

行政院及所屬各機關因公出國報告書  
(出國類別：開會)

「參加 PGS 能源訓練教室研討會暨  
參訪德州電力調度中心」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
葉宏志	9等電機工程師	電力調度處	117174	移用 106 年度第 46 號

出國地區：美國

出國期間：106 年 12 月 4 日至 106 年 12 月 14 日

報告日期：107 年 1 月 29 日



## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：「參加 PGS 能源訓練教室研討會暨參訪德州電力調度中心」

頁數 29 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／02-2366-7685

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
葉宏志	台灣電力公司	電力調度處	主辦購電 調度專員	02-2366-6294

出國類別：1.考察 2.進修 3.研究 4.實習 5.其他：開會

出國期間：106 年 12 月 4 日至 106 年 12 月 14 日

出國地區：美國

報告日期：107 年 1 月 29 日

分類號／目

關鍵詞：再生能源(Renewable Energy)、鴨子曲線(Duck Curve)、FRAC-MOO (Flexible Resource Adequacy Capacity Minimum Offer Obligation)、需量反應(Demand Response)、輔助服務 (Ancillary Service)

內容摘要：

目前美國再生能源業者受聯邦生產稅收抵免 PTC、ITC 及各州政府激勵政策，造就風力及太陽能發電相關產業蓬勃發展，相關電力市場系統運轉單位(ISO、RTO)已著手因應此大量再生能源併網挑戰，如何

利用手邊資源整合再生能源，值得我們深入瞭解。

本報告將介紹美國市場之再生能源、需量反應及其它發電資源發展現況，羅列多種方法減緩再生能源發電不確定性、變動性對系統之影響，最後以加州及德州等市場之案例進行說明。

## 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、 出國目的 .....	1
二、 出國行程 .....	2
2.1 美國主要再生能源介紹及發展現況 .....	2
2.2 大量再生能源併網之系統需求 .....	10
2.3 CAISO 案例探討 .....	13
2.4 ERCOT 案例探討 .....	19
三、 心得與建議.....	27
四、 參考文獻 .....	29

## 圖表索引

圖 2-1 美國各地風力發電裝置容量圖 .....	5
圖 2-2 2014 年 1 月 7 日受極地渦旋影響 PJM 負載情形.....	8
圖 2-3 2014 年 1 月受極地渦旋影響 PJM 機組故障容量占比.....	8
圖 2-4 2014 年 1 月 7 日 PJM 需量執行情形.....	8
圖 2-5 因應再生能源併網解決方案及成本 .....	12
圖 2-6 CAISO 再生能源裝置容量現況 .....	14
圖 2-7 CAISO 淨負載曲線 .....	15
圖 2-8 CAISO 3 小時淨負載上升量逐年成長趨勢 .....	18
圖 2-9 目前 CAISO FRAC-MOO 下之彈性資源類別 .....	19
圖 2-10 德州系統互聯現況 .....	20
圖 2-11 ERCOT 風力發電現況 .....	20
圖 2-12 ERCOT 太陽能發電現況.....	21
圖 2-13 系統過高、低頻率之風力發電頻控情形 .....	22
圖 2-14 設備電壓維持能力圖示 .....	22
圖 2-15 日前風力發電預測 MAPE 統計 .....	23
圖 2-16 小時前風力發電預測 MAPE 統計 .....	24
圖 2-17 ERCOT CPS1 成績統計 .....	25
圖 2-18 ERCOT 調頻需求量與風力發電機組裝置容量.....	25
圖 2-19 3 小時前負載及風力發電預測誤差量總合 .....	26
表 2-1 出國行程 .....	2
表 2-2 PJM 市場需量產品類型 .....	7
表 2-3 PJM 市場需量反應產品更新.....	9
表 2-4 再生能源特性、挑戰及解決選項 .....	10

## 一、 出國目的

目前電力系統運轉，除可接受調度之傳統發電機組外，尚加入規模不小的風力、太陽能發電、與需量反應節電措施，此複合式的電源資源與過往系統僅單純調度傳統機組運轉經驗已不同。這些新加入資源已開始在系統產生顯著效果，例如：在東北季風盛行天氣下，有時風力機組可提供高達約 500MW 之穩定發電量，可減少調度約一組燃氣 IPP 發電，或將較貴燃油機組解聯停機；太陽能發電在中、南部天氣晴朗時，亦可貢獻高達約 600~700MW 之發電量，在上午 11~12 時、及下午 1~3 時用電尖峰時段，適時提供發電協助；在供電吃緊情形下，需量競價得標用戶執行減少用電措施，可有效抑低尖峰負載。

