

利用TIMES模型進行我國電網級儲能分析

黃郁青^{1*} 陳治均² 葛復光³

摘要

為實現2025年非核家園之政策與再生能源發電占比20%之目標，近年來我國政府積極發展再生能源，考量大部分再生能源皆具間歇性與不確定性，搭配儲能系統以減緩對電力系統之衝擊是未來趨勢。因此，本研究探討大規模間歇性發電併網後，如何搭配電網級儲能進行我國電力系統調度，分析工作包括對於2010-2015年能源消費量進行校準及2016-2050年能源服務需求更新。為了分析搭配電網級儲能後電力調度的情形，本文利用國際通用的能源工程模型TIMES模擬參考情境及減碳情境，其中減碳情境包括樂觀情境、保守情境，減碳情境皆顯示隨著太陽光電成長，應利用燃氣機組搭配儲能系統以調節太陽光電日夜間之差異，本研究對於我國儲能的發展亦提出相關建議。

關鍵詞：儲能系統、碳排放、能源服務需求、模型校準

1. 前言

為呼應減緩全球氣候變遷，我國政府已明確訂定再生能源發展及減碳目標。當前最重要的工作即是如何調整我國能源供需結構，以因應未來大規模再生能源併網後所面臨的系統議題。間歇性再生能源對於電力系統的穩定性將是一大挑戰，本文利用國際通用的能源工程模型TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System)，探討我國再生能源技術搭配儲能技術的發展。相較於其他供需規劃模型，供給端無法配合消費端的變化進行規劃，TIMES為Bottom-up工程模型，其時間切分的優點可以參考消費端在日夜、尖離峰及季節的差異性進行規劃，供給端也可以考量發電機組的特性進行調整，因此在探討大規模間歇性發電併網後，傳統機組如何因應能更貼近實際情形。TIMES模型1996年由國際能源總署(International

Energy Agency, IEA)開發至今，目前已被70個國家中的250個研究機構所使用，為MARKAL (MARKet and ALlocation)與EFOM (The Energy Flow Optimization Mode)模型的結合，旨在改進MARKAL不足之處。TIMES模型更細緻化時間切分(Time Slice)的優點，可導入日夜及尖離峰等不同時段消費端的電力需求與供給端的發電曲線，相較於MARKAL模型與其他供需規劃模型無法細緻化評估每小時供需規劃，TIMES模型可以呈現燃氣機組搭配儲能在日夜及尖離峰間調節情形。

英國早期以MARKAL模型提供能源及氣候變遷部(Department of Energy & Climate Change, DECC)相關策略建議，隨著能源政策的變化，其所用的能源模型也有不同，由MARKAL演變至UKTM (UK TIMES Model)，英國TIMES模型UKTM為倫敦大學學院(University College London, UCL)主導的wholeSEM (Whole System

¹行政院原子能委員會核能研究所 研究助理

²行政院原委會核研所 副工程師

³行政院原委會核研所 研究員

*通訊作者, 電話: 03-4711400 ext. 2728, E-mail: fred501146@iner.gov.tw

收到日期: 2016年11月03日

修正日期: 2017年01月16日

接受日期: 2017年02月07日

Energy Modelling Consortium)團隊開發，近期 DECC 運用 TIMES 模型進行減碳目標分析，DECC 在「政府間氣候變化專門委員會」宣布了相當積極的目標，希望在 2028 年至 2032 年間的 CO₂ 排放能夠被控制在 1725 Mt，相當於 2030 年的排放達到 1990 年總排放減量 57%，此目標的訂定強化了英國在全球減排過程中的主導性。國內目前使用 TIMES 模型進行能源議題研究的單位為工研院與核研所，工研院(郭謹瑋等，2015)應用 TIMES 模型可考量季節性、每日及每小時電力供需狀態的特性，更完整評估我國中長期電力供需規劃，核研所(陳治均等，

2016)對於社會經濟發展及能源服務需求推估進行設定並完成基準情境分析，有關國內外供需規劃模型的重要文獻，詳見表 1。

目前全球電網級儲能以抽蓄水力為主，電網級化學儲能在全世界尚在萌芽階段，國內相關的研究主要著重於成本與特性的比較，以評估儲能技術的發展，詳見表 2。然而目前尚無藉由 TIMES 模型的特色，對於大規模間歇性發電併網後，利用台電規劃機組搭配電網級儲能進行電力調度之研究，本文利用 TIMES 模型時間切分的特點，探討我國電網級儲能的發展。

表1 國內外供需規劃模型重要文獻

作者	供需規劃模型	主要研究內容及成果
工業技術研究院 郭謹瑋等(2015)	應用臺灣TIMES模型進行我國長期電力供需規劃	本研究應用TIMES模型可考量需求面負載與供給面燃料別機組發電的季節性、每日及每小時間的特性，更完整的評估我國中長期電力供需規劃，並應用模型評估政府節電措施與抑低尖峰負載措施對電力系統尖離峰負載與發電結構的影響。
臺灣綜合研究院 吳再益等(2013)	應用多目標規劃模型(Simulation Model for Aggregate Generation Expansion Planning II, SMAGE-II)	在最低成本的目標下，考量電力負載平衡、機組運轉、火力機組最低發電容量、天然氣供應量等限制。
台電公司洪紹平 與鍾輝乾(2012)	紐西蘭電源開發模型(Generation Expansion Model, GEM)	考量未來尖峰負載、用電量及日備轉容量率，利用GEM模型估算滿足各種限制下之最小發電成本。計算主要參數為燃料使用上限與成本、發電機組特性與成本、碳排放成本等。
臺灣綜合研究院 吳再益等(2013)	以計量經濟法結合時間序列法之負載預測架構	考量前期用電量、人口數、產業結構、經濟成長率、冷氣度、尖峰日平均溫度、實質電價等因素。
E.Rosenberg <i>et al.</i> (2013), Energy	The impact of future energy demand on renewable energy production – Case of Norway	藉由各部門活動量與能源密集度求出挪威的能源服務需求，再把這些結果輸入TIMES模型求解最小成本的能源組合。
A.Pina <i>et al.</i> (2013), Applied Energy	High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables	藉由不同情境設計，應用TIMES模型探討在達到CO ₂ 減量目標下，新再生能源及化石燃料發電的最佳投資計畫，結果對於電力系統的永續規劃有了重大衝擊，並導向能源多樣性發展。

