

行政院及所屬各機關因公出國報告書  
(出國類別：實習)

實習「再生能源發電預測技術、調度  
運轉模式與規則」暨參加「2015 北美  
再生能源研討會」出國報告

服務機關：台灣電力公司

出國人員：

姓名	職稱	單位	姓名代號	出國計畫
鄭壽福	12 等電機工程監	電力調度處	026726	移用 104 年度第 044、099、141 號
成易達	08 等電機工程師	電力調度處	123517	
徐唯耀	07 等電機工程師	電力調度處	027425	

出國地區：美國

出國期間：104 年 11 月 30 日至 105 年 12 月 13 日

報告日期：105 年 1 月 30 日



## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：實習「再生能源發電預測技術、調度運轉模式與規則」  
暨參加「2015 北美再生能源研討會」

頁數 70 含附件 是 否

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

出國人員姓名／服務機關／單位／職稱／電話：

姓名	服務機關	單位	職稱	電話
鄭壽福	台灣電力公司	電力調度處	計劃組長	02-2366-6606
成易達	台灣電力公司	電力調度處	技術分析專員	02-2366-6645
徐唯耀	台灣電力公司	電力調度處	技術分析專員	02-2366-6294

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：

出國期間：104 年 11 月 30 日至 104 年 12 月 13 日

出國地區：美國

報告日期：103 年 1 月 30 日

分類號／目

關鍵詞：再生能源(Renewable Energy)、間歇性能源發電預測(Intermittent Resource Power Prediction)、輔助服務(Ancillary Service, AS)、再生能源併網規則(Interconnection Protocol)

內容摘要：

德州電力調度中心(ERCOT)及加州電力調度中心(CAISO)為美國兩大電力市場，在其轄區內，由於優異的地理環境與政府政策之推動，使得再生能源蓬勃發展，裝置容量節節高升，發電量也逐年上升，德

州風力裝置容量已超過 15,000MW，亦在 2015 年 12 月 20 日創下新的風力發電紀錄，達 13,883MW，占全系統負載比率也來到 44.7%；而加州則訂定了 2020 年，再生能源發電占比達 33%的目標，足見兩州對於發展再生能源不遺餘力。

本報告主要以前往德州電力調度中心(ERCOT)、加州太平洋天然氣及電力公司(PG&E)，觀摩學習這兩家機構對於再生能源的預測技術、調度運轉模式、輔助服務、併網規則等議題為內容提出報告，另亦對本次參加「2015 北美再生能源研討會」過程與內容進行介紹。

本報告內容共分八章，

- 一、心得與建議
- 二、出國目的
- 三、出國行程
- 四、參訪 ERCOT、PG&E 與相關議題研討
- 五、再生能源預測技術
- 六、再生能源併網規定
- 七、2015 北美再生能源研討會介紹
- 八、參考文獻

## 目 錄

行政院及所屬各機關出國報告提要 .....	I
目 錄 .....	III
圖表索引 .....	IV
一、心得與建議 .....	1
1.1 心得 .....	1
1.2 建議 .....	6
二、出國目的 .....	7
三、出國行程 .....	9
四、赴 ERCOT、PG&E 觀摩與相關議題研討 .....	11
4.1 ERCOT 簡介 .....	11
4.2 PG&E 簡介 .....	23
4.3 CAISO 簡介 .....	27
4.4 研討議題 .....	33
五、再生能源發電預測技術 .....	38
5.1 風力發電預測 .....	38
5.2 太陽能發電預測 .....	47
六、再生能源併網規定 .....	56
七、2015 北美再生能源研討會介紹 .....	61
八、參考文獻 .....	70

## 圖表索引

圖 4-1 美國電力互聯系統圖(資料來源:NERC 網站) .....	11
圖 4-2 2014 年 ERCOT 各燃料別發電占比與裝置容量占比.....	13
圖 4-3 每 1000MW 風機加入系統需增加的備轉量(向上調整量)20	
圖 4-4 每 1000MW 風機加入系統需增加的備轉量(向下調整量)20	
圖 4-5 Humboldt WaveConnect 先導計畫.....	24
圖 4-6 壓縮空氣儲能系統 .....	25
圖 4-7 PG&E 各類型再生能源之發電比重 .....	25
圖 4-8 加州三大電力公司再生能源發電比例之占比 .....	26
圖 4-9 2001 年至 2014 年各燃料別發電量明細 .....	30
圖 4-10 2001 年至 2014 年各燃料別發電量堆疊圖 .....	30
圖 4-11 2001 年至 2014 年各燃料別裝置容量明細 .....	31
圖 4-12 2001 年至 2014 年各燃料別裝置容量堆疊圖 .....	31
圖 4-13 2014 年各燃料別發電量明細與占比 .....	32
圖 5-1 風力滲透率對於系統整合成本之影響 .....	38
圖 5-2 風力預測系統預測流程圖 .....	40
圖 5-3 數值天氣預報方法 .....	40
圖 5-4 Ensemble Forecast 涵義.....	42
圖 5-5 天氣預測過程示意圖 .....	43
圖 5-6 季節性天氣預測過程示意圖 .....	43
圖 5-7 發電量變化斜率預測 .....	44
圖 5-8 風力數值預報 .....	45
圖 5-9 風力廠址資料 .....	46
圖 5-10 全球幅照分布圖 .....	47
圖 5-11 太陽能發電預測系統 .....	48
圖 5-12 發電設備資料之用途 .....	50
圖 5-13 照度與背板量測資料表 .....	53

圖 5-14 太陽能廠址資料 .....	54
圖 5-15 計算風能方程式 .....	55
圖 6-1 併網申請過程 .....	56
圖 6-2 併網各階段與執行事項 .....	57
圖 6-3 間歇性再生能源電壓穿越能力 .....	58
圖 7-1 POWER-GEN International 年會入口的牌示 .....	61
圖 7-2 廠商展示廳入口 .....	62
圖 7-3 主講人基本資料 .....	62
圖 7-4 美國太陽光電發展快速的前五洲 .....	63
圖 7-5 歷年累計之太陽能光電裝置容量 .....	64
圖 7-6 2012 年-2014 年新設電源比較.....	65
圖 7-7 加州太陽能所造成的鴨子負載曲線(Duke Curve).....	66
圖 7-8 2024 年再生能源占比 40%之縮減再生能源分析.....	66
表 3-1 出國行程 .....	10
表 5-1 調度中心與電力公司發展風力預測年表 .....	39
表 5-2 不同預測尺度之特性 .....	41
表 5-3 風力回傳資料點位表 .....	46
表 5-4 不同預測尺度之特性 .....	48
表 5-5 太陽能預測目標使用者與潛在應用 .....	50
表 5-6 提供太陽能預測服務之公司 .....	51
表 5-7 太陽能回傳資料點位表 .....	52
表 5-8 太陽能與風力預測之比較 .....	55
表 6-1 間歇性再生能源低頻電驛設定 .....	58
表 6-2 間歇性再生能源高頻電驛設定 .....	59

# 一、心得與建議

## (一) 心得

### 1. 大量再生能源併網

#### (1) 預測

- A. 未來預期再生能源占系統發電比將逐漸增加，以 ERCOT 之經驗來看，當風力的占比越來越高，系統調度運轉必須要將其考量為重要風險因子，而風力的出力往往於夜間負載較低時反而較大，與日負載特性相反之情況，造成淨負載變化率增加，增加運轉調度的風險，系統需要線上的機組來補償負載的變化以維持頻率的穩定。
- B. ERCOT 再生能源發電量預測方面，是與傳統負載預測分開進行的，這是因為再生能源占比過大時，傳統的負載預測是很難得到合理的預測值，ERCOT 的做法是傳統負載預測與再生能源發電預測分開進行，最後再加起來，這樣的優點是可以把再生能源對系統的影響區分出來。EROCT 的處理方式是只考量 10MW 以上的風場，且強制要求風場必須要有至少一座氣象塔。過去依照電力市場的運作方式，風場應提供預估的發電量給 ERCOT，惟實際運作發現各風場的預估準確性不一(誤差率過大)，改進後的做法是，ERCOT 先整合各氣象單位的資料，提供預測值給各風場，各風場收到預測值後，依據實際的風場機組檢修情況，允許下修風力預測值，再將實際報價資料提供給 ERCOT。
- C. 根據加州能源委員會 2015 年 8 月 5 日的研究報告分析，預估在 2024 年再生能源系統占比達 40% 的時候，將會有超過 800 次減

少再生能源發電的情形，這此不利於使用潔淨能源的目標。

## (2)備轉容量/備用容量

- A. ERCOT 制定輔助服務的採購量準則，來調輔助服務需求(也就是 AGC 上下限需求量、快速備轉需求量、補充備轉需求量)，此準則公正、公開、透明，亦有修正機制動態調整。
- B. 為確保系統安全並兼顧再生能源發展，針對這個問題 CAISO & ERCOT 採取的方法是將電能平衡的市場由 15 分鐘改為每 5 分鐘就調整一次，另外 CAISO 考慮擴大日前市場的參與，包含區域間的合作計畫。
- C. 用戶參加緊急需量方案者，裝設有控制設備，方案執行時由中央控制端直接發送信號切離負載，此部分之容量列入備轉容量之計算。

## (3)併網規範

有關再生能源併網運轉之規範，國外為經過多年發展訂定而來，而且仍持續滾動檢討中。ERCOT 主要規定於 Nodal Operating Guides 與 Nodal Protocol 中，而 CAISO 主要規定於 Rule 21 中，相關條文可作為本公司修訂併聯技術要點之參考。

## (4)安全運轉

再生能源，尤其風力發電廠大量且集中，經常是透過長距離輸電線輸送，若經由網路分析後會超過輸電容量或有穩定度問題時，則必須減少出力(curtailment)，必要時進行重新排程。因此除了規劃初期的系衝分析掌握瓶頸之外，實際運轉上也必須擬定因應機制。

## 2.輔助服務

### (1)可變速抽蓄電廠

本次參訪與多位專家學者談論到此類的儲能系統在國外處理經驗，事實上，有關抽蓄電廠此類儲能輔助服務確實需要一個新的費率來反映他的外部價值，更進一步的方式是搭配再生能源大量發展，將儲能與再生能源結合成可以接受調度的產品。在北美再生能源研討會中，學者有討論到可變速抽蓄機組較傳統抽蓄機組優點，包含了於發電運轉模式時，有更大的調整彈性與更加的運轉效率、最低出力比傳統抽蓄機組低 20-30%、最佳化的運轉模式增加了渦輪機的效率與壽命、抽水模式運轉亦可提供系統調頻服務、更有彈性的電壓調整能力性、當系統短路故障時改善系統暫態穩定度降低再生能源的間歇性影響等。其中抽水模式運轉亦可提供系統調頻服務是目前調度上確實有需求之處，台電明潭、觀二抽蓄機組只有在發電模式才能提供系統調頻服務，抽水模式是固定的負載無法隨頻率變動，使夜間電力品質較白天來的差，如能引進可變速的抽蓄機組應能改善這個問題，惟其提供輔助服務提供之效益，仍有待相關單位共同認可。

### (2)動態規劃

ERCOT 也考量了再生能源預測誤差率，兩者綜合之誤差值作為輔助服務採購量的依據，在即時運轉中，當 CPS1 頻率控制成績低於 100%，將會增加調頻備轉的需求。此外，當風力機組的容量每增加 1000MW，EROCT 亦會調整各月各小時之調頻備轉的需求，在調度運轉上相當的細緻且有彈性，可作為本公司訂定動態輔助服務需求量方式參考。

### 3.其它

#### (1)控制室

於 ERCOT 實習期間，感謝黃舜賢博士帶我們從 2 樓參觀調度控制室，觀景窗平時為霧面玻璃，有來賓時可控制切換為透明玻璃，在不影響調度人員操作的情況下，介紹調度中心。觀察到在調度畫面上，均大量使用視覺化、圖形化的介面，以利調度員快速掌握系統狀況，例如重要匯流排之電壓，使用柱狀圖顯示，可收一目瞭然之效。而在辦公室的顯示螢幕上，也可發現其規劃部門工程師使用各種資訊軟體工具，整合系統再生能源之資訊，包含各區域風力實際值與預估值、再生能源占比、系統負載變化、系統慣量、系統頻率、CPS1 成績等資料，進行匯整、統計、圖表動態呈現，並於螢幕上顯示系統即時資訊，利於監測、業務之推動。

#### (2)軟硬體

另外訪談中得知 ERCOT 採用了 AREVA、ABB、SIEMENS 不同供應商的系統，因此導致介面整合與資料交換的問題，ERCOT 工程師花了不少時間一一克服困難，同時顯示 IT 人員在調度中心裡，各種不同資訊系統間之整合扮演很重要的角色。由幾個小層面，深感資訊技術、軟體工具與人才在先進調度中心是推動各種電力市場機制與複雜系統運轉的重要基礎。

#### (3)模擬參數與控制

- A. 模擬軟體包含 PSSE / PSCAD / ASPEN 等，主要考慮 10 MW 裝置容量以上之風場，相同機型則等效為一部機來模擬。

- B. 通常一個風場內，不會同時進行所有機組檢修或大修，而採輪流的方式，因此毋須特別考慮停機機組。EMS 中有預留併聯機組數的參數，然而現階段可靠度還不高，故並未採用。
- C. EMS 控制時是使用 setpoint 的方式進行 AGC 控制，所送出的發電目標值為 net 值。
- D. 計算 Sensitivity Factor 時，由於公式中最終會互相抵銷，所以選擇何者為 swing bus 並無影響。

## (二) 建議

- 1.ERCOT、CAISO 等調度中心，對於再生能源併網運轉實績，已是公認為具指標性的機構，除此之外，不論最新電力市場規則、執行細節、再生能源併網運轉等發展中議題，都累積相當的實務經驗。本公司派員參訪、實習除可瞭解 ISO 與電力市場各類機制的應用發展現況外，並有機會和相關專家進行討論交流，對 ISO 相關制度的引進、輔助服務、與再生能源併網下的電力運轉思維均有相當大的助益，建議應繼續定期派員與美國各 ISO 進行訪談交流。
- 2.政府持續推動再生能源相關政策，在風力與太陽能發電裝置容量分別訂下發展目標，在大量再生能源併網的情況下，加上間歇性的特性將對於系統運轉造成影響，建議在「系統備轉容量」、「併聯規範」、「抽蓄變頻機組」、「需量反應機制」、「再生能源發電預測」、「再生能源指令調度」等議題持續注意其發展以利於因應。
- 3.電業法修法草案中，成立獨立電力調度中心(ISO)為各方之共識，亦為電業自由化的重要指標，輔助服務、再生能源運轉、代輸等項目，可預期成為 ISO 本身極為重要的業務之一，由國外 ISO 的執行實務可發現，除了機制的設計，完善的資訊系統為推動機制最重要的基礎建設之一，建議支持必要資訊平台之投資，以輔助各項政策制度之推行。

## 二、 出國目的

為了能源永續發展，大規模設置再生能源已經成為必然之趨勢，各國均持續推廣與發展。我國能源局規劃於 2030 年再生能源設置目標是 13,750MW，其中包括太陽光電發電系統設置容量 6,200MW、風力發電裝置容量 4,200MW，將占台電發電量約 30%、全國總發電量 26%。由於大量太陽能及風力發電的發展，其間歇性的特性對電力系統調度運轉將造成很大的衝擊，因此對於再生能源發電預測、各項輔助服務容量評估及相關調度運轉規則之管理運用機制，有必要逐步著手進行規劃。

德州電力可靠度委員會（ERCOT）負責管理 2400 萬用戶電網的電力潮流，約佔全德州 90% 的電力負載，在其轄區內，風力裝置容量已超過 15,000MW，發電量亦曾高達 13,883MW。德州為北美成功實施電業自由化區域之一，ERCOT 在電力市場運作與管理、日前市場與輔助服務市場的配合、電網壅塞管理等，已建立了相當成熟的機制，並持續檢討改善，因此如何因應大量再生能源併網運轉、輔助服務合適容量之規劃及配套運轉機制之建立，值得本公司借鏡及觀摩學習。另安排前往的太平洋天然氣及電力公司(PG&E)係一家公用事業公司，提供北加州三分之二天然氣及電力服務，由中南部 Bakersfield 向北延伸至與奧勒岡州的邊界，22.5% 的供電電力來自於再生能源，因此再生能源的發電預測技術，適合前往諮詢與汲取經驗。

上述為主要促成本次實習「再生能源發電預測技術、調度運轉模式與規則」之源由，另出國期間恰逢「2015 北美再生能源研討會」之舉辦，該會議議程包含強化大規模再生能源併網之系統、大量再生能源併網的機會與挑戰、以及太陽能發電對於傳統發電之衝擊等，有助

於本公司對於抽蓄電廠之運用延伸想法；由於與會專家學者來自於全美各地電力公司，利於同仁交流學習，因此一併安排參加「2015 北美再生能源研討會」。

藉由本次出國計畫，期能接觸再生能源併網運轉與輔助服務的當前趨勢與技術，借重國外過去發展過程以來的經驗，作為面對政府對於再生能源的推動與併網的因應，能亦步亦趨做好準備。

赴 ERCOT 及 PG&E 與相關專家討論主題，包括下列 5 項主題：

1. 再生能源發電預測。
2. 備用/備轉容量率之考慮。
3. 輔助服務與需量反應。
4. 併網規範。
5. EMS 功能與分析模擬。

考察日期為民國 104 年 11 月 30 日至 12 月 13 日，共計 14 天。

### 三、 出國行程

出國行程如表 3-1 所列，本次考察行程自 104 年 11 月 30 日抵達美國德州奧斯汀市，隔天先赴位於德州 Taylor 市的 ERCOT，就各項關於再生能源議題逐一向專家請益，另亦參觀 ERCOT 自行開發的即時系統、視覺化介面、風力發電監測畫面與調度中心，瞭解其如何運用新型軟體技術於再生能源調度監控、運轉上之相關應用。離開德州後，於 12 月 3 日搭機赴加州舊金山，12 月 4 日開始就加州 ISO、PG&E 與加州政府對於再生能源之相關政策與發展進行瞭解。由於出發前已與機構人員取得聯繫，獲得相關的專家協助講解，在多項議題上均有收穫。

12 月 7 日結束後，即動身前往拉斯維加斯，於 8 日上午參加位於拉斯維加斯會議中心舉辦為期 3 天的 2015 北美再生能源研討會，會議內容包含大規模再生能源併網、分散型能源、複合型解決方案、系統整合等，每場次安排 4 至 5 位各領域專家進行專題報告。此會議開放讓全世界的製造商、電力公司、電廠、能源業者、研究人員自由報名參加，會議中心內亦有大規模的展覽活動，包括 ABB、SIEMENS 在內等各廠商展示最新型的發電相關設備，亦見到本國的大同公司前往設攤。

會議結束後，於 104 年 12 月 13 日由加州洛杉磯國際機場搭機返國，圓滿完成任務，結束此次實習及會議行程。

表 3-1 出國行程

時 間	地 點	工 作 概 要
104.11.30	台北→洛杉磯→奧斯汀	往程 (台北→奧斯汀)
104.12.01~104.12.02	德州 奧斯汀	觀摩 ERCOT 對於大量再生能源併網運轉、輔助服務合適容量之規劃及配套運轉機制之建立
104.12.03	奧斯汀→舊金山	往程 (奧斯汀→舊金山)
104.12.04~104.12.06	加州 舊金山	諮詢與學習 PG&E 對於再生能源發電預測之技術
104.12.07	舊金山→拉斯維加斯	往程 (舊金山→拉斯維加斯)
104.12.08~104.12.10	內華達州 拉斯維加斯	參加「2015 北美再生能源研討會」
104.12.11~104.12.13	拉斯維加斯→洛杉磯→台北	返程 (拉斯維加斯→洛杉磯→台北)

