

三、台灣電力股份有限公司

台灣電力公司成立於 35 年 5 月 1 日，資本額 5,800 億元，政府持股 98.25%，經營涵蓋發電業、輸配電業及公用售電業，並依據電業法規定，負有供給電力之責。105 年 1 月為強化企業使命與推動組織轉型，成立水火力發電、核能發電、輸供電、配售電等 4 大事業部，期提升公司經營效率與永續發展。截至 113 年底止，電力系統（含民營電廠）裝置容量 5,774 萬瓩，以火力為主，另在輸配電方面，共有各級變電所 622 所，輸電線路 1 萬 8,466 回線公里及配電線路 43 萬 4,463 回線公里。

台灣電力公司 113 年度決算，經本部參據會計師查核簽證財務報告，予以書面審核，並派員抽查。茲將查核結果說明如次：

（一）業務計畫實施情形之查核

1. 產銷計畫 113 年度生產及銷售計畫，主要有電力產銷 2 項，均未達預計目標，其原因列表分析如次：

計畫名稱	單位	預計數	實際數	比較增減		增減原因說明
				增減數	%	
(1) 生產計畫 電力	百萬度	258,679	250,377	- 8,301	- 3.21	用電需求較預計減少，供電量隨售電量減少。
(2) 銷售計畫 電力	百萬度	244,549	239,067	- 5,481	- 2.24	電價調漲及加強用戶節約用電，用電需求較預計減少。

2. 固定資產之建設改良擴充計畫 113 年度固定資產建設改良擴充預算數 2,463 億 1,735 萬餘元（含預算編列於 114 年度，報准先行辦理 45 億元），連同 112 年度轉入數 1 億 2,372 萬餘元，合計可用預算數 2,464 億 4,107 萬餘元（含專案計畫 1,189 億 932 萬餘元、一般建築及設備 1,275 億 3,175 萬餘元）。決算支用數 2,092 億 4,267 萬餘元（含專案計畫 958 億 2,024 萬餘元、一般建築及設備 1,134 億 2,243 萬餘元），較可用預算數減少 371 億 9,839 萬餘元，約 15.09%，主要係通霄電廠第二期更新改建計畫及大林電廠燃氣機組更新改建計畫，因海底輸氣管線及主發電設備等採購招標作業未如預期等所致。未支用數中 10 億 2,060 萬餘元（含專案計畫 8 億 5,251 萬餘元、一般建築及設備 1 億 6,808 萬餘元），業經報准保留轉入以後年度繼續執行。

(二) 預算執行情形之審核

113 年度決算審核結果，營業損失 216 億 7,681 萬餘元，營業外損失 175 億 4,804 萬餘元，稅前淨損 392 億 2,485 萬餘元，經加計所得稅費用 223 萬餘元後，審定本期淨損為 392 億 2,709 萬餘元。

上述營業損失較預算數減少 1,199 億 5,316 萬餘元，稅前淨損亦較預算數減少 1,242 億 5,139 萬餘元，主要係 113 年 4 月及 10 月調漲電價，電費收入隨增，暨配合用電需求，減少火力發電支出等所致。

(三) 盈虧撥補之審定

1. **盈虧之審定** 113 年度原編決算稅前淨損 410 億 9,458 萬 8,955 元，行政院彙編決算核定稅前淨損 394 億 2,326 萬 2,935 元，經本部審核分別修正增列收入 3,059 萬 9,926 元、減列支出 1 億 6,780 萬 8,547 元，綜計減列稅前淨損 1 億 9,840 萬 8,473 元，審定 113 年度決算稅前淨損 392 億 2,485 萬 4,462 元，加計所得稅費用 223 萬 6,517 元，本期淨損 392 億 2,709 萬 979 元。

2. **課稅所得之審定** 上列稅前淨損，依行政院核定及本部審核結果，照稅法規定，無課稅所得及應繳納所得稅。

3. **盈虧撥補** 113 年度審定本期淨損 392 億 2,709 萬 979 元，連同以前年度累計虧損 3,818 億 7,108 萬 9,805 元(含 113 年度現金增資股票發行成本)，合計 4,210 億 9,818 萬 784 元，經撥用盈餘(其他綜合損益轉入數) 2,335 萬 1,683 元全數填補以前年度累積虧損後，尚有待填補之虧損 4,210 億 7,482 萬 9,101 元，留待以後年度填補。

(四) 現金流量之查核

113 年度期初現金及約當現金 43 億 6,986 萬餘元，經營業、投資及籌資活動結果，現金及約當現金淨減 6 億 3,766 萬餘元，期末現金及約當現金為 37 億 3,219 萬餘元。其現金及約當現金淨減數較預算淨減數 2,570 萬餘元，增加 6 億 1,196 萬餘元，主要係配合業務需求，減少舉借債務所致。又營業活動之淨現金流入 433 億 9,592 萬餘元，主要係電費收入；投資活動之淨現金流出 2,434 億 6,856 萬餘元，主要係購建不動產、廠房及設備；籌資活動之淨現金流入 1,994 億 3,497 萬餘元，主要係舉借長期債務及辦理現金增資。

另長期借款及應付公司債期初餘額 1 兆 952 億 1,300 萬元（包含 1 年內到期長期借款及應付公司債 1,092 億 700 萬元，及 95 年度以後發行公司債尚未攤銷之債券發行費用 3 億 829 萬餘元），113 年度舉借 1,608 億元，較可用預算數 3,114 億 1,063 萬餘元（含以前年度保留數 501 億 2,372 萬餘元），減少 1,506 億 1,063 萬餘元，約 48.36%，主要係配合業務需求，減少長期債務舉借所致，償還 1,092 億 700 萬元，與可用預算數相同，期末餘額為 1 兆 1,468 億 600 萬元（包含 1 年內到期長期借款及應付公司債 1,184 億 8,600 萬元，及 95 年度以後發行公司債尚未攤銷之債券發行費用 3 億 775 萬餘元）。

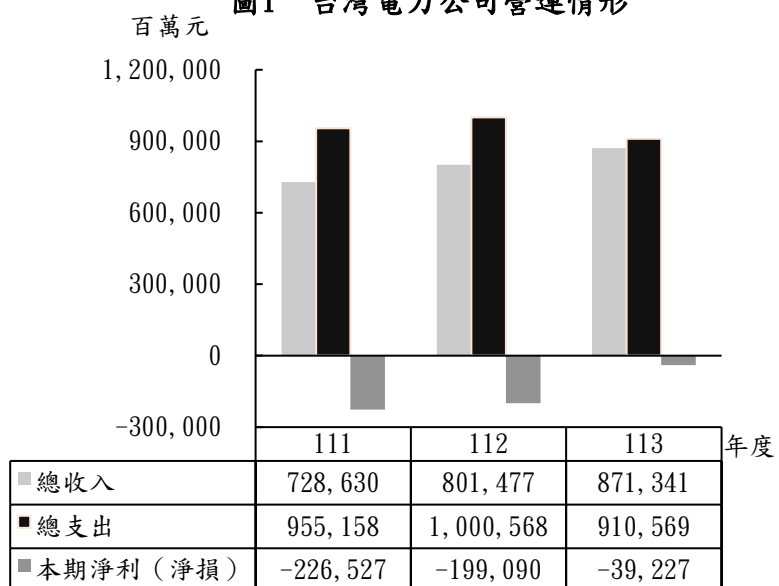
（五）重要審核意見

1. 肩負穩定供電政策與落實能源轉型任務，協助國家經濟發展，惟營運結果，連續 3 年發生鉅額虧損，且財務結構欠佳，又部分區營業處實際線路損失率已連續 2 年增加，及間有用戶疑有未按規定計費等情，允宜研謀善策妥處，以維公司永續經營目標。

台灣電力公司配合國家經濟發展，肩負穩定供電與落實能源轉型政策等任務，持續發展綠能與健全電力系統，另透過公司治理機制及財務資本運用，增進財務效能，以達企業永續經營目標。113 年經營結果，發生虧損 392 億餘元，經查經營管理情形，核有下列事項：

（1）電費收入不敷支應營運成本，自 111 年度起已連續 3 年發生鉅額虧損，且負債比率逐年攀升，債息負擔沉重，財務結構欠佳；經分析台灣電力公司 111 至 113 年度營運情形，政府為改善台灣電力公司營運虧損，雖於 112 年度疫後強化經濟與社會韌性及全民共享經濟成果特別預算撥補 500 億元挹注，及於 112 至 113 年間 4 次調整電價（平均漲幅介於 8.4% 至於 11.0% 間），據該公司提供資料，113 年 4 月及 10 月間 2 次調漲，共挹注電費收入約 867 億元，惟仍無法全數支應營運成本所需，平均每度電價收入 3.48 元仍低於售電成本 3.71 元，導致 113 年度續發生虧損 392 億 9,227 萬餘元，自 111 年度起

圖1 台灣電力公司營運情形



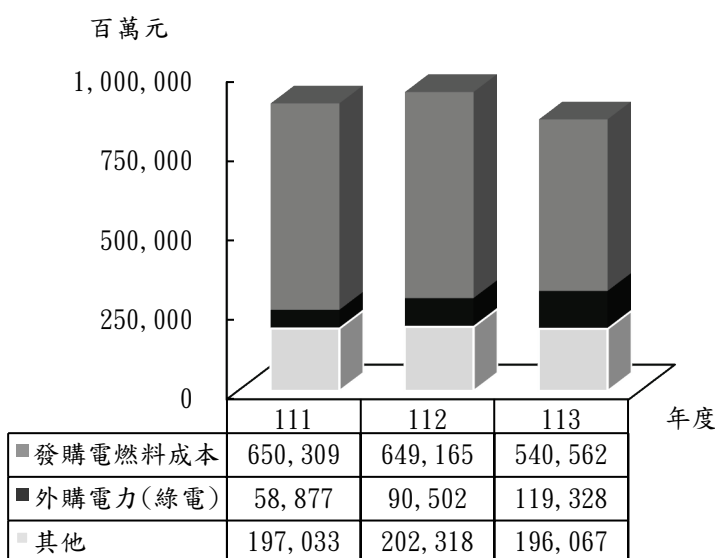
資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

已連續 3 年發生鉅額虧損（圖 1）。又該公司營業成本主要項目為發購電燃料成本及外購綠電支出等 2 項，其中發購電燃料成本近 3 年度（111 至 113 年度）分別為 6,503 億 974 萬餘元、6,491 億 6,565 萬餘元及 5,405 億 6,283 萬餘元，占營業成本比率為 71.76%、68.91%及 63.15%，發購電燃料成本占營業成本仍逾 6 成以上，113 年度每度之發購電燃料成本 2.70 元，雖低於 112 年度之 3.33 元，惟仍高於俄烏戰爭前水準（110 年度 1.65 元）；外購綠電支出，係依再生能源發展條例躉購之綠電，已由 111 年度之 588 億 7,750 萬餘元，倍增至 113 年度之 1,193 億 2,813 萬餘元（圖 2），每度單位成本亦由 4.75 元增加至 5.40 元。另該公司辦理各項電源開發及電網建設等計畫，因部分營運資產配合興建計畫須提前拆除，產生之資產報廢損失金額，由 111

年度之 12 億 9,320 萬餘元逐年上升至 113 年度之 16 億 5,267 萬餘元，未來隨著電源開發方案及電網投資建設陸續執行，相關資產報廢損失金額勢必增加。復查，台灣電力公司截至 113 年底負債金額高達 2 兆 5,272 億 7,766 萬餘元，占總資產之 92.64%，自有資本比率僅 7.36%，113 年度負債金額除較 112 年底增加近 1 千億元外，其中計息負債高達 1 兆 6,098 億 2,027

萬餘元，較 112 年度增加 896 億 9,740 萬餘元，增幅約 5.90%，致 113 年度利息費用 300 億 3,921 萬餘元，亦較 112 年度增加 21 億 3,958 萬餘元，增幅約 7.67%，債息負擔相當沉重；另截至 113 年底止，發行流通在外公司債餘額約 5,400 億元，單一公司市占率逾 15%，為市場發債金額最多之公司，恐面臨市場胃納飽和及投資人風險分散，影響公司未來籌措或調度資金能力，且經濟部為改善該公司財務結構，雖於 112 年 3 月及 113 年 5 月辦理現金增資 1,499 億元及 1,001 億元，惟截至 113 年底止，累積虧損仍高達 4,210 億餘元，已逾 2 次增資後實收資本額（5,800 億元）之 7 成，嚴重影響該公司財務健全，經函請經濟部督促台灣電力公司研謀善策妥處。據復：將積極採取各項開源節流措施，並降低營運成本，另將密切關注國際燃料價格走勢，依電價調整機制提案檢討，爭取合理電價，戮力彌平鉅額累積虧損，健全公司財務。

圖2 台灣電力公司營業成本



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 部分區營業處實際線路損失率已連續 2 年增加，且部分饋線線路損失率大於 50%，加重營運成本負擔：台灣電力公司歷來均將抑低線路損失作為營運績效指標項目，藉由強化系統運轉與維護、改善電源、電網結構及增設變電所等措施，以降低線路傳輸損失及減少發購電成本。經查，台灣電力公司近 3 年度（111 至 113 年度）整體配電系統線路損失率實際值，均於目標值範圍內，惟 113 年度配電系統線路損失 50.77 億度，較 112 年度之 49.12 億度增加 1.65 億度，約 3.25%（同期間供電量僅增加 2.82%），且基隆等 7 個區營業處（下稱區處）113 年度實際饋線損失率高於目標值，並已連續 2 年增加（表 1），屏東區處饋線損失率甚已連續 2 年居全公司最高，顯示部分區處線路損失改善情形仍有精進空間。另截至 113 年底止，台灣電力公司列管饋線數量共計 1 萬 220 條，惟饋線損失率逾 50%

者，計有臺北市區等 10 個區處共 102 條，主要係緊急事故臨時性停電切換、配合施工饋線轉供或遭養殖漁業惡性竊電等所致，又臺南、彰化等 2 市縣線路損失比率較高之饋線數量合計為 58 條，比率 56.86%（圖 3），顯示饋線發生較高線損率集中於特定市縣。鑑於該公司近 3 年度（111 至 113 年度）配電系統線路損失度數依序為 50.38 億度、49.12 億度及 50.77 億度，平均每年線路損失金額約 196.65 億元，不啻加重營運成本負擔，影響公司營運績效及穩定供電。經函請經濟部督促台灣電力公司研謀善策並落實抑低線路損失，以減少發購電成本，提高電力系統供電能力。據復：將視配電系

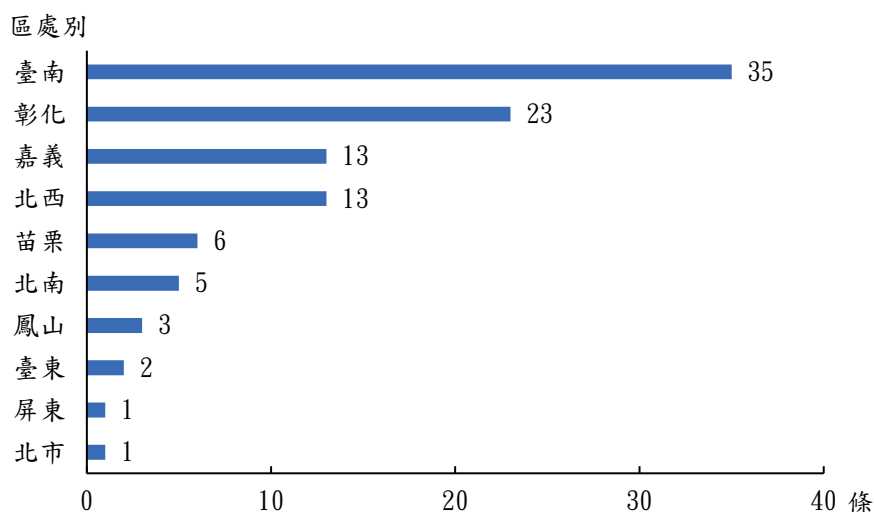
表1 配電系統線路損失率

單位：%

區處	111 年度		112 年度		113 年度	
	目標值	實際值	目標值	實際值	目標值	實際值
基隆	2.57	2.56	2.59	2.57	2.61	2.59
北北	2.47	2.46	2.51	2.50	2.53	2.52
苗栗	2.53	2.30	2.46	2.46	2.53	2.47
南投	3.99	3.97	4.00	3.99	4.02	4.01
鳳山	3.90	3.84	3.89	3.86	3.93	3.89
屏東	4.90	4.81	4.91	4.90	4.95	4.93
宜蘭	2.76	2.50	2.70	2.64	2.71	2.69

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

圖3 各區處饋線損失率逾50%情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

統運轉情形，逐年滾動檢討各區處線損目標值，並針對連續 2 年損失率增加之區處，逐月檢討管控改善情形，另加強配電系統線路改善、設備維護檢修及違規用電查緝，持續提升電力系統供電能力及降低配電系統線路損失。

