

出國報告（出國類別：實習）

即時電價制度之研習

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：陳建嘉(業務管理監)

派赴國家：美國

出國期間：106年10月10日~106年10月20日

報告日期：106年12月20日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：即時電價制度之研習

頁數_38_ 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/ 陳德隆/ (02)23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話：陳建嘉/ 台灣電力公司/ 業務處/ 主管費率/
(02)2366-6674

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他

出國期間：106 年 10 月 10 日~ 106 年 10 月 20 日 出國地區：美國

報告日期：106 年 12 月 20 日

分類號/目

關鍵詞：即時電價 (Real Time Pricing, RTP)、喬治亞電力公司 (Georgia Power)、南加州愛迪生電力公司 (SCE)、缺電機率 (LOLP)

內容摘要：(二百至三百字)

即時電價 (Real Time Pricing, RTP) 係以每小時為基礎，採邊際成本或市場價格訂價，依據當日每小時供電成本、市場價格及機組運轉等情況後，通知用戶次日之每小時電價。此種訂價方式對電業而言可真實反映供電成本及系統狀況，避免不同時段用電交叉補貼，對用戶而言可誘導改變負載型態，兼顧計費公平性與供電穩定。基於上述研究課題，此次出國參訪美國推動即時電價方案最著名之喬治亞電力

公司，以及其他推動即時電價之電業，盼藉此次參訪經驗做為我國推動即時電價之借鏡與學習。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網（<http://open.nat.gov.tw/reportwork>）

目 錄

壹、出國緣起.....	2
一、任務.....	2
二、緣起與目的.....	2
三、行程.....	3
貳、研習內容.....	4
一、即時電價介紹.....	4
二、美國即時電價制度之發展.....	8
(一) 南加州愛迪生電力公司.....	11
(二) 喬治亞電力公司.....	18
(三) 賓州電力公司.....	30
(四) 紐約愛迪生聯合電氣公司.....	32
參、心得與建議.....	34
肆、誌謝.....	37
伍、參考資料.....	38

壹、出國緣起

一、任務

研習美國即時電價應用於本公司經營環境之可行性及相關法規、制度、技術配套。

二、緣起及目的

傳統電價基於用戶配合、執行便利、電價穩定、作業成本、計量技術等考量，雖然供電成本或市場價格每小時都在變化，一般仍採劃分時間帶、成本均化之概念進行設計，如本公司之 2、3 段式時間電價，其電價除因定期電價調整而有變化外，本質上相對穩定。前述傳統電價特性使得終端價格無法即時或有效反映批發市場價值(或短期邊際成本)變化，較不利促進電力資源之有效分配與利用。在此背景下，復以近年資通訊科技、電表技術、能源管理系統之成熟發展，即時電價（Real Time Pricing；RTP）制度遂應運而生。

即時電價係以小時為基礎，採邊際成本訂價，反映每小時供電成本或市場價格，及機組實際運轉情況，於前一天通知用戶當天價格。此種訂價方式對電業而言可真實反映供電成本，避免不同時段之用電交叉補貼，對用戶而言可誘導其改變用電行為，兼顧計費公平與抑低尖載。目前，在美國約有超過 100 家的電業提供即時電價方案，部分電業（如新澤西州、馬里蘭州和賓夕法尼亞州之電業）將其作為大用戶之預設電價，部分電業（如 ComEd, Illinois 等公司）甚至提供住宅用戶選用。

隨著國內資通訊技術成熟，以及高壓用戶全面布建 AMI，即時電價將成為需求面管理的發展策略，並已被行政院「智慧電網總體規劃方案」列為工作項目。目前調度處已建立電能競價模擬市場，可提供日前競價之小時邊際成本資料，而用戶端亦正研議導入 Route B 與自動需量反應機制，實施即時電價之條件已漸趨成熟，預為研擬實有必要。本實習計畫之目的即在研究國外即時訂價與運作模式，俾有助未來本公司設計具成本效益之即時電價方案。

三、行程

(一) 研習日期：106 年 10 月 10 日至 106 年 10 月 20 日，共計 11 日。

(二) 出國行程：

訓練進修日期	訓練進修地點	訓練進修機構	訓練進修主題
10 月 10 日	往程 (台灣 → 美國洛杉磯 → 亞特蘭大)		
10 月 11 日 ~ 10 月 12 日	亞特蘭大	喬治亞電力公司 (Georgia Power)	參訪全球即時電價推動最成功之電業— Georgia 電力公司，瞭解其方案設計、配套措施與推動成功經驗
10 月 13 日	費城	費城電力公司 (PECO)	瞭解費城即時電價之實施概況
10 月 14 日	往程 (費城 → 紐約)		
10 月 15 日 ~ 10 月 16 日	紐約	愛迪生聯合電氣公司 (Con Edison)	瞭解紐約即時電價之實施概況
10 月 17 日	舊金山	柏雷多顧問公司 (The Brattle Group)	瞭解北加州即時電價之實施概況
10 月 18 日	洛杉磯	南加州愛迪生公司 (SCE)	瞭解 SCE 預設 9 種不同溫度實施的即時電價方案，其方案設計方式、配套措施與推動方式。
10 月 19 日	返程 (美國洛杉磯 → 台灣)		

訓練進修日期	訓練進修地點	訓練進修機構	訓練進修主題
~ 10 月 20 日			

貳、研習內容

一、即時電價介紹

即時電價為動態電價的一種形式，由於電能不能有效大量儲存，為了供應用戶用電變動之負載需求，必須依發電機組運轉及成本特性規劃配置不同機型，以供經濟調度，因此供電成本自然隨電力系統負載高低而變動。電力公司為了合理且快速反應供電成本，透過實施「隨時間而變化」的動態電價（如圖 1），讓用戶可以根據自己用電習性及型態，選用動態電價節約用電，也能降低電費支出。

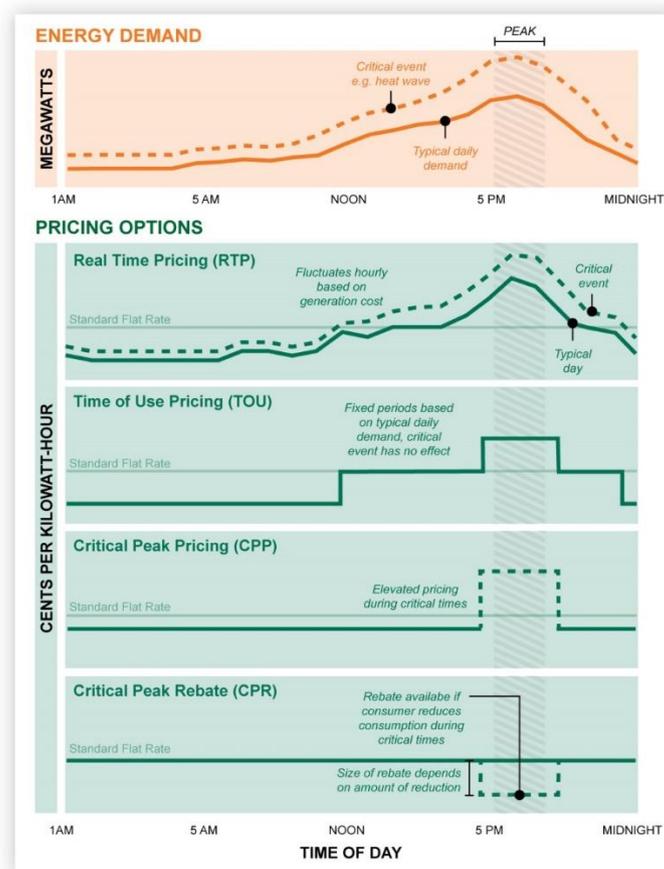


圖 1 不同動態電價反應負載變動之訂價方式

圖 1 所列之各種動態電價之樣態，依序說明如次：

即時電價 (Real Time Pricing, RTP)：電價基本隨著每小時的負載而變動，在負載特別高的日子，整體價格也會提高，電價一般會在前一日或一小時前通知用戶。

時間電價 (Time of Use Pricing, TOU)：將一天之中的時間切分成 2 個以上的區塊 (或時間帶)，尖峰時間的電價會提高，離峰時間的電價會降低，在各區塊中的電價是相同且事先決定的。

緊急尖峰電價 (Critical Peak Pricing, CPP)：當電力公司預測批發市場的電價很高或是電力系統發生緊急狀況時，電力公司會實施高電價，一般 1 年約執行 15 ~ 20 天或 60 ~ 80 小時，通常是日前通知，其餘時段則採較標準或正常費率為低的電價訂定，作為回饋，屬事前補償之概念。

尖峰節電回饋 (Critical Peak Rebate, CPR)：用戶適用固定的電價表，在非緊急時期與 TOU 或一般電價方案架構相同，但在供電緊澀日中的特定幾個小時內，用戶如能依據用電基線 (CBL) 減少用電量，即給予節電回饋，屬事後補償之概念。

雖然 TOU、CPP、CPR 皆能反映尖、離峰不同時段的成本差異，但價格誘因仍無法引導用戶有效分配管理電力資源，因此才有時間帶區分更細緻之提議，精密至每小時或半小時，而有了即時電價的概念。

美國的愛迪生電力研究所 (2007) 提出零售電價與費率設計報告，強調即時電價是達到市場效率的方法之一，並指出有效率的價格的特點為：反映隨時間變動之成本、反映電業承擔之風險、滿足不同用戶的風險偏好等，並提出以下四種有效率之即時電價訂定方式：

- **基本一部式之小時訂價**：零售電價直接反映批發市場的價格，並收取一些加成費用。

- **競爭市場下之兩部式（區塊及指數）訂價：**零售電價分為區塊（block）價格 + 指數（index）價格，區塊價格為遠期合約中事先約定好的固定價格與用電量，指數價格則係連動批發市場的價格，適用於實際用電量與前述固定用電量之差額部分（如圖 2）。
- **管制市場下之兩部式（CBL 及增減量）訂價：**此種訂價方式之精神類似上述區塊及指數訂價，引進基準用電量 CBL 取代區塊，CBL 採固定價格或管制費率計價，實際用電量與 CBL 之差額部分，以邊際成本訂定之小時電價計價。
- **非綁定式之即時訂價：**所謂非綁定式，指將發電與輸配電費用分離，僅發電費用部分連動批發市場價格或反映小時之邊際成本，輸配電費用仍維持傳統容量和能量費率之計價結構。發電部分可利用價差合約（CfD）對一定之用電量進行價格保護，類似前述之區塊及指數訂價或兩部式訂價。這種做法的好處是，由於輸配電成本獨立回收，只要 RTP 的價格與批發市場價格一致，發電成本就能足額回收，無論用戶的 CBL 設定高或低，對電業收益沒有影響。

