

國立中央大學

能源工程研究所
碩士論文

評估未來臺灣再生能源發電之供電特性

研究生：呂昫儒

指導教授：莊銘棟 博士

中華民國一百零六年十一月



國立中央大學圖書館 碩博士論文電子檔授權書

(104 年 5 月最新修正版)

本授權書授權本人撰寫之碩/博士學位論文全文電子檔(不包含紙本、詳備註 1 說明)，在「國立中央大學圖書館博碩士論文系統」。(以下請擇一勾選)

(V)同意 (立即開放)

()同意 (請於西元 _____年____月____日開放)

()不同意，原因是：_____

在國家圖書館「臺灣博碩士論文知識加值系統」

(V)同意 (立即開放)

()同意 (請於西元 _____年____月____日開放)

()不同意，原因是：_____

以非專屬、無償授權國立中央大學、台灣聯合大學系統圖書館與國家圖書館，基於推動「資源共享、互惠合作」之理念，於回饋社會與學術研究之目的，得不限地域、時間與次數，以紙本、微縮、光碟及其它各種方法將上列論文收錄、重製、與利用，並得將數位化之上列論文與論文電子檔以上載網路方式，提供讀者基於個人非營利性質之線上檢索、閱覽、下載或列印。

研究生簽名：呂明傳 學號：104328013

論文名稱：評估未來臺灣再生能源發電之供電特性

指導教授姓名：莊銘棟 副教授

系所：能源工程研究所 博士班 碩士班

填單日期：2017/11/14

備註：

1. 本授權書之授權範圍僅限電子檔，紙本論文部分依著作權法第 15 條第 3 款之規定，採推定原則即預設同意圖書館得公開上架閱覽，如您有申請專利或投稿等考量，不同意紙本上架陳列，須另行加填申請書，詳細說明與紙本申請書下載請至本館數位博碩論文網頁。
2. 本授權書請填寫並親筆簽名後，裝訂於各紙本論文封面後之次頁（全文電子檔內之授權書簽名，可用電腦打字代替）。
3. 讀者基於個人非營利性質之線上檢索、閱覽、下載或列印上列論文，應遵守著作權法規定。

國立中央大學碩士班研究生

論文指導教授推薦書

能源工程研究所 呂昫儒 研究生所提之論文
評估未來臺灣再生能源發電之供電特性 係由本人指
導撰述，同意提付審查。

指導教授 吳銘棟 (簽章)

106年10月24日

國立中央大學碩士班研究生
論文口試委員審定書

能源工程 學系/研究所 呂昫儒 研究生所提之
論文評估未來臺灣再生能源發電之供電特性 經本委
員會審議，認定符合碩士資格標準。

學位考試委員會召集人

委

員

林傳堯

蔡妙冊

許炎豐

林廷融

郭世三

莊銘棟

中華民國

106

年

10

月

24

日

摘要

由於風力發電與太陽光電發電的裝置容量將占所有再生能源的 80% 以上(經濟部能源局 2016 我國再生能源發展政策), 在未來供電系統上扮演重要的角色, 因此本研究以此二種能源為主, 評估此二種能源可以在未來供電系統上扮演怎樣的角色, 探討未來再生能源(風能、太陽能)是否可以成為台灣穩定的電力來源。

本研究以 WRF 模式模擬 2030 年風場狀況, 再將風場模擬結果以 Windographer 計算 2030 年之離岸風力發電量與發電時間分布, 在 2030 年離岸風力發電的預計年發電量為 11343 百萬度, 其中在冬、夏季的月平均發電量分別為 1000 至 1500 百萬度及 500 至 600 百萬度。在一天當中的小時變化, 離岸風力發電在一天當中的發電量較平穩, 在午後的發電量較高, 小時平均發電量在 47 萬度左右。在太陽光電的部分, 本研究以美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center)提供之日照量估算 2030 年太陽光電發電狀況, 再透過裝置容量計算 2030 年太陽光電的年發電量為 11367 百萬度, 太陽光電在夏月平均發電量可以達到 1300 百萬度上下, 在冬季的月發電量只有約夏季月發電量的一半。在一天當中的小時變化部分, 一天當中則在 11~14 點平均小時發電量最高約為 350 萬度。

本研究在評估未來電力系統的供需平衡以年發電量、月發電量與小時發電量的角度去評估電力系統是否穩定。根據政府目前的能源政策, 在年發電量上, 預估年備用容量率可以達到 15% 以上, 月發電量在 2019~2024 年預估月備用容量率無法達到 15%, 2024 年達到最低(8.8%), 在夏季尖峰小時(下午 2~3 點)的預估備用容量率, 在 2017~2030, 介於-1%至 10%, 在 2024 年之電量不足(預估備用容量率為-0.9%)。

本研究也根據不同的太陽光電與離岸風力發電的工程設置進度分別為 25%、50% 及 75% 來討論未來電力系統的可靠度, 以年或月的發電量來看, 在 2024 年

的預估年/月備用容量率最低，即使當進度為 75%時，在 2024 年的預估月備用容量也僅有 7.8%（其他年份的預估月備用容量率皆可達到 15%）。以夏季尖峰發電小時(下午 2~3 點)來探討，進度為 25%、50%及 75%時預估備用容量率在 2017~2030 年皆無法達到 15%，當進度 25%時 2021~2024 都會有缺電問題(預估備用容量率分別為-1.1%、-2.1%、-1.4%及-6.2%)，當進度為 50%時 2022 與 2024 有缺電的問題(預估備用容量率分別為-0.7%及-4.4%)，進度為 75%時則僅有在 2024 年有缺電的危機(預估備用容量率為-2.7%)。由此可知再生能源的工程進度事關重大。

若將核能一號、二號、三號發電廠延役，進度為 25%、50%或 75%，雖然年發電量與月發電量，皆可以達到預估備用容量率 15%以上，但夏季尖峰小時發電量，進度為 25%時，預估備用容量率介於 2~15%，在 2017 年最低(2.9%)，發展進度 50%及 75%，僅有 2025 及 2030 年超過或接近預估備用容量率 15%，其它年份的預估備用容量率介於 3~10%。若太陽光電與離岸風力的工程設置如期完成，核能一廠、二廠及三廠延役，在夏季尖峰小時發電量僅有 2025 至 2030 年達到預估備用容量率 15%，其他年份的則介於 5~11%。若將核能電廠一、二、三與四號機皆啟用，太陽光電與離岸風力的工程設置也如期完成，夏季尖峰小時發電量在 2018 與 2023~2030 年可達預估備用容量率 15%，其他年份則介於在 12%至 14%。因此，另尋除風能及太陽光電之外的再生能源或是使用核電，才能確保 2030 年前發電來源不虞匱乏。

關鍵字：離岸風力、太陽光電、備用容量率、WRF

Abstract

The capacity of wind power and solar photovoltaic power will account for more than 80% of all renewable energy in 2030, according to the Ministry of Economic Affairs and Energy 2016 renewable energy development policy. These two renewable energies will play an important role in the future power supply system. Therefore, the aim of this study is to assess the role of these two energy sources and to explore whether wind and solar power can become a stable source of electricity for Taiwan in the future power supply systems.

In this study, the WRF model was first used to simulate the wind field in 2030. The simulation results were then used to calculate the magnitude and spatial distribution of offshore wind power generation in 2030 by using Windographer software. The estimated annual generation of offshore wind power by 2030 is 11343 GWh, of which the average monthly power generation in winter and summer is 1000 to 1500 GWh and 500 to 600 GWh, respectively. In the course of a day, the hourly change in wind power generated by off-shore wind power was relatively steady. In the afternoon, the wind power generation was high, with an average generating capacity of 470 MWh. For solar photovoltaic, this study estimates the solar photovoltaic power generation in 2030 by the solar radiation data provided by the National Aeronautics and Space Administration (NASA). The estimated annual generation of solar photovoltaic power in 2030 is 11367 GWh, the average generating capacity of solar photovoltaic in the summer months can reach 1300 GWh. In winter months the solar power generation is only about half of that in summer months. For the hourly variation in the day, the solar power generation reaches to the maximum of about 3.5 GWh during 11 a.m.- 2 p.m.

This study evaluates the stability of the power system in terms of annual, monthly, and hourly power generation and assesses the balance of future supply and demand of power systems. According to the current energy policy of the government, the estimated annual percent reserve margin (PRM) can reach 15% or more in annual power generation. The monthly estimated PRM cannot reach 15% in 2019-2024, especially only 8.8% in 2024, estimated PRM during summer rush hours, 2 to 3 p.m., ranging from -1% to 10% between 2017 and 2030 and below zero in 2024, estimated percent reserve margin of -0.9%.

This study also discusses the stability of future power systems based on the progress of solar photovoltaic and offshore wind power projects set at 25%, 50% and 75%, respectively. In terms of annual or monthly power generation, the estimated annual and monthly PRM are the lowest in 2024, even at 75%, estimated monthly percent reserve margin in 2024 is only 7.8%, estimated monthly PRM for other years

are up to 15%. In the summer rush hours, 2 to 3p.m., for the progress of 25%, 50%, and 75% the estimated PRM in 2017-2030 cannot reach 15%. When the progress of 25%, there will be power shortage problems in 2021-2024, estimated PRM of -1.1%, -2.1%, -1.4% and -6.2%. When the progress is 50%, the 2022 and 2024 have a power shortage problem, estimated PRM are -0.7% and -4.4%, respectively. At 75%, there is only a shortage of electricity in 2024, estimated PRM of -2.7%. This shows how important the completion of renewable energy project is.

If the first, second, and third nuclear power plants extended service to 2030, the estimated annual or monthly PRM can still reach 15% no matter the of progress of renewable energy projects is 25%, 50% or 75%. However, when we consider the summer rush hour at the progress of 25%, the estimated PRM ranged from 2% to 15%, lowest, 2.9%, in 2017, only exceeding or approaching 15% at progress of 50% and 75%, in 2025 and 2030, and between 3 ~ 10% in other years. If the solar photovoltaic and offshore wind projects are completed on schedule, plus the first, second, and third nuclear power plants extended service to 2030, the hourly PRM can reach 15% during summer rush hours from 2025 to 2030 and from 5 to 11% for other years. If the first, second, third, and fourth nuclear power plants are enabled during 2017-2030 plus solar photovoltaic and offshore wind engineering settings are completed on schedule, the estimated summer rush hour PRM is up to 15% in 2018 and 2023-2030 and range from 12% to 14% in other years. Therefore, in addition to wind energy and solar photovoltaic, looking for the other renewable energy besides or using nuclear power will ensure sufficiency of power generation before 2030.

Keywords: offshore wind power, solar photovoltaic, percent reserve margin, WRF

目錄

| | |
|------------------------------|-----|
| 摘要..... | I |
| Abstract..... | III |
| 目錄..... | V |
| 圖目錄..... | VII |
| 表目錄..... | IX |
| 第一章 前言 | 1 |
| 1.1 研究緣起..... | 1 |
| 1.2 研究目的..... | 3 |
| 第二章 文獻回顧 | 5 |
| 2.1 再生能源發展與策略的重要性..... | 5 |
| 2.2 風力發電..... | 9 |
| 2.2.1 風力發電的特性..... | 9 |
| 2.2.2 臺灣目前風力發電發展狀況與策略..... | 11 |
| 2.3 太陽光電發電 | 15 |
| 2.3.1 太陽光電的特性..... | 15 |
| 2.3.2 臺灣目前太陽光電發電發展狀況與策略..... | 17 |
| 2.4 風能評估方法 | 19 |
| 2.5 太陽能評估方法 | 21 |
| 2.6 模式模擬應用 | 23 |
| 第三章 研究方法 | 25 |
| 3.1 研究流程圖 | 25 |
| 3.2 資料蒐集..... | 25 |
| 3.2.1 氣象資料觀測資料蒐集..... | 25 |
| 3.2.2 太陽光電日照資料..... | 25 |
| 3.3 模式模擬方法 | 27 |
| 3.3.1 模擬的時間..... | 27 |
| 3.3.2 風場模擬 –ARW-WRF..... | 27 |
| 3.4 模式模擬資料評估方法 | 31 |
| 3.4.1 WRF 模式氣象評估..... | 33 |

| | |
|---------------------------------------|------------|
| 3.5 風能評估方法與驗證 | 35 |
| 3.5.1 風能密度..... | 35 |
| 3.5.2 風力發電機選擇..... | 35 |
| 3.5.3 風力發電過程中的能源損耗..... | 37 |
| 3.5.4 Windographer 軟體風能計算..... | 39 |
| 3.6 太陽能評估方法 | 41 |
| 3.6.1 太陽能計算公式..... | 41 |
| 3.6.2 日照量資料..... | 41 |
| 3.6.3 太陽能發電過程中的能源損耗..... | 43 |
| 3.7 臺灣未來需電量評估 | 45 |
| 第四章 結果與討論 | 51 |
| 4.1 能源評估驗證 | 51 |
| 4.1.1 WRF 氣象模式評估驗證..... | 51 |
| 4.1.2 風力發電能源評估驗證..... | 59 |
| 4.1.3 太陽能評估驗證..... | 63 |
| 4.2 2030 年再生能源評估 | 65 |
| 4.2.1 WRF 2030 年氣象模擬結果..... | 65 |
| 4.2.2 2030 年離岸風能評估..... | 69 |
| 4.2.3 2030 年太陽能發電評估..... | 81 |
| 4.3 評估 2030 年再生能源扮演角色與電力供給狀態 | 83 |
| 4.3.1 未來太陽能發電與離岸風力發電與臺灣電力供需關係..... | 83 |
| 4.3.2 評估臺灣 2030 年離岸風力與太陽光電發電的穩定性..... | 91 |
| 4.3.3 評估在不同供電結構的供電狀態..... | 97 |
| 4.3.4 未來再生能源發展狀況的情境討論..... | 107 |
| 第五章 結論與建議 | 133 |
| 5.1 結論..... | 133 |
| 5.2 未來建議..... | 137 |
| 參考文獻 | 139 |
| 附錄一 口試委員意見答覆..... | 143 |

圖目錄

| | |
|---|----|
| 圖 2.1 105 年 7 月 28 日夏季日負載曲線..... | 7 |
| 圖 2.2 2001-2016 年全球風力發電裝置容量總量 | 9 |
| 圖 2.3 三十六處離岸風電潛力場址範圍..... | 13 |
| 圖 2.4 2015 年全球太陽光電累積裝置容量..... | 16 |
| 圖 2.5 105 年臺灣太陽光電發電廠分布圖..... | 17 |
| 圖 3.1 論文研究方法架構圖..... | 26 |
| 圖 3.2 WRF 模式流程圖 | 28 |
| 圖 3.3 模式模擬範圍圖..... | 30 |
| 圖 3.4 模式驗證使用觀測站分布位置..... | 32 |
| 圖 3.5 Gamesa 公司的 G128-5.0 MW Offshore | 36 |
| 圖 3.6 在穩定風速下風力發電機發電功率對比圖..... | 37 |
| 圖 4.1 桃園機場 2010 年溫度模擬與觀測時序圖..... | 53 |
| 圖 4.2 桃園機場 2010 年風速模擬與觀測時序圖..... | 53 |
| 圖 4.3 梧棲測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖..... | 54 |
| 圖 4.4 梧棲測站 2010 年風速模擬與觀測時序圖..... | 54 |
| 圖 4.5 東吉島測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖..... | 55 |
| 圖 4.6 東吉島測站 2010 年風速模擬與觀測時序圖..... | 55 |
| 圖 4.7 高雄測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖..... | 56 |
| 圖 4.8 高雄測站 2010 年風速模擬與觀測時序圖..... | 56 |
| 圖 4.9 澎湖測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖..... | 57 |
| 圖 4.10 澎湖 2010 年風速模擬與觀測時序圖..... | 57 |
| 圖 4.11 嘉義-外傘頂洲風速模擬與觀測時序圖 | 58 |
| 圖 4.12 WRF 模式模擬 2030 年平均風速..... | 66 |
| 圖 4.13 WRF 模式模擬 2030 年各月份之風速月平均..... | 67 |

| | |
|---|-----|
| 圖 4.14 本研究用以評估離岸風能的 14 個地點..... | 69 |
| 圖 4.15 2030 年地點 2(代表北部)的 12 個月的平均風速..... | 72 |
| 圖 4.16 2030 年地點 8(代表中部)的 12 個月的平均風速..... | 72 |
| 圖 4.17 2030 年地點 12(代表南部)的 12 個月的平均風速..... | 72 |
| 圖 4.18 2030 年地點 2(北部)的 12 個月單一發電機發電量..... | 74 |
| 圖 4.19 2030 年地點 8(中部)的 12 個月單一發電機發電量..... | 74 |
| 圖 4.20 2030 年地點 12(南部)的 12 個月單一發電機發電量..... | 74 |
| 圖 4.21 2030 年地點 2 的 12 個月的 24 小時風速平均時序圖..... | 75 |
| 圖 4.22 2030 年地點 8 的 12 個月的 24 小時風速平均時序圖..... | 76 |
| 圖 4.23 2030 年地點 12 的 12 個月的 24 小時風速平均時序圖..... | 76 |
| 圖 4.24 臺灣 101 年至 105 年的 12 個月的發電量時序圖..... | 86 |
| 圖 4.25 2030 年離岸風力發電與太陽光電 12 個月時序圖..... | 86 |
| 圖 4.26 103 年~105 年四季的 24 小時平均發電量時序圖..... | 89 |
| 圖 4.27 2030 年離岸風力發電的四季 24 小時平均發電量..... | 90 |
| 圖 4.28 2030 年太陽光電發電的四季 24 小時平均發電量..... | 90 |
| 圖 4.29 2030 年離岸風力與太陽光電發電 12 個月發電量分布長條圖..... | 93 |
| 圖 4.30 2015 年至 2030 年需電量推估..... | 98 |
| 圖 4.31 2015~2030 年台電總裝置容量..... | 100 |
| 圖 4.32 2015~2030 年台電各能源裝置容量..... | 100 |
| 圖 4.33 2015 年至 2030 年各能源可發電量與需電量時序圖..... | 103 |

表目錄

| | |
|---|----|
| 表 2.1 評估各類再生能源可達成之發展目標..... | 6 |
| 表 2.3 國內 2030 年風力發電裝置容量發展目標..... | 12 |
| 表 3.1 WRF 模式參數設定..... | 30 |
| 表 3.2 根據環保署空氣品質模式模擬規範標準..... | 34 |
| 表 3.3 G128-5.0 MW Offshore 規格..... | 36 |
| 表 3.4 風力發電各項損失的意義..... | 38 |
| 表 3.5 本研究於臺灣 2050 能源供需情境模擬器需求端之選項設定..... | 46 |
| 表 4.1 各測站模擬評估與標轉規範的比較..... | 52 |
| 表 4.2 2010 年已商轉發電機組..... | 60 |
| 表 4.3 Windographer 計算各風力發電廠發電量估計結果..... | 61 |
| 表 4.4 風能估計 2010 年發電量與台電統計發電量比較..... | 61 |
| 表 4.5 太陽光電發電量評估結果..... | 64 |
| 表 4.6 太陽光電評估年發電量與台電統計發電量比較..... | 64 |
| 表 4.7 本研究所假設之 14 個地點的裝置容量..... | 70 |
| 表 4.8 2030 年地點 2(北部)的 12 月 24 小時單一發電計算結果..... | 78 |
| 表 4.9 2030 年地點 8(中部)的 12 月 24 小時單一發電計算結果..... | 78 |
| 表 4.10 2030 年地點 12(南部)的 12 月 24 小時單一發電計算結果..... | 79 |
| 表 4.11 2030 年所有風力發電機的 12 個月 24 小時的發電量..... | 80 |
| 表 4.12 2030 年太陽光電 12 個月發電量計算結果..... | 82 |
| 表 4.13 臺灣 101 年至 105 年的 12 個月的發電量..... | 85 |
| 表 4.14 離岸發電與太陽光電 2030 年 12 個月的發電量..... | 85 |
| 表 4.15 103 年~105 年四季的 24 小時平均發電量..... | 87 |
| 表 4.16 2030 年離岸風力發電的四季 24 小時平均發電量..... | 88 |
| 表 4.17 2030 年太陽光電發電的四季 24 小時平均發電量..... | 89 |

| | |
|---|-----|
| 表 4.18 2015 年至 2030 年需電量推估表格..... | 98 |
| 表 4.19 2017 年至 2028 年各能源裝置容量(MW)..... | 101 |
| 表 4.20 105 年各火力發電機組之淨發電量、可用率與容量因數..... | 102 |
| 表 4.21 2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量..... | 103 |
| 表 4.22 評估未來夏季尖峰發電月(八月)可發電量與需電量..... | 105 |
| 表 4.23 評估未來年夏季尖峰發電小時(下午 2~3 時)可發電量與需電量..... | 105 |
| 表 4.24 情境二-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 25%)..... | 112 |
| 表 4.25 情境二-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 50%)..... | 112 |
| 表 4.26 情境二-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 75%)..... | 113 |
| 表 4.27 情境二-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量 (進度 25%)..... | 115 |
| 表 4.28 境二-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量 (進度 50%)..... | 115 |
| 表 4.29 情境二-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量 (進度 75%)..... | 116 |
| 表 4.30 情境二-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(25%)..... | 118 |
| 表 4.31 情境二-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(50%)..... | 118 |
| 表 4.32 情境二-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(75%)..... | 119 |
| 表 4.33 情境三-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 25%)..... | 121 |
| 表 4.34 情境三-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 50%)..... | 121 |
| 表 4.35 情境三-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 75%)..... | 122 |
| 表 4.36 情境三-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量 (進度 25%)..... | 123 |
| 表 4.37 情境三-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量 (進度 50%)..... | 123 |

| | |
|---|-----|
| 表 4.38 情境三-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量 (進度 75%)..... | 124 |
| 表 4.39 情境三-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(25%)..... | 125 |
| 表 4.40 情境三-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(50%)..... | 125 |
| 表 4.41 情境三-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(75%)..... | 126 |
| 表 4.42 情境四-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量..... | 128 |
| 表 4.43 情境四-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量..... | 128 |
| 表 4.44 情境四-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量..... | 129 |
| 表 4.45 情境五-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量..... | 131 |
| 表 4.46 情境五-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量..... | 131 |
| 表 4.47 情境五-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量..... | 132 |

第一章 前言

1.1 研究緣起

近十年來，我國與世界先進國家之政府大力提倡再生能源的發展，未來政府將增加再生能源的電力供應比例，行政院於 101 年 2 月核定了「千架海陸風機」計畫，經濟部於 101 年也開始推動「陽光屋頂百萬座」計畫，期望在未來廢除核能之後，再生能源可以在臺灣供電系統上扮演重要的角色。但是未來再生能源的發電量與再生能源未來的穩定性無法像核能與火力發電一樣容易預測，尤其是在發電的穩定性上更是難以預料，本研究即是在針對此部分做深入的探討。

本研究以風力發電與太陽光電發電為主，因為未來規劃此二種能源的裝置容量將占有所有再生能源的 80% 以上(經濟部能源局 2016 我國再生能源發展政策)，在未來供電系統上扮演重要的角色。風力發電裡包含了陸上風力發電以及離岸風力發電，前者已經在我國發展近乎完全，而後者還在起步的階段。由於臺灣本島之中央山脈與福建省武夷山脈的地形效應，使台灣海峽形成一個天然風洞(wind tunnel)並且成為一個極具潛力發展離岸風力發電的環境。目前對於離岸風力發電的評估都止於評估發電量的大小與評估較適合的地點，但卻鮮少有分析台灣離岸風力發電供電穩定性與多變性的研究。

本研究將透過 WRF(Weather Research & Forecast)模式模擬 2030 年臺灣地區的氣象環境，進而分析臺灣風場的特性並以此風場評估 2030 年離岸風力發電量與發電特性，也透過美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)日照資料評估太陽光電的發電量與特性。評估出此二種能源的特性、發電量，並探討此二種能源可以在未來供電系統上扮演怎樣的角。另外，本研究也依據政府的再生能源與核能政策去評估未來電力系統的可靠性，同時也對於離岸風力與太陽光電發電的工程設置進度做出不同的假設，探討再生能源工程設置的進度與未來電力系統可靠度的關係，也將核能延役的議題加入討論，探討核能對未來電力系統的重要性。

1.2 研究目的

本文主要是針對 2030 年離岸風力與太陽光電的發電量與供電特性與未來電力系統的可靠性做探討。本研究之探討項目包括使用 WRF 模式模擬 2030 年的氣象環境，再以此氣象模擬結果評估 2030 年離岸風力發電狀況，並以 NASA 日照量資料評估 2030 年太陽光電的發電量與特性，同時也評估離岸風力發電與太陽光電在未來供電系統的定位，最後也評估各種情境下 2017-2030 年的供電可靠度。以下為各項研究目的：

1. 以 WRF 模式評估 2030 年風場狀況。
2. 評估 2030 年離岸風力與太陽光電的發電量與其時間分布狀態。
3. 探討未來再生能源(離岸風能、太陽光電)與臺灣電力的供需關係，與其在供電系統中扮演的角色。
4. 評估在不同再生能源(離岸風能、太陽光電)發展進度與核能對於未來供電系統可靠性的影響。

第二章 文獻回顧

2.1 再生能源發展與策略的重要性

根據目前我國經濟部能源局 2016 年能源產業技術白皮書所訂下的目標如表 2.1 所示，在 2030 年再生能源的總裝置容量預計將達到 17.25GW，一年的總發電量將增加到 405 億度，預計將占全國所有系統發電量的 27.1%(經濟部能源局，再生能源發展政策，2016)。不同的發電系統在台灣的供電網路上扮演不同的角色，分為基載電力、中載電力、尖載電力和補充電力，圖 2.1 即為台灣電力公司以 105 年 7 月 28 日為例，列舉之夏季一日的供電結構圖。基載電力為全天發電量都不改變的穩定電力來源，例如：燃煤發電與核能發電。中載電力則會隨著每日的尖峰與離峰發電時間改變而改變，包括調整式水力、燃氣汽力發電與復循環燃氣發電。尖載電力則是在尖峰時刻，電力不足時能迅速的發電，快速增加系統的發電量，抽蓄式水力發電與氣渦輪機發電即是屬於尖載電力。臺灣夏季供電吃緊，而目前再生能源並不在上述任何一種角色中，因為發電量過於不穩定，也無法配合電力公司人員的調度，目前只屬於間歇性的補充能源，因此對於未來再生能源供電的穩定性的研究，也更顯關鍵[臺灣電力公司網站]。

表 2.1 評估各類再生能源可達成之發展目標

| 積極擴大再生能源推廣目標 | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|----|-------------|-------|------------------|------------------|-------------------|--------------------|----------|------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| 能源別 | 年度 | 累計裝置容量 (MW) | | | | | | 發電量 (億度) | | | | | |
| | | 2009 | 2014 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2009 | 2014 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| 風力 | 陸域 | 374 | 637 | 737 | 1,200 | 1,200 | 1,200 | 8 | 15 | 18 | 29 | 29 | 29 |
| | 離岸 | 0 | 0 | 15 (15) | 520 (320) | 2,000 (1,520) | 4,000 (3,000) | 0 | 0 | 0 (0) | 18 (11) | 68 (50) | 136 (99) |
| 水力 | | 1,937 | 2,081 | 2,089 | 2,100 | 2,150 | 2,200 | 37 | 43 | 46 | 47 | 48 | 49 |
| 太陽光電 | | 10 | 615 | 1,115 (902) | 3,615 (2,120) | 6,200 (4,100) | 8,700 (6,200) | 0 | 6 | 14 (12) | 45 (27) | 78 (51) | 109 (78) |
| 地熱能 | | 0 | 0 | 0 | 100 (66) | 150 | 200 | 0 | 0 | 0 | 6 (4) | 10 | 13 |
| 生質能 | | 739 | 741 | 741 | 768 | 813 | 950 | 34 | 34 | 54 | 56 | 59 | 69 |
| 再生能源總量 | | 3,060 | 4,074 | 4,697 (4,484) | 8,303 (6,574) | 12,513 (9,933) | 17,250 (13,750) | 79 | 99 | 132 (127) | 201 (170) | 292 (244) | 405 (334) |
| 再生能源於全國系統占比 | | 6.4% | 8.4% | 9.6% (9.2%) | 15.0% (12.1%) | 20.6% (15.7%) | 27.1% (20.7%) | 3.5% | 3.8% | 5.0% (4.9%) | 7.0% (6.3%) | 9.5% (8.3%) | 12.6% (11.0%) |

註: () 內數字為 2014 年能源產業技術白皮書所訂之目標，發電量估算參照 2015 年再生能源發電之發電時數。(經濟部能源局，再生能源發展政策，2016)

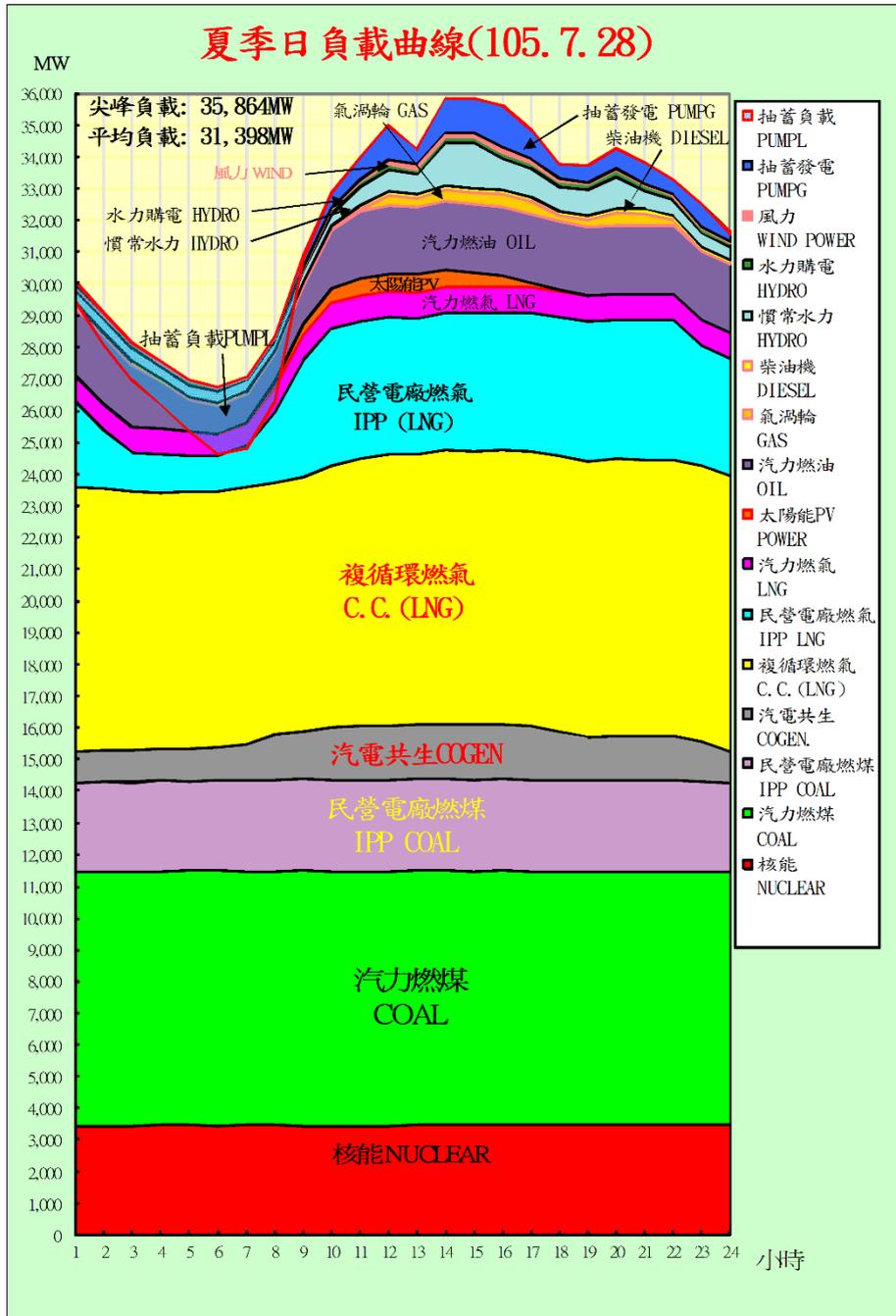


圖 2.1 105 年 7 月 28 日夏季日負載曲線[來源:臺灣電力公司]

在政府極力推動再生能源下，2030 年再生能源的裝置容量將會達到所有發電系統的 27.1%(經濟部能源局，再生能源發展政策，2016)，再生能源在臺灣供電系統的角色置關重要，所以必須評估與探討未來再生能源供電量與穩定性。

2.2 風力發電

2.2.1 風力發電的特性

風力發電屬於再生能源的一種，是一種乾淨、低污染的能源，但其發電表現完全依賴於發電機組當地的風場狀態，不能如火力發電、核能發電，可以依照燃料的多寡操控不同時間點的發電量。因此，風場的研究對於風力發電的改善與預測都會有關鍵性的幫助。

如圖 2.2 所示，在 2016 年，全球風力發電的總裝置容量已經達到 486.75GW(GWEC, Global wind statistics,2017)，風力發電機組可以分為陸上發電機組以及離岸發電機組，在建置設備上，陸上風力發電機組較容易，但是在較容易受到地形的影響，風速的強度與穩定度較離岸的發電機組來得低。離岸發電機組在 2016 年，全球的總裝置容量是 143.84GW(GWEC, Global wind statistics,2017)，與陸上風機的數量相差甚遠。透過 Buttler et al.(2016)的研究，顯示在丹麥外海，的離岸發電機組，甚至在冬季時還可以在供電系統上，扮演基載電力的角色，但是在發展上會遇到不少的困難，包括價格高昂，機組維護等等的困難。

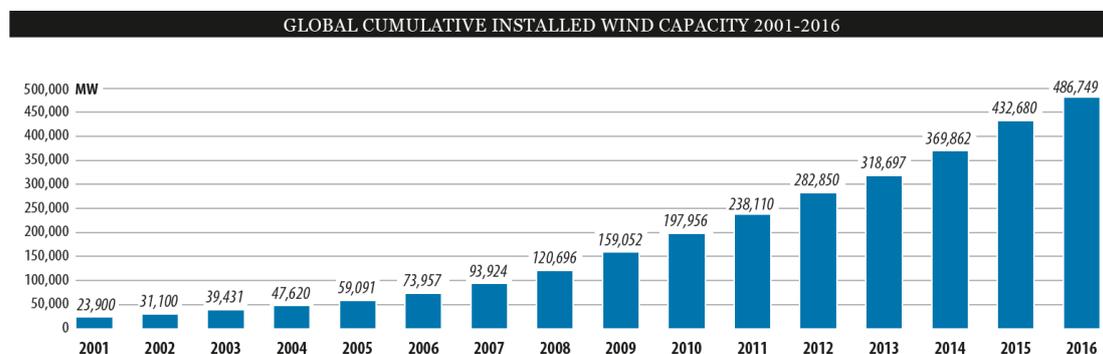


圖 2.2 2001-2016 年全球風力發電裝置容量總量

(GWEC, Global wind statistics,2017)

Archer et al.(2013)也有以自創的全球模式模擬分析全球的潛力風場，針對不同季節與不同地理特性比較各個情境下的風能潛力，由於此研究是使用全球模式模擬，所以無法模擬細部地區的風場狀況，也無對於臺灣附近細部進行評估與模擬。

2.2.2 臺灣目前風力發電發展狀況與策略

目前臺灣大部分的機組皆為陸上風力發電的機組，僅在竹南外海有兩座離岸風力發電機(總共 8MW)。依照目前經濟部能源局 2016 能源產業技術白皮書的計畫(如表 2.3 所示)，預計在 2016 完成第一支海上風力發電機，並開始運作發電，且在 2020 年以前達到 520MW 的發電裝置容量，並在 2030 年以前建造 800 架海上風力發電機。在發電的部分，經濟部能源局預計在 2030 年總風力年發電量可以達到 165 億度，約占總再生能源發電的 40%，佔全臺總發電量的 5%。不過在 2009 年臺灣電力公司的研究報告(Lin et al. 2009) 提到目前臺灣在發展風力發電上遇到了一些較棘手的問題，例如大量的電力如何和臺灣的電網配合，以及電力的穩定性不足，難以預料等。而本研究即是評估現在與未來的電力穩定性與大小。

在風場的穩定性方面，Hsieh et al.(2012) 有以 Hilbert–Huang transform 分析澎湖、彭佳嶼、東吉島風場的穩定性，研究年平均之與四季不同的風速變化性，分析結果顯示北部的離島比南部的離島穩定性高，春夏季季節的風速比秋冬季節穩定。Fang et al. (2014)以 WAsP 模式、東吉島氣象測站的資料與西部海岸各地的地形，評估西部海岸與澎湖群島的風速風能，得知澎湖群島的平均風速都在 10.5 m s^{-1} 以上，能量密度在 1400 W m^{-2} 以上，而臺灣西部海岸的平均風速約為 9.5 m s^{-1} ，而能量密度約為 1000 W m^{-2} 。另外，在臺灣風力發電地點的選擇上，工業技術研究院在 2015 年 12 月的電力工程研討會發表了一篇關於未來離岸風力發電潛力場址的研究，當中排除了許多不可設置發電機的位置，也採用 WRF 模式(Weather Research & Forecast)模擬臺灣在 1980~2000 年的平均風場，來選擇適合發展風力發電的潛力風場(Lu et al. 2015)，總共 36 處，如圖 2.3 所示。

