

應用臺灣 TIMES 模型進行我國長期電力供需規劃

郭瑾璋¹、周裕豐²、洪明龍³、劉子銜⁴

摘要

電力負載受生活習性、用電行為及氣候變化趨勢的影響，且隨著再生能源發電占比提高、儲能技術的發展與節電策略的推行等，電力供需規劃日漸複雜。因此，各國政府積極發展分析方法以於長期規劃下能細緻考量動態的電力供需情形，希冀藉由短中長期負載預測以掌握電力用戶之負載需求，從而規劃國內短中期之節能重點與長期電源開發方案，以達供需平衡與穩定電力供應。鑑於電力供需穩定與電源開發規劃應同時考量需求面負載特性與供給面發電特性，並就能源安全、電力穩定、環境與經濟等面向綜合評估，選擇最適之多元能源配比。此外，在規劃未來發電結構時，政府節電措施與抑低尖峰負載措施對電力系統尖、離峰負載與負載曲線均有一定程度的影響。因此，本研究應用 TIMES 能源工程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，以更完整的評估我國中長期電力供需規劃，並應用 TIMES 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。

關鍵字：電力供需規劃、尖峰負載、臺灣 TIMES 模型、timeslice 機制

1. 國際電力供需規劃評估模式

電力供需規劃包括電力負載預測與電源開發規劃，本研究將國際電力負載與電源開發規劃之分析模式整理於表 1。國際上電力負載預測分析方法主要分為「由上而下(Top-down)」與「由下而上(Bottom-up)」兩種方法，其中 Top-down 方法，如時間序列與迴歸分析，優點是簡單、快速，而缺點則是無法考量使用行為改變及其他政策措施；而 Bottom-up 方法，如最終消費模式與能源工程模型，優點是可以具體反應主要耗電設備，獲取更正確的用電資訊，缺點是需較龐大的資料處理與人力投入。而在電源開發規劃，國際上應用於電源開發規劃之模型多屬於發電成本最小化的規劃模型，各模型的差異主要在於成本項目、限制式考量及與電力負載預測間之整合。鑑於國內已有 Top-down 的電力負載預測方法，本研究希冀由不同的模型觀點，應用 TIMES 模型具豐富的能源技術資料，並可考量季節性、每日及每小時間的電力供需狀態特性，以提供用電細項規劃，並進一步分析節電策略與電力供給政策對整體電力供需規劃的影響。

¹工研院綠能與環境研究所資深管理師

²工研院綠能與環境研究所研究員

³工研院綠能與環境研究所資深研究員

⁴工研院綠能與環境研究所正工程師兼組長

表 1 各國電力供需規劃方法彙整

	國家	研究單位	電力供需規劃方法	主要變數	分析期程
電力負載預測方法	日本	電力調查委員會 ^[4]	以計量迴歸模式為主，最終消費模式為輔	個人消費支出、家用電器耗電量、家用電器使用戶數、家用電使用量、工業生產指數(IIP)、國民生產毛額(GNP)、負載因數、用電量、空調普及率、電燈用電、業務用電、低壓用電等	未來 10 年
		中國電力公司 ^[3]	計量迴歸模型	契約數、單位契約需電量、產業用電歷史趨勢、經濟指標(如 IIP 及 GDP)、負載因數	未來 10 年
	南韓	電力交易所(KPX)/知識經濟部(MKE) ^[4]	採用計量迴歸方法	溫度、GDP、電價、工作天數(假日)及週銷售標準化等	未來 15 年
	美國	PowerSouth 電力公司 ^[18]	依據氣候資料及系統負載資訊，利用數個需求模型進行電力負載預測，近年開發新的預測模式-統計調整最終需求模型(Statistically Adjusted End-use Model, SAE)，結合最終消費與經濟模式	電力供應地區之氣候型態、人口數等，且可以考量需求面管理、能源效率、法規、住宅特性等因素。	未來 20 年
	加拿大	電力系統營運商(AESO) ^[10]	以 top-down 的預測方法，利用統計模型	依據歷史資料與未來經濟成長、人口成長等社經預測與各部門消費驅動因子進行評估	未來 20 年
		BC Hydro 電力公司 ^[12]	電力負載預測是基於數個最終消費和經濟模式，利用過去電費帳單資訊並結合未來社經變數預測進行推估	人口數、節約電力歷史統計數據、電力消費歷史數據、能源效率、電氣化程度、貿易活絡程度等	未來 20 年
	澳洲	能源市場營運商(AEMO) ^[2]	以 top-down 的預測方法	涵蓋各種不確定性經濟情境、歷史經濟資料、歷史需求資料、歷史天氣資料、氣候變遷估計、政策與技術假設、太陽光電分析和工業大用戶負載資訊等	未來 20 年
		澳洲 Powerlink 配電公司 ^[17]	建立一「由下而上(bottom-up)」推估模式，資料主要係利用區域配電公司和直接聯網客戶端之電力需求資訊，再以經濟計量學的需求預測相互校準比對	最小電力負載歷史統計數據、最大電力負載歷史統計數據、經濟成長率、電價、人口數、空調設備普及率、太陽能板裝置容量等	未來 10 年
	紐西蘭	Transpower ^[3]	長期負載預測係使用整合方法(ensemble approach)，以各模型組成套組，蒐集多方觀點	負載需求歷史值、產業結構、GDP 成長率、人口數、電價等	未來 20 年
	臺灣	經濟部能源局 ^[1]	以計量經濟法結合時間序列法之負載預測架構	前期用電量、產業結構、人口數、經濟成長率、冷氣度、冷氣時、尖峰日平	未來 20 年

				均溫度、實質電燈電價等	
電源開發規劃方法	日本	中國電力公司 ^[3]	線性規劃模型	目標式為最小發電成本，考量長負載備用容量率、各種電力供應特性、燃料價格及匯率變動、環境保護成本	未來 10 年
	澳洲	能源市場營運商 (AEMO) ^[8,9]	應用四個互相連動的規劃模型，包括需求、驅動因子、電源開發、輸電計畫，以最小成本評估整體電力規劃。	在發電容量擴充模型中，考量各發電機組投資與運維成本、跨區輸電投資成本，並將整個負載曲線分為 5 階段。此外，亦考量備用容量率。	未來 25 年
	紐西蘭	電力管理局 ^[3]	紐西蘭電源開發模型 (GEM)	依未來的供電量及尖峰負載需求，GEM 模型會計算滿足各種限制式下最小的發電成本。主要的參數包括各類發電機組特性與成本、燃料使用上限與成本、碳排放成本等。此外模型亦考量日備轉容量率。	未來 30 年
	臺灣	經濟部能源局 ^[1]	應用多目標規劃模型 (SMAGE-II)	總發電成本最低為目標，考量電力負載均衡及發電量限制、機組運轉限制、火力機組最低發電容量限制、天然氣供應量限制、非調度性發電量限制、政策面限制等。	未來 20 年
電力供需規劃模型	瑞士	保羅謝爾研究所(PSI) ^[19]	應用 TIMES 模型進行長期電力負載預測與電源開發	GDP 成長率、人口、需熱樓地板面積、產量規劃及設備技術效率等，並將一年切割成 288 個時段，電力需求於各時段的用電比	至 2100 年

資料來源：本研究整理。

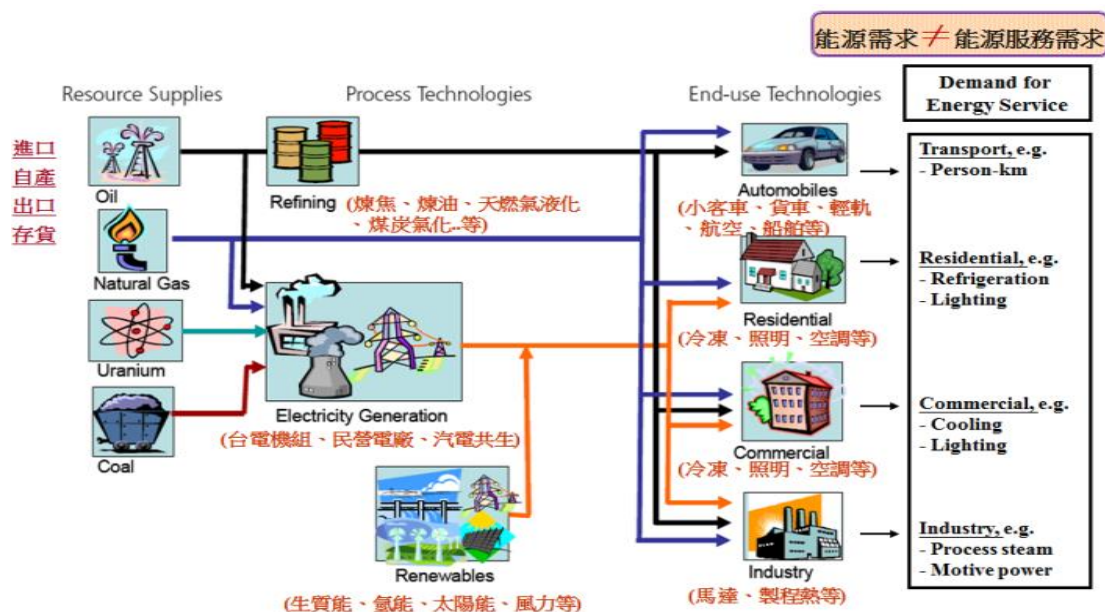
2.臺灣 TIMES 模型電力供需規劃機制

由過往電力負載的變化可知電力需求具時間產品的特性，同時亦反映電力消費行為的變異性。然就電力供給端而言，如何配合電力需求的變異性，並規劃合理的電源開發方案，以穩定電力供應為首要之務。因此，基於整體電力供需穩定需同時考量需求面與供給面的負載與發電特性，本研究應用 TIMES 能源工程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，以更完整的評估我國短中長期電力供需規劃。以下茲就評估模型、關鍵參數設定說明如下。

2.1 評估模型簡介

TIMES 模型⁵ (The Integrated MARKAL-EFOM System)為一個基於線性規劃的能源系統分析工具，其為 MARKAL(MARKet ALlocation)與 EFOM(Energy Flow Optimization Model)兩模型之結合。國際能源總署(IEA)為因應第一次能源危機於 1976 年成立了多國共同合作的能源技術系統分析研究計劃(Energy Technology Systems Analysis Program, ETSAP)，並成功開發 MARKAL 模型，然隨著能源議題日趨複雜，ETSAP 於 1996 年起開始發展 TIMES 模型，其主要是保留 MARKAL 原有的各種工程模型優點，但結合 EFOM 可模擬彈性的投入與產出機制的優點，並因應能源議題需求新增了各種功能，以加強實際應用之需要，包括新增區域指標，可用以檢視貿易流向及對應至地理資訊系統，及新增彈性時間區段、可變分析期程、儲存技術改良等。也因此，TIMES 模型對於各項能源技術或能源商品皆可由使用者自行選擇所需的時間劃分，有助於評估具時間特性的電力供需規劃。