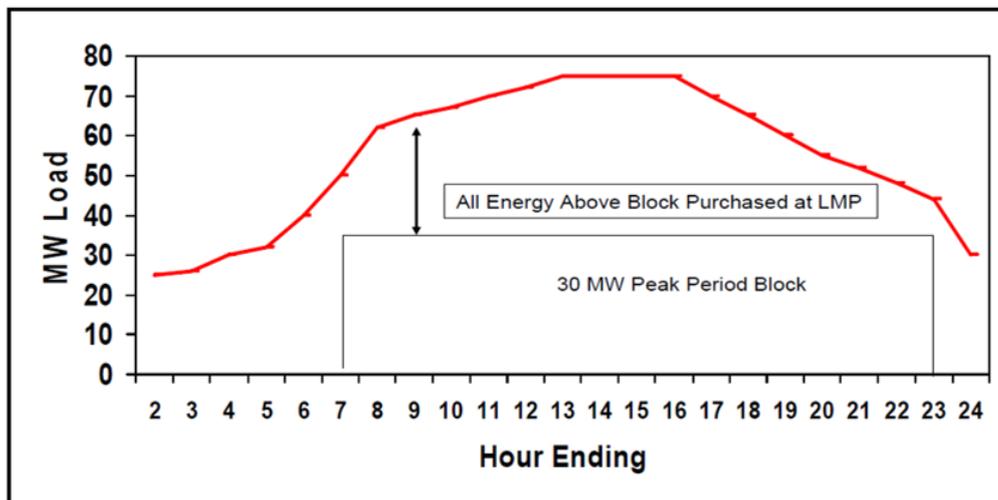


圖 2 競爭市場下之區塊及指數訂價

即時電價的二部式電價結構，對用戶用電建立了所有權，這樣用戶可將減少或不用的部分「賣回」批發市場，透過批發市場的價格訊號反映電力的真實價值；另一方面，

二部式電價結構因為只對用電增減量採 RTP 計價，可以避免 Free Rider，也就是不必改變用電行為選用即時電價即可減輕電費負擔之情形。

關於一部式訂價與兩部式訂價各有其優缺點，茲進行比較說明如表 1：

表 1 一部式訂價與兩部式訂價優缺點比較

項目	優點	缺點
一部式訂價法	<ol style="list-style-type: none"> 1. 用戶費用計算容易。 2. 移轉或減少尖峰用電的誘因較強。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 零售價格與邊際成本的差距較大，可能扭曲電力的真正即時價值。 2. 用戶有付出高於預期價格的風險。 3. 電力公司有固定成本回收不足的風險。 4. 所有用電量適用之電價直接連結批發市場，電業較無調整之自主彈性因應市場競爭。
兩部式訂價法	<ol style="list-style-type: none"> 1. 價格與邊際成本相近。 2. 對用戶而言，在 CBL 部分，沒有價格風險。 3. 對電力公司而言，在 CBL 部分，可回收固定成本。 4. 可透過降低 CBL 之標準費率與其他電業競爭。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 計費過程複雜繁瑣。 2. CBL 部分的價格係預先決定，對用戶也許不公平。

除了前述一部式或兩部式電價結構之討論外，如何訂定使即時電價更能反映不同時段之供電成本，也是一項重要的議題，尤其在賦予各小時不同的容量價值方面。在成本分攤相關文獻中，缺電機率（Loss of Load Probability）是容量成本分配的常用參數，用來決定容量成本如何配合系統實需分配至各小時；缺電機率為某一特定時間發電容量不足以供應用電負載之機率，由於計算上相對複雜，可以使用代理變數—相對缺電機率（rLOLP）來分配容量成本，並僅分配給一年之中缺電機率最高的前幾百個小時（如 250 小時），透過這種設定，可以將容量成本分攤到系統真的有危機的小時中。

由於國外電力市場自由化程度較高，大部分電力公司推動即時電價均依據批發市場之即時交易價格作為基礎，批發市場的價格會主要是受到需求（尖峰與離峰需求量不同、氣候因素）以及供給（電能供應）影響；相對而言，傳統非動態的電價方案，係透過平均費率交叉補貼的方式，回收向批發市場購電之成本。

然而，在突發事件發生導致批發市場價格飆高時，採用非動態的電價方案，售電業必須自行吸收購電成本，或是啟動其他需求面管理方案因應，若無法吸收高額的購電成本，勢將面臨財務危機。因此，國際上推動即時電價之電業，絕大部分為批發市場下的售電業。

相對於批發市場購電的售電業，垂直整合的綜合電業對於掌握供電成本的波動就相對容易許多，因此，綜合電業推動即時電價的其中一個目的，便在於可以快速地反映系統狀況與成本變化到終端用戶。

綜上所述，採即時電價，可反映每一時段負載變化之邊際成本或市場價值變動，有助於凸顯尖峰用電或供電緊澀時期之真實成本，引導用戶減少相關時段之用電，惟不同國家、地區之電業環境及民眾接受度各異，因此，即時電價制度應搭配因地制宜之配套機制，才能創造電力公司與用戶雙贏之結果。

二、美國即時電價制度之發展

美國電力市場已自由化，係採各州自主，原則以聯邦政府管制批發市場，批發價格由市場決定，州政府管制零售市場，零售價格由州政府管制。電價較高的州（如加州、紐約州、賓州）開放零售市場競爭，允許用戶自由選擇售電業者，電價較低的州（如內華達州、奧勒岡州）則僅開放大用戶的自由選擇權。另為促進發電業競爭，部分州政府會強制或鼓勵公用電業出售發電廠，以防止市場壟斷。在用戶可以自由選擇零售業者的地區，業者必須提供有競爭力的價格與方案，以吸引用戶，即時電價也成為美國電業拉攏用戶的其中一種方法。

美國共有七個主要的電力調度中心，包含 ISO-New England (ISO-NE)、New York ISO (NYISO)、PJM、ERCOT、Midcontinent ISO (MISO)、Southwest Power Pool (SPP)、California ISO (CAISO)，不同電力調度中心推動之電能交易市場不同，然而皆具有批發之能量市場。

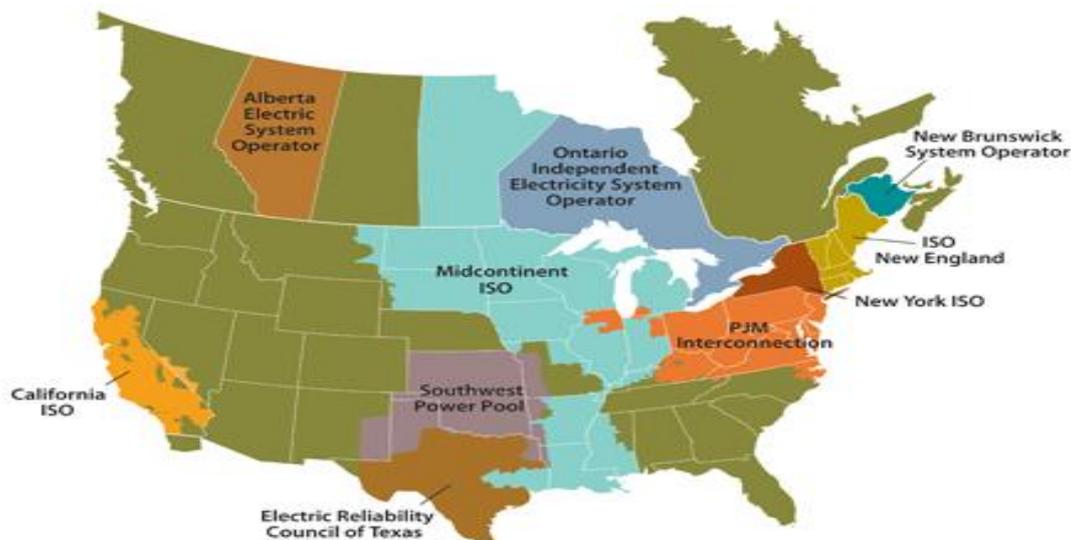


圖 3 北美電力調度中心分布

由於美國各州推動電業自由化程度不同，在電業較自由化的州，其供電成本項目可以細分為電能費用（包含容量費用與能量費用）、傳輸費用（輸配電成本）以及稅金與其他雜項支出等。由於上述成本項目不一定來自於同一公司，如電能費用可能為售電業至批發市場取得電力之成本，而電能傳輸費用則是由專門負責輸配電業務之公司負責，故售電業提供給終端用戶的零售電價可以設計為綁定式 (Bundled) 方案（即費率已包含所有供電成本），亦可設計為非綁定式 (Unbundled) 方案，分項收取電能費用、輸配電費用、售電業本身的營運費用，以及稅金與其他雜項附加費。

美國即時電價的設計已經發展了 20 幾年，最早於 1985 年左右提出，最早係以實際成本來訂價，對所有用戶收取的價格會每小時變動，且價格會在前一天公布。由於價格的波動性，很難吸引一般用戶參與，因此即時電價的參與者，大多是中大型工商業用戶。茲整理美國即時電價制度的發展歷程如表 2。

表 2 美國即時電價制度發展歷程

時間	1985	1990	1995	2000
費率設計	綁定制	綁定制、二部式		非綁定制
收益中立	該類用戶收入不變	特定用戶收入不變		該類用戶(主要是商業用戶)收入不變
CBL	無	固定	可調整	無
事前通知	前一天		前一天、前一小時	前一天
邊際成本加成訂價	平均成本 州政府管制	邊際能量成本採公用事業的最後發電機組的成本； 尖峰時間的邊際成本則考量缺電機率(LOLP)或採缺電成本(VOLL)		批發市場價格指數
對象	大型及中型的工商用戶			工商業用戶 住宅試驗計畫
電業	PG&E、 SCE	Niagara Mohawk	Georgia Power	SDG&E、 Aquila IL 和 NY utilities

美國推動即時電價的州與電業眾多，其中最具代表的電業為紐約、賓州、加州、伊利諾，及喬治亞之電業，特色如下：

紐約、賓州（代表電業：ConEd、PECO）

州政府規定大用戶須預設適用即時電價，6 個主要電業皆推動，用戶數多且行業別分布廣。

加州（代表電業：SCE）

方案特殊，預設 9 種不同電價，依執行前一日外在環境條件擇用電價。

伊利諾（代表電業：ComEd、Ameren）

自 2006 年起積極推動 RTP，也是目前成功推動住宅 RTP 方案的案例。

喬治亞（代表電業：Georgia Power）

推動大用戶 RTP 方案的先驅，同時也是最成功的案例，美國非住宅的 RTP 參與用

戶，大部分都來自喬治亞電力公司；另外喬治亞電力屬於綜合電業，與台電目前性質相同，其電業結構與訂價方式可供台電參考。

前述電業的即時電價特色彙整如下表：

表 3 美國即時電價方案代表電業彙整

州別	電業	適用用戶	方案類型	適用方式	市場類型	配套避險機制
紐約 賓州	ConEd PECO	大用戶	一部式	Opt - out	批發市場	無
加州	SCE	大用戶	一部式	Opt - in	批發市場	有
伊利諾	ComEd Ameren	大用戶 住宅用戶	一部式	Opt - in	批發市場	無
		大用戶	兩部式	Opt - in	批發市場	無
喬治亞	Georgia Power	大用戶	兩部式	Opt - in	綜合電業	有

