

2023 台灣綠電交易進度報告

資誠再生能源產業服務



重點摘要

聯合國氣候變化綱要公約第28次締約方會議 (COP28) 來自198個國家的談判代表達成共識，承諾接下來十年加速行動，實現能源系統轉型並減少對化石燃料的依賴，以達到2050年的淨零排放目標。考慮到台灣電網的碳排放相對較高，在能源轉型議題上面臨著更迫切的挑戰。

2023年台灣總發電設備裝置容量達到64GW淨增加約2GW，其中太陽光電增加2.7GW，風力發電增加1.1GW，核能機組減少約1GW，傳統火力機組減少約0.7GW。台灣總發電量為2,821億度，較前一年減少2%，這主要與工業用電需求降低相關。總發電量中，83%來自傳統火力機組，6.3%來自核能，9.5%來自再生能源。太陽能發電量達到129億度，占總再生能源發電量約48%，較前一年度增加22億度(約成長21%)。風力發電達到62億度，占總再生能源發電量約23%，較前一年度大幅增加26億度(約成長73%)。

綠電自由化交易邁入第四年，2023年綠電交易量預估達17億度，佔總再生能源發電量之6%。太陽光電直轉供量增加到6.2億度，較2022年之1.9億度成長超過200%。其中透過再生能源售電業之轉供量由前一年之五千七百萬度增加到3.2億度，增加超過五倍。太陽光電轉供量大幅成長，顯示台灣企業在RE100與企業社會責任趨勢下，對於綠電需求殷切密切相關。高科技、電信、金融與消費零售等產業紛紛透過售電業希望採購到綠電。

為了滿足國內企業對綠電的需求並活絡綠電市場，經濟部能源署於2023年底開放再生能源自用發電設備 (太陽光電第二、三型) 所產生的再生能源可以出售給再生能源售電業，再由其轉售給企業用戶。隨著法規的放寬，原本在綠電取得難度降低後，預期發電業、售電業與企業對於再生能源成本管理的要求將提高。如何有效的安排案場與用戶間的轉供，讓綠電使用成本有效運用，將是下一階段的挑戰。