表 2.3 國內 2030 年風力發電裝置容量發展目標

單位:MW

| 年度 | 2012 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|------|------|------|------|------|------|
| 陸域風力 | 621 | 737 | 1200 | 1200 | 1200 |
| 海域風力 | 0 | 0 | 520 | 2000 | 4000 |
| 小計 | 621 | 737 | 1720 | 3200 | 5200 |

(來源:2016 年能源產業技術白皮書)

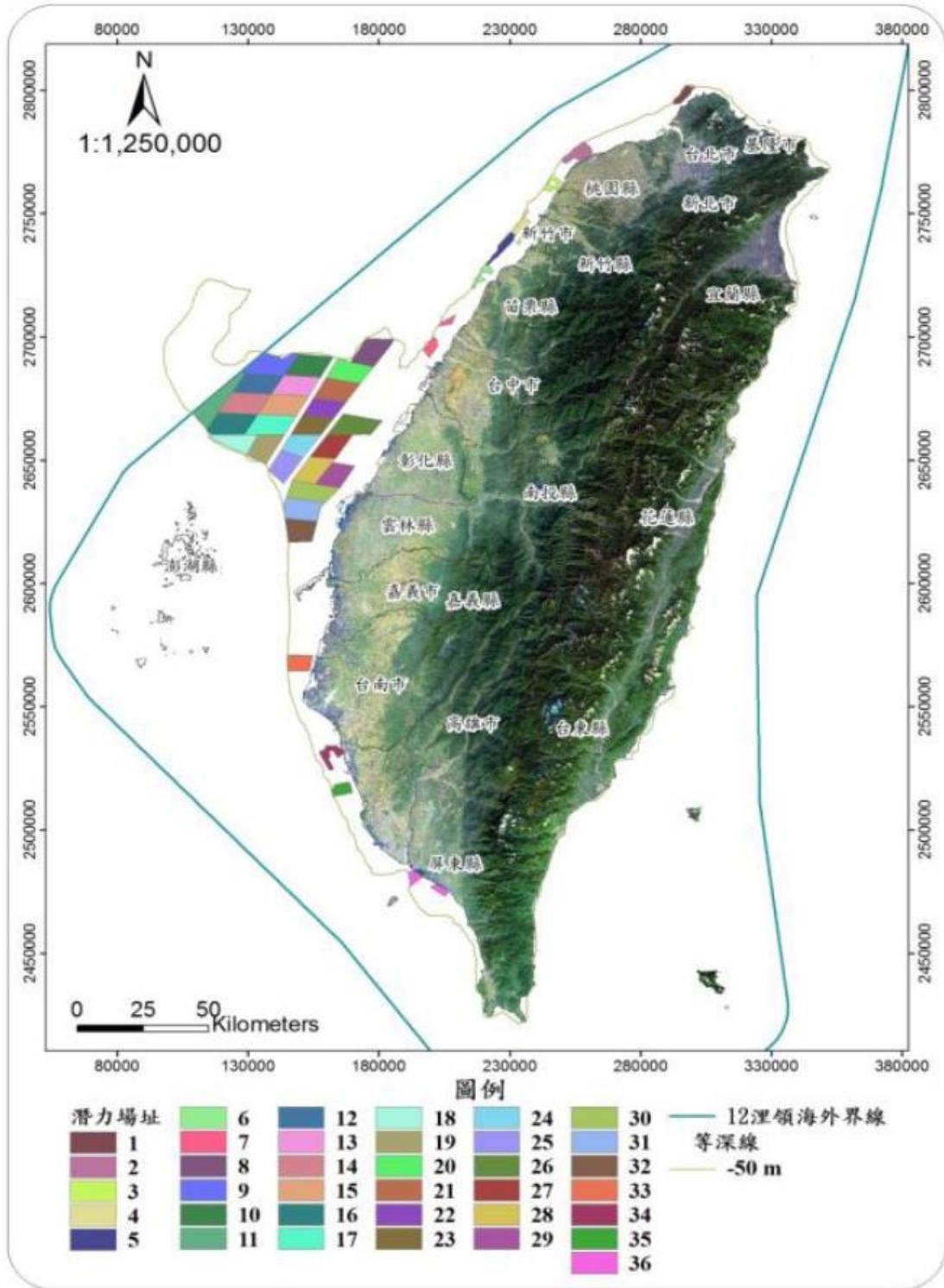


圖 2.3 三十六處離岸風電潛力場址範圍(Lu et al. 2015)

2.3 太陽光電發電

2.3.1 太陽光電的特性

太陽光電需要穩定且充足的日照來源發電，能量的來源就是陽光，發電過程中無任何排放，是一個非常乾淨的能源。但是太陽光電發電廠的能量密度較低，要占用較廣的面積。也就因為占地較廣，需要用到大量的太陽能板與太陽能電池，就會耗費較大的資金，這讓政府在建造發電廠時產生了疑慮。

2015年，全球太陽光電的裝置容量達到227GW[Renewables 2016 global status report, REN21, 2016]，且國際再生能源總署預估太陽光電在2030年，裝置容量將達到1760GW~2500GW[Roadmap for a renewable energy future, IRENA, 2016]。德國的再生能源電網廣布，且可以與鄰國交換使用多餘的電力，也預計在2030年再生能源的發電占比將達到50%[Roadmap for a renewable energy future, IRENA, 2016]，其中，太陽能發電更是其再生能源中的主力。

目前再生能源發展較成功的國家有西班牙、德國、美國、澳洲、日本與近期快速發展的中國大陸，他們成功的共同原因是都有制定與再生能源相關的法條，政府補貼措施完善，及編列預算進行相關的研究。目前發展中的國家則有土耳其、印度與馬來西亞，這些國家在發展中的困難即是因為政府補貼措施不夠完善，無法有足夠資金發展技術與更新設備(Chen et al. 2014)，圖2.4為截至2015年各國太陽光電所安裝的裝置容量[Renewables 2016 global status report, REN21, 2016]。

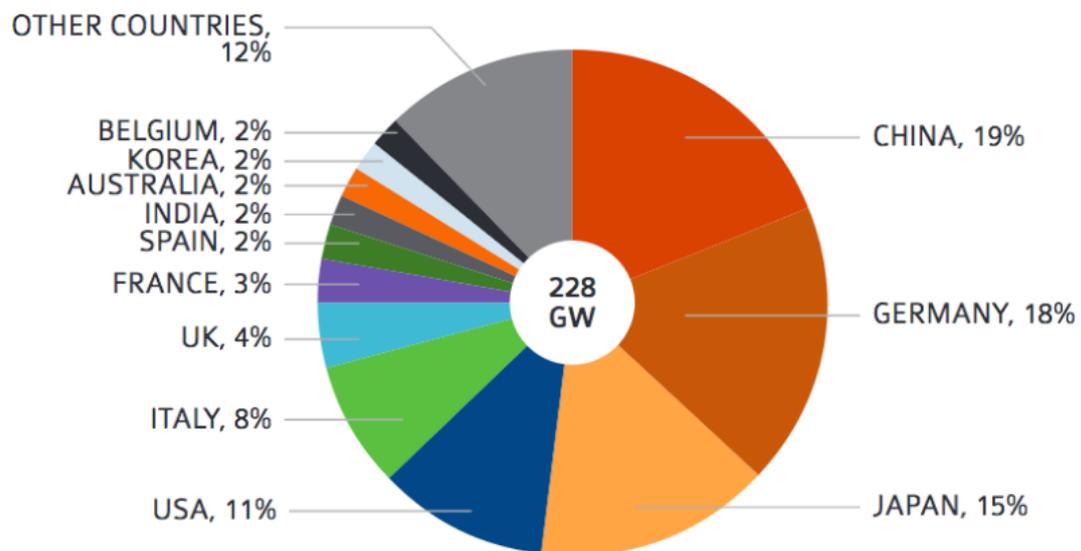


圖 2.4 2015 年全球太陽光電累積裝置容量[來源:IEA]

2.3.2 臺灣目前太陽光電發電發展狀況與策略

根據台灣電力公司以及經濟部能源局的資料，在 2015 年，我國裝置容量已達到 1115MW，太陽光電發電達到為全台發電裝置的 2.3%，分布的地區主要以台中與高屏為主(臺灣電力公司網站)，圖 2.5 即為目前臺灣太陽光電廠的分布。經濟部能源局預計在 2030 年裝置容量達到 8700MW，發電量也達到 109 億度。

Chen et al.(2014)的研究中評估在臺灣建築物屋頂的太陽光電潛力，此研究評估依據台灣的地理位置，臺灣的太陽光電在未來最高可達到 30000MW，這證明臺灣「陽光屋頂百萬座」的政策確實有潛力執行，但是目前也面臨了許多困難，主要的困境是土地使用的爭議、耗時的設備採購程序、缺乏市場競爭力(無法與傳統化石燃料抗衡)、低能源密度、供電不穩定、政府補貼金費不足、易受當地氣候影響等(Liu et al. 2013)。本研究即是對於供電的穩定性做深入的探討，評估未來是否可以達到政府所敘述的目標，以及未來太陽能發電所能扮演的角色。

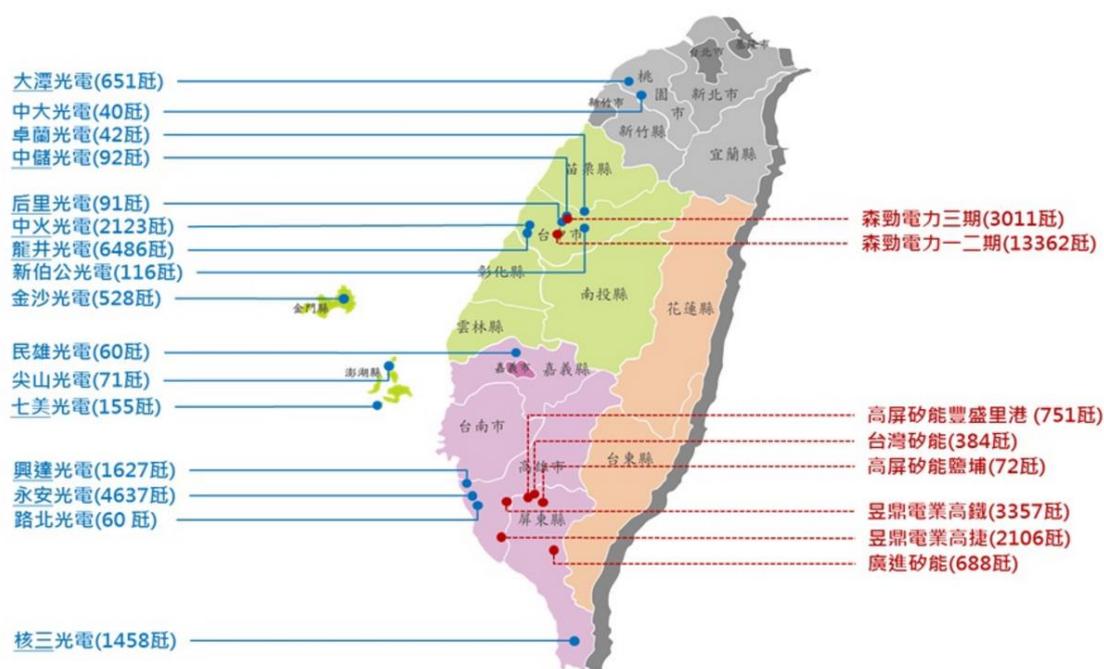


圖 2.5 105 年臺灣太陽光電發電廠分布圖[來源:臺灣電力公司]

2.4 風能評估方法

在評估風能時必須先探討當地的風場特性，Lima et al.(2011) 利用氣象觀測站的資料，透過韋伯機率分布計算，再經由 WAsP 的小尺度模式模擬出風能的輸出。另外 Upreti et al.(2012) 也是使用各地點之觀測資料分析，分析風速再透過風力發電機的性能直接推估出發電量，評估當地的風能。Boudia et al.(2012)也是應用氣象觀測站的資料，先分析風場的月變化與季變化，再經由韋伯機率分布計算各時間點與各地點的風能，並內插換算出 50 公尺高的風速與風能資料。Nnawuike et al.(2014) 也在奈及利亞進行風能評估的研究，方法也依舊是從氣象觀測單位獲得 51 年的歷史風速資訊，透過韋伯機率分布統計計算風能與風速的月變化、季變化，以分析風速與風能之間的關係。以上的風能評估之研究都是以觀測資料當作風場的資料，觀測資料是最接近真實情況的資料，但是並不是每個安裝風力發電機的地點都會有氣象資料可以獲得，在風機高度的氣象資料更是稀有，這些缺憾可以以模式模擬來補足。

2.5 太陽能評估方法

在太陽能的部分，中華人民共和國氣象行業標準(2006)的太陽能評估方法中是使用太陽輻射資料、計算日照長度再以裝置容量的大小評估太陽光電發電，台灣土地開發公司(2013)的太陽光電發電系統發電效益分析與保養維護說明裡也以 NASA 的日照量資料與裝置容量評估太陽光電的發電量。

2.6 模式模擬應用

根據氣象觀測站獲得的氣象資料都是來自一個單點的資料，只能得到該點的數據，卻無法得到區域性的資料，而模式模擬雖然無法像觀測的資料那麼的準確，但是卻可以補足這一個缺點，讓我們重現整個氣象場。除此之外，模式也有預測的功能，可以預測未來的氣象場，這些都是無法從觀測資料可以得知的。

雖然模式所模擬出之結果無法完全與現實符合，但是可以抓出模擬空間內的任何一點，更方便探討風力發電的潛力。Li et al.(2014) 以 WRF(Weather Research & Forecasting)模式模擬遼寧沿海的氣象環境並與觀測資料比較，發現模式模擬會高估風速進而造成風能的高估，但趨勢非常相符，此研究表示模擬與觀測是相輔相成的。本研究則是以模式模擬預測未來長期的氣象風場搭配政府政策與建設，進而評估未來風能的特性。目前的氣象模式數量頗多，較被廣為使用的中尺度模式(解析度數公里到數百公里)有 MM5(Mesoscale Model version 5, Dudhia 1993)、RUC(Rapid Update Cycle, Benjamin et al. 1998)、RAMS(Rebuildable Action Model System, Cotton et al., 2003)以及 WRF(Weather Research & Forecasting, Skamarock and Klemp, 2008)，其中 WRF 為當中最新的模式，目前已經發展至第三版本，而本研究所使用的版本為 WRFV3.8.1。WRF 是由美國環境預測中心(NCEP)、美國國家大氣研究中心(NCAR)等共同研發，其特性為多重動力核心、高效能且可壓縮非靜力模式，時間積分採用三或四階的 Runge-Kutta 法，模式中有多種不同物理參數、環境參數、時間與空間可以設置、選擇與調整，若要重建已發生之氣象場，還有多種資料同化之方法，吸收觀測資料，修正出更好的模式內容。

第三章 研究方法

3.1 研究流程圖

本研究流程如圖 3.1 所示，以下各節將根據該研究流程圖的內容，依序說明研究方法的內容。

3.2 資料蒐集

3.2.1 氣象資料觀測資料蒐集

由於模式要驗證的是風力發電機高度的資料，因此需要使用民航局的桃園機場氣象站(離地面 55.7 公尺氣象站) 的氣象資料。但是由於未來主要是要模擬「離岸」風力發電機的風場，所以也向工業技術研究院索取嘉義外傘頂洲的風速塔(60 公尺高)風速資料，以驗證模式中離岸風場的準確性。

3.2.2 太陽光電日照資料

在評估太陽光電的發電情形時，需要有陽光輻射量的資料，而這些資料可從美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)獲得不同年份之輻射與日照量資料，以計算陽光覆蓋率與太陽能，本研究日照量採用 NASA 提供全球 22 年(1983-2005)平均日照資料來估算太陽光電發電量。

評估未來臺灣再生能源發電之供電特性

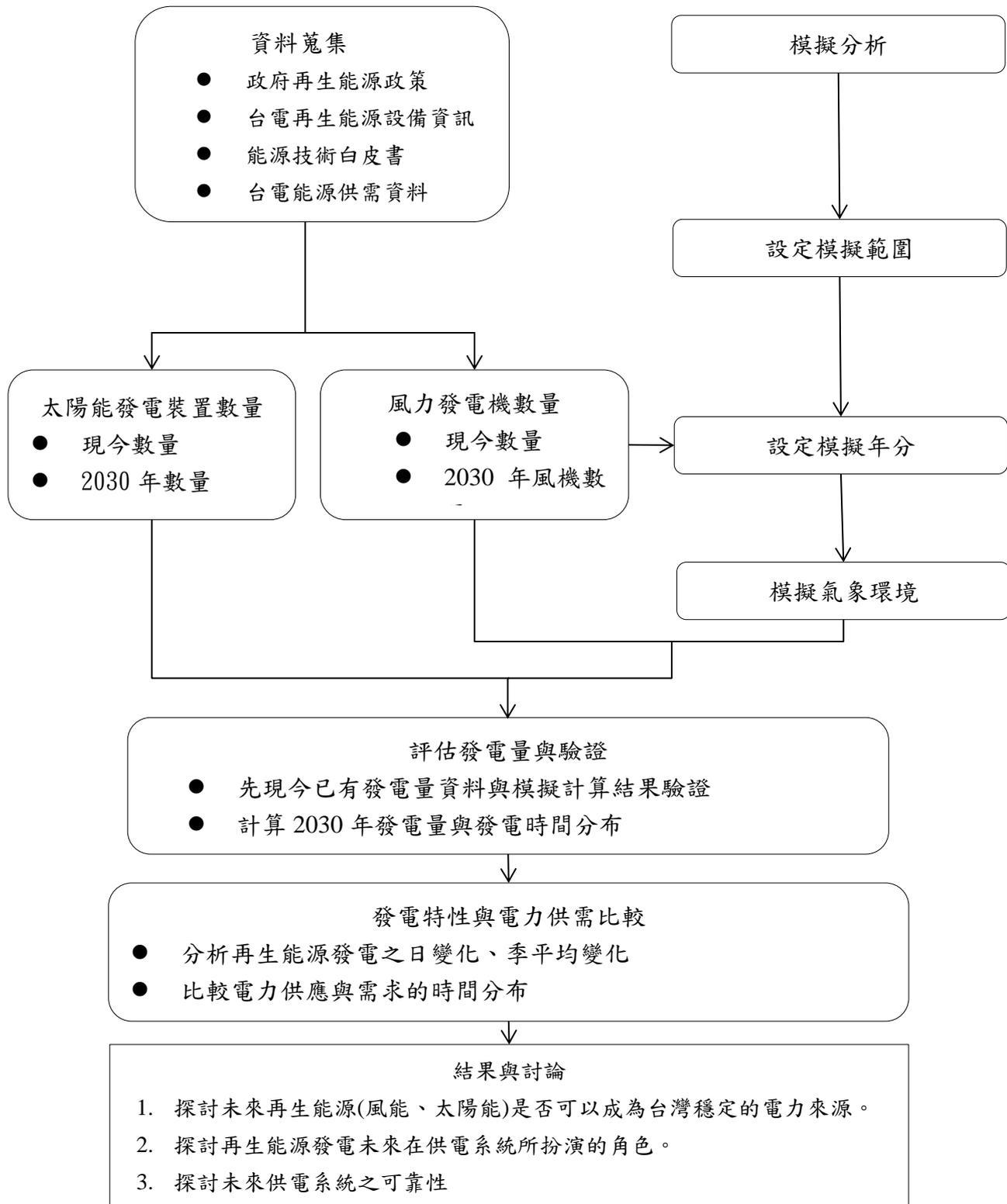


圖 3.1 論文研究方法架構圖

3.3 模式模擬方法

3.3.1 模擬的時間

本研究會先模擬 2010 年整年的氣象場，使其與觀測數據比較，測試模式的特性與驗證模式的可信度。經過上述之驗證與測試後，再模擬 2030 年之未來氣象場，以評估經過氣候變遷後，未來風能的發展狀況與特性。

3.3.2 風場模擬 –ARW-WRF

Advanced Research WRF(ARW)模式系統在近幾年被發展起來。目前最新的版本是從 2016 年使用到現在的 3.8.1 版。由美國 NCAR(National Center for Atmosphere Research)、NCEP(National Centers for Environmental Prediction)、NOAA-FSL(Forecast System)、AFWA(Air Force Weather Agency)、NRL(Naval Research)、FAA(Federal Aviation Administration)共同研發出最新的中尺度數值氣象模式。ARW-WRF 是一最先進大氣模擬系統，具有平行化計算，模擬範圍尺度可從數公尺到數千公里。主要的功能包括理想化模擬、預報研究、颱風研究、局部氣候模擬等多種功能。模擬的步驟是先經由 WPS(WRF Preprocessing System)建立地理環境，設定模式模擬的時間與空間、解析度、土地使用資料，並將原始的氣象資料整理。將上述前處理做好時，再由 WRF-ARW Solver 先設定模擬的物理參數、動力參數，建立邊界條件與初始條件，即可開始啟動模式模擬，再以 NCL(NCAR Command Language, <https://www.ncl.ucar.edu/>)軟體作後處理動作，擷取模擬出來的資料，WRF 的模擬流程圖如圖 3.2 所示，模擬步驟設定如下：

(一)WRF Preprocessing System(WPS)

(1)geogrid：設定模式的區域範圍、層數、解析度(平面與高度)、網格數量、投影法和模擬區域的地理資料，包括土地使用、地形高度、土壤、深層土壤溫度與反射率等。本研究所採用的地理資料是 MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer) 在 2007 年所建立的土地使用(Landuse)資料。

WRF Modeling System Flow Chart

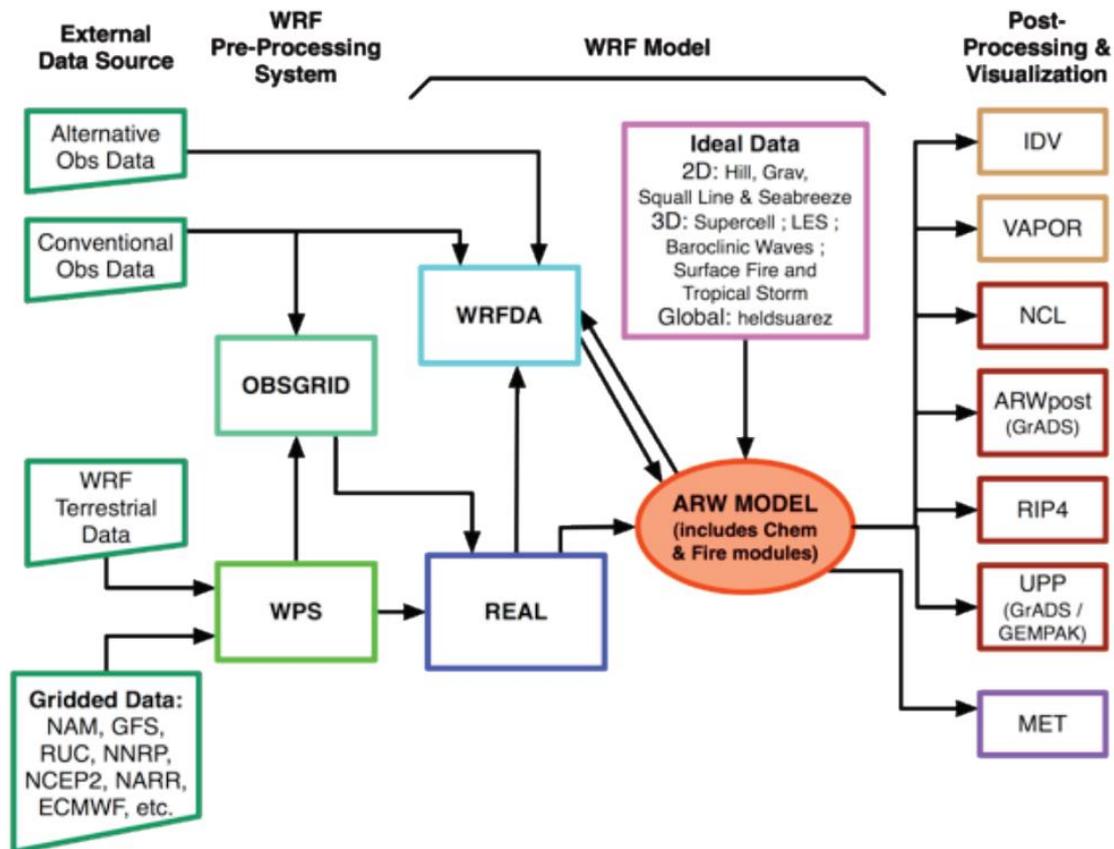


圖 3.2 WRF 模式流程圖[來源:WRF Version 3 Modeling User's Guide July 2015]

(2) ungrid：將氣象初始資料與海溫資料的資料取出，並轉換成 geogrid 所定義的網格格式。本研究在模擬 2010 年氣象場時所使用的氣象初始資料室來自 National Center for Environmental Prediction(NCEP)的 FNL 資料(ds083.2)解析度 $1.0^{\circ} \times 1.0^{\circ}$ ，每六小時就有一筆資料，而海溫資料的解析度則是 $0.083^{\circ} \times 0.083^{\circ}$ 。在評估未來 2030 年的氣象場時使用的是 NCEP 網站下載(ds316.1)的資料，為 Community Earth System Model (CESM1, Worley et al. 2011)結合 IPCC 所輸出的數據作為模擬的初始數據，本研究所採用的數據是 RCP4.5(Representative Concentration Pathways4.5)，代表未來每平方公尺的輻射作用力在 2100 年會增加 $4.5W/m^2$ ，這是假設從 2006 年至 2100 年的全球暖化狀況與速度呈現穩定的狀態，沒有減緩亦沒有增加暖化的速度。(註:若是模擬 2030 年之氣象場資料，則不需要經過這個 ungrid 步驟，直接從 NCEP 網站下載(ds316.1)的資料即可直接進入 metgrid 程序)

(3) metgrid：將所有整理好的氣象資料與海溫資料做內插計算以放置 geogrid 設定好的網格上。

(二) WRF-ARW Solver

此為 WRF 的主程式，由於本研究要模擬的是真實資料，且需比對真實觀測資料，所以此階段的模擬將分為以下兩個階段：

(1)real：使用 metgrid 計算出的資料產生模擬時所需要的初始與邊界條件。

(2)wrf：此步驟開始根據 real 產生的資料以 Runge-Kutta 數值方法計算各個時空氣象環境。

本研究中使用三層網格，網格的解析度由外至內分別是 36 公里、12 公里、4 公里，範圍最小的網格涵蓋臺灣中央山脈與中國武夷山脈，如圖 3.3，目的是觀察中央山脈與武夷山脈之間的天然風洞所形成之風場以評估離岸風力發電的風力來源。模式模擬氣象參數及基準設定是依據 MICS-Asia workshop 模擬結果比較者的建議(Li et al. 2015)，如表 3.1 所示。

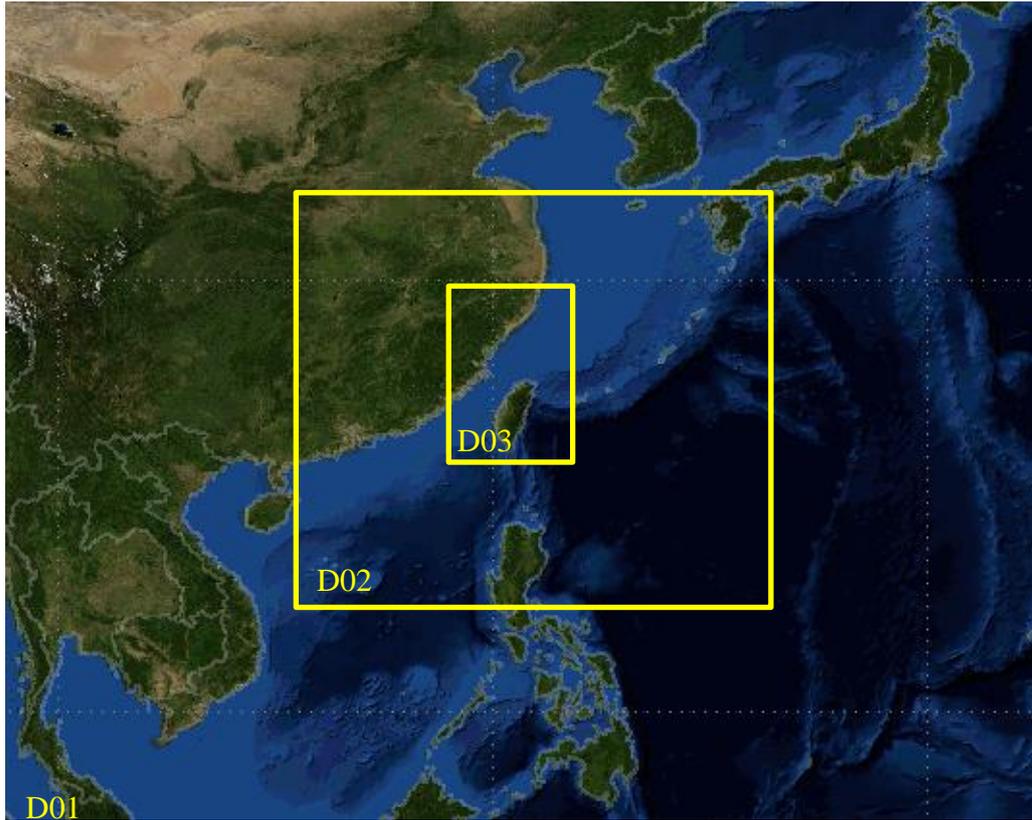


圖 3.3 模式模擬範圍圖

表 3.1 WRF 模式參數設定

| | Domain1 | Domail2 | Domain3 |
|--------------------|--------------------------|---------|---------|
| 模擬時間 | 2010 年與 2030 年整年 | | |
| Data analysis time | 2010 年與 2030 年整年 | | |
| 網格解析度 | 36km | 12km | 4km |
| 網格大小 | 132×130 | 172×181 | 136×217 |
| 垂直分層 | 40 層 | | |
| 土地使用 | 2007 MODIS | | |
| 微物理 | Lin et al. scheme | | |
| 長波輻射 | RRTM | | |
| 短波輻射 | Goddard shortwave scheme | | |
| 邊界層參數化 | YSU | | |
| 積雲參數 | New Grell scheme | | |
| Grid nudge | YES | NO | NO |

3.4 模式模擬資料評估方法

此部分是要驗證模擬結果中的氣象資料是否符合模式模擬規範標準，若符合標準再進行接下來的風能評估。氣象資料挑選民航局桃園機場氣象站資料(高度為 55.7 公尺)與近海的氣象局地面測站，分別為梧棲、高雄、澎湖、東吉島測站的溫度、風速、風向，以 WRF 模式的模擬結果過比對，另外也比對嘉義-外傘頂洲風速塔(高度為 60 公尺)之風速、風向資料，確保離岸風場的品質，測站位置分布如圖 3.4 所示。

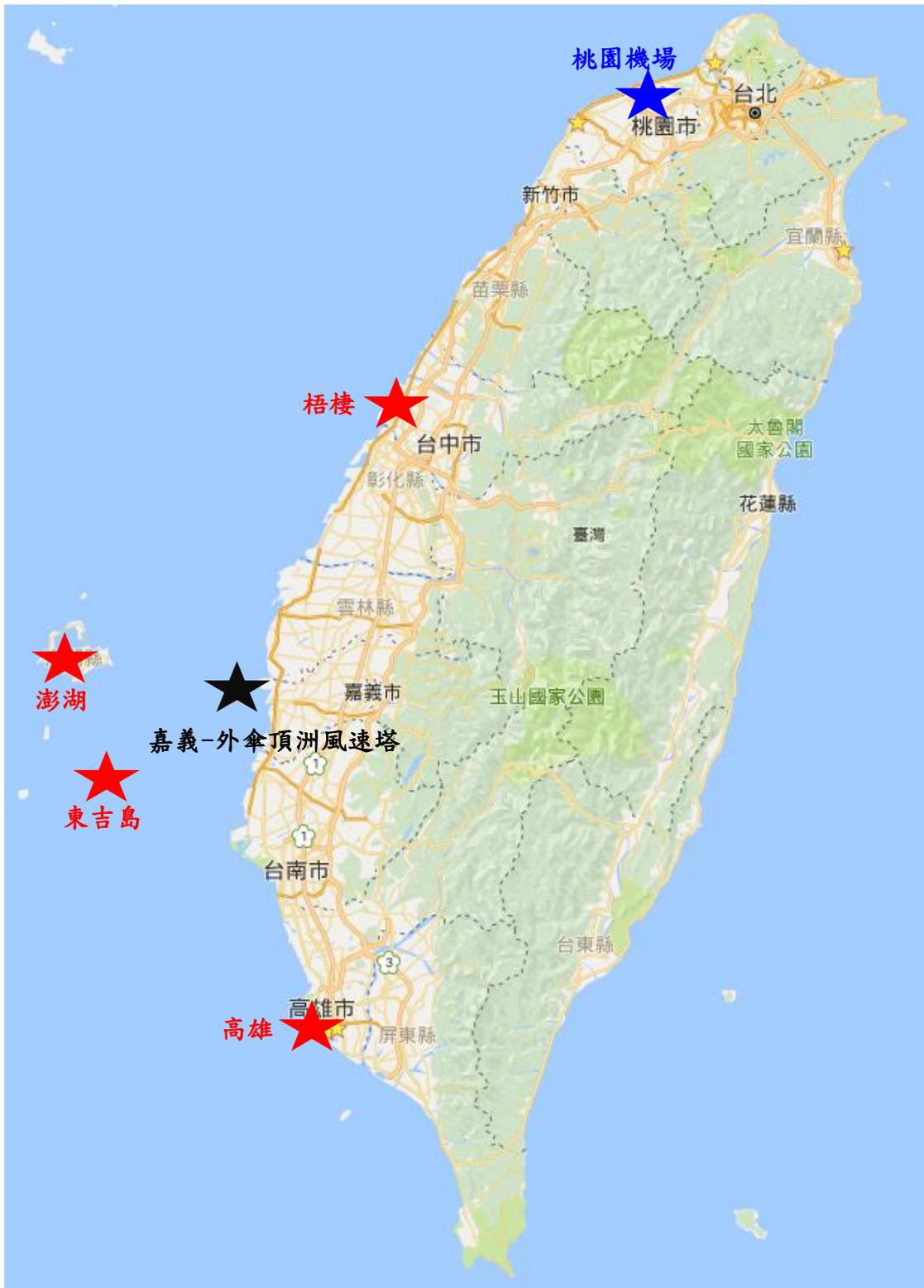


圖 3.4 模式驗證使用觀測站分布位置

(註:紅色為地面氣象站、藍色為民航局高空氣象站、黑色為高空風速塔)

3.4.1 WRF 模式氣象評估

評估的結果是根據「空氣品質模式模擬規範」所訂立的規定驗證，而一致性指數 (Index of agreement, IOA) 是引用 Emery et al. (2001)，各項評估標準見表 3.2，以下為評估與驗證的方法：

1. 配對值偏差 (Mean Biased Error, MBE)：針對溫度及風速每時模擬結果，計算模擬值與觀察值的偏差值。

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (M_i - O_i)$$

2. 配對值絕對值偏差 (Mean Absolute Gross Error, MAGE)：針對溫度每時模擬結果，計算模擬值與觀測值的絕對值偏差。

$$MAGE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |M_i - O_i|$$

3. 絕對值均方根誤差 (Root Mean Square Error, RMSE)：針對風速每時模擬結果，計算模擬值與觀測值的均方根誤差。

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (M_i - O_i)^2}{N}}$$

4. 風向配對值標準化偏差 (Wind Normalized Mean Bias, WNMB)：針對風向每時模擬結果，計算模擬值與觀測值的標準化偏差。

$$WNMB = \frac{\sum_{i=1}^N (M_i - O_i)}{N \times 360^\circ} \times 100\%$$

5. 風向配對值標準化絕對值偏差 (Wind Normalized Mean Bias, WNMB)：針對風向每時模擬結果，計算模擬值與觀測值的標準化絕對值偏差。

$$WNME = \frac{\sum_{i=1}^N |M_i - O_i|}{N \times 360^\circ} \times 100\%$$

6. 一致性指數 (Index of agreement, IOA)：用以判斷監測值與模擬值兩者間的一致性，值介於 0 至 1 間，當 IOA 為 1 代表完全一致，IOA 為 0 則呈現完全不一致，此部分針對溫度、風速進行評估。(Emery et al., 2001)

$$IOA = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (M_i - O_i)^2}{\sum_{i=1}^N (|M_i - \bar{O}| + |O_i - \bar{O}|)^2}$$

(M_i 為模擬值， O_i 為測站觀測值，N 代表驗證數值的個數)

表 3.2 根據環保署空氣品質模式模擬規範及 Emery et al.(2001)的標準

| | MBE | MAGE | IOA | WNMB | WNME |
|----|------|------|-----|------|------|
| 溫度 | ±1.5 | 3 | 0.7 | \ | \ |
| 風速 | ±1.5 | 3 | 0.6 | \ | \ |
| 風向 | \ | \ | \ | ±10% | 30% |

3.5 風能評估方法與驗證

將從模式獲得的風場資料轉換成風能需要考慮很多因素，例如：紊流強度 (Turbulence intensity)、風能密度(Wind power density)、空氣密度與風力發電機的性能，此部分計算使用 Windographer 4 (見 3.5.5 節)計算發電量。

3.5.1 風能密度

顧名思義，風能密度(WPD, Wind Power Density)就是指每單位面積所產生的能源。這是 Windographer 在評估風力發電機發電最根本也最重要的根據。下方公式(AWS Scientific, Inc, Wind Resource Assessment Handbook, 1997)中 $n =$ 計算數據的數量， $\rho =$ 空氣密度(kg m^{-3})， $v_i =$ 風速(m s^{-1})

$$WPD = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (\rho)(v_i^3) \text{ (W m}^{-2}\text{)}$$

其中本研究對於空氣密度的算法是採用下方公式算法計算，溫度和壓力會影響空氣的密度，因此不同的季節會有不同的密度(ρ)。

下列公式中 $P =$ 空氣壓力(N m^{-2})， $R =$ 理想氣體常數($287 \text{ J kg}^{-1}\text{K}^{-1}$)， $T =$ 空氣溫度 (K)。

$$\rho = \frac{P}{RT} \text{ (kg m}^{-3}\text{)}$$

(AWS Scientific, Inc, Wind Resource Assessment Handbook, 1997)

3.5.2 風力發電機選擇

在驗證 2010 年的風能評估時，會根據台電提供的各發電站機組類型或廠牌去做計算，並與台電提供的發電量做比較，驗證風能評估方法的可信度。

至於在計算未來離岸風力發電，是採用 G128-5.0 MW Offshore 如圖 3.5 所示，此發電機的特性見表 3.3 所示。啟動風速是 2 m s^{-1} ，額定風速為 14 m s^{-1} ，能承受的最高風速為 27 m s^{-1} ，Windographer 會根據風力發電機的風能曲線(見圖 3.6)計算風能。

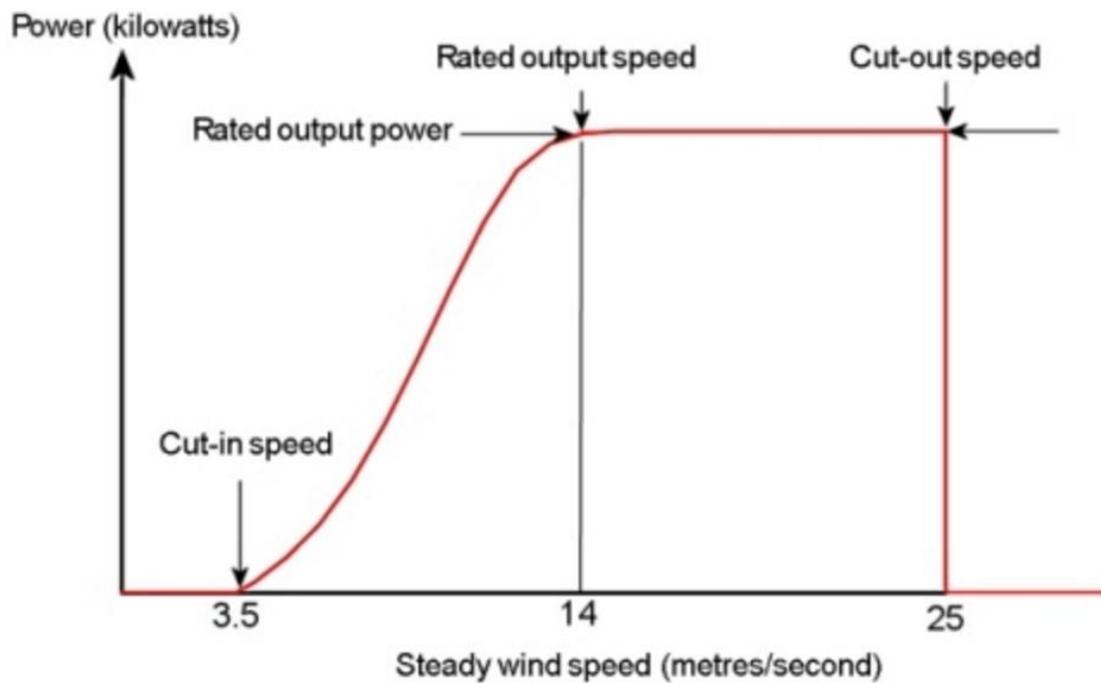


圖 3.5 Gamesa 公司的 G128-5.0 MW Offshore

[來源: <http://www.directindustry.com>]

表 3.3 G128-5.0 MW Offshore 規格

| | |
|----------------|---------------------|
| IEC CLASS | IA |
| Nominal Power | 5000kw |
| Rotor diameter | 128m |
| Swept area | 12868m ² |
| Hub height | 80 m |



Typical wind turbine power output with steady wind speed.