上表所列電業，除伊利諾州之電業外，本次實習均有參訪，將逐一介紹：

(一) 南加州愛迪生電力公司 (Southern California Edison, SCE)

1. 簡介

SCE 為愛迪生國際集團 (Edison International Group) 之子公司，服務地區涵概 5 萬平方英哩之南加州地區，為 500 萬住宅及工商業用戶提供輸配電及電力服務，為加州三大電力公司之一 (其餘為北部之 PG&E，南部之 PSDG&E)，在南加州，尚有洛杉磯水電局 (the Los Angeles Department of Water and Power)，聖地牙哥天然氣與電力公司 (San Diego Gas & Electric)，皇家灌溉局 (Imperial Irrigation District) 及其他小型市營公用電業與合作型電力公司。

SCE 在 1996 年加州推動電力市場改革後，拍賣大部分發電廠 (註：SCE 在電力市場改革時，將所有燃氣電廠拍賣給 Mirant 與 Reliant Energy，導致 2001 ~ 2002

年間因市場被操控而發生電力危機)，目前擁有並經營 33 座水力電廠、五座燃氣尖峰電廠、一部複循環機組 (Mountainview) 及一部柴油發電機 (Catalina 離島)、24 個屋頂省型及 1 部地上型之太陽光電廠 (SPV)，但這些電廠不足以因應轄區內 500 萬用戶之用電需求，必須向 IPP 購電。目前自產電力約占 16%，其餘 84% 電力係外購自 IPP。

在電力市場改革後，SCE 分割電網與售電業務，目前仍擁有原有之輸配電設備與線路，但開放所有用戶之購電選擇權。SCE 目前電網總資產超過 200 億美元，包括 1400 萬支電桿及 70 萬個變壓器與 10.3 萬英哩之輸配電線路，為因應未來經濟與人口成長需求，SCE 在未來三年將持續擴建及強化輸配電系統之基礎建設。SCE 在 2015 年之總營業收入 115 億美元，其中 43.3% 來自商業用戶，37.8% 來自住宅用戶，有 5.3% 來自工業用戶，其餘分別 5.0% 為政府機關，2.1% 為農業，其他營業收入占 6.5%。

2. 即時電價方案介紹

在 2000 年能源危機前，SCE 共有三套 RTP 方案，其中 RTP 1 與 RTP 3 為與批發市場價格連動之方案，RTP 2 則是預先設定不同情境下之小時電價。RTP 1 與 RTP 3，當時非常受到歡迎，主要是因為價格低於一般零售費率，然而，自 2000 年能源危機導致市場價格高漲後，用戶開始不滿，以至於無法繼續實施。根據上述經驗，SCE 認為，如果未來要推動連動市場機制的即時電價方案，需要搭配設計避險機制。

RTP 2 與其他方案最大之差異在於，電價係依據前一天的溫度（取決於前一天洛杉磯市中心的最高溫度記錄）和季節變化決定，這是因為 SCE 系統負載變化與洛杉磯溫度高度正相關，如圖 4。

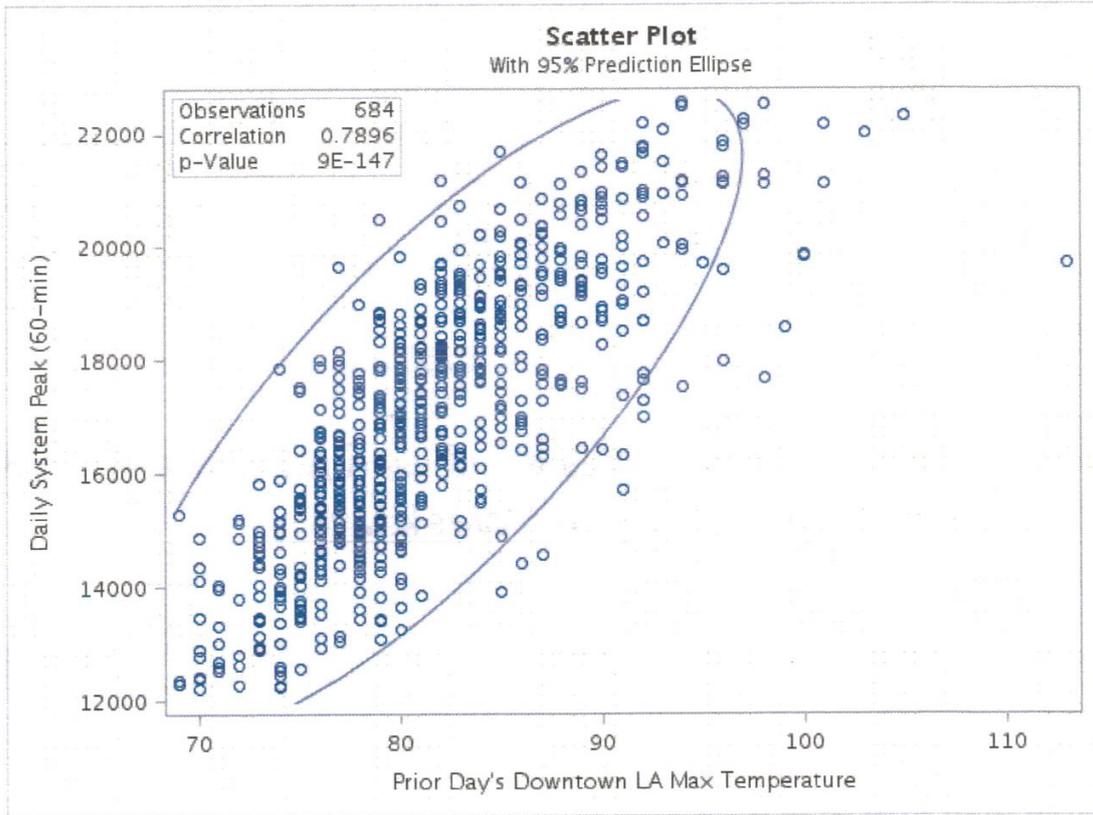


圖 4 SCE 系統負載與洛杉磯溫度相關圖

SCE 即時電價區分為 9 種不同情境的方案，啟動條件如圖 5。

Summer Season Pricing Schedules	Winter Season Pricing Schedules
<ul style="list-style-type: none"> Extremely Hot Summer Weekday ($\geq 95^{\circ}\text{F}$) Very Hot Summer Weekday ($91^{\circ}\text{F} - 94^{\circ}\text{F}$) Hot Summer Weekday ($85^{\circ}\text{F} - 90^{\circ}\text{F}$) Moderate Summer Weekday ($81^{\circ}\text{F} - 84^{\circ}\text{F}$) Mild Summer Weekday ($\leq 80^{\circ}\text{F}$) 	<ul style="list-style-type: none"> High Cost Winter Weekday ($> 90^{\circ}\text{F}$) Low Cost Winter Weekday ($\leq 90^{\circ}\text{F}$)
	<p style="text-align: center;">Weekend Pricing Schedules</p> <ul style="list-style-type: none"> High Cost Weekend ($\geq 78^{\circ}\text{F}$) Low Cost Weekend ($< 78^{\circ}\text{F}$)

圖 5 SCE 即時電價各方案之啟動條件

其中，夏天正常工作日共有 5 種情境，當溫度超過華氏 95 度時將啟動 Extremely Hot Summer Weekday 電價；若溫度介於華氏 91 至 94 度時，則啟動 Very Hot Summer Weekday 電價；若溫度介於華氏 85 至 90 度時，啟動 Hot Summer Weekday 電價；若溫度介於華氏 81 至 84 度時，啟動 Moderate Summer Weekday 電

價；最後，當溫度低於華氏 80 度時，啟動 Mild Summer Weekday 電價。

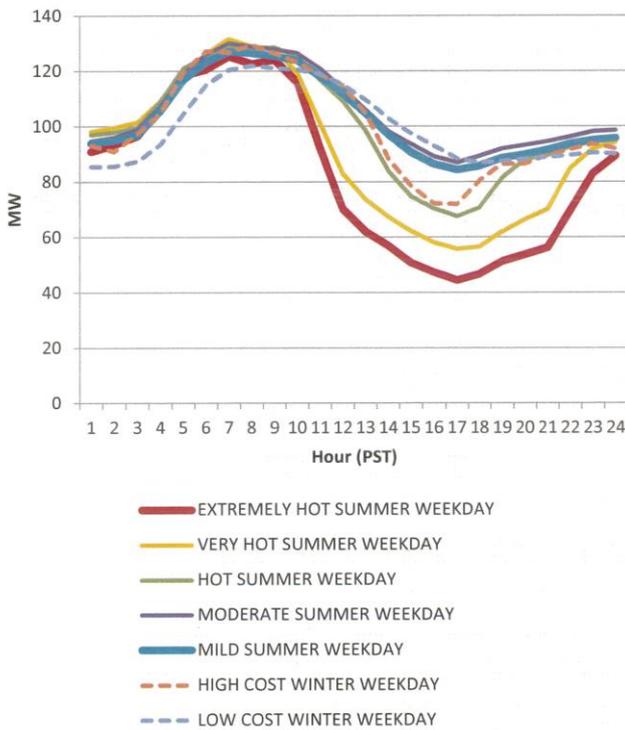
冬天正常日則僅分為 2 種情境，分別為高於華氏 90 度時啟動 High Cost Winter Weekday 電價，以及低於華氏 90 度時啟動之 Low Cost Winter Weekday 電價。最後，不論是夏季或是冬季，周末或是例假日之電價分為 2 種不同電價，分別是當溫度超過華氏 78 度時啟動之 High Cost Weekend 電價，以及低於華氏 78 度時啟動之 Low Cost Weekend 電價。

上述各情境電價 1~24 小時皆有不同價格，值得注意的是，在夏季溫度高的日子，其尖峰電價與離峰電價之差距可達 80 餘倍，尖峰電價最高每度美元 2.5 元（相當於台幣 75 元），對用戶而言具有強烈的誘因管理用電；然而，尖離峰價差極端（價比高於 20 倍）的日子一年僅 27 天，其中，50 倍以上的天數為 11 天，80 倍以上的天數為 4 天，其餘天數則多落在 2~5 倍之間，2 倍的天數最多，共有 272 天，如圖 6 及圖 7。

