季節性、區域性，中國近年也積極開發地下儲氣窖並將之列入第 12、13、14 次的「國民經濟和社會發展五年規劃」，目前最新的地下儲氣庫建設目標為將地下儲氣窖的工作氣量，於 2025、2030 與 2035 年，分別提升至 55-60、60-70 與 70-80 十億立方公尺，如圖 24 所示。以 2020 年的數據來看，地下儲氣窖的工

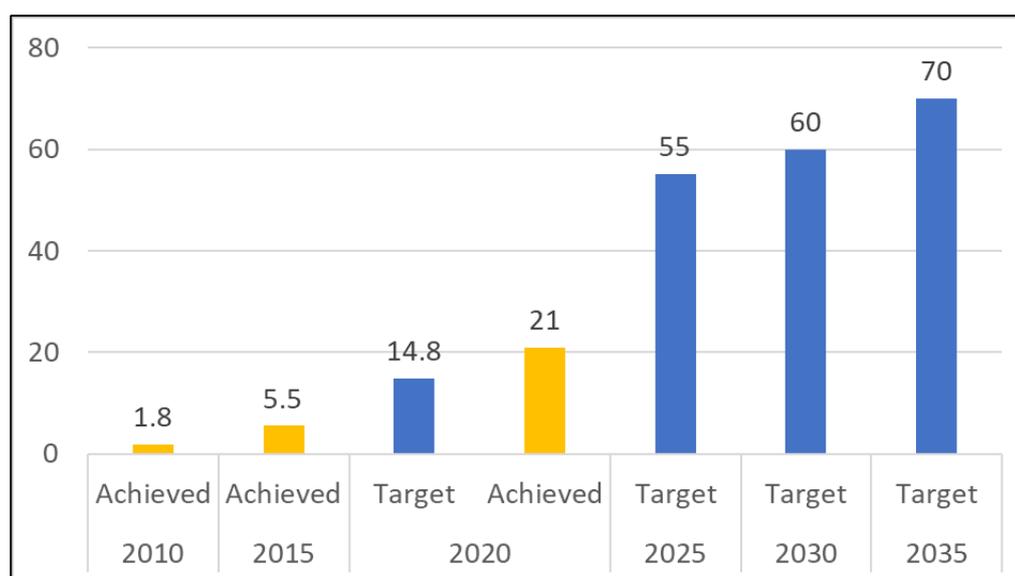


圖 24 中國天然氣地下儲氣窖工作氣量實績與目標

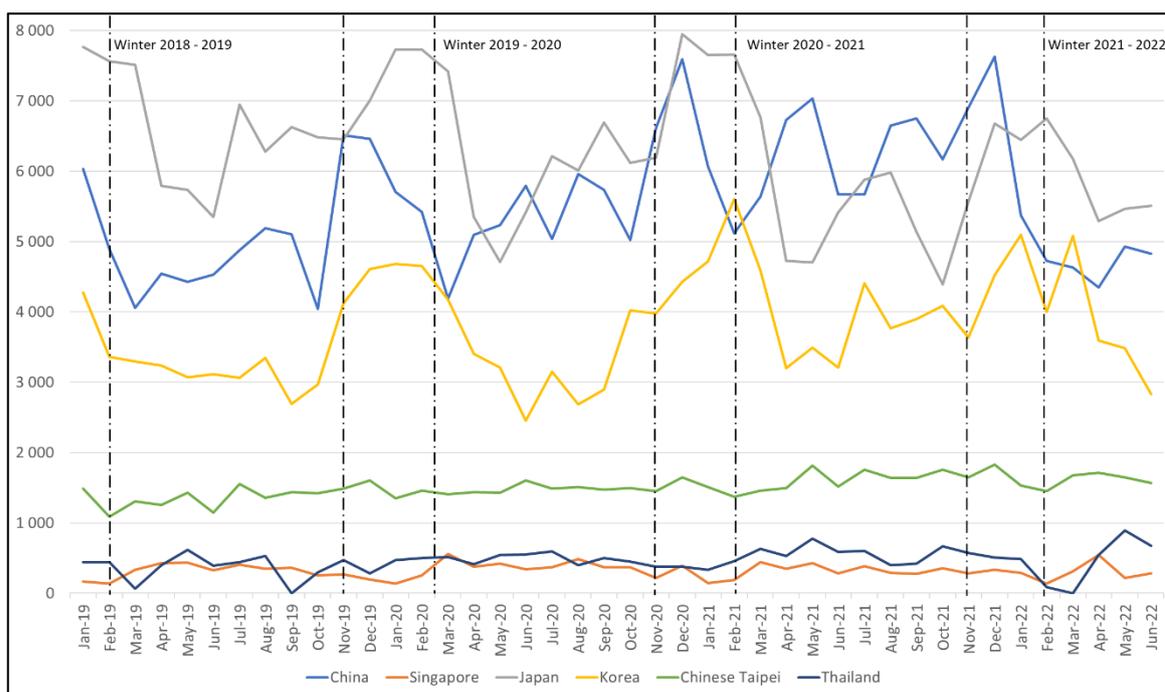


圖 25 東亞國家天然氣進口月資料

作氣量實績值為 21 十億立方公尺，超越了其早先設定的 14.8 十億立方公尺的目標。若中國能依其計畫完成地下儲氣窖的建置，則將更有助於其國內能源安全與天然氣消費的平穩。依據 S&P Global 的評估，2030 年地下儲氣庫的擴展，有助於在冬季（天然氣消費尖峰季節）每個月降低其液化天然氣的進口約 65 萬噸。

總結來說，若地質條件允許，地下儲氣窖的建設將有利於確保國內能源安全、平穩季節性或區域性天然氣消費、降低天然氣/液化天然氣採購成本以及提供舒緩國際天然氣市場的供給壓力的外部性。

## (二) 東亞液化天然氣轉出口的潛力

液化天然氣轉出口 (re-export) 亦被視為減緩天然氣供應衝擊的對策之一，其原理即將已進口且儲存於儲槽的液化天然氣，重新裝載 (reload) 至液化天然氣運輸船，再出口至第三國。若天然氣採購合約並無針對轉出口進行限制，且欲實行轉出口的接收站具備重新裝載的設備能力，則液化天然氣的轉出口便可作為他國的即時性的天然氣調度資源，平滑不同國家的液化天然氣進口季節性；對於轉出口的國家而言，亦可提高其天然氣接收站設備利用率並從中獲取收益。

2021 年 APEC 會員經濟體中，前五大的 LNG 進口市場均位於亞洲，分別為中國 (21.3%)、日本 (20.0%)、南韓 (12.6%)、台灣 (5.2%) 與泰國

(1.8%)，占比達全球的 6 成。因此，液化天然氣轉出口在東亞的市場應是具備一定程度的市場潛力。以下我們針對此區域液化天然氣進口的季節性、天然氣接收站的利用率來檢視轉出口的潛力，最後再探討東亞地區轉出口現況與未來發展趨勢。

我們以液化天然氣進口量的月資料作為其需求量的衡量指標，針對不同國家需求量的時序差異，探討透過轉出口進行互補的可能性。此處我們考量的東亞國家包含前述的五大液化天然氣進口市場，並將新加坡一併納入，如圖 25 所示。由該圖可知，前三大進口國：中國、日本與韓國，其在冬季為液化天然氣進口的尖峰時段，其他季節的進口數額則相對低緩，因此具有顯著的季節性；而與之相對的台灣、泰國與新加坡的季節性則較無此現象，因此以季節性的角度而言，東亞國家的液化天然氣存在有互補的潛力。

在天然氣接收站利用率方面，目前除我國利用率已接近 100%，應無空間接收更多液化天然氣；其餘亞洲國家如新加坡、泰國、中國、日本與韓國，於 2022 年的天然氣接收站利用率分別為 0.74、0.26、0.40、0.60 與 0.35。代表這些國家除了具有進口互補潛力外，尚有大小不等的餘裕接收更多液化天然氣。然而，若要分析轉出口於未來是否可有效作為減緩天然氣供應衝擊的對策之一，應進一步觀察天然氣接收站利用率的預估值。此處我們依早先對於互補性的分析，將東亞國家區分為東北亞與東南亞，並透過 APERC 能源供需展望的預估，計算出兩區域的利用率數值，如圖 26。結果發現，東南亞的利用率在未來 10 年穩定低於東北亞，因此考量互補性與利用率兩因素下，由東南亞國家在冬季轉出口液化天然氣至東北亞國家，應是較為合理的轉出口型態。

最後，將 2019 至 2021 年全球液化天然氣轉出口實績資料繪製如圖 27，橫軸標示了年份與轉出口的出口國（來源），縱軸則為轉出口的數量（單位為百萬噸），直方圖的不同色塊則對應接收轉出口液化天然氣的國家（目的地）。該數據資料顯示，新加坡在液化天然氣的轉出口事業相當活躍，其於 2019-2021 年的轉出口數額分別排行全球第 2、1、5 名；進一步觀察新加坡的轉出口目的地可以發現，絕大多數均為 APEC 的東亞地區國家，如中國、日本、韓國等，反映了液化天然氣轉出口的區域性特色。其餘較小規模的轉出口來源則包含馬來西亞、泰國與印尼，其對應目的地則為中國、日本等地，與前述東南亞國家對東北亞國家進行液化天然氣轉出口的評估一致。

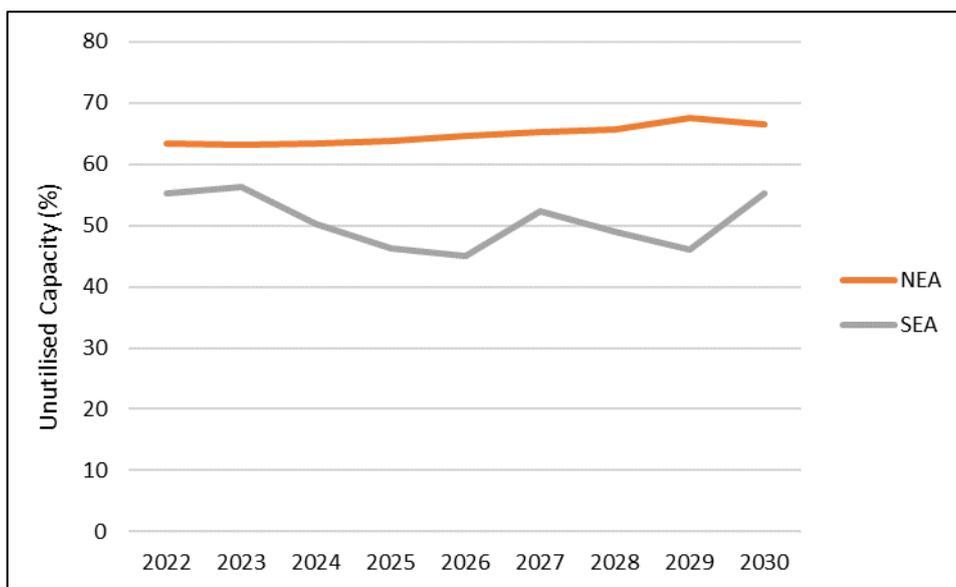


圖 26 東北亞與東南亞的天然氣接收站利用率

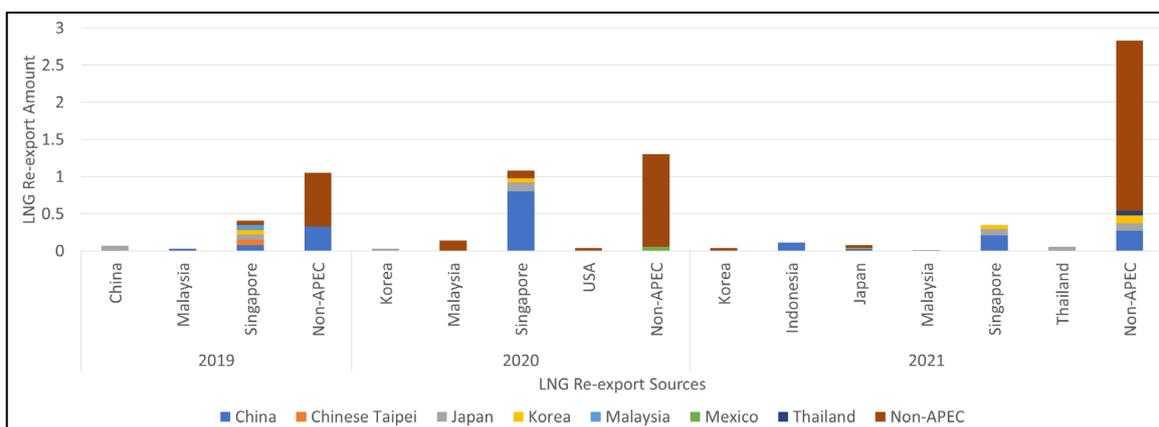


圖 27 液化天然氣轉出口：來源與目的地

#### 四、油氣能源安全簡訊

APERC 針對能源安全議題，每月撰寫專欄分析文章，並集結出版為油氣能源安全簡訊 (Oil and Gas Security Newsletter)，提供會員經濟體的專家小組參考。<sup>15</sup> 本次訪問研究期間完成兩份能源安全議題的專欄文章撰寫，以下擇要簡述。

<sup>15</sup> 油氣能源安全簡訊主要提供 APEC 能源工作小組的成員與專家參考，並未公開出版。

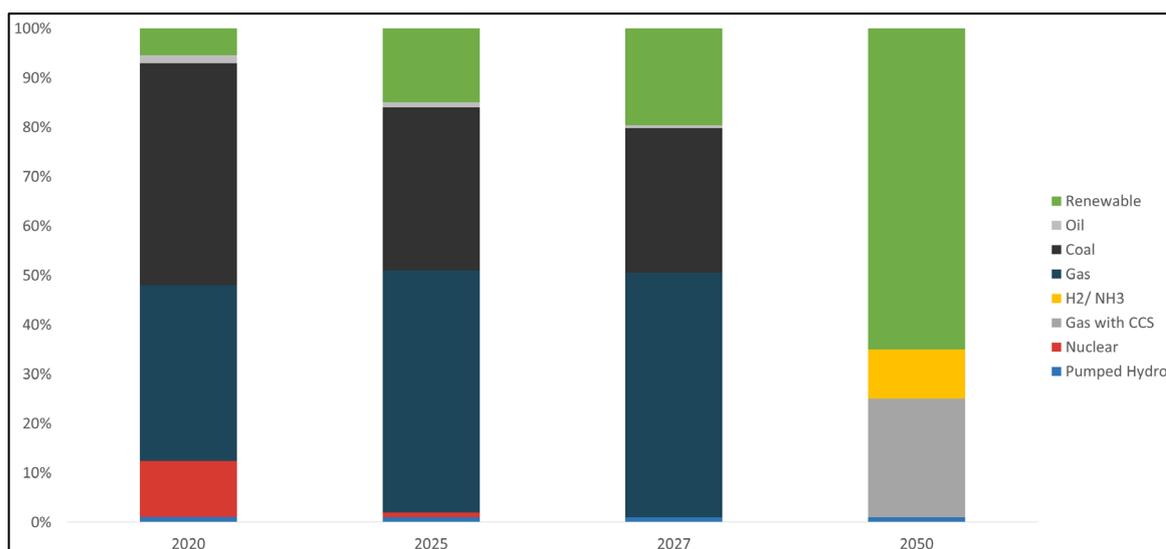


圖 28 我國電力組成規劃

### (一) 台灣天然氣市場變動的挑戰

我國已於 2022 年 3 月公告了 2050 淨零轉型規劃，根據該淨零路徑規劃以及本公司長期電源開發規劃，天然氣將作為取代煤碳與核能的橋接能源，並於長期結合 CCS 技術提供 20-30% 的電力，如圖 28 所示。因此天然氣進口的穩定與分散性對於能源轉型來說變得更為關鍵，本文透過梳理我國與全球天然氣市場現況，彙整辨識我國在天然氣市場變動下所面臨的挑戰。

#### 1、台灣天然氣使用現況

2021 年，台灣的天然氣供給有 99.6% 來自進口，而進口來源主要為澳洲 (32.2%)、卡達 (24.5%)、俄羅斯 (9.7%)、美國 (9.1%)、巴布亞紐幾內亞 (7.4%) 與其他國家 (17.1%)。同時，在天然氣的應用部分，絕大多數的天然氣均用於電力部門，約佔 77.3%、其餘則多用於工業部門，約佔 14.9%。綜上，國際天然氣市場的變動或短缺，將對台灣天然氣供需以及電力市場帶來極大的影響。

#### 2、國際天然氣市場的變動

天然氣價格自 2021 年起便開始上漲，其原因包含：一、各國經濟體逐漸從 COVID-19 的負面衝擊中復原，因此能源需求逐步回升；二、歐洲電力市場因氣溫與風力發電量驟降，因此需要更多天然氣以支應冬季的熱能供應。而 2022 年俄烏戰爭的爆發以及美國、歐盟與其同盟國家對俄國能源的抵制，更進一步推升天然氣價格的上漲。以中長期的觀點來

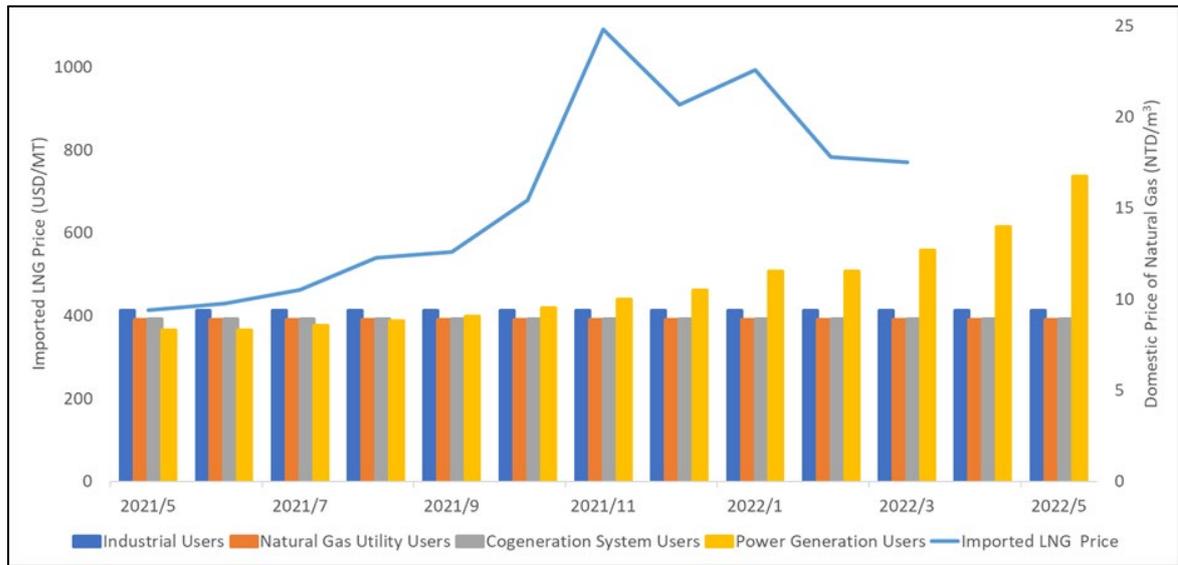


圖 29 台灣進口與國內天然氣價格

看，各國所提出的能源轉型計畫，多將天然氣作為取代煤、油的能源。因此天然氣市場預計將維持需求持續成長、供給持續緊繃的趨勢。

### 3、 能源轉型下，台灣所面臨的天然氣市場變動挑戰

(1) 俄國天然氣的替代方案：中油與俄國的天然氣合約於 2022 年上半年結束，中油於受訪時表示由於俄烏戰爭等因素，目前並無進一步簽訂長期合約的計畫，擬採現貨市場合約補足此塊天然氣缺口。然而，依前文可知，天然氣在我國能源轉型路徑將扮演關鍵角色，因此建立一個長期、地緣政治穩定且價格合理的天然氣來源實屬必要。因此值得探討是否要尋找全新氣源或擴充既有氣源的採購合約，同時檢視長短期合約的最適組合。

(2) 國內天然氣凍漲政策的可行性：近年國際天然氣價格持續上漲，然而我國考量市場物價與民生需求，持續針對國內天然氣價格實行凍漲政策，如圖 29。儘管於 2022 年以後允許對電力用戶調漲天然氣價格，持續的凍漲仍造成中油公司巨額的虧損。凍漲政策雖可一時緩解國內物價的波動，然而也威脅到能源事業的營運，且無法合理的傳達價格訊號，引導消費端做出合理的行為改變或投資行為。若進一步觀察油

氣事業的投資數額，我們可以發現全球 2020 至 2021 年的投資水準處於低點，而投資與產出通常存在有 2-4 年的落後關係，隱含 2022-2025 年的天然氣供給無法有效提升，因此對於天然氣等能源進行持續性的凍漲，似乎不是可行的政策。

(3) 天然氣儲存標準的重新檢視：我國目前對於天然氣儲槽容量、事業存量設有最低標準，且該最低標準將隨時間逐漸提高。以天然氣進口事業來說，自 2027 年 1 月 1 日起，儲槽容積天數與事業存量天數至少為 24、14 天。然而，根據 2022 年國發會所公布的 2050 淨零轉型規劃可知，天然氣在電力部門與工業部門所扮演的角色將更加重要，隱含天然氣的中斷對於整體經濟發展的衝擊也將是前所未有的巨大。因此，宜再次檢視在 2018 年所公告修正的「天然氣生產或進口事業自備儲槽容量」，確認其最低標準的設定是否仍符合現行淨零轉型規劃。

## (二) APEC 能源供需展望下的關鍵礦物需求：事後估計<sup>16</sup>

APERC 所執行的 APEC 能源供需展望，評估了會員經濟體未來的能源需求、能源組成、清潔能源科技的發展以及是否朝向共同的能源目標邁進。<sup>17</sup> 由分析結果可知，在碳中和情境下，再生能源的發電占比將持續上升、電動車也將取代燃油車成為主流載具，且氫能的使用量也相對增加；與此同時，根據 IEA 的分析指出，前述清潔能源科技與傳統能源科技在每單位關鍵礦物需求上有很大的不同。因此，本研究嘗試在最新一期的能源供需展望評估的基礎上，估算關鍵礦物可能的需求量。

### 1、分析範疇與研究方法

本研究考量的清潔能源科技包含太陽光電、風力發電、電池儲能、電動車與電解氫能，並檢視前述科技所需之礦物需求，再以供應鏈集中度進行篩選，最後定義關鍵礦物清單為：鈷、銅、鋰、鎳、稀土元素與

---

<sup>16</sup> 本文目前由內部審稿人進行審閱，尚未出版。

<sup>17</sup> 此處的清潔能源科技意指低碳排科技，除了發電技術外亦包含電動車；與之對應的傳統能源科技則包含傳統火力與燃油車等高碳排科技。

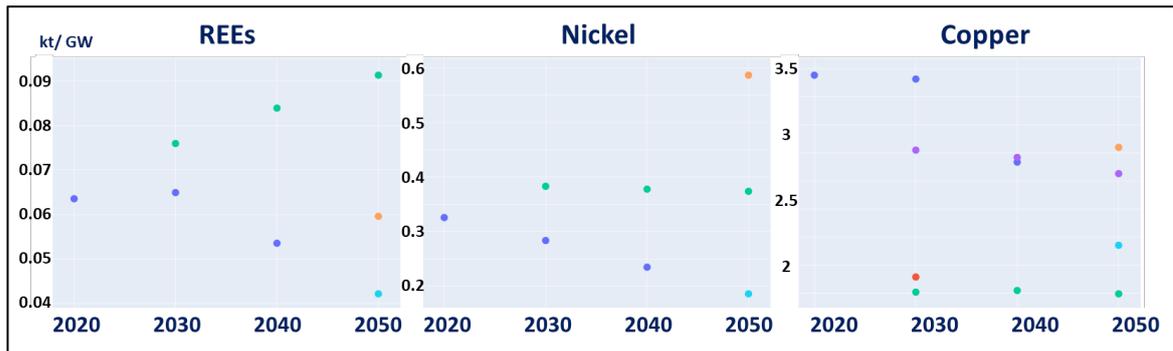


圖 30 風力發電的關鍵礦物密集度

矽。而在方法論上，本文透過文獻回顧的方法，彙整推算報告、論文中的關鍵礦物密集度 (critical mineral intensity)，也就是每單位清潔能源科技所需的關鍵礦物數量。透過關鍵礦物密集度的取得，本研究得以將該係數與能源供需展望所推估的清潔能源科技數量相結合，得到推算的關鍵礦物需求量。

## 2、發散的關鍵礦物密集度

由於不同報告論文對於未來能源發展路徑的看法各異，且對於不同清潔能源科技的技術發展觀點也不同，此二特性也會如實反應在數值水準、趨勢各異的關鍵礦物密集度。我們以風力發電為例，此項技術主要的關鍵礦物包含稀土元素、鎳與銅，其關鍵礦物密集度繪製如圖 30。以稀土元素來看，我們可以觀察到上升與下降兩種截然不同的關鍵礦物密集度發展趨勢，而其主要差異則是來自於對於風力發電機類型或機種的假設。舉例來說，離岸風電通常考量維修等因素，會傾向使用無齒輪箱的永磁感應發電機，因此當一能源發展路徑認定離岸風電、無齒輪箱類型的風力發電機佔比將逐漸提高，則其用於製作永久磁鐵的稀土元素需求也會對應升高，進而影響其密集度的趨勢。而有關鎳與銅的密集度則較具有共識，其數值的降低主要反映的是材料效率的提升。<sup>18</sup> 總結來說，關鍵礦物密集度的數值評估，存在有能源發展與科技發展的雙重不確定性。

<sup>18</sup> 例如技術進步使得我們可以建造更大型的風機。

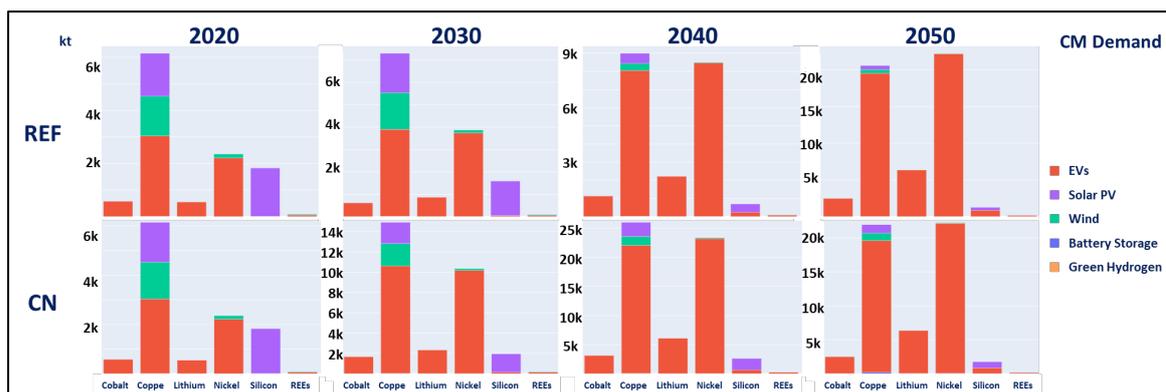


圖 31 參考情境與碳中和情境的關鍵礦物需求預估

### 3、 清潔能源科技的關鍵礦物需求預估

發散的關鍵礦物密集度將使得對應需求預估亦充滿不確定性，本研究將以 IEA 的資料為基礎進行推估，同時保留其餘文獻所隱含的關鍵礦物需求量推估值，以利檢視前述不確定性對需求的影響。

- (1) 太陽光電：主要的關鍵礦物為銅與矽，碳中和情境也不出意外的有較高的關鍵礦物需求，兩礦物的需求趨勢類同，需求在 2030 年代達到最高。
- (2) 風力發電：主要的關鍵礦物為銅、鎳與稀土元素，三種礦物的需求趨勢類同，且需求在 2020 年代達到最高。
- (3) 電動車：需要的關鍵礦物包含本研究所含括的所有礦物類型：鈷、銅、鋰、鎳、稀土元素與矽。值得一提的是，除了矽的成長主要由太陽光電所引導，其餘的關鍵礦物需求的成長主要來自於電動車預期數量的提高，如圖 31。在碳中和情境下，礦物需求在 2030 年代達到最高；在參考情境下，礦物需求在 2040 年代達到最高。
- (4) 電池儲能：需要的關鍵礦物為銅、鈷、鋰、鎳與矽，其中在碳中和情境下，各項關鍵礦物的需求均有顯著的上升，而其成長主要是因為電池儲能的規模與其關鍵礦物密集度的

