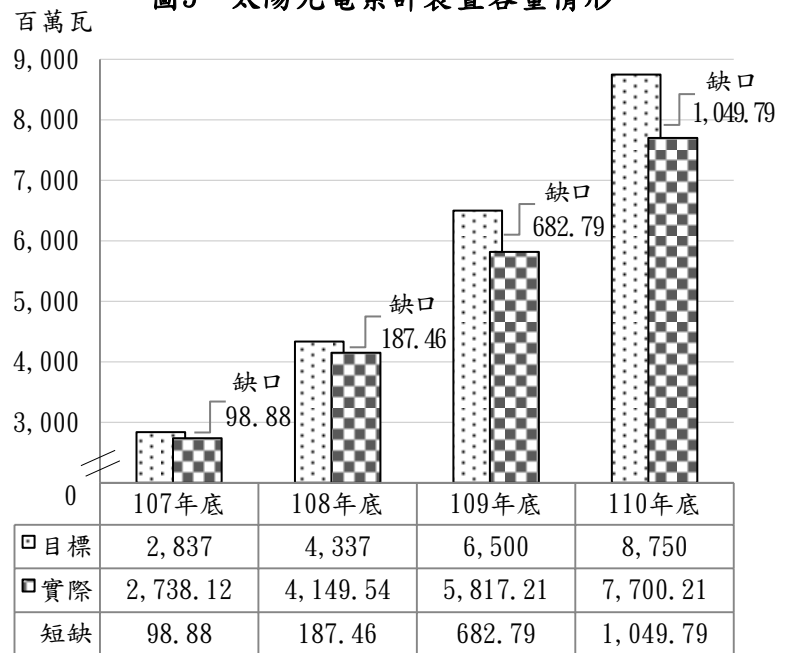


能源局考量太陽光電開發利用符合我國位處亞熱帶，太陽能資源豐富之自然條件，爰持續辦理各項太陽光電推動方案，並規劃太陽光電分年累計裝置目標容量。經查推動情形，核有：1. 截至110年底止，太陽光電累計裝置容量為7,700.21MW，較110年度之目標量8,750MW仍短缺1,049.79MW，約12.00%，且短缺量相較107年底之98.88MW，增加950.91MW，約961.68%，短缺量並有逐年增加趨勢（圖5），主要係受新型冠狀病毒肺炎（COVID-19）疫情影響、模組價格上漲影響業者投資意願、地方民眾抗爭，以及業者完工規劃期程較晚，致執行進度較政策目標落後；2. 能源局設定112至114年度之太陽光電累計裝置容量目標量分別為14,000MW、17,000MW、20,000MW，惟據行政院於110年11月召開之光電研商會議資料顯示，因部分專案未尋獲設置太陽光電案源，評估太陽光電裝置容量於112至114年度將分別短缺1.5MW、1,391.6MW、1,730.9MW，合計短缺裝置容量為3,124MW，占114年長期目標20,000MW之15.62%；3. 依經濟部於110年8月召開之太陽光電重要議題研商會議決議，請台灣電力公司於112年6月底前完成加強電力網工程，並滿足14,000MW以上太陽光電目標容量，惟台灣電力公司提出之32項再生能源加強電力網工程，合計增加6,860MW併網容量，較目標量尚不足7,140MW，約51%，其中8項工程之預計完工時程為113年1月或12月，較會議決議期限落後半年至1年半，影響併網容量約3,700MW等情事，經函請能源局針對問題癥結研謀善策妥處。據復：1. 行政院已成立推動小組，定期邀集各部會檢討進度，並將持續滾動檢討年度目標及精進推動措施；2. 持續循線找地、土地整合、充足饋線容量及併接點，以達成114年太陽光電累計裝置容量20,000MW之目標；3. 已責成台灣電力公司針對設置熱區，啟動輸變電加強電力網工程，並開放T接、共用升壓站等多元併接措施，增加引接點。