淨零轉型浪潮下綠電需求持續成長

綠電需求持續上升



企業加入 RE100



環評承諾



日益重視 ESG



用電大戶條款



供應鏈要求



降低範疇二排碳之需求

綠電供給穩定成長



發電及售電業者數量快速成長



離岸風電區塊開發政策



放寬太陽能自用發電透過售電業轉供

參與綠電交易之機會與挑戰

01 多數再生能源技術發電成本較市電高

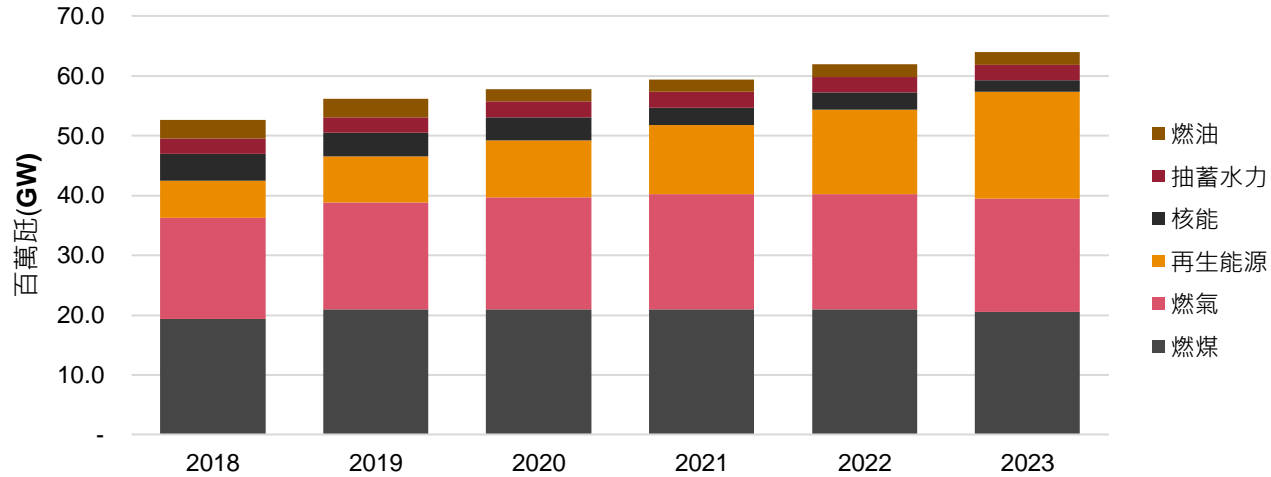
02 企業簽署長期購電合約(CPPA)能力與意願

03 企業購電合約與綠電轉供機制連結

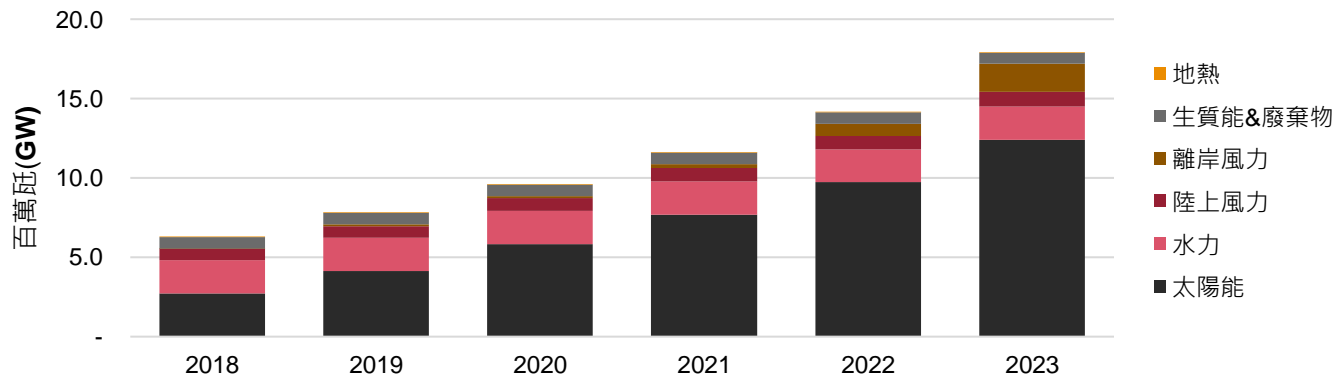
04 電力、憑證、轉供法規與制度之更迭

台灣發電裝置容量達64GW，再生能源約18GW，占比約28%

台灣總電力裝置容量



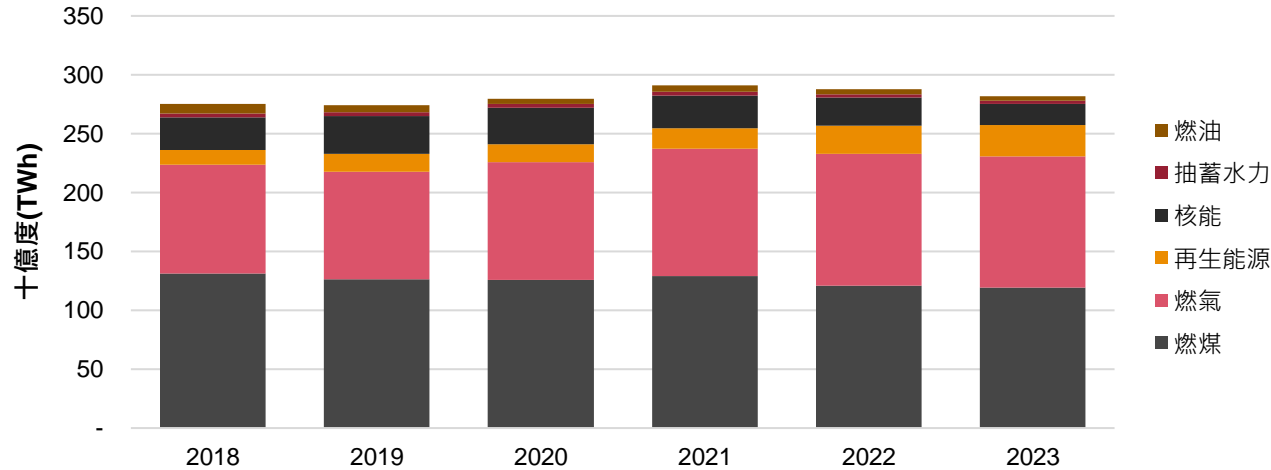
台灣再生能源裝置容量



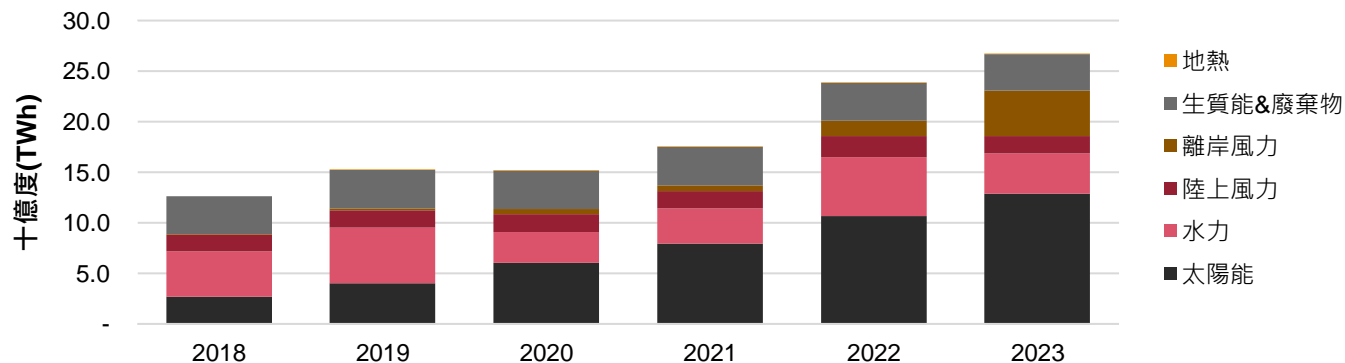
- 政府再生能源政策推動下，再生能源設備陸續建置併網，台灣整體發電裝置容量於2023年相較2022年底增加2GW至64GW。
- 總裝置容量中，傳統火力發電為41.6GW，仍為主力占65%，再生能源設備約28%，核能約3%。
- 傳統火力發電中燃煤機組總裝置量20.5GW，燃氣機組約19GW；核能機組由於部分屆齡準備除役，裝置容量由2.89GW降低至1.9GW。
- 再生能源發電裝置容量增加3.75GW，由2022年14.1GW增加至2023年底之17.9GW。
- 太陽能發電機組裝置容量增加2.7GW，由2022年之9.7GW增加至12.4GW，且2023年淨增量約2.7GW也較2022年淨增量2GW高三成。
- 風力發電機組裝置容量增加1.1GW，由2022年之1.6GW增加至2.7GW，主要來自於第二階段離岸風電併網。