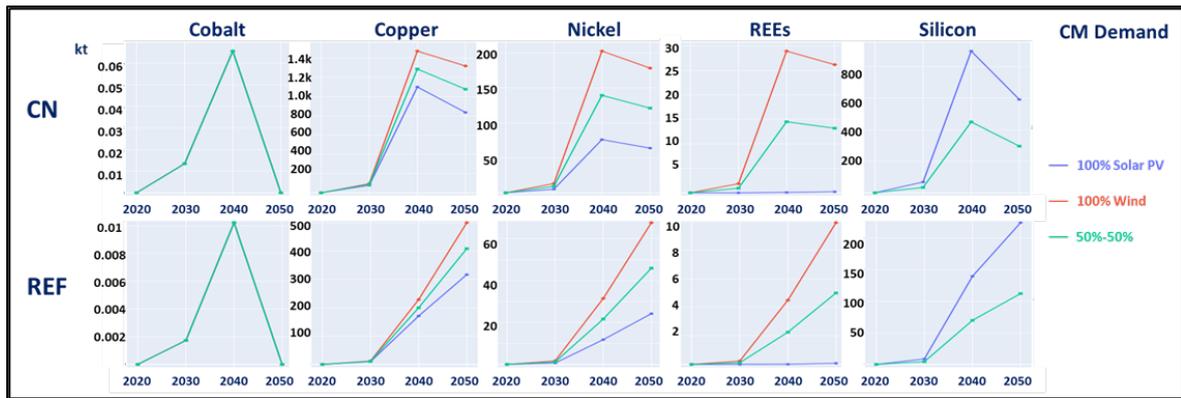


圖 32 考量電解氫能及其所需再生能源之關鍵礦物需求推估

同步提高。

(5) 電解氫能：若僅觀察氫電解設備的礦物需求，可以發現其數量總額相較其他技術相當微量；然而，若限定電解氫能的來源為再生能源，則可以發現電解氫能的關鍵礦物需求將會依再生能源的類型而有所不同，且其關鍵礦物需求總量也遠大於僅考量氫電解設備的情況。舉例來說，當電解氫能所需電力完全來自太陽光電時，則其對於銅、矽的衍生需求則會對應提高；另一方面，由於風力與氫電解設備均無須使用矽，因此若假設電解氫能所需電力完全來自風力發電時，其不存在對矽的衍生需求。

本研究為 APERC 首次嘗試對關鍵礦物需求進行量化建模評估，然而若要提供決策者更有價值的資訊，關鍵礦物供給的建模也是不可避免且同等重要的。只有在完成需求與供給的估算後，才能了解那些礦物、那些清潔能源科技以及那些時點會發生供需瓶頸，藉此規劃關鍵礦物供應鏈的建構與投資。目前 APERC 預計於第 9 版的能源供需展望報告中擴大精進相關分析，以提供會員經濟體在規劃能源轉型路徑時之參考。

## 五、 關鍵礦物供應鏈的地緣風險

APERC 應美國智庫「國家亞洲研究辦公室」(National Bureau of Asia Research, NBR) 的邀稿，研究分析能源轉型下關鍵礦物的供應鏈地緣風險。本次訪問期間與 APERC 研究員 Phung Quoc Huy 合作，探討關鍵礦物供應鏈的高度集中特性與其衍生的地緣政治風險，以下擇要說明。

如同 IEA 於其報告所指出，傳統燃油車、火力發電廠對於關鍵礦物的需求，相較能源轉型下常見的電動車、再生能源這類清潔能源科技還稀少，詳圖 33。因此，隨著能源轉型的推動，可預期前述清潔能源科技所帶動的關鍵礦物需求也會顯著提高，依據 IEA 的評估，在清潔能源科技中，2040 年的鋰礦需求甚至可達 2020 年的 42 倍，如圖 34 所示。本研究考量清潔能源科技的礦物需求及其成長率、供應鏈集中程度等因素，選定關鍵礦物為鈷、銅、鋰、鎳、稀土元素與矽。

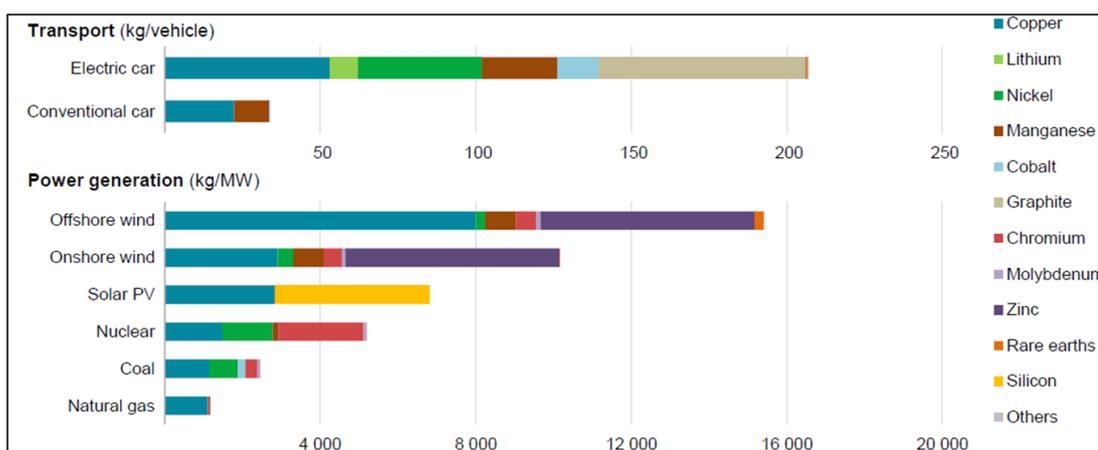


圖 34 清潔能源與傳統能源科技的關鍵礦物需求

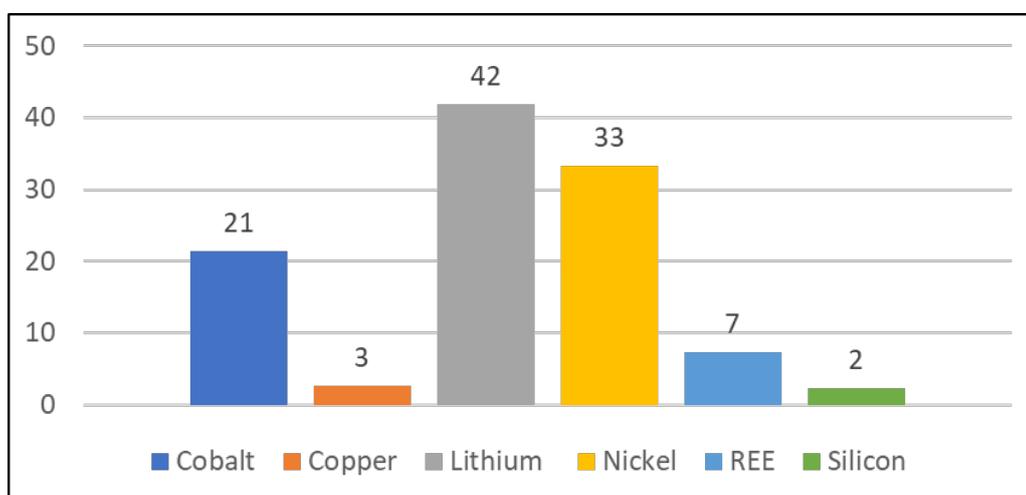


圖 33 清潔能源科技帶動之關鍵礦物成長 (2020 vs 2040)

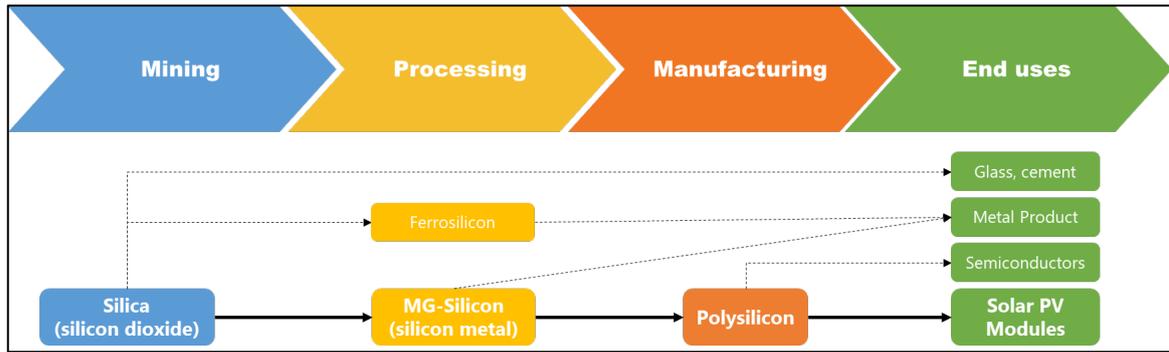


圖 35 太陽光電的矽供應鏈

在探討前述關鍵礦物供應鏈時，本研究將之由上游至下游區分為四個階段，依序為：採礦 (mining)、加工 (processing)、製造 (manufacturing) 與產品 (end-use)。採礦被定義為從地殼採掘出目標原礦的行為；加工則被定義為對原礦進行初步處理，排除掉無關的成分；製造則定義為更進一步的煉製行為，以利製造最終產品；產品則定義為在最終產品製造時，關鍵礦物的使用。<sup>19</sup> 此外，由於前述礦物的用途，不僅侷限於清潔能源科技產品的製造，因此本文在分析時，多以下游的最終產品來往回進行定義與計算，以太陽光電而言，其對應的關鍵礦物為矽，對應的關鍵礦物供應鏈可繪製如圖 35。由該圖可知，除了太陽光電模組外，矽的最終產品亦包含了玻璃、金屬製品甚至是半導體製品，其差異可在矽的純度、合金的類型等。因此本研究在分析時將由下游的太陽光電回推，故在製造部份含括了多晶矽 (polysilicon)、在加工部分含括了金屬矽 (MG-silicon) 以及採礦部分含括了矽砂 (silica)。

在前述的關鍵礦物與供應鏈定義下，本研究繪製出供應鏈四階段所

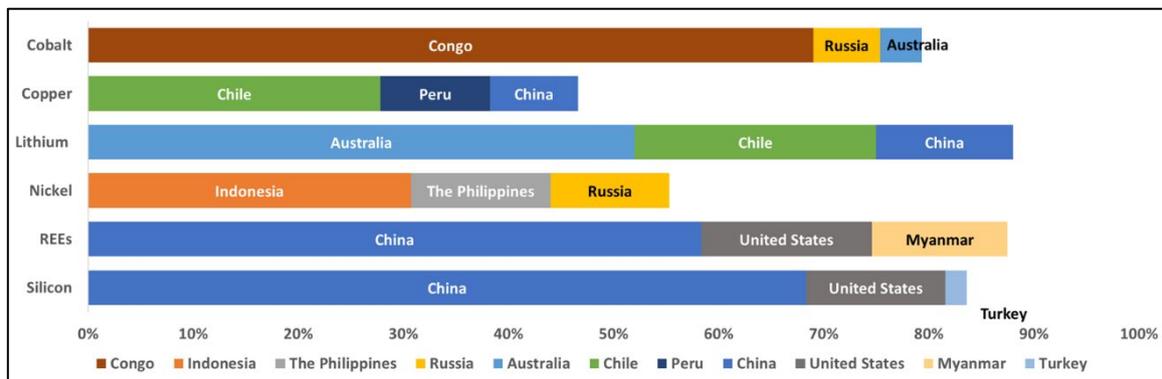


圖 36 關鍵礦物供應鏈：採礦前三大供應來源

<sup>19</sup> 由於資料取得的限制，太陽光電模組的生產量被用作矽使用量的近似指標。

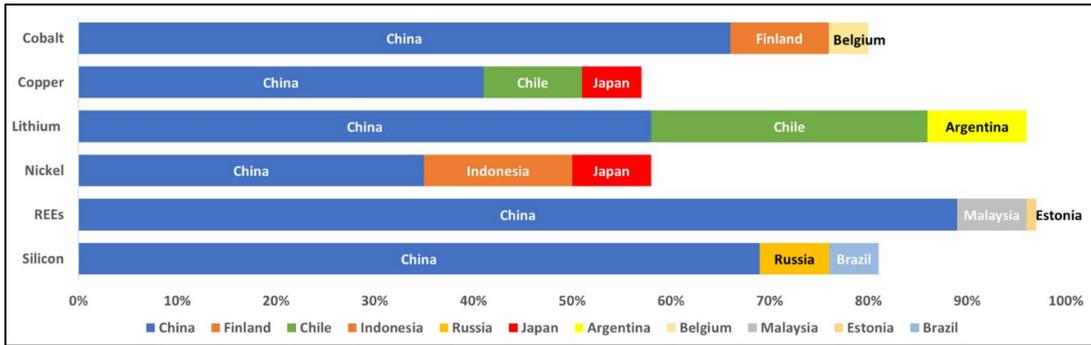


圖 37 關鍵礦物供應鏈：加工前三大供應來源

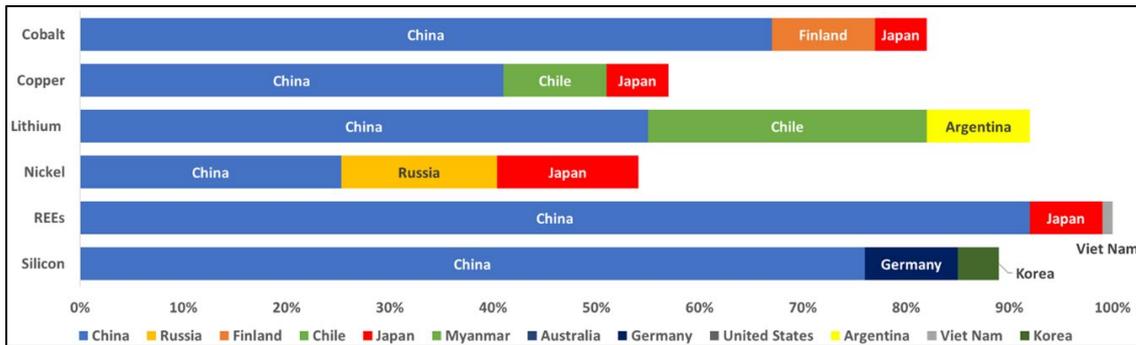


圖 38 關鍵礦物供應鏈：製造前三大供應來源

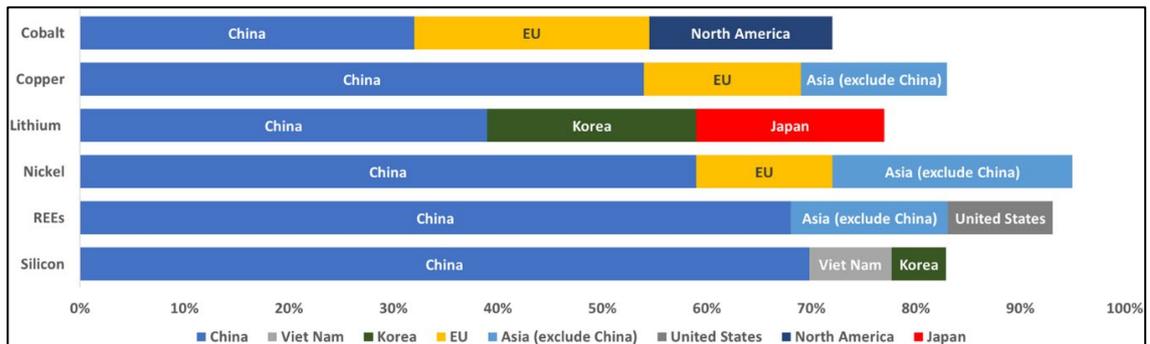


圖 39 關鍵礦物供應鏈：產品前三大供應來源

對應的全球前三大供應來源。首先在採礦部分，儘管來源國本身的勞動供應、資本條件與環境法規通常可影響採礦事業的發達與否，然而很大一部分取決於礦物本身的天然分布。由圖 36 可知，剛果的鈷礦、澳洲的鋰礦以及中國的稀土元素、矽，其採礦的產出占比均超過全球的一半以上，顯示供應鏈在採礦方面的集中性質。在加工部分，供應鏈的集中特性更加明顯，前三大的供應鏈加工產出占比均超過全球的一半以上，且中國在所有的關鍵礦物方面均為最大的供應來源。另外可以注意到的是，主要加工來源的決定，並不只侷限在礦物本身的天然分布，即便是礦物

資源稀缺的國家也可能因其技術等因素而取得供應鏈的一席之地，如圖 37。而製造部份，供應鏈的集中特性、供應來源與加工部分相似，前三大的供應鏈製造產出占比均超過全球的一半以上，稀土元素的製造甚至接近 100% 均由前三大供應來源所提供，且中國同樣為最大的供應來源，如圖 38 所示。最後，在產品部分，由於資料的限制，除矽所對應的太陽光電模組外，此處並無法完全取得關鍵礦物的產品供應來源國家，故此處部分供應來源改採區域進表示。儘管如此，中國對於關鍵礦物產品的供應仍處於主導地位，在所有關鍵礦物中均為最大的供應來源。

而根據經濟學的基本原理可知，擁有市場力的經濟體將具備影響市場價格的能力。因此，前述在供應鏈具有主導地位的國家，其所擁有的市場力將讓他們有形塑其自身的經濟結構並操縱國際市場價格的潛力。許多歷史事件均可作為前述市場力的佐證，以印尼近期對於鎳原礦的出口限制為例，其在採礦階段的市占為全球最高，市占率為 30%。原礦出口限制的主要目的為擴張並強化其供應鏈下游的競爭力，而此行為也引起歐盟的反對，並向 WTO 發起申訴。另一方面，高度集中的供應鏈也將造成全球處於較高風險的情況，以緬甸的重稀土元素為例，其因疫情與國內政治因素，於 2021 年中斷了該礦物的出口，而因其礦物為具有獨特性的重稀土元素，因此較難以其他來源所取代，使得相關稀土元素價格於該年開始應聲上漲。

總結來說，關鍵礦物供應鏈相較油氣供應鏈而言更為集中，當能源轉型推動而使我們對於關鍵礦物更為依賴時，對於關鍵礦物供應鏈的集中特性更應密切關注。除了部分關鍵礦物因天然蘊藏分布差異外，中國在多數關鍵礦物供應鏈均處於領導地位，而不論從經濟學原理或歷史事件可知，高度集中的供應鏈隱含少數供應來源掌握市場力，而該市場力有潛力作為經濟甚至是政治方面的武器，因此同樣需要持續關注該潛在風險。先進科技的發展、替代礦物的使用、回收技術的應用均是減緩關鍵礦物供應鏈集中可能帶來的衝擊，然而因技術發展的不確定性，在短期對於仍值得對前述關鍵礦物的生產預先投資，以分散可能的風險。

## 參、交流會議內容

本次訪問研究期間，除前述訪問研究任務外，也負責數場交流會議的溝通聯繫、簡報製作以及會議主持、主講和與談，如表 2 所示。

會議名稱	型態	參與性質
2022 智能綠電新未來論壇	線上會議 (台北)	協助聯繫、簡報製作
關鍵礦物研討會	線上會議 (紐約)	簡報製作、會議主講、會後與談
TPRI-APERC 電力部門模型與綠電憑證研討會	實體會議 (東京)	協助聯繫、會議主持
APERC TPRI/ BOE/ ITRI-TIMES/ ITRI 能源供需展望研究成果交流	實體會議 (台北/ 新竹)	協助聯繫、簡報製作、會議主講
NCU-MOE-APERC 淨零路徑與能源教育研討會	實體會議 (東京)	協助聯繫、簡報製作、會議主講
IAEE 44 國際研討會	實體會議 (利雅德)	簡報製作、會議主講、會後與談

表 2 訪問研究期間交流會議列表



圖 40 2022 智能綠電新未來論壇：APERC 專題演講

## 一、 2022 智能綠電新未來論壇

綜合研究所於 2022 年 9 月，辦理「2022 智能綠電新未來論壇及台電綜合研究所成果展」，邀請 APERC 資深副所長 Glen E. Sweetnam 進行專題演講。本次專題演講由職擔任雙方聯繫管道，除確認線上會議的流程細節、連線測試等行政事宜外，專題議題的訂定與簡報資料的製作，同樣由職協助 APERC 方完成，最終定案專題演講主題為“Ensuring Electric Grid Reliability during the Energy Transition in APEC”，該專題演講分享能源轉型下，電網可靠度可能面臨的挑戰，會議重點分述如下。

(一) APEC 經濟體傾向透過太陽光電與風力發電降低電力碳排：在 APERC 執行的 APEC 能源供需展望的長期預估中，太陽光電與風力發電將會是未來支應電力需求的主要來源，燃煤發電則是會被大幅取代，如圖 41。

(二) 隨著間歇性再生能源占比增加，系統成本將對應上升、系統可靠度也會隨之下降：即使太陽光電與風力發電的成本持續下降，要在此類間歇性再生能源占比不斷提高的前提下維持電網穩定，整體系統成本將無可避免地上升。以歐盟的資料來看，當太陽光電與風力發電占比越高的國家，其家戶所面對的電價也就越高。

(三) 再生能源占比與系統成本的正向關係：兩者的正向關係主要來自於需要更多的備用電力以維持系統的可靠性、非再生能源電廠因再生能源占比提高而惡化的經濟性以及高成本的儲能。

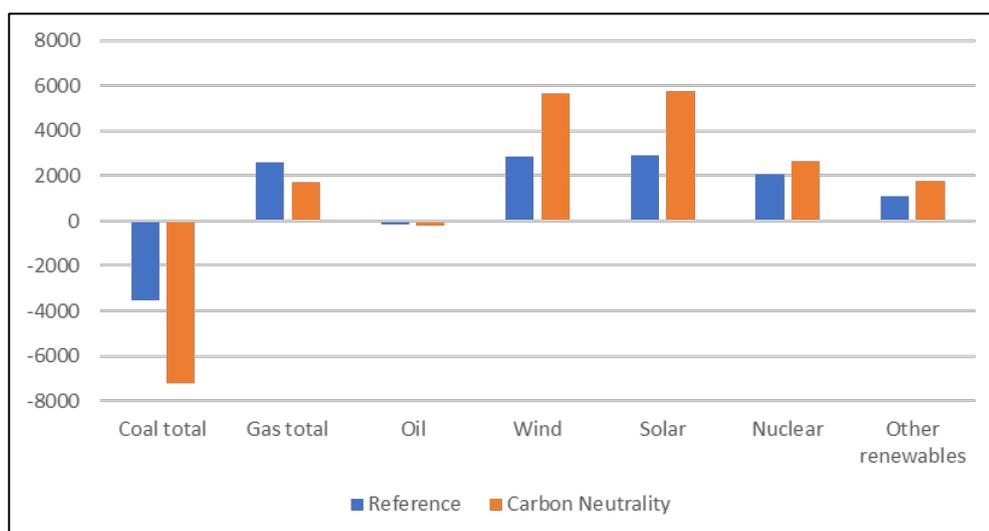


圖 41 2018-2050 電力來源差異：參考情境與碳中和情境

## 二、 關鍵礦物研討會

本研討會議為美國智庫 NBR (The National Bureau of Asian Research) 主辦，針對再生能源與電動車所需關鍵礦物供應鏈進行探討。主要的問題意識是各國如何應對中國在各項關鍵礦物的主體地位。APERC 受 NBR 邀請，研究分析能源轉型下關鍵礦物的供應鏈地緣風險，除論文投稿外，並與其他兩組研究人員於本場會議進行發表與討論，議程與混合式會議截圖分別如圖 42 與圖 43。本次會議重點摘述如下。

(一) 中國在關鍵礦物供應鏈的主導地位：APERC 基於關鍵礦物之成長預估、供應鏈集中度與其在再生能源與電動車之需求占比，辨識出 6 項關鍵礦物：鈷、銅、鋰、鎳、稀土元素與矽；從資料中可觀察到除最上游的開採階段外，中國於煉製、處理與最終商品的製造均處於主導地位，顯見中國將對各國能源轉型的發展路徑產生巨大影響。

(二) 關鍵礦物供應鏈的集中性將帶來經濟性與安全性的兩大風險：經濟性方面，掌握關鍵礦物中上游的資源，將對下游產品製造帶來一定程度的優勢，使得整體供應鏈更為集中，市場結構將更偏向寡占、獨佔；安全性方面，關鍵礦物中上游的高度集中，將使供應中

**NBR THE NATIONAL BUREAU OF ASIAN RESEARCH**

**Woodrow Wilson International Center for Scholars**

2022 Energy Security Program Agenda

**Critical Minerals: Global Supply Chains and Indo-Pacific Geopolitics**

July 28, 2022 | 8:30 a.m.–1:00 p.m. EDT

Now in its eighteenth year, NBR's Energy Security Program convenes senior policy and industry leaders and energy specialists to engage in high-level discussion of and research on Asia's energy policies and the geopolitical impact. Today's program will focus on several pressing issues, including the securitization of supply chains, the geopolitics of critical minerals, and the United States' role in maintaining critical supply chains in Asia.

As countries across the Indo-Pacific set increasingly ambitious targets to electrify their energy systems and achieve net-zero emissions in their energy, power, and transportation sectors, demand will sharply rise for critical minerals and rare earth elements essential for this transformation. The IEA estimates that global demand will quadruple by 2040, leading some experts to suggest that the clean energy transition will make critical minerals the "new oil." Increasing demand for these minerals and metals—including copper, nickel, cobalt, lithium, aluminum, graphite, and rare earth minerals like neodymium—presents numerous obstacles for the clean energy industry and policymakers seeking to expand electrification, renewable energy supplies, and new battery technologies, among other products.

8:30 a.m.–8:35 a.m. **Welcome and Introduction**  
Ashley JOHNSON  
*The National Bureau of Asian Research*  
Michael KUGELMAN  
*Woodrow Wilson International Center for Scholars*

8:35 a.m.–9:05 a.m. **Setting the Stage: The New Geopolitics of Energy**  
This opening panel will provide an overview of the current state of critical mineral supply chains across Asia and delve into the challenges and obstacles facing countries around the world. To understand the current situation, the panel will assess China's position in the global supply chain and consider the geopolitical implications of the nation's influence in the region and globally.

**Moderator:** Mikkal HERBERG  
*The National Bureau of Asian Research  
University of California San Diego*

**Authors:** PHUONG QUOC TUY  
*Asia Pacific Energy Research Centre*  
WU Yu-Hsuan  
*Asia Pacific Energy Research Centre*

**Discussants:** Jason BORDOFF (Invited)  
*Columbia Climate School*  
Meghan O'SULLIVAN (Invited)  
*Harvard Kennedy School*

9:15 a.m.–10:30 a.m. **Engaging Exporters: Possibilities for Expanding Regional Capacity**  
Only a handful of countries possess the resource base needed to meet the exponential growth in demand for critical minerals as volatile resource regimes and tax policies, poor environmental and labor standards, and opaque markets all increase the threat of supply disruptions. As a result, U.S. engagement with regional partners like Australia and Indonesia—both key suppliers of copper and nickel—is critical for stable supply chains in the Indo-Pacific. This panel will examine how leading exporters are increasing their critical mineral capacity, seeking to add value through expanding domestic downstream processing, and managing risk.

