

經濟部



全國電力資源 供需報告

108/109

年度



經濟部能源局
Bureau of Energy
Ministry of Economic Affairs

目 錄

壹、前 言	1
貳、電力供需現況	2
一、電力消費	2
二、電力供給	3
參、未來電力供給規劃	8
一、供給面規劃	8
二、需求面規劃	12
三、三接外推方案影響及因應	13
肆、結 語	16

圖表目錄

圖 2-1 民國 108 年部門別電力消費量及占比	2
圖 2-2 民國 109 年部門別電力消費量及占比	3
圖 2-3 民國 108 年全國發電總裝置容量及占比 (燃料別)	4
圖 2-4 民國 109 年全國發電總裝置容量及占比 (燃料別)	4
圖 2-5 民國 108 年全國發電量及占比 (燃料別)	5
圖 2-6 民國 109 年全國發電量及占比 (燃料別)	6
圖 3-1 民國 108~116 年新增及除役機組時程規劃	15
表 2-1 民國 108~109 年備轉容量率天數統計.....	7
表 3-1 民國 108 年~116 年逐年備用容量率目標規劃.....	14

壹、前言

本報告係依電業法第 91 條：「中央主管機關應就國家整體電力資源供需狀況、電力建設進度及節能減碳期程，提出年度報告並公開。」規定辦理。

自 106 年電業法修法通過後，經濟部每年公告前一年度電力供需現況及未來規劃之電力資源供需報告，並分別於 107 年、108 年公布 106 年版、107 年版，提供產業及民眾知悉。原規劃 109 年公布之 108 年版，因 109 年初全球發生疫情，至 109 年 3 月短期間內造成多數國家確診病例頻傳，部分國家實施宵禁或禁止聚集性活動等類鎖國政策，以降低傳染風險；當時國外經濟專家更提出疫情影響全球經濟供應鏈活動，估計衝擊將持續兩年。我國 Covid-19 疫情對電力供需影響層面，除產業及民生用電發生變化，電力供應面，也因防疫所需擴大邊境管制，造成工程計畫之基礎設施興建人力不足、部分國外電力主設備及機器零組件廠商因各國防疫措施導致產線停滯等，進而影響國內機組完工商轉期程。綜合上述疫情對國內電力供需影響，於當時著實難以掌握，因而在 110 年合併公布 108 年及 109 年版之電力資源供需報告。

本報告分別說明電力供需現況及未來規劃。電力需求部分，有關影響電力負載因素眾多，如經濟、產業、人口、氣溫、電價及需求面管理等相關變數，108 年全國用電成長-0.4%，經過 109 年的疫情影響，呈現上半年僅成長 0.4%，但下半年攀升至 3.6%，全年成長 2.1%。放眼未來國內半導體產業相繼啟動擴產計畫，與美中貿易衝突後臺商回流所帶動的產業投資量能，及車輛電動化政策推動下，預估未來國內 110~116 年用電需求年均成長率約 2.5%，尖峰負載成長約 2.3%。

就電力供給規劃，為滿足未來電力需求及法定備用容量率 15% 目標，經務實檢討長期電源規劃方案，除新增協和、大潭、通霄、台中、興達、嘉惠等高效率燃氣機組，同時積極推動既有機組之空污防制設備改善工作，以及配合空品狀況執行降載措施，並訂定各項再生能源發展目標及策略，以推動能源轉型，朝向降低空氣汙染和減少碳排放的目標前進。

此外，為因應國內外能源情勢變遷，未來將每年持續評估產業發展及民生需求之用電成長，檢討長期電源供給規劃期程，維持適當備用容量，並在確保經濟發展下，力求電力供應無虞。

貳、電力供需現況

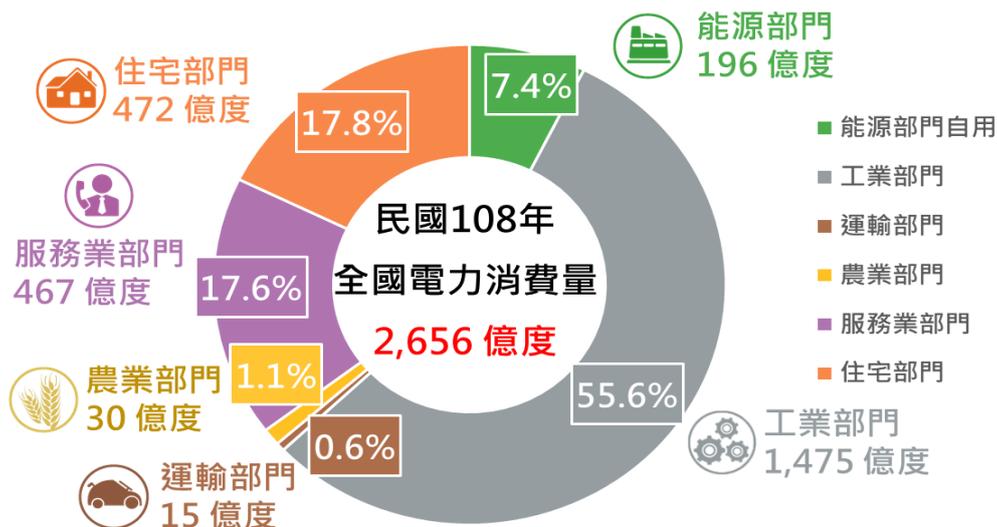
一、電力消費

影響電力負載因素眾多，如經濟、產業、人口、氣溫、電價及需求面管理等相關變數，以全國總用電量來說，可細分為電力用電及電燈用電兩大部分，其中電力用電屬於受經濟及產業影響較多，電燈用電則受人口(人口數、人口結構)、電價及氣溫影響較多。

