

電力研究簡訊

Power Research Newsletter

99年第2季 (9904 No.76)

台電綜合研究所 **TPRI**

地址：(10091)台北市羅斯福路4段198號 電話：(02)2360-1084 傳真：(02)2364-9611

台灣電力公司

使命：滿足用戶多元化的電力需求、促進國家競爭力的提升、維護股東及員工的合理權益。
願景：成為具有卓越聲望的世界級電力事業集團。
經營理念：誠信、關懷、創新、服務。

研究計畫成果

一、一次變電所電壓及虛功率控制靈敏度分析

(電力研究室：柯喬元)

(一) 研究背景：

目前許多變電所已藉由調度中心所設置的虛功率設備控制系統 (RPDC) 進行自動控制，以維持變電所電壓的穩定並減少輸電線路損失。然而，當變電所處於手動模式時，則需依賴調度人員的經驗進行操作，但僅依靠經驗判斷仍不可靠，如有一套標準化的控制方式供調度人員參考則可增加操作準確性。因此，本文結合九區圖法與靈敏度矩陣，提出一次變電所之電壓及虛功率控制模式，調度人員可藉此快速進行操作並判斷控制效果。

(二) 研究目的與方法：

研究目的為設計一次變電所之電壓及虛功率控制模式，當電壓及虛功率偏離標準範圍時，調度人員能根據此模式快速判斷電壓控制操作策略，並且進一步計算電壓控制之效果。本研究先利用一次變電所電路模型分析電壓及虛功率控制模式，再以電力潮流模擬軟體 ASPEN、現場量測方式計算板橋、中壢一次變電所之靈敏度矩陣，最後結合九區圖法完成一次變電所之電壓及虛功率控制模式。

(三) 電壓及虛功率控制原理：

藉由電壓及虛功率控制效果之靈敏度矩陣，可預測變電所進行 SC、OLTC 操作後的匯流排電壓、主變壓器總虛功率變化。此處我們先以簡化的模型估算一次變電所中各項靈敏度參數，其簡化模型可用圖 1 表示， R_1 、 X_1 代表輸電線路與主變壓器的等效阻抗， R_2 、 X_2 代表主變壓器低壓側輸電線路

的等效阻抗。

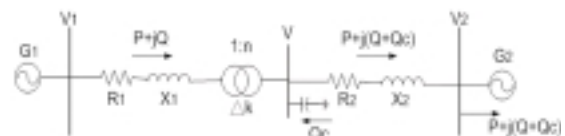


圖1 一次變電所模型

此處僅探討變電所內之電壓控制設備 (SC、OLTC) 對於主變壓器一次側虛功率 Q_1 與二次側電壓 V_2 之影響程度，可列出下式：

$$\Delta Q_1 = \frac{1}{X_1 + X_2} \Delta k - \frac{X_2}{X_1 + X_2} Q_c$$
$$\Delta V_2 = \frac{X_2}{X_1 + X_2} \Delta k + \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} Q_c$$

矩陣表示如下，對照後可知靈敏度參數 a 、 b 、 c 、 d 之理論值。

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a & b \\ c & d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta k \\ \Delta Q_c \end{bmatrix}$$

(四) 板橋、中壢一次變電所之模擬與實測：

板橋 P/S 內包含了 3 台 161kV/69kV 之主變壓器、2 台 161kV/11、22kV 之配電變壓器、4 台 69kV/11kV 之配電變壓器。其中 69kV 匯流排上有 4 組 SC 可供投切，#1~#3 SC 之額定容量為

43.2MVAR，#4 SC之額定容量為40MVAR。ASPEN建置之板橋 P/S 模擬架構如圖 2。

模擬板橋 P/S 在不同負載下投切 69kV SC 所造成的主變虛功率變化 $\Delta Q1$ 、69kV 匯流排電壓變化 $\Delta V2$ ，以計算靈敏度參數 b、d。模擬板橋 P/S 在不同負載情形調整 OLTC 後之電力潮流變化，並根據主變總虛功率變化 $\Delta Q1$ 、69kV 匯流排電壓變化 $\Delta V2$ 計算靈敏度參數 a、c。