**Moderator:** Ashley JOHNSON  
*The National Bureau of Asian Research*

**Author:** Llewelyn HUGHES  
*Australian National University*

**Discussants:** HAN Phoumin  
*Economic Research Institute for ASEAN and East Asia*  
Prashanth PARAMESWARAN  
*Woodrow Wilson International Center for Scholars*  
Brian YATES  
*Stanlec*

圖 42 NBR 關鍵礦物研討會議程

斷所帶來的影響提高。

(三) 美國重建關鍵礦物供應鏈可能性：美國因過往曾擁有前述關鍵礦物的供應鏈存在，故被認為其仍具重建該產業的潛力；惟會中不認為重建該產業須放棄對於環保、勞動權益的要求；相反地，應由美國等國家制定一套通用的關鍵礦物生產標準以及監管機制，以避免跨國產業競爭的不公平。

(四) 因應中國在關鍵礦物主導地位的潛在對策。

- 1、對於關鍵礦物上游進行投資，然而需有較為明確的規劃或承諾以說服投資人進行投資（例如政府對於重建關鍵礦物供應鏈政策的一致性）。
- 2、關鍵礦物的庫存規劃，此項可參考日本現行的國家（公部門庫存）、商業（私部門庫存）與合作（跨國合作夥伴庫存）庫存制度。
- 3、回收技術、替代要素、製程精進研發。
- 4、跨國合作，包含關鍵礦物技術、制度的交流，以及資金投入、策略聯盟組成等。

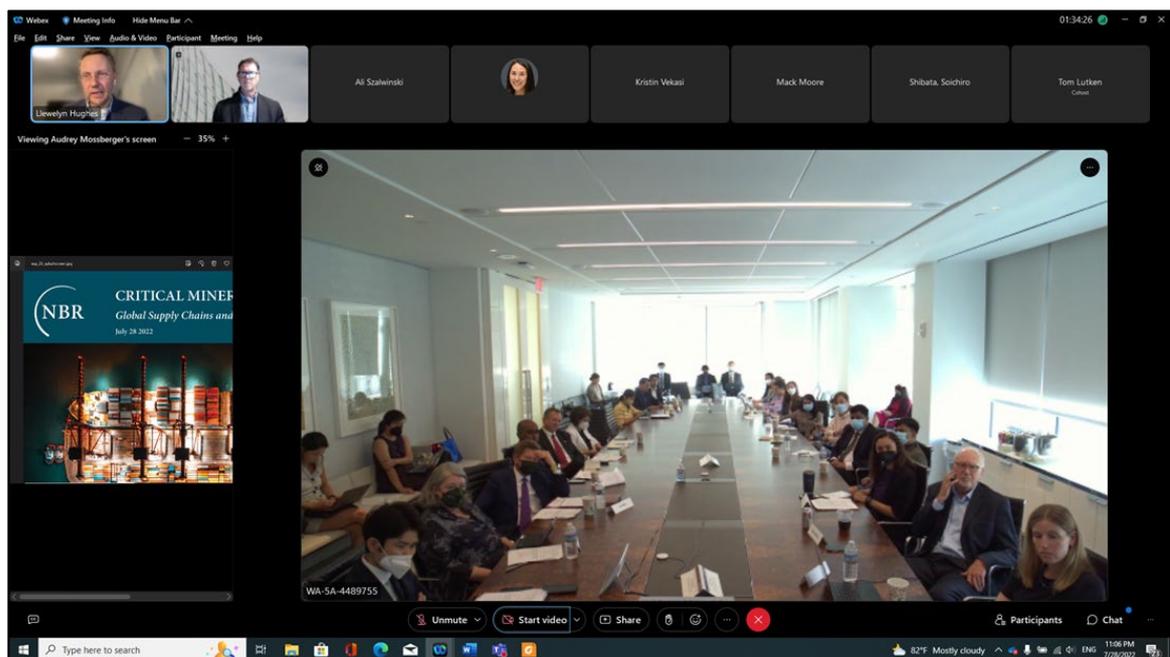


圖 43 NBR 關鍵礦物研討會：混合式會議

### 三、 電力部門模型與綠電憑證研討會

本研討會議為本公司綜合研究所訪問團隊於 2022 年 11 月來訪 APERC，針對電力部門模型與綠電憑證議題進行經驗交流與討論。會議進行形式為雙方研究人員分別進行 30 分鐘的簡報，再針對簡報內容進行討論，職則主要負責會議主持，以下簡摘本次會議重點。



Invit Bldg. - Kachidoki 116, 1-13-1 Kachidoki, Chuo-ku, Tokyo 104-0054, JAPAN  
Phone: (+81) 3-5144-8551 / Fax: (+81) 3-5144-8555  
APERC Email Address: master@aperc.ieg.org.jp

Mr. Tseng, Hung-Hsiang  
Specialist  
Taipower (TPC)  
Chinese Taipei

Subject: Invite TPC team to APERC-TPC meeting on "Electricity Modelling and Renewable Energy Certificate" discussions at APERC (Tokyo)

18 October 2022

Dear Mr. Tseng,

Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) cordially invites the TPC research team to visit APERC in Japan, Tokyo, on November 21<sup>st</sup>, 2022. During the period of visit to APERC, the TPC research team will meet with the APERC research team to discuss the latest research results and experience in electricity modelling (modelling technique, net-zero pathway by 2050) and renewable energy certificate (current system and prospects). Mr. WU Yu-Hsuan (yuhhsuan.wu@aperc.or.jp) will be the primary APERC contact.

The expected members of the TPC research team in this meeting are

Tsai, Chih-Hsiang  
Tseng, Hung-Hsiang  
Yang, John-Lin

Thank you and warm regards.

Sincerely yours,



**KAZUTOMO IRIE, Ph.D.**  
President  
Asia Pacific Energy Research Centre



Electricity Model & Renewable Energy Certificates  
Exchange Meeting  
Agenda (Draft)

Date: 21st November 2022 (Monday)  
Time: 10:00 to 15:00  
Place: APERC (Tokyo)

Time	Matters	Speaker
10:00-10:30	Integrated Resource Planning for 2050 Net-zero Emission	Yang, John-Lin
10:30-11:30	Discussion	-
11:30-13:30	Break	-
13:30-14:00	Current System and Future Prospects of Renewable Energy Certificate	Tseng, Hung-Hsiang
14:00-15:00	Discussion	-

圖 44 電力部門模型與綠電憑證研討會：邀請函與議程



圖 45 電力部門模型與綠電憑證研討會：會議照片

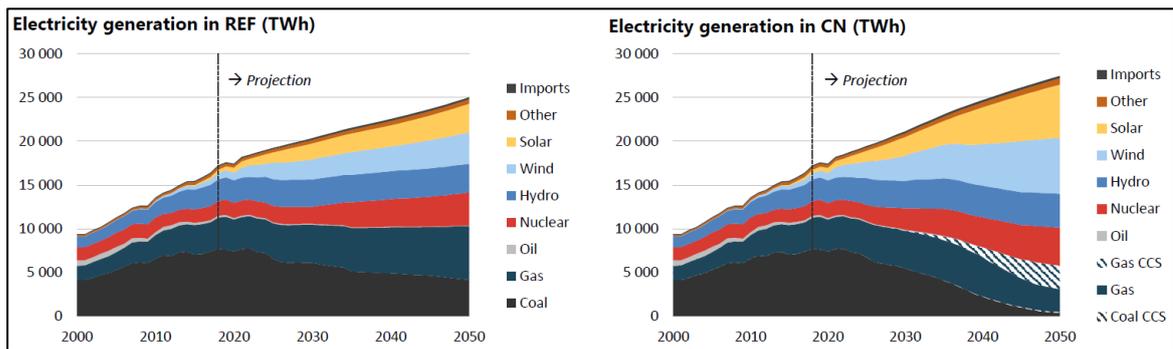


圖 46 APEC 經濟體發電量推估：參考情境與碳中和情境

### (一) 電力部門模型

- 1、 APEC 的電力需求預估：在 APERC 的能源供需展望推估中，長期來看，碳中和情境因為效率提升的假設與電氣化程度的普及，因此使得整體能源需求低於參考情境約 25%。而在電力需求方面，碳中和情境則有較高的數值，這些較高的電力需求主要來自住商部門以及交通部門，電力供給則有近半數來自太陽光電與風電發電，其餘則包含了核能與燃氣發電。其中後者肩負該情境電力系統的平衡與輔助服務功能，如圖 46。
- 2、 APERC 電力模型的資料顆粒度：目前 APERC 的電力模型資料顆粒度為 12 個時間切片 (time slice)，包含 3 種季節 (夏、冬、春秋)、2 種日型態 (工作日、非工作日)、2 種時段 (日、夜)；並預計於第 9 版的能源供需展望中，將電力模型的資料顆粒度提升至 36 個時間切片，包含 3 種季節 (夏、冬、春秋)、2 種日型態 (工作日、非工作日)、6 種時段 (4 小時)，以更細緻的考量再生能源的間歇性與儲能充放電。
- 3、 APERC 電力模型的挑戰：除前述資料顆粒度的精進方向外，APERC 所建立的電力模型中尚有部分待精進或擴充的空間，分述如下。
  - (1) 電力負載預測本身具有高度不確定性，需要持續檢討。
  - (2) 再生能源若僅考量建置成本，恐無法確實反映其在併網

所衍生的相關費用，而兩者之總和方為再生能源的真實成本。

(3) 以再生能源供應尖峰時的負載。

(4) 「以電力取代化石燃料 (電氣化)」與「以再生能源取代化石燃料發電 (燃料轉換)」兩者的發展情形。

(5) 電力市場對於化石燃料的依賴，隨著再生能源占比逐漸提高而轉向對關鍵礦物的依賴。

(6) 電網可靠性的相關議題，如儲能、V2G、備轉容量等。

(7) 需量反應相關議題。

- 4、預計於第 9 版能源供需展望模型精進的項目包含前述的增加時間切片、對自用發電更為精確的建模、電池儲能與 V2G 和氫能發電。

## (二) 東南亞經濟體綠電憑證發展經驗

- 1、APEC 東南亞經濟體 (印尼、馬來西亞、菲律賓、新加坡、泰國與越南) 約於 2015 年開始陸續發展再生能源憑證市場。截至 2022 年 7 月，東南亞經濟體已註冊的再生能源裝置容量約為 12,800 MW，其中以水力最多；而在再生能源憑證部分，累計約有 2,900 TWh 的再生能源被授予憑證，如圖 47。
- 2、APEC 東南亞經濟體的再生能源發行與交易主要透過兩家全

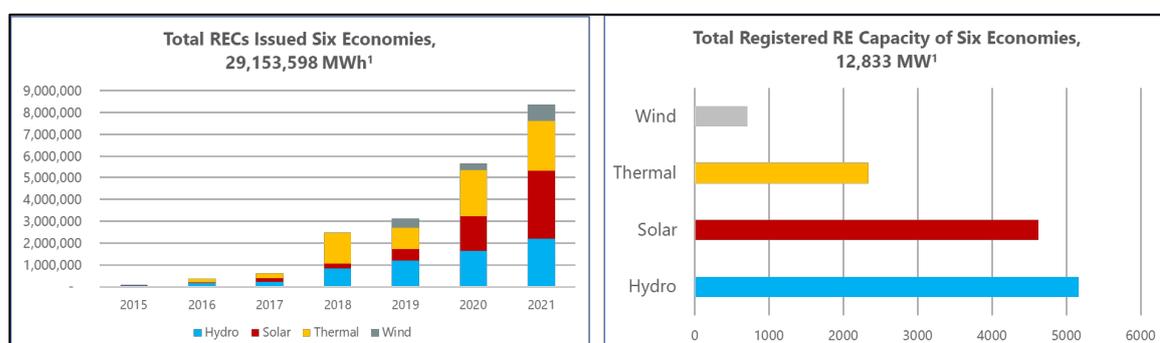


圖 47 APEC 東南亞經濟體綠電憑證發行量與註冊裝置容量

球性公司：Green Certificate Company (GCC) 以及 Automated Power Exchange (APX)，對應之交易平台則分別為 International Renewable Energy Certificate (I-REC) 與 Tradable Instrument for Global Renewable (TIGR)，如表 3。

	Indonesia	Malaysia	Philippines	Singapore	Thailand	Viet Nam
Type of market	Voluntary					
Cumulative registered RE capacity (Total 12.8)	1.5	2.3	1.4	0.8	3.9	2.9
Cumulative issued RECs (million) (Total 29.1)	4.3	4.0	6.3	1.2	6.5	6.8
Issuance and trading	GCC APX	GCC (TNBX) APX	GCC APX	SPX APX	GCC EGAT APX	GCC APX
Trading market	I-REC TIGRs- APX	I-REC TIGRs- APX mGAT	I-REC TIGRs- APX	I-REC TIGRs- APX	I-REC TIGRs- APX	I-REC TIGRs- APX

表 3 APEC 東南亞經濟體 REC 市場比較

3、APEC 東南亞經濟體的再生能源憑證市場發展至今，各自存在有部分缺陷與挑戰，APERC 綜整其經驗而提出的觀察包含。

- (1) 各經濟體應為其再生能源憑證市場建立法律框架與監管主體。
- (2) 應建立穩健的會計與核算系統以確保再生能源憑證的完整性並避免重複計算。
- (3) 建立健全的再生能源憑證市場有助於推動對再生能源發電的投資。
- (4) APEC 東南亞經濟體間的再生能源憑證交易與該區域電網發展之關聯性有待進一步的分析。
- (5) 已簽署 PPA 合約的再生能源發電業與國有公用事業間的利益衝突仍有待解決。

#### 四、 能源供需展望研究成果交流

APERC 於 2022 年 9 月底正式發布第 8 版 APEC 能源供需展望報告，為進一步與各經濟體分享研究成果、討論預估結果並收集回饋意見、最新能源政策走向，以作為第 9 版 APEC 能源供需展望報告情境設計之參考，APERC 於 10 月開始由訪問研究員親自拜訪會員經濟體的專家學者。我國部分則於同年 12 月初進行能源供需展望研究成果交流，主要交流對象包含：台灣電力公司綜合研究所、經濟部能源局、工業技術研究院。交流會議進行形式均為先由 APERC 方進行能源供需展望研究成果說明，雙方再進行提問與討論，前述研究成果已於前文進行說明，此處不再贅述。值得一提的是，APERC 針對部分交流對象另準備問題或議題進行討論，後續將擇要說明。

##### (一) 台灣電力公司綜合研究所

本次會議主席為綜合研究所電力經濟與社會研究室洪育民主任，並由該室同仁出席，共計 6 人參與討論。

- 1、 應用氫能源電力部門的疑問：有關 APERC 能源供需展望模型並未將氫能納入電力模型中，此為情境假設的結果而非模型產出。APERC 將之排除於電力模型之外的理由是台灣在建模的當下並未提出明確的氫能政策，且 APERC 內部研究員對於使用綠氫於電力部門仍持保留態度，似乎未見有明顯優於其他替代方案（直接使用再生能源、使用電池作為儲能媒介等）



圖 48 能源供需展望研究成果交流：會議合影（台電綜合研究所）

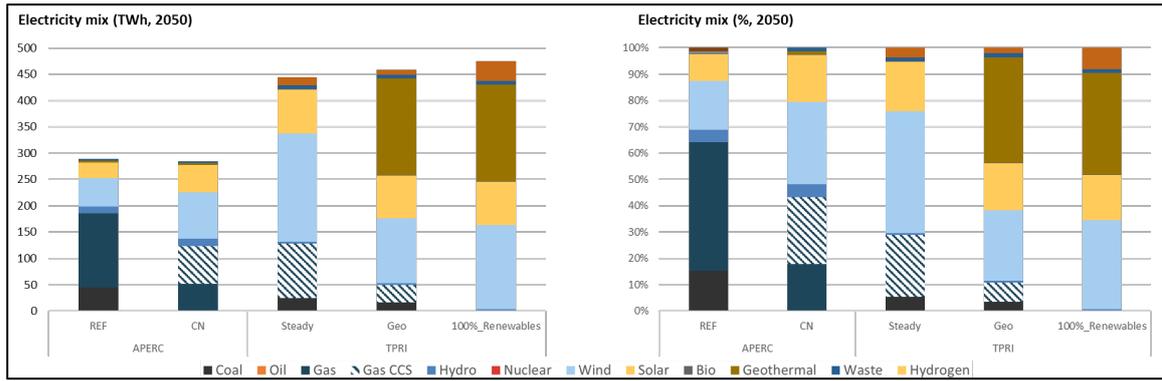


圖 49 APERC 與 TPRI 發展路徑差異比較：發電量與其占比

之處，故於本次能源供需展望模型將之排除。然而，由於工業技術研究院已於 2022 年提出長期氫能應用藍圖，APERC 將考慮於未來報告將之納入考量。

- 2、天然氣價格飆漲的疑問：有關俄烏戰爭後，天然氣價格已飆漲至歷史新高，APERC 認為高漲的天然氣價格將對電力公司帶來燃料成本的壓力。而國營事業的屬性與電業法相關規定，使得零售電價常常與國際燃料價格的漲勢脫鉤，這對電力公司經營來說十分不利。除此之外，歐洲對於俄國天然氣的制裁，預期將進一步加重國際液化天然氣的供給壓力，使得價格進一步推升，屆時電力公司若仍無法調整電價，則將面臨巨幅的虧損。
- 3、APERC 與 Taiwan-REGEN 的能源發展路徑差異：在 APERC 的評估中，台灣 2050 年的電力負載約為 TPRI 使用的負載預測資料的 70%；在能源結構方面則仍仰賴燃氣電廠（包含結合 CCS 技術的燃氣電廠），TPRI 則對於再生能源的占比有更樂觀的假設，部分情境下地熱發電的電力占比可達 40%；氫能部分僅使用於交通與工業部門，未使用於電力部門，TPRI 則有考量將氫能使用於電力部門，惟其占比仍小。比較圖繪製如圖 49。
- 4、CCS 技術於能源發展路徑的差異：有關 CCS 技術於電力部門使用方面，兩模型推估的二氧化碳捕集量如圖 50。APERC 認為僅在碳中和路徑會將 CCS 技術納入考量，參考情境則因成本因素不會考慮 CCS 技術；TPRI 則是在多數情境都有在電力部門使用 CCS 技術，僅有 100% 再生能源情境因有足夠

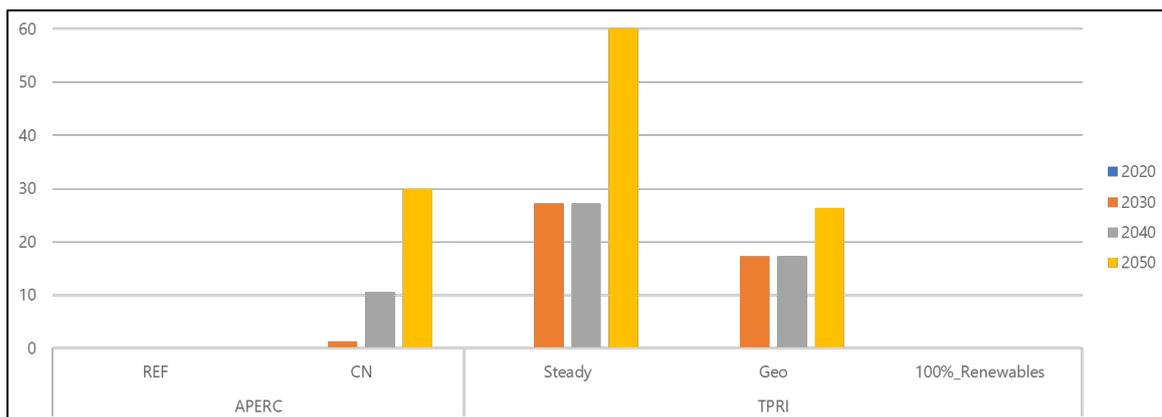


圖 50 CCS 於電力部門的碳捕集數量預估

多的低碳電力來源 (風力發電、太陽光電、地熱、綠氫)，而無須將化石燃料機組納入考量，故無 CCS 技術的引入。此外，在 APERC 的情境設定中，台灣的 CCS 僅會用於燃氣電廠；而在 TPRI 的情境設定中，CCS 技術則同時用於燃氣電廠與燃煤電廠。整體來說，TPRI 對於 CCS 的技術發展相對樂觀。

5、 新能源示範計畫與 LNG 接收站建設計畫：本次交流會議亦向 APERC 更新了台灣電力公司對於新能源與 LNG 接收站規劃的最新訊息，前者包含：林口燃煤混氫、興達燃氣混氫以及台中 CCUS 與木質顆粒生質能計畫；後者則包含規劃於協和打造年營運量為 180 萬噸的 LNG 接收站、於台中打造年營運量為 410 萬噸的 LNG 接收站。

## (二) 經濟部能源局

本次會議主席為經濟部能源局綜合企劃組廖芳玲組長，並由該組同仁、能源智庫台灣綜合研究院、工業技術研究院專家出席，共計 12 人參與討論。

- 1、 台日韓電力組成差異：APERC 依據能源供需展望的結果，彙整並列台日韓的電力組成差異，如圖 51。

(1) 除了日本以外，台灣與韓國的發電量預計會有所成長，惟前者的發電量約在 2040 年達到尖峰，而後者則持續成長。能源局考量未來半導體產業發展等因素，認為台灣長期的電力需求應呈現持續上漲的趨勢，建議 APERC 參採國家發展

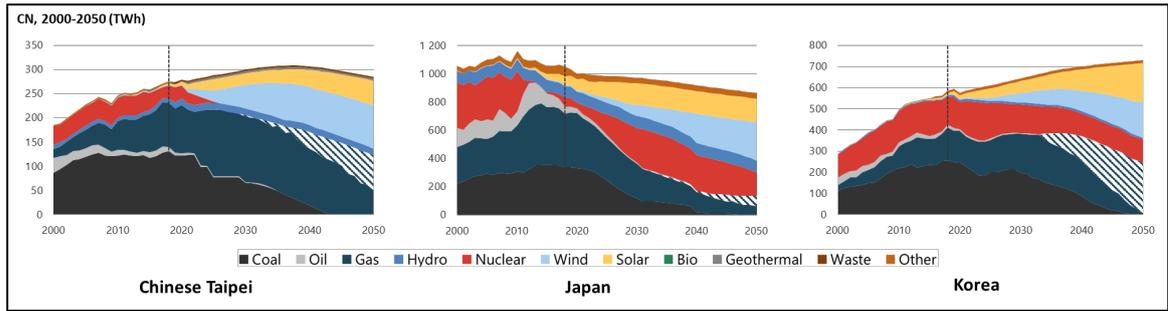


圖 51 台日韓發電量及其組成推估

委員會所推估的電力需求，作為下一版能源供需展望推估的參考。

(2) 2050 年時，台日韓的再生能源將貢獻整體發電量的一半；另一半則視不同國家有不同的電力來源。

(3) 2050 年時，日本的核能發電量占比明顯高於其他兩國，約為 20%。而其燃氣發電的占比也明顯小於其他兩國。

(4) 2050 年時，韓國的核能發電量占比雖低於日本，但考量到現行政府對於核能發電的開發態度，以及其積極發展核能產業的政策，似可預期未來更高的核能發電占比。

2、台日韓能源淨進口依賴度的差異：APERC 依據能源供需展望的結果，計算彙整台日韓的淨進口依賴度差異，如圖 52。

(1) 在推估期間，台日韓的能源淨進口依賴度均有不同程度的下降，反映了能源自主性的強化。

(2) 台灣與韓國淨進口依賴度的下降主要是來自再生能源占比的提高。

(3) 日本因核能以及再生能源增長，對於化石燃料的需求也

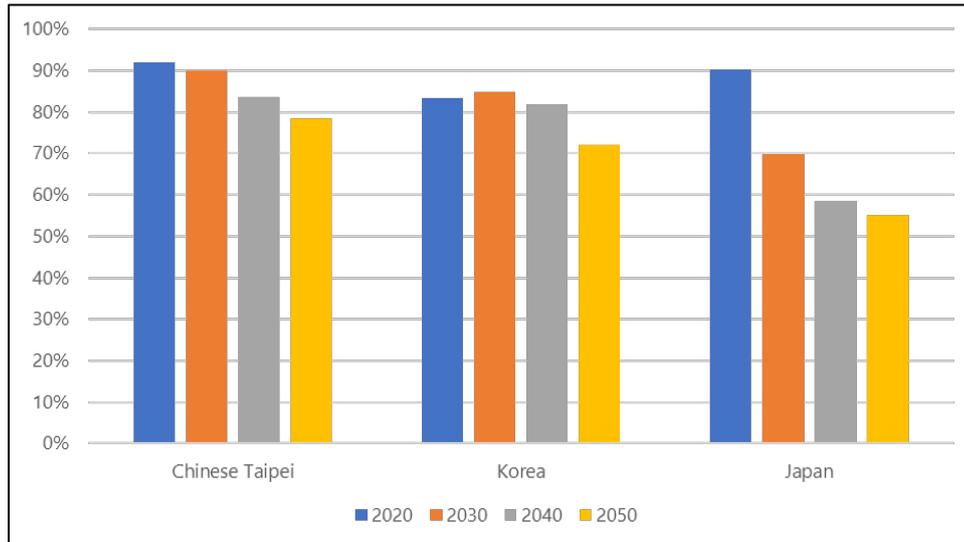


圖 52 台日韓淨進口依賴度推估

相對較低，使得其淨進口依賴度的降幅最高。

(4) 核能可做為強化能源自主性的選項之一。

3、 氫能與 CCS 技術規劃：本次交流會議向 APERC 更新了氫能與 CCS 在台灣的規劃。首先，未來氫能應有 94% 來自進口、僅有 6% 來自國內自產；CCS 於電力部門的應用會將空間是否足夠納入考量，且 CCS 技術不僅用於電力部門，也會應用在工業部門協助碳捕集。

4、 LNG 接收站利用率過高：APERC 彙整台灣 LNG 接收站的建設規劃、預計完工時程與 LNG 需求預估，計算出 LNG 接收站利用率。

(1) LNG 利用率將持續上升至 2025 年，且遠超過 100% 的水準，隱含 LNG 設備的操作風險將隨之提高。

(2) 2025 年 LNG 利用率持續上升的主因為對天然氣需求的持續增加，但 LNG 接收站工程完工的速度因各種原因而推遲；2025 年以後，隨著規劃中的 LNG 接收站陸續完工，其利用率數值將逐漸恢復到一般水準。

(3) 利用率公式與數值探討：本次會議也同步探討 LNG

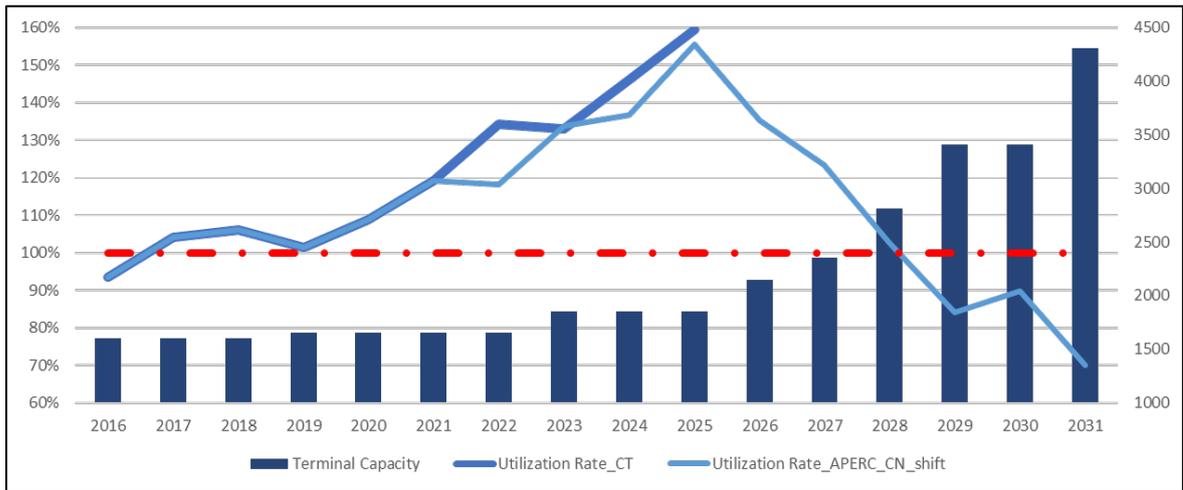


圖 53 台灣 LNG 接收站利用率推估

接收站利用率的公式與數值。首先在公式方面，其為 LNG 實際進口量除以規劃營運量，其中規劃營運量已考量營運過程中的檢修、保養等需求，因此利用率超過 100% 是可能的，但相對來說操作營運接收站的風險也會隨之提高。若比較日本、韓國的 LNG 接收站利用率可發現，其數值分別為 42% 與 33%，遠低於台灣的 93% (2016 年資料)。考量天然氣於台灣能源轉型路徑的重要性，宜密切注意該利用率數值的變化以及相關工程建設進度。



圖 54 能源供需展望研究成果交流：會議合影 (經濟部能源局)



圖 55 能源供需展望研究成果交流：會議合影 (TIMES 團隊)

### (三) 工業技術研究院

拜訪工業技術研究院的過程中，APERC 分別拜訪了 TIMES 模型研究團隊與 APEC 能源工作小組下的「新及再生能源技術專家分組」(Expert Group on New & Renewable Energy Technologies, EGNRET) 的主席與秘書處。兩次會議主席分別為 TIMES 團隊李孟穎資深研究員、EGNRET 現任主席廖啟雯博士，分別有 6 人、5 人參與討論。

- 1、儲能的類別：TIMES 模型認為電網儲能與氫儲能雖然具有一定程度競爭關係，但實際上兩者是不同的產品，並無法相互



圖 56 能源供需展望研究成果交流：會議合影 (ENGRET)

取代。

(1) 氫能可用於電力部門與工業部門：氫能可提供長時段能量轉移的功能 (如跨季能量轉移)，此外在電力部門可用於混燒、在工業部門可用於鋼鐵業的製程、在交通部門則主要用於長途運輸。

(2) 電網儲能僅為較短期的能量轉移，且僅能用於電力部門。

(3) 與此相對應的，APERC 目前對於氫能使用的假設主要用於交通部門與電力部門；此外依據能源供需展望的評估，儲能在目前情境中的占比仍小。

## 2、政策的量化

(1) TIMES 團隊並不會去預測未來的節能政策，僅有當政府提出很明確的節能目標時，才會將之納入考量。

(2) 在成本最小化的前提下，若需要符合特定政策目標，則需要對成本額外進行調整設定。舉例來說，若單純考慮成本最小化，氫能可能因其成本昂貴的因素而無法被模型選用，此時可能會設計排放懲罰項，如碳稅，使得氫能具有一定程度的競爭力。

3、新抽蓄電廠計畫與電力需求：本次交流會議中，ENGRET 團隊向 APERC 更新了台灣目前正在評估於大甲溪興建新抽蓄電廠的可能性 (368 MW)，考量環評與工期等因素，預計至 2035 年才有辦法運轉。儘管屬於中長期規劃，但更多的抽蓄資源將有助於電力系統容納更多的再生能源。此外，有關電力需求的評估，ENGRET 團隊也與經濟部能源局持相同看法，認為在半導體產業的擴充下，電力需求應持續且快速的增加，建議 APERC 參考國家發展委員會對於電力需求的評估。