民國 108 年全國電力消費量約 2,656 億度，以工業部門用電量 1,475 億度為大宗，占總用電量 55.6%，其次為住宅部門 472 億度約占 17.8%，與服務業部門約占 17.6%。詳見圖 2-1。

民國 109 年全國電力消費量約 2,711 億度，較 108 年成長約 2.1%，上半年因受疫情影響，國內經濟活動銳減，用電需求僅成長 0.4%，下半年疫情控制得宜，經濟成長大幅提升，用電需求成長率達 3.6%。

另以各部門需求來看，工業部門之用電量較 108 年增加約 31 億度，增幅達 2.1%，而住宅部門之用電量較 108 年增加約 30 億度，增幅達 6.4%，主要原因係受 Covid-19 疫情影響，出國人次減少，轉以國內活動為主，亦有大部分民眾遵守防疫規定減少外出，以致住宅部門用電大幅度增加；服務業部門因上半年受疫情影響，全年用電需求較 108 年減少 5 億度。詳見圖 2-2。

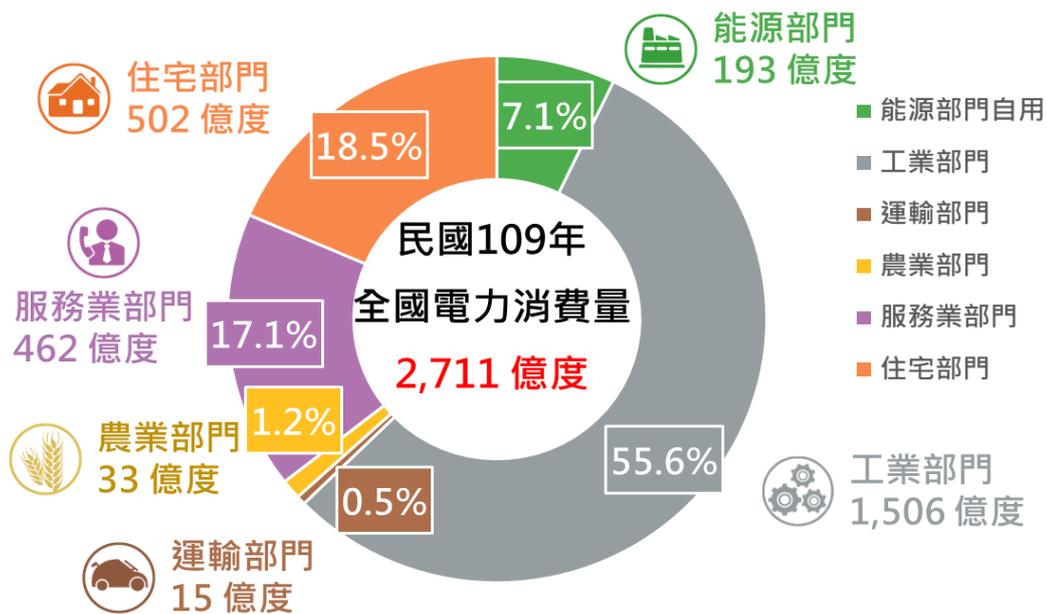


註1：全國電力消費量包括台電系統總售電量、能源部門及自用發電設備之自用電量。

註2：百分比加總存在小數進位誤差。

資料來源：經濟部能源局，能源統計月報，民國110年2月。

圖 2-1 民國108年部門別電力消費量及占比



註1：全國電力消費量包括台電系統總售電量、能源部門及自用發電設備之自用電量。

註2：百分比加總存在小數進位誤差。

資料來源：經濟部能源局，能源統計月報，民國110年2月。