TIMES 模型是以能源技術為基礎的能源系統工程模型，透過多種技術項目之間複雜的投入產出關係，並考慮能源系統發展可能的情境與限制，在總能源系統成本最小化目標下，規劃滿足未來能源服務需求下，且符合能源供需平衡、環境排放限制的能源系統技術組合。TIMES 模型涵蓋的能源系統如圖 1 所示，其包括各種能源自開採、進口，經過煉油、發電等能源轉換過程產生次級能源，再藉由管線運輸或電網提供能源給各部門終端設備(工業鍋爐、照明器具、交通運具等)，以滿足最後能源服務需求(工業用熱、照度、延人公里等)的整個流程，每個過程皆以豐富的經濟與技術面資料代表之。其中能源服務需求為 TIMES 模型模擬能源供需規劃最主要的驅動力，各部門的能源服務需求係在社經條件假設前提下，透過其他推估模式規劃，再輸入 TIMES 模型作為外生變數，而模型求解的主要變數有技術投資量、技術活動量、裝置量、各燃料別能源消費量與碳排放等。



資料來源：工研院 TIMES 模型團隊。

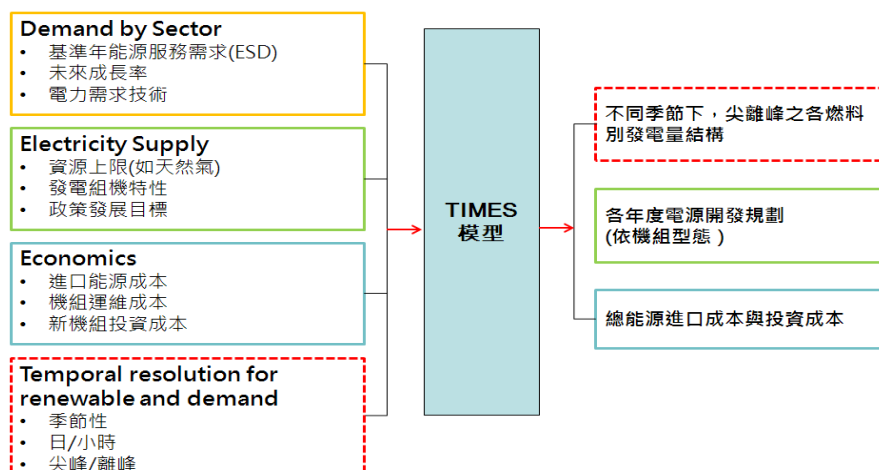
圖 1 TIMES 模型之能源系統

2.2 TIMES 模型電力供需規劃機制

依前所述，TIMES 模型可用以模擬整體能源或單一能源市場(如電力市場)的能源供需規劃。圖 2 為 TIMES 模型電力系統架構，未來電力供需是藉由需求端外生的能源服務需求(如

⁵ TIEMS 模型整體架構與模型方程式請詳參 ETSAP 出版之 Documentation for the TIMES Model，<http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>。

照度需求)與模型規劃的電力需求技術配比(如螢光燈與省電燈泡)來計算所需的電力需求量，在透過供應端各燃料發電機組特性與資源供應限制等資料規劃滿足電力需求所需要的電源開發方案、供電結構與供電量，此外模型資料參數除技術參數，亦包括經濟參數與環境參數資料，可計算整體能源系統所需的最小成本。



資料來源：工研院 TIMES 模型團隊。

圖 2 TIMES 模型電力系統架構

由於 TIMES 模型電力需求量推估是在滿足能源服務需求下，由模型所規劃的電力需求技術組合所推估而得的，如住宅空調電力消費量是依未來住宅的冷房需求，但由模型所規劃的各項空調技術組合去計算所需的電量。因此未來電力負載曲線主要受能源服務需求影響。目前 TIMES 模型電力需求依照能源服務需求特性而分為兩類，第一為該能源服務需求需電量不會依時段而有所差異，如冰箱，故每一個時段(Z)(Y)需電量將會按照該時段時間占比，此占比稱為 QHR(Z)(Y)(係指該需求的用電量無季節與時段別的差異，(Z)表季節，(Y)表一天的各時段)，方程式如下：

$$ELC_{ESD}(Z)(Y) = QHR(Z)(Y) \times ELC_{ESD} \quad (1)$$

而另一種則是能源服務需求需電量會因為時段的的不同而有不同的占比，如空調與照明等，此類能源服務需求需電量就會依照 FR(Z)(Y)(係指該需求的用電量有季節與時段別的差異，(Z)表季節，(Y)表一天的各時段)來分配能源服務電力需求，方程式如下：

$$ELC_{ESD}(Z)(Y) = FR(Z)(Y) \times ELC_{ESD} \quad (2)$$

有季節與時段別差異之能源服務需求，其各時段的電力負載如方程式(3)

$$LOAD_{ESD}(Z)(Y) = ELC_{ESD} \times \frac{FR(Z)(Y)}{QHR(Z)(Y)} \quad (3)$$

各時段總電力需求 ELC(Z)(Y)為各能源服務需求電力需求的總合，如方程式(4)

$$ELC(Z)(Y) = \sum_{ESD} ELC_{ESD}(Z)(Y) \quad (4)$$

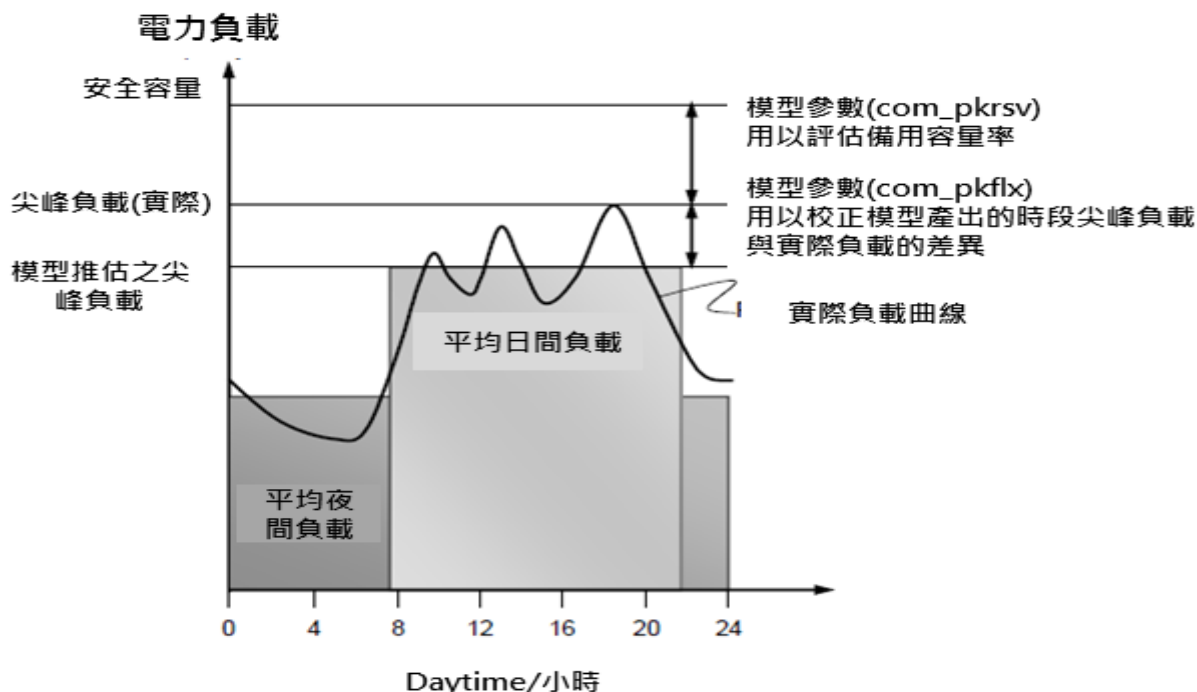
相對應各時段總電力需求的負載如方程式(5)為

$$LOAD(Z)(Y) = \frac{ELC(Z)(Y)}{QHR(Z)(Y)} \quad (5)$$

而年電力需求(ELCSYS)即為各季節時段電力需求之合計，如方程式(6)

$$ELC_{SYS} = \sum_{Z,Y} ELC(Z)(Y) \quad (6)$$

圖 3 為 TIMES 模型電力負載示意圖，由於模型所產出的電力負載曲線為平均概念，也就是特定時段(例早上 7 點至 11 點)負載量為該時段的平均負載，因此仍需藉由其他參數 (com_pkflx)來校正與實際尖峰負載的差異。此外，為評估可靠的發電容量規劃，模型亦可輸入參數(com_pkrsv)以納入合理備用容量率。