比較板橋、中壢一次變電所之模擬結果，除了中壢之靈敏度參數 a 值較大，兩變電所之靈敏度參數 b、c、d 值大致相同。

另外，分別於冬季（9802~9803）及夏季（9804~9806）利用電力監測設備至變電所進行實際量測，紀錄電壓控制時主變壓器一次側虛功率及二次側匯流排電壓變化，再經統計分析後可得到變電所電壓與虛功率控制靈敏度矩陣。

根據調度中心所提供的警報查詢，可列出各變電所進行 SC 投切或 OLTC 調整的時間點，配合警報發生的時間點擷取當時變電所之監測資料，以進行靈敏度分析。板橋 P/S 冬季某日調升 OLTC 後之 Q1、V2 趨勢變化，如圖 3、圖 4。

根據實測分析，板橋 P/S 之靈敏度參數 b 介於 -0.84~-0.88，中壢 P/S 之靈敏度參數 b 介於 -0.76~-0.79。板橋 P/S 之靈敏度參數 d 值介於 0.023~0.026，中壢 P/S 之靈敏度參數 d 值則介於 0.022~0.024。因板橋 P/S、中壢 P/S 皆為 3 台主變壓器進行運轉，靈敏度參數 d 差異不大。

板橋 P/S 之靈敏度參數 a 值則介於 1.2~2.6，中壢 P/S 之靈敏度參數 a 值介於 3.6~5.7。板橋 P/S、中壢 P/S 之靈敏度參數 c 值分別為 0.9、0.8。靈敏度參數 a 值則與 OLTC 調整前主變壓器一次側總虛功率呈現正相關，與 OLTC 調升或調降關係不大。

(五) 研究成果：

ASPEN 模擬結果發現靈敏度參數 a 值與虛功率負載呈正相關。影響 b 值的主要因素為匯流排電壓、電容器輸出容量、設備損失。c 值在各種模擬條件下之改變不大。影響 d 值的主要因素為主變壓器之等效阻抗。

由於負載型態、匯流排短路容量、輸電線路與設備損失情形的不同，實測發現板橋 P/S 與中壢 P/S 之靈敏度參數 a、b、c 差異較大，但在主變壓器配置數量相同的狀況下，兩者之靈敏度參數 d 差異不大。



圖 2 ASPEN 模擬板橋 P/S



圖 3 冬季某日調升 OLTC 後之 Q1 變化



圖 4 冬季某日調升 OLTC 後之 V2 變化

二、蘭嶼發電廠油機室通風過熱改善之研究

(能源研究室:楊德建)

(一) 研究緣由：

蘭嶼發電廠為防止發電機組運轉噪音外洩，影響緊鄰蘭思幼稚園學員上課及健康，需將油機室全

面封閉。目前油機室僅靠 3 台軸流風扇抽風，由於廠內溫度過高，夏季廠內溫度已達 40°C，嚴重影響機組運轉及人員安全。須尋求將廠房油機室溫度降

低至正常外溫。

(二) 研究目的與步驟方法：

本案研究之目的主要為降低蘭嶼電廠內油機室溫度。本研究之研究方法為利用自記式溫度計量測蘭嶼廠房內溫度(如圖1)，藉此了解廠內溫度分布及熱對流情況。並與(七美發電廠量測之水平溫度剖面圖做比較(如圖2)，由圖1、2比較後可知，蘭嶼的油機室內在1.5~2.5米處溫度已高達35°C以上，但廠房頂部8.5米卻較高處溫度低1~2°C溫度，而七美電廠則為頂部溫度比廠房內1.5米處溫度高出2°C以上。此點之溫度差異可能反應出，七美發電廠廠房頂部自然通風扇能將室內熱空氣抽出，但蘭嶼發電廠則因側邊排風扇開啓，使得熱氣主要由排風扇排出，而屋頂排氣孔則可能僅排出少許熱氣，待釐清高溫之主因後，利用數值模擬分析方法輔助設計，並預測改裝設備後，如加裝自然通風扇與機械抽風機來進行廠內換氣量之結果成效分析(如圖3、4)。

