

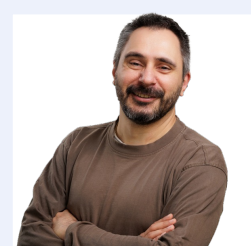


24/7 CFE的系統層級影響： 方法概論

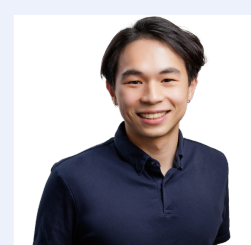
Alex Luta, Joel Yap



Report authors



Alex Luta
Lead (East Asia)



Joel Yap
Analyst (East Asia)

Additional contributors

We gratefully acknowledge the contributions of colleagues across TransitionZero—both current and former—who supported this work through communications, analysis, modelling infrastructure, and operational coordination. These include Alice Apsey, Ollie Bell, Duncan Byrne, Khandekar Mahammad Galib, Matthew Gray, Michael Guzzardi, Tim Haines, Anna Hartley, John Heal, Simone Huber, Thomas Kouroughli, Alex Luta, Aman Majid, Grace Mitchell, Irfan Mohamed, Joe O’ Connor, Sabina Parvu, Handriyanti Diah Puspitarini, Abhishek Shivakumar, Stephanie Stevenson, Isabella Söldner-Rembold, Isabella Suarez, Dan Welsby, and Thu Vu.

Acknowledgements

This work was made possible through the funding from [Google.org](https://www.google.org).

Our methodological approach is focused on the assessment of system-level costs and benefits of 24/7 Carbon-Free Electricity (CFE) procurement in Japan, India, Singapore, Taiwan, and Malaysia. It draws on a robust body of literature and cutting-edge modelling tools.

TU Berlin and affiliated researchers:

- *Riepin, I., & Brown, T. (2022). System-level impacts of 24/7 carbon-free electricity procurement in Europe. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7180098>*
- *Riepin, I., & Brown, T. (2023). The value of space-time load-shifting flexibility for 24/7 carbon-free electricity procurement. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8185850>*

Princeton University (ZERO Lab):

- *Xu, Q., Manocha, A., Patankar, N., and Jenkins, J.D., System-level Impacts of 24/7 Carbon-free Electricity Procurement, Zero-carbon Energy Systems Research and Optimization Laboratory, Princeton University, Princeton, NJ, 16 November 2021.*
- *Xu, Q., & Jenkins, J. D. (2022). Electricity System and Market Impacts of Time-based Attribute Trading and 24/7 Carbon-free Electricity Procurement. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7082212>*

International Energy Agency (IEA):

- *Regional insights and sectoral analyses*
- *IEA (2022), Advancing Decarbonisation through Clean Electricity Procurement, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/advancing-decarbonisation-through-clean-electricity-procurement>*

Our in-house modelling leverages [PyPSA \(Python for Power System Analysis\)](#), an open-source framework for simulating and optimizing energy systems. This platform enables high-resolution, hourly modelling of decarbonised power systems, adapted for our country-specific analyses. We are grateful to all contributors in the open modelling community, whose tools and insights strengthen the analytical foundation for achieving global CFE goals.

We thank the reviewers who provided valuable feedback and insights during the development of this work: Chao Chia-Wei (TCAN), Ruairidh Macdonald (MITEI), Chen Jong-Shun (CIER), Lee Mengying (ITRI), Chen Yen-Hao (TIER), Yu Ching-Yun (TIER), Chen Ying-Jung (TIER), Huang Guan-Wei (TIER) and Tseng Chia-Yen (Taipower). We also extend our sincere thanks to the reviewers who chose to remain anonymous but whose insights were invaluable in shaping the final report. Contribution to and review of this study does not imply an endorsement by either the individual or their organisation. Any mistakes are our own.

目錄

05	前言
06	關於TransitionZero
09	無碳電力背景
17	執行摘要
27	方法
38	研究結果
49	結論
51	敏感度分析
58	附件



前言

2024年12月，台灣政府更新國家自定貢獻（NDC），將承諾的2030年減碳目標訂得比先前嚴格4%，從「比2005年減少24%±2%」變成減少28%±2%。在外界普遍擔憂先前的再生能源目標可能難以實現時，這一堅定的承諾尤其激勵人心。台灣政府於2016年承諾，將在2025年讓再生能源占總發電量的20%，然而在2022年3月更新的能源策略《臺灣2050淨零路徑》當中，政府將自己提出的期限推遲至2026年底，且截至2025年8月也仍無法確定是否能實現修改後的時程。在此情況下，強化脫碳承諾是有益的發展，且這份承諾正當其時，因為當今各地的企業行動者對能源消耗量脫碳的興趣日益強烈。台灣為亞洲第九大經濟體，平均每人所得超越許多東亞鄰國，也由於在全球半導體產業近乎獨占的地位而受到全世界認可。因此，台北當局的決策可能對世界各地的科技龍頭造成深遠影響，促使他們轉向更清潔的商業模型。於是，台灣面臨的情況既是機會也是挑戰，因為台灣自身的電網也正逐漸轉型為由低成本的變動性再生能源（VRE）供電。

而這項轉型的核心可能在於台灣是否具備大規模生產24/7全時無碳能源（24/7 CFE）的能力，進而符合購買台灣高附加價值出口產品的國際消費者的預期。隨著台灣決策者致力整合更多VRE，企業與開發者也調整策略因應即將實施的《溫室氣體盤查議定書》（GHGP）核算更新，關鍵問題隨之而來：何謂24/7 CFE？其成本為何？

24/7 CFE代表將每小時使用的電力與無碳來源的發電量匹配。其確保當需要清潔電力時每天皆能全天候供應，而無須購買年度清潔能源憑證。此方法對重工業與雲端運算尤為重要，因為它們的電力需求通常全天候穩定。尤其在未來CFE的主要來源VRE輸出不斷波動的情況下，此方法對其長期脫碳十分關鍵。這正好讓大規模消費者的利益與電網規劃人員一致，後者必須平衡即時電力需求，同時確保盡可能用最低成本實現長期電網擴充。GHGP的核心焦點之一便是轉向此方法，其規範公司如何核算所購入電力的排放量，且其標準正在為期數年的修訂流程中。然而，雖然核算逐時排放量逐漸成為首選核算方式，但GHGP並未設定目標或對績效進行評分。

我們的分析指出，24/7 CFE採購計畫能為台灣的能源規劃人員、電網營運商及企業提供無悔選項。台灣企業可透過採用多元技術組合克服土地稀少的問題，並達到80%逐時CFE匹配，其單位成本低於過去六年來所觀察到的最低平均電價，同時減少將近75%排放量，並讓台灣電力系統節省將近新臺幣255億元的燃料費用。而前述歷史電價實際上受到大幅補貼，因此讓基於購售電契約的CFE與實際發電量成本相比更具競爭力。

若要降低在嚴格的外加性標準下追求高CFE分數的固有風險，則必須運用多元技術組合。即使在樂觀情境下，台灣能增加的太陽光電與陸域風電容量也有限。而近來最受當局關注的技術也帶來十分具體的挑戰。地熱發電因高容量因數而具備吸引力，但發展速度十分緩慢。若不採用地熱發電，提供CFE的重擔就要落到離岸風電上，但離岸風電具備季節性，且並非可調度技術。最後，增加碳捕存或氫混燒等創新型火力發電技術也許可以減輕投資壓力，但目前尚未測試過這些技術實際上每投資新臺幣一元可以提供多少CFE。事實上對台灣來說，並沒有一次就能解決所有問題的萬靈丹，因此我們建議進一步仔細探索所有可能的技術組合。

我們希望這份初步分析能協助台灣的能源規劃人員與市場參與者更了解24/7 CFE的相關挑戰與機會，並支持台灣政府達成2030年與2050年的脫碳目標。

關於 TransitionZero

用於能源轉型計畫的開放式軟體、資料與洞察

我們幫助政府及其合作夥伴提出轉型計畫，尋求清潔且更可靠的電力



造訪我們的網站

易於使用的軟體

我們提供易於使用的系統建模軟體與技術培訓，有助於更具效率和效果的能源轉型計畫。

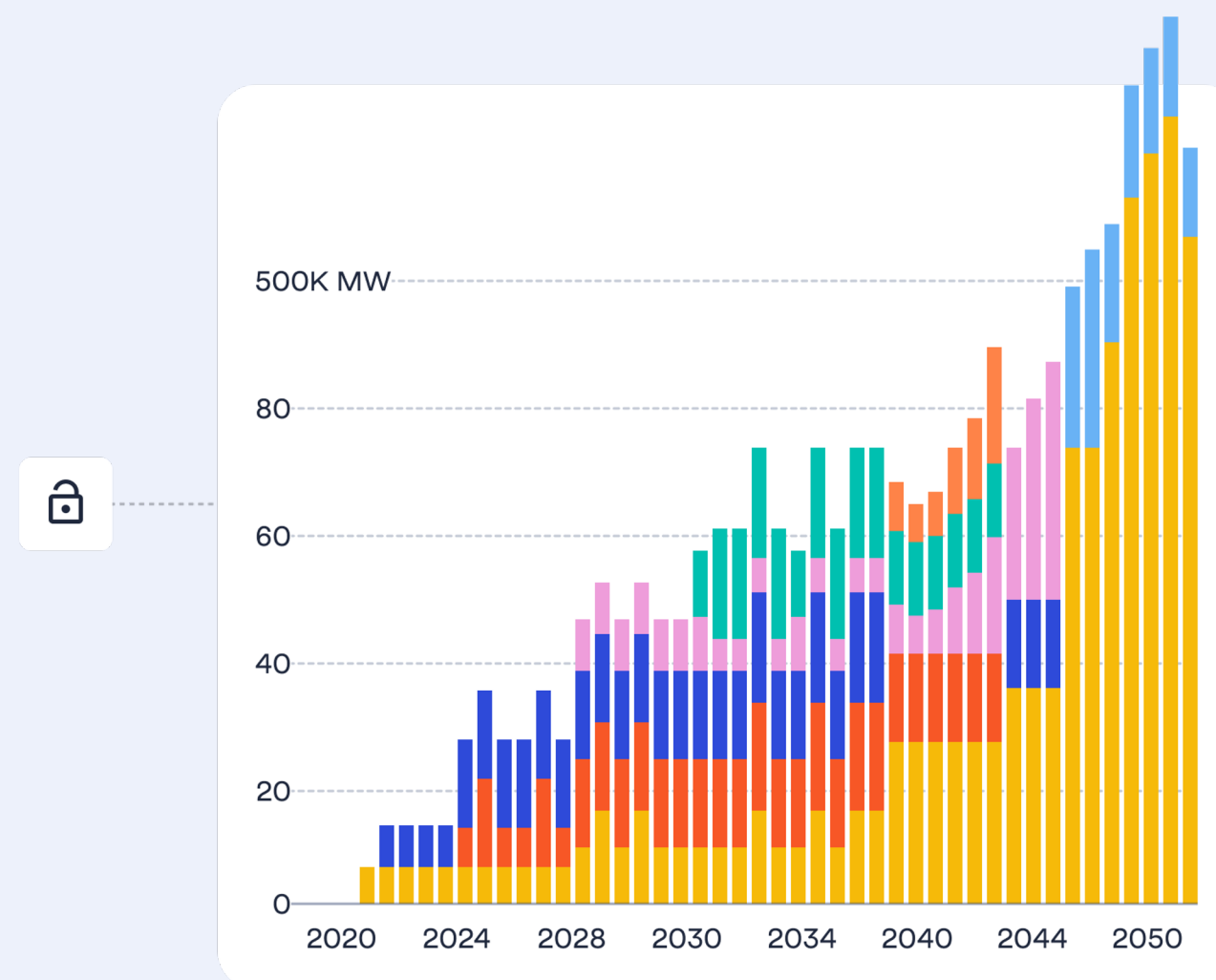


出資人：



開放式資料

結合AI與在地專業知識，我們的開放式資料集能支援高品質的系統建模作業。



Google.org

Bloomberg
Philanthropies

市場分析師

我們的分析師協助決策者建構所需的技能與知識，幫助他們更深入地了解能源轉型的風險與機會。



Quadrature
Climate
Foundation

TransitionZero 產品

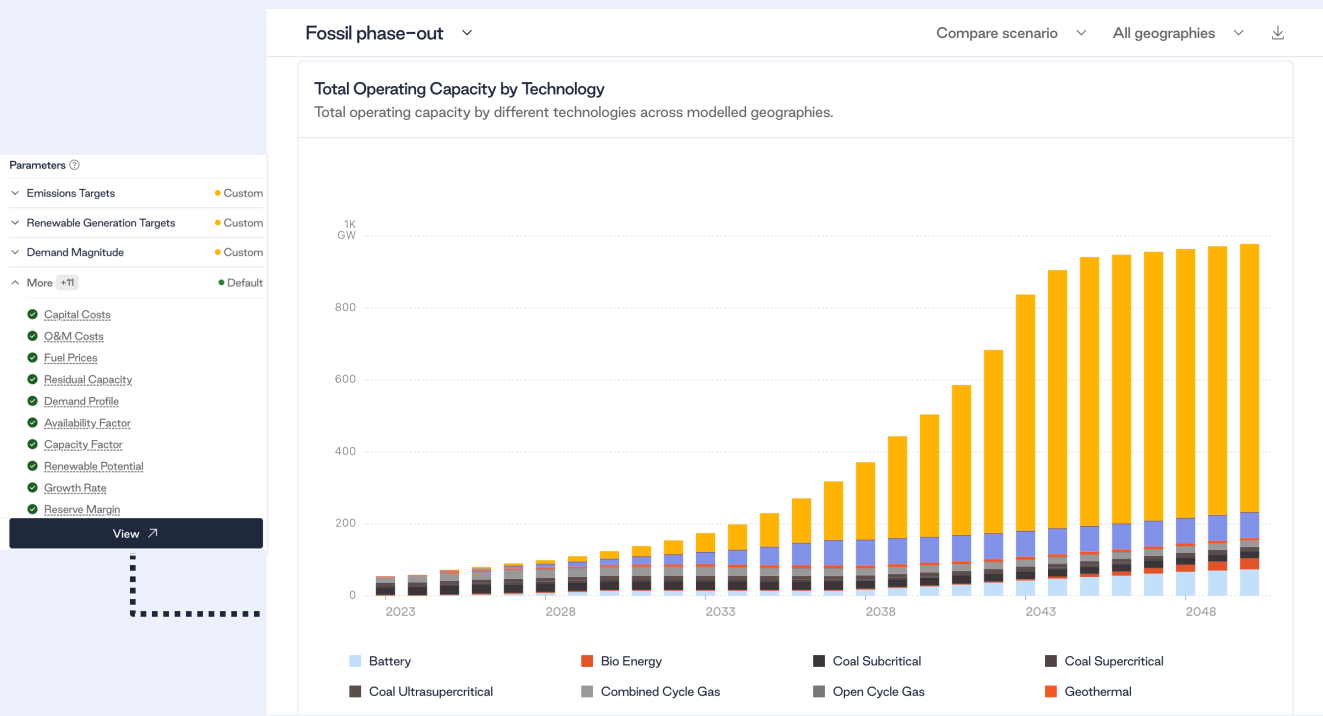
我們的軟體與數據產品使能源轉型規劃更具可及性與透明度



探索產品

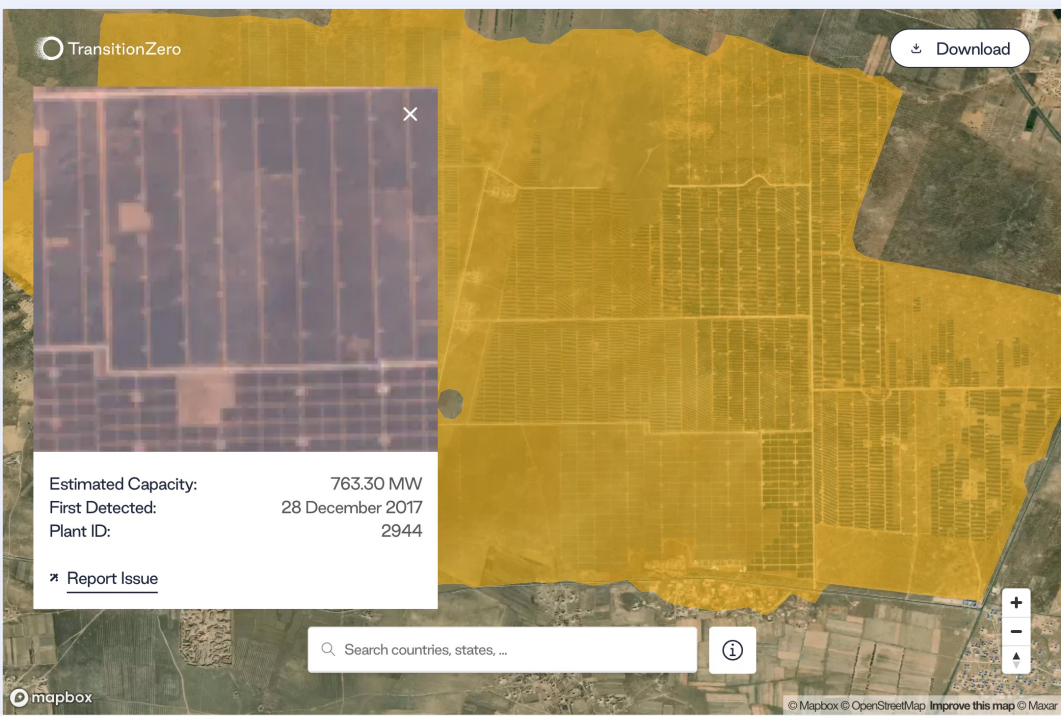
Scenario Builder

TZ-SB 是一個免費、無需撰寫程式碼的建模平台，可協助從事能源轉型規劃的分析人員快速、透明且大規模地建立、執行及分析電力系統模型的結果。



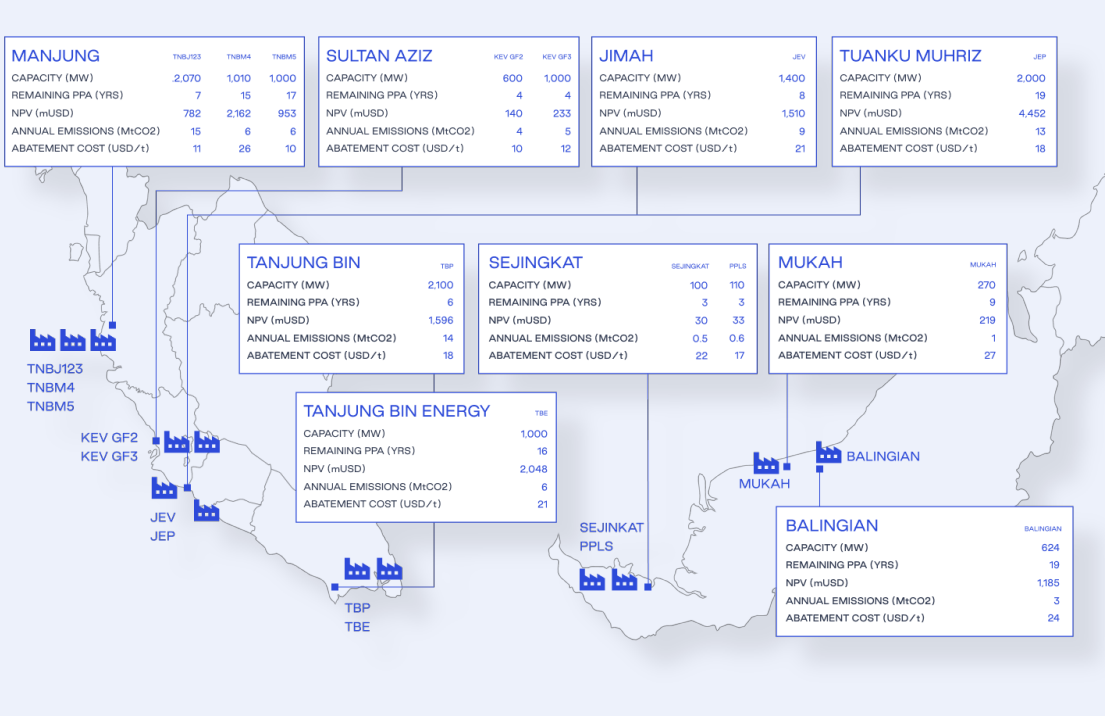
Solar Asset Mapper

TZ-SAM 是一個開放取用的太陽光電裝置資料集，結合機器學習與地理空間數據建構而成。該資料集追蹤全球 200 個國家共 100,000 個太陽能資產，每季新增裝置容量約達 100 GW。



Coal Asset Transition Tool

TZ-CAT 是一項開放數據產品，旨在以可負擔且公平的方式，協助燃煤電廠的再融資與汰換。目前，TZ-CAT 已涵蓋菲律賓、印尼與馬來西亞等國家。

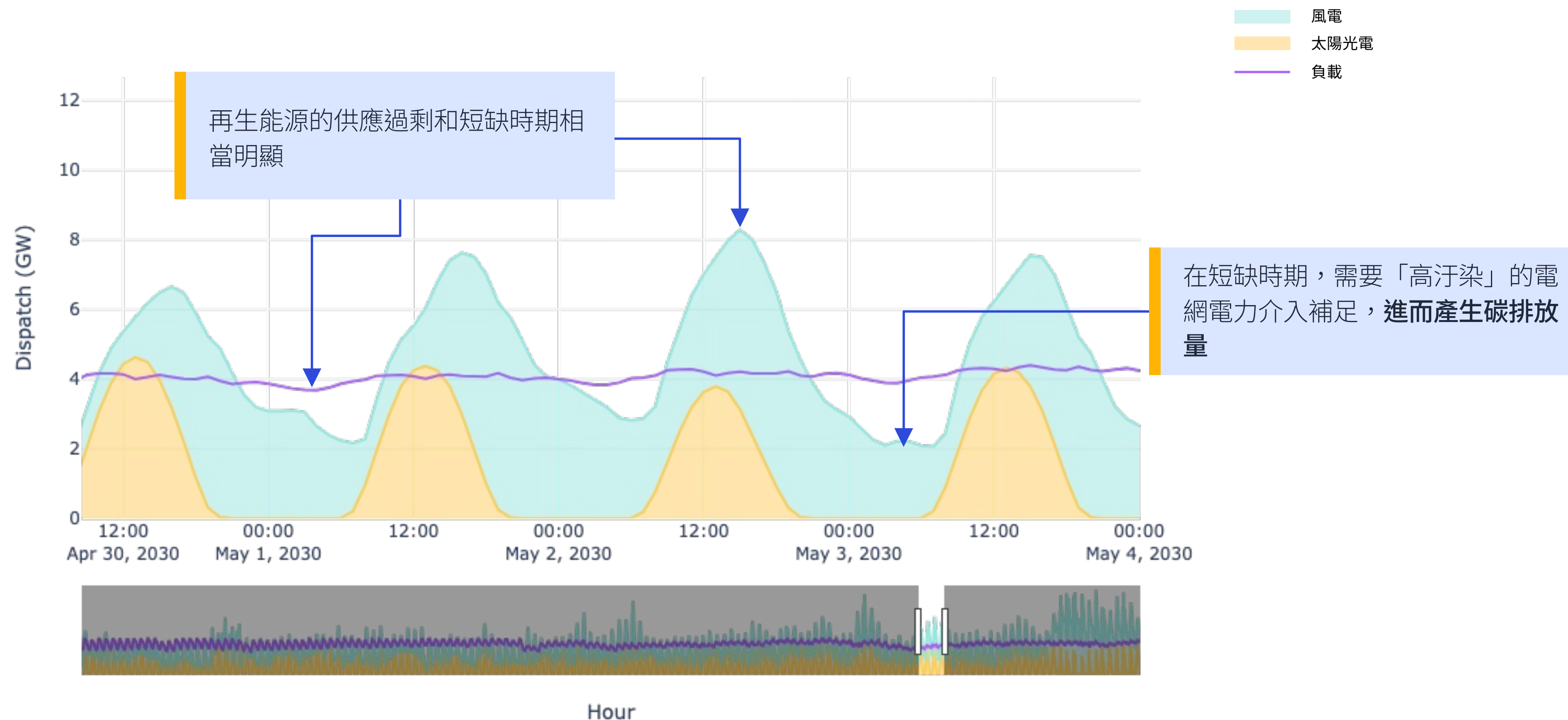


無碳電力的背景

無碳電力（CFE）

電力消費者正因清潔電力的發電與消耗模式失衡而掙扎

年度匹配機制會是什麼樣貌？

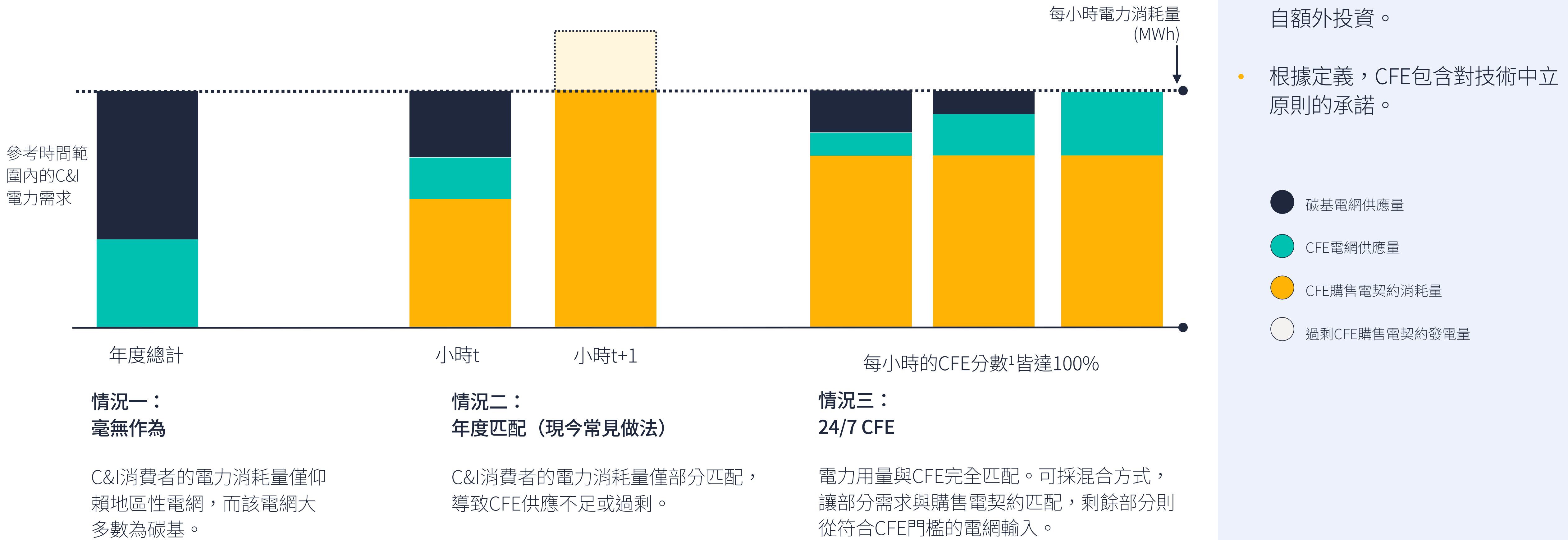


重點：

- 商業與工業（C&I）消費者則面臨須減少污染電力消耗量的壓力。
- 100%依賴再生能源購售電契約會造成供應過剩和短缺的循環，只能在部分時段真正受惠於CFE。
- 電力系統中的其餘供電方式（通常排放量較高）經常必須在短缺期間介入。
- 每小時匹配消耗量與發電量（即「24/7 CFE」），力求將全天候對CFE的依賴最大化。

採購指南的轉變

溫室氣體盤查議定書正逐步引導企業將一年中所有小時的CFE分數最大化，以減少範疇二的排放量



重點

- 一位消費者的CFE分數是情況三於一年中所有小時的平均。
- CFE應符合的原則為當地資源（來自相同的電網區域）、匹配時間（理想為每小時），以及來自額外投資。
- 根據定義，CFE包含對技術中立原則的承諾。

¹請注意，若C&I消費者想達成100% CFE，僅能仰賴同為100% CFE的電網。如果消費者只追求較低的CFE分數，也可仰賴包含碳排放發電機組的電網。

無碳電力是如何被測量？

CFE 分數涵蓋透過 PPA 採購的發電量，以及整體電網的清潔程度

- CFE 分數是一項百分比指標，用以衡量每小時的用電量在多大程度上與無碳電力的發電量相互匹配。我們遵循 Google¹ 所提出的方法論進行計算。
- 此分數的計算同時考量了透過 PPA 合約所提供的無碳電力，以及整體電網電力組合中的無碳電力。其計算方式如下：

$$CFE\ Score\ \% (h) = \frac{Contracted\ CFE\ MWh + Consumed\ Grid\ CFE\ MWh}{C\&I\ Load\ MWh}$$

where:

$$Contracted\ CFE\ MWh = Min\ (C\&I\ Load\ MWh,\ CFE\ Generation\ MWh)$$

$$Consumed\ Grid\ CFE\ MWh = [C\&I\ Load\ MWh - Contracted\ CFE\ MWh] \times Grid\ CFE\ \%$$

- 電網 CFE 百分比係根據發電組合中來自無碳能源的比例進行計算。
- 合約所涵蓋的 CFE 分數最高限制為 100%，即便實際輸出超出用電需求並回售至電網，亦不會超過此上限。

計算例子

C&I 參與者電力需求 =	100 MWh
購售電契約 CFE 發電量 =	65 MWh
電網輸入	100 - 65 = 35 MWh
電網CFE	45%
CFE分數 =	$[65 + (35 \times 0.45)] \div 100 = 81\%$

在此範例中，參與 CFE／全天候電力匹配機制的工商業用戶有 100 MWh 的用電負載。

於該小時內，用戶已透過 PPA（例如由太陽能與電池組合構成）採購了 65 MWh 的無碳電力，並需從電網進口其餘 35 MWh 以滿足整體用電需求。

當時電網的 CFE 分數為 45%（即僅有 45% 的發電來自無碳能源）。因此，該用戶在該時段的整體 CFE 分數為 81%。

¹ Google 2021, “24/7 Carbon-Free Energy: Methodologies and Metrics”

關鍵問題

利害關係人需要更深入了解此次轉變的影響

當大量C&I消費者從年度匹配轉向逐時匹配時，會對高度依賴化石燃料發電量的市場帶來哪些影響？

逐時匹配為系統層級帶來什麼成本與效益？

逐時匹配達到100% CFE分數，還會對更廣泛的系統帶來什麼影響？

在達成逐時100% CFE的目標下，新興技術（儲能或創新型火力發電）有多大的必要性？

更廣泛的CFE技術組合，會對系統整體的成本與效益造成多少影響？

技術組合

我們探索外加性和技術選擇如何影響綠地投資所帶來的系統成本與效益

技術	組合一	組合二	組合三
陸域風電， 太陽光電， 離岸風電， 地熱	✓	✓	✓
電池儲能	✓	✓	✓
長期儲能 ¹	✗	✓	✓
採循環碳捕存的天然氣發電	✗	✗	✓
氫／氨混燒 ^{2,3}	✗	✗	✓

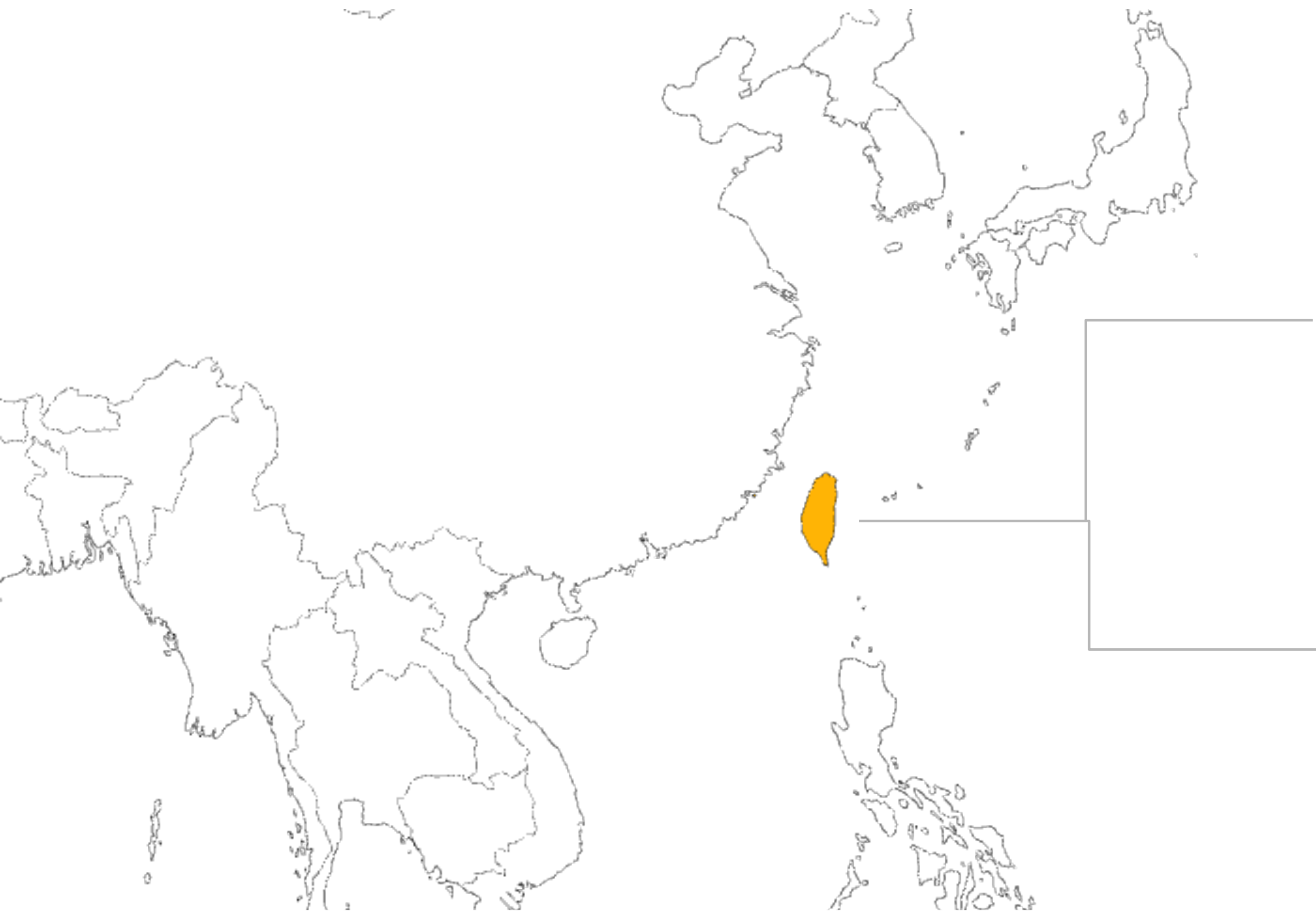
¹液態空氣儲能。
²僅將氫／氨發電量中非化石燃料的部分計入CFE（比例分別為10%和20%）。碳捕存的二氧化碳捕捉率預估為70%，剩餘30%未減排的發電量不計入CFE。
³鑑於台灣政府對於退役煤炭發電廠的政策態度，我們決定僅將氢能混燒技術納入考量。

更廣泛的技術範疇應可降低系統成本

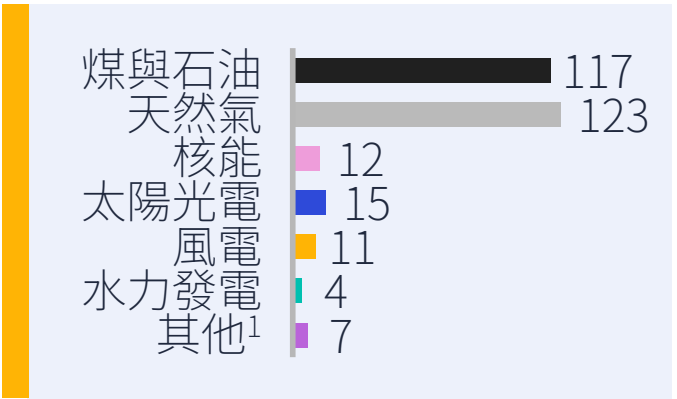
- 參考情境中的「棕地」容量組合將包含低外加性的CFE來源（既有的水力、再生能源發電廠，以及抽蓄和電池儲能），以及按常規發展情景可能建造的CFE發電廠。它們都將共同構成當地電網的CFE分數
- 組合三亦將創新型火力發電廠³中的非常規部分視為具有外加性

台灣電力產業總覽 [1]

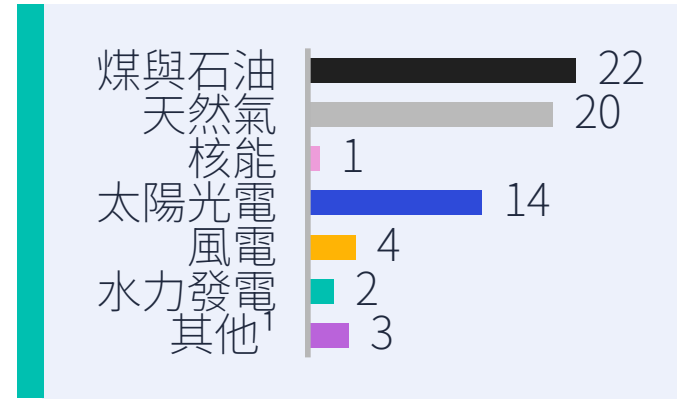
截至2024年的發電量與容量組合 (TWh，GW)