(3) 委商辦理抄表作業，惟發現部分地區仍有疑似營業行為用戶未按營業電價計費等用電不符情事，允宜運用多元數據資料及工具輔助抽查，提升抽檢成效：台灣電力公司為確保各類用電電費（營業用電、非營業用電等）皆依規定正確計收，已訂定抄表作業規範，要求委外廠商落實辦理抄表作業，並運用機關內部用電資料分析，針對異常用電戶及抄表錯誤率較高區域加強抽查。113 年度台灣電力公司委託民間廠商辦理臺北市區抄表作業，契約金額計 9,492 萬元，經查執行情形，核有：A. 依據台灣電力公司營業規章第 23 條及第 24 條規定，凡用電場所所有營業行為者，不論其有無營業牌照或任何組織方式，需按營業電價計費；既設用戶如現場用電用途與原申請不符時，應向該公司申請變更之；如用戶未辦理變更，該公司得於查明後，自變更日起改按應適用電價計費。另據台灣電力公司抄表作業規範第 9 條第 6 款規定，未查報「表燈非營業改營業用電」、「表燈營業改非營業用電且已明確變更者」，每戶扣罰抄表廠商 80 元。本部經運用 Google Map 街景圖資及營業商家資料，與 113 年度台灣電力公司營業用電清冊比對結果，臺北市區計有 1,534 用戶疑似有營業行為卻未依營業規章規定按營業電價計費；B. 台灣電力公司臺北市區處抽檢中正區、中山區等 7 個行政區總用電戶數計 68 萬餘戶（屬非營業用電戶計 57 萬餘戶，屬營業用電戶計 9 萬餘戶）抄表正確性情形，該區處 113 年度依據表務手冊比率規定，抽核 13,015 戶，未發現有用電用途不符情形，惟本部運用 Google Map 街景圖資及營業商家資料，與 113 年度台灣電力公司營業用電清冊比對結果，另發現 308 筆資料疑似有營業行為之商家，未按營業電價計費。鑑於多元資料庫能提供更全面資訊，從不同面向觀察資料是否異常，從而提升異常偵測之準確性與可靠性等情事，經函請台灣電力公司依相關規定查明妥處，並評估運用多元數據資料輔助現有作業，提升選案抽檢成效。據復：A. 台灣電力公司相關區處將逐筆清查確認用電用途；B. 將評估導入多元資料，精進異常用電抽查作業成效。

2. 推動各項淨零轉型政策，有助達成政府環境永續目標，114 年起為碳費徵收對象，恐加劇公司營運負荷，另燃煤機組溫室氣體淨排放強度逐年增加，又火力發電廠廢水回收率已連續 3 年未達目標，允宜研謀因應妥處。

政府為因應全球氣候變遷，制定氣候變遷調適策略，降低與管理溫室氣體排放，前於 104 年 7 月 1 日制定公布溫室氣體減量及管理法，嗣為建構邁向淨零排放氣候法制基礎，於 112 年 2 月 15 日

修正公布氣候變遷因應法，環境部並依該法規定，推動碳費制度，訂定發布碳費收費辦法。又台灣電力公司為應國內社會持續對環境永續之期待，於108年4月發布環境白皮書，以作為該公司環境永續管理之基礎。經查台灣電力公司因應碳費開徵，及辦理火力發電機組空氣污染改善、廢(污)水回收再利用情形，核有下列事項：

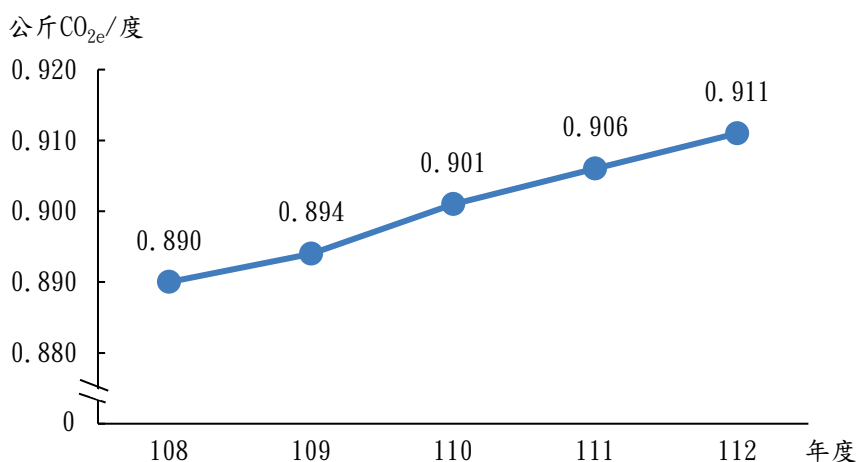
(1) 政府碳費制度已自 114 年度起施行，倘未能提出自主減量計畫無法適用優惠之碳費徵收率，恐加劇公司營運負荷：環境部為推動碳費制度，已於 113 年 8 月 29 日訂定發布碳費收費辦法，同日並發布自主減量計畫管理辦法及「碳費徵收對象溫室氣體減量指定目標」，嗣於 113 年 10 月 21 日公告碳費徵收費率，並自 114 年 1 月 1 日生效，公告徵收之費率除一般費率（每噸碳 300 元）外，另包括 2 種優惠費率，供有意願於 114 年 6 月 30 日前提出自主減量計畫並於 119 年達成行業別或技術標竿指定削減率之事業，得分別適用優惠費率 A（每噸碳 50 元）或優惠費率 B（每噸碳 100 元）。依據環境部氣候變遷署溫室氣體排放量資訊平臺公告資訊，台灣電力公司屬應盤查登錄及查驗之排放源且為碳費徵收對象，另依台灣電力公司提供 113 年度排放量自主盤查結果，其排放量為 9,131 萬餘公噸二氧化碳約當量（下稱 CO₂e），按碳費收費辦法第 5 條及第 8 條規定，扣除起徵門檻 2.5 萬公噸 CO₂e 及屬電力消費部分之排放量後，以一般費率估算應繳納之碳費金額為 13 億餘元。鑑於台灣電力公司 113 年度營運結果，發生稅前虧損 392 億餘元，且截至 113 年底累積虧損為 4,210 億餘元，碳費開徵恐加劇其營運負荷，倘能提出自主減量計畫並獲核定適用優惠費率，依不同條件之優惠費率計算，僅需徵收之碳費金額為 2 億餘元或 4 億餘元，可大幅降低碳費負擔。經建請行政院督促依限提出自主減量計畫，以減輕碳費負擔。據復：台灣電力公司後續將依據「自主減量計畫管理辦法」，於環境部規定之期限內（114 年 6 月 30 日前）提出「自主減量計畫」申請以爭取優惠費率，若經環境部審查通過且達成指定目標者，則可適用優惠費率 100 元/噸，以減輕碳費負擔。

(2) 配合國家淨零減排政策，致力推動環境永續管理，惟燃煤機組溫室氣體淨排放強度，及違反環保法規遭裁罰件數與金額，均逐年增加；又火力發電廠廢水回收率已連續 3 年未達目標，且部分廢水產量較大之發電廠回收率逐年下降：台灣電力公司為因應氣候變遷，守護及提升環境品質，以作為該公司環境永續管理之基礎，致力空氣污染排放改善、及推動火力發電機組排放廢污水回收再利用。經查執行情形，核有：A. 台灣電力公司為配合「增氣、展綠、減煤」之國家政策，逐步降低火力發電機組之溫室氣體排放量，以 105 年度火力發電溫室氣體淨排放強度（下稱淨排放強度）0.675 公斤 CO₂e/度作為基準（相當於每發 1 度電排放 0.675 公斤二氧化碳當量之溫室氣體），訂定 110 至 114 年度淨排放強度較 105 年度基準分別降低 7%、7%、7.1%、8.5% 及 15% 之目標。110 至 112 年度該公司火力發電淨排放強度分別為 0.632、0.627 以及 0.621 公斤 CO₂e/

度，相較 105 年度下降比率分別為 6.3%、7.1%、8%，111 及 112 年度雖已達淨排放強度減量目標，惟火力機組項下之燃煤機組淨排放強度 108 至 112 年度，分別為 0.890、0.894、0.901、0.906、0.911 公斤 CO₂e/度（圖 4），呈逐年增加趨勢，顯示燃煤機組淨排放強度尚待改善；B. 111、112 年度及 113 年度截至 11 月底，台灣電力公司違反環保法規遭裁罰件數（金額）分別為 3 件（33 萬元）、4 件（80 萬元）、8 件（252.4 萬元），遭裁罰件數及金額皆逐年增加，以違反空氣污染防治法 8 件最多（占 53.33%），又近

圖4 燃煤機組淨排放強度

3 年度遭裁罰之案件中，其中核能火力發電工程處北部施工處於 113 年 7 月 12 日在大潭發電廠進行 9 號機試車期間，因尚未取得固定污染源試車許可即運轉機組，遭桃園市政府環境保護局裁罰 160 萬元為最高，顯示相關法遵作業未臻落實；



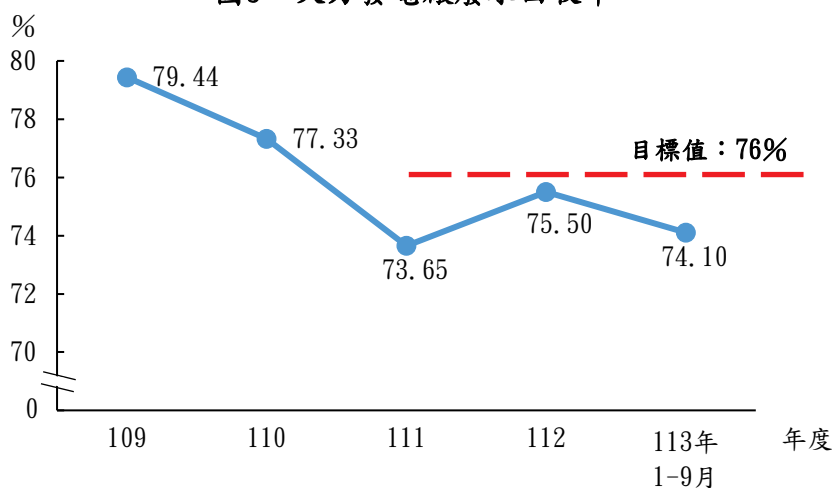
資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

C. 台灣電力公司為永續友善環

境及秉持節約用水理念，藉由推動雨水收集及廢污水回收再利用計畫，以減少發電事業水資源的使用，並設定 111 至 113 年度整體火力發電廠廢水回收率目標均為 76%，惟經統計水火力發電事業部轄下之火力發電廠（除馬祖珠山發電廠因廢水量甚少不予採計），111、112 年度及 113 年度截至 9 月底止，廢水回收率分別為 73.65%、75.50%、74.10%，已連續 3 年未達目標值（76%），亦未如 109、110 年度之廢水回收率

圖5 火力發電廠廢水回收率

（圖 5）。另廢水產量排名第三之興達發電廠，111、112 年度及 113 年度截至 9 月底之廢水回收率分別為 67.37%、64.08%、52.85%，呈現逐年下降趨勢等情事，經函請台灣電力公司積極研謀善策妥處，以落實永續發展及環境保護。據復：A. 113 年燃煤機組淨排放強度已降為 0.903



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

公斤 CO₂e/度，未來燃煤機組陸續除役，預期可再減少淨排放強度；B. 已自 114 年起責成各主管處，將受環保裁罰案件之預防措施平行展開至轄屬各單位，且追蹤辦理情形；C. 針對廢水產量高且回收率低之電廠研擬回收廢水場放流水，作為灰塘抑塵用水使用等改善方案。

3. 配合政府發展離岸風力再生能源政策，辦理離岸風力發電第一期及第二期計畫，並興建離岸風電維運中心，惟已完工第一期計畫部分風機實際運轉與發電成效未如預期，且離岸風電中心及第二期計畫執行進度落後，允宜研謀改善。

台灣電力公司配合政府發展離岸風力再生能源政策，於離岸風力發電示範獎勵階段，辦理「離岸風力發電第一期計畫」(下稱離岸一期計畫)，興建21部裝置容量為5.20MW離岸風力發電機組，裝置容量計109.20MW，建置金額259億5,152萬餘元，並於110年12月30日完工併聯商轉發電；嗣於離岸風力發電潛力場址之遴選階段，辦理「離岸風力發電第二期計畫」(下稱離岸二期計畫)，建置金額573億2,396萬元，107年4月獲配300MW開發容量，規劃設置31部9.50MW離岸風力發電機組，裝置容量計294.50MW，預計於114年底完工併聯(圖6)。

經查執行情形，核有下列事項：

(1) 離岸一期計畫已完工商轉發電3年餘，惟部分風機實際運轉與發電成效未如預期，發電度數不增反減或故障時數增加：據離岸一期計畫可行性報告所載，風場最可能發生之可用率為87.60%(最小值為78.00%、最大值為94.00%)，經承攬廠商保證運轉維護期間(111至115年度)之最低值為89.00%，預估年發電量為3.56億度，容量因數約37.00%。經查，離岸一期計畫21部機組111至113年度實際發電度數分別為2.97億度、2.97億度及3.30億度，均未達預計目標3.56億度，機組發電量容有精進空間；另就111至113年度個別機組發電量分析，機組編號B2、B5等2部發電量各為1,704萬餘度、1,704萬餘度、1,519萬餘度，與1,637萬餘度、1,584萬餘度、1,366萬餘度，各機組已連續2年發電量減少，B4、C4等2部發電量113年度較

圖6 離岸一、二期計畫簡介



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

112 年度減少 12 萬餘度及 124 萬餘度，該等機組維運管理作業尚待加強；另 21 部機組 113 年度故障總時數 1 萬 8,079 小時，故障排除時數超過 100 小時之重大案件 31 件（表 2），其中機組編號 B2、B5、D1、D4 及 C4 等 5 部機組，113 年度故障時數較 112 年增加 73 小時至 1,098 小時間，其中故障排除時數超過 100

小時者計 13 件，占全數重大案件之 41.94%，顯示部分機組運轉發生故障事件仍頻，經函請台灣電力公司檢討改進。據復：部分機組於盛風時期故障，因須等待適合進行修復之

天候窗口，致發電量減少，除視運轉狀況持續優化機組效能，對高損耗或易故障零件，更換品質較佳料件及研擬改善對策，114 年將導入直升機載運維修人力，縮短修復時程，增加設備正常運轉時間，提升風機發電效能。

(2) 興建首座離岸風電運維中心，以監控離岸風電案場運作，惟工程興建進度落後，預計將延後 17 個月始能完成，影響風力機組維運效能：台灣電力公司為監控離岸風電案場運作情形，除蒐集機組運轉資料與故障訊息外，並統籌儲備替換元件以因應營運維修業務，於離岸一期計畫辦理「離岸風力發電廠運維中心辦公室暨倉庫統包工程」（下稱運維中心統包案），於 110 年 6 月 2 日決標，同年 12 月 12 日開工，契約金額 6.83 億元，契約工期 990 日曆天（含取得建築物使用執照），預定 113 年 2 月 26 日完工。經查，運維中心統包案開工後，因新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情之隔離政策影響出工人數、電氣與消防等管線審議較預定進度延遲、天候不佳影響吊裝及電焊作業延宕工程進度等，統包廠商自 110 年 8 月至 113 年 10 月間，計提出 9 次工期展延，共獲得展延 504.5 日曆天（表 3，修正後工期為 1,494.5 日曆天），完工日期延至 114 年 7 月 14 日，較預定完工工期延後 17 個月；又截至 114 年 2 月底止，工程累計實際進度為 79.66%，雖無進度落後情形，

表 2 離岸一期計畫機組運轉期間發生故障情形

單位：小時、件

項目 機組代號	機組故障時數			故障件數		
	112 年度	113 年度	增減數	112 年度	113 年度	增減數
合計 (21 部)	26,429	18,079	- 8,350	36	31	- 5
B2	414	807	393	—	4	4
B5	635	942	307	1	2	1
C4	1,104	2,202	1,098	2	5	3
D1	676	887	211	—	1	1
D4	437	510	73	1	1	—
其他 (16 部)	23,163	12,731	- 10,432	32	18	- 14

註：1. 本表故障次數係統計單一機組故障排除時數超過 100 小時者。

2. 其他係指其餘 16 部機組之合計數

3. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

惟工期已耗用 1,358 日曆天，逾全部工期 9 成，然所餘未完成工程尚有 2 成餘（包括取得建築物使用執照），潛藏無法於修訂期程內完工之風險，經函請台灣電力公司檢討改進。據復：廠商再以外牆曲面造型複雜，施工費時、工區位處海濱易受天候影響，延宕吊裝及焊接作業等，預計工期展延至 114 年 11 月間，除審查工期展延申

表 3 運維中心統包案工期展延情形

單位：日曆天

項次	展延天數	契約原訂日期	展延後完工日期
合計	504.5		
1	22.0	113 年 2 月 26 日	113 年 3 月 19 日
2	70.0	113 年 3 月 19 日	113 年 5 月 28 日
3	90.5	113 年 5 月 28 日	113 年 8 月 27 日
4	48.5	113 年 8 月 27 日	113 年 10 月 14 日
5	37.0	113 年 10 月 14 日	113 年 11 月 20 日
6	30.0	113 年 11 月 20 日	113 年 12 月 20 日
7	119.5	113 年 12 月 20 日	114 年 4 月 18 日
8	7.0	114 年 4 月 18 日	114 年 4 月 25 日
9	80.0	114 年 4 月 25 日	114 年 7 月 14 日