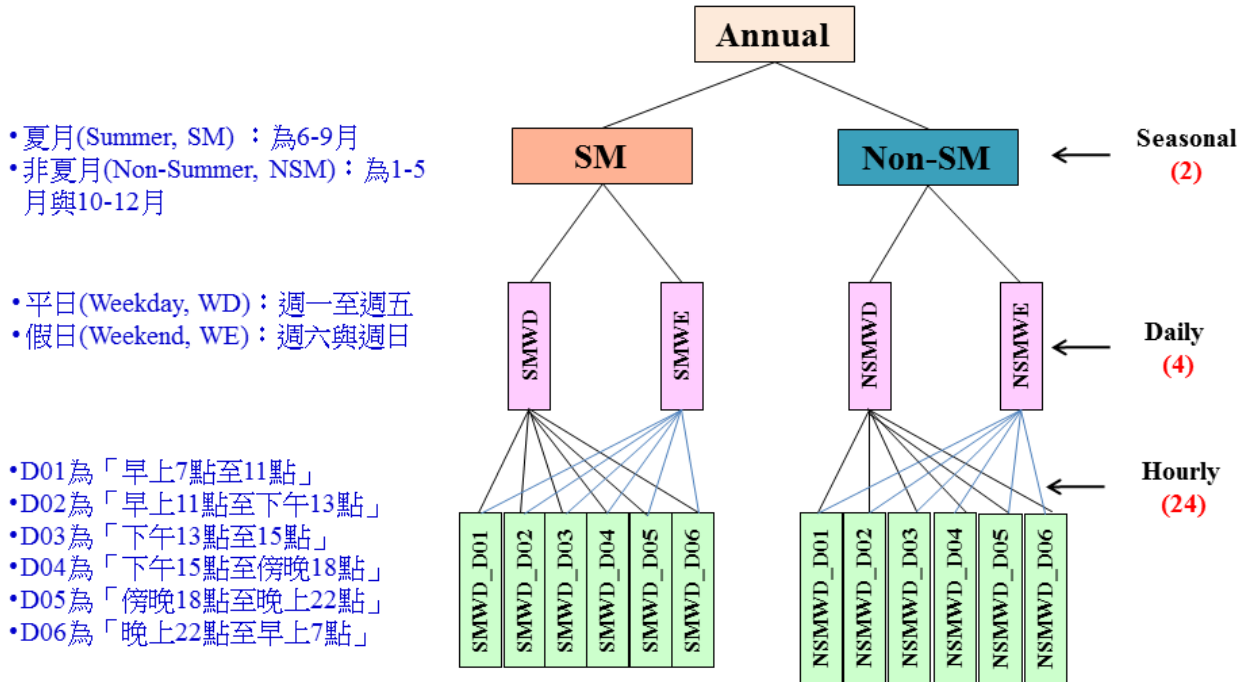
資料來源：IER^[16]

圖 3 TIMES 模型電力負載示意圖

2.3 臺灣 TIMES 模型電力供需規劃關鍵參數設定

2.3.1 臺灣 TIMES 模型時段分類

由前述可瞭解 TIMES 模型電力負載是由各能源服務需求在各時段的電力負載堆疊而成，且所產出的電力負載曲線是為平均概念，也就是特定時段(例早上 7 點至 11 點)負載量為該時段的平均負載。當時段劃分的數量越多，則越能夠讓模型產出的電力負載曲線更接近實際狀況，能更精確捕捉負載尖峰時段。本研究依據我國電力負載歷史趨勢，將臺灣 TIMES 模型一年劃分為 24 個時段，區分為「夏月」與「非夏月」、「平日(星期一至星期五)」與「假日(星期六、星期日)」、每日 24 小時分為 6 個區段。圖 4 為臺灣 TIMES 模型時段劃分，依據過往經驗，夏季日負載曲線最高負載出現在下午 14 點，次高負載則是出現於中午 12 時，第三個負載高峰出現在晚上 20 點，而晚上 20 點過後負載量則一路下降，到了早上 7 點為日負載的最低峰，為了能充分捕捉夏季日負載曲線，因此本研究將每日 24 小時分為 6 個時段，分別為「早上 7 點至 11 點」、「早上 11 點至下午 13 點」、「下午 13 點至 15 點」、「下午 15 點至傍晚 18 點」、「傍晚 18 點至晚上 22 點」以及「晚上 22 點至早上 7 點」。



資料來源：工研院 TIMES 模型團隊。

圖 4 臺灣 TIMES 模型時段分類

2.3.2 臺灣 TIMES 模型需求負載特性參數

臺灣 TIMES 模型電力負載參數 FR(Z)(Y)評估邏輯依資料的完整性分為三類，一類為有實際年 8760 小時量測資料者，則時段劃分完全以量測資料進行分析，如工業高壓用戶 AMI 資料；第二類為有月用電資料與單日負載曲線資料者，則將月用電資料先區分夏月與非夏月用電配比，再就日負載資料進行時段分配；最後則屬資料相對缺乏者，如服務業照明與其他用電，其推估方式是以調查資料為主，如本研究應用能源局「住商能源消費調查報告」，可將服務業照明夏月用電與非夏月用電估算出，再以台電「家用電器普及調查報告」中營業用戶照明 24 小時使用時段分配，進行服務業日負載時段分配推估。

本研究依前述三項資料類型，將 TIMES 模型住宅與服務業部門主要耗電設備用電時段資料整理於表 2，其中空調又依據 TIMES 模型能源服務需求推估模組，將空調耗電時段依學校、批發與零售業、醫療服務業與其他服務業進行區分。表 2 內各項數據代表該設備於各時段的平均每小時用電，其相對 SMWD_D01(夏月平日早上 7 點至 11 點)平均每小時用電的比例，以住宅空調 SMWD_D02 為例，數值 2.45 表示夏月平日上午 11 點至下午 1 點平均每小時用電量為 D01 時段平均每小時用電的 2.45 倍。因此，由表可知住宅空調以夏月的傍晚 6 點至早上 7 點為主要用電時段，而批發與零售業以夏月的上午 11 點至傍晚 6 點為主要用電時段；醫院週一至週五上午 11 點至下午 13 點為主要用電時段，下午 3 點至 6 點為次尖峰用電；學校用電因考量暑期，學校用電之尖峰月份為每年的 5~6 月及 9~10 月，故學校空調用電尖峰時段非夏月會高於夏月，主要空調用電時段夏月以下午 1 點至下午 3 點為尖峰用電，而非夏月則為上午 11 點至下午 1 點。在服務業其他空調中，辦公大樓尖峰用電為夏月下午 1 點至 3 點，而離峰用電則為非夏月的晚上 10 點至早上 7 點。而其他場所，參考台電營業用戶表燈空調用電資料，尖峰用電為夏月下午 1 點至下午 5 點，離峰用電為非夏月的零晨 0 點至上午 6 點。

表 2 臺灣 TIMES 模型住宅與服務業主要耗電設備用電時段分佈

設備別 模型時段別 (timeslices)	平均每小時用電(以 SMWD_D01 為 1)									
	住宅空調	批發業與零售業空調	醫療場域空調	學校空調	服務業其他空調	住宅照明	服務業照明	冰箱	住宅其他用電設備	服務業其他用電設備
SMWD_D01	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SMWD_D02	2.45	1.69	1.04	1.02	1.69	0.41	2.05	1.09	1.05	1.2
SMWD_D03	2.45	1.81	0.98	1.02	1.81	0.54	2.19	0.9	1.06	1.19
SMWD_D04	2.55	1.74	1	0.83	1.74	0.56	2.26	0.88	1.09	1.12
SMWD_D05	7.16	1.07	0.91	0.45	1.07	4.74	2.25	0.94	1.96	0.61
SMWD_D06	7.69	0.23	0.62	0.32	0.23	2.72	0.4	1.08	1.3	0.4
SMWE_D01	1.15	1	0.94	0.37	0.42	1.76	0.53	0.99	1.02	0.39
SMWE_D02	2.83	1.69	0.89	0.39	0.71	2.27	1.08	1.08	0.95	0.5
SMWE_D03	2.83	1.81	0.8	0.43	0.76	2.38	1.16	0.89	1.56	0.52
SMWE_D04	2.94	1.74	0.75	0.39	0.73	4.03	1.19	0.91	2.12	0.49
SMWE_D05	8.26	1.07	0.64	0.32	0.45	5.19	1.18	0.96	2.1	0.41
SMWE_D06	8.88	0.23	0.56	0.29	0.1	2.75	0.21	1.07	1.4	0.32
NSMWD_D01	0.12	0.69	0.73	1.03	0.48	1.36	1.47	0.77	0.99	0.83
NSMWD_D02	0.3	1.16	0.76	1.06	0.82	0.53	3.02	0.88	0.94	1
NSMWD_D03	0.3	1.24	0.71	1.05	0.88	0.52	3.23	0.79	0.77	0.99
NSMWD_D04	0.32	1.19	0.72	0.86	0.84	0.92	3.33	0.75	0.89	0.93
NSMWD_D05	0.89	0.73	0.66	0.47	0.52	4.56	3.31	0.68	1.25	0.51
NSMWD_D06	0.96	0.15	0.45	0.33	0.11	3.05	0.58	0.81	1.16	0.33
NSMWE_D01	0.13	0.69	0.72	0.41	0.22	1.65	0.82	0.76	1.3	0.35
NSMWE_D02	0.32	1.16	0.68	0.42	0.36	2.69	1.69	0.88	1.17	0.44
NSMWE_D03	0.32	1.24	0.62	0.47	0.39	2.13	1.81	0.78	1.06	0.46
NSMWE_D04	0.33	1.19	0.58	0.42	0.37	3.67	1.87	0.78	1.25	0.43
NSMWE_D05	0.94	0.73	0.5	0.35	0.23	4.77	1.85	0.71	1.3	0.36
NSMWE_D06	1.01	0.15	0.43	0.31	0.05	3.23	0.33	0.8	1.31	0.28

備註：表內各項數據代表該設備於各時段的平均每小時用電，其相對 SMWD_D01(夏月平日早上 7 點至 11 點)平均每小時用電的比例，以住宅空調 SMWD_D02 為例，數值 2.45 表示夏月平日上午 11 點至下午 13 點平均每小時用電量為 D01 時段平均每小時用電的 2.45 倍。

資料來源：工研院 TIMES 模型團隊^[5]

而在工業用電設備，由於產業用電負載主要以作業負載為主，而依據作業時間可分為一般日間型作業與 24 小時連續作業型態，故本研究以台電 AMI 高壓用戶資料為基礎，研析國內各產業作業的負載特性。為完整分析各產業一年的用電特性，此次蒐集之 AMI 高壓用戶資料期間為 2013 年 6 月至 2014 年 7 月，合計 AMI 行業別用電占台電電力用電達 88%，故資料雖僅涵蓋一年，但各產業資料已相當具代表性。為瞭解各產業的負載特性，本計畫依 TIMES 模型的產業分類，將各產業用電依季節、平假日與時段別整理於表 3，表中若產業外加紅色框表非 24 小時作業，即若要推需量反應，該類產業是較有空間的(但仍要視產業生產特定而定)，而外加藍框表的是我國負載的尖峰時段，因此藍框與紅框交匯處，可知若該產業於尖峰時段用電高，因此倘若該產業有作業型態調整的空間，後續可優先以該類產業進行負載移轉的潛力評估。