圖 2-2 民國109年部門別電力消費量及占比

二、電力供給

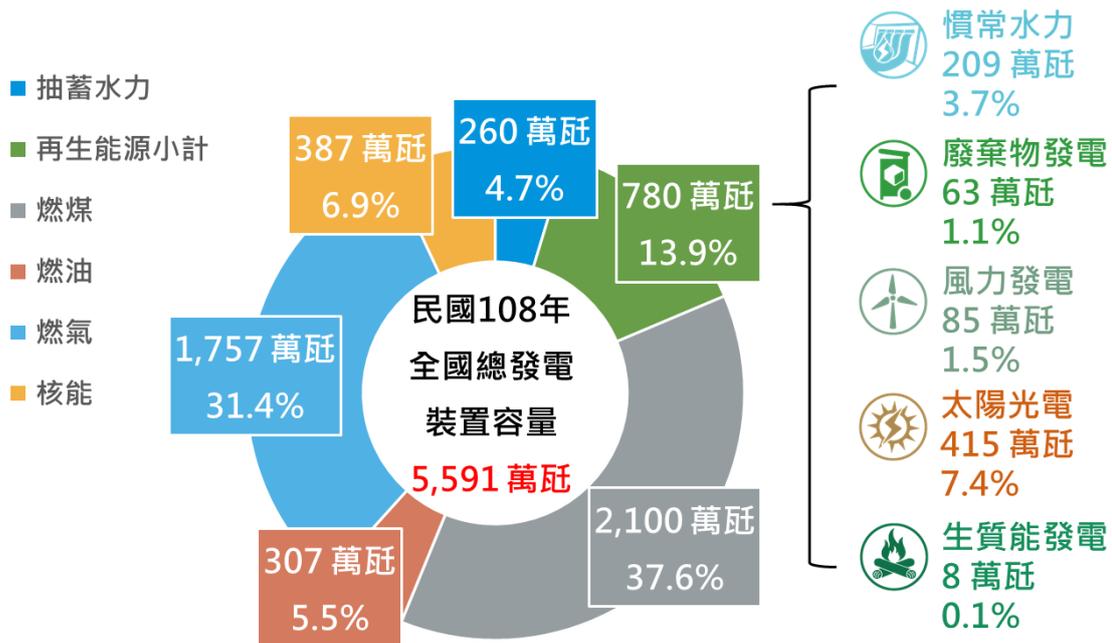
(一) 裝置容量

民國 108 年全國總發電裝置容量約為 5,591 萬瓩，燃煤機組 2,100 萬瓩與燃氣機組 1,757 萬瓩為電力系統中主要供電來源，分別占 37.6% 與 31.4%。而政府積極擴大推廣之再生能源裝置容量約 780 萬瓩，包括慣常水力 209 萬瓩、太陽光電 415 萬瓩、風力 85 萬瓩及其它再生能源約 71 萬瓩，約占總裝置容量 14.0%，以慣常水力及太陽光電為設置大宗。詳見圖 2-3。

民國 109 年全國總發電裝置容量約為 5,751 萬瓩，淨增加 160 萬瓩，主要係積極推動太陽光電設置，設置量較 108 年增加 167 萬瓩，且通霄新 3 號燃氣複循環機組完工商轉，增加約 89 萬瓩；然而，在協和 1~2 號燃油機組於 108 年底停機、離島部分新設小型燃油機組商轉後，109 年燃油機組減少了約 97 萬瓩。詳見圖 2-4。

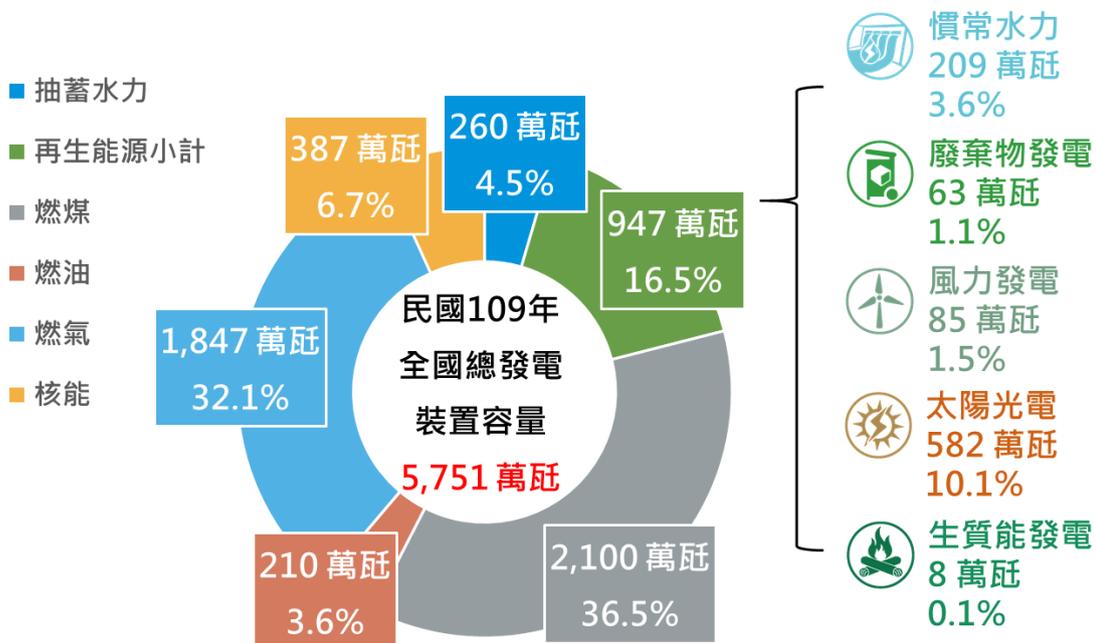
註 1：全國裝置容量係包含台電自有、民營電廠、自用發電設備等發電機組設備額定值，用於估算電力系統供電能力時，須扣除發電時輔助機組使用電量(即廠內用電)、自用發電設備之自發自用部分，以及再生能源因氣候變化產生之發電差異，詳細說明請參考備用容量率章節。

