

出國報告(出國類別：實習)

電力系統策略規劃與淨零資源整合模型研習

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：美國

出國期間：113 年 6 月 22 日 - 113 年 7 月 1 日

報告日期：113 年 8 月 30 日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：電力系統策略規劃與淨零資源整合模型研習

頁數 62 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：113 年 6 月 22 日 - 113 年 7 月 1 日

出國地區：美國

報告日期：113 年 8 月 30 日

關鍵詞：整合資源規劃模型 (Integrated Resource Planning model, IRP model)、
電力系統韌性 (Power System Resilience)、整合策略系統規劃 (Integrated
Strategic System Planning, ISSP)、氣候韌性與適應倡議 (Climate Resilience and
Adaptation Initiative, Climate READi)

內容摘要：(二百至三百字)

本次「電力系統策略規劃與淨零資源整合模型研習」出國計畫，主要拜訪美國電力研究院 (Electric Power Research Institute, EPRI) 於美國諾克斯維爾與舊金山辦公室，並透過數場研討會議進行最新研究成果分享。相關議題包含：一、電力系統韌性分析架構研討；二、Climate READi 議題研討；三、淨零轉型下的可靠尖峰科技分析研討；四、新興儲能技術之技術經濟參數研討；五、氣候變異性對淨零轉型與系統韌性意涵研討；六、終端能源消費與小時負載建構方式研討；七、低碳合成天然氣與氨能的均化成本研討；八、彈性需求面資源研討。

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.....	8
一、 出訪目的	8
二、 行程紀要	8
貳、研討內容.....	9
一、 電力系統韌性分析架構研討	9
二、 Climate READi 議題研討	18
三、 淨零轉型下的可靠尖峰科技分析研討.....	24
四、 新興儲能技術之技術經濟參數意涵研討.....	33
五、 氣候變異性對淨零轉型與系統韌性意涵研討.....	36
六、 終端能源消費與小時負載建構方式研討.....	40
七、 低碳合成天然氣與氫能的均化成本研討.....	46
八、 彈性需求面資源研討.....	51
參、心得與建議.....	56
肆、參考資料.....	62

圖目錄

圖 1 整合策略系統規劃 (ISSP) 分析架構	10
圖 2 區域脫碳路徑模型：最適電力組合	10
圖 3 電力系統擴充模型：最適電力組合	11
圖 4 電力系統成本、可靠性與資源適足性評估	12
圖 5 分群結果 (HiLS 工具)	12
圖 6 可靠性評估指標 (參考情境與脫碳情境)	13
圖 7 初始規劃與最終規劃的電力組成與成本差異	13
圖 8 兩階段韌性評估架構	14
圖 9 氣候變數可取得性	19
圖 10 氣候變數資料品質衡量	19
圖 11 脆弱度曲線	20
圖 12 氣候風險分析架構	21
圖 13 電力負載的變異性	22
圖 14 不同氣候年的惡化容量排序	23
圖 15 惡化事件的分群	23
圖 16 美國東南地區負載與風光容量因數	24
圖 17 未滿足負載占比 (紅) 與再生能源過剩占比 (綠)	25
圖 18 風光資源匱乏時段	26
圖 19 間歇性再生能源供給曲線	27
圖 20 美國地區間歇性再生能源供給曲線 (2035 年)	27
圖 21 紐約 FPT 負載持續曲線 (2035 年)	28
圖 22 美國各區域對於 FPT 的能量與容量需求 (FPT 情境)	29

圖 23 再生能源占比與對應成本：FPT 與 BEES 情境	30
圖 24 儲能對再生能源供給曲線之影響	31
圖 25 三情境下的裝置容量與總成本比較	31
圖 26 新興儲能技術之容量成本與能量成本.....	34
圖 27 新興儲能技術之技術參數	35
圖 28 離岸風力枯竭次數最大.....	37
圖 29 離岸風電年度容量因數最小	37
圖 30 離岸風電移動平均容量因數最低	37
圖 31 不同定義下的極端氣候年並無共識	38
圖 32 裝置容量模擬結果比較 (氣候變異性).....	39
圖 33 能源系統架構圖.....	40
圖 34 住商部門模型	41
圖 35 暖氣負載持續曲線.....	41
圖 36 電力需求 (2015 年-2050 年)	43
圖 37 電力負載組成 (2050 年)	44
圖 38 電力負載小時資料 (2050 年).....	45
圖 39 合成天然氣產製、傳輸、出口的情境.....	47
圖 40 綠氫均化成本 (未導入通貨膨脹削減法案).....	48
圖 41 綠氫均化成本 (導入通貨膨脹削減法案).....	49
圖 42 藍氫均化成本 (導入通貨膨脹削減法案).....	49
圖 43 充電場域占比	51
圖 44 電動車於不同場域之充電需求樣態 (New England)	52
圖 45 負載樣態及其組成 (無協調與完全協調情境).....	53

圖 46 淨負載盒鬚圖 (無協調與完全協調情境).....	54
圖 47 容量擴充與發電占比 (無協調與完全協調情境).....	55

表目錄

表 1 古寧開閉所與莒光變電站的損毀機率.....	15
表 2 廣義韌性指標與其定義.....	16
表 3 韌性指標期望值.....	16
表 4 可靠尖峰科技資源關鍵特徵 (FPT 情境).....	29
表 5 情境設計細節說明.....	33

壹、出訪目的及行程紀要

一、出訪目的

因應電業淨零轉型及氣候變遷風險，本公司有必要了解國際如何建構更全面且相互協調的電力系統韌性評估架構，以電力資源規劃為基礎，結合發電、輸電和配電系統工具，模擬我國未來低碳、高再生能源占比之電力系統，協助落實我國淨零轉型路徑，與國際電業永續發展潮流接軌。本次出訪 EPRI 交流並蒐集電力系統韌性與規畫相關研究成果，包含整合策略系統規劃 (ISSP) 架構、Climate READi 倡議相關子計畫內容，作為後續評估我國電力系統之可靠性與韌性之參考；此外，亦蒐集 EPRI 於電力系統轉型與新能源技術分析成果、理解與 EPRI 合作開發之 Taiwan-REGEN 電力經濟模型，作為後續評估我國電力部門達成淨零轉型路徑之參考。

二、行程紀要

日期	地點	拜訪機構	主題
113/06/22 至 113/06/23	往程	-	-
113/06/24 至 113/06/25	美國田納西州 諾克斯維爾	EPRI	■ 電力系統韌性分析架構 ■ Climate READi 議題
113/06/26	轉機	-	-
113/06/27 至 113/06/29	美國加州 帕羅奧圖	EPRI	■ P201 淨零轉型相關研究 ■ Taiwan-REGEN 訓練 ■ 彈性需求資源議題 ■ 全時無碳電力議題
113/06/30 至 113/07/01	返程	-	-

貳、研討內容

一、電力系統韌性分析架構研討

(一) EPRI ISSP 分析架構簡介

因應淨零轉型趨勢，再生能源、儲能系統等電力設備占比將逐漸提高，傳統針對「火力機組為主」的電力系統規劃方法與流程可能已不足以因應。EPRI 所開發的整合策略系統規劃 (Integrated Strategic System Planning, ISSP) 分析架構之目標，即為開發一套一般化的分析架構，在確保可靠性的前提下，評估發/輸/配部門的未來規畫。

ISSP 分析架構主要著眼於回答以下三項問題：甚麼是電力部門最小成本的脫碳路徑 (decarbonization pathway)？如何確保足夠的容量、能量與彈性，以平衡電力供需？該投資多少輸配電設備以確保電力系統可靠性？需要強調的是，在 ISSP 架構下可以產出符合成本極小並考量電力系統實務的脫碳路徑，在分析過程中將有效確保電力系統可靠性以及資源適足性。然而，此一架構並非用來探討電力系統韌性，僅為現行電力系統規劃方法的整合與精進，有關電力系統韌性將會在此基礎下，透過其他分析方法進行評估。

圖 1 具體展現了 ISSP 分析架構的各個模組，從最左邊的「區域脫碳技術路徑模型」開始，在燃料別的基礎上建構成本最小且達成脫碳目標的最適電源組成，接著將此結果作為「電力系統容量擴充模型」之投入，從機組、節點以及負載區位的角度建立最適電源與輸電線路開發規劃，此一規畫將被「電力系統可靠性模型」、「生產成本模型」、「潮流與穩定模型」甚至是「配電網路模型」進行檢視，確認系統可靠度、資源適足性、考量系統安全之經濟調度成本、電力潮流與穩定性檢視與特定配電網路衝擊分析等。不過，儘管 EPRI 的配電網路模型可分析特定饋線與變電站受負載與分散式能源的衝擊，依據現行 ISSP 分析架構的相關文獻看來，該模組與其他的模型的介接不如其他模組完整。¹

¹ 分析工具方面，EPRI 強調 ISSP 分析架構並不嚴格綁定特定軟體。就其示範案例中所使用的工具包含：US-REGEN、PLEXOS、PSSE 以及 EPRI 自行開發的小程式等。

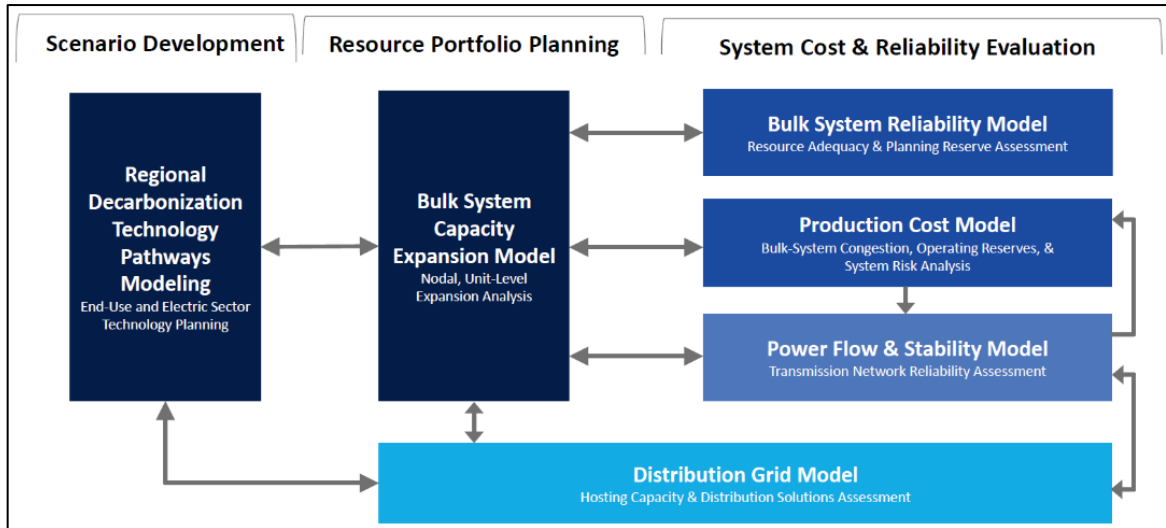


圖 1 整合策略系統規劃 (ISSP) 分析架構

EPRI 將 ISSP 電力系統規劃架構實際應用於紐約州進行分析，以探討下列議題：在甚麼樣的電力供、需、傳輸搭配，能使得紐約州電力部門以最具成本效益方式於 2035 年前達成淨零碳排？透過 ISSP 電力系統規劃流程，是否能兼顧可靠性與成本效益？透過 ISSP 電力系統規劃流程，參考情境與脫碳情境的差異為何？²

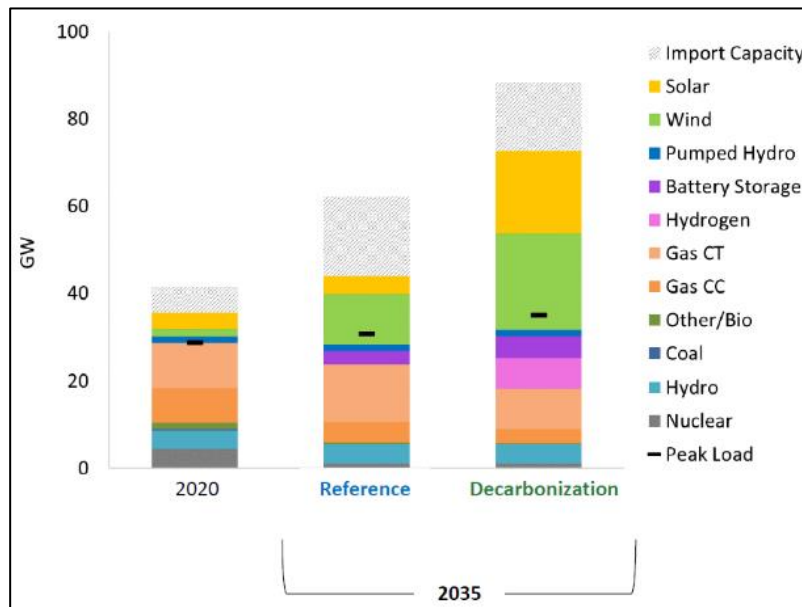


圖 2 區域脫碳路徑模型：最適電力組合

² 參考情境僅考量既有且明確載入文件的政策；脫碳情境則以電力部門 2035 年前達成淨零碳排為目標，並考量更快的電氣化、熱泵與電動車的普及。

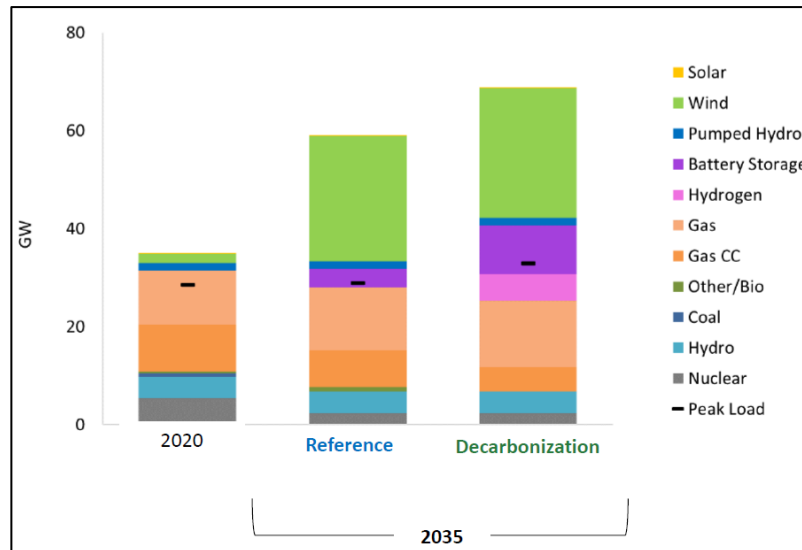


圖 3 電力系統擴充模型：最適電力組合

首先在區域脫碳路徑模型部分，EPRI 利用 REGEN 模型分析在成本最小目標下，並將供需平衡、傳輸容量以及碳排要求等限制納入考量，在線性規劃後產出的結果即為紐約州的最適電力組合（燃料別），如圖 2 所示。我們可以發現在參考情境中，天然氣仍具價格競爭力，相關機組裝置容量占自有容量的一半，風光再生能源也有成長，又以風力發電機組裝置容量成長幅度較為顯著。儲能方面則以短效儲能為大宗；在脫碳情境中，則可以觀察到天然氣需求明顯降低，風光再生能源機組則有顯著的成長。長、短效儲能均有成長，其中又以長效儲能的成長較為顯著。

進入電力系統容量擴充模型後，檢視機組區位、輸電線路等因素後，重新檢討系統最適電力組合，其最終決定的結果如圖 3。我們可以發現，兩模型所給出的電力組合相當不同，在參考情境部分，電力系統仍仰賴天然氣機組提供電力，惟風力機組的裝置容量則有相當顯著的成長，且可以觀察到電力系統已不將太陽光電作為電力資源進行規劃；而在脫碳情境中，天然氣機組的裝置容量則呈現與參考機組類似的樣態，再生能源機組方面也與參考情境類同：風力機組裝置容量顯著提升、太陽光電則不在未來的規劃藍圖中。儲能方面，短效儲能在電力系統容量擴充模型的修正下，有更大幅度的增長。

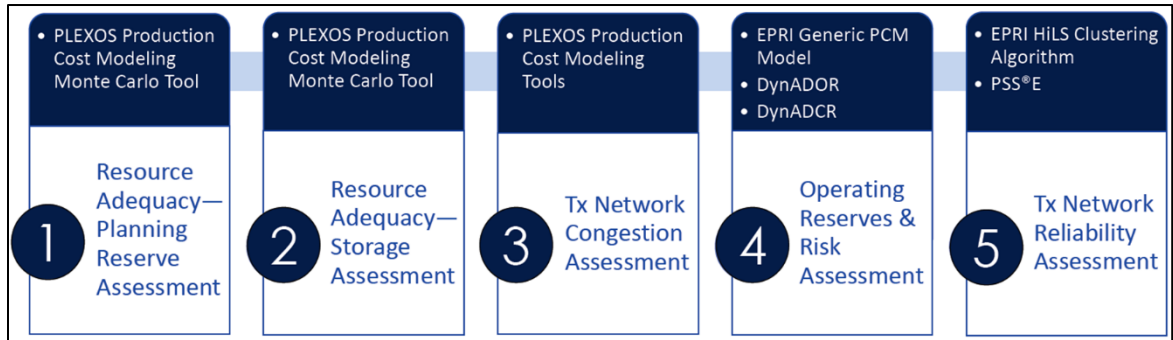


圖 4 電力系統成本、可靠性與資源適足性評估

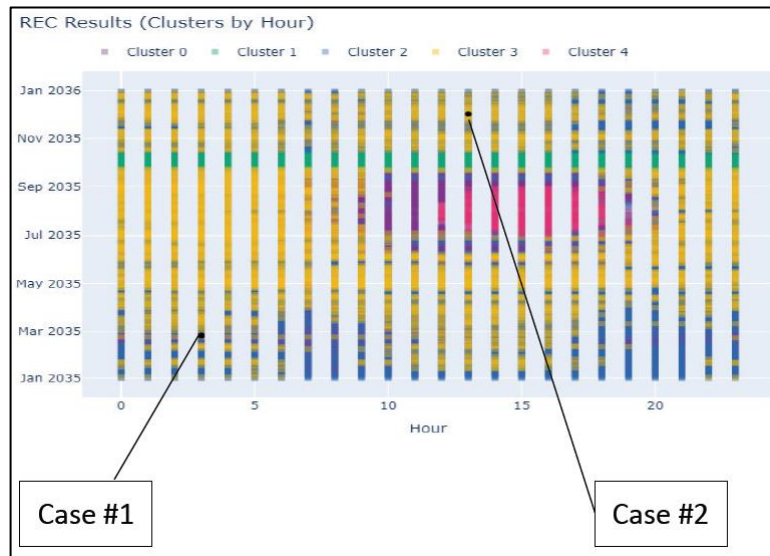


圖 5 分群結果 (HiLS 工具)

依據 ISSP 分析架構，從電力系統容量擴充模型取得最適電力組合後，將會透過電力系統可靠性模型、生產成本模型、潮流與穩定模型，檢視路徑的系統成本與可靠性；具體而言包含資源適足性評估、線路壅塞評估、備轉容量評估與線路可靠性評估等，如圖 4。

當過程中發現資源適足性或線路壅塞等問題，亦可於此階段構思電力系統改善的方向。值得一提的是，考量高再生能源占比的電力系統，逐小時的電力系統潮流與安全分析是必要的；然而考量計算負擔，逐小時檢視分析不切實際。ISSP 分析架構 結合主成份分析 (PCA) 與分群技巧，發展出 HiLS 工具，將小時別電力系統樣態進行分群，再針對代表性時點進行細緻分析。以圖 5 的分群結果為例，其中兩個分群樣態分別為「高冬季負載且高再生能源」、「低秋冬負載且高再生能源」。

Metric	Reference		Decarbonization	
	Initial	Final	Initial	Final
Loss of Load Hours (hours)	243	58	216	0
Loss of Load Expectation (Days per Year)*	0.2	0.05	0.18	0
Loss of Load Probability (%)	0.055	0.013	0.049	0
Expected Unserved Energy (ppm)	25.7	5.8	240.9	0
Loss of Load Events	71	16	71	0

圖 6 可靠性評估指標 (參考情境與脫碳情境)