## 四、 赴 ERCOT、PG&E 觀摩與相關議題研討

### 4.1 ERCOT 簡介

1996 年 ERCOT 成為美國第一個 ISO(Independent System Operator, ISO)，作為一獨立系統調度中心，其成立之目的為確保一個公正、公平、公開之第三方之機構，監管競爭市場參與者皆能公平的進出電網。德州系統及非德州系統不太依樣，德州跟其他的聯網為 Back-To-Back HVDC 聯結，應不算互聯網，所以從運轉的觀點，德州是一個獨立系統，值得同樣為一獨立系統台灣作為參考

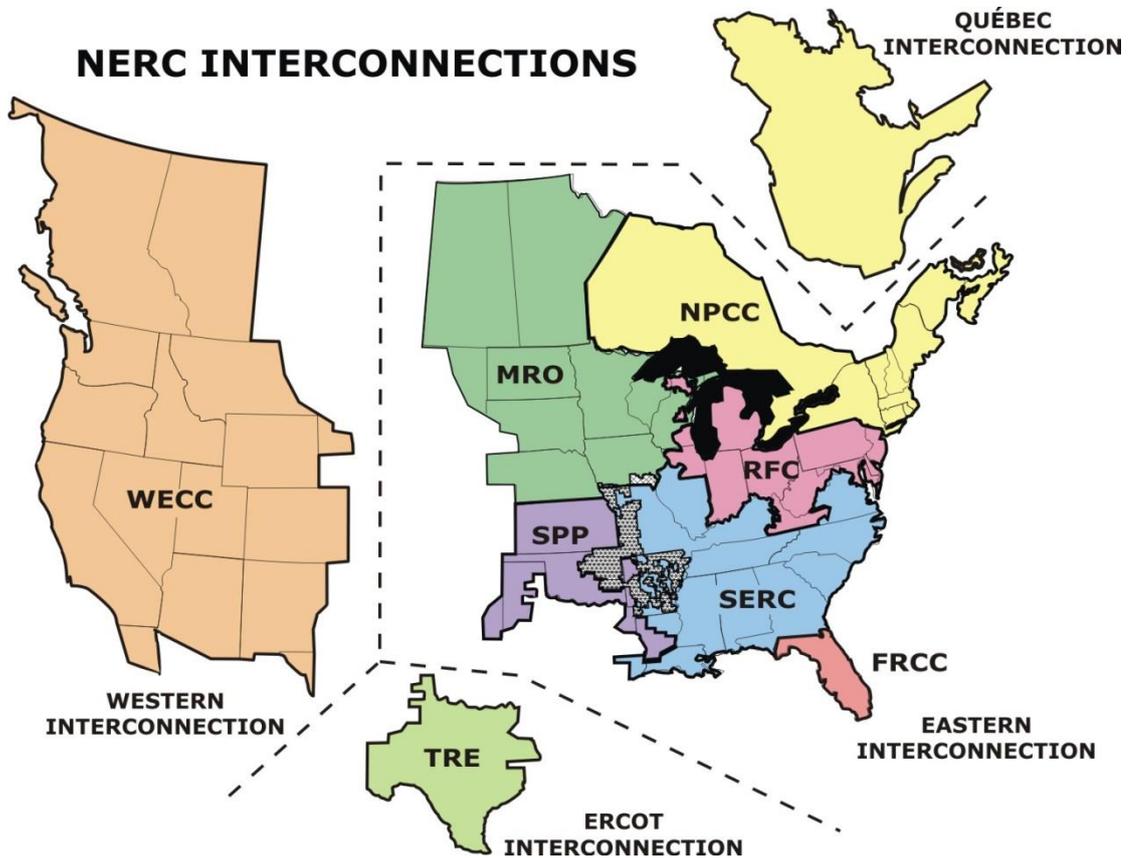


圖 4-1 美國電力互聯系統圖(資料來源:NERC 網站)

#### (一)ERCOT 的組織結構與職責

ERCOT 最高決策機構是董事會，負責管理技術監督委員會、人力資源管理委員會、金融審計委員會、各區電力公司監督委員會、金融風

險工作組。德州的立法機關於 1999 年將德州電力市場解制，歸類為投資者所需的機構，並且創造了消費端可選擇不同電力供應商，並賦予 ERCOT 四個主要職責：

1. 系統穩定-包含了規劃與運轉
2. 公開提供輸電網路
3. 終端用戶可自由選擇供應商
4. 為發電業與批發市場的交易者提供輸送與結算

## (二)ERCOT 電力系統概況

德州與大部分的美國地區不同，州內 85% 電力網路由德州獨立電網「德州電力可靠性會議」（Electric Reliability Council of Texas，ERCOT），約有 2400 萬電力用戶，ERCOT 負責排程 550 部發電機組，可用容量大於 74,000MW 以供應尖峰負載需求；輸電線路長度 46,500 英里。在尖峰負載時段 1MW 之電力可供應 200 家德州家庭，尖峰負載於 2015 年 8 月 10 日破紀錄達到 69,877MW，2014 年之用电量為 3,400 億度，較前一年成長 2.5%，電力市場的參與者包含發電、傳輸、買電、售電等超過 1,400 個單位。

在輸電線路的投資與發展方面，2014 年投資總額達 2.18 億美元，共有 754 英里的傳輸電路於當年度改善完成，且另有 1,553 英里的輸電線路規劃完成，預計在未來五年持續發展編列預算達 62 億美元；發電端部分，自 1999 年起累積裝置容量 51,526MW 之新機組加入 ERCOT 系統，另有 143 部舊機組除役，後續將有 16,189MW 的發電機裝置容量陸續加入系統(已通過許可證及傳輸線合約)，另有 61,718MW 發電裝置容量正在計畫中，其中風力達 24,500MW。太陽能與風力發電方

面，德州風機裝設容量已超過 15,000MW，是各州最多的，2015 年 12 月 20 日創下新的風力發電紀錄，13,883MW，同日亦創下最高系統發電占比 44.7%；太陽光電之裝置容量為 193MW。

用戶端方面，統計至 2014 年 8 月，供應 90%住宅用戶、91%小型非住宅用戶、97%大型非住宅用戶，計有 198 家具合格的零售供應商。ERCOT 97%的 ERCOT 負載供應是透過競爭產生的，每 15 分鐘結算一次，合計智慧型電表 680 萬，參與需量反應容量達 2100MW，包含大型工業需量負載 1390MW、商業及工業緊急型備轉容量 850MW、公司型負載管理程式 220MW，此外，另有經濟型負載管理措施及自願型公共事業備轉服務。

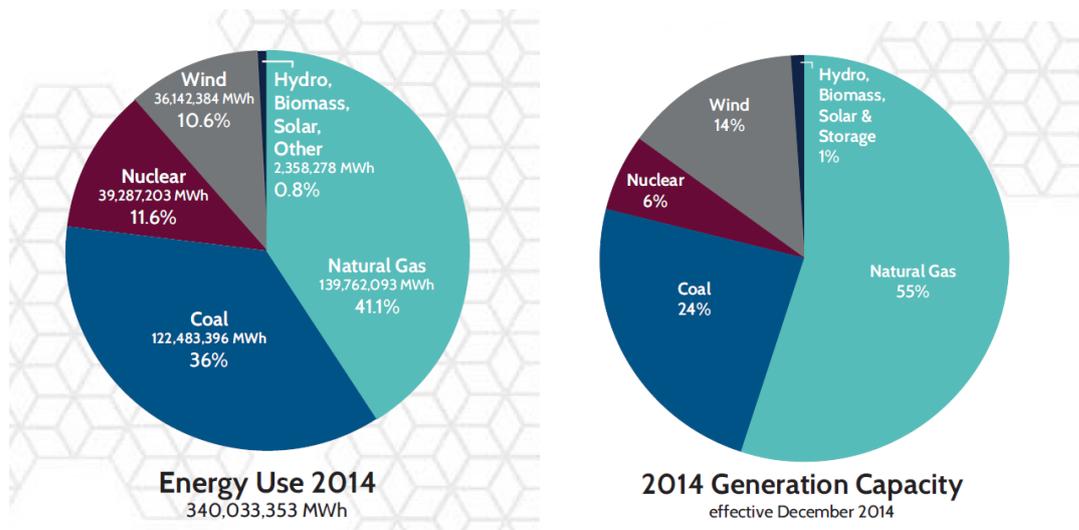


圖 4-2 2014 年 ERCOT 各燃料別發電占比與裝置容量占比

### (三)ERCOT 各項輔助服務簡介

#### 1. 電能平衡服務 BES (Balancing Energy Service)

當電力系統供需出現不平衡時，調整所能運用的電能使發電與負載平衡。

#### 2. 調頻備轉—向下調頻 RSD (Regulation Service – Down)

電力系統無事故的情況下，當負載波動，導致頻率高於時，ERCOT 使用“調頻備轉-向下調頻”服務，從而保證系統頻律在運轉規則的要求範圍之內

3. 調頻備轉—向上調頻 RSU (Regulation Service – Up)

電力系統無事故的情況下，當負載波動，導致頻率低於時，ERCOT 使用“調頻備轉-向上調頻”服務，從而保證系統頻律在運轉規則的要求範圍之內

4. 調度備轉服務 SR (Spinning Reserve Service)

當系統頻率有較大幅度的偏差時，在最開始的幾分鐘內，使用可調用的電源。提供服務的機組必須併聯在電網上，且應具備有 AGC 的控制系統，或具備低頻響應的繼電器，能夠在 15 秒內響應頻率的變化。

5. 補充備轉容量 NSRS (Non-Spinning Reserve Service)

補充備轉容量主要用於系統發生事故失去電源時的事務處理，指在 30 分內可以達到指定功率，並且可以至少維持一個小時。

6. 替代備用服務 RPRS (Replacement Reserve Service)

指未併聯電網的可發電資源。

7. 電壓調整服務 VSS (Voltage Support Service)

電壓調整服務是指根據運轉規則，在輸電網路節點提供維持電網電壓的服務，發電機組在提供功率的同時，必須提供電壓調整服務，發電機的功率因數與電壓值由 ERCOT 指令下達。

8. 全黑起動 BSS (Black Start Service)

全黑起動服務指機組具備自起功能，或者能夠不通過本電網，

通過附件的其他電網起動的機組。全黑啟動機組能夠在電網崩潰時，不需要本電網的任何支持而自行啟動，當電網全部停電時，能夠支援電網恢復到正常情況，全黑啟動服務應該在 1 小時之內自行啟動完成，此類機組需與 ERCOT 簽訂全黑啟動協議。

9. 必須運轉機組服務 RMR ( Reliability Must-Run Service )

RMR 機組是指未滿足電網運行的規則要求。由於電壓支持、電網穩定之限制必須運轉的機組。此類機組與全黑啟動一樣，與 ERCOT 簽訂必須運轉服務協議。

10. 優先排序機組容量服務 OOMC ( Out of Merit Capacity Service )

由於該機組地理位置可以再競價中處於優先機組排序。ERCOT 使用 OOMC 來解決電能平衡、輸電阻塞、功率不足等問題。僅能提供電能平衡的不能作為 OOMC。

11. 優先排序機組電能服務 OOME ( Out-Of-Merit Energy Service )

ERCOT 為解決壅塞等問題，不論該機組是否報價而調度之電能。

12. 區域優先排序機組能量服務 Zonal OOME

ERCOT 為解決壅塞等問題，且已經沒有別的選擇，或者處於緊急情況，對特定機組，論該機組是否報價而調度之電能。

13. 緊急型可中斷式負載服務 EILS ( Emergency Interruptible Load Service )

可中斷式負載服務是指在系統緊急情況下，透過降低部分的負載來維持系統頻率的穩定。

#### (四)ERCOT 備轉容量需求量調整規則

這份規則經過 ERCOT 董事會批准，並於 2015 年 1 月 1 日正式啟用，目的是用來討論如何訂定變動的輔助服務需求。輔助服務需求量的決定為事先預訂的，而非在調度操作期間訂定，需求量必須要有計算方法來決定，而調頻備轉服務和補充備轉服務是為了維持系統穩定，其採購量與系統穩定性息息相關。

透過批准的規則，每個月 20 日之前要完成計算下一個月輔助服務之需求，其中 RRS(Responsive Reserve Services)是每年決定，並將於前一年 12/20 發佈到 MIS(市場資訊系統)，輔助服務需求量的決定會參考歷史同月的實際需求。

#### 1. Regulation Service 需求量，ERCOT 制訂計算方法如下：

1. 計算前一年同月 30 天區間內之 5 分鐘負載(加上風力)98.8 百分位的變動量，另外也統計前一年每小時 98.8 百分位之調頻上下量之配置量，最後的結果將會被計算調頻輔助服務需求量，即每個小時都會有充足的調頻能力來滿足 98.8% 的時間。
2. 因為風力機組的發電不確定性會影響輔助服務的需求量，ERCOT 會將計算風力每個月發電量並依據實際發電歷史資料定期更新。這些基本資料會採用 GE(奇異公司)的報告，基本上每增加 1000MW 風力會增加額外的輔助服務需求量。
3. 在特定期間內之輔助服務需求量規劃中，如果 ERCOT 平均 CPS1 成績低於 100% 時，額外的調頻備轉容量將會有額外的增加。每個月 ERCOT 將執行上個月實際的偏差率。如果任一的小時的偏差率超出 1.2%，ERCOT 將會確保讓那個小時的偏差率那一個小時達到 1.2%。

2. Non-Spinning Reserve Service (Non-Spin) 需求量制定，ERCOT 制訂計算方法如下：

1. ERCOT 依據 GE 報告指出，風力發電的發電出力降低時可視為負向的負載，並利用這種方式分析風力負向負載對系統的衝擊為何。風力負載與系統負載之合併淨負載是不能被預測的，但是風力發電與負載需求是可以被各別預測的，把這兩個各別預測加起來就會得到我們想要的淨負載。但是不論風力預測與負載預測的不確定性疊合以後，產生了額外的系統風險，需要由輔助服務及 ERCOT 運轉操作人員手動即時因應。ERCOT 會根據歷史資料去計算淨負載、風力及實際負載的關係與預測的準確性。

2. 2015 年 5 月 31 日制定了新的規定，ERCOT 計算出的補充備轉容量加上 AGC 上限平均採購量，要能因應 95% 的淨負載預測準確度的誤差。此外，ERCOT 也會考量系統中最大機組的發電容量，這是在系統運轉中損失單一機組發電量的高風險。

3. Responsive Reserve (RRS) 需求量執行細節及程序

1. 備轉容量的是 ERCOT 為了維持系統頻率穩定的必要資源，這是為了在幾分鐘內發生系統頻率顯著偏離時可以確保系統的穩定，ERCOT 的操作章則是在正常情況下任何時刻必須維持 2300MW 的備轉容量。ERCOT 備轉容量要求將綜合考量預估之每日負載變化、風力運轉情況及包含 70% 系統慣性等條件。
2. 調頻服務係指 ERCOT 可以通過適當的配置來因應系統的變化，保持系統頻率的穩定，ERCOT 在維持系統頻率的操作是被規

範在操作章則之內。ERCOT 每年需要去評估在正常情況下調頻服務的上限及下限需求量，頻調服務就是配置來修正實際頻率與計畫頻率，調頻服務的需求可能會增加，特別是在一些特殊的極端情況，像是極端氣候的預測。

3. 為了評估調頻服務需求，ERCOT 將收集歷史資料(Resource Asset Registration Form ,RARF)、 CPS1 資料、調頻服務配置資料、和 ERCOT 的負載資料。這個資料是用來計算調頻服務需求量可用來確保 98.8%的運轉時間有足夠的需量。這意味著 ERCOT 預期每個月會有 1.2%時候系統無法取得足夠的調頻備轉，ERCOT 會每個月回頭檢視上一個月的每一個小時實際差值是多少，如果大於 1.2%將會採取增加需求量的措施使差值降低至 1.2%以下。
4. 使用過去的歷史資料，ERCOT 會去計算過去 30 天實際調頻上限及下限的小時配置量並且和歷史同月進行比較，此外，過去 30 天內的 98.8 百分位五分鐘淨負載變動(包含正向負載及負向負載)也會同時進行計算，一樣會與過去歷史同月進行比較。
5. ERCOT 會統計目前正在進行安裝的發電容量，並且採用前一年得資料分別以一年 12 個月份及及一天 24 小時區分，增加頻調服務的需求量，另外有關於風力裝置容量增加速度，ERCOT 會採用風力整體資源網路模型進行研究。
6. 調頻服務的上限基準量的決定方式：ERCOT 會取得最近 30 天內的 98.8 百分位之調頻上限量配置值、去年同月的 98.8 百分位的上限量配置值、過去 30 天內的正向淨負載變動值以及去年同月 98.8 百分位的正向淨負載變動值。

7. 調頻服務的下限基準量的決定方式：ERCOT 會取得最近 30 天內的 98.8 百分位之調頻下限量配置值、去年同月的 98.8 百分位的下限量配置值、過去 30 天內的向下淨負載變動值以及去年同月 98.8 百分位的向下淨負載變動值。這些調頻服務的需求會因為超過 1.2% 誤差值調整。
8. 每日早上 6 點至晚上 10 點之間，通常會有較大幅度非計畫性變動發生，這 16 個小時與電能消耗關係密切（大幅度的負載變動），ERCOT 經常發現最大量的調頻配置量也無法控制頻率的穩定，這種時候，ERCOT 會需要額外的調頻備轉服務來因應大幅度的非計畫性負載變動。
9. 此外，在分析研究的期間，之前 30 天內之 ERCOT 平均 CPS 分數是小於 100% 的話，ERCOT 將會獲得下一個月額外 10% 的向上調頻量和向下調頻量，如果上一個月的 CPS1 分數低於 90%，調頻增加量的幅度可以增加到達 20%，這樣的額外補充措施可以協助 ERCOT 確保北美電力可靠性協會 (NERC) 的要求可以被滿足。