資料來源：本研究彙整

表2 國內電網級儲能重要文獻

作者	供需規劃模型	主要研究內容及成果
鄭婉真(2012)	電網用電化學儲能市場發展趨勢分析	電化學儲能被視為具有發展潛力之技術，相關產品技術包括：鉛酸電池、鋰電池、鈉硫電池，以及Flow等，各式電化學儲能因為壽命、能量密度、設置成本、發電成本、轉換效率、成本下降潛力，以及未來壽命延長幅度等，適用於不同之情境市場，包括再生能源電網整合應用、負載攤平、商用服務、延緩輸配電投資、家用儲能。
劉玉章等(2015)	電網級儲能技術研發現況與進展	電網級儲能有9成5以上是水力發電，其他安裝量皆在1%以下。水力發電技術應用在電網儲能中，主要做為電力負荷平移，其他蓄電池技術則可用在較小容量的儲能，初始投資成本低，主要考量單位發電成本高。未來將隨著再生能源占比增加，加上電動車輛預期逐漸普及，必須電網級儲能系統提供一個穩定的再生能源電網，以滿足未來再生能源的與日俱增。

資料來源：本研究彙整

2. TIMES模型儲能建置

2.1 TIMES模型時間切分架構¹

TIMES模型時間切分的特色，使得模型在不同的時間切分呈現電力供需情形。本研究將技術的階層共分為Annual、Season以及Daynite階層，Daynite階層可以再細分一天內24小時不同時段的電力供需情形，目前模型共區分為12個時間切分，在一年四季之下，再區分為白天離峰、晚上離峰以及每日用電尖峰。以夏季尖峰負載為例，其值為計算每日用電最尖峰1小時，再將每日統計之尖峰用電累加，以估算夏季尖峰負載占比，扣除尖峰用電為離峰時段，

日間離峰以及夜間離峰在每日各占11.5小時。為了讓每個時間切分契合台電的實績發電負載，本研究參考台電100年用電占比，將工業部門電子電機、石化技術及住宅、服務部門用電技術，導入用電需求曲線，如表3所示。

在發電技術方面，目前在Daynite階層包括燃氣、燃油、風力以及太陽光電發電，其中燃氣、燃油為可調度電力，由模型內生自行調節，而風力、而太陽光電為不可調度電力，必須搭配儲能調節。由於風力、太陽光電受到季節、天候及日夜變化的影響，為了模擬風力、太陽光電在時間切分內的變化，TIMES模型除了定義全年可用率AFA¹ (Annual Availability Factor)，另外定義每個時間切分內的可用率AF

表3 TIMES模型用電占比

春季日間離峰	12.40%	秋季日間離峰	12.57%
春季夜間離峰	10.60%	秋季夜間離峰	11.37%
春季尖峰負載	1.15%	秋季尖峰負載	1.19%
夏季日間離峰	13.80%	冬季日間離峰	11.25%
夏季夜間離峰	13.46%	冬季夜間離峰	9.80%
夏季尖峰負載	1.35%	冬季尖峰負載	1.06%

資料來源：1. 台電類別小時發電量；2. 本研究彙整

¹ 火力電廠的可用率AF (Availability Factor)為全特定時數內的可供電時數，TIMES模型提到的可用率與火力電廠定義的可用率相同，TIMES模型再區分全年的可供電時數為AFA，在時間切分內的可供電時數定義為AF。

(Time Slice specific Availability Factor)，以估算間歇性發電在時間切分的變化，AF與AFA的關係式，詳如說明²。

本研究估算離岸風力參考澎湖中屯99~102年台電類別小時發電量，太陽光電及陸域風力參考100年台電類別小時發電量，以呈現間歇性發電在日夜及季節的變化，估算之AF值如表4所示，受限於模型的發電曲線為假設天氣為可預測性，當氣候瞬時變化而不可預測時，傳統火力如何因應，尚待其他電力負載預測方法探討。

2.2 國內電網級儲能技術的現況

為了提升再生能源的發電比例，電網級

儲能的發展將是關鍵因素，本研究參考經濟部能源局委託計畫(經濟部能源局，2012)建置電網級化學儲能技術，包括：鉛酸電池、鋰電池、鈉硫電池以及液流電池等，對於電網級化學儲能的技術資料，參考國內外文獻有關功率成本、能量成本以及轉換效率，如表5、圖1所示，建置完成後配合情境的設計，由模型選擇技術發展的時程以及所需裝置容量。各技術有其不同的特色，分述如下：

(1) 鈉硫電池：功率密度高，但因使用高腐蝕的鈉及硫，且反應溫度高(約為300°C)，因此發展受限。

(2) 鉛酸電池：為最成熟的化學儲能技術，在汽車工業上已廣泛使用，但因為循環壽命低，

表4 離岸風力、太陽光電及陸域風力AF值

	太陽光電	陸域風力	離岸風力
春季日間離峰	0.21	0.25	0.39
春季夜間離峰	0	0.20	0.36
春季尖峰負載	0	0.25	0.37
夏季日間離峰	0.41	0.11	0.13
夏季夜間離峰	0	0.08	0.13
夏季尖峰負載	0.42	0.12	0.13
秋季日間離峰	0.36	0.32	0.50
秋季夜間離峰	0	0.24	0.48
秋季尖峰負載	0	0.36	0.49
冬季日間離峰	0.16	0.51	0.63
冬季夜間離峰	0	0.43	0.59
冬季尖峰負載	0	0.52	0.61

資料來源：本研究彙整

表5 電網級化學儲能技術資料

電池總類	功率成本 (USD/kW)	能量成本 (USD/kWh)	循環壽命 (次)	充放電效率 (%)	功率能量比 (E2P)
鉛酸電池	660	660	500	80	1
鋰離子電池	950	950	5,000	90	1
鈉硫電池	2,500	500	8,000	80	5
液流電池	2,140	535	10,000	80	4

資料來源：ETP2014 (IEA, 2014)、ETRI (EU, 2014)。

² AF = 可供電時數(Time Slice)/時數(Time Slice) = (可供電時數(年) × 供電時數占比(Time Slice))/(時數(年) × 時間占比(Time Slice))，而AFA = 可供電時數(年)/時數(年)，因此，AF與AFA值的關係式為：AF = AFA × 供電時數占比(Time Slice)/時間占比(Time Slice)。