Meeting on net-zero transition and energy education	
Agenda	
APERC office (Tokyo) Inui Bldg. Kachidoki 11F 1-13-1 Kachidoki, Chuo-ku, Tokyo 104-0054, JAPAN	
12 Dec. 2022 (Monday)	
14:00-14:05	Opening remarks Dr. Kazutomo IRIE Asia Pacific Energy Research Centre
14:05-14:20	APEC Energy Demand and Supply Outlook 8th Edition - APEC & Chinese Taipei <u>Mr. Yu-Hsuan WU</u> Asia Pacific Energy Research Centre
14:20-14:35	Energy Statistics, Analysis, and Modelling Mr. Edito BARCELONA Asia Pacific Energy Research Centre
14:35-15:05	Taiwan's Pathway to Net-zero & The Program of Talent Cultivation for Sustainable Energy Interdisciplinary Application Professor Shu-San Hsiau Visiting Group from Chinese Taipei
15:05-15:35	Discussion
15:35-15:40	Closing remarks Dr. Kazutomo IRIE Asia Pacific Energy Research Centre

圖 57 淨零路徑與能源教育研討會：會議議程

## 五、淨零路徑與能源教育研討會

教育部永續能源跨域應用人才培育計畫研究團隊於 2022 年 12 月率團拜訪 APERC，針對淨零路徑規劃與能源教育進行討論。會議進行形式為雙方研究人員分別約進行 15 分鐘的簡報，再針對簡報內容進行討論，職則負責會議主持以及專題報告，以下簡摘本次會議重點。<sup>20</sup>

### (一) APERC 技術移轉與教育訓練

APERC 除研究業務外，其組織內亦設有能源統計訓練辦公室 (Energy Statistics & Training Office, ESTO)，負責能源模型的教育訓練，其對象為會員經濟體對能源模型感興趣的人員。主要的範疇包含了與能源相關的總體經濟變數、能源統計、能源平衡表、能源供需的建模等。教育訓練可依時間長短分為三種類型：一、為期兩周的短期訓練課程，學員人數約為 20-30 人；二、為期八周的實習訓練，學員人數約為 2 人；

<sup>20</sup> 其中有關 APEC 能源供需展望成果的分享，由於前文已有說明，此處不再贅述。

三、為期一年以上的借調訓練，學員人數為 1 人。

## (二) 教育部永續能源跨領域應用人才培育計畫

- 1、本項計畫為教育部因應能源轉型所需之能源跨領域應用人才培育所提出，為一自 2010 年開始的長期、多階段計畫，目前執行的項目為 2022-2025 年最新一期的計畫，其主要推動事項包含：建立五項永續發展能源的跨領域應用人才培育聯盟、建立綠能的示範場域、規劃能源跨領域課程模組地圖、建構智慧科技模組課程與問題導向學習的教學模組、協助高中推廣能源教育。
- 2、跨領域課程模組的主題，由過往的永續發展能源 (2010-2021) 調整為智慧能源 (2022-2028)，其中後者包含 AIOT、能源管理、微電網與儲能。
- 3、本計畫亦在淨零碳排的目標下，透過 5 項科技示範場域，強化學界與業界的合作連結。包含國立中央大學、國立東華大學、國立臺灣海洋大學、國立台灣大學、國立虎尾科技大學所組成的聯盟，其合作示範場域的議題包含智能微電網、海洋能源教育、智能充放電儲能系統與碳匯農場等等。



圖 58 淨零路徑與能源教育研討會：會議合影 (中央大學研究團隊)

## 六、 IAEE44 國際研討會

APERC 於 2023 年 2 月初，率團赴沙烏地阿拉伯 (利雅德) 參與第 44 屆國際能源經濟學會 (IAEE) 國際研討會，本次會議的主題為「通往潔淨、穩定與永續能源未來的路徑」，而 APERC 研究人員與其發表場次、議題整理如表 4。會議重點擇要說明如下。

APERC 研究人員	發表場次	發表議題
IRIE Kazutomo	Balancing Resiliency and Volatility	Establishing Dialogue In The International LNG Market: A Decade Of LNG Producer-Consumer Conferences
Glen Sweetnam	Geopolitical Risk and Energy Security	Quantifying Energy Security Risks in Southeast Asia
Emily Medina		Energy Security in Mexico
Mathew Horne	Disruptions in Natural Gas Markets	Natural Gas Export Capacity And Domestic Consumers: A Tale Of Two Australia's
Christopher Doleman		Short-Term Actions To Address The Current Oil And Gas Crisis In The APEC Region
SAWAMURA Nobuhiro	Energy, Risk and Electricity Markets	Impacts Of The COVID-19 Pandemic On Natural Gas Use In The APEC Region Based On The Joint Organizations Data Initiative (JODI) Data
Yu-Hsuan WU	Analysis Minerals, Materials and Energy Transitions	Critical Minerals In The 8th Energy Demand And Supply Outlook: A Post Hoc

表 4 IAEE44 國際研討會：APERC 研究人員發表場次與議題

### (一) 氫能

- 1、沙烏地阿拉伯在能源轉型浪潮下，除積極發展再生能源外，同時也對氫能的供應寄予厚望，尤為關注藍氫的發展；綠氫目前已被納入沙烏地阿拉伯 2030 能源願景的規劃中，然而該國不同城市的氫能成本並不相同，原則上該國西側區域最為便宜。該國中央區域最為昂貴，水資源是其中一項關鍵因子。
- 2、德國在未來將會需要自國外進口氫能，而在進口來源的選擇方面，該研究人員透過氫氣製造的生命週期分析，盤點不同氫氣進口來源的二氧化碳排放，認定挪威與西班牙將會是其較佳的進口來源。
- 3、有關氫能的發展，有專家認為除了生產、運輸、儲存以及應用等技術面的研發以外，氫能市場制度討論的缺乏會是

該市場未來的隱憂。

## (二) 關鍵礦物

1、 在日本東京舉辦的 IAEE43 國際研討會，為首次將能源轉型下的關鍵礦物議題提出來討論，而本次在沙烏地阿拉伯利雅德辦理的 IAEE44 國際研討會，針對關鍵礦物議題，更是有很多不同場次進行研討，顯見其重要性。

2、 即便我們意識到了關鍵礦物的重要性，然而對於採礦業來說，目前 99% 的現金流來源仍是煤礦，剩下才是關鍵礦物。這代表隊於產業界來說，短期可能較難影響其投資決策。

3、 推薦參考兩個關鍵礦物的生產與貿易的視覺化網站，對於了解關鍵礦物貿易流向很有幫助。

(1) <https://www.bakerinstitute.org/global-minerals-production-dashboard>

(2) <https://www.bakerinstitute.org/global-minerals-trade-dashboard>

4、 關鍵礦物一些值得探討的議題。

(1) 關鍵礦物在能源與非能源產業使用的消長值得後續研究持續關注。

(2) 如何減緩中國在關鍵礦物供應鏈的支配地位，儘管目前看來似乎有些不切實際。

(3) 部分關鍵礦物的參與者仍少，市場機制有可能因此失靈。

## (三) 能源轉型路徑

1、 並不存在一個適用於每個國家的能源轉型路徑，每個國家應視綜整考量其資源稟賦、產業結構、地理區位等因素，決定出適用於自己的能源轉型最適路徑。

2、 能源轉型路徑的滾動修正調整為常態。若檢視過往各能

源機構對未來所做的能源路徑規劃，可以發現我們實際上所處位置與該預估路徑並不相同。這就是為什麼我們需要不斷的調整路徑且維持科技中立，避免侷限自己一定採用或不採用某項技術。

3、 再生能源占比的增加不僅是影響電力供應，更是改變了整體電力系統的設計架構。

#### (四) 因時變異的電力需求價格彈性

1、 本研究的出發點為探究電力需求價格彈性是否在一天之內會有變化，意即需求價格彈性是否因時變異。藉由檢視電力需求價格彈性的性質，有助於電力部門設計需求面管理相關措施，藉以引導用戶的電能使用。

2、 本文資料使用德國電力批發市場一年期的逐小時負載與價格資料，實證結果發現，電力需求價格彈性具有一定程度的因時變異性質，且該彈性於凌晨最具彈性，其次則為 08:00 以及 09:00-12:00；20:00-21:00 尖峰時段則最不具彈性 (前述時段將依模型的不同而略有差異)。



圖 59 IAEE44 國際研討會：會議合影 (APERC 團隊)

## 肆、會議資訊彙整內容

本次訪問研究過程參與數次研討會議，依其主題可區分為傳統能源、氫氬能、電力市場、減碳策略與其他能源相關議題，本章條列式彙整研討會議核心重點 (takeaway points) 供參。

### 一、傳統能源相關研討會議

#### (一) 燃料市場投資 20220519

##### (APERC Annual Conference: 2022 Supply side investments)

- 1、高漲的能源價格隱含該市場具有投資誘因，正如過往 2010-2014 年的天然氣投資熱潮。
- 2、在技術、偏好無大幅變動的前提下，全球天然氣市場將維持供不應求的狀態。
- 3、2022-2024 年的天然氣生產將呈現緩慢增長的型態。
- 4、2025-2026 年的天然氣生產量則充滿不確定性，其取決於當下投資的數量 (final investment decisions, FIDs)。
- 5、未來全球天然氣市場的需求增長將以中國及東南亞地區為主 (淨零碳排下，燃煤轉然氣的需求)。

##### (APERC Annual Conference: The macro environment and impact on oil investment)

- 1、對於俄羅斯天然氣出口的制裁將會顯著影響全球的能源市場，短期 (1 年) 也難以找到新的供應來源。
- 2、對於能源需求的預估，不同機構之間差異頗大，如何說服投資人進行特定能源的投資將會是關鍵議題。
- 3、對能源需求預估的分歧，同樣表現在不同的預測年份。
- 4、1990 年美國能源部對於往後 20 年的石油需求預測，其預測值約在 70 MB/天，惟實際數值約為 85 MB/天；
- 5、過往對於再生能源的增加速度也過分樂觀，美國整體再

生能源占比僅略幅提升至 10% (多數機構於過往預測為 30-50%)。

## (二) 俄烏戰爭對能源市場影響 20220519

(IEEJ& APERC IES2022: The Russian Invasion of Ukraine: impact on European gas and LNG markets)

1、 歐盟在能源方面嚴重依賴俄國供應，因此俄烏戰爭與制裁措施將對歐盟各國的能源供給產生巨大衝擊。

2、 歐盟為降低對俄國的能源依賴，於 2022 年 3 月公告 REPowerEU 措施，將逐步提升能源自主性。

(1) 於 2022 年降低三分之二從俄國進口的天然氣。

(2) 於 2022 年 11 月以前，要求各會員國將國境內的天然氣儲槽補充至 80% 的存量。

(3) REPowerEU 措施對於數額、方法均有詳細的描述，但講者認為在節能相關的措施方面，是否成功仍取決於冬季天氣型態與各會員國的生活型態。

3、 歐盟在此措施下增加的天然氣進口，預計將與亞洲國家產生競爭。此一情況可能在 2025-2027 年在全新的天然氣供應來源出現後得到緩解。

4、 「快速地」淘汰俄國的天然氣進口有可能導致能源轉型的進程受阻、整體碳排增加。

5、 將能源價格維持在 2021-2022 年的水準，將有助提升能源效率進而加速能源轉型的進程。

## (三) 天然氣甲烷散逸問題 20220620

(The 18th IEEJ Global Energy Webinar: Reducing Methane Emissions From Global Gas)

1、 本次研討會為 IEEJ 召集的網路研討會議，主要目的在於說明

天然氣生產、運輸、使用過程中的甲烷散逸問題。

2、 甲烷的議題在 COP26 氣候高峰會上再次浮上檯面，並已有上百國承諾於 2030 年前將甲烷排放水準減少 30% (相較 2020 年)。

3、 甲烷的排放主要來自於自然與人為兩部分。

(1) 自然排放：如濕地與其他。

(2) 人為排放：以農業部門佔比最高，其次則為能源部門與廢棄物。

4、 依據 UNFCCC 的評估，自然排放約占 46%、人為排放約占 54%；其中能源部門占人為排放約三成。

5、 依據 IEA 的估計，自然排放約占 40%、人為排放約占 60%；其中能源部門占人為排放約四成。

6、 對於甲烷的監測是相對有挑戰性的事情，政策法規、技術設備 (地面、無人機或衛星) 仍持續在發展；因此 IEA 認為現行的估計恐怕還有低估的疑慮。

7、 甲烷政策法規的趨嚴對於天然氣產業的影響。

(1) 天然氣使用方對於「潔淨天然氣」的要求、認證。

(2) 天然氣生產者對於其產品溫室氣體履歷的驗證。

(3) 投資人對於天然氣生產者降低散逸甲烷的要求。

8、 根據對於世界主要天然氣利害關係人的訪談與調查 (包含中油)，有以下幾點發現。

(1) 甲烷的排放目前仍不是天然氣市場關注的重點，價格才是。

(2) 天然氣相關業者聚焦於與自身營運相關的排放 (例如負

責天然氣運輸的業者並不會關心生產過程中的甲烷散逸)。

(3) 亞洲國家 (特別是東南亞國家) 認為現行推動煤轉氣的能源轉型已可有效減緩氣候變遷。

(4) 對於「碳中和 LNG」, 有些公司認為這是解決氣候變遷的良方; 有些公司則持保留態度, 認為對於「碳中和 LNG」溫室氣體的量測是低估且不具一致性的。

(5) 考量能源轉型的規劃與天然氣開採的成本回收年限, 目前已有部分公司對於天然氣開採的投資持保留態度。

(6) 投資人目前對於天然氣產業中甲烷散逸議題的興趣仍有限。

9、天然氣產業中甲烷的減量可能來自投資人、買方的壓力, 但仍須政策法規的調整方能造成顯著的改變。

10、 甲烷排放的減量主要應著眼於油氣井、管線等的散逸。(我國雖非天然氣生產國, 惟在卸載、管線運輸等階段應檢視甲烷監測的機制、設備是否完備; 並盤點、監測自然排放的甲烷散逸數量)

#### (四) 疫情影響下的油氣安全探討 20220620

1、 APERC 將能源安全定義為「在合理成本下, 提供可靠能源」。

2、 疫情對於石油消費造成前所未有但短期的衝擊, 目前 APEC 經濟體對於石油的需求已經恢復至疫情前的水準, 並預計在短期內就會超越該數值。

3、 由於 2020 年較暖的氣候, 使得疫情對於天然氣需求的影響較難被釐清。不過 APEC 經濟體對於天然氣的需求仍持續成長 (APERC 預期五年內成長 14%)。

4、 疫情對於石油與天然氣的投資則有較為嚴重的影響, 即便目前的能源價格高漲, 相關的利害關係人仍傾向於改善自

身的資產負債表，對於投資態度轉趨保守。

5、 在前述能源供需條件下，對於能源安全衝擊的可能性越來越高，有些甚至已經發生。

6、 APEC 經濟體在疫情衝擊下對石油與天然氣供給所做的補貼，並未能有效提升產出或強化能源安全；APERC 認為對於管線、儲存槽或策略性石化儲備 (SPR, strategic petroleum reserves) 的投資才是真正有效減緩疫情衝擊的方式。

7、 澳洲便利用疫情期間的低價位，向美國租借 SPR 以強化其能源安全 (約 2-5 天的石油消費量)。

8、 LNG 接收站的再裝填 (reloading) 能力有助於 APEC 經濟體建立相互支援的能源安全網路，並能讓天然氣接收站的利用率因此提高。

## (五) 油氣能源展望 20220820

### (API Industry Outlook)

1、 本次研討會為美國石油協會 API (American Petroleum Institute) 針對近期石油與天然氣市場現況進行簡報。

2、 雖然目前全球經濟成長因俄烏戰爭、供應鏈等問題而放緩，但講者認為該成長率仍高於過往平均值，故其認為全球仍需要更多的能源，其中便包含石油與天然氣。

3、 對於石油與天然氣的開採，鑽井數量 (rig) 通常被視為衡量對石化產業上游投資的指標之一。

4、 然而近期的能源市場價格高漲，在鑽井數量似乎沒有因為此價格訊號而對應提升，其可能原因如下。

(1) 由於能源轉型之故，許多銀行不願對石化產業進行投資。

(2) 石化產業上游廠商處於高度負債狀態，且多數廠商僅願在其現金流的份額上進行投資操作。

5、 [評論] 政府政策的反覆也是原因之一。在俄烏戰爭以前，由於能源轉型之故，政府將石化產業視為即將走向淘

汰的產業；然而在俄烏戰爭以後，又因能源市場供給的緊繃，政府又回頭要求石化產業進行增產。廠商的投資決策將因政策方向的變動性而產生疑慮。

#### (六) 俄烏戰爭後歐盟與俄國的能源衝突展望 20220905

(IEEJ Global Energy Webinar: The prospects and challenges for Euro-Russia energy conflicts after the military invasion to Ukraine)

1、 本次研討會為 IEEJ 主辦，針對俄烏戰爭所帶來的能源衝擊進行探討。

2、 2022 年上半年度對於俄國的能源制裁包含下列項目 (除能源本身外，相關的金融/技術往來也有相關的制裁規劃)。

(1) 原油: 石油禁運將會在年底生效，若以低於 G7 所規劃的價格上限進口俄國原油，則不適用於該禁運條款。

(2) 天然氣: 俄國天然氣管線的貿易並未受到制裁。(相反地，俄國主動中斷部分天然氣管線之供應)

(3) 煤: 俄國煤礦貿易的禁運已於 8 月生效。

3、 因國際對俄國原油的貿易制裁，導致全球能源價格的飆升，俄國也因此原油、天然氣出口中獲取收益，然而此項收益似有趨緩的現象。

4、 即便美國、歐洲對於俄國原油及其製品的進口降低，亞洲與中東國家對於俄國的原油及其製品的進口仍持續上升，且可以觀察到俄國也逐漸取回其對市場價格的影響力。

#### (七) 全球天然氣危機的短期解決方案探討 20220927

(Exploring Short-term Solutions to the Global Gas Crisis (G20 Energy Transition Working Group Parallel Event))

1、 彙整與會人員對於現行天然氣危機的短期解決方案，包含以

下幾項。

- (1) 各國對於天然氣、液化天然氣的生產應盡可能提升。
- (2) 對於具有閒置天然氣產能、中上游天然氣生產建置計畫的國家應給予支援協助。
- (3) 對於 G20 國家的 LNG 航運應作重新安排，以協助無法承受高價天然氣的國家度過難關。
- (4) 應有效運用既有天然氣購氣合約，以最適化 LNG 的船運，進而滿足對於天然氣的需求。
- (5) 可透過公開宣言來穩定短期天然氣市場 (影響預期心理)。
- (6) 發起並密集地討論如何減緩天然氣市場短期的價格波動。
- (7) 建立公開、透明且即時的天然氣交易資訊平台 (例如讓既有 JODI 資料庫更新地更即時)。

2、亦有論者認為應該讓價格訊號來解決天然氣市場的不平衡 (the cure for high prices is high prices)。

3、對於全球能源轉型的中長期目標而言，天然氣在短中期是不可或缺的過渡能源，天然氣市場的波動可能阻礙全球能源轉型的發展。

4、然而，因為全球能源轉型的中長期目標，不少政府、金融機構對於化石燃料 (包含天然氣) 的投資均顯得意興闌珊，使得天然氣的供給在中短期更顯緊縮。

#### (八) 液化天然氣市場的展望 20221024

(The 7th IEEJ Webinar for the World: LNG market and its outlook)

- 1、液化天然氣與天然氣市場價格自 2021 年 7 月起便逐漸攀升，並在 2022 年來到了歷史新高。
- 2、在現行能源價格高漲以及能源轉型目標的情況下，對於 LNG 進一步投資是勢在必行的，包含上游的開採、生產以及

下游的接收、運輸等基礎設施。

3、此外，考量能源轉型目標，我們也需要避免因為天然氣價格高漲而改回使用排碳較高的煤炭。

#### (九) 歐洲天然氣市場的挑戰 20221125

(IEEJ Gas Webinar: European Gas Market Challenges: the 2022-23 winter and beyond)

1、俄國出口的管線天然氣自 2022 年年中便迎來明顯的降幅，以 2022 年 10 月的資料來看，自俄國進口的管線天然氣每日約 65-75 百萬立方公尺，然而去年同期則為 350-400 百萬立方公尺。

2、目前土耳其溪管線、藍溪管線仍正常運行 (輸往土耳其、匈牙利、巴爾幹半島與希臘等地)、烏克蘭管線的利用率則約在 10% 左右。

3、根據淨進口資料來看，給定北溪管線無法供氣。

(1) 若烏克蘭管線供氣中止，捷克、斯洛伐克與奧地利將會受到嚴重衝擊。

(2) 若土耳其管線供氣中止，匈牙利與賽爾維亞受到的衝擊最大。

4、短期歐洲國家較難取得「非俄國」的管線天然氣，因此歐洲國家對於 LNG 的需求將會增高；目前歐洲各國均計畫透過新建天然氣接收站或浮動式天然氣接收站 (Floating Storage Regasification Units, FSRU) 來強化接收能力。

5、雖然現行歐洲各國天然氣儲槽約達 95% 的水準，然而若該數值在 2022 年的冬季用氣高峰過後低於 40%，則歐洲地區在沒有俄國天然氣的前提下，將難在 2023/2024 的冬天前儲備對應數量的天然氣。

6、值得一提的是，由於短期內歐洲天然氣儲槽無法接受更

多天然氣，因此會看到日前市場價格低於月前市場的現象。

7、因應天然氣價格飆漲，各國應對措施有兩種類型，但各有優缺。

(1) 政府補貼能源價格飆漲帶來的支出差額：可能會有政府無法負擔的狀況。

(2) 政府設定價格上限或其他定價標的：可能破壞天然氣的競爭市場機制。

8、考量到潛在的經濟衰退風險、能源轉型推動等因素，對於天然氣的需求將會趨緩。可能在 2026-2027 年，天然氣市場的供需與價格將會趨於穩定。

9、歐洲國家短期 LNG 需求的上升，對於依賴 LNG 的亞洲國家來說，將會是個顯著的影響因子。

#### (十) 2023 年 LNG 市場展望 20230315

(The 27th IEEJ Global Energy Webinar: Shell LNG Outlook 2023)

1、歐洲地區因烏俄戰爭因素中止了來自俄國的管線天然氣，並以 LNG 進口取代之。LNG 進口在 2022 年提升了 60%。

2、歐洲地區在 2022 年的天然氣供需方面。

(1) 需求：各國均以政策引導降低天然氣的需求。

(2) 供給：俄國管線天然氣的中斷主要以 LNG 的進口取代之。

3、中國在 2022 年的天然氣供需方面。

(1) 需求：若以總體經濟指標來看，2022 年似乎仍因疫情措施而未能迎來經濟復甦。

(2) 供給：對於 LNG 的進口顯著下降，其下降的數值主要反

映在對於現貨市場的購買量。

4、LNG 價格於 2022 年大幅上漲，部分國家甚至因此改用排碳較多的燃煤電廠來維持能源安全與可負擔性。

5、在 2023-2024 年間，全球 LNG 供給的成長有限（主要來自美國與卡達）；然而歐洲對於 LNG 的需求以及中國經濟復甦的因素，可能會導致全球 LNG 的供需情況更趨緊繃。

6、本次報告也提到了美國的 LNG 出口占比預期將不斷提高，由目前的 10% 上升至 2028 年的 20% 左右。對於 LNG 進口國而言，將無法進一步分散供應鏈風險。

#### 7、[評論]

(1) 中油在過去 2-3 年分別從不同的公司進口碳中和 LNG (示範計畫)，然而似乎因缺乏普遍認可的認證機制，而未能將其視為低碳燃料。目前 GIIGNL 已發展出一套架構作為碳中和 LNG 監管、認證的機制。若該機制能被普遍認可，則未來在檢討電力配比時，應亦可將之作為選項之一。

(2) 即使美國並非我國 LNG 主要的進口來源國 (2022 年占比約 10%)，然而當其 LNG 出口占比提升至 20% 時，代表當該國供應鏈出狀況，可能會造成全球 LNG 市場價格更大的波動，進而影響我國能源安全與可負擔性。

(3) 我國 LNG 主要進口來源為卡達、澳洲、美國等，並在 2022 年 3 月與俄羅斯合約結束後不再續約。此一決定使得部分既有來源的進口占比提高，進而使我國 2022 年的進口天然氣來源集中度達到近 5 年的新高，意味著能源系統面臨著更高的風險。

#### (十一) 能源安全的挑戰與應對措施 20221125

(The 8th IEEJ Webinar for the World: Challenges and Response Strategies for Energy Security Under the New Reality)

- 1、 部分開發中國家計劃逐漸以天然氣取代煤炭使用，以漸進達成能源轉型目標；然而烏俄衝突所導致的能源價格飆漲，使經濟發展與能源轉型兩者的衝突更為深化，尤其對於開發中國家而言，「可負擔的能源」是能源政策優先考量的重點。
- 2、 相較傳統化石能源，清潔能源相關技術對於關鍵礦物的需求更為殷切。IEEJ 研究團隊透過對比其能源供需展望與各項關鍵礦物的投入情形，估算出鎳與鈷將是最快面臨嚴重供不應求的礦物。
- 3、 由於能源轉型的成功與否有賴清潔能源相關技術的普及，對於關鍵礦物的各項技術均應及早發展，包含回收技術、礦源探勘、製程效率提升等。
- 4、 能源轉型所帶來的「綠色成長」，僅有具備充足資本的國家才有辦法享受到，貧富差距可能會因此加深；除此之外，缺乏資本投入的國家有可能因此無法成功達到能源轉型的目標（這些國家可能具備一定程度的減碳潛力）。

## 二、 氫能相關研討會議

### (一) 澳日韓美氫能發展資訊 20220519

#### 澳洲 (APEC EGNRET56: Australia)

- 1、 Australian Renewable Energy Agency (ARENA) 對於不含運輸、倉儲的氫能成本 (at farm gate, 產地價)。
  - (1) 目前約每公斤 6-9 美元 (2021/07)。
  - (2) 預計至 2030 年達到每公斤 2-3 美元。
  - (3) 預計至 2040 年達到每公斤 1.5-2 美元。
- 2、 氫能成本下降主要來自電解製程與電力成本的下降，且在氫能成本的組成占比中，電力成本的比重將遠高於電解製

程。

### 3、挑戰

- (1) 法規的限制：法律並未允需氫能使用既有管線。
- (2) 技術與安全標準：標準的建立有助降低成本並加速氫能發展。
- (3) 商用挑戰：確保能夠承擔不確定與風險帶來的成本。

## 日本 (APEC EGNRET56: Japan)

### 1、日本氫能需求目標 (包含氫)

- (1) 目前：2 百萬噸 (million tons, MT)
- (2) 2030：3MT
- (3) 2050：20MT

### 2、日本氫能成本目標 (IEEJ\_Webnar\_Japan\_Green Hydrogen\_International Supply Chain)

- (1) 2030：每公斤 3.1 美元。
- (2) 2050：每公斤 2.1 美元。

### 3、兩項氫氣供應鏈示範計畫

- (1) 示範計畫 1：日本於 2016 年起與澳洲合作，利用澳洲的煤炭搭配 CCS 生產氫氣，並於 2022 年從澳洲進口氫氣，為全球首例的液態氫航運 (以液態方式輸入)。
- (2) 示範計畫 2：預計從新加坡與馬來西亞進口液態氫 (LOHC/ methylcyclohexane)。<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> LOHC：液體有機氫載體 (liquid organic hydrogen carrier)，其中一種方法是透過甲基環己烷 (methylcyclohexane)

## 韓國 (APEC EGNRET56: Korea)

### 1、 綠氫的成本目標

(1) 2030：每公斤 2.74 美元，國內產量 0.25 kT/ year。

(2) 2050：每公斤 1.96 美元，國內產量 3 MT/ year。

2、 韓國氫能需求於 2050 將達 27.9 MT/ year，超過 80%透過進口而來 (H2 tanker)，其用途分別為。

(1) 能源轉換 (燃氣發電、燃料電池)：13.5 MT。

(2) 工業使用：10.6 MT。

(3) 交通使用：2.2 MT。

(4) CCUS：1.6 MT (不確定具體用途)

## 美國 (APEC EGNRET56: USA)

1、 111 目標：在 10 年內使綠氫成本達到每公斤 1 美元。

2、 目前每年產出 10 MMT 的氫氣，在不同情境預估中，達到 2-5 倍的成長。

3、 每增加 10 MMT 的氫氣將可使風力發電或太陽光電的布建加倍。

## (二) 低碳氫能的國際標準 20220620

(APEC Low-carbon Hydrogen Workshop: Low-carbon hydrogen international standard)

1、 本次研討會為 APEC 研究計畫下的會議，主要目的在於建立「低碳氫能定義」的共識。

2、 根據調查，APEC 經濟體對於氫能的分類方式並無共識，部分經濟體仍在建立氫能分類的標準。

(1) 我國目前尚未有官方文件進行氫能的分類。(詳見報告

p.69-70)