表 3 臺灣 TIMES 模型產業分類各用電時段分佈

模型時段別(timeslices)	產業別	平均每小時用電(以 SMWD_D01 為 1)									
		紡織業	化學材料製造業	化學製品製造業	橡膠製品製造業	塑膠製品製造業	非金屬礦物品製造業	金屬基本工業	金屬製品製造業	電力及電子業	其他工業
07:01~11:00	SMWD_D01	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
11:01~13:00	SMWD_D02	1.0121	1.0023	1.0410	0.9914	1.0479	0.9503	0.7584	1.0083	1.0116	1.0255
13:01~15:00	SMWD_D03	1.0272	1.0117	1.0675	1.0944	1.0920	0.9805	0.7816	1.1023	1.0224	1.0869
15:01~18:00	SMWD_D04	1.0300	1.0011	1.0018	1.0186	1.0448	0.9687	0.8631	1.0366	1.0135	1.0153
18:01~22:00	SMWD_D05	1.0073	0.9835	0.8625	0.8704	0.9065	0.9543	1.0871	0.8665	0.9773	0.8492
22:01~07:00	SMWD_D06	0.9574	0.9881	0.8419	0.7456	0.7542	0.9916	1.3958	0.7075	0.9832	0.7194
07:01~11:00	SMWE_D01	0.9719	1.0234	0.8286	0.6722	0.6766	1.0162	1.3669	0.6981	0.9625	0.7563
11:01~13:00	SMWE_D02	0.9822	1.0357	0.8404	0.6483	0.6760	1.0106	1.3309	0.6912	0.9685	0.7655
13:01~15:00	SMWE_D03	0.9871	1.0399	0.8454	0.6873	0.6878	1.0220	1.3402	0.7183	0.9740	0.7789
15:01~18:00	SMWE_D04	0.9771	1.0307	0.8231	0.6396	0.6592	1.0013	1.3436	0.6660	0.9673	0.7284
18:01~22:00	SMWE_D05	0.9562	1.0229	0.7955	0.5990	0.6131	0.9677	1.3544	0.5956	0.9558	0.6550
22:01~07:00	SMWE_D06	0.9335	0.9796	0.8049	0.6764	0.6625	0.9899	1.4278	0.6205	0.9696	0.6580
07:01~11:00	NSMWD_D01	0.9152	0.8954	0.9334	0.9506	0.9450	1.0052	1.1094	0.9582	0.9336	0.9216
11:01~13:00	NSMWD_D02	0.9315	0.9002	0.9675	0.9325	0.9817	0.9802	0.9707	0.9579	0.9398	0.9347
13:01~15:00	NSMWD_D03	0.9471	0.9107	0.9922	1.0392	1.0258	1.0095	1.0112	1.0524	0.9496	0.9955
15:01~18:00	NSMWD_D04	0.9468	0.8986	0.9431	0.9627	0.9876	0.9908	1.0658	0.9961	0.9441	0.9327
18:01~22:00	NSMWD_D05	0.9151	0.8743	0.8338	0.8388	0.8718	0.9490	1.1398	0.8450	0.9195	0.7953
22:01~07:00	NSMWD_D06	0.9512	0.9765	0.8095	0.7019	0.7208	0.9954	1.4242	0.6893	0.9340	0.6783
07:01~11:00	NSMWE_D01	0.8355	0.8932	0.7471	0.6159	0.6121	0.9965	1.2782	0.6526	0.8683	0.7163
11:01~13:00	NSMWE_D02	0.8317	0.8938	0.7528	0.5892	0.6048	0.9877	1.2439	0.6419	0.8686	0.7205
13:01~15:00	NSMWE_D03	0.8369	0.8966	0.7562	0.6231	0.6163	1.0008	1.2662	0.6684	0.8730	0.7363
15:01~18:00	NSMWE_D04	0.8298	0.8912	0.7408	0.5789	0.5936	0.9834	1.2661	0.6227	0.8696	0.6801
18:01~22:00	NSMWE_D05	0.8128	0.8862	0.7226	0.5480	0.5560	0.9522	1.2859	0.5609	0.8635	0.6028
22:01~07:00	NSMWE_D06	0.8974	0.9442	0.7537	0.6275	0.6144	0.9900	1.3899	0.5897	0.9020	0.6219

資料來源：臺電綜合研究所(2014)，工研院 TIMES 團隊整理^[6]。

2.3.3 臺灣 TIMES 模型供電機組特性參數

臺灣 TIMES 模型電力部門發電機組依燃料別可分為燃煤機組、燃油機組、燃氣機組、核能機組、風力、太陽光電、慣常水力等再生能源機組及汽電共生機組。為使臺灣 TIMES 模型電力供需規劃與發電結構配比能更符合各發電機組的供電特性，本研究依過去三年各燃料別機組 8760 小時供電資料，將各燃料別機組依其運作特性與可調度性，於 TIMES 模型內定義其操作屬性，並配合 TIMES 模型 24 個時段建置我國各發電機組各時段別供電特性參數(定義各時段可用率上限與下限，但各機組各時段實際的可用率為模型依據負載需求、供電組合、成本因素等而決定，是為模型的產出)，使模型能更確實反應各類型發電機組在各時段的操作行為。

- (1) 年穩定供應型機組(Annual-level)：於燃煤與核能電廠啟停不易，但可連續長時間操作與成本低，故依台電過往燃煤與核能電廠的供電資料，可以發現燃煤與核能機組的年操作容量因素與小時別容量因素差異有限，因此 TIMES 模型將此類機組定義為 Annual-level，亦即各時段都穩定供電。
- (2) 季節型機組(Seasonal-level)：由於水力發電不受白天或晚上影響，只要有水即可發電，因此似可將水力發電視為「準基載電源」。依台電過往慣常水力電廠的供電資料，

可以發現慣常水力機組的年操作容量因素在不同的季節有所差異，但與平假日、白天晚上等無絕對關係，因此 TIMES 模型將此類機組定為 Seasonal-level。

- (3) 時段型機組(Day-night level)：有別於年穩定供應型或季節型機組，TIMES 模型將隨不同星期(如平假日)或每日時段性發電機組分為「週期性(Weekly level)」與「日時段性(Day-night level)」發電機組。然依台電過往各燃料別機組的供電曲線，目前國內各機組並無符合「週期性(Weekly level)」發電特性的機組，故將其餘燃料類別均歸屬於「日時段性(Day-night level)」發電機組，其中燃氣、燃油與抽蓄水力機組其操作特性是屬於可接受調度，如於早上清晨時升載或併聯發電，於深夜用電離峰期間則降載運轉，或解聯停止發電。

表 4 臺灣 TIMES 模型各發電機組

	Hourly		Weekly		Seasonal		Yearly	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
燃煤					77.5%	92.5%	80.5%	88%
核能					83.8%	96.6%	87.4%	94%
慣常水力			20.6%	41.8%	20.8%	40.1%	22.9%	31.6%
燃氣	28.2%	75.5%	34.2%	60.2%	39.2%	58.3%	44.0%	49.2%
燃油	15.3%	38.0%	16.1%	31.2%	16.2%	30.3%	18.2%	26.0%
抽蓄水力	4.7%	23.7%	12.6%	13.9%	12.6%	13.6%	12.7%	13.4%
太陽能發電	0.00%	90.92%	13.7%	32.1%	13.8%	31.4%	19.7%	32.4%
風力發電	9.6%	54.3%	13.7%	46.0%	14.5%	45.1%	28.1%	34.9%

資料來源：工研院 TIMES 團隊整理^[6]。

3. 我國長期電力供需規劃

電力供需穩定與電源開發規劃應同時考量需求面負載特性與供給面發電特性。此外，在規劃未來發電結構時，政府節電措施與抑低尖峰負載措施對電力系統尖、離峰負載與負載曲線均有一定程度的影響。因此，本研究應用 TIMES 能源工程模型可同時考量需求面負載與供給面燃料別機組發電的時間特性，並應用 TIMES 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，以上將就我國長期電力供需規劃之社經假設與規劃結果進行說明。

3.1 社經條件

依本研究委託台綜院 TaiSEND 模型預估之經濟成長率，並納入 AMI 各產業時段負載特性，應用 TIMES 模型進行電力負載推估，並根據節電與抑低尖峰措施進行電力負載情境分析。其中，在經濟成長率方面，係由台綜院 TaiSEND 模型參考台電 10302 案趨勢所進行的中長期預測，其反映政府長期施政願景，並配合經濟部的既定政策目標(如三業四化)，預估我國 2014~2050 年 GDP 年均成長率為 2.13%，產業結構至 2050 年服務業占比為 58.21%。

未來人口成長率係依國家發展委員會 2014 年新公告之「中華民國人口推計（2014 至 2061 年）」報告⁷之中推計。未來戶數則依人口推計及戶量預測(每戶人口數)，預計至 2050 年戶量將下降為每戶 2.17 人。整體社經情境規劃如表 5 所示。

表 5 整體社經情境設計

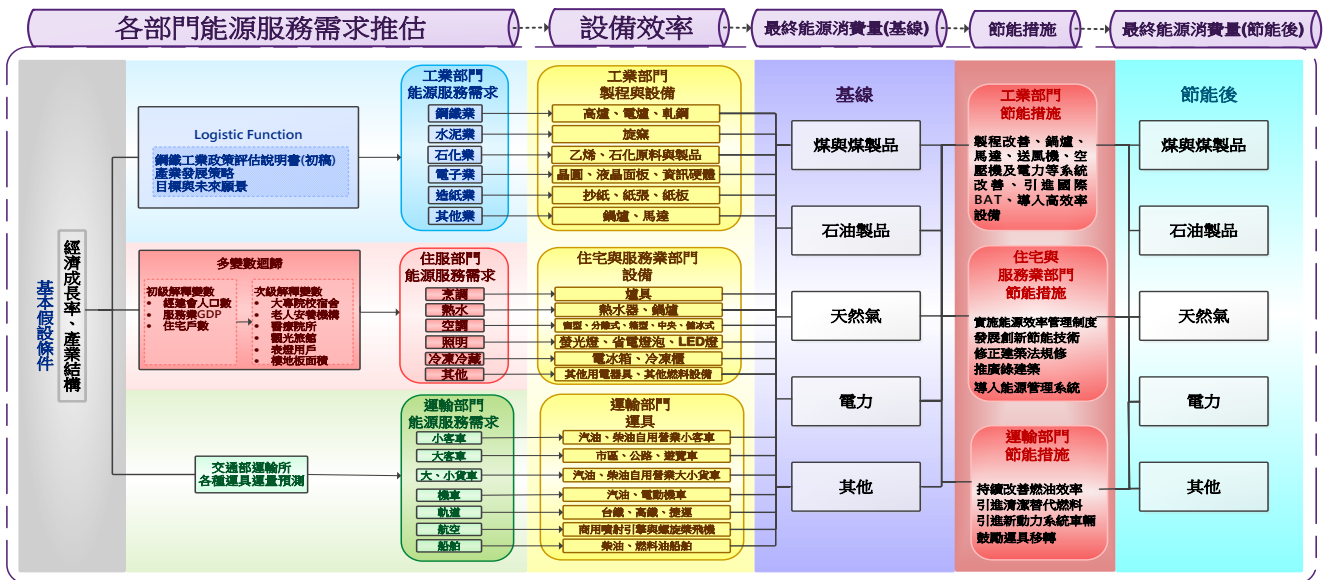
社經項目	情境假設
國內生產毛額	GDP 2014-2050 年平均經濟成長率達到 2.13%
三級產業結構	在三業四化推動下，我國經濟成長趨動力漸往工業移轉，至 2050 年農業、工業與服務業占比分別為 0.77%、41.02%及 58.21%。
人口	2014-2050 年年平均成長率-0.37%
戶數	2014-2050 年年平均成長率為 0.34%