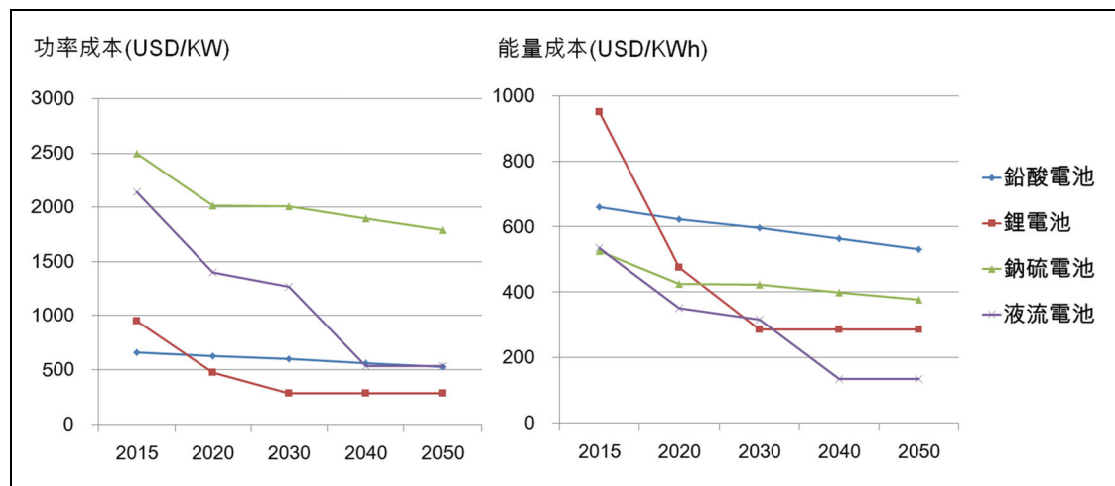


圖1 電網級化學儲能成本變化圖

資料來源：ETP2014 (IEA, 2014)、ETRI (EU, 2014)

因此尚未使用在大型儲能。

(3) 液流電池：系統設計相當地靈活，輸出功率和儲能容量是相互獨立的為其優勢，例如中國VRB公司設計5 kW/20 kWh電池，而且因循環壽命長，儲電成本較低，但因體積廣大以及建置成本高，目前尚未廣泛使用在大型儲能。

(4) 鋰電池：具有高的能量密度與功率密度，因此體積小、重量輕，而且轉換效率高達95%，未來將隨著成本的降低而大幅應用在電網儲能以及電動車市場。

相較於化學儲能技術，抽蓄水力由於蓄電量大及使用壽命長，儲電成本相對較低，國內

現有明潭及大觀兩座發電廠約2.6 GW，另外根據行政院環保署委託計畫的研究，尚未開發的抽蓄水力推估約20 GW的潛力，如表6所示，其中以光明水庫與翡翠水庫水位的落差大，具有發展的優勢，台電公司在1997年時曾規劃在大甲溪上游建設光明抽蓄水力電廠，而翡翠水庫因蘊藏豐富之再生能源，臺北市政府曾委託中興工程進行再生能源發展可行性研究(臺北市政府，2013)，因此本研究抽蓄水力將參考光明與翡翠水庫的總裝置容量約2.1 GW進行模擬。

3. TIMES模型能源服務需求推估

表6 國內抽蓄水力裝置容量與成本推估

水庫名稱	裝置容量(MW)	建置成本(千元/KW)	運維成本(元/度)	備註
翡翠水庫	1,398	39.52	0.35	傳統型抽蓄水力
石門水庫	2,376	38.51	0.34	傳統型抽蓄水力
大南澳	1,004.1	50.99	0.49	傳統型抽蓄水力
宜蘭南澳	2,840	33.86	0.31	海水型抽蓄水力
花蓮和平	3,510	38.95	0.34	海水型抽蓄水力
光明	705	46.07	0.42	傳統型抽蓄水力
西歡	1,000	61.02	0.48	傳統型抽蓄水力
曾文水庫	3,730	33.08	0.3	傳統型抽蓄水力
南化水庫	3,064	30.3	0.28	傳統型抽蓄水力
牡丹水庫	648	34.57	0.34	傳統型抽蓄水力

資料來源：我國抽蓄水力發電潛能先期調查及規劃專案工作計畫(環保署，2014)

3.1 社會經濟發展假設

TIMES模型在建置上所考量的四類社會經濟發展主要影響因子的成長趨勢推估如表7所示。國內生產毛額(Gross Domestic Product, GDP)成長率於未來年將呈現緩慢降低，這是邁入已開發國家普遍存在的現象。人口數成長率預測(行政院國發會，2016)在2022年以後會開始呈現負成長，此後將會持續加快人口負成長現象，同時小家庭的社會現象，連帶使家戶數成長率持續至2031年以後才開始出現負成長現象。在人均國內生產毛額(GDP per capita, GDPP)成長率方面，雖然GDP在未來的成長率是逐漸滑落的，但同時人口數也在下降，因此GDPP成長率呈現緩慢的增長趨勢至2050年大致維持在1.3%左右，且分析表7為的數據可得知，四個主要影響因子的變動幅度在2025年前後有很大的轉變，即2010~2025年間與2025~2050年間的成長率有很明顯的差異性，大概都呈現先升後緩甚至是負成長的趨勢，而此結果也將影響後續TIMES模型整體能源服務需求的推估及BAU (Business as usual)情境整體能源消費趨勢。