圖5 太陽光電累計裝置容量情形



資料來源：整理自能源局提供資料。

（六） 能源局及台灣電力公司為穩定及調節電力供需，已採行多項因應措施，惟近年來國內經濟成長優於預期及半導體產業相繼啟動擴廠計畫，用電需求大幅增加，復因再生能源開發與部分機組及接收站興建進度未如預期、儲能系統之管理亦待精進等，致穩定供電壓力仍大，允宜督促所屬就各項可能面臨缺電風險及挑戰，妥為因應管理，以力求供電無虞，並促進經濟之發展。

能源局及台灣電力公司為穩定及調節電力供需，已採行新增燃氣機組、新（擴）建天然氣接收站、訂定再生能源發展策略、推動減煤政策、節能規劃及需量反應等因應措施。經查執行情形，核有下列事項：

1. 110年國內經濟成長率優於預期，備轉容量率未達10%目標之日數驟增，恐影響供電穩定度：近年來由於中美貿易大戰、全球轉單及臺商回臺投資等效應，促使國內經濟加速成長，據行政院主計總處統計，108至110年經濟成長率分別為3.06%、3.36%及6.45%，均高於100至109年期間10年平均經濟成長率2.93%，帶動電力需求增加；另半導體產能供不應求，國內多家半導體製造公司近年來陸續進行大型投資案，預估未來用電需求亦將大幅提升。據台灣電力公司提供資料，109年全年366天備轉容量率皆達10%以上，惟110年全年備轉容量率達10%以上者，已降至323天，備轉容量率未達10%以上者43天，占全年天數366天之11.75%；另截至111年3月底止，備轉容量率未達10%以上者31天，占總天數90天之34.4%，顯示備轉容量率未達10%目標之日數驟增，恐影響供電穩定度。鑑於供電穩定係民生及產業發展之基礎，經建請經濟部督促所屬就未來產業發展用電需求大幅成長，妥為因應及採取相關配套措施，以促進經濟之發展。據復：為應未來產業發展，已責成能源局及台灣電力公司定期滾動檢視電力供需情形，並依行政院主計總處研擬發布最新111年GDP成長率3.91%及半導體產業擴廠之用電需求資料，同步修正長期負載預測資料及供給面規劃，除依用電需求成長、既有機組除役情形，規劃新增機組，並研擬緊急型需求面管理措施，俾確保穩定供電。

2. 再生能源及部分燃氣電廠機組興建進度未如預期，且第三天然氣接收站受公投作業影響暨民營電廠火災後修復期程漫長，加劇電力調度之壓力：我國能源高度仰賴進口，石化能源依存度高，面對全球溫室氣體減量趨勢與國家非核家園共識，政府規劃新能源政策目標於114年度提升再生能源發電比率至20%，期能在兼顧能源安全、環境永續及綠色經濟發展均衡下，邁向2025年非核家園願景，創造永續價值。依經濟部108年3月4日「因應公投結果能源政策評估檢討專案報告」所列，110年度太陽光電及風力發電目標裝置容量分別為8.75GW（百萬瓩）及3.509GW（表5），惟因饋線容量不足及場址選定不易等因素，截至110年底，太陽光電及風力發電實際裝置容量為7.7GW及1.062GW，與預期目標分別差距1.05GW及2.447GW。另108及109年電力供需報告載明，配合第三天然氣接收站外推方案（下稱三接外推方案），經評估需在原計畫工期上再延後2年半期間，初步估算112至113年大潭電廠全廠每小時供氣量較原規劃量減少，影響機組供電能力減少