發電量 (289TWh)



容量 (67GW)



67 GW
全國總容量



289 TWh
全國總發電量



83%
未減排火力發電比例



12%
再生能源發電量比例



3.1 GW
2024年增加的再生能源容量

來源：經濟部能源統計（2024年），包含自用發電廠
¹其他包含抽蓄水力發電、地熱發電、生質能發電與廢棄物發電

台灣電力產業總覽 [2]

實際與模擬CFE採購策略概覽

在台灣電力市場中，C&I消費者目前可選擇採購4種無碳電力（CFE），而所有種類皆與臺灣再生能源憑證（T-REC）有關。T-REC為電力環境屬性的交易中介，政府會將T-REC核發給發電業者，若消費者對再生能源電力感興趣，而最終購買某種形式的含憑證電力，業者便能獲得收益。這4種選項為：

1. **在地發電：**包含在消費者場址對CFE容量的投資，由消費者自行宣告及註銷T-REC。
2. **直接場外購售電契約：**消費者直接與CFE發電業者簽訂契約，經由專屬線路或主要電網以轉供方式傳送電力。會追蹤發電量與消耗量，並根據實際使用情形同步核發及註銷T-REC。
3. **非捆綁T-REC購買：**消費者在電力供應之外另行採購T-REC，通常從其他有剩餘的自發電量與相關T-REC的實體採購。透過雙邊談判或在官方T-REC市場平台進行交易。
4. **透過零售商：**授權零售商採購CFE及捆綁T-REC，之後以捆綁形式販售給消費者，後續管理對T-REC的追蹤與匹配，讓消費者省下上述選項的複雜程序。

台灣的T-REC系統採用獨特的15分鐘區間匹配機制，與多數其他市場不同。在每個區間中會比較CFE發電量與消耗量，而可獲得憑證的CFE為這兩者間的最小值。消費者在一個月內可宣告的總CFE為所有匹配區間的總和。嚴格的小時以下單位匹配可改善時間精確度，但同時也產生一些挑戰，其單一區間中的過剩發電量或其他區間的赤字不容易即時重新分配，導致憑證分配效率不佳。為解決此問題，台灣納入第二階段每月平衡機制，讓未匹配的再生能源發電量基於每月總量進行部分重新分配。此機制提升的彈性能增強T-REC宣告的效果，同時維持時間完整性。

T-REC的兩階段分配機制與我們的研究核心原則相同，即CFE發電量與消耗量在時間上必須一致。然而，兩種機制之間有一些差異：

1. **時間粒度與評估指標：**T-REC每15分鐘強制執行一次匹配，而逐時匹配以較寬鬆的「每小時」基準來運作，依靠即時發放有時間戳記的憑證來產生連續匹配分數。
2. **技術範疇：**逐時匹配包含的CFE來源和儲能技術範圍較廣，例如核能、碳捕存、混燒發電廠與電池。相較之下，T-REC嚴格限制為再生能源，且即使電池以再生能源充電，也不會直接承認電池的時間轉移發電量。
3. **處理過剩發電量：**在實務上，剩餘再生能源發電量會由公用事業以固定躉購費率或事先協議的價格採購，而我們的模型假設以被取代的發電機的邊際成本結算。

台灣再生能源採購歷程的重要時間點

2017

建立T-REC

修訂《電業法》，促使建立T-REC及發展再生能源零售市場

2020

交易開始運作

產生第一筆透過T-REC系統進行的再生能源交易，促成多樣化採購路徑

2022

提升匹配彈性

進行法規修訂，將原先的15分鐘匹配機制升級為現在更有彈性的兩階段分配結構

2025

粒度不匹配

現行討論強調15分鐘發電量資料與每月憑證發放之間的落差，促使採取更嚴格的小時以下單位匹配及基於市場機制的剩餘能源交易。

執行摘要

我們在台灣 CFE 模型分析中的關鍵洞察

研究方法概述

我們如何模擬2030年台灣的無碳電力匹配機制

我們首先建立了一個具代表性常規發展情況下的2030年電網，並開發了一個具有每小時解析度的調度模型，將整個台灣島嶼視為單一節點進行模擬。我們測試了不同的潔淨電力政策，以觀察這些干預措施對成本、排放量及其他關鍵系統指標的影響。我們的逐步流程如下：

01

我們將台灣電網建模為單一節點，並假設有5%的總電網需求來自參與無碳電力匹配機制的工商業用戶。這5%的比例代表了整體商業與工業用電需求邁向去碳化轉型的趨勢。

02

這5%的電力需求被建模為遵循「年度匹配」或「逐時匹配」的方案（測試範圍為每小時70%至100%的潔淨電力覆蓋率）。參與的工商業用戶透過購售電協議（PPA）向新增的潔淨發電業者採購電力，而這些發電設施由我們的模型進行建置以及最佳化。

03

我們評估這些方案對全國層面的影響，涵蓋工商業用戶本身，以及更廣泛的系統—即台灣電網及其涉及的發電、儲能、輸電與配電等相關參與者。

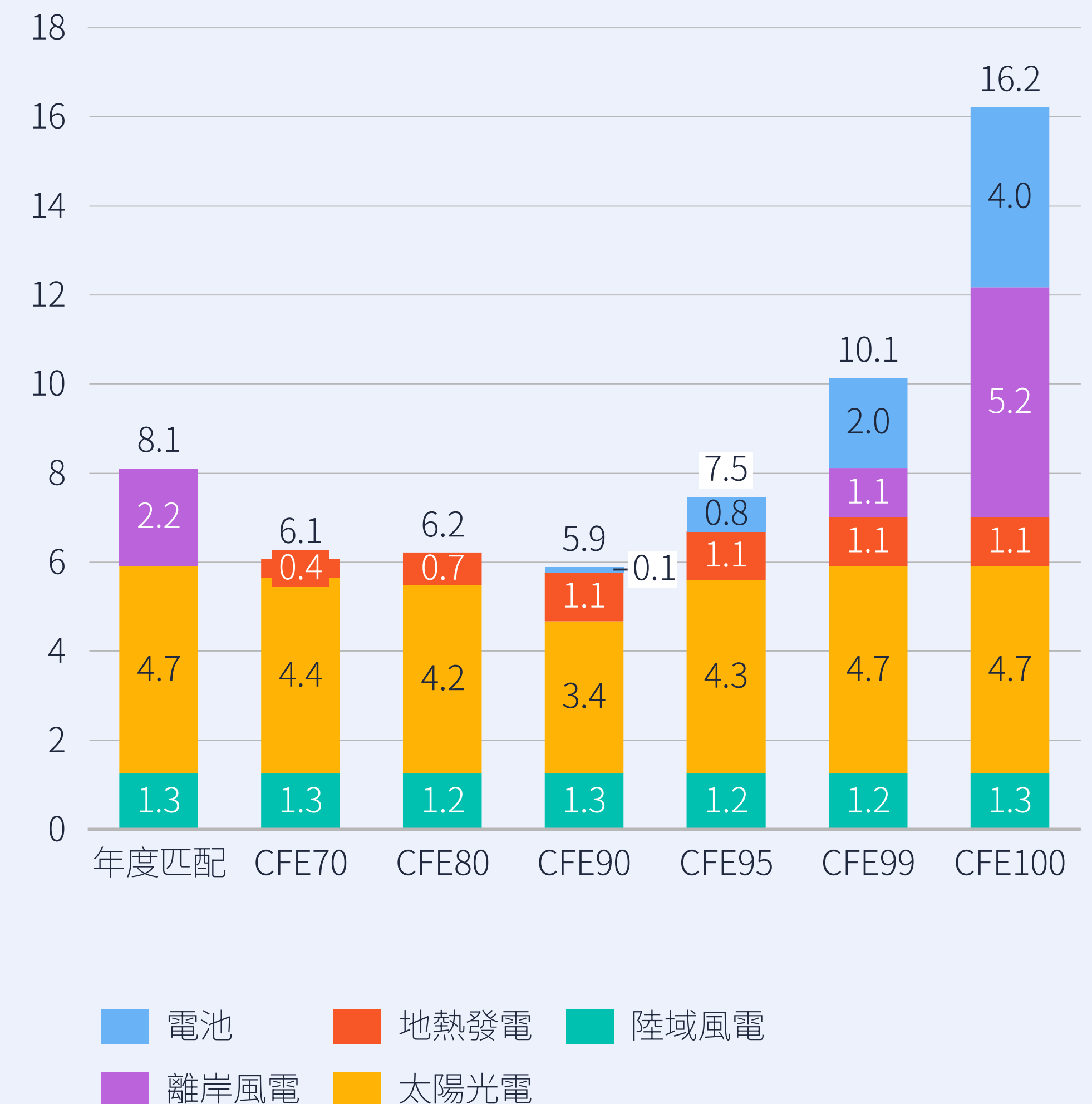
太陽光電、陸域風電與地熱發電可達到CFE80

電池與離岸風電要在更嚴格的情境下才會發揮作用

- 運用多元技術組合十分重要。**若要達成年度匹配或逐時匹配的目標，需要採用至少三種再生能源技術。如未拓展到地熱發電及離岸風電等新技術，便無法實現模型，因為其無法克服陸域風電與太陽光電這類再生能源的限制，也就是土地稀少的問題。台灣的陸域風電在所有情境下都達到了最大建設限制，因此其為技術組合的基礎。此外，部署順序兼顧了成本競爭力與供電可靠度。
- 比起離岸風電，逐時匹配更傾向選擇地熱發電。**雖然發電均化成本（LCoE）分析指出離岸風電（新臺幣3.7元/kWh）的成本比地熱發電（新臺幣3.9元/kWh）更便宜，但模型在逐時匹配下更偏好地熱發電。地熱發電非常有吸引力，所以在CFE70至CFE95之間的太陽光電（從發電均化成本來看，是僅次於陸域風電、第二便宜的技術）容量低於年度匹配的水準，同時離岸風電僅出現在地熱發電潛力耗盡的CFE99。台灣的離岸風電須面對劇烈的季節性變動，尤其是在夏季的電力需求尖峰時段，因此作為全天候供電方式的可靠性較低。相比之下，地熱發電可以提供全天候電力，且更符合夜間用電需求，因此更適合從電網採購電力會越來越受限的逐時匹配。
- 從CFE70至CFE95，系統需要的新型再生能源容量低於年度匹配時。**年度匹配並沒有逐時限制，因此會首先耗盡發電均化成本較便宜的陸域風電（1.3 GW）和太陽光電（4.7 GW），接著使用下一個成本最低的選項離岸風電（2.2 GW），其季節性在年度匹配下影響不大。在此情境中，投資電池之前，離岸風電容量剛好足夠涵蓋太陽光電及陸域風電因受限制無法滿足的剩餘需求。CFE90以上才會開始出現電池（124 MW），與地熱發電一起提供充足且穩定的容量，即使在CFE95（7.5 GW）也能將總容量維持在低於年度匹配（8.1 GW）的水準。
- CFE80以上的系統整體容量需求呈現指數型增加。**從CFE70提高到CFE95只需要在原本的6.1 GW上增加1.4 GW，但最後從CFE95提高到CFE100時則需要額外增加8.7 GW，而原因主要集中在離岸風電強烈的季節性和用來穩定容量的電池上。

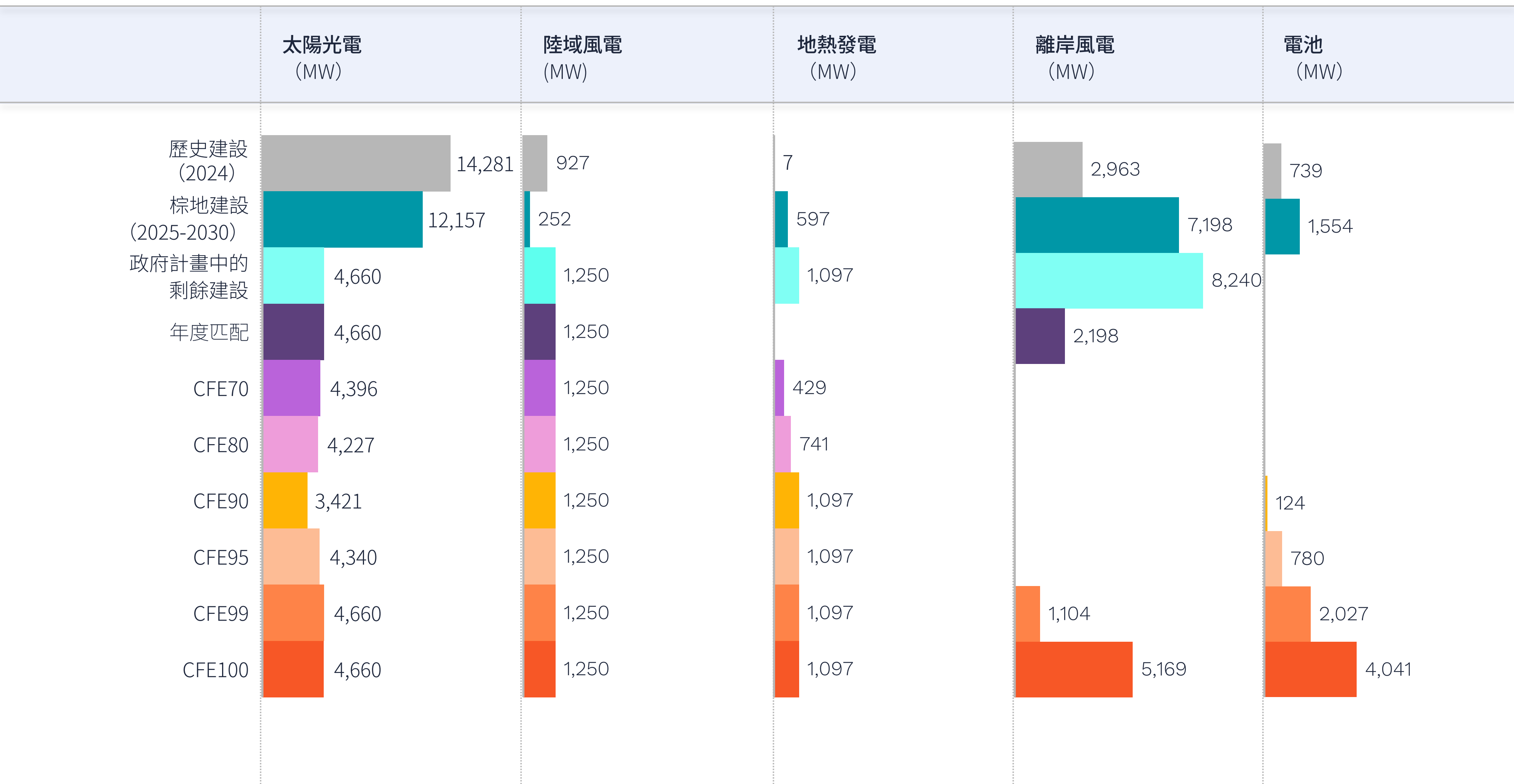
涵蓋至2030年的建設（GW）

發電量與儲能需求會隨著嚴格程度上升



採用技術組合1時的限制

以逐時匹配達到CFE80是可行的，但C&I消費者需要充分部署受到土地面積限制的再生能源，同時更加拓展地熱發電的潛力。



說明

- 棕地建設包含基於2030年政府目標所預期的再生能源容量擴充，並以歷史建設率來調整。綠地建設允許增加的容量不超過政府預估的2035年剩餘潛力。
- 陸域風電在所有情境下都達到上限，而太陽光電在所有情境下都至少需要開發剩餘建設的75%。以陸域風電來說，這表示台灣原本預估到2030年為止的容量1.2 GW需要增加到超過兩倍，並且需要動用所有可用的次級能源場址，而這與臺灣2050能源供需模擬器等級4路徑一致。以太陽光電來說，這代表需要提前5年實現2035年公用事業規模太陽光電的目標容量12 GW。
- 地熱發電在CFE90達到最大值，而離岸風電除了不受季節性影響的年度匹配之外，在CFE99以下的CFE分數完全無須使用。即使在CFE100，也還剩下大約3.1 GW尚未利用的潛力。
- 只有在CFE90以上才需要儲能，但越往完全脫碳的方向走，儲能便越劇烈成長。若要達到CFE99，儲能容量比起2030棕地預測必須成長到1.9倍，而要達到CFE100則需要增加到2.8倍。
- 在增加大約6.2 GW的發電量與儲能的情況下，C&I消費者可實現CFE80的逐時匹配。要達到此目標，需要將太陽光電部署加速5年，運用所有現存的陸域風電次級能源場址，並完全實現地熱發電的2032年目標，也就是從目前的僅7 MW擴充到將近1.4 GW。整體來說，相當於稍微超過台灣2025至2030年預估的再生能源擴充量22 GW的四分之一。

80%CFE的逐時匹配每年可節省將近新臺幣255億元

只有在CFE80以上才需要儲能，此時C&I消費者無法再依賴電網

1. 在我們最基本的技術組合TP1之下，採用CFE80逐時匹配比採用年度匹配更便宜。CFE80逐時匹配的系統淨投資需求比年度匹配少了新臺幣38億元。雖然年度匹配能節省更多燃料支出（多節省新臺幣59億元），但節省的支出會因為承購商負擔的資本支出大幅增加（多支出新臺幣97億元）而抵消。結果，年度匹配的系統淨成本會高出31%。
2. 從CFE80提高到CFE100時，由於需要部署更廣泛的技術，因此系統總成本急遽上升。CFE90的整體資本支出實際上與年度匹配相近（新臺幣450 vs 473億元），但投資對象大幅轉換：原先分配給離岸風電的新臺幣272億元完全轉移到地熱發電，部分太陽光電投資（約新臺幣39億元）則轉向地熱發電與電池。到了CFE99，系統就必須運用所有可行的技術。
3. 儲能資本支出在最高的CFE分數下呈現指數型上升。僅僅是從CFE99提升至CFE100所需的額外儲能資本支出成長（大約新臺幣122億元），就相當於達成CFE80所需的系統淨成本。
4. 要達到完全脫碳的最後步驟十分昂貴。從CFE99到CFE100的系統淨成本變成兩倍以上（從新臺幣357億元增加至新臺幣737億元），而資本支出上升了84%。成本劇烈上升的原因是離岸風電投資變成幾乎五倍，從新臺幣137億元上升到新臺幣640億元，而電池成本變成兩倍，從新臺幣123億元上升到新臺幣245億元。
5. 過剩的再生能源發電量持續降低燃料成本，在所有CFE水準下皆帶來重要效益。當購售電契約資產的發電量超過承購商需求時，可將剩餘電力回售給電網，取代火力發電。這讓傳統發電業者可節省的成本大幅增加，從CFE70的新臺幣218億元至CFE100的新臺幣629億元。這些節省的電網燃料成本在CFE100可減少46%的整體系統成本。
6. 在達到完全脫碳的過程中，燃料成本節省量大幅上升。從CFE99提升到CFE100時，燃料成本節省量增加了64%。為了在最後的再生能源低谷時段提供足夠的CFE及時間轉移能力，雖然系統會過度建設離岸風電及電池容量，但也會在其他時段產生可以回售給電網的大量剩餘電力，取代火力發電。這基本上反映出離岸風電的低發電量時段比電池運作期間還要長。而其影響規模很大程度上取決於所選擇的氣候年。

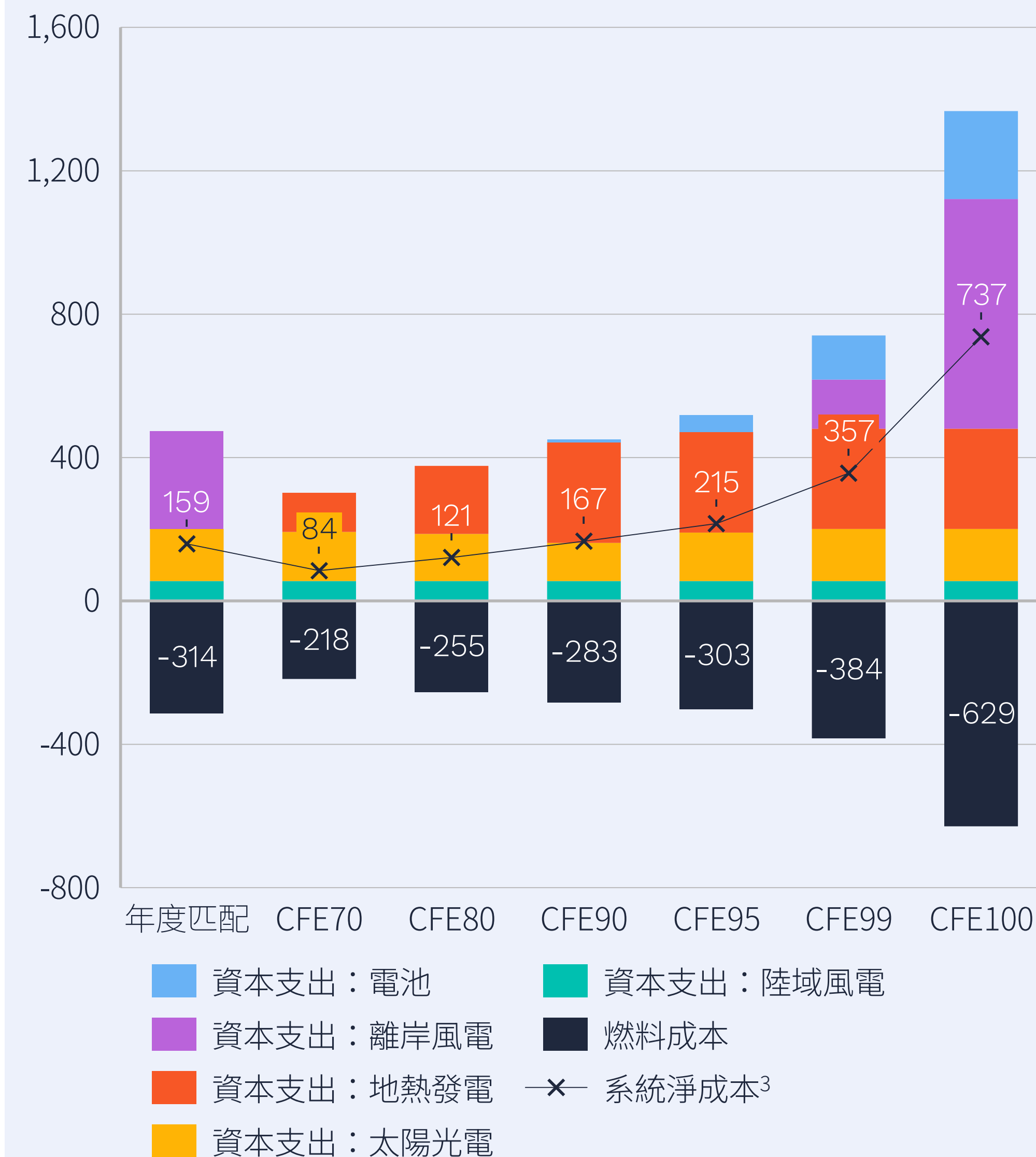
¹包含整個系統的所有資本、營運與燃料支出，包括購售電契約資產。

²所顯示的資本支出數字以2023年實際貨幣基數表示，基於單獨資產的假設壽命按年度計算，之後折算為現值。

³系統淨成本由C&I消費者支付的資本支出與電網的燃料成本節省量加總計算得出。

TP1之下的系統整體成本和效益^{1,2}

2030年台灣電力產業成本／節省費用
(新臺幣億元)

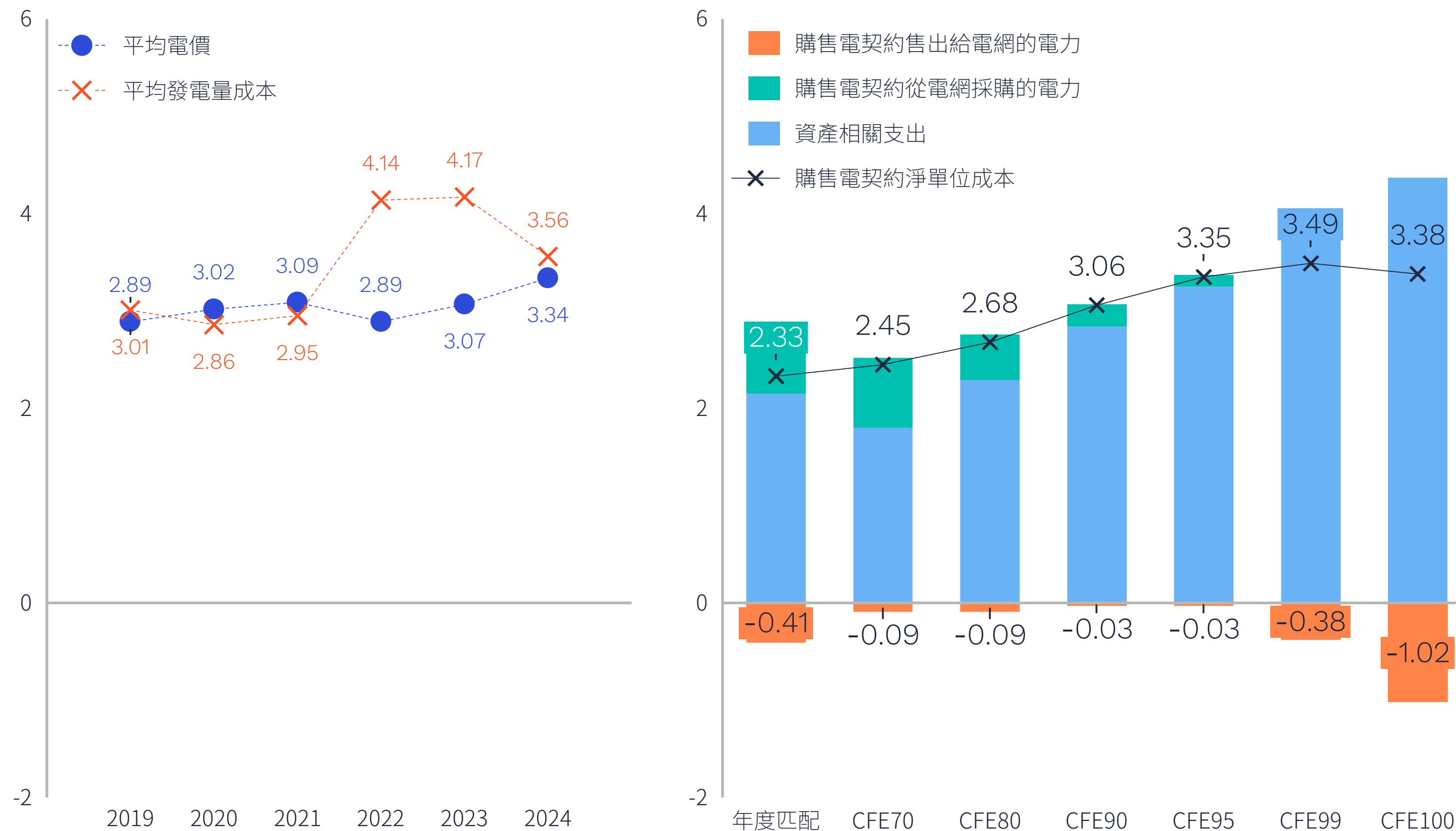


來源：TZ建模。

考量情況下的成本

CFE80的實際成本低於自COVID疫情至今觀察到的台電最高年平均電價

歷史年平均電價¹相較於購售電契約單位成本（新台幣／kWh）



說明

- 當CFE分數較高時，承購商購售電契約單位成本增加速度遠低於系統總成本增加速度。雖然在CFE80與CFE100之間的系統總成本劇烈上升6倍（新台幣121億元上升到新台幣737億元），但在相同範圍內C&I消費者的單位成本僅上升1.3倍（從新台幣2.68元/kWh上升到新台幣3.38元/kWh）。
- 從CFE70至CFE99，購售電契約在逐時匹配之下售出的電量低於年度匹配或與其相當。其原因為年度匹配不受逐時限制，所以有更多過剩再生能源電力可以回售給電網。但在CFE100時情況發生變化。為了將最後幾小時的電力需求脫碳，系統必須建設額外的離岸風電（4 GW）與電池容量（2 GW），讓足夠的發電量可透過時間轉移來涵蓋這幾個小時的需求，所以相較於年度匹配，可用來售出給電網的剩餘發電量增加一倍以上。結果造成CFE100的購售電契約單位成本低於CFE99。
- 逐時匹配可減少從電網採購的需求。若採用年度匹配，從常規電網採購的成本占單位成本的四分之一（大約新台幣0.59元/kWh），但當轉型至逐時匹配機制，且對CFE分數的要求越來越嚴格時，該成本將逐漸消失。
- 相較於過去6年的歷史年平均電價與歷史平均發電量成本，從CFE70至CFE80參與年度匹配和逐時匹配的單位成本，實際上都比COVID疫情前的2019年以來所記錄的任何值都還要低。
- 長期而言，新台幣3.05元/kWh的6年平均電價大致上符合我們在CFE90模擬的購售電契約單位成本。事實上，相較於台電的6年平均實際發電量成本，我們模擬的購售電契約單位成本甚至在CFE100也保有競爭力（新台幣3.45元/kWh相較於3.38元/kWh）。

來源：經濟部、TZ建模。

¹所有數值皆以國際貨幣基金組織公布的年度平均匯率換算成美元，並以2023年實際貨幣值表示。

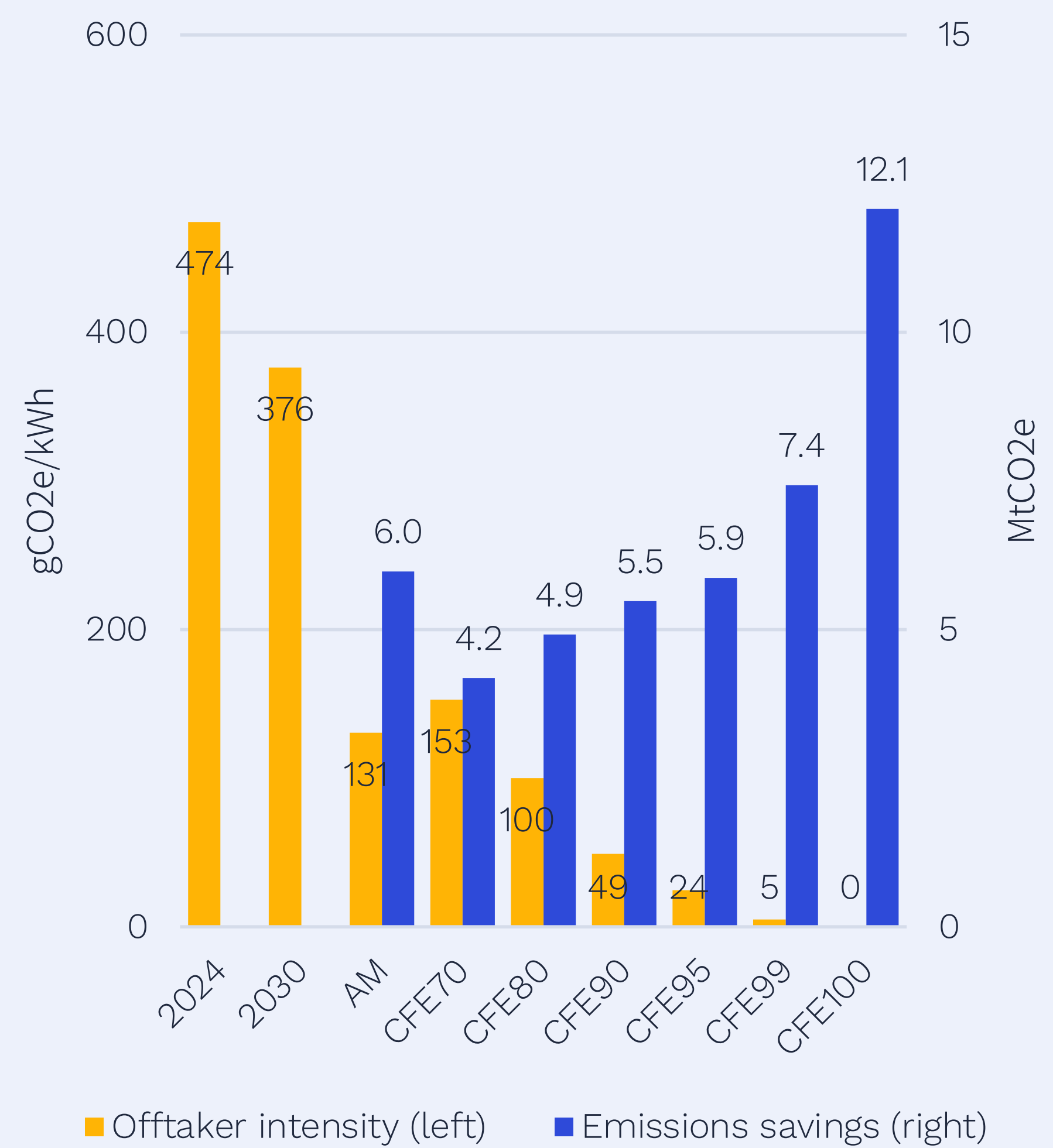
逐時匹配能更快速減少排放量強度

比起年度匹配，80%逐時匹配能夠更有效減少C&I消費者的排放量強度

- 1. 隨著匹配嚴格程度上升，系統整體排放量持續下降。相較於仰賴電網供電（376 gCO₂e/kWh），C&I消費者即使是採用年度匹配（131 gCO₂e/kWh），也能減少一半以上的排放量強度。額外的系統整體減排量持續線性成長，直到在CFE100減排量急遽成長80%。請注意，最後的急遽成長主要是因為系統中的再生能源容量大幅增加，因此可將剩餘CFE回售至電網。同時，在所有CFE水準之下，承購商的排放量強度穩定下降。
- 2. 比起年度匹配，兩種最嚴格的逐時匹配情境可降低更多系統整體排放量。年度匹配可達到更佳的全國減排效果，因為其將大量CFE從過度建設資產回售給電網；另一部分原因為從CFE70到CFE99，CFE的需求量低於在年度匹配情境的需求量。但在CFE99，逐時匹配消弭了這個差距，且比起年度匹配多降低24%的排放量。到了CFE100，逐時匹配可達到將近12 MtCO₂e的減排量，相較於年度匹配的6 MtCO₂e幾乎是兩倍。
- 3. 年度匹配的排放量強度低於CFE70。其原因為年度匹配的匹配限制較寬鬆，因此系統可以採用更多再生能源（年度匹配的8.1 GW相較於CFE70的6.1 GW），增加了CFE的全年可用性。相比之下，CFE70更依賴向基於化石燃料的電網採購，造成其排放量強度比年度匹配高出17%（153 gCO₂e/kWh相較於131 gCO₂e/kWh）。
- 4. 比起年度匹配，80%逐時匹配能夠更有效地將承購商的排放量強度脫碳。比起年度匹配，CFE80的容量少了1.9 GW（CFE80為6.2 GW，年度匹配為8.1 GW），且系統總成本減少38億美元（CFE80為新台幣121億元，年度匹配為新台幣159億元），雖然全國減排量僅下降18%，但為承購商提供的排放量強度會下降大約24%。此優勢來自逐時匹配較依賴地熱發電，因其能提供可靠且可調度的電力，比年度匹配主要採用的離岸風電更符合需求模式。這點可凸顯逐時匹配降低每單位用電排放量的效率。