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

請，已每週定期召開會議督促廠商增加施工人力、整合工序增加施工效率、提前準備消防竣工查驗及申辦使用執照所需資料等，以儘速完工啟用。

(3) 離岸二期計畫執行進度落後，未能依遴選契約規定於 113 年底完成所有水下基礎設置：離岸二期計畫 109 年 7 月 15 日開工後，由於海事工程審查進度及船舶調度作業等延誤，又 113 年 9 月施工船吊臂受損，完成修復時點已逾適宜海事工程施工氣候窗（每年 4 月至 10 月間），造成海上工程停擺，延宕執行進度，截至 113 年底止，31 部水下基礎（內含 31 座鋼管樁及 31 座套筒桁架），僅完成 7 座鋼管樁打設，其餘 24 座鋼管樁及 31 座套筒桁架均未完成設置，已無法依遴選契約規定於 113 年底完成所有風機水下基礎設置；另離岸二期計畫統包廠商所提工程進度管控表，整體海上工程之施工期程（113 年 3 月至 114 年 12 月）計 1 年 10 個月（圖 7），惟截至 113 年底止，尚餘 24 座鋼管樁、31 座套筒桁架、31 部風力發電機組、1 座海上變電站及海纜等海上工程工項仍未

施作，距 114 年底完工期程僅餘 1 年，且適宜海上施工之氣候窗期僅 4 月至 10 月間計 7 個月，遠少於原規劃近 2 年度

圖 7 離岸二期計畫海上工程進度規劃

工項名稱	113 年度				114 年度			
	第 1 季	第 2 季	第 3 季	第 4 季	第 1 季	第 2 季	第 3 季	第 4 季
風機鋼管樁打設與套筒桁架安裝	113.3			113.9				
海上變電站			113.9	113.9	114.3		114.6	
海纜佈放					114.3		114.6	
風力機安裝及試運轉						114.5		114.12

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

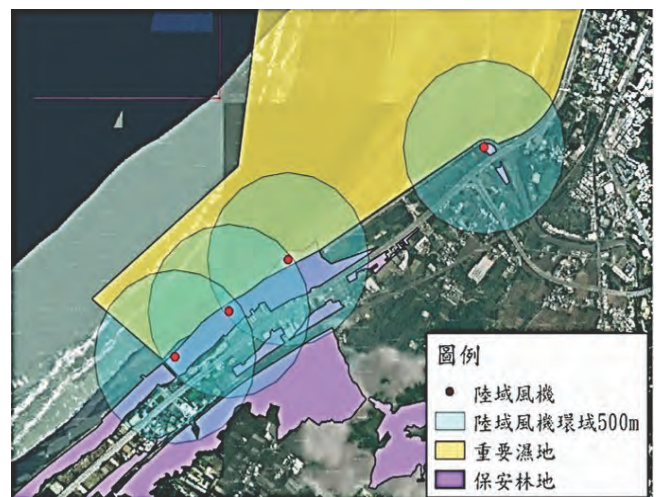
計 14 個月施工氣候窗期，潛藏未能如期完工併聯風險，經函請台灣電力公司檢討改進。據復：對於統包廠商未能於 113 年底前完成所有風機水下基礎設置，已依約罰款，並經檢討工程要徑及所需資源，將增加重吊與鋪攬等施工船舶數量，增加施工效率，且隨時監測風場動態及提前規劃施工機具與人員，確保落實工作安全及風險可控，達成如期如質完工併網目標。

4. 持續管理維護轄管陸域風機作業，辦理廢棄風機葉片回收再利用，惟部分將屆除役機組位處環境敏感區，汰舊更新適用趨嚴之環保法規，部分廢棄風機葉片未能妥善處理致遭裁罰；又為維持綠色能源供應，辦理風力發電第五期計畫，惟評估作業未臻周妥，致執行進度落後，允宜研謀因應改善。

風力發電為我國再生能源發展重要項目之一，台灣電力公司自 92 年起投入陸域風場開發，陸續推動臺灣本島之風力發電第一期至第五期計畫，與離島地區之澎湖湖西、金門金沙，及澎湖低碳島等風力發電計畫，其中風力發電第五期計畫，規劃設置總裝置容量 36MW 風力發電機組，投資總額 25.27 億元，計畫期程為 106 年 1 月至 109 年 6 月，又截至 113 年底止，台灣電力公司再生能源處轄管陸域風機數量共計 179 部，總裝置容量 330.04MW，其中中屯風場之 4 部風機已屆商轉 20 年期限，機組葉片面臨拆除或去化困難等問題。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 部分轄管陸域風機將屆除役年限，且機組位置比鄰重要生態地點或民生住宅，汰舊更新適用趨嚴之環保法規，允宜儘早因應，確保陸域風電發電量能穩定：依據 112 年 3 月 22 日修正之開發行為應實施環境影響評估細目及範圍認定標準（下稱應實施環評認定標準）第 29 條規定，設置風力發電機組，位於野生動物保護區、重要濕地、沿海公告之自然保護區、保安林地，及風機基座中心與最近建築物邊界之直線距離 500 公尺以下者等，應實施環境影響評估。經查，截至 113 年底止，台灣電力公司再生能源處轄管完工運轉逾 15 年（96 年底前已完工機組）陸域風機計 96 部，裝置容量 162.44MW，經運用地理資訊系統軟體（Q-GIS），套疊該等機組座落地點是否位處應實施環評認定標準第 29 條規定之範圍結果，計有石門、恆春、大潭、臺中港、中火、彰工（I）、麥寮、觀園及香山（圖 8）等 9 處案場之部分風機，或位處重要濕地、保安林地，或風機基座中心半徑 500 公尺內有建築物等情

圖 8 截至 113 年底止香山案場部分風機位處重要濕地、保安林地及周邊 500 公尺有建築物情形

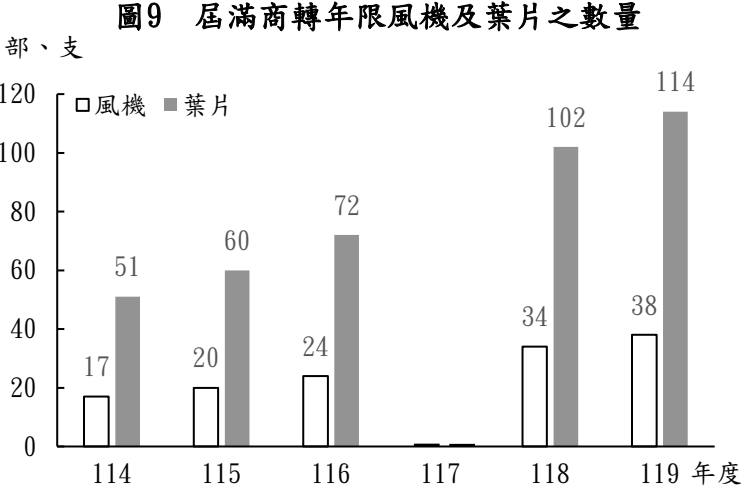


資料來源：依據台灣電力公司提供資料套疊比對結果。

形，未來汰舊更新須辦理環境影響評估作業，經函請台灣電力公司研謀因應措施。據復：已評估各案除役更新面臨問題並研擬因應措施，包括提前啟動環境影響評估作業，對於無法更新案場，採更換主要設備延役或將加強維護作業確保持續運轉，維持陸域風電發電量能穩定。

(2) 委商試驗廢棄風機葉片回收再利用之可行性，惟因廠商無法取得廢棄物處理許可而終止契約，恐影響未來廢棄葉片處理，又部分機組遭颱風侵襲損壞，破損葉片散落於鄰近土地未妥善處理，致遭環保機關裁罰：台灣電力公司規劃透過低溫熱裂解（350°C 以下）方式試驗報廢風機葉片回收再利用之可行性，113 年 7 月決標「報廢風機葉片回收再處理」，期於 114 年 2 月底完成試驗報告。經查，計畫執行過程，因環境部資源循環署於 113 年 6 月 27 日公告將風機葉片納入事業廢棄物範疇，爰得標廠商依法須取得事業廢棄物處理許可證，始得進行報廢風機葉片熱裂解試驗，囿於得標廠商遲無法取得須具備之許可證而未能履約，於 114 年 2 月終止契約。經統計台灣電力公司 114 年底前及未來 5

年內（115 至 119 年）屆滿商轉年限之風機各有 17 部及 116 部，合計 133 部風機，待處理葉片約 399 支（圖 9），約占該公司轄管 179 部風機之 74.30%。另查，臺中港陸域風力案場於 98 年商轉開始營運（共有 16 支風機，裝置容量合計 35MW），113 年中旬民眾舉報該案場風機葉片殘骸散佈於臺中港務分公司所屬土地，經台灣電力公司派員確



註：1. 117 年度未有屆滿商轉年限之風機。
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

認為 104 年遭蘇迪勒颱風吹損四散之風機葉片殘骸，後經媒體於 114 年 1 月報導，引起廣泛討論，臺中市政府環境保護局於 114 年 1 月 22 日赴現場稽查，並依廢棄物清理法相關規定於 114 年 2 月至 3 月間以未提報事業廢棄物清理計畫書，以及未於網路申報該項廢棄物產出、貯存、清除及處理情形等事由，裁罰 4.2 萬元，斲傷公司形象。經函請台灣電力公司研擬報廢風機葉片環保去化之可行作法，並注意依相關環保法規妥善處理，以落實資源循環利用，避免損壞環境保護事件再度發生。據復：已多次與環境部資源循環署及財團法人工業技術研究院等單位研討，研議風機葉片相關資源化處理方式，刻正辦理委託服務案發包作業中；另有關廢棄風機葉片部分，於 114 年 2 月底派員清理完成，並向臺中市政府環境保護局申請事業廢棄物清理計畫書，於同年 5 月獲得核准。

(3) 風力發電第五期計畫評估作業未盡周妥，增加投資金額及展延執行期程，且執行進度落後：台灣電力公司於106年1月辦理風力發電第五期計畫，預計於彰工(Ⅲ)、彰化永興、雲林臺西及嘉義布袋港等地點，設置總裝置容量36MW風力發電機組，投資總額25.27億元，預計109年6月完成。經查，本計畫執行過程因延遲取得土地容許許可、招標期程未如預期、部分機組變更設置地點等，先後於109年4月至111年5月間辦理2次修正計畫，裝置容量目標調整為51.60MW，投資總額調增至34.70億元，計畫期程延至113年6月30日。次查，彰工(Ⅲ)及彰化永興等2場址因土地租賃、都市設計審議及施工完竣審查等作業延遲，完工期程較預訂進度落後1年2個月及1年5個月；雲林臺西風場，延遲送審設置風機審查資料，完工期程較預計落後5個月，經函請台灣電力公司檢討改進。據復：計畫全數場址裝置容量計51.60MW已於113年底前陸續完工，持續辦理竣工查驗並申辦電業執照，爾後持續吸收計畫執行經驗，因應環境變化，並於訂定作業里程碑預留處理風險因素時程，且加強與各界溝通協調，俾利如期達成計畫裝置容量目標。

5. 辦理綠能第一期計畫，有助增加再生能源供給，惟未依規定辦理短期可行及計畫備選廠址之評估，致部分案場取消辦理或縮減規模，且造成部分前置工程經費未能發揮效益，又部分備選廠址涉及生態開發或單位競合等，無法填補裝置容量缺口，未能及時發揮替代廠址功能，未達計畫裝置容量目標並延宕期程，允宜研謀妥處。

台灣電力公司為配合政府2025年再生能源發電占比20%之能源政策目標，落實逐步建置分散式電源，減緩增設大型電廠需求，並減少電力成本及碳排放，於109年12月9日提報「綠能第一期計畫可行性研究報告」(下稱本計畫可行性報告)，藉由盤點政府機關、國營事業或民間企業得以釋出及招商之間置土地(或建物屋頂)，開發建置風力發電、太陽光電及地熱等再生能源裝置，獲經濟部於110年6月11日核定辦理「綠能第一期計畫」(下稱本計畫)，計畫金額91億6,220萬元，計畫期程為110年7月至113年12月，預計設置總裝置容量160MW之再生能源發電系統(包含光電110MW、風力48MW、地熱2MW)。計畫推動過程，因開發短期可行廠址受機組干擾陸空通訊及雷達訊號、飛航限高、廠址不適合開發、民意反對等因素影響，致部分案場取消開發或縮減規模，截至112年8月底止，完成2廠址計3.40MW併網發電，僅達成預定完成目標量11.56MW之29.41%。嗣台灣電力公司盤點可執行之短期可行廠址及替代廠址裝置容量計19處廠址共115.90MW，惟遠低於原計畫設置160MW之裝置容量目標，爰於112年10月31日陳報修正本計畫，將總裝置容量目標調降為不低於115MW，計畫期限由113年12月31日展延至116年12月31日，投資總額維持不

變，經經濟部於112年12月13日同意修正。經查執行情形，核有：(1)未依規定辦理12處短期可行廠址(可裝置容量共209.90MW)之選址評估，且未正視本計畫可行性報告階段有關民意反對、廠址資料不全，無法判斷是否可行等開發疑義預警性意見，致部分案場取消辦理或縮減規模等減少裝置容量共152.57MW，占原預估209.90MW之72.69%，除虛耗相關作業流程及時程，並影響計畫裝置容量目標之達成，另未取得嘉義布袋港風力發電廠址之電業籌設許可，先行決標機組新建工程，終因該案取消設置，造成已支出之425萬餘元前置工程經費未能發揮效益；(2)本計畫可行性報告盤點16處備選廠址(裝置容量計546.20MW)，期於短期廠址遇不可抗力因素無法推動，則由備選廠址擇優更替，惟該16處備選廠址因涉及生態爭議或非首位申請開發單位等因素未能成案(表4)，無法及時填補短期可行廠址遭取消或縮減設置之容量規模，另覓替代廠址亦無法填補減少之容量缺口，致修正計畫展延工期3年並調降整體裝置容量目標為不低於115MW，影響計畫效益等情事，經依審計法第69條第1項前段規定，於114年2月13日函請經濟部督促檢討改善，

表4 綠能第一期計畫備選廠址土地審查意見情形

單位：筆、MW

土地管理機關 審查意見	土地 筆數	預估裝置容量
合計	16	546.20
高生態爭議區，依法不得開發。	6	318.60
台灣電力公司主動申請註銷，不同意開發。	4	13.40
台灣電力公司尚未申請開發。	2	28.00
台灣電力公司非首位申請開發單位。	4	186.20

註：1. 資料統計時間：109年11月30日。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

並報告監察院。經經濟部研提下列改善措施：(1)台灣電力公司經優先盤點自有場域及加計既有案場空間，總計可行開發容量122.33MW，可達成本計畫修正後不小於115MW之目標，另已於採購契約範本訂定設計開工、設備訂貨、現場施工等階段性履約管控條款，健全採購作業流程；(2)持續加強評估各類再生能源開發配套方案、廠址調查、資料蒐集等場址規劃機制，有效降低再生能源開發過程阻力，並持續滾動評估新潛力場址，最大化再生能源裝置容量。嗣經監察院於114年6月11日函復准予備查。

6. 配合政府能源轉型政策，推動太陽光電相關專案計畫，惟部分案場容量因數偏低，或已連續3年發生虧損且漸趨擴大，又案場場址分散及設備型式多樣，增加案場設備維運難度，允宜針對問題癥結妥謀善策，以提升發電效能及營運績效。

台灣電力公司為配合政府能源轉型政策，發展太陽光電再生能源，陸續推動太陽光電第一期至第五期及綠能第一期計畫，截至113年底止，併聯運轉光電案場共62個，裝置容量為290.74MW，113年度發電量目標值3.63億度，實際值4.03億度。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 建置太陽光電案場整體發電效率高於市縣全額躉購，惟部分併聯運轉光電案場之容量因數偏低，或已連續3年發生虧損且呈擴增趨勢：據台灣電力公司提供62個光電案場運轉效率及內部成本效益分析資料顯示，各該光電案場近3年度（111至113年度）平均容量因數介於15.63%至16.01%間，又依該公司公布同期間各市縣太陽光電平均各機組容量因數（全額躉售）介於13.35%至