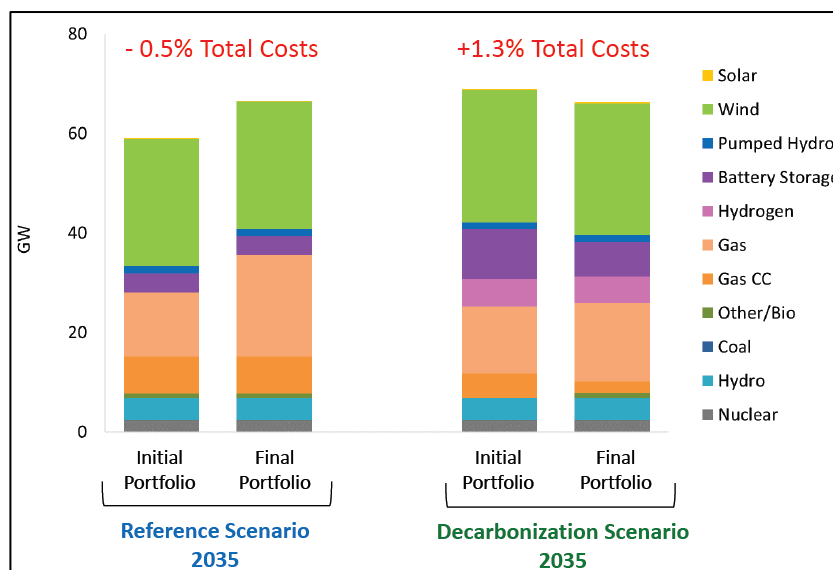


圖 7 初始規劃與最終規劃的電力組成與成本差異

在紐約州的分析案例中，兩個情境在進行前述電力系統成本與可靠性檢視以前的電力系統規劃 (初始規劃)，其電力系統可靠度均不足，甚至未能滿足美國電力可靠度公司 (North American Electricity Reliability Corporation, NERC) 所規範的失載期望值 (loss of load expectation, LOLE) 小於 0.1 的標準，如圖 6 所示；相對地，在經歷電力系統成本與可靠性檢視以後的電力系統規劃 (最終規劃)，可靠度從各種指標來觀察均有顯著的改善。³ 最後，因為參考情境與脫碳情境在前述電力系統成本與可靠性檢視前後電力組成已經不同，所以成本也均不相同。其中參考情境最終規劃之總成本低於初始規劃總成本 0.5%、脫碳情境最終規劃之總成本高於初始規劃總成本 1.3%，EPRI 據此指出可靠度的改善不必然代表整體成本的增加，如圖 7 所示。

³ 最終規劃的可靠度改善，其可歸功於備用容量與長效型儲能的提高。

(二) 兩階段韌性評估架構簡介與評論

在淨零轉型路徑下，具間歇性的再生能源滲透率將逐漸提高，電源結構的改變也將對電網帶來挑戰；與此同時，隨著近年極端氣候更為頻繁嚴重，對於電力系統韌性的討論也再度受到大眾關注。然而，儘管過往電力產業已發展一套成熟的可靠性評估指標，但對於電力系統韌性指標或共識則是相對缺乏。有鑑於此，本公司過往已梳理研析相關文獻並彙整為「電力系統韌性與韌性指標文獻回顧分析」一文；除此之外，基於電力系統韌性評估相關文獻，目前亦提出一套兩階段的韌性評估架構，以同時考量淨零轉型路徑規劃、電力系統穩定性分析以及電力系統韌性評估，如圖 8 所示，並初步以金門電力系統作為個案分析標的，以確認該韌性評估架構之可行性。⁴ 本項交流將先由本公司說明整體分析成果，再由 EPRI 進行提問與評論，本節將簡要說明相關成果並彙整相關評論與問題，作為後續研究參考之方向。

兩階段韌性評估架構的設計，先後分別為「考量電力系統實務的脫碳路徑」以及「考量高衝擊低發生機率事件的韌性分析」，其中前者在整合資源規劃模型 (Integrated Resources Planning, IRP) 的基礎上，產出最小成本並且在各種限制式下達成脫碳目標的路徑；然而由於此一路徑尚未考量實務開發限制且未經電力系統穩定性的檢視(如：頻率、電壓、慣量、線路或變壓器瓶頸等)，所以在此一階段我們導入 PSSE 工具進行電力系統穩定性的檢視，並與資源規劃模型反覆進行調整修正，直至產出一條最小成本且實務可行的脫碳路徑。

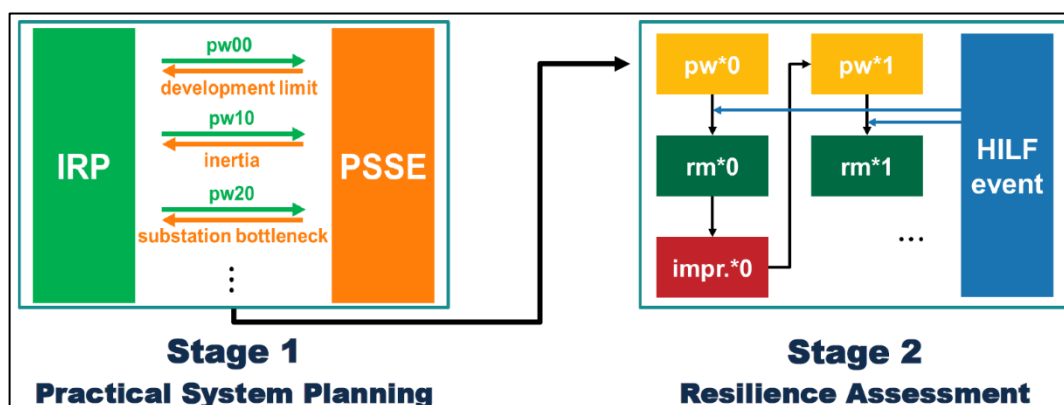


圖 8 兩階段韌性評估架構

⁴ 此為執行中之研究計畫「建構電力系統韌性評估機制流程與個案分析」。

Outcomes	Guning	Juguang	Outcome Probability
oc1	X	V	92.09%
oc2	V	X	0.01%
oc3	X	X	7.72%
oc4	V	V	0.18%

表 1 古寧開閉所與莒光變電站的損毀機率

接下來再以這條脫碳路徑為基礎，進入第二階段的「考量高衝擊低發生機率事件的韌性分析」，評估電力系統在面對高衝擊低發生機率 (high impact low frequency, HILF) 事件時的韌性表現。具體評估流程為界定 HILF 事件與對應的衝擊為何、依據電力系統設備的脆弱度曲線 (fragility curve) 計算設備損毀機率、遍歷各個設備損毀與否的組合以建立出象 (outcome)、分析電力系統於各出象的狀態 (系統是否全黑?)、計算選定的韌性指標及其期望值。當電力系統的韌性表現無法接受，則構思潛在的改善方案後 (如：增加儲能系統設置、分散儲能系統裝設地點等)，再次進行韌性指標的計算，直至利害關係人滿足於電力系統的韌性表現為止。

為理解此兩階段韌性評估架構的可行性，我們採用金門作為個案分析標的，並假設金門地區的碳排目標為 2030 年將碳排強度降至每度電 0.4 公斤二氧化碳當量；並考量各種可能對金門開閉所、變電站設施造成衝擊的災害，最後參考金門縣政府的海嘯潛勢圖，假定 HILF 事件為溯上高 10 公尺的海嘯，衝擊方向為西南至東北，先襲擊莒光後 30 秒後衝擊至古寧。⁵ 綜上所述，在引用美國聯邦緊急事務管理署 2008 年針對海嘯對建物衝擊的脆弱度曲線後，我們可以條列四種可能的出象如表 1，並透過電力系統分析檢視各出象的狀態，最後計算各情境下的韌性指標與其期望值，作為評估電力系統韌性之參考。值得一提的是，此處使用的韌性指標參考自過往文獻，並將之改寫成更具一般化的形式，以將頻率過高的情況也納入考量，各項韌性指標及其定義如表 2、韌性指標期望值計算結果則如表 3。⁶

⁵ 依據金門各變電站、開閉所之海拔，在 10 公尺溯上高的海嘯侵襲下，海拔低於 10 公尺的古寧開閉所與莒光變電站將會受到衝擊。

⁶ 表格中 fr 代表頻率響應功能 (frequency response)；gf 代表電網形成功能 (grid forming)。

Resilience Metrics	abbr.	Definitions
Adaptation	ada	It measures the greatest magnitude of the frequency deviating from the normal operation boundaries.
Robustness	ro	It measures the area between the resilience curve and a specific boundary .
Brittleness	br	It measures the area between the resilience curve and a certain boundary when the resilience curve is outside the boundaries of normal operation.
Agility (deterioration resistance)	ag_dr	It measures how fast the system degrades to the point that deviates the most from the origin.
Agility (reverse restoration)	ag_rr	It measures how fast the system recovers from the point that deviates the most from the origin.
Duration	dura	It measures how long the HILF event affects the power system.
Recovery Rate	rr	It measures the level at which the power system recovers from the effects of the HILF event.

表 2 廣義韌性指標與其定義

Storage system Functions	Scenarios	Expectation Value of Resilience Metrics							
		Load Lost (MW)	Adapt.	Robust.	Brittle.	Agility (deterioration)	Agility (restoration)	Duration	Recovery Rate
wo. fr/ wo. gf.	pw*0_c1	68.8359	0.0090	0.4172	0.4178	0.8922	0.0018	0.0018	0.0018
	pw*0_c2	68.8359	0.0091	0.4074	0.4077	0.8915	0.0018	0.0018	0.0018
	pw*0_c3	68.8359	0.0097	0.4022	0.4023	0.8910	0.0018	0.0018	0.0018
	pw*0_c4	68.8359	0.0112	0.3982	0.3982	0.8907	0.0018	0.0018	0.0018
w. fr/ wo. gf.	pw*1_c1	4.5432	0.8957	0.9782	0.9818	0.9970	0.5613	0.0561	0.9688
	pw*1_c2	4.5432	0.8875	0.9778	0.9816	0.9949	0.6241	0.0552	0.9687
	pw*1_c3	68.0485	0.0491	0.4628	0.4631	0.9657	0.0102	0.0039	0.0479
	pw*1_c4	68.8321	0.0069	0.4315	0.4317	0.9653	0.0018	0.0018	0.0019
w. fr/ w. gf.	pw*2_c1	2.3917	0.9837	0.9977	1	0.9994	0.2431	0.1194	0.9992
	pw*2_c2	2.3917	0.9623	0.9944	0.9999	0.9985	0.8134	0.2509	0.9990
	pw*2_c3	68.0485	0.0506	0.5095	0.5115	0.9704	0.0018	0.0112	0.0479
	pw*2_c4	68.8321	0.0071	0.4316	0.4316	0.9653	0.0018	0.0018	0.0019

表 3 韌性指標期望值

於本次研討會議，EPRI 也針對前述研究成果提出問題與評論意見，以下針對相關內容進行彙整，可作為敏感度分析或未來研究方向之參考。

1. 有關使用廣義韌性指標，將頻率過高與過低的狀況納入考量的作法，EPRI 認為這是正確的調整，因為過高或過低的狀況均可能造成電力系統跳脫而引起系統全黑的情況。
2. 本研究現行定義的如常運轉範圍為 57.6-62.4 Hz，然而在美國可接受的頻率範圍為 59.95-60.05 Hz，因此如何定義如常運轉範圍可能仍須討論。
3. 研究中使用多個廣義韌性指標，確實可以捕捉電力系統不同面向的韌性表現；然而，對於利害關係人而言，整合多個單一韌性指標的複合韌性指標，有助於更直觀理解系統韌性表現。不過需要強調的是，對於整合多個韌性指標的方法、權重，目前並未存在共識，也不是數學方法或人工智慧可協助決定，而是需要透過各個電力系統的利害關係人，依其對各面向的重視程度而決定整合方法及權重。

4. 儘管整合韌性指標的方法及權重尚未存在共識，在進行方法及權重討論以前，可適度對韌性指標進行分類整合，除避免相同類型的指標同時存在影響整合結果外，亦有助於降低整合的複雜度。
5. 依據定義，脆弱度 (brittleness) 為穩健性 (robustness) 的子集，前者計算韌性曲線超出如常運轉範圍所圍成的面積，後者則同時考慮韌性曲線在如常運轉範圍內的狀況。EPRI 認為前者可能是較好的指標。
6. 現行選定的韌性指標應已足夠反映電力系統韌性表現，惟針對衡量復原速度的「靈活性 (反轉復原)」(Agility – reverse restoration)，建議可再評估是否使用。其理由在於電力系統過快的復原可能並非好事，有時可能會產生過度調整的問題，建議未來可將頻率震盪 (frequency oscillation) 亦納入韌性指標當中。
7. 有關「靈活性」(Agility) 的計算，目前是採用標準頻率 60Hz 作為計算的參考點；EPRI 則認為在如常運轉範圍內的偏移應無關緊要，建議計算時應採用如常運轉範圍的上下界作為參考點。
8. 本研究觀察到電池儲能系統分散有助改善電力系統韌性的表現，與電力系統規劃偏好相符。分散儲能系統除有分散風險的好處以外，更可避免儲能系統過度集中可能引發的震盪問題。
9. 現行研究分析的時段為單一時點，並探討面對海嘯事件時，電力系統於該時點是否得以存活；然而，更完整的分析應將時段進一步拉長，探討相關資源是否得以支持系統至受損設施完全修復。以此觀點來說，提高設施自身強度可能也是解決方案之一。

二、氣候韌性與適應倡議研討

EPRI 目前執行中的 Climate READi (Climate Resilience and Adaptation Initiative)，為一個三年期的倡議，⁷ 其主要目的在於收集分析電力部門所需要的氣候資料，評估電力系統或其設備在不同氣候下的表現情形或惡化程度，進而探討電力系統韌性與適應性表現，提供電力相關產業一個一致性的分析框架。READi 可依前述工作內容區分為三大工作流程 (workstream)，工作流程一主要目的為辨識電力產業所需資料，具體而言將視電力產業不同應用目的而辨識出不同類型氣候資料的適用性，並確認可用的資料足以滿足電力產業需求；工作流程二著眼於評估能源系統和資產設備的脆弱程度，並從系統至用戶層面構思可能的減緩衝擊解決方案；工作流程三則以「提供電力系統強化韌性、減緩風險的指引」做為目標，期能研析一個一般化的分析評估框架，使得韌性指標得以具有共識並可作為投資決策、成本效益評估之參考。本次交流 EPRI 分享了部分 READi 在前述工作流程階段性成果。

(一) 氣候資料使用指引與資料集

EPRI 針對電力產業在使用氣候資料可能面對的問題，彙整編纂一份氣候資料使用指引 (Climate Data User's Guide) 供用戶參考。⁸ 在資料可取得性部分，EPRI 檢視相關氣候資料，並依這些資料的可取得性進行彙整，示意如圖 9。以該示意圖可知，氣溫在年度均溫度、年度最高最低溫度、環境溫度、露點溫度等的指標較為完整，其歷史資料至少可往前追溯至 1900 年，且預測資料部分也可往後延伸至 2100 年。事實上，EPRI 所彙整的氣候資料也不僅有氣溫，亦包含降雨、風、光、旱澇、野火及颶風等事件，其資料可得性未必如氣溫完整。

此外，在資料品質部分，EPRI 對不同氣候資料在長度、涵蓋範圍、準確性與品質亦進行評估檢視，其中資料長度即對應圖 9 所彙整的內容；涵蓋範圍則指涉資料在空間與時間粒度上的一致性，高涵蓋範圍的氣候資料，其資料解析度除可滿足電力產業應用外，缺值的情形亦少見；準確度指涉測量與紀錄的一致性是否得到確保；最後的品質則是總結前述的資料長度、涵蓋範圍與準確性而賦予的資料評價，如圖 10 所彙整。

⁷ 該倡議起始於 2022 年 4 月，並預計於 2025 年 5 月完成。

⁸ <https://apps.epri.com/climate-data-user-guide/en/glossary.html>。

除了前述有關資料可取得性、資料品質的資訊外，氣候資料使用指引亦彙整了氣候統計量、氣候模型甚至是氣候歷史資料來源與氣候預測資料來源等資訊，可作為電力產業構思氣候資料應用時之參考。

在氣候資料集部分，EPRI 依據電力系統韌性與適應性評估所需，篩選全球與北美、歐洲氣候資料集，⁹ 並彙整為氣候資料清單 (Climate Data Inventory)。¹⁰ 目前該資料清單共計標示 63 個資料集，並提供使用者篩選功能，以針對氣候變數、實績值、預測值、空間解析度、時間解析度、空間範圍、時間範圍等條件進行篩選。在 READi 中，EPRI 在篩選彙整外部資料集的過程，同時也在檢視潛在的氣候資料缺口，並作為未來開發新資料集優先序位之參考。

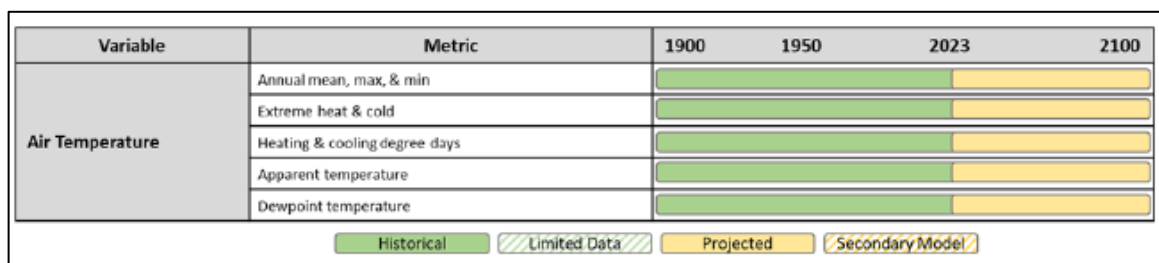


圖 9 氣候變數可取得性

Climate Variable	Length	Coverage	Accuracy	Quality of Observations
Air Temperature	High	High	High	High
Precipitation	High	High	High	High
Wind	Medium	Medium	High	Medium
Solar	Medium	Medium	High	Medium
Drought (meteorological)	High	High	High	High
Wildfires	Medium	High	Medium	Medium
Severe & Convective Storms	Medium	Low	Low	Low
Hurricanes	High	Medium	Medium	Medium
Inland Flooding	Low	Low	Medium	Low

圖 10 氣候變數資料品質衡量

⁹ 惟該倡議主要參與者為北美與歐洲的電力公司，因此相關氣候資料的蒐集與探討仍以前述區域為主，並未特別針對亞洲地區的氣候資料進行處理。

¹⁰ <https://apps.epri.com/climate-data-inventory/en/>。

(二) 電力系統設備脆弱度評估

在 READi 的工作流程二方面，EPRI 於本次交流分享評估電力系統設備脆弱度 (vulnerability) 的經驗，以及在本工作流程方面的執行目標。在評估流程方面，主要可以分為三大步驟：範圍界定 (scoping)、事件定義 (consider hazards and exposures) 與脆弱度描繪 (characterize vulnerabilities)。

在範圍界定方面，應先釐清評估人員所關心的目標為何，例如總結設備資產脆弱度、風險初步排序或量化風險以構思適應性對策等，不同的目標將牽涉不同程度的資料需求；而在釐清目標後，才可進一步辨識可能涉及到的資產設備範疇，例如單一電力設備、整體電力系統甚至是整體能源系統。在事件定義部分，則會需要檢視各項資產設備在不同氣候危機下的風險，此階段將會考量氣候危機為何？各項資產設備面對怎樣程度的危害？在完成範圍界定與事件定義以後，脆弱度描繪即為評估流程的最後一個步驟。此處 EPRI 首先指出脆弱度函數 (vulnerability function) 代表了前述氣候事件對於資產設備表現的影響，亦即一個資產設備是如何受到特定氣候事件、特定程度影響。

過往文獻曾提出多種的脆弱度函數，其中在 READi 中採用脆弱度曲線 (fragility curve) 作為描繪前述資產設備特性的工具。脆弱度曲線建構出不同程度的氣候事件與設備資產的損壞機率的關聯性，以圖 11 為例，縱軸為損毀機率、橫軸為風速 (英里/時)，藍色曲線代表木製電線桿在不同風速下的損毀機率，該曲線即為脆弱度曲線；其中紅色垂直線則代表一個風速 100 英里/時的事件，對應至藍色脆弱度曲線可知，在此事件下該木製電線桿有 5% 的機率損毀。

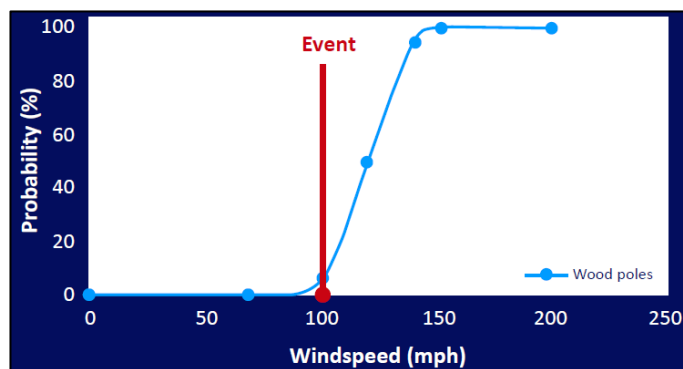


圖 11 脆弱度曲線

脆弱度曲線可提供使用者豐富且有價值的資訊，然而建立脆弱度曲線卻不是件容易的事。首先，在調查脆弱度曲線相關資訊時，儘管原廠設備供應商可能對自家產品設備較為了解，然而在應用於電力系統時，往往是多項產品設備組合使用，因此反而是電力產業運維該設備的專家可能有較完整的資訊。舉例來說，輸電鐵塔由鐵塔、礙子、輸電線路等設備組成，單一產品的廠商可能無法對輸電鐵塔整體提供相關資訊。其次，即便詢問電力產業運維設備的專家，所獲得的回應可能也是「視情況而定」，這主要是因為有太多的因素會影響設備的損毀機率，包含設備本身的新舊狀態、產品型態、適應性設計、¹¹ 設備區位、¹² 受影響持續時間、複合氣候危機或是設備電力負載。儘管脆弱度曲線的收集存在一定程度的複雜性，目前 EPRI 正在積極彙整已建立的脆弱度曲線 (包含前述影響因素)，亦規劃發布建構脆弱度曲線的方法指引。¹³