承購商的總減排效果與排放量

對承購商來說，CFE80以上的逐時匹配具備比年度匹配更強的脫碳效果



技術中立原則減少TP1的建設

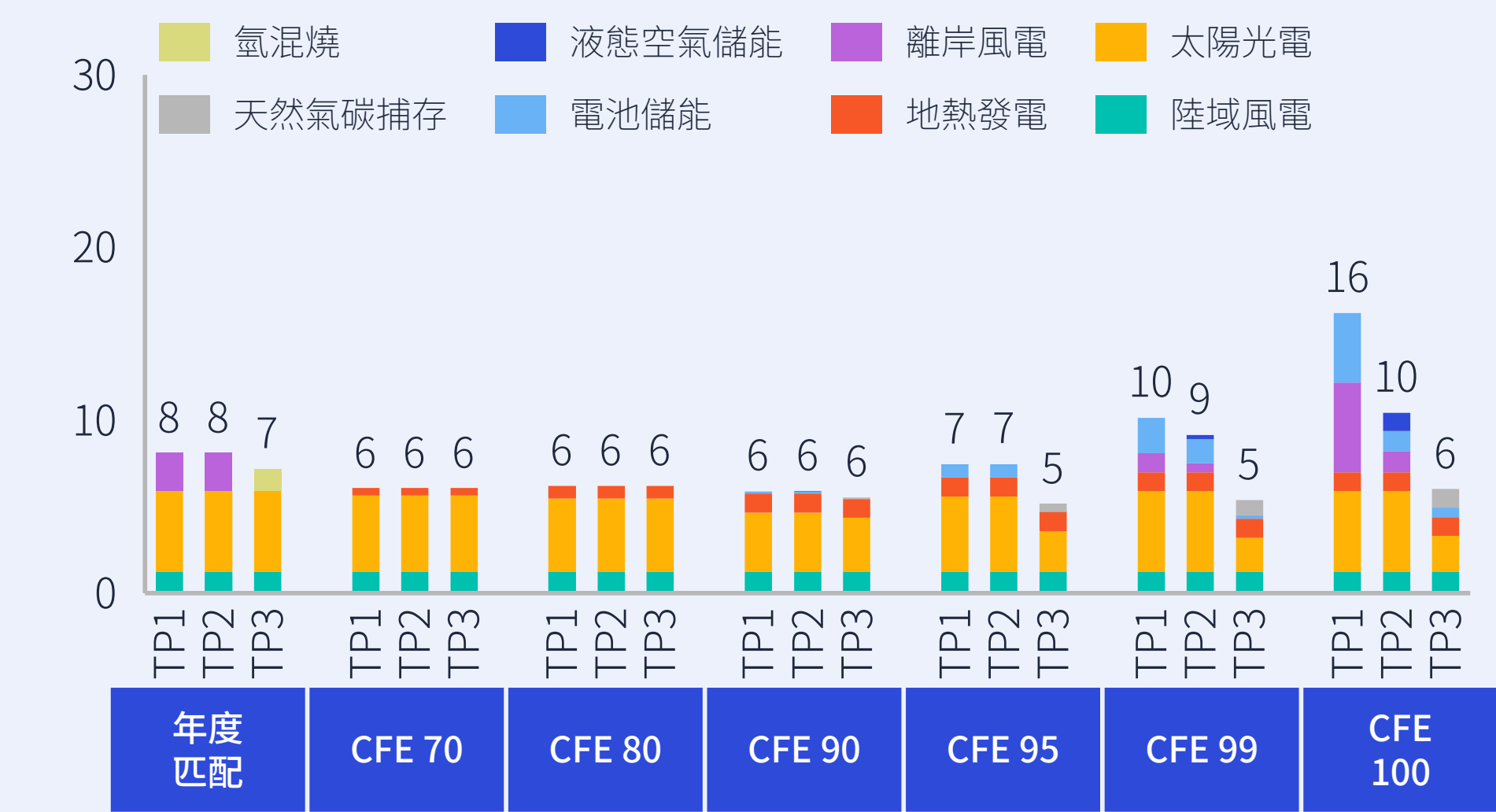
新興技術可降低再生能源的建設速度

- 於技術組合2（TP2）中增加液態空氣儲能（LAES）將減少離岸風電使用量需求，並在CFE100大幅取代電池容量。液態空氣儲能的儲能期間為一週，遠超過儲能期間通常只有6小時的電池，因此能更靈活地對購售電契約資產所產生的過剩CFE進行時間轉移，更準確地滿足用電需求。這樣做不只可以將技術組合1（TP1）的發電機建設減少32%，也就是將離岸風電建設縮減76%，並讓電池建設減少45%。
- 天然氣碳捕存是逐時匹配的首選創新型火力發電技術。在我們的技術組合3（TP3）中，也考量過藍氫混燒。由於年度匹配要求較寬鬆，因此比起離岸風電（新台幣3.7元/kWh）、地熱發電（新台幣3.9元/kWh）與碳捕存（新台幣3.8元/kWh），系統會優先考慮最便宜的混燒（新台幣2.9元/kWh），這與我們的發電均化成本分析一致。然而，在逐時匹配機制下，前者的CFE比例有70%，遠高於後者的10%，代表對於相同的清潔發電量目標來說，碳捕存能提供更多CFE，因此碳捕存是更有吸引力的選擇。碳捕存在CFE90開始進入市場，並可於轉往更高的CFE分數時，顯著減少對離岸風電、太陽光電與儲能容量的依賴，而地熱發電與陸域風電仍然超出其規定的建設限制。
- 天然氣碳捕存可免去對液態空氣儲能的需求，並大幅縮減對太陽光電、離岸風電及電池的需求。主要原因在於，作為可調度發電機，其相較於離岸風電／太陽光電加上液態空氣儲能／電池的混合系統，具備更優越的成本競爭力。除了發電均化成本之外，另一個關鍵驅動因素是它能夠長期彌補再生能源發電量短缺，而混合系統不夠經濟實惠。然而結果顯示碳捕存無法取代較便宜的離岸風電，也無法取代地熱發電，因為地熱發電能在同樣容量因數下以更低成本提供更多CFE。
- 在CFE100，將液態空氣儲能導入TP2會大幅減少TP1減排放量。由於液態空氣儲能運作期間較長，可吸收更多原本將回售給棕地、取代化石燃料邊際發電量的剩餘電力，從而導致減排放量下降。導入此技術也會降低離岸風電容量，進一步減少回售量，間接影響減排放量。
- 導入碳捕存技術能減少的全國排放量明顯低於其他組合。由於承購商現在要直接為從購售電契約碳捕存發電廠洩漏的排放量負責，並且當碳捕存作為可調度發電機時，會大幅減少原本能回售給常規電網以減去更多排放量的過剩CFE總量，因此淨影響較低。

來源：TZ建模。

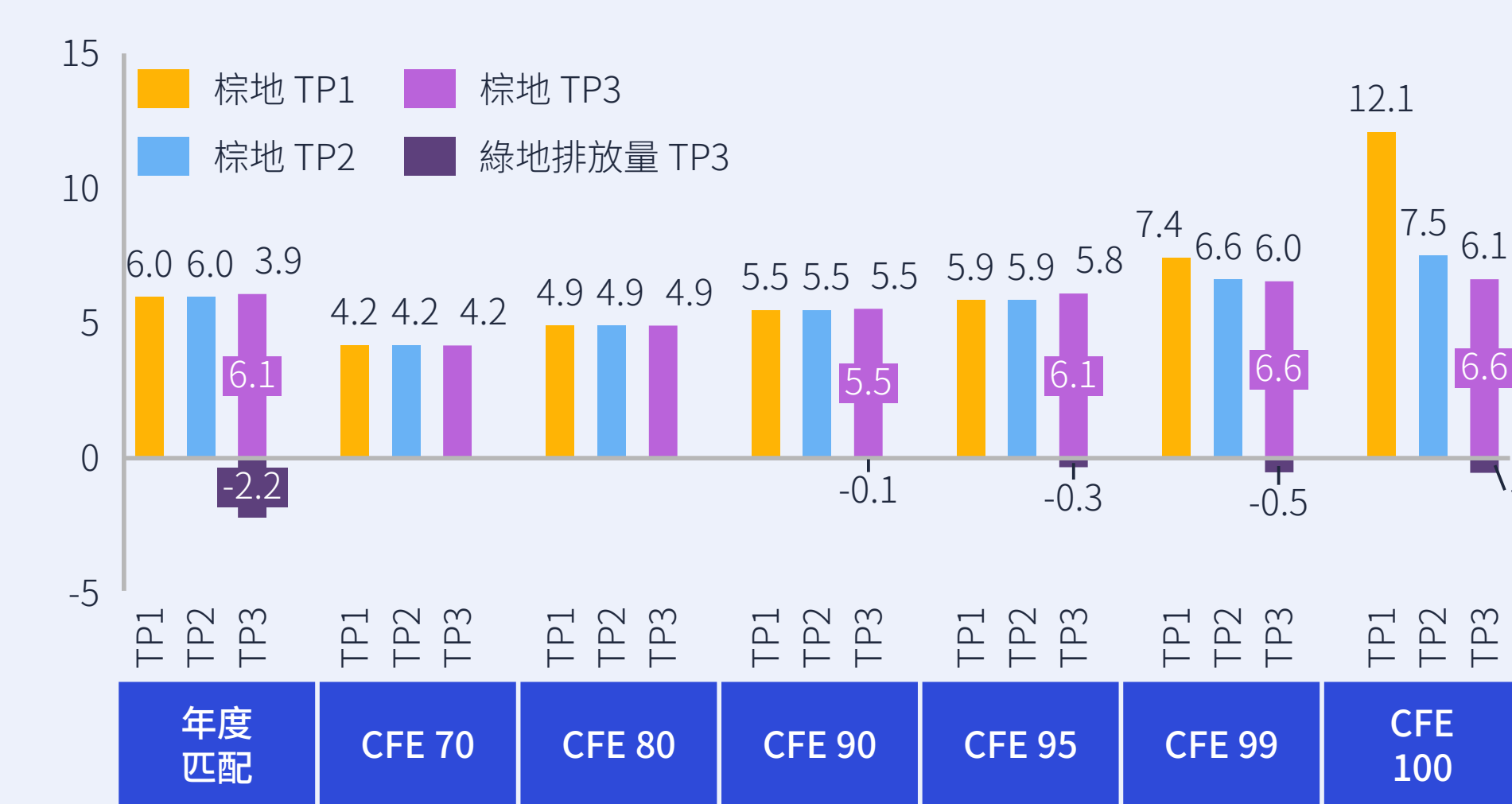
涵蓋至2030年的建設（GW）

可調度技術能減少因再生能源低輸出時段而產生的過度建設需求……



全國排放量影響（MtCO₂e）

……同時仍然減少全國排放量



相較於TP1，更廣泛的技術選擇似乎成本較低

可調度技術能更有效地減少再生能源與儲能過度建設的資本支出

- 當CFE分數較高時，系統成本上升幅度更小。**當納入靈活技術時，系統整體成本在CFE100的上升速度將顯著減緩。在CFE100，TP2的成本相比TP1下降38%（採用液態空氣儲能），而TP3的成本相比TP1下降61%（採用天然氣碳捕存）。容量縮減主要受成本與可調度性兩個因素影響。容量首先從離岸風電（新台幣3.7元/kWh）開始下降，之後是太陽光電（新台幣2.8元/kWh），同時持續在極限建設範圍內完整運用可調度的地熱發電（新台幣3.9元/kWh）與陸域風電（新台幣1.8元/kWh，最便宜的選項）。當再生能源使用量降低時，儲能需求也跟著減少。
- 若要節省系統整體成本，節約常規電網的燃料依舊是非常重要的一環。**常規電網的燃料成本節省量為系統整體效益的關鍵因素。但是在TP3節省的成本量較少，因為靈活技術會減少可以回售給電網的再生能源過剩發電量。此外，碳捕存發電廠比起參考情境消耗更多天然氣，從而減少燃料節省量。
- 雖然液態空氣儲能在最高CFE水準能降低系統成本，但會提高購售電契約單位成本。**在CFE100，TP2的購售電契約單位成本大約比TP1高19%。造成此情況的因素有兩個：首先液態空氣儲能的儲能容量較占優勢，能以較佳方式進行CFE的時間轉移，減少對額外發電量的需求；其次，由於放電期間延長，可以將更多CFE儲存起來供承購商使用，而不用回售給電網。雖然此轉變有助減緩選址限制並降低系統成本，但也會減少收益且最終提高購售電契約淨成本。
- 碳捕存透過減少過度建設壓力來降低購售電契約單位成本，但也導致購售電契約售出的電量下降。**在TP3，從CFE90至CFE99之間，可調度天然氣碳捕存能稍微減少購售電契約單位成本，但仍少於其帶來的系統整體成本節省量。然而在CFE100，TP3比TP1貴大約5%。雖然碳捕存可避免大規模地過度建設再生能源，從而減少所需的資本支出以及對稀少土地的依賴，但由於購售電契約售出給電網的電量較少，且運作購售電契約火力發電廠的燃料成本較高，其帶來的效益將被抵銷。即使如此，TP3依然比TP2便宜，因為可調度發電量會減少再生能源與儲能建設的需求。

來源：TZ建模。

¹包含整個系統的所有資本、營運與燃料支出，包括購售電契約資產。

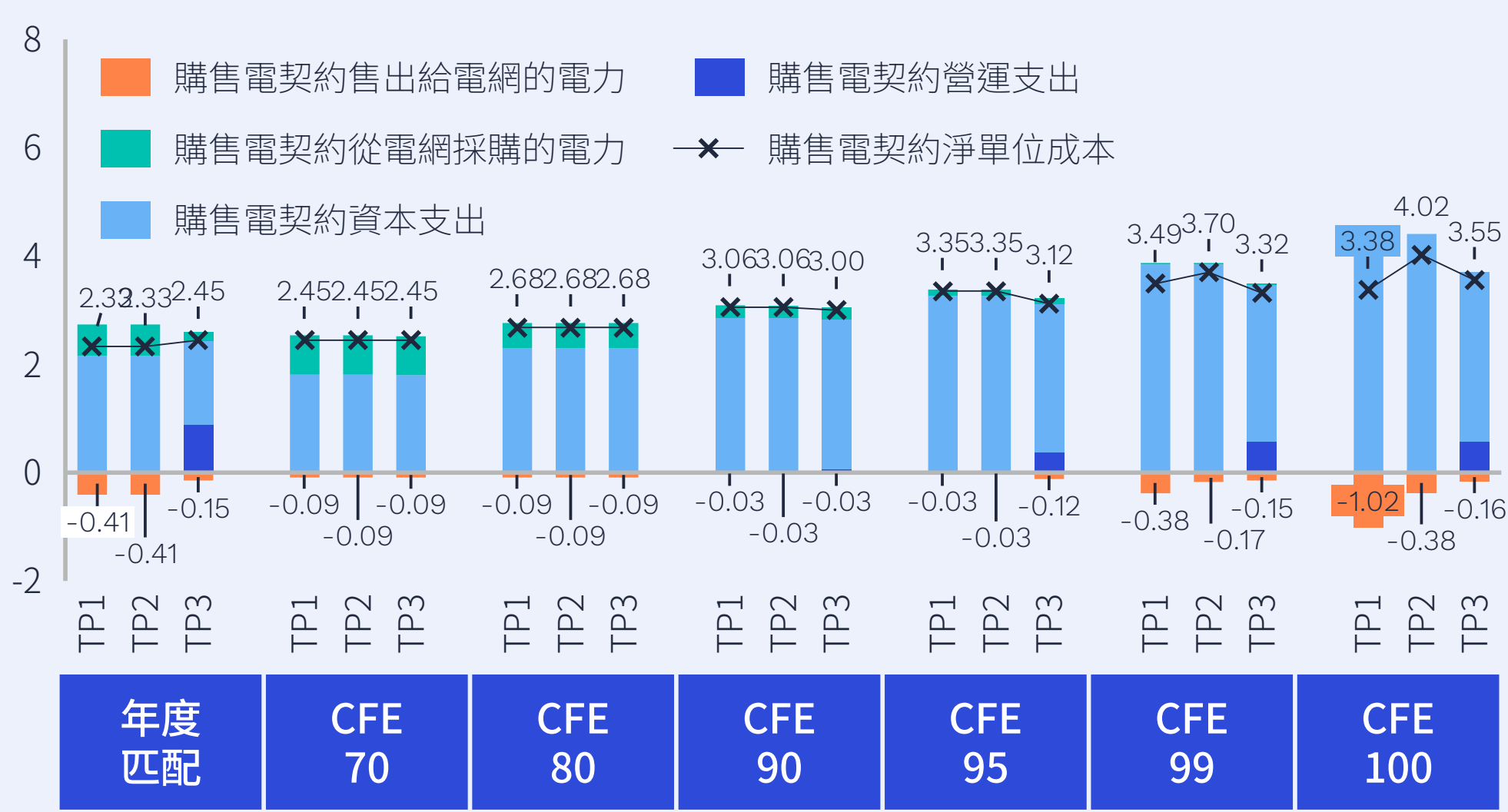
²所顯示的資本支出數字以2023年實際貨幣基數表示，基於單獨資產的假設壽命按年度計算，之後折算為現值。

³系統淨成本由C&I消費者支付的資本支出與電網的燃料成本節省量加總計算得出。

系統整體成本和效益^{1,2}（新台幣億元）

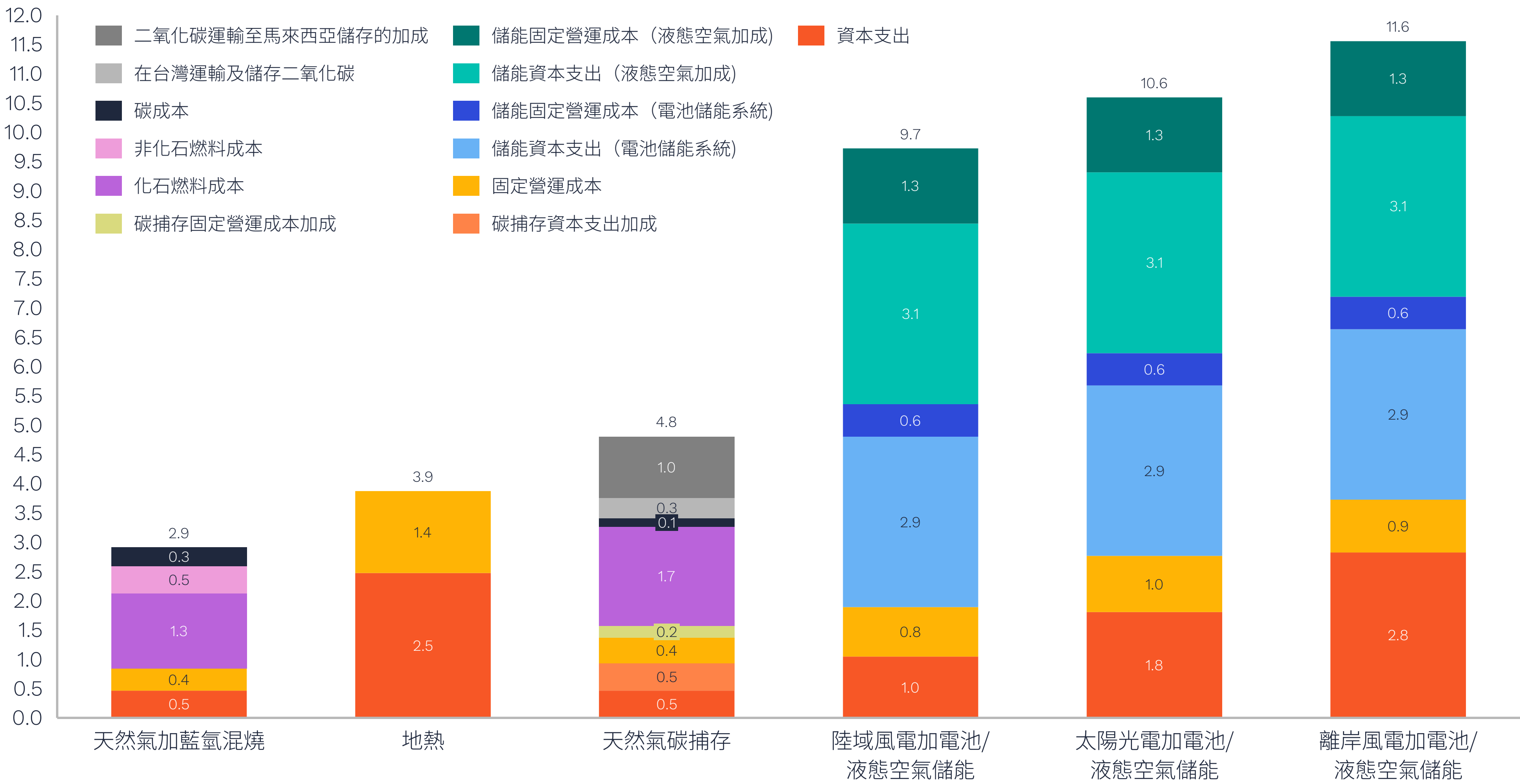


購售電契約單位成本（新台幣/kWh）



雖然擴大技術範疇能增加靈活性，但由此產生的容量組合對成本假設十分敏感

各技術發電均化成本¹（新台幣／kWh）– 由低至高



說明

- 採用標準容量因數¹時，發電均化成本（LCoE）由低至高排列的技術順序為陸域風電，太陽光電，天然氣加藍氫混燒，離岸風電，天然氣碳捕存，接著最後為地熱。然而，當氣候依賴型再生能源技術增加儲能轉為混合型發電廠後，其發電均化成本會立即提升至超過創新型火力以及地熱發電技術。這也說明為何在TP3納入創新型火力發電會大幅降低再生能源容量。
- 我們的模型結果顯示，天然氣碳捕存非常具有成本競爭力，即使要將二氧化碳從台灣運到馬來西亞，其成本也依然能與混合型再生能源發電廠競爭。
- 除了發電均化成本之外，另一個影響技術使用量的因素為是否能在滿足綠地電力需求的同時盡可能降低成本。模型可能會偏好發電均化成本較高但可以自由調度的技術，來彌補再生能源發電量低谷，因該低谷無法成本低廉地藉由儲能彌補。
- 有個額外因素為該技術是否能對目標CFE分數做出貢獻。這會限制氫混燒等創新型火力發電技術的使用量，因為其非CFE成分會提高發電均化成本，同時也無法為承購商的CFE消耗量做出貢獻。同樣的，碳捕存的低封存率也會對其競爭力造成負面影響。

¹最大容量因數66%沿用自我們2024年對火力發電技術的校正，而在我們的發電均化成本計算中也套用到天然氣碳捕存與天然氣混氫燃燒。此外，我們根據選擇的氣候年對太陽光電套用13%容量因數，對陸域風電套用27%容量因數,對離岸風電套用38%容量因數，以及對地熱套用最大容量因素75%。根據觀察到的模型執行結果，我們將電池和液態空氣儲能的最大容量因數設為20%。

方法

如何模擬台灣電網的CFE匹配機制

關鍵建模設計功能

24/7 CFE 模型所使用的相關參數

- **分析年分:**2030 。
- **時間步長：**8760小時／年（即逐時） 。
- **建模框架:**PyPSA 開放式線性優化方法，用於銅板化區域的調度，不考慮區域內部的潮流 。
- **CFE需求:** 新興產業的特定國家電力需求子集 。
- **CFE需求曲線:** 與各電網地區的整體需求曲線成正比 。

¹ 由於其需求／供應水準較低，因此建模為發電機。
² 本分析僅涵蓋日本本土的九個互聯價格區。
³ 代表一條現有和一條規劃中的互聯電纜，反映了對新加坡在 2030 年前可用進口容量的保守估計。

各國家的建模節點

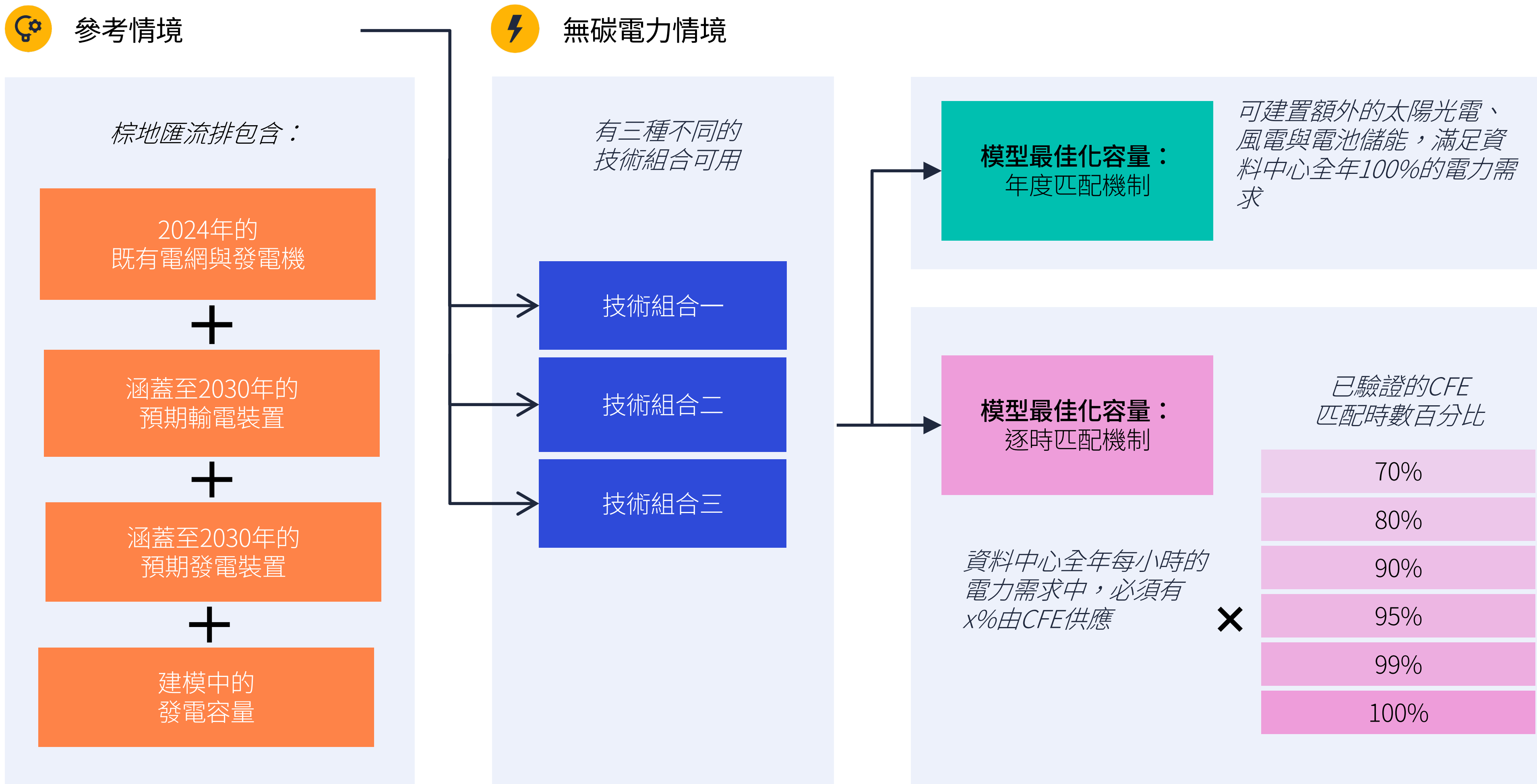
國家	電網地區	聯絡線路	
		國內	國際
印度	5	6	3 ¹
日本	9 ²	10	-
馬來西亞	3	1	3
新加坡	1	-	2 ³
台灣	1	-	-

共通輸入

我們的模型將使用電力系統建模所需的全套輸入資料

技術	財務	需求	國家政策 ²
容量	資本成本	節點逐時電力需求	已計畫之擴充
最大建設限制	資本支出	商業與工業電力需求	容量組合目標
再生能源曲線	營運支出（FOM／VOM ¹ ）		脫碳目標
效率			輸電計畫
排放量係數			

我們會執行三種情境來測試CFE在2030年的供給與需求

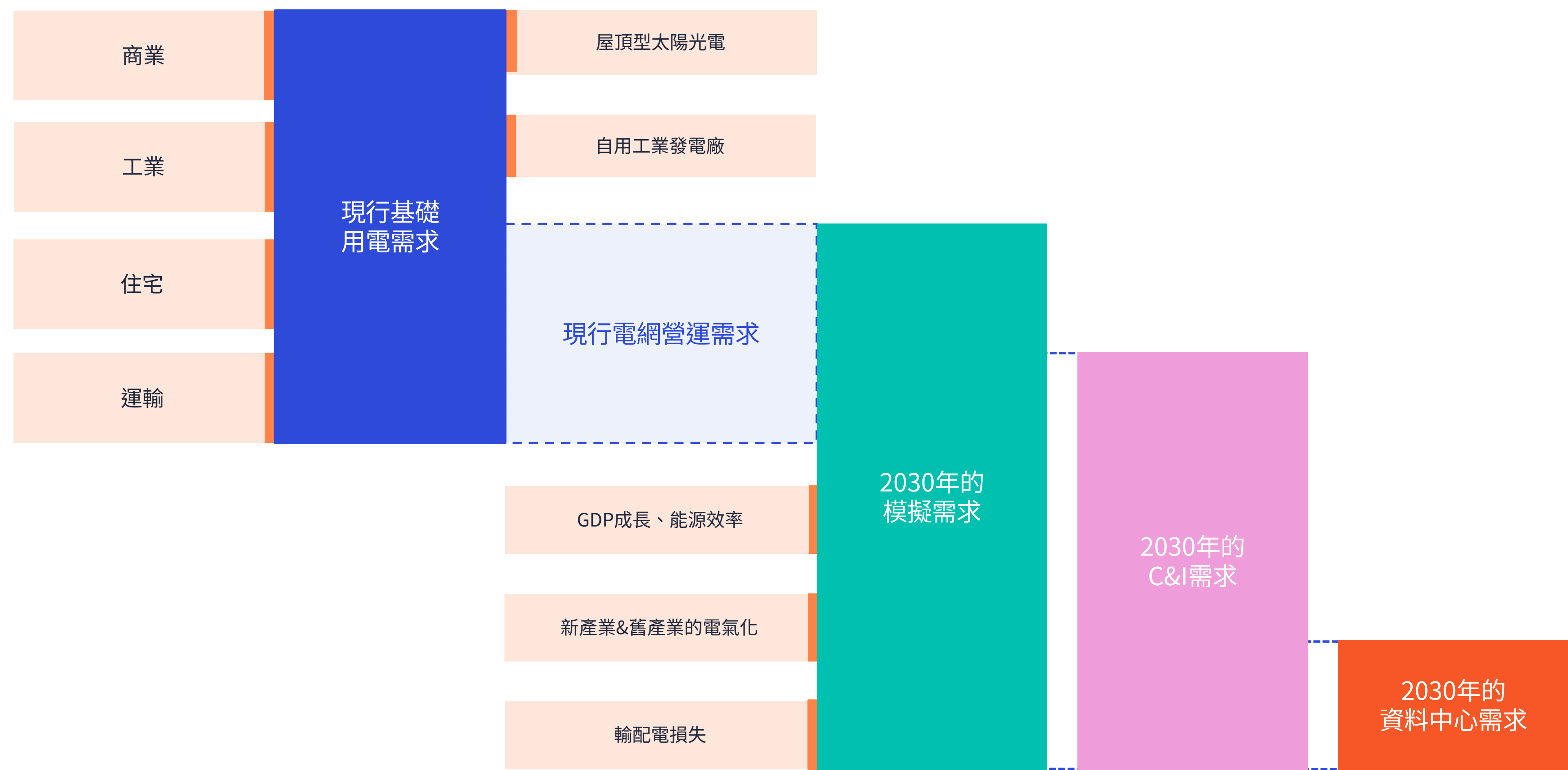


說明

- CFE情境可在年度或逐時基礎上，滿足相當於資料中心的完整電力需求
- 在進行任何CFE情境建模之前，我們會先執行一次參考情境，其僅允許在棕地匯流排上新增建設
- 針對每種技術組合，第一個CFE情境為年度匹配機制，並且只會執行一次
- 接著，我們執行逐時匹配機制，從70%的CFE比例開始，逐步提升至100%，共執行6次（見左側資訊圖表）
- 最後總共執行22次，包括一次參考情境，以及每種技術組合各7次的匹配機制模擬

2030年的需求

我們的模型同時考慮到對現行電網電力和CFE機制電力的需求



¹ 僅針對日本的內部預測。

² 資料中心消耗量涵蓋所有國家+日本僅包含新增半導體製造所產生之消耗量。

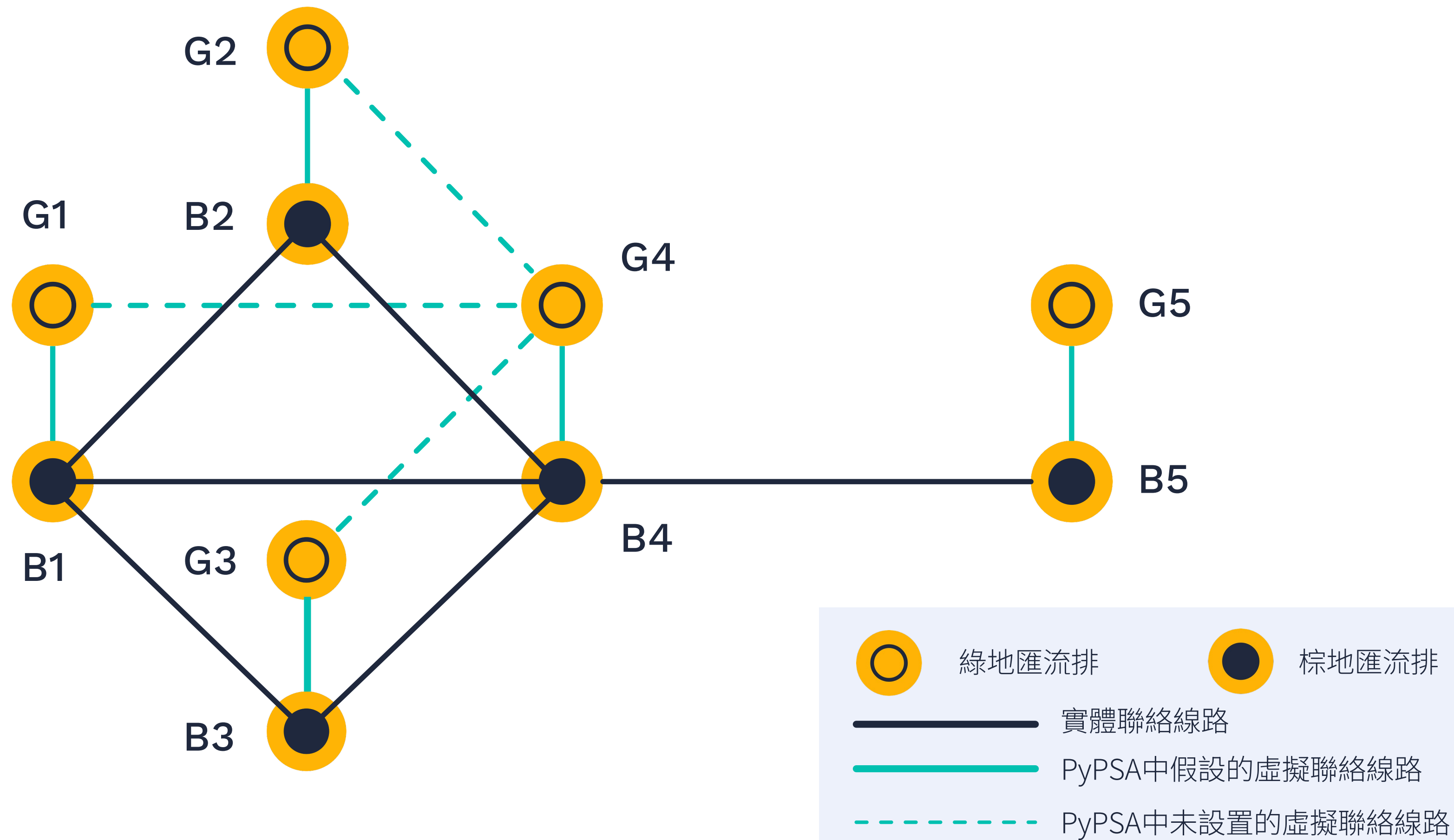
說明

- 我們針對2030年的需求，考量了多種與現況不同的變化來源：包括透過內部建模¹明確分析，或整合當地政府的預測資料
- 在參考情境中，模型僅針對傳統電力需求進行模擬
- 在CFE情境中，我們期待有一定比例的C&I消費者轉為僅消耗CFE，進而促使購售電契約開發者擴充新的容量
- CFE需求的參考點對應2030年AI產業的用電預測需求²
- 每次模型模擬中實際的CFE需求，會依各逐時匹配機制中設定的目標CFE%而異

市場	CFE的量 [TWh]	CFE% [與2030年的需求相關]
印度	122 TWh	5%
日本	29 TWh	3%
馬來西亞	14 TWh	5%
新加坡	3.5 TWh	4%
台灣	16 TWh	5%

匯流排間的連結

我們將涵蓋多區、以聯絡線路相連的複雜市場，拆分成多個相互連結的匯流排

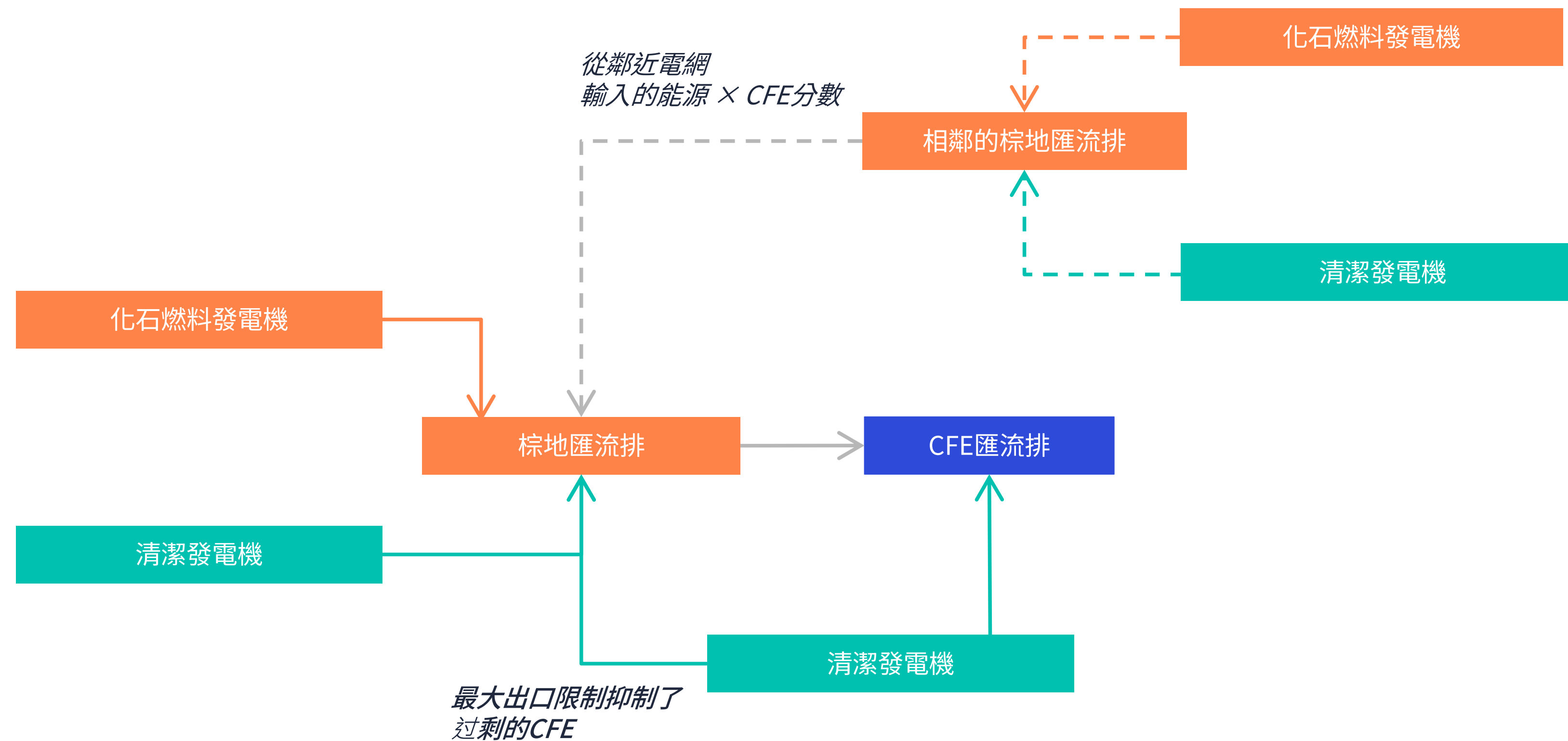


說明

- 在PyPSA中，我們透過反映現實世界電網區域與其中聯絡線路的拓撲結構連線，設置棕地匯流排間的連結
- 棕地匯流排包含和現實世界相同的發電機與負載
- 每個棕地匯流排都附帶單一的虛擬綠地匯流排，用以容納該電網區域的C&I消費者透過CFE購售電契約出資的發電機
- 在本專案中，綠地發電機僅能供應直接連結在棕地匯流排上的C&I消費者。換言之，其與其他綠地或棕地匯流排之間不具任何連結