註 2：慣常水力機組裝置容量從民國 101 年底 208.1 萬瓩，至 109 年達 209.3 萬瓩，僅增加 1.2 萬瓩。



註1：全國總發電裝置容量包括台電系統及自用發電設備。
 註2：百分比加總存在小數進位誤差。
 資料來源：經濟部能源局，統計月報，民國 110 年 2 月。

圖 2-3 民國108年全國發電總裝置容量及占比（燃料別）



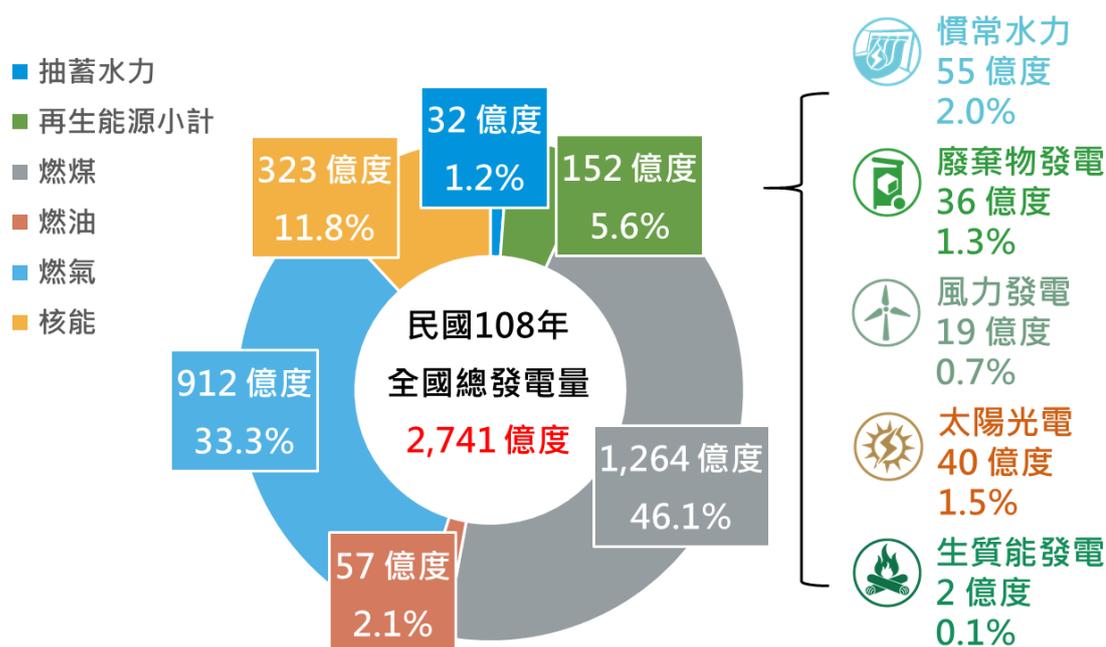
註1：全國總發電裝置容量包括台電系統及自用發電設備。
 註2：百分比加總存在小數進位誤差。
 資料來源：經濟部能源局，統計月報，民國 110 年 2 月。

圖 2-4 民國109年全國發電總裝置容量及占比（燃料別）

(二) 發電量

民國 108 年全國總發電量 2,741 億度，以燃煤發電 1,264 億度及燃氣發電 912 億度為大宗，分別占全國總發電量 46.1% 及 33.3%，而在政府擴大推廣再生能源設置下，108 年再生能源發電量達 152 億度，占全國總發電量 5.6%，以慣常水力發電量 55 億度貢獻最多，占全國總發電量 2.0%，其次為太陽光電發電量 40 億度占 1.5%，其它再生能源及風力發電量各約 38 億度及 19 億度，合計約占全國總發電量 2.1%，詳見圖 2-5。

民國 109 年全國總發電量 2,798 億度，較 108 年增加 57 億度，其中燃氣機組發電量 999 億度(增加 87 億度)，太陽光電發電量 61 億度(增加 21 億度)，風力發電量 23 億度(增加 4 億度)。相對地，協和 1~2 號燃油機組因執照到期停機待除役，發電量減少約 15 億度，燃煤發電 1,260 億度，因應空污季配合燃煤機組降載措施，較 108 年減少 4 億度，核能機組發電量 314 億度(減少 9 億度)，以及 56 年首次無颱風帶來雨量的大旱影響，導致慣常水力僅發電 30 億度(減少 25 億度)。詳見圖 2-6。