3.2 電力負載預測

3.2.1 TIMES 模型電力負載預測評估流程

依第 2 節所述，TIMES 模型是以 bottom-up 方式評估各部門所需之最終能源消費，包括煤、油、氣、電等，其評估邏輯如圖 5 所示。消費者雖然購買能源（如電力），但真正需求的是能源所能提供的服務(稱為能源服務需求)，如冷房需求、照明需求等。因此，應用 TIMES 模型推估未來的電力負載，其步驟為(1)依據表 5 我國社經展望(人口、產業發展與經濟成長趨勢等)，利用計量模型與運輸規劃模型推估我國未來各部門的能源服務需求；(2)應用 TIMES 模型技術資料庫(包括製程、設備及運具的技術效率、可用率、成本等，及各能源服務需求的時段分類)，運用 GAMS 軟體求解滿足各部門能源服務需求下的技術組合，以及未來我國年平均電力消費量與時段別電力消費量基線；(3)若為節能情境，則於 TIMES 模型技術資料庫內導入各部門的節能措施(如技術效率提昇、燃料別轉換等)，便可模擬出在相同的能源服務需求下，導入節能後的技術組合、年平均電力消費量與時段別電力消費量；(4)應用 2.2 節所述各能源服務需求的時段分類與負載公式(1)~(6)可將時段別電力消費量轉為負載。

目前臺灣 TIMES 能源工程模型工業部門能源服務需求可分為基本金屬業、水泥業、石化業、化學製品製造業、塑膠製品製造業、造紙業、紡織業、電子業等行業別，另外還有以共用設備代表不在前述之中的其他行業，共用設備包括鍋爐、製程熱以及動力，最後一項則為非能源消費，而工業部門需求技術包括各行業代表性製程技術(如高爐、電爐、水泥旋窯、馬達等)，相對應之技術項目共計 78 個技術。工業部門能源服務需求係委託台灣綜合研究院以 TaiSEND 模型結合計量模型進行各產業未來產值成長預測所推估而得。而住宅與服務業部門能源服務需求涵蓋烹調、熱水、空調、照明、冷凍、其他家電等能源服務需求項目，相對應之需求技術項目計 80 個。住宅與服務業部門能源服務需求是應用 Eviews 軟體，以指數迴歸方式進行評估，考量的變數包括人口成長率與人口結構、戶數、住宅樓板面積、服務業 GDP、服務業主要場域樓板面積等，各能源服務需求依設備型態不同、應用場址不同而有不同的函數關係，例服務業烹調需求= $-12.37 + 1.08 * \text{LOG}(\text{住宿餐飲業 GDP})$ ，而住宅烹調需求= $-37.71 + 2.39 * \text{LOG}(\text{人口數})$ 。運輸部門則涵蓋機車、小客車、大小貨車、大客車、軌道運輸、船舶、航空等能源服務需求項目，相對應之需求技術項目計 94 個。至於運輸部門能源服務需求則是參考交通部運研所委託 TaiSEND 模型所評估之長程運量規劃結果。

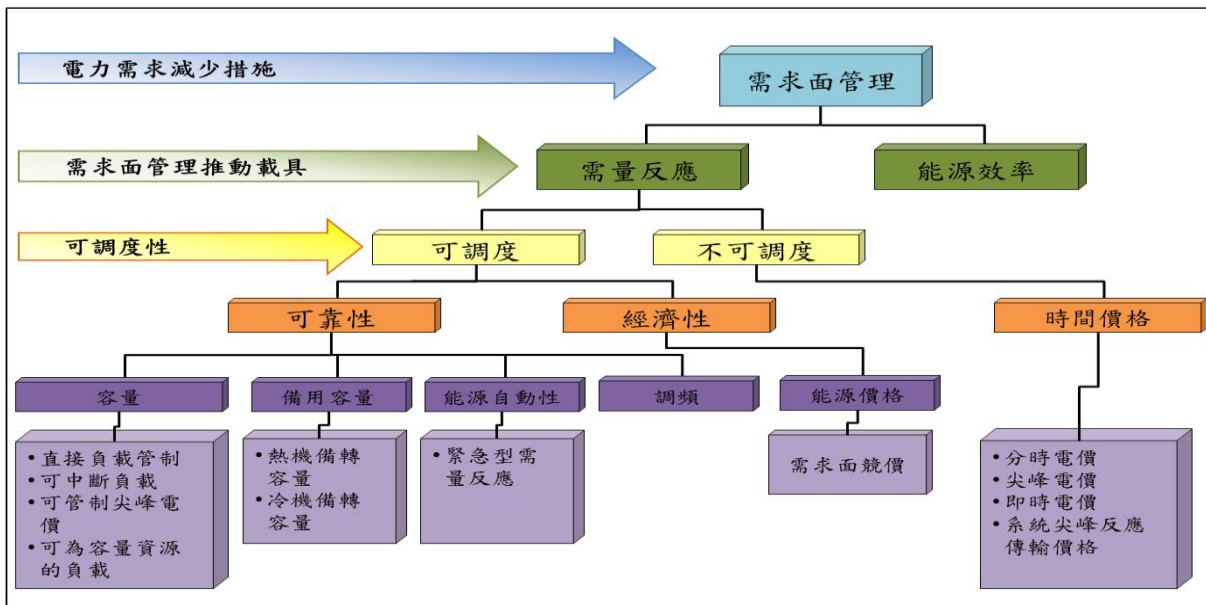


資料來源：工研院 TIMES 團隊

圖 5 TIMES 模型能源消費量推估流程

3.2.2 各情境電力負載規劃結果

近年來需求面管理對節能減碳成效有顯著貢獻。需求面管理可區分為能源效率與需量反應兩大項(如圖 6)；其中能源效率係指透過終端設備效率的改善，以降低整體能源的需求，而需量反應則主要係透過不同的策略與措施，達到抑低電力尖峰負載成長、拉高離峰負載及移轉系統負載等目的，進而減少限電壓力、減緩電源開發投資以及降低供電成本。為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，本研究將電力負載情境分為參考情境、節能情境、節能與抑低尖峰負載情境，各電力負載情境分析結果如下。

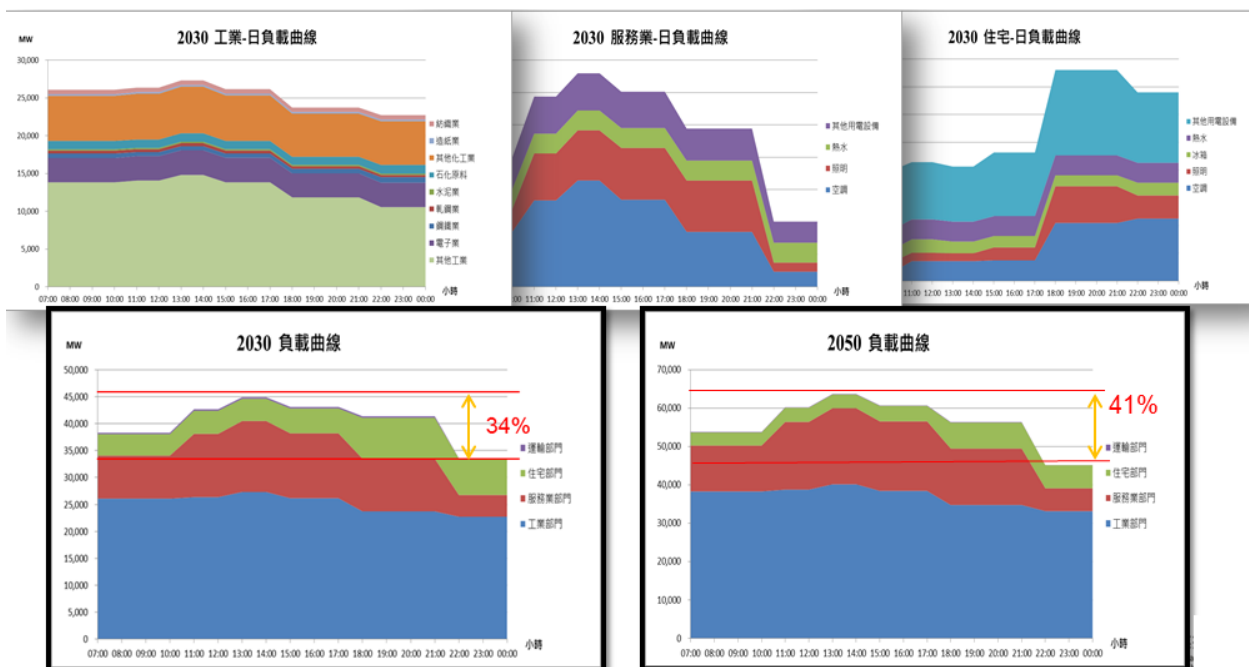


資料來源：Synapse Energy Economics(2013)

圖 6 需求面管理分類

(1) 參考情境

參考情境係假設未來技術效率凍結於 2013 年。圖 7 為 TIMES 模型參考情境 2030 年與 2050 年電力負載推估結果，顯示我國整體尖峰負載(不含能源自用、農業用與線損)集中在下午 13 點至 15 點左右。2030 年在技術效率維持不變下，因 GDP 的增加，尖峰時段的平均負載量成長為 44,903MW，2010-2030 年負載年平均成長率為 2.36%。我國夏月與非夏月電力系統尖峰負載值比約為 1.2 倍；我國整體電力日負載之尖離峰差異約為 34%。2050 年尖峰時段的平均負載量成長為 63,684MW，2030-2050 負載年平均成長率為 1.76%。尖離峰差異為 41%。