13.83%間，該公司整體光電案場運轉效率高於全額躉購對象。惟經比對相關容量因數，發現其主要光電案場（裝置容量

表5 台灣電力公司光電案場所在市縣容量因數低於全額躉購對象情形

單位：%

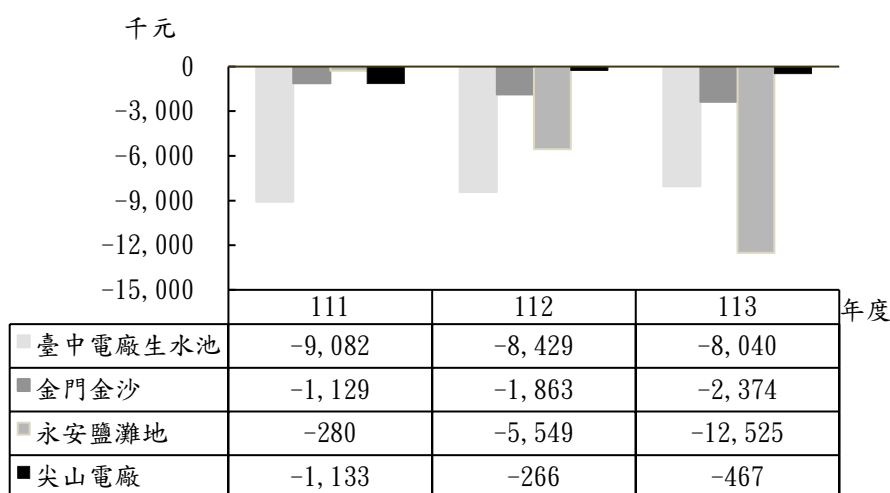
台電案場				全額躉購對象			
名稱	111年度	112年度	113年度	市縣	111年度	112年度	113年度
大潭電廠生水池	10.99	11.98	10.54	桃園市	12.15	12.71	11.86
臺中電廠生水池	13.08	13.06	13.60	臺中市	14.52	14.39	13.91
龍井	13.50	12.42	12.24				
永安鹽灘地	12.06	9.92	11.38	高雄市	13.64	13.24	13.06
核三廠	12.50	10.80	11.52	屏東縣	13.61	13.18	13.13
金門金沙	11.85	10.85	10.13	金門縣	14.07	14.31	13.52

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

達0.5MW)所在市縣，已連續3年低於全額躉購對象者，計有大潭電廠生水池等6個案場（表5），其中龍井及金門金沙2個案場容量因數111至113年度呈逐年遞減趨勢，金門金沙案場113年度容量因數甚僅10.13%，較同期間金門縣全額躉購對象之13.52%，發電量未及7成5。另經分析台灣電力公司24個主要光電案場，實際發電成本高於整體平均發電成本者，計有興達電廠等16個案場，其中臺中電廠生水

池、金門金沙、永安鹽灘地、尖山電廠等4個案場已連續3年營業結果均為虧損（圖10），永安鹽灘地案場虧損甚呈倍增趨勢，經函請台灣電力公司針對問題癥結妥謀善策，以提升發電效能及營運績效。據復：已針對績效不

圖10 台灣電力公司光電案場營運虧損情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

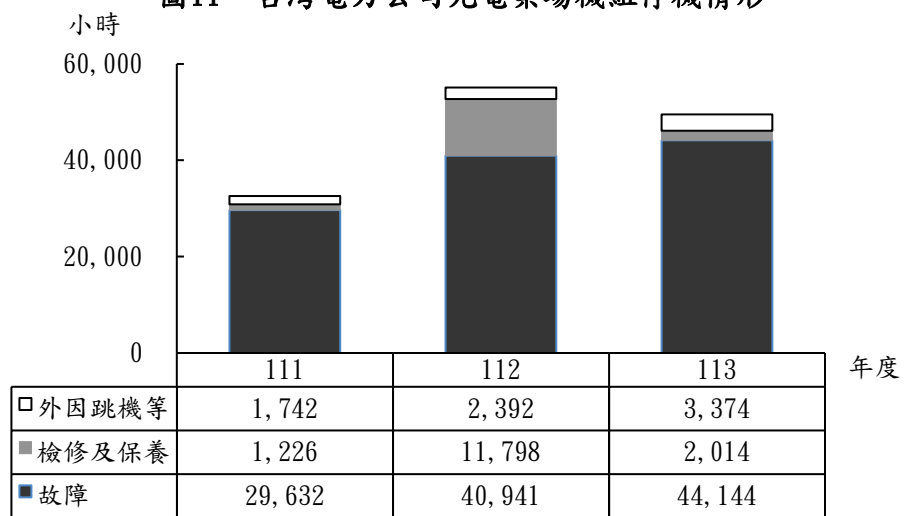
佳案場進行設備健康度全面盤點，並逐步進行改善及汰換作業，另將對使用率高之備品進行採購，以加速設備故障之排除，期增加發電量及提升容量因數，以改善虧損情形。

(2) 已訂定太陽光電案場年度營運計畫，有助提升運維效率與品質，惟部分光電案場故障停用時間逐年增加，且案場場址分散及設備型式多樣，增加停機修復難度：台灣電力公司每年根據光電案場運作特性，訂定年度營運計畫，包含設備定期檢查、預防保養、績效改善及各項備品採購等，並按月管考追蹤執行結果，以提升運維效率及品質。據台灣電力公司提供之光電案場機組停機時數統計表顯示，111 至 113 年度停機時間分別為 3 萬 2,600 小時、5 萬 5,131 小時及 4 萬 9,532 小時，按其停機原因類別可分為故障、檢修及保養、外因跳機等項目，經篩選同期間機組停機屬故障者，分別為 2 萬 9,632 小時、4 萬 941 小時及 4 萬 4,144 小時（圖 11），故障時間呈逐年增加趨勢，且占停機

時數比率介於 74.26% 至 90.90% 間。經再分析故障期間超過 50 天者，計有 27 件，其中澎湖七美、永安鹽灘地及臺南鹽田等 3 個案場各有 9 件、5 件及 5 件，比率約為 33.33%、18.52% 及 18.52%，合計已逾 7 成，

顯示特定光電案場易有重大故障事故案件。又澎湖七美案場之澎湖七美 1 期機組 6 號變流器 111 年 6 月 29 日修復完成未久，復於 111 年 10 月 24 日再次發生故障，2 次故障停機期間合計近 300 天，永安鹽灘地案場永安鹽灘地機組之 9 及 17 號變流器雖僅 1 次故障，惟停機期程超逾 300 天，另臺中龍井案場臺中龍井（I）第 1 標機組之 3 號變流器，自 113 年 11 月 16 日起故障，截至 114 年 4 月底止仍未修復，嚴重影響案場發電效率，據說明主要係早期機組之變流器、光電模組等主要設備已停產，替代備品取得困難，或待料時間冗長等，致修復時間過長，復因經管光電案場分布全臺北中南各地及離島地區，設備型式多樣，備品無統一規格，備料不易，增加修復困難，致影響光電案場運維效率等情，經函請台灣電力公司研謀善策妥處。據復：將採大型案場優先維護，其餘案場視影響發電程度及地域性妥為安排檢修工作，並設有專責部門進行設備遠端集中監視，針對設備或迴路異常即時通報，另將以整體光電案場營運績效為首要目標，落實主要設備定期檢查，並縮短機組檢修時間，以提升運轉效能。

圖 11 台灣電力公司光電案場機組停機情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

7. 推動強化電網韌性建設計畫，有助電網系統全面升級，惟部分關鍵地區或民生供電工程，執行進度持續落後，另部分變電所或線路工程項目涉及主管機關審議過程不確性，恐影響執行進度，允宜研謀強化專案控管機制，並加強溝通及協商管道，俾利工程順遂，發揮電網建設整體效益。

台灣電力公司為配合分散式能源結構之發展及降低停電事故發生機率等，於111年4月提陳「強化電網韌性建設計畫」，經行政院於111年8月核定，為該公司電網布建之上位綱要計畫，規劃10年間投入5,645億元，辦理短中長期強化電網韌性工程，以全面提升我國電網面對突發事故之因應能力，及配合政府2050淨零排放政策目標。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 部分關鍵地區或民生供電強化電網韌性工程，因民眾陳抗或廠商投入人力不足，致執行進度持續落後：台灣電力公司辦理「強化電網韌性建設計畫」，採分散（降低電網集中風險）、強固（提升設備穩定程度）及防衛（阻止停電事故擴散）等3大主軸，規劃電廠直供園區（電廠分配）、電網擴充更新及強化防衛縱深等10大面向（圖12），及87項短中長期強化電網韌性計畫，相關列管工程項目共計有331項。據台灣電力公司提供113年10月「強化電網韌性建設計畫工程執行進度說明」載述，截至113年10月底止，整體計畫已完成31項子計畫(88項工程)，計畫預計進度27.79%，實際進度26.59%，落後1.2個百分點，又尚未完成之243項工程中，進度落後者9件，落後原因主要係遭

圖 12 強化電網韌性建設計畫架構



資料來源：整理自強化電網韌性建設計畫。

遇民眾抗爭、部分工程因廠商投入人力不足、系統建置因廠商研發進度未如預期，或須配合系統停電等所致，且落後工程中之「建置先進配電管理系統工程」及「161kV 義竹~布袋二回線新建工程」等2項工程，屬原可縮短期程提前於116年底完成之高效工程或計畫落後幅度持續達10個百分點以上，顯示部分關鍵工程執行進度持續落後且幅度有擴大情形，經函請台灣電力公司針對問題癥結研謀善策妥處。據復：已強化專案控管機制，掌握各項工程執行動態，並將督促承攬商趕趕工進及加強民眾溝通，俾確保工程如期如質完工並加入系統。

(2) 部分變電所或線路工程項目涉及環境影響評估、都市計畫變更或土地徵收等情，主管機關審議過程較具不確性：經濟部為達 113 年 8 月總統府國家氣候變遷對策委員會會議，有關部分供電關鍵地區或民生關鍵工程，希能提前 4 年完成之結論，於 113 年 8 月 20 日邀請台灣電力公司報告「縮短強化電網韌性建設計畫時程與台電營運議題」。據當日簡報資料載述，列管 331 項工程中，無法於 116 年底止完工者計有 91 項，其中 84 項分別有 13 所變電所及 37 條輸電線路之用地尚未取得，與 34 項工程用地雖已取得，惟尚未取得各級政府相關許可等；另 7 項工程則因考量供電安全，相關變電所或線路須輪流停電施工，無法按正常施工進度執行。又無法於 116 年底完工之 91 項工程中，屬新(改)建變電所工程或因土地與政府許可尚未取得或因停電施工困難等計 27 項(表 6)，約占未完工程總數之 29.67%，其中柳科、觀園、新北及高煉等 4 座超高壓變電所(E/S)之電壓等級因屬 345kV 以上，須按環境影響評估相關法規辦理第二階段環境影響評估，主管機關審議期程具高度不確性。另部分變電所須經中央主管機關同意都市計畫土地分區變更，或部分線路工程用地如 345kV 寶山~峨眉、北苗~寶山、北苗~通灣等 3 條架空線路用地須辦理土地徵收，或須請地方政府協助租(購)地等作業，恐影響該等變電所或輸電線路於預定期程完工等情事，經函請台灣電力公司針對問題癥結研謀善策妥處。據復：將持續建立溝通及協商管道，必要時適時向上級機關請求協助，並於地方政府核發各項施工許可時，適時拜會並表達電力建設需求，及追蹤辦理進度。

表 6 強化電網韌性建設計畫截至 113 年 8 月規劃辦理興建之變電所於 116 年底無法完工及其困難情形

類型	變電所名稱	困難點
新建 (22項)	寶山E/S	土地取得
	北苗S/Y	
	通灣S/Y	
	港風S/Y	政府許可取得
	柳科E/S	土地取得
	觀園E/S	
	中寮(東)S/Y	政府許可取得
	新北E/S	土地取得
	橫山E/S	
	高煉E/S	
	玉成D/S	政府許可取得
	華江D/S	
	得勝D/S	
	中埔D/S	
	橋科D/S	土地取得
	馬稠D/S	
	六甲S/Y	
	樹谷S/Y	
	興達北新開關場	政府許可取得
安風開閉所	土地取得	
大潭新E/S	政府許可取得	
武東D/S	可趕辦，116年後完工	
改建 (5項)	中山D/S	停電施工困難
	彰化P/S	政府許可取得
	岡山P/S	停電施工困難
	台南P/S	
	龍崎E/S	政府許可取得

註：1. E/S為超高壓變電所；S/Y為開閉所；D/S為配電變電所；P/S為一次變電所。

2. 陰影標註者須依法辦理二階段環評作業，另寶山及橫山E/S之用地則分屬新竹與中部科學園區管理局管理，相關環評作業係由該局辦理，大潭新E/S僅需辦理環差核可。

3. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

8. 辦理離岸風力發電加強電力網第一期計畫，有助提高再生能源併網傳輸與系統電壓穩定，惟部分工程實際進度未及 6 成，或須配合他案設備安裝期程等，

致計畫存有無法屆期完成之風險，又部分電網供電場所之重要器材，涉有未符契約所訂之產品製造地點疑慮，允宜研謀善策妥處。

台灣電力公司為配合政府再生能源政策推動，紓緩部分地區既有電網壅塞情形，並提高再生能源併網傳輸與系統電壓穩定，俾滿足政府 114 年全臺離岸風力 5.7GW（十億瓦）併網之目標，辦理「離岸風力發電加強電力網第一期計畫」（下稱離岸加強電網計畫），計畫總經費 606 億 7,914 萬餘元，執行期程為 107 至 114 年度，截至 113 年 11 月底止，累計投入經費 309 億 858 萬餘元，實際執行進度 71.51%。經查執行情形，核有：(1) 離岸加強電網計畫共區分為 36 項工程，包括彰化、桃園地區併網工程各有 25 項及 3 項，及北中幹線加強電力網工程計有 8 項，截至 113 年 11 月底止，已完成 21 項工程，其餘 15 項尚未完成，主要係因廠商生產量能或人力限制、新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響，或配合系統停電限制始能進場施工等所致，該等工程實際工程進度較預計雖未落後，惟部分工程實際進度未及 6 成（表 7），而計畫期限僅餘 13 個月，工程進度容有精進空間。又前項未完工

程，因彰工升壓站及永興開閉所新建工程尚須配合他案設備併聯試運轉，或大潭梅湖回線工程地下電纜埋設地點地質不佳（礫石層地質），致潛盾機具損壞率高，或配合機組歲修時間安排停電施工等，預計於 115 年 2 月至 116 年 12 月方陸續完成，爰刻正

表 7 截至 113 年 11 月底離岸加強電網計畫各項工程執行進度情形
單位：%

工程類別	工程名稱	累計工程進度
彰化地區併網工程	彰工升壓站新建工程	65.69
	161kV 彰一（甲）～彰工 2 回線新建工程	
	永興開閉所新建工程	45.76
	345kV 彰工～彰濱 2 回線新建工程	89.09
	彰濱 E/S 線路檔位裝設工程	93.00
	161kV 永興～彰埤 8 回線新建工程	61.63
	彰埤開閉所新建工程	61.10
桃園地區併網工程	161kV 大潭（丙）～梅湖 2 回線新建工程	50.09
	梅湖 P/S 開關設備增設工程	48.50
	大潭電廠開關設備增設工程	73.19
北中幹線加強電網工程	345kV 義和～峨眉 2 回線更換耐熱導線工程	49.22
	峨眉 E/S 開關設備改建工程	83.67
	345kV 中寮（南）～霧峰分歧 2 回線更換耐熱導線工程	60.38
	中寮（南）開閉所開關設備改建工程（超二路）	51.00

註：1. 該項工程粗體標示者為累計工程進度未及 6 成。
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

修正計畫辦理展延中。鑑於該計畫係配合政府離岸風力遴選及競價政策（獲選案場預計於 109 至 114 年併網）所提出之強化電力網計畫，為使離岸風力發電併入電網後，相關再生能源電力能夠穩定供電及傳輸，有待加強管控工程執行情形，倘遇工程瓶頸允宜積極尋求解決方案，俾達計畫目標；

(2) 台灣電力公司為免當大量且集中式之離岸風電引供至彰化地區電網，導致併接點電壓大幅變動，影響系統電壓穩定，於原計畫規劃工程項目外，另行辦理「彰工升壓站及永興開閉所 161kV 靜態同步補償器 (STATCOM) 統包新建工程」，合約金額 44 億 5,995 萬餘元，執行期間 112 年 7 月至 116 年 12 月。依該工程投標須知規定，如為工程採購，廠商履約過程中如有使用或供應電氣設備產品，其原產地須屬我國或其他條約或協定國家 (GPA)，惟承攬商於 113 年 6 月提送施工階段之 STATCOM 變壓器設備製造圖，因設備製造地為土耳其不符契約 GPA 成員國之規定遭審核退回，而承攬商主張 STATCOM 變壓器屬專用設備非為一般電力設備，不應納入 GPA 管制範圍，致衍生履約爭議，且迄至 113 年 11 月底止，仍尚未完成協商。另「彰濱 E/S 主變裝機工程」為統包工程案 (合約金額 2 億 120 萬元)，自 108 年 2 月開工，原預計於 110 年底完成，惟承攬商自 108 年 7 月起申請建造執照，歷經近 1 年審議，彰化縣政府仍予退件，承攬商認短期內難以獲得解決，於 109 年 9 月依契約規定提出終止契約並獲同意，承攬商請求終止契約補償項目 (如技術服務費、稅雜費用、試樁工程等) 共計 1,389 萬餘元，案經承攬商於 113 年 2 月向彰化地方法院提起民事訴訟要求台灣電力公司支付前項補償金額，迄至 113 年 11 月底止，該訴訟案尚未經法院判決等情事，經函請台灣電力公司研謀善策妥處，俾利計畫目標達成及維護公司權益。據復：(1) 已定期召開相關專案計畫進度管控會議，並訂定分包商應完成之工期，以掌握各項工程執行動態，另經濟部已於 114 年 5 月 15 日核定修正計畫，截至 114 年 5 月底止，計畫預計進度 74.32%，實際進度 78.28%，工程進度超前 3.96 個百分點；(2) 經濟部「公共工程履約爭議處理小組」業於 114 年 3 月協處會議，建議承攬商可依契約規定辦理契約變更，台灣電力公司將依建議事項辦理後續事宜；至彰濱 E/S 主變裝機新建統包工程終止契約案，將蒐集有利事證，並委任具工程專長之律師，以維公司權益。