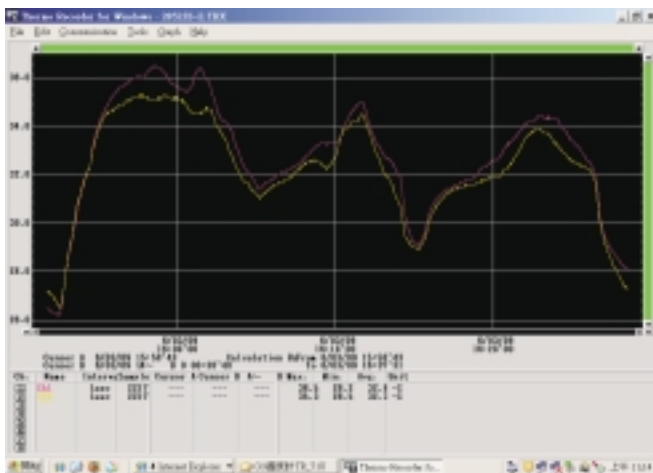


圖1 蘭嶼電廠廠房之水平溫度剖面

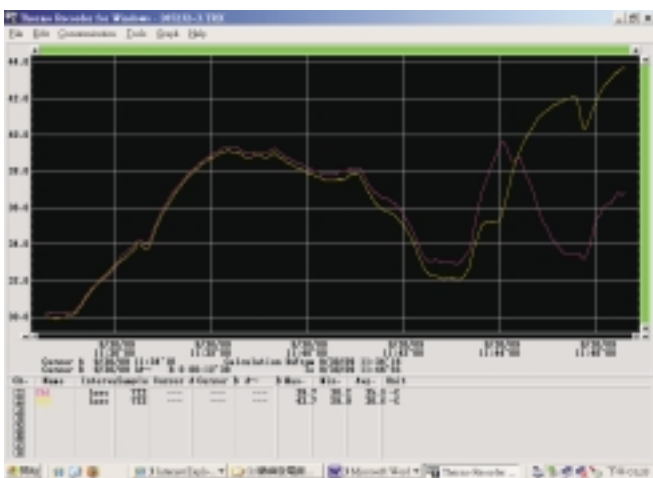


圖2 望安電廠廠房之水平溫度剖面

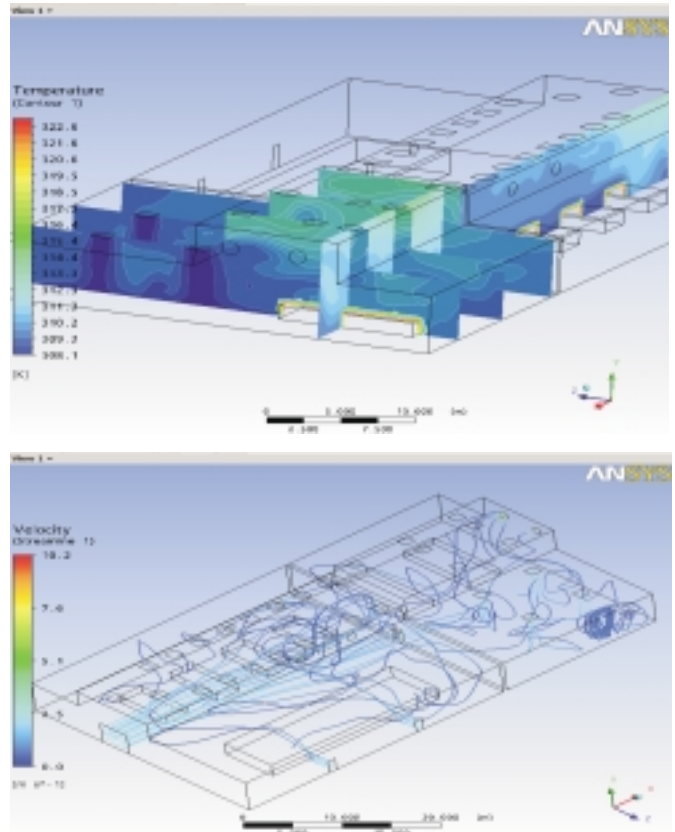


圖3 數值分析模擬之溫度、流場行爲



圖4 廠房頂部安裝自然通風扇

(三) 研究結果：

研究顯示其結果說明如下：

1. 如果在廠房上方加裝每台40CMM之自然通風扇，在配合加開3台機械抽風機的情況下，可以有效降低廠內油機室高溫情況發生，並使油機室整體的換氣數提升至0.2。
2. 利用熱空氣上升的自然特性，在油機室頂部加裝自然通風扇，以避免夏季以外時期開啓機械抽風機，如此能降低工業用電成本。