<i>Current TOU-8-SEC RTP Rates</i>									
HOUR	EXTREMELY HOT SUMMER	VERY HOT SUMMER	HOT SUMMER	MODERATE SUMMER	MILD SUMMER	HIGH COST WINTER	LOW COST WINTER	HIGH COST WEEKEND	LOW COST WEEKEND
ENDING @ PST	WEEKDAY (>=95)	WEEKDAY (91-94)	WEEKDAY (85-90)	WEEKDAY (81-84)	WEEKDAY (<=80)	WEEKDAY (>=90)	WEEKDAY (<=90)	WEEKEND (>=78)	WEEKEND (<=78)
1 a.m.	0.03981	0.03218	0.02784	0.02614	0.02490	0.04341	0.03228	0.03382	0.03042
2 a.m.	0.03470	0.02728	0.02339	0.02224	0.02169	0.04058	0.02883	0.02976	0.02623
3 a.m.	0.02934	0.02252	0.01931	0.01815	0.01874	0.03480	0.02677	0.02644	0.02413
4 a.m.	0.02597	0.02106	0.01764	0.01655	0.01682	0.03748	0.02650	0.02488	0.02157
5 a.m.	0.02681	0.02269	0.02029	0.01831	0.01859	0.04002	0.02897	0.02473	0.02175
6 a.m.	0.03655	0.02925	0.02510	0.02332	0.02336	0.05000	0.03593	0.02636	0.02375
7 a.m.	0.03772	0.03127	0.02804	0.02545	0.02541	0.05816	0.04145	0.02495	0.02169
8 a.m.	0.04066	0.03502	0.03202	0.02929	0.02904	0.06013	0.04428	0.02757	0.02331
9 a.m.	0.04584	0.04948	0.03531	0.03378	0.03332	0.05766	0.04438	0.03257	0.02931
10 a.m.	0.08476	0.07488	0.03962	0.03937	0.03825	0.06591	0.04555	0.03715	0.03295
11 a.m.	0.19574	0.16004	0.05259	0.04324	0.04178	0.09397	0.04706	0.04049	0.03671
12 noon	0.43014	0.25517	0.05990	0.04561	0.04362	0.12007	0.04713	0.04304	0.03796
1 p.m.	0.70169	0.37222	0.08050	0.04743	0.04536	0.14597	0.04632	0.04350	0.03699
2 p.m.	1.22307	0.60167	0.20012	0.05308	0.04747	0.20181	0.04635	0.04439	0.03527
3 p.m.	1.77055	0.77878	0.32239	0.06818	0.05221	0.25224	0.04584	0.04706	0.03567
4 p.m.	2.48745	1.00486	0.41900	0.08734	0.05682	0.28834	0.04576	0.04896	0.03618
5 p.m.	2.48848	0.92278	0.42588	0.07960	0.05557	0.24551	0.04660	0.05333	0.03778
6 p.m.	1.83882	0.69876	0.26879	0.06084	0.04811	0.15984	0.04978	0.05651	0.04018
7 p.m.	1.15116	0.35488	0.14887	0.05460	0.04568	0.13716	0.05180	0.05473	0.04115
8 p.m.	0.81072	0.23926	0.10152	0.04600	0.04309	0.14061	0.05192	0.05389	0.04363
9 p.m.	0.89430	0.38854	0.10143	0.04793	0.04525	0.14288	0.04987	0.05913	0.04506
10 p.m.	0.17887	0.15059	0.05276	0.04395	0.04194	0.07375	0.04605	0.04799	0.04173
11 p.m.	0.04950	0.06339	0.03925	0.03884	0.03831	0.05211	0.04173	0.04095	0.03619
Midnight	0.04367	0.03736	0.03361	0.03214	0.03086	0.04811	0.03538	0.03497	0.03021
# of Days	4	7	16	23	36	7	168	47	57

圖 6 SCE 即時電價各種情境之小時費率

Average load profile of 2014 to 2016
RTP Load Profiles



Current TOU-8-SEC-RTP Generation Prices

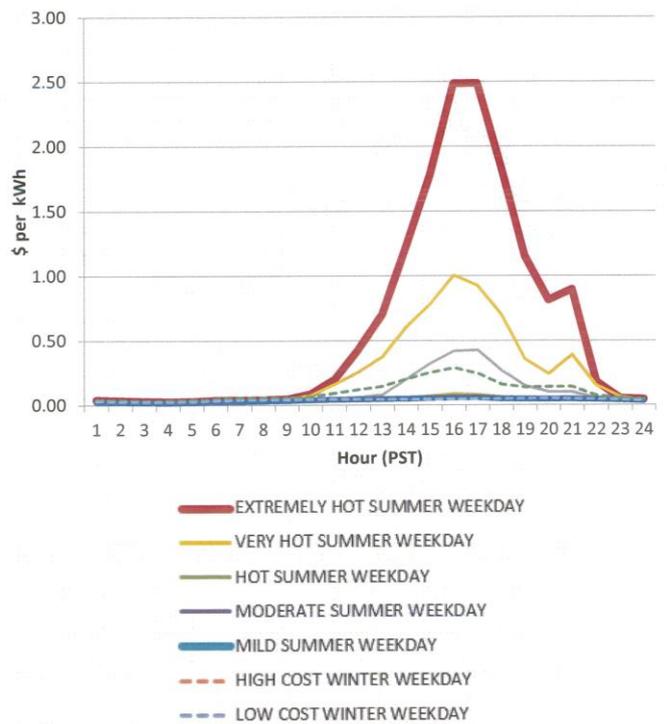


圖 7 SCE 即時電價各種費率與對應負載

整體而言，在 Extremely Hot Summer Weekday 及 Very Hot Summer Weekday 的尖峰時段，即時電價用戶可以較 Mild Summer Weekday 減少約 30% ~ 50% 之用電，抑低成效約在 30 ~ 50 MW 之間。

表 4 SCE 即時電價之抑低成效

Year	Average Number of Accounts	Average Number of TOU-8 Accounts (Demand Larger than 500 kW)	Avg Load (MW) for Hour 4 p.m. and 5 p.m. (PST Hour Ending)			Extremely Hot Summer Weekday Load Impact		Very Hot Summer Weekday Load Impact	
			EXTREMELY HOT SUMMER WEEKDAY (>=95)	VERY HOT SUMMER WEEKDAY (91-94)	MILD SUMMER WEEKDAY (<=80)	MW	%	MW	%
2013	123	94	41	55	89	-48	-54%	-34	-38%
2014	136	100	54	64	97	-43	-44%	-33	-34%
2015	140	88	41	52	86	-45	-52%	-34	-40%
2016	141	84	42	55	73	-31	-42%	-18	-25%

在電價結構方面，SCE 的即時電價屬於非綁定式，分為發電、輸電、配電，以及其他規費，不同收費來源的計費項目可以細分為能量費用（Energy Charge）、用戶費用（Customer Charge）、容量費用（Demand Charge）三個主要項目，如圖 8。其中，發電費用部分僅計收能量費用（小時費率），輸電費用計收能量、容量費用，配電費用則計收能量、容量、用戶費用，如表 5。

表 5 SCE 即時電價之費率表

RATES

	Delivery Service							Generation ⁹		
	Trans ¹	Distrbtn ²	NSGC ³	NDC ⁴	PPPC ⁵	DWRBC ⁶	PUCRF ⁷	Total ⁸	UG	DWREC ¹⁰
Energy Charge - \$/kWh	(0.00213) (R)	0.00230	0.00866	0.00001	0.01152 (R)	0.00549	0.00043	0.02628 (R)	Variable*	0.00000
Customer Charge - \$/month		446.13						446.13		
Facilities Related										
Demand Charge - \$/kW	4.64	13.17						17.81		
Voltage Discount, Facilities Related Demand - \$/kW										
From 2 kV to 50 kV	0.00	(0.21)						(0.21)		
Above 50 kV but below 220 kV	0.00	(7.11)						(7.11)		
At 220 kV	0.00	(13.17)						(13.17)		
Voltage Discount, Energy - \$/kWh										
From 2 kV to 50 kV	0.00000	0.00000						0.00000	(0.00192)	
Above 50 kV but below 220 kV	0.00000	0.00000						0.00000	(0.00461)	
At 220 kV	0.00000	0.00000						0.00000	(0.00466)	
Power Factor Adjustment - \$/kVA										
Greater than 50 kV		0.47						0.47		
50 kV or less		0.55						0.55		
CARE Energy Discount - %		100.00**						100.00**		

值得注意的是，發電費用沒有容量費用，是因為容量成本皆轉由能量費用回收（如表 6），以拉大特定日能量費率之尖離峰價差；其中，各小時容量成本的分配係採缺電機率法（LOLE 或 LOLP），預測缺電機率愈高的時數，分配的容量成本愈多，據 SCE 表示，90% 的容量成本都分配到負載最高的前 50 小時，其中 50% 又分配到負載最高的前 10 小時，如此才可以在供電特別緊澀的幾天產生巨大的尖離峰價差。能量成本部分，則是反映預測的小時邊際成本，相關成本係參酌預測的日前市場價格，由於目前加州供電充裕，整體市場價格平穩，較少出現極端價格差距之情形。

表 6 SCE 時間電價與即時電價結構比較

	TOU-8 (Standard Rate)	RTP Rate
Energy Charge - \$kWh/Meter/Month		
Summer Season - On-Peak	0.07072	Varied by Hour
Mid-Peak	0.04730	
Off-Peak	0.03165	
Winter Season - On-Peak	N/A	
Mid-Peak	0.04579	
Off-Peak	0.03645	
Demand Charge - \$/kW of Billing Demand/Meter/Month		
Time Related		
Summer Season - On-Peak	18.97	0
Mid-Peak	3.58	
Winter Season - On-Peak	0.00	
Mid-Peak	0.00	

SCE 自 2010 年開始逐步開放用戶選擇參加即時電價，其主要適用對象為農工商用戶，且方案至少須參加一年，目前 SCE 共有 150 個 RTP 用戶。

- 2009 年以前，只有需量大於 500 kW 的大用戶才能選用 RTP。
- 2010 年開始，農業與抽水用戶開始可以選用 RTP。
- 2013 年起，開放需量在 200 kW 到 500 kW 的工商業用戶選用 RTP。
- 2015 年起，開放需量在 20 kW 到 200 kW 的工商業用戶選用 RTP。