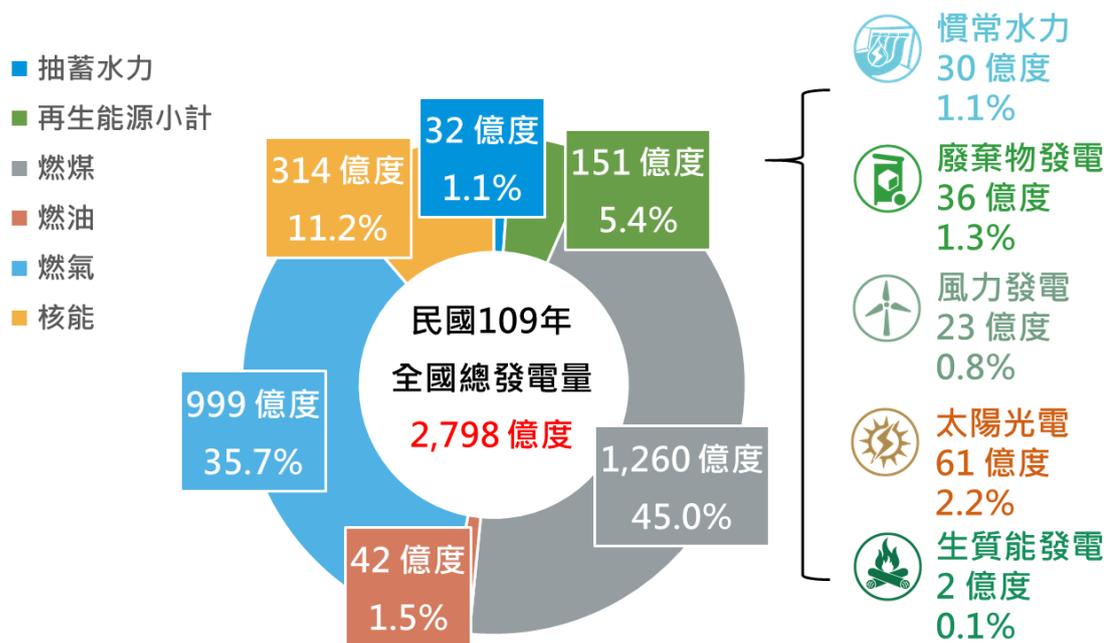


註1：全國總發電量係為毛發電量，包括台電系統及自用發電設備的自用電量。

註2：百分比加總存在小數進位誤差。

資料來源：經濟部能源局，統計月報，民國 110 年 2 月。

圖 2-5 民國108年全國發電量及占比（燃料別）



註1：全國總發電量係為毛發電量，包括台電系統及自用發電設備的自用電量。
 註2：百分比加總存在小數進位誤差。
 資料來源：經濟部能源局，統計月報，民國 110 年 2 月。

圖 2-6 民國109年全國發電量及占比（燃料別）

（三）備用容量率

備用容量率係用來評估電力系統長期規劃是否穩定的要件，多以年為評估期間，係以發電機組淨尖峰供電能力與尖峰負載計算而來。發電機組淨尖峰供電能力並非裝置容量，必須扣除廠內用電(淨尖峰供電能力=裝置容量-廠內用電)；再生能源受天候影響，故太陽光電供電能力係以裝置容量 25% 計算，風電供電能力以裝置容量日間 6%、夜間 11% 計算。

108 年尖峰負載 3,707 萬瓩，在核一廠 2 號機除役、通霄新燃氣 2 號機組商轉，及太陽光電設置量提高下，電力系統淨尖峰供電能力 4,329 萬瓩，備用容量率 16.8%；109 年尖峰負載提高至 3,771 萬瓩，雖然協和燃油 1~2 號機組除役，但在林口(超超臨界燃煤)、大林(燃氣)及通霄(燃氣)等新設機組陸續商轉及再生能源挹注下，電力系統淨尖峰供電能力增加至 4,391 萬瓩，備用容量率達 16.4%。

（四）備轉容量率

評估電力系統是否穩定供電的另一要件是備轉容量率，主要是檢視每日發電機組可供電情況，目前已可由台電網站中近期電力資訊

(<https://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=209>)，獲得每日備轉資訊。

108 年在通霄新 2 號機、大林新 2 號機及林口新 3 號機等機組陸續完工商轉下，備轉容量率 10% 以上天數達 238 天；至 109 年在通霄新 3 機組完工及太陽光電挹注下(尖峰日發電出力達 246.5 萬瓩，有效抑低日尖峰時段的供電壓力，大幅提高供電裕度)，全年 366 天皆達轉容量率 10% 以上，顯示我國電力供需情勢已逐漸改善，詳見表 2-1。

表 2-1 民國 108~109 年備轉容量率天數統計

民國年	10%以上	10%~6%	6%以下	90 萬瓩以下
108	238	127	0	0
109	366	0	0	0

資料來源：台電公司。

參、未來電力供給規劃

能源轉型是當前國家的重要政策，在執行過程當中，確保電力穩定供應是一項不可或缺的必要條件。

依電力統計資料顯示，過去 10 年(100 年~109 年)年均成長率 1.34%。109 年國內經濟活動受疫情影響，呈現上半年停滯下半年攀升之走勢，全年全國用電成長 2.1%(上半年 0.4%，下半年 3.6%)，遠高於近 10 年平均。

另外依據主計總處 110 年 2 月公布資訊，109 上半年經濟較同期僅成長 1.41%(第 2 季更僅成長 0.3%)，下半年則因受宅經濟、遠距工作與教學等需求的帶動，引領半導體、電子零組件等產業順勢成長，經濟較同期成長達 4.69%(第 4 季成長更達 5.1%)，109 年全年經濟成長率達 3.11%。