(一) 研究目的：

本研究旨在於進行台電公司短期電力負載預測，短期電力負載預測係提供未來台電公司對電力調度、燃料供需之重要參考依據，對於電力事業之經營具有重大影響。因此，構建一套涵納經濟、氣溫及休假日等諸種結構變動因素之短期電力負載預測模型，可作為電力調度處電力負載預測之參考。

(二) 相關變數假設：

1. 經濟變數

鑑於去年(民國97)全球經濟成長呈現衰退現象，用電實績較往年大幅減少，面對經濟成長未來變化，參酌行政院主計處於民國98年8月20日最新公布台灣國內經濟情勢預測分析，修正前次預測(98/5/21)民國98年預估經濟成長率為-4.25%，本次預測上修為-4.04%外，另外，公布民國99年預估經濟成長率為3.92%，故本研究依據主計處最新經濟成長預測進行模擬情境分析。

目前未來經濟成長預測資料頻率只到季GDP，須轉換成月GDP以符合短期平均負載資料頻率。本研究所採用轉換作法，透過短期電力負載相關變數分析，其中工業生產指數與平均負載的相關性為最高，故採用每月工業生產指數為權重攤提。攤提作法以近3年每月工業生產指數設定權重，依序為0.5、0.3、0.2，攤提為月GDP值，其中若工業生產指數已有實績值者則以實績值代入，隔年各月份再採權重法攤提。

經濟統計資料之原數列(未作季節調整前)，每年之各季(月)資料往往因氣候、制度、習慣等非經濟因素，而有季節性變動，以致無法明確的瞭解景氣變動之實況，而年資料因與比較期剛好相距1年，已含有消除季節變動因素之作用。季節因素對資料有時將會產生嚴重的干擾並造成資料的頻繁變動，增加研究分析的困難，故須作季節調整(seasonal adjusted)，主要對資料中隱含的季節性因素以統計的方法將其從數列中加以調整，使得經濟數列能夠更精確的反映真實經濟變動狀況，便於研究分析比較。

2. 氣溫變數

由於目前對於未來氣溫預測，仍為一件困難之工作，面對氣溫未來變化，本研究氣象預測資料係參酌中央氣象局所公布資訊，依逐月月底公布「中央氣象局季長期天氣展望」提供為考量。其中，氣溫變數之情境作法，以近3年溫度設定權重，依序為0.5、0.3、0.2，隔年則逐月增加0.02度。若有實績值者則以實績值代入，隔年重新採

權重法攤提，惟民國99年各月份溫度不得低於民國98年各月份溫度。

影響電力負載的因素很多，其中一個地區的負載特性與該地區用戶之用電型態、天氣狀況等都有密切的關連。台灣地理位置屬於南北狹長型態，天氣型態南北殊異、東西也不同，因此應將氣候迥異之區域予以劃分，以分析不同天氣型態對用電行為之潛在影響。故本研究利用台電公司服務區域劃分為台灣本島區分為北部、中部、南部及東部等四大區域，參酌各地區範圍及民國97年供電實績詳見表8，月均溫推估採加權法，北部為38.6%、中部為26.8%、南部為32.7%、東部為1.9%。

本研究短期電力負載預測模型，在氣溫變數方面，除了受氣溫變化影響，亦須考量冷氣度或冷氣時之可能影響，詳如表9所示。關於本研究未來冷氣度與冷氣時假設如下：(1)「冷氣度」以近3年設定權重，依序為0.5、0.3、0.2，隔年則逐月增加1.5°C。若有實績值者則以實績值代入，隔年重新採權重法推估，惟民國99年各月份數值不得低於民國98年各月份數值。(2)「冷氣時」以近3年設定權重，依序為0.5、0.3、0.2，隔年則逐月增加0.5小時。若有實績值者則以實績值代入，隔年重新採權重法推估，惟民國99年各月份數值不得低於民國98年各月份數值。

3. 休假日變數

本研究休假日資料係依據行政院人事行政局所公布資訊，主要依據「行政機關辦公日曆表」與「政府行政機關紀念日及民俗節日假期調整原則」進行統計，詳如表10所示。在休假日變數方面，除了休假日多寡對電力負載產生影響，亦須考量連假(含3日以上)之可能影響。