最後，SCE 回覆本公司以下即時電價相關問題：

- 參與用戶及未參與用戶的負載有很大的差異 (如圖 8)，主要參與用戶為水泥、金屬、水處理、塑膠與瓦斯等產業。

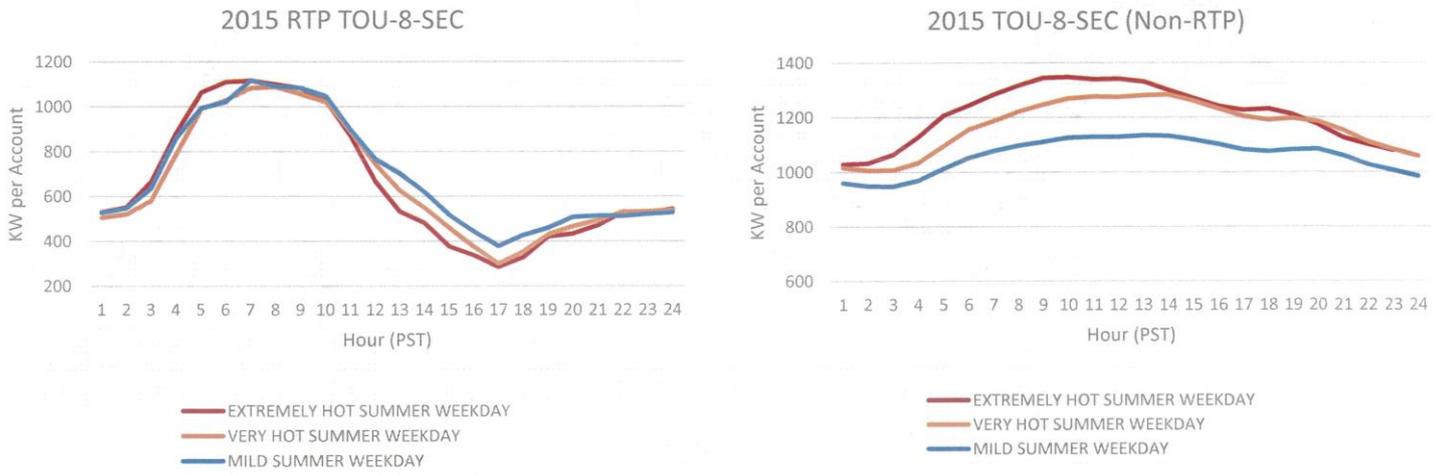


圖 8 參與及未參與用戶的負載差異

- 即時電價用戶可以同時申請自動需量反應方案（ADR）之設備補助，提高用戶參與意願及配合抑低能力。
- 如果實際溫度的天數 超過 / 低於 預測的天數，導致用戶實際平均電價超過 / 低於 預測平均電價，沒有設計電費回收或補償的機制。
- 現行方案沒有設計風險溢酬概念，但用戶可以同時參加需量競價方案（CBP）。
- 目前 SCE 準備參考喬治亞（Georgia）電力公司推動兩部式即時電價方案，但未規劃推動小時前通知方案。

(二) 喬治亞電力公司（Georgia Power Company）

1. 簡介

Georgia Power 是南方電力集團旗下的四家電力公司中最大的一家，為喬治亞州的 240 多萬客戶提供電力服務，在全州僱用大約 8,000 名員工。Georgia Power 擁有 46 個發電廠，其中包括 19 座水力發電廠（1,090 MW 占 5.3%）、14 座火力發電廠（15,154 MW 占 74.3%）和 2 座核電廠（4,156 MW 占 20.4%），其中的羅伯特·斯切爾（Robert W. Scherer）燃煤電廠，是美國最大的單一二氧化碳排放源，在全球發電廠中，二氧化碳排放量也位居世界第二位。

母公司南方電力集團是一個跨產業公司，包括了電信、網路以及電力，其中電力產業部分，分別為喬治亞州的 Georgia Power、阿拉巴馬州的 Alabama Power、佛

羅里達州的 Gulf Power，以及密西西比州的 Mississippi Power。南方電力集團的各家子公司利用水力、天然氣、煤炭和核能等多種資源發電，燃煤發電量約占總發電量的 57%，核能占 23%，天然氣占 16%，再生水力占 4%，作為一個以燃煤發電為主的電力集團，其二氧化碳年排放量總和達 1 億 7 千 2 百萬噸，是美國所有電力企業中排放量最大的企業，亦使該集團面臨相關環保問題。



圖 9 南方電力集團電力供應範圍

Georgia Power 在 2015 年的基本統計資料如下：

- 尖峰負載 12,500 MW
- 售電量 271 億度
- 發電主要來自天然氣（39%），其次為燃煤（34%）、核能（25%）、水力（2%）、其他（1%）
- 用戶約 245 萬戶，其中住宅用戶 212 萬戶、商業用戶 30 萬戶、工業用戶約 9,000 戶

- 住宅用戶平均電價一度 12 美分，約台幣 3.6 元
- 7,989 位員工，315 位在售電部門，5,000 ~ 6,000 位在輸配電部門

2. 即時電價之推動

Georgia Power 最早於 1992 年提出即時電價，當時係推出日前通知型 (Day-Ahead, DA) 之試驗方案，測試時間為 2 年，僅開放每月用電需量超過 1,000 kW 以上的用戶參加，最後共計 25 戶參加試驗。

1993 年 Georgia Power 開始推動小時前通知型 (Hour-Ahead, HA) 的試驗方案，開放當時每個月用電需量 10,000 kW 以上的用戶參加，同時，用戶必須選用需量反應方案 (Interruptible Service Tariff)。

到了 1994 年試驗方案結束，Georgia Power 將兩個試驗方案轉為正式方案，並放寬參與限制，如日前通知型由 1,000 kW 降低為 250 kW，小時前通知型由 10,000 kW 降低為 5,000 kW，並取消必須選用需量反應方案之要求。

迄今，Georgia Power 的即時電價方案已經推動超過 25 年，現行方案為兩部式方案，分為日前通知型與小時前通知型，最主要的差異在於用戶何時得知隔日或是下一小時的電價：

(1) 即時電價方案—日前通知型

適用於工商業用戶，且位於具有足夠供電容量的線路上，這些用戶必須能夠從即時電價的價格訊號中得到利益，並且每個月在尖峰時段每 30 分鐘的需量必須不低於 250 kW，契約期間為 5 年。

(2) 即時電價方案—小時前通知型

適用於工商業用戶，且位於具有足夠供電容量的線路上，這些用戶必須能夠從即時電價的價格訊號中得到利益，並且每個月在尖峰時段每 30 分鐘的需量必須不低於 5,000 kW，契約期間為 5 年。

若用戶選用日前通知型方案，Georgia Power 會在前一天下午 4 點發送隔日 24

小時電價到 Energy Price. com；若用戶選用小時前通知型方案，Georgia Power 則會在 15 分鐘前在網頁上公布下一小時的電價，目前小時前通知型方案的用戶多數可以直接用能源管理系統與喬治亞電力的網路平台介接電價資料。

目前即時電價方案約 2,300 戶選用，容量合計約 3,700 MW，占系統 25% 左右，並皆安裝智慧電表，其中，日前通知型 2,150 戶，占整體即時電價方案 60% 之營收；小時前通知型 150 戶，占即時電價 40% 之營收；另外，參與用戶類型部分，1,500 戶為商業用戶、800 戶為工業用戶，一般而言，多屬大型工商業用戶、國際連鎖企業、百貨公司、機場、某些學校與大學、會展中心、大型辦公大樓、球場，以及製造業。

3. 即時電價之設計

Georgia Power 的即時電價方案有其設計哲學與基本概念，主要在於「邊際使用量收取邊際價格」，即用戶增減量部分才以邊際成本計價，而基準線部分則用於確保固定成本回收；用戶選用前，需經 CBL 驗證，確保用戶的增減量 (Marginal Usage) 並非操弄的結果。以下，針對喬治亞即時電價的方案設計細節分別說明：

(1) 電價結構

採兩部式電價，即基準線用電的部分採標準費率計價，超過或減少基準線的部分則是以即時電價方案的小時費率計價。舉例來說，若 A 用戶基準線用電為 100 度，而實際用電量為 110 度，則 100 度會以標準費率收費，而增量的 10 度會以即時電價費率計費；反之，如果 A 用戶實際用電量為 90 度，則喬治亞電力仍為會以 100 度收取標準費率，用戶減少使用的 10 度電將以即時電價費率回饋用戶。其計費公式如下：

$$\text{RTP Bill Mo.} = \text{Standard Bill Mo.} + \sum \text{Price Hr.} \times [\text{Load Hr.} - \text{CBL Hr.}]$$

其中：

- RTP Bill Mo. = 用戶該月在即時電價方案的電費

- Standard Bill Mo. = 用戶該月根據 CBL 按標準費率方案 (standard firm tariff) 計算之電費, 包含非 RTP 費率、環境回收成本、核能回收成本、需求面管理計畫回收成本、燃料調整條款 (Fuel Cost Recovery, FCR)
- Price Hr. = 根據邊際成本制定之 RTP 每小時的價格
- Load Hr. = 用戶每小時的實際負載
- CBL Hr. = 用戶每小時未經調整的 CBL

除上述費用外, 亦會附加如行政管理費 (即用戶費: 日前方案 \$155/ month; 小時前方案 \$850/ month)、功因調整費、市政特許經營費等費用。

(2) 小時價格 (Incremental Usage Pricing) 之組成

從上面的計費公式中可以發現, 影響用戶用電行為的關鍵在於即時電價費率的設計, 其電價組成共有 5 個主要構面, 其中有 3 個構面在一年之中每個小時 (8,760 小時) 皆會包含, 分別如下:

- **預測的每小時發電營運成本 (含環境成本) — System Lambda**
 - ✓ 發電端的邊際燃料價格加上運維費用
 - ✓ 邊際價格在大部分的時間呈現穩定, 僅在緊急的時候會高漲
- **線損調整 — 平均每年 4% 左右**
 - ✓ 只適用日前通知型方案, 小時前通知型不用負擔線損
 - ✓ 在緊急時段或非常炎熱的日子, 線損因子會提高
- **風險因子 — 日前通知型方案 3 厘 (0.3 分) / kWh, 小時前通知型 2 厘 (0.2 分) / kWh**
 - ✓ 因應負載預測的波動性, 由於負載預測並非百分之百準確, 因此透過風險因子進行風險控管。由於小時前通知型方案的預測結果較日前通知型準確, 因此小時前通知型方案的風險因子較低
 - ✓ 協助回收其他未回收的成本

另外，有 2 個構面在一年之中只有特定小時會包含，分別如下：

➤ 預測的每小時輸電成本

- ✓ 只有在 300 小時中發生
- ✓ 反映邊際輸配電投資成本

➤ 預測的每日可靠容量成本

- ✓ 只有在 50 小時中發生
- ✓ 反映發電容量的市場價值

小時前通知型的價格組成與日前通知型有些許不同，最主要在於線損調整以及風險因子部分。在 2017 年年度預測 RTP-HA 平均價格為 3.30 分/ kWh，約新台幣 1 元/度，其中 84% 來自 System Lambda，6% 的風險因子、7% 的邊際輸電成本，以及 3% 的可靠容量成本 (如圖 10)。

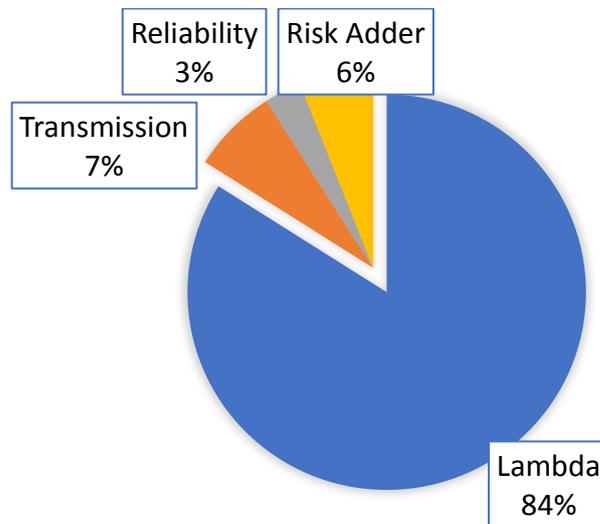


圖 10 Georgia Power RTP-HA 小時費率組成

圖 11 為小時前通知型方案在 2012 年到 2017 年不同月份的月平均小時電價，在 2015 年，由於夏季炎熱，所以在 6 月至 9 月電價有明顯提高，到每度 6.5 分左右，約台幣一度 2 元，其餘時段大多落在一度電 3.5 分上下，約台幣一度 1 元。