圖 3.6 在穩定風速下風力發電機發電功率對比圖

[來源:<http://www.wind-power-program.com>]

3.5.3 風力發電過程中的能源損耗

獲得氣象資料、風力發電機資訊後所計算出的風能並非實際的風能，因為尚未考慮中間能源的損耗，其中能源的損耗包含可用性損失、尾流效應損失、風力發電機性能損失、電力系統損失、環境因素損失，表 3.4 呈現各損失的詳細解釋。

表 3.4 風力發電各項損失的意義

| 能源損耗種類 | 解釋 |
|-----------|---------------------------|
| 可用性損失 | 機器維修、故障、保養的時期無法發電，造成的能源損失 |
| 尾流效應損失 | 因為其他風機的流場干擾，造成的能源損失 |
| 風力發電機性能損失 | 發電機有本身的供電效率，不能以理想值直接計算能源 |
| 電力系統損失 | 整個電力系統傳輸的損失 |
| 環境因素損失 | 因為種種不可抗力的環境因素影響 |

最終計算發電效率的公式將為：

$$\text{總效率} = 1 - (1 - \text{可用性損失率}) \times (1 - \text{尾流效應損失率}) \times (1 - \text{發電機性能損失率}) \times (1 - \text{電力系統損失率}) \times (1 - \text{環境因素損失率})$$

3.5.4 Windographer 軟體風能計算

Windographer (AWS Truepower, LLC.)是用來分析風力資源的套裝軟體。將原始風場資料匯入後，此軟體可以將資料繪圖、與觀測資料進行驗證測試，並且可作統計分析、計算風能然後將分析數據輸出，呈現數據的方式有以下這四種：

- (1) 時間序列項目：將匯入的資料可以以每日、每月或是每年的平均呈現。
- (2) 風花圖項目：可以繪出多種的極座標繪圖，同時也產生相對應的表格。
- (3) 直方圖項目：可以以直方圖表與表格方式呈現不同機率分布的資料。
- (4) 報告項目：產生標準報告格式輸出。

在評估風力發電機輸出電力部分，此軟體預測風力發電機的能量輸出時會根據不同風力發電機之高度的風速、空氣密度去計算，同時也會考慮不同的能量損失因素(3.5.4)。此軟體主要以三個因子計算總能量輸出，分別為風力發電機高度的風速、風力發電機的能量曲線與空氣密度。當同一種機型的發電機因為不同的空氣密度而產生不同的能量曲線時，此軟體會自動選擇最接近當前空氣密度之能量曲線計算風能。如果是採用俯仰控制型(pitch-controlled)的風力發電機，此軟體會先計算「有效風速」(U_{eff})，根據空氣密度選擇能量曲線進而計算出有效風速，公式如下：

$$U_{eff} = U \times \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{\frac{1}{3}}$$

其中 U 代表當下的實際風速、 ρ 代表當下的實際空氣密度、 ρ_0 代表風能曲線所採用的空氣密度。

若採用的是失速型(stall-controlled)的風力發電機，此軟體會先計算輸出功率，再將輸出結果作修正成實際功率輸出(P)，公式如下：

$$P = P_0 \times \frac{\rho}{\rho_0}$$

其中 P_0 代表根據風能曲線計算出的功率輸出、 ρ 代表當下的實際空氣密度、 ρ_0 代表風能曲線所採用的空氣密度。

計算淨輸出功率方面(P_{net})，此軟體可以計算不同年份、月份的發電功率，

使用的公式如下：

$$P_{net} = (1 - f_{overall})\bar{P}_{gross}$$

其中 \bar{P}_{gross} 代表總輸出功率(不考慮系統損耗)、 $f_{overall}$ 代表總系統損失。

在計算淨年發電量($E_{net,annual}$)時，此軟體會將每小時的資料作平均，再累積成一年的資料，使用的公式如下：

$$E_{net,annual} = \bar{P}_{net,overall} \times 8760 \text{ hrs}$$

其中 $\bar{P}_{net,overall}$ 代表小時淨平均輸出功率，8760 則是一年的小時數。

在計算淨容量因子(NCF, Net Capacity Factor)時是將淨輸出功率與風力發電機額定功率做比較，使用公式如下：

$$NCF = \frac{\bar{P}_{net}}{P_{TurbineRating}}$$

其中 \bar{P}_{net} 是淨平均輸出功率、 $P_{TurbineRating}$ 是風力發電機的額定功率。

3.6 太陽能評估方法

3.6.1 太陽能計算公式

本研究評估太陽能電量的方法如下方公式 [來源：<http://www.photovoltaic-software.com/PV-solar-energy-calculation>] 所示，E 代表發電量，A 代表太陽能板面積，r 代表太陽能板的發電轉換效率，H 代表日、月或年的平均的日照能量，而 PR 代表系統的效率。

$$E = A \times r \times H \times PR$$

3.6.2 日照量資料

前述小節關於太陽能電量公式中，代表日、月、年的平均日照量來自美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)，可以設定不同的經緯度，便有內建資料庫計算某年、某月、某日的日照資料，其資料包含以下幾個特性：

- (1) 資料來自超過 200 個衛星的氣象與太陽能偵測器
- (2) 採用的資料為 22(1983-2005)年平均資料
- (3) 可以獲得任何特定地點的資料
- (4) 擁有全球尺度與區域性尺度的標示
- (5) 擁有 1195 個太陽能的地面測站資料

以上相關資料的範圍為全球性資料。

3.6.3 太陽能發電過程中的能源損耗

如同風力發電，在評估太陽能時必須討論發電過程中的能源損耗，其中包括變頻器的損失、溫度效應損失(溫度越高輸出的電力越小)、直流與交流電纜損失、陰影遮蓋損失、低日照量的損失、因為沙塵與下雪遮蓋太陽能板所造成的損失。

因此計算風能的總效率公式

[來源:<http://www.photovoltaic-software.com/PV-solar-energy-calculation>]如下:

$$\begin{aligned} \text{總效率} = & 1 - (1 - \text{變頻器耗損率}) \times (1 - \text{溫度效應耗損率}) \times (1 - \text{電纜耗損率}) \times \\ & (1 - \text{陰影耗損率}) \times (1 - \text{弱日照耗損率}) \times (1 - \text{沙塵與雪遮蓋耗損率}) \end{aligned}$$

3.7 臺灣未來需電量評估

本研究採用工業技術研究院的「臺灣 2050 能源供需情境模擬器」去估計未來能源需求量，在此程式中的參數選項如下表 3.5。本研究以以下選取的選項，經過模擬器內部的計算，完成對於外來需電量的評估，結果列於表 4.18(4.3.3)。

表 3.5 本研究於臺灣 2050 能源供需情境模擬器之選項設定

| | |
|-----------|---|
| 需求部分 | |
| 住宅空調 | 所選取選項對未來之假設 |
| 住宅空調設備效率 | 住宅部門空調以分離式及窗型冷氣機為主，國內小型空調機 2016 年起採用 CSPF 能效標準，規範 MEPS 能效標準每 5 年提升 10%，住宅空調到 2050 年能效較 2010 年提升 |
| 住宅建築隔熱 | 住宅部門新建築物符合 2013 年出版之建築技術規則，配合既有建築之都更(拉皮)計畫等策略，舊建物 2015 年起須符合 2013 年出版之建築技術規則：外牆 U 值 2.75(W/m ² K)。窗戶 U 值 4.7(W/m ² K)，遮陽係數 0.35 |
| 住宅照明 | 住宅照明維持目前已執行規劃的法規與推廣策略，如 LED 路燈補助等方案，依產品效能趨勢、光源特性與市場價格等因素，傳統燈具於 2030-2047 年起全數換為 LED 高效率照明 |
| 住宅電氣設備與其他 | 針對住宅其他設備，2015 年實施 MEPS 基準管制及能源效率分級標示，MEPS 基準管制調整頻率為 10-15 年，2050 年能源效率較 2010 年提高 3-55% |
| 住宅能源管理系統 | 住宅部門裝置能源管理系統數量逐年成長，平均節電率為 3% 且平均年成長戶數約 1-3 萬戶 |

| | |
|------------|---|
| | |
| 服務業空調 | 所選取選項對未來之假設 |
| 服務業空調設備效率 | 服務業部門空調以分離式、箱型機與中央空調為主，國內小型空調機 2016 年起採用 CSPF 能效標準，規範 MEPS 能效標準每 5 年提升 10%，中央空調採用美國 2010 年公布之能效標準作為國內中央空調冰水設備 MEPS 能效規範基準，規範 2016 年後中央空調每 5 年性能提升 5%，服務空調到 2050 年能效較 2010 年提升 35-64% |
| 服務業建築隔熱 | 服務業建築隔熱新建築物依 2013 年出版之建築技術規則，配合既有建築之都更(拉皮)計畫等策略，舊建物窗戶隔熱 2015 年起須符合 2013 年出版之建築技術規則：規範外牆 U 值 2(W/m ² K)。窗戶 U 值 6.8(W/m ² K)，遮陽係數 0.25；2025 年起新舊建物外牆 U 值為 1.75(W/m ² K)。既有建物依各場域能源需求不同，2050 年市場安裝率達 0-10%。 |
| 服務業照明 | 服務業照明維持目前已執行規劃的法規與推廣策略，如 LED 路燈補助等方案，依產品效能趨勢、光源特性與市場價格等因素，傳統燈具於 2026-2033 年起全數換為 LED 高效率照明 |
| 服務業電氣設備與其他 | 針對住宅其他設備，2015 年實施 MEPS 基準管制及能源效率分級標示，MEPS 基準管制調整頻率為 10-15 年，2050 年能源效率較 2010 年提高 3-55% |
| 服務業能源管理系統 | 服務業能源管理系統市場以每年 3-5% 滲透安裝且於 2050 年市場裝置占比達 60% |

| | |
|----------|---|
| 工業發展結構 | 所選取選項對未來之假設 |
| 電子業 | 電子業(DRAM、面板、晶圓等主要產業中之多數廠商均具有節能改善意識。實施製程設備更新與公用設備效率管理制度，至 2050 年較該行業 BAU 整體能耗可節省約 21.68%。 |
| 鋼鐵業 | 鋼鐵業實施能效管理(連續式加熱爐能效管理、高爐爐頂氣(BFG)回收利用)，至 2050 年較該行業 BAU 整體能耗可節省約 2.40%。 |
| 化材業 | 化材業實施三輕更新、五輕遷廠(產量減少 50 萬噸/年)與公用設備效率管理制度，至 2050 年較該行業 BAU 整體能耗可節省約 11.91%。 |
| 其他能源密集產業 | 其他主要能源使用產業(水泥、造紙、紡織、金屬製品製造)實施製程設備更新及公用設備效率管理制度，至 2050 年較該行業 BAU 整體能耗可節省約:水泥業 1.67%；造紙業 8.72%；紡織業 4.85%；金屬製品製造業 3.37%。 |
| 導入餘熱發電 | 餘熱發電，所有可裝設的工廠中溫廢熱發電裝置率達 40%，低溫廢熱發電裝置率達 40%，2040 年後裝置量達 833MW。 |
| 工業碳捕捉與封存 | 鋼鐵業於 2025 年分別於中龍鋼鐵廠既有之高爐工廠熱風爐及煉焦爐，增加設置年捕獲量 140 萬噸及 85 萬噸 CO ₂ 之商轉廠。化材業於 2025 年在台塑公用三廠既有之燃煤鍋爐，加裝設置乙座年捕獲量 5 百萬噸 CO ₂ 之商轉廠；2030 年台塑公用一廠更新裝設，再設置乙座年捕獲量 5 百萬噸 CO ₂ 之商轉廠。水泥業於 2013 年及 2017 年設置鈣迴路捕獲二氧化碳先導型試驗廠及試驗廠後，於 2020 年在台泥和平廠裝設捕獲量 3 百萬噸 CO ₂ 之示範廠。 |

| | |
|----------|---|
| | |
| 國內運輸 | 所選取選項對未來之假設 |
| 新技術車輛 | 至 2050 年，小客車與小貨車市場有 60% 與 45% 銷售比例為混合動力或電動車，市區公車已無傳統燃油車型，並且 10% 純電動化，機車有 30% 電動化。長程大客貨車相較 2010 年省油率達 20%。 |
| 生質燃燒替代 | 至 2050 年生質柴油添加比例提升至 5%。 |
| 供給部分 | |
| 燃煤發電 | 燃煤發電 2026 年前依照最新電源開發方案，2026 年後不新增，但既有機組更新，設置量維持等量 15.3G。 |
| 燃氣發電 | 燃氣發電 2025 年以前依最新電源開發方案規劃，2027 年後除維持既有電廠更新，每 5 年新增 2GW，至 2050 年裝置量達 32.7GW。 |
| 汽電共生 | 汽電共生 2012 年總裝置容量 7.17GW，假設未來隨工業發展持續開發，至 2050 年總裝置容量達 8.98GW。 |
| 電廠碳捕捉與封存 | 電廠碳捕捉與封存技術於 2018 年~2020 年間，在既有電廠(台中或大林)設置捕獲示範場，裝置量為 30MW。 |
| 核能發電 | 核一二三廠屆期除役，核四不商轉，自 2025 年起我國不再使用核能發電。 |
| 陸域風力 | 完成我國目前已完成規劃以及正在開發中陸域風力之 100% 目標，最大裝置量為 1200MW。 |
| 離岸風力 | 離岸風力開放環境保護限制與提供漁業補貼，有 2 組船隊同時投入風場建置，最大裝置量為 9GW。 |
| 太陽光電 | 2050 年最大裝置量為 31GW。 |
| 地熱發電 | 地熱發電除了淺層地熱與國家公園淺層地熱之開發，亦新增大屯山深層地熱開發，至 2050 年最大潛力約為 2GW。 |
| 波浪發電 | 我國波浪發電僅選擇台灣近岸之廠址(東北角)進行開發，至 2050 年最大潛力為 70MW。 |

| | |
|--------|---|
| 洋流發電 | 海流發電僅進行少量機組裝設，2050 年進行 10MW 海流示範電廠建置，至 2050 年最大潛力為 15MW。 |
| 海洋溫差發電 | 溫差發電發展 10MW 級岸基式電廠(離岸距離<4km)，至 2050 年最大潛力為 15MW。 |
| 生質能發電 | 我國生質電力 2030 年成長至 950MW 後，焚化爐持續轉型，裝置容量持續增加。 |
| 燃料電池 | 燃料電池之情境設定以國際預估燃料電池市場的成長，國內設置量於 2020 年達 60MW，之後在 2030 年達到 500MW，於 2050 年達到 1000MW。 |
| 經濟成長 | 為目前政府所規劃之經濟成長趨勢，與國際機構預測趨勢相近。中長期經濟成長將逐漸趨緩，至 2050 年平均年成長 2.11%。 |

第四章 結果與討論

4.1 能源評估驗證

4.1.1 WRF 氣象模式評估驗證

為了確立模式的可信度，必須對模擬出來的結果先做模式評估，確立模式的可靠性，以便預測未來氣象場。本研究所採用的觀測資料分別來自氣象局地面測站、民航局的氣象測站與工研院提供之氣象塔資料。地面測站有梧棲、高雄、東吉島及澎湖，高空氣象站採用桃園機場氣象站，氣象站的高度為 55.7 公尺，高空風速塔的位置則在嘉義的外傘頂洲，而外傘頂州高空風速塔的高度為 60 公尺。

圖 4.1 與圖 4.2 為 2010 年桃園機場測站的溫度、風速時序圖，由圖可看到模擬與觀測資料相當接近，圖 4.3-4.10 分別為梧棲、東吉島、高雄與澎湖地面氣象站的溫度和風速的時序圖，由圖 4.3-4.10 可看出四個測站的風速都有高估的現象，在高雄與澎湖因為受到地形效應的影響，風速高估的現象更為明顯，在溫度的部分，在東吉島測站與高雄測站的溫度有高估的現象，而其他測站的數值都與模擬的結果相當接近，圖 4.11 則為嘉義-外傘頂州的風速時序圖，可以看出在某些時段有高估的問題，但整體的趨勢與觀測數據相符。

我們依照以下的統計公式與規範標準來量化模擬的誤差，表 4.1 為 2010 年 WRF 模擬六個測站的溫度、風速與風向的 MBE、MAGE、RMSE、IOA、WNMB、WNME。由表 4.1 可以得知溫度的部分，所有測站的 MBE、MAGE 以及 IOA 皆符合規範標準，可以顯示出本研究的模擬結果中的溫度數據的可信度非常高。在風速的部分在 MBE 的部分可以看出高雄、澎湖的風速有高估的現象，是因為受到測站附近地形的影響，造成模式模擬高估，其他的地面測站東吉島、梧棲都有高估的現象，外傘頂州的高空風速塔的風速亦是如此，但是都符合規範標準，而桃園機場有些為低估的現象有可能是因為機場測站高度(55.7 公尺)與該地點模擬資料的高度(79 公尺)有出入，造成的誤差，但是也符合規範的標準。而在風速的

RSME 在澎湖以及外傘頂洲沒有符合模式模擬規範的標準，主要還是受到風速高估的問題所影響的，在 IOA 的部分的所有測站皆符合規範標準，但高雄與澎湖也因為風速高估的關係，處於規範標準邊緣。在風向的部分，則都符合規範標準，模式的可信度良好。

表 4.1 各測站模擬評估與標準規範的比較

| | | 標準規範 | 東吉島 | 高雄 | 梧棲 | 澎湖 | 桃園機場 | 外傘頂洲 |
|----|------|------|------|------|-----|------|------|------|
| 溫度 | MBE | ±1.5 | -0.4 | -0.5 | 0.2 | -0.3 | 0.2 | 無資料 |
| | MAGE | 3.0 | 1.0 | 1.4 | 1.2 | 1.0 | 1.3 | 無資料 |
| | IOA | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | X |
| 風速 | MBE | ±1.5 | 0.2 | 1.6 | 1.4 | 2.8 | -0.5 | 1.5 |
| | RMSE | 3.0 | 2.4 | 2.4 | 2.6 | 3.5 | 1.8 | 3.8 |
| | IOA | 0.6 | 0.8 | 0.6 | 0.8 | 0.6 | 0.8 | 0.8 |
| 風向 | WNMB | ±10% | 2% | 3% | 2% | 1% | 6% | 1% |
| | WNME | 30% | 9% | 13% | 10% | 8% | 16% | 13% |

[標準規範來源:行政源環保署，空氣品質模式模擬規範]