至於未來 110 至 116 年電源規劃設置藍圖，將以達成備用容量率 15%、備轉容量率 10% 為目標，務實檢討各項電源規劃方案及節能措施。

一、供給面規劃

(一) 燃氣發電

為因應能源轉型，天然氣發電占比在 2025 年達 50% 之目標，必須加速興建燃氣機組及完善天然氣基礎設施。

1. 新增燃氣機組

- (1) 燃氣機組具備快速起停、彈性調度、低空污排放之特性，目前已規劃陸續增加協和、大潭、通霄、台中、興達、嘉惠等燃氣機組，預計 110~116 年之間增加 1,577 萬瓩新增裝置容量。
- (2) 扣除既有燃氣機組屆齡除役規劃，預估 110~116 年間燃氣機組約淨增加 1,450 萬瓩。

2. 新擴/建天然氣接收站

為確保供氣安全及穩定，並降低現有各接收站負載率，政府規劃新建或擴建天然氣接收站，包括中油公司台中接收站、永安接收站，及觀塘(第三)接收站，台電公司協和接收站、台中港接收站等，

可就近提供通霄、興達、大潭、協和及台中等新燃氣機組發電用氣。

其中，中油公司規劃興建之第三天然氣接收站，考量民眾對於三接興建可能影響當地藻礁生態等相關議題有所疑慮及抗爭；經濟部進行評估分析後，於 110 年 5 月 3 日提出接收站外推方案，將三接在原工業港環評範圍內，外推 455 公尺，且迴船池不浚挖、不破壞礁體，在原 21 公頃外海填區不填方、防波堤變短，對沿岸的影響更輕微。惟此外推方案所需工期，使得三接原規劃供氣期程延後 2.5 年，至 114 年 6 月才能供氣營運。

3. 提升儲槽容積、安全存量，並分散購氣來源，以確保供氣安全

為確保天然氣穩定供應，已明訂安全存量規定，逐步提高儲槽容積天數與安全存量天數，並多元分散購氣來源。

- (1) 安全存量天數：為確保供氣穩定，參酌鄰近 LNG 進口國之安全存量規範(韓國 7 天、日本 14 天)，在不影響營運調度下，規劃我國天然氣安全存量天數，由現行至少 7 天逐步提升，至 114 年至少 11 天，116 年至少 14 天。
- (2) 儲槽容積天數：安全存量天數之提升，須以增建 LNG 儲槽因應，在既有天然氣接收站 2 座，現行容積天數至少 15 天，未來儲槽容積天數亦逐步提高，114 年至少 20 天，116 年至少 24 天。
- (3) 分散購氣來源：現行購氣來源中油公司已多元分散，各進口來源航運路線亦有不同，109 年進口來源國多達 13 國，主要包含卡達、澳洲、巴布亞紐幾內亞、美國、馬來西亞等國，有過半氣源不會經過較有爭議的南海地區，可降低進口中斷之風險。

(二) 再生能源

政府能源轉型政策積極推動再生能源設置，114 年再生能源發電占比目標為 20%，並以太陽光電 20GW 及離岸風電 5.7GW 為推動重點，為有效達成再生能源設置目標，訂定各項再生能源發展策略：

1. 太陽光電

- (1) 太陽光電夏季發電多，可提供尖峰用電需求，政府以 114 年達 20GW 為推動目標(地面型 1,200 萬瓩及屋頂型 800 萬瓩)，後續則自 115 年起，以每年增設 1GW 為規劃目標。

- (2) 109 年受 Covid-19 疫情影響，包含設備零組件、人力等資源供應不足，又因為國土管理的需要新增海管法特定區位許可及水利法出流管制等相關審查程序，原規劃 109 年 6.5GW 目標，將延至 110 年第二季完成。
- (3) 為使國土及空間有效利用，未來太陽光電將在優於原來使用的思維，朝向土地複合利用(如漁電共生、光電球場及停車場)、屋頂充分利用(如工廠、畜禽舍及公有屋頂)、低度利用土地活化(如低地力土地、不利農業經營土地及已整治受汙染土地)推動。
- (4) 為有效且迅速達成設置目標，政府除持續檢討簡化申辦流程外，行政院已成立專案推動小組；經濟部、農委會及內政部成立次長級政策協調平台；經濟部能源局、台電公司及光電公(協)會成立三方溝通平台；經濟部能源局及地方政府組成工作小組等方式，於各層面進行跨機關的整合與協調，以排除光電設置障礙。

2. 風力發電

- (1) 陸域風電依「先開發優良風場、再推動次級風場」策略，規劃 114 年累計設置達 1.2 GW 為目標，離岸風電則以「先示範、次潛力、後區塊」3 階段策略推動，現已完成 128MW，將逐步穩健達成 114 年設置達 5.7 GW 目標，合計 114 年風力發電累計共將達 6.9 GW，年發電量預計可達 241 億度。
- (2) 115 年後，離岸風電將朝經濟規模區塊開發持續發展，規劃每年釋出 1.5 GW 新增容量，以長期穩定持續之離岸風電本土內需市場，帶動在地產業投資發展本土供應鏈，並在既有產業基礎之上，於選商機制持續納入產業關聯及競價制度，兼顧降低購電成本及帶動本土產業之永續發展。