Incremental MW Adjustment to Prior-Year Up-Regulation Value, per 1000 MW of Incremental Wind Generation Capacity, to Account for Wind Capacity Growth <sup>o</sup>																								
Hour Ending <sup>o</sup>																								
Month	1 <sup>o</sup>	2 <sup>o</sup>	3 <sup>o</sup>	4 <sup>o</sup>	5 <sup>o</sup>	6 <sup>o</sup>	7 <sup>o</sup>	8 <sup>o</sup>	9 <sup>o</sup>	10 <sup>o</sup>	11 <sup>o</sup>	12 <sup>o</sup>	13 <sup>o</sup>	14 <sup>o</sup>	15 <sup>o</sup>	16 <sup>o</sup>	17 <sup>o</sup>	18 <sup>o</sup>	19 <sup>o</sup>	20 <sup>o</sup>	21 <sup>o</sup>	22 <sup>o</sup>	23 <sup>o</sup>	24 <sup>o</sup>
Jan. <sup>o</sup>	2.5 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	2.6 <sup>o</sup>	3.0 <sup>o</sup>	1.3 <sup>o</sup>	-0.9 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	4.2 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	6.1 <sup>o</sup>	2.4 <sup>o</sup>	4.4 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	5.2 <sup>o</sup>	3.9 <sup>o</sup>	0.2 <sup>o</sup>	2.7 <sup>o</sup>	7.6 <sup>o</sup>	1.7 <sup>o</sup>	2.1 <sup>o</sup>	-2.4 <sup>o</sup>	-0.1 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>
Feb. <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	2.5 <sup>o</sup>	5.0 <sup>o</sup>	7.0 <sup>o</sup>	5.8 <sup>o</sup>	2.1 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	4.2 <sup>o</sup>	3.0 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>	2.7 <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	5.1 <sup>o</sup>	0.8 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	4.6 <sup>o</sup>	13.3 <sup>o</sup>	4.4 <sup>o</sup>	0.2 <sup>o</sup>	-1.1 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	4.2 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>
Mar. <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	3.0 <sup>o</sup>	4.1 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	-0.1 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	6.2 <sup>o</sup>	6.9 <sup>o</sup>	5.5 <sup>o</sup>	7.2 <sup>o</sup>	10.5 <sup>o</sup>	7.8 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	-0.3 <sup>o</sup>	1.7 <sup>o</sup>	4.9 <sup>o</sup>	14.2 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	1.6 <sup>o</sup>	4.9 <sup>o</sup>	3.7 <sup>o</sup>
Apr. <sup>o</sup>	3.6 <sup>o</sup>	4.8 <sup>o</sup>	7.7 <sup>o</sup>	3.3 <sup>o</sup>	2.8 <sup>o</sup>	-0.1 <sup>o</sup>	4.2 <sup>o</sup>	9.2 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	2.1 <sup>o</sup>	8.4 <sup>o</sup>	3.9 <sup>o</sup>	4.6 <sup>o</sup>	3.3 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	6.9 <sup>o</sup>	2.9 <sup>o</sup>	4.7 <sup>o</sup>	3.2 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>	4.6 <sup>o</sup>	7.8 <sup>o</sup>
May <sup>o</sup>	3.9 <sup>o</sup>	4.9 <sup>o</sup>	1.3 <sup>o</sup>	8.4 <sup>o</sup>	5.5 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	4.0 <sup>o</sup>	5.4 <sup>o</sup>	5.3 <sup>o</sup>	3.2 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	5.2 <sup>o</sup>	3.4 <sup>o</sup>	4.9 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	6.2 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	7.3 <sup>o</sup>	7.7 <sup>o</sup>	6.0 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	2.3 <sup>o</sup>	2.2 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>
Jun. <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	9.1 <sup>o</sup>	13.3 <sup>o</sup>	6.8 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	3.9 <sup>o</sup>	7.1 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	8.4 <sup>o</sup>	5.5 <sup>o</sup>	4.5 <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	-0.5 <sup>o</sup>	-0.5 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	-0.9 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>
Jul. <sup>o</sup>	2.6 <sup>o</sup>	2.4 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	6.9 <sup>o</sup>	4.1 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	6.1 <sup>o</sup>	4.0 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	-1.7 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	2.1 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	1.3 <sup>o</sup>
Aug. <sup>o</sup>	-0.4 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>	2.8 <sup>o</sup>	2.4 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	8.9 <sup>o</sup>	6.8 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	3.8 <sup>o</sup>	2.3 <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	-0.8 <sup>o</sup>	0.8 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	-0.3 <sup>o</sup>	-1.1 <sup>o</sup>	3.7 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>
Sep. <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	2.3 <sup>o</sup>	2.8 <sup>o</sup>	2.1 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	2.2 <sup>o</sup>	6.9 <sup>o</sup>	0.8 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	3.7 <sup>o</sup>	2.6 <sup>o</sup>	1.7 <sup>o</sup>	1.7 <sup>o</sup>	7.3 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	-0.5 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>
Oct. <sup>o</sup>	3.4 <sup>o</sup>	4.5 <sup>o</sup>	6.3 <sup>o</sup>	4.4 <sup>o</sup>	5.8 <sup>o</sup>	3.9 <sup>o</sup>	5.4 <sup>o</sup>	2.3 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	0.6 <sup>o</sup>	6.1 <sup>o</sup>	3.2 <sup>o</sup>	5.2 <sup>o</sup>	4.6 <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	2.3 <sup>o</sup>	5.4 <sup>o</sup>	0.8 <sup>o</sup>	-5.3 <sup>o</sup>	-1.2 <sup>o</sup>	-0.8 <sup>o</sup>	1.7 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>
Nov. <sup>o</sup>	2.8 <sup>o</sup>	4.5 <sup>o</sup>	5.7 <sup>o</sup>	5.3 <sup>o</sup>	3.7 <sup>o</sup>	2.8 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	3.1 <sup>o</sup>	8.7 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	4.7 <sup>o</sup>	5.7 <sup>o</sup>	10.7 <sup>o</sup>	4.1 <sup>o</sup>	3.8 <sup>o</sup>	0.8 <sup>o</sup>	2.2 <sup>o</sup>	6.5 <sup>o</sup>	-3.5 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	-3.1 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>
Dec. <sup>o</sup>	2.9 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	5.2 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	3.1 <sup>o</sup>	3.8 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	3.3 <sup>o</sup>	4.3 <sup>o</sup>	2.6 <sup>o</sup>	5.5 <sup>o</sup>	4.6 <sup>o</sup>	5.3 <sup>o</sup>	2.5 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	6.0 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	-4.3 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	5.6 <sup>o</sup>	-0.1 <sup>o</sup>	1.8 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>

圖 4-3 每 1000MW 風機裝置容量加入系統所需增加的備轉量(向上調整量)

Incremental MW Adjustment to Prior-Year Down-Regulation Value, per 1000 MW of Incremental Wind Generation Capacity, to Account for Wind Capacity Growth <sup>o</sup>																								
Hour Ending <sup>o</sup>																								
Month	1 <sup>o</sup>	2 <sup>o</sup>	3 <sup>o</sup>	4 <sup>o</sup>	5 <sup>o</sup>	6 <sup>o</sup>	7 <sup>o</sup>	8 <sup>o</sup>	9 <sup>o</sup>	10 <sup>o</sup>	11 <sup>o</sup>	12 <sup>o</sup>	13 <sup>o</sup>	14 <sup>o</sup>	15 <sup>o</sup>	16 <sup>o</sup>	17 <sup>o</sup>	18 <sup>o</sup>	19 <sup>o</sup>	20 <sup>o</sup>	21 <sup>o</sup>	22 <sup>o</sup>	23 <sup>o</sup>	24 <sup>o</sup>
Jan. <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	-0.3 <sup>o</sup>	-1.7 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	4.7 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	5.2 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	-1.2 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-5.8 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	-1.9 <sup>o</sup>	1.8 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	-5.2 <sup>o</sup>	-8.4 <sup>o</sup>	-7.7 <sup>o</sup>	-4.7 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-1.3 <sup>o</sup>
Feb. <sup>o</sup>	-2.1 <sup>o</sup>	0.6 <sup>o</sup>	-1.9 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	2.3 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	3.0 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>	-0.8 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	-4.5 <sup>o</sup>	-0.8 <sup>o</sup>	-2.5 <sup>o</sup>	-0.9 <sup>o</sup>	3.5 <sup>o</sup>	-4.8 <sup>o</sup>	-4.2 <sup>o</sup>	-4.9 <sup>o</sup>	-3.7 <sup>o</sup>	-4.8 <sup>o</sup>	-3.4 <sup>o</sup>
Mar. <sup>o</sup>	-3.9 <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	-2.8 <sup>o</sup>	1.3 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	-1.1 <sup>o</sup>	-5.0 <sup>o</sup>	-5.4 <sup>o</sup>	-1.6 <sup>o</sup>	-1.6 <sup>o</sup>	-2.2 <sup>o</sup>	-4.3 <sup>o</sup>	-5.2 <sup>o</sup>	-2.7 <sup>o</sup>	-3.1 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	-3.8 <sup>o</sup>	-6.6 <sup>o</sup>	-10.1 <sup>o</sup>	-8.3 <sup>o</sup>	-8.5 <sup>o</sup>	-3.0 <sup>o</sup>
Apr. <sup>o</sup>	-3.9 <sup>o</sup>	-4.4 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	-2.7 <sup>o</sup>	-2.5 <sup>o</sup>	2.6 <sup>o</sup>	-1.2 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	0.6 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	-1.9 <sup>o</sup>	-3.4 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	-2.6 <sup>o</sup>	-4.1 <sup>o</sup>	-3.6 <sup>o</sup>	-6.1 <sup>o</sup>	-12.2 <sup>o</sup>	-7.1 <sup>o</sup>	-5.3 <sup>o</sup>	-4.6 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>
May <sup>o</sup>	-6.2 <sup>o</sup>	-6.7 <sup>o</sup>	-3.6 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	0.6 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	-4.8 <sup>o</sup>	-3.6 <sup>o</sup>	-3.3 <sup>o</sup>	-2.0 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-3.4 <sup>o</sup>	-2.3 <sup>o</sup>	-4.9 <sup>o</sup>	-4.1 <sup>o</sup>	-2.4 <sup>o</sup>	-6.5 <sup>o</sup>	-5.4 <sup>o</sup>	-9.5 <sup>o</sup>	-8.4 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-7.1 <sup>o</sup>
Jun. <sup>o</sup>	-8.4 <sup>o</sup>	-3.9 <sup>o</sup>	-1.7 <sup>o</sup>	-2.5 <sup>o</sup>	-8.6 <sup>o</sup>	-4.9 <sup>o</sup>	-3.1 <sup>o</sup>	-1.6 <sup>o</sup>	1.3 <sup>o</sup>	-0.8 <sup>o</sup>	1.8 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	-2.5 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	-9.1 <sup>o</sup>	-3.2 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	-6.7 <sup>o</sup>	-11.6 <sup>o</sup>	-1.6 <sup>o</sup>	-8.0 <sup>o</sup>	-4.2 <sup>o</sup>	-6.6 <sup>o</sup>	-7.6 <sup>o</sup>
Jul. <sup>o</sup>	-1.8 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	-1.2 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	2.7 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	-4.0 <sup>o</sup>	-0.5 <sup>o</sup>	-1.6 <sup>o</sup>	-3.9 <sup>o</sup>	-4.9 <sup>o</sup>	-3.7 <sup>o</sup>	-4.1 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	-5.5 <sup>o</sup>	-0.1 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-2.7 <sup>o</sup>
Aug. <sup>o</sup>	-2.8 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	2.9 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	-1.1 <sup>o</sup>	-2.5 <sup>o</sup>	-1.8 <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	-2.1 <sup>o</sup>	1.1 <sup>o</sup>	1.9 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>	-3.8 <sup>o</sup>	-4.7 <sup>o</sup>	-4.0 <sup>o</sup>	-0.8 <sup>o</sup>	-7.9 <sup>o</sup>	-11.2 <sup>o</sup>	-7.1 <sup>o</sup>	-1.9 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>
Sep. <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	3.1 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	1.2 <sup>o</sup>	-2.6 <sup>o</sup>	2.2 <sup>o</sup>	-2.0 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	0.2 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	-4.3 <sup>o</sup>	-7.6 <sup>o</sup>	-3.8 <sup>o</sup>	-2.0 <sup>o</sup>	2.0 <sup>o</sup>	-0.3 <sup>o</sup>	-5.8 <sup>o</sup>	-3.7 <sup>o</sup>	-4.0 <sup>o</sup>	0.9 <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>
Oct. <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	-2.3 <sup>o</sup>	-2.8 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	-2.4 <sup>o</sup>	2.8 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	-1.7 <sup>o</sup>	-3.6 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	1.4 <sup>o</sup>	-2.7 <sup>o</sup>	-0.1 <sup>o</sup>	-2.4 <sup>o</sup>	-3.5 <sup>o</sup>	-8.8 <sup>o</sup>	-2.9 <sup>o</sup>	-6.8 <sup>o</sup>	-8.6 <sup>o</sup>	-6.5 <sup>o</sup>	-5.1 <sup>o</sup>	-3.5 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>
Nov. <sup>o</sup>	-3.8 <sup>o</sup>	-6.1 <sup>o</sup>	-1.3 <sup>o</sup>	1.5 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	-0.6 <sup>o</sup>	-0.7 <sup>o</sup>	-3.9 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	0.3 <sup>o</sup>	-2.1 <sup>o</sup>	1.0 <sup>o</sup>	0.1 <sup>o</sup>	-2.4 <sup>o</sup>	-1.3 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	0.0 <sup>o</sup>	-7.0 <sup>o</sup>	-3.0 <sup>o</sup>	-0.2 <sup>o</sup>	-3.3 <sup>o</sup>	-2.4 <sup>o</sup>	-3.3 <sup>o</sup>
Dec. <sup>o</sup>	-5.2 <sup>o</sup>	0.8 <sup>o</sup>	-3.5 <sup>o</sup>	2.5 <sup>o</sup>	-0.9 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	-2.0 <sup>o</sup>	0.7 <sup>o</sup>	0.6 <sup>o</sup>	-6.1 <sup>o</sup>	-1.9 <sup>o</sup>	-3.6 <sup>o</sup>	-1.0 <sup>o</sup>	0.4 <sup>o</sup>	0.5 <sup>o</sup>	-2.0 <sup>o</sup>	-0.4 <sup>o</sup>	-7.4 <sup>o</sup>	-3.7 <sup>o</sup>	-6.3 <sup>o</sup>	-4.1 <sup>o</sup>	-1.5 <sup>o</sup>	-3.4 <sup>o</sup>

圖 4-4 每 1000MW 風機裝置容量加入系統所需增加的備轉量(向下調整量)

#### 4. Non-Spinning Reserve Service(Non-Spin)需求量執行細節及程序

- (1). 補充備轉服務(非併聯)是指可發電之資源能夠在 30 分鐘內併聯系統，或是能夠在 30 分鐘內停止用電的負載，這種負載必

須達一定的容量且至少維持一小時以上。

- (2). 補充備轉容量是用來替代系統損失的發電能力，補償負載預測的不確定性、即時備轉容量臨時無法接受調度之風險、及因應發電容量受限於系統安全限制經濟調度 Security-Constrained Economic Dispatch (SCED)的情形。
- (3). 備用容量需求會參考過去 30 天每小時 95 百分位淨負載不確定性實績值，去年同期的資料也會一併參考。淨負載的定義為負載減去估計的風力發電輸出(來源為 Wind-powered Generation Resources, WGRs)。淨負載的預測是採用 Current Operating Plans (COPs) 和 Mid-Term Load Forecast (MTLF) 六小時前的預估值，所謂的淨負載不確定性，就是定義為實際負載與 6 小時前的預估值的差異值。
- (4). ERCOT 購買的補充備轉容量與調頻備轉容量上限值合計要能第滿足 95 百分位淨負載不確定性分析，在每日 7 點至 22 點之間，ERCOT 會設定補充備轉容量的上限值等同於最大機組。
- (5). 執行 Non-Spinning Reserve Service (Non-Spin)程序：先分析過去 30 天以及去年同期的月份，來決定下一個月補充備轉服務的購買量，以 4 小時為一個區段，也就是一天有六個區段，進行 95 百分位的負載不確定性分析，每個區塊的補充備轉需求量會扣除調頻備轉上限 (Reg-Up) 需求。上述的分析完成後，在尖峰小時會設定上限值等同於系統最大發電單位 (目前為每日 7-22 時，補充備轉上限 2000MW)。

## 5. ERCOT 運行經驗討論

- (1). 從過去的經驗來看，需要補充備轉服務的時候，通常發生在炎

熱的天氣、寒冷的天氣、季節交替的時節，或大型機組跳機的時候。此外，由於風力的建設越來越高，也是一個必須要考量的重要風險。

- (2). 風力的出力往往於負載較低之夜間較大，與日負載特性相反之情況，易造成負載上升及下降速率增加，增加運轉調度的風險，系統需要線上的機組來補償負載的變化以持頻率的穩定。
- (3). 淨負載研究分析所保留的備轉容量可以因應負載預測的誤差值，卻不一定能考量機組跳機的風險，這種風險，在高風險的小時必須有可接受調度的容量，即使負載預測分析認為系統不需要補充備轉。

## 6. 補充

- (1). 有一種特殊的類型的備轉是可中斷式備轉，這種可中斷式的備轉是負載端可自動中斷電力需求，當系統頻率低於 59.7HZ 啟動。此類型的資源在任何時刻不得超過調頻服務總量 50%
- (2). QSE 的調頻備轉需求，亦限制自我排程的調頻備轉不得超過 50%，包含了可控制的負載資源

## 4.2 PG&E 簡介

太平洋天然氣及電力公司(Pacific Gas and Electric Company, PG&E)於1905年在加州成立,供應天然氣與電力,是最大公共事業公司之一,在舊金山設有子公司。太平洋天然氣及電力公司有兩萬名左右的員工,負責執行最主要的任務-供應提供天然氣及電力,服務範圍包括北、中加州七萬平方英尺,約一千五百萬名客戶。

PG&E 及加州其他公共事業公司由加州公共事業委員會(California Public Utilities Commission, CPUC) 負責監督管理。CPUC 係在 1911 年由州議會立法成立。

關於太平洋天然氣及電力公司的幾個重要現況的數據：

- 服務範圍從北邊的 Eureka 延伸至南邊的 Bakersfield, 由西邊的太平洋沿伸至東的 Sierra Nevada。
- 配電線路共 141,215 電路英哩, 互聯輸電線長達 18,616 電力英哩。
- 天然氣配送管線長達 42,141 英哩, 運輸管線長達 6,438 英哩。
- 電力用戶總數為 5.4 百萬戶。
- 天然氣用戶總數為 4.3 百萬戶。

PG & E 支持再生能源新技術的研發, 其中之一就是海洋能計畫。由於海洋波浪能對於加州環境的未來及永續性非常重要, 有必要深入研究。加州 600 英哩長的海岸線存在巨大潛在的海洋能量, PG&E 為了探討了開發此種無碳能源的可行性, 因此提出了 Humboldt WaveConnect 先導計畫。波浪能轉換器製造商得藉由此計畫在一個共通的地點, 佈署並測試他們的設備。

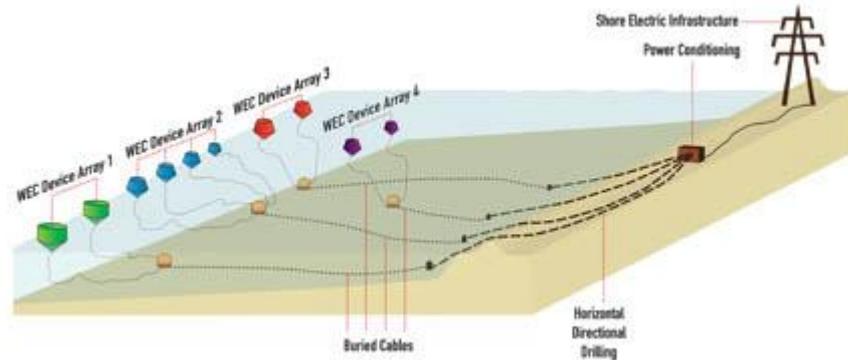


圖 4-5 Humboldt WaveConnect 先導計畫

另一方面，美國能源部核准給 2 千 5 百萬美元給 PG&E 進行壓縮空氣儲能計畫(Compressed Air Energy Storage, CAES)的先期研究，以增加風力、太陽能此類間歇性再生能源的併網量。