(三) 構建預測模型：

本研究所使用預測模型方法係採用動態迴歸分析方法，結合計量迴歸分析方法與時間序列分析方法，針對殘差進行處理，並強化外生預測變數之掌握，以期增進預測績效。其中，迴歸分析經常用在解釋和預測二大方面，關於解釋方面特色，我們可以從取得的樣本，計算出迴歸的方程式，再透過迴歸的方程式得知每個自變數對依變數的影響力(貢獻)，當然也可以找出最大的影響變數，以進行統計上和管理意涵的解釋。預測方面特色，由於迴歸方程式是線性關係，我們可以估算自變數的變動，會帶給依變數的多大改變，因此，我們使用迴歸分析來預測未來的變動。

本研究建構短期平均負載預測模型，主要模型配適之變數為「經濟成長 (GDP)」、「北中南東平均月均溫」、「休假日數」與「冷氣度」等其它變數為自變數進行分析以預測短期平均負載。除了影響短期平均負載之相關變數外，本研究考量各月負載特

性，如氣溫愈高的月份則負載愈容易增加，故設定夏月效應（指 4-10 月）；在連假方面，由於農曆春節假期放假日數較多，故連假設定區分為春節連假效應與連假效應。其迴歸模型結果如下：

$$\begin{aligned} \text{短期平均負載} = & 923.57 + 0.02*(\text{GDP}) + 3.52*(\text{北中南東月均溫平方}) \\ & + 2.04*(\text{冷氣度}) + 777.69*(\text{夏月效應}) \\ & - 129.79*(\text{春節連假效應}) - 40.56*(\text{連假效應}) \end{aligned}$$

(四) 預測結果分析：

民國 98 年預測值比較-民國 9810 至民國 9812

	平均負載實績值 (千瓩)					981015 版		
	民國 96	民國 97	成長率 (%)	民國 98	成長率 (%)	民國 98	成長率 (%)	
							與民國 97 比較	與民國 96 比較
M01	19978.7	20931.6	4.77	16829.7	-19.60	16829.7	-19.60	-15.76
M02	18812.3	19826.3	5.39	18882.3	-4.76	18882.3	-4.76	0.37
M03	20915.4	21436.9	2.49	19438.7	-9.32	19438.7	-9.32	-7.06
M04	21163.4	22485.7	6.25	20045.0	-10.85	20045.0	-10.85	-5.28
M05	23514.4	23391.1	-0.52	21497.7	-8.09	21497.7	-8.09	-8.58
M06	24687.1	24504.5	-0.74	23564.2	-3.84	23564.2	-3.84	-4.55
M07	26899.6	25288.1	-5.99	25326.9	0.15	25326.9	0.15	-5.85
M08	24927.3	25560.9	2.54	24923.8	-2.49	24923.8	-2.49	-0.01
M09	24126.3	23929.1	-0.82	25400.3	6.15	25400.3	6.15	5.28
M10	22807.7	22626.9	-0.79			23039.1	1.82	1.01
M11	21386.2	19815.5	-7.34			21324.3	7.61	-0.29
M12	20881.0	18219.1	-12.75			20769.7	14.00	-0.53
第 1 季合計	59706.4	62194.8	4.17	55150.7	-11.33	55150.7	-11.33	-7.63
第 2 季合計	69364.9	70381.3	1.47	65106.9	-7.49	65106.9	-7.49	-6.14
第 3 季合計	75953.2	74778.0	-1.55	75651.0	1.17	75651.0	1.17	-0.40
第 4 季合計	65074.9	60661.5	-6.78			65133.1	7.37	0.09
1 月-6 月合計	129071.3	132576.1	2.72	120257.6	-9.29	120257.6	-9.29	-6.83
7 月-12 月合計	141028.1	135439.6	-3.96			140784.1	3.95	-0.17
第 1 季平均	19902.1	20731.6	4.17	18383.6	-11.33	18383.6	-11.33	-7.63
第 2 季平均	23121.6	23460.4	1.47	21702.3	-7.49	21702.3	-7.49	-6.14
第 3 季平均	25317.7	24926.0	-1.55			25217.0	1.17	-0.40
第 4 季平均	21691.6	20220.5	-6.78			21711.0	7.37	0.09
1 月-6 月平均	21511.9	22096.0	2.72	20042.9	-9.29	20042.9	-9.29	-6.83
7 月-12 月平均	23504.7	22573.3	-3.96			23464.0	3.95	-0.17