資料來源：本研究繪製

圖 7 我國整體電力年負載曲線-參考情境分析

(2) 節能情境- 導入各部門可行節電措施

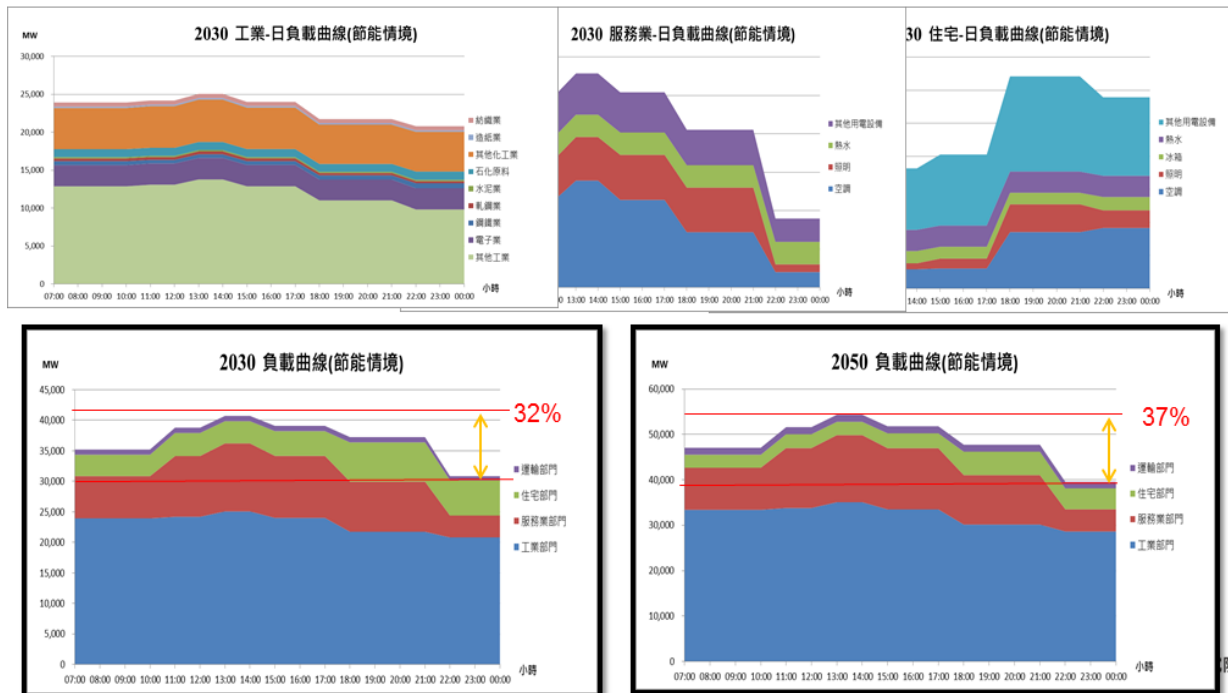
我國未來節能情境主要參考「2050 臺灣能源供需模擬器」^[21]之 L2 情境資料⁶，各部門主要節電措施整理於表 6。圖 8 為 TIMES 模型節能情境 2030 年與 2050 年電力負載推估結果。顯示 2030 年在導入各項節能措施後，因高效率設備占比增加，尖峰時段的平均負載量成長降為 40,700MW，2010-2030 年負載年平均成長率由基準情境的 2.36%降為 1.86%，且在節能情境下，我國整體電力日負載之尖離峰差異微幅下降為 32%。而 2050 年尖峰時段的平均負載量亦由基準情境的 63,684MW，降為 54,347MW，2030-2050 負載年平均成長率亦由基準情境的 1.76%，降為 1.46%，且尖離峰差異較基準下降，為 37%。

表 6 各部門節電情境

部門別	節電措施說明
工業	■ 引進國際 BAT：鋼鐵與水泥業等耗能產業引進國際 BAT 技術。
	■ 提昇節能率與降低產品單位耗能：藉由持續導入節能技術，耗能產業可維持過往節能率，並降低產品單耗。
建築 (住宅與服務業)	■ 提昇 MEPS 能效標準：小型空調機 2016 年起採用 CSPF 能效標準，規範 MEPS 能效標準每 10 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 10 年性能提升 5%；其他如冰箱亦規劃 MEPS 標準每 10 年提升一次，效率提昇 1.07 倍。

⁶ 臺灣 2050 能源供需模型器-進階版操作手冊與完整系統說明(<http://my2050.twenergy.org.tw/>)。

	<ul style="list-style-type: none"> ■ 推廣 LED 照明：加速提升 LED 高效率照明市場占比，規劃 LED 照明於 2030 年將占住宅照明的 35%，2050 年至少 70% 以上；規劃 LED 照明於 2030 年將占服務業照明的 45%，2050 年至少 90% 以上。
	<ul style="list-style-type: none"> ■ 推廣高效率烹調爐具與熱水器。



資料來源：本研究繪製

圖 8 我國整體電力年負載曲線-節能情境分析

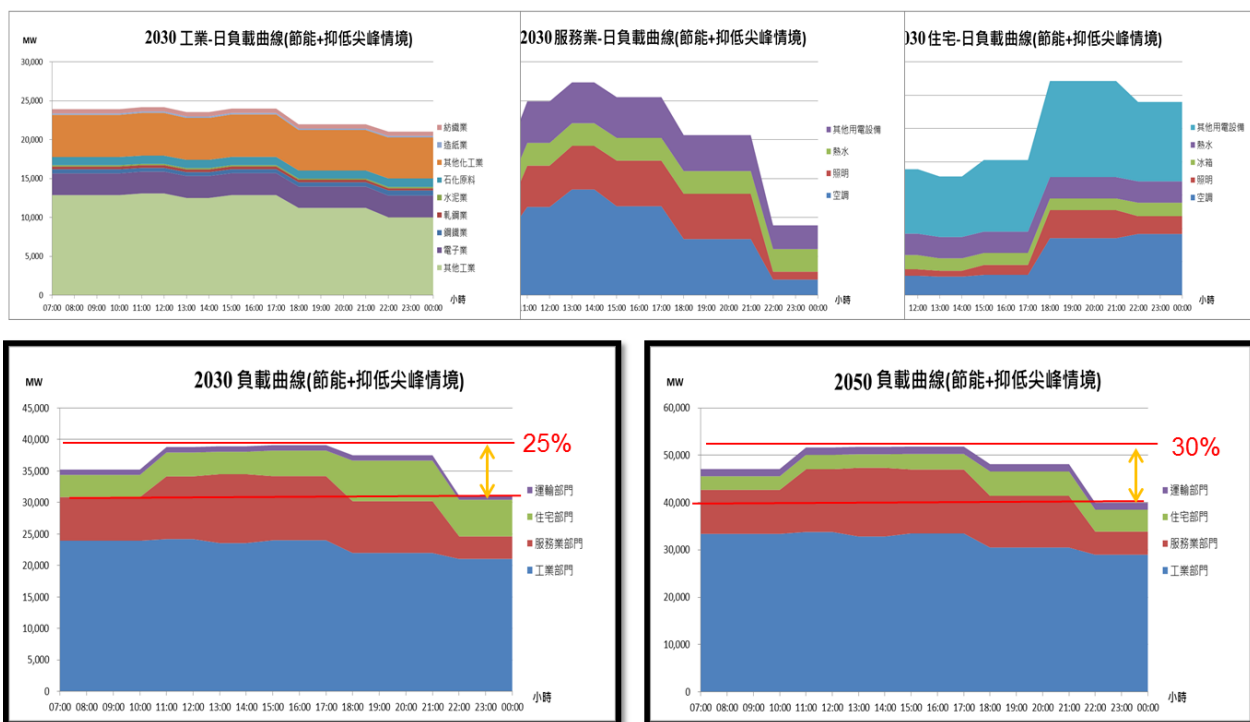
(3) 節能與抑低尖峰負載情境

需量反應措施可用於抑低尖峰負載，其又依是否可接受電力營運商調度而分為不可調度與可調度二種，其中不可調度的抑低尖峰措施是藉由「市場電價訊息」讓消費者自願性(或選擇性)的調整電力消費；而可調度的抑低尖峰負載措施，通常是藉由發電業者提供「誘因措施」，透過直接負載管制調整電力消費。由於抑低尖峰負載可減緩電源開發投資，本研究希冀探討抑低尖峰負載對電力負載與供電結構的影響，然因國內並無相關的需量反應實證研究，故在抑低尖峰情境所設定之需量反應成效係參考自國外文獻，並非規劃未來我國有此抑低尖峰的可能性，因此本研究規劃結果僅能說明若我國推行需量反應可能的效果方向，實際成效仍有待後續相關研究論證。

為模擬我國導入尖峰負載措施對電力負載的影響，本研究依據表 3 主要產業時段別用電資料，針對一般作業時間的產業(即非 24 小時作業，較具尖峰移轉潛力)，包括化學製品製造業、金屬製品製造業、塑膠製品製造業、橡膠製品製造業與其他工業等，規劃若透過分時電價(TOU)或尖峰時段電價(CPP)可讓廠商調整其生產作業排程，而各產業尖峰負載移轉效果則依國外文獻資料研析^[13]，設定各產業尖峰負載移轉約 12%。而在住宅與服務業部門，因電冰箱為 24 小時運轉外，其餘如空調設備亦規劃其可藉由價格誘因降低尖峰負載需求(非負載移轉)，其尖峰負載減少比例依英國過往分時電價(ToUT)試驗研究^[14]，設定可降低尖峰負約 6%。

圖 9 為 TIMES 模型節能與抑低尖峰負載情境下，2030 年與 2050 年電力負載推估結果。顯示 2030 年除導入各項節能措施外，若就具尖峰負載移轉產業提供誘因，使其改變作業排

程，並推動分時電價促使住宅與服務業降低尖峰用電，預估 2030 尖峰時段的平均負載量成長將降為 39,096MW，2010-2030 年負載年平均成長率降為 1.66%，但整體電力日負載之尖離峰差異降為 25%。而 2050 年尖峰時段的平均負載量亦降至 51,853MW，2030-2050 負載年平均成長率降為 1.42%，尖離峰差異降為 30%。



資料來源：本研究繪製

圖 9 我國整體電力年負載曲線-節能與抑低尖峰負載情境分析

3.3 電力供給規劃

電力供需穩定與電源開發規劃應同時考量需求面負載特性與供給面發電特性，本研究應用 TIMES 模型建置各類燃料別機組之供電特性參數，並應用 TIMES 模型評估政府節電措施與抑低尖峰負載措施對發電結構的影響，表 7 為電源開發規劃模擬情境設計。