橫跨匯流排間連結的採購

我們的模型允許綠地與棕地匯流排間的雙向交易

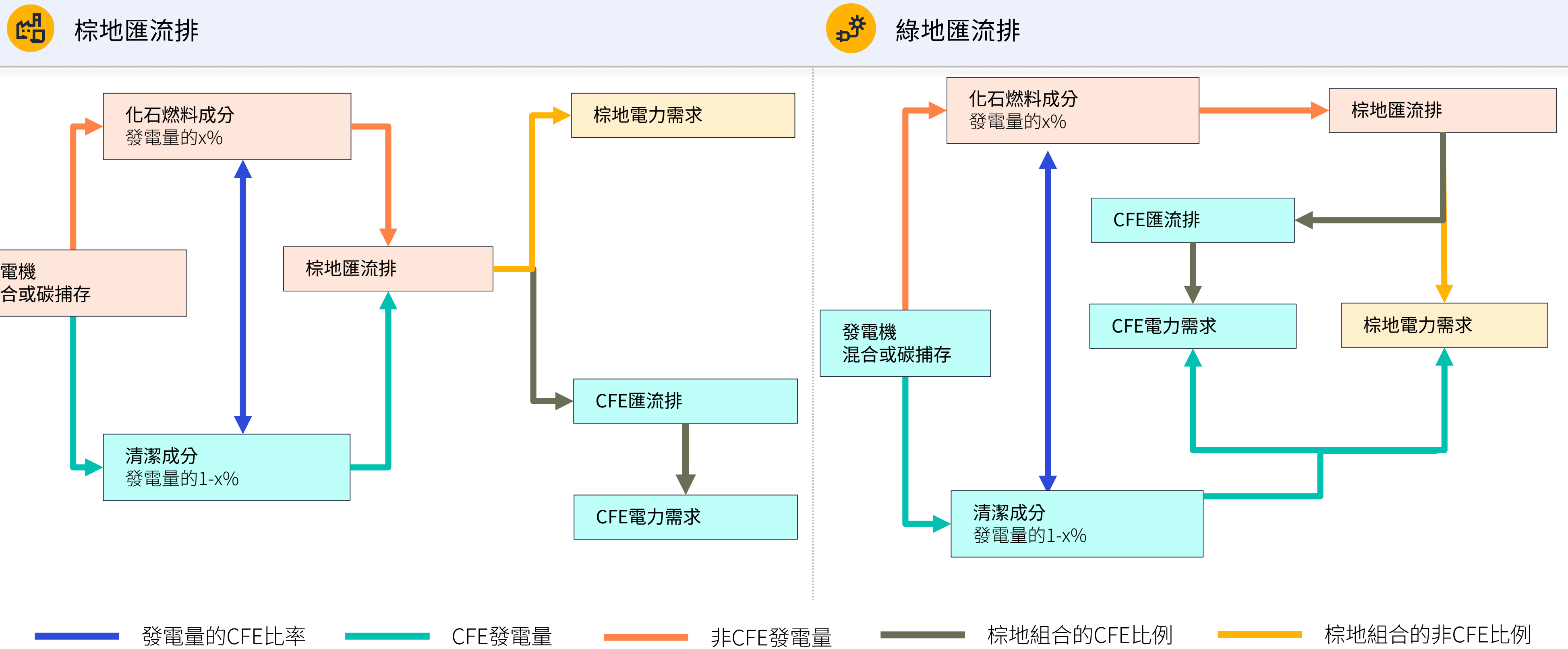


說明

- C&I消費者可使用棕地採購彌補不足的購售電契約發電量
- 若其本地電網與其他電網互聯，則其棕地採購的CFE分數將受到其他電網的淨輸入CFE分數影響
- 針對特定國家，CFE匯流排上的清潔發電機僅被允許**將最多20%的剩餘發電量回送至電網**。此為一項保守性假設，反映電網在逐時與年度層級下，處理額外外部指定發電量時的技術限制。這項最大出口限制在印度設定為每小時CFE的20%，在馬來西亞和新加坡則為15%

創新型火力發電廠

我們保證只有來自低碳發電機的適當比例發電量能用於滿足CFE需求



說明

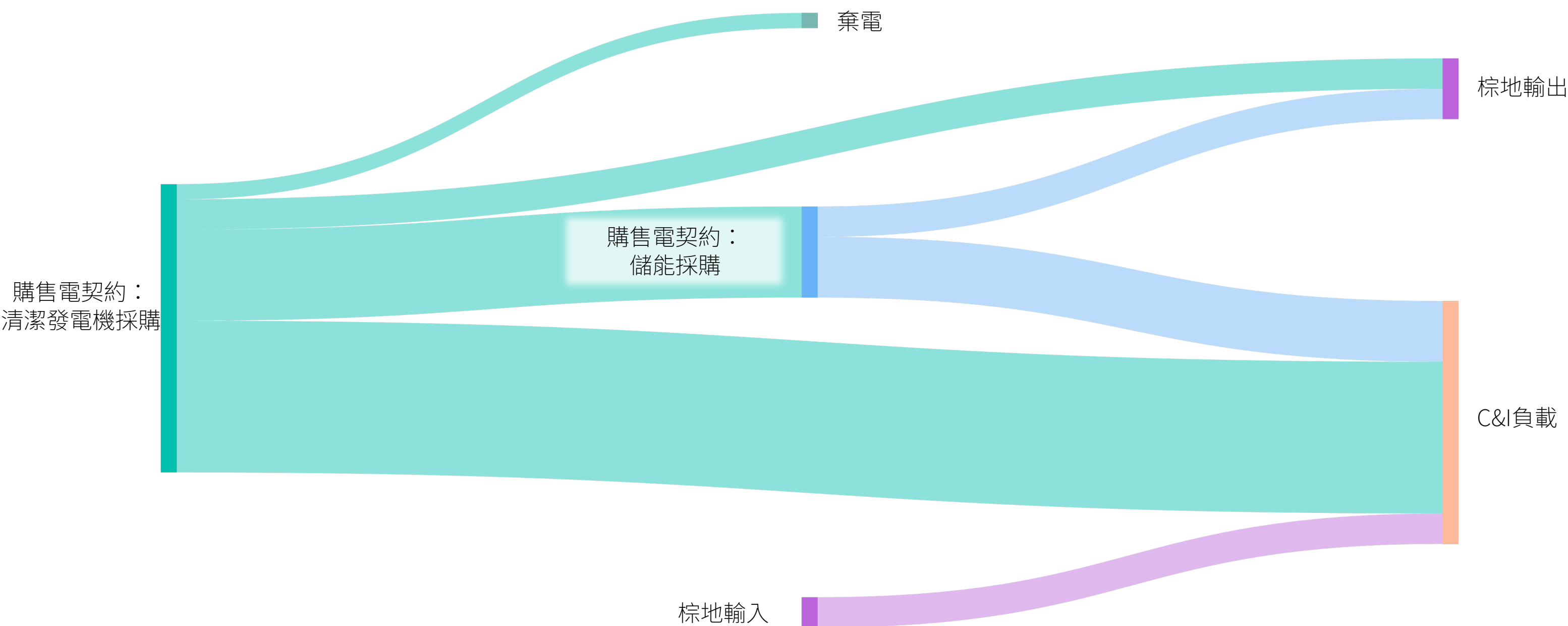
- 棕地匯流排上的負載可消耗任何類型的電力，但CFE匯流排上的消費者希望其消耗量至少有一定比例來自CFE¹
- 混合化石與非化石燃料的發電廠，以及碳捕存比例不完美的發電廠，其發電量無法被視為100% CFE
- 對於這類發電廠，我們會在所有時間步長中設定固定的CFE發電量比率
- 棕地匯流排上的發電廠（見於參考情境中），其發電量會與其他既有發電廠混合，影響棕地的CFE百分比，且總發電量可能根據目標匹配機制²流入CFE匯流排
- 綠地匯流排上的發電廠（見於技術組合三中），其發電量中非CFE的部分會立即流入棕地匯流排，再根據上述的目標匹配機制決定是否回流至CFE匯流排

資產類別	CFE比例 ³
煤與氨混燒	20%
天然氣與氫混燒	10%
碳捕存	70%

¹以逐時匹配機制中的CFE比例表示。
²在100% CFE的逐時匹配機制下，模型僅允許CFE匯流排上的CFE消耗量，但在較低門檻的匹配機制下，則允許納入部分具碳排放的發電量。
³以能源比例表示，來源為日本政府的政策目標。

C&I負載的能源流動和成本

此為示意用桑基圖，呈現出清潔發電機、儲能單位、C&I負載與棕地節點間的能源流動



- 在計算供應給C&I消費者的電力單位成本時，我們採用了由購售電契約管理者負責所有電力供應的模型，包含輸入與輸出。這表示購售電契約管理者需承擔輸入成本，但也會獲得輸出收益，而這些成本最終會透過雙方簽署的購售電契約轉嫁給C&I消費者。
- 在此協議下，電力單位成本（以美元/kWh計算）將是：

$$\text{單位成本} = \frac{\text{資本支出} + \text{營運支出} + \text{電網輸入成本} + \text{電網輸出收益}}{\text{C\&I負載} + \text{電網輸出} + \text{棄電}}$$

其中，資本支出和營運支出分別對應清潔發電機和儲能單位。

- 另一方面，C&I消費者可自行處理電網輸入，而購售電契約管理者負責處理購售電契約的供電部分及過剩供電的輸出收益。此架構可推導出以下的單位成本計算方式：

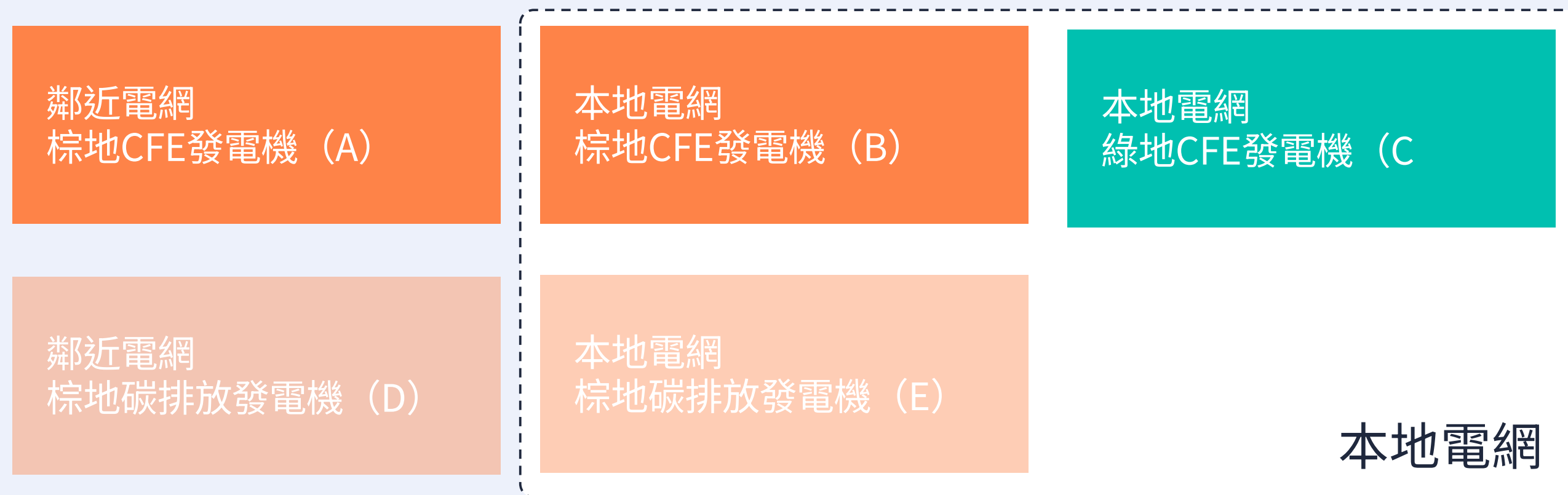
$$\text{單位成本} = A \times \frac{\text{資本支出} + \text{營運支出} + \text{電網輸出收益}}{\text{C\&I負載} - \text{電網輸入} + \text{電網輸出}} + (1-A) \times \frac{\text{電網輸入成本}}{\text{電網輸入}}$$

$$\text{在} A = \frac{\text{C\&I負載} - \text{輸入}}{\text{C\&I負載}} \text{的情況下}$$

- 這會將電力供給分為兩部分：來自購售電契約的供電與來自電網的供電，並依其在供給C&I負載時所占比例進行加權計算。

電網CFE分數

我們藉由疊代避免鄰近電網區域中的CFE擴建造成非凸性建模問題



$$ImportCFE_t = \frac{A_t}{A_t + D_t}$$

$$CFE_t = \frac{B_t + ImportCFE_t * import_t}{B_t + E_t + import_t}$$

- 為判斷工商業用戶是否可透過棕地電網達成其目標 CFE 分數，我們計算「電網 CFE 分數」，以顯示棕地發電中有多少比例來自無碳能源
- 當C&I消費者使用棕地採購來補充不足的購售電契約發電量時，若其本地電網與其他電網互聯，則其棕地採購的CFE分數將受到其他電網的淨輸入CFE分數影響
- 然而，由於所有電網都在擴建CFE容量以滿足匹配機制的要求，這將造成非凸性建模問題
- 為避免此問題，我們將電網的CFE分數視為反覆更新的參數，預期在兩次疊代後即可收斂

決策紀錄

為簡化研究範疇，我們做了以下決策

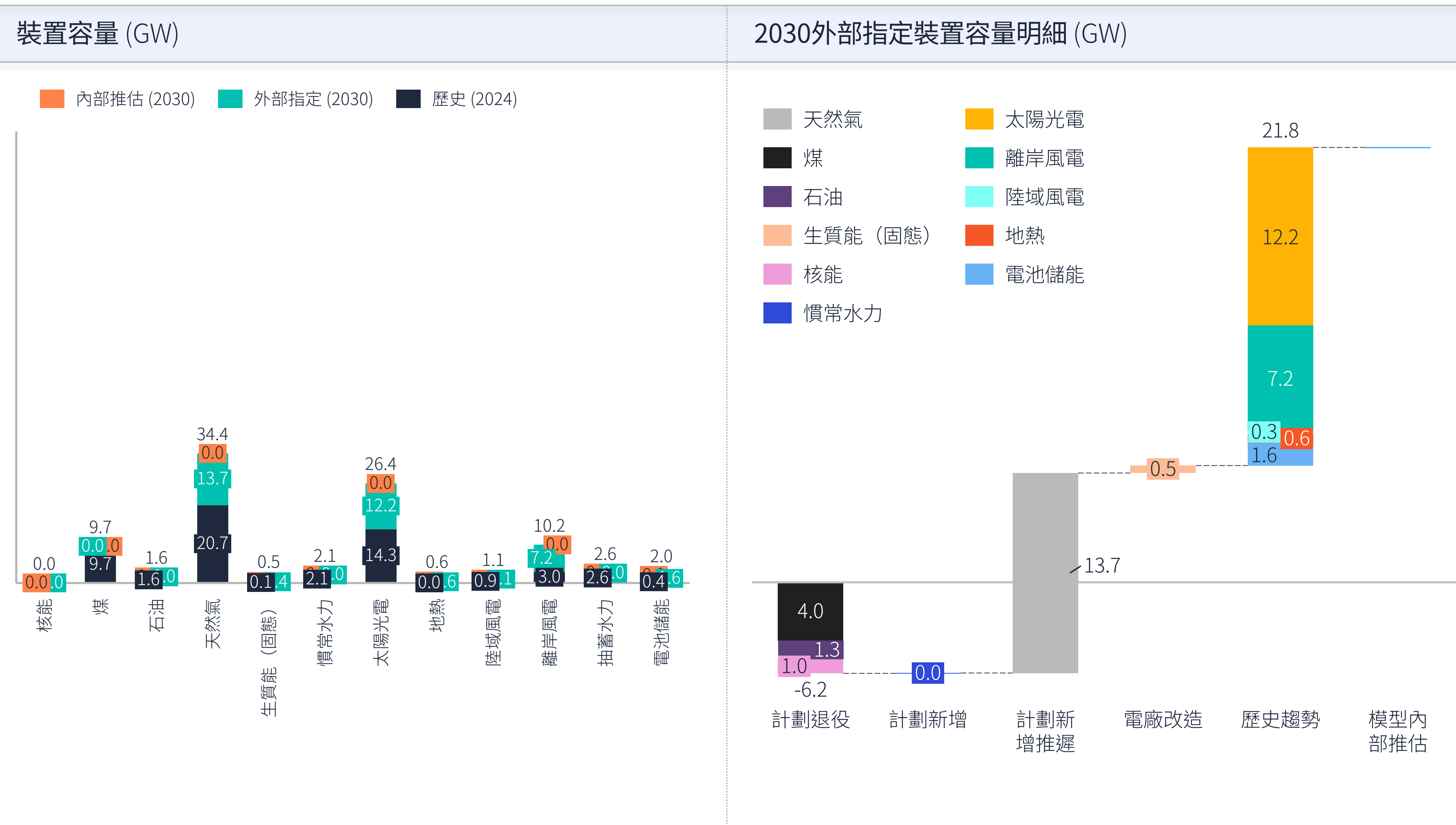
考量	決策
多期投資最佳化	未納入：我們僅採單一步驟模擬，從校正基準年2024年直接推估至目標年2030年
能源屬性憑證交易	未納入
電力需求變化（時間與空間）	未納入
資產年分對外加性的影響	我們並未探討RE100指南中，將所有15年以下的再生能源資產視為具有外加性的做法
儲能資產透過棕地匯流排充電時，其放電的CFE狀態	未納入

研究結果

台灣 CFE 匹配機制模擬分析的重點發現

參考情境: 發電機和儲能裝置容量

此分析從電力系統尚無任何CFE需求出現前的構成開始



天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

天然氣

煤

石油

生質能 (固態)

核能

慣常水力

太陽光電

地熱

陸域風電

離岸風電

抽蓄水力

電池儲能

- 說明
- 對台灣能源系統現況的初步估計中，我們參考經濟部的能源統計資料，並推導出最能代表台灣電網供給情況的裝置容量組合。

我們將全島視為單一節點進行建模，假設任何地點產生的電力均可順利傳輸至任何用電中心。這一簡化假設的基礎在於地區性電網全面互聯，並以中部地區為全島輸電的主要樞紐。

我們認可臺灣政府對2030年發電裝置容量結構的規劃，但基於歷史建設速率，我們對其進行了保守下調，以推導出更為現實的預測。儘管進行了此項調整，模型並未新增任何內部推估的裝置容量，顯示政府所規劃的供給已足以應對預測的電力需求。

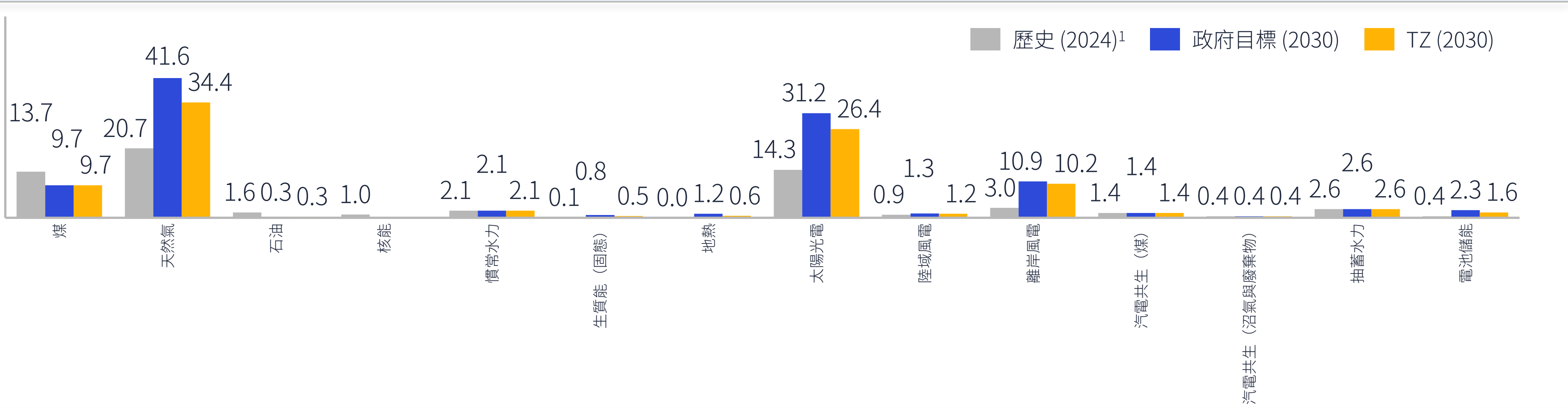
我們於2030年容量結構中排除了核能，儘管核電除役法規已完成修訂，相關資料顯示仍需4至5年方能完成所有必要的安全與環境檢查。

我們也允許PyPSA內部推估新增容量，以滿足2030年的預測電力需求。

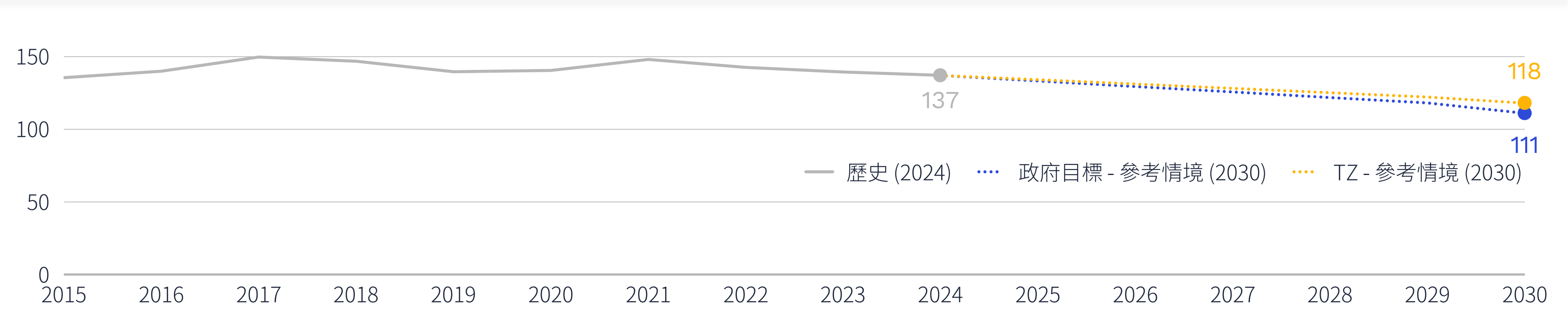
參考情景: 發電裝置容量結構以及歷年碳排放量變化

模型顯示參考情境並未新增任何內部推估的裝置容量，顯示政府所規劃的供給已足以應對預測的電力需求

不同情境下各技術發電裝置 (GW)



各情境下排放變化的比較 (MTCO₂e)



說明

- 雖然臺灣政府尚未明確提出2030年之發電量結構目標，我們根據各項技術的裝置容量目標進行情境模擬並推導出一組具參考性的組合。
- 根據台電官網所發布的10 分鐘間隔機組層級發電量，我們亦納入了自用自發型汽電共生電廠（主要以燃煤、沼氣與廢棄物為主）餘電對電網的貢獻。然而，這部分的發電量在通報時被合併為單一彙總項目，未區分各別燃料種類。
- 因此，我們依據台電2023年所公布的尖峰可靠容量²比例，將該彙總發電量加以拆分。至於 2024 年，因通報存在時滯，我們以該年度全年觀測到的單一小時最大發電量作為當年度尖峰可靠容量的代理值。
- 我們的參考情境顯示，至2030年電網的碳排放量較2024年降低約14%；作為對照，政府規劃之參考情境則減少約19%。

來源:TZ 模擬。

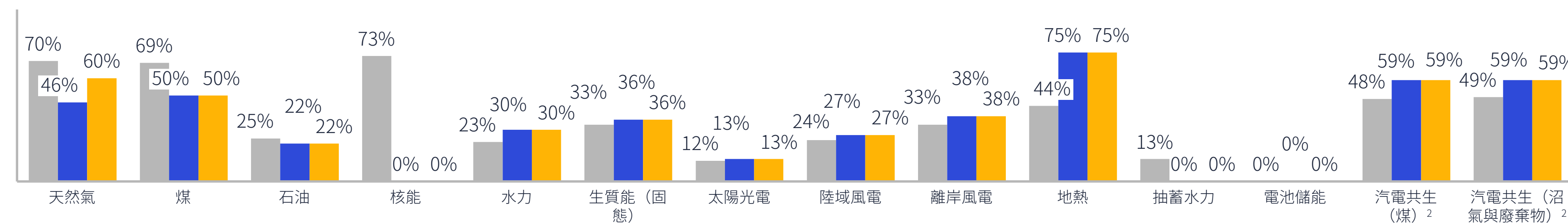
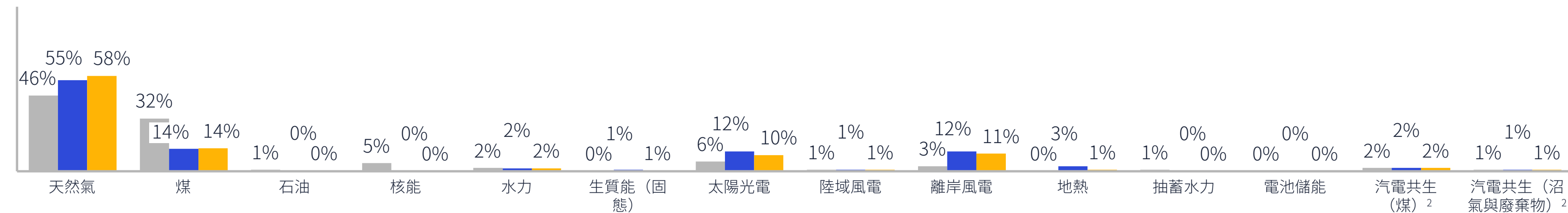
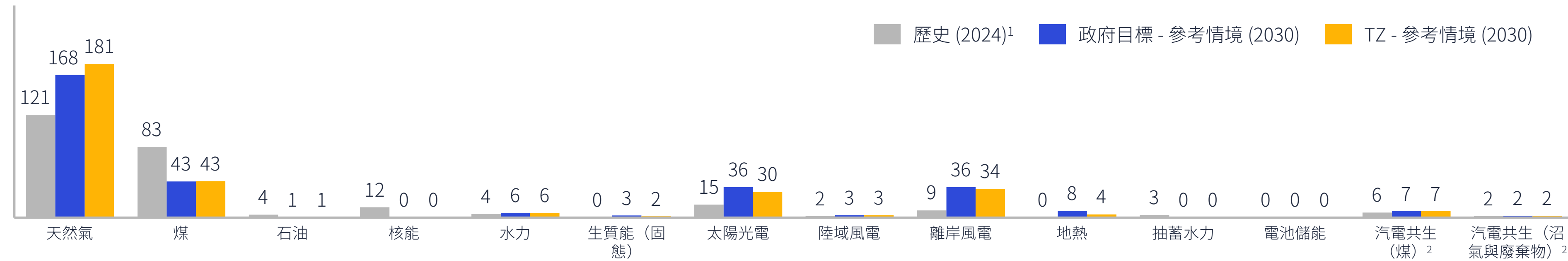
¹ 歷史資料來源為經濟部 E-STAT。由於本分析僅聚焦於主要用於電網併網發電的機組，我們排除了自備火力電廠。

² 鑒於其高度不確定性，我們採用最低預期可貢獻容量，而非裝置容量。

參考情景: 發電量結構

由於我們對政府可再生能源目標進行了保守調整，參考情境中的天然氣占比高於當前發電結構以及政府規劃推導的2030年情境

不同情境下各技術發電量 (TWh, 總發電量占比, 容量因素)



說明

- 為考量營運層面，例如停電與必須運轉條件，在政府規劃與我們的參考情境之中，我們對火力發電廠加上最大與最小年度使用量限制（沿用2024年校正資料）。
- 我們對太陽光電、水力發電、陸域風電及離岸風電等間歇性再生能源使用2022年單一氣候年曲線，同時對生質能與地熱發電套用年度使用率，反映其相對穩定的發電量模式。（請參閱輸入段落了解我們對氣候年選擇的說明。）
- 我們決定將汽電共生視為其他間歇性再生能源，並利用2022年作為氣候年建構專屬的全年逐時發電量曲線。
- 我們的參考情境指出，再生能源的比例將近翻倍，總發電量從13%提升至大約25%，但依然低於政府規劃情境中的約31%，主要因為我們對再生能源的建設速度的預估較為保守，反映出根據歷史表現的調整。同時，天然氣在兩個情境中都占了一半以上的總發電量。

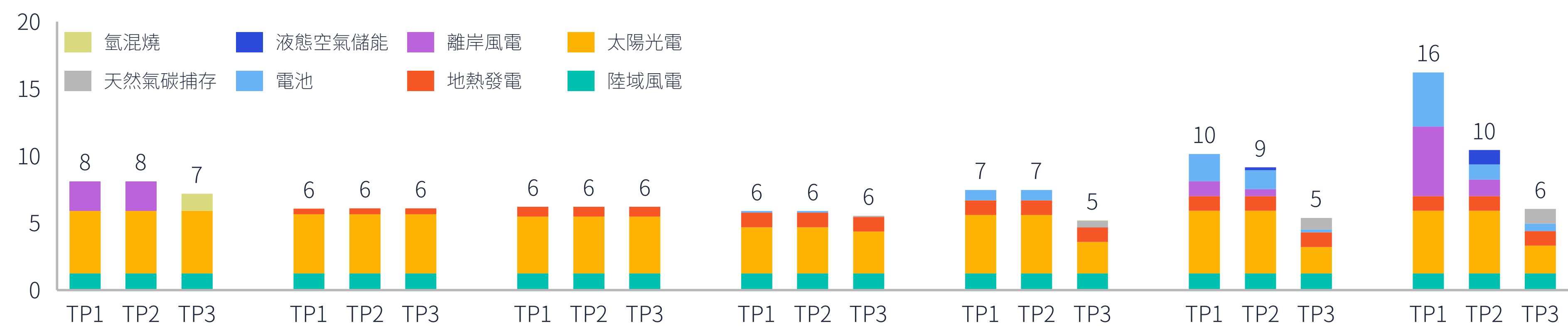
來源: TZ 模擬。

¹ 歷史資料來源為經濟部 E-STAT。由於本分析僅聚焦於主要用於電網併網發電的機組，我們排除了自備火力電廠。

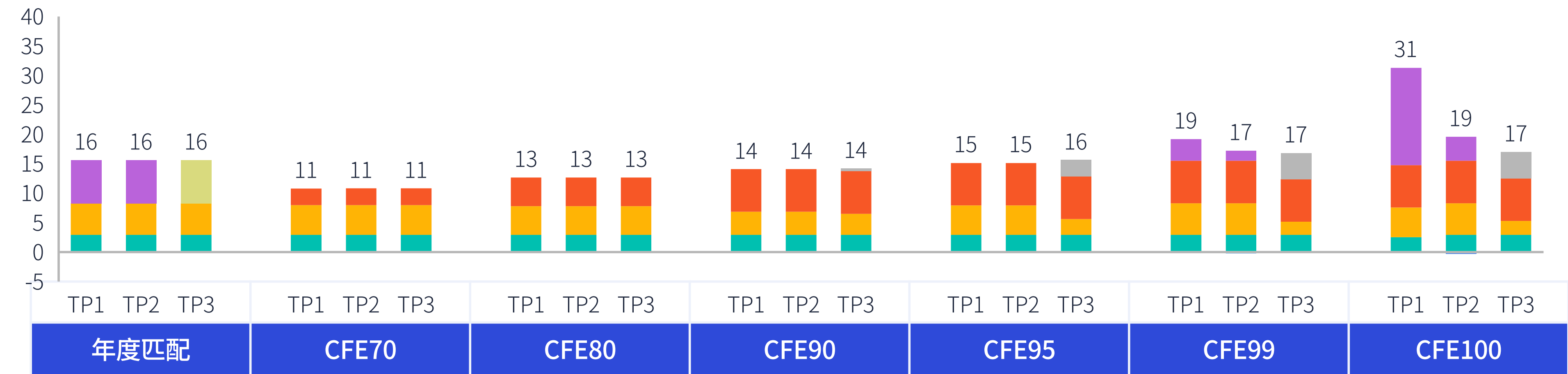
² 鑒於其高度不確定性，我們採用最低預期可貢獻容量，而非裝置容量。

若要提升至CFE 90以上，需要對太陽光電與電池容量的指數型擴充，而長期儲能與碳捕存可幫助緩解此需求

綠地建設：全國總量（GW）



綠地發電量：全國總量（TWh）

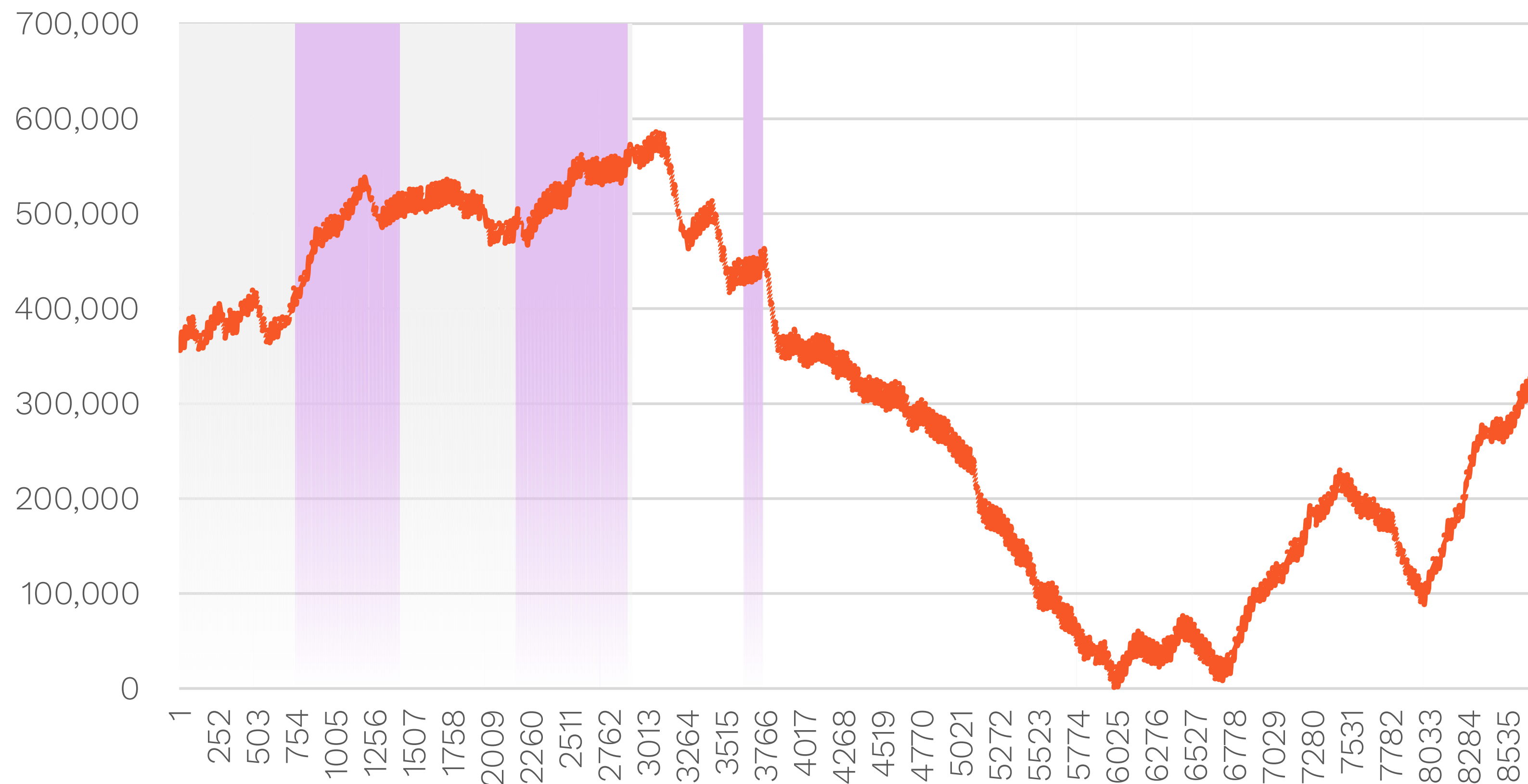


說明

- 雖然發電均化成本分析指出地熱發電（新台幣3.9元/kWh）比離岸風電（新台幣3.7元/kWh）昂貴，但其發電量曲線更可靠且不受氣候影響，可免去儲能需求，並且能有效地由棕地輸入來補足缺口，因此比起離岸風電，在逐時匹配機制中會強烈偏好地熱發電。在年度匹配中對天氣的依賴性較低，因此較偏好離岸風電技術。
- 在逐時匹配機制下，一旦CFE分數升高至超過90%，便會出現儲能，這時只靠棕地電網無法再提供足夠的CFE。同時，在其他所有再生能源選項都已達到最大建設限制時，離岸風電才會出現在兩種最嚴格的CFE情境。
- 由於液態空氣儲能（LAES）具備更長的儲能期間，在TP2中導入將可顯著縮減離岸風電與電池的建設。
- 在TP3中，天然氣碳捕存從CFE95開始進入組合，取代TP1對離岸風電＋電池的需求，或TP2對離岸風電＋液態空氣儲能的需求，凸顯可調度技術在避免過度建設方面的優勢。