(三) 氣候風險分析架構與個案分析

READi 的工作流程一、二分別收集彙整氣候相關資料並分析不同的氣候條件下對於電力系統資產設備的影響；工作流程三則是承接前述氣候資料與分析結果，並將之用於區域負載預測以及風險檢視 (risk screening)，接續將相關結果整合進規劃模型架構。在 READi 工作流程三的分析架構與個案分析中，該電力系統規劃模型架構即前述 ISSP 分析架構，整體氣候風險分析架構如圖 12。

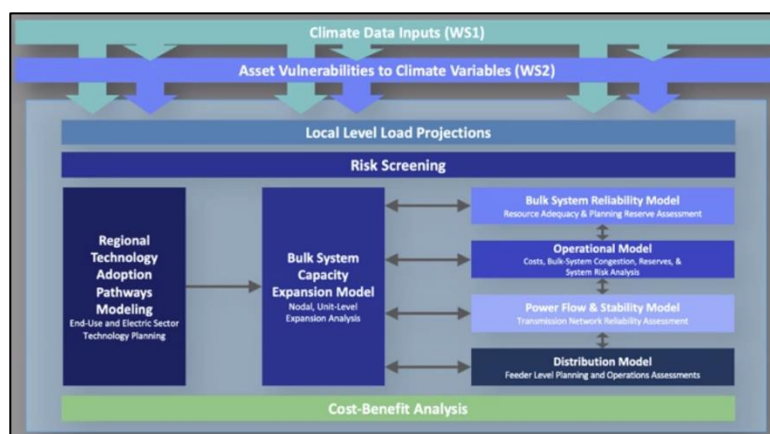


圖 12 氣候風險分析架構

¹¹ 例如風力發電機有無安裝防寒害套件。

¹² 設備位處室內或戶外、設備裝設於地面或有架高設計。

¹³ 在脆弱度評估部分，除了損毀機率以外，設備表現的惡化也是彙整的指標之一，例如高溫下太陽光電出力的衰退。

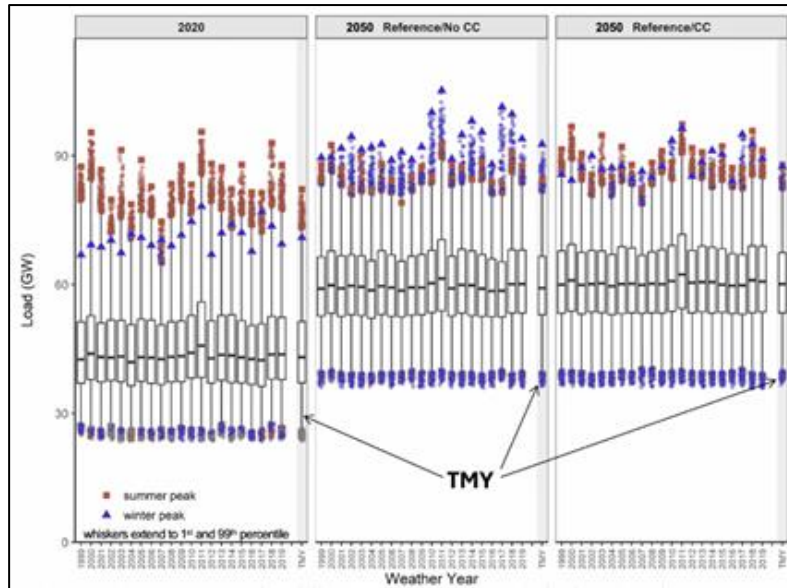


圖 13 電力負載的變異性

由於氣候的變化會影響負載需求的組成，因此 EPRI 透過在德州的個案分析，展示了負載因為跨年度的天氣變化、電氣化與能源效率改善以及氣候暖化變遷而造成的影響，如圖 13 所示。圖 13 同時列示 2020 年、2050 年不考量氣候暖化的參考情境 (2050_RefNoCC)、2050 年考量氣候暖化的參考情境 (2050_RefCC)，縱軸部分標示負載數值，橫軸部分則為不同的氣候年，¹⁴ 盒鬚圖中的紅色正方形標示夏季尖峰負載、藍色三角形則為冬季尖峰負載。

由該圖可以觀察到幾個現象：跨年度的天氣變化，將會決定潛在的尖峰負載量；隨著電氣化程度提高與冷房效率提升，德州的負載樣態也隨之改變，從夏季尖峰的電力系統負載型態，逐漸轉移至冬季尖峰的電力系統負載型態；當考量氣候暖化因素時，夏季尖峰負載將更為明顯，而冬季尖峰負載之數值則有被減弱的現象。最後需要強調，儘管氣候的變化會影響負載的組成與數值，然而影響負載的因子眾多，包含能源政策、技術進步等，所以最終負載的變化是眾多因子共同影響後的結果。

¹⁴ TMY 代表典型氣候年 (typical meteorological year, TMY)。

透過圖 12 可知，在進入 ISSP 分析架構以前，READi 會透過其開發的工具 (RiSc) 進行風險檢視作業，藉以系統性辨識出各項資產設備在不同極端氣候下的狀態，以下將透過德州個案分析作為風險檢視的說明範例。首先，由於各項資產設備以及負載中心位處不同區域，因此合理將上述標的對應至地理位置最近的氣象測站，在德州個案分析中，共計使用了 26 個測站的天氣、氣候資料 (包含不同的氣候年)。接著，在不同氣候年下，逐小時計算各項資產設備因氣候因素而表現惡化的容量總額，例如因氣溫上升而導致太陽光電出力下降的容量、因為極寒而導致風力發電無法順利發電的容量等。

完成資產設備因氣候因素而惡化的容量計算後，以 21 日為移動窗格，每週計算該移動窗口的敘述統計量，包含但不限於惡化容量、氣象變數的最大、最小、平均值，或是連續天數的高低溫、低風力、低太陽輻射，透過前述敘述統計量的計算，即可排序出不同氣候年之下，電力系統最危急的時刻 (如惡化容量平均值的前 5%)，如圖 14 所示。最後，透過分群演算法結合上述各項敘述統計量，即可找出代表性的事件，並透過代表性事件的各項氣候特徵與對應資產的惡化情形，構思潛在的設備強化、電力資源組合調整、輸電線路設置的方向等，如圖 15 所示。

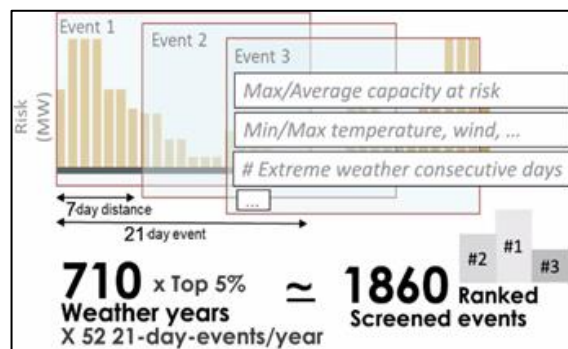


圖 14 不同氣候年的惡化容量排序

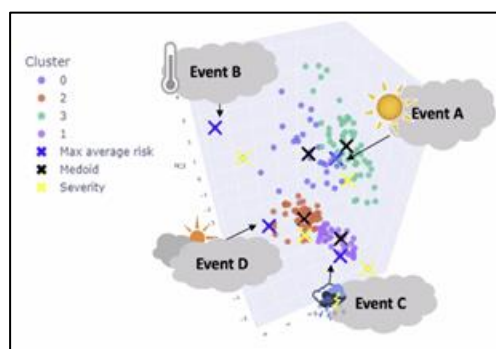


圖 15 惡化事件的分群

三、淨零轉型下的可靠尖峰科技分析研討

在淨零轉型趨勢下，多數國家均規劃引入更多的再生能源取代傳統高碳排強度的火力機組；然而，規劃中的再生能源通常為太陽光電與風力發電，這兩種再生能源的出力大小與氣象因子密切相關。若以小時的觀點來看，當系統恰好處於陽光與風力相對微弱時，兩種再生能源的出力將會接近於零，這將對系統供需平衡帶來非常大的風險。

對應此問題的解決辦法有二，其中一種即最大限度地提高再生能源的裝置容量，使得系統即便在低容量因數 (capacity factor) 的時點，仍能產出足夠多的電力滿足負載需求；第二種方法則透過可靠尖峰科技 (firm peaking technology, FPT) 來補足再生能源無法滿足整體系統負載之缺口，維持系統供需平衡。本次 EPRI 所分享之研究成果：Niemeyer, et al. (2023)，即以 US-REGEN 為基礎，探討美國不同區域再生能源稟賦 (endowment) 對於 FPT 需求之影響以及各項參數之差異 (如：容量因數、升載時間、調度次數與長度、容量與能量成本等)。

(一) 間歇性再生能源與負載匹配問題

在淨零轉型目標下，間歇性的再生能源如何逐小時滿足系統整體負載需求將會是電力系統轉型成功與否的關鍵之一。以美國東南地區為例，圖 16 分別繪製該地區特定 36 小時的系統負載以及光電/風電容量因數。首先，光電相較風電而言，前者的容量因數與系統尖峰時段較為吻合；然而光電受限於日夜時段的影響，在夜間均無法有電力產出，風電則無此限制。此外，以第 4458 小時為例，該時點的負載為 37GW、光電容量因數為 0.43、風電容量因數為 0.125，代表系統負責若要全由光電或風電滿足，則對應裝置容量分別為 86GW 以及 296 GW。

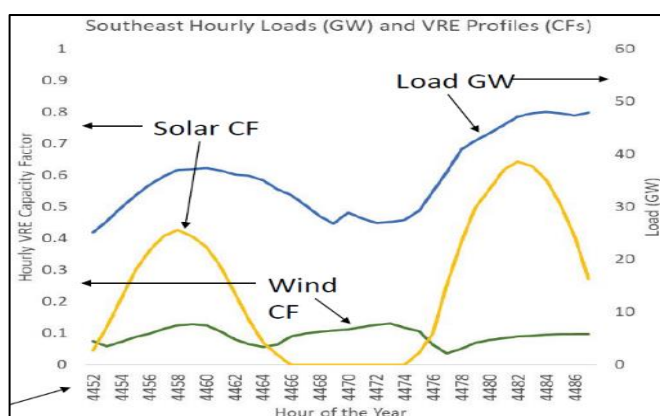


圖 16 美國東南地區負載與風光容量因數

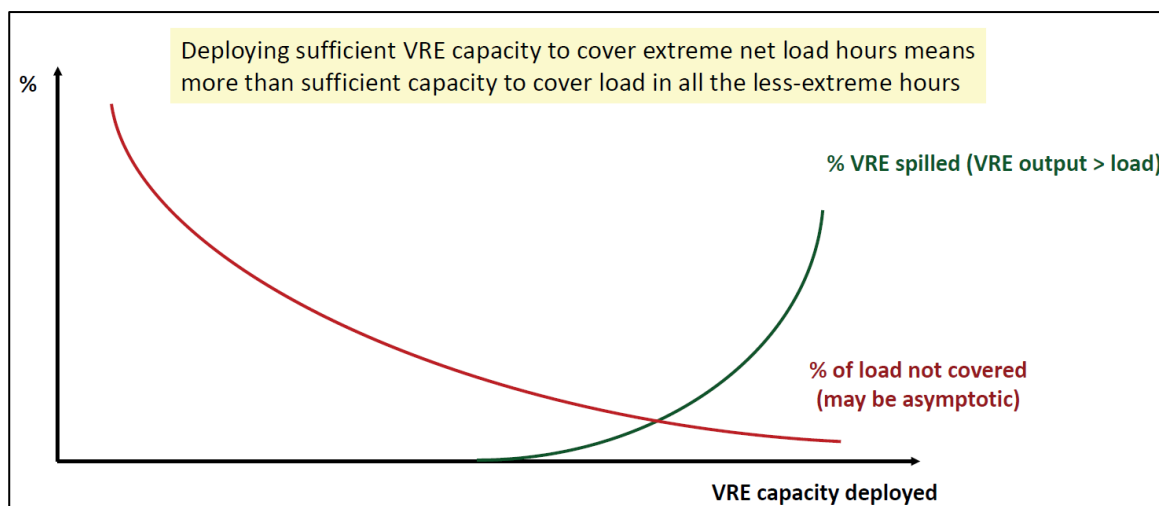


圖 17 未滿足負載占比 (紅) 與再生能源過剩占比 (綠)

實務上，淨零轉型下的電力系統並不會由單一、間歇性再生能源來滿足全系統的負載，而光電具有僅在日間發電的特性，更是代表風電與光電需進行互補搭配。至於在淨零轉型下，最適的風電與光電占比，則可由 REGEN 模型考量間歇性再生能源的成本、所在區域的風光稟賦以及負載樣態等因素，透過最適化方法找出系統成本最小的再生能源組合。

儘管如此，單純透過間歇性再生能源來滿足系統負載仍會遇到幾個問題。首先，為了涵蓋極端狀態負載所投資的間歇性再生能源，其裝置容量對於一般狀態負載來說是遠超其所需，使得電力系統會時常產生再生能源過剩問題，進而對電力系統造成不利的衝擊（如：電壓推升、線路壅塞等）。圖 17 展示了隨著再生能源的布建，越來越多的系統負載得以被再生能源所供應，然而每增加一單位的裝置容量，其所能涵蓋的負載增量卻逐漸降低、過剩的再生能源增量則逐漸增加。

另一方面，從歷史資料來看，在特定時段無風亦無光的現象 (Dunkelflaute) 確實存在，以圖 18 的第 347 小時為例，太陽光電容量因數為零、風力發電的容量因數則為 0.006，若需滿足當下時段對應的負載 42.5GW，則風力發電的裝置容量須達到驚人的 7,000GW。因此裝置容量的擴充可能仍無法弭平微小的容量因數。令人意外的是，美國東岸陸域風機與離岸風機的低風力時段（以容量因數小於 0.025 計），最高年小時數分別可達 498 及 1024 小時，顯見該現象並非僅為極端事件。

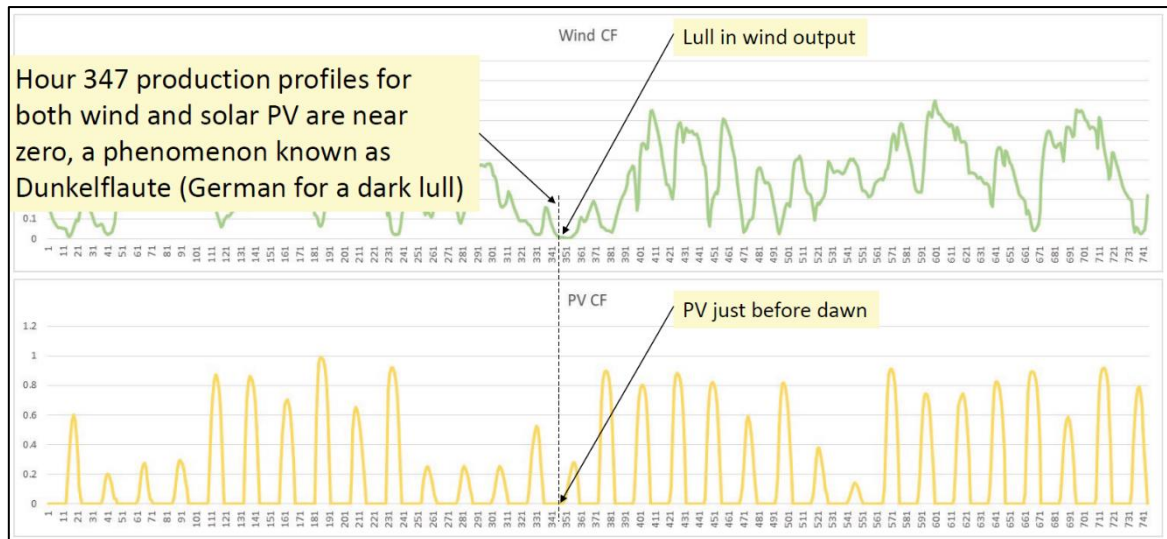


圖 18 風光資源匱乏時段

(二) 不同區域達成高占比再生能源的對應成本

如同前文所述，以經濟性與實務考量來看，純粹透過間歇性再生能源供應整體系統負載是十分具有挑戰性的目標，若以更務實的角度來達成淨零轉型目標，則須考慮以可靠尖峰科技 (FPT) 來補足再生能源無法滿足的負載之缺口。值得一提的是，可靠尖峰科技並非專指特定技術，其被定義為「當變動再生能源或變動再生能源結合儲能均無法滿足系統負載時，可補足該系統負載缺口的資源」，意即可被調度 (dispatchable) 為可靠尖峰科技的關鍵特性。

Niemeyer, et al. (2023) 透過 US-REGEN 模型分析美國 16 個不同區域在 2035 年達成高再生能源占比電力系統所需面對的挑戰。該模型將以成本最小化作為目標式，並假設太陽光電、風力發電「經濟地」提供系統所需電源，¹⁵ 依此計算太陽光電、風力發電之占比，並計算須由 FPT 補足之負載缺口。圖 19 為該研究間歇性再生能源之供給曲線，橫軸為再生能源占比、縱軸則為價格。該供給曲線與先前的分析一致：當再生能源占比提高時，其經濟性將會逐漸下降。此一現象代表在高再生能源占比電力系統中，提高 1% 的再生能源占比所隱含的成本，相對低再生能源占比的電力系統還高。

¹⁵ Niemeyer, et al. (2023) 透過給定特定價格上限 (ceiling price)，作為太陽光電、風力發電「經濟地」提供系統所需電源之準則，在該研究多數時候均以 1,000 \$/MWh 為基準，惟在其研究也有提到，不同的價格上限將得到不同的再生能源佔比與負載缺口。

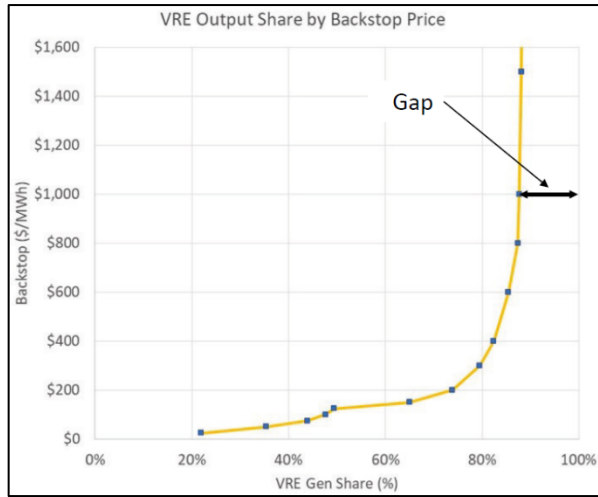


圖 19 間歇性再生能源供給曲線

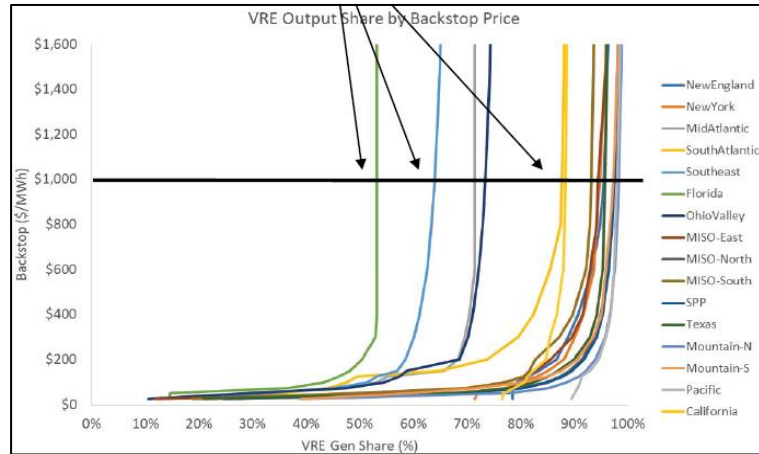


圖 20 美國地區間歇性再生能源供給曲線 (2035)

給定價格上限為 1000 \$/MWh 時，供給曲線對應資料點與橫軸 100% 的距離，即為 FPT 所需補足的負載缺口。圖 20 呈現該研究分析美國 16 個區域的間歇性再生能源供給曲線，顯見供給曲線的位置、樣態等特徵，則會依據電力系統所處位置之稟賦、成本等因素而有所差異。首先我們可以注意到佛羅里達 (Florida) 因其風光資源較為匱乏，因此若要該地區經濟地達成淨零轉型的目標，則其將面對近全系統負載半數的缺口；隨著供給曲線的右移，我們可以觀察到這些地區的風光資源較為豐富，例如光電資源較為充足的西岸以及風電資源較為充足的中西部，代表其僅需要找到部分 FPT 資源即可達到淨零轉型的目標。