然而，再生能源不可控制之特性，在風力充沛時，燃氣機組減少發電導致用氣短少，造成中油天然氣供應過剩相關問題；在日照充足天候下，需確保夜間轉為沒有太陽光電時，傳統機組之準備可因應晚上尖峰用電；目前簽訂之需量競價用戶高達約 1,200MW，但用戶執行率、負載移轉導致系統產生第二次尖峰等，將對運轉規劃產生更多不確定性。預估未來幾年，再生能源及參與需量用戶規模將更為龐大，如何整合這些資源，並與傳統機組相互協調已成重要課題。

北美許多電力市場監管及運轉單位已著手因應此大量再生能源併網挑戰，在制度規劃、市場運作、調度運轉及相關法令等皆成熟穩定，本計畫參加 PGS 能源訓練統教室研討會，將瞭解美國能源市場現況，探討再生能源、需量反應逐年成長等議題。而前往德州電力調度中心觀摩學習，將對調度運轉作業方式有所助益。

## 二、 出國行程

出國行程如表 2-1 所列，本次出國行程 12 月 4 日抵達美國德州休士頓，12 月 5 日至 12 月 6 日參加 PGS 能源訓練教室研討會(Today's U.S. Electric Power Industry, Renewable Energy, ISO Markets and How Electric Power Transactions Are Done)，瞭解現在美國電力市場制度，各能源別電廠發展概況、及探討再生能源發展對加州系統之影響。12 月 7 日至 12 月 8 日參加第二場 PGS 能源訓練教室研討會(Fundamentals of The Texas ERCOT Electric Power Market)，特別針對德州市場制度、電源概況、電網分佈及瓶頸、ERCOT 再生能源及輔助服務進行介紹及交流。於 12 月 9 日離開休士頓前往奧斯丁參訪德州電力調度中心(ERCOT)，期間與專家進行討論，觀摩 ERCOT 調度作業方式及吸取其優點。最後於 106 年 12 月 14 日搭機返國，結束此次 11 日行程。

表 2-1 出國行程

日期	起訖地點	行程
106.12.4	台北→休士頓	往程
106.12.5~106.12.6	德州 休士頓	參加 PGS 能源訓練教室研討會
106.12.7~106.12.8	德州 休士頓	參加 PGS 能源訓練教室研討會
106.12.9~106.12.9	休士頓→奧斯丁	往程
106.12.10~106.12.11	德州奧斯丁	參訪德州電力調度中心(ERCOT)
106.12.12~106.12.14	奧斯丁→台北	返程

### 2.1 美國主要再生能源介紹及發展現況

2016 年美國發電約 4.1 兆度電，其中約 64%之發電量來自石化燃料(包含煤、天然氣、及石油)，其中燃煤為 30%、天然氣為 33.2%、核能為 19.4%、水力發電為 6.4%、再生能源為 9.3%(生質能 9.3%、地



熱 0.4%、太陽能 1.8%、風力 5.5%)、燃油發電約不到 1%、其它燃氣發電不到 1%。主要的再生能源來源分別為公用事業規模太陽能 (Utility-Scale Solar)、風力發電、分散式電源 (Distributed Energy Resources, DER);配電級電力來源有屋頂型太陽能發電、小型天然氣、熱電聯產(CHP/Cogeneration)、智慧型電網負載管理和需量反應等。

#### (一) 公用事業規模太陽能廠(utility-Scale PC Panel Solar Farms)

此類電廠裝置容量約為 1MW 以上之太陽能電廠，使用光伏模組太陽能板將太陽能直接轉換為直流電流，再利用逆變器將其轉換為交流電，併接至電網。

#### (二) 太陽熱能(Utility-Scale “Solar Thermal”)

主要是利用聚光板聚集太陽輻射，將水轉換為蒸氣以推動渦輪機發電。此種發電方式價格較上述昂貴，其特色為可將太陽能儲存數小時，並於日落後發電使用。直到 2016 年 8 月，此發電量只占全美公用事業規模太陽能廠發電量的六分之一。

#### (三) 屋頂型太陽能(Rooftop PV Solar panels)

許多屋頂型太陽能公司將太陽能板租給一般住戶或商家，太陽能公司先吸收建置費用及成本，並得到聯邦、州、地方政府的稅收抵免及其它激勵，並且提供客戶數年的電價優惠。此電價價格取決於將太陽能發電回賣至電力系統，因此在各地的電價優惠費率皆不同，如何定訂屋頂型太陽能回售價格一直在各地被持續爭論。