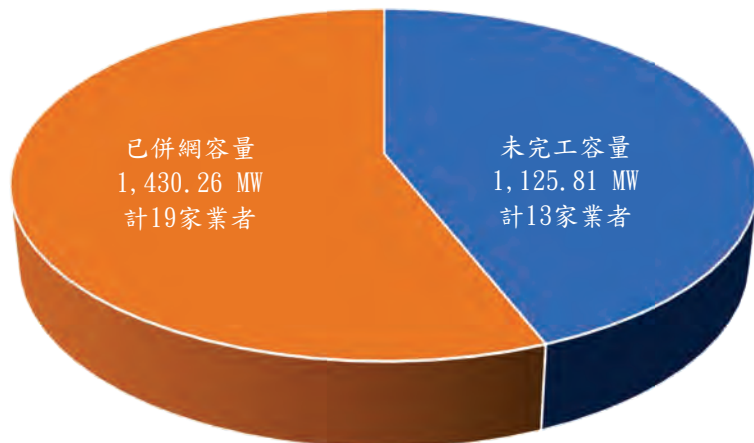
9. 推動發電業者建置共同升壓站及辦理加強電力網工程，有助解決併網容量不足困境，惟已完工升壓站仍有剩餘共用容量未使用，且部分太陽光電熱區之市縣未規劃為併聯範圍，又部分加強電力網工程仍未完工，允宜研謀因應對策妥處，俾利綠電之推展。

台灣電力公司為加速推動太陽光電發電設備併網，已於饋線引接點不足之處設置熱區劃設共同升壓站併聯範圍，由民間太陽光電發電業者建置共同升壓站，另針對太陽光電併網熱點市縣，推動加強電力網工程，以解決併網容量不足困境。111 至 113 年度太陽光電申請併網案件分別為

9,864件、1萬900件及1萬1,399件，截至113年底止，尚有1,579件等候併網。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 為加速太陽光電併網，推動發電業者設置共同升壓站，惟已完工升壓站仍有剩餘共用容量未使用，且部分太陽光電熱區之市縣未規劃為併聯範圍，又業者逾期未依規定收回共用容量，暨未儘速完備精進措施規制，影響升壓站逾期改善時效：依太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點第3點規定，太陽光電發電業設置共同升壓站之線路併聯範圍係由輸配電業（台灣電力公司）規劃，並報請經濟部核定後由輸配電業公告。經濟部能源署（下稱能源署）及台灣電力公司已共同建立「共同升壓站」作業模式，劃設共同升壓站併聯範圍，由民間業者建置共同升壓站並共用饋線容量，以免過度分散排擠配電系統小型案場併網需求，加速太陽光電及各類再生能源併網。經查執行情形，核有：A. 截至114年3月底止，已獲選建置共同升壓站業者計32家，核定共同升壓站共用容量為2,556.07MW（百萬瓦），其中已完工併網業者計19家，可提供共用容量1,430.26MW（圖13），已申請保留自用及核發共用者計1,197.01MW，仍有剩餘共用容量233.25MW，據說明主要係設置者與租用者協商中，或暫無其他業者提出申設光電案

圖13 共同升壓站建置及併網情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

場等所致。另據台灣電力公司提供之太陽光電配電系統等候併網案件統計表顯示，等候併網案件集中於臺南市、高雄市、彰化縣、南投縣、雲林縣、嘉義縣及屏東縣等7市縣，惟經比對台灣電力公司公告之共同升壓站之線路併聯範圍，發現南投縣未包含於併聯範圍；B. 依台灣電力公司於111年8月23日公告之「太陽光電發電業設置共同升壓站容量分配規定及作業程序」第9點規定，共同升壓站倘未能依承諾完工期限內完成共同升壓站設置並加入系統，所收取之保證金或保證品不予退還。共同升壓站倘未能依承諾完工期限後12個月完成共同升壓站設置並加入系統，台灣電力公司須收回共用容量，且併聯審查意見書將不再同意展延。經查，截至114年3月底止，共同升壓站已逾原承諾完工期限12個月之業者計有7家，其中仍有1家業者未獲能源署同意展延，惟台灣電力公司尚未依規定通知業者收回共用容量90.30MW；C. 能源署為促使共同升壓站設置者逾期後能儘速完工，於

113年5月7日召開共同升壓站精進會議，決議將共同升壓站未於承諾期限加入系統，保證金不予退還之原規定，修正為未於承諾完工期限內完工，扣收保證金之10%，後續每逾期1日沒收保證金之0.25%，至逾期12個月將收回共用容量及全數扣收保證金。惟台灣電力公司迨至114年3月13日始完成修法並送至能源署審查，截至本部查核日（114年4月18日）止，仍未獲該署同意備查，距能源署召開共同升壓站精進會議已逾11個月，法制作業程序仍未完備而未能適用執行，影響太陽光電發電設備併網成效等情事，經函請台灣電力公司研謀因應對策妥處，以利太陽光電之推展。據復：A. 將發函各太陽光電公會，並請相關區處加強宣導，以提高共同升壓站建置效益，另為配合農業部政策未於南投縣劃設共同升壓站併聯範圍，將採既有饋線改善工程因應；B. 共同升壓站容量准駁係由經濟部審查核准，將俟能源署確認並指示後收回共用容量；C. 有關法制作業程序未完備部分，能源署已於114年5月邀集地方政府及台灣電力公司進行研商，嗣後將與主管機關積極溝通，以儘速公告作業程序，俾利太陽光電之推展。

(2) 為確保設置太陽光電區域併網容量，訂定業者設置前申請併網審查，惟部分業者申請等候逾2年仍未取得併網容量，且部分地區等候併網案件逐年倍增，又部分加強電力網工程仍未完工，影響綠電推展：太陽光電業者設置相關設備前，須依電業法及電業登記規則等規範，申請核發籌設許可，並向台灣電力公司申請核發併聯審查意見書，確保設置區域有足夠併網容量，惟配電級饋線可併網容量有其安全限制，若區域饋線容量已滿，業者仍有申設意願，可依該公司等候併網（排隊）機制，申請案件等候。經查執行情形，核有：A. 111至113年度台灣電力公司受理太陽光電申請併網案件計3萬2,163件，截至113年底止，尚有1,579件（裝置容量829.21MW）等候併網，其中等候逾2年者計497件（裝置容量285.97MW）、等候逾1年未達2年者計557件

表8 截至113年底太陽光電裝置等候併網件數及裝置容量情形

單位：件、MW

市縣	合計		半年以內		超過半年 —1年以內		超過1年 —2年以內		超過2年	
	件數	裝置 容量	件數	裝置 容量	件數	裝置 容量	件數	裝置 容量	件數	裝置 容量
合計	1,579	829.21	228	104.81	297	161.97	557	276.46	497	285.97
南投縣	130	65.22	39	25.91	24	10.10	56	22.24	11	6.97
彰化縣	206	99.61	27	7.58	46	31.14	62	32.92	71	27.97
雲林縣	443	190.96	31	15.51	61	27.97	185	76.54	166	70.94
嘉義縣	152	131.61	7	3.24	32	20.91	70	45.42	43	62.04
臺南市	300	181.92	74	35.33	72	41.16	79	52.42	75	53.01
高雄市	80	30.03	19	6.66	13	4.08	29	8.48	19	10.81
屏東縣	268	129.86	31	10.58	49	26.61	76	38.44	112	54.23

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(裝置容量 276.46MW)、等候 1 年內者計 525 件 (裝置容量 266.78MW)，上述等候案件中，裝置容量前 3 高之市縣為雲林縣 190.96MW (443 件)、臺南市 181.92MW (300 件) 及嘉義縣 131.61MW (152 件，表 8)，又較 111 年度等候併網裝置容量增加最多之前 3 縣市，依序為南投縣(111 年度 0.53MW，113 年度 65.22MW)、彰化縣 (111 年度 25.24MW，113 年度 99.61MW) 及嘉義縣 (111 年度 37.22MW，113 年度 131.61MW)，等候併網案件裝置容量逐年倍增，據該公司說明，等候案件多集中於農業區申請建置太陽光電發電裝置，並集中併聯部分饋線，且因農業區電網以低壓農業用電為主，饋線可併網容量不高等所致；B. 台灣電力公司為配合國家能源轉型政策，滿足太陽光電併網需求，針對彰化、雲林、嘉義、臺南、高雄及屏東等太陽光電發電裝置集中設置區域，於 107 年起啟動加強電力網工程，並規劃 46 項工程，預計於 118 年 6 月底完成，可增加電網容量總計 1 萬 1,825MW，截至 114 年 3 月底止已完成 29 項，增加

表9 截至114年3月底台灣電力公司辦理太陽光電加強電力網工程進度未如預期情形

單位：MW

縣市	工程名稱	原始預定完工日	展延次數	最近期核定完工日	較預定期落後月數	電網加強地區	併網容量
臺南	161kV 南科~七股一、二路複導體新建工程	113.12	1	114.8	8	七股、將軍	1,000
	北門R/S新建工程	113.10	1	114.6	8	學甲、北門	500
	山上P/S相關變電所、線路改接及匯流排延伸工程	112.12	1	115.7	31	七股、將軍	200

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

6,170MW 併網容量，惟已逾預定完工日程者，計有 161kV 南科~七股一、二路複導體新建工程等 3 案 (表 9)，約 1,700MW 併網容量

均位於臺南市地區，主要係因採分階段停電施工及受天候等因素影響所致，各該工程較原預計完工時程展延 8 個月至 31 個月不等，影響改善臺南市七股、將軍、學甲及北門等區饋線不足等候併網之困境等情事，經函請台灣電力公司針對問題癥結通盤檢討並研謀因應對策，俾利綠電之推展。據復：A. 已於併網熱區規劃短、中、長期建設，如新 (擴) 建變電所或新設饋線等加強電網工程，俟完工後可陸續容納改善等候排隊案件；B. 已強化專案控管機制，透過各項工程管理會議掌握各項工程執行動態，俾確保工程如期如質完工，滿足太陽光電業者併網需求。

10. 辦理興達電廠燃氣機組更新改建計畫及妥善管理維護既有燃煤機組，有助維持供電穩定並提升環境品質，惟燃氣機組更新改建計畫執行進度落後，影響電力調度，另燃煤機組停機狀態仍持續購收煤炭衍生久存自燃之工安風險，允宜研謀改進。

台灣電力公司為因應興達電廠部分既有機組除役及國內長期電力負載成長需求，並降低二氧化碳與空污排放，報經行政院於 107 年 2 月 23 日核定辦理「興達電廠燃氣機組更新改建計畫」(下稱興達電廠改建計畫)，規劃設置 3 部各 1,300MW (百萬瓦)，總裝置容量 3,900MW 之燃氣複循環機組，計畫期程為 107 年 2 月至 117 年 12 月，投資總額 1,168.73 億餘元，包含主發電設備統包工程、抽水機房暨冷卻循環水工程、天然氣管線輸送系統工程、輸變電工程、開關場土建及機電等工程，截至 113 年底止，預計進度 85.50%，實際進度 83.90%，落後 1.6 個百分點；累計編列預算 814 億 8,119 萬餘元，累計執行數 813 億 6,321 萬餘元，預算執行率 99.86%。另興達發電廠既有 4 部燃煤機組，總裝置容量 2,100MW，且廠區設有室外煤場及室內 4 座煤倉儲存所需煤炭。經查執行情形，核有下列事項：

(1) **興達電廠燃氣機組更新改建計畫執行進度持續落後，全數機組商轉期程均展延 1 年餘以上，恐影響電力調度：**按行政院 107 年 2 月核定興達電廠改建計畫之規劃，新增燃氣機組 1 號、2 號及 3 號機組 (下稱新 1 號、新 2 號、新 3 號) 商轉日期分別為 112 年 7 月 1 日、113 年 7 月 1 日及 115 年 1 月 1 日。嗣台灣電力公司於 109 年 9 月決標興達電廠燃氣機組更新改建計畫 1 至 3 號機複循環發電機組設備採購案，決標金額 624.03 億元，採統包方式於 110 年 1 月 7 日開工，預計於 115 年 6 月底完工。惟計畫工程執行期間，因基樁工程受地質條件不佳大幅增加工期、遭遇新型冠狀病毒肺炎 (COVID-19) 疫情等因素，計畫執行進度落後，報經行政院同意修正新 1 號機組商轉日期延至 113 年 2 月底；復因廠商專業施工人力不足、工區狹窄影響施工效率、國內高科技產業擴 (建) 廠衍生缺工搶工等，新 1 號機組仍未能於 113 年 2 月底完工商轉，經台灣電力公司檢討工程進度及施工要徑等，要求統包廠商針對新 1 號、新 2 號及新 3 號機組之商轉日期須於 114 年 6 月 30 日、115 年 3 月 31 日及 116 年 3 月 31 日完成，較原計畫各機組預定商轉日期延後 1 年 3 個月至 2 年不等 (表 10)，致展延期間須由燃煤機組等替代供電，除增加二氧化碳排放，亦影響電力調度，經函請台灣電力公司檢討改進。據復：新 1 號機已於 114 年 2 月進行試運轉測試，新 2 號機預計 114 年底接受調度，且 114 及 115 年已規劃新增再生能源及大潭 7 號機、臺中新 1 號機等新機組陸續上線供電，將優化調度策略並透過電力交易平臺，及引進儲能等分散式電力資源，維持穩定供電並增加系統韌性。

表 10 興達電廠燃氣機組更新改建計畫各機組商轉期程變動概要

機組編號	原核定商轉日 (A)	控管統包廠商目標 (B)	商轉展延時程 (B-A)
1 號	112 年 7 月	114 年 6 月 30 日	2 年
2 號	113 年 7 月	115 年 3 月 31 日	1 年 9 個月
3 號	115 年 1 月	116 年 3 月 31 日	1 年 3 個月

註：1. 資料統計時間截至 113 年底。

2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) **興達發電廠燃煤機組已暫時停機，且啟動時程尚未明確，仍購收煤炭，增加其久存自燃之風險：**興達發電廠燃煤興 1、2 號機（各為 500MW）分別於 112 年 9 月及 12 月除役並轉為緊急備用電力設施，燃煤興 3、4 號機（各為 550MW）預計分別於 114 及 115 年除役。經查，既有燃煤興 1、2 號機已除役並轉為緊急備用電力設施，燃煤興 3、4 號機自 113 年 10 月起至 114 年 3 月底止，環保停機 6 個月，後續啟動時程尚未明確，台灣電力公司為符合整體燃煤電廠煤炭儲存安全存量達 30 天之規定，113 年 10 月購收煤炭 9.47 萬公噸（約占整體安全存量 1.29 天）儲放興達發電廠。依興達發電廠統計，111 年 1 月至 113 年 11 月底止，各年度室內煤倉發生煤炭悶燒次數分別為 68 次、164 次及 23 次，主要係煤炭存放過久致自燃等所致，仍需儘速取出悶燒煤炭送機組燃燒發電去化，以有效杜絕復燃。鑑於興達發電廠 4 部燃煤機組皆已停機，後續復機時程未明確，儲放煤炭增加久存自燃風險，經函請台灣電力公司檢討改進。據復：已規劃每座室內煤倉分為 2 區，1 區作為存煤空間，將調控存量降低堆煤高度，並以推煤機分層壓實，減少殘存空氣滲入機率；另 1 區保持空位作為存煤悶燒處理用途，且將強化監測溫度變化及異常通報處理等措施，降低煤炭久存自燃風險。

11. 辦理協和電廠更新改建計畫，有助電廠汰舊換新並提升整體效率，惟環評作業較預估期程延後 3 年餘，且部分土壤檢測數值超標事件引發外界質疑，另環評過程與地方政府及民眾溝通仍有精進空間，允宜研謀改善。