壓縮空氣儲能計畫的主要原理是利用過剩的離峰電力來壓縮空氣，並注入廢棄的天然氣窖，然後於尖峰需要電力的時候，利用此壓縮空氣驅動發電機發電。加州再生能源配比標準(Renewables Portfolio Standard, RPS)要求 PG&E、其他的投資者公司、電力服務公司、用戶群代表等，於 2020 年再生能源的電力供應達 33%。也因此儲能系統例如壓縮空氣儲能(CAES)應用於再生能源管理的重要性將逐漸浮現。風力、太陽能是具有間歇性發電的特質，會造成電力輸出的變動，儲能系統即是用來補償以加強電網運轉效率、穩定性、及永續性。而且儲能系統透過移轉過剩離峰電力至尖峰使用，可以降低化石燃料發電機增設的必需性。

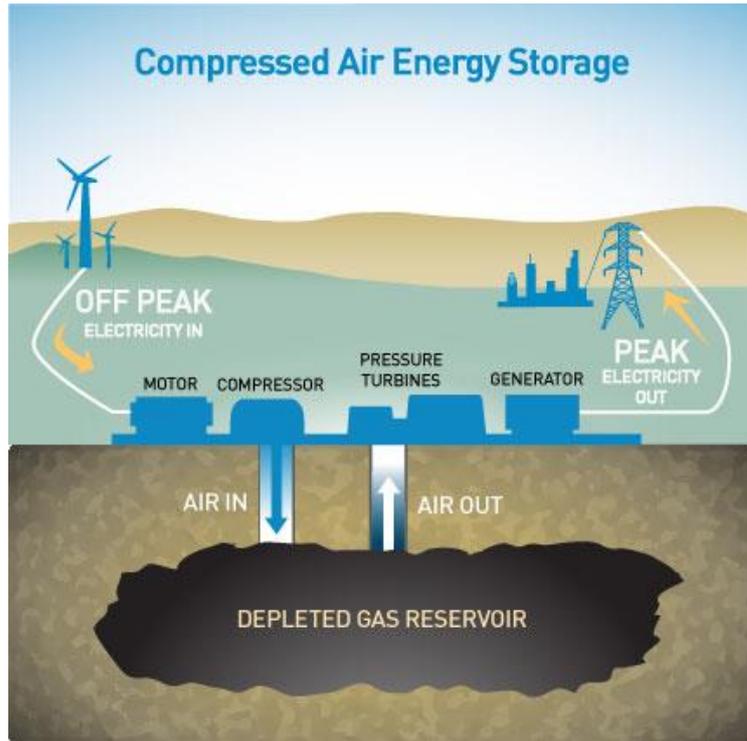
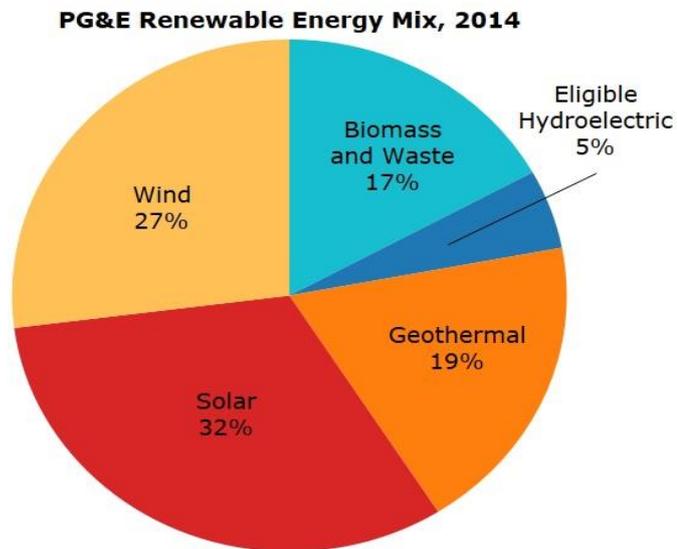


圖 4-6 壓縮空氣儲能系統

下圖顯示 PG&E 轄區內，各種再生能源彼此之間的比重。太陽能從 2012 的 8% 提升至 2014 年的 32%，其他發電類型比例則下降。

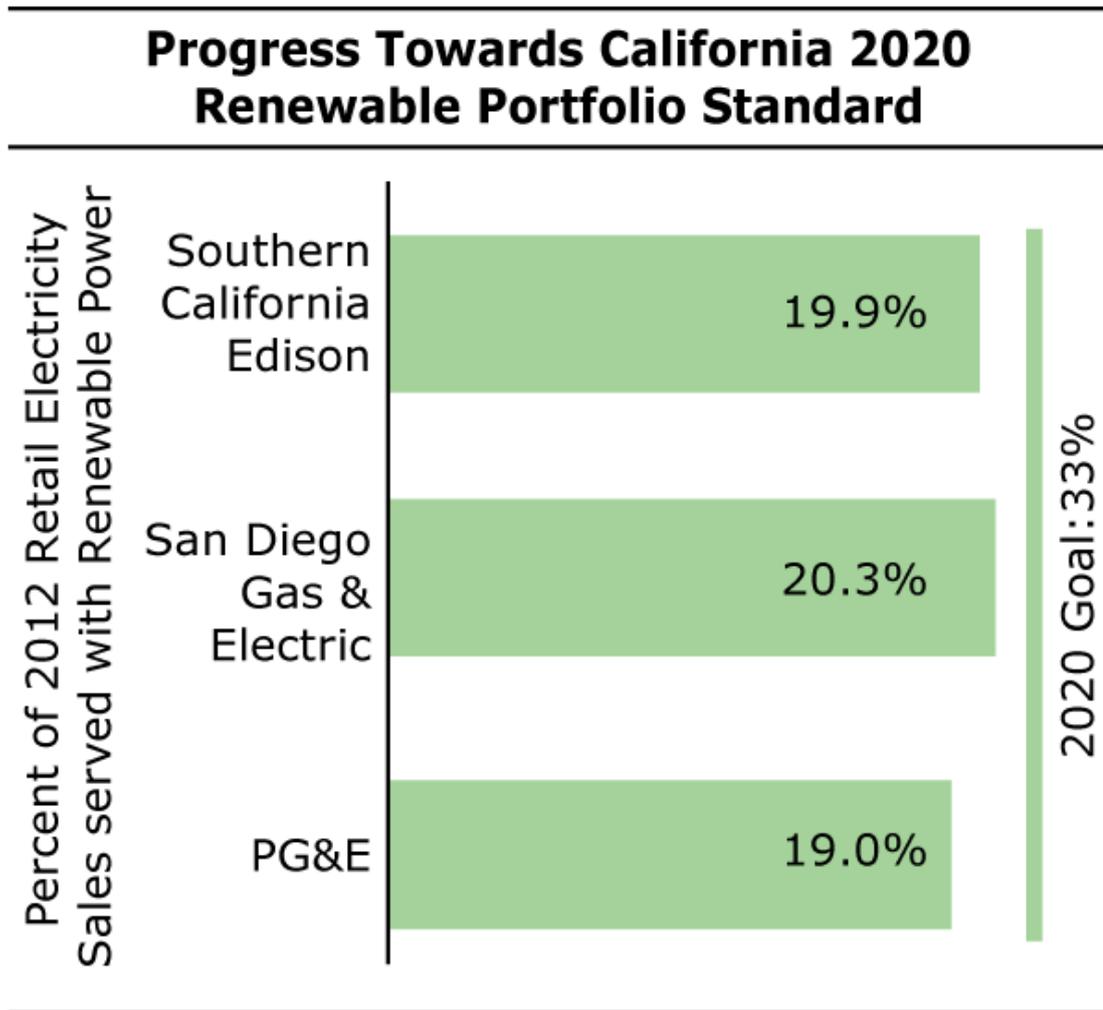


資料來源：<http://www.sustainablesanmateo.org/>

圖 4-7 PG&E 各類型再生能源之發電比重

下圖則是顯示加州三大電力公司電力供應，其中由再生能源發電的

比重，加州政府則設立 2020 年達到 33% 的目標。



資料來源：加州公共事業委員會

圖 4-8 加州三大電力公司再生能源發電比例之占比

### 4.3 CAISO 簡介

#### (一)加州調度中心對於未來能源的願景與策略

1. 因應氣候變化政策是電力系統採新的方式推動經濟尋求創新之動力，加州設定目標 2020 年再生能源可提供加州 33% 的電力，這個政策顯著的鼓勵大規模投資再生能源相關產業，如風力發電、太陽能發電及地熱資源。2015 年 1 月，美國加州州長傑里·布朗宣布，再生能源 2030 年的目標為 50%，這意味著加州將持續促進發展增加再生資源，如缺乏新技術的支持並加強區域間合作，將會產生風險。
2. 當能源供應超過需求，一種我們稱之為過度發電的風險將會大增，目前的研究結果發現，這種風險將在 2020 年之後快速升高，即使將傳統火力電廠盡可能降低發電量，仍無法避免再生能源發電量受到縮減，這意味著我們可能無法以最低邊際成本來使用潔淨能源。降低縮減再生能源的風險，有一些措施可以去做，包含發展儲能系統、充電式交通工具等，這些都有助於進一步減少碳的排放，有一些更新的選項是非常昂貴或正在發展中，看起來應該是可行的，應充分利用這些機會與資源。
3. 電力消費者的角色正在逐漸轉變，不單只是消耗電力，同時可能是電力生產者，藉由新的科技與工具，不論是消耗或輸出，消費者可以更有效率的管理自己的電力，一些分散式的電源，如太陽能屋頂、儲能設備、插電式電動車及需量反應程式等成長相當快速，與傳統火力電廠不同，這些資源是掌握在消費者手上，在低碳願景的期望下，CAISO 如何因應這些轉變並維持系統的安全是一項具挑戰的任務，三項策略如下：

### **(1). 轉型為低碳願景的智慧電網**

當能源價格可以隨著系統情況反應，無論電力供給過剩造成價格低廉，或供給缺乏造成價格高昂，消費端可自主選擇是否使用電力，不論電網與消費者都是雙贏的局面。正確的價格信號可使電動車和油電混合車根據電網的條件收費標準調整充電策略，不只是減少對化石燃料的使用，也有助於平緩再生能源加入系統地衝擊。

### **(2). 能源轉型期間如何可靠地管理電網**

再生能源具有減量碳排減量的效果，惟風力和太陽能發電是隨天氣條件變動，地熱與生質能也無法隨著負載增減調整發電，為了確保即時調度運轉穩定，需要創新的政策與技術來解決問題。當前，傳統火力電廠扮演了重要的角色，特別是再生能源發電出力劇烈變化的時候，部分火力電廠時常需要保持最低運轉出力，以應付再生能源發電量降低，有時再生能源發電量特別多時，如果火力電廠降低出力的空間有限，可能會有縮減再生能源的情況發生，未來傳統火力電廠的趨勢是提供更大範圍的發電調整空間，一些調整範圍較低的機組應該退休或改建。近年來，加州用電大戶紛紛投資智慧電網及控制設備，以滿足自身產業的用電特性，進一步增加效率並減少能源成本。此外，必須建立具有前瞻性的市場機制及採購政策，以確保未來數年電力系統有足夠的調度資源靈活調整。

### **(3). 各區域展開合作創造效益**

電力網路各區域間的互聯可以提高可靠性、降低成本、減少溫室氣體排放，並促進整合再生能源，在北美西部地區擁有豐富

的可再生資源，不列顛哥倫比亞省、加利福尼亞州、內華達州、猶他州和科羅拉多州西北部有廣闊的水電資源，有地熱發電，蒙大拿州和懷俄明州有風力資源，美國西南部和墨西哥有廣大的沙漠適合太陽能發電，將電網延伸出去，多樣性的再生能源與不同系統間的互補，增加了電網操作的靈活性和可靠性。以市場為基礎的方式，如能源失衡市場，可以確實降低成本，滿足即時供電與用電平衡。

## (二)加州電源結構分析

統計 2001 年至 2014 年，加州歷年各燃料別發電量資料，其中較顯著的變化是燃煤(coal)由 4,041GWh 降至 988GWh，減少 76%；核能(Nuclear)由 33,294GWh 降至 17,027GWh，減少 49%；太陽能光電(Solar PV)由 3GWh 增加至 8,933GWh，增加 297,667%；風力(wind)由 3,242GWh 增加至 12,997GWh，增加 301%；天然氣(Natural Gas)在發電量上沒有特別大的變化，但在裝置容量上，天然氣裝置容量由 30,409MW 增加至 46,211，增加 52%，以 2014 年的統計資料換算，天然氣機組的容量因數僅約 30%，如上述之傳統火力電廠發電模式並非固定滿載發現，而是提供更大範圍的發電調整空間以因應再生能源發電的不確定性。

2014 年加州再生能源的發電量占比以達 22.5%，有望達成 2025 年的 33%之目標，就系統調度運轉面，其中 61.3%的發電量來自天然氣，應是容納大量再生能源於電網的關鍵所在。

### In-State Electric Generation by Fuel Type (GWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Coal	4,041	4,275	4,269	4,086	4,283	4,190	4,217	3,977	3,735	3,406	3,120	1,580	1,018	988
Biomass	5,761	6,196	6,092	6,080	6,076	5,861	5,763	5,927	6,096	5,960	5,986	6,127	6,443	6,672
Geothermal	13,525	13,396	13,329	13,494	13,292	13,093	13,084	12,907	12,907	12,740	12,685	12,733	12,479	12,183
Nuclear	33,294	34,353	35,594	30,241	36,155	32,036	35,698	32,482	31,509	32,214	36,666	18,491	17,860	17,027
Natural Gas	116,338	92,698	94,410	105,217	97,069	109,177	120,459	123,036	117,284	109,882	91,267	121,877	121,114	121,907
Large Hydro	20,651	26,551	30,814	29,514	34,002	41,627	23,043	20,352	24,099	29,040	36,355	23,133	20,754	14,052
Small Hydro	4,337	4,808	5,527	4,976	6,261	6,931	4,063	4,108	4,522	5,182	6,376	4,334	3,348	2,426
Solar PV	3	2	2	2	2	2	2	3	11	33	208	964	3,649	8,933
Solar Thermal	834	848	757	739	658	614	666	730	841	879	889	867	668	1,624
Wind	3,242	3,546	3,316	4,258	4,084	4,902	5,570	5,724	6,249	6,172	7,598	9,242	11,964	12,997
Other	417	122	211	175	173	168	118	130	87	63	49	63	53	62
Grand Total	202,442	186,797	194,321	198,781	202,055	218,601	212,683	209,376	207,338	205,572	201,201	199,411	199,350	198,871

圖 4-9 2001 年至 2014 年各燃料別發電量明細

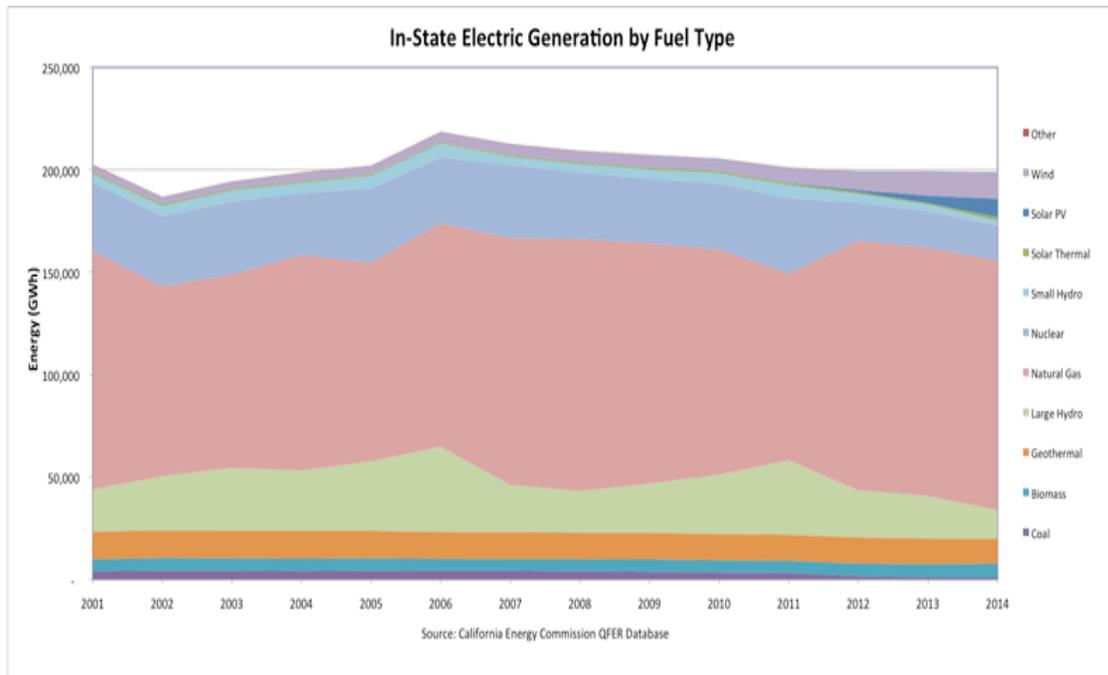


圖 4-10 2001 年至 2014 年各燃料別發電量堆疊圖

**Installed In-State Electric Generation Capacity by Fuel Type (MW)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Coal	595	595	595	595	595	595	595	571	576	581	444	275	275	167
Biomass	1,143	1,140	1,085	1,063	1,068	1,083	1,091	1,079	1,091	1,102	1,139	1,163	1,192	1,273
Geothermal	2,625	2,623	2,623	2,623	2,623	2,641	2,586	2,598	2,648	2,648	2,648	2,703	2,703	2,703
Nuclear	4,456	4,456	4,456	4,456	4,456	4,456	4,456	4,456	4,456	4,577	4,577	4,577	2,323	2,323
Natural Gas	30,409	32,739	35,145	35,073	38,606	40,256	40,927	41,177	43,405	43,984	43,966	44,635	47,192	46,211
Large Hydro	11,967	11,831	11,831	12,080	12,069	12,160	11,911	12,192	12,192	12,224	12,264	12,264	12,274	12,362
Small Hydro	1,631	1,625	1,619	1,616	1,620	1,618	1,624	1,612	1,621	1,608	1,607	1,625	1,624	1,623
Solar PV	2	2	2	2	2	2	2	6	11	109	214	738	3,090	4,639
Solar Thermal	410	378	378	378	378	400	400	400	408	408	408	408	925	1,300
Wind	1,534	1,544	1,571	2,064	2,064	2,064	2,064	2,064	2,184	3,019	3,992	4,967	5,800	5,896
Other	606	583	583	583	583	517	591	591	568	520	364	366	368	367
Grand Total	55,377	57,516	59,889	60,534	64,064	65,794	66,248	66,746	69,160	70,779	71,623	73,720	77,766	78,865