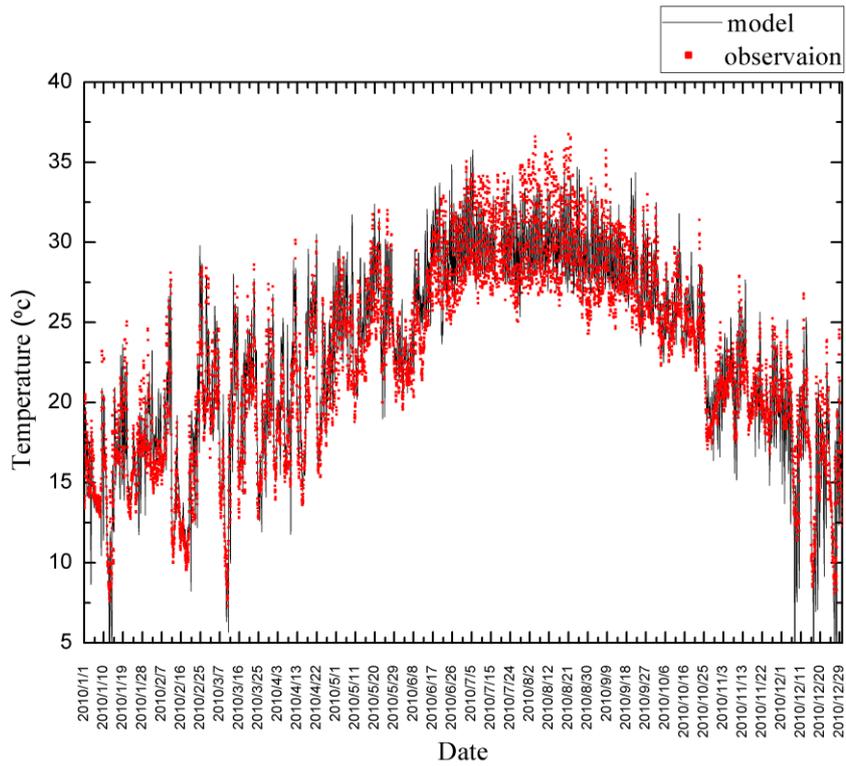


圖 4.1 桃園機場 2010 年溫度模擬與觀測時序圖

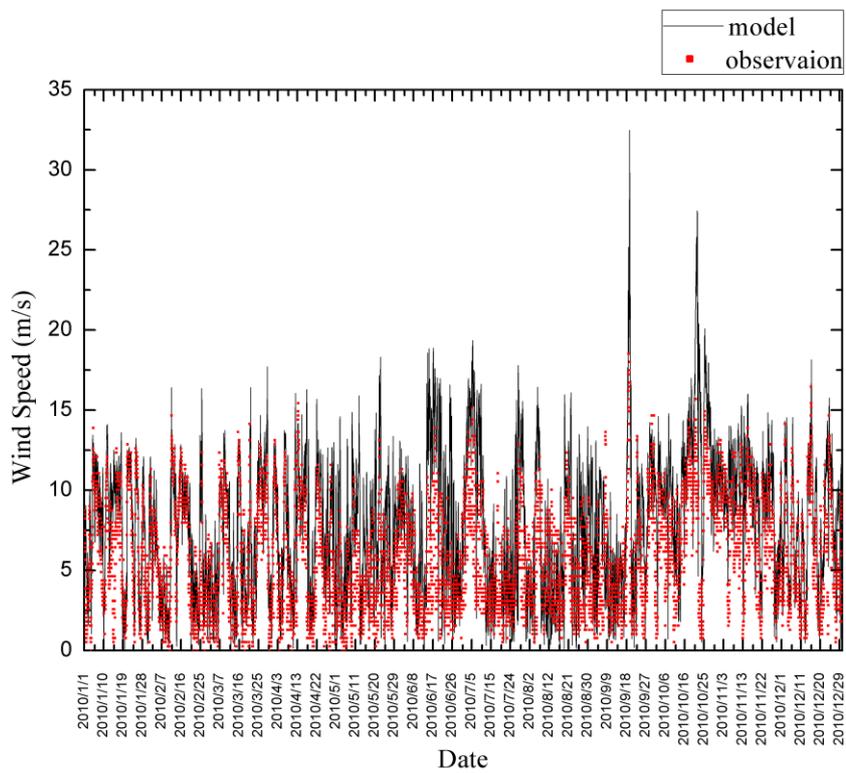


圖 4.2 桃園機場 2010 年風速模擬與觀測時序圖

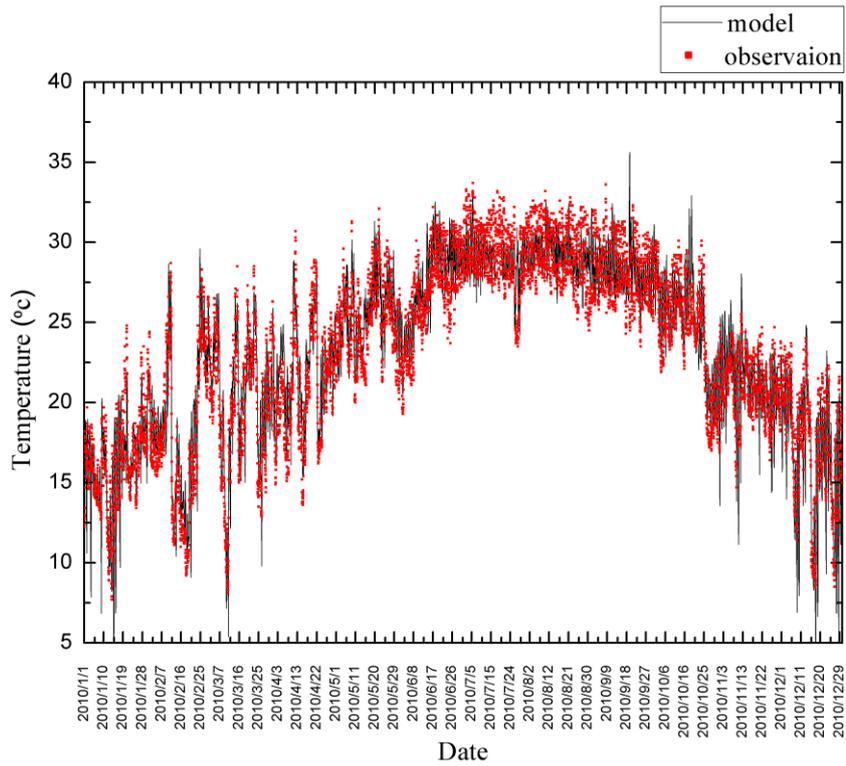


圖 4.3 梧棲測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖

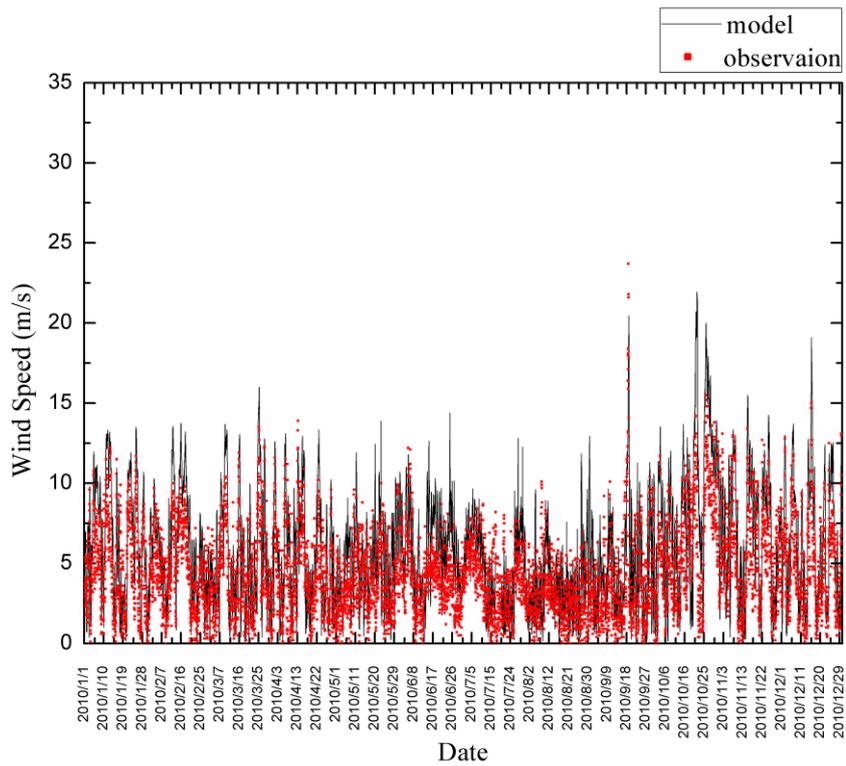


圖 4.4 梧棲測站 2010 年風速模擬與觀測時序圖

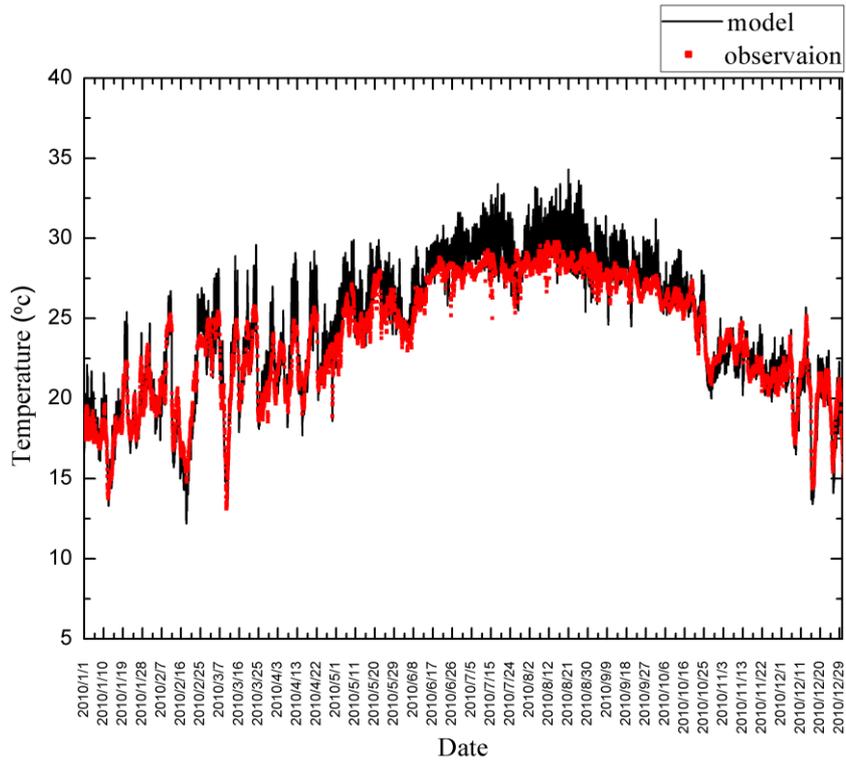


圖 4.5 東吉島測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖

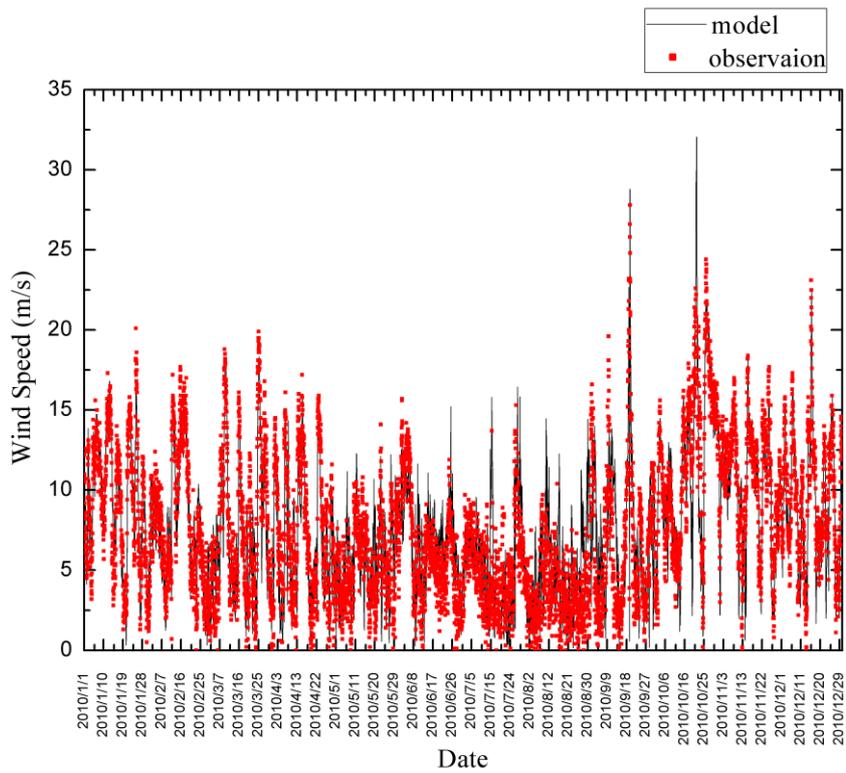


圖 4.6 東吉島測站 2010 年風速模擬與觀測時序圖

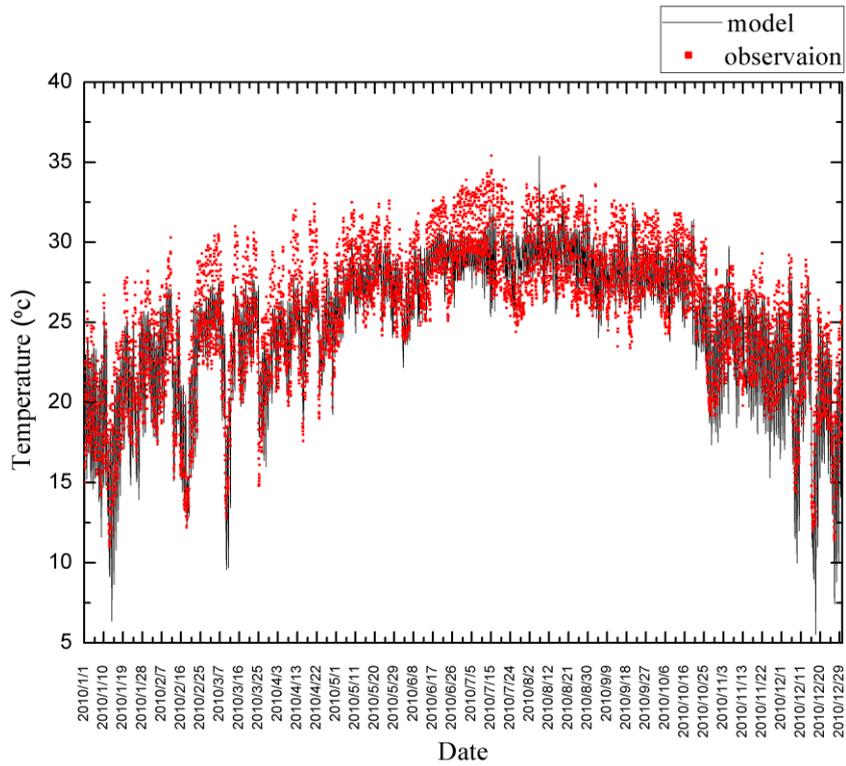


圖 4.7 高雄測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖

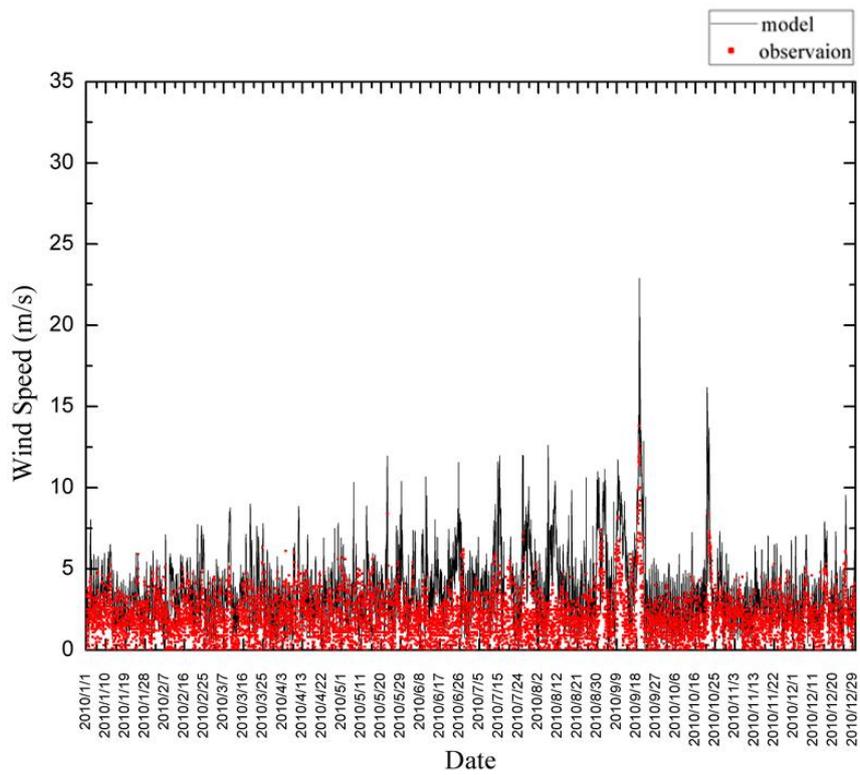


圖 4.8 高雄測站 2010 年風速模擬與觀測時序圖

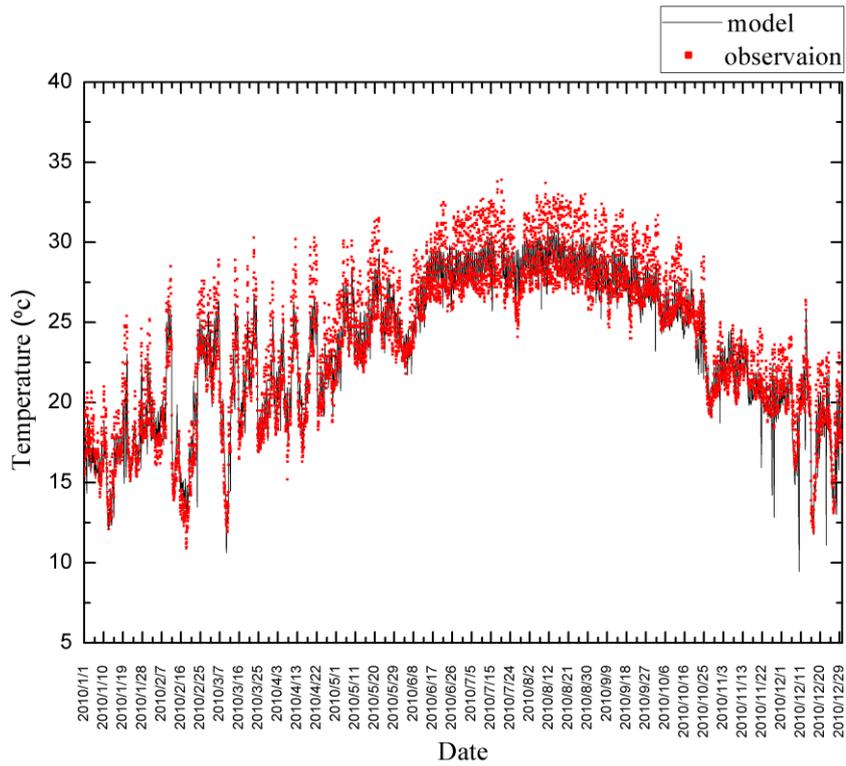


圖 4.9 澎湖測站 2010 年溫度模擬與觀測時序圖

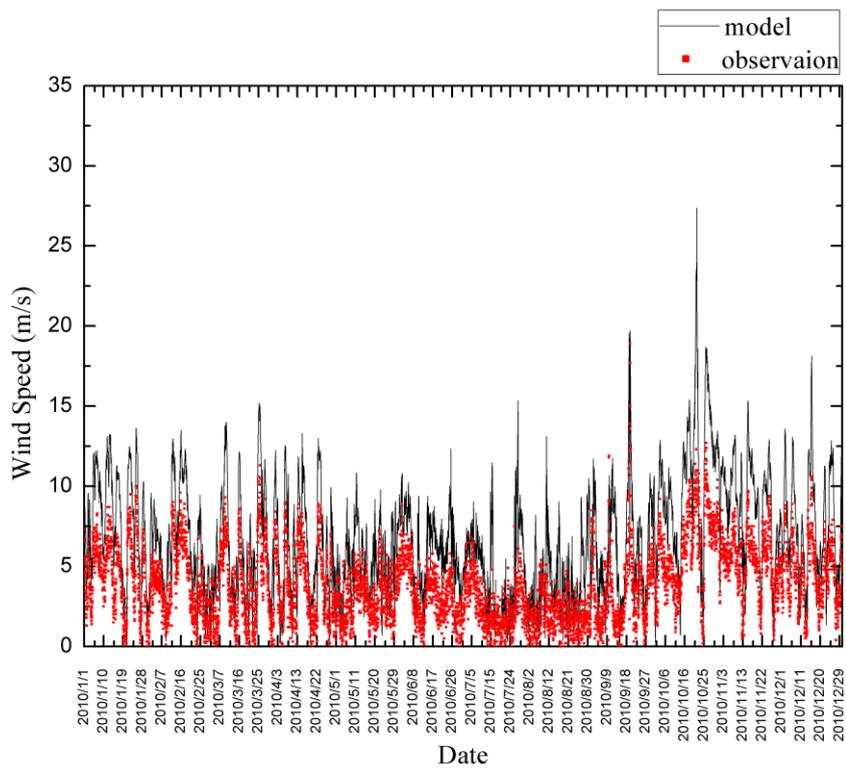


圖 4.10 澎湖 2010 年風速模擬與觀測時序圖

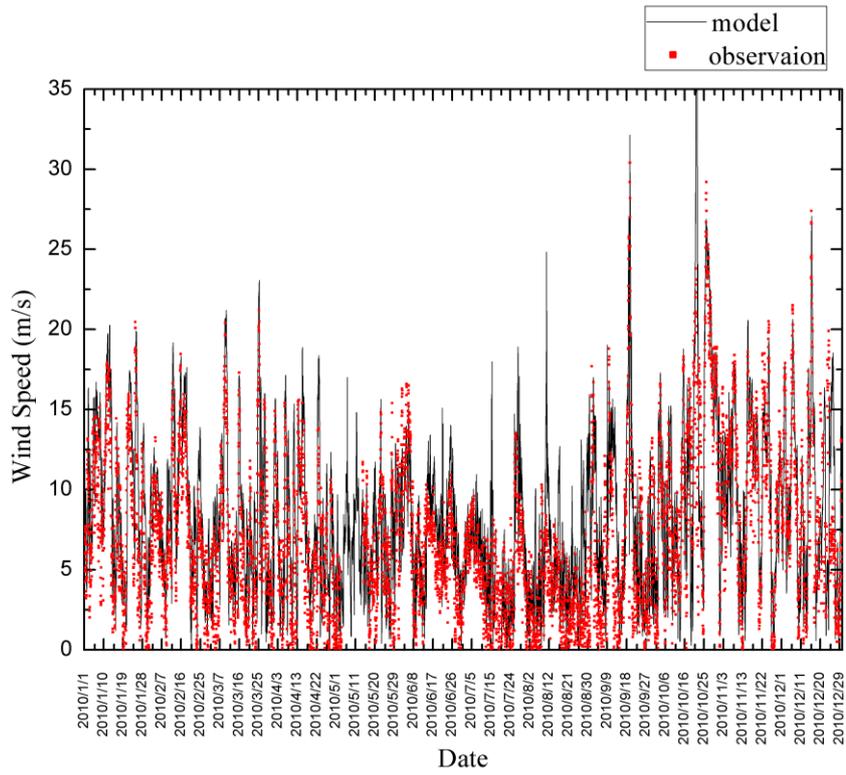


圖 4.11 嘉義-外傘頂洲風速模擬與觀測時序圖

4.1.2 風力發電能源評估驗證

根據目前台電所做的統計，在2010年已經開始商轉風力發電機組包括王功、香山、麥寮、四湖、竹南、大鵬、彰濱、鹿港、大安、觀音、澎湖、石門、恆春、大潭、觀園、中火、中港與彰工風力發電。根據臺灣電力公司公布的資料，整理各發電機組的裝置容量與機型如表 4.2 所示。

將 WRF 模擬之氣象資料輸入 Windographer 計算出的風能電量示於表 4.3。並將前述計算得知的結果與台電公布資料比對，列於表 4.4，比較結果顯示 Windographer 在民間風力發電廠與台電發電廠皆高估了 25%。本研究所計算出來的發電量為 1286 百萬度，而台電統計之發電量則為 1022 百萬度，推測高估的原因是 Windographer 在計算時假設全年所有發電機都在進行發電，並未考慮到發電機組歲修的問題及其他人為因素和損壞的可能才會造成此高估的現象。

由於不論是在台電的電廠或是民營的電廠的評估，高估的發電比例是相同的，所以可以驗證本研究所評估出的發電量為實際發電量的 1.25 倍，此比例可以套用在評估未來發電量(詳 4.2.2 節，表 4.8-4.11)。本研究在評估未來的風能時，會根據驗證時高估的數值去比對，將評估出來的結果乘上(實際的發電量/本研究評估發電量)，也就是 0.8，以得到最接近真實的數值。

表 4.2 2010 年已商轉風力發電機組

| 2010 年的風電 風場整理 | 機組 | 座數 | 每座裝置容量 (KW) | 總裝置容量 (MW) |
|-------------------|-----------------|----|----------------|---------------|
| 王功發電 | 德國 enercon e-70 | 10 | 2300 | 23 |
| 香山風力發電 | 西班牙 gamesa G80 | 6 | 2000 | 12 |
| 麥寮風力 | 丹麥 Vestas | 15 | 2000 | 30 |
| 四湖風力 | 丹麥 Vestas | 14 | 2000 | 28 |
| 竹南風場 | 德國 enercon e-70 | 4 | 2000 | 8 |
| 大鵬風場 | 德國 enercon e-70 | 21 | 2000 | 42 |
| 彰濱風場 | 德國 enercon e-70 | 24 | 2300 | 55.2 |
| 鹿港風場 | 德國 enercon e-70 | 17 | 2300 | 39.1 |
| 大安風場 | 德國 enercon e-70 | 20 | 2300 | 46 |
| 觀音風場 | 德國 enercon e-70 | 14 | 2300 | 32.2 |
| 澎湖風力 | 德國 enercon | 6 | 600 | 3.6 |
| 石門風力 | 丹麥 Vestas V47 | 6 | 660 | 3.96 |
| 恆春風力 | 美國 GE 1.5s | 3 | 1500 | 4.5 |
| 大潭風力 | 美國 GE 1.5s | 3 | 1500 | 4.5 |
| 觀園風力 | 美國 GE 1.5s | 20 | 1500 | 30 |
| 中火風力 | 荷蘭 Zephyros 72 | 3 | 2000 | 6 |
| 中港風力 | 荷蘭 Zephyros 72 | 18 | 2000 | 36 |
| 彰工風力 | 丹麥 Vestas | 23 | 2000 | 46 |
| | 丹麥 Vestas | 8 | 2000 | 16 |

[來源:臺灣電力公司，風力工程與運維 2012]

表 4.3 Windographer 計算 2010 年各風力發電廠發電量估計結果

| 發電廠 | 年發電量(百萬度) |
|-----|-----------|
| 大鵬 | 148 |
| 觀音 | 46 |
| 麥寮 | 124 |
| 四湖 | 62 |
| 香山 | 40 |
| 王功 | 12 |
| 彰鹿 | 273 |
| 竹南 | 30 |
| 大安 | 136 |
| 金門 | 7 |
| 彰工 | 126 |
| 大潭 | 18 |
| 恆春 | 18 |
| 觀園 | 117 |
| 台中港 | 110 |
| 台中火 | 19 |
| 總計 | 1286 |

表 4.4 風能估計 2010 年發電量與台電統計發電量比較

| 單位:百萬度 | windographer 估計 | 台電資料統計 |
|--------|-----------------|--------|
| 台電 | 653 | 515 |
| 民營 | 633 | 507 |
| 總計 | 1286 | 1022 |

[台電統計資料來源:臺灣電力公司網站，

http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-b36-1.aspx]

4.1.3 太陽能評估驗證

由於民營的太陽能發電太陽光電發電過於零散，所以本研究在驗證時只驗證台電的太陽能發電機組。評估資料採用自美國 國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>) 紀錄 22 年之全球日照量資料庫，依據各發電廠位置所設置之裝置容量計算各發電廠發電量，結果示於表 4.5，此表可以看出不同發電廠因為地點的不同而有不同的年平均日照量，再根據一年當中的日照時數與該地點的太陽光電裝置容量計算出發電量，列於表 4.5 的右側，最後統計之發電量為 2392 萬度。

表 4.6 為本研究評估的發電量結果為與台電 103、104、105 年(此三年的裝置容量相同)的太陽光電發電量做比較，在 103 年與 104 年的發電量相差了 10% 左右，若裝置容量相同，代表 104 年的日照量比 103 與 105 年高，不同年份的發電量會受到每年不同日照量的影響，而本研究在評估未來太陽光電發電量時所使用的日照量為 22 年平均(1983 年七月~2005 年六月)，以降低評估時的誤差，大略來說，此三年的發電量都與本研究所評估之發電量相差不遠，也驗證了此方法的可信度。

表 4.5 2010 年太陽光電發電量評估結果

| 發電廠名稱 | 緯度 | 經度 | 年平均日照量 (kWh/m ² /day) | 日照時數 (hr/year) | 裝置容量 (KW) | 發電量 (萬度) |
|---------|-------|--------|-------------------------------------|-------------------|--------------|-------------|
| 金門太陽能 | 24.47 | 118.43 | 4.02 | 1469 | 528 | 62 |
| 興達太陽能 | 22.86 | 120.22 | 4.78 | 1745 | 1627 | 227 |
| 永安鹽灘太陽能 | 22.86 | 120.22 | 4.78 | 1745 | 4637 | 647 |
| 民雄太陽能 | 23.59 | 120.48 | 4.45 | 1623 | 60 | 8 |
| 路北太陽能 | 22.86 | 120.22 | 4.78 | 1745 | 60 | 8 |
| 中大太陽能 | 24.93 | 121.12 | 3.77 | 1376 | 40 | 4 |
| 中部儲運太陽能 | 24.27 | 120.79 | 4.33 | 1579 | 92 | 12 |
| 新伯公太陽能 | 24.27 | 120.79 | 4.33 | 1579 | 116 | 15 |
| 核三廠太陽能 | 22.06 | 120.79 | 4.78 | 1745 | 1458 | 204 |
| 大潭太陽能 | 24.93 | 121.12 | 3.77 | 1376 | 651 | 72 |
| 中火太陽能 | 24.20 | 120.55 | 4.33 | 1579 | 2123 | 268 |
| 七美太陽能 | 23.49 | 119.53 | 4.4 | 1607 | 155 | 20 |
| 澎湖太陽能 | 23.66 | 119.58 | 4.4 | 1607 | 71 | 9 |
| 卓蘭太陽能 | 24.27 | 120.79 | 4.33 | 1579 | 42 | 5 |
| 后里太陽能 | 24.27 | 120.79 | 4.33 | 1579 | 91 | 11 |
| 龍井太陽能 | 24.20 | 120.55 | 4.33 | 1579 | 6486 | 819 |
| 總計 | | | | | 18237 | 2392 |

表 4.6 太陽光電評估年發電量與台電統計發電量比較

| | |
|----------------|-------|
| 本研究計算年發電量(百萬度) | 23.92 |
| 103 年台電發電量 | 22.95 |
| 104 年台電發電量 | 25.24 |
| 105 年台電發電量 | 23.23 |

[台電發電量來源:台灣電力公司網站]

4.2 2030 年再生能源評估

4.2.1 WRF 2030 年氣象模擬結果

若欲評估 2030 年的風能，必須先預測 2030 年的風場，本研究以 Community Earth System Model (CESM1, Worley et al. 2011) 結合 IPCC 所輸出的數據作為模擬的初始數據模擬 2030 的風場，本研究所採用的數據是 RCP4.5 (Representative Concentration Pathways 4.5)，代表未來每平方公尺的輻射作用力 (radiative forcing, W/m^2 ，為地球所吸收之輻射能的多寡) 在 2100 年會增加 $4.5W/m^2$ ，這是假設從 2006 年至 2100 年的全球暖化狀況呈現穩定的狀態，沒有減緩亦沒有增加暖化的速度。圖 4.12 為 2030 年平均風速圖，也可由此圖看出中央山脈與武夷山脈間天然風洞的年平均風速最高可達 $7 m s^{-1}$ ，也就是位於風洞的正中央，而台灣西部沿岸地區的年均風速在 3 至 $5 m s^{-1}$ 之間。在風向方面，2030 年整年的平均風向為東北風，但風速的穩定性方面無法以整年的風向與風速表示，不同季節，會有不同的風向，風速也會有所差異，無法以一張圖表示。圖 4.13 則即為 2030 年各月份的月平均風場，可以看出在秋冬季節 (9 月~2 月) 以吹東北風為主，而夏季 (6 月~8 月) 則以西南風為主，秋冬季節時的月平均風速在台灣海峽最高可以達到 $13 m s^{-1}$ ，而在夏季時台灣海峽的最高風速只能達到 $6\sim 7 m s^{-1}$ ，這說明了在不同季節的風速與風向是多變的，這也代表著在不同季節風能的強度也不同，這也直接影響到不同季節的供電穩定性與強度。

Wind Speed at 60m (m/s)

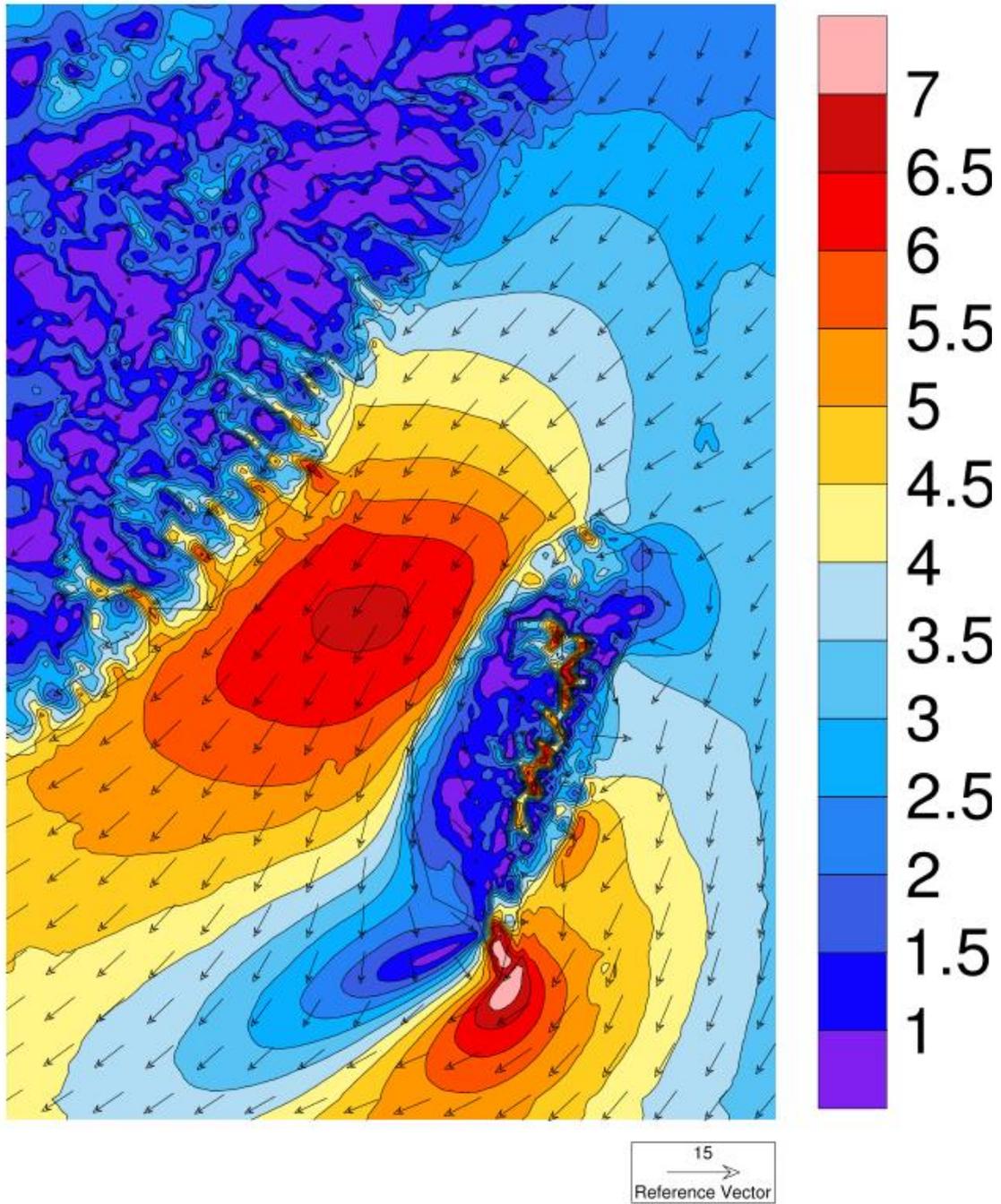


圖 4.12 WRF 模式模擬 2030 年平均風速

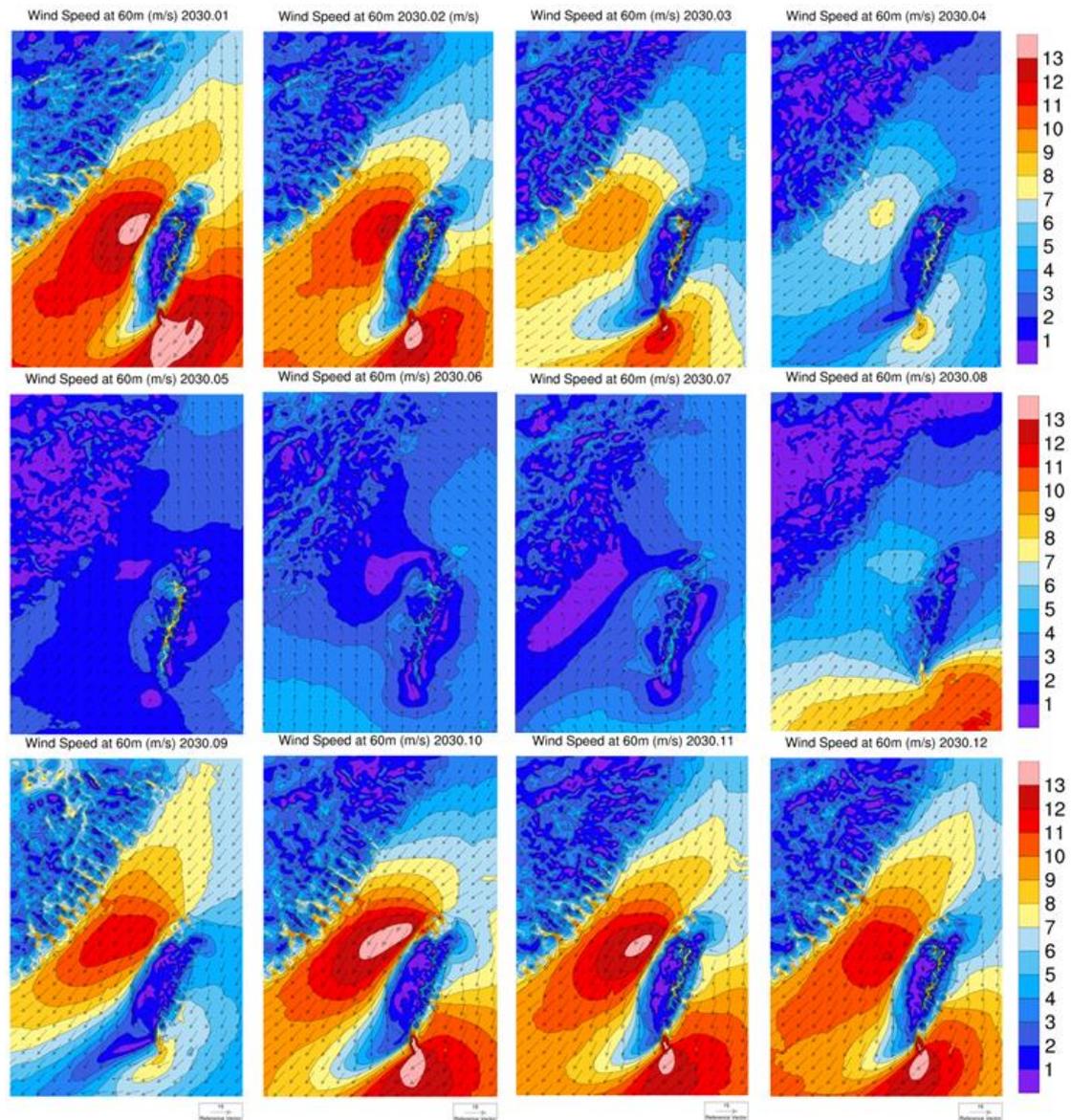


圖 4.13 WRF 模式模擬 2030 年各月份之風速月平均

4.2.2 2030 年離岸風能評估

此階段將氣象模擬資料以 Windographer 軟體做計算，本研究根據經濟部能源局 2016 年能源產業技術白皮書的規劃，2030 年的離岸風力發電裝置容量為 4000MW，並以圖 2.3(Lu et al. 2015)為基準，在圖 2.3 中有 36 處風場場址，本研究假設 4000MW 平均分布在這 36 處，並在計算風能時將這 36 處風場分成 14 組，而這 14 個地點分布如圖 4.14 所示，而表 4.7 則為個地點所假設的裝置容量。



圖 4.14 本研究用以評估離岸風能的 14 個地點

表 4.7 本研究所假設之 14 個地點的裝置容量

| 地點 | 裝置容量 |
|----|--------|
| 1 | 110MW |
| 2 | 110MW |
| 3 | 110MW |
| 4 | 220MW |
| 5 | 110MW |
| 6 | 110MW |
| 7 | 695MW |
| 8 | 700MW |
| 9 | 700MW |
| 10 | 695MW |
| 11 | 110MW |
| 12 | 110MW |
| 13 | 110MW |
| 14 | 10MW |
| 合計 | 4000MW |

一、月平均風速與發電量

假設所有的風力發電機型皆為 Gamesa G128-5.0 MW Offshore，再以各地點的氣象模擬結果透過 Windographer(AWS Truepower, LLC.)來計算風能，在本節以地點 2、8、12 分別代表臺灣西部海岸北、中、南的離岸風場，圖 4.15-4.17 為各地點 2、8 與 12 的月平均風速時序圖，這可以和之後評估的風能做比較。

北部(地點 2)在冬半季(9 月~2 月)平均風速都在 9 m s^{-1} 以上，風速最高的月份是在 10 月，達到接近 12 m s^{-1} ，而在夏半季(3 月~8 月)只有在七月時風速較大，可達到 11 m s^{-1} ，其餘夏半季月份的月平均風速都在 9 m s^{-1} 以下。中部(地點 8)地區是冬半季與夏半季風速差異最明顯的地區，此地區也是未來規劃最多離岸風力發電機組的區域，在冬半季時風速都在 10 m s^{-1} 以上，在 1 月時平均風速甚至可達到 13 m s^{-1} 以上，而在 5~8 月的風速都在 8 m s^{-1} 以下，在此地區冬半季之風速明顯高於夏半季之風速。在南部(地點 12)地區，風速最高的月份不到 9 m s^{-1} ，南部的冬半季風速依然大於夏半季，在一月時風速最高可以達到 8 m s^{-1} 以上，但是在十月時的風速較低，在 5 m s^{-1} 以下，而 5~8 月的風速較低，都在 7 m s^{-1} 以下。

在北、中、南三個地區的共同特色就是冬半季的風速皆高於夏半季，尤其在中部區域最為明顯，而三個地區當中，中部區域與北部的區域風速較高，南部區域的風速則最低。

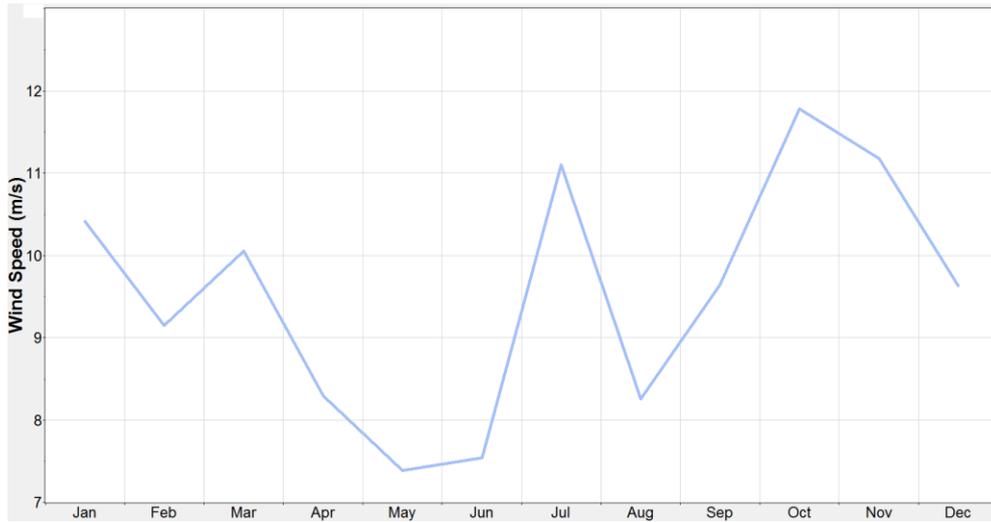


圖 4.15 2030 年地點 2(代表北部)的 12 個月的平均風速



圖 4.16 2030 年地點 8(代表中部)的 12 個月的平均風速



圖 4.17 2030 年地點 12(代表南部)的 12 個月的平均風速

在發電量的部分，圖 4.18-4.20 則為地點 2(北部)、8(中部)、12(南部)的每月單一發電機發電量，發電量皆已乘上調整係數(詳見 4.1.2) 為 0.8(實際的發電量/本研究評估發電量)，在北部區域的單一發電機發電量在一百萬度到兩百五十萬度之間，在 5~8 月的發電量較低，在一百萬度到一百五十萬度之間，而冬半季發電量都在一百五十萬度以上，在十月時發電量接近兩百五十萬度。中部地區冬半季的發電量較高在 1~2 月與 10~12 月的發電量都在兩百萬度左右，夏半季發電量較低，5~8 月的發電量低於一百萬度，不同季節的單月單一發電機發電量差異約在一百萬度上下。在南部區域的發電量也是在冬半季較高，發電量約在八十萬度到一百五十萬度間，而夏半季的單月單一發電機發電量在四十萬度左右。

從此三張圖可以看出三個地點的冬半季發電皆大於夏半季，而發電量較高的是中部區域與北部區域，南部區域的發電量則比北部和中部低出許多，而值得注意的是北部夏季的發電量比中部來得高，而中部在冬季的發電量又略高於北部一些，可以看出即使兩個區域的發電量都是冬季大於夏季，北部區域的在整年的月發電量是比中部區域穩定的。

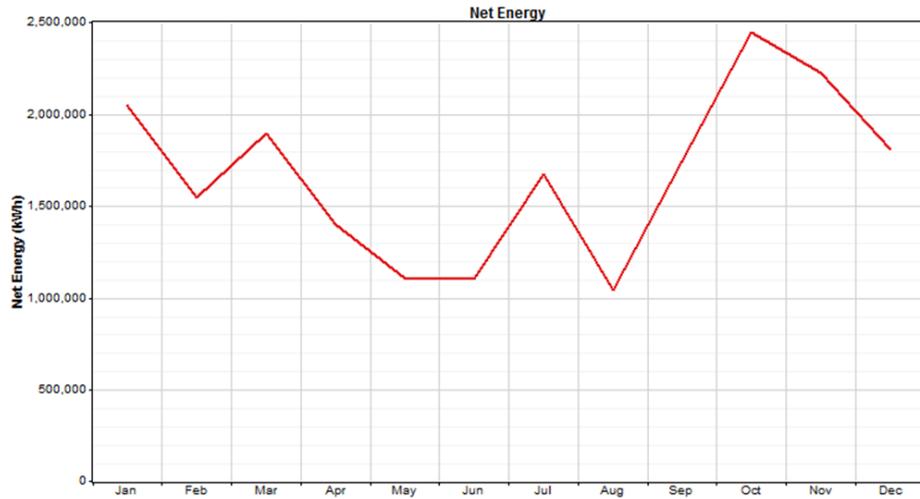


圖 4.18 2030 年地點 2(北部)的 12 個月單一發電機發電量

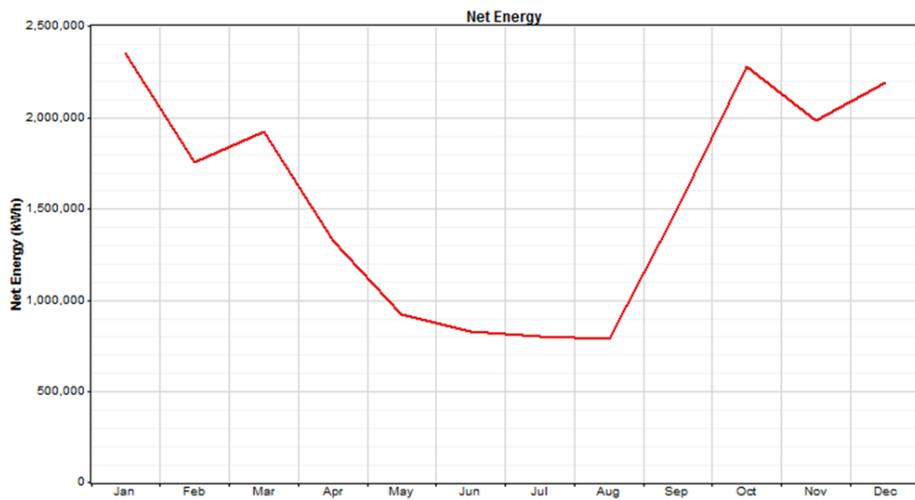


圖 4.19 2030 年地點 8(中部)的 12 個月單一發電機發電量

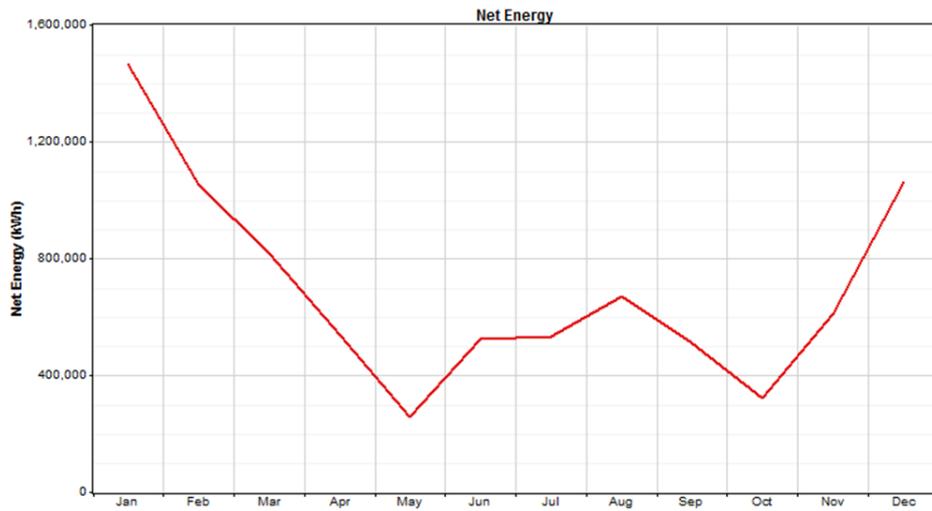


圖 4.20 2030 年地點 12(南部)的 12 個月單一發電機發電量

二、小時平均風速與發電量

圖 4.21~4.23 則為地點 2(北部)、8(中部)、12(南部)在 2030 年每月的 24 小時風速時序圖，這可以和之後的風能穩定性進行對照與討論。北部區域在 5~8 月時全天的風速都非常相近，一日內小時風速相差最大值都在 2 m s^{-1} 以內，沒有太大的差距，其他月份則在中午 12 時~14 時風速都比其他時間稍高一些，特別是在 3 月與 9 月一日內小時的風速差異有達到 4 m s^{-1} 左右。中部區域則是在 9~11 月的風速變化較大，在 12 時~14 時風速較高與風速較低時相差 $3\sim 4 \text{ m s}^{-1}$ ，而其他時間全天的風速相近，差異都在 2 m s^{-1} 以內。南部區域也是在 12 時~14 時風速較高，除了七月，其他月分的一日內小時風速最高與最低的差異都在 4 m s^{-1} 左右，由此可見，南部風速在一天當中的變化量是最高的，而中部地區的風速在一天當中是最穩定的。