台灣電力總發電量達2,821億度，再生能源約267億度，占比約9.5%

台灣總電力發電量



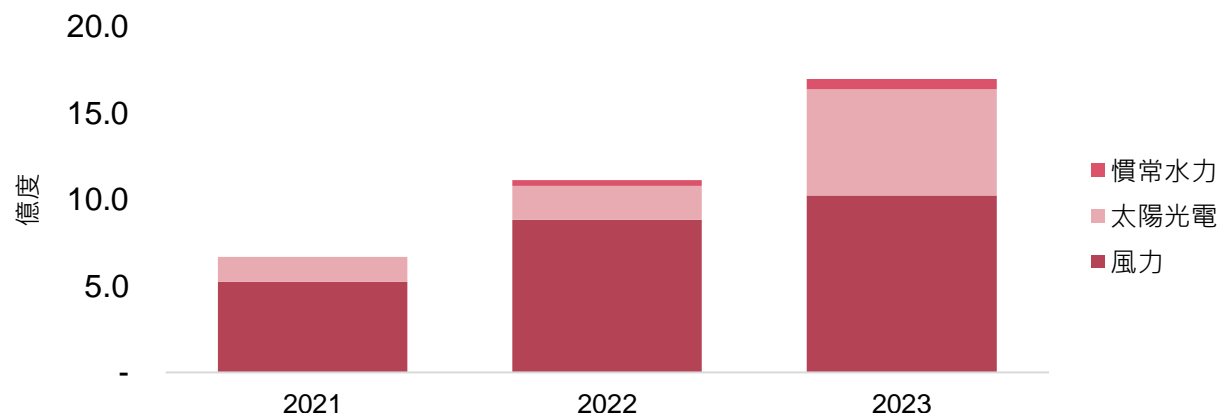
台灣再生能源發電量



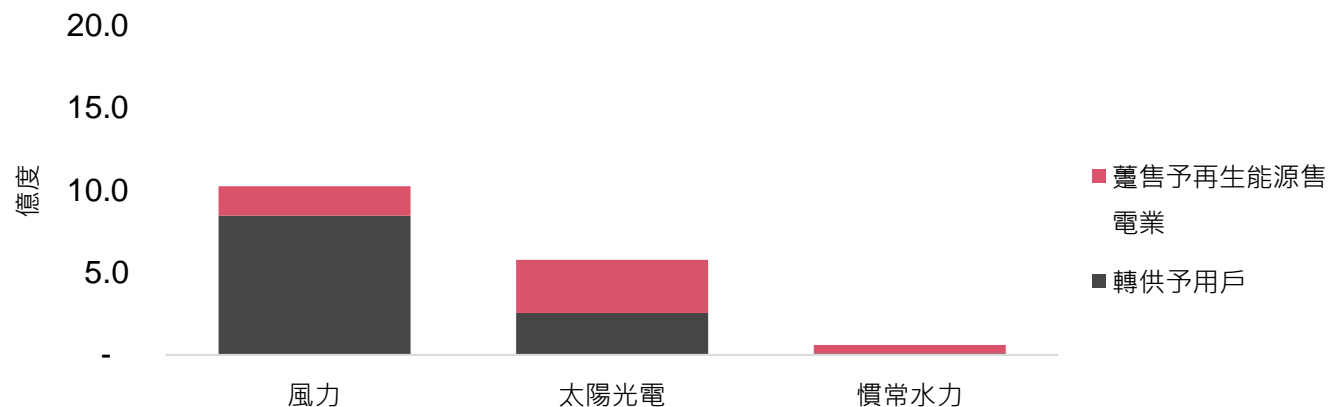
- 台灣總電力發電量達2,821億度，相較前一年下滑約2%，為連續第二年下滑。2023年電力總需求量約2,757億度，較前一年度較前一年度減少1.4%，因佔用電量近六成的工業用電減少約2.8%。用電減少推測與全球經濟受通膨及高利率影響，終端需求續疲，國內出口較前一年衰退有關。
- 火力占總發電量83%，其中燃煤發電達到1,192億度，占總發電量42%，燃氣發電達到1,116億度，占總發電量40%。
- 核能發電占總發電量6.3%，總發電量178億度。
- 再生能源占總發電量9.5%，總發電量267億度。
- 太陽能發電量達到129億度，占總再生能源發電量約48%，較前一年度增加22億度(21%)。
- 風力發電達到62億度，占總再生能源發電量約23%，較前一年度大幅增加26億度(成長73%)，因增加多為容量因素較高之離岸風電。
- 水力發電為39.6億度，較前一年減少18.7億度，占總再生能源發電量約15%。

2023年綠電轉供達17億度，占總再生能源發電量之6%

再生能源發電業直供/轉供量



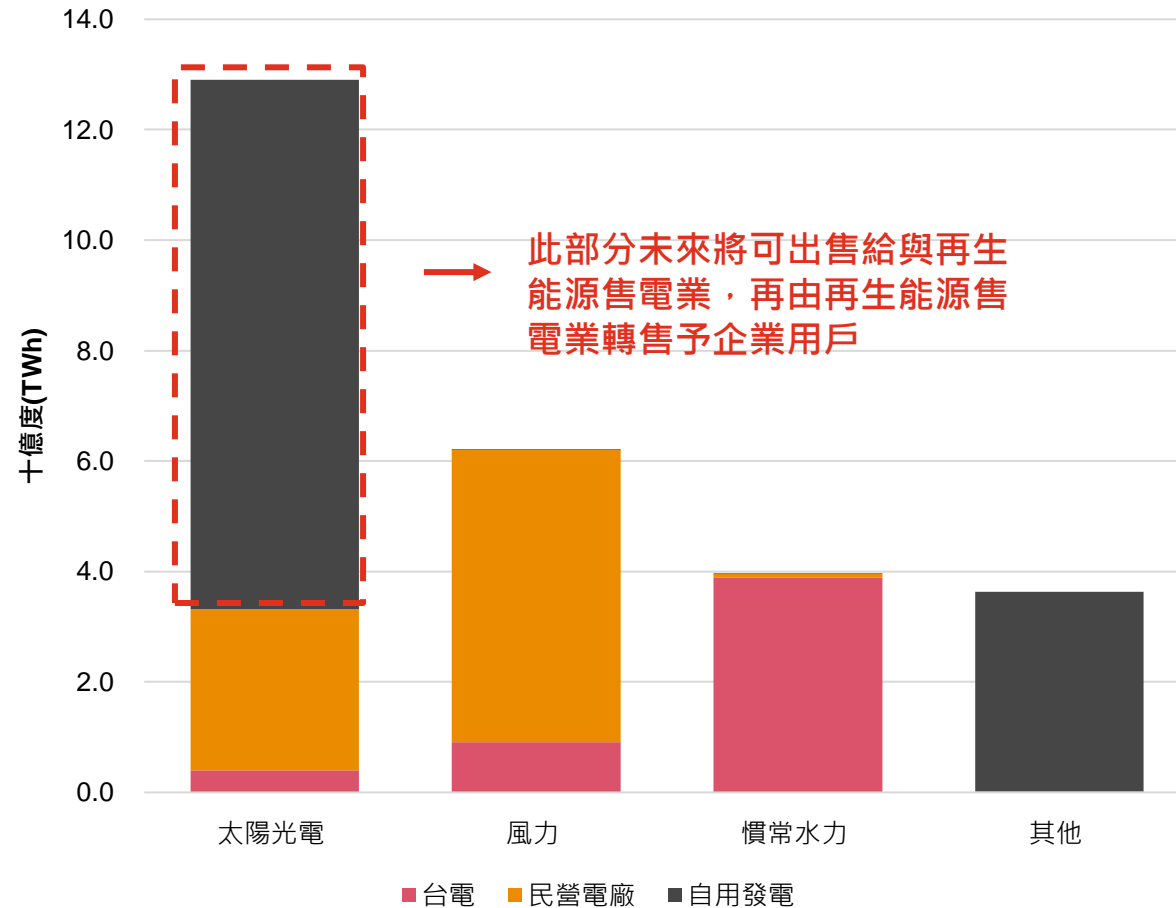
2023年再生能源發電業轉供通路



- 自2020年綠電交易自由化以來，再生能源發電業可以與公用售電業解約，透過直供或轉供方式將電能與自行約定價格銷售與用戶，或透過再生能源售電業銷售與用戶。
- 陸域風電的公用售電躉購費率相較比市電價格低，2020交易自由化後，陸域風電陸續與台電解約，投入綠電交易市場。太陽光電中，早期大型標案之躉售費率較接近市電價格，於綠電交易自由化後即投入市場。民間水力發電價格較近市電價格，也於2022年開始投入轉供。
- 每年再生能源直供與轉供量持續增加，2023年達到17億度，較前一年成長49%。其中，風力約佔直轉供量之六成，太陽光電約佔35%。
- 2023年太陽光電直轉供量增加到6.2億度，較2022年之1.9億度成長超過200%。其中，透過再生能源售電業之轉供量由前一年之5千7百萬度增加到3.2億度，增加超過五倍。**太陽光電轉供量大幅成長，顯示台灣企業在RE100與企業社會責任趨勢下，對於綠電需求殷切密切相關。高科技、電信、金融與消費零售等產業紛紛透過售電業希望採購到綠電。