液態空氣儲能可在早期吸收多餘能源並長期儲存，以因應季節性的需求高峰

台灣在CFE 100時，液態空氣儲能的逐時充電狀態 (MWh)

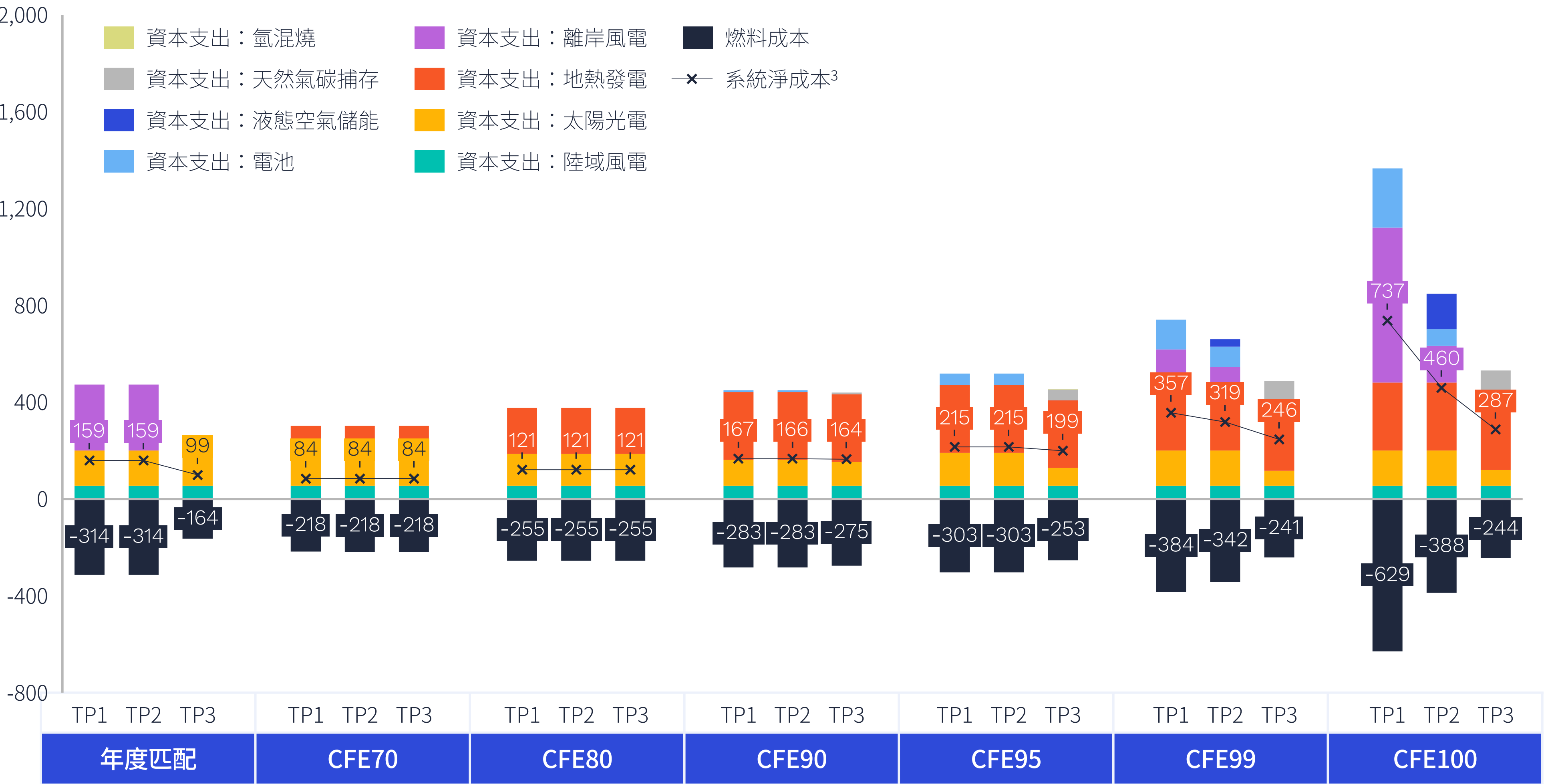


說明

- 在本專案中，我們假設有意達成 24/7 CFE 的資料中心，其消耗量曲線與其他消費者相似；但若兩者出現差異，則長期儲能的使用曲線可能會出現顯著變化。
- 除了以不同方式供電給綠地消費者外，儲能系統的運作模式也可能因與棕地交易的可能性而產生差異。

資本支出是成本的主要驅動因素，然而長期儲能與可調度發電量可大幅抵銷

系統整體成本和效益^{1,2}（新台幣億元）



說明

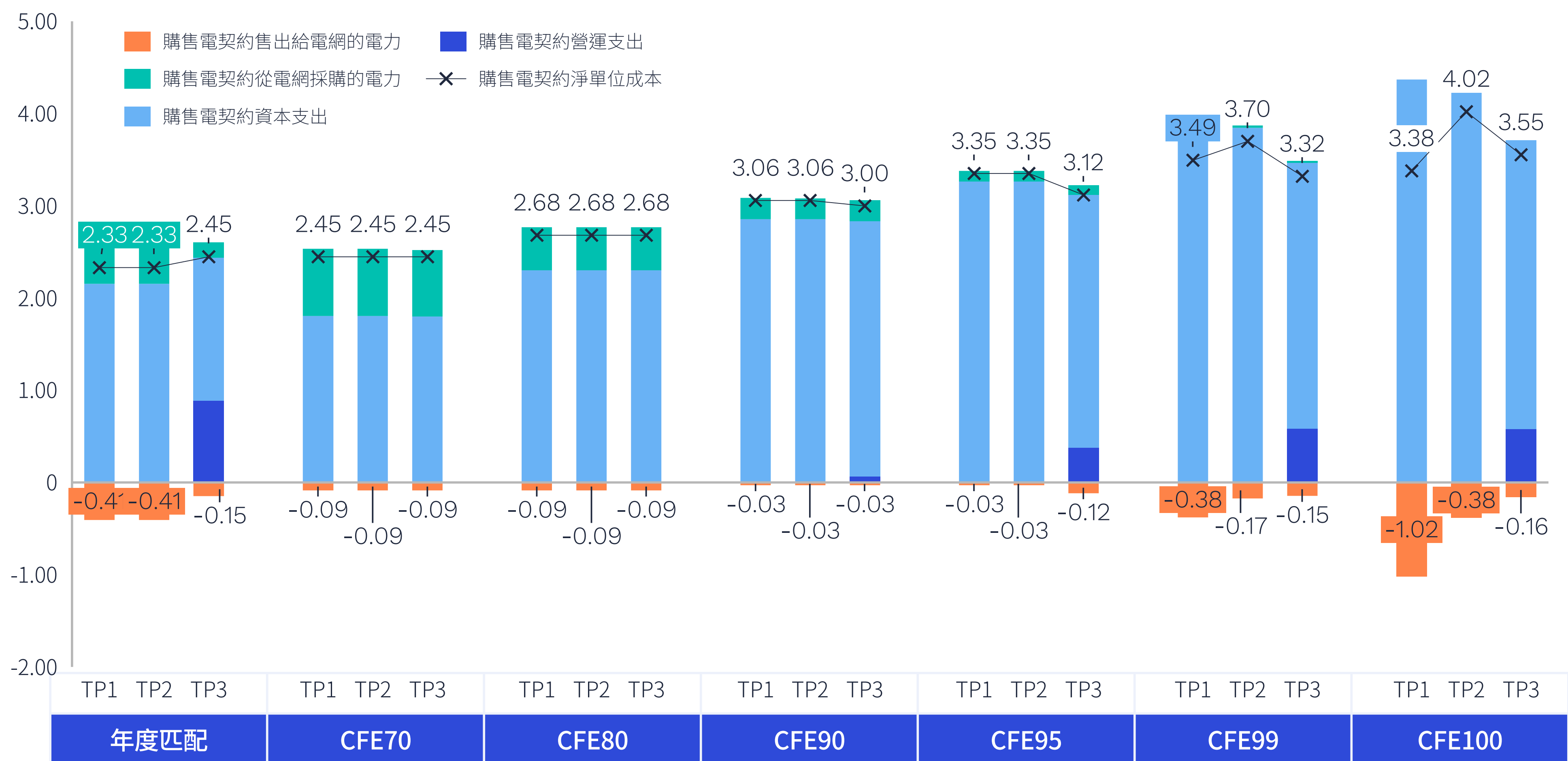
- 在TP1的成本上升尤其顯著，因為陸域風電、太陽光電與地熱發電已耗盡，必須建設容量足夠的昂貴離岸風電來克服夏季的低容量因數。由於可將過剩離岸風電發電量回售給電網，從而減少燃料消耗量，這些成本當中有一部分可以控制在淨系統水準，但因為需要符合尖峰需求且缺乏替代選項，導致TP1下的CFE100非常昂貴。
- 在最嚴苛的CFE分數之下，對於可調度技術的需求也會急遽上升：在TP1，僅僅是從CFE99提升至CFE100所需的額外儲能資本支出（大約新台幣121億元），就相當於原本達成CFE80所需的系統淨成本³。
- 跳脫傳統電池限制可降低資本支出。在TP2，由於額外採用液態空氣儲能，總資本支出與TP1相比減少了38%，從新台幣737億元下降到新台幣460億元，原因為儲能容量的改善能夠減少為了克服夏季低谷而過度建設離岸風電的需求。
- 而TP3相當於比TP1減少了61%的總資本支出，從新台幣737億元下降到新台幣287億元，原因為碳捕存完全免去對離岸風電與液態空氣儲能的需求，且大幅降低對於混合太陽光電電池系統的依賴。

來源：TZ建模。

¹包含整個系統的所有資本、營運與燃料支出，包括購售電契約資產。
²所顯示的資本支出數字以2023年實際貨幣基數表示，基於單獨資產的假設壽命按年度計算，之後折算為現值。
³系統淨成本由C&I消費者支付的資本支出與電網的燃料成本節省量加總計算得出。

隨著CFE分數上升，CFE消費者支付的成本也會上升，但其上升幅度低於容量擴建的成長幅度

購售電契約單位成本（新台幣/kWh）

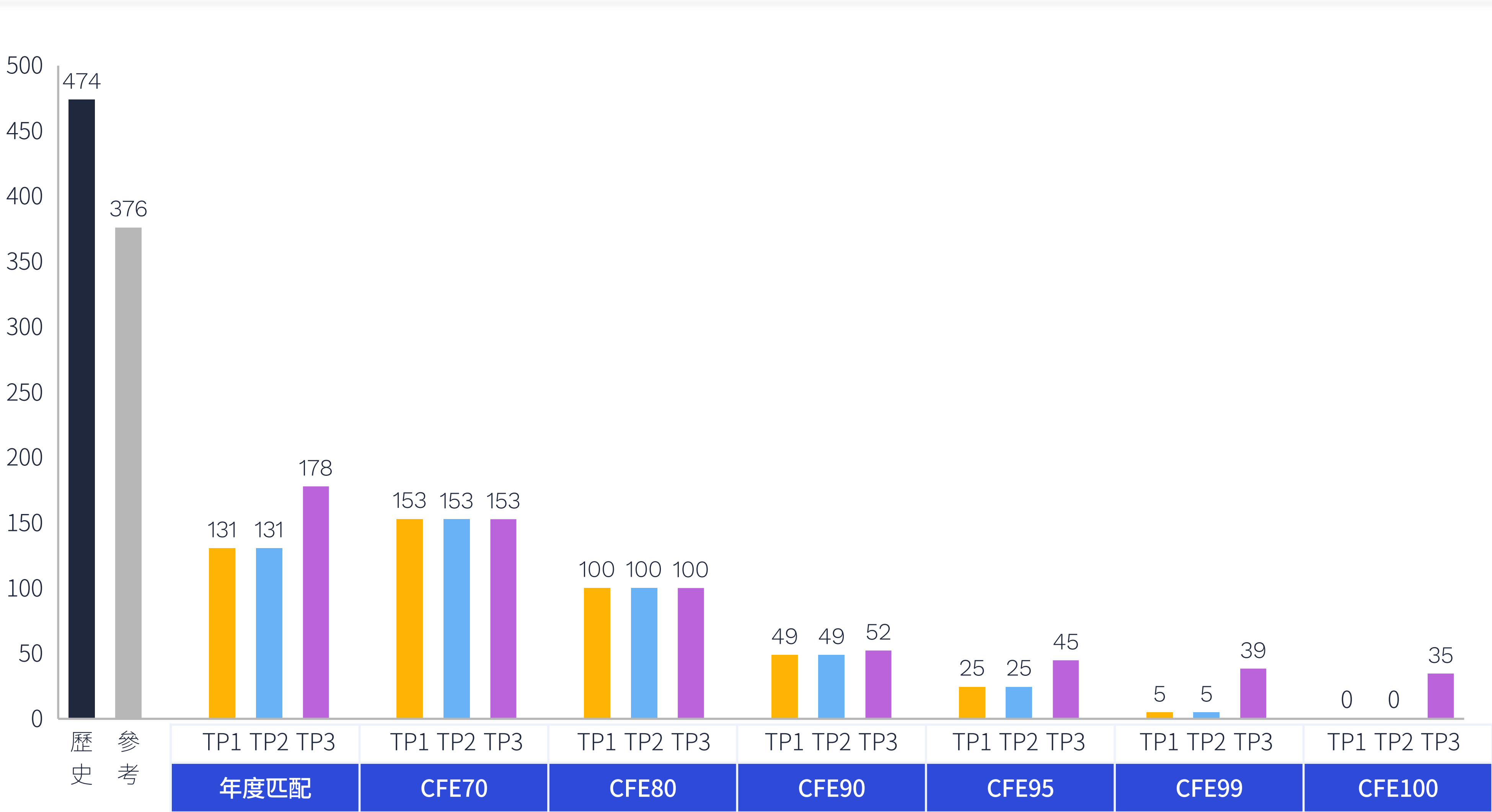


說明

- 雖然在TP1下，從CFE70轉變為CFE100時，全國總容量需求從6 GW上升到16 GW，增加為2.7倍，但購售電契約淨單位成本在技術組合1下只增加為1.4倍，也就是從新台幣2.45元/kWh上升到新台幣3.38元/kWh。
- 在TP2下增加液態空氣儲能會稍微提高成本上升幅度，因為雖然購售電契約資本支出與營運支出下降，但無法彌補購售電契約售出給電網的電力減少。技術組合2相當於上升為1.6倍，從新台幣2.45元/kWh上升到新台幣4.02元/kWh。
- 在TP3下會上升為1.5倍，從新台幣2.45元/kWh上升到新台幣3.55元/kWh。雖然TP3由於導入可調度技術且同時避免過度建設再生能源，承購商要支付的購售電契約資本支出最低，但現在他們需要支付碳捕存發電廠使用的燃料費用，而且購售電契約能售出給電網的電力較少，這些因素一同拉高了購售電契約淨單位成本，使其高於TP1，但依然低於TP2。

採購較高比例的CFE來供應C&I負擔可逐漸消除範疇二排放量

C&I電力消耗量的排放量強度（gCO₂e/kWh）

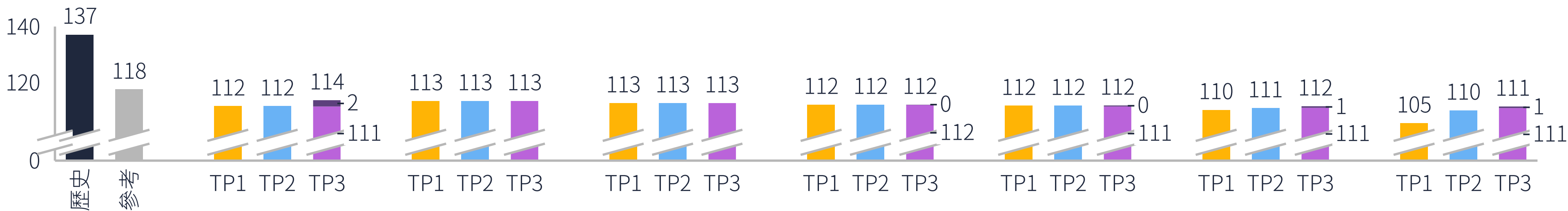


說明

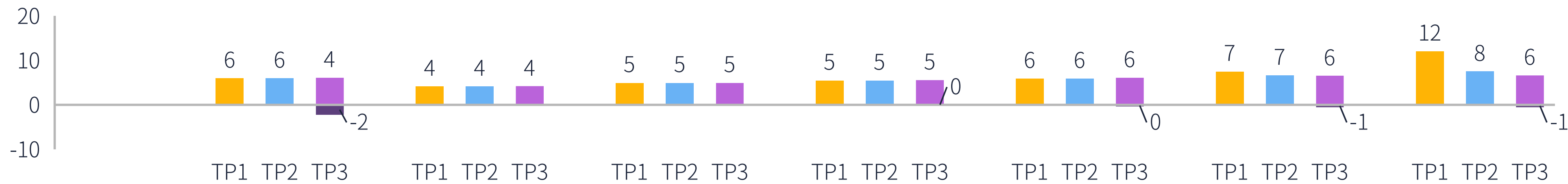
- 比起參考情境，無論參與何種匹配機制，皆能讓承購商減少一半以上的排放量強度。
- 在TP1與TP2的年度匹配的排放量強度低於CFE70（153 gCO₂e/kWh相比131 gCO₂e/kWh）。其原因為採用年度匹配時，目標依舊是供應100%的C&I負載，然而CFE70可能會更依賴向基於化石燃料的電網採購。
- 到了CFE80以上，逐時匹配的排放量強度便低於年度匹配。由於逐時要求越來越嚴格，排放強度穩定下降，並在CFE100達到零排放。
- 在TP3下，排放量強度實際上無法到達0，因為其採用混合化石燃料，當碳捕存系統發生洩漏時便會產生無可避免的排放量。

24/7 CFE對排放量的正面效益除了消除新負載對氣候的影響，還擴散至更廣泛的層面

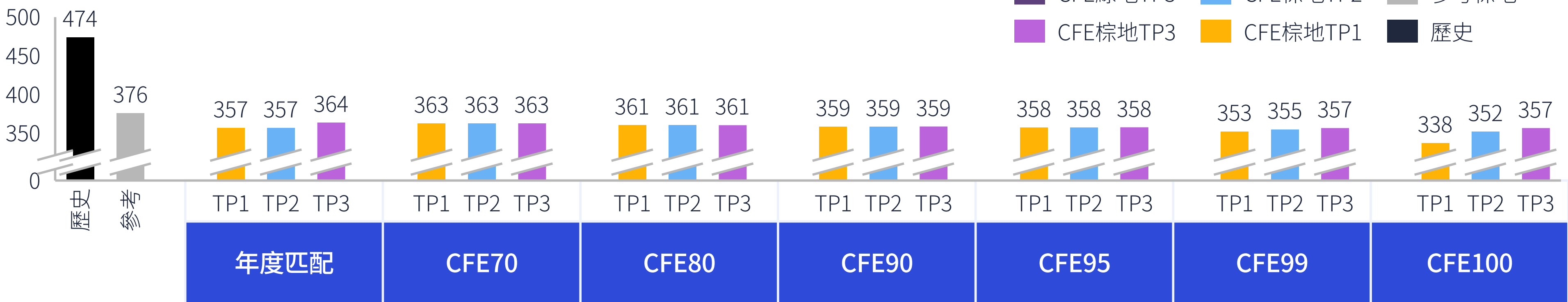
全國排放量 (MtCO₂e)



全國減排放量 (MtCO₂e)



全國排放量強度 (gCO₂e/kWh)

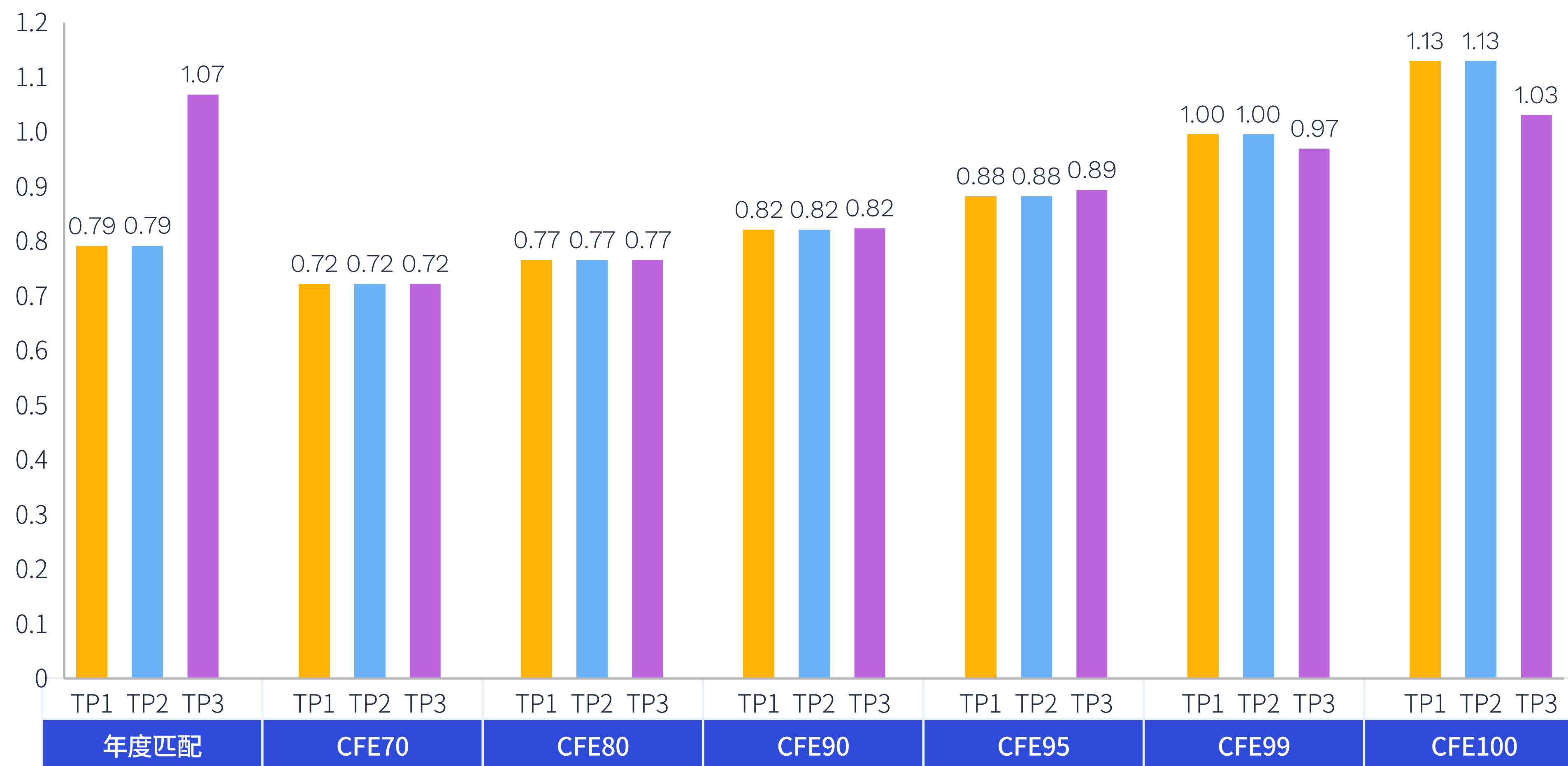


說明

- 對TP1而言，採用CFE70時對排放量的影響最低，因為此時C&I消費者主要仍依賴電網的電力，而電網仍由與參考情境相同的發電機供電。
- 隨著TP1的CFE分數上升，將過剩CFE發電量回售至棕地電網所造成的排放量影響，也進一步推升了對整體排放量的影響，因為其取代了棕地上的邊際化石燃料發電機。
- 在CFE100情境下對排放量的影響最大，因為若推動逐時匹配，為了供應在所有其他再生能源耗盡之後發生的夏季發電量低谷，將推動建設更多離岸風電容量；而這也導致產生更多過剩CFE發電量，並將其回售給電網。
- 比起技術組合1，技術組合2的全國減排量較少，因為長期儲能可在許多小時內吸收過剩CFE，稍後釋放給C&I消費者使用，而無須釋放給棕地消費者立即消耗。
- 技術組合3的減排放量比先前的組合更低，因為承購商現在需要直接負責洩漏的排放量，因而減少對排放量的影響。

隨著CFE分數增加的減排成本上升幅度相對緩慢，在各個技術組合中的上升情形一致，並且採用碳捕存可節省少量成本

減排成本由所有承購商共同負擔¹（新台幣萬元/tCO₂e）



- 在技術組合1，減排成本從CFE70到CFE100逐漸增加，其56%的成長大致符合系統成本變化（在相同區間內約為40%）。
- 比起TP1，在TP2導入液態空氣儲能會稍微降低CFE100的減排成本。雖然液態空氣儲能可減少TP1的再生能源過度建設，但也會降低能回售給常規電網的過剩CFE電量。此一收益下降會推升整體成本。
- TP3的容量組合中加入了碳捕存，其減排成本相比TP1與TP2下降了大約9%，從新台幣1.13元/tCO₂e到新台幣1.03元/tCO₂e。這表示，相比TP3中剩餘排放量進入系統而使我們觀察到的減排量下降，避免過度建設的效果要更為顯著。

來源：TZ建模。

¹碳減排成本由所有購售電契約的資本支出與營運支出除以全國系統減排量的tCO₂e計算得出。

結論

將 CFE 24/7 納入台灣的能源轉型進程

無碳電力能為系統與C&I消費者帶來效益

需要配套政策與明確的價格訊號來進一步鼓勵CFE採購

01

拓展至離岸風電與地熱發電領域為實現逐時匹配的重要關鍵。

由於陸域風電與太陽光電的潛力受到嚴重限制，我們的分析顯示地熱發電對於所有逐時匹配水準來說都非常重要，且需要採用離岸風電來達成最嚴格的逐時匹配目標。

台灣推動離岸風電的實績以及近期在地熱發電領域設定的目標，為逐時匹配建立穩固的基礎。然而，開發成本提高、供應鏈限制以及資源不確定性，對投資者來說會產生嚴重的執行風險。因此，未來政策框架必須專注為這些挑戰降低風險，並加強投資者的信心。

02

CFE80對消費者來說不只是更乾淨的能源，也比電價還要低，讓系統每年可以省下新台幣255億元及5 MtCO₂e。

C&I消費者達到80%逐時匹配所需要的單位成本，低於過去六年來所觀察到的歷史最低平均電價，同時能減去近乎75%範疇二排放量。其每年在全國範圍節省的系統整體燃料費用價值將近新台幣255億元。

由於台灣已採用15分鐘間隔匹配機制，因此僅需要對系統進行實施逐時匹配所需的微幅調整。然而，目前有個阻礙是電池被排除在T-REC匹配機制之外，讓C&I消費者難以完全投入逐時CFE80的目標。

03

擴展技術組合之後，即使在CFE100也可以讓再生能源建設規模落在可實現範圍內。

如果C&I消費者在五年內加速太陽光電與地熱發電的部署，充分釋放台灣陸域風電場址潛力，並推動離岸風電發展超越目前成長軌跡，便有機會實現在TP1之下的CFE100。納入長期儲能或創新型火力發電技術可大幅降低再生能源建設規模。

天然氣碳捕存在這方面的表現比液態空氣儲能及其他混燒選項優異，可讓再生能源總建設減少一半以上。然而，其減排放量較低，且最終績效對假設條件非常敏感。在制定碳捕存相關政策時，應考量這些挑戰。

敏感度分析

採用替代性假設時，結果會有何變化？

技術風險1：地熱發電

在高容量因數下調度地熱發電的能力，將完全重塑在逐時匹配情境下的容量組合

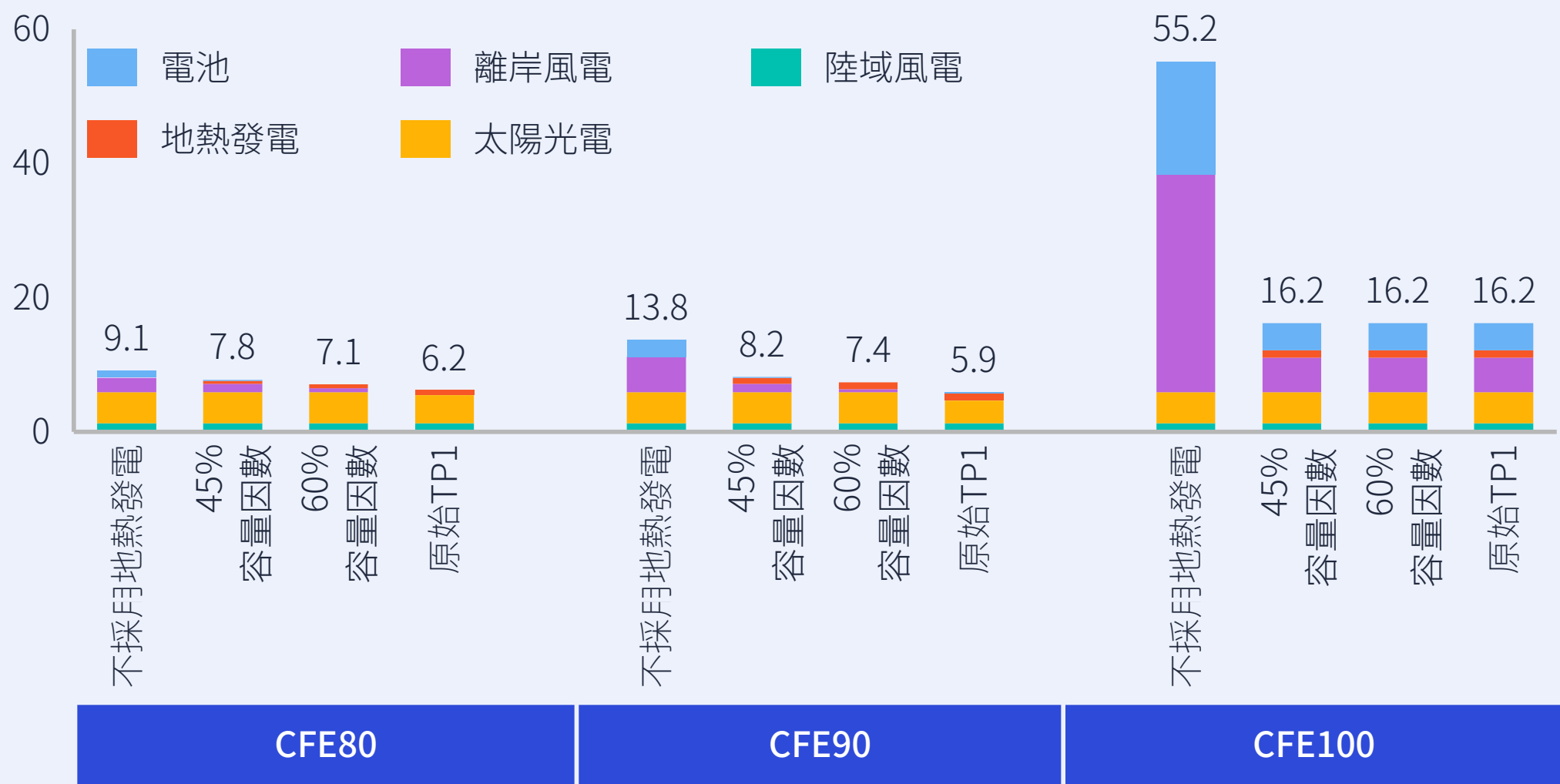
- 採用地熱發電可幫助避免在CFE100的離岸風電急遽擴大建設。**在評估地熱發電貢獻的敏感度測試中，我們決定將它從技術組合1（TP1）排除，同時移除離岸風電建設限制以維持模型可行性。結果顯示，若不採用地熱發電，要達到CFE100必須讓離岸風電容量增加為四倍以上，並讓電池容量增加為超過六倍。同樣地，在較低的CFE分數下，排除地熱發電不僅會迫使太陽光電到達建設限制以縮減差距，也會促使建設先前並未開發的離岸風電（沒有地熱發電時為2.2至5.3 GW），並增加電池使用量（原始TP1為0至124 MW，沒有地熱發電時為1,032至2,555 MW）。
- 在較低的CFE分數下，離岸風電與地熱發電為直接競爭關係。**除了TP1的排除測試，我們也將地熱發電的容量因數從TP1中假設的75%以每次15個百分點遞減下降到45%，並保持相同的建設限制。在CFE100，容量組合保持不變，表示即使地熱發電容量因數下降至45%，系統依然有足夠的CFE發電量與儲能來符合需求。而當CFE分數較低時，情況發生變化：一旦容量因數下降到60%，地熱發電使用量便減少，且離岸風電會填補此落差。這表示當容量因數大於60%閾值時，地熱發電的競爭力遠大於離岸風電。
- 若未投資地熱發電，購售電契約承購商在最高水準的CFE下會面臨將近五倍高的單位成本，徹底喪失對電價的成本競爭力。**在CFE100發生顯著的過度建設，但在購售電契約售出給電網的電力方面並未觀察到預期的成長。其原因為模型中套用了最大售電限制，該限制設定為100%C&I負載，十分寬鬆，迫使購售電契約資產限縮超出上限的剩餘CFE，因此無法抵銷其高額資本支出。
- 地熱發電的年度使用率對購售電契約單位成本有反向影響。**當容量因數下降時，購售電契約成本會上升，其原因為所安裝的每MW容量每年產生的CFE較少，因此會降低經濟價值。換句話說，消費者需要支付更多費用來購買每kWh發電量。

¹由於原始TP1即使在75%容量因數也未出現地熱發電，因此我們將年度匹配情境從本次討論排除。
²所顯示的資本支出數字以2023年實際貨幣基數表示，基於單獨資產的假設壽命按年度計算，之後折算為現值。