約102至186萬瓩。又為降低三接外推方案導致供氣延後之影響，期藉由新增民營IPP燃氣發電機組及大潭7至9號機組如期完工，

表5 再生能源目標裝置容量情形

單位：GW（百萬瓩）

年度	107	108	109	110	111	112	113	114
項目								
太陽光電	2.837	4.337	6.500	8.750	11.250	14.000	17.000	20.000
風電合計	0.745	0.878	1.790	3.509	3.599	4.141	5.179	6.938
陸域風電	0.737	0.750	0.814	0.835	0.925	1.015	1.105	1.200
離岸風電	0.008	0.128	0.976	2.674	2.674	3.126	4.074	5.738

資料來源：整理自能源局提供資料。

將原1至6號機組供氣量，透過運轉調度模式，優先調度給高效率之7至9號機組發電，以提高全廠發電量，使備轉容量率維持在穩定供應的綠燈（10%以上）。惟查大潭電廠8號機組裝置容量1.12GW，因國內營造業缺工及邊境嚴管措施，外籍移工延後入境，造成工進延遲，實際工程進度66.03%，較預定進度落後2.04個百分點，預計於111年9月30日始可接受調度，已過111年用電夏月尖峰時間；另民營發電廠新桃電力股份有限公司裝置容量0.6GW，於111年3月14日發生火災，其中GT1A氣渦輪機組已全部損壞，修復期程預估約需2.5至3年期程，GT1B、GT1C氣渦輪機組及汽輪機預計111年7月20日完成初步檢修，惟仍需參考GT1A火災事故原因調查分析報告後，確認各機組可安全運轉後方可恢復供電，以上均加劇台灣電力公司電力調度之壓力，經建請經濟部督促所屬協助解決興建再生能源土地取得之問題，鼓勵業者裝設高效率太陽能模組，減少占地面積及提高發電量，同時督促大潭電廠及第三天然氣接收站廠商趕趕工程進度，以力求供電無虞。據復：再生能源裝置容量未如預期，主要係觸及民眾居住及環境敏感議題或受疫情影響致進度延宕，能源局已研擬無環境影響疑慮及地方態度支持之案場優先輔導、啟動供需媒合協調、擴大模組供應來源、簡化模組變更程序等對策因應；又已積極趕辦大潭電廠增建燃氣複循環機組發電計畫各落後要徑工程，並透過要徑管控會議追蹤；另新桃電力股份有限公司因火災渦輪機（GT1B、GT1C）及汽輪機等已提前完成修復作業，於111年6月4日接受調度。

3. 現行備轉容量率計算方式無法真實反應供電壓力將移轉至夜間之實況，且易使民眾產生預估備轉容量率高卻發生停電之誤解，另民營儲能系統所提供之電力輔助亦待加強管理，以增加夜間備轉容量：我國未來電源規劃係以備用供電容量率15%及備轉容量率10%為目標，惟隨著再生能源（太陽能光電）裝置容量逐漸提升，其於夜間無法發電及易受天候影響之特性，除對電力系統供需平衡與電網運轉產生作用，影響供電可靠度外，自109年起夜間之夜尖峰淨負載（夜間系統扣除再生能源）已高於日尖峰淨負載（白天系統扣除再生能源），未來供電壓力將移轉至夜間。按目前台灣電力公司網站所公布之備轉容量率，係以全日最高負載時段來計算，亦即以當日下午14時左右之尖峰負載計算而得，尚無法反應上述供電壓力將移轉至夜間之事實及夜尖峰時之實際備轉容量率，且計算備轉容量率時，再生能源之供電能力係以預估之發電量計算，惟再生能源實際發電量易受天氣影響，實際用電量也與預估用電量不同，因此「預估」備轉容量率，可能不等於「實際」備轉容量率，肇致民眾產生預估備轉容量率高卻發生停電之誤解。又台灣電力公司將水力及抽蓄水力發電納入備轉容量，惟110年水情嚴峻，為避免影響民生用水，放水發電之時間已受限制，顯示備轉容量率之計算方式有待務實檢討。另台灣電力公司為加速擴大布建長效型之儲能設備，將原規劃114年電池儲能系統建置量0.59GW，提升至1GW，並加速推動期程，惟以111年3月3日台灣電力公司345KV（北）開關廠配合興達發電廠燃煤發電機組二號機大修進行斷路器編號3540、3550維護保養工作，於上午9時16分發生開關廠