放寬第二型/第三型再生能源電業產生電力售予再生能源售電業之限制

2023年再生能源發電量



資料來源: PwC 分析

根據電業規則，可參與綠電交易之機組須為第一型發電業。太陽光電中已併網12.4GW中約9.6GW多為第二或三型自用發電設備，不可參與綠電轉供交易。若要變更為第一型發電業，程序需要超過六個月，成為第一型發電業之法規遵循相對複雜。

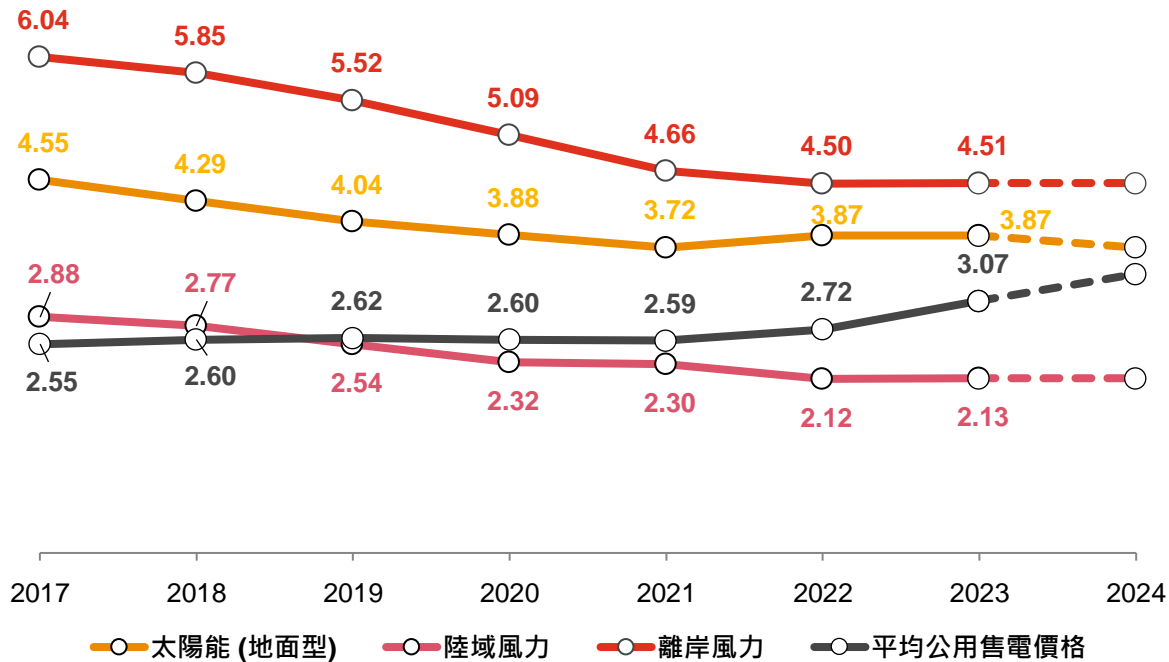
2023年底，為增加綠電可轉供交易量，經濟部能源署宣布開放再生能源自用發電設備（太陽光電第二、三型）所發之再生能源，可售予再生能源售電業，再由售電業者轉售予企業。此次修正將對再生能源購電市場產生以下影響：

- **大幅增加再生能源市場供應量:** 藉由本次法規放寬而可投入再生能源售電市場之供應量約96億度，佔2023年整體再生能源發電量之36%。自發自用太陽能轉供限制放寬後，以2023年發電量計算，台灣民間綠電可轉供量能約180億度，佔台灣工業部門一年約1,500億度需求的12%。
- **降低企業綠電採購成本:** 此次政策放寬可望使原本因為供需不平衡造成綠色通膨恐慌降低。根據經濟部資料，此次開放中預估有71億度原係以低於每度5元的躉售價格售予台電。企業將有機會以更具競爭力之成本採購綠電。

在綠電取得難度降低後，發電業、售電業與企業對於再生能源成本管理的要求將提高。如何有效的安排案場與用戶間的轉供，讓綠電使用成本有效運用，將是下一階段的挑戰。

再生能源躉購費率與公用售電價格之趨勢

歷史平均公用售電價格 V.S 歷史再生能源躉購電能費率 新台幣元/度



[註1]:公用售電價格包含輸配售電價格; 再生能源躉購費率僅為電能費率, 需要另外計算輸配電費率

[註2]:2023年公用售電價格為1-12月之平均資料; 2024年再生能源躉購費率為草案

[註3]:上圖太陽能躉購電能費率不包含額外費率加成, 如高效模組, 一地兩用等

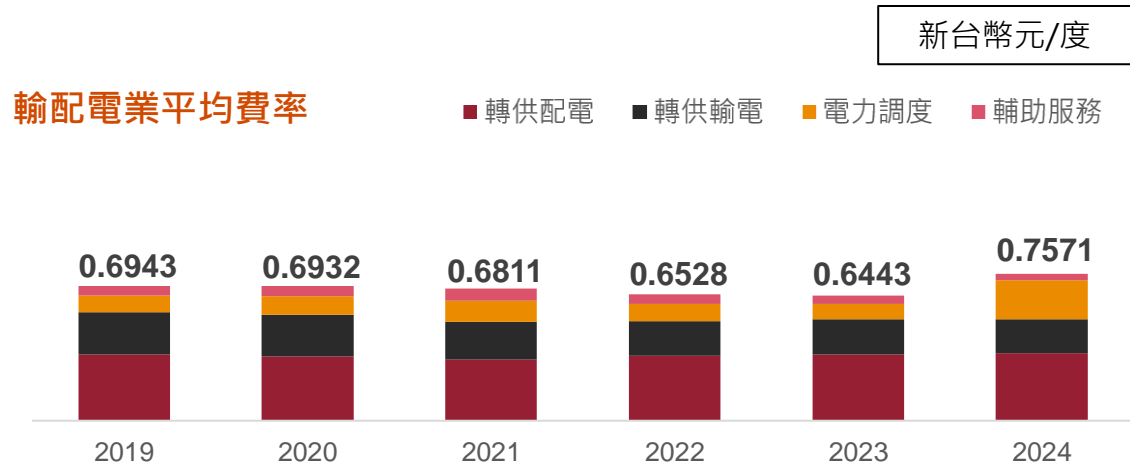
[註4]:第二階段遴選離岸風場方可適用離岸風電躉購電能費率; 第三階段目前為競標制, 價格上限為每度2.49元; 浮動式離岸風電躉購電能費率尚未公布