(三) 可靠尖峰科技 (FPT) 可滿足負載缺口的特性

前文提及可靠尖峰科技並非專指特定技術，僅單純定義其為「當變動再生能源或變動再生能源結合儲能均無法滿足系統負載時，可補足該系統負載缺口的資源」。儘管未指定特定科技，當實際進行 US-REGEN 的小時顆粒度分析時，我們仍可觀察模型所辨識出來的系統負載缺口的特性，作為未來選定特定發電方式作為 FPT 之參考。Niemeyer, et al. (2023) 將之歸納如下。

1. 容量 (GW) 與能量 (GWh) 需求。
2. 被調度的頻率。
3. 容量因數。
4. 升載速度。
5. 被調度時，能量需求的範圍 (儲能類型 FPT，放電特性)。
6. 被調度前，保持不出力的時間 (儲能類型 FPT，充電特性)。

圖 21 則以紐約為例，將 2035 年 8760 小時的 FPT 需求繪製成負載持續曲線。由該圖我們可以知道，容量需求為 13.4 GW，容量因數則為 6.08%，代表電力系統並非長時間均需要 FPT 機組，然而容量需求已為該系統尖峰負載的 52.9%，隱含紐約地區在風光資源上的缺乏以及無法與負載匹配的特性。除此之外，依據 US-REGEN 分析結果，FPT 被調度的頻率為 261 天、最長連續調度時間為 39 小時、規模最大的調度事件為 17 小時內共提供系統 224.8 GWh 的電能 (以最高容量運轉 17 小時)。以此特性或可推斷，單純的儲能機組可能較不適用於該電力系統。

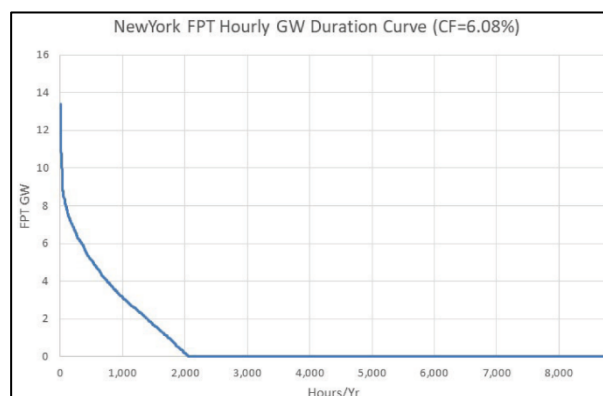


圖 21 紐約 FPT 負載持續曲線 (2035 年)

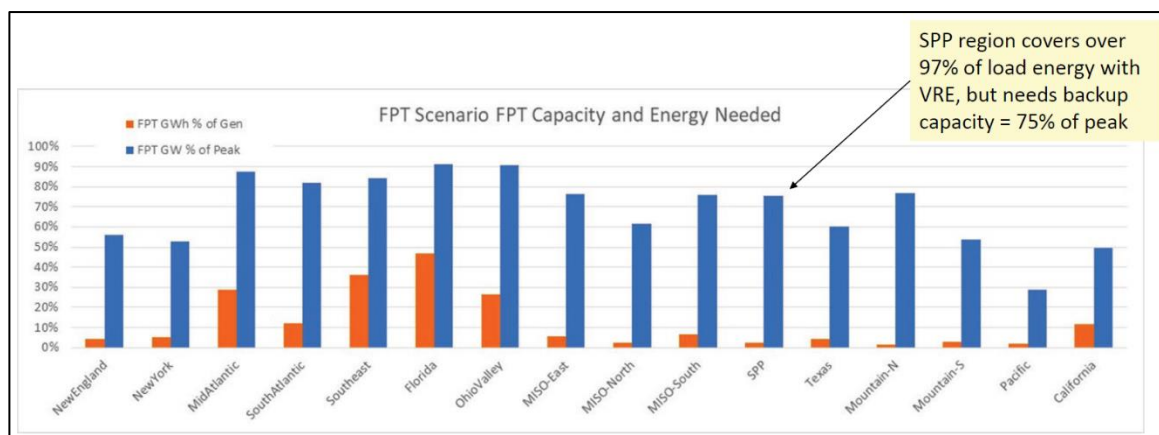


圖 22 美國各區域對於 FPT 的能量與容量需求 (FPT 情境)

(四) FPT 情境的 FPT 需求

圖 22 彙整了該研究分析的美國 16 區域中，對於 FPT 的能量 (GWh) 與容量 (GW) 需求，分別占全年用電量度數以及尖峰負載量之比例。由圖 22 可知，如果想要最大程度以再生能源負擔全系統負載，無論風光稟賦差異與否，各區域均需要投資程度不一的 FPT (容量與能量)。以 SPP (Southwest Power Pool) 區域為例，儘管間歇性再生能源可以負擔 97% 的負載量，然而該區域仍需投資 FPT 資源使得尖峰負載得以被滿足。此外，由 FPT 容量在系統尖峰負載的占比可知，除 Pacific 區域外，其餘地區的占比均為尖峰負載的一半以上，其中 MidAtlantic 區域、Florida 區域以及 OhioValley 區域的占比更達到 90% 左右。

表 4 則彙整了美國 16 區域中，對於 FPT 資源所需要的不同特性，除前述 FPT 容量需求外，還可注意 16 個區域的容量因數普遍偏低，反映 FPT 資源作為補足供給缺口的角色。另外，FPT 在一年當中被調度的次數相當頻繁，平均而言每日調度次數可達 1 次以上，且部分區域的持續運轉時間可達近 3 天。上述特性隱含理想的 FPT 資源需要有較低的資本成本，且具備每日運轉以及持續多日運轉的能力。

	New England	New York	Mid Atlantic	South Atlantic	South-east	Florida	Ohio Valley	MISO - East	MISO - North	MISO - South	SPP	Texas	Mtn-N	Mtn-S	Pacific	Calif
FPT GW	13.1	13.4	50.6	52.4	52.2	31.4	39.7	50.1	27.5	29.2	21.9	51.5	14.9	18.4	7.1	27.8
FPT GW % of Peak	56%	53%	87%	82%	84%	91%	91%	76%	61%	76%	75%	60%	77%	54%	29%	49%
CF	0.045	0.061	0.182	0.085	0.266	0.326	0.165	0.043	0.024	0.056	0.021	0.041	0.014	0.030	0.045	0.138
Calls per year	262	261	369	264	364	353	393	211	127	295	129	201	150	223	292	391
Max Duration Hrs	27	39	65	41	41	45	43	20	40	38	63	62	44	21	32	20
Max Energy in Hrs/GW	14.8	16.8	23.0	11.8	23.4	25.7	29.9	11.3	29.0	15.0	34.8	41.4	25.4	10.2	20.7	12.4
Max UpRmp (GW/hr)	6.0	8.1	39.6	38.1	48.0	23.6	38.5	29.3	10.4	24.0	16.0	42.0	4.3	15.6	7.1	18.8

表 4 可靠尖峰科技資源關鍵特徵 (FPT 情境)

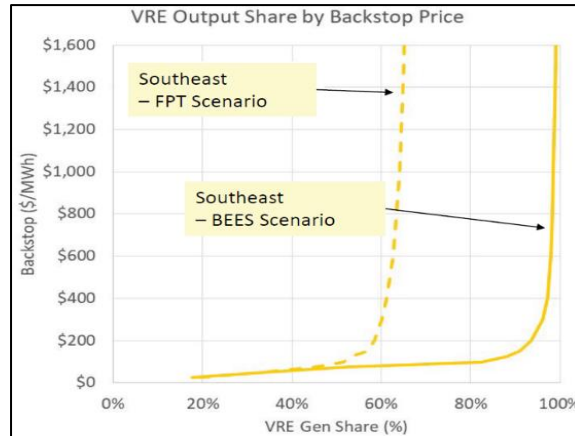


圖 23 再生能源占比與對應成本：FPT 與 BEES 情境
(五) BEES 情境與 H2+BEES 情境的 FPT 需求

除前述 FPT 情境外，本研究進一步分析若將儲能與氫儲能納入考量，對於 FPT 資源的需求有何影響，因此接續分析 BEES 情境以及 H2+BEES 情境。¹⁶三種情境差異分述如下。

1. FPT 情境：光電、風電與 FPT 的最適組合。
2. BEES 情境：光電、風電、鋰離子電池儲能與 FPT 的最適組合。
3. H2+BEES 情境：光電、風電、鋰離子電池儲能、氫儲發電與 FPT 的最適組合。¹⁷

Niemeyer, et al. (2023) 的分析發現，BEES 情境所引入的鋰離子電池儲能將會大幅取代 FPT 資源。圖 23 即為 Southeast 區域的分析結果，虛線部分為 FPT 情境的間歇性再生能源之供給曲線，可以觀察到該曲線在 60% 左右漸趨於垂直線，代表若要進一步提高系統再生能源發電占比則會面對極高的成本；實線部分則為 BEES 情境的間歇性再生能源之供給曲線，該曲線則於接近 100% 時漸趨於垂直線，代表在此情境要推廣高占比再生能源較為便宜。惟值得注意的是，如果再生能源年度發電量仍低於年度用電量，則使用儲能仍無法使得該區域達到 100% 的再生能源使用。

¹⁶ BEES：battery electric energy storage。

¹⁷ 此處所指之氫儲發電，指的是以電解製氫、地下儲氫以及燃氫複循環發電。

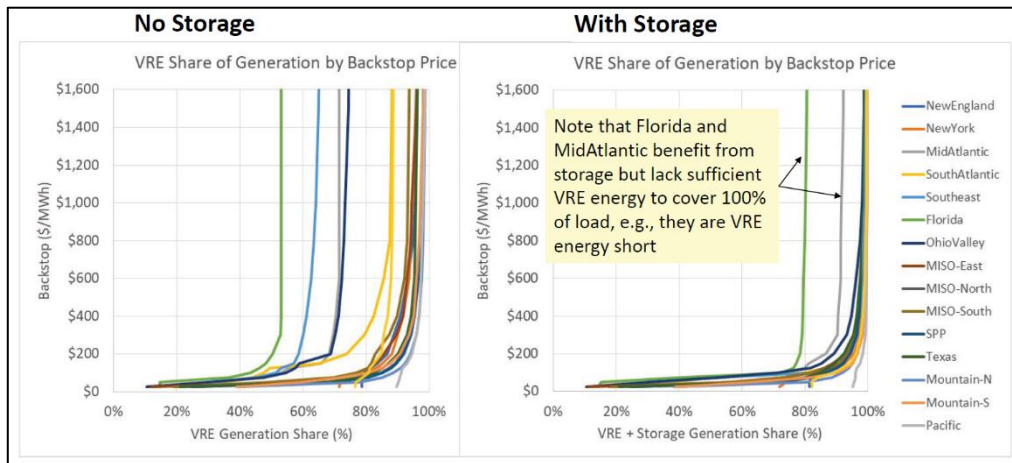


圖 24 儲能對再生能源供給曲線之影響

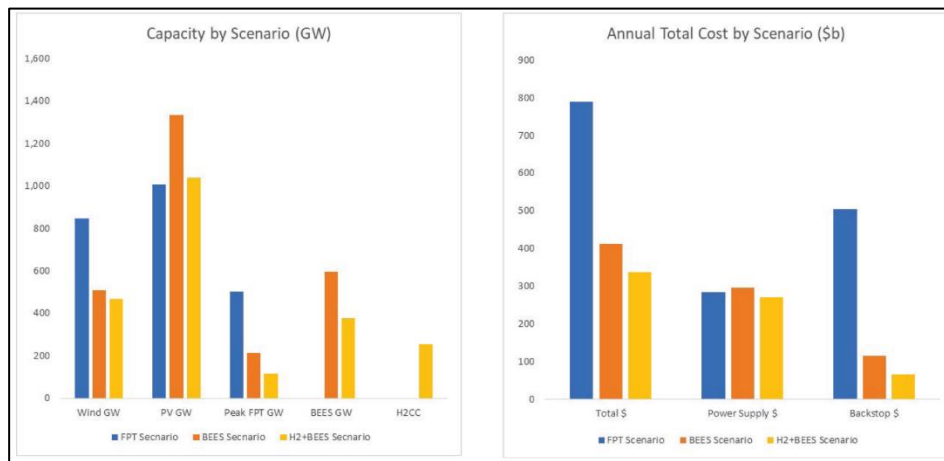


圖 25 三情境下的裝置容量與總成本比較

以圖 24 為例，Florida 與 MidAtlantic 區域因全年再生能源發電量仍不足以滿足全年用電量，因此這兩個區域的垂直線仍具離 100% 有段距離。

H2+BEES 情境則在 BEES 情境下進一步考量氫儲發電，亦即在考量短效的鋰離子電池儲能以外，將長效的氫儲發電納入考量。Niemeyer, et al. (2023) 假設氫氣採用地下儲氣窖的方式進行儲存，使得氫儲的儲存成本 (room) 較鋰離子電池便宜約 160 倍。

將兩種不同儲能技術納入考量後，三種情境的裝置容量與總成本彙整於圖 25。首先可以觀察到在沒有任何儲能技術的 FPT 情境下，對於 FPT 的裝置容量投資最為顯著，且此時需要裝設的風力機組最多、需要裝設的光電機組則居次，整體成本也最高；BEES 情境下，在引入短效鋰離子電池儲能後，不僅對於 FPT 裝置容量需求有顯著下降外，短效儲能對於風電與光電則分別有取代與促進的效果，使

得 BEES 情境下的光電裝置容量達到三種情境的最大，整體成本出現顯著下降；最後，同時引入短效與長效儲能的 H2+BEES 情境方面，對於 FPT、風力機組、光電機組以及短效儲能的設置需求均下降，代表長效儲能發揮取代前述機組的作用，整體成本也進一步降低。BEES 情境與 H2+BEES 情境的成本下降 (相較 FPT 情境)，主要是源抵銷對低生產力、不具成本效益的再生能源投資需求。

由於 H2+BEES 情境中同時包含了鋰離子電池與氫儲兩種類型，因此也可以觀察兩種類型的儲能在全年逐小時被調度的情形，檢視兩者的異同。NewYork 地區兩種類型的儲能調度表現的差異，在鋰離子電池儲能部分，幾乎可以達到每日調度的頻率；氫儲部分則有明顯的季節性，主要在夏冬尖峰時段進行支援，且具備尖載機組靈活出力的特性。

四、新興儲能技術之技術經濟參數意涵研討

由於全球淨零轉型的發展趨勢，若要使電力系統能夠在高占比再生能源的前提條件下穩定供電，儲能相關技術的搭配勢必有其必要。近年儲能設置量的增加，其儲能技術類型主要為鋰離子電池，其中的原因包含商業的成熟度、高電池轉換效率以及場址選擇的彈性等；然而，當再生能源占比持續增加，電力系統對於儲能資源需求的樣態也可能對應發生改變。¹⁸ 因此，某些新興儲能技術的價值，可能只會在脫碳程度、再生能源占比較高時得以被彰顯，EPRI 本次即與我們分享新興儲能技術的相關技術經濟參數，以及結合 US-REGEN 模型的部分分析結果。¹⁹

(一) 情境設計

情境設計方面，在政策、成本與氣候三大面向分別做出不同的假設。政策面向方面共有三種可能性，分別為參考情境、淨零情境與全時綠電情境；成本面向方面則有參考情境、樂觀情境；氣候面向方面則有基本情境與極端情境，詳如表 5 所述。

面向	情境	說明
政策	參考	以 2024 年 1 月以前所有明確記錄在案的相關政策、法規為準。
	淨零	考慮參考情境下的所有政策法規，並加入 2035 年達成淨零碳排目標。
	全時綠電	考慮參考情境下的所有政策法規，並要求 2035 年電力部門零碳排，且僅允許太陽光電、風力發電、水力發電與地熱進行供給。
成本	參考	反映 EPRI 對於新興儲能技術在 2035 年的成本預測。
	樂觀	反映相關產業對於新興儲能技術的目標與樂觀預測。
氣候	基本	使用代表年 (1999) 的天氣資料作為再生能源輸出以及終端能源消費的依據。
	極端	基於歷史年資料，以 21 日平均容量因數最小者為基礎，合成一組再生能源最為匱乏的極端資料。

表 5 情境設計細節說明

¹⁸ 例如：穩定系統短期頻率擾動、補足系統短期供應缺口甚至是移轉系統長天期或跨季節能量。

¹⁹ 完整報告尚未出版，本次僅分享新興儲能技術的技術經濟參數，以及透過 US-REGEN 模型觀察地的部分現象。

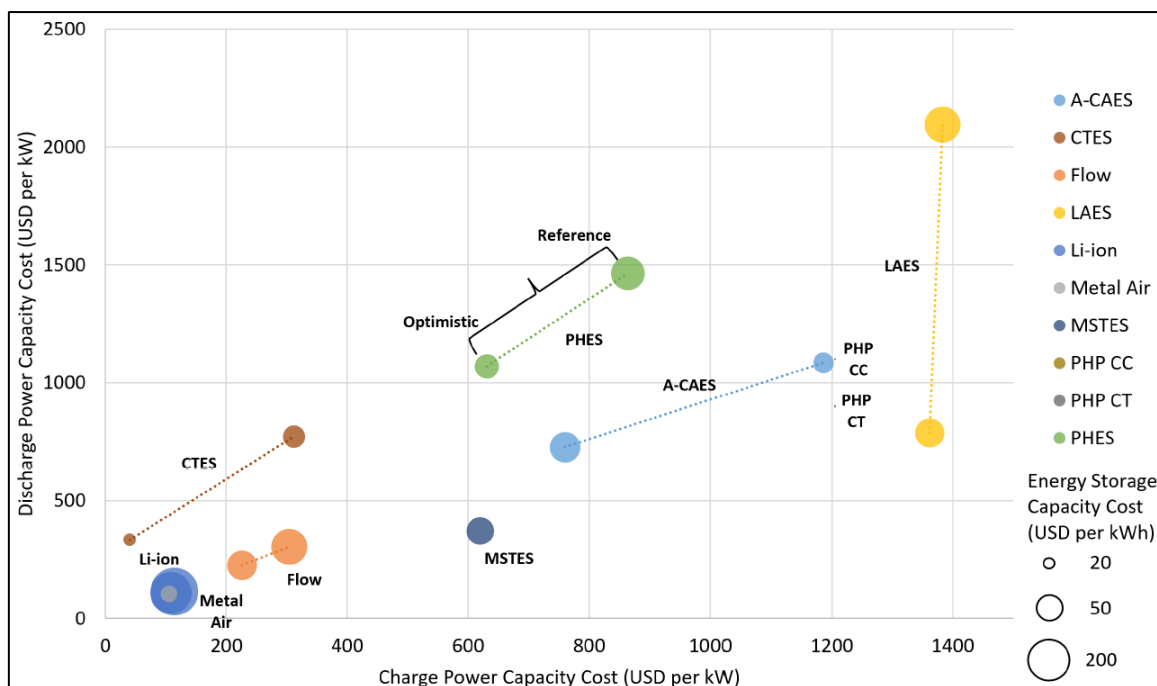


圖 26 新興儲能技術之容量成本與能量成本

(二) 新興儲能技術

新興儲能技術方面，本文考量先進壓縮空氣儲能 (advanced compressed-air storage, A-CAES)、混凝土熱儲能 (concrete thermal energy storage, CTES)、液流電池 (flow battery, Flow)、液態空氣儲能 (liquid air energy storage, LAES)、金屬空氣電池 (metal air, Metal Air)、熔鹽熱儲能 (molten salt thermal energy storage, MSTES)、電解氫氣儲能 - 燃氣渦輪機 (power-hydrogen-power combustion turbine, PHP CT)、電解氫氣儲能 - 複循環機組 (power-hydrogen-power combined cycle, PHP CC)、熱泵儲能 (pumped heat energy storage, PHES)，同時也將目前較為成熟的鋰離子電池納入作為比較基礎。

在儲能成本部分，圖 26 顯示各項新興儲能技術的容量成本 (區分充電與放電) 與能量成本，也將 EPRI 的預估 (參考情境) 以及產業的預估 (樂觀情境) 同步進行標示。首先可以觀察到，發展階段較為早期的新興儲能技術，其各項成本在不同情境下差異頗大，反映該技術本身的不確定性，例如液態空氣儲能、先進壓縮空氣儲能技術等；此外，目前較為成熟的鋰離子電池，具備低容量成本與高能量成本的特性，原理類同的金屬空氣電池與液流電池在容量成本方面與鋰離子電池相似，惟後兩者在能量成本上進一步降低的潛力。混凝土熱儲能雖然技術原理與前述電池不相同，惟其容量成本相近