台灣電力公司因應政府能源轉型政策及減碳趨勢，推動燃氣計畫及自建天然氣接收站，以加速電廠汰舊換新並提升整體效率，另為穩定北北基地區供電，辦理「協和電廠更新改建計畫（下稱協和計畫）」，計畫金額 1,218 億 55 萬餘元，執行期間為 107 年 7 月至 121 年 12 月，規劃於既有廠址更新改建 2 部燃氣機組（裝置容量各 1,300MW），並興建液化天然氣（LNG）接收站（下稱四接）。經查執行情形，核有：(1) 協和計畫 2 部燃氣機組預計於 114 年 7 月、119 年 7 月完工商轉，並規劃 109 年 1 月通過環境影響評估（下稱環評）、110 年 10 月電廠主要設備決標等工作時程。惟因興建四接涉及填海造陸議題，環評審查時，遭部分民眾提出質疑或抗議，環評專案小組部分成員亦對計畫替代方案評估、海域生態調查、空氣污染排放數據等項，認為相關內容不足判斷，要求補充資料或增加調查，及台灣電力公司審議資料準備期程未及等，迄至 114 年 2 月，環評作業歷經 7 次審議始通過，較預估期程落後約 38 個月，連帶影響相關機組及廠房設備採購案期程計由 110 年 10 月延至 116 年 1 月（約 62 個月），致 2 部燃氣機組將延後至 121 年 1 月及 127 年 8 月商轉，較預估期程至少延宕 6 年以上。另行政院 107 年 7 月核定協和計畫後，因相關計畫內容配合環評審議調

整填海造地面積減少 5 成餘，又近年燃氣機組已逐漸轉為賣方市場，較不易有議價空間，對於協和計畫原編列預算及所需期程均有重大改變，該公司迄未修正計畫內容，恐影響未來計畫預算及期程控管；(2) 協和計畫 2 部機組所需之燃料將由燃油轉換為燃氣，新機組施工前須依土壤及地下水污染整治法第 9 條第 1 項第 3 款規定，進行場域土壤污染調查，倘發現廠區內有土壤污染時可及早啟動整治工作。台灣電力公司於 108 年 9 月及 110 年 7 月辦理土壤污染初步調查，受檢區域為廢水處理、機組、油槽，暨大門、開閉場及灰倉等地，採樣點位數量分別為 59 個及 103 個，調查採樣污染數值較高點位之區域，另於 110 年 9 月至 10 月間再採集 74 個樣點進行細部調查，調查結果僅發現局部區域約 521 立方公尺之土方受到影響，尚無全面污染情形，惟環團認為台灣電力公司有隱匿協和發電廠土壤污染超標，並質疑環境影響評估報告書所記載數據不實等，要求先釐清發電廠土壤污染問題。另據 114 年 2 月 26 日環境部環評審查委員會第 28 次會議紀錄載述，環評委員針對民眾於會議提供之協和發電廠土壤污染調查報告，以附加決議要求開發單位(台灣電力公司)應將 108 年迄今土壤及地下水之自主調查報告資料納入定稿附錄，增加土壤及地下水之監測地點、項目及頻率，後續應積極依土壤及地下水污染整治法辦理。顯示該公司未來對廠區土壤污染情形，仍負有揭露及處理責任；(3) 台灣電力公司 106 年 12 月提出之原填海造地面積為 29.25 公頃 (1.0 版本)，嗣為降低鄰近漁港經濟影響及珊瑚生態環境衝擊，並配合環評專案小組委員審議意見，先後於 108 年 1 月、111 年 7 月提出減少填海開發面積版本 (2.0 版本 18.60 公頃及 3.0 版本 14.50 公頃，圖 14)，基隆市政府雖於 109 年 9 月原則同意開發 2.0 版本，惟 112 年 5 月又以台灣電力公司提出 3.0 版本填海範圍變更，將對環境保育、市民安全、港務營運等重大公益產生危害為由，廢止原則同意 2.0 版之函文，並要求重新申請。經台灣電力公司於 112 年 6 月向主管機關農業部提起訴願，案經農業部於 113 年 2 月以基隆市政府未具體指出不廢止同意函時，將對水產動植物保

圖 14 協和計畫填海造地工程變動情形



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

育繁殖造成何種重大危害及相關法條引用未妥等，撤銷市府原行政處分。惟據基隆市政府 114 年 2 月 27 日表示，第 28 次環評大會針對市民關心安全、環保等議題均未著墨，將成立專案小組，未來對建造執照及使用執照審核嚴格把關，顯示該市府對環評過程所涉諸多問題仍有疑慮等情事，經函請經濟部督促台灣電力公司研謀善策妥處。據復：(1) 針對環評通過同意核備前，已積極趕辦防波堤暨圍堤造地海事工程招標作業，另計畫修正案預計於 114 年 7 月陳報經濟部審查，俟計畫修正後將啟動主發電設備招標作業；(2) 台灣電力公司將依環境影響評估報告書所載監測計畫執行土壤及地下水環境監測工作，並積極依土壤及地下水污染整治法辦理後續程序；(3) 台灣電力公司已提送應變必要措施計畫至基隆市環境保護局審查，後續將依核定計畫辦理電廠土壤污染改善工作，並加強與民眾及地方政府溝通，期能順利推動後續工程，以達成穩定供電之使命。

12. 辦理台中發電廠 1 至 10 號機供煤系統改善計畫，有助改善環境品質及提升電廠供拌煤效力，惟間有未妥適審查技術服務廠商所編製採購預算，且採不當減項發包方式，減列工程必要項目，及未妥適督促承攬廠商申辦合理建築執照期限等情事，允宜研謀改善。

台灣電力公司為因應台中發電廠露天儲煤場煤塵逸散之環保議題，與提升電廠供拌煤能力，研提台中發電廠 1 至 10 號機供煤系統改善計畫可行性研究報告，經層報行政院於 105 年 11 月 21 日核定，計畫總經費 140 億 3,723 萬餘元，分為 2 期工程執行，預計興建 2 座棚式煤倉，儲煤量共計 115 萬公噸，2 期工程分別於 110 年 9 月 30 日及 113 年 6 月 30 日完工。嗣台灣電力公司因計畫項下台中發電廠 1 至 10 號機供煤系統改善工程決標金額，超過原計畫所列直接成本 113 億 3,450 萬餘元，致總經費增加等因素，研提第 1 次修正計畫，層報行政院於 111 年 9 月 21 日核定，總經費調整為 161 億 148 萬餘元，第 1 期工程完工日期調整至 111 年 12 月 31 日。其後工程履約期間，因煤倉建築執照（下稱建照）於 111 年 11 月 22 日屆期失效，重新申請建照進度未如預期，致遭臺中市政府勒令停工，迨至 113 年 4 月 18 日重新取得後復工等因素，研提第 2 次修正計畫，經行政院於 113 年 9 月 2 日核定第 2 期工程完工日期調整至 114 年 4 月 30 日。經查執行情形，核有：(1) 工程採購招標階段未妥適審查技術服務廠商所編製採購預算，於流廢標 2 次後，始通盤檢討發現原編列預算不足（表 11），又為避免再度流標，採不當減項發包方式，減列工程必要項目後重新招標，肇致該減項項目須再修正計畫追加預算另案採購，方能達成原預期功能；(2) 工程履約期間，未妥適督促承攬廠商依工程契約規定之完工期限，於申辦建照時向建築主管機關爭取合理建照期限，

且未就建照核定

建築期限不足情

事，儘早研謀因

應；復於建照失

效重新申辦期

間，未就是否須

辦理都市設計審

議之疑義，積極

研謀有效對策，

致遭臺中市政府

都市發展局勒令停工，經費時溝通後，始取得重辦之建照並復工，惟已肇致工期延宕，影響原預期效益之達成等情事，經函請經濟部督促檢討改善。據復：(1) 台灣電力公司已強化可行性研究階段與使用單位溝通討論需求之機制，以提升可行性研究報告完善度，並強化工程設計及預算編列審查機制，要求主辦單位覈實反映工期或費用超出原核定計畫情形，以利導入專家學者協助檢視，及時評估辦理修正計畫；(2) 台灣電力公司已強化各類證照許可申請與時程管控機制，如依據完工工期向建築主管機關爭取合理之建照期限。另於工程履約期間，建立定期追蹤重要執照之申辦及效期等管控措施，以避免類案再生。

13. 陸續與民間業者簽訂電力採購契約，以滿足未來年度電力需求，惟部分建廠進度落後及外購電力採購量未如預期，另部分太陽光電結合儲能設施案場因民意反對而取消，或土地變更審查程序冗長未有實際建置進度等情，允宜研謀妥處，以強化電網調度韌性。

台灣電力公司為因應自有電源開發計畫屢遭民眾抗爭，致部分機組新建計畫取消或進度延宕，經經濟部同意自 84 年 1 月起開放民間設立燃煤、燃氣等火力發電廠（下稱 IPP）。其所生產之電能依合約躉售予台灣電力公司作為可供調度之電力來源，截至 113 年底止，共有麥寮、和平等 9 座 IPP；另為因應再生能源裝置容量逐年提升，規劃建置太陽光電結合儲能系統，便於供電系統電力輸出平滑，達到電力供需平衡之目的。經查執行情形，核有下列事項：

表 11 供煤系統改善工程招標預算檢討調整情形

單位：新臺幣千元、%

項目	第 1 次招標預算 (A)	第 2 次流廢標後檢討評估招標預算 (B)	漲幅 [(B-A) / A ×100]	調整規格及精簡數量後招標預算 (C)	漲幅 [(C-A) / A ×100]
合計	12,500,000	15,690,000	25.52	13,000,000	4.00
土木結構 建築工程	5,895,000	7,592,000	28.79	6,317,000	7.16
機電設備	4,319,000	4,752,000	10.03	3,956,000	- 8.40
刮取煤機	1,202,000	1,441,000	19.88	766,000	- 36.27
雜項部分	1,084,000	1,905,000	75.74	1,961,000	80.90

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(1) 已公告 114 至 117 年度商轉電力採購需求，並與民間業者簽訂部分容量契約，惟簽訂契約案件之建廠進度落後，復因廠商投標意願低落，致未來年度部分電力採購量尚有缺額，或歷經數次流標尚未決標等情，恐影響電力系統調度彈性：台灣電力公司為滿足未來年度電力需求，於 110 至 113 年間陸續公告 114 至 115 年度商轉、116 年度、117 年度商轉等燃氣機組電力採購案。其中，110 年 10 月公告之 114 至 115 年度商轉燃氣機組電力採購案，分為 114 年度商轉（下稱甲組，需求容量 1,650MW），及 115 年度商轉（下稱乙組，需求容量 1,320MW）。經查執行情形，核有：

A. 甲組於 111 年 6 月決標容量 611.91MW，預定機組於 114 年 6 月底商轉，惟截至 113 年 11 月底止，因地方政府同意函等行政審查期程較預期冗長，及未有銀行願意擔任聯合貸款主辦銀行等，機組建廠進度未如預期，依據 112 年度全國電力資源供需報告，商轉期程已展延至 115 年 12 月，較原定期程延後 18 個月；乙組於 111 年 10 月決標容量 640MW，預定機組於 115 年 6 月底商轉，廠商原欲將電廠廠址設於臺南市六塊寮地區，惟因影響當地生活環境，遭遇民眾抗爭，遂將廠址遷至臺南市樹谷園區，截至 113 年 11 月底止，尚處入園環境影響差異分析等行政審查程序，距離原商轉目標（115 年 6 月）僅餘 19 個月，恐無法依限取得電業執照；B. 按台灣電力公司公告需求，於 114 至 115 年度商轉燃氣機組採購案，甲、乙兩組需求容量合計 2,970MW，歷經 18 次公開招標，截至 113 年 11 月底止，扣除已決標之裝置容量 1,251.91MW，尚有 1,718.09MW 缺額容量無法達成，台灣電力公司鑑於近期 3 次招標均無業者投標，已無潛在投標業者，於 113 年 2 月簽准停止招標。又 116 及 117 年度商轉燃氣機組採購案需求量，分別為 2,090MW 及 3,960MW（表 12），截至 113 年 11 月底止，已分別公開招標 3 次、4 次，招標結果或無廠商投標、或為不合格標等，均為流標。依據 IPP 業者建置燃氣機組合理工期 45 個月估算，116 年度商轉採購案即使於 114 年度決標，亦難於 116 年 12 月前達成商轉；至於 117 年度商轉採購案則需於 114 年 3 月前決標，始可能達成 117 年 12 月前商轉之目標等情，經函請台灣電力公司檢討妥處。據復：

A. 台灣電力公司將持續追蹤廠商履約進展，視情況提供協助；

B. 117 年度商轉採購案已於 114 年 2 月完成決標，後續將參考潛在廠商意見檢討調整招標文件內容，並評估合理工期調整預定商轉日，以提高廠商投標意願。

表 12 截至 113 年 11 月底燃氣機組電力採購案決標情形

單位：MW

標案名稱	需求容量	實際決標量	電力採購缺額量
合計	9,020.00	1,251.91	7,768.09
114 至 115 年商轉燃氣機組電力採購	2,970.00	1,251.91	1,718.09
116 年商轉燃氣機組電力採購	2,090.00	尚未決標	2,090.00
117 年商轉燃氣機組電力採購（註 1）	3,960.00	尚未決標	3,960.00

註：1. 原需求容量為 2,640MW，配合經濟部 113 年 7 月公布之 112 年度全國電力資源供需報告內容，增加 117 年商轉之民間燃氣機組需求容量至 3,960MW。
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(2) 規劃建置太陽光電結合儲能系統，以增加供電系統安全與韌性，惟預定建置之綠島光電、彰化鹽埔等案場，因地方民意反對而取消，或土地變更審查程序冗長遲無進展：台灣電力公司為因應再生能源裝置容量逐年提升，期加強電網韌性，規劃建置太陽光電結合儲能系統，除有助於太陽光電發電輸出平滑化，並可儲存部分日間剩餘太陽光電發電量至夜間釋放，以達削峰填谷，增加電力系統供電安全及韌性。經查，台灣電力公司修正綠能第一期計畫，增列彰濱光電(II)、綠島光電、彰化鹽埔等3座案場結合儲能系統，並經經濟部於112年12月核定。各該設備裝置容量分別為：太陽光電22.41MW(各為16.51MW、2MW及3.9MW)；儲能系統18MW(各為12MW、4MW及2MW)，除彰濱光電(II)案場之太陽光電及儲能系統建置進度均較預期超前外，其餘2座案場建置情形均不如預期。其中綠島光電案場因存有破壞生態及景觀，與影響人體健康等，遭民眾反對設置，另臺東縣政府亦函釋不建議設置，台灣電力公司嗣於113年9月暫緩推動。另彰化鹽埔案場土地性質因屬一般農業區養殖用地，須先徵得農業主管機關同意用地變更為非農業使用後，再依非都市土地使用管制規則第11條規定辦理土地使用分區變更，始得設置再生能源發電設施。惟台灣電力公司自111年6月首次送件審查，迄114年3月底止，歷經8次送件審查，耗時近3年，仍未完成用地變更，連帶影響電業籌設許可取得進度等情事。經函請台灣電力公司釐清相關環境議題，並研議因應方案，以彌補裝置容量空缺。據復：已依農業部第3次審查意見，蒐集基地及周邊1公里範圍內之生態紀錄，提供周邊生物棲地，以降低生態環境影響，將持續與相關主管機關保持聯繫；另盤點公司明潭發電廠等自有場域，估計可增設再生能源裝置共計5MW。

14. 辦理核四工程資產維護計畫停工封存已逾10年，惟核四資產減損認列方式及廠址轉型方案均遲未定案，又燃料束運至國外拆解轉售進度未如預期，致須持續投入維護管理及額外支付貯存費用，允宜研謀妥處，俾降低對公司營運之影響。

台灣電力公司辦理之「核能四廠第一、二號機發電工程計畫」(下稱核四計畫)，因各界對核能發電安全性產生疑慮，行政院於103年4月宣布核四計畫停工封存，台灣電力公司嗣辦理封存計畫，立法院亦於105年決議核四計畫自106年度起僅以最少經費與人力保管廠區及相關設備，直至核四廢止。嗣依上述決議，將原辦理封存計畫配合修改名稱為「龍門(核四)電廠資產維護管理計畫」。截至113年底止，核四計畫金額為2,812億餘元。經查執行情形，核有下列事項：