註：民國 9801-民國 9809 為實績值，981015 版民國 9810-9812 為預測值。

資料來源：本研究整理。

民國 99 年預測值比較-民國 9901 至民國 9912

	平均負載實績值				981015 版		
	民國 96 實績值 (千瓩)	民國 97 實績值 (千瓩)	民國 98 實績值 (千瓩)	民國 99 預測值 (千瓩)	成長率 (%)		
					與民國 98 比較	與民國 97 比較	與民國 96 比較
M01	19978.7	20931.6	16829.7	19938.8	18.5	-4.7	-0.2
M02	18812.3	19826.3	18882.3	19545.7	3.5	-1.4	3.9
M03	20915.4	21436.9	19438.7	20563.2	5.8	-4.1	-1.7
M04	21163.4	22485.7	20045.0	21472.3	7.1	-4.5	1.5
M05	23514.4	23391.1	21497.7	22715.0	5.7	-2.9	-3.4
M06	24687.1	24504.5	23564.2	23809.1	1.0	-2.8	-3.6

M07	26899.6	25288.1	25326.9	25922.6	2.4	2.5	-3.6
M08	24927.3	25560.9	24923.8	25705.1	3.1	0.6	3.1
M09	24126.3	23929.1	25400.3	25587.3	0.7	6.9	6.1
M10	22807.7	22626.9		23446.4		3.6	2.8
M11	21386.2	19815.5		21599.3		9.0	1.0
M12	20881.0	18219.1		21059.3		15.6	0.9
第 1 季合計	59706.4	62194.8	55150.7	60047.6	8.9	-3.5	0.6
第 2 季合計	69364.9	70381.3	65106.9	67996.4	4.4	-3.4	-2.0
第 3 季合計	75953.2	74778.0	75651.0	77215.0		3.3	1.7
第 4 季合計	65074.9	60661.5		66104.9		9.0	1.6
1 月-6 月合計	129071.3	132576.1	120257.6	128044.0	6.5	-3.4	-0.8
7 月-12 月合計	141028.1	135439.6		143320.0		5.8	1.6
全年合計	270099.4	268015.7		271364.0		1.2	0.5
第 1 季平均	19902.1	20731.6	18383.6	20015.9	8.9	-3.5	0.6
第 2 季平均	23121.6	23460.4	21702.3	22665.5	4.4	-3.4	-2.0
第 3 季平均	25317.7	24926.0		25738.3		3.3	1.7
第 4 季平均	21691.6	20220.5		22035.0		9.0	1.6
1 月-6 月平均	21511.9	22096.0	20042.9	21340.7	6.5	-3.4	-0.8
7 月-12 月平均	23504.7	22573.3		23886.7		5.8	1.6
全年平均	22508.3	22334.6		22613.7		1.2	0.5

註：981015 版民國 9901-9912 為預測值。

資料來源：本研究整理。

研發與試驗活動

一、第 21 屆 CRIEPI/TPC 技術交流年會

(研究發展企劃室：鄭增祥)

本公司與日本電力中央研究所第 21 屆技術交流年會於 98 年 12 月 16-19 日在本公司圓滿舉行，12 月 17 日召開年會，12 月 18 日參訪興達發電廠卸煤碼頭。本屆年會日方代表團共計 9 人，由其執行副總經理 Mr. Michio Suzuki 領隊參加，本公司則由綜研所費所長主持會議。年會主要討論內容除檢討過去 1 年來雙方合作情形外，探討的議題均著重於電動車及二氧化碳地質儲存選址等。雙方主要討論議題包括：

- (1) Impact of Battery Electric Vehicles on Power Grid
- (2) A measurement system to monitor the concentration of coal particles and particle size distribution
- (3) Geologic CO₂ Storage Capacity for Taiwan Power Company
- (4) GIS & Cable Partial Discharge

年會除議題討論外，另安排 CRIEPI 代表團 6 人於 12 月 18 日參觀興達電廠卸煤碼頭，由現場單位作簡報並實地引導參觀，解說運作流程，使 CRIEPI 代表團充份瞭解本公司最先進的卸煤設施，充份達到技術交流與分享的目的。