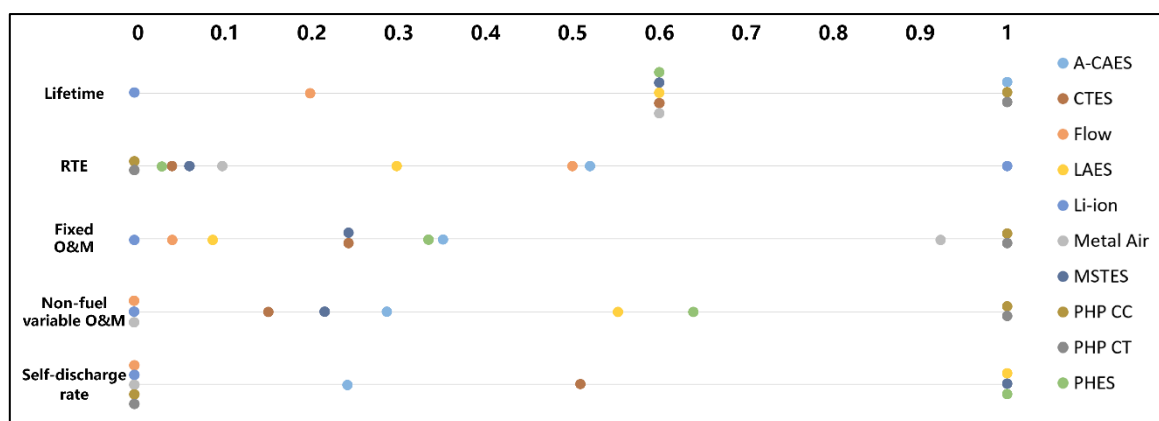


圖 27 新興儲能技術之技術參數

而能量成本顯著較小。而在液態空氣儲能、先進壓縮空氣儲能以及熱泵儲能，則可觀察到相對高的容量成本，但其能量成本相較鋰離子電池而言普遍較低。最後，電解氫氣儲能的能量成本顯著低於該研究分析的所有新興儲能技術。

值得注意的是，儲能技術的選定與發展，除了成本參數以外，技術參數也是需要關注的重點，圖 27 標示各項新興儲能技術在使用壽命 (lifetime)、電池轉換效率 (round-trip efficiency, RTE)、固定運維成本 (fixed operation and maintenance expense, Fixed O&M)、非燃料變動運維成本 (non-fuel variable operation and maintenance expense, Non-fuel variable O&M) 與自放電率 (self-discharge rate) 的差異。²⁰ 在使用壽命方面，鋰離子電池與液流電池的壽命偏短，其餘新興儲能技術均有較長的使用壽命；電池轉換效率則以目前最成熟的鋰離子電池最高，液流電池以及先進壓縮空氣儲能則居次，電解氫儲則以 35% 的電池轉換效率敬陪末座；在運維成本方面，固定運維成本以電解氫氣儲能、金屬空氣電池最為昂貴，鋰離子電池與液流電池則是相對便宜的選項；變動運維成本則以電解氫氣儲能、熱泵儲能與液態空氣儲能最貴，電池類型的鋰離子電池、液流電池與金屬空氣電池則無對應成本；自放電率方面，液態空氣儲能、熔鹽熱儲能與熱泵儲能有較高的自放電率，相對地在電池類型的儲能以及電解製氫儲能則有較小的自放電率。

²⁰ EPRI 原始資料以表格形式呈現，本文將之進行標準化處理，並以圖形化方式呈現。

五、氣候變異性對淨零轉型與系統韌性意涵研討

在進行淨零轉型路徑規劃時，通常需要設定或預測規劃年度的逐小時負載型態、風力發電出力型態以及太陽光電出力型態，而前述發用電資料均與氣候因子密切相關。過往常見的作法是選定單一歷史年度作為代表，並以該年度的氣候資料作為發用電資料產出以及模型建置之基礎。然而，隨著極端氣候事件越發常見以及再生能源占比持續提高，該「氣候年」(weather year) 的選定可能會對淨零轉型路徑造成極大的影響。該研究即透過檢視極端氣候條件下，模型對於淨零轉型路徑的規劃是否會有差異、相關機組建置的容量是否足夠。

(一) 極端氣候年的定義與生成

該研究嘗試三種不同的定義方式，並比較不同定義方式下，極端氣候年選定的異同，定義與生成方式分述如下。

1. 離岸風力枯竭次數最大：以「離岸風電 7 天、14 天與 21 天移動平均容量因數低於 10% 的次數總和」作為離岸風力枯竭次數的計算標準；依北中南東四個區域計算離岸風力枯竭次數，各區以最大次數對應年份作為代表，因此每個區域的代表年份可能各不相同，依此合成 (synthetic) 為極端氣候年。
2. 離岸風電年度容量因數最小：計算各區域離岸風電年度容量因數最小的年份作為代表，依此合成為極端氣候年。
3. 離岸風電移動平均容量因數最低：計算各區離岸風電 21 天移動平均容量因數，取出現最小值的年度作為代表，依此合成為極端氣候年。

依據 1950 年至 2022 年的氣候資料分別依不同定義方式計算各指標，並將計算結果區分為北中南東四個區域，結果分別對應圖 28、圖 29 與圖 30 的盒鬚圖中，其中紅點代表 2019 年 (基礎年)，盒鬚圖上的資料均從 70 餘年的資料總結而來。首先在圖 28 部分，可以注意到南部似乎很少遇到離岸風力枯竭的現象，即便是在最差的年度其風力枯竭的次數亦少；在圖 29 部分，同區域跨年度的容量因數的差異可達 8% 至 16%；圖 30 部分則顯示出在最極端的年份下，離岸風電的容量因數約 3% 至 7%。

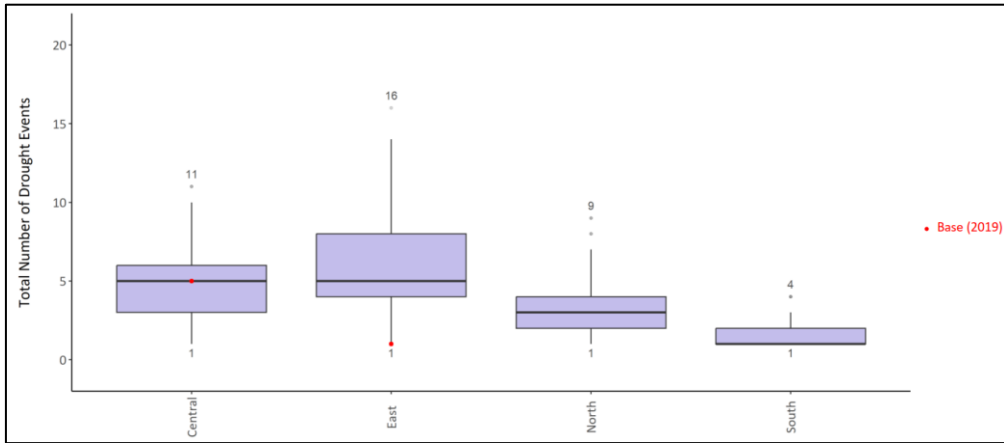


圖 28 離岸風力枯竭次數最大

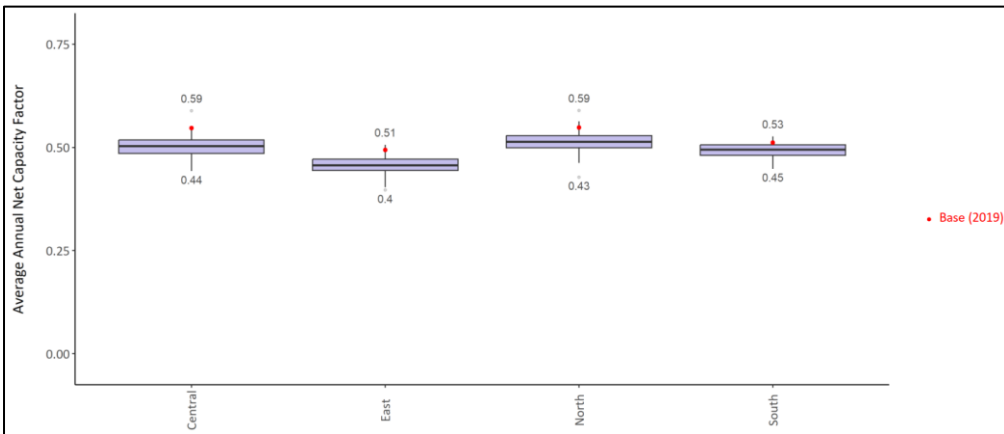


圖 29 離岸風電年度容量因數最小

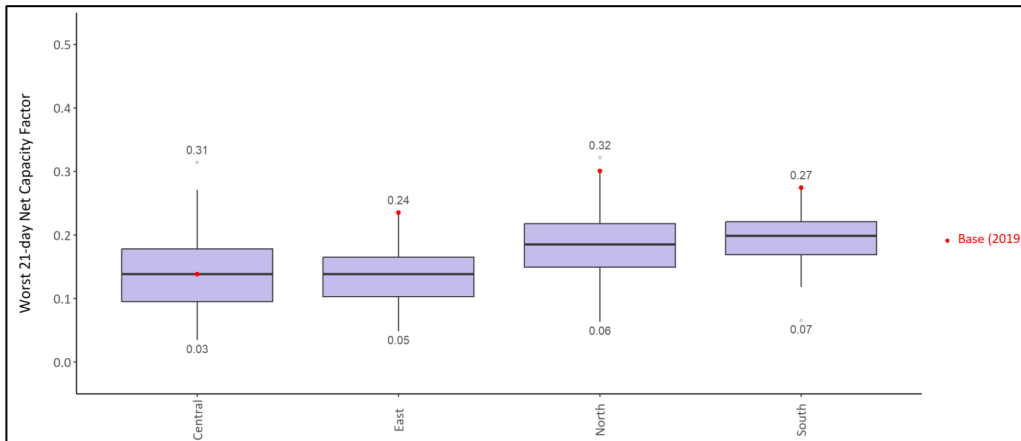


圖 30 離岸風電移動平均容量因數最低

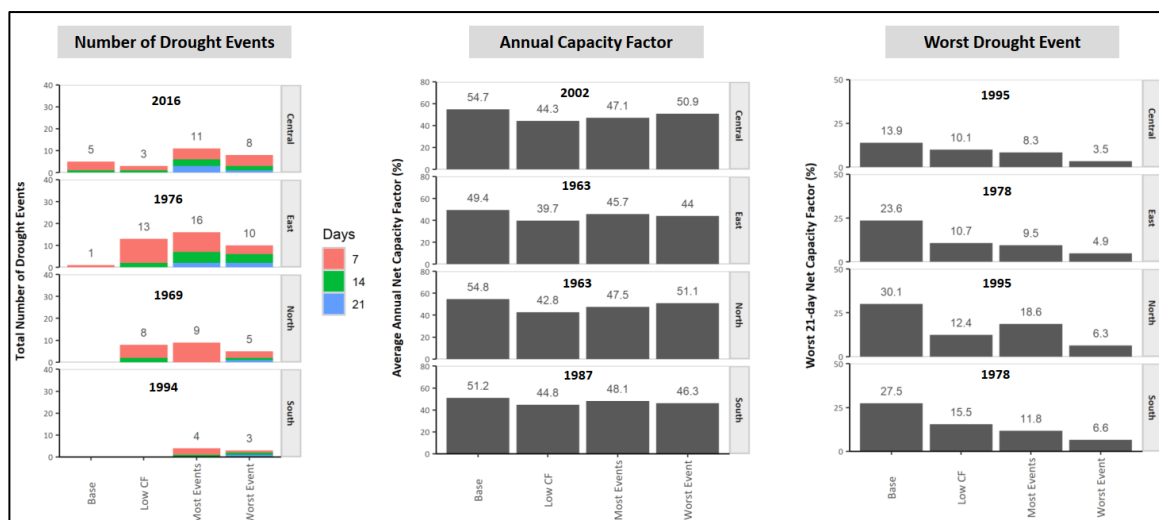


圖 31 不同定義下的極端氣候年並無共識

圖 31 呈現了不同定義方式下，北中南東四個區域所選取的極端氣候年，同時亦將基礎年以及其他兩種定義方式的指標計算結果進行並列。以圖 31 最左邊的長條圖為例，橫軸 Base 即對應基礎年 (2019) 的情況，在中部與東部的離岸風電枯竭次數分別為 5 次與 1 次，北部與南部則同為 0 次；橫軸 Most Events 對應至中部地區時，可以發現「離岸風力枯竭次數最大」對應的年份為 2016 年，共計 11 次；以相同定義方式來看，東部、北部與南部的「離岸風力枯竭次數最大」年度分別為 1976、1969 以及 1994 年，各區並不相同；橫軸 Low CF 與 Worst Event 部分所代表的年度、區域均不相同，長條圖對應的數值為該定義方式所對應的年度在「離岸風力枯竭次數」的數值，舉例來說，Low CF 在中部地區所對應的年份為 2002 年 (圖 31 中間的長條圖)，代表 2002 年中部地區的離岸風力枯竭次數為 3 次。

由前述說明可類推觀察在不同定義方式、不同區域的指標計算結果。首先可以發現在同一定義下，不同區域所選取的年份並不相同，與前文說明的「合成極端氣候年」相呼應；此外可以觀察到，不同定義方式所選取的年份，以其他方式來衡量時，不必然會觀察到離岸風力枯竭或容量因數偏低的現象。舉例來說，以「離岸風力枯竭次數最大」或「離岸風電移動平均容量因數最低」為標準進行各區的極端年份選定，各區域年度所對應的平均容量因數數值並不低。這兩項觀察隱含不同定義方式對於各區域極端氣候年度的選定以及極端氣候年的合成均有顯著的影響。

(二) 氣候變異性在 Taiwan-REGEN 與 US-REGEN 的穩健性分析

實證結果顯示，由於現行 Taiwan-REGEN 所使用的基礎年為風力資源稟賦較為豐沛的 2019 年，因此若以此氣候年進行 2045 年的淨零路徑規劃，其風機裝置容量將小於等於其他合成極端氣候年，風機發電量則大於等於其他合成極端氣候年；另外，相較其他合成極端氣候年，2019 年的其他可靠調度電力的發電量普遍較小，反映其再生能源出力豐沛的事實。值得注意的是，儘管以風力資源稟賦較為豐沛的氣候年進行規劃，較容易因為氣候變異而造成電力供不應求的現象，因此系統的資源適足性將面臨較高的風險；然而，以 Taiwan-REGEN 的模擬結果來看，並沒有觀察到供給不足的現象。

與之相對的，US-REGEN 的模擬結果與前述非常不同。首先，US-REGEN 使用風力資源稟賦相對貧乏的 2015 年作為基礎年，進行 2035 年的淨零路徑規劃，因此可以預期電力資源組合較能耐受合成極端氣候年的狀況，系統資源適足性發生問題的風險較小。圖 32 比較不同政策情境、不同合成極端氣候年的模擬結果，可以發現基礎年與兩個極端氣候年的規劃結果有小幅差異，且當風力稟賦不足時，太陽光電將會取代部分風力發電的裝置容量；相對地，政策情境的差異將帶給淨零路徑規劃更為顯著的差異，尤其以電力全數由再生能源供應的情境 (100% Renewables) 最為明顯，不僅風力發電、太陽光電裝置容量大幅上升外，系統負載與再生能源間的缺口，主要則由鋰離子電池以及氫能發電進行補足，前者主要提供電力系統供需缺口，後者的利用率則較低，僅為 2%。

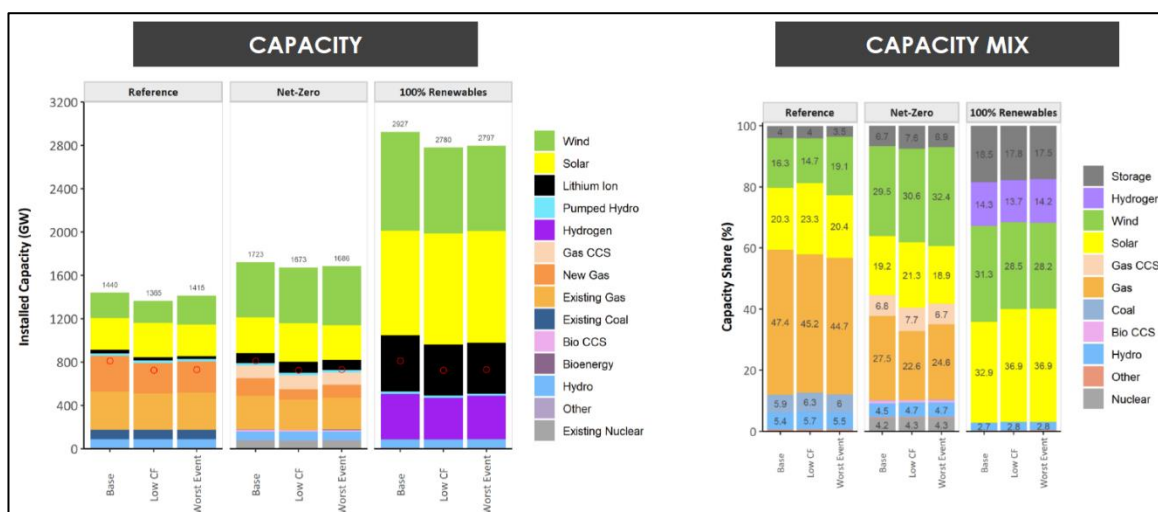


圖 32 裝置容量模擬結果比較 (氣候變異性)

六、終端能源消費與小時負載建構方式研討

目前台電公司與 EPRI 合作開發的 Taiwan-REGEN 模型，其建模對象主要為電力部門，包含電力資源的投資決策、能量與容量的需求估算、淨零減碳目標的設定、區域電力傳輸的限制等，均可在 Taiwan-REGEN 的線性規劃模型中進行模擬分析。在 Taiwan-REGEN 模型中，下游的終端能源使用以及上游的初級能源供給與次級能源轉換，相關資訊均視為外生給定；與之對應的，EPRI 開發 REGEN 模型至今，仍持續對該模型進行精進與擴充，目前模型已納入電力部門的上下游部分，如圖 33 所示。本次拜訪即針對 EPRI 最新的終端能源消費模型與小時負載建構模式進行請益。

(一) 終端能源消費模型

終端能源消費模型的主要目的在於產出用戶 8760 小時的能源使用決策，該模型可以部門別分為三大區塊：住商部門 (building sector)、工業部門 (industry sector) 與交通部門 (transportation sector)。²¹ 住商部門刻劃住宅與商辦在冷暖空調、熱水使用、電器使用等所衍生的能源需求；工業部門則包含製程所需之動力以及熱能所衍生的能源需求；交通部門則包含輕重型車輛、軌道運輸、航空海運等運具所衍生的能源需求。