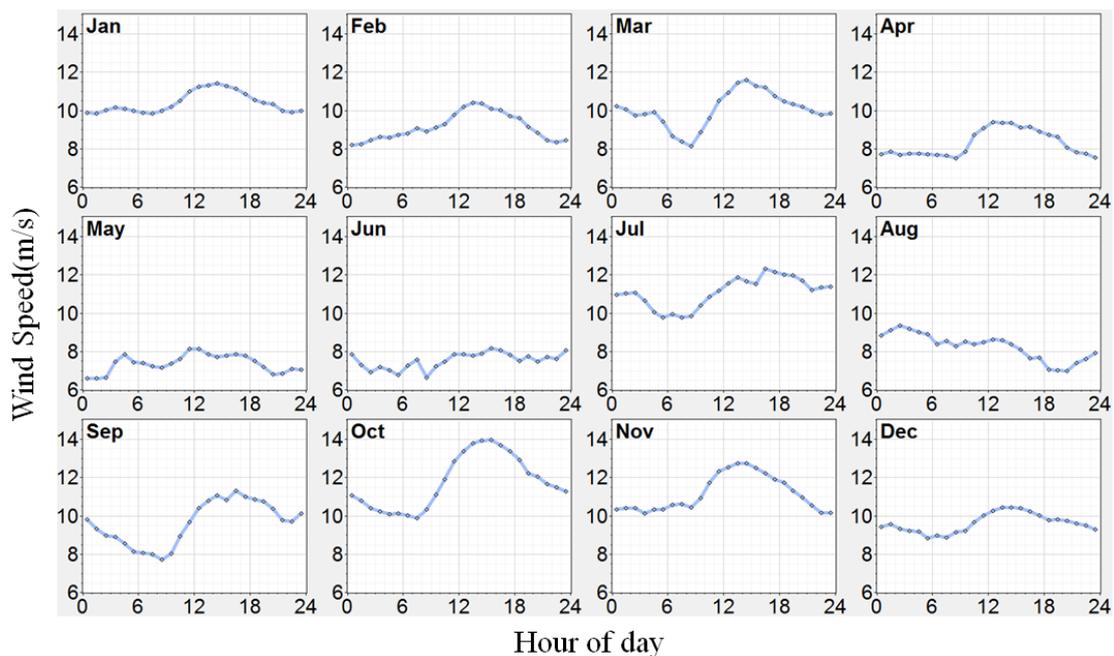


圖 4.21 2030 年地點 2 的 12 個月的 24 小時風速平均時序圖

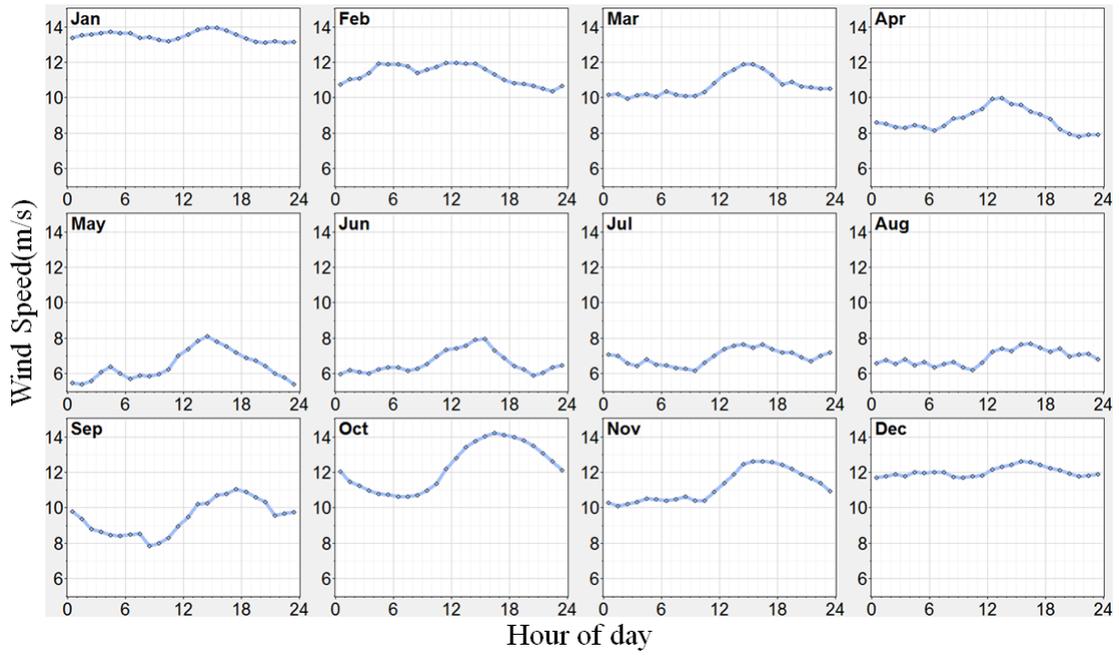


圖 4.22 2030 年地點 8 的 12 個月的 24 小時風速平均時序圖

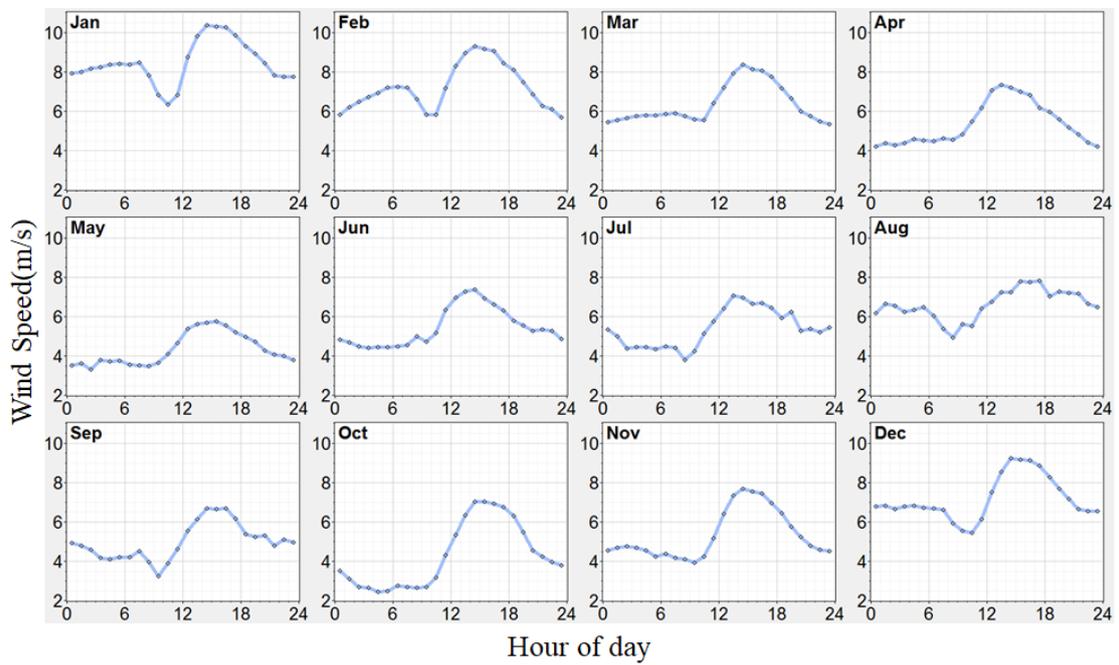


圖 4.23 2030 年地點 12 的 12 個月的 24 小時風速平均時序圖

表 4.8-4.10 是地點 2、8、12 的單一發電機每月的一日內 24 小時發電量與一日發電量加總，發電量皆已乘上調整係數(詳見 4.1.2)為 0.8(實際的發電量/本研究評估發電量)，各地點的發電量與風速的分布相符合。北部地區單一發電機的年發電量為兩千萬度，發電量最高的月份為十月，發電量為 245 萬度，發電量最低的月份為八月，發電量為 104 萬度，而在全年一天中發電量最高的時段為下午 13:00~15:00 之間，整年的這兩個小時累積的發電量為 187 萬度，而發電量最低的時段為早上 7:00~9:00，整年的這兩個小時累積的發電量為 150 萬度。中部地區的單一發電機的年發電量為 1867 萬度，發電量最高的月份為一月，發電量為 235 萬度，最低的月份則為八月，發電量為 79 萬度，發電量最高時段為 14:00~16:00，發電量為 186 萬度，最低的時段則為 7:00~9:00，發電量為 142 萬度。在南部區域的整年單一發電機發電量為 839 萬度，發電量最高的月份一月，發電量為 146 萬度，最低則為五月，僅有 26 萬度，發電量最高的時段為 14:00~16:00，發電量為 110 萬度，發電量最低的時段則為 9:00-11:00，發電量僅有 45 萬度。

可以看出北部與中部的風力發電雖然受到季節性的影響大，但是日夜發電量的差距不大，而南部發電量的四季變化量很明顯，日夜的變化也不小，但是由於南部的發電量與北部和中部比起來小很多，所以其變化量對於整體離岸風力發電的影響大小有限。

表 4.8 2030 年地點 2(北部)的 12 月 24 小時單一發電計算結果

| Hour | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | All |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| 00:00 - 01:00 | 82,780 | 55,290 | 81,744 | 51,708 | 37,647 | 46,958 | 70,946 | 47,752 | 74,023 | 97,120 | 83,809 | 70,742 | 800,518 |
| 01:00 - 02:00 | 83,295 | 55,502 | 80,342 | 53,919 | 38,160 | 42,655 | 70,196 | 49,845 | 69,178 | 93,358 | 86,056 | 73,802 | 796,308 |
| 02:00 - 03:00 | 83,807 | 56,677 | 76,157 | 53,775 | 37,626 | 38,921 | 69,239 | 52,148 | 66,828 | 88,720 | 85,927 | 72,408 | 782,232 |
| 03:00 - 04:00 | 86,076 | 58,375 | 74,627 | 53,762 | 44,712 | 42,060 | 64,591 | 50,366 | 66,372 | 85,650 | 82,927 | 69,956 | 779,474 |
| 04:00 - 05:00 | 85,859 | 58,694 | 76,369 | 54,407 | 49,662 | 41,536 | 65,089 | 48,741 | 62,235 | 82,970 | 84,707 | 69,352 | 779,622 |
| 05:00 - 06:00 | 85,471 | 59,750 | 71,261 | 54,656 | 47,443 | 39,229 | 61,469 | 46,472 | 59,121 | 82,942 | 84,579 | 66,342 | 758,734 |
| 06:00 - 07:00 | 83,366 | 60,538 | 63,855 | 54,349 | 46,085 | 41,742 | 60,439 | 44,190 | 57,731 | 79,909 | 85,323 | 69,224 | 746,753 |
| 07:00 - 08:00 | 83,098 | 60,950 | 61,124 | 53,719 | 45,852 | 40,233 | 58,253 | 43,710 | 57,642 | 79,188 | 86,549 | 69,773 | 740,092 |
| 08:00 - 09:00 | 82,327 | 62,742 | 59,702 | 51,847 | 44,212 | 36,732 | 61,417 | 47,954 | 52,431 | 82,144 | 84,629 | 72,169 | 738,305 |
| 09:00 - 10:00 | 83,056 | 65,667 | 68,384 | 56,223 | 45,114 | 44,734 | 66,537 | 49,063 | 58,131 | 93,028 | 90,092 | 74,534 | 794,564 |
| 10:00 - 11:00 | 84,243 | 68,950 | 73,132 | 63,421 | 47,790 | 45,871 | 69,498 | 47,263 | 64,890 | 104,465 | 100,203 | 77,746 | 847,472 |
| 11:00 - 12:00 | 89,267 | 72,654 | 83,312 | 66,341 | 51,935 | 48,354 | 74,794 | 46,568 | 72,410 | 114,145 | 103,196 | 79,774 | 902,749 |
| 12:00 - 13:00 | 90,475 | 74,247 | 85,187 | 67,763 | 54,587 | 49,972 | 73,957 | 46,698 | 77,737 | 118,091 | 104,251 | 82,332 | 925,296 |
| 13:00 - 14:00 | 91,700 | 76,678 | 91,081 | 66,614 | 52,743 | 50,685 | 71,938 | 45,900 | 80,701 | 120,632 | 105,999 | 84,478 | 939,150 |
| 14:00 - 15:00 | 91,815 | 77,561 | 91,921 | 66,305 | 50,111 | 52,223 | 69,033 | 43,099 | 82,192 | 121,633 | 105,945 | 84,066 | 935,904 |
| 15:00 - 16:00 | 90,103 | 75,473 | 90,490 | 65,113 | 52,387 | 52,822 | 69,719 | 40,445 | 81,759 | 121,457 | 104,782 | 83,183 | 927,735 |
| 16:00 - 17:00 | 89,196 | 75,149 | 91,233 | 65,728 | 55,530 | 51,676 | 73,615 | 35,915 | 86,856 | 121,901 | 103,964 | 80,852 | 931,616 |
| 17:00 - 18:00 | 87,957 | 73,108 | 87,496 | 63,960 | 54,263 | 52,479 | 73,027 | 39,536 | 86,726 | 121,030 | 103,094 | 80,120 | 922,794 |
| 18:00 - 19:00 | 86,416 | 69,828 | 87,415 | 60,600 | 50,279 | 50,127 | 75,790 | 34,987 | 86,416 | 117,856 | 102,437 | 79,010 | 901,160 |
| 19:00 - 20:00 | 85,754 | 63,459 | 85,382 | 60,350 | 44,664 | 46,954 | 76,123 | 34,774 | 86,394 | 110,250 | 97,414 | 78,931 | 870,449 |
| 20:00 - 21:00 | 83,367 | 59,777 | 82,651 | 55,406 | 38,778 | 45,471 | 76,008 | 33,807 | 79,817 | 107,591 | 91,909 | 77,463 | 832,045 |
| 21:00 - 22:00 | 81,001 | 56,338 | 80,256 | 53,802 | 39,701 | 47,564 | 73,902 | 37,405 | 76,385 | 103,464 | 87,178 | 74,251 | 811,247 |
| 22:00 - 23:00 | 80,964 | 55,102 | 77,825 | 54,176 | 43,436 | 46,373 | 76,871 | 39,602 | 76,176 | 101,841 | 82,344 | 71,030 | 805,740 |
| 23:00 - 24:00 | 81,244 | 55,955 | 79,339 | 51,106 | 40,761 | 51,792 | 74,100 | 40,917 | 79,204 | 98,981 | 81,492 | 69,700 | 804,590 |
| All | 2,052,636 | 1,548,467 | 1,900,286 | 1,399,050 | 1,113,477 | 1,107,164 | 1,676,550 | 1,047,158 | 1,741,355 | 2,448,366 | 2,228,806 | 1,811,238 | 20,074,550 |

單位:kWh

表 4.9 2030 年地點 8(中部)的 12 月 24 小時單一發電計算結果

| Hour | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | All |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| 00:00 - 01:00 | 95,058 | 68,078 | 76,905 | 53,102 | 29,012 | 28,559 | 35,656 | 30,345 | 63,226 | 90,757 | 74,372 | 86,615 | 731,686 |
| 01:00 - 02:00 | 94,955 | 70,977 | 74,459 | 51,266 | 28,693 | 30,792 | 33,838 | 32,807 | 60,285 | 84,404 | 75,642 | 87,455 | 725,573 |
| 02:00 - 03:00 | 94,972 | 70,318 | 70,332 | 50,258 | 29,883 | 29,143 | 31,659 | 28,941 | 56,518 | 82,363 | 75,631 | 87,776 | 707,794 |
| 03:00 - 04:00 | 96,210 | 73,041 | 70,750 | 51,194 | 33,895 | 27,818 | 31,414 | 31,197 | 58,401 | 80,394 | 74,796 | 87,629 | 716,738 |
| 04:00 - 05:00 | 97,334 | 75,883 | 70,315 | 53,528 | 35,679 | 30,106 | 31,325 | 30,276 | 56,131 | 79,464 | 74,065 | 90,519 | 724,626 |
| 05:00 - 06:00 | 95,727 | 74,954 | 69,907 | 54,007 | 31,749 | 32,074 | 30,486 | 29,443 | 54,800 | 80,455 | 74,124 | 90,753 | 718,477 |
| 06:00 - 07:00 | 96,353 | 75,685 | 72,830 | 51,790 | 30,389 | 32,156 | 28,780 | 26,488 | 54,953 | 77,885 | 73,609 | 90,580 | 711,498 |
| 07:00 - 08:00 | 95,068 | 74,997 | 73,054 | 55,586 | 32,288 | 27,993 | 31,644 | 26,820 | 56,605 | 77,847 | 74,096 | 91,214 | 717,212 |
| 08:00 - 09:00 | 94,098 | 71,892 | 71,366 | 56,520 | 33,194 | 31,219 | 27,628 | 29,055 | 49,641 | 78,984 | 73,862 | 88,823 | 706,283 |
| 09:00 - 10:00 | 95,060 | 74,741 | 73,186 | 56,588 | 36,822 | 33,560 | 29,723 | 30,961 | 50,344 | 83,041 | 73,699 | 89,631 | 727,358 |
| 10:00 - 11:00 | 95,783 | 76,533 | 79,397 | 60,015 | 37,478 | 37,120 | 30,418 | 27,135 | 54,827 | 89,156 | 73,090 | 89,799 | 750,752 |
| 11:00 - 12:00 | 97,335 | 78,241 | 85,673 | 62,167 | 44,010 | 38,064 | 33,221 | 27,884 | 61,605 | 98,312 | 76,818 | 91,258 | 794,588 |
| 12:00 - 13:00 | 101,141 | 78,005 | 88,585 | 67,607 | 46,624 | 39,674 | 36,262 | 33,794 | 65,999 | 104,046 | 80,672 | 94,264 | 836,673 |
| 13:00 - 14:00 | 105,312 | 76,286 | 91,114 | 67,206 | 51,754 | 41,536 | 37,027 | 36,178 | 70,641 | 109,181 | 85,128 | 95,742 | 867,104 |
| 14:00 - 15:00 | 107,450 | 76,907 | 91,956 | 62,281 | 55,581 | 46,519 | 39,123 | 37,004 | 69,101 | 111,608 | 92,751 | 95,946 | 886,225 |
| 15:00 - 16:00 | 107,186 | 75,184 | 90,738 | 60,006 | 50,952 | 47,786 | 38,334 | 39,554 | 71,608 | 113,435 | 96,709 | 98,223 | 889,715 |
| 16:00 - 17:00 | 105,356 | 73,684 | 88,403 | 58,071 | 48,618 | 42,173 | 38,770 | 41,625 | 74,470 | 113,528 | 96,847 | 97,500 | 879,044 |
| 17:00 - 18:00 | 103,393 | 71,715 | 85,293 | 55,064 | 45,429 | 38,667 | 38,020 | 39,964 | 74,717 | 112,091 | 97,419 | 95,592 | 857,366 |
| 18:00 - 19:00 | 101,449 | 71,184 | 83,524 | 51,992 | 42,653 | 34,122 | 36,002 | 36,790 | 73,354 | 109,620 | 97,177 | 93,517 | 831,386 |
| 19:00 - 20:00 | 98,949 | 71,105 | 87,633 | 50,954 | 40,804 | 30,576 | 35,575 | 37,420 | 70,747 | 108,361 | 96,031 | 92,360 | 820,516 |
| 20:00 - 21:00 | 96,959 | 70,806 | 85,025 | 48,927 | 39,134 | 29,808 | 33,132 | 32,549 | 68,129 | 105,631 | 92,690 | 91,630 | 794,422 |
| 21:00 - 22:00 | 95,798 | 68,676 | 83,891 | 48,268 | 34,940 | 30,285 | 31,068 | 35,201 | 63,841 | 103,013 | 90,260 | 90,804 | 776,046 |
| 22:00 - 23:00 | 94,120 | 66,119 | 81,739 | 49,956 | 31,899 | 32,550 | 31,606 | 35,138 | 63,018 | 97,898 | 87,016 | 90,211 | 761,271 |
| 23:00 - 24:00 | 92,276 | 69,375 | 80,140 | 49,683 | 30,027 | 34,333 | 34,584 | 33,455 | 61,658 | 91,693 | 79,973 | 88,976 | 746,175 |
| All | 2,357,344 | 1,754,388 | 1,926,215 | 1,326,035 | 921,510 | 826,636 | 805,296 | 790,024 | 1,504,619 | 2,283,166 | 1,986,477 | 2,196,817 | 18,678,526 |

單位:kWh

表 4.10 2030 年地點 12(南部)的 12 月 24 小時單一發電計算結果

| Hour | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | All |
|---------------|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|
| 00:00 - 01:00 | 51,733 | 28,994 | 27,363 | 15,407 | 6,577 | 17,004 | 23,217 | 20,213 | 21,525 | 3,959 | 15,843 | 38,468 | 270,302 |
| 01:00 - 02:00 | 51,816 | 32,688 | 27,238 | 15,293 | 8,277 | 15,937 | 22,900 | 26,913 | 22,548 | 2,823 | 17,200 | 39,459 | 283,093 |
| 02:00 - 03:00 | 55,348 | 36,575 | 26,997 | 14,222 | 5,002 | 18,385 | 18,381 | 27,259 | 21,191 | 1,592 | 19,336 | 37,924 | 282,212 |
| 03:00 - 04:00 | 58,093 | 38,670 | 27,936 | 15,956 | 6,693 | 17,940 | 19,096 | 27,184 | 16,702 | 1,621 | 20,049 | 39,408 | 289,347 |
| 04:00 - 05:00 | 59,599 | 42,158 | 26,744 | 15,721 | 6,465 | 16,761 | 16,618 | 27,042 | 16,445 | 1,524 | 19,574 | 39,240 | 287,892 |
| 05:00 - 06:00 | 60,825 | 44,041 | 25,984 | 14,252 | 6,204 | 17,196 | 17,103 | 28,405 | 17,945 | 2,142 | 18,673 | 39,866 | 292,636 |
| 06:00 - 07:00 | 59,702 | 45,201 | 27,431 | 13,601 | 5,665 | 14,917 | 19,404 | 24,742 | 18,153 | 3,900 | 19,264 | 40,756 | 292,736 |
| 07:00 - 08:00 | 61,517 | 46,723 | 28,021 | 14,642 | 4,891 | 16,169 | 18,140 | 22,370 | 20,380 | 3,584 | 16,964 | 39,712 | 293,114 |
| 08:00 - 09:00 | 51,910 | 37,507 | 25,478 | 12,656 | 5,324 | 20,342 | 12,619 | 19,708 | 15,648 | 2,315 | 14,646 | 32,228 | 250,381 |
| 09:00 - 10:00 | 39,154 | 29,255 | 23,964 | 16,237 | 6,849 | 19,624 | 15,163 | 21,771 | 10,830 | 1,863 | 12,225 | 26,805 | 223,739 |
| 10:00 - 11:00 | 32,522 | 27,110 | 25,480 | 22,789 | 8,378 | 17,879 | 20,673 | 21,073 | 12,910 | 3,740 | 15,321 | 23,765 | 231,640 |
| 11:00 - 12:00 | 37,714 | 45,516 | 36,067 | 28,715 | 12,912 | 25,682 | 23,492 | 26,262 | 14,021 | 10,629 | 20,855 | 29,544 | 311,408 |
| 12:00 - 13:00 | 67,434 | 56,994 | 44,058 | 37,725 | 17,555 | 29,990 | 26,759 | 27,925 | 20,612 | 18,210 | 33,601 | 45,854 | 426,718 |
| 13:00 - 14:00 | 82,080 | 62,233 | 52,065 | 40,888 | 21,560 | 34,942 | 32,696 | 31,245 | 23,401 | 30,458 | 43,176 | 60,767 | 515,511 |
| 14:00 - 15:00 | 89,670 | 65,954 | 57,721 | 38,078 | 21,537 | 31,950 | 31,616 | 31,509 | 30,790 | 39,194 | 47,973 | 70,594 | 556,586 |
| 15:00 - 16:00 | 87,982 | 64,095 | 52,713 | 37,854 | 21,022 | 31,527 | 27,175 | 37,672 | 30,576 | 38,987 | 47,048 | 70,076 | 546,726 |
| 16:00 - 17:00 | 88,613 | 63,204 | 52,849 | 36,448 | 18,425 | 31,215 | 26,995 | 35,978 | 32,749 | 38,062 | 47,190 | 70,287 | 542,016 |
| 17:00 - 18:00 | 82,742 | 57,637 | 49,775 | 29,749 | 14,906 | 27,508 | 28,088 | 38,827 | 29,879 | 36,767 | 42,915 | 65,917 | 504,710 |
| 18:00 - 19:00 | 75,165 | 54,352 | 41,709 | 25,577 | 15,012 | 22,977 | 23,679 | 29,483 | 23,727 | 30,776 | 36,989 | 57,717 | 437,162 |
| 19:00 - 20:00 | 67,353 | 46,349 | 34,723 | 23,095 | 14,159 | 21,725 | 25,598 | 31,698 | 22,861 | 21,551 | 29,225 | 48,889 | 387,224 |
| 20:00 - 21:00 | 58,463 | 39,158 | 27,256 | 21,921 | 10,437 | 18,811 | 20,177 | 31,167 | 26,100 | 12,018 | 23,513 | 42,433 | 331,454 |
| 21:00 - 22:00 | 49,555 | 32,146 | 25,660 | 18,260 | 9,542 | 21,060 | 21,439 | 29,967 | 20,388 | 8,487 | 18,660 | 34,974 | 290,138 |
| 22:00 - 23:00 | 49,989 | 30,239 | 25,626 | 15,995 | 7,741 | 20,184 | 21,155 | 27,662 | 21,631 | 6,015 | 16,409 | 34,432 | 277,077 |
| 23:00 - 24:00 | 49,812 | 27,486 | 26,202 | 15,265 | 6,253 | 16,101 | 23,663 | 25,499 | 21,734 | 4,595 | 16,061 | 35,169 | 267,839 |
| All | 1,468,791 | 1,054,286 | 819,057 | 540,345 | 261,386 | 525,824 | 535,846 | 671,573 | 512,745 | 324,813 | 612,708 | 1,064,285 | 8,391,658 |

單位:kWh

表 4.11 為本研究計算 2030 年所有離岸風力發電機加總起來的發電量，發電量皆已乘上調整係數(詳見 4.1.2)為 0.8(實際的發電量/本研究評估發電量)，發電量較高的月份是從 10 月至 3 月，單月發電量都在 1000 百萬度以上，發電量在 5 月至 8 月最低，單月發電量在 500 百萬度左右。

一年當中，全年(1~12 月)24 小時的各小時發電量都在 450 萬度到 500 萬度左右，在一天當中的發電量算是比較穩定，對於發電穩定性的探討在 4.3.3 有更深入的探討。

表 4.11 2030 年所有風力發電機的 12 個月 24 小時的發電量

| Hour | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | All |
|---------------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-------|
| 00:00 - 01:00 | 58 | 41 | 48 | 33 | 21 | 23 | 24 | 21 | 37 | 56 | 50 | 53 | 464 |
| 01:00 - 02:00 | 58 | 41 | 47 | 32 | 21 | 23 | 24 | 22 | 37 | 54 | 49 | 53 | 460 |
| 02:00 - 03:00 | 58 | 41 | 45 | 32 | 20 | 21 | 23 | 21 | 36 | 53 | 49 | 53 | 453 |
| 03:00 - 04:00 | 59 | 43 | 45 | 32 | 22 | 21 | 22 | 22 | 35 | 52 | 49 | 53 | 452 |
| 04:00 - 05:00 | 59 | 43 | 45 | 33 | 23 | 21 | 21 | 21 | 33 | 52 | 48 | 53 | 453 |
| 05:00 - 06:00 | 59 | 43 | 44 | 33 | 21 | 20 | 21 | 21 | 32 | 52 | 48 | 54 | 448 |
| 06:00 - 07:00 | 59 | 44 | 44 | 32 | 21 | 21 | 21 | 20 | 32 | 51 | 47 | 53 | 444 |
| 07:00 - 08:00 | 58 | 43 | 44 | 32 | 21 | 20 | 21 | 19 | 32 | 51 | 46 | 53 | 440 |
| 08:00 - 09:00 | 57 | 43 | 43 | 33 | 20 | 20 | 20 | 20 | 29 | 51 | 45 | 52 | 434 |
| 09:00 - 10:00 | 57 | 43 | 44 | 34 | 22 | 21 | 21 | 20 | 30 | 52 | 45 | 52 | 442 |
| 10:00 - 11:00 | 57 | 45 | 46 | 35 | 23 | 23 | 22 | 19 | 32 | 54 | 46 | 53 | 454 |
| 11:00 - 12:00 | 58 | 46 | 50 | 36 | 26 | 23 | 23 | 19 | 33 | 57 | 47 | 54 | 474 |
| 12:00 - 13:00 | 61 | 47 | 52 | 39 | 27 | 24 | 25 | 21 | 36 | 59 | 49 | 55 | 495 |
| 13:00 - 14:00 | 63 | 48 | 53 | 38 | 29 | 26 | 25 | 22 | 37 | 62 | 50 | 56 | 509 |
| 14:00 - 15:00 | 64 | 48 | 53 | 37 | 30 | 27 | 26 | 22 | 38 | 63 | 53 | 57 | 518 |
| 15:00 - 16:00 | 63 | 47 | 52 | 36 | 28 | 27 | 25 | 22 | 39 | 64 | 55 | 58 | 516 |
| 16:00 - 17:00 | 62 | 47 | 51 | 35 | 27 | 25 | 25 | 23 | 40 | 64 | 55 | 57 | 513 |
| 17:00 - 18:00 | 61 | 45 | 50 | 34 | 26 | 24 | 25 | 23 | 40 | 63 | 55 | 56 | 501 |
| 18:00 - 19:00 | 60 | 44 | 50 | 33 | 26 | 22 | 25 | 22 | 39 | 62 | 54 | 55 | 493 |
| 19:00 - 20:00 | 59 | 44 | 51 | 32 | 24 | 22 | 25 | 22 | 39 | 62 | 54 | 55 | 487 |
| 20:00 - 21:00 | 57 | 43 | 50 | 32 | 24 | 21 | 24 | 21 | 39 | 62 | 53 | 54 | 479 |
| 21:00 - 22:00 | 57 | 41 | 50 | 31 | 23 | 22 | 24 | 21 | 38 | 61 | 52 | 54 | 473 |
| 22:00 - 23:00 | 57 | 41 | 49 | 32 | 22 | 23 | 24 | 21 | 37 | 60 | 52 | 54 | 471 |
| 23:00 - 24:00 | 57 | 42 | 49 | 31 | 23 | 24 | 25 | 21 | 37 | 57 | 51 | 53 | 469 |
| All | 1417 | 1053 | 1157 | 808 | 569 | 542 | 558 | 504 | 856 | 1376 | 1202 | 1300 | 11343 |

單位:百萬度

4.2.3 2030 年太陽能發電評估

由於民營的太陽能發電地點過於零散，我們採用美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)) 紀錄 22 年之全球日照量資料庫，擷取的臺灣電力公司發電廠的地點(表 4.5)的日照量，再以這些地點的 22 年(1983-2005)平均日照量去代表 2030 年所有地點的平均日照量(於 4.1.3 驗證計算方法時也是依據 22 年平均日照量代表 105 年的日照量)，再根據經濟部能源局 2016 能源產業技術白皮書的規劃的裝置容量(如表 2.1 所示)，去評估 2030 年的 12 個月發電量。表 4.12 為 2030 年太陽光電的計算結果，可以明顯的看出在夏半季時的發電量比冬半季高出許多，在 7 月時發電量最高可達到 1339 百萬度，而在 2 月時發電量最低，只有 658 百萬度，太陽光電的總發電量可以達到 113.67 億度，在 4.3.3 會根據太陽光電發電的穩定性與供需關係做更深入的探討。

表 4.12 2030 年太陽光電 12 個月發電量計算結果

| 月份 | 日照量 kWh/m ² /day | 月份天數 | 2030 年太陽光電 裝置容量(kW) | 發電量(百萬度) |
|----|-----------------------------|------|------------------------|----------|
| 1 | 3.11 | 31 | 8700000 | 671 |
| 2 | 3.38 | 28 | | 658 |
| 3 | 4.04 | 31 | | 872 |
| 4 | 4.69 | 30 | | 979 |
| 5 | 5.12 | 31 | | 1106 |
| 6 | 5.62 | 30 | | 1173 |
| 7 | 6.20 | 31 | | 1339 |
| 8 | 5.62 | 31 | | 1213 |
| 9 | 4.93 | 30 | | 1030 |
| 10 | 4.35 | 31 | | 938 |
| 11 | 3.46 | 30 | | 722 |
| 12 | 3.09 | 31 | | 667 |
| 合計 | | | | 11367 |

4.3 評估 2030 年再生能源扮演角色與電力供給狀態

4.3.1 未來太陽能發電與離岸風力發電與臺灣電力供需關係

一、月變化

表 4.13 及圖 4.24 分別為臺灣 101 年至 105 年的 12 個月的發電量統計及發電量時序圖，從該圖表可以先看出年發電量在這五年有漸漸提升的趨勢，而用電量最高的月份是集中在七月與八月部分，也就是夏季冷氣大量使用時有最高的用電量，約 210 億度，因為春節假期以及冬天的關係，使得在 2 月時最低，約 140 億度，總之在夏季時有最高的用電量，在冬季時用電量最低。

表 4.14 為本研究評估 2030 年 12 個月離岸發電與太陽光電的發電量，而圖 4.25 則為其 12 個月時序圖，可以觀察出，在 5 月到 8 月夏季用電量較高時離岸風力發電的發電量反而較低，每月發電量約為 550 百萬度，而在秋冬季節的離岸風力發電量則處於高峰，每月發電量約為 1200 百萬度，比較圖 4.24 與圖 4.25 可以看出離岸風力發電的趨勢是幾乎與用電量是完全相反的，在夏天最容易有缺電危機時，離岸風力發電能補上的發電量反而是最低的。在太陽光電方面，發電量的高峰在 7 月與 8 月，每月約 1200 百萬度，在冬季的太陽能發電量最低，約 660 百萬度，可見太陽光電的發電趨勢與用電量較為相符。

二、小時變化

在 24 小時的電力分布，圖 4.26 為 103~105 年的四季 24 小時用電量分布時序圖，可以看到在中午與下午的時段是用電量的高峰期，在夏季中午的用電量每小時最高約為 36 百萬度，表 4.15 則為 103 年~105 年臺灣四季的 24 小時用電量，將圖 4.26 的詳細資料列在此表。圖 4.27 為本研究評估 2030 年離岸風力發電四季 24 小時發電量分布時序圖，可以看出在中午與下午時段離岸風力發電的發電量都比其他時期略為大一些，但是整天的發電量變化不大，而其中詳細數值列於表 4.16，圖 4.28 則為本研究評估 2030 年太陽光電發電四季 24 小時發電量分布時序圖，可以看出太陽光電是在中午與下午有最高的發電量，可以應對在中午供電系統最高的用電量，詳細數值列於表 4.17，對於離岸風力發電與太陽光電發電穩定性的探討，在 4.3.2 節有更詳細的討論。

表 4.13 臺灣 101 年至 105 年的 12 個月的發電量

(來源:臺灣電力公司)

| 月份 | 105 發電量 | 104 發電量 | 103 發電量 | 102 發電量 | 101 發電量 |
|------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 月 | 16740 | 16368 | 16070 | 16219 | 15252 |
| 2 月 | 14112 | 14112 | 14381 | 14112 | 14851 |
| 3 月 | 17112 | 17038 | 16666 | 16666 | 16814 |
| 4 月 | 17424 | 16920 | 16920 | 16344 | 16848 |
| 5 月 | 19567 | 18823 | 18600 | 18377 | 18377 |
| 6 月 | 20376 | 20376 | 19296 | 19296 | 18288 |
| 7 月 | 21427 | 21055 | 21427 | 20088 | 20386 |
| 8 月 | 21576 | 19716 | 20832 | 20237 | 19418 |
| 9 月 | 18864 | 18360 | 20016 | 18360 | 18144 |
| 10 月 | 19642 | 18600 | 18079 | 17633 | 17112 |
| 11 月 | 17496 | 17136 | 16560 | 16416 | 16200 |
| 12 月 | 17410 | 16889 | 16814 | 16368 | 16219 |