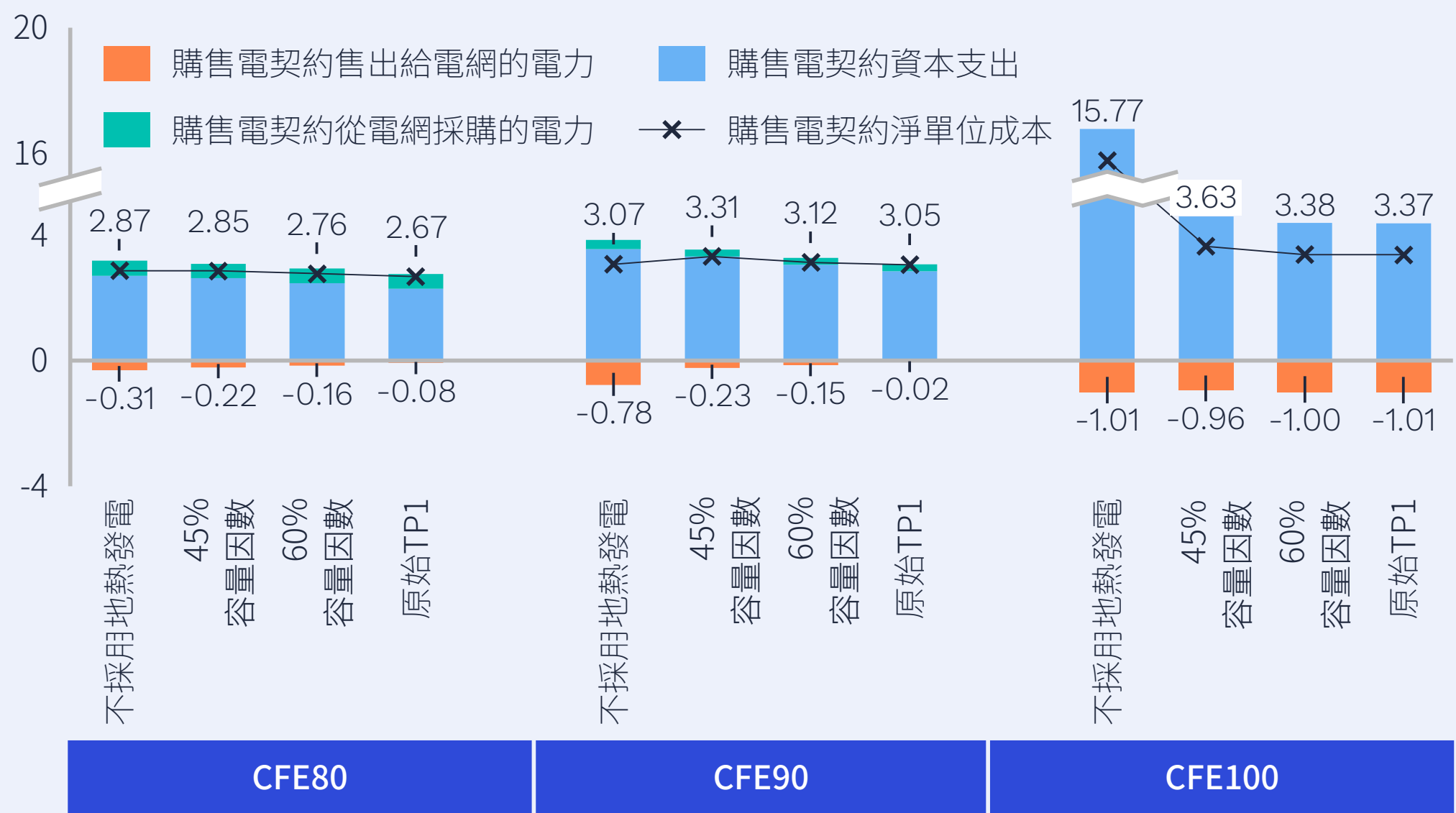
來源：TZ建模。

地熱發電與離岸風電使用量（GW）

預測容量對假設較敏感……



購售電契約單位成本（新台幣/kWh）



技術風險2：離岸風電

離岸風電低谷與台灣夏季尖峰需求間無法匹配，導致CFE100的擴充需求上升

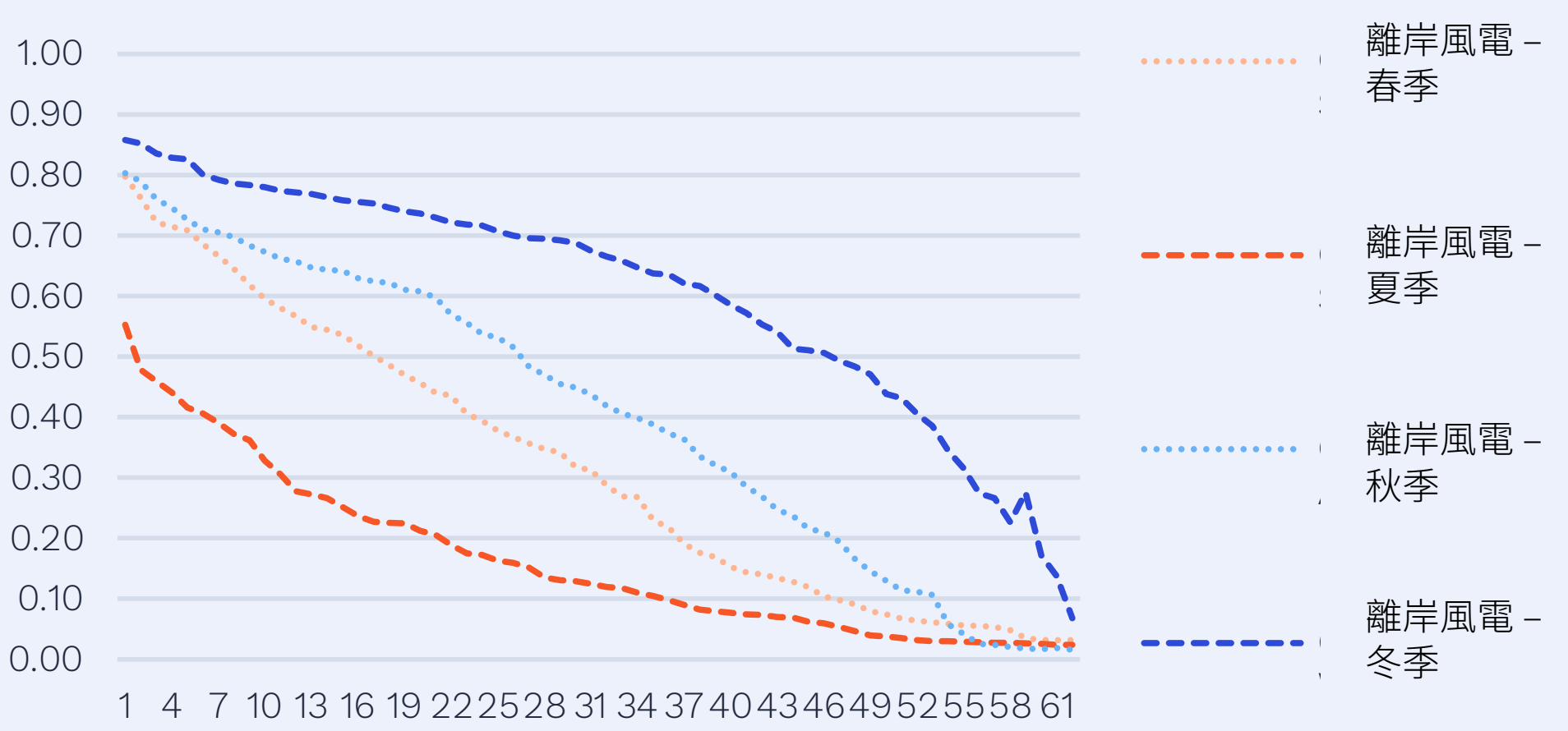
- 季節性變動會在最高CFE分數下驅動指數型擴充。**在TP1，若要從CFE99提高到CFE100，需要對購售電契約容量組合進行實質上的過度建設，從10.1 GW增加到16.3 GW，另外光是為了讓最後幾小時脫碳，就需要增加4.1 GW的離岸風電（在CFE99為1.1 GW）和2.0 GW的電池（在CFE99為2.0 GW）。此過度建設的主要原因為離岸風電在台灣有明顯的季節性變動。當其他所有技術都已經達到最高限制時，離岸風電是彌補再生能源低谷時段的唯一選項。若將離岸風電的12小時¹容量因數進行平均，並依照每個季節的代表平均月分將結果區間以降序排列，可顯示離岸風電的輸出尖峰在冬天，到了夏天則大幅下降，而夏天正是台灣電力需求最高的時段。這種無法匹配的情況將迫使系統過度建設離岸風電與電池，以供應這些時段的用電（儘管成本十分昂貴）。由於從碳排放密集電網採購電力無法彌補其發電量缺口，而電池的儲能期間僅有6小時，降低了充電效果，因此必須這樣做。然而，上一張投影片呈現的影響規模可能會隨著氣候年選擇而改變。
- 在TP2，長期儲能可避免離岸風電與電池過度建設。**液態空氣儲能的運作時間更長，在高發電量期間能夠儲存剩餘CFE，並更有效地進行時間轉移以因應離岸風電低谷，即使在CFE100也能實現。相較於TP1，增加1.1 GW的液態空氣儲能會讓離岸風電容量下降76%，從TP1的5.1 GW減少到僅1.2 GW，只比TP1中的CFE99高100 MW。此外，液態空氣儲能實際上也將CFE99所需的電池容量從2.0 GW降低到僅1.1 GW。

¹選擇的區間範圍超過6小時電池系統的儲能期間。

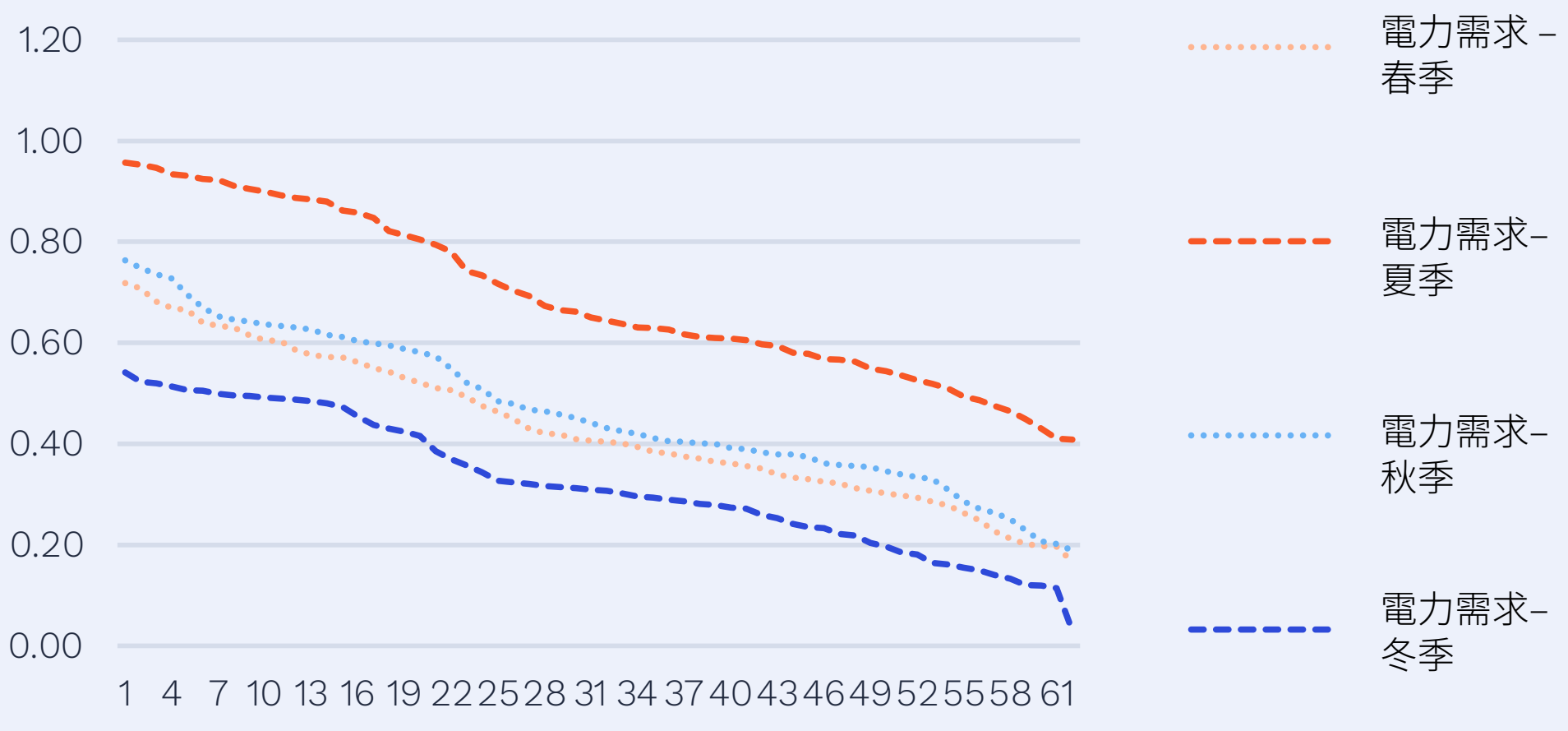
來源：TZ建模。

經過排序的離岸風電容量因數與標準化需求，以12小時區間¹進行平均

離岸風電在夏天會經歷季節性低谷……



……導致無法匹配台灣電力需求尖峰時期



技術風險3：碳捕存

我們的碳捕存敏感度分析顯示，在CFE100情境下，有許多變數可能會完全改變其效用

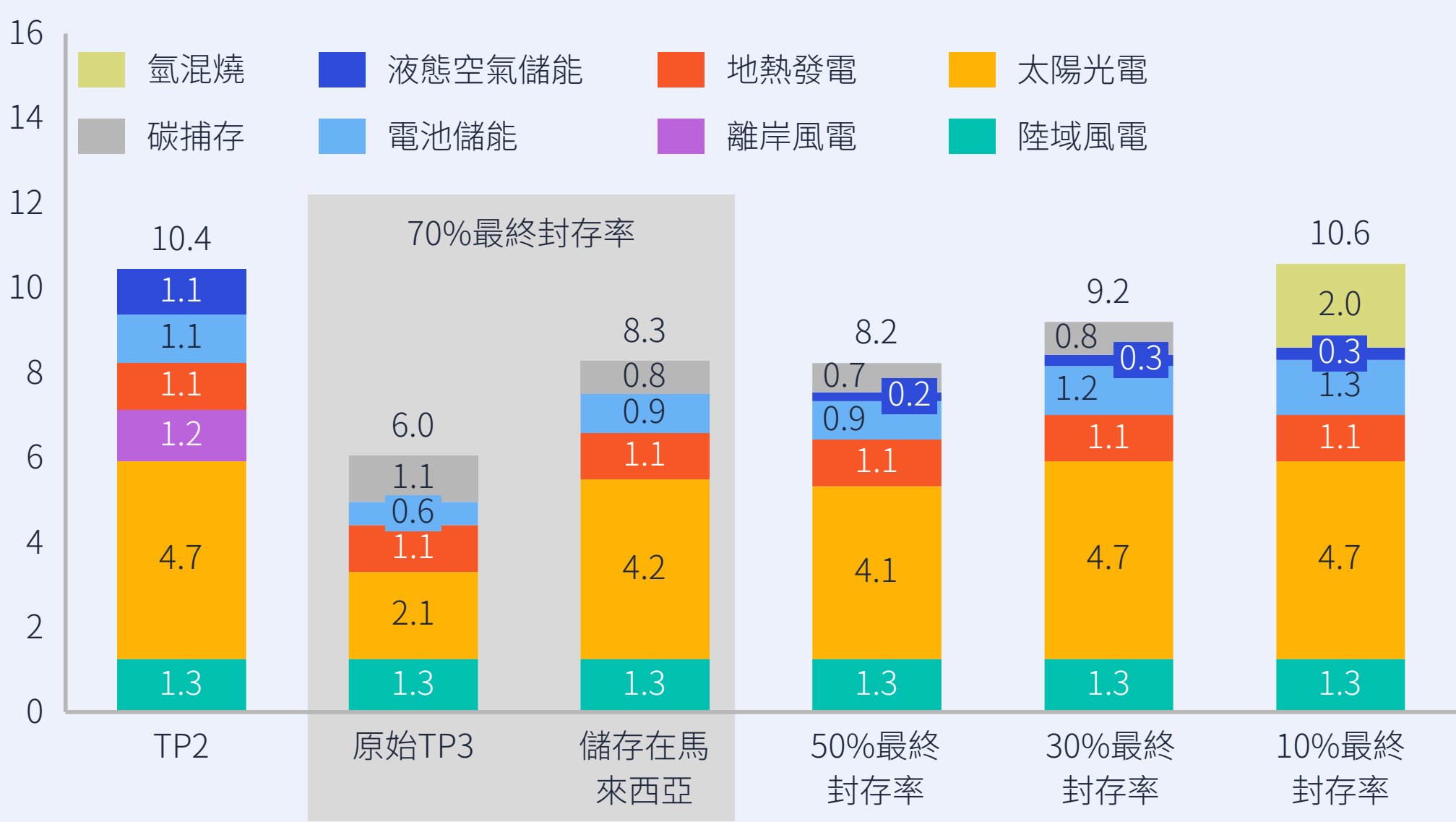
- 碳捕存使用量對兩種變數特別敏感：最終封存率¹，以及儲存與運輸成本。**我們依據標準TP3假設進行了敏感度分析：由發電產生的所有二氧化碳的70%被永久儲存在地底，儲存地點在台灣海峽，與所有潛在碳捕存發電廠場址的平均距離大約是100至200公里。²
- 即使最終封存率僅為30%，碳捕存仍優先於離岸風電。**較低的捕捉率會削減碳捕存的成本競爭力，因為在逐時匹配下每MWh能提供的淨CFE較少。為了彌補捕捉率的下降，太陽光電與儲能使用率會反向上升。當捕捉率從70%降到50%時，太陽光電容量幾乎翻倍，從2.1 GW上升到4.1 GW，且當捕捉率進一步下降到30%時，還將到達建設限制。當組合裡採用越多再生能源，儲能裝置也會隨之擴充；一旦捕捉率下降到50%，首先會擴充電池，再來是液態空氣儲能。
- 只有當最終封存率超過10%時才採用碳捕存。**若低於此閾值，碳捕存便失去成本競爭力，使用量變為零。當碳捕存捕捉率達到與氫混燒混合比率相同的水準，氫混燒就會完全取代碳捕存。這表示若採用我們假設的1:9氫氣與天然氣混合能源，混燒產生的CFE會比碳捕存更具成本效益。
- 我們的敏感度分析顯示，即使將二氧化碳儲存在台灣以外的地點，碳捕存也依舊能發揮其作用。**我們決定探索在當地不具備儲存設施的條件下，建設碳捕捉設施會發生什麼情形。此處我們參考在馬來西亞的碳儲存（對應馬來西亞與日本政府簽署的合作備忘錄）。其結果為從台灣中部至砂拉越民都魯平均2,500公里的運輸距離。在這些條件下，儘管相較於原本的TP3容量下降了27%，碳捕存依舊有足夠競爭力能繼續建設。太陽光電與電池會填補失去的容量。
- 若必須與可調度的CFE來源競爭，那麼離岸風電便不具吸引力。**即使在30%的最終封存率下，模型依然維持大約0.8 GW的碳捕存且未採用離岸風電，表示調度較容易洩漏的碳捕存仍然比投資離岸風電便宜。即使以氫混燒取代碳捕存，由離岸風電產生的CFE依然太昂貴且不可靠，因此不適合納入考量。如果採用不同氣候年的話，此結果有可能會改變。
- 相較於TP2，採用碳捕存的系統整體減排放量降低了。**由於碳捕存擴充使得再生能源容量減少，降低了過剩再生能源發電量，因此常規電網中的火力發電廠運作受到的影響較少。另外，此處假設碳捕存會發生洩漏，所以隨著碳捕存使用量越多，購售電契約發電廠本身就會變成排放源，其排放量隨著碳捕存使用率成正比增加。

¹定義為燃料燃燒所產生的二氧化碳的捕捉率，乘上所捕捉的二氧化碳的封存率。

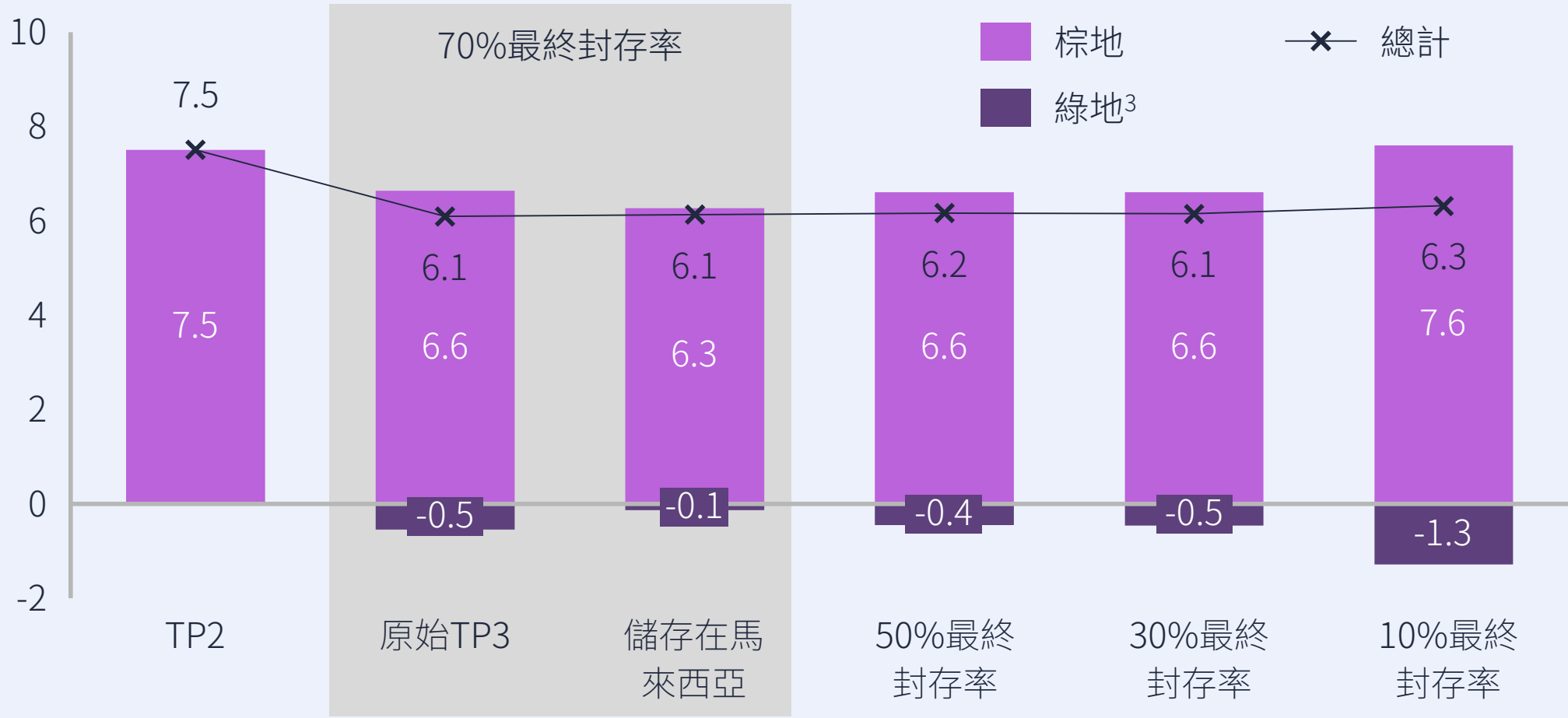
²目前唯一的碳捕存測試地點位於台中（中部沿海地區）。其位置靠近海岸，因此管線可到達，且重點是未來所有可望轉型的天然氣火力發電廠也都位於沿海地區，能夠提升連接碳捕存管線基礎設施的可行性。

³綠地排放量代表利用創新型火力技術時洩漏的排放量。

碳捕存與液態空氣儲能使用量（GW）
預測容量對假設較敏感……



全國排放量影響（MtCO₂e）
……且洩漏會使排放量影響發生變化



來源：TZ建模。

敏感度設定摘要

我們利用範圍最廣的技術組合作為基準情境，進一步檢驗不確定性最高的三種關鍵輸入假設條件。

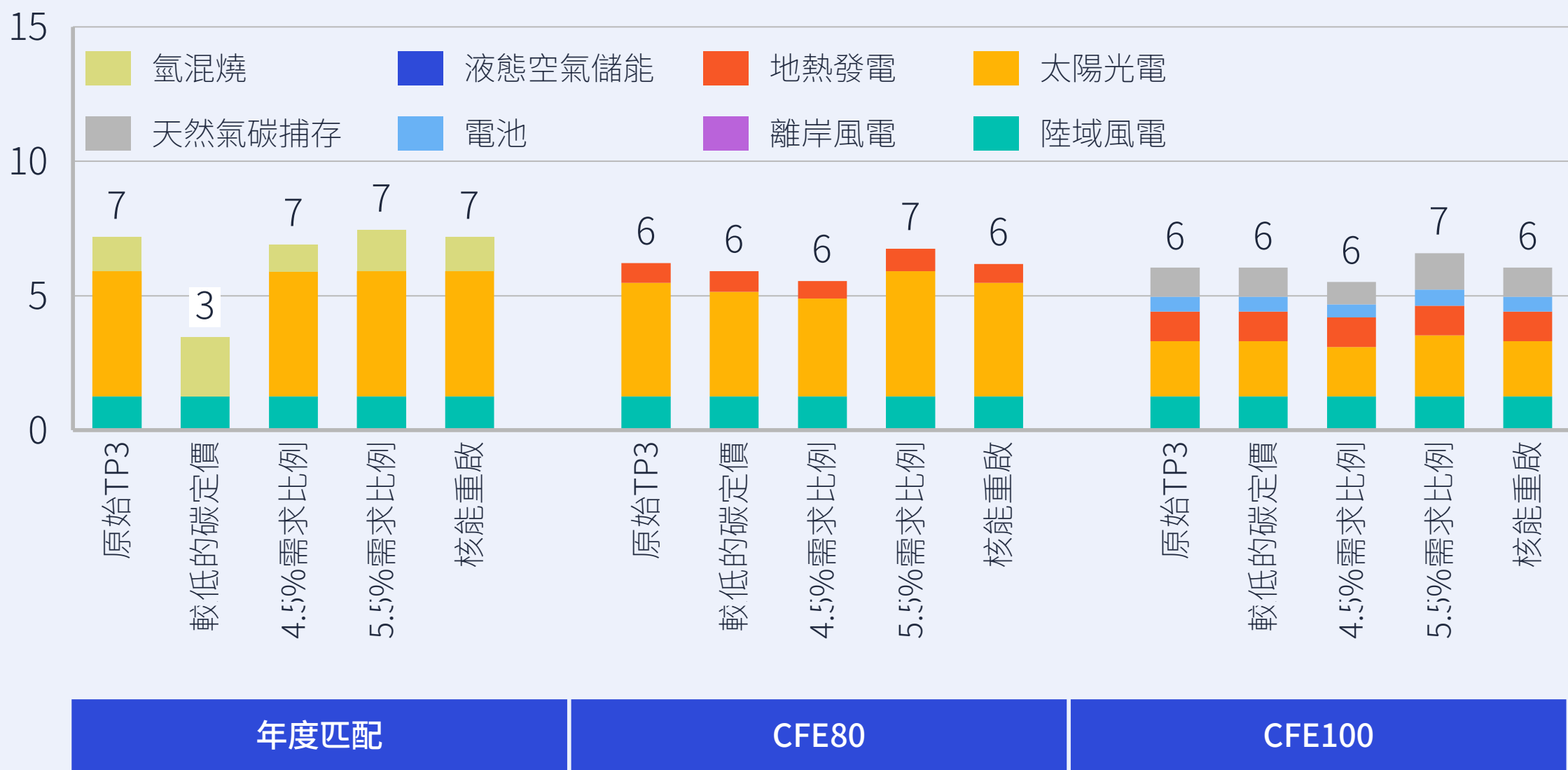
情境	定義
核能重啟	根據最近關於核三廠重啟可能性的公開備忘錄，我們初步假設它能成功重啟，而在我們的2030年棕地容量組合納入對應的核能容量1905 MW。
C&I需求比例	由於多位台灣當地專家對於不同需求水準造成的影響有興趣，為因應這點，我們進行兩項敏感度分析，分別假設2030年C&I電力需求比我們的原始基線輸入高10%以及低10%。
碳定價	我們初步假設從2025年至2030年的碳定價會停滯在新台幣300元（9美元），而不像我們的基準案例中攀升到新台幣1,200元，其為台灣政府提出的2030年範圍：新台幣1,200元至1,800元（37美元至56美元）的下限。

評估輸入與假設風險（1/2）

我們在TP3測試一些最具爭議的輸入及假設，將其對模型結果的影響量化

- 較低的碳定價將提升創新型火力發電機的成本競爭力。**在基準案例中，我們依據台灣政府的提案，將碳定價逐步從2025年的新台幣300元提高至2030年的下限新台幣1,200元。然而，如果價格到2030年都保持平穩，在年度匹配與CFE80下的再生能源容量會大幅縮減。在年度匹配下，太陽光電完全被更具成本競爭力的氫氣與天然氣混燒給取代。其原因為降低碳定價會減少天然氣與氫氣混燒成本，因此在敏感度分析中，如果在我們的常規TP3情境下，將所有用來建設太陽光電的資金改用於擴充混燒容量，則可提高42%容量且成本較便宜。然而改變容量組合的代價是減排量下降。在CFE80，太陽光電使用量稍微下降8%，同時地熱發電則擴充大約3%。其原因為在碳定價較低時，調度煤的成本比天然氣便宜，使得重度仰賴煤的棕地的彈性下降而無法容納這麼多回售的電力，因此減少綠地回售機會。相較之下，在CFE100沒有觀察到明顯變化。
- 需求敏感度指出，C&I需求比例的變化會改變整體容量組合，且不同的匹配機制會產生不同影響。**採用年度匹配時供電可靠度的重要性較低，因此C&I需求的變化只會影響天然氣與氫氣混燒，也就是成本競爭力最低的技術。然而在逐時匹配機制下，系統調整容量時會衡量成本與可靠度。因此除了可靠度最低的太陽光電以外，地熱發電也會在CFE80受到影響，而碳捕存會在CFE100受到影響。系統整體排放量便隨著C&I需求的變化成比例增加或減少。
- 在核能重啟敏感度案例中，在結果並未觀察到顯著影響。**在CFE80，地熱發電裝置量稍微下降大約6%，從741 MW降到699 MW，其原因為重啟核能會略微提升棕地CFE分數，讓綠地能從棕地採購更多電力。當系統朝CFE100發展時影響即消失，這是由於存在未減排火力發電機，因此不允許從棕地採購電力。如同先前預期，原始TP3與年度匹配情況下的核能重啟案例間並無差別，而缺少逐時限制表示模型並不會針對電網採購進行最佳化。

涵蓋至2030年的建設（GW）



全國排放量影響（MtCO₂e）



¹綠地排放量代表利用創新型火力技術時洩漏的排放量。

來源：TZ建模。

評估輸入與假設風險（2/2）

碳定價波動可能會重塑調度經濟性並改變整體成本結構

- 較低的碳定價會抬高系統總成本。**如果碳定價到2030年都保持平穩，年度匹配會讓投資從太陽光電轉移到天然氣與氫混燒。其容量因數較高，所以資本支出跟原始TP3相比減少了38%。然而系統中的再生能源較少，代表能從綠地銷售的CFE較少，從而降低取代邊際棕地發電機的機會。如此一來會降低燃料成本節省量，使得系統淨成本高於原始TP3。在逐時匹配機制下，再生能源仍為技術組合的重要部分，但較低的碳定價會讓棕地裡的火力發電邊際成本下降。結果降低了由剩餘CFE銷售帶來的燃料節省量，同時重大資本支出依舊需要符合逐時匹配目標，因此推升了系統淨成本。
- 參與的C&I需求比例變化對成本結構的影響最大。**C&I需求變化讓系統總成本朝預期的方向發展。雖然購售電契約回售給棕地的電力增加，節省下來的燃料成本抵銷了部分額外投資，但效果仍有限（反之亦然）。在此觀察到的模式亦可套用在年度匹配與CFE80的購售電契約單位成本。然而在CFE100，與購售電契約單位成本間的關係發生反轉：需求提高會降低單位成本，而需求下降會提升單位成本。其原因為CFE100時系統必須大量過度建設來因應最後的再生能源低谷時段，因此產生高額的固定成本。當需求上升時，成本會分散在更多消耗量上，導致平均購售電契約單位成本下降；然而當需求下降時，相同的負擔會集中在更少kWh上而拉高成本。
- 核能重啟對於整體系統成本或購售電契約單位成本幾乎沒有影響。**在100%逐時匹配影響為零，因為不允許進行電網採購。在年度匹配下亦可忽略影響，因為年度限制較寬鬆，不需要進行逐時平衡，模型並不會針對電網採購進行最佳化。

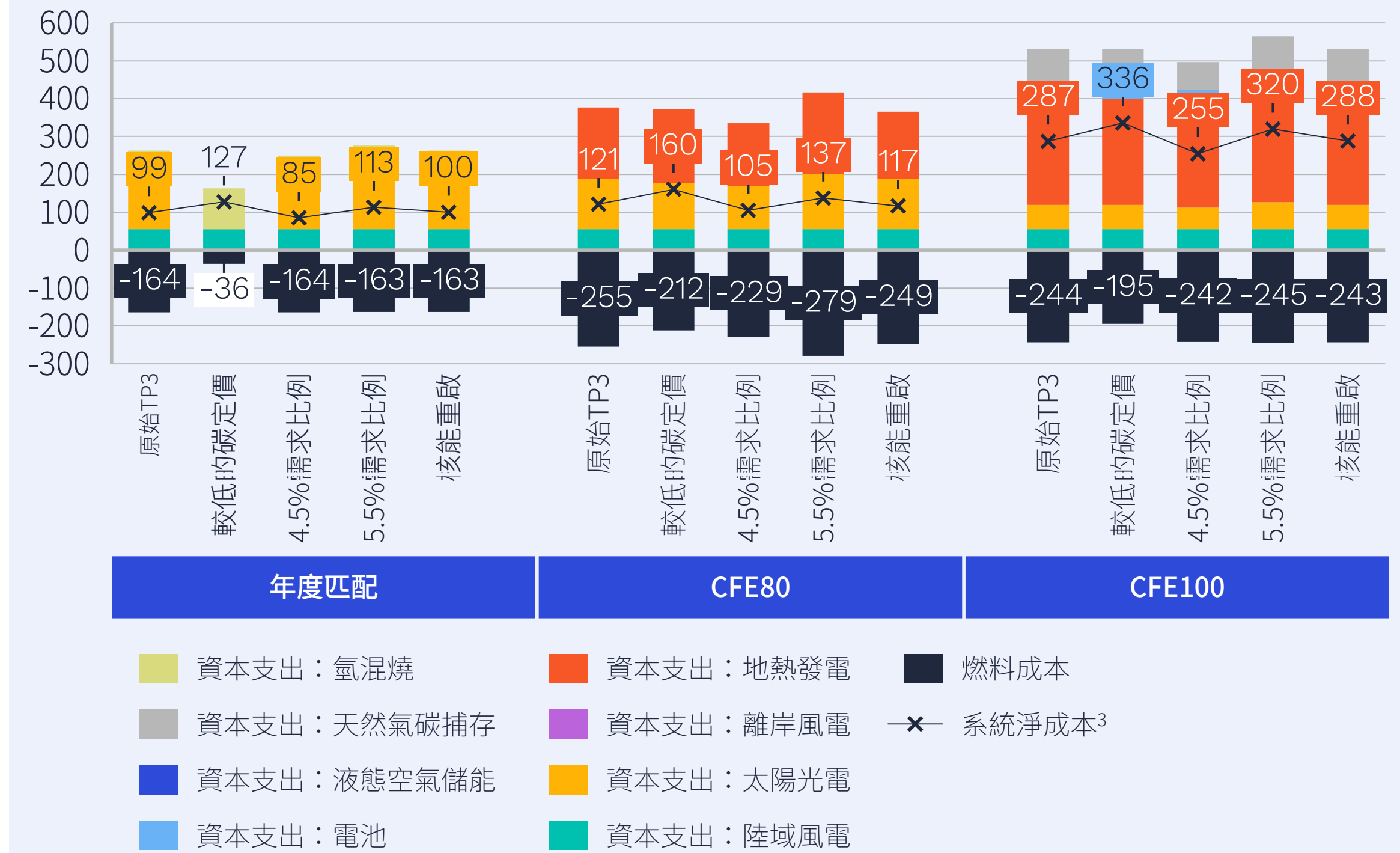
¹包含整個系統的所有資本、營運與燃料支出，實際貨幣基數表示，基於單獨資產的假設壽命按年度計算，之後折算為現值。