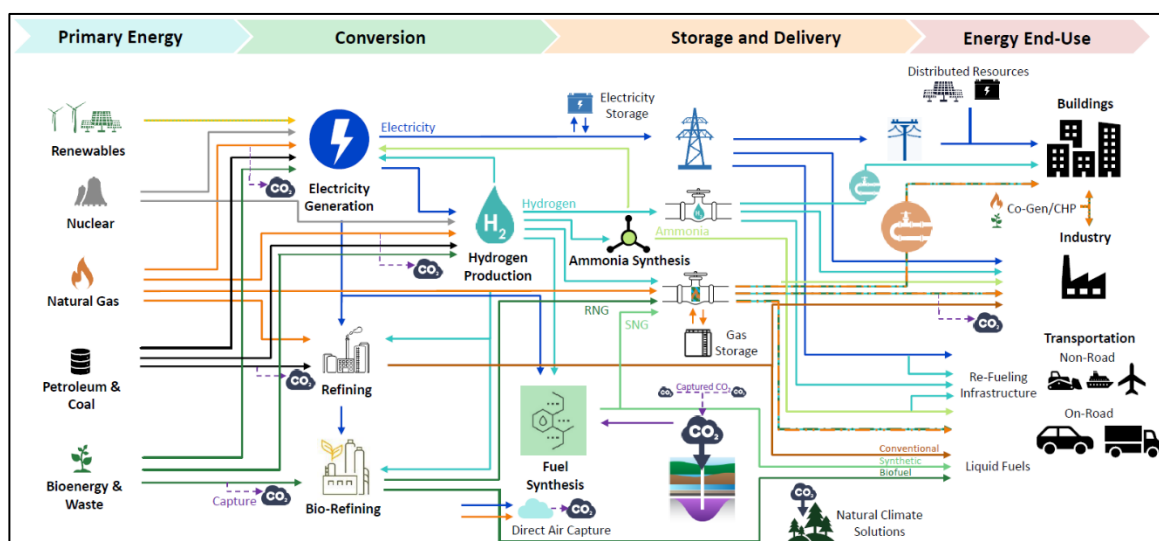


圖 33 能源系統架構圖

²¹ 依據 EPRI 的說明，終端能源消費模型尚包含分散式電源，如屋頂型太陽光電，惟本次交流主軸聚焦於住商、工業與交通部門，故未對此項目細談。

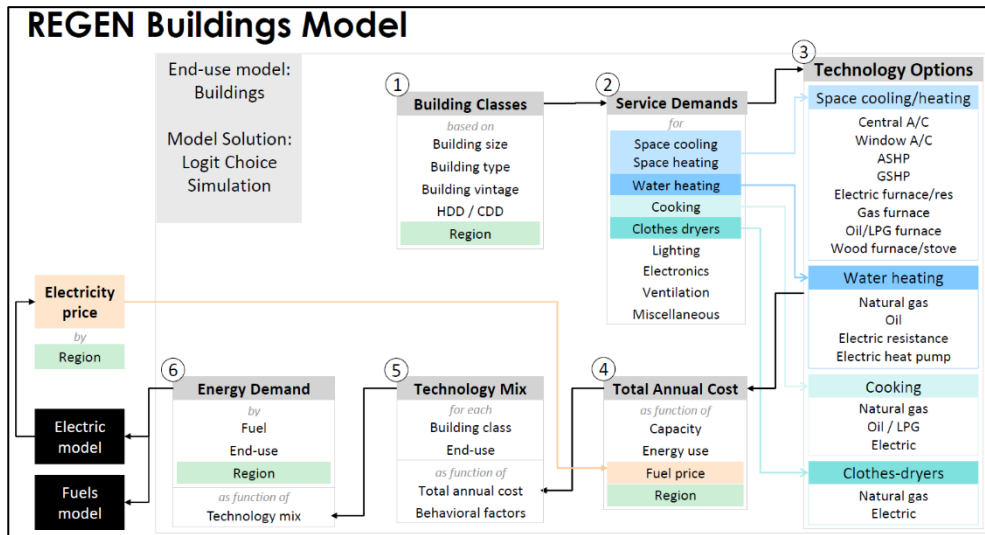


圖 34 住商部門模型

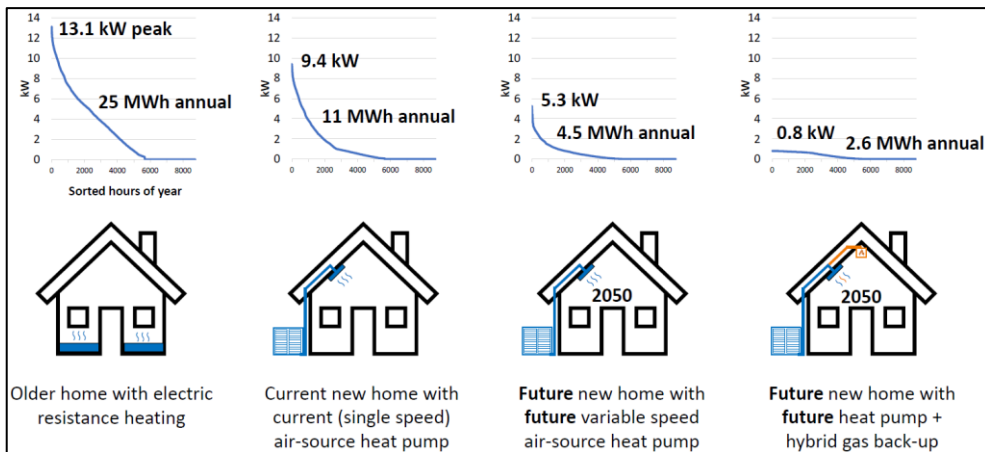


圖 35 暖氣負載持續曲線

EPRI 的終端能源消費模型採用的是由下至上的 Bottom-up 模型，其依靠大量的內外部統計調查資料以及逐小時天氣網格資料，模擬建構出不同結構類型 (structural classes) 所對應的服務需求 (service demands) 以及衍生之能源需求 (energy demand)。²² 以住商部門為例，整體能源需求之建模流程如圖 34。由圖 34 可知，服務需求包含冷氣暖氣需求、熱水需求、烹煮需求、乾衣需求、照明需求等，對應各類服務需求又有不同科技/燃料可以滿足，如暖氣需求的電暖與非電暖科技，前者又可進一步區分為電阻式電暖 (electricity resistance)、空氣熱泵 (air source heat pump) 與地源熱泵 (ground source heat

²² 結構類型的區分主要取決於可得資料而定，如何區分以及區分粒度則視模擬需求與運算負擔而定。常見的結構類型包含氣候區、建築類型、大小、擁有車輛數、居住地屬城市/郊區/鄉村、駕駛強度高低、持有電力類型等

pump)；後者則視燃料別及對應科技做進一步的細分。圖 35 呈現中密西根地區 3,000 平方英尺的獨棟住宅，該結構類型的代表性家戶在不同的暖氣供應方式下，對應的負載持續曲線為何。結果發現以傳統電阻式電暖作為暖氣供應方式的家庭，其年度總用電量、最高尖峰用電量以及高用電量持續時間遠高於其他三種以熱泵作為暖氣供應方式的家庭。這個例子也顯示出由下至上的 Bottom-up 模型，在資料足夠的前提下，具備產出細緻模擬分析結果之潛力。²³ 另一方面，由於各項服務需求所對應使用的科技/燃料，將隨時間、政策以及技術等因素產生變化，進而造成衍生的能源需求也對應發生改變。針對前述的變化，EPRI 透過「含落後項的巢式羅吉斯模型」(lagged nested logit model) 進行建模 (影響因子主要為相對價格)，並建構出市場占比隨時間的變動結果，作為計算未來住商部門能源需求變化之基礎。

24

(二) 小時負載建構模式

Bistline (2021) 透過前述建模流程，展示不同程度的減碳情境、不同程度的電氣化程度以及不同的地理環境、氣候特徵，如何影響電力負載樣態與尖峰負載。在不同程度的減碳情境部分，區分為基礎情境 (baseline)、淨零情境 (net zero) 以及強制淨零情境 (net zero mandates)。在基礎情境部分，考量所有明確記錄在案的法規政策，相關技術改善與成本降低則基於趨勢預期；淨零情境則考量該經濟體於 2050 達成淨零碳排目標，與之對應的是更高的碳價以及交通、工業部門的加速汰換設備；強制淨零情境則是在淨零情境的基礎上，考量強制採用熱泵滿足電暖與熱水需求，同時對輕型車輛 (light-duty vehicle, LDV) 設定零碳排的標準，²⁵ 意即強制特定服務需求採用特定類型的技術。

²³ EPRI 已針對複數國家、區域以及電器建構全年度負載樣態，並彙整於負載樣態資料庫 (Load Shape Library 8.0) 中，詳參：<https://loadshape.epri.com/>。

²⁴ 工業部門與交通部門的終端能源消費模型類同，均為由下至上的 Bottom-up 模型。

²⁵ 輕型車輛 (light-duty vehicle, LDV) 在 Bistline (2021) 未有定義，一般而言指車重在 4,500 公斤以下的客用或商用車輛。

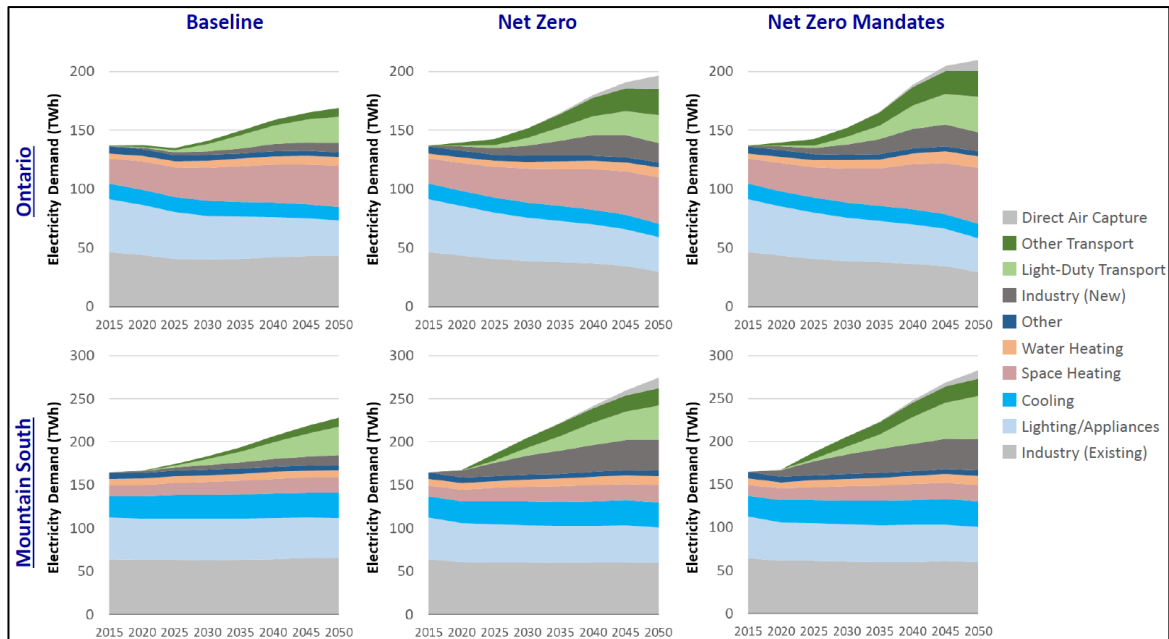


圖 36 電力需求 (2015 年-2050 年)

該研究選擇兩個地理環境、氣候特徵迥異的地區：安大略 (Ontario) 與美國南方山地地區 (Mountain-S)，分別觀察兩區域在前述三情境下的用電量變化情形與差異。除此之外，也分析了兩區域、三情境在 2050 年 8760 小時的用電特性內涵。圖 36 即為兩區域、三情境的電力需求堆疊圖，兩列分別為安大略與美國南方山地地區、三欄分別為基礎情境、淨零情境、強制淨零情境。首先可以注意到當情境假設較為嚴格時，²⁶ 電力需求將被進一步被推升，其中推升電力需求的主要動力為交通部門，在強制淨零情境中甚至可以觀察到輕型車輛的電力需求顯著推升整體用電需求，呼應該情境假設中對輕型車輛的零碳排設定。此外，觀察暖氣與熱水需求較高的安大略地區，由於熱泵的導入致使其在供暖的電力需求提高，且可以觀察到在強制淨零情境的電力需求推升幅度更為明顯。最後，在照明/其他電器部份，由於技術進步帶來的能源效率提升，其效果抵銷了電氣化而推升的電力需求，使得此類服務所衍生的用電量隨時間而逐漸降低，其中又以安大略地區較為明顯；空調部分，除前述能源效率與電氣化程度提升對用電需求效果的相互抵消外，考量兩地氣候條件並不相同，故模擬結果可觀察到安大略地區的空調用電需求小幅降低，而美國南方山地地區的空調用電需求則為小幅提升。

²⁶ 「嚴格」指在模擬分析時對經濟體做更多的限制條件，例如淨零碳排目標或在淨零碳排目標下設定特定電器的汰換目標。

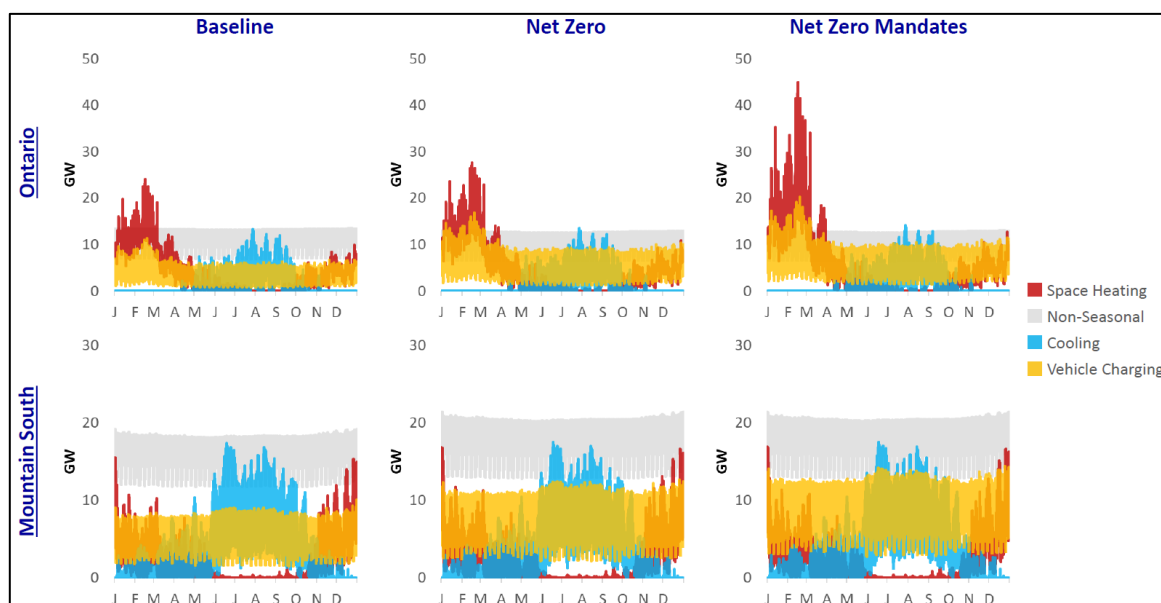


圖 37 電力負載組成 (2050 年)

Bistline (2021) 進一步依據服務需求的差異，將 2050 年的電力負載拆解為空間供暖 (space heating)、非季節性 (non-seasonal)、空間供冷 (cooling) 以及電動車充電 (vehicle charging)，²⁷ 拆分結果詳如圖 37。由於地理環境與氣候特徵等差異，兩地區在前述四項服務需求所衍生的電力負載占比各不相同。美國南方山地地區有更為顯著的非季節性用電 (主要為工業用電)；空間供冷與供暖存在季節性差異，前者用電在 7 月至 11 月有顯著提高，後者用電則在 11 月至 3 月需求較大。安大略地區在 1 月至 3 月則有相當明顯的空間供暖用電需求，在強制淨零情境下，負載甚至可達近 50GW；空間供冷用電需求雖然也有季節性，但該項用電占比相對低。

另外，電動車充電所衍生的電力需求也值得關注，在安大略地區我們可以觀察到明顯的季節性現象，亦即電動車充電需求在冬季較為寒冷的期間提高，其餘時段則呈現相對平穩的狀態，Bistline (2021) 指出其主因為充電效率在低溫下的效率不彰。美國南方山地地區也可在較為寒冷的時段觀察到電動車充電需求的提高，惟整體而言季節性現項不如安大略地區明顯。

²⁷ 經對照 Bistline (2021) 原始資料，非季節性部分包含工業用電以及住宅部門的照明與一般電器用電、熱水用電及其他用電；電動車充電部分則包含輕型與重型載具用電。

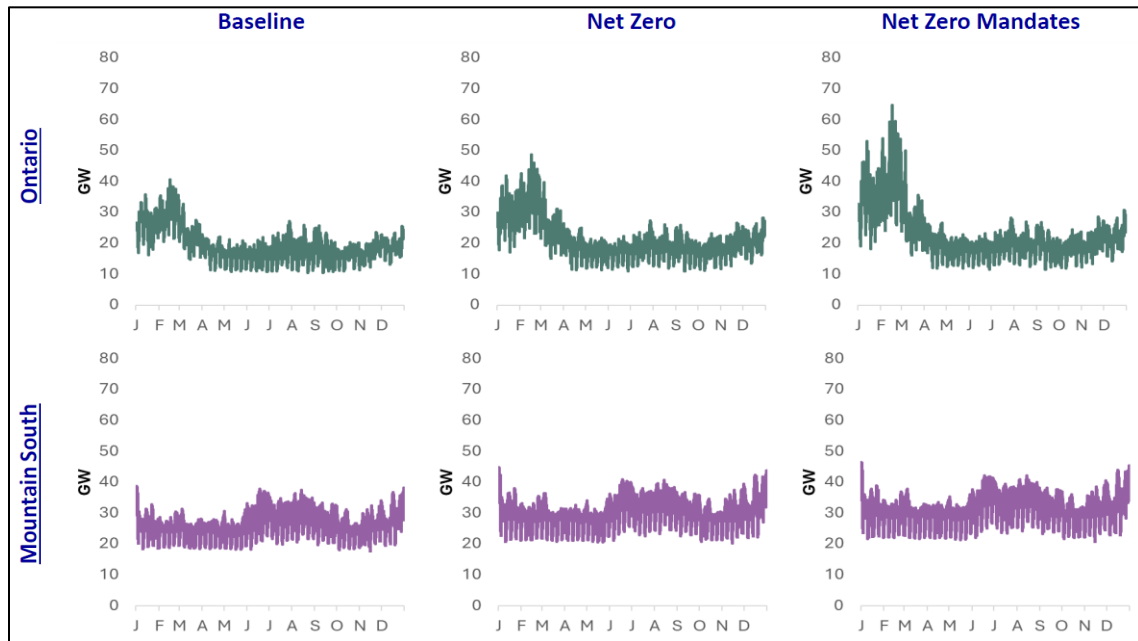


圖 38 電力負載小時資料 (2050 年)

圖 38 則將拆分結果加總為全系統電力負載小時資料，結果可以發現，隨著情境漸趨嚴格，較為寒冷的安大略地區尖峰負載成長幅度高於較為溫暖的美國南方山地地區。相較基礎情境而言，前者尖峰負載成長幅度可分別達 20% 以及 59%，後者的尖峰負載成長幅度則分別為 15% 與 20%。²⁸ 此外，依據圖 38 可知，安大略地區在不同情境下的年度負載型態差異很大，冬季因供暖與電動車供電需求而被推升，其餘時段則維持相對平穩；美國南方山地地區在不同情境下的年度負載型態差異則相對有限。若計算兩區域在不同情境下的負載因數 (load factor)，²⁹ 可以發現安大略地區在不同情境的負載因數分別為 48%、43% 以及 35%；美國南方山地地區在不同情境的負載因數則分別為 68%、67% 與 68%。除了可以在後者觀察到相對穩定的負載因數外，更為嚴格的情境假設對於負載因數之數值影響方向並不一定，仍須視氣候條件、電氣化科技類型等而定。最後，觀察全年度用電量以及負載數值散布程度可知，隨著情境假設趨於嚴格，無論是安大略或美國南方山地地區，全年用電量均呈現上升的現象，反映了電氣化與能源效率提升的淨效果仍對電力需求帶來正向效果；在負載數值散布程度方面，情境假設越嚴格，負載資料的全距 (range) 越高，且在安大略的強制淨零情境下，更可以觀察到較厚右尾的現象。

²⁸ 相較淨零情境與強制淨零情境。

²⁹ 負載因數：平均負載除以尖峰負載的數值，可作為系統整體發電機組利用率的指標。

七、 低碳合成天然氣與氫能的均化成本研討

為達成淨零轉型目標，再生能源的大量開發與導入、終端能源使用的電氣化與低碳化均是各國積極發展推動的方式。其中，電子燃料 (e-fuel) 因其利用潔淨氫能與二氧化碳進行合成，因此儘管燃燒使用電子燃料時仍會產生二氧化碳，然就其生命周期而言仍可被歸類為碳中和的潔淨燃料；電子燃料的應用場域包含較難發展電氣化的工業或航空海運等，在電力產業方面，部分較難設置碳捕集設備的離島區域，也有潛力應用電子燃料達成低碳目標。³⁰ 另一方面，我國目前 2050 淨零排放規劃中，亦規劃在 2050 年達成氫氫能去碳電力發電量佔比達到 9%-12%，相關的氫氫能來源則規劃以進口為主，並同步於國內發展自產潔淨氫氫能。本公司目前亦已在興達電廠燃氣機組混燒 5% 氫氣，並持續蒐集不同混燒比例與運轉相關資料，顯見氫氫能在淨零轉型路徑上的重要性。由於自然稟賦限制，我國自產電子燃料或氫氫能資源均有其上限，若要仰賴相關資源達成淨零轉型目的，透過國外進口應是無法避免，因此本項交流議題聚焦於電子燃料以及氫氫能在美國本土製造的成本估算，作為我國淨零轉型規劃上的重要參考。

(一) 低碳合成天然氣的均化成本

EPRI 本次分享的電子燃料類型為氣態的合成天然氣 (synthetic methane/ e-gas)，並結合當地通貨膨脹削減法案 (Inflation Reduction Act, IRA) 在碳捕集與封存 (45Q)、潔淨氫能 (45V) 以及潔淨能源 (45Y) 等領域的補貼，檢視合成天然氣在美國的生產潛能，以及不同情境下成本結構。

合成天然氣的製備主要是利用潔淨的氫能與捕集的二氧化碳進行合成。其中二氧化碳的來源為乙醇製程中產出的二氧化碳，其主要工廠區位集中於 SPP (Southwest Power Pool)、MISO-North (Midcontinent Independent System Operator - North) 與 MISO-East (Midcontinent Independent System Operator - East) 一帶，前兩者以及德州地區恰位於美國風力資源較為豐沛的中部地區，因此同時具有產出潔淨氫能的潛力，經 EPRI 初步評估每年可產出 15.6 百萬噸的合成天然氣。