單位:百萬度

表 4.14 離岸發電與太陽光電 2030 年 12 個月的發電量

| 月份 | 2030 年離岸風力發電量 | 2030 年太陽能發電發電量 |
|----|---------------|----------------|
| 1 | 1417 | 671 |
| 2 | 1053 | 658 |
| 3 | 1157 | 872 |
| 4 | 808 | 979 |
| 5 | 569 | 1106 |
| 6 | 542 | 1173 |
| 7 | 558 | 1339 |
| 8 | 504 | 1213 |
| 9 | 856 | 1030 |
| 10 | 1376 | 938 |
| 11 | 1202 | 722 |
| 12 | 1300 | 667 |
| 合計 | 11343 | 11367 |

單位:百萬度

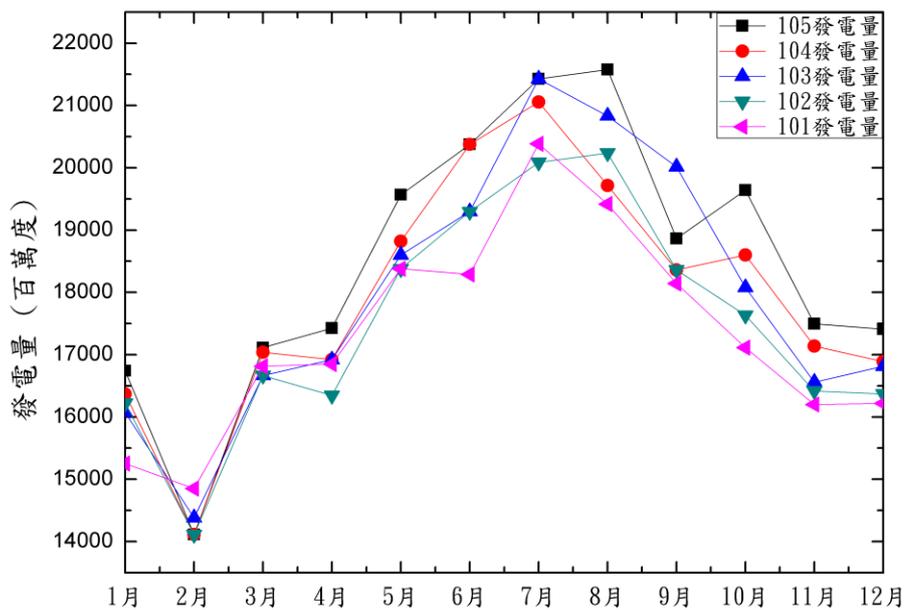


圖 4.24 臺灣 101 年至 105 年的 12 個月的發電量時序圖

(來源:臺灣電力公司)

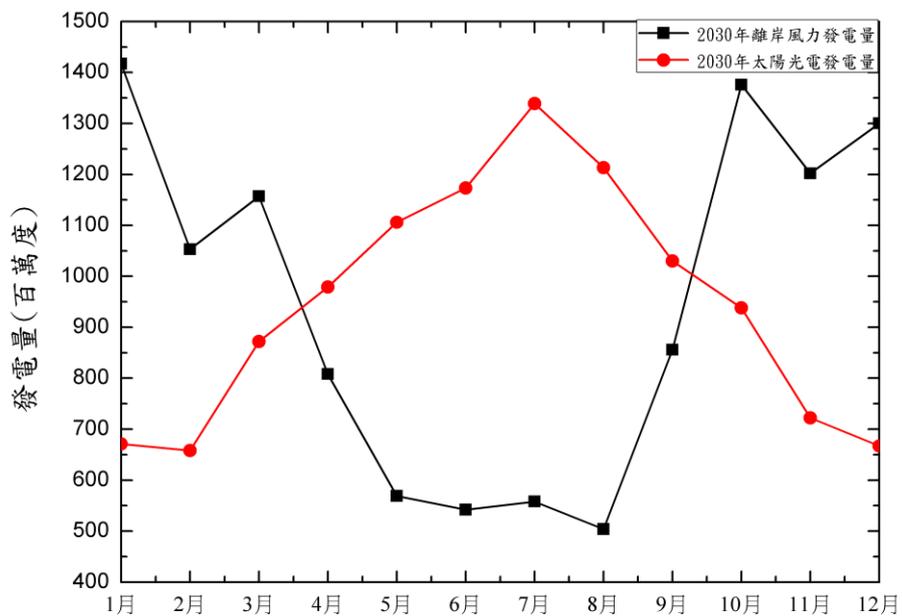


圖 4.25 2030 年離岸風力發電與太陽光電 12 個月時序圖

表 4.15 103 年~105 年四季的 24 小時平均發電量

(來源:臺灣電力公司)

| 四季小時 發電量 | 105 春 | 104 春 | 103 春 | 105 夏 | 104 夏 | 103 夏 | 105 秋 | 104 秋 | 103 秋 | 105 冬 | 104 冬 | 103 冬 |
|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | 22 | 21 | 21 | 29 | 29 | 29 | 25 | 22 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| 2 | 21 | 20 | 21 | 28 | 28 | 27 | 25 | 21 | 21 | 20 | 20 | 20 |
| 3 | 21 | 19 | 20 | 27 | 27 | 26 | 24 | 20 | 20 | 20 | 19 | 19 |
| 4 | 21 | 19 | 20 | 26 | 26 | 25 | 23 | 20 | 20 | 19 | 19 | 19 |
| 5 | 21 | 19 | 20 | 25 | 25 | 25 | 23 | 20 | 20 | 19 | 19 | 19 |
| 6 | 21 | 19 | 20 | 25 | 24 | 24 | 23 | 20 | 20 | 20 | 19 | 19 |
| 7 | 21 | 20 | 20 | 25 | 24 | 24 | 23 | 20 | 20 | 21 | 20 | 20 |
| 8 | 22 | 21 | 21 | 26 | 26 | 25 | 25 | 21 | 21 | 21 | 22 | 21 |
| 9 | 25 | 24 | 25 | 31 | 30 | 30 | 29 | 25 | 25 | 24 | 24 | 23 |
| 10 | 27 | 25 | 26 | 33 | 33 | 32 | 31 | 26 | 26 | 25 | 25 | 24 |
| 11 | 28 | 25 | 27 | 34 | 33 | 33 | 32 | 27 | 27 | 26 | 25 | 25 |
| 12 | 28 | 26 | 27 | 35 | 35 | 34 | 32 | 28 | 27 | 26 | 25 | 25 |
| 13 | 26 | 24 | 26 | 34 | 34 | 33 | 31 | 26 | 25 | 24 | 23 | 23 |
| 14 | 28 | 25 | 27 | 36 | 35 | 35 | 32 | 28 | 27 | 25 | 25 | 24 |
| 15 | 28 | 26 | 28 | 36 | 35 | 35 | 32 | 28 | 27 | 25 | 25 | 25 |
| 16 | 28 | 26 | 28 | 36 | 35 | 34 | 32 | 28 | 27 | 26 | 25 | 25 |
| 17 | 28 | 26 | 27 | 35 | 34 | 33 | 32 | 28 | 27 | 26 | 26 | 25 |
| 18 | 28 | 26 | 27 | 34 | 33 | 33 | 31 | 27 | 27 | 26 | 26 | 26 |
| 19 | 28 | 26 | 27 | 34 | 32 | 32 | 31 | 28 | 27 | 27 | 27 | 26 |
| 20 | 28 | 26 | 27 | 34 | 33 | 33 | 31 | 27 | 27 | 26 | 26 | 26 |
| 21 | 27 | 25 | 27 | 34 | 33 | 33 | 30 | 26 | 26 | 26 | 26 | 25 |
| 22 | 26 | 24 | 26 | 33 | 32 | 32 | 29 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| 23 | 25 | 23 | 24 | 32 | 32 | 31 | 28 | 24 | 23 | 24 | 24 | 24 |
| 24 | 24 | 22 | 23 | 32 | 31 | 30 | 27 | 23 | 23 | 23 | 22 | 23 |

單位:百萬度

表 4.16 2030 年離岸風力發電的四季 24 小時平均發電量

| 小時發電量 (萬度) | 2030 春季 | 2030 夏季 | 2030 秋季 | 2030 冬季 | 季平均 |
|---------------|---------|---------|---------|---------|-----|
| 1 | 37 | 25 | 52 | 56 | 42 |
| 2 | 36 | 25 | 51 | 56 | 42 |
| 3 | 35 | 24 | 50 | 56 | 41 |
| 4 | 36 | 23 | 50 | 57 | 41 |
| 5 | 36 | 23 | 49 | 58 | 41 |
| 6 | 36 | 22 | 48 | 57 | 41 |
| 7 | 35 | 22 | 48 | 57 | 41 |
| 8 | 35 | 21 | 48 | 57 | 40 |
| 9 | 35 | 22 | 46 | 56 | 40 |
| 10 | 36 | 22 | 47 | 56 | 40 |
| 11 | 38 | 23 | 48 | 57 | 42 |
| 12 | 41 | 24 | 50 | 59 | 43 |
| 13 | 43 | 25 | 52 | 60 | 45 |
| 14 | 43 | 26 | 55 | 62 | 47 |
| 15 | 43 | 27 | 56 | 63 | 47 |
| 16 | 42 | 27 | 57 | 62 | 47 |
| 17 | 41 | 26 | 58 | 61 | 47 |
| 18 | 40 | 26 | 58 | 60 | 46 |
| 19 | 39 | 25 | 57 | 59 | 45 |
| 20 | 39 | 25 | 57 | 58 | 45 |
| 21 | 38 | 24 | 56 | 57 | 44 |
| 22 | 38 | 24 | 55 | 56 | 43 |
| 23 | 38 | 25 | 54 | 56 | 43 |
| 24 | 37 | 25 | 53 | 56 | 43 |

表 4.17 2030 年太陽光電發電的四季 24 小時平均發電量

| 每三小時 發電量(萬度) | 2030 年春季 | 2030 年夏季 | 2030 年秋季光電 | 2030 年冬季 |
|-----------------|----------|----------|------------|----------|
| 23~2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2~5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5~8 | 14 | 30 | 4 | 0 |
| 8~11 | 492 | 709 | 478 | 258 |
| 11~14 | 1137 | 1431 | 1181 | 877 |
| 14~17 | 1046 | 1313 | 976 | 786 |
| 17~20 | 295 | 438 | 154 | 127 |
| 20~23 | 0 | 0 | 0 | 0 |

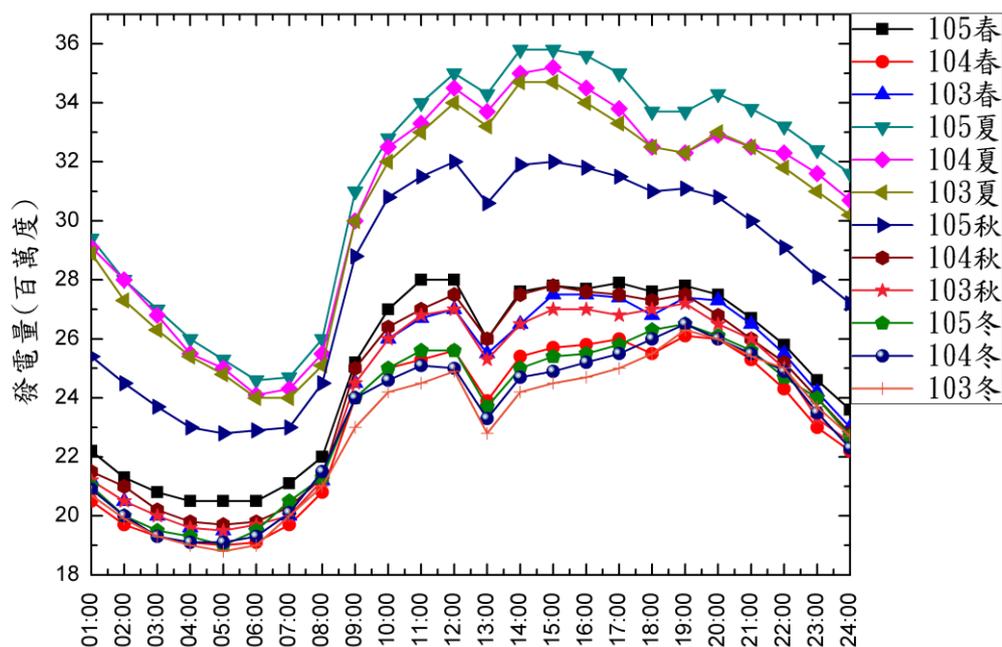


圖 4.26 103 年~105 年四季的 24 小時平均發電量時序圖

(來源:臺灣電力公司)

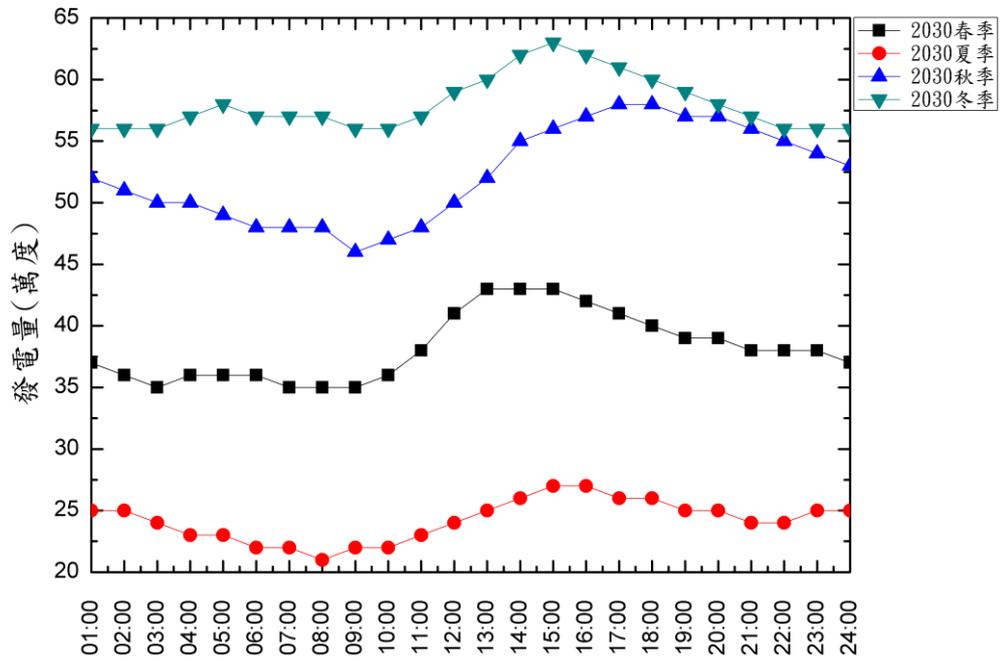


圖 4.27 2030 年離岸風力發電的四季 24 小時平均發電量

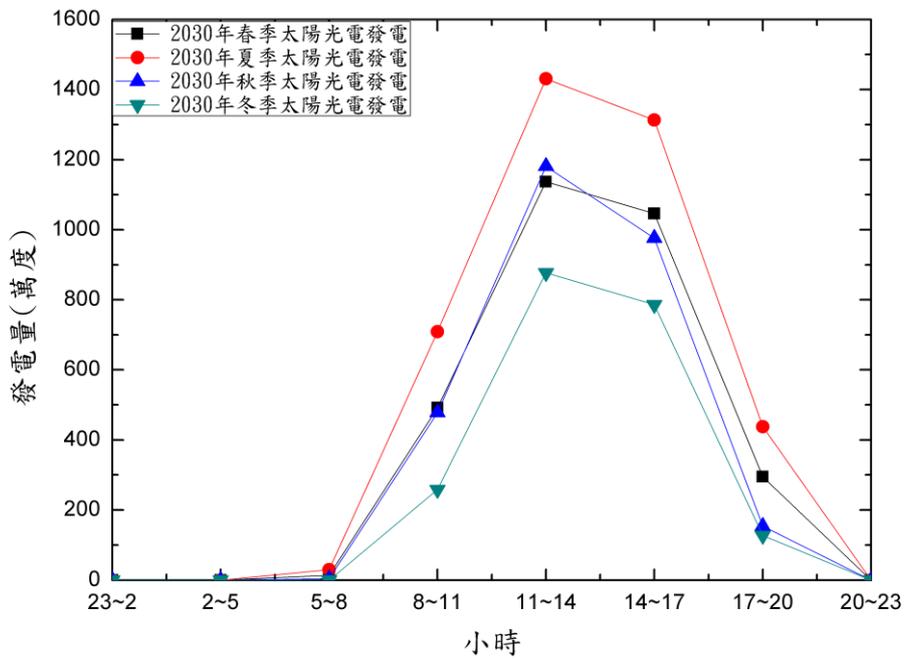


圖 4.28 2030 年太陽光電發電的四季 24 小時平均發電量

4.3.2 評估臺灣 2030 年離岸風力與太陽光電發電的穩定性

本研究將發電的穩定性分成二種穩定性，分別為月平均發電穩定性(或季平均發電量穩定性)，與一天內 24 小時的小時平均發電量穩定性。在探討穩定性時我們以發電量的最大差距與標準差兩個指標來量化穩定性，由最大差距我們可以看出在一年中的各個月發電量或一天當中各個小時發電量的電力差距。例如，我們對於一年當中某個月離岸風力的風速特別低，或是日照量特別低，會與他們發電量最高時的風速或日照量之間差距有多少，就可以知道他所有變化的範圍有多少。而由標準差則可以看出，在一年當中的各個月發電量或與一天當中各個小時發電量的分散程度，這可說是與發電穩定性最有關係的評斷標準。

一、月變化

圖 4.29 為 2030 年離岸風力發電的月發電量時序圖，可以看到在 5~8 月發電量較低，10 月至 1 月發電量高，而其中最高與最低月發電量差距最大可以達到 913 百萬度，這相當於一年平均月發電量的 96.5%，表示差距已經將近一個月的平均電量，不同月份的發電量差距甚大。月發電量的標準差為 348 百萬度，為一年當中月平均發電量的 37%，可以顯示離岸風力發電每個月之月發電量差異量大，不集中。

太陽光電在 5~9 月的發電量最高(圖 4.29)，而在 11 月到 1 月的發電量最低，月平均發電量最大差距為 681 百萬度，為一年當中月平均發電量的 71%，最大差距也達了一半以上的平均發電量，差距大，而各月發電量的標準差為 234 百萬度，為一年當中月平均發電量的 25%，表示太陽光電在一年當中的月發電量不穩定，月與月之間的差距較大。

離岸風力發電與太陽光電為未來再生能源供應的主力，而在四季卻有非常不同的發電表現，離岸風力發電的高峰在冬季，夏季則發電量約只有冬季的三分之一，太陽能發電則與離岸風力發電相反，發電的高峰則在夏季，冬季的發電量約為夏季的一半，若將離岸風力與太陽光電的發電量加

總得到的結果如圖 4.29，一年當中平均的月發電量為 1892 百萬度，而月份之間的最大差距為 640 百萬度為 12 個月之平均月發電量的 34%，遠較前述離岸風力發電與太陽光電的 96.5%與 71%小，顯示若將離岸風力與太陽光電的發電量加總討論後，可以將月發電量的最大差距的比率降低。而離岸風力加太陽光電的月發電量之標準差僅為 190 百萬度，為 12 個月之平均月發電量的 10%，亦較前述離岸風力發電與太陽光電的 37%與 25%小，顯示將離岸風力與太陽光電加總後，使得發電量的數值更集中，也表示發電量的穩定性也提高了。這代表以月平均的發電量的角度來探討，離岸風力發電與太陽光電儘管受到季節性的影響很大，但由於兩者在一年當中的發電量趨勢恰好相反，若將其二種能源加總，其一年中的 12 個月平均發電量變化不大。因此，未來在發展此二種再生能源時，必須同時並進建設，維持月發電量的穩定性，以維持供電的平衡。不過臺灣的需電量主要是在 7 月與 8 月的需電量最高，並不是平均分布在整年的不過每一個月，所以雖然離岸風力與太陽光電的發電量的總和幾乎是平均分布在各個月份，但是並沒有在 7 月與 8 月份的發電量較高，在需電量較多時無法提供較高的能源，這也就是再生能源較為被動的特性，無法根據需電量去調配。另外，雖然在一年當中每個月分的發電量平穩，但是在十月份的發電量較其他月分高，達到 2300 百萬度，其原因為離岸風力發電在十月的發電量較高，即使在 5~8 月的離岸風力發電的發電量較低僅有約 600 百萬度，但是在九月開始有東北季風時，發電量明顯開始增強，在十月時離岸風力發電發電量已經可以達到 1300 百萬度以上，而太陽光電發電在十月份的發電量尚有 1000 百萬度，並未完全進入到冬季，造成此二種能源加總後的發電量在十月份達到最高。

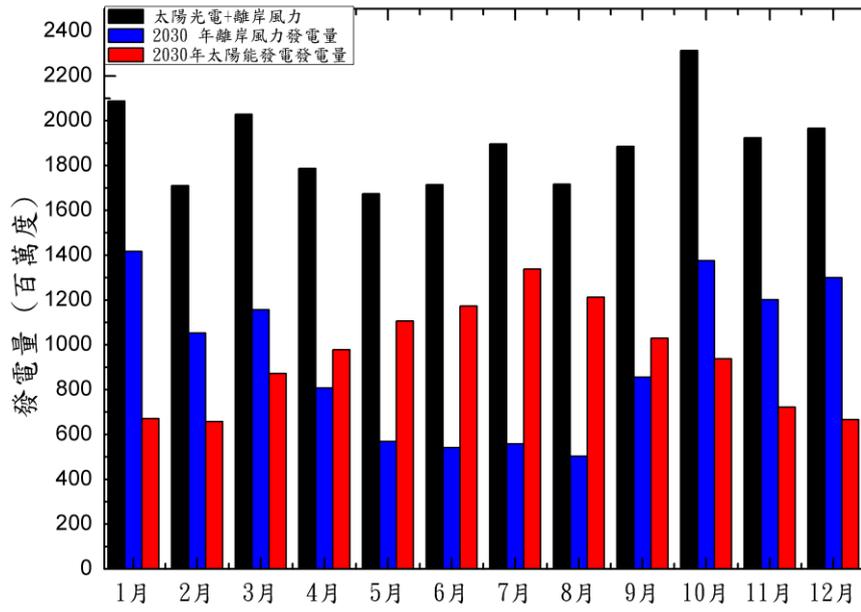


圖 4.29 2030 年離岸風力與太陽光電發電 12 個月發電量分布長條圖

二、小時變化

在每天的 24 小時發電量的部分來說，離岸風力發電的部分如圖 4.27 即為四季的 24 小時發電量，由此圖可以看出風力發電在一天 24 小時內發電量的分布較為平穩，最大差距發生在秋季，為 12 萬度，是秋季小時發電平均的 23%，春夏秋冬四個季節發電量的標準差都在季的 24 小時平均發電量的 10% 以內，所以離岸風力發電的 24 小時平均發電量變化不大，穩定性高，僅在午後略為升高，全年小時平均發電量約為 47 萬度，在清晨與上午時的發電量較低，全年小時平均發電量為 40 萬度。

太陽光電發電在一天當中只有在有日照時能夠發電，各個季節的一日 24 小時發電量如圖 4.28 所示(每三小時一筆數據)，所有的太陽光電發電量都集中於早上 6 時至傍晚 18 時之間，而在中午 11 時至下午 16 時太陽光電的發電量最高，在夏季每小時更是可以達到 400 萬度以上，可以看出，臺灣每日的用電尖峰也是在此階段，太陽光電的發電分布在一天當中只有一半的時間有發電量，且每小時之間發電量的差距大，但是由於台灣需要尖峰電力的時段剛好為太陽光電發電量最高的時段，使太陽光電在下午 2~3 點的用電高峰階段可以增加系統的供電量。

依照一年當中的發電穩定性來看，離岸風力發電可以說是一種變相的基載電力，雖然離岸風力發電無法因為需電量的增減而調配發電量，但如果具備短期預測風力的技術，離岸風力發電可視為一天當中穩定供電的能源。而太陽光電發電的發電量雖只集中在有日照量的時候，雖然無法因為需電量的增減而增減發電量，但是由於主要的發電時間剛好也為需電量的高峰，而往往日照量最強的中午時段，也是大眾大量使用冷氣增加用電量最多的時段，因此可以以太陽光電作為即時補充電力的來源，姑且也算是一種特別的尖載電力。

本研究目標之一是評估未來發電的穩定性與發電量，但是我們對於再生能源的電力的來源依舊是被動的，不似核能與火力發電可以主動的添加

燃料即可增加供電量這麼容易，所以對於再生能源在短期內的預測是未來研究非常值得探討，也才可以更透徹的預測電力供給的狀況。

4.3.3 評估在不同供電結構的供電狀態

以下在評估未來供電結構是否達到平衡狀態，將分別以年發電量、尖峰月份發電量、尖峰月份小時發電量等不同時間尺度，來分別討論。

一、年發電量

本研究根據經濟部能源局與工業技術研究院開發之臺灣 2050 能源供需模擬器所提供資料(來源:工業技術研究院，2014，臺灣 2050 能源供需情境模擬器，<http://my2050.twenergy.org.tw/>)，其中的參數選項詳見 3.7 之表 3.5，獲得 2015 年至 2030 年臺灣未來電力需求資料，圖 4.30 與表 4.18 即為未來電力的需求量，由圖 4.30 可以看出因為經濟上的成長與國家持續發展，電力的需求仍然逐年上升，而我們在未來逐步廢除核能發電的條件下，再生能源與火力發電機組必須增設更多的機組來滿足電力的需求，由表 4.18 可以看出在 2030 年的電力需求將超過 3000 億度，在 2025 年(非核家園目標年限)的需求量也達到 2800 億度以上。

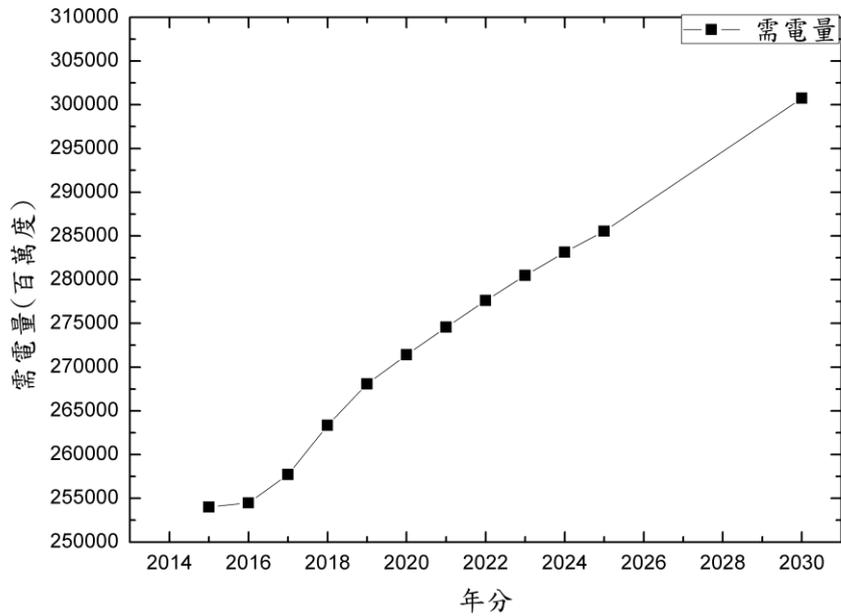


圖 4.30 2015 年至 2030 年需電量推估

表 4.18 2015 年至 2030 年需電量推估表格

| 年分 | 需電量 (百萬度) |
|------|--------------|
| 2015 | 254002 |
| 2016 | 254477 |
| 2017 | 257722 |
| 2018 | 263343 |
| 2019 | 268080 |
| 2020 | 271409 |
| 2021 | 274556 |
| 2022 | 277609 |
| 2023 | 280483 |
| 2024 | 283136 |
| 2025 | 285541 |
| 2030 | 300747 |

(來源:工業技術研究院，2014，臺灣 2050 能源供需情境模擬器)

在得知了未來每年的需電量之後，要開始估計未來的發電量，才可以探討是否會缺電的問題。在估計發電量前必須先得知裝置容量，從表 4.19 與圖 4.31、4.32 可以看出台電長期電源開發方案中之裝置容量，在 2017 年至 2030 年，為了應對電力需求量逐年增加，台電也增設許多燃氣火力發電機組，在 2025 年火力發電達到了將近 30475MW，與 2017 年相比多了 10000MW 以上，在 2030 年燃氣火力發電的裝置容量更是增加到 32000MW 以上，在燃煤火力發電的部分，由於政府欲改善空氣污染，燃煤火力發電的成長有限，在 2030 年的裝置容量只有 16894MW，與 2017 年相比只成長了不到 2000MW。相對來說，燃氣火力發電在 2017 年至 2030 年間則成長了 13000MW。

表 4.19 與圖 4.32 中的在再生能源裝置為台電所擁有之再生能源裝置容量在 2020 年與 2025 年分別為 7533MW 與 8562MW，但是這僅是台電所屬之再生能源裝置容量，並非全臺灣再生能源總量，因為再生能源(離岸風力、太陽光電，等)，有部分的電廠為民營的電廠(2020 年有 10%，2025 年有 32%)，並非為台電所獨佔，因此全臺灣再生能源發電的總裝置容量在 2020 年為 8303MW，在 2030 年可以達到 12513MW(詳見表 2.1)，未來再生能源裝置容量目標列於表 2.1。

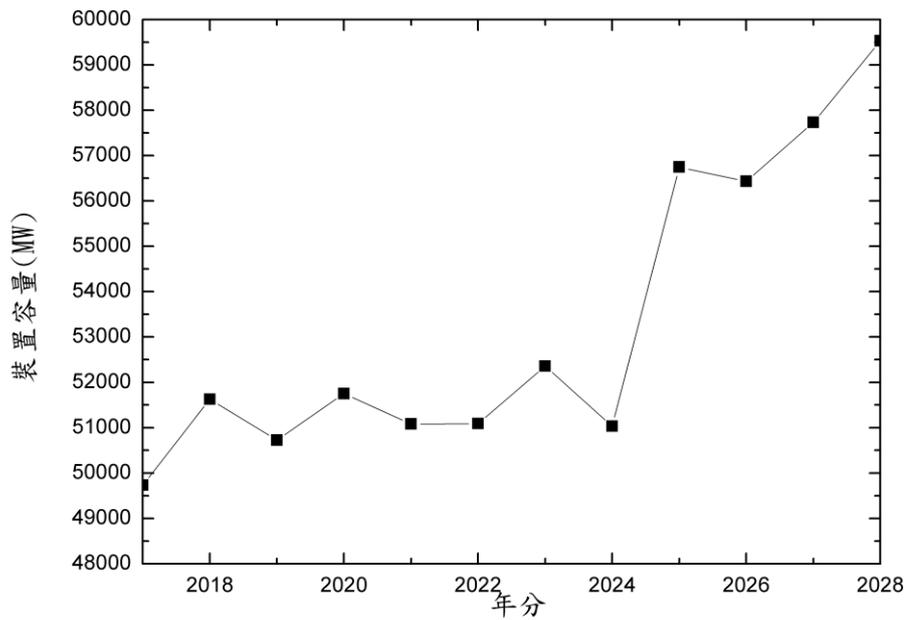


圖 4.31 2015~2030 年台電總裝置容量(來源:106 年台電長期電源開發方案)

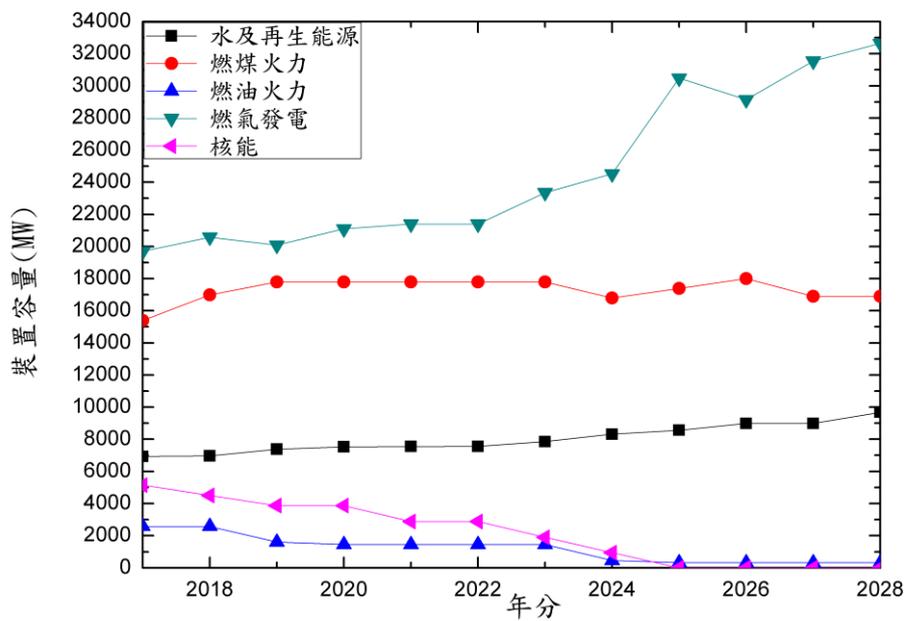


圖 4.32 2015~2030 年台電各能源裝置容量

(來源:106 年台電長期電源開發方案)

表 4.19 2017 年至 2028 年各能源裝置容量(MW)

| 年分 | 水及再生能源 | 燃煤發電 | 燃油發電 | 燃氣發電 | 核能 | 總計 |
|------|--------|-------|------|-------|------|-------|
| 2017 | 6932 | 15394 | 2573 | 19691 | 5144 | 49734 |
| 2018 | 6968 | 16994 | 2573 | 20584 | 4508 | 51627 |
| 2019 | 7381 | 17794 | 1594 | 20084 | 3872 | 50725 |
| 2020 | 7533 | 17794 | 1454 | 21097 | 3872 | 51750 |
| 2021 | 7550 | 17794 | 1454 | 21397 | 2887 | 51082 |
| 2022 | 7557 | 17794 | 1454 | 21397 | 2887 | 51089 |
| 2023 | 7854 | 17794 | 1454 | 23353 | 1902 | 52357 |
| 2024 | 8314 | 16794 | 454 | 24519 | 951 | 51032 |
| 2025 | 8562 | 17394 | 314 | 30475 | 0 | 56745 |
| 2026 | 8984 | 17994 | 314 | 29139 | 0 | 56431 |
| 2027 | 8984 | 16894 | 314 | 31539 | 0 | 57731 |
| 2028 | 9683 | 16894 | 314 | 32639 | 0 | 59530 |

(來源:106 年台電長期電源開發方案)

表 4.20 為台電提供在 105 年各火力發電類型的淨發電量、可用率以及容量因數，由裝置容量與容量因數可獲得淨發電量(裝置容量×容量因數×發電時間－廠內發電＝淨發電量)，而要計算發電的能力，也就是可發電量時，必須使用的參數是可用率，可用率可以視為容量因數的最大值(裝置容量×可用率×發電時間＝可發電量)，由表 4.20 可以看出在 105 年所有機組的可用率都在 90% 左右，這代表在一年當中有扣除歲修、其他供電調度安排等因素，火力發電機組可使用的時間有將近 90% 的時間，而在 105 年汽力燃煤機組為主要的基載電力來源，所以容量因數有達到 85.8%，在未來 2030 年燃氣機組增大，必定會將燃氣機組(複循環機組)的容量因素提高，以補足增加的需電量，在計算可以供應多少電量時必須以可用率來估算發電的能力。

核能發電的容量因素都在 90%(來源：臺灣電力公司網站，http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-b21.aspx)，亦屬於重要的基載電力，而再生能源因為種類繁多，每一種再生能源的發電量不同，除風能及太陽光電為本研究自行評估外，其他再生能源則使用表 2.1 的未來再生能源發電量的數值。

表 4.20 105 年各火力發電機組之淨發電量、可用率與容量因數

| | 裝置容量 (MW) | 發電時間 (天) | 容量因數 (%) | 淨發電量 (十億度) | 可用率 (%) | 可發電量 (十億度) |
|--------|--------------|-------------|-------------|---------------|------------|---------------|
| 汽力燃油機組 | 2650 | 365 | 38.9 | 9.0 | 89.1 | 20.7 |
| 汽力燃煤機組 | 8250 | 365 | 85.8 | 62.0 | 91.3 | 65.9 |
| 汽力燃氣機組 | 1025 | 365 | 58.9 | 5.3 | 73.5 | 6.6 |
| 複循環機組 | 9500 | 365 | 68.9 | 56.9 | 90.3 | 74.5 |
| 氣渦輪機 | 280 | 365 | 3.5 | 0.1 | 93.4 | 2.3 |
| 柴油機 | 220 | 365 | 37.6 | 0.7 | 91.4 | 1.8 |

(來源:臺灣電力公司網站)

以表 4.19 的裝置容量與表 4.20 的火力發電機組可用率，可計算出未來火力發電的年發電量(裝置容量 × 可用率 × 發電時間 = 可發電量)，離岸風力與太陽光電的年發電量來自本研究於 4.2 節(表 4.11 與 4.12)評估之結果，其他再生能源的年發電量則是以表 2.1 中經濟部能源局所提供，核能發電的發電量則是由台電統計資料去推估未來發電量，未來年發電量的推估結果列於表 4.21。在評估未來電力系統是否穩定時可以參考我國對於備用容量率的標準(15%)，備用容量率為衡量電力系統發電端供電可靠度的指標，作為電源開發規劃來用。在 2017 至 2030 年之預估年備用容量率以 2024 年的 16.5% 為最低，其他年份多介於 21% 到 30% 之間。此外，由圖 4.33 看出燃氣火力發電與再生能源的可發電量是逐年上升的，而燃煤發電的比例則慢慢降低，在 2025 年核能廢除後，將以燃氣火力發電與再生能源補上，燃油火力發電則日漸減少，近乎於零。