圖 4-11 2001 年至 2014 年各燃料別裝置容量明細

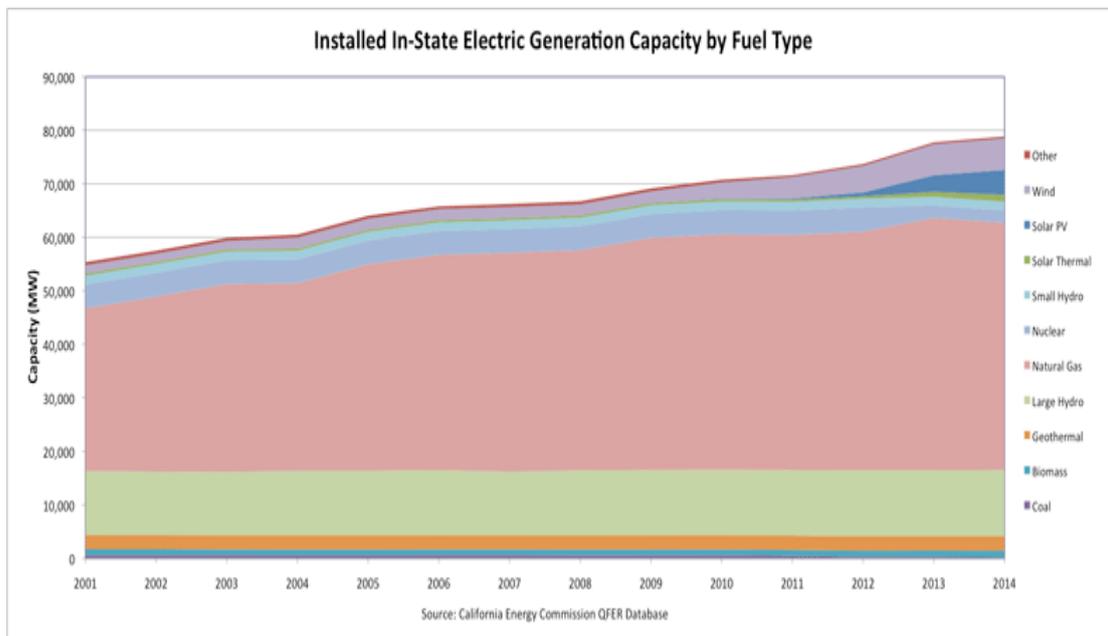


圖 4-12 2001 年至 2014 年各燃料別裝置容量堆疊圖

2014 Total System Power in Gigawatt Hours

Fuel Type	California In-State Generation (GWh)	Percent of California In-State Generation	Northwest Imports (GWh)	Southwest Imports (GWh)	California Power Mix (GWh)	Percent California Power Mix
Coal	1,011	0.5%	-	17,877	18,888	6.4%
Large Hydro	14,052	7.1%	160	2,138	16,350	5.5%
Natural Gas	121,934	61.3%	1	10,151	132,087	44.5%
Nuclear	17,027	8.6%	-	8,193	25,220	8.5%
Oil	46	0.0%	-	-	46	0.0%
Other	16	0.0%	-	-	16	0.0%
Renewables	44,887	22.5%	11,423	3,493	59,803	20.1%
Biomass	6,721	3.4%	762	24	7,507	2.5%
Geothermal	12,186	6.1%	150	694	13,030	4.4%
Small Hydro	2,426	1.2%	361	-	2,787	0.9%
Solar	10,557	5.3%	-	2,009	12,566	4.2%
Wind	12,997	6.5%	10,151	766	23,913	8.1%
Unspecified Sources of Power	N/A	N/A	25,676	18,757	44,433	15.0%
Total	198,973	100.0%	37,261	60,609	296,843	100.0%

圖 4-13 2014 年各燃料別發電量明細與占比

(三)加州再生能源發目標與主要議題

- 加州再生能源發展目標為 2020 年占比達 33%、2024 年 40%、2030 年 50%，風力與太陽能的裝置容量將會大幅度增加，其中 2014 年到 2020 年、風力裝置容量將由 7GW 增加 8GW、太陽能電廠將由 6GW 增加至 11GW、分散式的太陽光電將由 5GW 增加至 12GW。系統最大的變化在於分散式的能源供需，總額高達 15GW，最大的來源是分散式的太陽光電 12GW，另有 2GW 需量反應、1.3GW 儲能裝置。
- 加州電力市場關於再生能源的主要議題包含、相關技術的發展與使用、再生能源的發電占比預估、再生能源發電預測(包含分散式太陽光電)、間歇性的發電資源如何調度與控制、頻率變動

的衝擊、發電端如何滿足負載變動、電力品質與系統穩定度、能源儲存技術與市場發展、線路壅塞的解決方式、虛功率的調整議題。

3. 預期將有再生能源的過量發電以及日負載變動率過高難以因應的情況發生，為此加州公眾事業委員會與加州獨立調度中心(CAISO)訂定了長期運轉計劃(Long Term Planning Process ,LTPP)，LTPP 每兩年檢討一次，來決定再生能源與傳統火力電廠配置以確保系統未來 10 至 20 年的供電可靠性。

#### 4.4 研討議題

##### (一)再生能源發電預測：

再生能源的預測方法很多，ERCOT 對於再生能源的發電預測有何先進的做法？又再生能源的發電預測需要取得相當多的資料，ERCOT 在其申請併聯時有何規範？另外，對於分散型的太陽光電，因容量小，其發電量並未提供即時資料，ERCOT 如何預測其發電量呢，以再生能源的發電預測誤差多約多少

專家答覆及看法：

1. 再生能源發電量預測方面，是與傳統負載預測分開進行的，這是因為再生能源占比過大時，傳統的負載預測是很難得到合理的預測值，ERCOT 的做法是傳統負載預測與再生能源發電預測分開進行，最後再加起來，這樣的優點是可以把再生能源對系統的影響區分出來。
2. ERCOT 只考量 10MW 以上的風場，風場必須要有至少一座氣象塔。

3. 依照電力市場的運作方式，風場應提供預估的發電量給 ERCOT，實際運作發現各風場的預估準確性不一(誤差率過大)，目前最新的做法是，ERCOT 先整合各氣象單位的資料，提供預測值給各風場，各風場收到預測值後，只能下修預測值，實際提報還是由風場報預測值給 ERCOT。
4. ERCOT 進行風力發電預測時，不考慮風場機組檢修情況，但會參考歷史資料。

## (二)備用/備轉容量率：

對於再生能源的變動性與不易預測，對於再生能源，系統備用容量率(及備轉容量率)應如何考量，其淨尖峰供電能力應採何種方式計算？再生能源占比達多少百分比之後，需考量動態性的備轉容量估算呢？對於加州 ISO 再生能源的 Duck Curve 問題有何看法與建議？

專家答覆及看法：

1. ERCOT 制定輔助服務的採購量準則，來調輔助服務需求(也就是 AGC 上下限需求量、快速備轉需求量、補充備轉需求量)，此準則公正、公開、透明，亦有修正機制動態調整。
2. ERCOT 之再生能源主要以風力發電為主，Duck Curve 最大的挑戰是機組升載率的問題，ERCOT 每 1 小時執行 UC、5 分鐘執行經濟調度，隨時動態調整系統需求。
3. 再生能源的發展仰賴政府政策的推動。

### (三)輔助服務/需量反應：

因應風力或太陽能間歇性，所增加的輔助服務成本，ERCOT 的處理經驗為何？需量反應是否計入備用/備轉容量之計算？

專家答覆及看法：

1. ERCOT 之再生能源主要以風力發電為主，實務做法是考量風力裝置容量、CPS1 成績、再生能源發電預測誤差率、負載預測誤差率、歷史資料及未來 30 天的預測資料綜合考量輔助負需求。需量反應依他的反應時間，可納入至備轉容量中考量，上限 50% 占比。
2. 風力發電增加會使輔助服務的使用頻率增加。
3. 輔助服務的費用是透過市場競爭出來的，ERCOT 沒有分離會計的經驗。
4. 2015 年 12 月 20 日創下再生能源最高系統占比，44.7%，事實上，目前 ERCOT 輔助服務的整體採購量並沒有較未有大量再生能源前增加，主要因調度方式精進、創新的作法、設備的提升。

### (四)併網規範：

1. 因應大量再生能源併網，ERCOT 對於機組的升/降載能力有無特別的規範或要求？
2. RCOT 是否對於輸電等級之風場 (ex 裝置容量 20MW 風場以上)制定風場出力變化率之併聯規範？
3. ERCOT 是否有針對風力與太陽光電分別訂定 FRT、HVRT 及過頻實功降低輸出功能等項目之規定？

專家答覆及看法：

1. 風力機組發電之不確定性會反映至輔助服務需求量。
2. 風力機組每分鐘升降載率應小於發電機銘牌額定的 20%。
3. 相關規定訂定於 Nodal Operating Guides Section 2.9、Nodal Operating Guides section 2.6.2、Nodal Protocols section 3.15、Nodal Protocols section 6.5.7.10 及 Nodal Protocols section 8.5.1.1。

(五)EMS/分析模擬：

1. 再生能源穩定度離線模擬，ERCOT 目前所使用的分析軟體、版本、模型參數，符合什麼條件要加入模擬（裝置容量、電壓等級、風場大小）？
2. EMS 的 application 進行動態穩定度 DSA 分析，如何 model 大量分散的機組？假設風場使用等效 model(H 值相加)，然而機組可能檢修，H 為變動值，應如何動態更新 EMS 資料庫？
3. AGC 控制是否採 setpoint？發電控制目標訊號是 Gross or Net？
4. 計算 shift factor 時，選擇 swing bus 不同，shift factor 的計算結果亦不同，swing bus 應如何選擇？

專家答覆及看法：

1. 模擬軟體包含 PSSE / PSCAD / ASPEN 等，主要考慮 10 MW 裝置容量以上之風場。
2. 通常一個風場內，不會同時進行所有機組的檢修或大修，而採輪流的方式，因此毋須特別考慮停機機組。EMS 中有預留併聯機組數的參數，然而現階段可靠度還不高，故並

未採用。

3. 是使用 setpoint 的方式進行 AGC 控制，所送出的發電目標值為 net 值。
4. 由於公式中最終會互相抵銷，所以選擇何者為 swing bus 並無影響。

## 五、 再生能源發電預測技術

目前再生能源以風力與太陽能為目前裝置容量前兩大，由於占比高且具有間歇性的特性，其變動性對於電力系統運轉會造成衝擊，因此預測技術是掌握其發電模式的關鍵，以下針對風力與太陽能分別介紹相關技術。

### 5.1 風力發電預測

風力預測的必要性

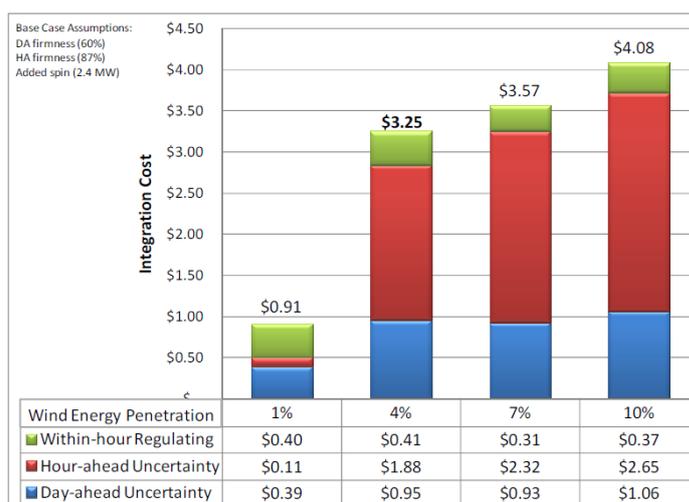
- 風力變動可能導致備轉容量準備量增加，也增加整體電力系統的總成本。

- 風力變動的變化斜率會影響電力系統穩定性。

- 最新的預測技術已逐漸具有經濟性。

- 當風力滲透率越來越高，風力預測能對電網管理愈趨重要。

研究顯示當滲透率越來越高，風力的不確定性造成系統整合時成本增加，如下圖所示。



資料來源：Arizona Public Service Wind Integration Cost Impact Study

圖 5-1 風力滲透率對於系統整合成本之影響

風力預測有其困難度，因為風的形成是在空間上長距離下一段一段的氣壓梯度差所造成，難以精準預測，而亂流與複雜的交互過程更難預測。另外受當地地形的影響極大，不容易從天氣模型中觀察出來，而風場的出力曲線具有高度非線性的現象，故與風力有關輸入資料的小誤差就造成發電量預測誤差。

幾個美國具代表性的調度中心及電力公司過去幾年來陸續著手風力預測，如表 5-1 所示，可見風力預測被重視的程度。

表 5-1 調度中心與電力公司發展風力預測年表

年度	機構
2000	南加州愛迪生電力公司
2004	加州 ISO
2008	德州 ERCOT 調度中心
2008	紐約調度中心
2008	中西部調度中心
2009	PJM 調度中心

一個風力發電預測系統大概可分為幾個部分，流程圖如圖 5-2 所示，包括：

1. 氣象觀測：用以設定初始條件。
2. 數值氣象預報(Numerical Weather Prediction: NWP)：用以模擬天氣系統的變化。
3. 統計模型：將風力轉換成電力輸出、處理系統性的偏移量，以及修正誤差。

4. 回授：實際發電資料回饋給統計模型以修正並且精進。

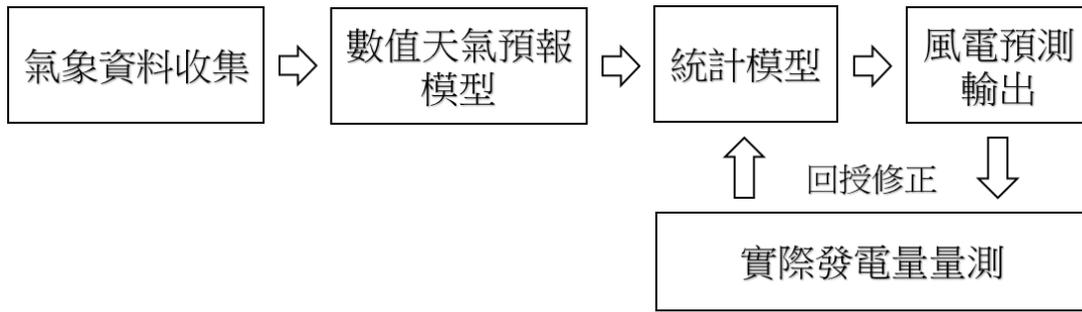
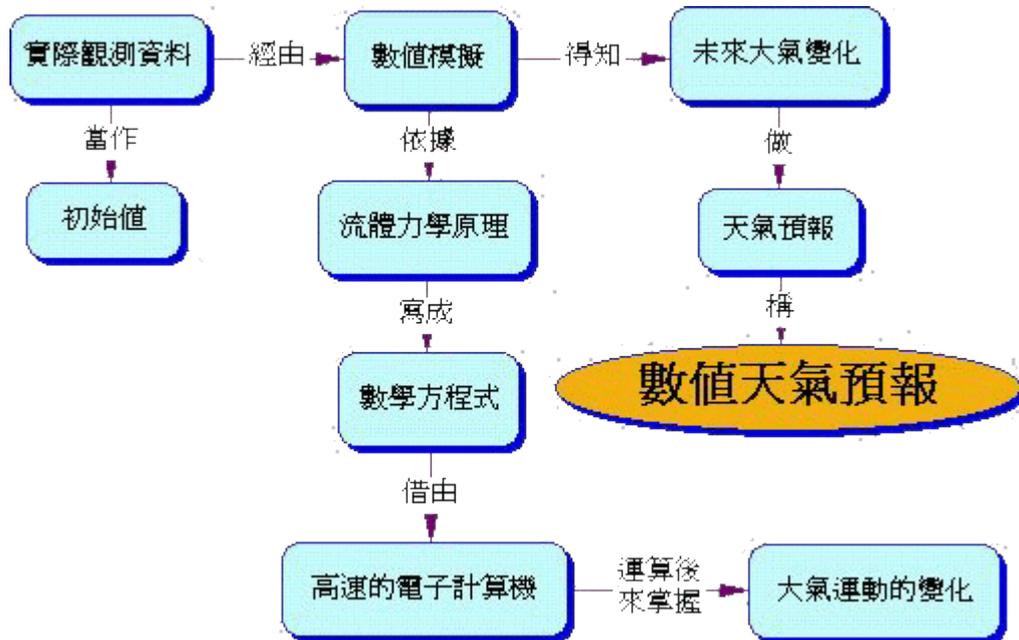


圖 5-2 風力預測系統預測流程圖

預進行數值氣象預報，通常需在三維的尺度上建立物理方程式，初始觀測條件則由地表量測資料，或經由高空氣球、衛星、都卜勒雷達等設備量測，各個預測機構可能使用政府機關的模型或者自建模型，其主要原理如下圖所示。



來源：大氣科學網路學習工作室網站

圖 5-3 數值天氣預報方法

在統計模型的階段，使用的建模方式有：線性回歸、類神經網路、支持向量機等，其主要作用包括：

1. 修正數值天氣預報系統中的系統性偏移與亞網格過程的效應。
2. 整合近期當地或鄰近地區的量測資料。
3. 通常會將風力轉換為對應的發電量。

另根據使用的目的與用途，可以發展出不同的預測尺度，如下表所

示：

表 5-2 不同預測尺度之特性

預測尺度	用途	影響預測因素	使用方法
5 ~ 60 分鐘	調頻、即時調度 決策	紊流、亂流	依據即時資料的統計 方法
1 ~ 6 小時	負載追隨、機組 排程	鋒面、海洋風、山谷 氣流	混合型統計方法、數 值天氣預報
日前	機組排程、市場 交易	高低氣壓、風暴系統	主要為數值天氣預報 並修正系統偏差
季節、長期	電源規劃、偶發 事故分析	氣候震盪、全球暖化	週期性氣候模式

在這些預測結果中，經常利用平均誤差(mean error, ME)、平均絕對誤差(mean absolute error, MAE)、均方根誤差(root mean square, RMSE)等方法來評估預測的準確度。

預測準確度影響因子，主要有下列幾項：

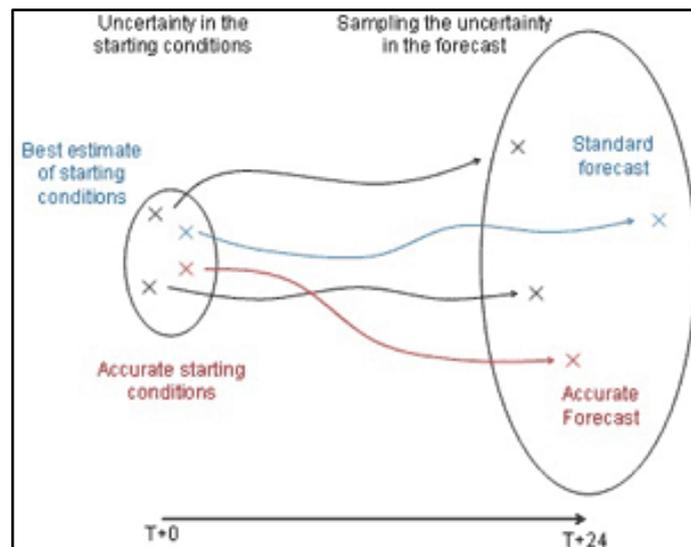
- 預測尺度，尤其短期預測
- 區域整合資料的數量多寡與多樣性
- 風廠資料來源的品質
- 風速與發電量曲線的分布
- 風的類型與天氣系統
- 整體風場規模的出力曲線
- 風力變化幅度的大小
- 預測對於初始誤差的敏感度

為了提高預測準確度，可從模型、模型應用與天氣資料中著手：

- 模型：精進數值天氣預報系統中亞網格與表面過程的模型以及精進統計模型與訓練方法。
- 模型應用：提高解析度、提高數值天氣預報的執行頻度，提升資料轉化技術，以及合成預測結果。
- 天氣資料：更佳善用與地點無關之週邊資料，而且使用全球衛星量測資料將可明顯提升效果。

目前不論何種預測方法，都受到初始化資料、初始狀態、模型類型與模型組態不確定性的影響。藉由改變初始狀態與模型參數，可產生出相當合理的預測，一般而言，合成出來的預測通常都是最佳的，只是會占用較多的電腦計算資源。