³⁰ <https://www.taipower.com.tw/2289/2512/2515/2521/44118/normalPost>。

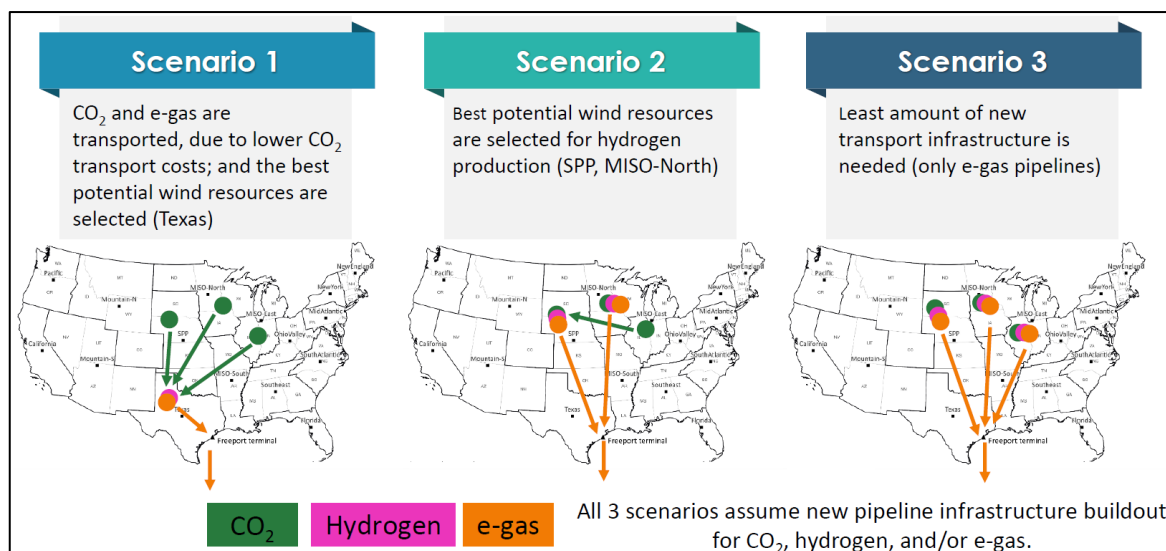


圖 39 合成天然氣產製、傳輸、出口的情境

在成本分析方面，依據氫氣生成地點、合成天然氣合成地點而有不同的情境假設。情境 1，考量二氧化碳傳輸成本較低，乙醇工廠的二氧化碳均運送到風力資源豐沛的德州，並於該地進行天然氣合成，最後向南輸送至自由港 (freeport) 進行輸出；情境 2，由於 MISO-EAST 風力資源較不豐富，因此該地的二氧化碳被運輸到其餘兩地，並在進行氫能生產與天然氣合成；情境 3，將氫能生產與天然氣合成均集中於各自產地完成，接著再進行長途傳輸至自由港進行輸出，詳圖 39。

分析結果發現，合成天然氣的成本結構中，以合成費用為大宗，其次則為氫能成本，³¹ 以及為了出口運輸而需液化合成天然氣的液化成本；而在二氧化碳與合成天然氣的境內運輸成本方面，其占整體成本結構相對小的比例。在 IRA 提供的補貼方面，可降低合成天然氣生產成本一半，每公斤合成天然氣約可得到 1.6 美元的補貼，其中又以潔淨氫能 (45V) 與潔淨能源 (45Y) 為大宗，由碳捕集與封存 (45Q) 所獲得的補貼數額則相對較小。而在三種不同情境方面，情境 1 與情境 2 在生產所需氫能與合成天然氣部分，均選定風力資源豐沛的位置；情境 3 則選擇在各自產地完成氫能生產與天然氣合成，由於 MISO-EAST 風力稟賦較低，因此在該地生產潔淨氫能的成本將會顯著提高，使得情境 3 為三種情境中成本最高的狀況。

³¹ 合成天然氣的成本將依氫能電解槽成本而浮動，據 EPRI 估計當電解槽成本為每瓩 720 美元時，合成天然氣成本約為每公斤 1-1.3 美元、電解槽成本為每瓩 1,440 美元時，合成天然氣成本約為每公斤 1.1-1.5 美元、電解槽成本為每瓩 2,880 美元時，合成天然氣成本約為每公斤 1.7-2.3 美元。

(二) 低碳氫能的均化成本

低碳氫能可依技術進一步區分為綠氫 (green ammonia) 與藍氫 (blue ammonia)，其中前者使用無碳電力作為電解製氫的能源，³² 再透過哈伯法 (Haber-Bosch process) 將氫轉換成氨；後者則是透過傳統蒸氣重組 (Steam Methane Reforming, SMR) 結合碳捕集與封存技術，產製低碳氫能。EPRI 本次分享即針對綠氫與藍氫在不同的補貼法案、不同的區位稟賦下，探討生產成本的差異。

在綠氫部分，假設氫能需求樣態全年穩定，因此存在氫能儲存之需求。此外，當電解製氫的電力來源為再生能源時，將會搭配電池儲能使用。EPRI 針對美國 16 個區域進行分析，並分別比較引入通貨膨脹削減法案前後，成本結構甚至是電力來源的差異，結果分別如圖 40 與圖 41 所示。依據圖 40 可知，綠氫的成本結構以電解製氫的電力成本為主，其次則為電解槽成本，氫轉換成氨的成本占比則相對小。電解製氫的主流選擇為風力發電，其次則為核能發電，僅加州地區選擇以太陽光電作為製氫電力來源，也因此加州地區需負擔較高的電池儲能費用，此一現象與太陽光電本身的跨日季節性、間歇性有關；最後以整體成本來看，每噸綠氫的成本約介於 750 至 1250 美元，其中採用核能製氫地區有較高的生產成本。當導入通貨膨脹削減法案後，由於提供各項補貼措施後，許多區域對於製氫電源的選擇已發生改變。

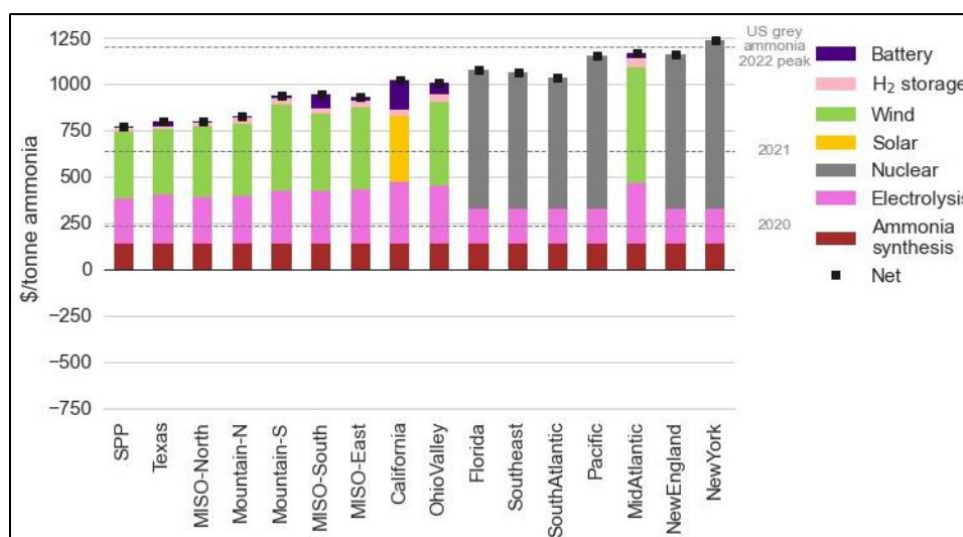


圖 40 綠氫均化成本 (未導入通貨膨脹削減法案)

³² 值得一提的是，此處無碳電力包含風力、光電以及核能，其中核能在通貨膨脹削減法案的潔淨能源 (45Y) 補貼中亦被納入。

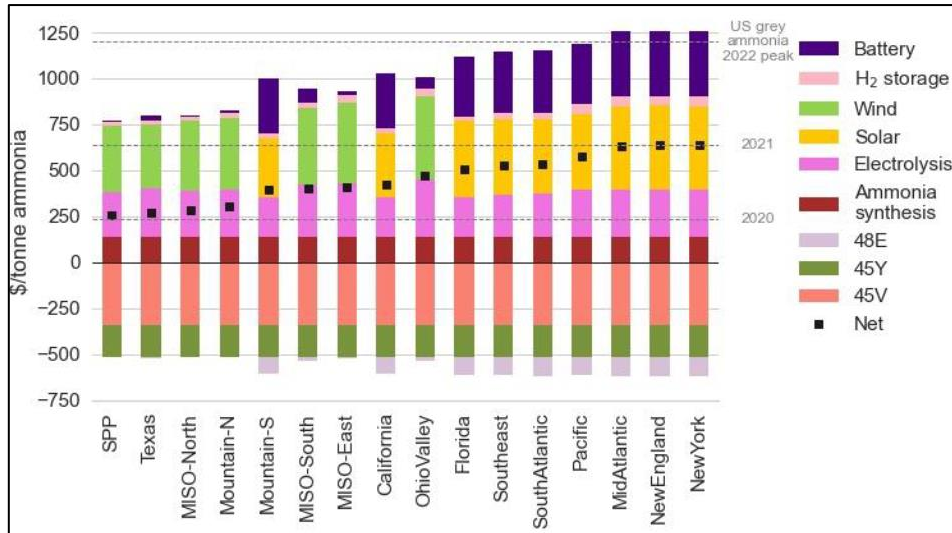


圖 41 綠氨均化成本 (導入通貨膨脹削減法案)

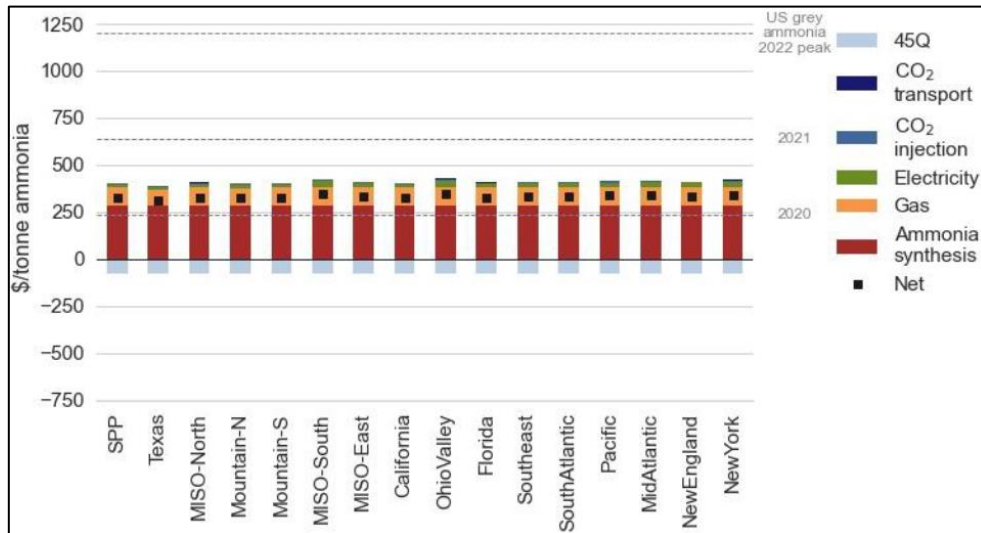


圖 42 藍氨均化成本 (導入通貨膨脹削減法案)

依據圖 41 可知，所有原先採用核能發電製氫以及部份原先採用風力發電製氫的區域，現均改採太陽光電製氫，這些區域也因此多出許多電池儲能成本。此外，考量補貼後的成本降幅最高可達三分之二，其成本降幅主要源自潔淨氫能 (45V) 與清潔能源 (45Y)，每噸綠氨的成本約介於 250 至 650 美元。藍氨的成本則呈現於圖 42，首先可以注意到藍氨的生產成本不會因為區域而有明顯差異，每噸成本約 300 美元左右，低於多數補貼後綠氨成本；此外，藍氨與綠氨的成本結構差異甚大，其中藍氨成本結構中以氫能轉氫能的占比最高。

整體而言，在導入通貨膨脹削減法案的各項補貼措施後，藍氫與部分綠氫（風力資源稟賦充足區域）的成本已可達到每噸 250 至 300 美元的水準，其中又以前者略低。然而，值得注意的是，儘管圖 42 顯示天然氣成本占比僅位居第二，實際上藍氫成本與國際天然氣價格密切相關，當國際天然氣價格飆漲時（如 2022 年），藍氫的成本將會跟著上漲，其相較綠氫的成本優勢存在但書。

綠氫部分，其電解製氫所需的無碳電力裝置容量也需要注意。依據 EPRI 假設評估，每年製造一百萬噸的綠氫所需要的風力、核能與太陽光電裝置容量分別為 2.8GW, 1.4GW, 7.5GW。³³ 若對應美國 2021 年全國氫生產量 14.6 百萬噸，風力、核能與太陽光電裝置容量分別為 40 GW, 20GW, 110GW。

最後，EPRI 亦針對從美國出口氫至亞洲地區的運輸成本進行估算，結果發現若目的地為日本（11,000 哩），則每噸綠氫成本約需再加 100 美元，其占比約為補貼後成本的三成至四成；若目的地為韓國（12,000 哩），則每噸綠氫成本須再外加 110 美元。³⁴

³³ 此處數值只單純靠其中一種電力來源滿足該年度百萬噸氫的製造所需電源裝置容量。

³⁴ 前述估算均採單趟運輸成本計算。

八、彈性需求面資源研討

目前多數國家推動能源淨零轉型，均以開發導入大量再生能源為能源供給手段，然而常見的太陽光電與風力發電均存在有輸出間歇性的問題，對於電網供需均衡造成一定程度的挑戰；另一方面，淨零轉型下所推動的電氣化，也為電力負載樣態與結構造成一定程度的改變。在此背景下，EPRI 團隊嘗試找尋彈性需求面資源穩定電力系統供需的可能性，使其與間歇性的再生能源達成一定程度的協調，其中在電氣化政策下被積極推動的「電動車」即為該研究鎖定的分析標的。依據 EPRI 對美國整體的分析顯示，交通部門因充電衍生的電力需求將在 2030 年、2040 年以及 2050 年分別達到整體電力需求的 5.8%、12.4% 以及 16.4%。³⁵ 由於近五分之一的電力負載來自交通部門，該研究即探討對電動車充電行為進行管理或是對充電樁的投資，對整體電力系統負載樣態、供給結構等規劃之影響。

(一) 電動車充電時段模擬與充電時間協調下的效果分析

為進行分析，EPRI 針對電動車充電時段與場域進行假設與模擬。首先，假設 80% 的電動車車主在住處均有充電設備可充電，此類用戶的主要充電場域為住處，且週間與週末的充電場域選擇差異不大，僅不到 20% 的比例會在工作場域或公共區域進行充電；另外，在住處無充電設備的電動車車主方面，週間與週末的充電場域選擇則有較為明顯的差異，週間時在工作場域、公共區域的充電占比約各半；週末時則主要會在公共區域進行充電，其占比約為 80%，詳見圖 43。

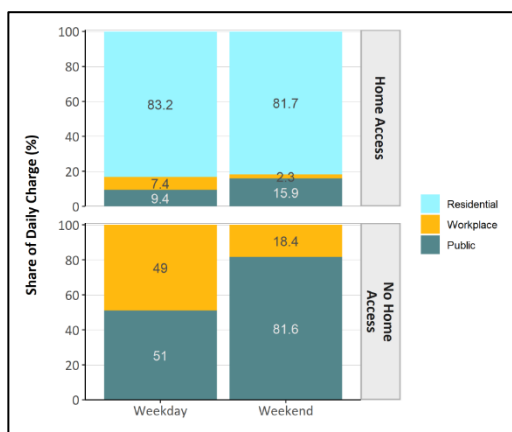


圖 43 充電場域占比

³⁵ 工業部門則於 2030 年上升至 35.1% 並維持於此水準，住商部門則有較為明確的電力需求占比下降趨勢。

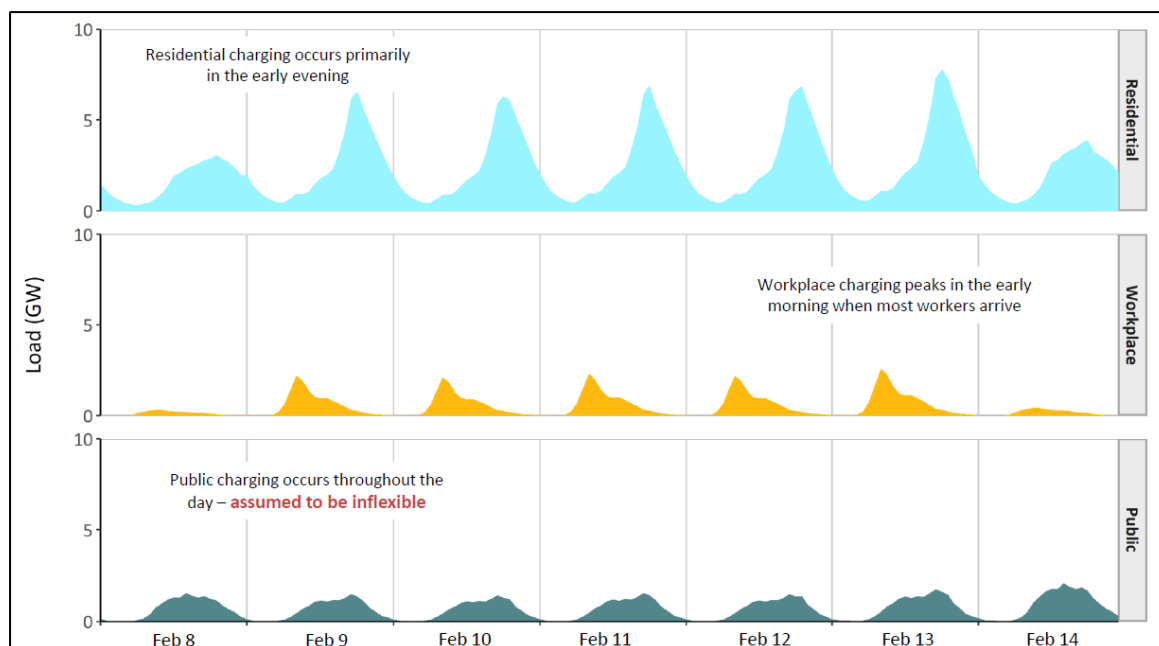


圖 44 電動車於不同場域之充電需求樣態 (New England)

其次，在充電時段部分，不同場域因其特性也各自有不同的電力需求樣態。以 New England 地區為例，圖 44 繪製該區住處、工作場域與公共區域之完整一週小時別電動車充電樣態。在住處部分，電動車主要的充電尖峰時段為傍晚，主要為用戶下班返家後的充電行為，且相對其他場域用電度數與瓦數規模都顯著較高；在工作場域方面，早晨時段為尖峰，反映用戶上班至公司進行充電行為；在公共場域部分，電力需求尖峰相對不明顯，其樣態相較其他場域平緩，對應一般活動時段。

在了解電動車在充電場域、時段的特性後，EPRI 為了分析電動車充電作為彈性負載資源的效果，區分了兩項情境：無協調情境 (uncoordinated) 與完全協調情境 (100% Coordinated)。在模型設定方面，也依據這些情境進行限制式或設定上的區別，例如在限制式部分要求每日的充電需求均需得到滿足、每個小時的充電量不可以超過該對應時段的充電樁容量等。此外，假設前述 80% 擁有的充電樁的住處為既有充電樁，無須投資新設；另假設在無協調情境下的工作場域充電樁設置容量亦為既有充電樁。

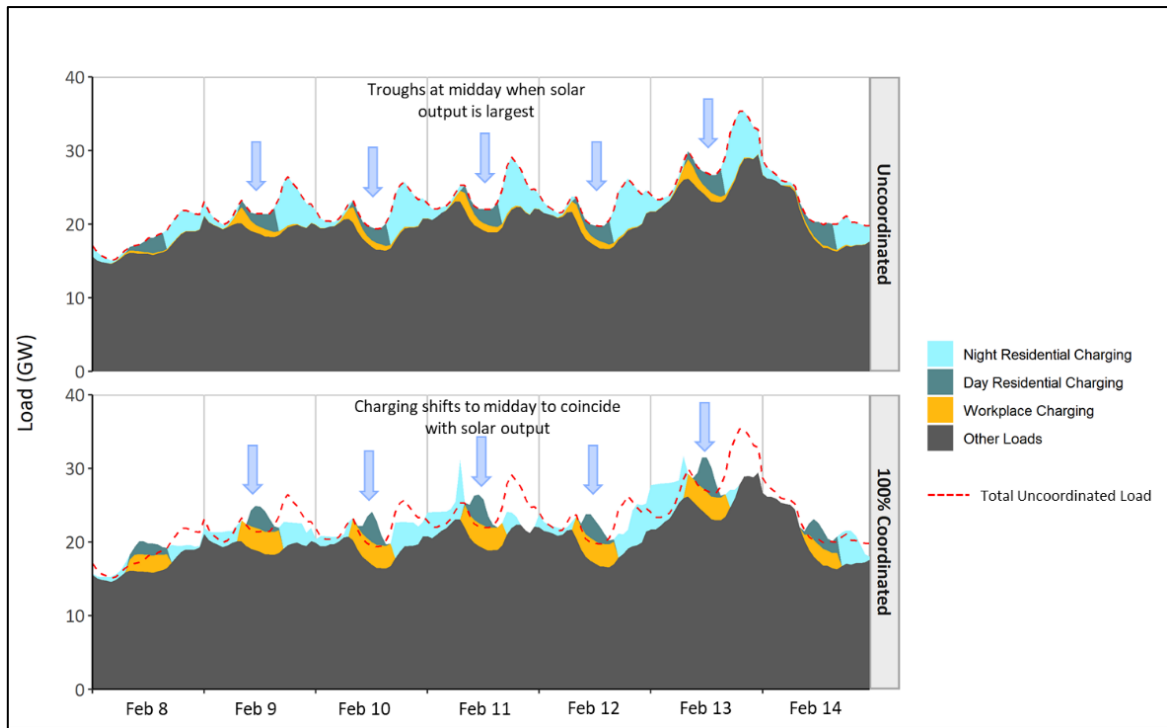


圖 45 負載樣態及其組成 (無協調與完全協調情境)