³系統淨成本由C&I消費者支付的資本支出與電網的燃料成本節省包括購售電契約資產。

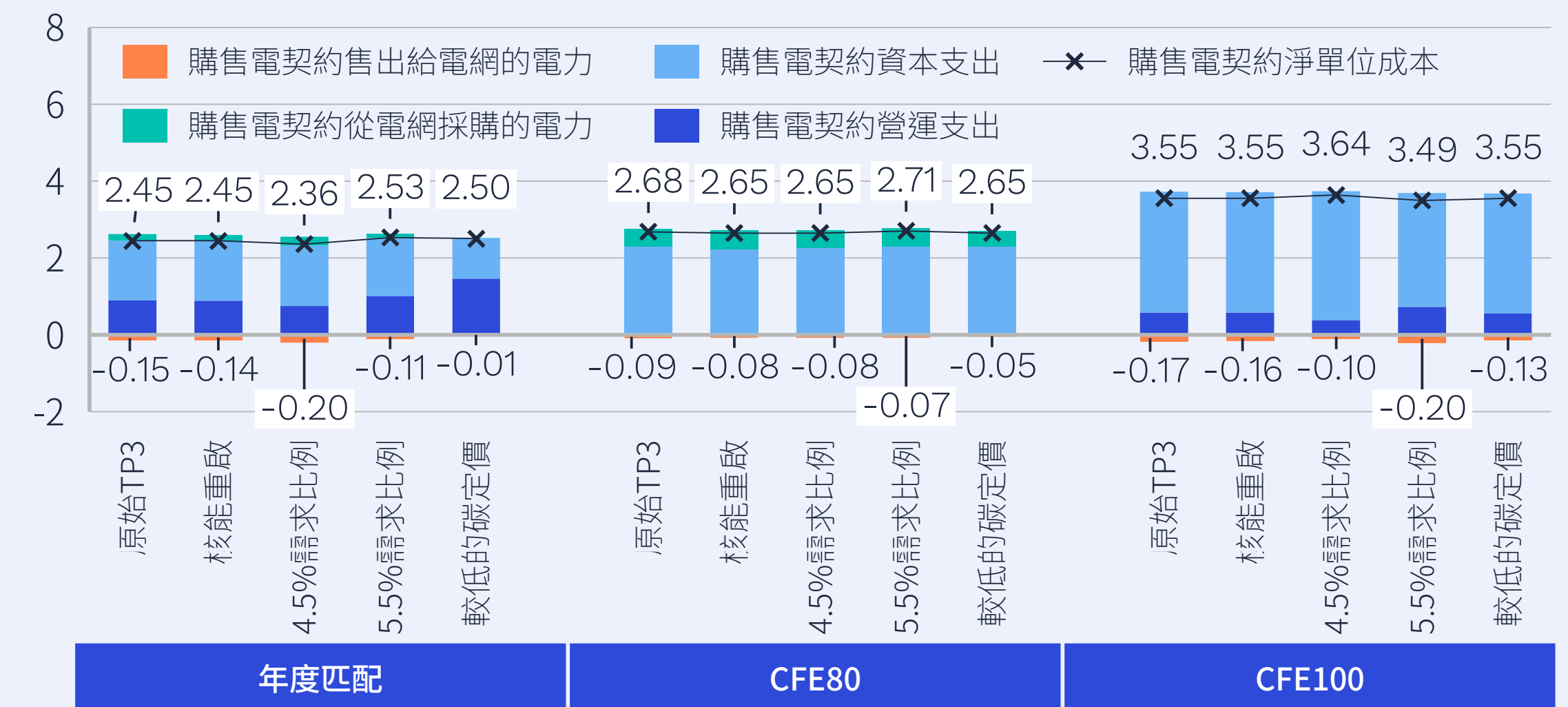
²所顯示的資本支出數字以2023年量加總計算得出。

來源：TZ建模。

系統整體成本和效益^{1,2}（新台幣億元）



購售電契約單位成本（新台幣/kWh）



附件

進一步的資訊、數據與假設說明

用語集（1/2）

用語	定義
棕地發電機	我們參考情境的基礎由總CFE與非CFE容量組合構成，涵蓋至2030年為止應滿足的整體電力需求。該組合係現有容量與新建裝置混合而成，用以因應需求變化、現有發電廠退役，以及重啟閒置發電廠
棕地採購	當區域內已簽約的綠地發電機無法滿足CFE需求時，C&I消費者可從相同電網區域內的棕地發電機採購CFE
C&I	商業與工業
CFE	無碳電力，包含再生能源、核能、創新型火力發電廠的零碳排放部分，以及從儲能技術釋出的電力（其充電用的發電量僅限來自於上述類型）
消費者CFE分數	從綠地與棕地兩者採購的電力中，逐時計算其在消費者總電力消耗量中的CFE占比
電網CFE分數	單一電網區域內，棕地總發電量的逐時CFE占比

用語集（2/2）

用語	定義
電網區域	我們將台灣模擬為單一電網區域
輸入	來自鄰近電網區域的聯絡線路電流，用於滿足一般電力需求或專門的CFE需求
創新型火力	裝有碳捕捉設備（須調整容量以反映洩漏），或使用燃燒時不排放二氧化碳之混燒燃料（氫、氨、生質能）的火力發電廠
聯絡線路	連接兩個國家或同一國家內兩個電網區域的輸電級電纜
匹配機制	要求C&I消費者達到特定CFE分數的建模限制，可依據年度總消耗量或全年每小時用電量進行匹配
組合	特定情境下被視為符合CFE狀態的技術組合

技術建立限制

我們針對參考情境下模型允許的容量擴充類型，設下合理限制

技術名稱	已規劃 新建	模擬額外建 置
煤	✗	✗
石油	✗	✗
天然氣	✓	✓
生質能—固態	✓	✓
太陽光電	✓	✓
慣常水力	✓	✗
抽蓄水力	✗	✗
核能	✗	✗

技術名稱	已規劃 新建	模擬額外建 置
海洋能	✗	✗
離岸風電	✓	✗
陸域風電	✓	✓
電池儲能	✓	✓
綠氫／藍氫	✗	✗
天然氣碳捕存	✗	✗
汽電共生電網—煤	✗	✗
汽電共生電網 —沼氣與廢棄物	✗	✗

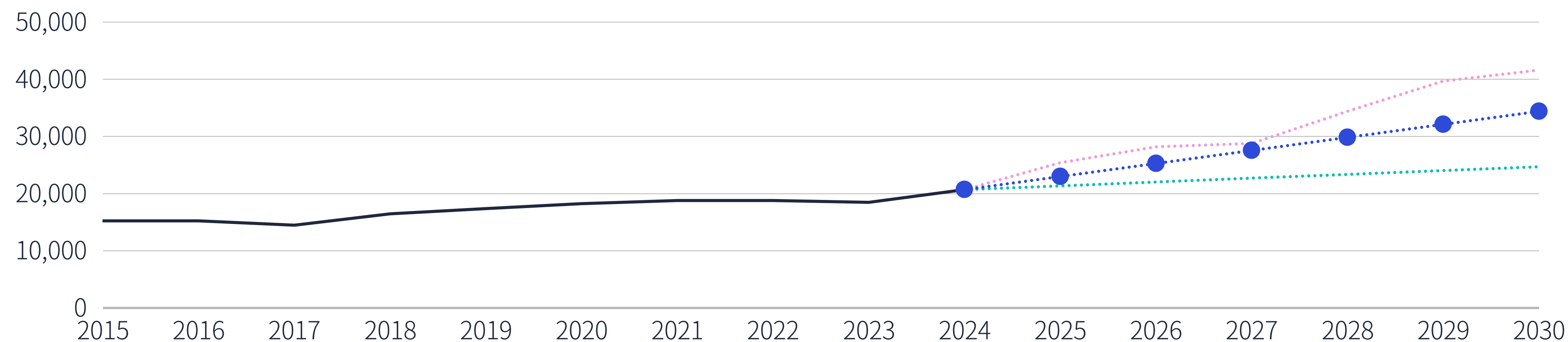
說明

- 為配合台灣的政策環境與發展目標，除天然氣發電廠外，我們排除了所有核能與化石燃料發電廠。
- 我們反映了對小型水力發電廠的擴充預期。
- 我們在建模中不納入新增抽蓄水力發電容量。因為無論外部指定或內部推估，目前的開發案都預計在2030年以後才能上線。
- 針對海洋發電，火力混燒與碳捕存等技術，我們不允許外部指定和內部推估新增容量。這是因為其技術尚不完備且缺乏實際應用案例，導致其發電特性仍缺乏可信度。
- 針對離岸風電，我們透過外部指定方式納入新增容量，以反映預期在2030年以前獲得許可的風場；但由於選址限制以及較長的前置時間，我們不允許內部推估新增容量。
- 鑒於火力混燒與碳捕捉與封存（CCS）仍處於實驗階段，在棕地部分我們不允許外部指定新增相關裝置容量；但在我們的 CFE 探索性情境模擬中（作為技術組合 3 的一部分），允許模型內部推估並擴建其容量。
- 我們知道台灣允許合格的汽電共生發電廠（主要為自發自用）將剩餘電力輸出至電網。然而，因其主要用途為廠內自用且對電網的輸出極不穩定，故模型中未納入這類發電廠的擴充容量。

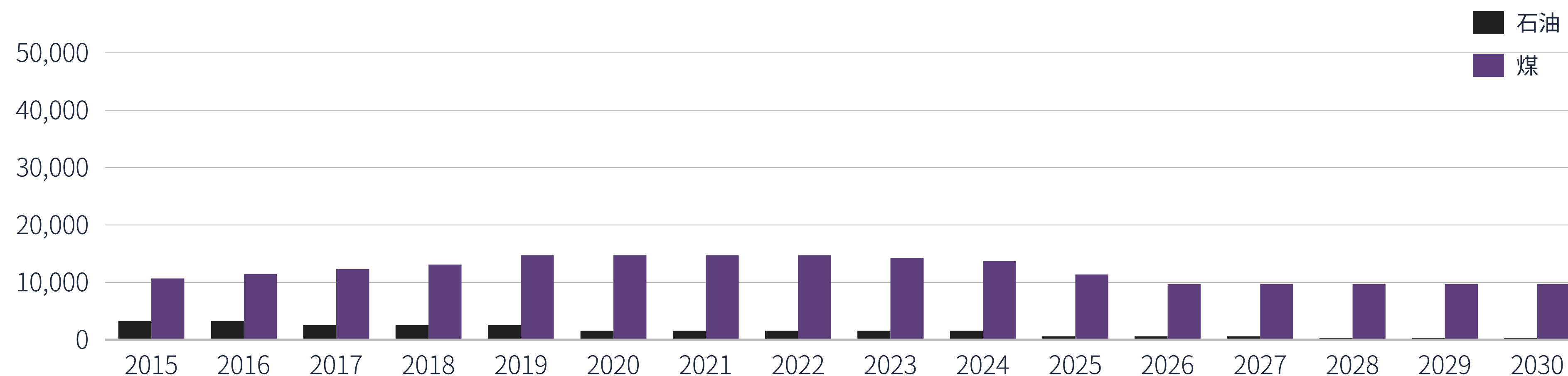
新的火力發電廠

我們主要依據台灣政府的未來規畫，以預測2030年傳統火力發電廠的容量

天然氣發電歷史建設量及各情境下的未來預測 (MW)



石油和燃煤發電歷史建設量及未來預測 (MW)



說明

- 火力發電的外部指定容量，係參考《112年度全國電力資源供需報告》所列出的未來能源供給計畫。根據該計畫，我們計算了各年度預定的新建與退役發電廠，並推估至2030年的現役發電機組群規模。
- 我們完全依照政府對煤和石油火力發電廠的官方計畫，未做任何修改。然而，針對天然氣火力發電廠的容量預測，我們採用更加保守的做法，將目標時間線延後兩年。因此，原定2028年的政府目標，目前假設將於2030年達成。此調整是根據天然氣發電廠的歷史啟用速度、計畫與實際啟用日之間可見的延宕，以及近年來在民營電廠招標程序中所面臨的挑戰。

綠地再生能源建設限制

我們為每項技術設定了容量擴充的最大實際限制

技術	允許新增的最大容量（MV）			說明
陸域風電	1,250		2,430	所設定的陸域風電未利用資源等同於臺灣2050能源供需模擬器¹所預估的2035年以前次級能源場址的總潛力。 針對太陽光電、離岸風電與地熱發電，我們運用經濟部在2025年初發布的《減碳行動計畫》²。未利用資源定義為參考情境容量與政府2035年建設目標之間的差值。對於太陽光電，僅考慮地面型公用事業規模專案。
太陽光電	4,660		31,098	
離岸風電	8,240		18,400	
地熱發電	1,097		1,700	

¹臺灣2050能源供需模擬器報告版本。已無法取得線上模擬器，但依舊能存取摘要報告（2025年8月）。

²能源部門減碳行動（2025）

63

綠地容量因數限制

我們以每小時粒度曲線模擬間歇性再生能源，而可調度技術能夠達到其年度最大容量因數限制

技術	年平均逐時曲線（%）	說明
太陽光電	13	我們採用綠地與棕地的太陽光電、陸域風電與離岸風電的8,760小時容量因數曲線，以便說明它們的間歇性與季節性。這些曲線由ElectricityMaps提供的歷史發電量資料製作而成，而風電的資料則來自臺灣經濟部能源署的Tableau儀表板 ¹ 。兩份資料皆來自台電官方公布的每10分鐘間隔報告 ² 。
陸域風電	27	
離岸風電	38	

技術	最大容量因數限制（%）	說明
地熱發電	75	利害關係人意見與台電資料 ² 指出，目前台灣地熱發電設施大約以45%容量因數運作。然而，桌上研究顯示在台灣占主要地位的雙循環發電廠使用率在其他地區已經達到75至80%，與近期簽署契約的設施所報告的性能表現相符。
天然氣碳捕存	66	我們將過去五年的年平均使用率進行平均，對天然氣碳捕存及天然氣與氫氣混燒發電廠套用最大年度使用率限制。我們利用來自ElectricityMaps的天然氣火力發電廠每小時資料得出這些使用率，以考量停電和必須運轉條件等營運因素。
天然氣與氫混燒		

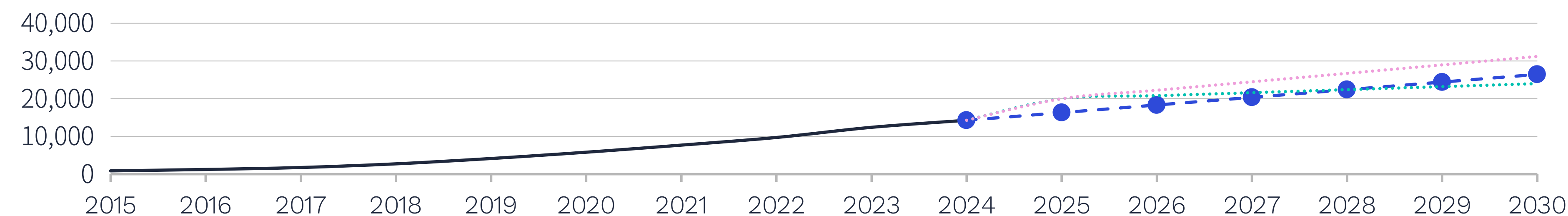
¹臺灣經濟部能源署的Tableau儀表板

²台電官方網站

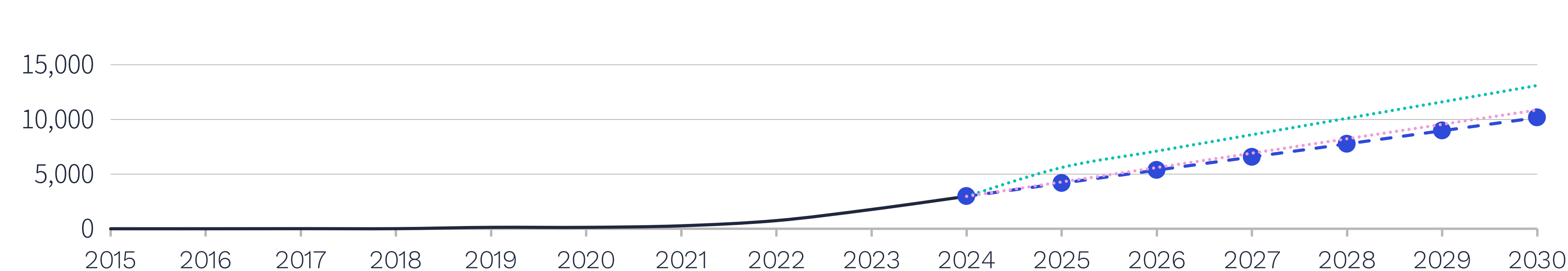
新的再生能源發電廠

我們對2030年設定了實際可行的建設限制

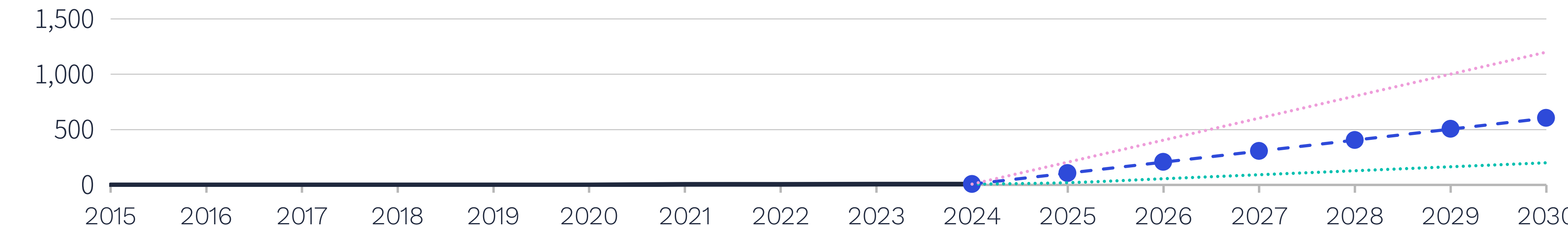
太陽光電歷史建設量及各情境下的未來預測（MW）



離岸風電歷史建設量及各情境下的未來預測（MW）



地熱發電歷史建設量及各情境下的未來預測（MW）



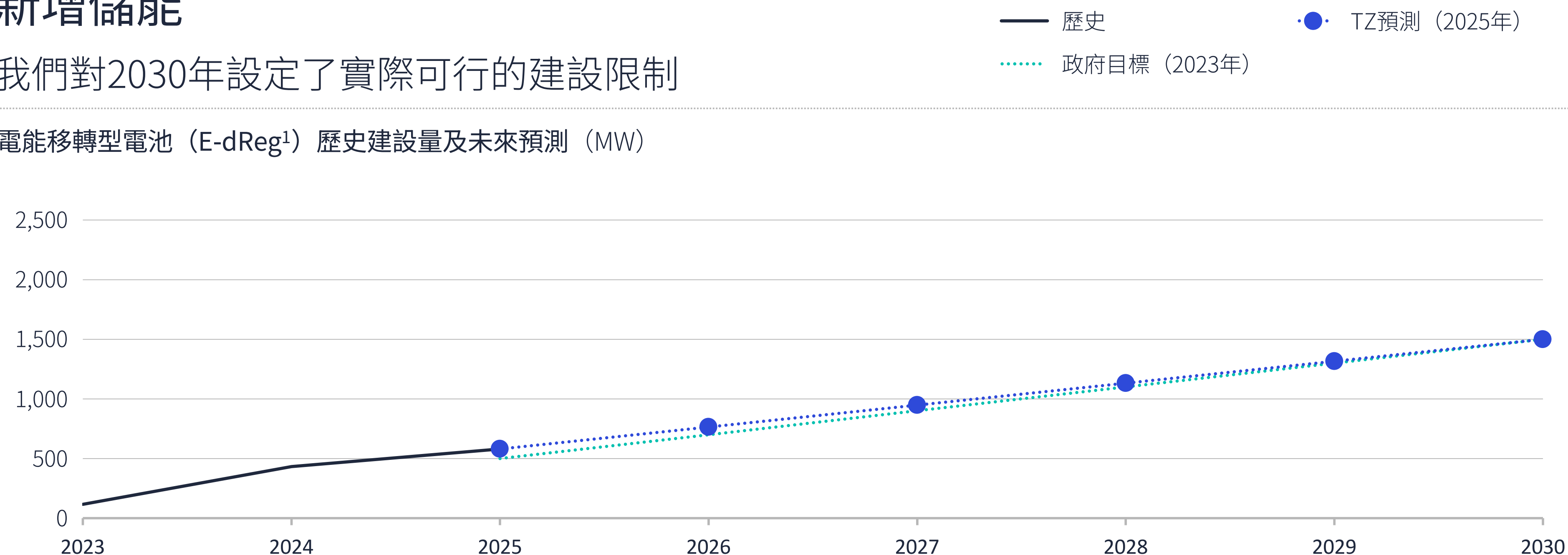
說明

- 我們分析了各種技術的歷史建設速度，並與政府目標相比較以評估其可行性。若目標值顯得過度樂觀，我們會將其下調以推導出更保守且實際的預估值。
- 對於太陽光電，我們使用過去5年的平均啟用速度作為基準來預測未來2030年的建設。這與2023年及2025年宣布的政府目標形成對比，我們認為政府的目標過度樂觀，尤其是2025年目標假設可在一年內推動6 GW容量。
- 我們知道隨著政府政策的實施，離岸風電有非常顯著的進展，且認為此建設有很大部分是由政策驅動。有鑑於長期歷史建設率可能不會反映未來趨勢，因此我們轉而使用最近期且最高的單一年分建設速度（2024年）做為預期的啟用基準。最終預測與2025年更新的政府目標非常接近。
- 關於地熱發電，最新的政府預測與早期目標和歷史趨勢差異非常大。基於此差異，我們採用更保守的建設速度，其正好是政府最新規劃數字的一半，以更有效反映涵蓋至2030年可能的啟用狀態。
- 其他所有再生能源技術亦比照辦理。
- 另外也需注意，我們是在整體層級進行調整，而非個別資產層級，因為我們希望能在未來工作中進一步探討這個自下而上的方法。

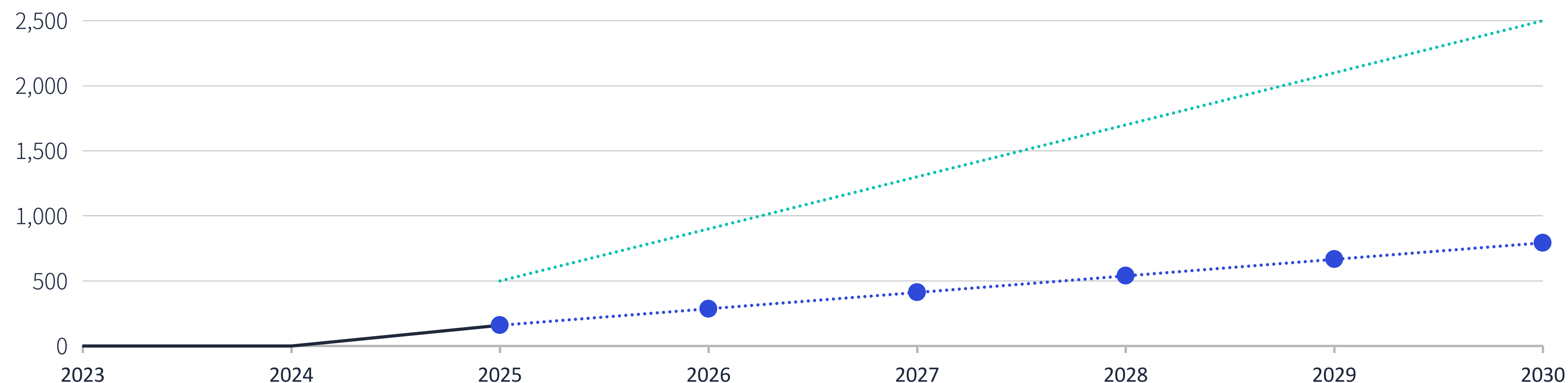
新增儲能

我們對2030年設定了實際可行的建設限制

電能移轉型電池（E-dReg¹）歷史建設量及未來預測（MW）



太陽光電混合電池歷史建設量及未來預測（MW）



說明

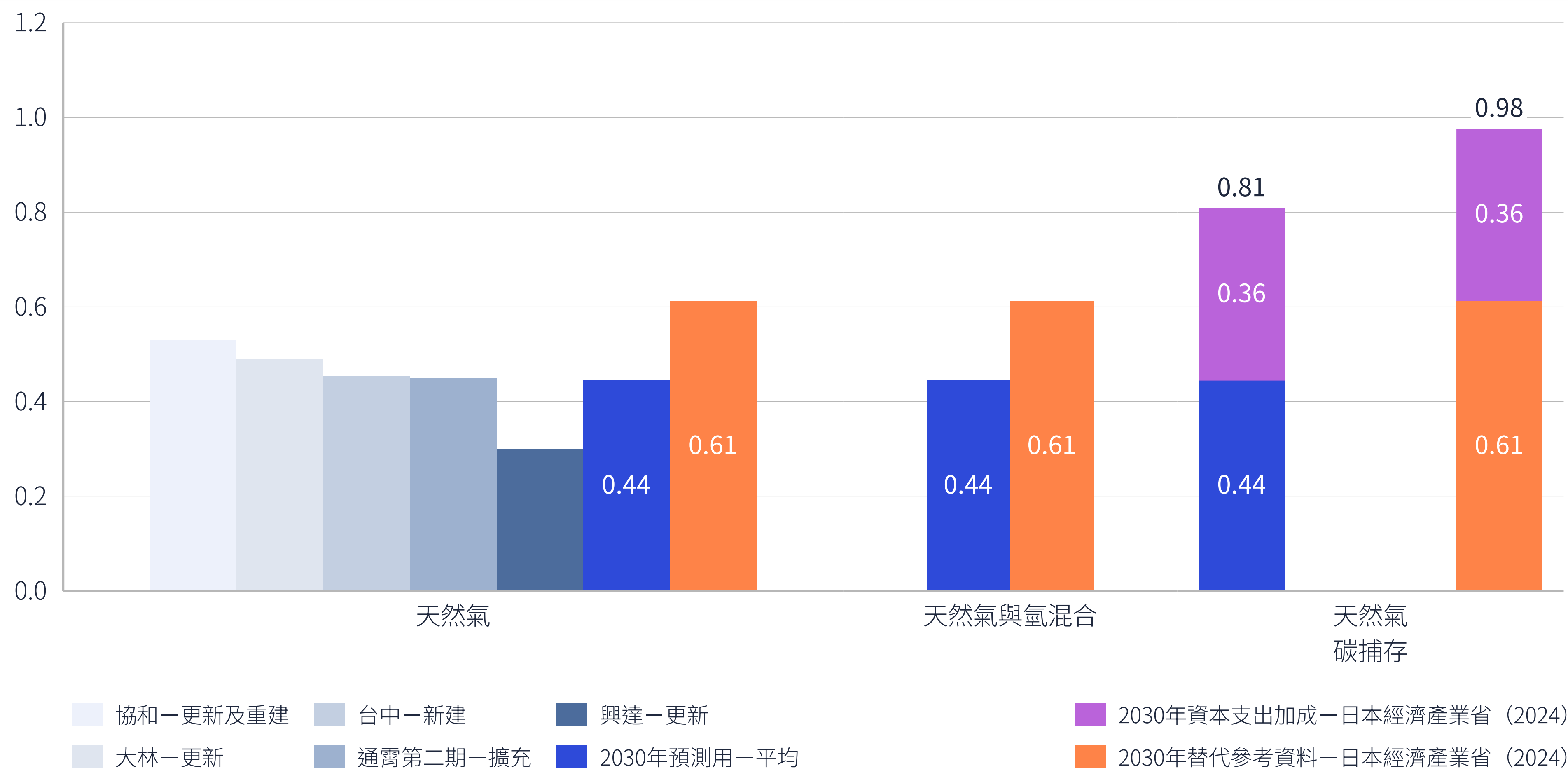
- 我們僅納入具需求移轉功能的電池，例如太陽光電混合系統或參與E-dReg¹的裝置，並排除主要用於頻率調節的電池（如sReg／dReg），因為後者是被設計來提供輔助服務，不影響淨需求。
- 由於歷史建設速度已達到，甚至超過官方目標，我們採用了政府訂定的需求移轉型電池目標容量。
- 針對太陽光電混合電池，我們將政府目標減少了68%。這是因為基於我們的桌上研究，發現歷史實際部署量相對有限。

¹ E-dReg即電能移轉複合動態調節備轉，用於台灣的日前輔助服務市場。這是一種快速反應、高解析度的電網平衡服務，設計目的是支援即時調頻與穩定淨需求。

天然氣發電廠特性

我們檢視了台電報告的最新天然氣發電廠開發案成本

最新天然氣發電廠各開發案及不同資料來源所報告的資本支出（新台幣億元／MW）



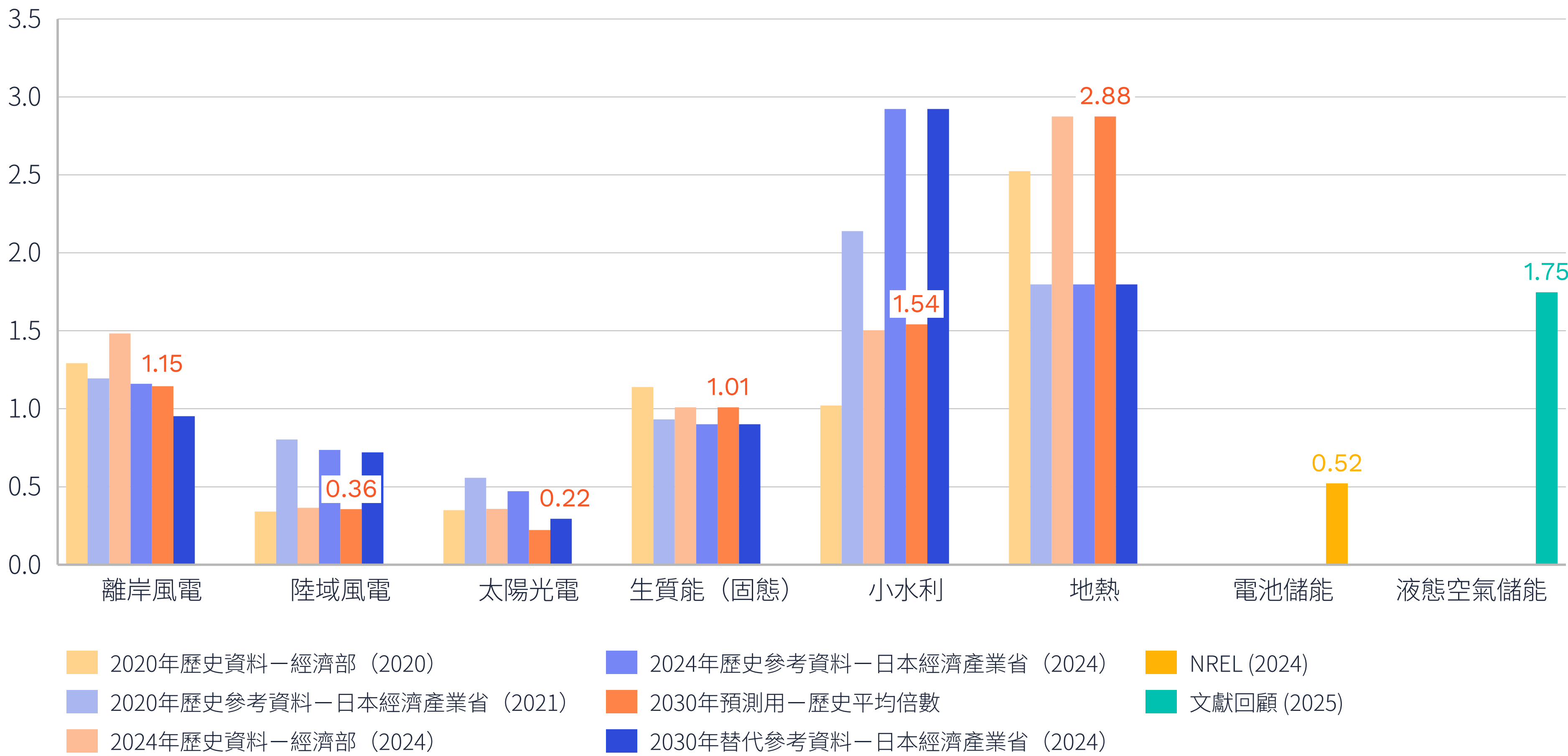
說明

- 我們從經濟部《112年度施政計畫》中辨識出在過去五年內啟用的五個天然氣火力發電廠開發專案。我們將這段期間以前開始建造的專案排除在外，因為其成本結構可能無法反映最新的資本支出曲線。
- 這些專案平均每MW的資本支出為新台幣0.44億元。雖然這個數字低於日本的類似預估，但我們認為這能合理代表2030年新建天然氣火力發電廠的預期資本支出，因為其可能反映該國最近快速增加容量的浪潮。此預估假設未來不會因為技術成熟度進一步改善而使成本大幅下降。
- 我們注意到日本2030年的數據中，建設新天然氣與天然氣混氫燃燒發電廠所花費的資本支出相同。我們在台灣也遵照此方法。
- 至於配備碳捕存技術的天然氣發電廠，我們觀察並套用了日本政府對其傳統天然氣發電廠使用的2030年碳捕存資本支出的加成預測。由於台灣的天然氣碳捕存是新興技術，因此我們決定使用相同加成方式。

再生能源技術特性

我們採用日本政府最新的技術成本預測，作為估算台灣成本的參考依據

技術資本支出¹（新台幣億元／MW）



說明

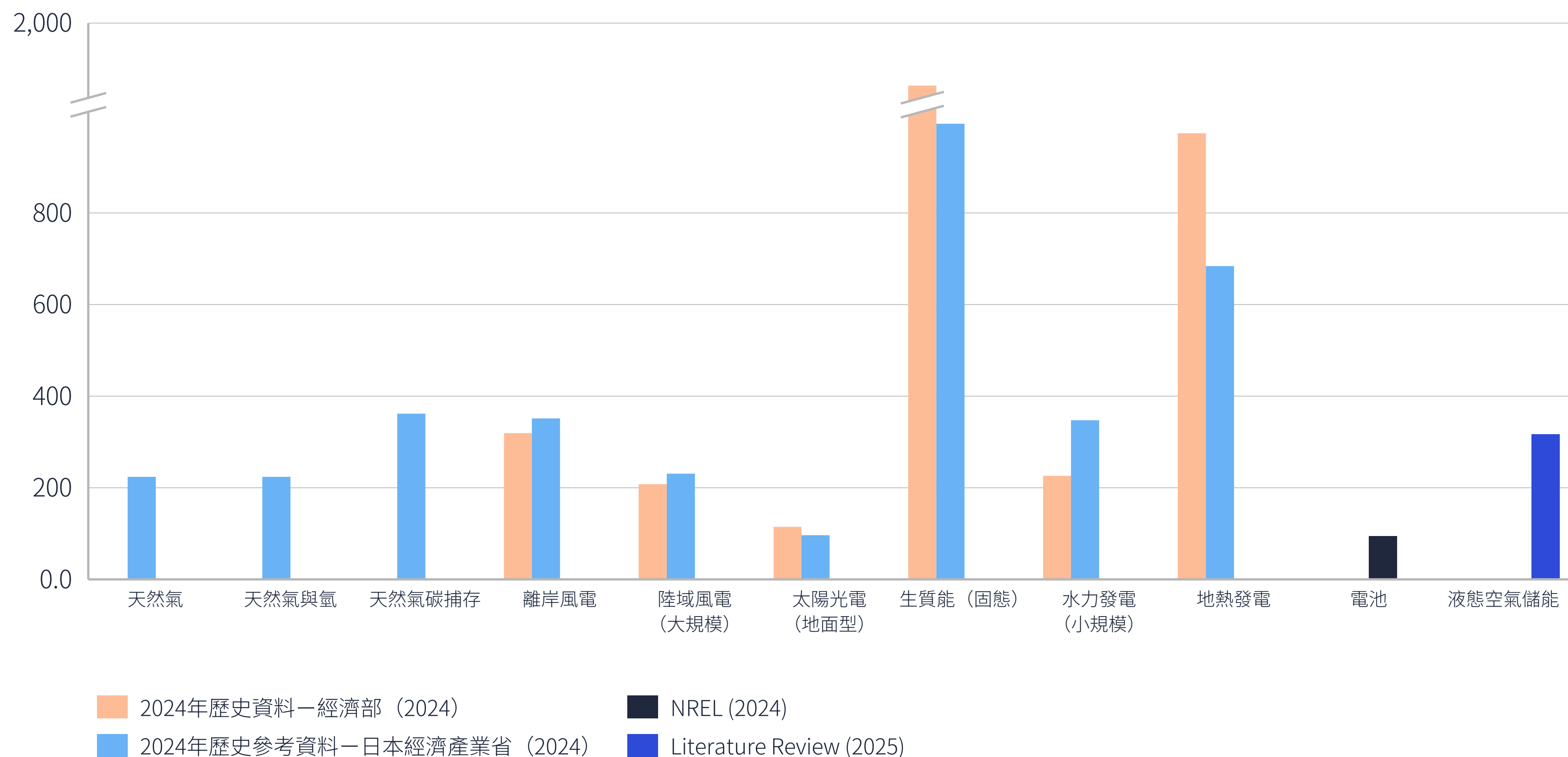
- 由於未能自台灣當局機構取得可靠的2030年資本支出預測，我們改採來自日本的資本支出預測作為估算模型的輸入資料。
- 台灣歷史資本支出資料來自年度躉購費率（FiT）審定會會議。
- 本研究僅聚焦於大規模陸域風電與地面型太陽能的資本支出，考量到參與到CFE機制的工商業用戶會以大規模開發的方式充分利用經濟效益較高的裝置。
- 為反映台灣將退役燃煤發電廠改建為生質能發電廠的政策目標，我們僅考慮使用固態燃料的生質能發電量技術成本，而非主要用於汽電共生的沼氣與廢棄物發電技術。
- 我們納入小規模水力發電的技術成本，以反映台灣在適合地點有限情況下的水力發電擴充潛力。
- 在儲能技術方面，我們對電池採用 NREL 的成本預測；至於液態空氣儲能，考量其技術成熟度與市場成熟度相對較低，我們只能從文獻回顧中找尋適當數據。