表 7 電源開發規劃情境設計

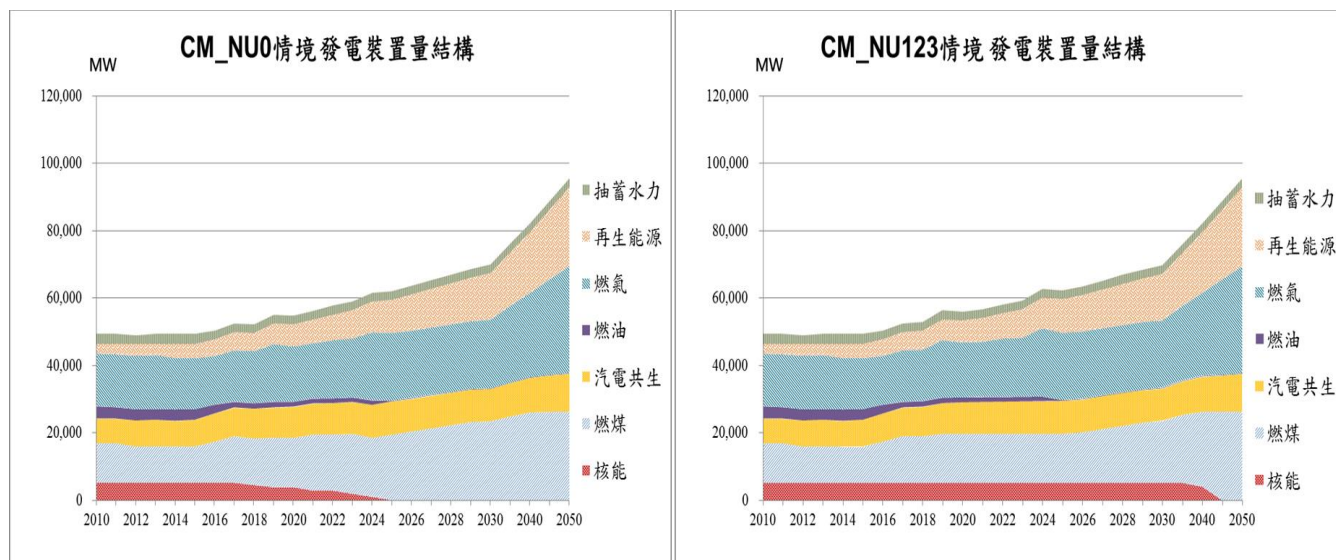
電力負載	情境名稱	情境說明	
		核四不商轉+不延役	核四不商轉+延役
節能情境	CM_NU0	●	
	CM_NU123		●
節能+抑低尖峰負載	DR_NU0	●	
	DR_NU123		●

註 1：各情境再生能源目標規畫依長期能源供需展望之設定，至 2030 年再生能源裝置量為 13,750MW；天然氣供氣上限為 2000 萬噸。各燃料別機組參考「台電 10302 案」既有機組預定除役期程，及奉准與施工中機組預定完工期程；新燃煤與燃氣電廠(民營或台電 10302 案規劃外之機組)則開放於 2020 年後可新增。

註 2：核一二三原訂 2018-2025 年全數屆齡除役，但若考量延役，則核一二三各部機組運轉年限均延長 20 年，即 2045 年既有核電才會全數除役。

(1) 節能情境

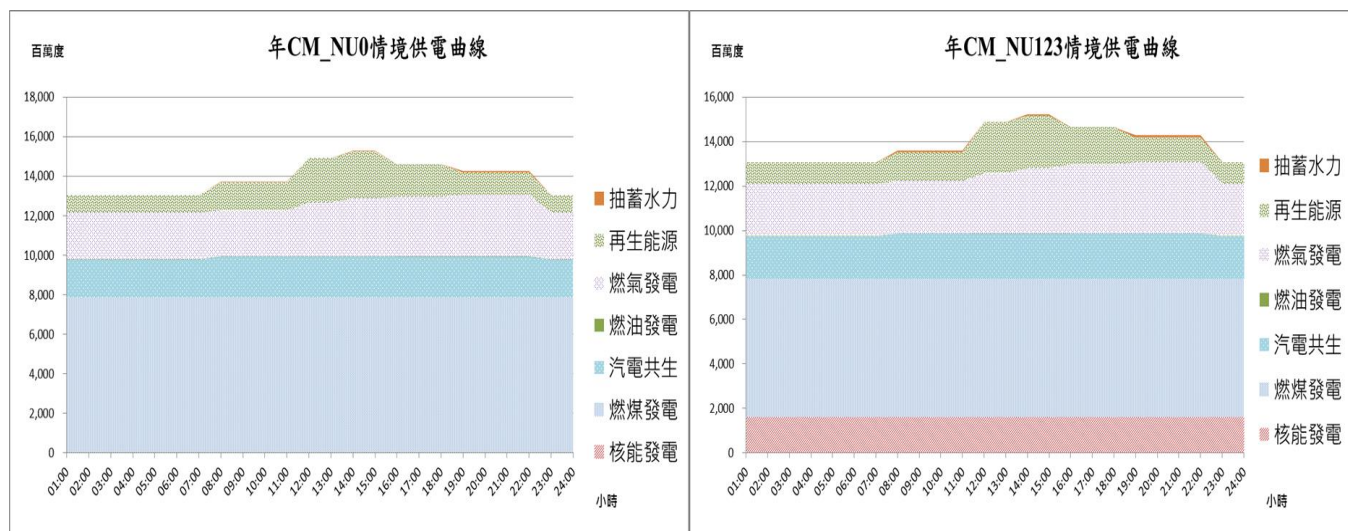
圖 10 為節能情境發電裝置量規劃結果，顯示為滿足負載需求與備用容量率 15% 規範，我國 2030 年發電裝置量為 69.9GW，2050 年發電裝置量為 95.5GW。各燃料別機組裝置量在核四不商轉且不延役情境下，以燃煤及燃氣機組為主，2030 年分別占總裝置量的 33.6% 與 29.2%，2050 年分別占總裝置量的 27.5% 與 33.3%；在核四不商轉但既有核電廠延役情境下，2030 年核能占總裝置量的 7.4%，燃煤與燃氣機組分別占總裝置量 26.5% 與 28.7%，2050 年分別占總裝置量的 29.6% 與 31.9%。



資料來源：本研究繪製。

圖 10 節能情境發電裝置量

圖 11 為節能情境 2030 年各燃料別供電曲線，顯示在核四不商轉且不延役情境下，以燃煤、燃煤汽電與燃氣機組做為中基載機組，而再生能源與抽蓄水力則為尖載機組，我國 2030 年發電量約 3,363 億度，其中燃煤發電量占 56%、燃氣發電量占 19%、再生能源發電量占 10%，至 2050 年發電量約 4,367 億度電，其中燃煤發電量占 48.4%、燃氣發電量占 22.8%。在核四不商轉但既有核能電廠延役情境下，2030 年發電量約 3,354 億度，其中燃煤發電量占 44%、燃氣發電量占 19%、核能發電量占 12%、再生能源發電量占 10%，至 2050 年燃煤發電占比為 48.5%、燃氣發電量占 22.8%。