3. 其它再生能源

(1) 地熱發電：

- A. 現階段以推動淺層地熱(傳統型地熱)為首要目標，採集中式與分散式開發併行，積極推動以達政策目標。
- B. 推動「地熱能發電系統示範獎勵辦法」：分攤業者地熱發電開發之前期探勘風險，迄今共計 16 家廠商申請，9 家通過審查。

(2) 生質能發電：

- A. 以國內料源優先利用為原則，藉由推廣高效率生質燃料轉換技術與應用，提升生質物利用量(農林資材及廢棄物利用)與能源利用效率，降低生質燃料成本及降低對環境影響。
- B. 持續透過示範獎勵穩健推廣沼氣發電設置，至 110 年 3 月底通過補助者共 8 案，合計 1,645 kW。

(3) **水力發電**：水力發電對穩定電力系統供電具有助益，惟受限水文條件開發不易。考量為充分利用天然資源，政府已責成台電公司加速開發小水力計畫(小於 20MW)，並與民間業者雙管齊下，共同攜手推動，促進水力發電發展。

(三) 燃煤發電

政府已推動減煤政策，目標為 114 年燃煤發電占比降為 27%，新增之用電需求則以燃氣機組及再生能源發電滿足。

為回應外界對於空氣品質改善之高度期盼，政府透過「短期降載、中期環保改善」措施推動，以兼顧穩定供電與環境保護，如台電亞臨界燃煤機組自 106 年起陸續進行「配合空品預警降載」、「告別全廠火力全開」、「環保停機」到現行的「擴大自主減煤」，並投入 413 億元針對所有機組執行環保改善工程，興建 2 座室內煤倉。以台中電廠為例，目前已完成 4 部機組環保改善工程，配合減煤措施，109 年空污排放量已較 103 年減幅約 6 成，削減量逾 2 萬公噸；另外，興達電廠也已經投入 300 多億進行改善防治設備，105 年至 109 年已降低排污量 57%，目標在 2025 年要降量至 72%。台電公司 109 年整體空污排放量約 4.7 萬公噸，較 105 年削減約 56%，顯見政府空品改善之努力與決心。

未來既有燃煤機組將持續積極進行空污改善，並配合空氣品質狀況，執行自我管理之降載措施，以逐步降低燃煤發電占比，達成能源轉型目標。

(四) 核能發電

有關核能發電議題，經濟部秉持務實檢討的思維，無預設立場，審慎評估、瞭解我國使用核能發電的現況、困難及挑戰。

核一廠室外乾貯設施因地方政府迄今未核發該設施水保完工證明而無法啟用，且 2 部機組已於 107~108 年間陸續停機進行除役程序。核二廠用過核燃料乾貯設施，因地方政府駁回營建工程逕流廢水汙染削減計畫，以致乾貯設施無法施工，造成用過核燃料無法移出反應爐，將面臨 1 號機提前於 110 年 6 月中停止運轉；至於核二廠 2 號機亦因乾貯設施遲遲無法動工，燃料無法退出只能運轉至 112 年 3 月 14 日役期屆滿，無法延役。核三廠若要申請延役亦需提出興建乾貯設施，讓用過核燃料可退出換填新燃料，該相關工程許可均需地方政府核發，惟地方政府已表態反對延役。

另，核能電廠申請延役須依核子反應器設施運轉執照申請審核辦法第 16 條規定國內核電廠延役申請，最遲須在運轉執照屆滿之 5 年前提出。依此，核一至核三廠運轉執照期程，皆已超出延役申請之期限。

至於核四廠因建廠執照及水保計畫已失效、耐震設計已不符合安全標準，且儀控設備亦已超過使用年限等問題無法重啟，即使掌握技術面工程項目，包括福島安全強化工程、已拆卸設備回裝與試運轉測試、機組啟動測試，及原能會對各項測試之審查等，亦需費時七+N 年以上時間。此外，未來對於核廢料的處理，包括最終處置場址，皆面臨地方政府反對。綜上所述，核能機組在延役或重啟作法皆為不可行。

二、需求面規劃

為配合國家能源轉型目標及溫室氣體第一期階段管制目標，除擴大推動再生能源發電設置目標外，並推動設置部門節能目標。

(一) 節能規劃

節能目標規劃主要係以用電效率作為評估標準。以長期來看，100~109 年全國電力密集度改善約 12.6%，相當於用電量累計減少 392.34 億度；未來政府以 106~114 年用電效率(每單位 GDP 用電量)年均改善 2% 為目標，除持續執行能源管理法相關節電基盤工作，如能源大用戶查核制度、用電器具能源效率管理、指定能源用戶節約能源規定等強制性規範外，並以產業發展、民眾福祉、節電效益為前提，推動輔導獎勵措施，包括結合地方共同合作節電、中小用戶節電輔導診斷、及動力設備補助、節能系統改善示範補助等，積極

推動整體用電效率提升。

(二) 需量反應措施

過去需量反應措施以日間執行為主，未來為因應再生能源併網量增加，須提高夜間尖峰供電裕度及抑低用電成效，因此，台電公司研擬將既有需量反應方案調整執行時段，將需量反應(月減8日型、日減6時型)抑低用電時段延後為13~20時，以遞補日落時太陽光電減少之發電量。