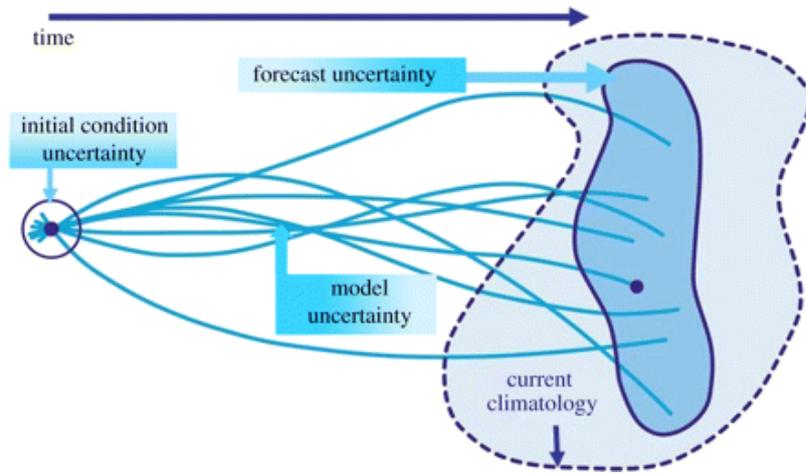
所謂合成方法，就是不只進行一次預測，而是利用電腦模型執行多次，每次些微變動初始條件。這些結果的集合稱為合成，每次單一的預測都是其中的元素。



資料來源：<http://www.metoffice.gov.uk/research>

圖 5-4 Ensemble Forecast 涵義

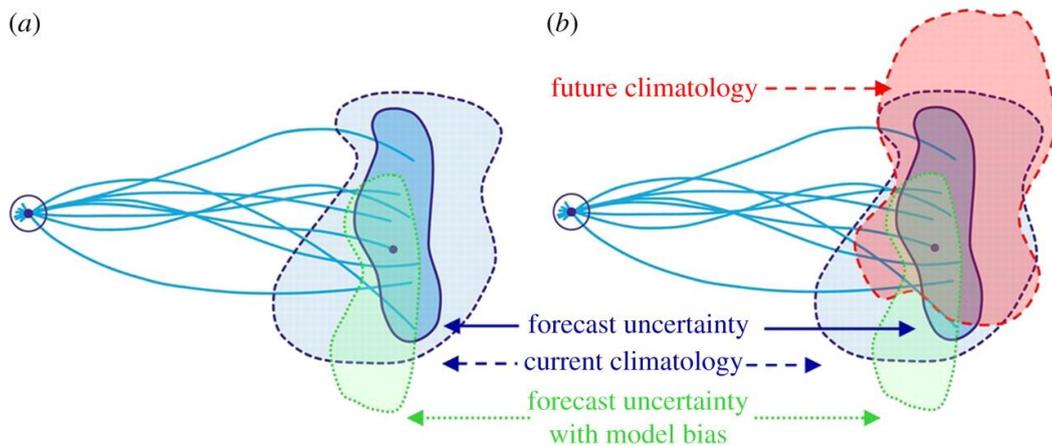
下圖所示機率天氣預測的過程，顯見初始條件帶有不確定性的特性。藍色線段代表每一次預測演進的軌跡，受到初始條件的不確定性以及模型的亞網格尺度的影響，彼此之間逐漸分散。虛線圈選範圍表示實際的天氣狀況可能發生的狀態；實線圈選部分則是由模型預測出來可能的集合。



資料來源：<http://rsta.royalsocietypublishing.org/content/369/1956/4751>

圖 5-5 天氣預測過程示意圖

下圖則是顯示合成預測系統由季節性延伸數十倍時間出來的結果，由圖中可見模型誤差與動態變化氣候的影響。模型誤差除了初始條件的不確定性也受到模型本身不確定性的影響。

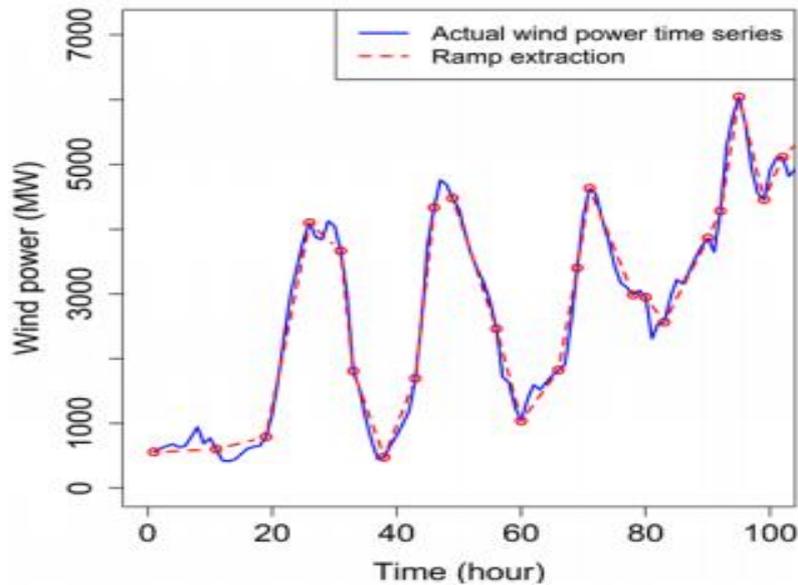


資料來源：<http://rsta.royalsocietypublishing.org/content/369/1956/4751>

圖 5-6 季節性天氣預測過程示意圖

基於系統的預測方式，則是將天氣狀況分類為不同的特徵系統，然後針對每個特徵系統作最佳化，通常這種方式具有很大的準確性，惟須仰賴嚴密的考慮與此領域的專業背景。

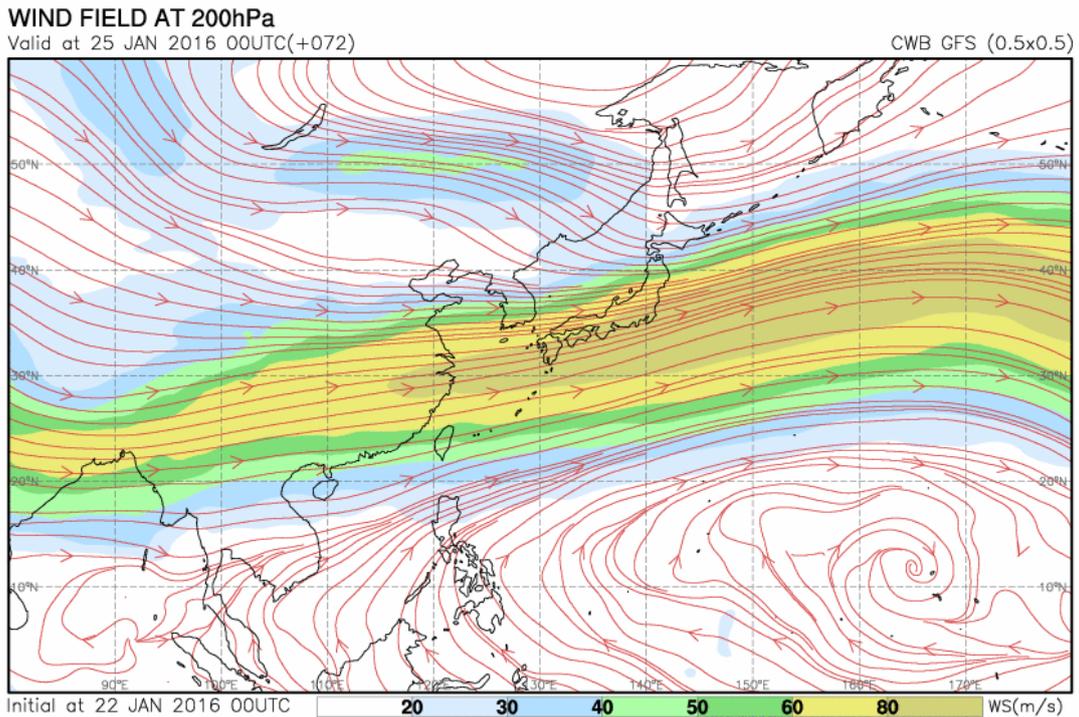
另外因為發電量變化的斜率攸關系統的穩定性，該變化斜率的預測也越來越受到重視。



來源：Ramp Forecasting Performance from Improved Short-Term Wind Power Forecasting

圖 5-7 發電量變化斜率預測

氣象觀測資料的需求在未來不斷成長，可由天氣偵測系統 (mesonets)、剖風儀(wind profilers)、都卜勒雷達等系統量測而來。將來客製化的觀測也可能越來越多，這也意味數值天氣預報的頻度也要提高。



來源：中央氣象局

圖 5-8 風力數值預報

即使預測有相當的準確度，但如何將風力預測整合至調度台是一個實際的問題，客製化是必然的，畢竟最終必須由使用者決定使用的方式。下列幾項資訊可能必須於監控畫面呈現出來：

1. 風力發電預測與信心區間。
2. 標示尖峰或劇烈負載變化的時段。
3. 風力發電量變化斜率的預測。
4. 嚴峻氣候的提醒。

必要時可以指派專人監看預測畫面。另外藉由訓練、視覺化的工具與風場的圖資等能協助調度員熟悉介面與提高接受度。

為了協助風力發電的預測，加州 ISO 制定了合格間歇性能源規定 (Eligible Intermittent Resource Protocol, EIRP)，業者必須提供必要的參數，包括運轉資料、氣象資料以及其他關於發電方式相關的資料。下

表規定了每4秒鐘要回傳即時資料給加州ISO的項目，其單位與精度。

表 5-3 風力回傳資料點位表

Element	Device(s) Needed	Units	Accuracy
Wind Speed (Meter / Second)	Anemometer, wind vane and wind mast	m/s	± 2m/s
Air Temperature (Degrees Celsius)	Temperature probe & shield for ambient temp	°C	± 1 <sup>0</sup>
Barometric Pressure (hecto Pascals)	Barometer	hPa	± 60 hPa
Real Time Data		MWs	

資料來源：CAISO EIRP

下表規定了新設時要填報的資料，主要是關於廠址方面的資料。

Table Q-2 Wind Site Information Form

Site Name & Physical Address									
CAISO RES_ID									
Generation Capacity (AC)									
Plant Location Use as many points as necessary to describe the site	Corner 1		Corner 2		Corner 3		Corner 4		
	Lat	Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	Long	
Meteorological Station Location Provide the location of all met data collection point at the site.	Met 1		Equipment Type		Met 2		Equipment Type		
	ID	Lat	Long	Height Agt	ID	Lat	Long	Height Agt	
	Group 1		Group 2		Group 3		Lat	Long	
Number of Turbines									
Turbine Manufacturer									
Turbine Model									
Turbine Maximum Generation Capacity									
Turbine Height Above Ground Level									
Cut In Speed (m/s)									
Rated Speed (m/s)									
Cut Out Speed (m/s)									
Cold Weather Package (Yes or No)									
Hot Weather Package (Yes or No)									
Low Temperature Cut Out (deg C)									
High Temperature Cut Out (deg C)									

資料來源：CAISO EIRP

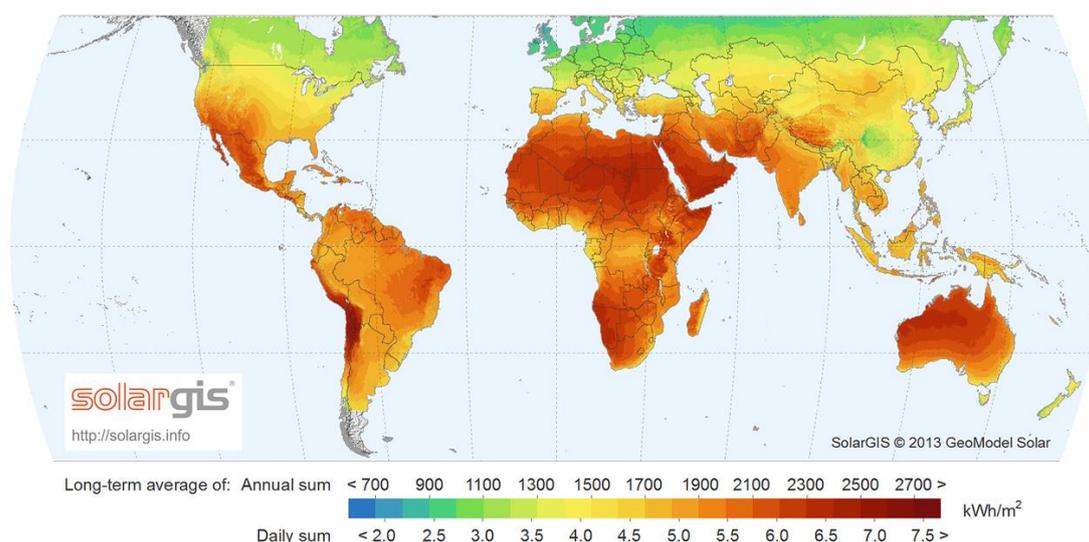
圖 5-9 風力廠址資料

風力預測隨著風力發電滲透率成長變得越來越重要，目前的風力技術還稱不上完美，但是比起沒有預測，已具有明顯投資效益，精進預測有賴更好的模型、如何去搭配使用這些模型，以及更多的觀測資料。

## 5.2 太陽能發電預測

影響太陽能發電預測的因素主要為下列幾項：

- 全球太陽能輻照分布，約占了 90% 的影響程度。
- 溫度，約占 10% 的影響程度。
- 風力，僅小於 1%。
- 電廠的類型：可分為(1) PV、(2)集中式 PV、(3)太陽熱力，其中 PV 受全球幅照分布影響大，集中式則受垂直入射輻射量影響大，另外是發電原理的本質上的差異。



來源：wiki - solar irradiance

圖 5-10 全球幅照分布圖

影響太陽輻照的環境因素

- 太陽角度，幾乎是最重要的因素，而且可以完全預測
- 雲遮蔽，約占 90% 的影響程度，也是氣象因子裡面最難以預測
- 霧、霾、塵、煙的顆粒，約占 10% 的影響程度
- 濕度、水氣蒸散，約占 1% 的影響程度

至於有關於輻射因素，例如直射、散射亦或多或少跟上述因子相關。

另根據使用的目的與用途，可以發展出不同的預測尺度，如下表所

示：

表 5-4 不同預測尺度之特性

預測尺度	影響預測主因與特徵
分鐘前	積雲、小尺度雲結構、霧 快速且不規律的演變 變化週期短 現有氣象監測系統無法偵測
小時前	鋒面帶、中尺度的雲帶、霧、雷雨 快速變化且周期短 特定雲系狀態可被氣象系統偵測
日前	高、低氣壓，鋒面系統 緩慢的演變，狀態生命週期長 氣象監控系統可監測

一個太陽能發電預測系統大概可分為幾個步驟：

1. 輸入資料：全球與地區性的氣象資料，以及廠址及其附近之資料。
2. 預測資料之合成：包含統計與物理特性模型。
3. 最佳化演算法：將個別的預測根據對應的歷史資料進行統計上的綜整，產生決定性或者機率性預測結果。
4. 電力輸出模型：將原本光能預測轉換為電力預測。

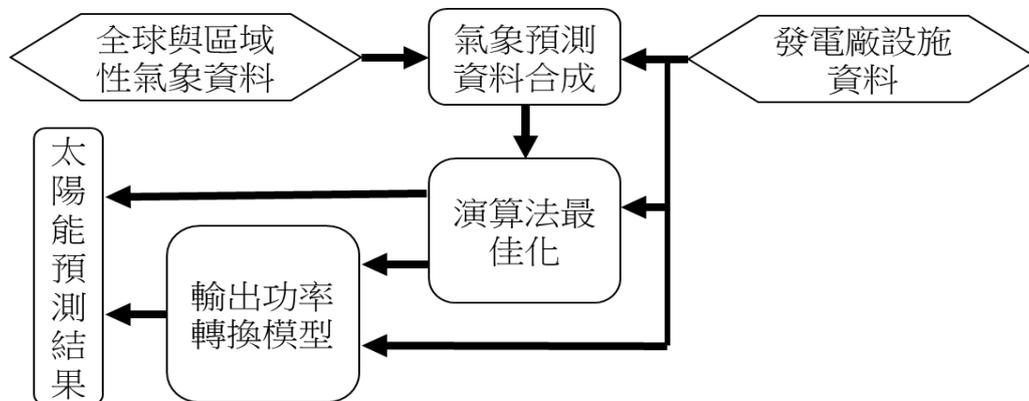


圖 5-11 太陽能發電預測系統

所需輸入參數可分為穩態參數與動態參數，穩態參數包含：

1. 發電設備的形式，PV 或熱力式
2. 發電設備的設置地點
3. 氣象資料蒐集設備的地點與量測儀器的形式
4. 發電機容量、直流或交流
5. 廠商提供的太陽能板與安裝資訊：太陽能製造商、太陽能類型、太陽能板數量、太陽能板功率額定、轉換器數量、太陽能板安裝資訊(方位角，仰角)、追蹤系統(單軸、雙軸、多軸、製造商、型式等)、太陽能版離地高度、是否為集中型太陽能。

至於動態參數則包含：

1. 功率輸出
2. AC 或 DC
3. 輻照度(瓦特/每平方公尺)
4. 背板溫度
5. 追蹤系統的狀態：方位角與仰角
6. 氣溫
7. 風速與角度
8. 相對溼度
9. 氣壓

不論採用的預測系統如何，發電設備的資料都是不可或缺的一部分，如下圖所示。儘管簡單的預測系統如方法一，也必須提供發電設備資料；較為複雜的方法二及方法三，差異性在於輸出電能預測的模型，也必須使用發電設備資料作為處理的基礎。

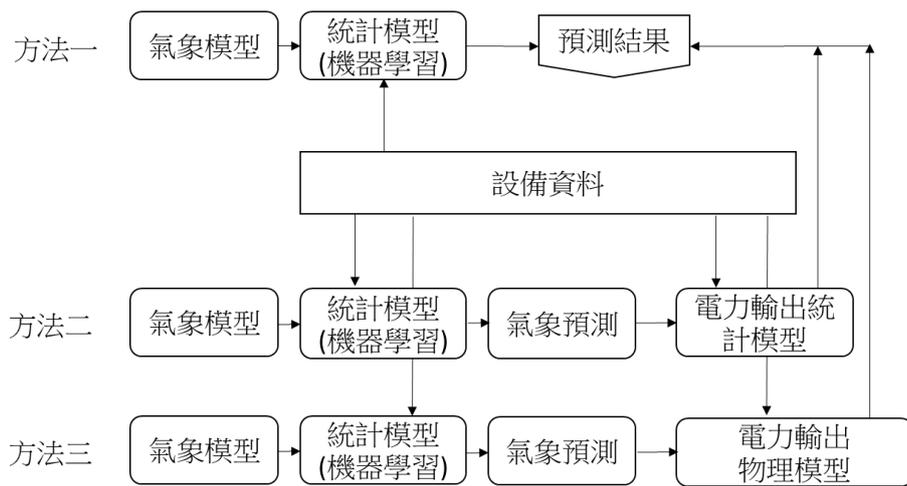


圖 5-12 發電設備資料之用途

由下表可看出各種應用場合的對象與目的。

表 5-5 太陽能預測目標使用者與潛在應用

使用者	應用
調度中心	日前系統可靠度規劃 小時前系統可靠度管理 安全限制機組排程 即時調度 負載預測 斜率變化預測 輸電安全分析與停線工作管理
配電公司	配電系統規劃 配電管理系統 智慧電網機組建設管理 負載預測
排程協調、管制單位	競爭市場日前排程 競爭市場小時前排程
負載服務機構	日前負載競標 小時前負載競標
電能交易仲介	日前、小時前投標策略
研究機構	日前、小時前，多種發電整合情境之模擬
專案發展	日前、小時前計畫型模擬