(2) 多數 APEC 經濟體認為應建立經濟體內部共識後，提供國際制定氫能分類標準之參考，並不傾向發展一套 APEC 內部的氫能分類標準。

3、以較為常見的分類來看，由低排放強度至高排放強度的氫氣製程，可將氫能分為以下幾種顏色。

(1) 綠氫：透過再生能源產生的電力進行電解水產氫。

(2) 藍氫：透過天然氣蒸氣重組或煤炭氣化，並搭配 CCUS 產氫。

(3) 灰氫：透過天然氣蒸氣重組產氫。

(4) 黑氫：透過煤炭產氫。

(5) 棕氫：透過褐煤 (lignite) 產氫。

4、然而僅透過顏色的分類，可能無法有效傳達「碳排強度」這類關鍵數值。國際上已有部分國家、組織進行氫能碳排標準的設定。

5、目前對於氫氣製成並沒有一套具共識的排放強度計算方法，然而 The International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE) 目前已在著手進行規畫。

6、氫氣製程的碳排放追蹤，對於氫能發展是相當關鍵的機制；其有助於建立氫能的「證書交易體系」(book & claim)，提高終端使用者對於氫能的興趣。

7、歐盟已建立 CertiHy 制度並於其會員國進行示範計畫。  
(<https://www.certifyhy.eu/go-labels/>)

(1) 該制度對於「綠氫」、「低碳氫氣」進行認證，其認證的標準包含製程能源以及碳排放數值。

■ 綠氫：電解製程的能量來源須為再生能源 (風力、太

陽光電或水力) 或符合特定標準的生質能。

- 低碳氫氣：透過核能或化石燃料，並搭配 CCUS 技術所製造的氫能。(發展中)

(2) 以上兩者均有碳排的最低標準，該標準為低於當前最佳(BAT, best available technology) 蒸氣重組製氫技術碳排數量的 60%；該比例將會定期進行重新評估並隨時間逐漸上升。

(3) 以綠氫為例，給定當前最佳蒸氣重組製氫技術的碳排數量為 91gCO<sub>2</sub>e/MJ，則綠氫除了要滿足電解製程能量來源的條件外，其碳排應低於 36.4gCO<sub>2</sub>e/MJ。

(4) 低碳氫氣的碳排最低標準相同。

(三) 以綠氫作為減碳工具：以東南亞國家為例 20230302

(The 46th IEEJ Webinar: Decarbonizing Asian Economies with Green Hydrogen)

1、 綠氫的普及，將使得傳統能源進口國具備成為能源出口國的可能性。

2、 以東南亞國家於 2020 年的資料來看，除緬甸外，多數國家仍大量依賴化石能源；在再生能源中，則以生質能佔最大的比例，風力發電與太陽光電的比例甚至少於總能源配比的 1%。

3、 由於多數東南亞國家均提出 2050 或 2060 的減碳目標，同時也提出燃煤電廠除役的藍圖，故東南亞國家在未來對於減碳與再生能源應會有更積極的作為。

4、 該研究聚焦於綠氫的需求與供給。

(1) 綠氫的需求部分，主要將用於難以透過電氣化減碳的部門，例如工業部門與交通部門，電力部門則未規劃使用綠氫。

(2) 綠氫的供給部分，主要來源自再生能源。其中考量綠氫

的原因包含。

- 綠氫因其本地生產的特性，可以規避國際市場變動的風險。
- 藍氫的價格與供給，容易受到國際化石燃料市場變動的影響。
- 相較傳統化石能源，綠氫較不受化石燃料存量與分布的限制，僅需有足夠的再生能源即可。
- 再生能源具備分散的可能性，故綠氫的生產有助於強化區域的能源安全。

## 5、該研究的方法論

### (1) 需求

- 工業部門：針對「熱」需求進行估算，進而換算出氫能的需求。
- 交通部門：假設重型貨車改用燃料電池 (fuel-cell vehicles, FCEV)；航空、海運與鐵路的化石燃料改為氫能。

(2) 供給 (可供出口部分)：東南亞國家的綠能潛力減去電力生產、為滿足氫能需求的電能，該差額即為額外可出口氫能的供給量。

6、該研究發現印度、越南、馬來西亞與泰國，工業部門對於氫能的需求較高；印度、越南、馬來西亞、菲律賓與泰國，交通部門對於氫能的需求較高。

7、無論樂觀或悲觀的情境，東南亞國家均具備氫能出口的潛力，包含印尼、緬甸、泰國、越南、菲律賓等。

8、以東南亞國協成員來看，綠氫總生產潛能約 1,200 Mtoe、工業與交通部門綠氫需求約為 350 Mtoe。因此東南亞國協的

綠氫出口潛力約為 54-843 Mtoe，約等於 20-300 Mt 的綠氫。

9、該研究認為東南亞地區在未來有機會成為日本綠氫進口的來源之一。

10、 [評論]

(1) 依據目前能源局所公布的氫能關鍵戰略行動計畫，預計於發電部門導入混燒發電技術，並使氫能發電於 2050 年達 9-12%；然而國際氫能供應鏈與國內自產氫技術尚處技術建立階段，故能源局目前未直接設定具體的氫能供需量目標。

(2) 根據工研院所規劃的「台灣 2050 氫應用發展技術藍圖」可知，未來多數的氫氣需求 (氫約為 325 萬噸、氨則為 315 萬噸) 仍需依靠進口。考量氫能進口的運輸距離以及能源安全的風險分散因素，以及本篇研究報告的樂觀評估，東南亞地區可能是我國可考量的氫氣進口來源之一。

(3) 不過需要注意的是，本篇報告的前提是假設東南亞地區的再生能源潛力被有效開發後，其最大可供出口綠氫氣的潛力，因此若要將之作為我國氫氣進口來源之一，應持續觀察此區域能源政策方向與再生能源布建進程 (部分國家的碳中和目標設定在 2060 年而非 2050 年)。

(四) 東南亞國協的氫氣需求預測 20221024

(EAS Hydrogen Workshop: Hydrogen Demand Forecast in ASEAN)

1、東南亞國協中有 6 個國家在其能源展望中提到將會使用氫能，其中多數均規劃在最終消費部門 (如：交通、工業) 使用，僅有一個國家規劃在電力部門使用氫能 (泰國)。

2、東南亞國協中，有 3 個國家計畫運用其國內豐富的再生能源製造氫氣 (如：印尼的地熱、寮國的水利與越南的風力)，

另外 3 個國家則計畫進口氫能。

#### (五) 各國氫能貿易之考量 20221024

(EAS Hydrogen Workshop: Hydrogen trading considerations)

- 1、以技術觀點來看綠氫生產，在 2050 年能以每公斤 1.5 美元生產綠氫的區域，主要集中在非洲、中東、北美與澳洲；東亞各國在綠氫生產則較不具優勢。
- 2、以氫能進口而言，主要會以東北亞、歐洲、北美為主要進口國。
- 3、各國對於發展氫能的目標各異，部分國家將其作為增加能源分散度的方法之一、也有部分國家是以能源安全的觀點看待氫能，但去碳化則為多數國家發展氫能的共通理由。

#### (六) 日本發展氫經濟的展望與行動 20221024

(EAS Hydrogen Workshop: Japan's Vision and Actions toward Hydrogen Economy)

- 1、日本為全球最早提出國家氫能策略的國家，在其 2050 淨零碳排放的目標下，氫能的應用為其達成該目標的手段之一。
- 2、預計在 2030 年，氫氫能將在日本的電力配比中達到 1%。
  - (1) 再生能源與核能將持續成長，從 2019 年的 24% 提高至 59%；
  - (2) 化石能源則從 2019 年的 76% 降至 41%。
- 3、在氫能供給面部分
  - (1) 既有氫能製程將逐步引入 CCUS 技術。
  - (2) 進口氫能則將建立起全球的供應鏈。
  - (3) 新型氫能製程將致力於成本之降低，並使之具備市場競

爭力。

#### 4、在氫能需求面部分

- (1) 將從陸運的客貨車開始，逐步引入海、空運。
- (2) 電力部門則包含燃料電池、小型燃氣電廠，逐步擴充至商業化大型電廠，並作為電力系統中彈性、零碳的電力來源。
- (3) 工業部門則預計在鋼鐵、化工業，以氫能取代傳統高碳排的製程。

### 三、電力市場相關研討會議

#### (一) 日本 2022-2023 夏冬缺電危機 20220620

- 1、事件背景：據日本政府估計，日本東京地區 (TEPCO 服務轄區) 將於 2022-2023 年的夏季面臨供電緊澀的挑戰，預備率甚至有可能降至負值，此為日本 10 年內最嚴重的電力短缺危機。

#### 2、事件成因

- (1) 俄烏戰爭所引發的國際天然氣供給緊繃 (2021 年俄國天然氣占日本天然氣進口總額 8%)。
- (2) 老舊火力機組依時程退役。
- (3) 停機核能機組未能依預估時程供電。
- (4) Nuclear Regulatory Authority (NRA) 的標準審查時程設定為 2 年。
- (5) 然而根據歷史資料，NRA 於過往 10 年內僅核可 10 座核能電廠重新上線。
- (6) 夏季異常高溫機率高達 50%。

- 3、政府對策：2022 年 6 月 7 日，日本政府召開 2022 年度

電力供需緊張預期相關會議，相關對策包含。

- (1) 提出全國規模的節電要求，但不設定具體數值目標。
- (2) 因應太陽光電發電量下滑的傍晚時段，強化節電要求。
- (3) 新增節電提醒警報。
- (4) 在安全前提下，重啟核電廠。
- (5) 對停運的火力機組提供重啟補貼。

## (二) 核能協助能源轉型的角色 20220727

(The 20th IEEJ Global Energy Webinar: Nuclear Power and Secure Energy Transitions (IEA))

- 1、 俄烏戰爭所引發的全球能源供給衝擊，促使各國政府重新檢視其能源轉型策略，特別是能源供給的多元性與自主性；政策規劃的變動讓核能有機會重新成為能源轉型的選項之一，目前處於研發階段的小型模組化核反應器 (SMR) 也因此備受各國關注。
- 2、 以 2020 年的資料來看，核能發電為全球低碳發電量第二高的電力類別，僅次於水力發電。
  - (1) 風力發電與太陽能發電的發電量分別為第三、第四高，此二者之總和仍低於核能發電量。
  - (2) 核能約可貢獻 1.5 Gt 的二氧化碳減量。
- 3、 福島核災後，美國、韓國、法國與芬蘭的核電廠建設計畫均受到不同程度的影響，成本與建設時程均大幅增加。
- 4、 在 IEA 淨零碳排的情境中，為與再生能源相互搭配，全球核能裝置容量將持續增加，於 2050 年約達 800GW。
  - (1) 其中 G7 國家的核能裝置容量呈現微幅成長的趨勢。
  - (2) 中國與其他發展中國家的核能裝置容量將會在此期間大

幅成長。

5、依據 IEA 估計，在新設核能未增長或既有核能未延役的情境下，2050 淨零碳排的目標仍有可能達成；然而，其相對需付出的代價為每年 200 億美元，同時也將提高對再生能源、儲能電池、電動車等需求，進而推升對關鍵礦物的依賴。

6、除了無法提供電力系統彈性升降載的調度的輔助功能外，核能在慣量、尖峰容量與能源供給方面均可提供幫助。

7、在能源轉型的目標下，電力市場的設計應能有效凸顯可調度的低碳能源的容量價值。

### (三) 日英澳電力零售市場危機 20220727

#### 1、日本方面

(1) 電力零售市場受到衝擊的主因是「燃料價格的上漲」無法如實反應在電力零售價格，導致電力零售業者在批發市場以較高價格收購電力後，卻需要用受到限制的價格提供給終端用戶。

(2) 燃料價格與市場設計造成許多電力零售公司倒閉或退出部分零售業務 (如：退出高壓、特高壓零售業務)，部分電力零售業者也暫停接受新合約以降低進一步的損失。

(3) 部分新興電力零售業者也著手修改其合約中燃料價格調整費用上限以弭平損失，但燃料價格調整費用的上限似乎僅適用部分電力零售業者。

(4) 日本經濟產業省 (METI) 目前正在討論如何修訂燃料價格調整機制，使得燃料價格的波動能有效反應至終端消費者，同時不致讓終端消費者無法承受。

#### 2、英國方面

(1) 英國電力零售市場則在 2021 年便開始面對前述電力零

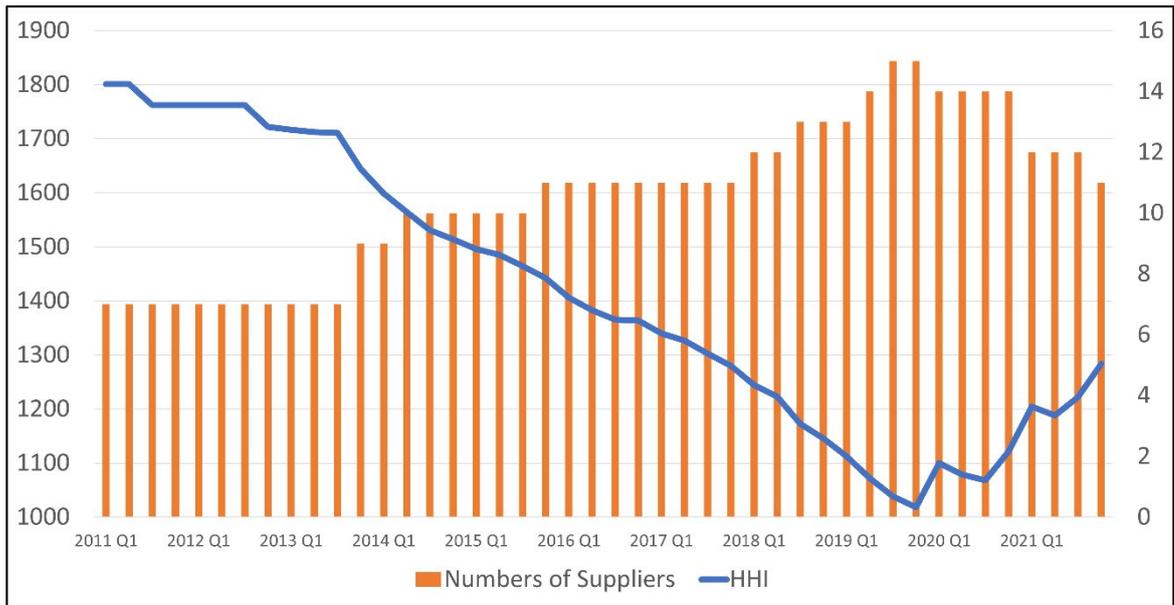


圖 60 英國電力零售市場集中度 (HHI) 與廠商家數

售公司倒閉的問題，其問題的主因也是源自法規對於電力零售市場訂定價格上限，但電力批發市場卻沒有相關的限制。當上游價格上漲時，能源成本無法反應於終端用戶。

(2) 根據英國獨立能源管制機構 Ofgem 的資料來看，電力零售市場集中度 (以 HHI 指標衡量) 自 2020 年達近年低點並反轉上升，且該指標呈現持續上升趨勢至 2021 年第 4 季 (目前可得最新資料)。

(3) 若我們計算電力零售市場廠商家數 (排除市佔為 0 的廠商)，則可以發現該數值與電力零售市場集中度呈現高度相關。代表電力零售市場的市場集中度於近年逐漸上升，其原因不僅是廠商市占率的消長，部分廠商退出零售市場也是其中一項因素。

### 3、澳洲方面

(1) 與日、英觀察到的電力零售市場危機類似，電力零售廠商無法將批發市場的價格變動如實反應至終端用戶，因此部分小型、未對價格波動保險的電力零售廠商沒有能力面對燃

料價格大幅上漲的衝擊，因而無法對用戶提供服務甚至倒閉。

(2) 澳洲能源監管機構因應此市場衝擊，也因此調整了電力零售廠商對於終端用戶可收取電價的上限。

(3) 對於電力零售市場因能源供給面衝擊而造成的市場集中度上升，有論者認為在中長期可能會造成零售市場競爭程度下降，進而推高整體電力零售價格。

#### (四) 日本再生能源採購的探討 20220915

##### (IEEJ Global Energy Webinar: Corporate Procurement of Renewable Electricity in Japan)

1、 本次研討會為 IEEJ 主辦，針對日本企業對於再生能源採購的議題進行探討。

2、 日本再生能源市場的供給型態多元，包含在用電場域建造再生能源設施、支付再生能源費用給電力零售商（無法指定再生能源來源）、綠電憑證、實體/虛擬再生能源購電合約。

3、 對於再生能源購電合約來說，買家是否能穩定、長期地維持合約關係並確保該賣家收益至少與 FIT/FIP 相同水準是相當關鍵的因素。

4、 截至 2022 年 4 月，日本企業加入 RE100 的數量已達 69 家；然而高昂的價格與有限的供給，為日本企業採購再生能源時所面對的兩大的挑戰。

5、 造成這兩大挑戰的主因包含以下幾點。

(1) 地理環境的天然限制。

(2) 環境影響評估的冗長程序。

(3) 現行電網的利用率高

- 即便再生能源在現行規定下可併入電網，仍有可能因調度等考量而無法將其產出送至電網中。

- 在現行規定下，前述的狀況並不會受到任何補償。這種對於產出、收益的不確定性，將影響再生能源開發者投資的意願。

(4) 買家是否能為賣家提供至少與 FIT/FIP 相同水準的收益。

(5) 現行 FIT/Non-FIT 是否能有效溯源。

#### (五) 2023 年日本電力事業的展望與課題 20230103

(2023 年のエネルギー展望: 2023 年の電気事業の展望と課題)

1、燃料價格於 2021 年秋季開始上漲，連帶使得批發市場價格同步上漲；然而，電力零售部門卻因為無法即時、完整反映在其售電價格，導致虧損持續擴大。

2、日本 2023 年備轉容量率預估，各地區依其天氣條件、機組排程等因子各有不同。以東京地區來看，給定酷暑的情況下，7 月的備轉容量率將低至 3.3%，接近 3% 的警戒線，需要特別注意；相較夏季，給定嚴寒的情況下，冬季的備轉容量率則普遍較高。

3、現行日本電力市場由發電、售電部門的互動主導，輸配電部門則辦理執行與調整電力系統的角色；目前，考量電力供給的穩定與電源啟動，可能會討論由輸配電部門主導電力市場，並整體化考量批發市場與電力平衡市場，但具體機制仍在討論中。

4、目前日本預計於 2023 年，針對「脫炭電力」推出容量拍賣機制，包含蓄電池、抽蓄水力、氫氦混燒等。2023 年募集的總目標為 400 萬 kW，其中包含既設火力 100 萬 kW、蓄電池與抽蓄水力的 100 萬 kW。

#### (六) 2023 年日本節能政策的展望與課題 20230103

(2023 年のエネルギー展望: 2023 年の省エネルギー政策の展望と課題)

1、在全球能源危機的環境下，節能措施普遍作為一項立即且有效的應對措施。2023 年初 (冬季)，日本也將透過一系列節省

天然氣、電力消費的措施來應對供不應求的情況。

2、 依據各國面臨之能源挑戰不同，對於節能政策的關注也各不相同。

(1) 歐洲：直面烏俄戰爭帶來的天然氣供給緊繃問題，歐洲各國大多有提出相關的節能獎勵措施應對。

(2) 美國：根據拜登政府的「降低通膨法案」(Inflation Reduction Act)，其中 3,690 億美元將用於能源安全與氣候變化。當中的 16% 則與節能政策相關，主要是用於 EV 與熱泵的普及等電氣化措施。

(3) 亞洲國家：主要將節能政策視為中長期的措施。泰國等 LNG 進口國則在 2022 年推出一系列節電措施，未來視天然氣價格的變動，可能會進一步強化。

(4) 日本：未來三年的節能措施相關經費將達 5,000 億日圓，其中包含節能設備投資更新的 500 億日圓、提升住宅隔熱能力的 1,500 億日圓、高效熱水器的 300 億日圓以及節能點數相關補助的 1,800 億日圓。

#### (七) 2023 年日本再生能源的展望與課題 20230103

(2023 年のエネルギー展望: 2023 年の内外再生可能エネルギー市場の展望と課題)

1、 據估計，全球再生能源發電量於 2022 年成長 10%，2023 年的成長率則預估為 7%。

2、 2023 年太陽光電 (5.1%) 與風力發電 (8.2%) 占全球發電量約 13.3%；若以整體再生能源來看 (太陽光電、風力發電、水力發電與地熱風電)，則約達 32%。

3、 再生能源的於 2023 年的裝置容量增量，主要來自中國與歐洲的快速推廣，約占整體增量的一半、累積總量的 20%。值得一提的是，約有 9 成的增量來自太陽光電 (60%) 與風

力發電 (陸域：25%、離岸：5%)，電力系統需要對這些具備間歇性的再生能源預做準備。

4、 2023 年全球再生能源裝置容量持續增長，主要來自中國、美國與歐洲的推廣。

(1) 中國：第 14 個五年計劃中對於再生能源的發展規劃。

(2) 歐洲：由於烏俄戰爭造成的能源供給危機，歐洲推出 RePower EU 計畫試圖強化其能源的自主性，再生能源的推廣即是其中一環。

(3) 美國：根據拜登政府的「降低通膨法案」，對於再生能源與生質燃料的稅賦優惠將延續至 2032 年；然而，受其對中國的太陽能板的制裁，短期太陽光電的推廣預期將會受到一些挑戰。

5、 2021 年開始，各項資源成本的提高，使得太陽光電與陸域風電的 LCOE 首次出現微幅上升；即便如此，太陽光電與陸域風電之於燃氣、燃煤機組的成本優勢仍在。

6、 值得注意的是，日本的再生能源裝置容量成長率自 2014 年開始便一直呈現下降趨勢。「無法在 FIT/FIP 制度以外找出合適的商業模式」為日本再生能源裝置容量成長率停滯的主因，除此之外，適合太陽光電的土地已逐漸減少、居民的反對意見等都是再生能源推廣的挑戰，未來可能需要額外政策的協助。

7、 據估計，若現行已公布的氫能政策均如期完成，則 2030 年全球製氫規模將達 24 百萬噸 (綠氫：14 百萬噸、藍氫：10 百萬噸)。目前全球 2030 年氫電解設備裝置容量目標為 145-190 GW。

## (八) 2023 年電力市場報告 20230315

(The 28th IEEJ Global Energy Webinar: Electricity Market Report 2023)

IEA 於本次研討會分享電力市場變化趨勢，並對未來 3 年的電力市場發展進行評估。

1、 2022-2025 年，中國、印度、東南亞地區的電力消費將會占全球的 70%；其中，中國的電力消費更是占全球的三分之一。

2、 自 2022 年起，再生能源與核能將是滿足電力需求增量的主要來源。若以日本的資料來看，日本的電力配比方面，再生能源與核能在未來 3 年預計將持續增加，占比分別由 2022 年的 6%、22% 上升至 2025 年的 10%、26%。

3、 2022 年的全球電力部門碳排創歷史紀錄，其主因為各國對於化石燃料使用的增加；預計未來 3 年，中國、印度、東南亞地區的碳排量仍會持續上升。

4、 考量能源安全、可負擔性等因素，歐洲地區在 2022 年使用了比過往更多的煤炭與天然氣來生產電力（核能與水力發電因維護或缺水等因素無法有效提供電力）。在德國，部分的化石燃料發電廠甚至因此延役至 2024 年。

5、 電力可負擔性部分，各國批發電力價格在 2022 年均具有明顯的上升，且以歐洲地區、高度能源進口依賴的國家上升幅度最大。

### 6、 評論

(1) 台灣與日本同為高度進口依賴的國家，後者 2025 年的電力配比中，預計仍有 10% 來自核能，前者則預計於 2025 年達到非核。若要同樣在 2050 年達到淨零碳排的目標，我國對於再生能源、CCUS 搭配天然氣的需求將會高於日本。然而，由於我國天然氣接收站預計在 2025 年後方能陸續啟用，因此天然氣接收站利用率 (utilization rate) 在 2025 年

前後可能會進一步地提高，有可能造成營運上的風險。

(2) 歐洲地區因為中斷了來自俄國的管線天然氣，使得該地區轉向採購 LNG 以供應能源需求。歐洲地區對於 LNG 的需求，可能造成該市場的價格推升，進一步影響原先仰賴 LNG 的國家。

(3) 另外值得注意的是，德國在 2022 年以前並未有 LNG 接收站，然而該國卻在取得施工許可後，僅花半年就完成了浮動式天然氣接收站。該技術可能可以作為緩解我國 2025 年前後天然氣接收站利用率過高的問題。

(4) 在烏俄戰爭所引發的能源危機後，各國考慮能源轉型議題時，除了脫碳目標以外，更會同時考量能源安全、能源可負擔性議題。部分開發中國家甚至認為脫碳並非其最為急迫的目標。

#### 四、減碳策略與其他能源議題研討會議

##### (一) 碳中和技術研討 20220519

(APERC Annual Conference 2022: Japan's efforts toward further deepening energy efficiency)

日本能源效率的提升主要源自以下幾項因素

1、 能效政策的施行：對於各部門均有完整的能效政策規定。

(1) 能源管理系統：政府對於能效管理員提供穩定的經濟誘因與技能知識分享平台。

(2) 同業能耗比較：對於相同類型的工廠、企業進行能耗比較。

(3) 志願行動方案：由同業中能效表現優異者進行經驗分享。

(4) 最佳效能方案：透過能效分級、經濟誘因方式引導技術

研發。

2、 穩定資金系統：相關資金可用於提供能效政策的誘因及研發相關支出（來源為電力資源發展推廣稅與石化煤炭稅）。

3、 能效人力的使用：各場域組織內部的能效管理員可協助辨識能效改善。

(APERC Annual Conference 2022: Policies to reduce carbon emissions in the transportation sector)

1、 中國為推廣高能源效率的運具，提出雙積分政策 (Dual Credit Policy)。

(1) 車廠製造越多的環保車，將會得到更多的積分；反之，則會得到低分甚至是負分。

(2) 積分總合需為正，車廠才能進行銷售；否則須和其他車廠購買積分。

2、 以煤炭作為主要發電燃料的國家而言，推廣電動車的減碳效益可能不如對燃油車效率的改善。

(IEEJ& APERC IES2022: CCUS in Japan and Asia)

1、 日本目前對 CCUS 的潛力進行研發探索，以有效利用「捕集的碳排」進而達成碳循環。

2、 在 CCUS 部分，日本已於 2016 年至 2019 年補集儲存了 300 ktons 的二氧化碳，並儲存於北海道苫小牧市 (Tomakomai Hokkaido)。

3、 下階段的示範計畫將會是從日本各地進行二氧化碳捕集，並透過海運運輸至北海道苫小牧市儲存。

4、 日本的儲存容量預估為 160 億噸的二氧化碳，目前持續

進行地質探勘。

#### 5、 規劃進程部分

(1) 2023-2026 年：將會是可行性研究階段。

(2) 2026 年：若要在 2030 年商轉，2026 年將會是最後投資決策時點 (FID, final investment decision)。

(3) 2030-2050 年：每年預計鑽 12-14 座井；並於 2050 年達到每年 1.2-2.4 億噸二氧化碳的儲存能力。

#### 6、 日本認為 CCUS 存在以下挑戰

(1) 成本控制

(2) 二氧化碳儲存與監測的技術

(3) 對於二氧化碳的排放、降低生命週期評估的驗證系統。

(4) 確保二氧化碳儲存地點的安全性。

(IEEJ& APERC IES2022: NEDO's activities to realize the carbon neutrality by 2050)

1、 單純依靠現有技術達成減碳、淨零碳排目標，其年成本約佔全球 GDP 的 12%。

(1) 以減少 10 Gt 二氧化碳當量的溫室氣體為例，僅利用現有技術的減碳邊際成本為每公噸 1,000 美元。

(2) 減碳邊際成本以線性方式成長。

(3) 現有減碳技術的成本過高，需仰賴新技術抑低成本。

2、 IRENA 預估在 2050 年，全球陸域風電裝置容量將達 5,

044GW、離岸風電裝置容量將達 1,000GW。

### 3、日本離岸風電目標

(1) 裝置容量於 2030 年達 10GW、2040 年達 30-45GW。

(2) 設定國產化目標達 60%。

(3) 在 2030-2035 年將成本降至每度 8-9 日圓。

4、不同儲能類型在容量、放電期間與定位上均有差異：氫能最適合作為大規模電力儲存，其放電期間可包括短期的小時至長期的季節。

5、為了在 2050 年達成碳中和目標，再生能源將扮演至關重要的角色。因此，如何降低再生能源成本並提高可靠性將會是關鍵。

(IEEJ& APERC IES2022: Next generation nuclear energy in a decarbonized energy system)

1、目前核能研發方向包含：小型反應爐、無水冷卻反應爐等。

2、核能對於減碳目標的達成有其價值。

(1) 低成本、高可靠度、低排碳。

(2) 有助於非電力部門減碳。

(IEEJ Webinar: Japna's Challenges for Boosting Renewable Energy)