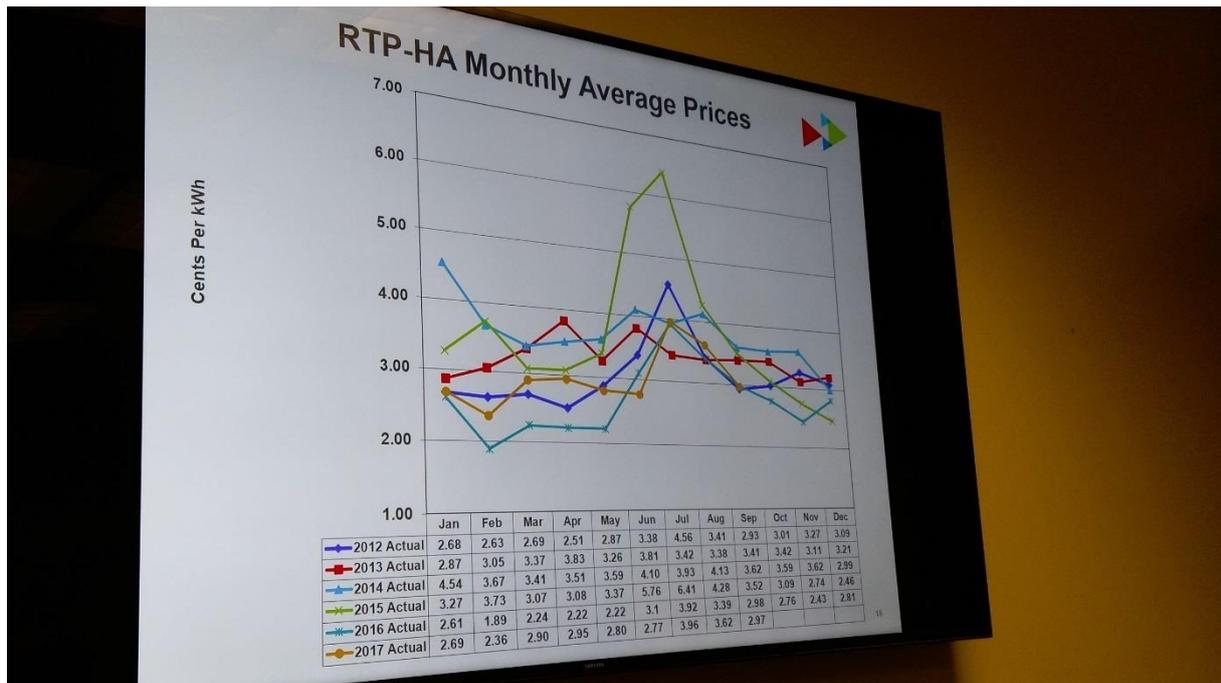


圖 11 Georgia Power RTP-HA 2012 ~ 2017 年平均每月電價

(3) 基準線之設定

CBL 代表用戶在標準費率基礎下的使用行為，若用戶用電行為不變，其電費並不會受到影響。既有用戶部分，CBL 是根據前一年的歷史用電資料，採每 30 分鐘一筆的數據設定，或是採用戶歷史的月用電量及峰值進行模板 (Template) 模擬，用戶不需要經過 CBL 驗證；新用戶部分，CBL 是主要考量固定成本是否可以回收，且用戶需要經過 CBL 驗證，證明是否可以在兩小時內降低用電量，這是為了避免用戶訂定偏低的 CBL，使多數用電適用較低的即時電價費率，而無法以標準費率回收固定成本。

原 Georgia Power 係設計 8670-point hourly 的 CBL，但令用戶感到困惑，後續新增了僅區分平日與假日的 360-point hourly (= 平日 24-point hourly + 假日 6-point hourly * 12個月) 設定 (如圖 12)，然而，僅有部分用戶選擇 360-point hourly，絕大部分用戶仍選用 8670-point hourly，甚至簡化部分用戶 (用電較穩定之用戶) 之 CBL 設定方式，僅採尖峰與離峰的兩個點設定，原

則上，CBL 的設定方式，可以由電力公司及用戶雙方協商決定。

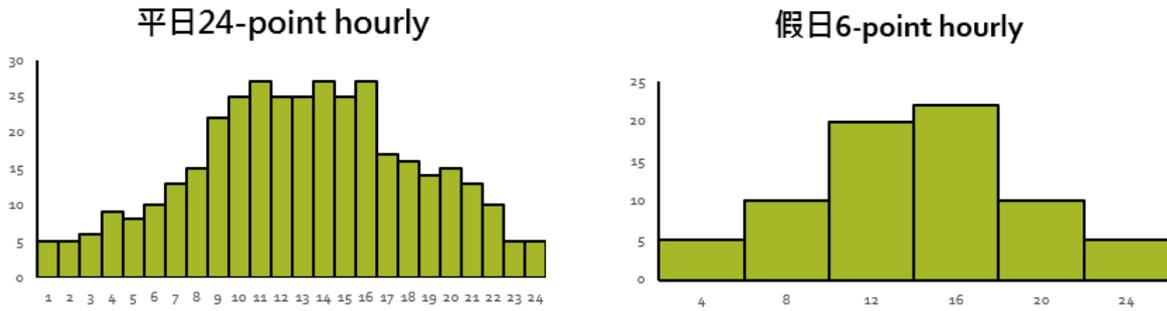


圖 12 Georgia Power RTP 360-point hourly CBL

4. 配套電價保護方案

Georgia Power 針對即時電價用戶推出多種配套的電價保護方案，提供工具讓用戶管理特定期間 RTP 價格的波動風險，如價格保護方案、CBL 調整方案，以及固定價格方案，但近期 Georgia Power 已取消 CBL 調整方案及固定價格方案，目前僅保留價格保護方案，且選用用戶不多，推論係 Georgia Power 近期平均電價較低所致。以下介紹不同配套方案：

(1) 價格保護方案 (Price Protection Products, PPP) — 實施中

目前只有既有的 RTP 用戶才能選擇此方案，由用戶與 Georgia Power 簽訂價差合約 (CfD)，約定特定期間內的 RTP 平均價格等於一個保證價格 (固定價格)，用戶簽訂合約後，平時仍會持續收到 RTP 的每小時價格，每月電費仍會根據 RTP 計算，只有在合約期間結束時，Georgia Power 會計算保證價格與實際價格 (指該期間每小時 RTP 價格的平均值) 之間的差價，並進行結清。舉例來說，若雙方約定的保證價格為每度 4 分，在契約結束後的平均實際價格為每度 3.5 分，則用戶須補繳每度 0.5 分的錢給 Georgia Power；若保證價格為每度 3 分，則 Georgia Power 須退回每度 0.5 分的費用給用戶。

(2) CBL 調整方案 (RTP with Adjustable CBL) — 已取消

只有既有的 RTP 用戶才能選擇此方案，一年一約，用戶可透過調整 CBL 減

少邊際用電暴露於價格風險之部位，但調整後之 CBL 不得超過 Georgia Power 根據用戶歷史用電量推估的預期使用量，並另需支付合約調整費及較高之用戶費（日前方案 \$175/ month；小時前方案 \$870/ month），其計費公式如下：

$$\text{RTP Bill Mo.} = \text{Standard Bill Mo.} + \sum \text{Price Hr.} \times [\text{Load Hr.} - \text{Adjusted CBL Hr.}] + \sum \text{Adjustable Contract Price} \times [\text{Adjusted CBL Hr.} - \text{Original CBL Hr.}]$$

其中：

- Standard Bill Mo. 係根據原始 CBL 按標準費率計算之電費
- $\sum \text{Adjustable Contract Price} \times [\text{Adjusted CBL Hr.} - \text{Original CBL Hr.}]$ 為合約調整費，Adjustable Contract Price 係以簽約時預測的每小時價格（The forecasted RTP prices）乘上每小時調整後 CBL 與原始 CBL 之差額，前述合計數再除以各小時 CBL 差額之總和，為加權平均價格之概念

(3) 固定價格方案（Fixed Pricing Alternative, FPA）— 已取消

只有連續 3 年選用 RTP 的用戶才能選擇此方案，一年一約，用戶可透過此方案固定用電的價格，固定價格的型式係採時間電價，亦即採固定之尖離峰電價，其中，尖峰時段為夏季 6~9 月 14~19 時，其餘時段則屬離峰，相關電價並在維持即時電價收入不變之原則下訂定，其計費公式如下：

I. 基本電費：包含基本服務費每月 247 元美金、環境回收成本、核能回收成本、需求面管理計畫回收成本，以及市政特許經營費。

II. 尖離峰電費：

- 尖峰電費 = 每度 12.6606 美元 × 尖峰時段度數
- 離峰電費 = 離峰電價 × 離峰時段度數

其中，離峰電價 = [年離峰電費 - (247 * 12)] / 年離峰度數

年離峰電費 = 總電費（按即時電價設算） - 尖峰電費

總電費 = CBL 電費（按標準費率設算） + 增量電費

增量電費 = Σ （預測的小時價格 - 預測的平均邊際燃料成本）

× 用戶預期的小時增加度數

5. 價格訊號之傳遞

Georgia Power 針對即時電價用戶提供專屬的網頁，提供的資訊除今日即時電價費率以及隔日即時電價費率外，尚包括計費月份、抄表時間、CBL 用電量、RTP 用電量、總用電量、總電費等資訊。