資料來源: PwC 分析

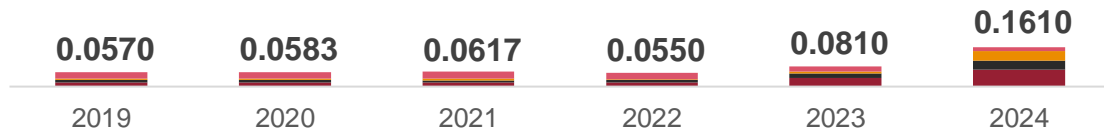
- 自2009年再生能源發展條例通過以來, 每年主管機關根據再生能源開發與建置成本計算再生能源發電業與公用售電業之購售電合約之20年躉購費率。
- 再生能源躉購電能費率隨著再生能源技術成熟化, 長期是下滑趨勢。然綠電需求殷切且開發商競爭下, 造成開發難度與併網成本增加。過去兩年受疫情引發國際原物料價格波動, 躉購費率曾微幅調升。根據目前公告之預估, **2024之風電與太陽光電之躉購費率預估呈現持平或微幅下修趨勢。**
- 公用售電價格於**2023年4月**進行調整, 全年平均電價為每度**3.07元**, 相較前一年增加約**12%**。然台電**2023年電價成本(包含輸配售)**已經達到平均每度**3.95元**, 其中火力發電受國際燃料價格影響, 發電成本平均每度**3.52元**, 火力購電成本每度**4.17元**, 再生能源平均購電成本增加到每度**5.2元**。電價調整需求仍是持續存在。
- 市電價格與綠電電能價格差距縮小:** 不同時段公用售電價格差異顯著, 夏月特高壓尖峰每度**6.58元**, 半尖峰每度**4.08元**, 離峰每度**1.83元**。參考台電太陽光電小額綠電電能價格多介於半尖峰市電價格與尖峰市電價格之間。

市電與綠電價差距預期將持續縮小, 市場對綠電價格接收度將提高。台電時間電價調整對於綠電的機會成本也有不同的影響。

電能轉供費率將隨綠電轉供量增加而逐步提升



再生能源(不排碳)



資料來源: PwC 分析

電能轉供輸配電費率由輔助服務費率、電力調度費率、輸配電轉供電能費率組成。輸配電業各項費率每年檢討且隔年調整。在平均費率下，另訂有各燃料別費率，而再生能源直轉供適用再生能源(不排碳)費率，並依「電力調度轉供費用優惠辦法」有基本費率優惠折扣。

平均轉供費率

- 2024因國際燃料價格上漲、線損成本增加，電力調度平均費率上升；另外，因台電線路地下化與建置新機房設備增加而使折舊費用上升，而使轉供配電平均費率上升。

再生能源(不排碳)轉供費率

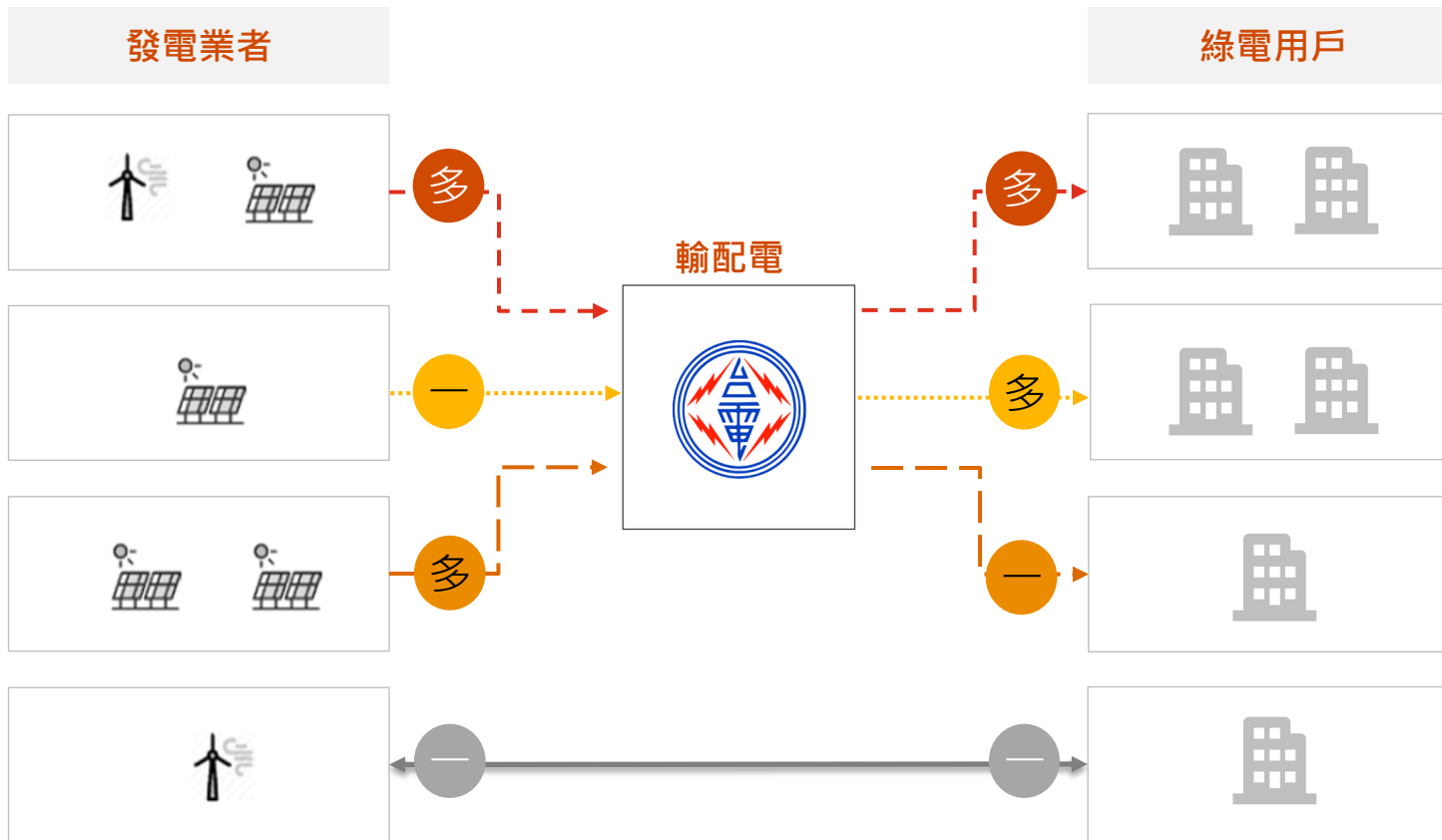
- 根據《電力調度轉供費用優惠辦法》，對於再生能源電能且其電力排碳係數為零者提供基本費率優惠，並因應未來綠電將快速發展，再生能源(不排碳)基本費率優惠將於未來逐步降低，於2027年起按平均基本費率計收，不提供優惠。
- 若以2024轉供費率之成本設算電力調度轉供費用優惠退場影響，再生能源(不排碳)電能轉供輸配電費率預計將從2024年每度0.16元逐年提高到2027年每度0.36元。

再生能源躉購費率僅為電能價格，若要與市電價格比較，需要加計轉供費率。

Appendix 1

企業綠電採購建議

綠電透過台電轉供，以電號為基礎



台灣的再生能源交易是採物理性雙邊購售電合約模式 (Physical Power Purchase Agreement)，以發電與用電電號為基礎透過台電輸配電系統轉供。現行綠電轉供方式以電號為基礎，共分為四種態樣：