1、全球再生能源於 2020 年僅佔 28% (風能 6%、太陽光電 3%)，惟區域間差異頗大：歐洲 (41%)、亞太 (25%)。

2、IEA 預估在 2050 淨零碳排目標下，全球再生能源需在

2050 年達到 62,000TWh，約為目前的 9 倍。

- (1) 在 2050 年，80%的再生能源將來自風力與太陽光電。
- (2) 儲能系統將需要大量布建。

### 3、日本提高再生能源所遇到的挑戰

- (1) 再生能源場域的尋找
- (2) 退役再生能源設備的更新與處理
- (3) 再生能源成本有效性

- 目前評估於 2030 年，大規模的太陽光電場域可將 LCOE 降至每度 8-11 日圓；離岸風電則為每度 26 日圓（遠高於目標的每度 8-11 日圓）。
- 為維持一定程度的系統可靠度，提高再生能源於電力系統佔比所需要新增的電網投資（例如對應系統慣量的減少等），其成本應也要納入考量。

## (二) 東協國家的減碳技術最適選擇 20220620

(The 5th IEEJ Webinar for the World: Decarbonization of ASEAN energy systems: Optimum technology selection model analysis up to 2060)

- 1、分析方法是透過線性規劃模型處理成本最小化的問題，其刻劃的能源系統從初級能源 (primary energy) 至終端能源使用。
- 2、考量再生能源變動性與其他技術的搭配，本模型資料顆粒度為 4 小時 1 筆 (1 年 2190 個時間切片)。
- 3、考量的技術包含氫氣的混燒/專燒、CCS/CCUS、負碳技術 (negative emissions) 等，總數高達 350 餘項。
- 4、值得一提的是模型中的技術區分很細，如「從氫分離出氫」、「從東協地區進口氫」、「從東協以外地區進口氫」、「氫

能航運」等，包含能源供給面與需求面。

5、不同年份氫氣進口價格設定如下 (與日本政府規劃類同)。

(1) 2030 年:30cent per  $Nm^3 - H_2$  (約每公斤 3.34 美元)

(2) 2050 年:20cent per  $Nm^3 - H_2$  (約每公斤 2.22 美元)

(3) 2060 年:17.5cent per  $Nm^3 - H_2$  (約每公斤 1.95 美元)

6、在淨零碳排的目標下若不考慮碳匯技術，則對於氫氣、再生能源的依賴將會更大；反之，則傳統化石燃料的能源占比將會提高 (零排放能源的能源配比在前者約占 65%、後者則約占 56%)。

7、電氣化為最終能源消費減碳的核心策略，此現象在不考慮碳匯技術下更為明顯。

8、交通部門方面，一般小客車預期以電動車為主；公車與卡車等大型車輛則因價格考量，以生質燃料、油電混合車為主。

9、在 2050 年，不考慮碳匯技術情境的邊際減碳成本為每噸二氧化碳 368 美元；反之，邊際減碳成本則為 331 美元；至 2060 年，不考慮碳匯技術情境的邊際減碳成本為每噸二氧化碳 651 美元；反之，邊際減碳成本則為 348 美元。

10、本文對於技術進步的刻畫，主要體現在成本的降低，其他也包含跨國電力網路的擴充、CCS 儲存能力上限的提升。

11、前述技術進步，在最樂觀的情況下，預期可在 2060 年將減碳成本壓低至每公噸 100-200 美金。

12、強化「短期」排放限制 (如加速以太陽光電取代燃氣電廠)，將可能使減碳成本大幅上升。

### (三) 東協國家的能源展望 (2022) 20220620

(The 19th IEEJ Global Energy Webinar: Southeast Asia Energy Outlook 2022)

1、 IEA 針對東協國家發表能源展望報告，主要區分兩大情境

(1) STEPS：延續現行政策情境。

(2) SDS：區域對於氣候政策的全新規劃情境。

2、 東協國家是全球成長最快速的區域，但國家與國家之間的發展情形差異頗大，隱含區域內各國能源使用差異也大。

3、 自 2020 至 2050，兩情境對於傳統化石燃料需求的走向完全相反；對於再生能源的需求雖然增加，但速度差異頗大。

4、 STEPS 下，對於化石燃料的需求持續升高。

(1) 原油大量依賴中東地區的原油供給；天然氣的進口來源則相對分散，但仍是逐年提高。此一現象將帶給東協國家一定的能源安全風險。

(2) 二氧化碳排放在此情境下不斷升高；使用清潔能源烹調的比例未能有效普及。

5、 SDS 下，再生能源的發電量、占比逐年提升。

(1) 區域內 2050 年約有 50% 的發電量來自太陽光電與風力發電。

(2) 燃氣發電量也呈現先增後減的趨勢；燃煤發電量則逐年下降。

(3) 有一點需要注意的是，現行與燃煤、燃氣發電廠的合約，並沒有辦法有效提供再生能源大量併網下所需的彈性。

(4) 低碳燃料的需求將由東協國家豐富的生質能供給，包含建築、運輸、產業與電力部門；氫能與 CCUS 也具備一定潛

力，主要應用於電力部門與產業部門。

6、 IEA 認為對於清潔能源的投資，政府部門需要有效消除法規與金融方面的相關風險，以吸引私部門的投資；另外，因應淨零碳排的趨勢，持續升高的太陽能板、電池需求將為東協地區豐富礦產資源帶來商機。

#### (四) 2022 年 G7 會議對日本與亞洲地區的啟示 20220727

(The 6th IEEJ Webinar for the World: Overview of this year's G7 agreement and its implications for Japan and Asia)

1、 本次研討會為 IEEJ 針對 2022 年 G7 會議中有關能源議題所做的回顧。

2、 G7 計畫於 2022 年底前成立 Climate Club，該組織探討的議題包含 (該組織如何運作並不明確)。

(1) 國際碳洩漏 (carbon leakage) 議題和各國針對碳定價、減碳誘因設計的實務經驗。

(2) 加速工業部門減碳的步調，並擴充綠色工業產品的市場。

(3) 透過國際合作強化對環境議題的雄心。

3、 對於工業減碳的標準、定義進行探討。

(1) 對於產品製造的排碳衡量進行探討。

(2) 對於「淨零排碳製品」(Near Zero Emission Material Production) 的定義，會中針對鋼鐵、水泥產業給出明確的門檻。

4、 G7 為防止俄國因戰爭導致的高油價而獲益，決議訂定油價上限 (oil price cap)，試圖規範所有俄國石油的買家均以設定的上限價格向俄國購買石油，然而具體執行方法尚不明確。

5、 G7 會議認同氫能與氨能可以協助「難以減碳的部門」以

及「傳統火力電廠」達成減碳目標。

(1) 這次 G7 首度正視氫氨作為淨零排碳工具的可能性；

(2) 過往 G7 對於氫氨的忽視，有部分原因也在於西方國家對於亞洲國家關注的火力電廠減排並不關心；

(3) 同時，由於現行天然氣價格的高漲，亞洲國家由煤轉氣規劃將面臨更多的挑戰。

6、G7 會議並未就「未減排燃煤電廠」訂有明確的退場時間，僅宣示要加速執行；對於核能以及新世代核能技術的討論相較去年增加（有可能反映的是法國與英國近期對於核能的態度）。

7、[評論] 油價上限措施成功機率應不大，可分為以下幾點來討論。

(1) 現行俄國石油主要買方為中國、印度，以西方國家為首的 G7 會議決議對中、印兩國的效果應難有效果。

(2) 俄國若決定停止出口石油，則在短期全球尚未有替代供給來源的情況下，油價將進一步飆升。

(3) 油價上限措施是否會影響相關的航運、保險等公司的利潤，若無公司願意承做而致使石油供給進一步緊縮，油價將因而飆升。

#### (五) 電動車電池關鍵礦物供應鏈的挑戰 20220820

(Center for Strategic and International Studies: The Battery Minerals Supply Challenge)

1、本次研討會為美國智庫 CSIS (Center for Strategic and International Studies) 主辦，針對電動車電池（以下簡稱電池）所需關鍵礦物之供應鏈進行探討。主要的問題意識為電池供

應鏈如何跟上蓬勃發展的電動車產業。

2、 預估至 2025 年全球電動車銷量將達到 2,000 萬台，其中中國的占比將高達 40%，歐洲、美國則緊接其後；對於鋰離子電池的需求預估將從 2020 年的 500 GWh/year 增長到 2035 年的 5,000 GWh/year，而需求大幅成長的原因除了對於電動車需求外，鋰離子電池價格的下降也是普及的因素之一。

3、 除供應鏈最上游的鋰礦開採 (mining production) 以外，鋰離子電池的整體供應鏈均被中國所主導。中國更試圖透過採購協議 (offtake agreement) 或逕至鋰礦蘊藏量豐富的國家進行礦物開採營運，一如其在印尼鎳礦方面所做的投資。

4、 美國與歐洲在電池關鍵礦物供應鏈的掌控遠落後於中國，然而現行主流礦物開採、精煉等流程會對環境造成一定程度的影響，考量 ESG 的關鍵礦物供應鏈可能是美歐等國家可以切入市場的途徑。

#### (六) 亞洲 CCUS 的技術與展望 20221024

##### (Second Asia CCUS Network Meeting: CCS in Asia)

1、 CCS 對於淨零碳排目標的達成是不可或缺的技術。IPCC 與 IEA 均在其報告中提及 CCS 技術的重要性，其中後者更認為 CCS 的減排貢獻將達 15%。

2、 CCS 的技術重要性主要體現在以下四個考量。

- (1) 作為部分製程較難降低碳排的產業，提供一項解決方案。
- (2) 作為大規模量產氫氣的低碳解決方案。
- (3) 提供低碳電力。
- (4) 做為負碳技術之一。

3、 過往 CCS 技術主要應用於天然氣與部分工業的，惟 2020-2030 年間，預計將有更多應用於電力產業 (煤、氣) 及

其他工業部門的設施。

4、根據 IEA 淨零排放情境 (NZE)，2050 年時每年將會有 7.6 Gt 的二氧化碳被 CCS 技術所捕捉；作為對比，2020 年 CCS 碳捕捉量甚至未達 0.5Gt，因此對於 CCS 的投資將會是達成淨零碳排的迫切需求之一。

5、製造相同規模的氫氣，藍氫所需要的土地面積、電能將遠比綠氫還少；舉例來說，生產 530Mt 的氫氣，所需資源如下所示。

#### (1) 土地

- 藍氫: 0.01 平方公里；
- 綠氫: 1.73 平方公里。

#### (2) 電能

- 藍氫: 1, 000 TWh
- 綠氫: 29, 000 TWh。

### (七) JOGMEC 在碳中和路徑的角色 20221024

(Second Asia CCUS Network Meeting: Carbon Neutrality Pathway: Role of JOGMEC)

- 1、JOGMEC 原先的業務範疇為能源、礦物資源的確保，現因應能源轉型趨勢，已擴大其業務範圍至風力、地熱、氫氣與 CCS。
- 2、JOGMEC 除技術研發與支援外，對與部分計畫也提供資金協助。
- 3、目前有數個 CCS/CCUS 的國際合作計畫執行中，其研究

議題條列如下。

- (1) 不同區位的儲存潛力 (日本國內與東亞地區)
- (2) 藍氫價值鏈 (澳洲、阿拉伯聯合大公國、印尼)
- (3) 儲注後二氧化碳的建模與監測
- (4) 二氧化碳 EOR 技術 (日本國內與印尼)

## (八) 日本 CCUS 政策 20221024

### (Second Asia CCUS Network Meeting: Japan's CCUS policy)

- 1、日本目前有關 CCS 的計畫主要可分為三大類型，並預計在 2030 年讓 CCS 技術商業化。
  - (1) 儲存與監測
  - (2) 運輸 (低溫/低壓/船運)
  - (3) 捕捉
- 2、日本國內預估有 2,400 億噸的二氧化碳儲存潛能。
- 3、除了技術的研發以外，相關法規的調整、政府政策的支持、技術成本的降低以及一般民眾的接受度，均是在 2030 年以前需要同步推動的項目。

## (九) 能源價格高漲下再生能源發展的挑戰 20221024

### (The 7th IEEJ Webinar for the World: Challenges for boosting renewables under soaring energy prices)

- 1、自 2012 年引入 FIT 制度後，日本的再生能源容量在 10 年內翻倍，且太陽光電為主要的成長動能；為達到日本 2030 年再生能源發電占比目標 (36-38%)，再生能源的容量須持續增長，且太陽光電的重要性與占比也將進一步提高。
- 2、在日本 2030 年再生能源目標下，太陽光電以及離岸風電為其能源政策的焦點；然而近年因 FIT 政策的調整、可用土地的減少與再生能源開發商和在地居民的衝突，均使近年的太陽光電成長幅度降低。
- 3、近年對於太陽光電成長有利的條件則為批發市場價格的上升。日本電力價格自 2021 年 11 月開始便逐漸上漲，甚至超過了太陽光電的均化能源成本，此一因素對於家戶、商辦或工廠來說，均提供了投資的誘因。
- 4、大量再生能源併網對於系統所帶來的調度挑戰，主要的

對策如下。

(1) 短期：需求面管理、需量反應、虛擬電廠或能源效率改善措施等。

(2) 中期：可依負載變動的電廠、改善電網操作與儲能系統。

(3) 長期：強化擴充電網、以電轉氣技術來有效運用多餘的再生能源 (如電解製氫)。

5、強化再生能源、關鍵礦物的供應鏈也是發展再生能源關鍵的議題。

#### (十) 美國降低通膨法案 20230302

(The 26th IEEJ Global Energy Webinar: Investing in America: The Inflation Reduction Act (IRA))

1、美國承諾在 2030 年前降低溫室氣體 50% (與 2005 年水準相比)；據估計，IRA 讓美國可以在 2030 前降低溫室氣體 40% (與 2005 年水準相比)。

2、其中，IRA 降低溫室氣體的部分約為 12 億噸二氧化碳當量，大部分將來自電力部門 (約 7 億噸)，其次則為工業部門 (1 億噸)。

3、在 IRA 之前，既有政策預計僅能在 2030 年前降低溫室氣體 30%，但在 IRA 後則可以降低至 40%。

4、IRA 預計在能源氣候領域投入 3,690 億美元，其下領域包含：清潔能源發電、住宅部門電氣化、電動車、能源效率、清潔能源設備製造等。

5、除了協助達成氣候目標外，IRA 也幫助美國經濟轉型並創造更多的工作機會。

6、IRA 對於降低溫室氣體的具體措施，主要為稅負抵免 (tax credits) (約有三分之二的資金用於此)，藉以創造更多的投資誘因 (值得一提的是，其中也包含了對於核能的投資)。剩下的部分則為「資金提供與借貸」，其中也包含對關鍵礦物的

資金投入。

7、 依實際資料來看，IRA 宣布後，清潔能源的投資較先前的預期，增加了 155 GW(太陽光電與陸域風電)。其他包含電動車的普及、美國本土清潔能源設備的製造以及住商部門能源的改善，有不同程度的提升。

8、 對於同盟與夥伴的機會

(1) IRA 有助於清潔能源成本的下降。依據一份 BCG 的分析指出，在 10 年內，部分清潔能源的成本將因 IRA 法案而下降 25%。

(2) 外國公司投資美國是可以獲取 IRA 提供的好處。

(3) IRA 有助於強化清潔能源供應鏈的強度 (例如目前過於集中的清潔能源設備供應鏈)。

9、 IRA 允許受補助的氫能產業進行氫能出口。此外，該法案並不包含對天然氣、石油等化石能源的投資。

10、 [評論]IRA 對於台電而言的影響較為間接，但可能的影響因子如下。

(1) 再生能源設備的供應鏈分散程度：目前中國在多數再生能源設備供應鏈佔有優勢地位，且該供應鏈的集中程度高於現行的石油、天然氣，故在我國能源轉型的過程中，有可能因為兩國政治關係變化而影響到我國能源轉型進度，IRA 將有助於緩解供應鏈過度集中的風險。

(2) 再生能源設備的成本：雖然本研討會講者引述 BCG 的分析，指出清潔能源成本將因 IRA 的推出而下降；然而，供應鏈的分散也意味著集中生產所帶來的規模經濟將會因此減弱，且在環保法規相對嚴格的美國進行生產，其成本可能將因此提高，故 IRA 對於再生能源設備成本的影響可能尚

不明確。

(3) 美國作為氫能供應來源之一:IRA 對於氫能產業的補助，將有助於美國出口氫能；然而對我國而言，考量運輸距離、運輸技術以及鄰近國家對氫能出口的潛力，美國可能不會是我國氫能進口的主要來源。

#### (十一) IEA 2023 能源科技展望 20230203

(The 25th IEEJ Global Energy Webinar: IEA Energy Technology Perspectives 2023)

1、清潔能源科技 (Clean Energy Technology, CET) 的供應鏈存在有「生產過度集中」的風險，且這樣的風險不限於最上游的關鍵礦物 (Critical Minerals, CM) 開採，中下游的精煉、產品製造亦同。

2、除了少數國家外 (如中國)，多數國家對於 CET 的需求，均須依靠進口來滿足。

(1) 太陽光電：全球約有 60% 的太陽光電模組是進口而來，進口來源則包含中國以及亞太地區。

(2) 風力：相較太陽光電，風力發電在設備生產上相對具有自主性，約有 20% 的風力發電模組是進口而來。

(3) 電動車電池：約有 10% 透過進口而來，日韓在電池產業上仍佔有一席之地。

3、IEA 淨零情境下，電解氫能於 2030 年的容量約為 200 GW，然而考量既存與各國承諾興建的電解槽，約僅有目前容量的 50%；電動車電池的情況則稍佳，於 2030 年的容量約為 7TWh，既存與承諾量則約為 7TWh；太陽光電則可靠既存與承諾量滿足 2030 年的容量需求。

4、對於 CET 投資的需求，預期將以終端產品為最大宗，關

鍵礦物的開採則居次。

5、2030 年的電解氫生產成本，以中國、印度與美國較低，且與傳統化石燃料產氫成本類同，約在每公斤 1-3 美金的水準；日本則遠高於此，約在每公斤 4-5 美金的水準。

## (十二) 短期能源市場展望 (2023) 20230203

(The 25th IEEJ Global Energy Webinar: Short-Term Energy Market Outlook)

- 1、油價逐漸自高點趨緩，現況為供給大於需求、原油庫存回升；然而，考量中國經濟可能於 2023 年復甦，油價仍有可能進一步推升。
- 2、暖冬與天然氣庫存充足的因素，使得歐洲天然氣價格自 2022 年 8 月的高點逐漸下降。需要注意的是，2023-2024 年的冬天是否仍能避免天然氣價格飆漲的情況。
- 3、歐洲國家的天然氣供給，由俄烏戰前的管線天然氣逐漸轉為依賴 LNG 進口，可能造成 LNG 價格的進一步推升。據估計，歐洲國家對於 LNG 的需求約為全球現行供給能力增量的兩倍。
- 4、在天然氣價格高漲的情況下，部分開發中國家可能因為資金限制，轉向使用煤炭進行發電，有可能進一步推升煤炭價格；與此同時，較無資金限制的國家對於核能、再生能源的推動將更趨積極。
- 5、預期俄國在能源市場的重要性將會降低，其缺口將由其他能源出口國、需求面管理所補齊。

## 伍、心得與建議

### 一、觀察與心得

#### (一) APERC 的關注議題

APERC 的研究業務核心為能源概述報告、能源供需展望報告、煤油氣市場動態報告與油氣能源安全報告。除此之外，近年 APERC 對於再生能源、氫氦能甚至是關鍵礦物市場動態有逐漸開始關注，預計今年將在煤油氣市場動態報告以外，將新增出版氫氦能市場動態報告。作為 APERC 下的能源專責研究機構，APERC 的研究著重在整體能源系統的分析，包含最上游的供給部門、中游的轉變部門以及下游的需求部門；同時，對於能源安全的討論主要以「是否存在足夠且價格合理的供給」為出發點，例如：探討如何減緩天然氣價格飆漲所帶來的衝擊；而前述能源安全議題的討論，尚未包含電力部門，故暫無計畫討論電力系統可靠度與韌性的相關議題。

#### (二) APERC 的組織架構

APERC 由研究處與行政處組成，員工總數約 30 人左右，訪問研究員約占半數，為該組織研究主力。訪問研究員中，逾半數均投入能源供需展望交流模型的建構與維護，然而因為訪問研究員的短期、流動特性，使得量化模型較難有效傳承，故近兩年甫完成最新一版的能源供需展望模型，並預計於第 9 版能源供需展望中持續精進該模型。值得一提的是，考量該展望報告所需資料包含 21 個會員經濟體的總體經濟、能源平衡表等相關資料，其量體龐大且需投入人力確保資料品質，故 APERC 中約有 5 人專職負責資料的統計清理業務。

#### (三) APERC 的工作文化

如前文所述，APERC 約有半數員工為訪問研究員，因此整體工作文化並不如一般對日本企業工作文化的想像（冗長的會議、繁雜的文件）。就赴日研究期間的觀察，除了追蹤研究進度與行政事務公告的週會與月會外，舉辦會議的次數並不多，且即便召開會議，也會盡量追求開會效率，降低對研究業務的干擾。另外，研究人員除研究業務以外，幾乎無需處理任何管考或行政文件，這同樣也可降低對於研究業務的干擾。除此之外，APERC 也鼓勵研究人員將研究成果與內部同仁分享以及對外進

行發表，且對於外部單位邀稿通常採取開放的態度；其中，在內部分享或討論時，多是以正面鼓勵的態度來評價研究成果，同時亦會給予具體的評論以利作為精進改善的方向，此類的工作文化可激盪出更多有意義的回饋意見。

## 二、觀察與建議

### (一) 宜擴充資源整合規畫模型的架構與人力

正如前文所述，APERC 的能源供需展望模型考量層面甚廣，包含了能源系統的上游供給部門、中游轉變部門以及下游需求部門。本公司綜研所目前所發展的資源整合規畫模型 (Integrated Resources Planning model, IRP model) 主要著重在電力部門在不同情境下的能源發展路徑，對於其他如需求部門與供給部門方面均視為外生給定。然而，我國目前正積極推動 2050 淨零轉型，其所牽涉的範圍包含整體能源系統而非單一部門，且單一部門能源政策、技術走向的變動，均會連帶引起其他部門碳排壓力的變化，進而導致最適的能源發展路徑需進行對應調整。有鑑於此，實有必要逐步擴充本所既有資源整合規畫模型，以利將能源系統各部門的能源政策納入考量，以求得更為符合實務需求的規畫結果。

而在人力部分，APERC 因能源供需展望模型較為龐大而須仰賴大量的訪問研究員進行模型開發與維護，甚至有專門小組檢視維護資料品質，但本所的資源整合規畫模型的資料收集整理與模型開發維護卻僅依靠 2 人支撐，對於前述所提及的模型精進而言實為挑戰，宜對該資源整合規畫團隊的人力進行擴充調整。

### (二) 宜以能源安全角度關注化石能源市場動態

根據 APERC 能源供需展望對我國的預估，以最終能源需求類別來看，長期化石燃料類別的能源仍佔 50% 左右；以發電量結構來看，中期而言，燃氣電廠將取代燃煤電廠而成為主要的電力來源；長期而言，電力結構將有半數由風力發電與太陽光電所組成，另外半數的來源則為燃氣電廠。因此，即便在碳中和路徑下化石能源的重要性將逐漸降低，其仍對整體能源結構具有舉足輕重的影響力，因此宜以能源安全角度，持續關注化石能源的市場動態。

### (三) 宜以風險管理角度關注關鍵礦物市場動態

無論是 APERC 碳中和情境的評估，或是我國 2050 淨零轉型的規畫，再生能源以及電動車均為能源轉型路徑下至關重要的兩項科技。而正如前文介紹的研究成果，再生能源、電動車等清潔能源科技對於關鍵礦物的需求，與傳統能源科技的電廠、燃油車有著顯著的差異。後者我們關注其「燃料」供應的確保、價格的平穩；然而前者我們則關注在「關鍵礦物」的對應面向。而一如石化供應產業的寡占特性，關鍵礦物供應鏈的高度集中，也可能使得具市場力的國家對於其價格進行人為調控、對其自身下游產業建立貿易優勢，甚至是將其視為國際政治角力的工具。因此在能源轉型的前提下，宜以風險管理的角度密切關注關鍵礦物的市場動態，以確保能源轉型目標得以順利達成。

## 陸、致謝

感謝本公司各級主管給予本次赴日研究的機會，職得以實際參與國際能源研究機構的研究工作，了解其研究方向、關注議題以及分析手法。除此之外，亦感謝本公司綜合研究所電力經濟與社會研究室同仁在赴日期間的配合協助，透過每周線上會議交流、每月國際研討會資訊更新，並藉地利之便蒐集日本當地電力市場資訊，與本室同仁合作完成上級交辦事項。

感謝經濟部能源局長官於 APERC 聯繫交流事務上的協助，包含前期的研究人員徵選聯繫、能源供需展望報告的書面意見回饋、實體會議交流，均使本次赴日研究任務順利圓滿。另承蒙亞太能源研究中心同仁的研究合作與意見交流，使本次赴日研究在能源知識、研究經驗與分析方法上收穫頗豐。在此謹向本公司主管同仁、經濟部能源局長官以及亞太能源研究中心主管同仁表達誠摯謝意。



圖 61 與 APERC 全體同仁合影

## 柒、參考資料

1. APEC Energy Overview (2022), APERC.
2. APEC Energy Demand and Supply Outlook (2022), APERC.
3. APEC Energy Demand and Supply Outlook: Methodology (2022), APERC.
4. EGEDA (Expert Group on Energy Data Analysis) (2021), APEC Energy Database.
5. International Gas Union (IGU) (2022), IGU Underground Gas Storage Database
6. 天然氣發展「十二五」規劃 (2012)，國家能源局。
7. 我國儲氣庫建設實現原創技術突破 (2022)，國家能源局。
8. 中國「十四五」能源規劃對天然氣行業意味着什麼？ (2022)，能源雜誌。
9. How will China's gas storage development alter LNG import seasonality? (2021), S&P Global.
10. 台灣中油公司天然氣輸儲現況資訊一覽表 (2022)，台灣中油。
11. 台電公司天然氣採購情形 (2022)，台電公司。
12. Shell LNG Outlook (2022), Shell.
13. 液化天然氣進口來源 (2022)，經濟部能源局。
14. 國內能源價格 (2022)，經濟部能源局。
15. 天然氣歷史價格 (2022)，台灣中油。
16. 台灣 2050 淨零排放路徑及策略總說明 (2022)，國家發展委員會。
17. Critical Mineral Commodities in Renewable Energy (2019), U.S. Geological Survey (USGS).
18. The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions (2021),

International Energy Agency (IEA).

19. Critical minerals threaten a decades-long trend of cost declines for clean energy technologies (2022), IEA.
20. Mineral Commodity Summaries 2022 (2022), USGS.
21. Geopolitics of Critical Minerals (2022), The National Bureau of Asian Research (NBR).
22. Japan's Path to Net Zero by 2050 (2021), KIKO network.
23. 日本の水素戦略の再検討:「水素社会」の幻想を超えて (2022), Renewable Energy Institute.

## 捌、附件

### 一、關鍵礦物的地緣風險簡報資料

 **APERC**  
Asia Pacific Energy Research Centre

## Geopolitics of Critical Minerals

Yu-Hsuan WU  
Online meeting with METI  
March 2023



### Contents

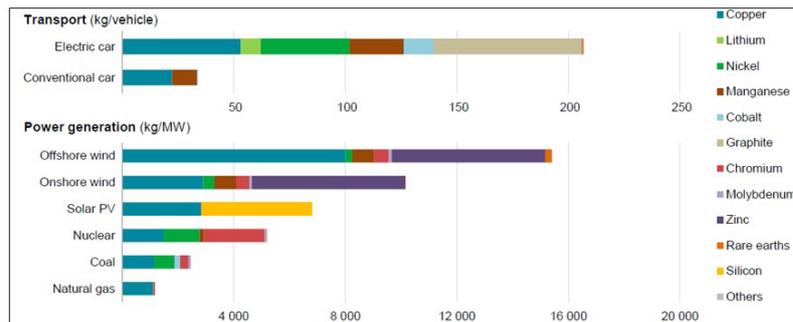
- Motivations and Scopes
- Concentration of Critical Mineral Supply Chains
- Geopolitical Aspects
- Final Thoughts



## Motivations and Scopes

## Growing demand for critical minerals during energy transition

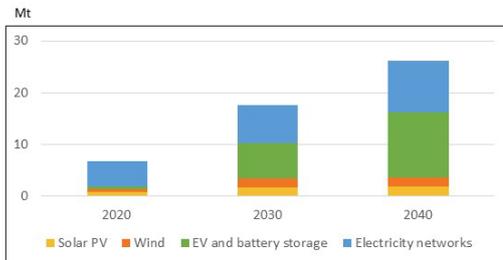
- Thermal power plants and conventional cars require much fewer critical minerals (CM) than clean energy technologies (CET) do.
- As the penetration rates of CET increase during the energy transition, the demand for critical minerals CM grows significantly.