3.2 能源服務需求推估

在TIMES模型中，「能源服務需求」並非指能源需求量，而是能源供給所能滿足之「服務量」或「生產量」，例如：交通之旅運需求、鋼鐵業之生產、服務業與住宅空調、照

明等。藉由各技術效率參數之設定，可反映出能源使用效率的改進及能源消耗量。而TIMES模型能源服務需求分類主要分為工業部門的鋼鐵、石化原料、水泥、造紙、電子電機、其他工業用電、其他工業用熱等七項；運輸部門的小客車、大客車、小貨車、大貨車、機車、軌道運輸、國內貨運船舶、國內航空客運等八項；服務業部門的空調、照明、其他用電、其他用燃料等四項；住宅部門的電腦、電視、開飲機、烹調、熱水、照明、冷氣、其他電器等八項，另尚有農業部門與非能源使用的能源服務需求共計29項。以下針對各類能源服務需求的未來成長率推估加以說明：TIMES模型中未來年度的各類能源服務需求，是透過社經發展假設推估而得，主要係利用前節四種影響因子與能源服務需求之彈性關係加以估算求得。彈性值之推估乃是將上述之影響因子與能源服務需求之歷史資料利用多重指數迴歸模型加以校估後而得。為求能充分反映出與現況相符之彈性關係，各項能源服務需求所參照的影響因子略有不同，而利用影響因子與能源服務需求彈性所推估之能源服務需求成長趨勢如表8所示，分析數據可知，能源服務需求於2010~2025年間與2025~2050年間的成長率有很明顯的差異性，此也呼應了本節針對四個主要社會經濟發展影響因子的變動幅度將會影響整體能源服務需求成長趨勢的論述，藉由2015年歷史實績的能源服務需求與表8的成長趨勢即可推估未來年的能源服務需求的變化。

表7 社會經濟發展影響因子及成長率說明

社會經濟項目	成長率說明
國內生產毛額	2016-2025平均成長率1.4%，2026-2050平均成長率0.8%
人口數	2016-2025平均成長率0.03%，2026-2050平均成長率-0.6%
家戶數	2016-2025平均成長率1.1%，2026-2050平均成長率-0.3%
人均國內生產毛額	2016-2025平均成長率1.5%，2026-2050平均成長率1.3%

備註：本研究GDP的推估方式區分為兩個區間，1981~2015主計處，2016~2050核研所能經中心估算，2016

資料來源：本研究彙整

表8 能源服務需求成長趨勢

需求類別	需求名稱	2016-2025	2026-2050	需求類別	需求名稱	2016-2025	2026-2050
		成長率	成長率			成長率	成長率
工業部門	鋼鐵	1.29%	0.71%	服務部門	空調	1.74%	0.14%
	水泥	1.66%	0.91%		照明	1.74%	0.14%
	造紙	-0.21%	0.00%		其他用電	1.74%	0.14%
	石化原料	0.64%	0.35%		其他用料	1.74%	0.14%
	電子電機	3.16%	1.73%	住宅部門	電腦	0.03%	-0.56%
	其他用電	0.60%	0.33%		電視	1.06%	-0.29%
	其他用熱	0.10%	0.18%		開飲機	1.06%	-0.29%
運輸部門	小客車	1.50%	-0.41%		烹調	0.03%	-0.56%
	大客車	0.05%	-1.01%		熱水	0.03%	-0.56%
	機車	-0.39%	-0.34%		照明	1.06%	-0.29%
	小卡車	1.37%	0.75%		冰箱	1.06%	-0.29%
	大卡車	1.53%	0.84%		冷氣	1.44%	0.82%
	鐵路	0.07%	-1.51%		其他電器	1.44%	0.82%
	貨運船舶	0.36%	0.20%	其他部門	農林漁牧	0.59%	0.07%
	航空客運	0.58%	0.57%		非能源使用	0.32%	0.32%

資料來源：袁正達，2016

4. TIMES模型研究設計及限制

本節主要針對參考情境、樂觀情境、保守情境的設計進行說明，如表9所示，模型在滿足

用電需求、資源供應限制及其他限制條件下，利用線性規劃方法求解全期能源系統總成本現值極小化規劃之最小成本求解。

為了間歇性發電搭配儲能、高效率火力、

表9 情境設計與說明

情境名稱	參考情境	樂觀情境	保守情境
燃煤發電	2016-2027 ^(註1) ：2028-2050參考2016以後燃煤機組3.4%的年均成長率為上限		
燃氣發電	2016-2027 ^(註1) ：2028-2050參考2016以後燃氣機組5.6%的年均成長率為上限		
燃油發電	2016-2027 ^(註1) ：2028-2050年設定燃油裝置容量上限		
CCS碳捕存	2035-2050自定上限 ^(註2) ，內生求解		
再生能源	2016-2050自定樂觀上限 ^(註3) ，內生求解		2016-2050自定保守上限 ^(註3) ，內生求解
儲能系統	2016-2050化學儲能與抽蓄水力由模型選擇最適方案		
核能發電	無延役 / 核四封存		
汽電共生	參考經濟部能源局，我國能源供需展望報告，進行2020-2050裝置容量上限設定		
減碳目標	無目標	2016-2030 ^(註4) 、INDC、溫減法	

註1：2016-2027年參考台電電源開發規劃(10505案)設定裝置容量上限。

註2：2035年示範推廣0.3 GW、2040年2.6 GW、2045年4.6 GW，2050設定燃煤碳捕捉上限7.6 GW。

註3：2016-2025年參考政府105綠色能源政策目標，2026-2050推估太陽能、離岸風力及地熱等技術開發上限。

註4：2020年回到2005年碳排放量，2020-2030參考INDC的減碳目標，逐年線性遞減碳排放量。

資料來源：本研究彙整

CCS (Carbon capture and storage)、地熱等技術進步對電力配比的影響並分析其減碳成效，本研究依據再生能源可開發上限的高低案，如表10所示，規劃樂觀與保守情境。所規劃的新能源技術發展情形由模型內生最小成本求解，由於儲能不發電，必須搭配其他技術，以發揮削峰填谷的作用，因此情境設計上，儲能必須與間歇性發電搭配，以探討間歇性發電的發展對於儲能的影響，儲能技術發展的假設條件為抽水水力與化學儲能相互競爭，由模型選擇最適方案。

本研究設計上仍有限制，在儲能系統方面，目前僅探討供電端集中式儲能系統，在用戶端分散式儲能的部分，因為必須對於不同服務需求部門進行設計與分析，以評估其效益，目前尚未規劃。以電動車為例，依照本研究減碳情境的設計，結果顯示電動車在低碳電力的搭配下可發揮減碳成效，然而電動車充電方式的改變對於尖離峰的用電量將產生變化，而電動車的發展對於分散式儲能的發展亦具有極大影響，尚待後續研究進一步探討。在微電網及先進資通技術方面，由於模型為供需均衡之最佳化求解，已隱含技術達商業化之節能效益，然而微電網及先進資通技術細部的成本較難估