CRIEPI/TPC 年會召開情形(一) 12/17/2009



CRIEPI/TPC 年會召開情形(二) 12/17/2009



參觀興達電廠卸煤碼頭情景(一) 12/18/2009



參觀興達電廠卸煤碼頭情景(二) 12/18/2009

二、法國智慧型電表系統之研習心得

(負載管理研究室：林素真)

(一) 前言：

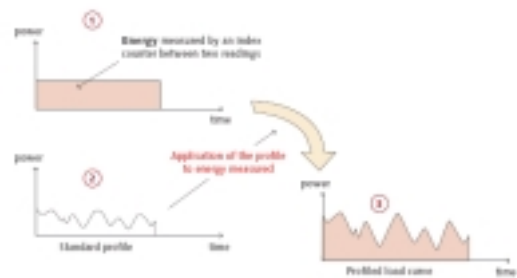
電業利用資訊通訊技術 (ICT) 提昇管理效率，需配合電力系統即時動態平衡的特性，無論 AMI (Advanced Metering Infrastructure) 或法國的 AMM (Automated Meter Management)，都是為了及時獲得用戶用電資訊，以供用戶和電業及時有效的決策。法國配電公司 AMM 的規劃，配合法國電力市場競爭及管制結構，建構其合適的營運模式，強調替代人工抄表以提升作業效率。



(二) 法電現行電表問題：

法國總面積約 67.5 萬平方公里 (約台灣的 18.8 倍)，人口約 64.5 百萬人 (約台灣的 2.8 倍)，對台灣而言是地廣人稀的地方。EDF 為節省 3300 萬低壓用戶人工抄表成本，必須與瓦斯公司共同雇用在地抄表維修員工，且 1 年維持 2 次抄表 (台灣表燈用戶 1 年 6 次抄表)。

配電系統 (DSO) 負責讀表系統，包括電表裝置、維護、行政管理、讀表及資料驗證。因電力市場已經開放零售競爭，整個電力交易系統從發電到零售供電商是以每 30 分鐘為交易的單位，亦即 1 小時需 2 筆資料，而現行電表僅提供 1 年 2 筆抄表資料，供給端與需求端之間的資訊落差，依賴負載型態 (Load profiling) 機制進行供需交易平衡結算，無法達到公平精確計算的需求，AMM 試驗結果可能會更改設計或執行內容，但是全面汰換佈建勢在必行。



負載型態機制

1. 現行人工抄表 1 年抄表 2 次，電費採用估算方式，用戶缺乏適時資訊，無法獲得及時正確資訊做用電決策。
2. 用戶斷路器 (Breaker) 所有權屬於配電公司 (DSO)，用戶用電與電力公司訂定合約，超約時 DSO 透過斷路器管理控制，若用戶想變更用電契約，DSO 必需派遣人員調整斷路器，平均費時 5 天的時間才能完成。
3. 低壓電表裝設位置，50% 裝置在用戶住宅內部，導致人工抄表的工安事件 50% 是遭惡犬咬傷。
4. ERDF 員工繼承自 EDF，負責讀表及資料管理驗證員工，至 2016 年約有 6000 名屆齡退休，為達成歐盟每月抄表的要求，以人工抄表的缺口約 5000 人。
5. 傳統電表的功能限制，無法量測用戶端隨時間變動的使用量：
 - (1) 電力零售價格因此不能反映發電成本與市場價格隨時間產生的劇烈變動。
 - (2) 以負載型態 (Load profiling) 推算各電力零售商的成本，零售商之間交叉補貼，導致各零售商缺乏對用戶推動需求面管理的動機。
 - (3) 同一區隔用戶尖峰用電量大與離峰用電量大用戶之間交叉補貼。

(4)採用記錄型電表可以解決以上問題，但記錄型電表資料量龐大，若缺乏遙讀抄表配合，讀表及資料處理成本高。

(三) 研習心得：

電表核心目的在用電計費，電業自由化最主要是政府解除對電業電費的計費管制。法國電力產業自由化變革已達穩定階段，電業相關權責、管理作業規則與流程的改造已告一個段落，現行法國配電公司 AMM 的規劃，因 ERDF 屬於管制電業，配合法國電力市場競爭（發售電）交易需求及管制（輸配電）結構，建構其 AMM 營運（中立、收支平衡）模式，依 ERDF 的權責，強調替代人工抄表以提升作業效率，不強調執行需量反應方案或其他可能的創新營運模式，但仍保留 USB 連接端子供進一步創新應用。與台灣電力產業仍持續變革中相比較，法國 AMM 系統的權責、功能與目標、營運模式及成本效益等較為明確、簡化及可行。