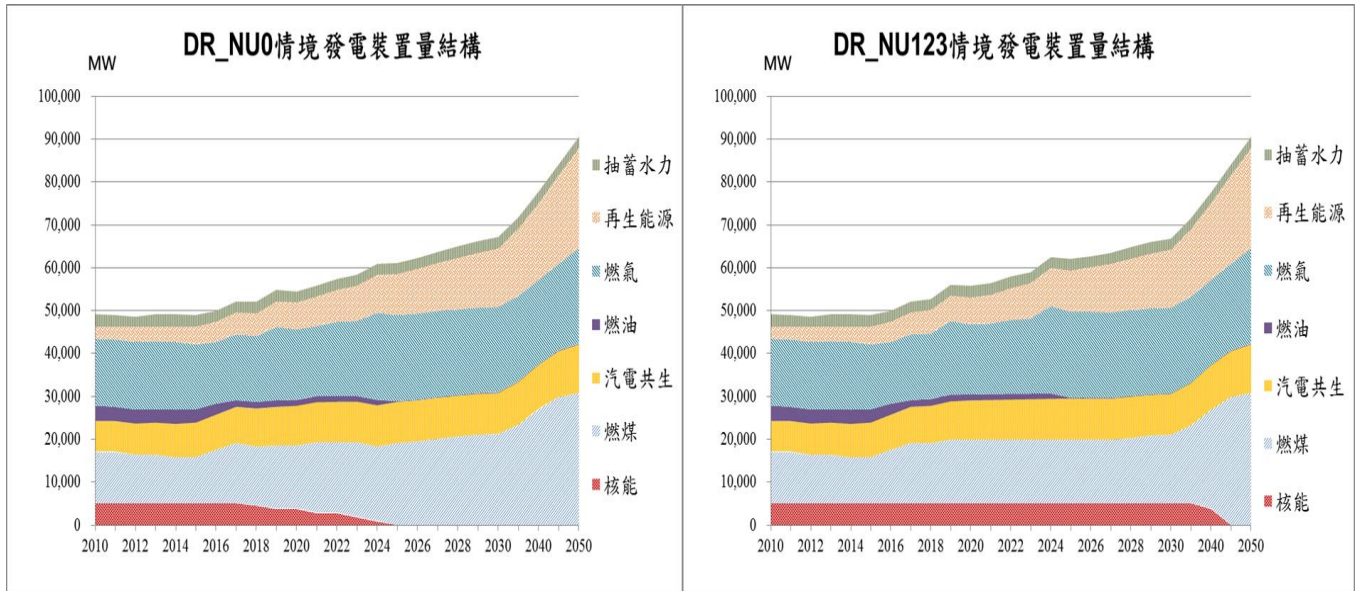


資料來源：本研究繪製。

圖 11 節能情境 2030 年各燃料供電曲線

(2) 節能與抑低尖峰負載情境

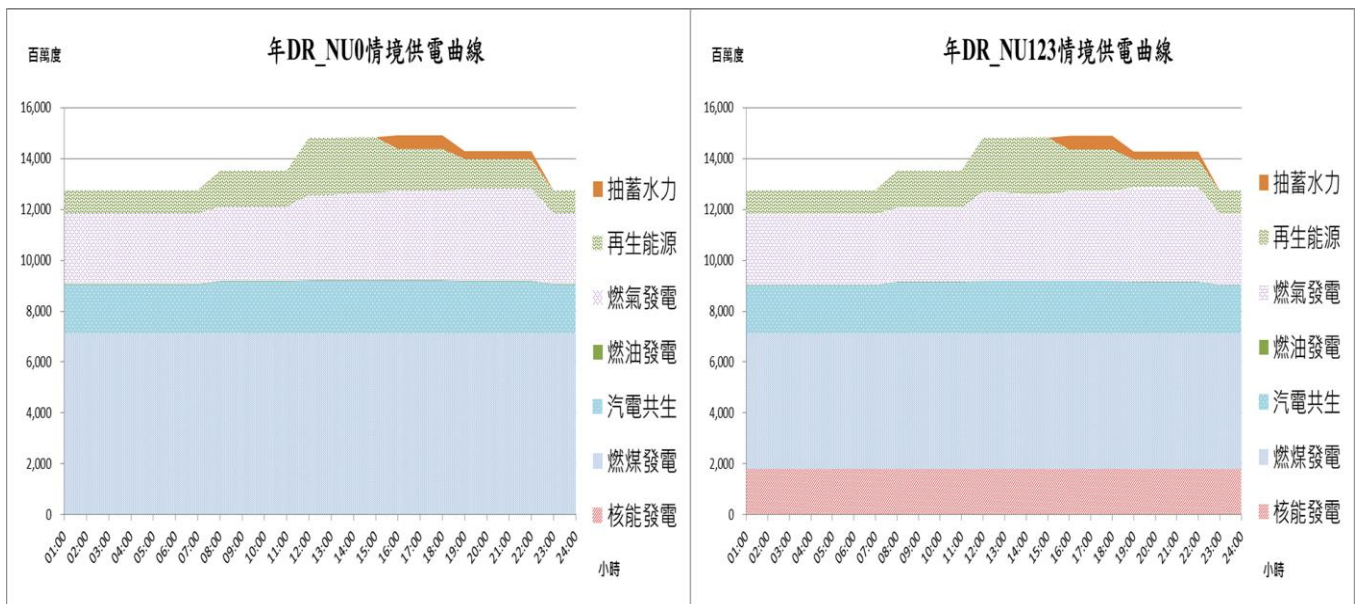
圖 12 為節能與抑低尖峰負載情境下發電裝置量規劃結果，顯示為滿足負載需求與備用容量率 15% 規範，我國 2030 年發電裝置量降為 67.3GW，2050 年發電裝置量降為 90.6GW，2030 年與 2050 年發電裝置量分別較節能情境減少 3.7% 與 5.1%。同節能情境，各燃料別機組裝置量在核四不商轉且不延役情境下，以燃煤及燃氣機組為主，2030 年分別占總裝置量的 31.5% 與 29.8%；在核四不商轉但既有核電廠延役情境下，2030 年核能占總裝置量的 7.7%，燃煤與燃氣機組分別占總裝置量 23.6% 與 29.9%。



資料來源：本研究繪製。

圖 12 節能與抑低尖峰負載情境發電裝置量

圖 13 為節能與抑低尖峰負載情境 2030 年各燃料別供電曲線，同節能情境，在核四不商轉且不延役情境下，以燃煤、燃煤汽電與燃氣機組做為中基載機組，而再生能源與抽蓄水力則為尖載機組，在推行抑低尖峰負載措施後，我國 2030 年發電量約 3,297 億度，較節能情境減少約 1.96%，其減少幅度較裝置量少，主要是抑低尖峰負載措施部分是移轉負載，故對整體用電量量減少的影響較對電力裝置量低。此外，因降低尖峰負載，故各燃料別中，主要是減少燃氣用電量，2050 年燃煤發電量由節能情境的 48.4% 提昇為 56.1%，但燃氣發電量占比則由節能情境的提昇為 22.8% 降為 15.3%。



資料來源：本研究繪製。

圖 13 節能與抑低尖峰負載情境 2030 年各燃料供電曲線

4. 結論與建議

電力供需穩定與電源開發規劃應同時考量需求面負載特性與供給面發電特性，選擇最適之多元能源配比。此外，在規劃未來發電結構時，政府節電措施與抑低尖峰負載措施對電力系統尖、離峰負載與負載曲線均有一定程度的影響。因此，本研究蒐集國內建築主要耗電設備與台電 AMI 高壓用戶之時段別用電資料，並蒐集各燃料別發電機組 8760 小時供電資料，應用 TIMES 能源工程模型可同時考量需求面負載與供給面燃料別機組發電的時間特性，評估我國中長期電力供需規劃，並應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。研究結果顯示，當考量各燃料別機組供電特性時，因部分再生能源的供電特性可配合負載需求，整體發電裝置容量將低於不考量機組供電特性的情境；而在電源開發結構影響的研究顯示，在核四不商轉且不延役情境下，未來發電裝置容量以燃煤及燃氣機組為主，2030 年燃煤占總裝置量為 31.5~33.6%，燃氣占總置量為 29.2~29.8%，但核四不商轉但既有核電廠延役情境下，因核能占總置量為 7.4%~7.7%，且考量燃氣供電特性較為彈性且淨尖峰能力較高，故模型主要是調降燃煤裝置量，2030 年燃煤裝置量占比調降為 23.6%~29.9%。此外，在分析抑低尖峰負載對整體電力供需影響上，雖抑低尖峰負載對節電量的影響雖然不大，2010-2030 年負載年平均成長率由僅考量節能情境的 1.86%降為 1.66%，整體電力日負載之尖離峰差異由 32%降為 25%，但 2030 年與 2050 年發電裝置量分別較節能情境減少 3.7%與 5.1%，其中各燃料別機組裝置量主要是以調降燃氣機組為主，以核四不商轉且既有核電廠不延役的情境為例，2050 年燃氣裝置量占比由節能情境的 33.3%降為 24.6%，發電量占比亦由節能情境的提昇為 22.8%降為 15.3%。

綜合上述結果，考量供電特性可突顯間歇性再生能源的發電特性對電源開發的影響，然若同時要求備用容量率，由於燃氣機組具有可調度性且尖峰能力因子高，未來電源開發在基載部分是以燃煤機組為主，但在因應尖峰負載則仍會以新增燃氣機組為主。而節電與抑低尖峰負載措施對電源開發結構影響的研究顯示，抑低尖峰負載對整體節電量的影響雖然不大，但可降低對火力電廠裝置容量的需求。

本研究為國內首次應用 **TIMES** 能源工程模型 **timeslice** 機制規劃長期電力供需，模型的優點是可同時考量需求面負載特性與供給面燃料別機組的發電特絨，且可以 **bottom-up** 方式評估政府節電措施與能源政策對電力系統尖、離峰負載與發電結構的影響，因此可是供更多元的決策資訊供政府相關單位參考。然而，由於 **TIMES** 模型為由下而上的模型，需龐大的資料處理，包括各類能源服務需求的推估、新及既有技術參數的建置，以及各設備與各產業年小時的用電特性、各機組年小時供電特性等。惟本研究在資料蒐集過程中，受限於我國對於各行業與各設備的負載特性、各燃料別機組的供電特性相關實證研究與未來變化趨勢資料有限，目前仍僅先依既有資料進行研析，並假設至 2050 年各設備的負載特性與各燃料別的供電特性(各時段可用率上下限)不變，僅在導入需量反應措施時，才以情境分析方式設定各設備與各行業負載特性的變化，但因國內需量反應措施對抑低尖峰負載之實際成效等相關實證研究資料缺乏，情境設定暫參考國外相關文獻資料，未來將持續蒐集我國需量反應等相關策略資訊，以使分析結果能更為合理。此外，**TIMES** 模型為單一區域(全國系統)且無法考量輸配電網限制，故非不適用於分析短期電力調度、缺電量與區域性電力議題，且由於再生能源搭配儲能系統為未來提高再生能源發電占比的重要發展項目，然 **TIMES** 模型目前僅有抽蓄儲能技術，未來將持續蒐集儲能相關技術發展，希未來可進一步評估再生能源搭配儲能系統對我國發電結構的影響，以提供政府相關單位更多的決策資訊。

誌謝

本文承蒙經濟部能源局委辦「維護總體能源經濟評估模型及策略模擬分析(2/3)」計畫之經費支持，謹此誌謝。惟文中論述不代表委辦單位或工研院立場，報告中論述、文字、數據、圖表如有有疏誤之處，當屬作者之責。

參考文獻

1. 吳再益、陳玟如等(2013)，「未來電力供需分析與規劃研究」期末報告，台灣綜合研究院。
2. 洪紹平(2013)，「澳洲電力市場電力供需預測與規劃」，能源知識庫物件。
3. 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。
4. 洪紹平等(2012)，「未來電力供需分析與規劃研究(3/3)」期末報告，台灣電力股份有限公司。
5. 劉子衙、郭瑾瑋等(2013)，「維護總體能源經濟評估模型及策略模擬分析」期末報告，工業技術研究院。
6. 劉子衙、郭瑾瑋等(2014)，「維護總體能源經濟評估模型及策略模擬分析」期末報告，工業技術研究院。
7. 行政院國家發展委員會(2012)，「中華民國 2012 年至 2060 年人口推計」。
8. AEMO, 2013. National Transmission Network Development Plan.
9. AEMO, 2014. Planning Methodology and Input Assumptions.
10. AESO, 2012. Long-term Outlook.

11. Andre Pina, Carlos Silva and Paulo Ferrao, 2011. Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios, *Energy Policy*, vol. 39, Issue 9, pp.4692-4702.
12. BC Hydro, 2012. DSM/Load Forecast Integration.
13. DECC, 2012. Demand Side Response in the domestic sector-a literature review of major trials.
14. Element Energy, 2014. Further Analysis of Data from the Household Electricity Usage Study: Electricity Price Signals and Demand Response.
15. IEA/ETSAP, 2005. Documentation for the TIMES Model Part II.
16. IER, 2008. Timeslices and storages in TIMES.
17. Powerlink, 2012. Assessment of Load Forecast Methodology and Results.
18. PowerSouth, 2013. New load forecasting model developed, *Powerlines*, Volume 26.Number 9.
19. PSI, 2011. Documentation of the Swiss TIMES Electricity Model.
20. Synapse Energy Economics, 2013. Demand Response as a Power System Resource.
21. Taiwan 2050 calculator, <http://2050.twenergy.org.tw/>