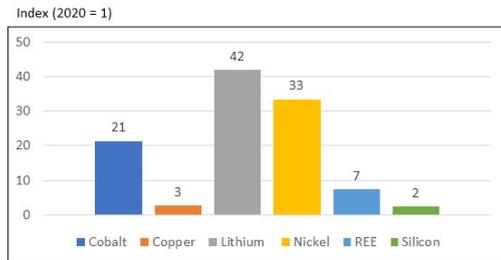
Minerals used in CET

## Six types of minerals are defined as CM and discussed

- Considering “CET’s requirement”, “demand growth”, and “supply chain concentration”, six minerals are selected as CM, including cobalt, copper, lithium, nickel, REEs, and silicon.
- According to IEA’s estimation, there is a growing trend of CET demand for CM, and lithium, nickel, and cobalt are expected to have significant growth rates.



Growing CET demand for CM



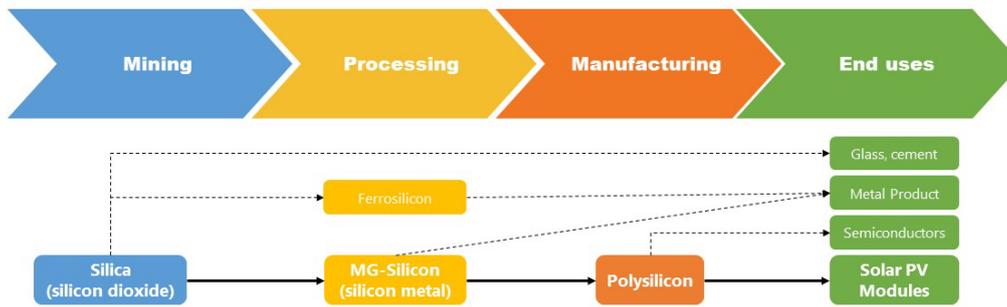
Growth of CM, 2040 relative to 2020



## Concentration of Critical Mineral Supply Chains

- Mining
- Processing
- Manufacturing
- End-use

## Four segments of the CM supply chains

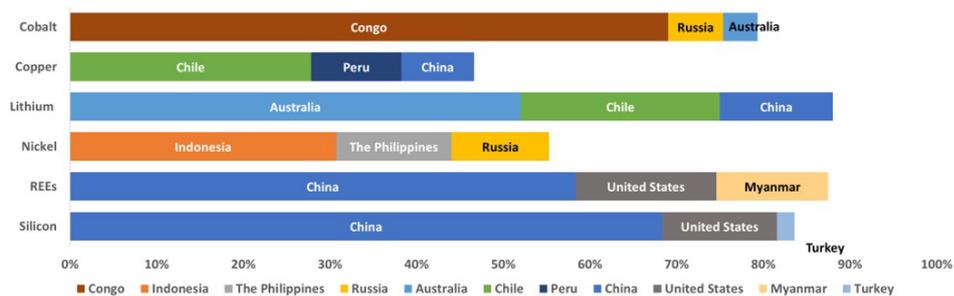


Silicon Supply Chain of Solar PV

- The supply chains of CM are separated into four segments.
- Take silicon used in solar PV, for example. Its upstream supply chain includes silicon dioxide, silicon metal, and polysilicon.

## Reserve distribution and mining production are highly correlated

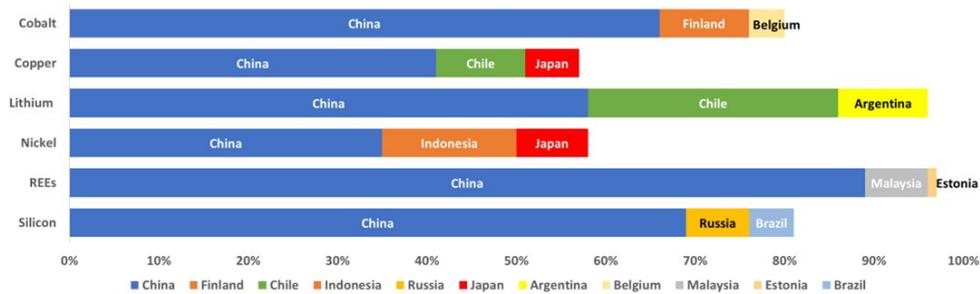
- Not surprisingly, higher mining production always accompanies by higher mineral reserves.
- Cobalt, lithium, REEs, and silicon mining markets manifest strong concentration properties.
- The shares of Congo's cobalt, Australia's lithium, and China's REEs & silicon exceed half of the world's mining production.



Top-three producers in the CM mining market

## China dominates all mineral in processing segments

- The concentration is even more significant in the processing segment. The shares of the top-three producers exceed 50% of global processing production.
- China dominates all six minerals in the processing segments.
- Economies without reserves can still provide lots of processed minerals by importing ores.



Top-three producers in the CM processing market

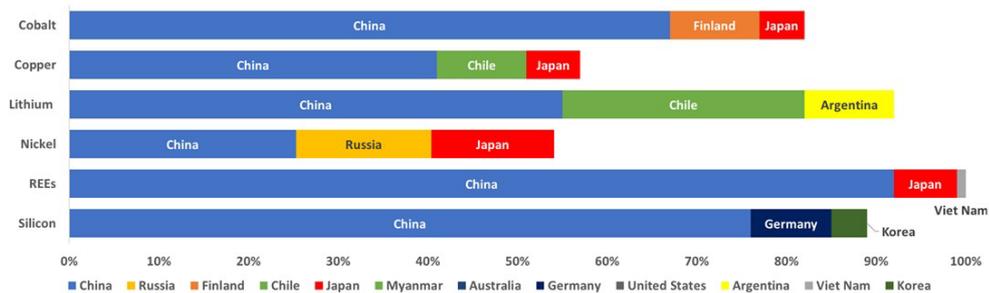


9

Source: NBR (2022)

## Similar concentration level btw manufacturing and its upstream

- The level of concentration in the manufacturing segment is similar to its upstream. The shares of the top-three producers exceed 50% of global processing production.
- China dominates all six minerals in the processing segments.
- Chile and China seem to establish integrated supply chains for mineral production.



Top-three producers in the CM manufacturing market

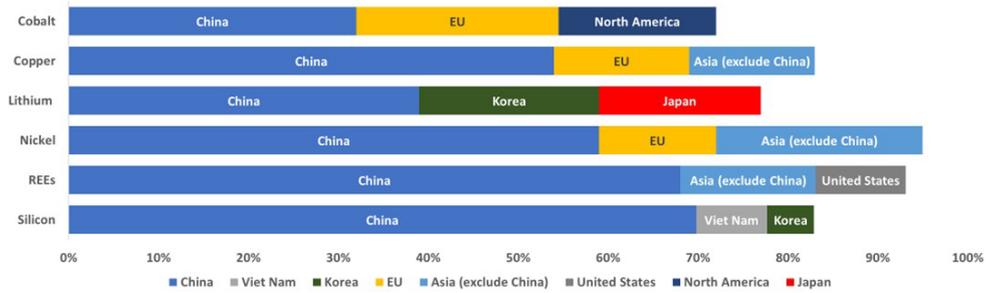


10

Source: NBR (2022)

## China dominates even in the end-use segment

- We use the consumption of minerals or the final product (silicon-Solar PV) to measure the concentration of CM.
- China remains dominant in all minerals in the end-use segment.
- Moreover, China dominates the whole supply chain of REEs and silicon.



Top-three producers in the CM end-use market



11

Source: NBR (2022)



## Geopolitical Aspects



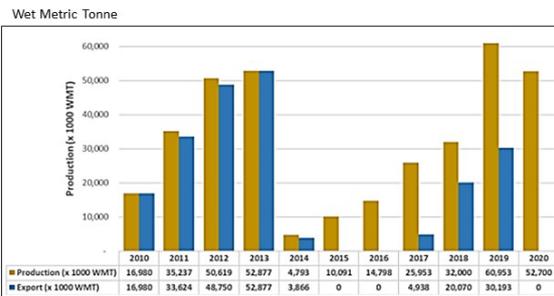
12

## Case review: Indonesia's raw nickel export ban

- **Indonesia stop the raw nickel export to stimulate the downstream of the nickel supply chain.**

- The restriction started in 2014, was revoked in 2017, and restarted in 2020.
- With the restriction and tax holiday, its nickel downstream exports grew significantly.
- This policy has caused disputes from the EU, implying the Indonesia's market power in nickel ore export does exist.

- **Economy with market power in the CM supply chain may allow it to shape its economic structure and manipulate the global price.**



Indonesian nickel ore production and export



13

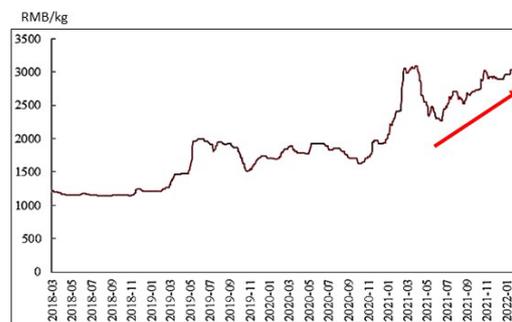
Source: MEMR 2021 Sayoga Gautama Report

## Case review: Myanmar's disruption on REEs feedstock export

- **REEs from Myanmar were once disrupted second half of 2021 because of COVID-19 and its domestic conflicts.**

- Although China dominates the whole REEs supply chain, it still relies on the REEs feedstock from Myanmar.
- The tightness of the supply chain is believed to cause the price increase of REEs after 2021 Q3.

- **This case shows that domestic turmoil or natural disaster can cause a severe global supply issue.**



Dysprosium oxide price



14

Source: 东亚前海证券研究所



## Final Thoughts

## Some Takeaways

- **CM supply chains are much more concentrated than the oil and gas supply chains on which the world currently relies.**
- **China is the global leader in mining REEs and silicon. It currently dominates the whole supply chain for all six critical minerals (except for the mining segment).**
- **Processing and manufacturing are the most concentrated supply chain segments in terms of the top-three producers.**
- **Historical events have shown that an economy with substantial market power in CM supply chains has the potential and ability to shape downstream industries and use them as political and economic instruments.**
- **Technologies innovations may be a potential solution to the risks. However, because of various uncertainties, the investment in diverse CM supply chains can not be ignored in the coming decades.**

## 二、 清潔能源科技的關鍵礦物需求預估簡報資料



# Critical Minerals in the 8th APEC Energy Demand and Supply Outlook A Post Hoc Analysis

Yu-Hsuan WU  
2023 IAEE Conference, Riyadh  
Feb. 2023



## Contents

- Motivations and Scopes
- Critical Mineral Intensity
- Critical Mineral Demand
- Final Thoughts





## Motivations and Scopes

## What's the corresponding CM demand of APEC Energy Outlook?

- **APERC helps our 21 APEC members make energy projections through 2050.**
  - How much energy is needed for the estimated production and activity?
  - How many clean energy technology should be included to achieve the carbon neutrality goals?
- **Two scenarios are considered in the outlook.**
- **How many critical minerals would be required based on our energy projections?**
- **What's the difference in CM demand between REF and CN scenarios that we assumed in the 8<sup>th</sup> Energy Outlook?**

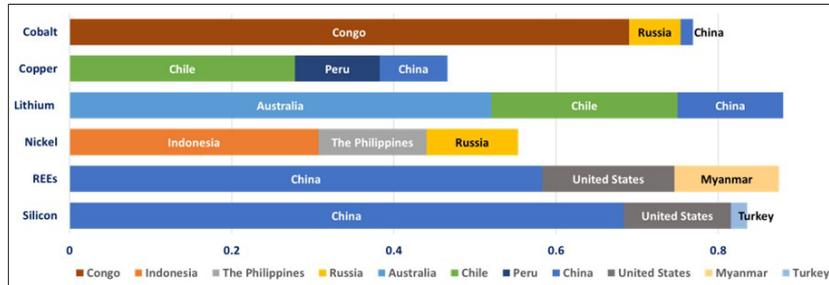
### REF and CN assumptions

	Reference (REF)	Carbon Neutrality (CN)
<b>Definition</b>	Recent trends and current policies.	Hypothetical decarbonisation pathways for each APEC economy.
<b>Purpose</b>	Provides a baseline for comparison with the Carbon Neutrality scenario.	Additional energy sector transformations that support decarbonisation objectives.
<b>Key assumptions</b>	Current policies and trends continue.	Increased energy efficiency, electrification, behavioral changes, fuel switching, and CCS deployment.
<b>Limitations</b>	Assumes that recent trends, including relevant decarbonisation measures continue.	Does not consider non-energy impacts on CO <sub>2</sub> or removal.

Source: APERC analysis

## Five Kinds of CET and Six Types of CM are Discussed

- In this study, clean energy technologies include solar PV, wind, EVs, battery storage, and green hydrogen.
- Considering the corresponding CM requirements and concentrated mining supply, six minerals are selected as CM in this study, including cobalt, copper, lithium, nickel, REEs, and silicon.



The top three mining supplier



## Critical Mineral Intensity

## General Formula for CM Intensity

- Literature review has been conducted to get the numbers of CM intensity.
- If the CM intensity information is not available, then a general formula is applied.
  - Mineral demand divided by additional install capacity or production defines the CM intensity.
  - m and t indicate the mineral type and year.
- With different opinions on technology developments and energy outlook projections, the levels of CM intensity differ among different sources.

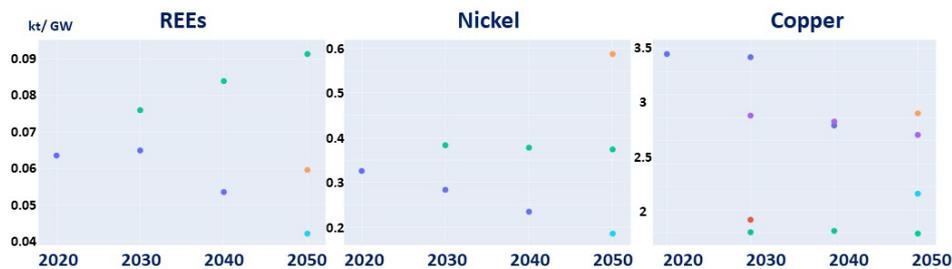
$$\text{CM Intensity}(m, t) = \frac{\text{Mineral Demand}(m, t)}{\text{Additional Installed Capacity or Production}(t)}$$



7

## Diverse CM Intensity example: Wind Power

- For REEs, opposite trends of wind power's CM intensity are expected by different sources.
- For nickel, wind power's CM intensity generally decreases; however, one outlier can be found in 2040.
- For copper, a decreasing trend in CM intensity can also be found; however, the differences among these sources are significant.
- This example shows the uncertainty of CM intensity estimations.



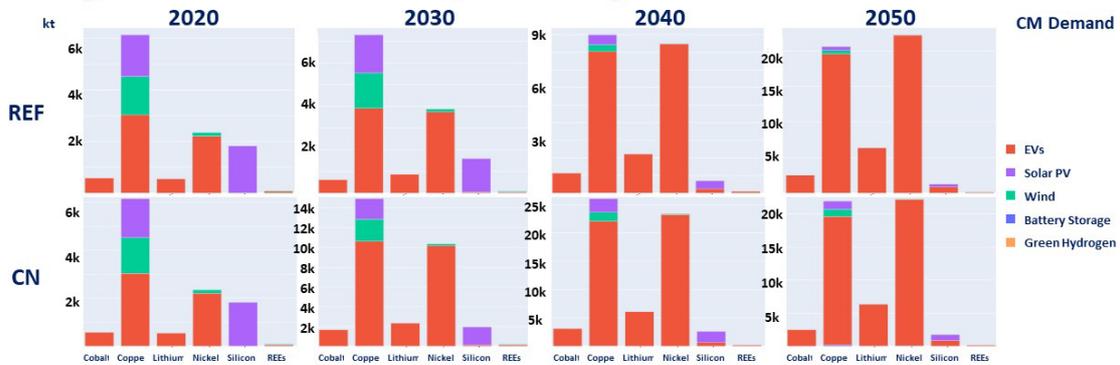
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

8



## Critical Mineral Demand

### Higher CM Demand in CN, Driven by EVs



- **EVs account for the largest CM demand among CET during the projected period.**
  - Silicon is the only exception. Solar PV drives the silicon demand.
  - Silicon is also expected to be used in advanced battery technology in the future.
- **CM demands in CN are around 2 to 3 times of in REF in 2020s and 2030s; in 2040s, the CM demand is similar because of the similar level of EVs.**

## Uncertainty Can be Found in Solar PV's Silicon Demand



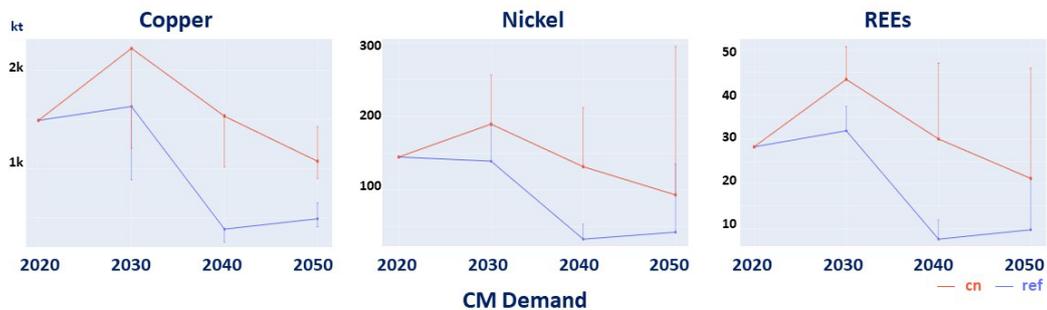
- In CN, copper and silicon demand peaks in 2030s.
- Trends of the two minerals are similar and shaped by the Solar PV additions.
- Wide range of CM demand estimations can be found in both scenarios. Uncertainty of silicon demand is significant.



Note: The years in the charts indicates the cumulative amount from the decade before.  
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

11

## Opposite Opinion in Wind's REEs Demand



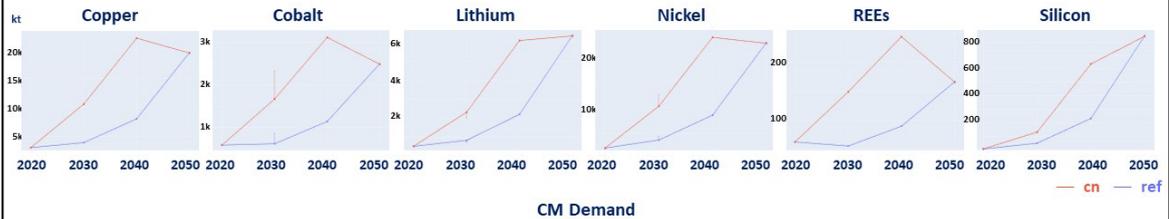
- Wind additions of CN and REF generally shape the CM demand.
- The use of REEs is expected to increase in 2020s and decrease afterward.
- The increasing REEs demand estimation band results from the opposite opinions from sources.



Note: The years in the charts indicates the cumulative amount from the decade before.  
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

12

## EVs Contribute Huge Amount of CM Demands among CET



- The CM intensity information is somewhat limited in EVs.
- The CM demand of EVs is shaped by the additions of EVs demand,
- The EVs additions are increasing during the projected period in REF and peaks in 2030s in CN. Nevertheless, the additions of the two scenarios will converge in 2040s.
- EVs contribute the most among all CET in (almost) all mineral growth because of the massive additions.



Note: The years in the charts indicates the cumulative amount from the decade before.  
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

13

## Battery Storage's Additions and CM intensity are Both Growing



- The CM intensity information is somewhat limited in battery storage.
- In CN, significant growth in battery storage can be found in 2040s.
- The battery storage addition in CN is increasing during the projected period. Meanwhile, the increasing CM intensity of battery storage helps the CM demand grow further.



Note: The years in the charts indicates the cumulative amount from the decade before.  
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

14

## A Rather Low CM Demand for Green Hydrogen...?



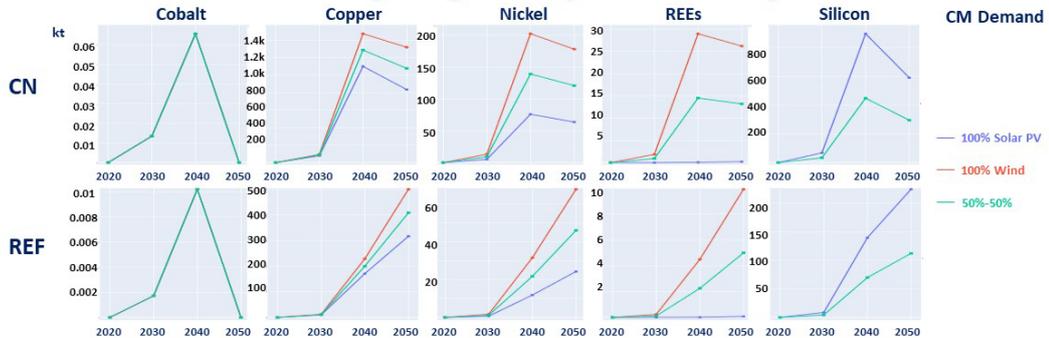
- The CM intensity information is somewhat limited in green hydrogen.
- In CN, a significant growth in green hydrogen can be found in 2030s. However, the additions drop in 2040s.
- The increasing copper and REEs intensity results in growth in 2040s in CN.
- In REF, green hydrogen keeps a growing trend but at a relatively low level during the projected period.



Note: The years in the charts indicates the cumulative amount from the decade before.  
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

15

## CM Demand for Green Hydrogen May be Even Higher



- If renewables required to produce green hydrogen are considered, the CM demand for green hydrogen may be even higher. It's even higher than the electrolysis machines' demand for CM.
- Different sources of renewables dominate the CM demand for green hydrogen.
- Cobalt is only required in green hydrogen itself.



Note: The years in the charts indicates the cumulative amount from the decade before.  
Source: IEA (2021), Tokimatsu et al. (2018), S&P Global (2022), The World Bank (2020), European Commission (2020), APERC analysis

16



## Final Thoughts

## Some Takeaways

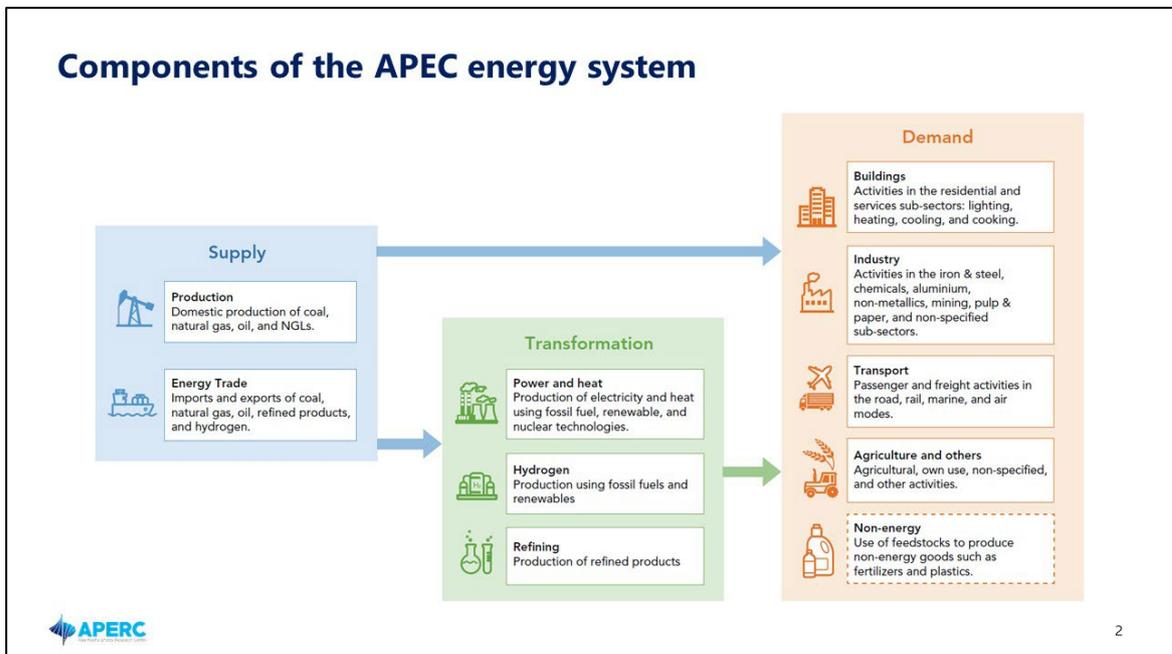
- **Uncertainty exists in the CM intensity and CM demand projection.**
- **CM demands are shaped by the additions of clean energy technology. The trends of CM intensity accelerate or decelerate the speed of changes.**
  - CM demands are generally higher in CN than in REF, given the higher demand for clean energy technology.
  - CM demands in solar PV, wind, and EVs are expected to slow down in 2040s, but they keep growing in battery storage and green hydrogen.
  - EVs dominates almost all CM demand among different clean energy technology. Silicon demand is the only exception; solar PV leads its growth.
- **The CM demand for hydrogen electrolysis could be greater if the demand for the corresponding additional renewables is considered.**

### 三、 APEC 能源供需展望研究成果交流會議簡報資料



## APEC Energy Demand and Supply Outlook Chinese Taipei Key Findings

**Yu-Hsuan WU**  
**TPRI**  
**30<sup>th</sup> Nov. 2022**

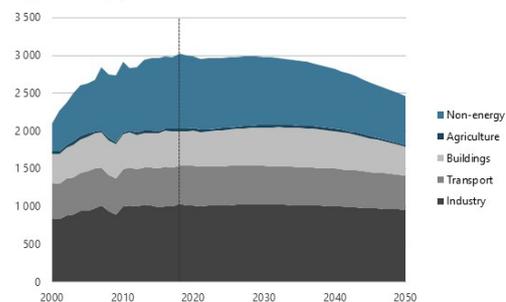





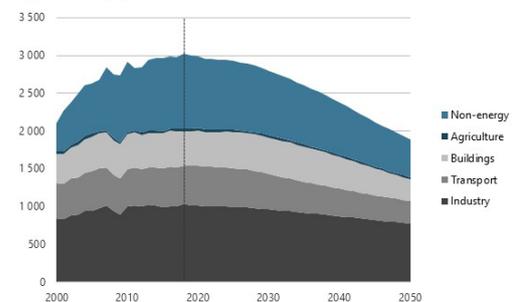
## Energy demand

## End-use energy demand by sector

REF, 2000-2050 (PJ)



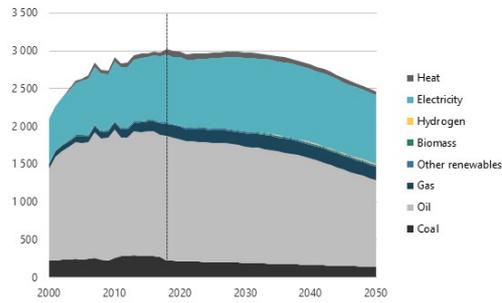
CN, 2000-2050 (PJ)



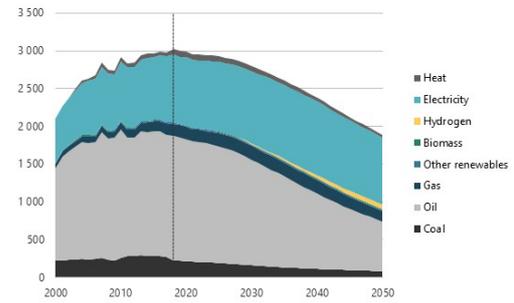
- Decline in end-use energy demand is expected in both scenarios. In CN, the decline of end-use energy demand in our projected period is **two times larger** than in REF (19% vs. 38%).
- The massive reduction of energy demand in CN is mainly contributed by the **non-energy sector, industry sector, transportation sector, and buildings sector.**

## End-use energy demand by fuel

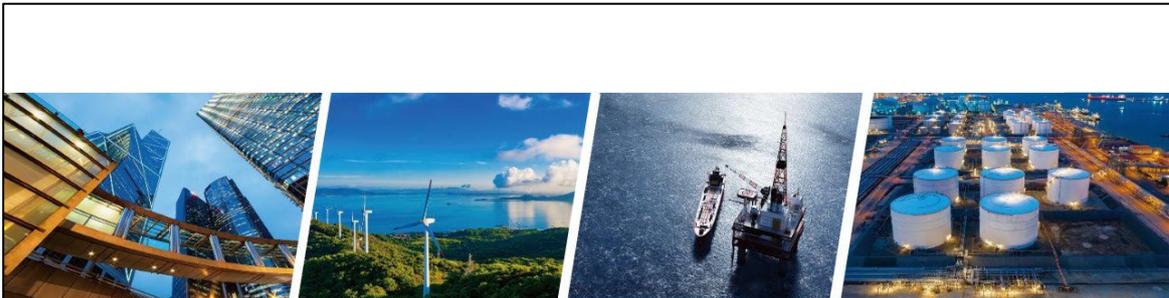
REF, 2000-2050 (PJ)



CN, 2000-2050 (PJ)



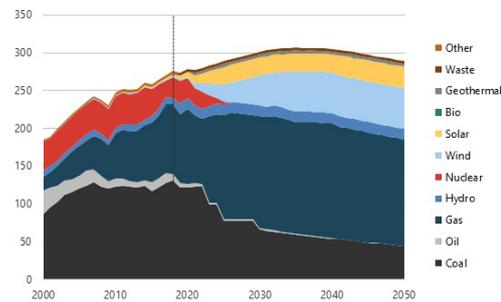
- **Oil and coal** contribute most to the decline.
- **Electricity** accounts for almost half of the end-use energy demand in CN in 2050.
- Decline in end-use energy demand mainly results from electrification, fuel switching, and efficiency improvement.