算，因此暫不列入。在需量反應方面，目前僅由TIMES模型ED (Elastic Demand)模組內生調整服務需求，對於區域微電網形成的需量反應與節能效益，仍待後續的研究努力，建置細緻的區域型模型，以探討區域內電力供需情形。

5. 儲能情境分析結果

本節針對參考情境、樂觀情境以及保守情境進行模型分析，情境設計說明如表11所示。樂觀情境與保守情境主要差異為太陽光電與風力發電可開發上限高低案，太陽光電推估方式參考張嘉諳及韓佳佑著作(2016)，風力推估方式參考陳美蘭及胡哲魁著作(2014)與呂學德等著作(2015)，分析結果如下：

5.1 參考情境

參考情境分析顯示，在無減碳壓力下，並不利於再生能源的發展。2027年以前僅相對便宜的燃煤火力機組到達台電規劃上限，顯示目前台電的規劃能夠滿足用電需求。2027年以後模型仍然選擇較便宜且污染性較高的傳統燃煤、燃氣火力機組進行發電，如圖2所示，2015-2025年的用電成長率約為1.2%，2025-

表10 未來再生能源潛力上限假設

發電技術	實績值		政府政策目標			本計畫推估潛能上限		
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
離岸風力	0	520	3,000	5,200	6,150	7,100	8,050	9,000
					7,650	10,100	12,550	15,000
太陽光電	842	8,776	20,000	22,003	24,006	26,010	28,013	30,016
				28,390	35,290	40,330	43,500	44,810
深層地熱	0	0	0	0	367	734	1,101	1,835
陸域風力	647	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
水力發電	2,089	2,100	2,150	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
淺層地熱	0	150	200	200	315	315	315	315
生質電力	741	768	813	950	1,354	1,496	2,004	2,488
波浪發電	0	0	0	50	170	320	520	720
洋流發電	0	0	0	20	150	300	600	1,050

資料來源：本研究彙整

備註：2015~2025以政府政策為目標上限，2026~2050接續政策進行合理推估

表11 情境設計說明比較表

情境名稱	參考情境	樂觀情境	保守情境
傳統機組	1. 火力機組：2027年以前舊有的燃煤、燃氣與燃油機組依既定期程除役，新增的火力機組以台電10505方案規劃上限。2028年後，參考2016-2027年均成長率，設定成長率上限。 2. 汽電共生：2020至2050汽電共生裝置量依經濟部能源局「我國能源供需展望」報告規劃為上限。 3. 核能：無延役 / 核四封存。		
碳補存	2035年示範推廣0.3 GW、2040年2.6 GW、2045年4.6 GW，2050設定燃煤碳捕存上限7.6 GW。		
再生能源	2025年以前參考105年政府「105年綠色能源政策目標」規劃的再生能源的開發上限。		
	2030年後設定可開發上限高案		2030年後設定可開發上限低案
抑低用電	無	以TIMES模型Elastic Demand (ED)模組的功能，評估各工業、運輸、及住商等部門之最適服務需求減量方案，進而降低用電。	
減碳目標	無	2030年INDC (Intended Nationally Determined Contributions)、2050年溫減法	

資料來源：本研究彙整

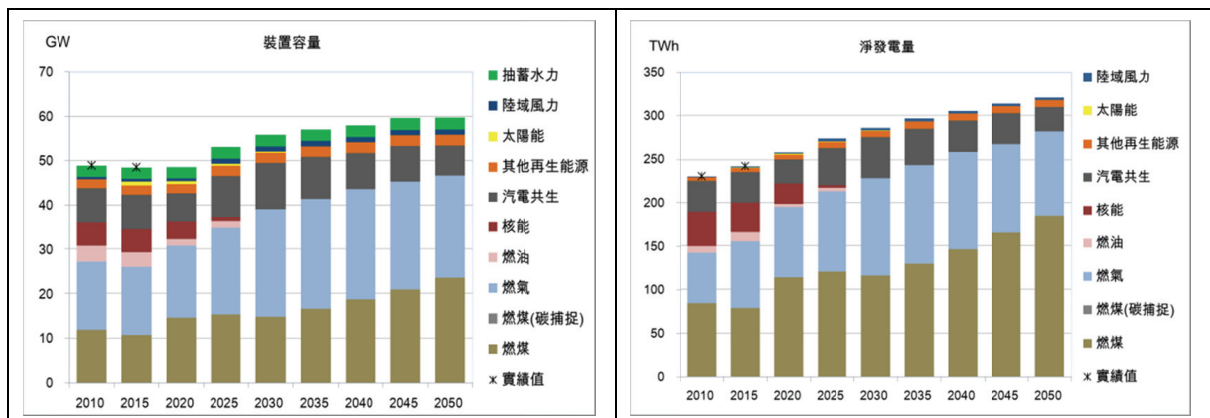


圖2 參考情境分析結果

資料來源：本研究彙整

2050年由於人口呈現負成長及GDP成長率緩慢，用電成長率約為0.68%，成長率明顯低於2025年以前，且由於高效率火力機組的導入而提升燃燒效率，2025年以後碳排放量的成長率趨於緩和。再生能源的發展方面，以淺層地熱與陸域風力較有發展機會，太陽光電與陸域風力裝置容量並無明顯上升，因此也不利於儲能系統的發展，模型選擇現有2.6 GW抽蓄水力，搭配燃氣機組進行日夜間以及尖離峰的用電調節。

5.2 樂觀情境

樂觀情境分析結果如圖3，顯示隨著太陽光電及風力等間歇性發電的比例增加，因為發電的不可調度性，必須搭配燃氣機組或儲能系統，才能調節尖離峰間的用電的差異。依據台電10505方案的規劃，台電預計2025年在大潭、通霄、協和等電廠新增燃氣機組，2026年再新增4.4 GW燃氣機組，大幅提升了電力系統的調度能力，也延緩儲能系統的發展。2030年夏季