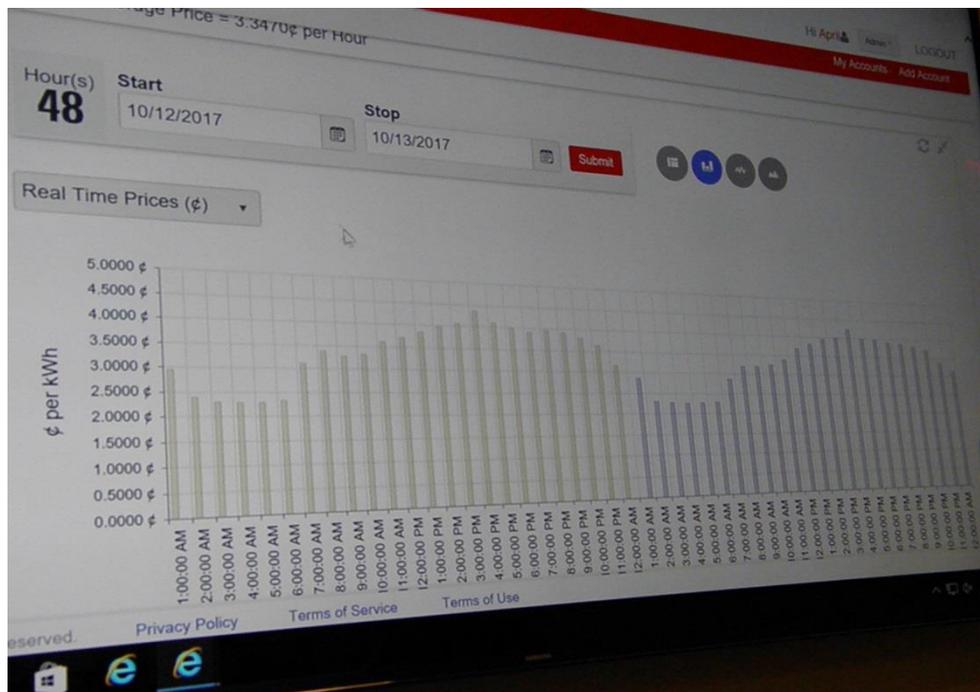


圖 13 Georgia Power 即時電價網頁小時費率資訊

Month	Meter Read	CBL kWh	RTP kWh	Total kWh	Electric Service Total	Average Cost
Oct 2016	10/25/2016	295,871	92,278	388,149	\$24,356	6.27
Nov 2016	11/23/2016	222,308	128,604	350,912	\$22,742	6.48
Dec 2016	12/27/2016	287,598	115,605	403,203	\$24,865	6.17
Jan 2017	01/26/2017	268,335	104,501	372,836	\$23,557	6.32
Feb 2017	02/24/2017	258,779	86,199	344,978	\$22,318	6.47
Mar 2017	03/27/2017	253,423	100,565	353,988	\$22,932	6.48
Apr 2017	04/26/2017	245,563	113,803	359,366	\$21,880	6.09
May 2017	05/25/2017	263,088	103,585	366,673	\$22,220	6.06
Jun 2017	06/26/2017	301,275	112,401	413,676	\$25,484	6.16

圖 14 Georgia Power 即時電價網頁其他計費資訊

5. 小結

Georgia Power 推動即時電價的主要目的，既非抑低尖峰負載，亦非配合用戶轉換售電業，而係吸引用戶於當地投資，並提供一種選擇性方案，讓用戶的用電有一定比例可以按每小時邊際成本計價。對於 Georgia Power 而言，推動即時電價有以下效益：

- (1) 提供較其他州便宜之電價，協助用戶降低成本保有競爭力。
- (2) 提供較其他州便宜之電價，吸引外地廠商進駐，提高當地就業機會與創造經濟價值。
- (3) 在系統供電危機時，提供數百 MW 的反應容量。
- (4) 促使用戶在尖峰時減少用電，離峰時增加用電，提高系統發電效率。
- (5) 提供多元電價方案，提高用戶滿意度。
- (6) 創造營收。

根據 CRA (Charles River Associates) 出版的報告 Primer on Demand-Side

Management 指出 Georgia Power 為世界上最成功的即時電價方案，包含幾項優勢：

(1) 訂價上的優勢

兩部式訂價 (two-part)，自1992年的試驗後，已維持15年不變；兩部式訂價具有一定的優勢，特別是在風險分擔方面：

- 保證電業回收固定成本。
- 分散風險，確保用戶不會在尖峰期間發生突然的用電增加，同時有強大的誘因轉移至離峰用電
- 雖然不是所有的用戶都有改變用電的行為，但 RTP 仍可以達到抑低尖峰用電的效果，依過去經驗，價格曾經高達 6.40 美元/度 (僅發生過一次)，RTP 用戶即減少了 850 MW 的用電負載。

(2) 完善的配套

- Georgia Power 提供多種產品，改變用戶的價格風險，也提高了用戶滿意度。
- 選用用戶須提出證明可配合調整用電，以避免搭便車，另外如果用戶有 3 ~ 4 個月需量低於 250 kW，則會被強制退出方案。

(3) 用戶反應良好

- Georgia Power 將即時電價視為吸引大用戶投資設廠之方案，非即時電價之平均電價約每度 12 分美元，而即時電價平均每度僅 3.3 分美元，因此非常受到大用戶歡迎。
- 高耗能的製造商(如化學與造紙公司)通常是最具有價格反應能力的 RTP 用戶，同時部分的商業用戶 (如辦公大樓、大學、醫院等) 也因 RTP 方案改變用電模式。

(4) 注重教育宣導

- 每年都在州內各區域舉行研討會，保持與用戶的資訊交流，並提供訓練課程，有很好的效益也增加了滿意度。
- 推動 RTP 成功的關鍵在於，除了用戶在第一時間可以了解 RTP 之外，電業需要每年一至兩次對用戶解釋、複習及評估方案內容。
- 用戶多半注意力放在離峰時段的低廉電價，因此需要主動提醒用戶在尖峰期間的用電增加情形。

(三) 賓州電力公司 (Philadelphia Energy Company, PECO)

1. 簡介

PECO 前身為費城電力公司，是一家成立於 1881 年的能源公司，於 2000 年併入 Exelon 集團，目前主要負責賓州東南部電力及瓦斯之配送銷售。PECO 擁有 160 萬用戶，主要區分三種類型：住宅 (Residential)、小型工商業用戶 (100kW 以下)、大型工商業用戶 (高於100kW)，其中，住宅用電量占全部的 35%。由於受到極端溫度影響，空調係造成尖峰用電的主因，用電高峰往往發生在夏季和冬季，夏季尖載約 9,000 MW，冬季約 7,000 MW，另電力供應超過一半來自核電。

由於售電市場開放競爭，因此只要擁有賓州公用事業管制委員會發給執照，並向 PECO 註冊的售電業，皆可以提供售電服務，PECO 本身也提供售電業務，然而，其角色類似我國電業法中所述之最終供電義務者。

2. 即時電價方案

PECO 在 2014 年起針對工商業用戶 (500 kW以上) 提供即時電價方案，當時希望配合 2016 年智慧電表布建，能將目標用戶擴大到 100 kW 以上。即時電價適用的用戶主要為辦公室、政府機關、工商業建築物等已安裝智慧電表的用戶，且室內變壓器能承載的容量超過 750 kV，或室外變壓器能承載的容量超過 1,500 kV，目前只有安裝智慧電表的高壓用戶才符合選用資格。

PECO 的即時電價方案的收費分為三個主要項目，分別為發電費用、輸電費用

以及配電費用，以下將分別詳述：

- (1) 發電費用：針對工商業用戶選擇 PECO 提供電力時所採用的價格。

$$\text{Generation Supply Cost (GSC)} = [(C (\text{能量費}) + R (\text{容量費}) + AS (\text{輔助服務}) + AC (\text{行政費}) - E (\text{調整項})) / (1 - T)] + WCA (\text{營運資金})$$

其中：

- C (能量費)：PJM 日前市場每小時價格乘上用戶每小時使用量，最後再依線路損失因子調整，其公式如下：

$$\Sigma \text{PJM}_{DA} \times \text{usage} / (1 - LL) \quad LL: \text{線損因子}$$

- R (可靠度費用/容量費用)：每個月 PJM 使用可靠度訂價模型 (Reliability pricing model) 計算之容量費用，其公式如下：

$$PLC \times (1 + RM) \times P_{RPM} \times \text{Bill Days}$$

PLC: 對尖峰負載的貢獻程度 (重合率)

RM: 備用容量率

P_{RPM} : 每 MW 的容量價格

- AS (輔助服務)：PJM 提供之輔助服務及配合 Alternative Energy Portfolio Standard 的費用。
- AC (行政費用)：包含支付給提供發展與採購策略的顧問、法律諮詢以及其他設計與發展有關的費用，其計費公式如下：

$$(A / S) * \text{usage}$$

A：行政管理費 Administrative cost

S：當月預估銷售電量 Default service sales

- WCA (營運資本)：為了購買電力所準備的營運資本 (Working Capital)，每度為 \$0.00034。
- E (電價調整項)：為了使實際收入與目標一致，上一季所超收或少收的錢，將反映在下一季電費上，此項每季調整一次。

■ T：稅率。

(2) 輸配電費用：包含為州稅調整條款、核能除役成本、回收節能計畫成本、回收智慧電表成本、非繞路的輸電費用、配電費用、回收用戶教育訓練成本、配合稅務會計修改的費用。其中，配電費用依電表型式按戶收取固定費用，及依契約容量每 kW 收取 \$8.23，但依用戶實際使用度數每度扣減 \$0.0013，並再扣減每度 \$0.00048 的能源效率費用。

3. 小結

由於 PECO 的售電業務受到公用事業管制委員會管制，其電價方案相對於其他售電業較無彈性，尤其在高壓以上用戶的爭取上更是不利，因此大用戶大多選用售電業的供電方案，留在 PECO 選用即時電價的用戶很少，多數用戶係在轉換售電業的過渡時期才選用 PECO 的供電方案。

因此，在定位上 PECO 的即時電價係在完全反映自 PJM 購入的電力價格，即使用戶只停留短暫時間，亦不會對 PECO 造成成本回收不足的情形，而在方案推廣上，亦較無積極作為。

(四) 紐約愛迪生聯合電氣公司 (Con Edison, ConEd)

1. 簡介

ConEd 的電力業務可以追溯到 1882 年的愛迪生照明公司 (Edison Illuminating Company)，最早在曼哈頓下城地區向 59 個客戶供電，1936 年更名為 ConEd，隨後收購或合併多家公司，今日的 ConEd 是收購、解散和合併超過 170 個電力、天然氣和蒸汽公司的結果，並提供紐約和威徹斯特郡超過 300 萬客戶的電力服務。

2. 即時電價方案

雖然紐約開放售電競爭，但由於 ConEd 係一包含配售電業務的公用電業，因此與 PECO 相同，售電部分受到管制機關管制，而較著重在配電的業務。其即時電價適用於交通運輸、集合式住宅 (含公設)、大用戶、臨時用電等用戶，電價結構類似

PECO，即發電費用連動 NYISO 批發市場，配電費用則為固定費率（如時間電價、二部制電價），其發電費用（Market Supply Charge）包含下列項目，並須經線損調整（線損的調整因子為 1.063，係以線損 5.9% 推算）：

- (1) 能量成本：以 NYISO 的日前區域性邊際價格（LMP）為基礎，並根據該費率類別（Class）用戶的每小時負載型態進行加權計算，加權計算後的每小時電費會以線損調整因子調整，調整後的每小時電價最晚會在下午 4 點前公告。
- (2) 容量成本：基於 NYISO 市場價格，依據用戶的裝置容量標籤（Installed Capacity Tag）（各別用戶對尖峰負載的貢獻）收取每 kW 的費用，不包含線損調整因子，因為裝置容量標籤已包含線損。每個客戶的裝置容量標籤於每年5月1日決定，計算方式是以該用戶去年對紐約控制區域（New York Control Area, NYCA）尖載之貢獻，以明年的尖載預測值進行調整；如果用戶沒有可用或準確的歷史資料，則裝置容量標籤將採評估值計算。
- (3) 輔助服務費用：包含系統調度（Scheduling）、控制服務費用（System Control & Dispatch）、地區可靠度（Local Reliability）的系統調度、控制服務費用、市場管理與控制服務費用（Market Administration and Control Area Service Charge）、及任何 NYISO 相關的商品費用。
- (4) NYPA 輸電調整費用（NYPA Transmission Adjustment Charge, NTAC）
- (5) NYISO 因 FERC 核准的輸電相關計畫所引起的費用、NYISO 或其它委託的處理費用（NYISO 輸電費用）
- (6) 其它輸電相關的費用與貸款