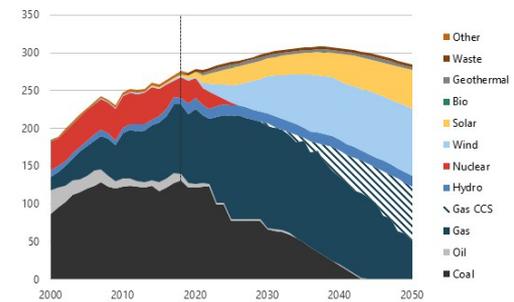
## Electricity generation

## Electricity generation by source

REF, 2000-2050 (TWh)



CN, 2000-2050 (TWh)



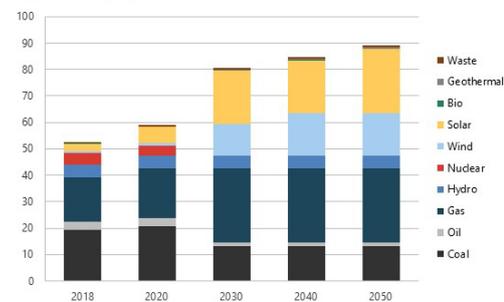
- **In 2050, the electricity generated will be similar in both scenarios.**
- However, the power mix will be quite different between REF and CN.
  - **Coal power plants** are expected to cease in CN in the early 2040s, while coal will account for 15% of electricity by 2050 in REF.
  - **Gas power plants** are expected to dominate the power mix (49%) by 2050 in REF. **Gas power plants w/wo CCS** will rank second (43%) by 2050 in CN.
  - **Wind and solar** will be the primary electricity sources (49%) by 2050 in CN.



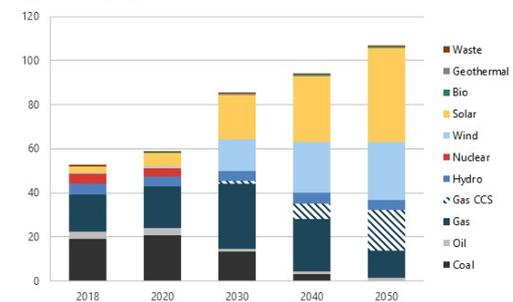
7

## Generation capacity

REF, 2018-2050 (GW)



CN, 2018-2050 (GW)



- The generation capacity **in CN will be greater than the one in REF** by 18.1 GW in 2050.
- In CN, solar, wind, and gas w/wo CCS are the top three generation capacity types in 2050.
- In CN, around 2050, both electricity generated and generation capacity of gas with CCS (abated gas power plants) **will be larger than those without CCS** (unabated gas power plants).



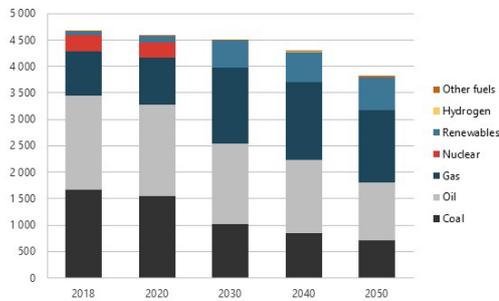
8



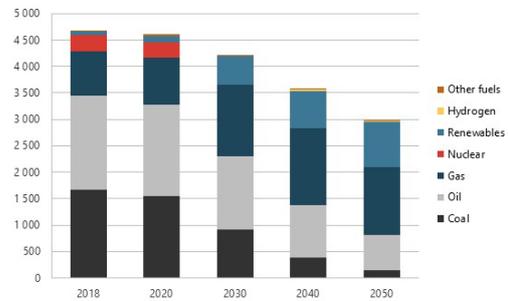
## Supply

## Energy Supply by fuels

REF, 2018-2050 (PJ)



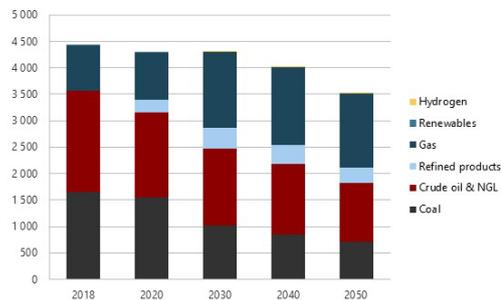
CN, 2018-2050 (PJ)



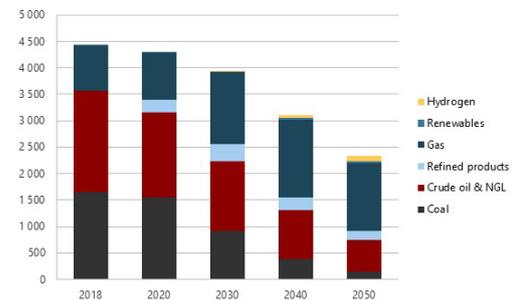
- Over half of the total primary energy supply (TPES) will still be **fossil fuels** in both scenarios in 2050.
- The significant decrease in coal in CN mainly results from **the cease of coal fire power plants**.
- Hydrogen will be found in both scenarios around the mid-2020s. In 2050, the amount of hydrogen in CN will be **1.5 times larger than in REF**.

## Net energy import by fuels

REF, 2018-2050 (PJ)



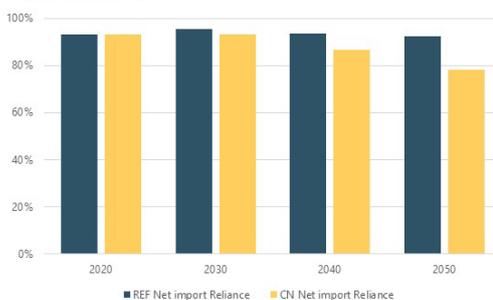
CN, 2018-2050 (PJ)



- The decline in TPES and FED in both scenarios results in the downward trend of net imports. **In CN, a steeper decline can be found in the net energy import.**
- The net energy import of gas accounts for the largest proportion in both scenarios in 2050.
- Hydrogen is expected to be imported from other economies. However, compared to other types of energy, in terms of net import, **the proportion of hydrogen is still low, even in CN.**

## Net import dependency

REF/CN, 2020-2050 (%)



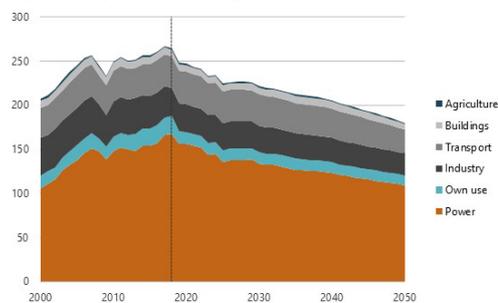
- In REF, the net import dependency is expected to reach its peak around the mid-2020s (96.87%) during our projection periods.
- In both scenarios, the net import dependency will decrease during our projection periods. **The decreasing rate of net import dependency in CN is much higher than in REF.**
- **In 2050, the net import dependency will be 92% and 78% in REF and CN, respectively.**



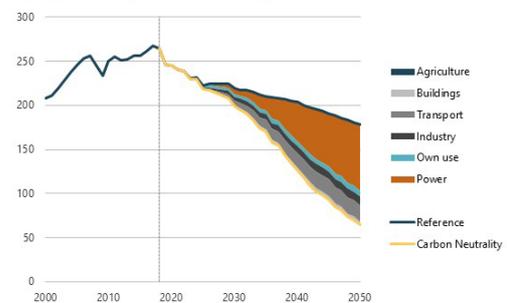
## CO2 emissions

## CO2 emissions

REF, 2000-2050 (Million tonnes of CO2)



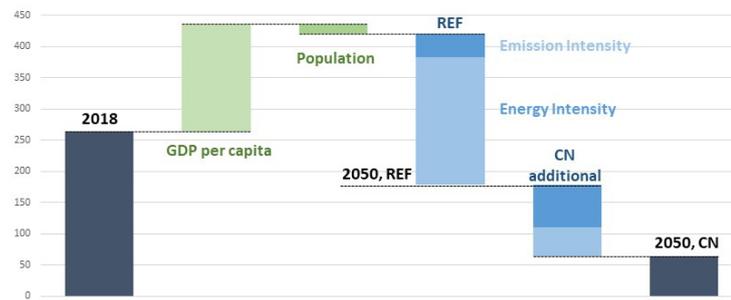
REF/CN, 2000-2050 (Million tonnes of CO2)



- The CO2 emission will **decrease by around 30% and 75% in REF and CN, respectively.**
- **Power sector** accounts for the largest share of CO2 emissions in both scenarios and contributes the most to CO2 reduction during the projected period.
- In addition to the power sector, the **transport sector** has the second-largest reduction in CO2 in CN. The decrease in CN is more than three times **the one in REF.**

## Breakdown of CO2 emissions

REF & CN, 2018 & 2050 (Million tonnes of CO2)



- In 2050, the CO2 emission in REF will be around **three times larger than in CN**.
- Economic activity is the main driver of CO2 emission, while population decline slightly lowers it.
- Energy intensity is the main contributor to CO2 emission reduction.

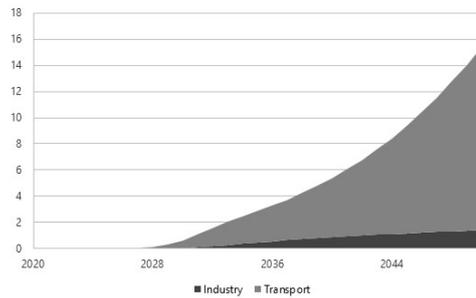


## Uncertain technology

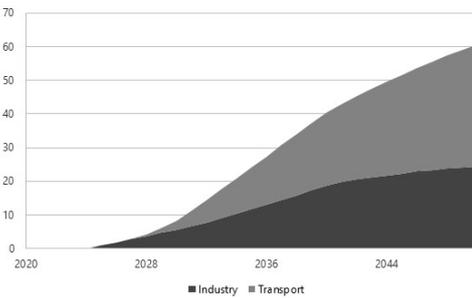
- Hydrogen
- CCS technology

## Hydrogen consumption by sector

REF, 2020-2050 (PJ)



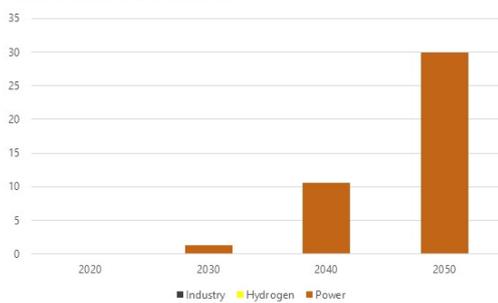
CN, 2020-2050 (PJ)



- Hydrogen consumption is expected to reach 60.8 PJ in CN in 2050 (around four times larger than the one in REF in 2050).
- Hydrogen will be used mainly in the transport sector (FCEV) and the industry sector (steel and chemical). It's worth noting that **the proportion of the industry is much larger in CN than in REF.**
- The source of hydrogen will be "import" instead of "domestic production."

## CCS technology

CN, 2020-2050 (Million tonnes of CO2)



- CCS technology **will be adopted in the 2030s in CN** while it's not available in the REF.
- Power sector** is expected to be the only sector that adopts CCS technology.
- With CCS technology, around 30 million tonnes of CO2 will be captured and storage.
- This amount is equivalent to 26% of the CO2 emission difference between the two scenarios in 2050 (40% in the power sector).



## Summary

## Summary

- Energy demand is expected to decline in both scenarios for several factors.
- Electricity generated will be similar level in both scenarios.
- **Half of the electricity will be generated by wind and solar in CN, while unabated gas will be the primary source in REF.**
- Net import dependency will be much lower in CN than in REF.
- CO<sub>2</sub> reduction in CN is around twice larger than in REF. **The power and transport sectors contribute the most to the difference.**
- Energy intensity improvement is the primary driver of CO<sub>2</sub> reduction in both scenarios.
- Emission intensity improvement helps lower the emission further in CN.

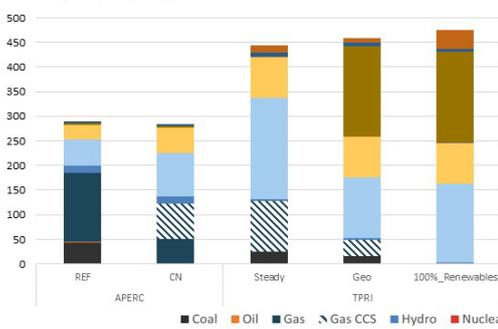
# APEC Energy Demand and Supply Outlook Comparison with TPRI's projection

Yu-Hsuan WU  
TPRI  
30<sup>th</sup> Nov. 2022

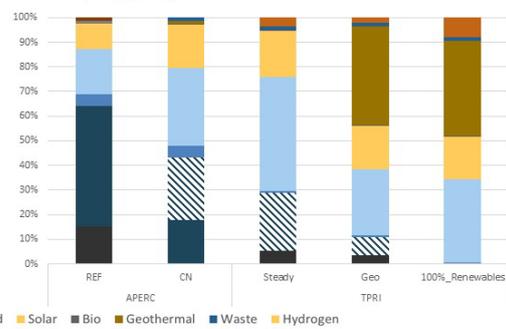


## Generation comparison

Electricity mix (TWh, 2050)

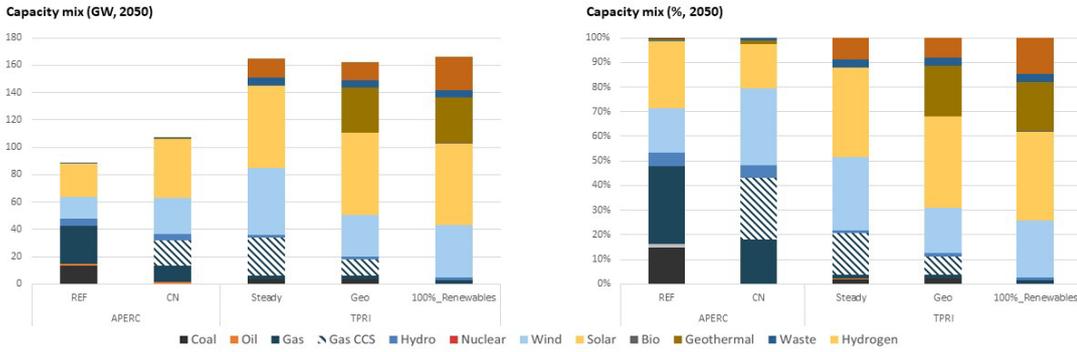


Electricity mix (% , 2050)



- APERC's projections on generated electricity are around **one-third lower than TPRI's**.
- In general, TPRI's projection on renewable energy development is **more ambitious than APERC's**.
- The reliance on natural gas is lower in TPRI's projection than in APERC's. Geothermal displaces the role of natural gas in "Geo" and "100% Renewables" scenarios.

## Capacity comparison

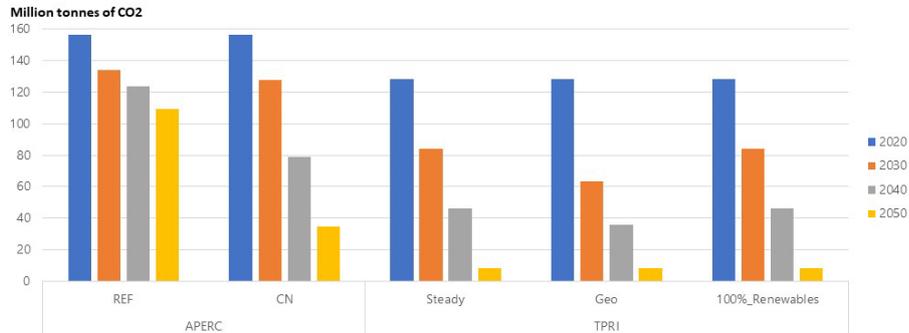


- In general, solar and wind capacity factors are higher in TPRI's projection.
- The capacity factor of geothermal is lower in TPRI's projection. However, the capacity of geothermal in "Geo" and "100% renewables" is significantly higher than APERC's projection.



23

## CO2 emission in power sector comparison

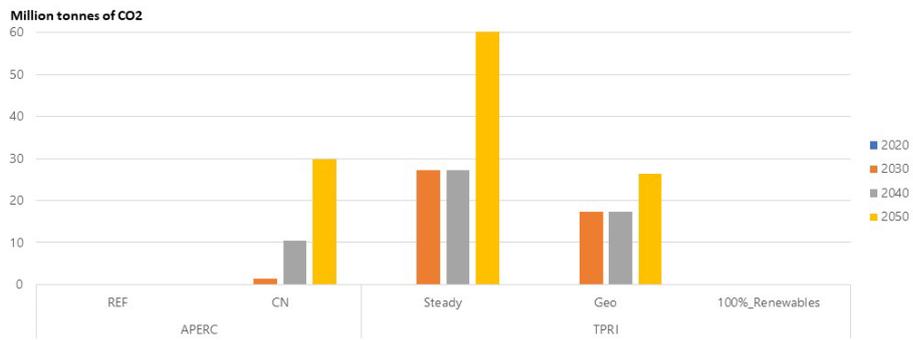


- CO2 emission in the power sector is expected to reduce during the projection periods.
- The reduction rates are around 77% to 83% from 2040 to 2050 in TPRI's projection; from 2040 to 2050, the reduction rate in APERC's CN scenario is around 56%.



24

## CCS technology in power sector



- CCS technology can be adopted in both coal and gas power plants in TPRI's "Steady" and "Geo" scenarios; in APERC's model, we assumed that CCS could be applied to gas power plants only.
- The amount of CO<sub>2</sub> captured by CCS technology differs in different scenarios. The amount in TPRI's Steady scenario is twice larger than in APERC's CN scenario.

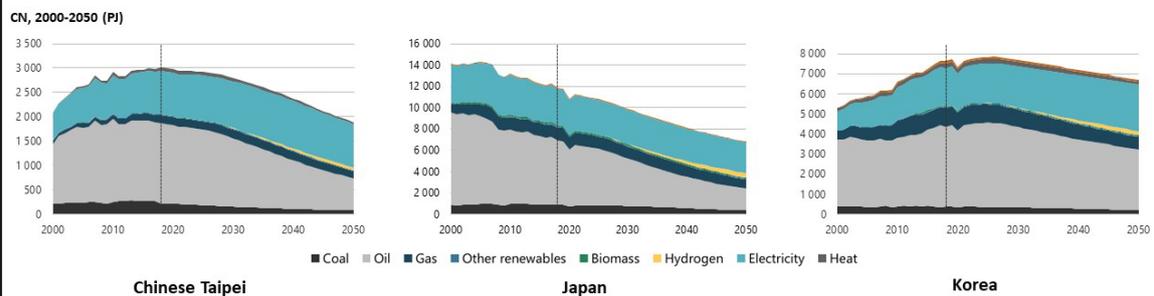
# APEC Energy Demand and Supply Outlook

## Cross economies comparison and Natural gas issue

Yu-Hsuan WU  
Bureau of Energy  
1<sup>st</sup> Dec. 2022

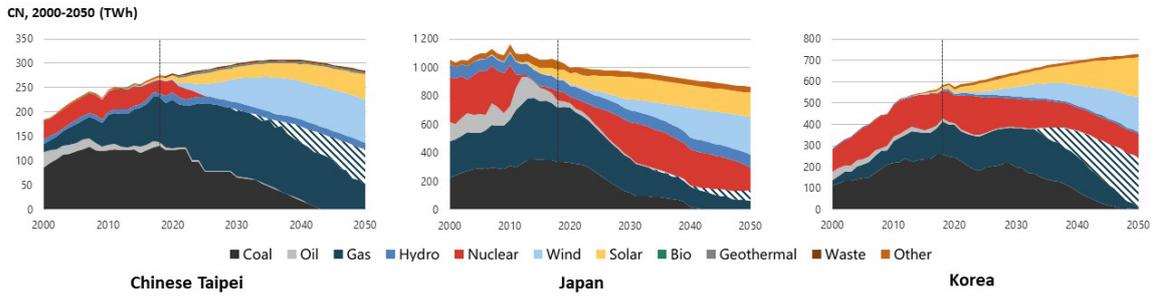


### End-use energy demand comparison



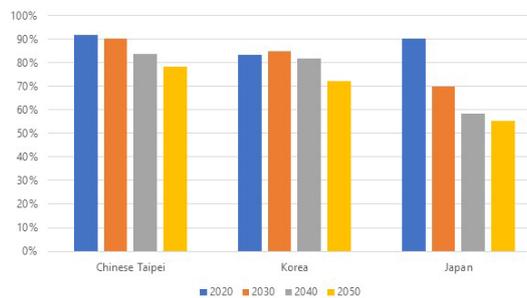
- Downward trends of end-use energy demand can be found in them.
  - Oil reduction contributes the most to each economy.
  - The steep decline of energy demand in Japan results from the drastic population decline and the energy efficiency improvement.
  - Korea's energy demand shows a moderate decline for its increasing electricity demand.
  - Hydrogen can be found in Chinese Taipei's end-use energy demand in 2025; it can be found five year earlier in the others.

## Generation comparison



- Except for Japan, the generation in Chinese Taipei and Korea is expected to increase.
- In 2050, half of the electricity will be generated by solar and wind in these economies.
- With higher share of nuclear power plant in Japan, the share of gas w/wo CCS in its power mix is significantly lower than the other two economies.

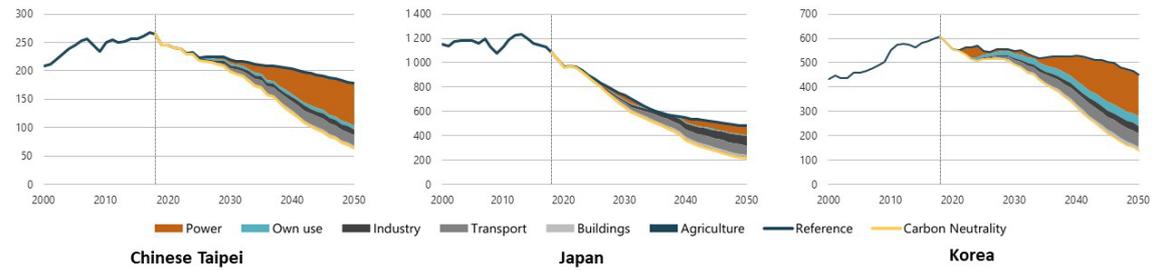
## Net import dependency comparison



- During our projection period, the decreasing net import dependency results from the growing domestic energy production.
- The speed of net import decline is different across economies.
  - Japan has the largest and fastest decline in net import dependency among these economies mainly for the growing energy production from renewables and nuclear.
  - The moderate decline in net import dependency in Chinese Taipei and Korea mainly results from the increasing renewables.
  - Nuclear can be a way to ensure energy security given the potential limitation for renewable penetration for each economies.

## CO2 emission comparison

REF/CN, 2000-2050 (Million tonnes of CO2)

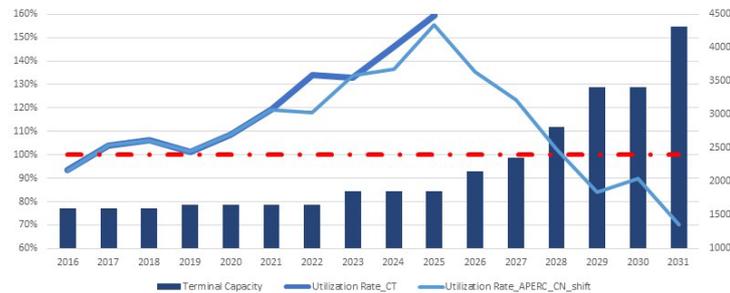


- Despite the difference in the CO2 emission trajectory among these economies, the CO2 emission decline during our projection periods.
- In Chinese Taipei and Korea, the power sector provides significant additional CO2 reduction in CN.
- In Japan, the CO2 emission trajectory and amount are rather similar in REF and CN. Transport sector provide the largest additional reduction in CN.
- With nuclear and renewables, the power sector is no longer the main source of CO2 emission in Japan and Korea in 2050



5

## Natural Gas issue: utilization rate



- LNG terminal utilization rate is expected to increase by 2025 for the different growing speeds of LNG demand and LNG terminal capacity.
- The downward trend of utilization rate after 2025 results from the increased LNG terminal capacity. Several LNG projects will be completed after 2025.
- The natural gas demand will start to decrease after the early 2040s.
- Is the level of utilization rate in 2025 possible?



6

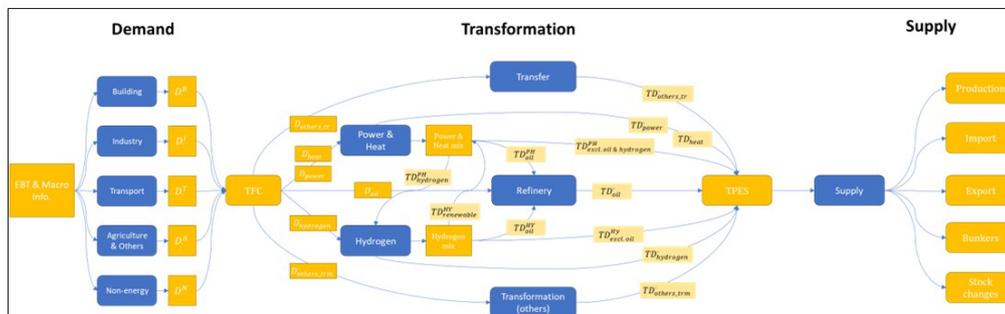
# APEC Energy Demand and Supply Outlook

## Model details

Yu-Hsuan WU  
ITRI  
2<sup>nd</sup> Dec. 2022



### Model workflow



- The outlook model comprises three phases.
  - Demand phase
  - Transformation phase
  - Supply phase
- We assume that the electricity demand for producing hydrogen will be supplied by renewable energy. It's modelled by expansion of renewable energy capacity. No loop between Power & Heat and Hydrogen sectors.

## Model overview

- **Demand:** energy demand based on estimated activity and production.
  - Bottom-up approach
  - Trend projection
  - Knowledge-based modelling
- **Transformation:** how much secondary energy is needed?
  - Cost-based modelling (power)
  - Trend projection
  - Knowledge-based modelling
- **Supply:** production/ import/ export?
  - Bottom-up approach and accounting framework
  - Knowledge-based modelling

## Demand models

Energy Demand

||

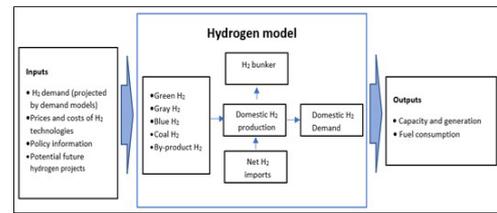
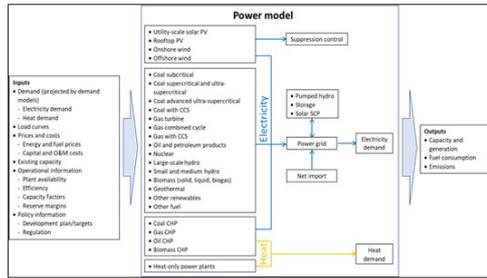
Production  
Activity

×

Energy Intensity

- Generally, energy demand projections are calculated by multiplying the **projected production/activity** and **projected energy intensity**.
- It's projected based on macroeconomic factors, historical trends, economic policies, etc.
- To have a better projection, different levels of sub-sectors are considered to capture the heterogeneity among them.
- It's based on historical trends, energy policies, scenarios, etc.
- The values differ by different kinds of fuels and sectors/sub-sectors.

## Transformation models



- Power sector is formulated as a **cost-based linear programming model**.
- Hydrogen demand from the demand sectors is one of the inputs of the hydrogen model.
  - Hydrogen production, import, and export are determined by the policy and different costs of technologies.
  - There are some uncertainties in the emerging hydrogen application in end-uses and hydrogen production technologies.

## Model overview

Phases	Sectors	Methods	Software
<b>Demand</b>	Transport	Bottom-up accounting Regression	Excel & Python
	Industry		
	Buildings		
<b>Transformation</b>	Electricity & Heat	LP (cost optimisation)	
	Hydrogen		
	Refining		
<b>Supply</b>	Production	Bottom-up accounting	Excel
	Trade		
<b>Integration</b>	All	None	Python