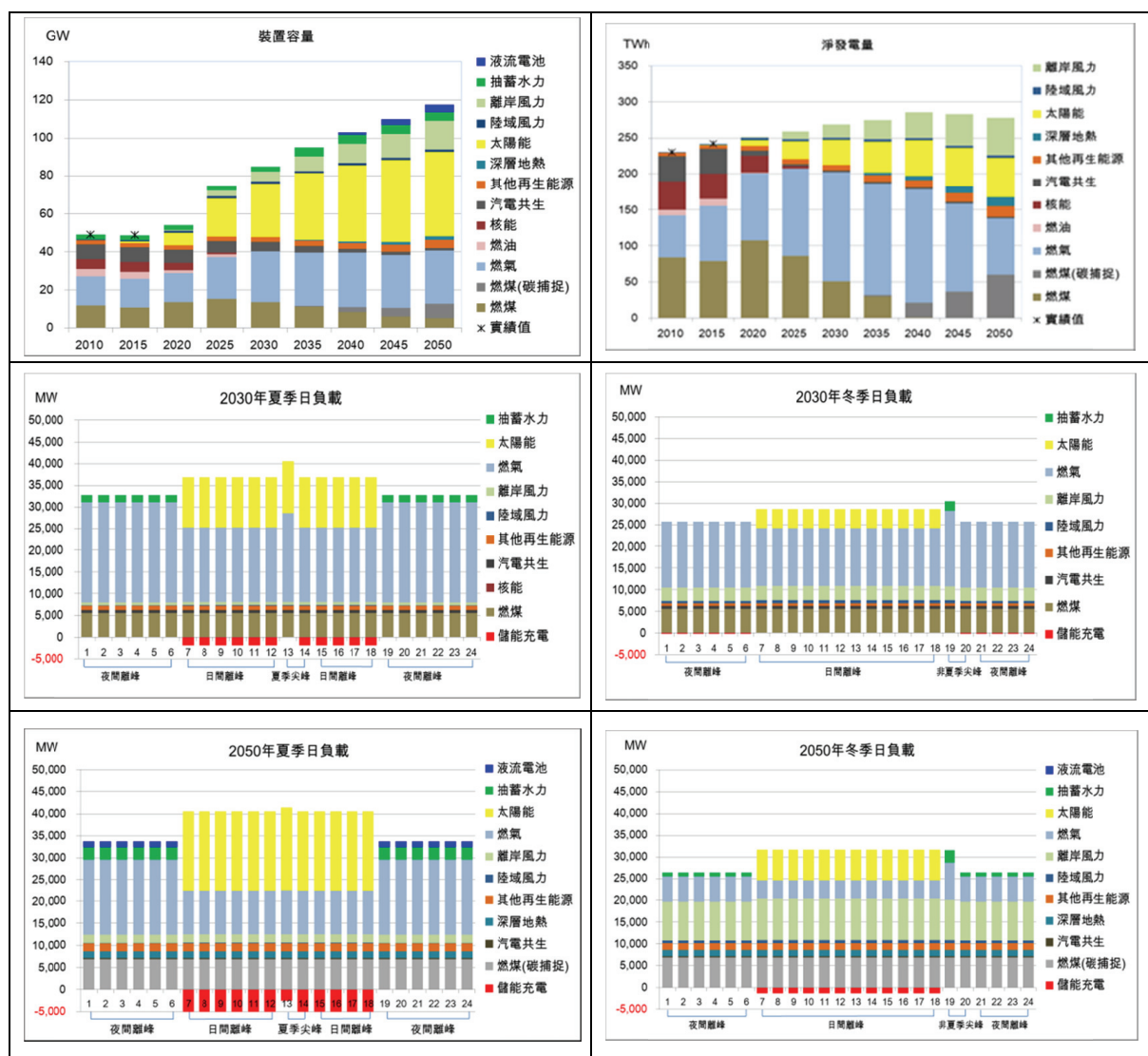


圖3 樂觀情境分析結果
資料來源：本研究彙整

電力調節情形，參考2030夏季日負載，2030年夏季由於太陽光電的提升，大幅減少燃氣機組日間出力度，夏季尖峰用電時段將由下午1~2點延後至傍晚7-8點，太陽光電容量因素此時降為零而無法發電，燃氣機組必須快速升載以避免發生缺電，由於抽蓄水力的調節，使得燃氣升載的幅度降低。

2030年非夏季電力調度的情形，參考2030冬季日負載所示，非夏季尖峰用電高峰時段大約發生在傍晚7-8點左右，太陽光電容量因素已降為零，此時必須仰賴快速升載的燃氣火力機組提供電力，與夏季尖峰用電比較，非夏季尖峰燃氣升載的幅度較低，分析其原因，由於太

陽光電發電在非夏季白天的發電量低於夏季，因此日夜間用電的差異較低。綜上所述，燃氣機組與儲能系統的搭配必須考量不同季節太陽光電的發電特性及用電特性，做好負載管理，才能使得電力調度發揮最大效用，避免缺電的發生。

2030年以後鋰離子電池由於轉換效率高、功率成本低的特點而具有競爭優勢，適用於尖峰時段供電，可將離峰時段的多餘的電力儲存，提供給尖峰時段使用，減少尖峰時段對於燃氣發電的需求，然而鋰離子電池在2030年以後並未發展，分析其原因，由於台電規劃在2030年以前大量提升燃氣機組的裝置容量，因

此鋰離子電池於用電尖峰時段用電的功能將由快速升載的燃氣機組取代。

相較於鋰離子電池，液流電池由於蓄電量高、能量成本較低，與抽蓄水力皆適用於長時間電量平移。樂觀情境顯示2040年以後液流電池與抽蓄水力將隨著太陽光電的增加而逐年成長，其中抽蓄水力因儲電成本低而發展較快，2035年已達本研究設定之開發上限(新增2.1 GW)。液流電池2040年約開發1.4 GW，隨著太陽光電比例的提升，2050年液流電池成長達到3.8 GW，其調節情形參考2050年夏季日負載。由於液流電池與抽蓄水力皆適用於長時間電量平移，可將白天離峰時段將多餘的電力儲存，提供夜間離峰時段使用，隨著太陽光電占比逐年增加，儲能系統在此時顯得相當重要，可以將白天多餘的電力提供夜間使用，減少燃氣機組升載的幅度與啟停次數，由於儲能系統在尖峰時段提供電力，大幅降低燃氣機組升載幅度也提升系統的穩定度。

2050年非夏季電力調度的情形，參考2050年冬季日負載，太陽光電日夜間發電量的差異將隨著發電量的成長而持續擴大，與2030年冬季日負載相比較，2050年接近傍晚7-8點冬季的用電尖峰時段，燃氣機組升載的幅度將明顯提高，藉由儲能系統的調節以降低燃氣升載幅度。雖然2050年離岸風力的發電量將隨著裝置容量的成長而上升，然而離岸風力日夜間發電的差異較不明顯，因此離岸風力的成長無法降低燃氣在日夜間升載幅度。