ConEd 的電價費率資訊不如其他電業清楚整理，其電價資訊分散在網頁中不同部分，發電部分更僅提供規則，價格須自行上網連結至 NYISO 查詢，複雜的電價資訊似不適合一般用戶，事實上，用戶也多透過其他售電業或 Aggregator 購買電力

服務，ConEd 在競爭激烈的售電市場推動即時電價，其目的應在回收成本，以避免用戶頻繁轉換供應商而減收電費。

參、心得與建議

即時電價係反映各小時不同邊際成本或市場價值之電價制度，其設計之初衷在於更精確地反映價格訊號，引導電力資源更有效率地運用，然經本次拜訪卻發現電業在不同環境下實施即時電價的目的大為迥異，加州 SCE 的目的在於抑低尖載，喬治亞州 Georgia Power 在於吸引用戶，賓州 PECO 和紐約 ConEd 則在於適應競爭之售電市場，也因為即時電價實施目的不同而影響了推動方式，Georgia Power 為了招商故最積極推動，該公司重視用戶互動與教育宣導，並有專屬的服務網站，PECO 和 ConEd 則是為了減少用戶轉換售電商的衝擊故不積極，因此少有宣導活動，甚至沒有專屬網站。由上述觀察，即時電價並不全然如國內學者專家所倡導的，著重於需求面管理功能（如 SCE），而是在不同環境下有其特殊功能的工具。

以我國的環境而言，舒緩供電緊澀應係短期推動即時電價的主要目的，惟電價仍受政府管制，隨成本即時變化之電價，因主管機關無法及時審核，恐有違法令而難獲同意實施。而 SCE 的即時電價設計採預設多組電價方案之方式，並依據前一日的氣溫條件決定隔日採用何組電價，除保持動態電價的優勢外，其價格決定具有可操作性，主管機關可事先審核，避免即時電價規避政府管制之法規爭議，對於用戶而言，亦可事先掌控電價波動情形。因此，參考 SCE 作法實施「預設型」之即時電價，即預先設計幾組不同價位之 1~24 小時電價，並依隔日供電燈號（綠、黃、橘、紅、黑）決定執行何組電價，是短期可行之作法；長期下，則再視市場、法規環境實施反映小時供電成本或市場交易價格之「日前或小時前」即時電價。

另外，我國並不像國外具備批發電力交易市場，由供需雙方決定市場價格，因此短期在即時電價的價格決定上，並無法如 PECO 和 ConEd 連動市場，仍須回歸電業之邊

際成本，如 SCE 及 Georgia Power 之訂價方式，然而，由於邊際成本僅反映供給面，並未由需求面導入市場價值，故成本波動相對平穩，如欲在供電緊澀的日子創造顯著的尖離峰價格差異，必須仰賴固定（容量）成本的分攤方式，以 SCE 為例，90% 的容量成本都分配到負載最高的前 50 小時，其中 50% 又分配到負載最高的前 10 小時，才能產生高達 80 倍的價格差距。以我國而言，容量成本則可參考加州，使用相對缺電機率（rLOLP）來分配，並可以設定僅分配給一年之中用電量最高的前 250 個小時（約當氣渦輪正常啟用時數）如圖 15，藉此拉大平日與尖峰日的電價差距。另我國離峰電價僅反映能量成本，惟若反映邊際成本，則可能會高於現行受政策刻意抑低之時間電價離峰價格，故須調整成本反映基礎，如改採平均燃料成本、長期邊際機組之能量成本（如燃煤、燃氣機組），以維持與現行離峰電價相當水準，並不致縮小尖離峰價差。

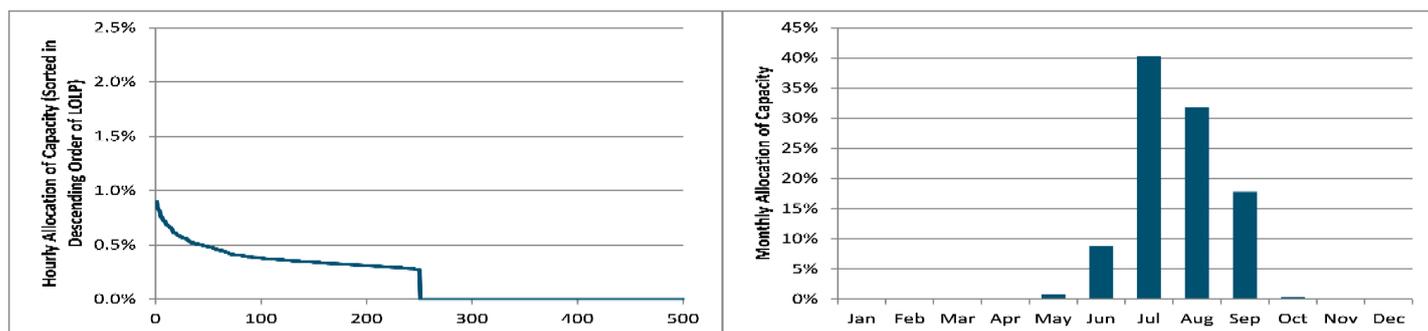


圖 15 加州 PG&E 之容量成本分配

除了 Georgia Power 等少數電業成功推行即時電價，歐美大部分地區推動即時電價情形並不是很好，原因包含以下幾點：

- **缺乏便利的資訊揭露**：若沒有完善的管道（如 IHD、入口網站、電子郵件、SMS 簡訊通知等）讓用戶獲得價格波動的精確訊息，而僅大概知道電價在甚麼時候上漲，可能造成用戶在某些月份面臨電費的大幅成長，而導致參與意願低落。
- **虛弱的價格訊號**：傳統綜合電業的電價係基於邊際成本訂價，容量成本可以藉由一些分攤方法允許特定日子的尖離峰價格差距達數 10 倍，然而開放或垂直分割的電力市場破壞了上述的結構設計，避開尖峰日用電的傳統價值未必會反

映在發電市場的交易價格上，亦即市場價格的波動幅度可能小於實際邊際成本的變化，此外，有些輸配電費率並不隨用電季節、時段的不同而有差別（如法國），也使得零售市場各時段電價無法有足夠的差異化誘因吸引用戶參與。

- **用戶移轉用電的行為有限：**以美國實施即時電價的經驗，工商業用戶最能移轉用電量，然而，並不是所有用戶都能根據價格訊號，進行用電移轉或減少用電，故須考量推動對象，以及其產程調整彈性、備用電源有無、專業人員管理、員工人力調度等；另一方面，當價格出現極端變化時，才有顯著的用電改變，平時移轉用電的效果並不明顯。
- **智能設施的成本過高：**即時電價若可結合能源管理系統（EMS）及智慧家電等智能設施，使電器自動依照電價高低調節使用情形，將有助於提升用戶管理用電能力與即時電價實施效益，惟大多數用戶（尤其是小用戶）無法完全信任即時電價所帶來的價值，懷疑省下的電費不能回收安裝 EMS、汰換舊家電的成本，仍是更換智能設施最大的阻礙。
- **缺乏技術支持（缺乏電表設備以及相關 ICT 基礎建設）：**即時電價不只需要透過智慧電表讀取用電資料，尚需要強大的後端資料管理平台系統（MDMS）管理每位用戶每小時之用電資訊，以及強大的計費系統計算用戶每小時的電費，未必所有布建智慧電表的電業都有能力處理或有意願投資。

電業推動即時電價除考量上述歐美實施經驗外，參酌本次參訪及過去我國推動新電價方案之經驗，還須注意以下各點：

- 一、有可能只是將收入從電力公司移轉至用戶，卻沒有達到節電的效果。新電價措施若採開放選用，評估不利者（負載型態需配合改變）自不會選用，有利者（負載型態不需改變）則會選用，選用用戶不需要刻意改變用電行為即可減輕電費負擔，對電業而言，不僅無益於系統的改善，反而擴大了電費減收及行政成本，故宜慎選目標用戶進行推動，才能使新電價措施發揮預期效益。

- 二、一部式的即時電價結構，讓所有用電都適用即時電價，而有強烈的移轉或減少尖峰用電誘因；但如果是兩部式，只有變化量適用即時電價，用電量不變或受電價保護的部分，移轉或減少尖峰用電的誘因較弱。
- 三、即時電價應為市場供需平衡下所決定的均衡價格，但實際上即時電價受到政府管制，未必能反映真實的電力成本與價值。
- 四、為避免用戶選擇即時電價後顯著減少（尖峰）用電量，使得電力公司無法回收固定成本，應設計收益調整機制來抵償減收之固定成本，或提高容量費用回收固定成本之比率，或採用兩部式之電價設計。
- 五、即時電價價格的波動性會減少用戶參與的興趣，應提供電費保護機制或配套之避險方案降低用戶電費支出增加的風險，克服用戶對即時電價複雜結構的排斥。
- 六、參加的用戶對於預測未來能源使用和本身用電的數據，通常有求知的慾望，因此可以為此類用戶提供通訊與負載控制的技術（如 ADR 或 EMS）協助安排最適的用電管理策略，強化負載調整能力。

即時電價已被行政院「智慧電網總體規劃方案」列為工作項目，惟即時電價對我國而言為全新之電價設計，國內從未實施，且機制較現行電價複雜，如欲成功推動，除應參酌上述各國前車之鑑，宜先透過試驗來評估方案可行性，減少正式實施問題，若未經完整研究或是試驗方式提出相關可行性評估，恐難獲主管機關及學者專家同意實施，故建議正式實施前先執行相關電價試驗，並進行用戶參與意願、配合用電管理、成本效益、推動配套等全面性分析，相關結果可回饋正式方案，並有利正式方案之推動實施。

肆、誌謝

感謝公司各級長官給予研習機會，研習期間承蒙台灣經濟研究院的積極協助安排，另對於南方電力集團財務經理陳家琪 Jackie Chen 及 SCE 電價專員梁育維 Ray 的大力幫忙及提供資料，亦表達最誠摯的感謝，方能順利完成本次出國任務。

伍、參考資料

1. 即時電價制度之研究 (期中報告), 台灣電力公司, 民國 106 年 9 月。
2. REAL-TIME PRICING OVERVIEW (簡報), 喬治亞電力公司, 2017 年 10 月。
3. Real-Time Pricing (RTP) at SCE (簡報), 南加州愛迪生電力公司, 2017 年 10 月。