故障，造成全臺約549萬戶停電事故為例，停電當時，9家民營儲能系統中，計有3家未及時提供電力輔助服務，1家則因業者對儲能系統參數設定未臻完善，以致執行率不佳。顯見太陽光電所衍生夜間用電問題，除擴大布建長效型之儲能設備外，其後續管理作業亦不容疏忽，經建請經濟部督促所屬檢討現行備轉容量率之計算方式與計算時點，落實電源規劃目標管控，避免衍生民眾誤解，及善用民間力量，擴大向民間電廠購買電力與儲能輔助服務，並妥善管理。據復：為因應太陽光電夜間無法供應電能特性，已執行興建第三天然氣接收站、氣源及機組靈活調度、強化需量反應措施、加速儲能建置及調整抽蓄水力調度模式等各項電力穩定措施；又為使外界更加瞭解實際供電情況，擬調整備轉容量表達方式，刻正規劃夜尖峰公告事宜；另台灣電力公司已要求民營電廠業者改善，並確實遵守保護協調之各項規定等。

（七） 政府為汰換高耗能水銀燈，推動水銀路燈落日計畫，惟計畫已辦竣多年，仍未能全數汰換，且路燈檢查作業機制亦未能及時發現水銀路燈增設情形，亟待研謀改善妥處，以達成水銀路燈落日之目標。

行政院為落實節能減碳政策，核定水銀路燈落日計畫，規劃由「行政院中央特別統籌分配稅款」支應補助地方政府全面汰換全國水銀路燈，嗣經濟部為落實推動計畫，訂定水銀路燈落日計畫作業要點，執行期程為104年1月至106年9月，並據以核定桃園市等13市縣政府汰換水銀路燈計68萬餘盞，補助金額52億9,636萬餘元。執行結果，13市縣政府實際完成數量計62萬餘盞，並撥付48億2,436萬餘元，惟據本部於107年度辦理「地方政府水銀路燈落日計畫執行情形專案調查」發現臺中市等7市縣政府未全數換裝LED路燈，截至106年底止，轄內尚有未汰換水銀路燈數量4萬餘盞。經本部追蹤改善辦理情形，仍核有：1. 水銀路燈落日計畫已辦竣多年，惟據台灣電力公司各市縣（含鄉鎮市）公有路燈裝設供電情形資料顯示，截至111年4月底止，尚有8萬餘盞傳統路燈（含水銀路燈、高壓鈉燈等），其中包含基隆市、新竹縣等9市縣政府於106至110年間新增設之716盞水銀路燈（契約容量共計21萬餘瓦，表6），與原定全面淘汰水銀路燈規劃仍有差距；2. 依據能源局訂定道路照明管理單位應遵行之節約能源規定及其檢查作業要點，規範自106年起禁止使用水銀燈作為路燈之光源，及接獲檢舉始啟動檢查程序等內容，並委託財團法人工業技術研究院（下稱工研院）於辦理照明技術開發相關業務時協助查察，惟109至110年間，均無檢舉案件而未啟動檢查作業，且工研院21次抽查結果亦未能及時發現9市縣政府新增設之716盞水銀路燈，顯示路燈檢查機制薄弱等情事，經函請能源局針對問題癥結檢討研謀改善。據復：1. 已函請台灣電力公司配合水銀路燈禁用法規，於受理路燈新設或變更改用電登記作業時，停止水銀路燈設置申請；2. 已函請9市縣地方主管機關釐清路燈現況，並就尚存水銀路燈說明後續各燈具汰換改善期程規劃；未來亦將另案函請各地方政府彙整年度路燈維護契約辦理汰換改善時，協助查察是否尚存水銀路燈，並持續列管追蹤辦理情形。