因2050年溫減法目標嚴峻，圖3顯示2045年以後用電呈現負成長，分析其原因，在減碳壓力下如果再提高再生能源須付出高額成本，因此2045年樂觀情境利用Elastic Demand (ED) 模組抑低用電，主要先降住宅及商業部門空調、照明用電量以減少碳排放，到了2050年抑低比例約10%。

5.3 保守情境

由於保守情境再生能源發展目標較低，需

導入更多燃氣汰換燃煤發電，然而2030年燃氣已達進口量上限，為了達成減碳目標，保守情境提前至2030年利用Elastic Demand (ED) 模組抑低用電，主要先降低住宅及商業部門空調、照明用電量，因此2030年以後用電成長率趨於緩和。2040年以後燃氣發電已無法滿足嚴峻減碳目標，且再生能源發展不如樂觀情境，抑低用電比例逐年提高，到了2050年抑低用電比例達16%，明顯高於樂觀情境，而儲能系統的發展與太陽光電密不可分。如圖4所示，當太陽光電推估趨於保守，2035年新增2.1 GW抽蓄水力儲能搭配燃氣機組，已足夠調節日夜及尖離峰間的用電差異，而液流電池的成長將大幅降低，因此可以推論，當太陽光電的成長較慢，抽蓄水力的發展機會較高，相較之下，電網級化學儲能的需求將降低，因此不利於我國電網級化學儲能的發展，對於電網級化學儲能技術突破與成本下降的壓力也將隨之降低。

6. 結論與建議

由於風力與太陽光電的不可調度性，本研究利用TIMES模型時間切分的特點，分析未來年風力與太陽光電搭配儲能系統及燃氣機組調度的情形，樂觀與保守情境顯示雖然儲能系統與燃氣機組具有競爭性，但是隨著太陽光電裝置容量的成長，儲能系統與燃氣機組應相互搭配以調節太陽光電日夜間的差異。以台電10505方案為例，依據台電的規劃，2025年以後大量新增燃氣機組，將延遲化學儲能系統與抽蓄水力的發展，然而隨著太陽光電比例增加，夏季尖峰用電時段將由下午1~2點延後至傍晚7-8點左右，太陽光電容量因素已降為零而無法提供用電，燃氣機組必須快速升載以避免缺電，此時儲能系統顯得相當重要。藉由儲能系統將白天多餘的電力提供夜間使用，減少燃氣機組升載的幅度與啟停次數，可有效延長燃氣機組使用年限。由於儲能系統在尖峰時段提供電力，使得燃氣的升載幅度明顯降低，保守情境顯示

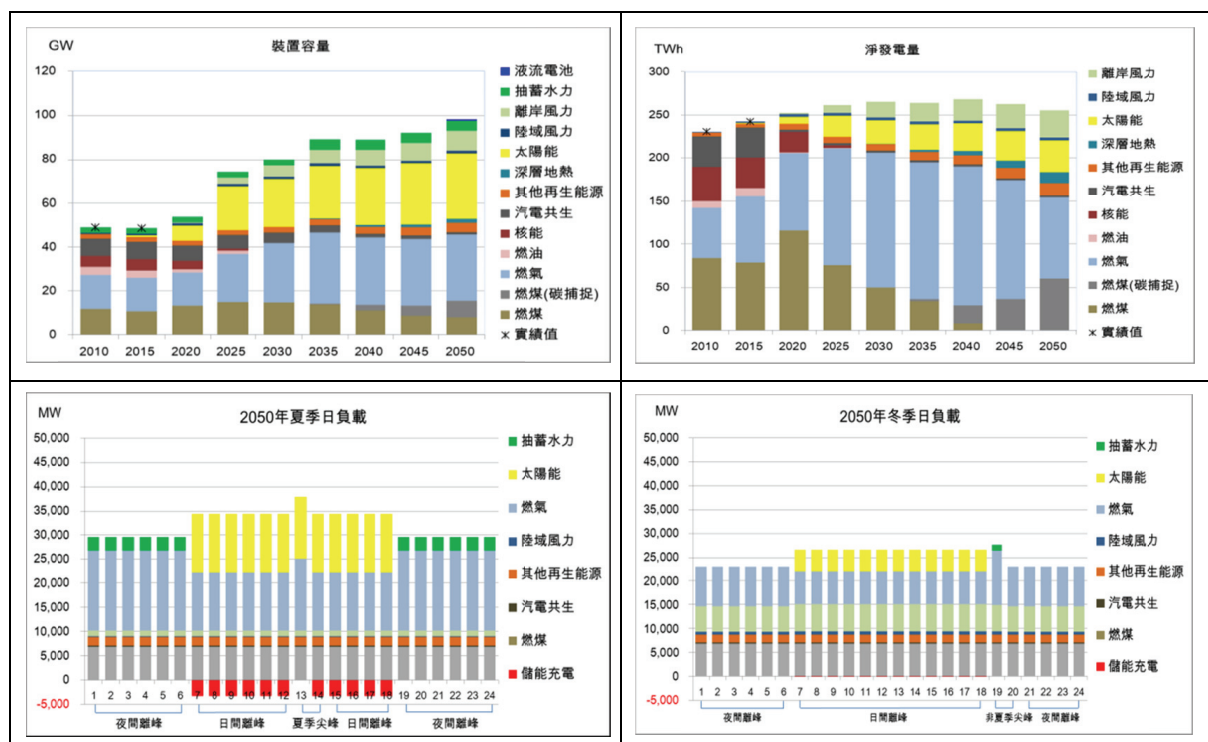


圖4 保守情境分析結果
資料來源：本研究彙整

當太陽光電的成長較慢，模型選擇2035年發展2.1 GW抽蓄水力，相較之下，化學儲能發展較為緩慢。

在化學儲能發展的建議上，鋰離子電池在2030年以前功率成本低具有競爭優勢，應用在尖峰調節可以減少燃氣機組的升載，然而鋰離子電池因為蓄電量低且循環次數較少，在太陽光電大規模成長後無法日夜間長時間進行削峰填谷，因此發展受限，而無法與燃氣機組競爭，建議鋰離子電池在研究發展上朝向可擴充技術的突破與成本的降低，以增加競爭優勢。液流電池未來在電網級儲能系統上將扮演重要的角色，但由於儲電成本目前仍較抽蓄水力高，因此模型分析顯示液流電池的發展較慢。建議液流電池應利用輸出功率和儲能容量相互獨立設計的優勢，提高蓄電量進而延長放電時間，增加競爭優勢，另外，液流電池應改善能量密度低的缺點，以減少建立大型儲能系統所需的基地面積，才能與抽蓄水力競爭，彌補抽蓄水力受天候影響的缺點。