分析結果可以發現，在完全協調的情境下，整體電力系統的年成本下降 91 億美元，其中約有 70% 的成本降幅來自對資本投資的下降，另外 20% 的降幅則是來自於對於燃料支出的減少。

如果進一步探究其原因，則可以發現相關成本的下降來自於對系統負載曲線的重塑。圖 45 繪製兩情境下的負載樣態與組成，在無協調情境下，電動車於傍晚集中進行充電的行為，將會使電力系統負載於該時段呈現尖峰狀態；而在完全協調情境下，為充分利用午間時段豐沛的太陽光電，因此將鼓勵電動車於工作場域進行充電，使得原本在傍晚引起系統尖峰的電動車充電需求，移轉至中午時段進行充電，進而使該情境的整體系統負載較為平緩。由於午間時段豐沛的太陽光電得到更為妥善的利用，電力系統無須投資大量儲能系統，將午間的光電轉移至傍晚使用，因此對於資本投資的金額下降；另一方面，由於傍晚的電動車充電需求已移轉至午間，使得電力系統無須針對傍晚時段投資燃氣機組或氫能機組。

值得注意的是，由於風光稟賦在區域上的差異，兩情境在淨負載方面也有不同程度的影響。圖 46 呈現 New England、MISO-North 以及 California 三個區域的淨負載盒鬚圖，其中可以發現太陽光電充足的 California，其淨負載的發散程度也最大，反映該電力系統不僅需處

理缺乏光電下的系統尖峰，亦需處理離峰時過剩太陽光電的出路。比較無協調與完全協調情境時可觀察到，盒鬚圖中的四分位距 (interquartile range) 以及正負離群值均有小幅降低，³⁶ 其中正離群值的降低代表系統無須因此準備可調度的發電資源或對外進口電力；相反地，負離群值的降低 (向 0 靠近)，代表系統無須因此準備吸納過多電力的電池儲能、電解氫能或對外出口電力。

最後，為了更完整檢視在 REGEN 模型最小成本的目標設定下，電力系統負載的重塑如何影響電力資源組合，圖 47 呈現出兩種情境在容量擴充以及發電量占比方面的差異。在無協調情境方面，整體的容量擴充需求較高，其中對於鋰離子電池以及氫能方面的投資也較為顯著；相較之下，在完全協調情境方面，儘管整體的容量擴充需求較低，但在太陽光電容量部分則有顯著的提升，反映電動車充電需求移轉至午間時段後，需透過太陽光電滿足該移轉後的用電量。在發電量占比方面，兩情境的差異則較為有限，主要差異在於完全協調情境下的太陽光電發電量占比為 17.7%，略高於另一情境 1.3%；而在燃氣發電結合 CCS 的發電量占比方面，則可觀察到完全協調情境略低於另一情境 1.3%。

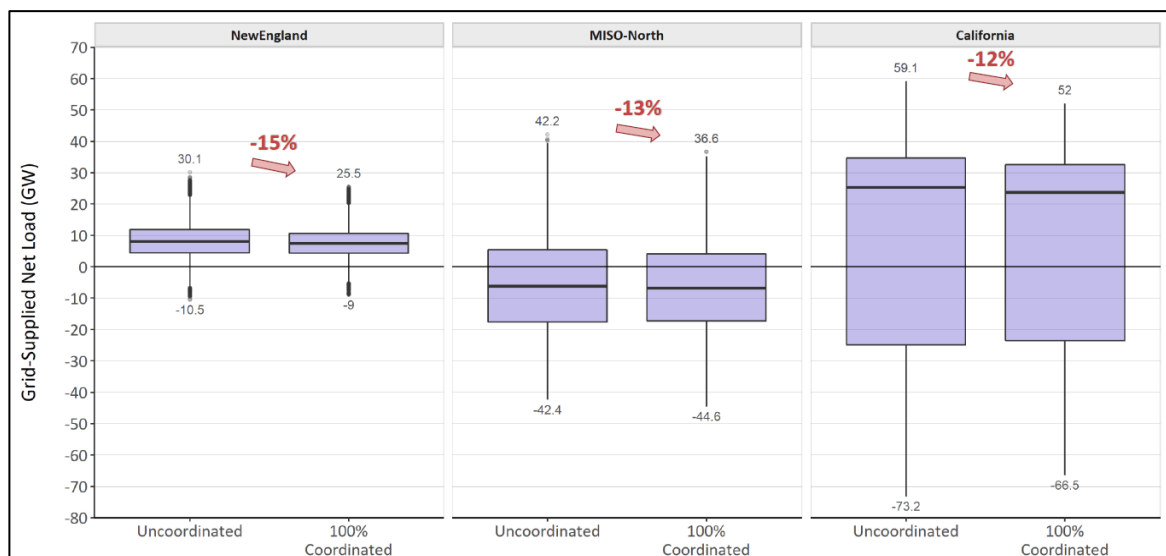


圖 46 淨負載盒鬚圖 (無協調與完全協調情境)

³⁶ Miso-North 的負離群值為一例外。

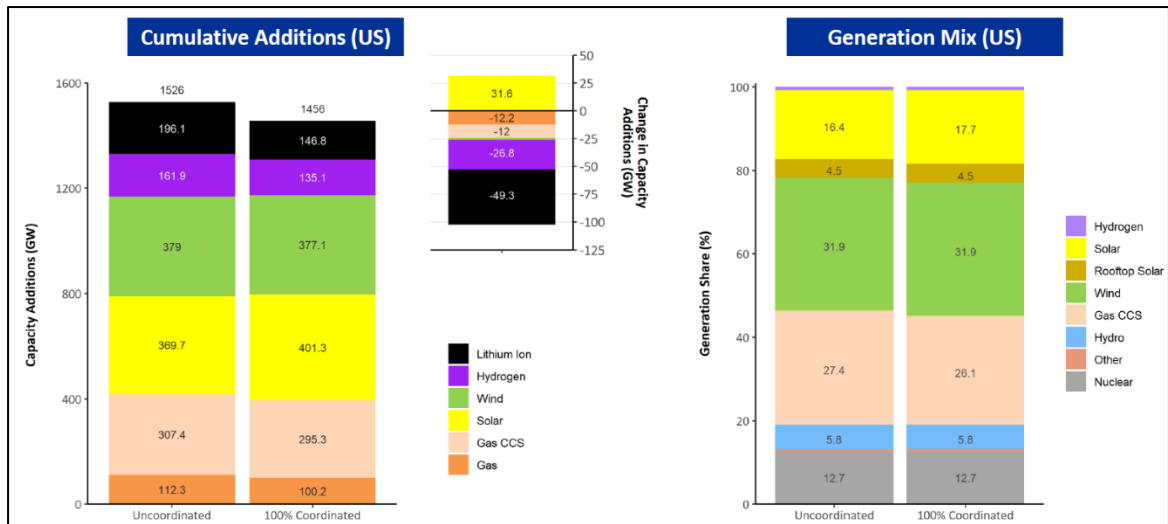


圖 47 容量擴充與發電占比 (無協調與完全協調情境)

參、心得與建議

(一) 電力系統韌性分析架構

本次與 EPRI 在電力系統韌性分析架構的交流區分為兩部分，第一部分為 EPRI 目前發展的整合策略系統規劃 (ISSP)，除了簡述各項模組功能與關連外，亦針對其在紐約州的模擬分析結果進行分享；第二部分則由本公司分享電力系統韌性的初步研究成果，並與 EPRI 專家討論各項細節、評論。

整體而言，EPRI 認同本公司目前對電力系統韌性分析的初步研究成果，包含將韌性指標擴展至廣義韌性指標、使用多個韌性指標呈現電力系統韌性表現的作法，以及將儲能系統分散至多個變電站的建議等，EPRI 均認為是合理的結果。EPRI 也和本公司分享目前並沒有一套具有共識的方法或權重，整合多個不同的韌性指標，現階段最合理的整合方式即是透過各電力系統的利害關係人共同決定。

另外，EPRI 也針對該研究提出幾項建議，作為未來研究的參考方向。首先在如常運轉範圍方面，EPRI 提到該研究中的如常運轉範圍為 57.6-62.4 Hz，然而在美國通常可被接受的頻率範圍約是正負 0.05 Hz，因此如何定義如常運轉範圍可能仍須討論。³⁷ 另外，現行研究將如常運轉範圍內，系統頻率和標準頻率的偏差亦納入考量，EPRI 建議可考慮僅衡量如常運轉範圍外的偏差即可。而在韌性指標方面，EPRI 建議未來進行多個韌性指標的整合時，可以對指標進行適度分類整合，以避免相同類型的指標同時出現而影響結果，並降低整合複雜性。同時建議可重新檢視靈活性 (反轉復原) 是否合宜，或納入頻率震盪 (frequency oscillation) 作為韌性指標之一。最後，EPRI 也建議更完整的分析應進一步探討相關資源是否得以支持系統至受損設施完全修復。

本次針對韌性分析架構的交流，已從 EPRI 專家獲得豐富的回饋意見與經驗分享，也將持續在後續研究檢視評估其建議的可操作性與適用性，進而精進本公司對電力系統韌性分析的研究品質。

³⁷ 有關此項建議，亦已於返國後針對不同如常運轉範圍進行測試，結果發現該範圍的設定不會嚴重影響韌性指標期望值的計算，更不影響相關推論。

(二) Climate READi 議題

Climate READi 為 EPRI 執行中的三年期倡議，其推動的出發點是考量電力系統與氣候變數的緊密連結，故而期望能夠過該倡議整合氣候資料、評估設備在不同氣候表現的惡化程度以及探討電力系統在韌性與適應性方面的表現。

本次交流 EPRI 分享了該倡議的階段性推動成果，在氣候資料整合方面，已篩選整合了全球、北美與歐洲地區的氣候資料集，並推出氣候資料使用的相關指引，然而亞洲地區的氣候資料較為缺乏，僅能從全球氣候資料集中取用。

有關評估設備在不同氣候表現的惡化程度方面，EPRI 也承認相關的評估有其複雜性，且往往評估的結果存在許多前提條件。目前 EPRI 正積極蒐集已經建立的各種脆弱度曲線以及各項資產設備在不同條件下的惡化情形，希望能建構一個資料庫供相關人員進行參考。在脆弱度曲線資料缺乏方面，本公司檢視過往對電力系統韌性評估的文獻中也可觀察到此一現象，該資料對於電力系統韌性評估實屬關鍵，如果該資料缺失則無法對電力系統韌性作出量化評估，宜持續關注該資料庫的建置，以利本公司進行電力系統韌性評估的相關研究。

最後，在電力系統韌性與適應性評估方面，READi 則充分運用前述氣候資料與設備惡化程度的分析結果，建構出電力系統因極端氣候而最為危急的時刻，並構思整體電力系統可能改善的方向。

(三) 淨零轉型下的可靠尖峰科技分析

區域風光稟賦以及供需匹配性對達成高占比再生能源電力系統將造成挑戰。以 Niemeyer, et al. (2023) 針對美國 16 區域的分析來看，風力發電的品質 (GW 與出力樣態) 會是決定性關鍵，另外也可注意到部分區域因稟賦的限制，使得純粹依靠再生能源提供負載所需受到限制。再生能源占比的提高有其實務限制，使得電力系統需要可靠尖峰科技 (firm peaking technology, FPT) 資源在容量與能量上進行支援。容量限制部分，無論風光資源稟賦豐富與否，所有區域均需要大量的 FPT 容量投資；能量限制部分，則會因為風力稟賦的差異而有明顯的不同。

理想的 FPT 資源應該具備下列特性：較低的資本成本且具備頻繁調度、多日運行、小時內全力輸出的能力。鋰離子電池儲能有助於讓多數地區的電力系統接近 100% 再生能源占比的目標，³⁸ 但若需依靠鋰離子電池補足所有再生能源供給的缺口，將會需要對儲能的能量 (room) 進行更大規模的投資，這麼做通常會因為邊際效益遞減而使成本推升，造成經濟上不可行的窘境；氫儲技術的進一步引進，將使部分區域的電力系統更為接近 100% 再生能源占比的目標，所需成本也進一步下降。

(四) 新興儲能技術之技術經濟參數意涵

EPRI 透過對業界訪談以及成本趨勢推估，建構新興儲能技術之成本與技術參數，並結合 US-REGEN 模型分析不同風光稟賦區域在儲能技術選擇是否有所差異。實證結果顯示，在光電稟賦充裕的地區，US-REGEN 模型偏好選擇較高電池轉換效率的儲能技術 (如：先進壓縮空氣儲能、液流電池與鋰離子電池等)；在風電稟賦充裕的地區，US-REGEN 模型偏好選擇較低能量成本的儲能技術 (如：先進壓縮空氣儲能、混凝土熱儲能、金屬空氣電池與熱泵儲能等)。³⁹

除此之外，該研究也發現極低能量成本的儲能技術 (如：電解製氫儲能) 對於平衡長天期再生能源間歇性相當重要。事實上，前述的實證觀察與 Niemeyer, et al. (2023) 的實證結果相當一致。舉例來說，在 H2+BEES 情境中，設置太陽光電較多的區域 (如：加州) 普遍設置大量的鋰離子電池；設置風力發電較多的區域 (如：德州) 普遍設置大量的電解製氫儲能。

(五) 氣候變異性對淨零轉型與系統韌性意涵

EPRI 於本次交流分享了氣候變異性 (亦即氣候年的選定) 對建構淨零路徑規劃的影響。首先，由於不同的定義以及指標所選定的極端氣候年可能各不相同，使得「如何定義極端氣候年」充滿挑戰性，該研究所使用的合成極端氣候年的做法，某種程度可以從歷史氣候資料合成較為極端的狀況，使得模型構建出的淨零路徑規劃較為保守，更可能適應風光稟賦資源缺乏的情況，這對於再生能源占比逐漸提升

³⁸ 鋰離子電池擴展電力系統再生能源占比潛力，以風力資源較為貧乏的區域最為明顯。

³⁹ 值得一提的是，儲能技術的選擇須由模型透過最適化過程進行選定，並非由單一成本、技術參數或區域稟賦而決定。

的電力系統來說是相當重要的參考。與之相關的，基礎年的風光稟賦資源屬於豐沛或貧乏也是需要注意的，因為前者的建模結果可能會模擬出過分樂觀而缺乏適應力的電力資源組合。最後，從 US-REGEN 的模擬結果可以觀察到，政策情境對於電力資源組合的影響較大，極端氣候年對於電力資源組合的影響則相對較小；然而，考量在淨零路徑中再生能源的高占比，檢視合成極端氣候年對於淨零路徑規劃的影響，將可使得分析結果更具穩健性。

(六) 終端能源消費與小時負載建構方式

透過本項議題的交流可知，EPRI 最新的 REGEN 模型包含電力部門模型、終端能源消費模型以及燃料供給轉換模型，其大致包含整體能源流向（生產/進口、轉換、儲存/傳輸與使用）。

目前本公司與 EPRI 合作開發之 Taiwan-REGEN 模型主要著重於電力部門模型，對於其他未建模部分則採用外生給定或假設方式進行處理。經 EPRI 提供之相關資料與簡報說明可知，EPRI 的終端能源消費模型與小時負載建構模式主要為由下至上的模型 (bottom-up model)，主要的資料來源包含了美加地區各類型的調查資料以及統計數據資料，並以此為基礎建構不同結構類型和對應能源消費樣態；小時負載建構模式同樣以前述模型進行模擬，在結合 REGEN 模型後可觀察到不同政策情境、地理環境和氣候特徵等，是如何影響到負載型態、整體用電量甚至是對應的電力資源組合。

EPRI 目前採用的小時負載建構模式與本公司現行的由上至下模型 (top-down model) 並不相同，兩類型的差異也相當明顯，前者需要透過大量的調查、統計甚至是實驗資料，以提供後續建模者進行模擬分析，優勢在於可彈性納入相關能源政策或法規目標；後者對於資料的要求則相對較小，多採計量經濟方式進行建模，優勢在於採用縮減式 (reduced form) 的方式進行小時負載建構，執行方式較為單純。經確認，EPRI 並未處理過「由上至下模型與由下至上模型不一致」，⁴⁰ 又或是「由上至下模型面對政策/產業變化的處理方式」。⁴¹ 據

⁴⁰ 本公司過往執行家用電器普及狀況調查時，會以由下至上模型進行未來年度電力負載的預估，然而通常會遇到和由上至下模型的預估結果有落差的情況。

⁴¹ 舉例來說，由上至下模型通常透過計量方法結合外部經濟產業資料估算未來年度電力需求數值；當特定產業宣布進行擴產或主管機關公告特定政策，且這些資訊未包含於先前的經濟產業資料時，若以直接外加方式調整電力需求數值，則可能會造成重複計算問題。

EPRI 研究人員資訊，相關議題可能會在今年開始的 Load Forecasting Initiative 進行討論，後續值得持續關注。

(七) 低碳合成天然氣與氫能的均化成本

考量我國在淨零轉型路徑下，仍需透過進口方式取得綠色氫能以提供電力部門 9%~12% 的發電量 (2050 年)，應密切關注各國氫能補貼政策、生產成本並同時考量對應運輸成本。本次 EPRI 的分享除提供合成天然氣、藍氫以及綠氫的不同生產情境、生產成本外，亦實際估算將綠氫出口至日本、韓國可能產生的運輸成本，對於同樣位處東亞的我國來說相對具有參考價值。

另一方面，在我國淨零轉型路徑規劃中亦有透過再生能源餘電產氫的規劃；然而，EPRI 本次分享的研究中所顯示的再生能源設置需求，均為專供電解產氫使用而非指餘電產氫，考量後者應會有較低的設備利用率且兩者運轉模式迥異，因此餘電產氫所對應的成本可能無法直接參考該研究中的數值。

(八) 彈性需求面資源

本次 EPRI 的分享探討了電動車充電時段的移轉，對於電力系統負載重塑以及電力資源組合、總量的影響。透過該研究可知，由於電動車主流充電方式為傍晚時段在住處充電，而傍晚時段恰為太陽光電出力漸趨貧弱的時刻，若要滿足前述電動車充電需求，則需另於傍晚時段準備可調度資源或對外進口電力；不僅如此，隨著淨零轉型路徑的推動，太陽光電等再生能源於電力系統占比將顯著提高，午間時段可能出現太陽光電供給過剩而需要儲能或電解製氫設備進行吸收。該研究透過協調電動車充電時段至午間，以充分利用太陽光電出力並降低傍晚系統負擔，使得電力系統對於前述設備的投資得以大幅降低。

該研究探討電動車充電時段的移轉，其原理與本公司目前各項需求反應措施雷同，均是在避免用戶於系統負擔較大的時間點用電，使得整體系統負載得以較為平滑，進而降低對各項電力資源投資的需求性。更具體來說，針對電動車充電行為，本公司已於 2022 年 6 月開始實施「電動車充換電設施電價」，為專屬電動車用電時間電價，透過拉大尖離峰用電價差的方式，引導用戶於離峰時段進行用電。

值得注意的是，該電價方案將尖峰時段定於非夏月/夏月的下午三/四時起的 6 個小時，其餘時段均為離峰，此一作法和 EPRI 引導用戶至午間時段進行充電的做法略有不同，惟此處理方式或與我國負載特性、電源組成與電動車占比等現況有關。未來隨著再生能源以及電動車占比逐漸增加，相關尖離峰時段的制定宜持續進行檢視。

肆、參考資料

1. Integrated Strategic System Planning Initiative: Modeling Framework, Demonstration Study Results, and Key Insights. EPRI, Palo Alto, CA: 2023. 3002028640.
2. EPRI (2024). Asset Vulnerability Assessments: Consideration and Resources. Technical Report.
3. Niemeyer, et al. (2023). Analysis of Firm Peaking Technology Performance Requirements in a Net-Zero World: An Exploratory US-REGEN Analysis of Economics of High VRE-Shares and Implications for Backup Technology Needs. EPRI Report 3002026655 (EPRI, Palo Alto, CA)
4. EPRI (2024). Energy Storage Deployment and Dispatch in Decarbonization Scenarios: An Economic Analysis of Energy Storage.
5. EPRI (2024). Implications of Weather Variability for Low-Carbon Energy Transitions and System Resiliency.
6. EPRI (2024). Overview of REGEN Modeling: Introduction to End-Use Modeling and Hourly Load Shape Development.
7. Bistline, John ET, et al. (2021) "Deep decarbonization impacts on electric load shapes and peak demand." Environmental Research Letters 16.9: 094054.
8. EPRI (2024). Modeling Flexible Demand Resources in a Capacity Expansion Model.