ICT 平均壽命週期 5 年，用電器具約 15 年，法國 AMM 規劃的使用壽命長達 20 年，存在許多的風險需克服因應，包括電表技術、電表成本、通訊技

術變化、資訊系統技術變化、用戶配合度等等。相對地，在我國 AMI 規劃上，除上述因素必須考量，台灣電力產業的自由化變革尚未完成，相關的配電售電權責結構、作業法規規範會隨著電業自由化而變化，且國內電業近年營運每況愈下，終究形成鉅額虧損，為避免重蹈覆轍，建議我國 AMI 的規劃內容宜配合我國電業自由化的規劃時程，全面汰換佈建宜審慎考慮各層面的風險評估。

AMI 技術本身並不會自動產生節能減碳的效益，必須結合啟動並執行相關措施（如需量反應）才能發揮效果，全球各地先進電業規劃或建置中的 AMI 計畫，大部份必需強調低壓用戶實施需量反應方案的功能效益。在法國 AMM 計畫中，不特別強調低壓用戶實施需量反應方案的可能效益，不是忽視需求面管理，EDF 從 1960 年代即結合邊際成本設計電價，在沒有建置複雜功能的 AMM 系統情況下，經 3 年試驗、啟動發展階段，用戶滿意再普及所有用戶，低壓住宅用戶有 30 萬戶選用 tempo 電價，法電 tempo 與現今各方鼓吹的需量反應（DR）精神相同，且執行抑低尖峰負載成效顯著，謹制訂程序與執行成效值得同樣受電價管制的台電公司進一步研究與學習借鏡。

法國 AMM 計畫經費預估達 45 億~50 億歐元的規模，電業自由化及節能減碳需求，使全球各先進電業積極規劃鋪設智慧型電表系統，對我國 ICT 產業將是一個很大的目標市場，若能更深入瞭解電業經營特性與智慧型電表系統，此一市場將會更為可及。

三、受邀參加東北亞 SCADA 演講

（電力研究室：楊金石）



(一) 整合自動化之高安全性 SCADA 系統：

SCADA Northeast Asia 2010 是以研究香港、日本、韓國、台灣等國所導入 SCADA（監控）系統之案例與重要相關技術之開發趨勢為焦點之會議，演講者來自：日本東京瓦斯與 IT 促進會、韓國電力研究院、香港 MTR 港鐵、香港大學、美國 Wi-Fi Sensors 公司等，本國則由綜合研究所楊金石主任介紹台電 SCADA 之發展與智慧電網，並被安排上台與談 SCADA 未來發展（Developments and Future Technologies of SCADA）。

(二) 大會主題：

1. 改善基礎設施資產於運用、管理、檢測機能所需之技術開發。
2. SCADA 系統領域中極為成功之歐洲各國與美國所使用之先進系統評估。
3. 把製造執行系統（MES）與因智慧電網而開始的既有系統和新系統整合至 SCADA 系統

的方法。

(三) 與會者：

SCADA Northeast Asia 2010 之與會者包括東北亞等地區之企業中統籌 SCADA 與流程管理、運用、安全、通信之技術人員與高階主管。

(四) 心得：

1. 經由參加本會議了解無線電通訊的限制，例如對於公用頻道（如 2.4GHz 頻段）則不適合作為 SCADA 用，而標準化的通訊協定為發展 SCADA 與智慧電網所需要。
2. 除了碳足跡外，無線電通訊亦有其足跡（the RF footprint from an 802.11 Access Point），無線電足跡包括：發報器（Transmitter）強度、與 AP 的距離相關之接收信號強度、通訊速度等。
3. 資訊技術人員（IT）與 SCADA 人員之觀點有些許不同，如 IT 的需求為：動作需可靠（Response must be reliable），而 SCADA 系統則要求動作要即時（Response is time-critical），但基本要求則是可靠與安全的 SCADA 系統。
參加本會議除可宣揚我國電力技術發展外，並可作為訓練膽識的平台。