資料來源：Predicting Solar Power Production: Irradiance Forecasting Models, Applications and Future Prospects, SEPA

目前提供預測服務的公司列表如下：

表 5-6 提供太陽能預測服務之公司

隸屬國家	公司名稱
美國	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 Tier</li> <li>• AWS TruePower</li> <li>• Clean Power Research</li> <li>• Global Weather Corporation</li> <li>• JHtech--Solar Data Warehouse</li> <li>• Windlogic, Inc.</li> </ul>
加拿大	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Green Power Labs</li> </ul>
西班牙	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Iberdrola Renewables, LLC</li> <li>• irSOLaV</li> <li>• Meteorologica SA</li> <li>• NNERGIX Energy Management, S.L.</li> </ul>
德國	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Meteocontrol Energy and Weather Services</li> <li>• WEPROG</li> </ul>
法國	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reuniwatt</li> </ul>
丹麥	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ENFOR A/S</li> </ul>
義大利	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Datameteo</li> </ul>
挪威	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DNV-GL (Garrad Hassan, Inc.)</li> </ul>

資料來源：Predicting Solar Power Production: Irradiance Forecasting Models, Applications and Future Prospects, SEPA

為了協助太陽能發電的預測，加州 ISO 制定了合格間歇性能源規定(Eligible Intermittent Resource Protocol, EIRP)，業者必須提供必要的參數，包括運轉資料、氣象資料以及其他關於發電方式相關的資料。下表規定了每 4 秒鐘要回傳即時資料給加州 ISO 的項目，其單位與精度。

表 5-7 太陽能回傳資料點位表

Element	Device(s) Needed	Units	Accuracy
Wind Speed (Meter / Second)	Anemometer, wind vane and wind mast	m/s	± 2m/s
Wind Direction (Degrees - Zero North 90CW)	Anemometer, wind vane and wind mast	Degrees	± 5 <sup>0</sup>
Air Temperature (Degrees Celsius)	Temperature probe & shield for ambient temp	<sup>0</sup> C	± 1 <sup>0</sup>
Barometric Pressure (hecto Pascals)	Barometer	hPA	± 60 hPa
Back Panel Temperature (Degree C)	Temperature probe for back panel temperature	<sup>0</sup> C	± 1 <sup>0</sup>
Plane of Array Irradiance Watts\Meter Sq	Pyranometer or Equivalent	W/m <sup>2</sup>	± 25 W/m <sup>2</sup>
Global Horizontal Irradiance Watts\Meter Sq	Pyranometer or Equivalent	W/m <sup>2</sup>	± 25 W/m <sup>2</sup>
Direct Irradiance Watts\Meter Sq.	Pyranometer or Equivalent	W/m <sup>2</sup>	± 25 W/m <sup>2</sup>

資料來源：CAISO EIRP

下圖表格內容規定了針對每一種不同發電技術的太陽能輻照度的量測要求。

Table Q-4 Irradiance and Back Plane Required Measurements

	Direct Irradiance (DIRD)	Global Horizontal Irradiance (GHIRD)	Global Irradiance/ Plane of Array (PAIRD)	Back Panel Temperature (BPTMP)
Flat-Plate PV (fixed / horizontal / flat roof)			R	R
Flat-Plate PV (fixed angle / azimuth tracking)			R	R
Flat-Plate PV (DNI zenith & azimuth tracking)	R		R	R
Flat-Panel Solar (thermal fixed angle mounted)			R	R
Flat-Panel Thermal Collector (azimuth tracking)			R	R
Low Concentrating PV (LCPV)	R	R		
High Concentrating PV (HCPV)	R	R		
Concentrated Solar Thermal (solar through zenith tracking)	R	R		
Heliostat Power (tracking focusing mirrors)	R	R		
Greenhouse Power Tower (hot air convection turbine)			R	
Stirling Engine	R	R		

	Direct Irradiance (DIRD)	Global Horizontal Irradiance (GHIRD)	Global Irradiance/ Plane of Array (PAIRD)	Back Panel Temperature (BPTMP)
(concentrated solar power generation)				

資料來源：CAISO EIRP

圖 5-13 照度與背板量測資料表

下圖表格內容規定了新設時要填報的資料，主要是關於廠址方面的資料。

Table Q-5 CAISO Solar Site Required Information Form

Site Name & Physical Address									
CAISO RES ID									
Plant Type	PV or Thermal		If thermal, supplemental heating?		Y/N				
Plant Location Use as many points as necessary to describe the site	Corner 1		Corner 2		Corner 3		Corner 4		
	Lat	Long	Lat	Long	Lat	Long	Lat	Long	
Meteorological Station Location Provide the location of all met data collection point at the site.	Met 1		Equipment Type		Met 2		Equipment Type		
Met Information	ID	Lat	Long	Height Agl	ID	Lat	Long	Height Agl	
Generation Capacity	DC				AC				
Use multiple Groups for different panel types and installations									
	Group 1		Group 2		Group 3		Lat	Long	
Panel Manufacturer									
Panel Model									
Number of Panels									
Panel Power Rating									
Number of inverters									
Inverter ratings									
Tracking (Yes or No)									
Single or Dual									

Axis Tracking					
Tracker Manufacturer					
Tracker Model					
Wind Protection (Speed in m/s for storage)					
Altitude Angle of Panels					
Azimuth Angle of Fixed Panels					
Height of Panels Above Ground Level					
Concentrating PV (Yes or No)					

圖 5-14 太陽能廠址資料

最新的太陽能發電預測由統計學、模式辨認，物理模型等預測工具以及各式各樣的輸入資料合成而來。值得注意的是太陽能發電的預測表現 80~95% 是根據發電設施地點以及設備的資料、實際發電資料而來，剩下的部分由可用性、輻照量以及太陽能板背板溫度提供，其中輻照資料跟所使用的太陽能發電技術相當有關；氣象觀測資料則提供了特殊狀況的情報，如下雪、結冰還有灰塵的累積情況。

雖然風力與太陽能同樣是間歇性再生能源，但預測本質上有相當大的差異性，下表列出兩者之比較。

表 5-8 太陽能與風力預測之比較

類型	安裝地點變數	能量函數	變數資料
太陽能	光能多 地形等變數相對少	光能與輻照呈半線性比例	雲遮蔽率與密度，大抵可利用衛星與空照掌握
風力	風能多 地形等變數相對多	在切入風速與額定輸出功率的範圍之間，風能與風速的 3 次方程正比。(圖 5-15)	風速樣態則無法容易監測

$$\text{POWER IN THE WIND} = (\text{DENSITY OF AIR}) \times (\text{TURBINE BLADE DIAMETER})^2 \times (\text{VELOCITY OF WIND})^3 \times (\text{A CONSTANT})$$

$$\text{POWER IN THE WIND} = d \times D^2 \times V^3 \times C$$

©WWW.FTEXPLORING.COM

來源：<http://www.ftexploring.com/energy/wind-erngy.html>

圖 5-15 計算風能方程式

## 六、 再生能源併網規定

在 ERCOT 併網程序指導手冊(Guide to the interconnection process) 中，列出了三個主要的過程：

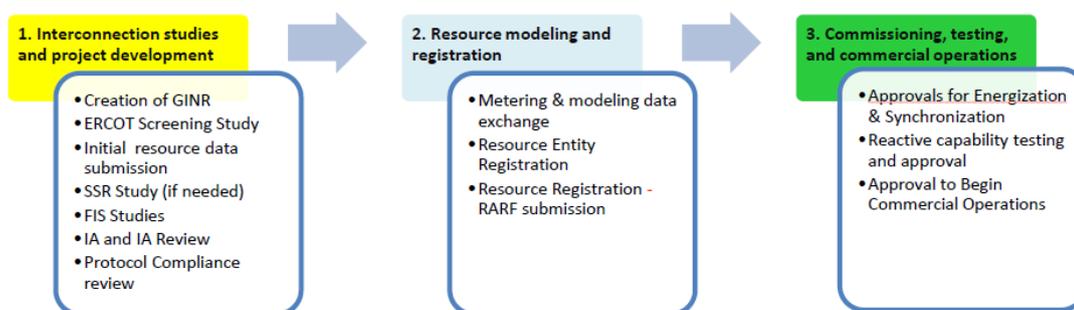


圖 6-1 併網申請過程

第一階段：ERCOT 接受併網分析的申請且進行併網機組對於系統的衝擊研究。分析內容包括次同步震盪(Sub-synchronous resonance, SSR)、完整併網分析(Full interconnection study, FIS)

第二階段：ERCOT 建立新機組的模型作為未來規劃分析的基礎，並要求裝設量測儀表與 SCADA 系統以供申請方與 ERCOT 間的即時通訊與控制。

第三階段：ERCOT 核准併聯計畫、初次併聯申請、準備商轉，以及虛功能力合格測試等。

另外在指導手冊中亦提供關於各個階段與需完成事項的時間軸示意圖，如下圖所示，方便申請者審視各項步驟的進度與代辦的事項，利於掌握申請進度。

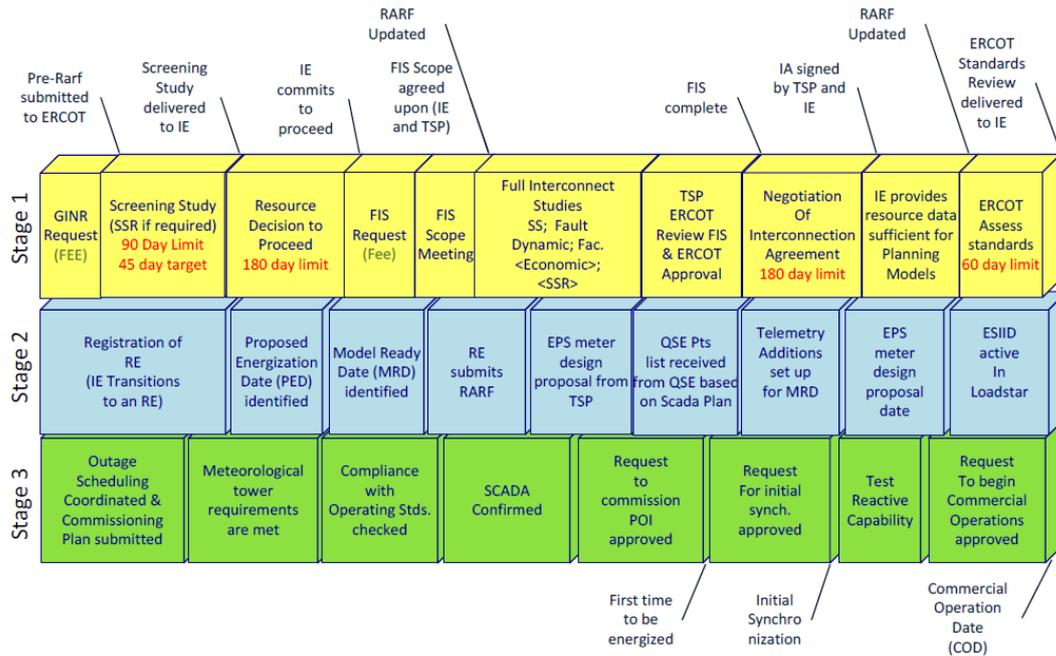


圖 6-2 併網各階段與執行事項

關於間歇性再生能源(Intermittent Renewable Resources, IRR)，ERCOT 訂有一些相關規定，首先關於電壓穿越能力(Voltage Ride-Through, VRT)的規定，訂於 Nodal Operating Guides Section 2.9，摘述如下：

1. 每個 IRR 應該提供描述 VRT 能力的技術文件。
2. 每個 IRR 在各種輸電故障，例如三相故障期間，電壓為零，應該持續運轉 0.15 秒以上，允許系統恢復正常。恢復到電壓 0.9 標么時間應在 1.75 秒以內。
3. 若是屬於 SPS 規劃的一部分，則故障清除期間可允許跳脫。
4. 若 IRR 沒有符合規定，則會被要求調查跳脫原因並向 ERCOT 報告，同時要提出改善計畫與期程。

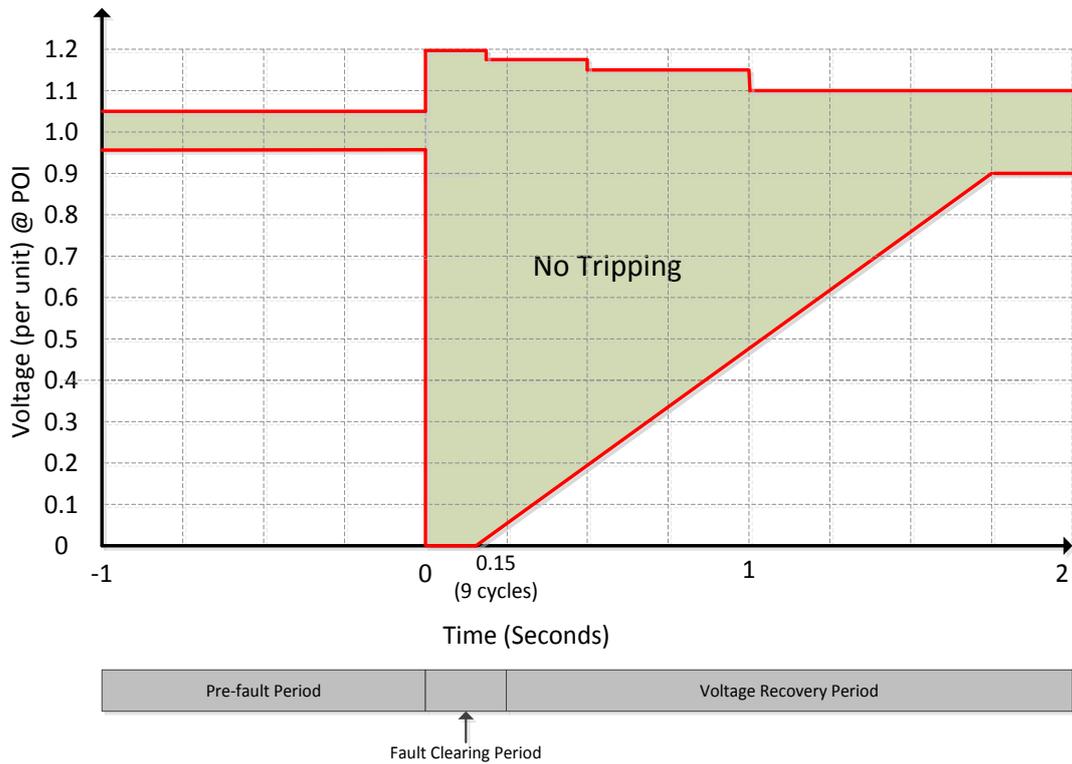


圖 6-3 間歇性再生能源電壓穿越能力

關於發電機高低頻電驛設定，訂定於 Nodal Operating Guides section

2.6.2，摘述如下：

(1) 如果安裝低頻電驛用以跳脫機組，則必須將電驛設定為下表所列要求。

表 6-1 間歇性再生能源低頻電驛設定

頻率範圍	跳脫延遲時間
$f > 59.4 \text{ Hz}$	不跳脫
$58.4 \text{ Hz} < f \leq 59.4 \text{ Hz}$	$\geq 9$ 分鐘
$58.0 \text{ Hz} < f \leq 58.4 \text{ Hz}$	$\geq 30$ 秒
$57.5 \text{ Hz} < f \leq 58.0 \text{ Hz}$	$\geq 2$ 秒
$f \leq 57.5 \text{ Hz}$	無限制

(2) 如果安裝低頻電驛用以跳脫機組，則必須將電驛設定為下表所列要求。

表 6-2 間歇性再生能源高頻電驛設定

頻率範圍	跳脫延遲時間
$60.0 \text{ Hz} \leq f < 60.6 \text{ Hz}$	不跳脫
$60.6 \text{ Hz} < f \leq 61.6 \text{ Hz}$	$\geq 9$ 分鐘
$61.6 \text{ Hz} < f \leq 61.8 \text{ Hz}$	$\geq 30$ 秒
$61.8 \text{ Hz} \leq f$	無限制

(3) 若發電機所屬電廠無法符合規定則必須提出解釋，說明文件可為研究結果或是製造商的建議。

關於虛功支持電壓之規定，訂定於 Nodal Protocols section 3.15，摘述如下：

(1) 併聯於 ERCOR 電網上，任何發電機額定大於 20 MVA，或是在同一個併網點的所有機組累計額定大於 20 MVA，都應提供電壓支持的服務(Voltage Support Service, VSS)

(2) 機組應可運轉於過激，於最大淨出力時，操作在功因 0.95 或以下。

(3) 機組應可運轉於欠激，於最大淨出力時，操作在功因 0.95 或以下。

(4) 不論發電在何種出力之下，都應具備虛功的能力，可由機組本身或其它虛功設備組合而成。對於間歇性再生能源(IRR)，在各種出力都應具備銘牌標識容量的 10%以上。若在併聯點，IRR 無法達到此要求，ERCOT 得要求機組解聯以維持系統可靠度。

關於升降載率規定(Ramp-up Rate)，訂定於 Nodal Protocols section 6.5.7.10，主要是要求升降載率限制於每分鐘銘牌額定容量的 20% 以下。

關於初級頻率響應要求與監視，訂定於 Nodal Protocols section 8.5.1.1，摘述如下：

在任何時刻，除非正在併解聯或測試，線上的機組都應將調速機維持使用中的狀態，並應對頻率變化產生反應。除非即將損害設備，否則非經 ERCOT 同意，即使系統狀況不正常，亦不能減少初級控制響應能力。具有提載或降載空間的機組都應提供初級頻率響應。

對於風力機組，同樣必須提供初級頻率控制，當頻率偏移 60Hz 時，作出反應。在風力機組的自動控制系統中，應可具備可調的不動帶。初級頻率控制速度調定率應具備等同於傳統汽力機組 5% 的能力。

將最近 6 個可量測事件平均，整個系統應具備 420MW / 0.1Hz 以上的頻率響應能力。

## 七、 2015 北美再生能源研討會介紹

POWER-GEN International 首屆于 1988 年舉行，此后在美國不同的城市每年舉辦一次，到現在已經成功舉辦了 25 屆。2015 年展會在美國內華達州拉斯維加斯舉辦，一共超過 100 個國家，兩萬多名電力各方面的專業人士共襄盛舉，為期三天的大小會議超過 70 場次、各產業的演講人員超過 400 名，另有超過 1300 家參展商展出最新的發電科技與技術，開幕期間邀請了電力產業的知名人士演說，如 PennWell 電力工程雜誌總編輯 Russell Ray、GE 天然氣發電部門的執行長 Joe Mastranelo、California ISO 執行長 Steve Berberich、南加州愛迪生電力公司副總 Stuart Hemphil、博萊克·威奇主席 Steven Edwards、達力智公司執行長 Robert Flexon 等。



圖 7-1 POWER-GEN International 年會入口的牌示



圖 7-2 廠商展示廳入口



**Moderator**  
**Russell Ray**  
*Chief Editor, Power Engineering magazine*  
 PennWell Corporation  
 Tulsa  
 OK  
 United States



**Keynote Speaker 1**  
**Joe Mastrangelo**  
*President & CEO, Gas Power Systems*  
 GE Power  
 Schenectady  
 NY  
 United States



**Keynote Speaker 2**  
**Steve Berberich**  
*President and Chief Executive Officer*  
 California ISO  
 Folsom  
 CA  
 United States



**Keynote Speaker 3**  
**Stuart Hemphill**  
*Sr. Vice President, Power Supply & Operational Services*  
 Southern California Edison Co.  
 Rosemead  
 CA  
 United States