- 多對多：多家案場 (電源) 轉供綠電予多電號之用戶
- 一對多：單一案場 (電源) 轉供綠電予多電號之用戶
- 多對一：多家案場 (電源) 轉供綠電予單一電號之用戶
- 一對一：單一案場 (電源) 轉供綠電予單一電號之用戶

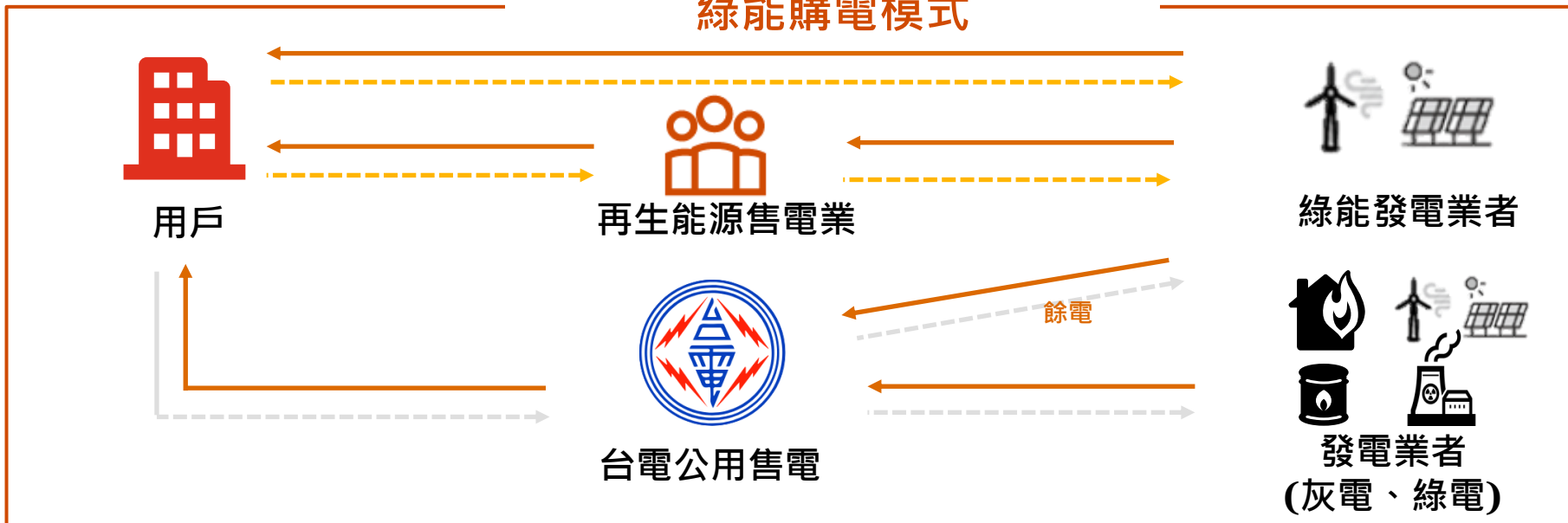
綠能售電模式彈性化

傳統購電模式



- 在綠電自由化前，除了自用發電外，所有用戶的供電方均為台電。
- 用戶電費以各時段用量以時間電價計算。
- 發電業者所發的電，以固定費率躉售予台電。

綠能購電模式



- 綠電自由交易後，用戶可以直接向綠電發電業者或透過再生能源售電業向合格之綠電供應方購電。該費率則為買賣雙方自由議定。
- 各時段綠電供給無法供應用戶需求部分，則由台電供應，以時間電價計算。
- 各時段綠電供給超過用戶需求部分，則以法定費率賣給台電。

企業綠電採購常見痛點

企業「綠電採購」常見議題

- 1 增加購電合約簽約量，但綠電比例卻沒有明顯提升？
- 2 每度綠電價格相同，但採購後總電力成本不同？
- 3 公司綠電採購/RE100目標的代價？
- 4 團購效益？各用戶被分配到比例如何計算？
- 5 團購後各用戶電費變化？各用戶市電方案如何調整？
- 6 採購綠電對組織性碳盤查溫室氣體排放量的影響？

PwC 綠電採購儀表板

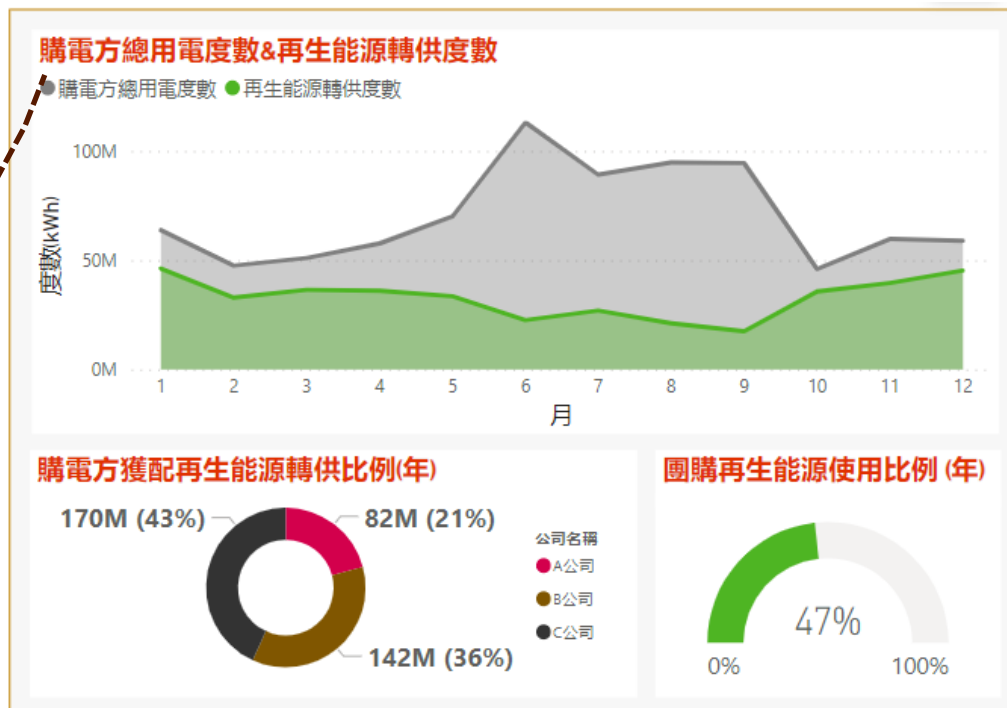
- 團購效益分析
- 各用戶綠電採購目標達標狀態
- 各用戶每年/月電力成本估計
- 各用戶溫室氣體排放減碳效益評估

PwC 綠電採購儀表板 (Dashboard)