(1) 核四資產減損認列方式及轉型方案均遲未定案，須持續投入維護管理費用，

增加公司營運負擔：據行政院於 108 年 3 月召集相關單位研商台灣電力公司資產減損財務報告處理方式會議結論，未來核四資產減損於財務報告採一次或分年認列損益，金融監督管理委員會已表示，可依國際會計準則規定採一次認列，或由經濟部自行規定採分年認列方式處理，適法性並無問題；至於認列方式，應符合會計準則及相關法令規定。惟截至 113 年底止，核四計畫資產應否按國際會計準則規定，認列一次性資產減損或採分年認列資產減損，及其認列時機，仍未定案，且核四計畫主要高價值設備為核島區及汽機區之設備，多屬核能發電廠專用設施，難以轉作其他電力設施使用。據台灣電力公司 112 年 9 月估算，扣除可轉用資產金額約 339 億元（包括可轉用設備 255 億元、可回收核燃料 50 億元、可去化庫存材料 15 億元及土地 19 億元），預估須認列損失約 2,489 億元，核四資產減損議題屢屢引發各界關注，且影響公司未來財務結構。又據經濟部於 111 年 11 月召開聽取台灣電力公司報告核四相關議題之會議決議，核四廠址土地約 447 公頃，其土地利用尚待該公司提出整體轉型規劃方案。惟截至 113 年底止，因核四廠址多數土地位置及劃設為「核能電廠用地」等，須受都市計畫法、原子能法相關法令限制，台灣電力公司仍持續與主管機關研議處置方式，尚未提出整體轉型規劃方案。另台灣電力公司自 104 年起陸續依封存計畫及資產維護管理計畫，編列預算辦理封存與資產維護工作，核四計畫自 103 年 4 月停工後歷經封存、資產維護等階段，截至 113 年底止，已歷時 10 年餘，囿於政府對於核四廠區存廢未有明確政策指示，台灣電力公司為保持核四資產完整，創造資產最高價值，持續投入人力及經費辦理核四相關設備維護保養及廠區管理等，據台灣

電力公司提供資料，104 至 113 年度，投入經費已達 56.28 億元（表 13），後續政策若持續未能確定，相關費用仍將持續支出，增加公司營運負擔。經函請經濟部督促台灣電力公司研謀

表 13 核四資產維護計畫投入經費情形

單位：新臺幣億元

年度	項目	合計	維護保養費	廠區管理費	燃料處置費
合計		56.28	24.22	24.41	7.64
104		10.97	6.34	4.62	—
105		8.27	4.28	3.98	—
106		7.17	3.33	3.84	—
107		7.03	2.21	2.31	2.50
108		6.96	2.48	2.56	1.91
109		5.93	1.27	2.48	2.17
110		3.69	1.28	1.36	1.04
111		2.39	1.24	1.15	—
112		1.88	0.80	1.07	—
113		1.95	0.94	1.01	—

註：1. 核四初始燃料運送國外處理至 110 年止完成，故自 111 年起無編列「燃料處置費」。

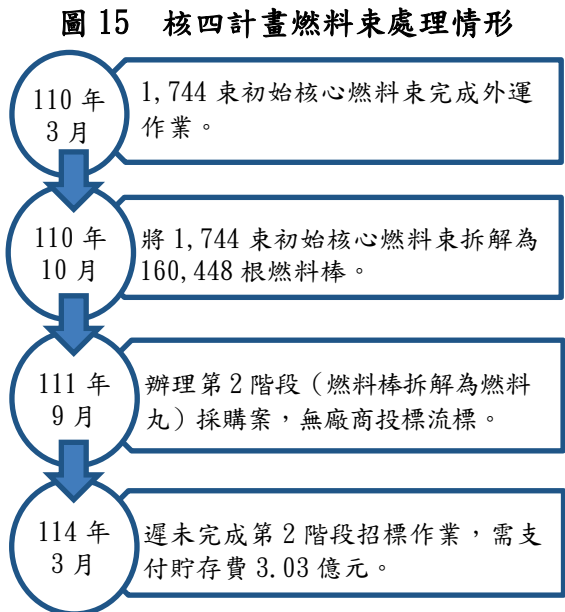
2. 資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

善策妥處，並儘早確認處理方向。據復：台灣電力公司朝穩定電網轉型方向規劃，已保留開發建置設備之再利用，又核四轉型涉及相關法令、地方民意等複雜議題，仍待凝聚社會共識，未來將視政

策動態滾動檢討，俟完成規劃報告後，陳報經濟部轉陳行政院核定。另核四資產減損認列部分，俟政府明確指示處理時，即可就核四資產單獨進行減損測試。

(2) 核四計畫燃料束已拆解成燃料棒，惟後續再拆解為燃料丸採購作業遲未決標，致須支付額外貯存費用：核四計畫原預計供發電使用 1,744 束初始核心燃料束（帳面價值 81.58 億元），於 94 及 95 年間製造完成，台灣電力公司依立法院 107 年 1 月 30 日決議於 109 年底前全數移出核四燃料棒，考量燃料束係依電廠特性訂製之產品，因國內外電廠無法直接利用，規劃將該批燃料束拆成燃料棒，尋求轉售機會，若未尋得買主，再將燃料棒進一步拆解（燃料丸），回收鈾料，並視市場行情伺機出售。經查，燃料束於 110 年 3 月運送國外燃料廠家，並於 110 年 10 月拆解成為燃料棒 160,448 根，惟因市場無購買需求，台灣電力公司於 111 年 9 月啟動將燃料棒進一步拆解為燃料丸之採購作業，因該採購涉及鈾料提煉製程及回收核物料所需倉儲與運送等事宜，且須配合業者生產計畫等作業程序複雜，截至 114 年 3 月底止，仍未能完成招標文件與採購規範訂定，無法辦理後續拆解作業。復因拆除燃料棒合約規範之

貯存期限屆期（112 年 3 月底），須另辦理提供貯存服務採購，112 年 4 月至 114 年 3 月底止（每次展延期間 6 個月，共辦理 4 次契約變更），台灣電力公司已支付燃料棒貯存費用約 3.03 億元(圖 15)，造成公司不經濟支出，經函請經濟部督促檢討改善，俾儘早辦理拆除作業，節省貯存費用。據復：政府對核能政策持開放討論態度，核電延役相關法規之修訂及公投案對於核電存廢尚無定調，另有關核四燃料棒拆解為燃料丸及回收核物料採購作業之招標文件初稿業已修訂完畢，完成重新招標準備，將持續滾動檢討以因應局勢變化。



資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

15. 綜合研究所辦理高壓短路試驗用變壓器採購作業，有助改善現有試驗用變壓器之短路容量施作能力，惟間有採購規範評估與變壓器所需功能效益認定等前置作業辦理過程未盡周延，及後續修復未建立有效時程控管機制，且未積極追蹤廠商執行進度等情事，允宜研謀改善。

台灣電力公司綜合研究所（下稱綜研所）為提升高壓設備試驗能力，達到該公司及其他客戶委託試驗水準需求，規劃建置高壓大容量短路試驗室（下稱短路試驗室）。該公司於 106 年 10 月 26 日核准綜研所辦理短路試驗室有關建置完成大容量短路試驗設備作業，其中主要購置設備為短路試驗用變壓器，預定於 106 年底完成招決標程序，嗣該所辦理高壓短路試驗用變壓器壹套採購案，預算金額 2 億 2,050 萬元，預期完成安裝啟用後，發揮 88 項輸出電壓轉換功能以辦理相關試驗。經查執行情形，核有：(1) 綜研所於採購前置規劃階段，未審慎考量評估設備採購規範採委外或自行辦理模式，且未妥適確認短路試驗用變壓器所需功能或效益，並據以訂定採購規範，於刊登招標公告後，始發現所訂規範存有疏漏，而須費時檢討及邀集專業廠家開會研商修訂採購規範，致完成採購案決標作業，較原簽准完成時程，延後逾

2 年（表 14），影響採購效益發揮期程；(2) 綜研所於 112 年 1 月 30 日發生事故後修復階段，未建立有效時程控管機制，且未積極追蹤承商執行進度，及早督促其進行安裝修復作業，致短路試驗用變壓器遲至 113 年 7 月底尚未完成修復作業，僅能運轉部分 22 項輸出電壓功能，須俟完成修復後始能恢復委託試驗種類，達成原預期每年 4 億元收入之財務效益等情事，經函請經濟部督促檢討改善。據復：(1) 已就未審慎考量採購規範評估作業辦理模式等情，檢討缺失癥結，並提出對於具有特殊性與複雜性之採購案件，得成立採購工作及審查

小組，邀請相關機關人員或專家、學者列席，協助審查及提供諮詢；於採購前置作業階段，詳實調查現行既存情形及自身需求，以瞭解辦理採購之目標與定位，並確認採購案之預計執行期間、預期使用情形及其功能效益分析等具體改善措施；(2) 已就未建立有效時程控管機制等情，檢討缺失癥結，並於 113 年 8 月至 12 月間辦理 2 次中間檢查與測試項目討論會議，期透過嚴格督導工作使短路試驗用變壓器儘速重新加入系統，以達成原規範功能及效益。

表 14 短路試驗用變壓器採購規劃與招決標作業辦理情形

日期	辦理情形
106.7.17	完成採購規範（初版）。
106.10.26	台灣電力公司核准辦理採購作業。
107.2.26	委外辦理採購規範評估作業。
107.8.27	終止委外評估，改由自行評估。
108.5.24	第 1 次招標公告，其中採購規範經部分修改（如阻抗電壓 6.5% 降為 6%，以提升整體施作容量）。
108.7.10	第 1 次招標中止，因規範存有疏漏（如阻抗值訂定未妥）。
109.2.12	第 2 次招標公告，其中採購規範經部分修改（如阻抗電壓 6% 降為 4.5%）。
109.3.20	完成採購案決標作業。

資料來源：整理自台灣電力公司提供資料。

(六) 112 年度重要審核意見追蹤查核情形

本部於 112 年度審核報告營業部分內列重要審核意見 14 項，經賡續追蹤查核實際辦理結果，仍待繼續改善者 6 項、處理中者 1 項、已研謀改善或依改善措施持續辦理者 7 項（表 15），其中仍待繼續改善者，經再研提審核意見 6 項通知檢討改善。

表 15 112 年度審核報告營業部分所列台灣電力公司重要審核意見覆核辦理情形

重要審核意見標題	說明
仍待繼續改善	
1. 台灣電力公司肩負穩定供電及落實能源轉型等政策任務，惟連續 2 年發生鉅額虧損，且部分關鍵績效指標達成情形未如預期，另滯船費用連年增加等情，允宜研謀善策妥處，以達永續經營目標。	肩負穩定供電與落實能源轉型等政策，惟已連續 3 年發生鉅額虧損，且財務結構欠佳，影響公司財務健全，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 1. (1)」。
2. 配合政府綠能政策，辦理離岸風力發電計畫，惟已運轉發電之風場效益未如預期，或機組維修備品清單資料完整性不足，不利後續維運管理；又施工計畫已進入要徑工程階段，惟海事工程審查進度及船舶調度作業未如預期，或部分國產化項目未達目標等，允宜研謀善策妥處。	辦理離岸風力發電第一期及第二期計畫，間有已完工第一期計畫部分風機實際運轉與發電成效未如預期，且第二期計畫執行進度落後，影響風力發電之推展，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 3. (1) 及 (3)」。
3. 持續推動再生能源多元併網措施，惟申請等候併網案件之裝置容量仍巨，且部分再生能源加強電力網工程進度落後，亦尚未就 115 至 119 年預計新增容量盤點線路供給量情形，並有部分民間團體反映案場鄰近地區饋線量不足，允宜督促研謀善策妥處。	業者申請等候逾 2 年仍未取得併網容量，且部分地區等候併網案件逐年倍增，又部分加強電力網工程仍未完工，影響綠電推展，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 9. (2)」。
4. 辦理風力發電第五期計畫及建置碳捕集廠，有助減少溫室氣體排放，惟間有前置作業未臻嚴謹，或招標案件歷經多次流標，影響計畫調度或運轉期程，允宜檢討改善。	辦理風力發電第五期計畫，因前置評估作業未臻嚴謹，增加投資金額及展延執行期程，且執行進度落後，影響計畫目標之達成，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 4. (3)」。
5. 辦理強化電網韌性建設與供電設備汰舊換新計畫，以提升供電穩定，惟部分工程項目暫緩執行、進度落後、履約爭議或進度管控機制未盡確實等，允宜檢討改善。	推動強化電網韌性建設計畫，間有部分關鍵地區或民生供電工程，執行進度持續落後，另部分變電所或線路工程項目涉及主管機關審議過程不確性，恐影響執行進度等情，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 7. 」。
6. 核四轉型方案迄未核定，引發計畫場址部分用地徵收廢止爭議，主管機關亦未按規定召開督考會議，連帶影響轉型方案提出期程，又核四計畫燃料束遲未完成處理作業，衍生額外貯存費用等情，允宜檢討妥處。	辦理核四工程資產維護計畫，惟核四資產減損認列方式及廠址轉型方案均遲未定案，又燃料束運至國外拆解轉售進度未如預期，致須持續投入維護管理及額外支付貯存費用，業再研提審核意見詳「(五)重要審核意見 14. 」。
處理中	
因應國內供電需求辦理大潭發電廠第 7 號機組單循環緊急發電計畫，惟機組商轉後經常停機檢修，實際發電量遠低於預期目標，又未及時釐清原機組設計即先行採購過濾功能相似之設備，且未就停機修復與設備安裝期程併同考量，致設備長期閒置等情，允宜檢討妥處。	前經依法陳報監察院，經濟部尚在查處違失人員之責任。

表 15 112 年度審核報告營業部分所列台灣電力公司重要審核意見覆核辦理情形 (續)

重要審核意見標題	說明
已研謀改善或依改善措施持續辦理	
1. 智慧電表基礎建設有助推動節電措施，惟用電規模較大用戶裝置比率未及 5 成、可用性查驗辦理時點延後、智慧電表用戶參與時間電價及需量反應與台灣電力 APP 認證之比率均偏低等情，允宜研謀善策妥處。	/
2. 推動配電系統升級計畫及建置符合國際標準之供電可靠度指標，有助提升供電品質穩定性，惟間有未訂定年度關鍵性績效指標、未適時檢討地下化配電區範圍，或系統平均停電時間及次數均增加等情，允宜檢討妥處。	
3. 配合 2050 淨零轉型目標，推動儲能設備及海洋能發電機組計畫，惟部分儲能案場遲未完成驗收或發生火災事故，另海洋能先期研究案數次流標，預算執行率欠佳，且考量建置時程後，發電機組存有無法如期完成之風險，允宜檢討妥處。	
4. 辦理抽蓄水力發電相關計畫，有助提升區域電力調度及操作靈活性，惟部分計畫環境影響評估進度較預計落後，或部分標案歷多次流標遲未能開工，影響計畫預計目標，允宜研謀妥處。	
5. 辦理配電外線工程及相關設備維護採購案件，有助防災及改善民眾生活環境，惟間有相關作業指引規定未盡周延，部分採購案件契約規定須專職人員涉有兼任其他職務，及未落實檢討決標標比偏高原因等情事，允宜檢討改善。	
6. 辦理開閉所興建、變壓器汰換及線路設施新建等工程，強化供電可靠度及確保電力系統穩定運轉，惟編列工程預算及底價預估金額未參考政府公開商情，且訂定契約單價作業欠周，允宜檢討改善。	
7. 訂定設置材料管理要點有助提升存貨管理，惟久未動用物料之金額龐鉅，且逐年遞增，又物料管控機制未臻完善，允宜檢討改善。	

(七) 其他事項

1. 台灣電力公司為因應未來電力系統整體需求，並配合擴大使用天然氣發電政策，辦理大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫（期間 105 年 1 月至 115 年 12 月，投資金額 1,104 億 6,014 萬餘元），分年編列預算，113 年編列預算不足支應實際需求，報准提前動支 114 年度預算 27 億元。

2. 台灣電力公司為符合臺中市自 111 年起實施加嚴後電力設施空氣污染物排放標準，辦理「台中發電廠第 5~10 號機空污改善工程計畫」（期間 108 年 5 月至 114 年 12 月，投資金額 145 億 6,016 萬餘元），分年編列預算，113 年編列預算不足支應實際需求，報准提前動支 114 年度預算 18 億元。

茲將台灣電力公司 113 年度損益計算、盈虧撥補審定數額、盈虧審定後現金流量與資產負債情形，分別列表如次：

台灣電力股份有限公司損益計算審定表

中華民國 113 年度

單位：新臺幣元

科 目	預 算 數	決 算 數	審 定 數	審定數與預算數比較增減	
				金 額	%
營 業 收 入	801,100,301,000	849,565,770,644	849,565,770,644	48,465,469,644	6.05
銷售收入	787,706,345,000	832,593,366,140	832,593,366,140	44,887,021,140	5.70
勞務收入	168,664,000	353,800,288	353,800,288	185,136,288	109.77
其他營業收入	13,225,292,000	16,618,604,216	16,618,604,216	3,393,312,216	25.66
營 業 成 本	926,033,878,000	856,115,160,336	855,958,145,862	- 70,075,732,138	- 7.57
銷售成本	923,951,057,000	854,197,332,375	854,040,317,901	- 69,910,739,099	- 7.57
其他營業成本	2,082,821,000	1,917,827,961	1,917,827,961	- 164,993,039	- 7.92
營業毛利 (毛損)	- 124,933,577,000	- 6,549,389,692	- 6,392,375,218	118,541,201,782	- 94.88
營 業 費 用	16,696,403,000	15,291,701,354	15,284,438,120	- 1,411,964,880	- 8.46
業務費用	8,201,168,000	7,281,251,673	7,281,251,673	- 919,916,327	- 11.22
管理費用	2,121,971,000	2,063,472,711	2,056,209,477	- 65,761,523	- 3.10
其他營業費用	6,373,264,000	5,946,976,970	5,946,976,970	- 426,287,030	- 6.69
營業利益 (損失)	- 141,629,980,000	- 21,841,091,046	- 21,676,813,338	119,953,166,662	- 84.69
營 業 外 收 入	17,503,205,000	21,745,607,981	21,776,207,907	4,273,002,907	24.41
財務收入	—	4,724,100	4,724,100	4,724,100	--
採用權益法認列之關聯企業及合資利益之份額	422,366,000	437,458,591	468,058,517	45,692,517	10.82
其他營業外收入	17,080,839,000	21,303,425,290	21,303,425,290	4,222,586,290	24.72
營 業 外 費 用	39,349,473,000	39,327,779,870	39,324,249,031	- 25,223,969	- 0.06
財務成本	30,794,193,000	30,039,214,657	30,039,214,657	- 754,978,343	- 2.45
其他營業外費用	8,555,280,000	9,288,565,213	9,285,034,374	729,754,374	8.53
營業外利益 (損失)	- 21,846,268,000	- 17,582,171,889	- 17,548,041,124	4,298,226,876	- 19.67
稅前淨利 (淨損)	- 163,476,248,000	- 39,423,262,935	- 39,224,854,462	124,251,393,538	- 76.01
所得稅費用 (利益)	—	1,888,014	2,236,517	2,236,517	--
本期淨利 (淨損)	- 163,476,248,000	- 39,425,150,949	- 39,227,090,979	124,249,157,021	- 76.00