**Keynote Speaker 4**  
**Steven Edwards**  
*Chairman, President & CEO*  
 Black & Veatch  
 Overland Park  
 KS  
 United States



**Keynote Speaker 5**  
**Robert Flexon**  
*President and Chief Executive Officer*  
 Dynegy  
 Houston  
 TX  
 United States

圖 7-3 主講人基本資料

### (一) California ISO 再生能源對於未來加州電業環境的重大轉變

California ISO 類似於國內電力調度中心，執行長 Steve Berberich 指出加州設定目標要在 2020 年前讓再生能源達到占比 33%、電業層級的再生能源快速增加、用戶自有的太陽光電上升快速這三項是加州當前的重大轉變。

為能達到 2020 年再生能源占比 33% 之目標，加州政府提供退稅或獎勵金額的方式鼓勵再生能源設置，特別是南加州的地理位置非常適合發展太陽光電，2014 年時，因為乾旱問題，加州水力發電被迫減少，太陽能發電大幅增長適時補足了這個缺口，2013 年，加州太陽能發電佔總發電量比率僅 1.82%，2014 年大幅成長至 5%，統計資料只計算電網級集中式太陽能，未包含分散式家戶住宅屋頂太陽能。

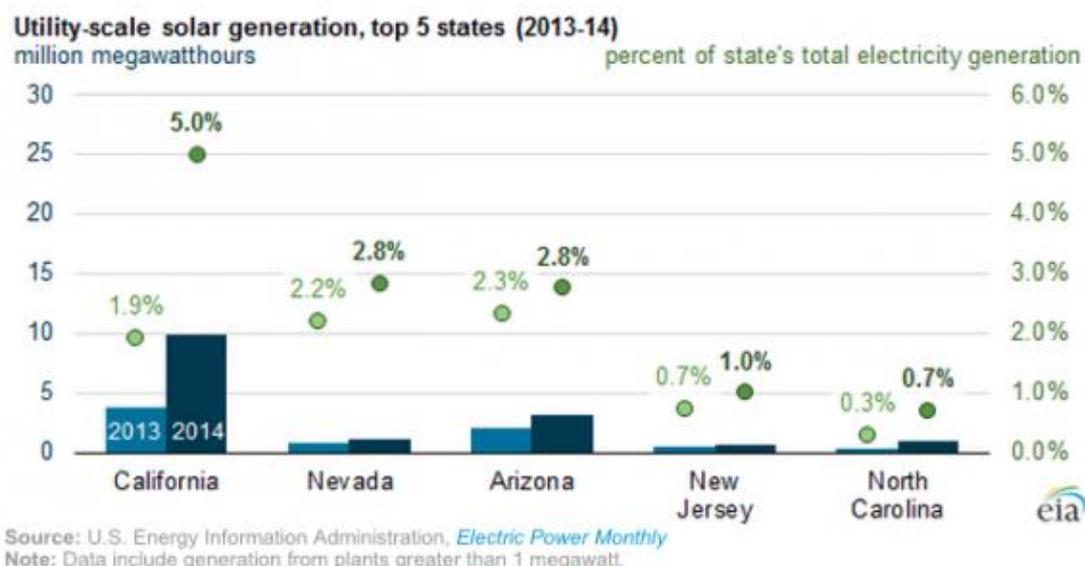


圖 7-4 美國太陽光電發展快速的前五洲

加州可謂之太陽能發電的領頭羊，另外內華達州、亞力山納州、紐澤西、北卡羅萊州亦是太陽能發電大幅增長的區域。跟率 GTM Research 研究報告指出，2014 年美國太陽能光電產業，在 2014 年安裝了 6021MW 裝置容量，較 2013 年增加了 30%，和五年前相比，

增加超過了 12 倍，全美累計之太陽能光電裝置容量達 18.3GW，另外聚光型太陽能也有 2.2GW。

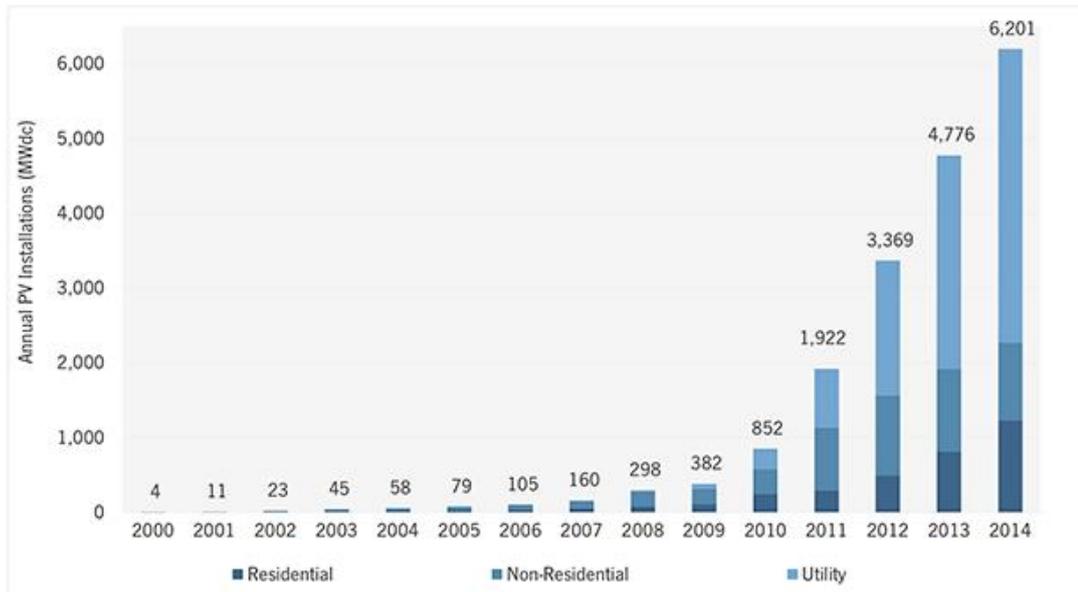


圖 7-5 歷年累計之太陽能光電裝置容量

從另一個角度切入，新設之電源，2014 年太陽能占整體發電容量達 32%，相較於 2012 年的 10%，增長速度相當驚人，僅次於天然氣發電，未來可望成為發電端的主要電源。

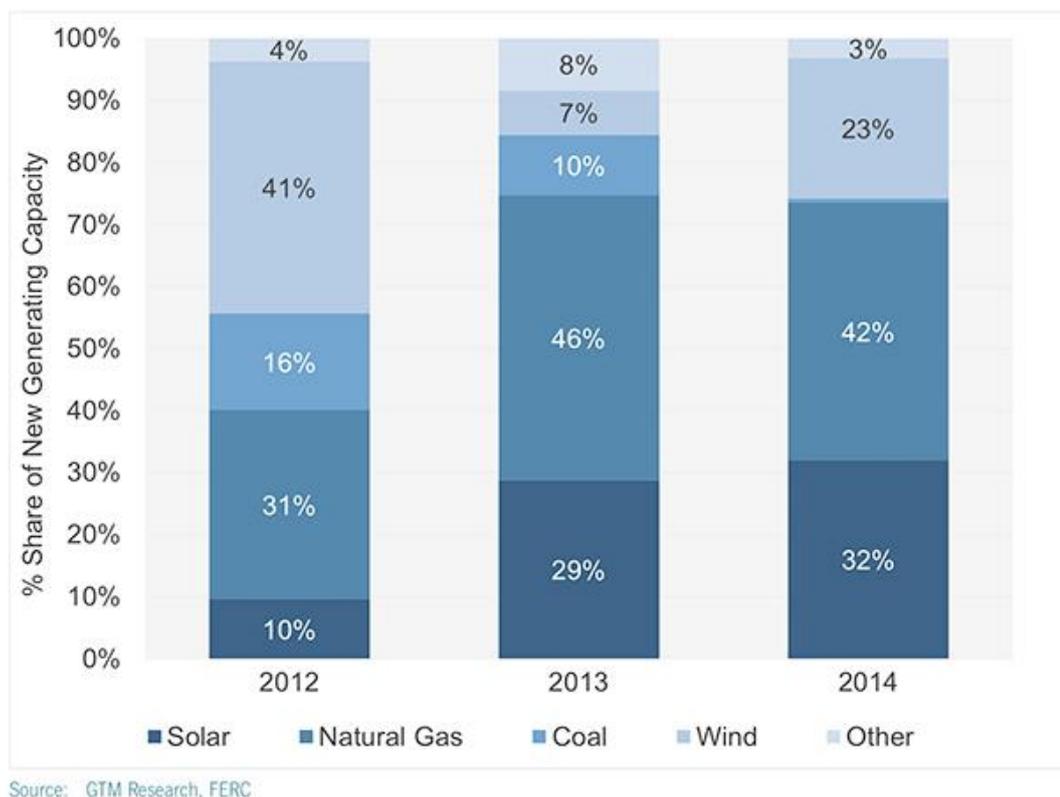


圖 7-6 2012 年-2014 年新設電源比較

再生能源的電源特性是間接性且難以預測的，如此多的再生能源加入系統，在調度運轉上勢必產生新的問題，下圖為加州具代表性一個圖，稱之為鴨子曲線(Duke Curve)，2012 年再生能源發電量很低的時候，發電端供應是較平緩的，當再生能源，尤其是太陽能發展快速的加州，有陽光的白天是太陽能發電的時刻，隨著太陽能於系統發電占比逐年提高，且優先使用再生能源發電，使中午前後的期間傳統火力機組(如核能、燃煤、燃氣、燃油機組)的發電需求逐漸降低，一到傍晚太陽能發電量迅速降低，傳統火力機組的發電需求快速增加，惟火力機組有其發電特性，如最低/最高運轉出力、提載/降載率有限，另根據加州能源委員會 2015 年 8 月 5 日的研究報告分析，預估在 2024 年再生能源系統占比達 40% 的時候，將會有超過 800 次縮減再生能源發電的情形，這此不利於使用潔淨能源的目標，

為確保系統安全並兼顧再生能源發展須儘早採取因應手段。

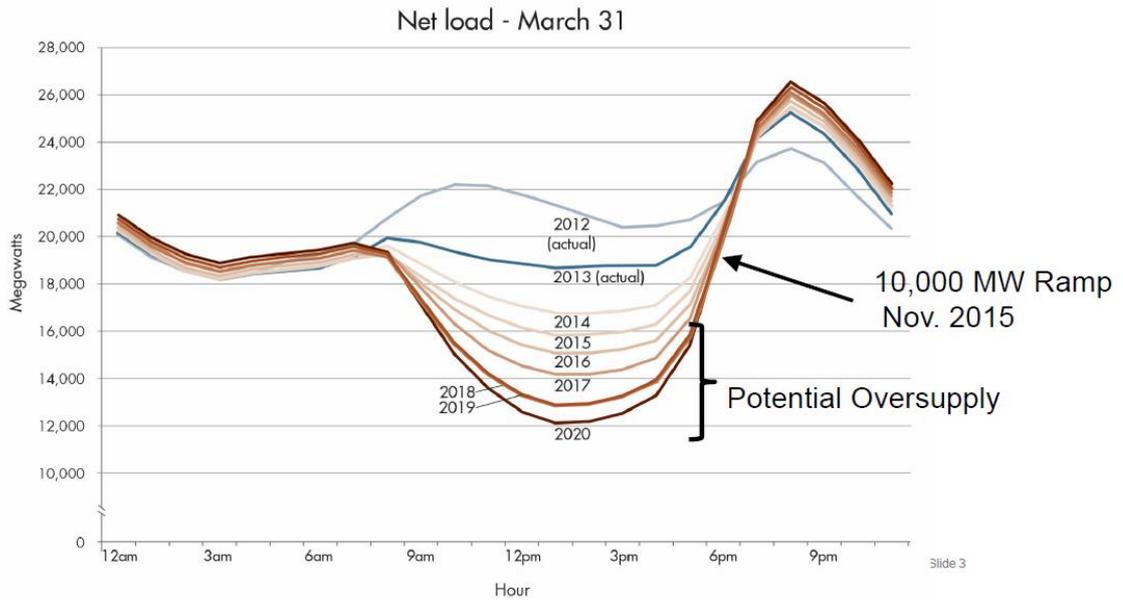


圖 7-7 加州太陽能所造成的鴨子負載曲線(Duke Curve)

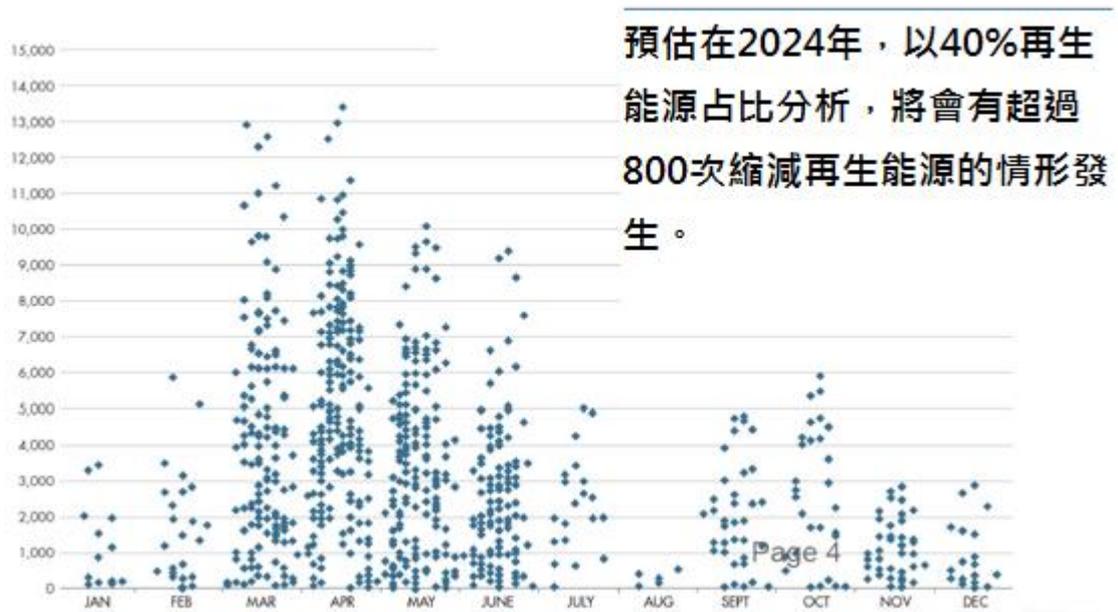


圖 7-8 2024 年再生能源占比 40%之縮減再生能源分析

另一個 California ISO 關注的議題是，部分用戶有自有的太陽光電，這些發電量是藏在配電系統等級下的，且調度中心是無法調度，當此一用戶層級的太陽光電設備大量增加後，在一些特定的時刻，用戶未必是負載，而可能是一個發電來源，California ISO 目前也針

對這個現象進行分析，採取相對應的措施。

對於這些再生能源所引起的現象，California ISO 提出了兩個方法，其一是電能平衡的市場改為每 5 分鐘就調整一次，另一個是擴大日前市場的參與，包含區域間的合作計畫。

## (二) 儲能系統的效益與評估

對於儲能如何配合電網運作已經討論了很多年，最大的困難是，能量儲存被歸類為發電、輸電及配電，但實際是他不屬於上述的任何一項，最大困難是在如何值化抽蓄電廠所提供的儲能效益，如能準確評估並計算這些價值，才能鼓勵電業和監管機構將儲能視為一個值得投資且新穎的科技。儲能設備是隨時間動態變化的電源與負載，運轉過程中沒有實際產出與消耗，實際所提供的服務就是儲能。風力、太陽能這種間歇性的電源能夠間接推動這種儲能的需求，催生電次級市場提供儲能服務。

現有的輔助服務效益，包含提供備轉(快速備轉及補充備轉)與提供調頻服務(向上/向下調頻，包含發電機與儲能系統)及頻率調節，MISO and CAISO 已發展了快速備轉的服務費率，CAISO 也正在發展較靈活的容量服務，有關抽蓄電廠此類儲能輔助服務需要一個新的費率來反映他的外部價值，搭配再生能源的大量發展，可以將儲能與再生能源結合成可以接受調度的產品。

FERC 第 755 號準則要求電力調度中心(如 ISO、RTO 等)，可以依據電廠的性能(pay for performance)支付費用，這將引導 ISO 和 RTO 建立將關試場規則，不同於其他傳統方法，此舉有望增加儲能系統提供輔助服務的收入。惟現實的情況是，儲能進入市場調節，會損害或

壓迫潛在套利收益，這會讓一些業者不樂意去發展它，電廠採購合約 (power purchase agreement, PPA) 可能是解決這一個問題的方法。但仍需要傳輸規劃部門，傳輸運營商 和監管機構接受的儲能作為為系統重要資產，除了提供調峰的好處，亦能平滑再生能源間歇性不穩定發電。最終，將儲能值化(貨幣化)，才能確保合理的費率，反映抽蓄電廠於電力市場提供輔助服務價值。

### (三) 可變速抽蓄機組介紹

儲能系統被認為是因應再生能源大量加入系統的不確定性的解決方法之一，儲能各種技術之間有不同的優劣，如儲能總量、反應速度、充放效率損失、設備使用壽命、固定投資成本 變動營運成本等，如不考慮地形位置、及環境影響等因素，抽蓄機組因為其儲能空間大，均化成本較其他儲能設備低廉許多，被視為最重要的儲能設備，一部可變速抽蓄機組較過去傳統抽蓄機組有更多的功能，包含：

1. 於發電運轉模式時，有更大的調整彈性與更加的運轉效率
2. 最低出力比傳統抽蓄機組低 20-30%.
3. 最佳化的運轉模式增加了渦輪機的效率與壽命
4. 即使在抽水模式運轉，同樣可以提供系統調頻服務，特別是在離峰的時候系統特別需要調頻服務。
5. 提供更有彈性的電壓調整能力有助於提高系統的穩定性
6. 當系統有短路故障發生可以改善系統暫態穩定度
7. 當發生機組跳機時，可減少頻率的下降幅度，同樣的適用於再生能源的間歇性變化

當中對於台灣的電力系統，最重要的應該是上述第四點，抽水模

式運轉亦調供系統調頻服務，而台電的明潭、觀二抽蓄機組只有在發電模式才能提供系統調頻服務，抽水模式是固定的負載無法隨頻率變動。在離峰(通常在半夜)的時候，抽蓄電廠會轉為抽水模式運轉，且多數中、尖載火力機組紛紛降低出力，甚至解聯系統，系統可以調節系統頻率穩定的機組變少，自然電力品質會較白天來的差，如能引進可變速的抽蓄機組應能改善這個問題，惟效益的評估承上段所述，有相關機關認可。

## 八、 參考文獻

- [1] ERCOT 網站，<http://www.ercot.com/>。
- [2] CAISO 網站，<http://www.caiso.com/>。
- [3] PG&E 網站，<http://www.pge.com/>。
- [4] 2015 北美再生能源研討會網站  
<http://events.pennwell.com/rewna2015/public/enter.aspx>。
- [5] 德州大學阿靈頓校區電力系統研究中心德州電力市場及節點電價研究 2010 年 1 月簡報。
- [6] QFER CEC-1304 Power Plant Data Reporting。
- [7] 加州州政府網頁-<http://energyalmanac.ca.gov/electricity>。
- [8] 「Wind Energy Forecasting」，AWS Truepower 簡報。
- [8] 「Solar Power Production Forecasting: Overview of Methods and Input Data Needs」，AWS Truepower 簡報。