此外，政府能源轉型政策除積極推動再生能源設置，同時亦持續推動設置儲能系統，目標2025年達590MW，其中包括160MW由台電公司自建(台南鹽田光電站、彰濱光電站、變電所等地)及採購430MW輔助服務，以降低再生能源發電間歇性對電力系統之影響，穩定電力供應。

三、三接外推方案影響及因應

根據長期電源規劃方案，108~116年均可達成備用供電容量管理辦法要求之備用容量率15%目標，惟第三天然氣接收站外推方案經評估需在原計畫工期上再延後兩年半期間，初步估算112~113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102~186萬瓩。屆時，又在多部機組已至屆齡停機待除役階段，若有大型機組發生故障事故狀況下，則備轉容量率有可能低於10%，供電燈號將從供電充裕的綠燈，轉為供電吃緊的黃燈。詳如表3-1及圖3-1所示。

為降低三接外推方案導致供氣延後之影響，經濟部積極評估、研擬短期因應措施，期藉由各項短期因應措施，讓備轉容量率維持在穩定供應的綠燈(10%以上)。短期因應措施包括：

- (一) **新增民營IPP燃氣機組**：113年規劃新增民營IPP燃氣機組100萬瓩，以提供系統供電能力。
- (二) **優先調度大潭電廠已完工之高效率7~9號燃氣機組**，以提高全廠發電量：大潭7~9號機組如期完工，將原1~6號機組供氣量，透過運轉調度模式，優先調度給高效率之7~9號機組發電。
- (三) **加強機組維護以減少機組故障機率、精進歲檢修技術以縮短維修時間**，提高機組運轉可靠度：

1. 改變燃氣機組大修工法(整組備品抽換大修)
2. 精進歲修排程以縮短歲修工期(兩班制改三班制)
3. 整合各電廠專業技術人力，並精進機組運轉維護，提高機組可靠度，以降低機組故障機率

(四) 擴大需量反應機制，增加需量反應成效：

1. 依產業特性，推動彈性抑低時段方案：應用智慧電表 AMI 數據，進行產業用電特性分析，設計適合產業參與之多時段之需量反應措施及誘因，提高用電抑低量。
2. 依上述及原規劃調整抑低時段措施，預估需量反應成效可達 100 萬瓩，以抑低夜尖峰用電需求。

(五) 提高既有台中及永安接收站之供氣能力：因應外推方案將延遲供氣 2.5 年，需透過增加 LNG 船運調度、新增碼頭及氣化設備等方式，提高既有接收站之供氣能力。

表 3-1 民國 108 年~116 年逐年備用容量率目標規劃

年度	108 年	109 年	110 年	111 年	112 年	113 年	114 年	115 年	116 年
尖峰負載(萬瓩)	3,707	3,771	3,831	3,897	3,988	3,826	3,945	4,044	4,133
淨尖峰能力(萬瓩)	4,329	4,391	4,425	4,561	4,597	4,520	4,613	4,767	4,959
備用容量率(%)	16.8	16.4	15.5	17.1	15.3	18.1	16.9	17.9	19.9
燃料限制影響之備用容量率(%)	-	-	-	-	12.7	14.5	-	未來電源開發上線變數仍多，此預估數值可能寬估	

註1. 108、109年為實績值；

2. 113~116年之尖峰負載為夜間尖峰負載，計算方式：日間尖峰負載值×95%-夜間需量管理措施。

3. 燃料限制影響之備用容量率，已納入各項短期應變措施，包括需量反應措施抑低成效增為100萬瓩。

資料來源：經濟部，民國110年。

肆、結語

能源低碳轉型已然成為國際趨勢，我國正積極擴大再生能源設置，推動過程將以能源供應安全穩定為優先，兼顧環境永續發展。

再生能源方面，政府積極推廣離岸風電及太陽能發電設置，協助已核發籌設許可之業者辦理後續施工作業，督促各開發商依完工併聯時程規劃，積極辦理離岸風場設置，俾如期如質完成相關設置，此外隨著國際淨零碳排及碳邊境稅議題熱潮，國內產業除依循國內用電大戶條款，履行設置或購買綠電義務，更有產業陸續加入 RE100 倡議，有助從需求端帶動另一波的綠電發展。

燃氣機組方面，新設機組及擴大或新設之天然氣接收站刻正進行環境影響評估或相關審查作業中，在面對生態保育(如藻礁等議題)，政府亦將加強各界溝通，積極在供氣穩定及環境保育中尋求平衡，並對興建工期進度予以管控，以確保如期如質完工。

燃煤方面，加速既有燃煤機組改善空污設備、機組配合空氣品質執行自我降載管理措施等作法，積極降低電廠空污排放量，以達成降低污染之目的，未來無新增燃煤機組，燃煤發電占比將逐步降低。

未來燃氣及綠能發電皆將成為供電主力，而為維持備用容量率 15% 之供電穩定目標，政府除規劃供給端之因應措施外，並落實各項節能減碳工作，降低電力需求，打造潔淨能源體系與健康生活環境，帶動新興綠能產業發展與促進綠色就業，落實能源賦權精神促進能源民主與正義，政府也期盼與國人共同努力，打造臺灣永續發展，建構永續生活環境。