- 註：1. 本期其他綜合損益 3,926,482,641 元，包括確定福利計畫之再衡量數 9,054,487 元、不動產重估增值 828,910,041 元、採用權益法認列之關聯企業及合資之其他綜合損益之份額—不重分類至損益之項目-6,957,704 元、透過其他綜合損益按公允價值衡量之權益工具投資損益 3,619,030,000 元、與不重分類之項目相關之所得稅-528,228,758 元、採用權益法認列之關聯企業及合資之其他綜合損益之份額—可能重分類至損益之項目 5,312,017 元、與可能重分類之項目相關之所得稅-637,442 元。
2. 台灣電力公司 113 年度經營績效獎金預算依行政院核定國營事業經營績效獎金核算制度檢討報告編列，行政院彙編 113 年度中央政府總決算附屬單位決算及綜計表（營業部分）按前開檢討報告及經濟部所屬事業機構用人費薪給管理要點，暨經濟部所屬事業經營績效獎金實施要點等規定暫列經營績效獎金 8,631,291,707 元，循例暫列，俟主管機關專案審核定案後，依案辦理。
3. 台灣電力公司本期淨損 39,227,090,979 元，除以加權平均流通在外普通股股數 54,444,535,519 股後，基本每股虧損 0.72 元。
4. 其他營業外費用含認列資產減損損失 8,800,282 元。
5. 稅前淨損 39,224,854,462 元，扣除稅法規定不予認列之費用等項目 17,501,080,607 元，及加計折舊與公保超額年金等項目所產生之差異數 1,142,212,108 元，無課稅所得及應繳納所得稅。遞延所得稅資產（負債）淨變動等項目之所得稅利益 228,442,421 元，扣除繳納土地增值稅後所認列之所得稅費用 230,678,938 元，所得稅費用為 2,236,517 元。

台灣電力股份有限公司盈虧撥補審定表

中華民國 113 年度

單位：新臺幣元

項 目	預 算 數	決 算 數	審 定 數	審定數與預算數比較增減	
				金 額	%
盈 餘 之 部	—	19,197,272	23,351,683	23,351,683	--
其他綜合損益轉入數	—	19,197,272	23,351,683	23,351,683	--
分 配 之 部	—	19,197,272	23,351,683	23,351,683	--
留存事業機關者	—	19,197,272	23,351,683	23,351,683	--
填 補 虧 損	—	19,197,272	23,351,683	23,351,683	--
虧 損 之 部	570,220,534,000	421,296,240,754	421,098,180,784	- 149,122,353,216	- 26.15
本 期 淨 損	163,476,248,000	39,425,150,949	39,227,090,979	- 124,249,157,021	- 76.00
累 積 虧 損	406,744,286,000	381,871,089,805	381,871,089,805	- 24,873,196,195	- 6.12
填 補 之 部	570,220,534,000	421,296,240,754	421,098,180,784	- 149,122,353,216	- 26.15
事業機關負擔者	570,220,534,000	421,296,240,754	421,098,180,784	- 149,122,353,216	- 26.15
撥 用 盈 餘	—	19,197,272	23,351,683	23,351,683	--
待 填 補 之 虧 損	570,220,534,000	421,277,043,482	421,074,829,101	- 149,145,704,899	- 26.16

註：台灣電力公司 113 年度辦理現金增資發行新股之股票發行成本 50,365,900 元，作為權益減項處理。

台灣電力股份有限公司盈虧審定後現金流量表

中華民國 113 年度

單位：新臺幣元

項 目	預 算 數	決 算 數	比 較 增 減	
			金 額	%
營業活動之現金流量				
稅前淨利（淨損）	- 163,476,248,000	- 39,224,854,462	124,251,393,538	- 76.01
利息股利之調整	30,682,261,000	29,785,058,812	- 897,202,188	- 2.92
未計利息股利之稅前淨利（淨損）	- 132,793,987,000	- 9,439,795,650	123,354,191,350	- 92.89
調整項目	97,806,547,000	71,502,854,364	- 26,303,692,636	- 26.89
未計利息股利之現金流入（流出）	- 34,987,440,000	62,063,058,714	97,050,498,714	--
收取利息	18,095,000	146,119,153	128,024,153	707.51
收取股利	294,755,000	496,593,199	201,838,199	68.48
支付利息	- 19,385,198,000	- 19,297,205,476	87,992,524	- 0.45
退還（支付）所得稅	-	- 12,636,544	- 12,636,544	--
營業活動之淨現金流入（流出）	- 54,059,788,000	43,395,929,046	97,455,717,046	--
投資活動之現金流量				
減少基金及長期應收款	922,000	723,650	- 198,350	- 21.51
減少不動產、廠房及設備	262,400,000	89,184,754	- 173,215,246	- 66.01
減少投資性不動產	41,538,000	13,265,586	- 28,272,414	- 68.06
無形資產及其他資產淨減（淨增）	- 1,845,245,000	- 1,476,816,299	368,428,701	- 19.97
增加投資	- 2,691,211,000	- 800,015,000	1,891,196,000	- 70.27
增加不動產、廠房及設備	- 248,400,590,000	- 219,032,536,399	29,368,053,601	- 11.82
增加使用權資產	-	- 118,287,593	- 118,287,593	--
增加投資性不動產	-	- 26,085,370	- 26,085,370	--
其他投資活動之現金流出	- 21,669,200,000	- 22,118,000,000	- 448,800,000	2.07
投資活動之淨現金流入（流出）	- 274,301,386,000	- 243,468,566,671	30,832,819,329	- 11.24
籌資活動之現金流量				
短期債務淨增（淨減）	76,535,331,000	39,485,479,092	- 37,049,851,908	- 48.41
增加長期債務	261,163,165,000	160,714,798,800	- 100,448,366,200	- 38.46
其他負債淨增（淨減）	259,000,000	8,813,625,783	8,554,625,783	3,302.94
增加資本、公積及填補虧損	101,337,000,000	101,386,634,100	49,634,100	0.05
減少長期債務	- 109,207,029,000	- 109,207,000,000	29,000	- 0.00
其他籌資活動之現金流出	- 1,751,996,000	- 1,758,564,902	- 6,568,902	0.37
籌資活動之淨現金流入（流出）	328,335,471,000	199,434,972,873	- 128,900,498,127	- 39.26
現金及約當現金之淨增（淨減）	- 25,703,000	- 637,664,752	- 611,961,752	2,380.90
期初現金及約當現金	2,318,689,000	4,369,864,305	2,051,175,305	88.46
期末現金及約當現金	2,292,986,000	3,732,199,553	1,439,213,553	62.77

註：1. 本表現金及約當現金係包括現金及自投資日起3個月內到期或清償之債權證券。

2. 本表「調整項目」欄所列，包括預期信用損益及評價損益、提存各項準備、折舊及減損、攤銷、沖轉遞延負債、外幣兌換損失（利益）、處理資產損失（利益）、債務整理損失（利益）、其他、流動金融資產淨減（淨增）、流動資產淨減（淨增）、流動金融負債淨增（淨減）及流動負債淨增（淨減）。

3. 本表「增加長期債務」欄所列，包括增加長期借款及應付公司債券等項目，其決算數係長期債務舉借數1,608億元，減除發行公司債之待攤銷債券發行成本8,520萬餘元後之淨額。

台灣電力股份有限公司盈虧審定後資產負債表

中華民國 113 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	113 年 12 月 31 日		112 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
資 產	2,728,074,087,877	100.00	2,565,605,812,547	100.00	162,468,275,330	6.33
流 動 資 產	169,184,863,021	6.20	147,031,833,616	5.73	22,153,029,405	15.07
現 金	3,732,199,553	0.14	4,369,864,305	0.17	- 637,664,752	- 14.59
應 收 款 項	68,188,038,836	2.50	55,634,172,962	2.17	12,553,865,874	22.57
存 貨	65,236,119,527	2.39	60,350,579,290	2.35	4,885,540,237	8.10
預 付 款 項	31,767,469,534	1.16	26,455,933,916	1.03	5,311,535,618	20.08
短 期 墊 款	261,035,571	0.01	221,283,143	0.01	39,752,428	17.96
基金、投資及長期應收款	14,066,682,231	0.52	9,420,773,432	0.37	4,645,908,799	49.32
基 金	1,000,000,000	0.04	1,000,000,000	0.04	—	—
非 流 動 金 融 資 產	8,345,898,144	0.31	4,726,868,144	0.18	3,619,030,000	76.56
採 用 權 益 法 之 投 資	4,712,945,775	0.17	3,685,343,326	0.14	1,027,602,449	27.88
長 期 應 收 款 項	7,838,312	0.00	8,561,962	0.00	- 723,650	- 8.45
不 動 產 、 廠 房 及 設 備	1,887,542,281,187	69.19	1,782,409,146,427	69.47	105,133,134,760	5.90
土 地	272,850,194,901	10.00	273,451,334,132	10.66	- 601,139,231	- 0.22
土 地 改 良 物	15,081,054,414	0.55	15,917,906,088	0.62	- 836,851,674	- 5.26
房 屋 及 建 築	76,416,723,209	2.80	77,680,417,004	3.03	- 1,263,693,795	- 1.63
機 械 及 設 備	736,182,799,407	26.99	723,141,148,178	28.19	13,041,651,229	1.80
交 通 及 運 輸 設 備	7,560,375,767	0.28	8,058,466,000	0.31	- 498,090,233	- 6.18
什 項 設 備	1,627,869,774	0.06	1,627,574,005	0.06	295,769	0.02
租 賃 權 益 改 良	129,119,221	0.00	237,623,173	0.01	- 108,503,952	- 45.66
購 建 中 固 定 資 產	776,387,699,121	28.46	677,055,941,359	26.39	99,331,757,762	14.67
核 能 燃 料	1,306,445,373	0.05	5,238,736,488	0.20	- 3,932,291,115	- 75.06
使用權資產	14,389,562,730	0.53	15,535,150,030	0.61	- 1,145,587,300	- 7.37
使用權資產	14,389,562,730	0.53	15,535,150,030	0.61	- 1,145,587,300	- 7.37
投 資 性 不 動 產	75,338,148,667	2.76	70,394,445,257	2.74	4,943,703,410	7.02
投 資 性 不 動 產 — 土 地	74,042,813,925	2.71	69,112,316,047	2.69	4,930,497,878	7.13
投 資 性 不 動 產 — 房 屋 及 建 築	660,316,769	0.02	673,196,607	0.03	- 12,879,838	- 1.91
建 造 中 之 投 資 性 不 動 產	635,017,973	0.02	608,932,603	0.02	26,085,370	4.28
無 形 資 產	1,691,377,431	0.06	1,343,585,324	0.05	347,792,107	25.89
無 形 資 產	1,691,377,431	0.06	1,343,585,324	0.05	347,792,107	25.89
其 他 資 產	565,861,172,610	20.74	539,470,878,461	21.03	26,390,294,149	4.89
遞 延 資 產	8,084,057,423	0.30	8,780,895,306	0.34	- 696,837,883	- 7.94
遞 延 所 得 稅 資 產	97,965,889,778	3.59	93,838,903,742	3.66	4,126,986,036	4.40
待 整 理 資 產	298,425,661	0.01	133,332,544	0.01	165,093,117	123.82
什 項 資 產	459,512,799,748	16.84	436,717,746,869	17.02	22,795,052,879	5.22
資 產 總 額	2,728,074,087,877	100.00	2,565,605,812,547	100.00	162,468,275,330	6.33

註：1. 信託代理與保證之或有資產及或有負債，113 年底及 112 年底各有 509,479,813,668 元及 488,918,894,491 元。

2. 外幣資產負債已按期末匯率辦理評價。

3. 存貨成本係採移動平均法計算，期末以成本與淨變現價值孰低衡量。

4. 不動產、廠房及設備、投資性不動產之折舊，除核能燃料及租賃權益改良係依生產數量法攤銷或依租賃期間平均攤銷外，其餘採平均法計算。

5. 投資性不動產，依其相關可回收金額衡量帳面價值，認列資產減損及迴轉減損。

台灣電力股份有限公司盈虧審定後資產負債表 (續)

中華民國 113 年 12 月 31 日

單位：新臺幣元

科 目	113 年 12 月 31 日		112 年 12 月 31 日		比 較 增 減	
	金 額	%	金 額	%	金 額	%
負 債	2,527,277,664,006	92.64	2,430,895,414,438	94.75	96,382,249,568	3.96
流動負債	742,748,143,995	27.23	699,627,340,687	27.27	43,120,803,308	6.16
短期債務	581,788,391,553	21.33	533,038,874,057	20.78	48,749,517,496	9.15
應付款項	156,908,965,063	5.75	163,127,775,234	6.36	- 6,218,810,171	- 3.81
預收款項	4,050,787,379	0.15	3,460,691,396	0.13	590,095,983	17.05
長期負債	1,045,574,037,839	38.33	1,010,675,604,723	39.39	34,898,433,116	3.45
長期債務	1,033,219,937,599	37.87	997,107,656,647	38.86	36,112,280,952	3.62
租賃負債	12,354,100,240	0.45	13,567,948,076	0.53	- 1,213,847,836	- 8.95
其他負債	738,955,482,172	27.09	720,592,469,028	28.09	18,363,013,144	2.55
負債準備	551,877,391,310	20.23	545,791,507,677	21.27	6,085,883,633	1.12
遞延負債	17,918,658,760	0.66	12,075,952,620	0.47	5,842,706,140	48.38
遞延所得稅負債	158,024,298,002	5.79	153,378,845,793	5.98	4,645,452,209	3.03
什項負債	11,135,134,100	0.41	9,346,162,938	0.36	1,788,971,162	19.14
權 益	200,796,423,871	7.36	134,710,398,109	5.25	66,086,025,762	49.06
資本	583,083,000,000	21.37	481,646,000,000	18.77	101,437,000,000	21.06
資本	580,000,000,000	21.26	479,900,000,000	18.71	100,100,000,000	20.86
預收資本	3,083,000,000	0.11	1,746,000,000	0.07	1,337,000,000	76.58
資本公積	36,903,286	0.00	36,903,286	0.00	—	—
資本公積	36,903,286	0.00	36,903,286	0.00	—	—
保留盈餘 (或累積虧損)	- 421,074,829,101	- 15.43	- 381,820,723,905	- 14.88	- 39,254,105,196	10.28
累積虧損	- 421,074,829,101	- 15.43	- 381,820,723,905	- 14.88	- 39,254,105,196	10.28
累積其他綜合損益	38,751,349,686	1.42	34,848,218,728	1.36	3,903,130,958	11.20
不動產重估增值	31,476,295,783	1.15	30,752,308,610	1.20	723,987,173	2.35
透過其他綜合損益按公允價值衡量之金融資產損益	7,274,687,200	0.27	4,089,940,800	0.16	3,184,746,400	77.87
其他權益 - 其他	366,703	0.00	5,969,318	0.00	- 5,602,615	- 93.86
負債及權益總額	2,728,074,087,877	100.00	2,565,605,812,547	100.00	162,468,275,330	6.33

6. 土地曾按 86 年 7 月之公告現值辦理重估，估計應付土地增值稅依行政院主計總處規定，列於其他負債科目。

7. 投資性不動產後續衡量自 112 年度起由成本模式改採公允價值模式。

8. 期末已提撥退休金資產 268 億 2,829 萬餘元，及提列員工福利負債準備 (屬退休金部分) 297 億 3,490 萬餘元。

9. 期末資本及預收資本各增加 100,100,000,000 元及 1,337,000,000 元，係為辦理穩定供電建設方案、強化電網運轉彈性公共建設計畫及區域電網儲能計畫，經經濟部、經濟部能源署以現金增資。