透過動態可視化數據分析，支援多個用戶或售電業訂定綠電採購(團購)策略

1

黑線:用戶每月各時段用電度數加總
綠線:預估採購再生能源每月各時段發電度數加總
綠色區塊:電力供給來自綠電
灰色區塊:電力供給來自市電
此團購情境下，秋冬使用綠電比例比夏天高



4

團購後預估每月再生能源發電量與轉供量差異
 餘電主要發生在冬季



2

三個團購戶分配到
 再生能源度數

3

團購後合計再生能
 源使用比例

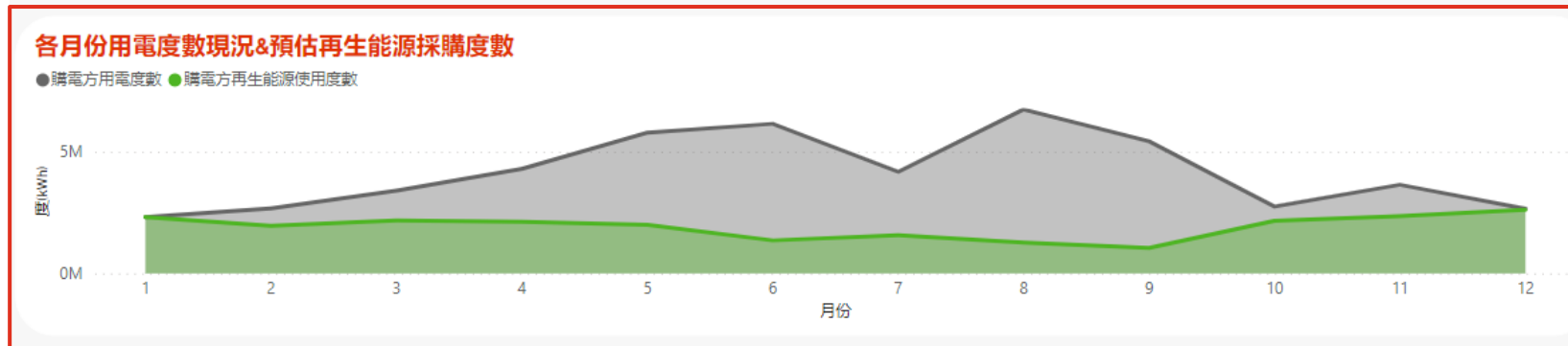
5

團購後之餘電

各用戶綠電比例分析

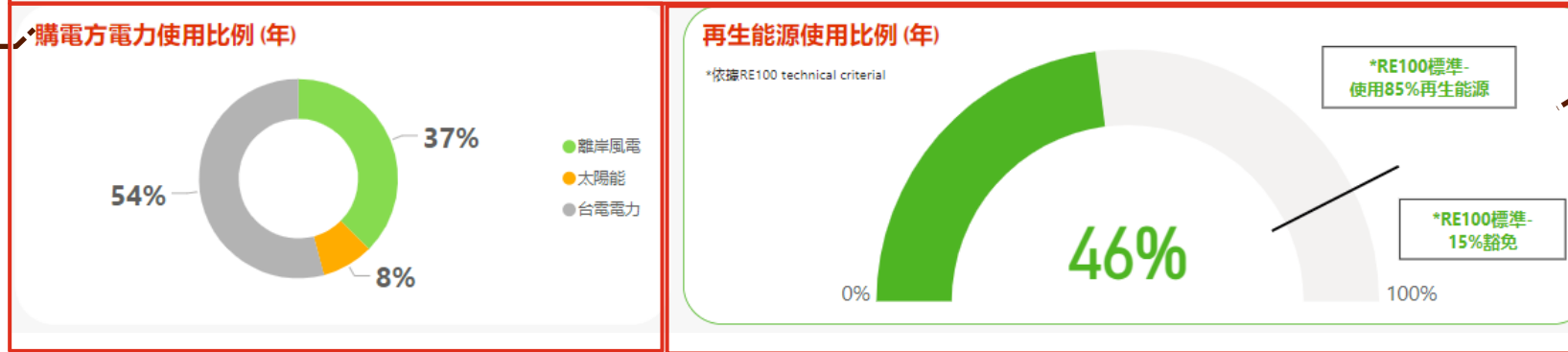
1

黑線:用戶每月各時段用電度數加總
綠線:預估採購再生能源每月各時段發電度數加總
綠色區塊:電力供給來自綠電
灰色區塊:電力供給來自市電
此用戶秋冬使用綠電比例比夏天高



3

再生能源使用比例與距離企業RE100目標: 該用戶預估一年46%電力來自於再生能源，還需要至少39%綠電方可達成目標



2

全年電力供給來源
 預估- 54%市電、
 37%風力發電、
 8%太陽光電

各用戶綠電成本與電力總成本

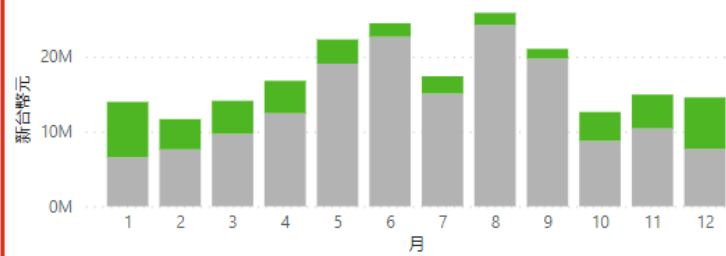
1

採購綠電後每月流動

電費: 綠色區塊為支付給綠電業者; 灰色區塊為支付給台電

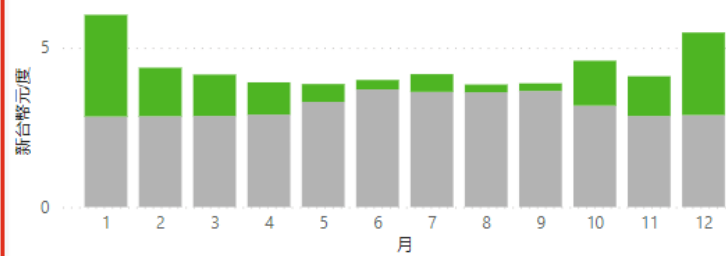
採購再生能源後總流動電費預估

● 採購再生能源前電費 ● 採購再生能源後增額電費



採購再生能源後每度電費預估

● 採購再生能源前每度電費 ● 採購再生能源後每度增額電費



2

(右)深綠色:採購綠電後包含市電之總電費
(左)灰色:100%採用市電之流動電費
(中)淺綠色:兩者差異

採購再生能源前成本

164M
新台幣元 (年)

購電成本差異

46M
新台幣元 (年)

採購再生能源後成本

210M
新台幣元 (年)

4

(右)深綠色:採購綠電後每度電費
(左)灰色:100%採用市電每度電費
(中)淺綠色:兩者差異

採購再生能源前每度電費

3.28
新台幣元/度 (年)