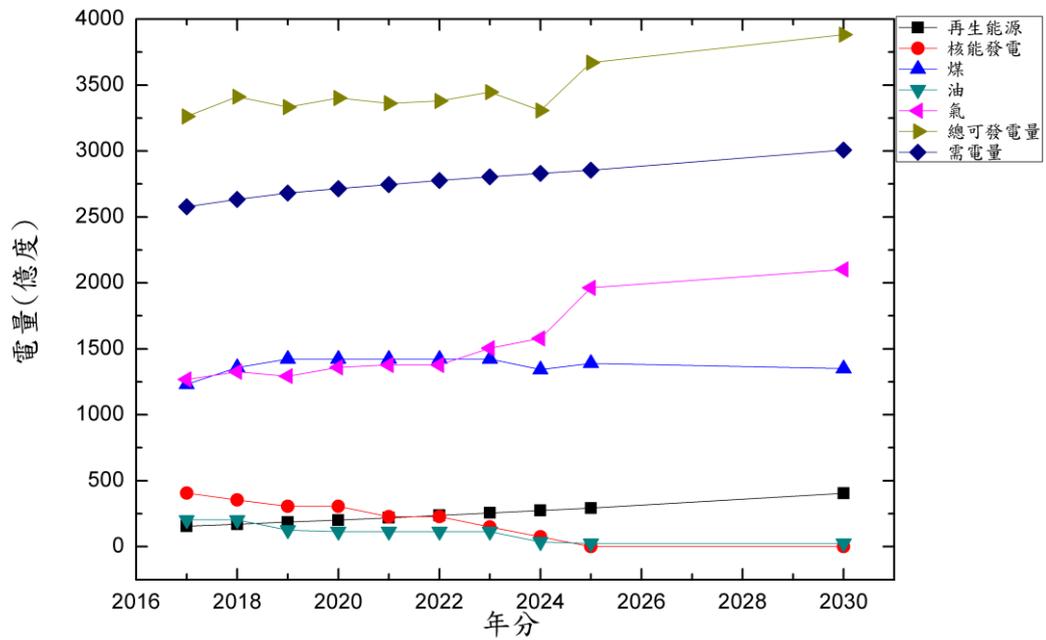


圖 4.33 2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量時序圖

表 4.21 2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 (%) |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|---------------------|
| 2017 | 160 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3268 | 2577 | 26.8 |
| 2018 | 173 | 355 | 1358 | 203 | 1326 | 3415 | 2633 | 29.7 |
| 2019 | 187 | 305 | 1422 | 126 | 1293 | 3333 | 2681 | 24.3 |
| 2020 | 200 | 305 | 1422 | 115 | 1359 | 3401 | 2714 | 25.3 |
| 2021 | 217 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3360 | 2746 | 22.3 |
| 2022 | 233 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3376 | 2776 | 21.6 |
| 2023 | 250 | 150 | 1422 | 115 | 1504 | 3441 | 2805 | 22.7 |
| 2024 | 267 | 75 | 1342 | 36 | 1579 | 3299 | 2831 | 16.5 |
| 2025 | 284 | 0 | 1390 | 25 | 1963 | 3662 | 2855 | 28.3 |
| 2030 | 387 | 0 | 1350 | 25 | 2102 | 3864 | 3007 | 28.5 |

二、月發電量

由前述可知，以年發電量的角度來分析，台灣是不會有缺電的問題，但是四季對於電力需求的不同，缺電的時機往往都是在炎熱的夏季，所以必須針對在尖峰發電月份(如 8 月)的尖峰發電時段(下午 2 時至 3 時)深入的作探討，才可以更精確的得知是否會有電力缺乏的問題。以下，我們先針對尖峰發電月份去探討。

本研究依照 105 年夏季用電比例估算 2017 至 2030 年的夏季用電量(未來全年發電量 $\times \frac{105 \text{ 年八月需電量}}{105 \text{ 年全年需電量}}$)，結果列於表 4.22。在分析夏季月份可發電量時，火力發電並就不使用表 4.20 之可用率，因為歲修、機組保養並不會發生在尖峰的用電月份，直接將各機組在夏季月份的可用率假設為 1 來計算可發電量。在夏季尖峰月份的發電量可以看出在 2024 年預估月備用容量率僅剩下 8.8%，在 2025 年以後由於燃氣火力發電的機組提升，所以可以在 2025 年、2030 年維持預估月備用容量率為 20.3%與 20.7%，在尖峰月份還可以維持穩定的供電。

三、小時發電量

但是若要更精確地分析會不會缺電，必須去估計尖峰月份的尖峰發電小時(下午 2 時至 3 時)，尖峰時段的需電量(未來夏季月用電量 $\times (105 \text{ 年八月下午 2~3 點需電量}) / 105 \text{ 年八月發電量}$)與尖峰時段的最高可發電量(如同月可發電量，火力發電不使用表 4.20 之可用率，將可用率假設為 1 來計算夏季尖峰小時可發電量)列於表 4.23，由該表可以看出，在 2030 年之前，所有年份之尖峰月份的尖峰小時發電之預估備用容量率皆小於 15%，在 2017 至 2023 年之間約為 2.2%到 7.7%之間，甚至在 2024 年為-0.9%，換言之，在 2017 至 2024 年，尖峰發電時期的電力非常緊繃，電力處於危險的狀態，甚至在 2024 年會有電力不足的問題(預估備用容量率-0.9%)，發生限電危機機率高，值得注意的是，即使到 2030 年，備用電力仍不到備用容量率 15%。

表 4.22 評估未來夏季尖峰發電月(八月)可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 (%) |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|---------------------|
| 2017 | 1332 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29642 | 25076 | 18.2 |
| 2018 | 1443 | 3354 | 11537 | 1723 | 12868 | 30925 | 25623 | 20.7 |
| 2019 | 1555 | 2881 | 12080 | 1067 | 12555 | 30138 | 26084 | 15.5 |
| 2020 | 1666 | 2881 | 12080 | 974 | 13188 | 30789 | 26408 | 16.6 |
| 2021 | 1806 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 30384 | 26714 | 13.7 |
| 2022 | 1946 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 30524 | 27011 | 13.0 |
| 2023 | 2085 | 1415 | 12080 | 974 | 14599 | 31153 | 27291 | 14.2 |
| 2024 | 2225 | 708 | 11401 | 304 | 15328 | 29966 | 27549 | 8.8 |
| 2025 | 2364 | 0 | 11809 | 210 | 19051 | 33434 | 27783 | 20.3 |
| 2030 | 3226 | 0 | 11469 | 210 | 20404 | 35309 | 29263 | 20.7 |

表 4.23 評估未來年夏季尖峰發電小時(下午 2~3 時)可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 (%) |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|---------------------|
| 2017 | 2.7 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 40.6 | 38.6 | 5.1 |
| 2018 | 3.0 | 4.5 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 42.6 | 39.5 | 7.7 |
| 2019 | 3.2 | 3.9 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 41.6 | 40.2 | 3.6 |
| 2020 | 3.5 | 3.9 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 42.6 | 40.7 | 4.8 |
| 2021 | 3.8 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 42.2 | 41.1 | 2.8 |
| 2022 | 4.1 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 42.5 | 41.6 | 2.2 |
| 2023 | 4.4 | 1.9 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 43.4 | 42 | 3.4 |
| 2024 | 4.7 | 1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 42.0 | 42.4 | -0.9 |
| 2025 | 5.0 | 0 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 46.8 | 42.8 | 9.3 |
| 2030 | 6.5 | 0 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 49.6 | 45.1 | 9.9 |

可以從表 4.23 推算出，再生能源在夏季尖峰發電小時的發電比例在 2020、2025、2030 年分別僅有 9%、12%與 14%，僅較尖峰發電小時的預估備用容量率在 2020、2025、2030 年分別僅為 5%、9%與 10%稍微高一些，由此可知，再生能源的發電量在未來非常關鍵，換言之，再生能源供電狀態的良莠與否非常重要，再生能源發電的狀態可以決定是否要限電或執行其他的供電調配方案。本研究以尖峰小時發電的角度去評估，可得知在未來的供電系統，有限電的危險，尤其是在 2020 年至 2024 年，政府必須要有方案應對，而其中再生能源發電非常關鍵，可以決定電量的足夠與否。

另外，由上述可知，即使再生能源如政府預期發展，在尖峰月份的尖峰小時預估備用容量率非常低，不但遠低於 15%，在 2024 年甚至不足 0.9%，因此核電廠是否延役，是一個非常值得探討的問題，倘若在未來核電廠都延役的狀況下可以擁有穩定的電力供應能力，那核電廠的除役與否，應提早決定，以應對未來的狀況。本研究在 4.3.4 節，將深入探討再生能源與核能的供給狀況。

4.3.4 未來再生能源發展狀況的情境討論

依照經濟部能源局(再生能源發展政策,2016)的規劃,2030年的供電結構中,再生能源的裝置容量將佔所有供電系統的27.1%,而發電量將佔所有發電量的12.6%,其中離岸風力發電的裝置容量將佔所有再生能源的裝置容量的23%,發電量將佔所有再生能源發電量的33%,太陽光電發電將佔所有再生能源裝置容量的50%,發電量將佔所有再生能源發電量的27%,而離岸風力發電與太陽光電發電的發電量將佔所有再生能源發電量的60%,相當於台灣所有供電的系統發電量的7.6%。

目前臺灣離岸的風力發電機在運轉的只有在竹南外海的2座4MW的發電機,距離2030年800座離岸發電機的目標遙遠,過程中的不確定性高(天候因素、人事因素)。太陽光電目前的裝置容量為1121MW,而2030年目標則為8700MW,雖然太陽能發電的設置工程與離岸風力發電機相比,較為簡單,但是民眾的意願以及龐大的數量,導致這個目標充滿了不確定性。在4.3.3是否缺電的討論中,可以得知,雖然再生能源所佔的發電比例不多,但是在是否缺電的議題下,扮演舉足輕重的角色。在本研究中我們設計以下五個情境,探討未來再生能源發電的情況。

情境一：我們是根據經濟部能源局(再生能源發展政策，2016)的規劃，陸上風力(1200MW)、離岸風力(4000MW)、水力(2200MW)、太陽光電(8700MW)、地熱能(200MW)以及生質能(950MW)，而核一廠、核二廠、核三廠的一號與二號機的停止運轉年限分別為 2018、2019、2021、2023、2024 與 2025，情境一將根據以上再生能源之規劃與核能電廠停止運轉年限去分析未來電量的議題。

情境二：假設核能電廠仍依照政府之規劃年限停止運轉，而太陽光電與離岸風力發電的發展進度未達成目標，將其進度假設為 25%、50% 以及 75%，用以上三種不同的發展進度分析太陽光電與離岸風力發電對於預估備用容量率的影響，探討此二種再生能源發展的重要性。

情境三：假設核能發電(核一、核二、核三廠)的所有機組延役，而太陽光電與離岸風力發電未達成目標，同樣的將其進度設為 25%、50% 以及 75%，以此情境分析在再生能源未達成目標的情況下搭配核能發電，對於整體供電狀況的影響。

情境四：假設核能發電(核一、核二、核三廠)延役，而太陽光電與離岸風力發電達成經濟部能源局所訂之目標，分析在此情況下，供電系統的穩定性可以達到什麼程度。

情境五：假設核能發電(核一、核二、核三廠)延役，並開啟核四廠，而太陽光電與離岸風力發電達成經濟部能源局所訂之目標，分析在此情況下，供電系統的穩定性可以達到什麼程度。

情境一供電情況分析：

經濟部能源局所訂出的離岸風力發電量為 136 億度、太陽光電發電量為 109 億度，總共為 245 億度，為 2030 年的總發電量約為 3214 億度的 7.6%。而本研究所評估出的離岸風力發電量為 113 億度、太陽光電發電量為 114 億度總共為 227 億度，本研究所評估出的發電量與經濟部能源局的評估相差了 18 億度，誤差產生的原因可能是風力發電機與太陽光電發電地點分布的不確定以及發電機的選擇性能不確定造成的，雖然有誤差，但此誤差低於 10%，此發電量的差距約為 2030 年全臺灣發電量的 0.6%。

本研究在情境一之年發電量結果列於表 4.21，再生能源的發電量評估，太陽光電與離岸風能是採用本研究所模擬獲得之評估結果，其他種類再生能源發電量則採用表 2.1 中的數據(387 億度)，2017 至 2030 年之預估年備用容量率都高於 15%，代表從年發電量的角度探討用電量是否足夠，並不會有緊急的缺電問題。

情境一的夏季尖峰發電月份則列於表 4.22，在此情境的夏季尖峰發電月份的太陽光電發電與離岸風力發電量亦是根據本研究所評估的年發電量，平均分布在 12 個月分當中，由於在 4.3.2 節的圖 4.29 評估出太陽光電與離岸風力月發電量的總和在一年當中是趨於平穩的(標準差為 10%)，所以才以將本研究所評估的年發電量平均分配在 12 個月當中，來估算為尖峰月份太陽光電與離岸風力發電總和的發電量，為 1892 百萬度，而除了太陽光電與離岸風力以外的再生能源是將表 2.1 的年發電量平均分布在各月份之間，發電量為 1334 百萬度，最後總再生能源的尖峰月份發電量為 3226 百萬度。在表 4.22 中，在 2021 年至 2024 年的預估月備用容量率都在 15% 以下，在 2024 年更是低至 8.8%，在夏季時與年發電量相比，發電量更加緊繃，在 2025 開始，由於燃氣火力機組的提升，使預估月備用容量率可以上升至 20.3%，預估月備用容量率在 2030 年為 20.7%，皆高於 15%，為穩定的供電量。

但是若要最準確的分析用電量是否足夠，應該分析夏季尖峰小時的發電量是否足夠，表 4.23 即為評估的結果，可以得知在 2030 年再生能源夏季尖峰小時的

發電量為 6.5 百萬度，在表 4.23 中的太陽光電與離岸風力發電的尖峰小時發電量是以本研究在表 4.16 與表 4.17 中所評估的結果去做計算，在表 4.17 中 2030 年夏季下午 2~5 點太陽光電的發電量為 13.1 百萬度，本研究則假設其夏季尖峰小時的發電量為 4.4 百萬度(13.1 平均分配在三個小時)，同理根據表 4.16，可以直接獲得離岸風力發電在 2030 年夏季尖峰小時(下午 2~3 點)的發電量月為 0.3 百萬，而太陽光電與離岸風力發電以外的再生能源，由表 2.1 當中將所有再生能源的年發電量扣除太陽光電與離岸風力發電後，再假設剩下的再生能源的年發電量，平均分布在一年當中的各個小時，估算結果為 1.8 百萬度，總合起來再生能源在 2030 年夏季尖峰小時的發電量為 6.5 百萬度。

在討論 2030 年以前太陽光電與離岸風力的發電量時，我們將其在 2030 年的發電量依照不同年份的裝置容量比例去估算 2017 年至 2025 年的發電量，而太陽光電與離岸風力以外的再生能源我們則依照表 2.1 之發電量估算。由表 4.23 可以看出，從 2017 至 2025 年與 2030 年當中，沒有任何一年的夏季尖峰發電小時預估備用容量率可以達到 15%，而在 2019 年至 2024 年預估備用容量率更是低於 5%，在 2024 年電量還會有不足的問題，在情境一中，夏季尖峰小時的預估備用容量率都在 15% 以下，在 2024 年的電量甚至有不足的問題會發生(預估備用容量率-0.9%)，若無其他方案解決，將非常可能有限電的危險。

情境二供電情況分析：

此情境是假設太陽光電以及離岸風力發電裝置在未來的設置未達到預期進度，本研究分別假設設置進度為僅達到 25%、50% 與 75%，而核能電廠依然依照原來的規劃退役(核一廠、核二廠、核三廠的一號與二號機的停止運轉年限分別為 2018、2019、2021、2023、2024 與 2025)。

以年發電量來看分析情境二的結果列於表 4.24、表 4.25 及表 4.26 分別為太陽光電與離岸風力的年發電量在發展進度為 25%、50% 及 75% 下電力評估的結果。本研究評估得知若完成政府所定之再生能源目標太陽光電 2030 年的年發電量為 113.67 億度(表 4.12)，而進度在 25%、50% 及 75% 則分別代表 28.42 億度、56.84 億度及 85.25 億度。離岸風力發電在 2030 年的發電量為 113.43 億度(表 4.11)，而 25%、50% 及 75% 則為 28.36 億度、56.72 億度與 85.07 億度，將此二種能源相加後便是 56.78 億度、113.56 億度及 170.34 億度，加上此二種以外的再生能源電量(160 億度)，可以得到情境二的所有再生能源在 2030 年的發電量則為 217 億度(25%)、274 億度(50%)及 330 億度(75%)，由表 4.24、表 4.25 及表 4.26 可以看出在年發電量的部分，不管是在太陽光電與離岸風力發電的發展進度是如何，在三種進度在 2024 年之前預估年備用容量率都在 15% 以上，直到 2024 年，25% 與 50% 之預估年備用容量率降至 15% 以下，在 25%、50% 以及 75% 分別為 13.3%、14.4% 與 15.4%，在 2025 年因為燃氣火力發電機組提升，使三種進度的預估年備用容量率又可以達到 15% 以上，電力系統的供電穩定性增強，2030 年亦是如此。

表 4.24 情境二-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 25%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 134 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3242 | 2577 | 25.8 |
| 2018 | 141 | 355 | 1358 | 203 | 1326 | 3383 | 2633 | 28.5 |
| 2019 | 147 | 305 | 1422 | 126 | 1293 | 3293 | 2681 | 22.8 |
| 2020 | 153 | 305 | 1422 | 115 | 1359 | 3354 | 2714 | 23.6 |
| 2021 | 159 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3302 | 2746 | 20.2 |
| 2022 | 164 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3307 | 2776 | 19.1 |
| 2023 | 170 | 150 | 1422 | 115 | 1504 | 3361 | 2805 | 19.8 |
| 2024 | 175 | 75 | 1342 | 36 | 1579 | 3207 | 2831 | 13.3 |
| 2025 | 180 | 0 | 1390 | 25 | 1963 | 3558 | 2855 | 24.6 |
| 2030 | 217 | 0 | 1350 | 25 | 2102 | 3694 | 3007 | 22.8 |

表 4.25 情境二-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 50%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 143 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3251 | 2577 | 26.2 |
| 2018 | 152 | 355 | 1358 | 203 | 1326 | 3394 | 2633 | 28.9 |
| 2019 | 160 | 305 | 1422 | 126 | 1293 | 3306 | 2681 | 23.3 |
| 2020 | 169 | 305 | 1422 | 115 | 1359 | 3370 | 2714 | 24.2 |
| 2021 | 178 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3321 | 2746 | 20.9 |
| 2022 | 187 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3330 | 2776 | 20.0 |
| 2023 | 197 | 150 | 1422 | 115 | 1504 | 3388 | 2805 | 20.8 |
| 2024 | 206 | 75 | 1342 | 36 | 1579 | 3238 | 2831 | 14.4 |
| 2025 | 215 | 0 | 1390 | 25 | 1963 | 3593 | 2855 | 25.8 |
| 2030 | 274 | 0 | 1350 | 25 | 2102 | 3751 | 3007 | 24.7 |

表 4.26 情境二-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 75%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 151 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3259 | 2577 | 26.5 |
| 2018 | 162 | 355 | 1358 | 203 | 1326 | 3404 | 2633 | 29.3 |
| 2019 | 173 | 305 | 1422 | 126 | 1293 | 3319 | 2681 | 23.8 |
| 2020 | 184 | 305 | 1422 | 115 | 1359 | 3385 | 2714 | 24.7 |
| 2021 | 197 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3340 | 2746 | 21.6 |
| 2022 | 210 | 228 | 1422 | 115 | 1378 | 3353 | 2776 | 20.8 |
| 2023 | 223 | 150 | 1422 | 115 | 1504 | 3414 | 2805 | 21.7 |
| 2024 | 236 | 75 | 1342 | 36 | 1579 | 3268 | 2831 | 15.4 |
| 2025 | 249 | 0 | 1390 | 25 | 1963 | 3627 | 2855 | 27.1 |
| 2030 | 330 | 0 | 1350 | 25 | 2102 | 3807 | 3007 | 26.6 |

以夏季尖峰月份的月發電量來分析情境二的供電情形，表 4.27、表 4.28 及表 4.29 分別代表太陽光電與離岸風力發電設置進度在 25%、50%與 75%下的夏季尖峰月份的供電狀況。從 4.3.2 節的圖 4.29 可以顯示本研究模擬 2030 年的太陽光電發電與離岸風力在整年當中月發電量的總和差異較小(標準差僅為 10%)，所以在計算月發電量時，本研究將離岸風力發電與太陽光電發電加總一起計算，可以由表 4.12 與表 4.11 的年發電量得到在 2030 年太陽光電與離岸風力加總的夏季尖峰月發電量為 1892 百萬度，而設置進度 25%、50%及 75%則分別為 473 百萬度、946 百萬度及 1419 百萬度，加上 2030 年其他再生能源(假設其他再生能源的進度為 100%)的夏季尖峰月份發電量(1333 萬度)後，在情境二的三種太陽光電與離岸風力進度下的再生能源總發電量為 1806 百萬度(25%)、2280 百萬度(50%)及 2753 百萬度(75%)。

由表 4.27 可以看到，當太陽光電與離岸風力發電的發展進度為 25%時，在 2025 年以前，僅有 2017、2018 及 2020 年的預估月備用容量率為 17.4%、19.6%及 15.1%，超過 15%以外，其他年份之預估月備用容量率皆低於 15%，尤其在

2024 年的預估月備用容量率只有 6.0%，較其它年分低非常多，在 2025 至 2030 年則因為燃氣機組的提升，使預估月備用容量率高於 15%，分別為 17.2% 與 15.8%。另由表 4.28 可知，在進度為 50% 時則在 2019、2021~2024 年之間的預估月備用容量率仍沒有達到 15%，也依然在 2024 年的預估月備用容量率最低，為 6.9%，2025 年由於火力機組的提升進而提升了預估月備用容量率達到了 18.3%，在 2030 年的預估月備用容量率則為 17.4%，為穩定的供電狀況。最後由表 4.29 可知，在太陽光電與離岸風力發電的進度達到 75% 時，2017、2018 及 2019 年的預估月備用容量率可達 15% 以上，但在 2021~2024 年的預估月備用容量率，由於火力發電機組的退休以及需電量得提升，以致於無法到達 15%，到了 2024 年的預估月備用容量率最低，為 7.8%，但到 2025 年後又因為燃氣機組發電量的提升，導致預估月備用容量率高於 15%。

表 4.27 情境二-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量
(進度 25%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1120 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29430 | 25076 | 17.4 |
| 2018 | 1173 | 3354 | 11537 | 1723 | 12868 | 30655 | 25623 | 19.6 |
| 2019 | 1226 | 2881 | 12080 | 1067 | 12555 | 29809 | 26084 | 14.3 |
| 2020 | 1279 | 2881 | 12080 | 974 | 13188 | 30402 | 26408 | 15.1 |
| 2021 | 1324 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 29902 | 26714 | 11.9 |
| 2022 | 1369 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 29947 | 27011 | 10.9 |
| 2023 | 1414 | 1415 | 12080 | 974 | 14599 | 30482 | 27291 | 11.7 |
| 2024 | 1459 | 708 | 11401 | 304 | 15328 | 29200 | 27549 | 6.0 |
| 2025 | 1504 | 0 | 11809 | 210 | 19051 | 32574 | 27783 | 17.2 |
| 2030 | 1806 | 0 | 11469 | 210 | 20404 | 33889 | 29263 | 15.8 |

表 4.28 境二-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量
(進度 50%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1191 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29501 | 25076 | 17.6 |
| 2018 | 1263 | 3354 | 11537 | 1723 | 12868 | 30745 | 25623 | 20.0 |
| 2019 | 1336 | 2881 | 12080 | 1067 | 12555 | 29919 | 26084 | 14.7 |
| 2020 | 1408 | 2881 | 12080 | 974 | 13188 | 30531 | 26408 | 15.6 |
| 2021 | 1485 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 30063 | 26714 | 12.5 |
| 2022 | 1561 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 30139 | 27011 | 11.6 |
| 2023 | 1638 | 1415 | 12080 | 974 | 14599 | 30706 | 27291 | 12.5 |
| 2024 | 1714 | 708 | 11401 | 304 | 15328 | 29455 | 27549 | 6.9 |
| 2025 | 1791 | 0 | 11809 | 210 | 19051 | 32861 | 27783 | 18.3 |
| 2030 | 2280 | 0 | 11469 | 210 | 20404 | 34363 | 29263 | 17.4 |

表 4.29 情境二-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量
(進度 75%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1261 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29571 | 25076 | 17.9 |
| 2018 | 1353 | 3354 | 11537 | 1723 | 12868 | 30835 | 25623 | 20.3 |
| 2019 | 1445 | 2881 | 12080 | 1067 | 12555 | 30028 | 26084 | 15.1 |
| 2020 | 1537 | 2881 | 12080 | 974 | 13188 | 30660 | 26408 | 16.1 |
| 2021 | 1645 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 30223 | 26714 | 13.1 |
| 2022 | 1753 | 2148 | 12080 | 974 | 13376 | 30331 | 27011 | 12.3 |
| 2023 | 1861 | 1415 | 12080 | 974 | 14599 | 30929 | 27291 | 13.3 |
| 2024 | 1969 | 708 | 11401 | 304 | 15328 | 29710 | 27549 | 7.8 |
| 2025 | 2077 | 0 | 11809 | 210 | 19051 | 33147 | 27783 | 19.3 |
| 2030 | 2753 | 0 | 11469 | 210 | 20404 | 34836 | 29263 | 19.0 |

2030 年之太陽光電夏季尖峰小時發電量為 4.4 百萬度(來自情境一的計算結果)，而設置進度 25%、50%及 75%分別代表為 1.1 百萬度、2.2 百萬度及 3.3 百萬度。離岸風力 2030 年夏季尖峰小時發電量為 0.27 百萬度，設置進度 25%、50%與 75%則分別代表為 0.07 百萬度、0.14 百萬度和 0.21 百萬度，所以此二種能源在此情境的發電量為 1.17 百萬度、2.34 百萬度、3.51 百萬度，再加上其他再生能源的發電量(1.8 百萬度)則為 3.0 百萬度、4.2 百萬度、5.3 百萬度，其他年份以其裝置容量與 2030 年裝置容量的比例計算，電量供應狀況評估結果列於表 4.30(25%)、表 4.31(50%)、表 4.32(75%)。

由表 4.30 可以知道，在太陽光電與離岸風力發展進度只有 25%時，在 2021~2024 年的電量都不足使用，而其餘年份的預估備用容量率最高在 2018 年但僅有 5.1%，換言之，在太陽光電與離岸風力的進度發展只有 25%時，在 2017~2030 年的尖峰發電小時預估備用容量率都無法達到 15%，甚至會有缺電的問題。由表 4.31 可知當太陽光電與離岸風力的發展進度為 50%時，在 2019 至 2024 年的預估備用容量率皆在 3%以下，甚至在 2022 年、2024 年會有電力不足的可能預估備用容量率分別為-0.7%與-4.4%，有著高危險限電危機。也就是，在進度 50%的情況下，從 2017~2030 年的預估備用容量率也都無法達到 15%，亦會有缺電的問題和限電的危險。由表 4.32 可知在進度 75%的情況下，僅有在 2024 年有缺電的問題(預估備用容量率-2.7%)，但是在 2019~2023 年的預估備用容量率較低，在 5%以下，在 2025 年開始供電狀況因為燃氣火力發電的增加而緩和，預估備用容量率達到 7.4%。

由夏季小時尖峰發電小時可以看出太陽光電與離岸風力發電的發展對於供電狀況的重要性，在進度 25%時，2021~2024 年等四年將都出現缺電的問題，但是將進度達到 75%時，僅有在 2024 年有缺電的問題，但是值得注意的是，不管再生能源的進度為何，在 2017~2030 年中，沒有任何一年在夏季尖峰小時的預估備用容量率可以達到 15%以上，若要達到法定的安全值，必須在對目前的發展計畫做出改變。

表 4.30 情境二-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(25%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 1.8 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 39.7 | 38.6 | 2.9 |
| 2018 | 1.9 | 4.5 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 41.5 | 39.5 | 5.1 |
| 2019 | 2.0 | 3.9 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 40.4 | 40.2 | 0.6 |
| 2020 | 2.2 | 3.9 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 41.3 | 40.7 | 1.4 |
| 2021 | 2.2 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 40.6 | 41.1 | -1.1 |
| 2022 | 2.3 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 40.7 | 41.6 | -2.1 |
| 2023 | 2.4 | 1.9 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 41.4 | 42 | -1.4 |
| 2024 | 2.5 | 1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 39.8 | 42.4 | -6.2 |
| 2025 | 2.6 | 0 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 44.4 | 42.8 | 3.6 |
| 2030 | 3.0 | 0 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 46.1 | 45.1 | 2.2 |

表 4.31 情境二-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(50%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 2.1 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 40.0 | 38.6 | 3.6 |
| 2018 | 2.3 | 4.5 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 41.9 | 39.5 | 6.0 |
| 2019 | 2.4 | 3.9 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 40.8 | 40.2 | 1.6 |
| 2020 | 2.6 | 3.9 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 41.7 | 40.7 | 2.5 |
| 2021 | 2.8 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 41.2 | 41.1 | 0.2 |
| 2022 | 2.9 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 41.3 | 41.6 | -0.7 |
| 2023 | 3.1 | 1.9 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 42.1 | 42 | 0.2 |
| 2024 | 3.2 | 1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 40.5 | 42.4 | -4.4 |
| 2025 | 3.4 | 0 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 45.2 | 42.8 | 5.5 |
| 2030 | 4.2 | 0 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 47.3 | 45.1 | 4.8 |

表 4.32 情境二-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(75%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 2.4 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 40.3 | 38.6 | 4.4 |
| 2018 | 2.6 | 4.5 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 42.2 | 39.5 | 6.9 |
| 2019 | 2.8 | 3.9 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 41.2 | 40.2 | 2.7 |
| 2020 | 3.1 | 3.9 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 42.2 | 40.7 | 3.7 |
| 2021 | 3.3 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 41.7 | 41.1 | 1.5 |
| 2022 | 3.5 | 2.9 | 16.2 | 1.3 | 18 | 41.9 | 41.6 | 0.8 |
| 2023 | 3.7 | 1.9 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 42.7 | 42 | 1.8 |
| 2024 | 4.0 | 1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 41.3 | 42.4 | -2.7 |
| 2025 | 4.2 | 0 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 46.0 | 42.8 | 7.4 |
| 2030 | 5.3 | 0 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 48.4 | 45.1 | 7.4 |

情境三供電情況分析：

假設核能發電(核一、核二、核三廠)延役，而太陽光電與離岸風力發電未達成目標，同樣的將其進度設為 25%、50% 以及 75%，關於在各個進度之再生能源發電量都和情境二相同，所以對於再生能源的計算部分不再贅述。在核能發電的部分，假設核一廠、核二廠、核三廠的各機組都延役使用，而若核能電廠三部機組都開啟的話，一年的發電量為 406 億度(臺灣電力公司統計)，在夏季月份的月發電量為 3827 百萬度(扣除歲修時段後，平均分佈一年的發電量)，而夏季尖峰小時的發電量為 5.1 百萬度(平均分佈夏季月份的月發電量)，情境三的年、夏季尖峰月份、夏季尖峰發電小時的電力供應評估列於表 4.33-4.35。

在年發電量的部分由表 4.33、4.34 及 4.35 看出，不管再生能源的發展進度為何，在 2017 到 2030 年的各個年份的預估年備用容量率都高於 20% 以上，以年發電量的角度去評估，三個核能電廠各個機組都運轉的情況下，即使太陽光電與離岸風力發電的發展進度僅有 25%，各個年份的預估年備用容量率都在 15% 以上。

表 4.33 情境三-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 25%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 134 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3242 | 2577 | 25.8 |
| 2018 | 141 | 406 | 1358 | 203 | 1326 | 3434 | 2633 | 30.4 |
| 2019 | 147 | 406 | 1422 | 126 | 1293 | 3394 | 2681 | 26.6 |
| 2020 | 153 | 406 | 1422 | 115 | 1359 | 3455 | 2714 | 27.3 |
| 2021 | 159 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3480 | 2746 | 26.7 |
| 2022 | 164 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3485 | 2776 | 25.6 |
| 2023 | 170 | 406 | 1422 | 115 | 1504 | 3617 | 2805 | 28.9 |
| 2024 | 175 | 406 | 1342 | 36 | 1579 | 3538 | 2831 | 25.0 |
| 2025 | 180 | 406 | 1390 | 25 | 1963 | 3964 | 2855 | 38.9 |
| 2030 | 217 | 406 | 1350 | 25 | 2102 | 4100 | 3007 | 36.3 |

表 4.34 情境三-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 50%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 143 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3251 | 2577 | 26.2 |
| 2018 | 152 | 406 | 1358 | 203 | 1326 | 3445 | 2633 | 30.8 |
| 2019 | 160 | 406 | 1422 | 126 | 1293 | 3407 | 2681 | 27.1 |
| 2020 | 169 | 406 | 1422 | 115 | 1359 | 3471 | 2714 | 27.9 |
| 2021 | 178 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3499 | 2746 | 27.4 |
| 2022 | 187 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3508 | 2776 | 26.4 |
| 2023 | 197 | 406 | 1422 | 115 | 1504 | 3644 | 2805 | 29.9 |
| 2024 | 206 | 406 | 1342 | 36 | 1579 | 3569 | 2831 | 26.1 |
| 2025 | 215 | 406 | 1390 | 25 | 1963 | 3999 | 2855 | 40.1 |
| 2030 | 274 | 406 | 1350 | 25 | 2102 | 4157 | 3007 | 38.2 |

表 4.35 情境三-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量(進度 75%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 151 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3259 | 2577 | 26.5 |
| 2018 | 162 | 406 | 1358 | 203 | 1326 | 3455 | 2633 | 31.2 |
| 2019 | 173 | 406 | 1422 | 126 | 1293 | 3420 | 2681 | 27.6 |
| 2020 | 184 | 406 | 1422 | 115 | 1359 | 3486 | 2714 | 28.5 |
| 2021 | 197 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3518 | 2746 | 28.1 |
| 2022 | 210 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3531 | 2776 | 27.2 |
| 2023 | 223 | 406 | 1422 | 115 | 1504 | 3670 | 2805 | 30.9 |
| 2024 | 236 | 406 | 1342 | 36 | 1579 | 3599 | 2831 | 27.1 |
| 2025 | 249 | 406 | 1390 | 25 | 1963 | 4033 | 2855 | 41.3 |
| 2030 | 330 | 406 | 1350 | 25 | 2102 | 4213 | 3007 | 40.1 |

在夏季尖峰月發電量的部分，由表 4.36、4.37、4.38 可以看到在太陽光電與離岸風力發電的進度為 25%、50%與 75%時，所有年分之夏季尖峰月份的預估月備用容量率都在 15%以上，代表以夏季尖峰月發電量的方式探討情境三之供電狀況時，可以知道若核能延役，只要太陽光電與離岸風力發電的發展進度達到 25%，夏季尖峰月發電的預估月備用容量率都可以維持在 15%以上，維持穩定的月供電量。

表 4.36 情境三-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量
(進度 25%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1120 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29430 | 25076 | 17.4 |
| 2018 | 1173 | 3827 | 11537 | 1723 | 12868 | 31128 | 25623 | 21.5 |
| 2019 | 1226 | 3827 | 12080 | 1067 | 12555 | 30755 | 26084 | 17.9 |
| 2020 | 1279 | 3827 | 12080 | 974 | 13188 | 31348 | 26408 | 18.7 |
| 2021 | 1324 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 31581 | 26714 | 18.2 |
| 2022 | 1369 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 31626 | 27011 | 17.1 |
| 2023 | 1414 | 3827 | 12080 | 974 | 14599 | 32894 | 27291 | 20.5 |
| 2024 | 1459 | 3827 | 11401 | 304 | 15328 | 32319 | 27549 | 17.3 |
| 2025 | 1504 | 3827 | 11809 | 210 | 19051 | 36401 | 27783 | 31.0 |
| 2030 | 1806 | 3827 | 11469 | 210 | 20404 | 37716 | 29263 | 28.9 |

表 4.37 情境三-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量
(進度 50%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1191 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29501 | 25076 | 17.6 |
| 2018 | 1263 | 3827 | 11537 | 1723 | 12868 | 31218 | 25623 | 21.8 |
| 2019 | 1336 | 3827 | 12080 | 1067 | 12555 | 30865 | 26084 | 18.3 |
| 2020 | 1408 | 3827 | 12080 | 974 | 13188 | 31477 | 26408 | 19.2 |
| 2021 | 1485 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 31742 | 26714 | 18.8 |
| 2022 | 1561 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 31818 | 27011 | 17.8 |
| 2023 | 1638 | 3827 | 12080 | 974 | 14599 | 33118 | 27291 | 21.3 |
| 2024 | 1714 | 3827 | 11401 | 304 | 15328 | 32574 | 27549 | 18.2 |
| 2025 | 1791 | 3827 | 11809 | 210 | 19051 | 36688 | 27783 | 32.1 |
| 2030 | 2280 | 3827 | 11469 | 210 | 20404 | 38190 | 29263 | 30.5 |