¹所呈現的資本支出（CAPEX）數據以 2023 年實質幣值為基準，並依據各項資產的預期壽命進行年金化處理，折現至現值後呈現

技術特性

我們從年度躉購費率審定會議記錄蒐集最新數據

技術固定營運成本¹（新台幣萬元／MW）



說明

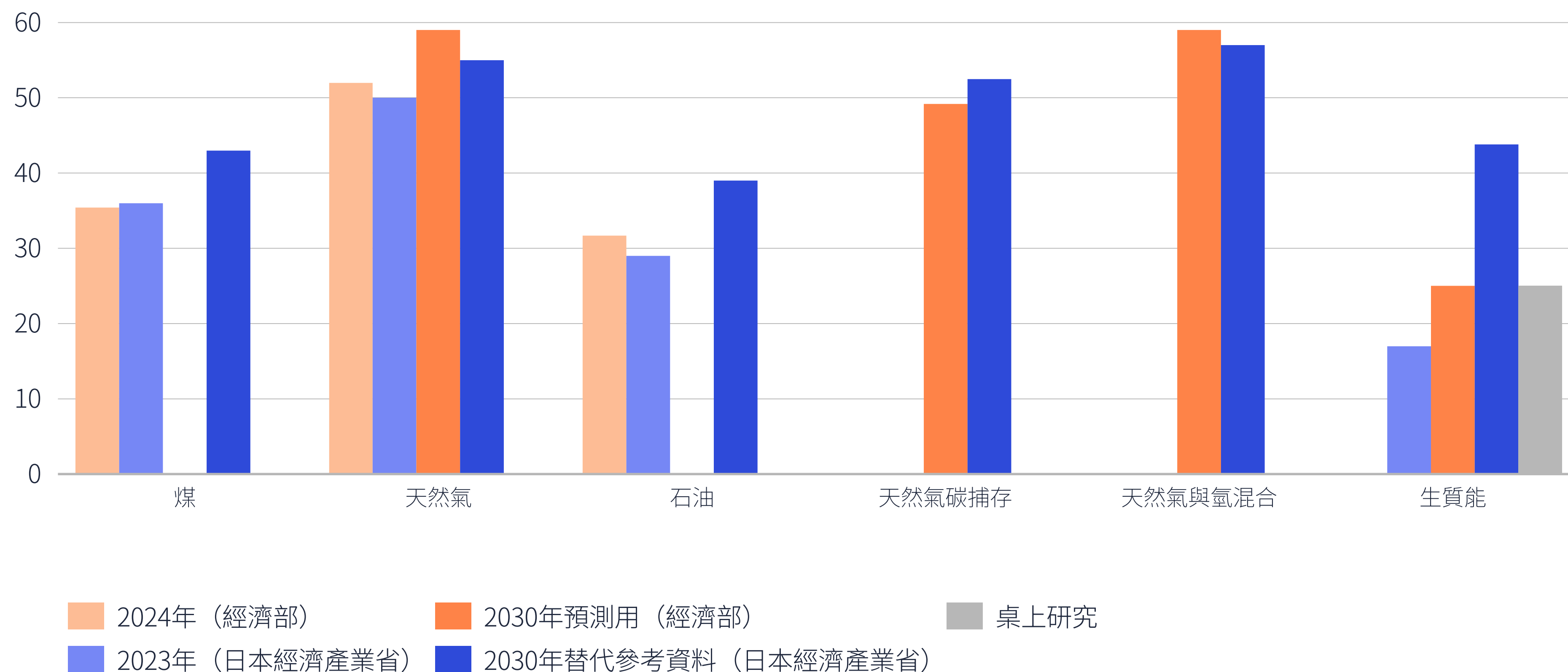
- 最新的再生能源年度固定營運成本數據來自年度躉購費率（FIT）審定會議，我們直接將該數據用於模型的最終成本假設條件，並假設每項技術所需的營運成本直到2030年都保持相同。我們觀察到日本政府也做了相同的假設。
- 然而，對於火力發電技術，我們無法找到任何有權威性的固定營運成本數據，因此決定依賴日本資料來源。
- 為了與資本支出成本假設條件一致，我們專注在大規模陸域風電、地面型太陽光電與小規模水力發電的固定營運成本。

¹所呈現的固定營運成本以2023年實際貨幣基數表示

火力發電技術特性

我們根據《113年電業年報》所報告的資產層級低熱值與廠用電量數據計算其效率

技術效率 (%)

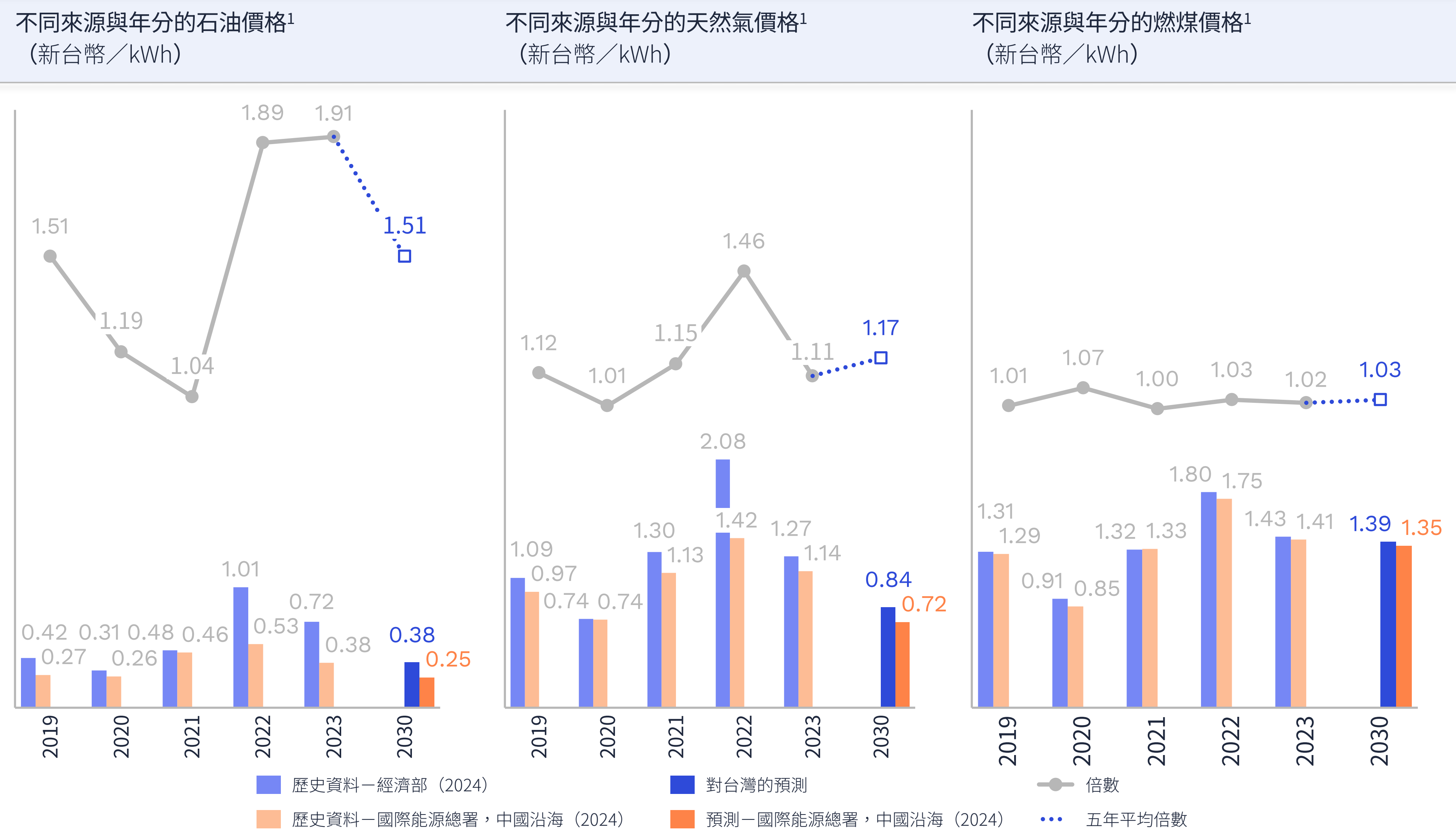


說明

- 為了校正2024年的模型，我們根據《113年電業年報》，推導出既有發電機組群的平均熱效率。
- 根據《112年度全國電力資源供需報告》，從目前到2030年為止，並沒有規劃建造新的煤或石油火力發電廠。考量已表定退役的機組群之後，現存發電機組群預期與前幾年保持相同火力發電效率。
- 我們假設從現在到2030年間建設的天然氣火力發電廠會遵守最新投入運轉的發電廠效率，也就是通霄電廠的1到3號機組與大潭電廠8號機組。
- 我們假設天然氣與氫混合的運行效率與一般天然氣發電廠相同。
- 對於天然氣碳捕存，我們考量碳捕存安裝效率損失的方式為採用《DEA技術目錄》中的標準天然氣發電廠效率，將該效率乘以標準發電廠與碳捕存燃氣複循環渦輪機發電廠之間的差異。
- 我們很難找到任何可靠的生質能當地數據，但已找到一些類似數據來源，包含日本經濟產業省。最後我們決定採用桌上研究，因為日本經濟產業省的預測與過往觀察到的歷史數值不一致（可能是反映混燒生質能與煤所產生的效率差異）。

燃料價格

我們推導了化石燃料的成本



說明

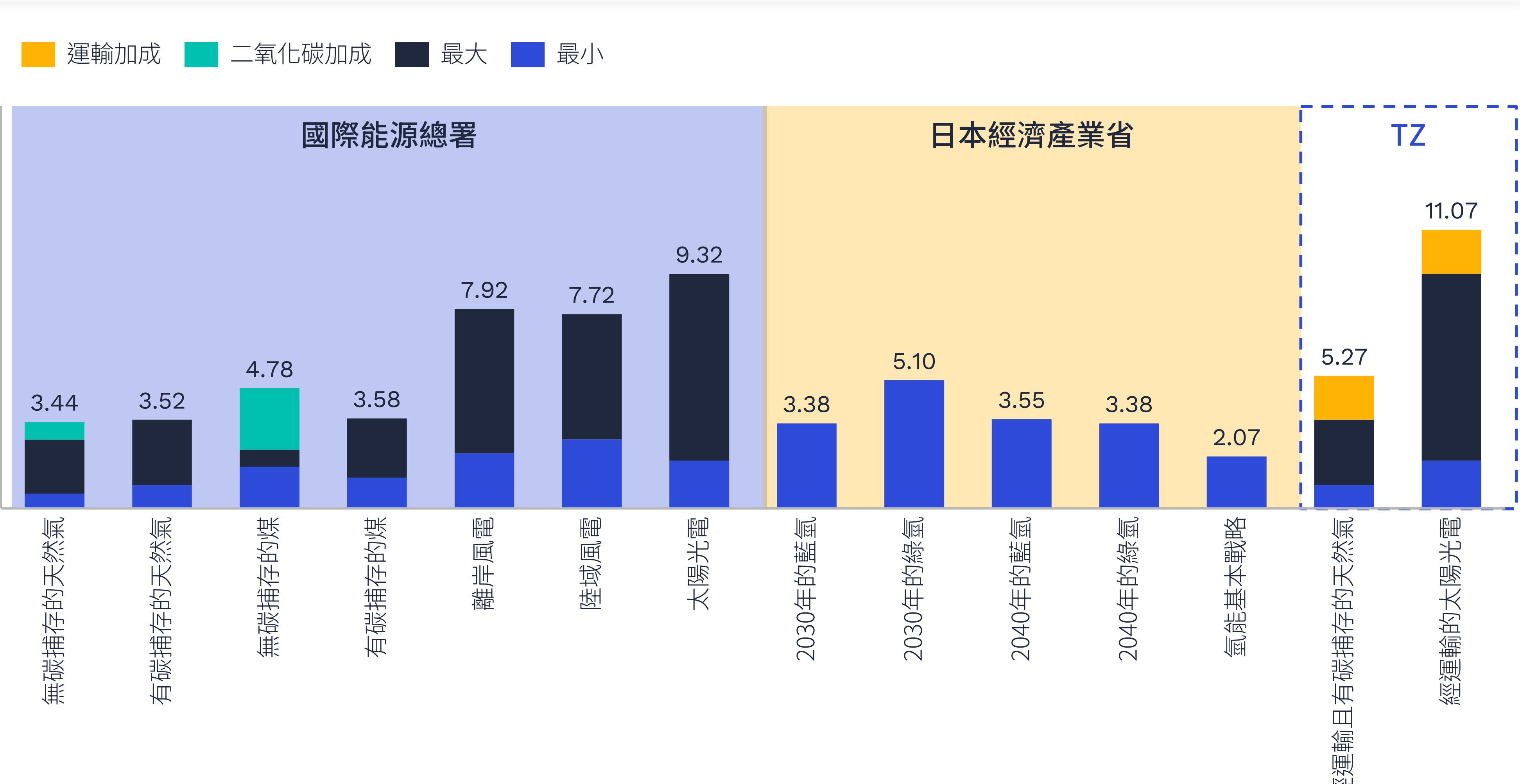
- 我們追蹤了過去六年台灣經濟部及國際能源總署關於中國沿海地區的能源商品價格資料。
- 我們觀察到，台灣經濟部公布的數值普遍高於國際能源總署的中國沿海地區數值，其中價差最大的是煤，石油的差異則相對較小。我們推測煤的溢價可能反映台灣政府實施的環保法規，其要求使用品質較佳的煤。
- 我們決定運用在經濟部與國際能源總署中國沿海價格指標之間觀察到的關聯性，將過去五年平均倍數套用至國際能源總署對2030年的中國沿海價格預測，以合理估算台灣2030年的能源商品價格。

¹所呈現的資燃料價格數據以 2023 年實質幣值為基準

燃料價格

我們以生產加運輸成本推導了氫的價格

不同來源的氫氣價格（新台幣／kWh）



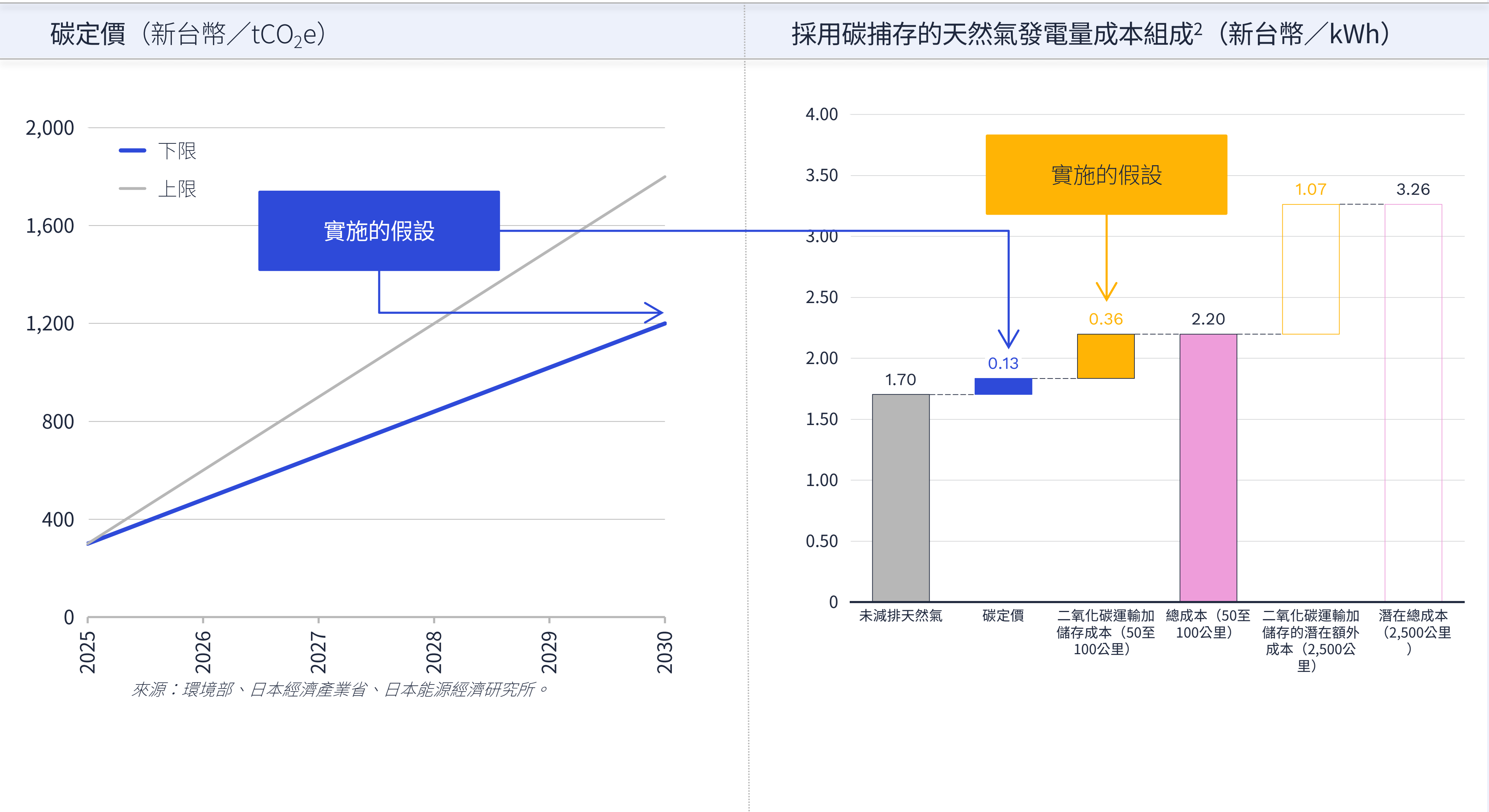
說明

- 為了推導氫的預測價格，我們比較了國際能源總署在其《2024年全球氫能報告》中估算的生產成本，與日本經濟產業省多份文件中預測的運輸成本¹
- 以藍氫來說，由於台灣在天然氣市場上為價格接受者，我們決定採用國際能源總署對天然氣加碳捕存方式的生產成本預測上限值，然後再加上運輸成本²
- 以綠氫來說，我們採用國際能源總署對太陽光電解所提出的最大生產成本，並加上相同的運輸成本
- 此處所有燃料價格均為未混合天然氣的純氫價格

¹ 2030年的預測資料來自2021年發表的發電量成本驗證工作小組報告。2040年的預測資料來自2024年分的相同報告。《2023年氫能基本戰略》的預測資料用於2030年。
² 關於氫能，我們採用國際能源總署於《2024年全球氫能報告》中估算的液態氫運輸成本（假設運輸起點為澳洲達爾文）。

碳定價與碳捕存

碳定價政策形式與碳捕存責任分擔的調整，會大幅影響創新型火力發電廠的績效



說明

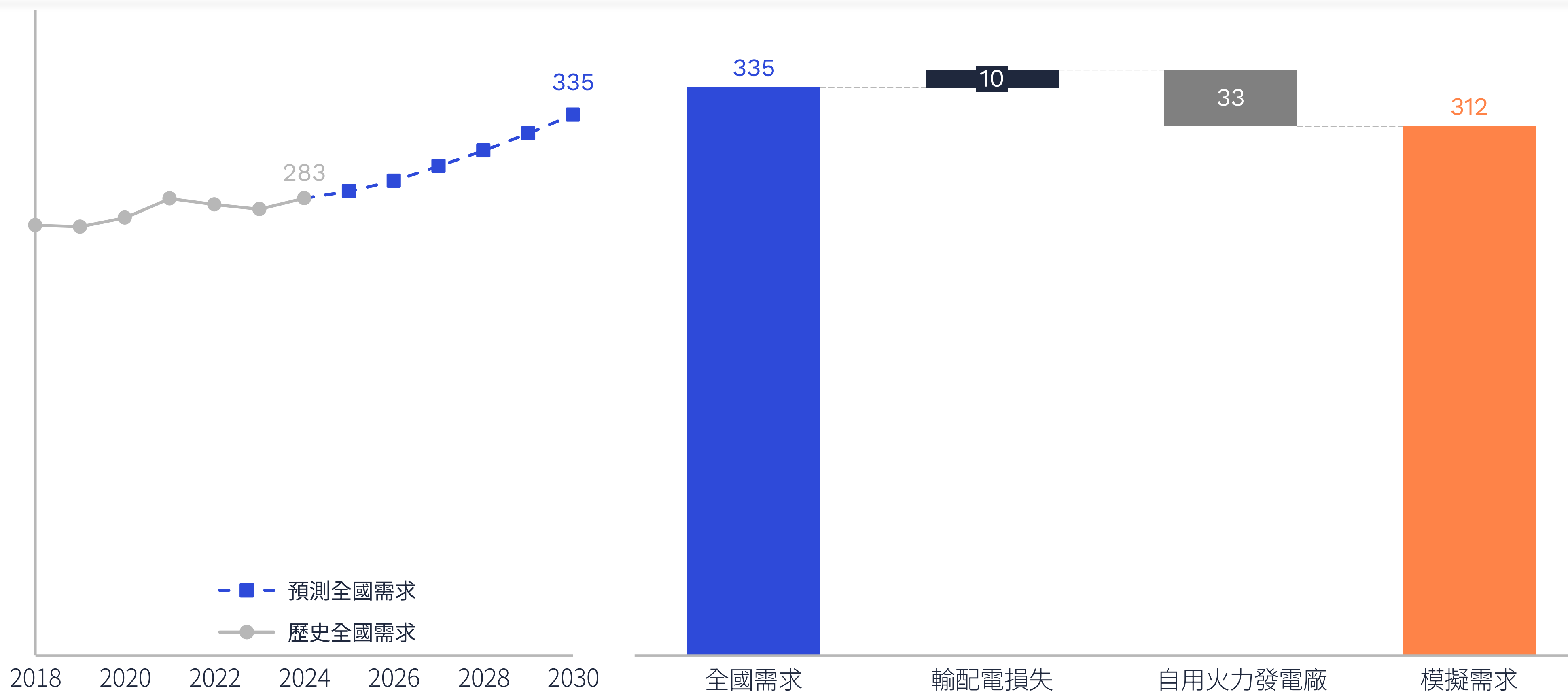
- 台灣的碳政策還在早期階段，主要排放者的碳定價從2025年開始，對象為每年排放超過25,000 tCO₂e的大規模發電業者與製造業公司。
- 我們將台灣未來的碳定價模擬為碳費，其金額為政府規劃的上限。這會反映我們的保守假設，也就是經過查驗的減排放量不足以促成更優惠或更低的費率。初始標準費率為新台幣300元／tCO₂e，且預測會在2030年之前緩慢上升到新台幣1,200元至1,800元。我們將範圍下限作為最終模型輸入。
- 對於棕地現有的化石燃料發電機來說，其受到的影響為天然氣與燃煤火力發電廠的優先順序改變，其中TP3綠地的創新型火力發電與再生能源相比競爭力下降。
- 進一步影響碳捕存的成本來自透過管線輸送二氧化碳並後續儲存於潛在封存地點的需求。我們利用日本政府所預估二氧化碳透過200公里長的管線輸送後的儲存成本。
- 目前唯一的碳捕存測試地點位於台中（中部沿海地區）。其位置靠近海岸，因此管線可到達，且重點是未來所有可望轉型的天然氣火力發電廠也都位於沿海地區，距離所有潛在碳捕存發電廠地點大約100至200公里，能夠提升連接碳捕存管線基礎設施的可行性。
- 我們也在敏感度分析中納入來自日本政府的成本預估，亦即無法將捕捉的二氧化碳儲存在台灣，需要運送至馬來西亞儲存的情況。¹

¹假設從台灣中部出發，到馬來西亞民都魯液化天然氣接收站附近已耗盡的Petronas M3油田的距離大約2,500公里。
²所呈現的成本經過70%捕捉率加權。且洩漏率為30%。

需求

我們完全遵循台灣政府所推估的2030年電力需求預測結果

2030年全國需求預測 (TWh)



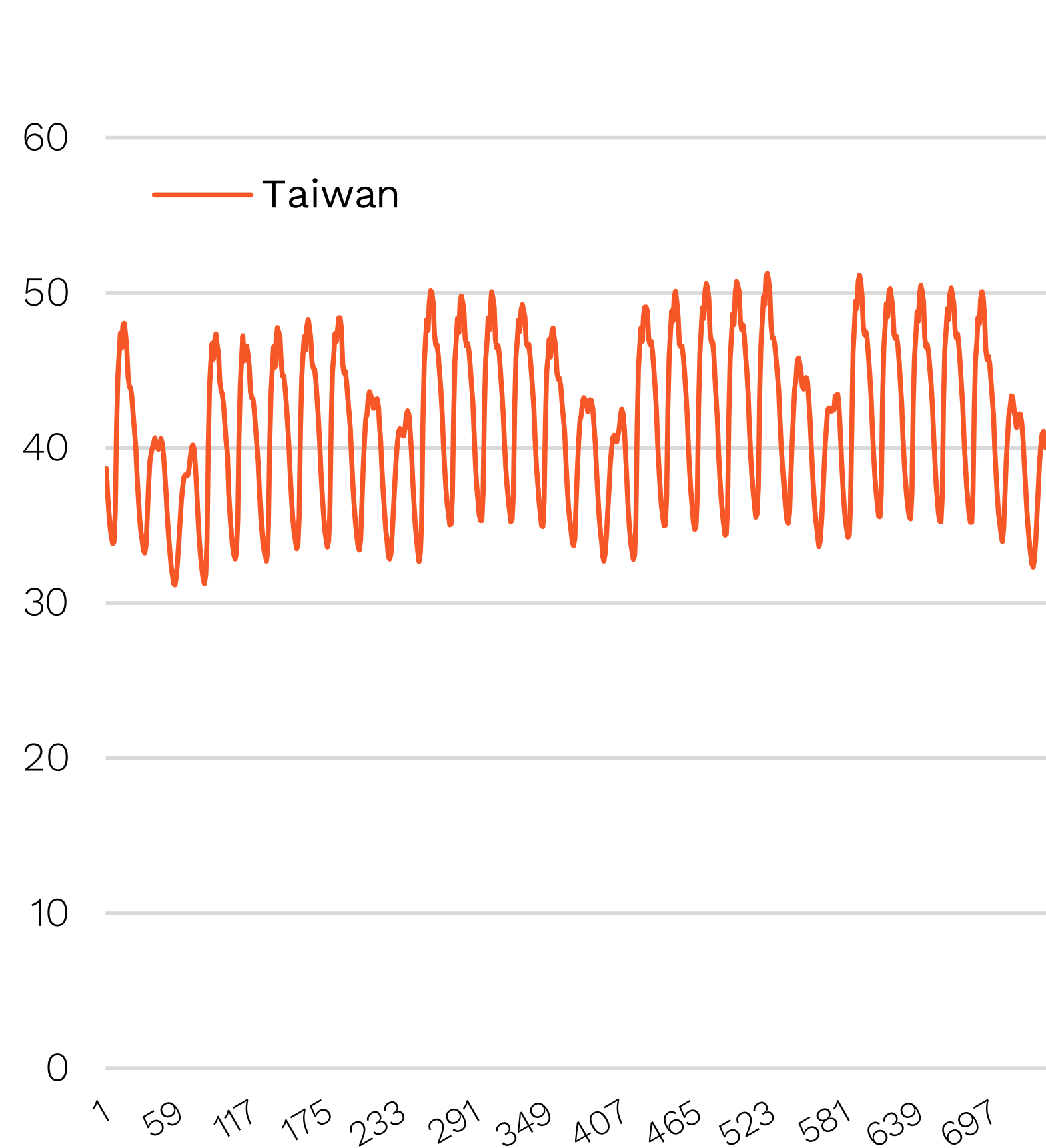
說明

- 我們對2030年需求的預測與《2023年電力供需報告》中提出的預測一致。
- 透過調整估算中的全國電力需求來推導台灣模型中的電力需求。具體做法為加入輸配電 (T&D) 損失，並扣除由自火力發電廠滿足的需求。
- T&D損失係以全國電力需求的百分比計算，並採用歷史平均預測2030年的損失。針對自火力發電廠，我們採用絕對需求的歷史平均，並假設其始終保持不變。
- 我們了解政府的2030年全國電力需求預測已納入屋頂太陽光電。因此，我們也將表後屋頂太陽光電成長預測納入供應端考量，並反映在模型中。

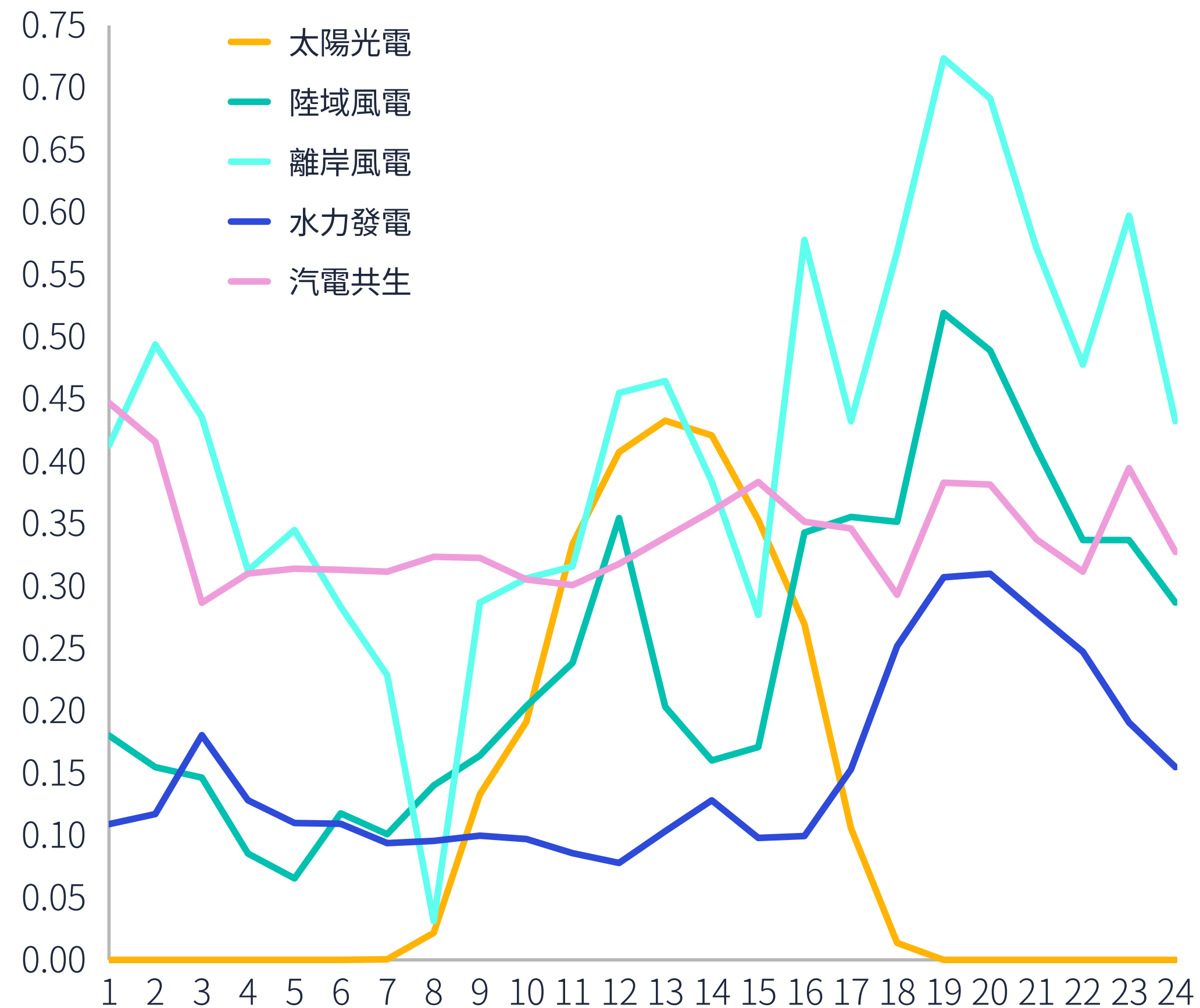
需求

我們採用歷史逐時資料，建構需求與再生能源發電量

2030年台灣具代表性的七月逐時需求曲線 (GWh)



2030年台灣具代表性的某天，不同再生能源的逐時發電量曲線 (%)

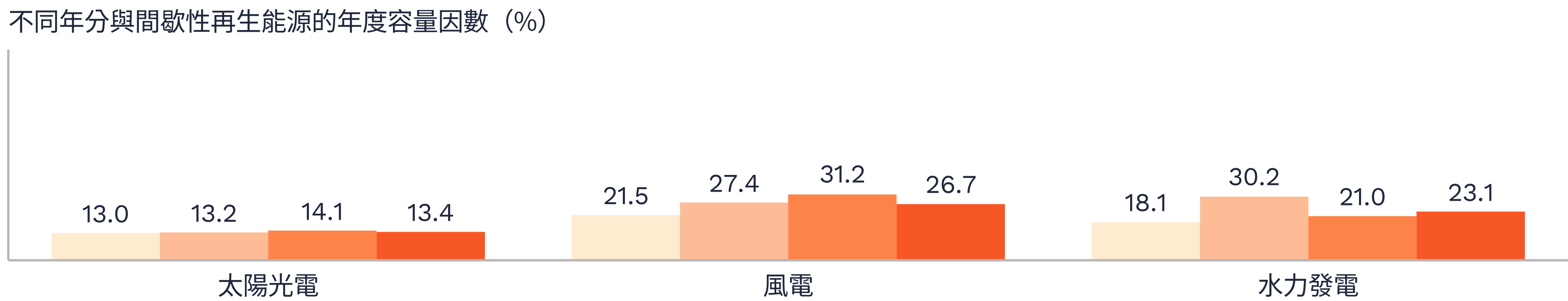
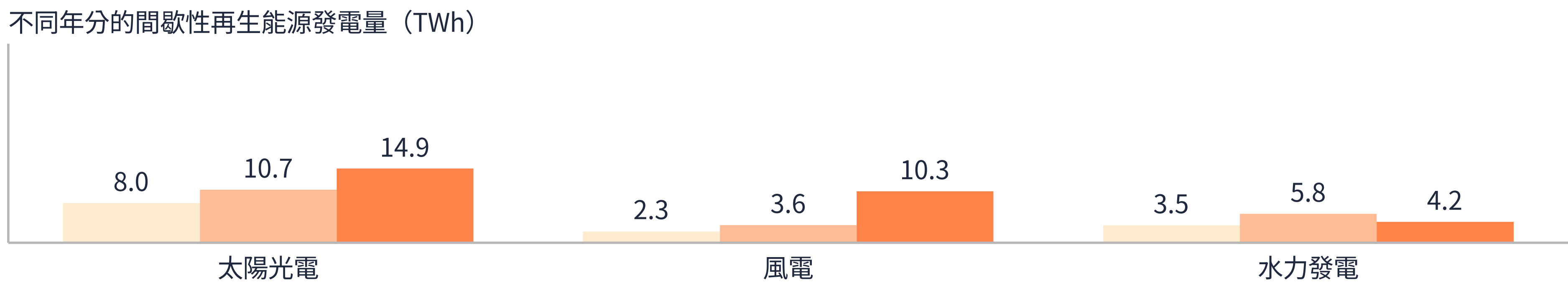
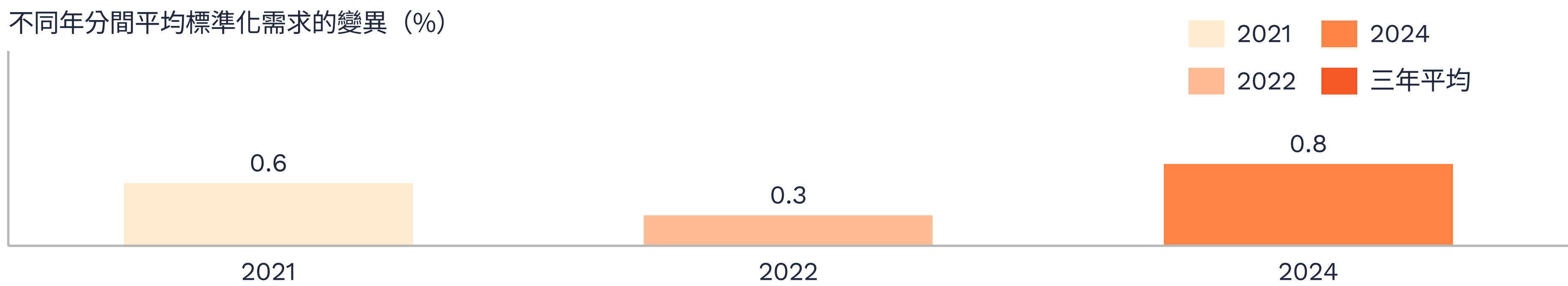


說明

- 在棕地匯流排上，我們納入了歷史中觀察到的8760小時需求曲線，該曲線間接來源於台電官網每10分鐘發佈的個機組發電量，並透過第三方供應商 ElectricityMaps 取得，同時也包括再生能源的發電曲線。
- 鑒於汽電共生對電網的貢獻非常不穩定且具不確定性，我們決定將其視為其他間歇性再生能源，並建構專屬的全年逐時發電量曲線。

需求

基於對需求與供給的變異數分析，我們選擇2022年作為代表氣象年



說明

- 基於變異數分析，我們選擇了2022年作為模型中逐時需求曲線的代表性氣候年，因為該年與三年平均標準化需求相比的偏差最低，僅為0.3%。
- 在間歇性供給方面，2022年的太陽光電和風電相較於平均，同樣顯示出極小的變異幅度。
- 特別針對風電，我們進一步將陸域風電與離岸風電加以區分，並分別採用獨立且不同的8760小時發電曲線。
- 雖然水力發電的偏差較大，但其對總供給的整體貢獻很小。
- 我們意識到，選擇不同的代表性氣候年可能會導致顯著不同的模型結果。雖然最佳的方法是測試多個氣候年，但這超出了本研究的範疇，並且是我們希望在未來探索的方向。

Attribution

To cite this document and the larger body of CFE work from TransitionZero, use the following:

Luta, A., Mohamed, I., Puspitarini, H. D., Suarez, I., Shivakumar, A., Yap, J., & Welsby, D. (July 2025). System-level impacts of 24/7 Carbon-Free Electricity (CFE) in India, Japan, Malaysia, Singapore, and Taiwan. TransitionZero.

The modelling in this report is based on TransitionZero's country-level 24/7 CFE framework, built using the [PyPSA \(Python for Power System Analysis\) platform](#). The model and methodology will be released under the AGPL-3.0 open-source license in September 2025. This license requires that any public use or adaptation of the model be shared under the same terms. Documentation and data files can be downloaded at: transitionzero.org/cfe.



聯絡人

Alex Luta
東亞首席分析師

alex.l@transitionzero.org