每度平均電費差

0.92
新台幣元/度 (年)

採購再生能源後每度成本

4.20
新台幣元/度 (年)

3

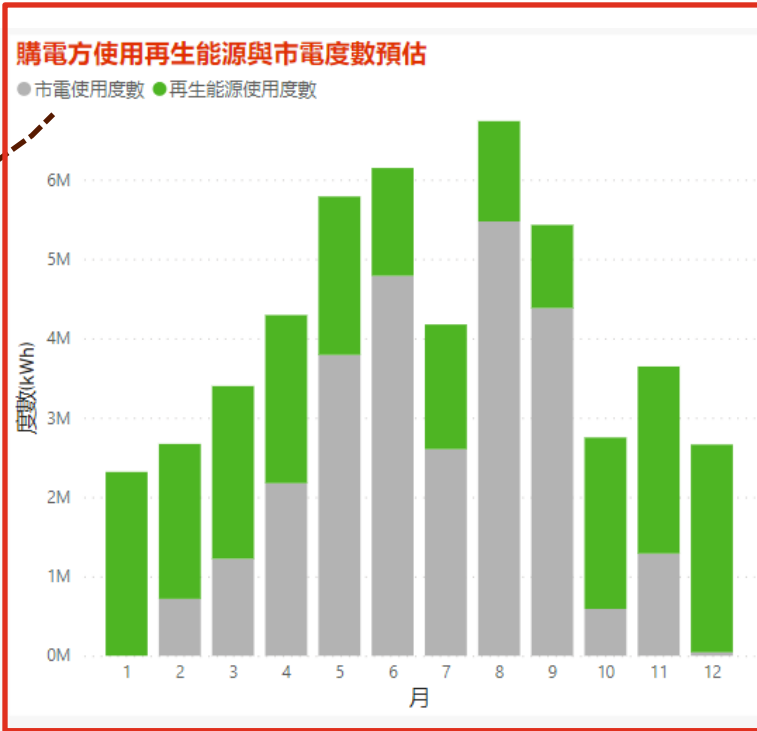
採購綠電後每月平均每度電價

市電非夏月電費較低, 在採購綠電後, 由於集中在非夏月, 每度電費預估增加幅度較大

各用戶溫室氣體排放減碳效益評估

1

採購綠電後每月綠電與市電比例：
1月預估為100%綠電，夏月使用比例約20-30%



購電方電力總使用度數	購電方使用再生能源度數	購電方使用市電度數
50M 度(kWh)-年	23M 度(kWh)-年	27M 度(kWh)-年
外購電力Location based 溫室氣體排放量	電力碳排減額	外購電力Market based 溫室氣體排放量
24,752 公噸-年	11,352 公噸-年	13,400 公噸-年

2

(左)黑色: 過去一年電力用量
(中)綠色: 為預估綠電轉供度數
(右)灰色: 為採購綠電後預估需要市電度數

3

(左)黑色: 溫室氣體報告書中外購電力 location based 排放量
(右)灰色: 外購電力 market based 排放量
(中)綠色: 電力排碳減額

資料來源: PwC 綠電採購儀表板

企業採購綠電建議

美國再生能源買家聯盟 (CEBA) 提出買家路徑圖，以台灣為例、建議企業購買綠電時須完成的事前準備包括以下：

1 盤點自身用電資料

- 電號：登記電號數？登記者？與台電簽訂之契約容量？
- 用電屬性：包制、表燈 (住商)、低壓、高壓、還是特高壓電力用戶？是否安裝合格智慧電表？
- 用電量：尖峰、半尖峰、離峰用電量？
- 電費計算與用電成本：是否為時間電價？是二段式或三段式計費？

3 瞭解不同再生能源種類

- 價格？
- 發電模式？
- 是否和自身用電型態相匹配？

5 綠電採購商業條件協商

- 客製化綠電採購價格及合約
- 議定採購年期、承諾採購量、承諾供應量、信用支持、付款期間、憑證申請、延遲風險、餘電等

2 確認企業採買綠電的目標為何

- 滿足供應鏈減碳需求、達到 ESG 承諾、用電大戶法規需求、環評承諾、降低國際碳邊境課稅風險、或國際企業總部承諾加入 RE100？
- 綠電須佔企業用電的多少百分比？是 2025 年、2030 年、還是 2050 年須達成？

4 成立綠電採購專案小組

- 瞭解綠電市場目前與未來供需量及企業未來用電需求
- 評估一次性長期合約、分階段採購、延遲採購對企業業務面與財務面的影響
- 須納入總務、財務、法務、經營、與董事會等，亦可諮詢外部獨立專業顧問

6 落實綠電交易與綠電轉供

- 對於開發或興建中案場的進度掌握、電業執照申請、後續台電轉供申辦等
- 定期與售電方追蹤，確認合約簽署後案場興建進度與綠電轉供進度

前提與聲明

免責聲明 (Disclaimer)

本文件係針對一般性議題彙整相關資訊，並非針對特定個案表達任何專業意見，閱讀本份文件者不宜在未取得特定專業意見下，直接採用本分文件之任何資訊。本公司，包含其管理當局(合夥人)、員工及所委任之顧問，不對本文件資訊的正確及完整與否負任何保證責任，亦不對該份文件負擔任何義務或責任。

文件中之電價、碳排、轉供、憑證規則等將隨市場、政府與台電規章而有變動，在決策前請務必對於最新市場狀況與相關法規進行評估。

智財權聲明 (Copyright Disclaimer)

本刊物所有著作內容未經資誠聯合會計師事務所書面同意，請勿引用、修訂或翻印，侵害必究。

Thank you

蔡亦臺

執業會計師, PwC Taiwan

Tel: +886 2 27296666, x25181

Email: yi-tai.tsai@pwc.com

黃清衍

執業會計師, PwC Taiwan

Tel: +886 2 27296666, x25955

Email: luke.huang@pwc.com

王韻輝

資誠普華財務顧問, PwC Taiwan

Tel: +886 2 27296666, x25815

Email: winnie.y.wang@pwc.com

李宗哲

資誠普華綠色科技, PwC Taiwan

Tel: +886 2 27296666, x26500

Email: andrew.tc.lee@pwc.com

[pwc.com](https://www.pwc.com)

© 2024 PwC. All rights reserved. Not for further distribution without the permission of PwC. "PwC" refers to the network of member firms of PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL), or, as the context requires, individual member firms of the PwC network. Each member firm is a separate legal entity and does not act as agent of PwCIL or any other member firm. PwCIL does not provide any services to clients. PwCIL is not responsible or liable for the acts or omissions of any of its member firms nor can it control the exercise of their professional judgment or bind them in any way. No member firm is responsible or liable for the acts or omissions of any other member firm nor can it control the exercise of another member firm's professional judgment or bind another member firm or PwCIL in any way.