與化學儲能相比較，抽蓄水力由於壽命長、蓄電量高，每度電的儲電成本低，未來發展的可行性較高，以10年工期估算，應於2025年前完成相關評估與工程設計規劃。為了避免雨量集中造成抽蓄水力無法發揮調節，抽蓄水力的選址應與太陽光電結合，選擇日照時數較高的地區，以發揮儲能最大效益，並且結合區域的用電，朝向發展分散式儲能，減少電力需長距離傳送至集中式的儲能系統儲存所造成的線損。以翡翠水庫為例，蘊藏豐富之小水力發電及太陽光電，適合發展區域型的電力供需系統，雖然目前委託研究報告指出，以目前台電的發電成本估算，經濟可行性不佳，但由於未來減碳目標嚴峻，減碳成本將隨之攀升，翡翠水庫仍有發展機會。

在考量發電成本方面，隨著太陽光電占比的增加，雖然日間可降低傳統火力機組的出力度，但必須搭配儲能系統與燃氣機組的調節，才能降低對於傳統化石燃料的使用，使得電力的調度達到最佳化並降低碳排放，因此在比較

不同再生能源的發電成本，可將「燃氣、太陽光電、儲能」總和的成本與其他發電技術比較，以評估再生能源發展最適方案。

誌 謝

本文承蒙科技部「先進能源技術策略規劃與電力供給中長期影響分析(1/3)」計畫經費支持，特此誌謝。惟文中若有訛誤，當屬作者自負文責。

參考文獻

- 行政院國家發展委員會，2016。中華民國2016年至2061年人口統計。
- 行政院環保署委辦計畫，2014。我國抽蓄水力發電潛能先期調查及規劃專案工作計畫，頁10-1-10-7。
- 吳再益、陳玟如、吳昭吟、曾禹傑、王鈺惠、梁弘、蔡欣欣、張雅珍，2013。「未來電力供需分析與規劃研究」期末報告，臺灣綜合研究院。
- 呂學德、何無忌、呂威賢、胡哲魁、陳美蘭、連永順，2015。臺灣離岸風力潛能與優選離岸區塊場址研究，工業技術研究院。
- 洪紹平、鍾輝乾，2012。赴澳紐考察「長期電力負載預測及電源開發規劃之相關技術與作法」出國報告，台灣電力股份有限公司。
- 袁正達，2016。TIMES模型能源服務需求長期預測-工業與其他部門，核能研究所研究報告。
- 郭謹瑋、周裕豐、洪明龍、劉子衙，2015。應用臺灣TIMES模型進行我國長期電力供需規劃，臺灣能源期刊，第2卷，第4期，第363-382頁。
- 陳美蘭、胡哲魁，2014。臺灣地區風能評估與離岸風電開發潛能分析，工程論著，No. 103，頁47-48。
- 陳治均、張耀仁、韓佳佑、張嘉諳、葛復光，2016。TIMES模型建置與BAU情境分析，核能研究所研究報告。
- 張嘉諳、韓佳佑，2016。太陽光電達20 GW之輸配電問題與建議，能源資訊平台，<http://eip.iner.gov.tw/>。
- 臺北市政府委辦計畫，2013。翡翠水庫再生能源發展可行性研究，頁4-61-4-77。
- 鄭婉真，2012。電網用電化學儲能市場發展趨勢分析，經濟部能源局委辦計畫，頁1-3。
- 劉玉章、曾育貞、呂永方、沈錦昌、鍾人傑，2015。電網級儲能技術研發現況與進展，臺灣能源期刊，第2卷，第2期，第169-190頁。
- A. Pina, C. A. Silva and P. Ferrão, 2013. High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables, *Applied Energy* 112, pp. 215-223.
- E. Rosenberg, A. Lind and K. A. Espegren, 2013. The impact of future energy demand on renewable energy production – Case of Norway, *Energy* 61, pp. 419-431.
- European Commission (EU), 2014. Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050.
- International Energy Agency (IEA), 2014. Energy Technology Perspectives 2014, OECD/IEA, Paris, France.

Grid-Level Energy Storage System Analysis in Taiwan Simulation Using TIMES Model

Yu-Ching Huang^{1*} Jyh-Jun Chen² Fu-Kung Ko³

ABSTRACT

In order to achieve the 2025 non-nuclear policy and renewable generation reach 20%, the government is actively to develop renewable energy in recent years in Taiwan. Most of the renewable energy is intermittent and uncertainty, coordinate with energy storage system to slow down the impact of electric power system is a trend in the future. So this study were to analyze how to use grid-level energy storage system to coordinate electric power system dispatching, when large scale intermittent electricity combines to the grid in Taiwan. This study includes calibrating energy consumption from 2010 to 2115 and updating energy service demands from 2016 to 2050. In order to analyze electric power system dispatching coordinate by grid-level energy storage system, This study utilizes the internationally accepted energy engineering model TIMES to simulate BAU scenario and mitigation scenarios, wherein mitigation scenarios comprise advanced scenario and moderate scenario. Both mitigation scenarios show that energy storage system should combine with gas turbines to regulate the difference of solar power between day and night with the growth of electric capacity of solar power. Suggestions for the development of grid-level energy storage system in our country are also addressed in this study.

Keywords: Energy Storage System, Carbon Emission, Energy Service Demand, Model Calibration

¹ Research Assistant, Institute of Nuclear Energy Research, Atomic Energy Council.

² Associate Engineer, INER, AEC.

³ Senior Research Fellow, INER AEC.

*Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400 ext. 2728, E-mail: fred501146@iner.gov.tw

Received Date: November 3, 2016

Revised Date: January 16, 2017

Accepted Date: February 7, 2017