表 4.38 情境三-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量
(進度 75%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1261 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29571 | 25076 | 17.9 |
| 2018 | 1353 | 3827 | 11537 | 1723 | 12868 | 31308 | 25623 | 22.2 |
| 2019 | 1445 | 3827 | 12080 | 1067 | 12555 | 30974 | 26084 | 18.7 |
| 2020 | 1537 | 3827 | 12080 | 974 | 13188 | 31606 | 26408 | 19.7 |
| 2021 | 1645 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 31902 | 26714 | 19.4 |
| 2022 | 1753 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 32010 | 27011 | 18.5 |
| 2023 | 1861 | 3827 | 12080 | 974 | 14599 | 33341 | 27291 | 22.2 |
| 2024 | 1969 | 3827 | 11401 | 304 | 15328 | 32829 | 27549 | 19.2 |
| 2025 | 2077 | 3827 | 11809 | 210 | 19051 | 36974 | 27783 | 33.1 |
| 2030 | 2753 | 3827 | 11469 | 210 | 20404 | 38663 | 29263 | 32.1 |

在夏季尖峰小時供電狀況的部分的結果列於表 4.39、4.40、4.41，由表 4.39 可以看出到在核能電廠延役太陽光電與離岸風力的進度為 25% 時，在 2017 年至 2030 年並沒有缺電的問題(預估備用容量率低於零)，但是在 2017 年至 2024 年的預估備用容量率皆不到 10%，到了 2025 年及 2030 年雖然預估備用容量率分別為 15.6% 及 13.5%。表 4.40 顯示，在太陽光電與離岸風力的進度為 50% 時，2017~2024 年的預估備用容量率皆低於 10%，供電的狀況較為緊繃，唯有在 2025 年因為燃氣火力發電的提升，預估備用容量率為 17.4%，在 2030 年的預估備用容量率也可達 16.1%。另由表 4.41 可知，在太陽光電與離岸風力發電離岸風力的進度為 75% 的狀態下時，2017~2024 年的預估備用容量率則在 10% 以下，但到 2025 年與 2030 年的預估備用容量率皆可以達到 15% 以上為較為穩定的供電狀況。

表 4.39 情境三-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(25%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 1.8 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 39.7 | 38.6 | 2.9 |
| 2018 | 1.9 | 5.1 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 42.1 | 39.5 | 6.7 |
| 2019 | 2.0 | 5.1 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 41.6 | 40.2 | 3.6 |
| 2020 | 2.2 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 42.5 | 40.7 | 4.3 |
| 2021 | 2.2 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 42.8 | 41.1 | 4.2 |
| 2022 | 2.3 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 42.9 | 41.6 | 3.2 |
| 2023 | 2.4 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 44.6 | 42 | 6.2 |
| 2024 | 2.5 | 5.1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 43.9 | 42.4 | 3.5 |
| 2025 | 2.6 | 5.1 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 49.5 | 42.8 | 15.6 |
| 2030 | 3.0 | 5.1 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 51.2 | 45.1 | 13.5 |

表 4.40 情境三-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(50%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 2.1 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 40.0 | 38.6 | 3.6 |
| 2018 | 2.3 | 5.1 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 42.5 | 39.5 | 7.5 |
| 2019 | 2.4 | 5.1 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 42.0 | 40.2 | 4.6 |
| 2020 | 2.6 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 42.9 | 40.7 | 5.4 |
| 2021 | 2.8 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 43.4 | 41.1 | 5.5 |
| 2022 | 2.9 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 43.5 | 41.6 | 4.6 |
| 2023 | 3.1 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 45.3 | 42 | 7.8 |
| 2024 | 3.2 | 5.1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 44.6 | 42.4 | 5.2 |
| 2025 | 3.4 | 5.1 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 50.3 | 42.8 | 17.4 |
| 2030 | 4.2 | 5.1 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 52.4 | 45.1 | 16.1 |

表 4.41 情境三-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量(75%)

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 2.4 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 40.3 | 38.6 | 4.4 |
| 2018 | 2.6 | 5.1 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 42.8 | 39.5 | 8.4 |
| 2019 | 2.8 | 5.1 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 42.4 | 40.2 | 5.6 |
| 2020 | 3.1 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 43.4 | 40.7 | 6.6 |
| 2021 | 3.3 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 43.9 | 41.1 | 6.8 |
| 2022 | 3.5 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 44.1 | 41.6 | 6.1 |
| 2023 | 3.7 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 45.9 | 42 | 9.4 |
| 2024 | 4.0 | 5.1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 45.4 | 42.4 | 7.0 |
| 2025 | 4.2 | 5.1 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 51.1 | 42.8 | 19.3 |
| 2030 | 5.3 | 5.1 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 53.5 | 45.1 | 18.7 |

將情境三與情境二比較，可以發現如果將核一廠、核二廠、核三廠延役，雖然無法讓各個年份的預估備用容量率達到 15%，但是可以化解電力缺乏的問題，在情境二，不管太陽光電與離岸風力達到多少比例的進度，2024 年都會面臨到缺電的問題(預估備用容量率低於零)，若使核能電廠(一、二及三廠)延役，可以化解此問題，提供較為充裕的能源。

情境四供電情況分析：

假設核能發電(核一、核二、核三廠)延役，而太陽光電與離岸風力發電達成經濟部能源局所訂之目標，核能電廠的年、月、小時發電量的計算結果與方法皆在情境三中敘述，而太陽光電與離岸風力達成經濟部能源局目標後的發電量與其他再生能源的年、月、小時發電量也都在情境一中敘述，所以在此就不再贅述核能發電發電量與再生能源發電量的算法。根據此情境評估的整年、夏季尖峰月份與夏季尖峰小時的供電情況結過列於表 4.42、4.43、4.44。在年發電量(表 4.42)與夏季月發電量(表 4.43)的部分可以看出，若核一廠、核二廠、核三廠皆延役，且太陽光電與離岸風力發電皆完成目標，在年發電量與夏季月發電量的部分，2017 年至 2030 年每年的預估年、月備用容量率都可以達到 15% 以上。在小時發電量上(表 4.44)，2025 年與 2030 年的預估備用容量率皆為 21.2%，達到了法定標準，而 2017 至 2024 年的預估備用容量率則介於 5% 到 11% 間，雖然跟前三個情境相比，有較高的預估備用容量率，但仍低於 15%。

表 4.42 情境四-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 160 | 406 | 1231 | 203 | 1268 | 3268 | 2577 | 26.8 |
| 2018 | 173 | 406 | 1358 | 203 | 1326 | 3466 | 2633 | 31.6 |
| 2019 | 187 | 406 | 1422 | 126 | 1293 | 3434 | 2681 | 28.1 |
| 2020 | 200 | 406 | 1422 | 115 | 1359 | 3502 | 2714 | 29.0 |
| 2021 | 217 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3538 | 2746 | 28.8 |
| 2022 | 233 | 406 | 1422 | 115 | 1378 | 3554 | 2776 | 28.0 |
| 2023 | 250 | 406 | 1422 | 115 | 1504 | 3697 | 2805 | 31.8 |
| 2024 | 267 | 406 | 1342 | 36 | 1579 | 3630 | 2831 | 28.2 |
| 2025 | 284 | 406 | 1390 | 25 | 1963 | 4068 | 2855 | 42.5 |
| 2030 | 387 | 406 | 1350 | 25 | 2102 | 4270 | 3007 | 42.0 |

表 4.43 情境四-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1332 | 3827 | 10451 | 1723 | 12309 | 29627 | 25076 | 18.1 |
| 2018 | 1443 | 3827 | 11537 | 1723 | 12868 | 31399 | 25623 | 22.5 |
| 2019 | 1555 | 3827 | 12080 | 1067 | 12555 | 31110 | 26084 | 19.3 |
| 2020 | 1666 | 3827 | 12080 | 974 | 13188 | 31777 | 26408 | 20.3 |
| 2021 | 1806 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 32119 | 26714 | 20.2 |
| 2022 | 1946 | 3827 | 12080 | 974 | 13376 | 32273 | 27011 | 19.5 |
| 2023 | 2085 | 3827 | 12080 | 974 | 14599 | 33651 | 27291 | 23.3 |
| 2024 | 2225 | 3827 | 11401 | 304 | 15328 | 33187 | 27549 | 20.5 |
| 2025 | 2364 | 3827 | 11809 | 210 | 19051 | 37377 | 27783 | 34.5 |
| 2030 | 3226 | 3827 | 11469 | 210 | 20404 | 39350 | 29263 | 34.5 |

表 4.44 情境四-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 2.7 | 5.1 | 14 | 2.3 | 16.5 | 40.6 | 38.6 | 5.1 |
| 2018 | 3.0 | 5.1 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 43.2 | 39.5 | 9.3 |
| 2019 | 3.2 | 5.1 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 42.8 | 40.2 | 6.6 |
| 2020 | 3.5 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 43.8 | 40.7 | 7.7 |
| 2021 | 3.8 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 44.4 | 41.1 | 8.1 |
| 2022 | 4.1 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 18 | 44.7 | 41.6 | 7.5 |
| 2023 | 4.4 | 5.1 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 46.6 | 42 | 11.0 |
| 2024 | 4.7 | 5.1 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 46.1 | 42.4 | 8.7 |
| 2025 | 5.0 | 5.1 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 51.9 | 42.8 | 21.2 |
| 2030 | 6.5 | 5.1 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 54.7 | 45.1 | 21.2 |

情境五供電情況分析：

假設核能發電(核一、核二、核三廠)延役，並開啟核四廠，而太陽光電與離岸風力發電達成經濟部能源局所訂之目標，此情境的年發電量、夏季尖峰月發電量、夏季尖峰發電小時的供電評估結果列於表 4.45、表 4.46 及表 4.47，其中核能發電以外的能源與情境一的計算方法相同，不再贅述，而核能發電的計算方法在情境三中的計算，可以得知核一廠、核二廠及核三廠延役後的核能年發電量、夏季尖峰月發電量、夏季小時發電量分別為 406 億度、3827 百萬度及 5.1 百萬度。核一廠、核二廠及核三廠的裝置容量總合為 5144MW，而核四廠的機組裝置容量為 2700MW，所以四座核能電廠的總裝置容量為 7844MW，在計算此情境發電量時，我們依照裝置容量的比例估算四座核能電廠的總合年發電量、夏季尖峰月發電量及夏季小時發電量分別為 619 億度、5836 百萬度及 7.8 百萬度。在年發電量的部分，由表 4.45 可以看出年發電量在所有年份，預估年備用容量率在 2017 至 2030 年都在 30% 以上，超越了法定標準 15%，以年發電量角度來評估，所有年分都可以有穩定的供電來源。夏季月發電量評估則列於表 4.46，2017 至 2030 年的所有夏季尖峰月份預估月備用容量率也都在 25% 以上，高於法定標準 15%，皆為穩定的供電狀態。在夏季尖峰小時發電量的供電狀態的評估結果，如表 4.47 所示，在開啟了核四廠之後，預估備用容量率只有 2018、2023、2025 及 2030 年高於法定標準 15%，其他年份的預估備用容量率當然都比情境四高，但是還是無法達到法定標準，預估備用容量率介於 12~15%。

表 4.45 情境五-2017 年至 2030 年各能源可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (億度) | 需電量 (億度) | 預估年 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|---------------|-------------|--------------|
| 2017 | 160 | 619 | 1231 | 203 | 1268 | 3481 | 2577 | 35.1 |
| 2018 | 173 | 619 | 1358 | 203 | 1326 | 3679 | 2633 | 39.7 |
| 2019 | 187 | 619 | 1422 | 126 | 1293 | 3647 | 2681 | 36.0 |
| 2020 | 200 | 619 | 1422 | 115 | 1359 | 3715 | 2714 | 36.9 |
| 2021 | 217 | 619 | 1422 | 115 | 1378 | 3751 | 2746 | 36.6 |
| 2022 | 233 | 619 | 1422 | 115 | 1378 | 3767 | 2776 | 35.7 |
| 2023 | 250 | 619 | 1422 | 115 | 1504 | 3910 | 2805 | 39.4 |
| 2024 | 267 | 619 | 1342 | 36 | 1579 | 3843 | 2831 | 35.7 |
| 2025 | 284 | 619 | 1390 | 25 | 1963 | 4281 | 2855 | 49.9 |
| 2030 | 387 | 619 | 1350 | 25 | 2102 | 4483 | 3007 | 49.1 |

表 4.46 情境五-2017 年至 2030 年各能源夏季尖峰月份可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估月 備用容量率 |
|------|------|------|-------|------|-------|----------------|--------------|--------------|
| 2017 | 1332 | 5836 | 10451 | 1723 | 12309 | 31651 | 25076 | 26.2 |
| 2018 | 1443 | 5836 | 11537 | 1723 | 12868 | 33407 | 25623 | 30.4 |
| 2019 | 1555 | 5836 | 12080 | 1067 | 12555 | 33093 | 26084 | 26.9 |
| 2020 | 1666 | 5836 | 12080 | 974 | 13188 | 33744 | 26408 | 27.8 |
| 2021 | 1806 | 5836 | 12080 | 974 | 13376 | 34072 | 26714 | 27.5 |
| 2022 | 1946 | 5836 | 12080 | 974 | 13376 | 34212 | 27011 | 26.7 |
| 2023 | 2085 | 5836 | 12080 | 974 | 14599 | 35574 | 27291 | 30.4 |
| 2024 | 2225 | 5836 | 11401 | 304 | 15328 | 35094 | 27549 | 27.4 |
| 2025 | 2364 | 5836 | 11809 | 210 | 19051 | 39270 | 27783 | 41.3 |
| 2030 | 3226 | 5836 | 11469 | 210 | 20404 | 41145 | 29263 | 40.6 |

表 4.47 情境五-各能源夏季尖峰用電小時可發電量與需電量

| 年分 | 再生能源 | 核能發電 | 煤 | 油 | 氣 | 總可發電量 (百萬度) | 需電量 (百萬度) | 預估 備用容量率 |
|------|------|------|------|-----|------|----------------|--------------|-------------|
| 2017 | 2.7 | 7.8 | 14 | 2.3 | 16.5 | 43.3 | 38.6 | 12.1 |
| 2018 | 3.0 | 7.8 | 15.5 | 2.3 | 17.3 | 45.9 | 39.5 | 16.1 |
| 2019 | 3.2 | 7.8 | 16.2 | 1.4 | 16.9 | 45.5 | 40.2 | 13.3 |
| 2020 | 3.5 | 7.8 | 16.2 | 1.3 | 17.7 | 46.5 | 40.7 | 14.3 |
| 2021 | 3.8 | 7.8 | 16.2 | 1.3 | 18 | 47.1 | 41.1 | 14.7 |
| 2022 | 4.1 | 7.8 | 16.2 | 1.3 | 18 | 47.4 | 41.6 | 14.0 |
| 2023 | 4.4 | 7.8 | 16.2 | 1.3 | 19.6 | 49.3 | 42 | 17.4 |
| 2024 | 4.7 | 7.8 | 15.3 | 0.4 | 20.6 | 48.8 | 42.4 | 15.1 |
| 2025 | 5.0 | 7.8 | 15.9 | 0.3 | 25.6 | 54.6 | 42.8 | 27.6 |
| 2030 | 6.5 | 7.8 | 15.4 | 0.3 | 27.4 | 57.4 | 45.1 | 27.2 |

第五章 結論與建議

5.1 結論

本研究探討在未來在 2030 年太陽光電發電與離岸風力發電的供電的發電量與特性。以 WRF 模式模擬 2030 年的風場，再以 Windographer 軟體評估未來離岸風力發電之發電量，太陽光電的部分，我們以美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)提供之日照量去估算 2030 年太陽光電發電狀況。本研究同時也探討未來電力的可靠性，本研究將針對太陽光電及離岸風力發電在未來的發展進度與核能廢除年限做出不同情境的探討，分析未來電力系統是否可以滿足未來的需求，以下即為本研究之探討結果：

1. 本研究以 WRF 模式模擬 2010 年之氣象環境並與觀測資料比對，驗證本研究之 WRF 模式在模擬風場與氣象環境的可信度(詳見 4.1.1)。其中觀測資料包括氣象局地面測站梧棲、東吉島、澎湖及高雄四個地面氣象站、民航局桃園機場氣象測站(測站高度 55.7 公尺)與能源局與工研院在嘉義外傘頂洲風速塔(測站高度 60 公尺)的觀測資料。
2. 以模式得知 2010 年氣象環境後，本研究以 Windographer 模擬 2010 年的風力發電量，驗證了本研究模擬風力發電方法，得到了評估結果與實際發電量的關係(評估發電量/實際發電量=0.8)。在太陽光電的部分，本研究也以 NASA 提供之日照量資料，評估 2014、2015 與 2016 年之太陽光電發電量，驗證了本研究評估太陽光電方法之可信度，將使用此方法評估 2030 發電量。
3. 本研究以 WRF 模式的模擬結果，顯示在 2030 年臺灣海峽的最高年平均風速為 7 m s^{-1} ，在臺灣西部沿岸的平均風速在 3 至 5 m s^{-1} 之間。在秋冬季節(9 月~2 月)的風向以東北為主，風速較高，在臺灣海峽每月的月平均風速最高可以達到 13 m s^{-1} ，在夏季(6 月~8 月)以西南風為主，風速較低，在臺灣海峽每個月的平均風速在 $6\sim 7 \text{ m s}^{-1}$ 。

4. 將 WRF 模式模擬的風場結果與工研院提供之 36 處離岸風力發電潛力場址 (Lu et al. 2015)，透過 Windographer 軟體做計算，分析 2030 年離岸風力發電的發電量，全年發電量為 11343 百萬度，在 10~2 月的發電量比較高，在 1000 至 1500 百萬度之間，在 5~8 月的發電量較低，皆在 500 到 600 百萬度之間，可以看出在冬季發電量高，夏季發電量較低。在全天 24 小時的分布，則在午後發電量最高，全年平均小時發電量約在 47 萬度上下，清晨與上午的發電量最低，全年平均小時發電量則在 40 萬度左右，可以看出離岸風力發電的月發電變化量較大，在一天當中的小時發電量變化較小。
5. 透過美國國家航空暨太空總署大氣科學資料中心(NASA, National Aeronautics and Space Administration, Atmospheric Science Data Center, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)提供的日照量資料，與台電的太陽光電發電廠地點，本研究評估 2030 年的年發電量為 11367 百萬度，在夏季發電量最高，在 7 月的發電量為 1339 百萬度，在冬季發電量最低，在 2 月發電量為 658 百萬度。在一天當中，在有日照的時段才可以發電，在 11~14 的年平均小時發電量為 350 萬度。
6. 本研究將太陽光電與離岸風力的發電量加總後討論其發電的穩定性，離岸風力發電在冬季的發電量較高，月平均發電量為 1257 百萬度，在夏季發電量較低，月發電量為 535 百萬度，太陽光電則是在冬季的發電量較低，平均月發電量為 665 百萬度，夏季的發電量較高，平均月發電量為 1242 百萬度，將這二種能源每月發電量加總後的發電量幾乎平均分配在一年當中的每個月分，最大差距為 640 百萬度，僅佔一年當中月平均發電量的 34%，標準差則為 190 百萬度，為一年當中月平均發電量的 10%。不過臺灣的用電高峰是在七月與八月，此二種能源在需電量較多時無法提供較高的能源，這也就是再生能源較為被動的特性，無法根據需電量去調配。
7. 根據本研究的評估，可以得知在依照政府的再生能源與核能政策去評估預估備用容量率時，以年發電量的角度來分析幾乎皆可達到法定的標準 15%，在

以月發電角度分析時，在 2019 至 2024 年無法達到預估月備用容量率 15%，在 2024 年最低，預估月備用容量率為 8.8%，而當我們以夏季尖峰發電小時(下午 2~3 點)去分析預估備用容量率時，便在 2017~2030 年都無法達到 15%，甚至在 2024 年有電量不足的問題，預估備用容量率為-0.9%，極有可能會有缺電的危機。

8. 由於對於未來太陽光電與離岸風力發電工程設置進度的不確定性，假設其設置進度分別為 25%、50%及 75%，此三種進度在年發電的角度來探討，僅有進度為 25%及 50%時在 2024 年的預估年備用容量率低於 15%，分別為 13.3%與 14.4%，其它年分的預估年備用容量率皆可達到 15%。以月發電量的角度探討，在進度為 25%時 2019 與 2021~2024 年預估月備用容量率無法到達 15%，在 2024 年預估月備用容量率最低，僅有 6.0%，其他的年份預估月備用容量率皆可以達到 15%以上。在進度為 50%時，2017~2018、2020 與 2025~2030 年之預估月備用容量率可以達到 15%以上，在 2024 年預估月備用容量率最低，為 6.9%，在進度為 75%時，2021~2024 年預估月備用容量率低於 15%，在 2024 年最低達到 7.8%，其他年份的預估月備用容量率皆可達到 15%。若以夏季尖峰發電小時來分析，在進度為 25%、50%及 75%時預估備用容量率在 2017~2030 年皆無法達到 15%，當進度 25%時 2021~2024 都會有電不夠用的問題(預估備用容量率分別為-1.1%、-2.1%、-1.4%及-6.2%)，將有非常大的限電危機，當進度為 50%時 2022 與 2024 年亦會有缺電的問題(預估備用容量率分別為-0.7%及-4.4%)，進度為 75%時則僅有在 2024 年有缺電的危機(預估備用容量率為-2.7%)。
9. 若將核能一號、二號、三號發電廠延役，併入以上不同太陽光電與離岸風力發展進度探討，可以得知在年發電量的部分，核能一號、二號及三號發電廠延役後，不管太陽光電與離岸發展的進度為 25%、50%或 75%，預估年備用容量率都在 15%以上，在月發電量的部分也是如此。在夏季尖峰小時部分，太陽光電與離岸風力的發展進度為 25%時，除了 2025 年的預估備用容量率達

到 15% 以上之外並沒有任何年份達到預估備用容量率 15%，但也沒有任何年份之預估備用容量率為負值，預估備用容量率介於 3 至 14% 之間，在發展進度 50% 及 75% 的情況下，僅有在 2025 及 2030 年超過或接近預估備用容量率 15%，其它年份的預估備用容量率介於 3~10% 之間，並無任何年分的預估備用容量率為負值。若太陽光電與離岸風力的工程設置如期完成，核能一廠、二廠及三廠皆延役，則年發電量與月發電量在 2017~2025 年都可達到預估備用容量率 15%，在夏季尖峰小時發電量僅有 2025 至 2030 年達到預估備用容量率 15%，其他年份的預估備用容量率介於 5~11%。若太陽光電與離岸風力的工程設置如期完成，核能一廠、二廠及三廠皆延役並啟用核能四廠，則在年與月發電量的部分皆可以達到預估備用容量率 15%，在夏季尖峰小時發電量的部分在 2018 與 2023~2030 年可以達到預估備用容量率 15%，在其他年份之預估備用容量率在 12% 至 15% 之間。

5.2 未來建議

1. 對於 WRF 模式的風速預測，模擬結果顯示出風速高估的狀況，需要更新的土地使用資料、地形資料，並且修正粗糙高度或以 WRF 內含的 Urban Canopy Model(UCM, Chen et al. 2011)進行模擬，來減緩風速高估的情況，以達到更準確的預測。
2. 本研究對於電力開發進行長期評估，但是對於離岸風力以及太陽光電的短期風力預測並沒有做探討，若以 WRF 預測短期的氣象變化，預測短期的風速，對於評估短期離岸風力發電量有直接的幫助，也可以幫助電力系統的供電調度。

參考文獻

- 中國氣象局，2006，中國人民共和國氣象行業標準-太陽能資源評估方法。
- 台灣土地開發公司，2013。太陽光電發電系統發電效益分析與保養維護說明。
- 行政院環保署，2003，空氣品質模式模擬規範。
- 經濟部能源局，2016，2016年能源技術產業白皮書。
- 經濟部能源局，2016，我國再生能源發展政策。(中華生質能學會第16屆第2次研討會)
- 臺灣電力公司，2012，風力工程與運維。
- 臺灣電力公司，2017，106年台電長期電源開發方案
- Archer, C.L., Jacobson, M.Z., 2013. Geographical and seasonal variability of the global “practical” wind resources. *Applied Geography* 45,119-130.
- AWS Scientific, Inc, 1997. Wind Resource Assessment Handbook. National Renewable Energy Laboratory.
- Benjamin, S.G., Brown, J.M., Brundage, K.J., Schwartz, B.E., Smirnova, T.G., Smith, T.L., Morone, L.L., 1998. NWS Technical Procedures Bulletin 448 RUC-2 - The Rapid Update Cycle Version 2. NOAA/OAR Forecast Systems Laboratory.
- Boudia, S.M., Benmansour, A., Ghellai, N., Benmdjahed, M., Hellal, M.A.T., 2012. Temporal assessment of wind energy resource in algerian highlands regions. *Revue des Energies Renouvelables* 15, 43-55.
- Buttler, A.I., Dinkel, F., Franz, S., Spliethoff, H., 2016. Variability of wind and solar power : An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014. *Energy* 106, 147-161.
- Chen, F., Kusaka, H., Bornstein, R., Ching, J., Grimmond, C. S. B., Grossman-Clarke, S., Loridan, T., Manning, K. W., Martilli, A., Miao, S., Sailor, D., Salamanca, F.P., Taha, H., Tewari, M., Wang, X., Wyszogrodzki, A.A., Zhang, C., 2011. The integrated WRF/urban modelling system: development, evaluation, and applications to urban environmental problems. *International Journal of Climatology* 31, 273–288.
- Chen, H.H., Lee, A.H.I., 2014. Comprehensive overview of renewable energy development in Taiwan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37, 215-228.
- Cotton, W.R., Pielke Sr, R., Walko, R., Liston, G., Tremback, C., Jiang, H., McAnelly, R., Harrington, J., Nicholls, M., Carrio, G., 2003. RAMS 2001: Current status and future directions. *Meteorology and Atmospheric Physics* 82, 5-29.

- Dudhia, J., 1993. A nonhydrostatic version of the Penn State-NCAR mesoscale model: Validation tests and simulation of an Atlantic cyclone and cold front. *Monthly Weather Review* 121, 1493-1513.
- Emery, W.J., Baldwin, D.J., Schlüssel, P., Reynolds, R.W., 2001. Accuracy of in situ sea surface temperatures used to calibrate infrared satellite measurements. *Geophysical Research* 106, 148-227.
- Fang, H.F., 2014. Wind energy potential assessment for the offshore areas of Taiwan west coast and Penghu Archipelago. *Renewable Energy* 67, 237-241.
- Global Wind Energy council, 2017. *Global Wind Statistics 2016*.
- Hsieh, C.H., Dai, C.F., 2012. The analysis of offshore islands wind characteristics in Taiwan by Hilbert–Huang transform. *Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 107–108, 160–168.
- REN21, 2016. *Renewables 2016 global status report*.
- IRENA, 2016. *Roadmap for a renewable energy future*.
- Ko, L., Wang, J.C., Chen, C.Y., Tsai, H.Y., 2015. Evaluation of the development potential of rooftop solar photovoltaic in Taiwan. *Renewable Energy* 76, 582-595.
- Li, J.H., Guo Z.H., Wang, H.J., 2014. Analysis of Wind Power Assessment Based on the WRF Model. *Atmospheric and Oceanic Science Letters* 7, 126-131.
- Li, M., Zhang, Q., Kurokawa, J., Woo, J.H., He, K., Lu, Z., Ohara, T., Song, Y., Streets, D., Carmichael, G., 2015. MIX: a mosaic Asian anthropogenic emission inventory for the MICS-Asia and the HTAP projects. *Atmospheric Chemistry and Physics* 15, 34813–34869.
- Lima, L.D.A., Filho, C.R.B., 2011. Wind resource evaluation in São João do Cariri (SJC) – Paraíba, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 474-480.
- Lin, C.J., Yu, O.S., Chang, C.N., Liu, Y.H., Chuang, Y.F., Lin, Y.L., 2009. Challenges of wind farms connection to future power systems in Taiwan. *Renewable Energy* 34, 1926–1930.
- Liu, S.Y., Perng, Y.H., Ho, Y.F., 2013. The effect of renewable energy application on Taiwan buildings: What are the challenges and strategies for solar energy exploitation? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28, 92–106.
- Lu, S.D., Ho, W.C., Lu, W.H., Hu, C.K., Chen, M.L., Lien, Y.S., 2015. A research on the potential energy of offshore wind power and preferable offshore blocks in Taiwan. 中華民國第三十六屆電力工程研討會

- Nnawuike, N. E., Emmanuel C.O., 2014. Assessment of Wind Energy Potential as a Power Generation Source in Five Locations of South Western Nigeria. *Journal of Power and Energy Engineering* 2, 1-13.
- Skamarock, W.C., Klemp, J.B., 2008. A time-split nonhydrostatic atmospheric model for weather research and forecasting applications. *Journal of Computational Physics* 227, 3465-3485.
- Upreti, B.N., Shakya, A., 2012. Wind energy potential assessment in Nepal. Tribhuvan University and Government of Nepal.
- Worley, P.H., Craig, A.P., Dennis, J.M., Mirin, A.A., Taylor, M.A., Vertenstein, M., 2011. Performance of the Community Earth System Model. *Proceedings of 2011 International Conference for High Performance Computing, Networking, Storage and Analysis*. Article 54.

附錄一 口試委員意見答覆

林廷融 博士:

| 口試委員問題與意見: | 答覆: |
|--|--|
| 1. 論文當中所提及的「能源技術白皮書」，缺「產業」二字。 | 感謝委員的提點，已經將論文中的名稱都已更正為「能源產業技術白皮書」。 |
| 2. 在 4.3.4 之情境設計的結果是否代表未來再生能源的發展要搭配核能? | 我們依照政府的政策評估未來電力是否足夠使用，電力系統是否安全，當我們發現電力不足時，我們就以現有的發電機組去分析可能增加發電量的方法，於是就加入了核能延役的可能性。 |
| 3. 在需電量的部分，補齊其他考慮參數，包括經濟 GDP、人口數，供給端資料。 | 感謝委員的建議，已經將論文 3.7 中的表 3.5 加入供給端與經濟成長選項。 |
| 4. 若發現政府在未來離岸風力發電與太陽光電發電皆有高估的問題，該如何給政府建議?增加裝置容量? | 為了供電系統的安全，我認為在未來應該增加更多的火力發電機組或是延役目前的核能電廠，來應對再生能源發電較不穩定的特性。 |
| 5. 在 4.3.4 的情境設計中，再生能源發展進度為何設計 25%?(進度太低) | 本研究在情境二與三，是假設未來再生能源發展政策無法順利按進度完成，所以以 25%、50% 及 75% 的工程進度來假設未來發展進度可能的狀況。 |

許炎豐 博士:

| 口試委員問題與意見: | 答覆: |
|--------------------------------------|--|
| 1. 未來不僅再生能源不好預測，在未來，火力機組與核能發電都不容易預測。 | 感謝委員的建議，但是為了探討再生能源對未來的影響，我們先將核能與火力發電的發電量先做出假設。 |
| 2. 供電特性的範疇太廣，在研究目的部分，需要更改為更合適的名詞。 | 感謝委員的建議，已經將研究目的中的供電特性改為發電量的發電時間分布。 |
| 3. 可靠性、穩定性、可靠度，等名稱，要了解其中的意義，須牢記在心。 | 感謝委員的提點，穩定性是代表電力系統承受突然干擾，如電力短路或非預期系統損失的能力。通常發生電力不穩的可靠性用百分率表示。一般電力的可靠度在 99% 到 99.9% 之間。 |
| 4. 為何以 2030 年做評估，有何特別的原因？ | 由於經濟部能源局 2016 年能源產業技術白皮書對於離岸風力與太陽光電的規劃是規劃到 2030 年，因此本研究即選用 2030 年來評估。 |
| 5. 說明 2030 年的供需資料來源？是否來自台電？ | 2030 年的需電資料來自 2050 年能源供需模擬器，但是不同月份、小時的供需比例，是根據 105 年的供電分布 |
| 6. 尋找是否有人有使用與「備用電量率」相似的名詞 | 本文已將論文當中的「備用電量率」改為「預估年備用容量率」、「預估月備用容量率」以及「預估備用容量率」 |
| 7. 臺灣已有離岸風力有機組，要更改論文中的內容。 | 感謝委員的提點，已經將論文 2.2 的內容更正。 |

蔡妙珊 博士:

| 口試委員問題與意見: | 答覆: |
|--|--|
| 1. 在電力需求的部分，建議可以設計不同情境搭配其不同的需電量(例如非核，就必須使用非核的需電量) | 感謝委員的建議，我們將本研究所設定的不同核能情境套入 2050 能源供需模擬器當中，可以發現在不同核能政策下的最大需電量差距小於百分之一以內，因此本研究暫將此誤差忽略不記。 |
| 2. 論文 101 頁中，經發電量的定義有誤 | 感謝委員的提點，已經將論文 101 頁，淨發電量的定義做更正。 |
| 3. 論文 101 頁中的火力發電機組，是否包含民營發電廠以及汽電共生發電廠? | 論文 101 頁表 4.19 中的火力發電裝置容量已經包含了民營發電廠以及汽電共生發電廠。 |
| 4. 以可用率計算發電量是否適宜? (論文 101 頁) | 本研究在使用可用率時並不是要計算發電為何，而是要評估在一整年最多可已發出的電量是多少，並不是真的要供給出這麼多電量。 |
| 5. 在 4.3.4 評估 2030 年月發電量時離岸風力與太陽光電發電量平均分布到 12 個月，有何用意? | 由於本研究評估出離岸風力與太陽光電相加過後，在 12 個月的分布標準差僅為 10%，所以在月發電量的部分，才將離岸風力與太陽光電平均分布在 12 個月計算月發電量。 |
| 6. 表 4.21 發電量為何明顯高出統計值許多? 與 2016 差距很大? | 在表 4.21 中的發電量，是本研究預估根據目前機組可以發出的最大電量，而統計資料則是真正發出的電量，可以發出的最大電量理應大於實際的發電量。 |
| 7. 未來增加的燃氣發電，應為複循環機組。 | 感謝委員的提點，已將論文 4.3.3 當中的未來增加的火力發電機組由「燃氣汽力機組」改為複循環機組。 |

蕭述三 教授:

| 口試委員問題與意見: | 答覆: |
|--|--|
| 1. 摘要太長，應該更為精簡一些。 | 感謝委員的提點，已經將論文摘要修改更為簡潔精簡。 |
| 2. 圖表名稱，應該更詳細敘述。 | 感謝委員的提點，已經將圖表名稱改良，將名稱改為更清楚詳細。 |
| 3. 論文 17 頁，引用文獻(chen et al, 2014)內容並不合理。 | 感謝委員的提點，已經在論文 2.3.2 的部分更改了引用的內容 |
| 4. 論文中 2017 至 2030 政策與現在政府最新的政策相比有哪些改變? | <p>在太陽光電的部分，本研究所採用的政府規畫目標為在 2025 年達到 6.2 GW，2030 年裝置容量達到 8.7GW(2016 能源產業技術白皮書)，而目前新的政策則為，在 2025 年就要達到 20GW。</p> <p>在離岸風力發電的部分，本研究所採用的政府規畫目標為在 2025 年達到 2GW、2030 年達到 4GW(2016 能源產業技術白皮書)，而目前新的政策則為，在 2025 年即達到 3GW。</p> |
| 5. 建議可以對於再生能源的研究更加深入探討研究。 | 感謝委員的意見，若往後實驗室有人員研究此領域，會再對再生能源作更深入的研究。 |

林傳堯 博士：

| 口試委員問題與意見: | 答覆: |
|--|---|
| 1. 太陽光電輻射資料，為何不使用氣象局資料? | 感謝委員的意見，使用 NASA 的資料的原因為，網站可以直接計算發電地點位置經緯度的日照量，且 2030 年為未來未知之數據，因此採用 22 年日照量平均計算，但是委員所提出的氣象局資料準確度會更高，在往後本實驗室的相關研究，將會採納委員的意見。 |
| 2. 建議以 RCP4.5(CESM)跑 2010 年，定義 CESM 模式之不確定性 | 感謝委員的意見，未來實驗室若有人員再使用全球模式資料，將會以此方法定義其不確定性。 |
| 3. 論文 56 頁圖表的編排有誤，高雄測站溫度與風速時序圖顛倒， | 感謝委員的提點，已經將高雄測站的溫度與風速時序圖改正。 |
| 4. 論文 67 頁圖 4.13，2030 年 2 月份的風速過低，不合理，請查明清楚是否有誤。 | 感謝委員的提點，我在繪圖時擷取數據有錯，已經將圖 4.13 中 2030 年二月分平均風速圖更正。 |
| 5. 颱風對於風能評估的不確定性，應該將其排除。 | 在 windographer 計算風能時，若風速超過風力發電機的最高可承受風速 (27m s^{-1})，則會停止風機運作，所以此軟體在計算風能時已經考慮到颱風的因素。 |