在美國許多州，當屋頂型太陽能用戶將太陽能電力回售至電網，該用戶的計費電錶指針則會「反向」動作，用戶依「零售用電價格」賣出電力。但許多電力公司及火力發電業者經常爭辯，認為不該以「零售用電價格」支付用戶，而應該以太陽能逆送電力，配電業者減少購

買的「批發電價」或無需提高傳統機組發電之價格支付用戶。同時配電公司亦認為這些將屋頂型太陽能回售至配電網路之用戶，使用電網但無須支付配電網路維護費用，對於沒有安裝屋頂型太陽能的一般用戶並不公平。不使用「批發電價」支付用戶最大的原因是太陽能板安裝費用仍高，即便該用戶可以享有 30%聯邦及州政府稅收抵免，對於用戶回收成本仍是個挑戰，但可以預期未來太陽能板的安裝費用將會愈來愈便宜。

#### (四) 風力發電(Wind Energy)

根據美國能源部統計，2007 年至 2014 年，風力發電機組容量成長約四倍，全美已超過 550 間工廠生產了將近七成的風力機組及相關設備，工廠數量較 2006、2007 年成長約 20%。在 2016 年 6 月期間，聯邦能源監管委員會(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)訂定了最終的規定：風機變電站內新的非同步風力發電機組須於之機組側提供虛功至系統，FERC 認為此一方式，將較於電網內建置虛功設備成本便宜，FERC 採取許多措施，一方面鼓勵間歇性電源發展，如：風力發電，另外亦須維持電網的可用性及可靠性而努力。依照美國再生能源相關規範，聯邦生產稅收抵免(The Federal Production Tax Credit, PTC)前 10 年約\$23/MWh，此誘因造成美國大量風力發電發展。SPP(Southwest Power Pool)最近在 2017 年 2 月 12 日創下了 52.1%的風力發電滲透率，是北美 RTOs 最高的。

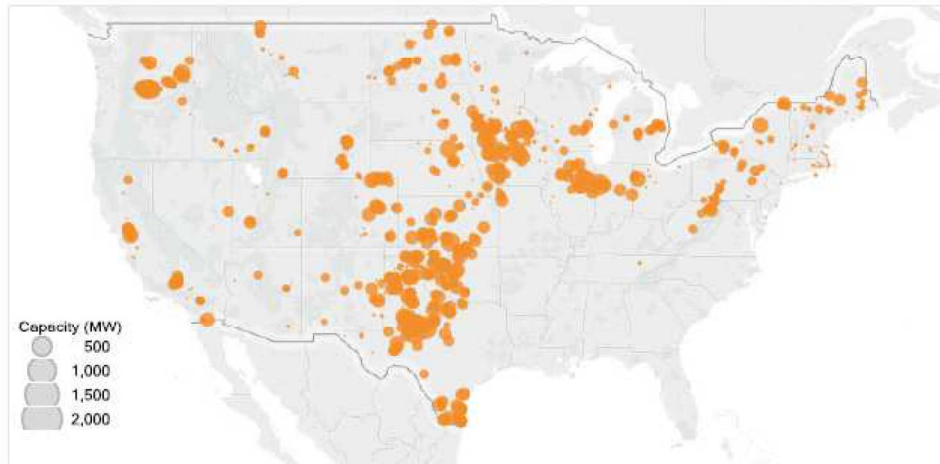


圖 2-1 美國各地風力發電裝置容量圖

#### (五) 分散式電源(Distributed Energy Resources)與微電網(Micro-grids)

分散式電源(DER)種類繁多且發電容量較小，如：熱電聯產(CHP)、屋頂型太陽能、微型天然氣機組、柴油機、生質能、燃料電池等。在美國分散式電源特性與當地地理環境有很大關係，如：在加州很多分散式電源是屋頂太陽能、小型生物質能和地熱發電廠，而在賓夕法尼亞州，俄亥俄州和紐約則有更多的天然氣微型渦輪機、柴油機、與有限的屋頂型太陽能發電。最新的趨勢是，是將這些區域性的分散式電源聚集為較大的經濟規模，並交由非公用事業公司經營。至於用何種電能管理系統來管理相關機組、維持自有電網穩定度則視各地情形而異。

微電網目前則應用在大學校園、醫院、市中心區域等，雖然可增進其電網之運作彈性，自主處理相關緊急狀況，但微電網相關計畫案的投資回報率仍然為未知數。

#### (六) 需量反應(Demand Response, DR)與需量管理(Demand Side Management, DSM)

需量反應即為用戶端「卸載」，在許多日前與即時市場，執行需量

反應，將終端用戶負載或聚集型用戶負載切離系統，並給予用戶相關費用回饋。有些需量反應被當做「虛擬機組」，且可被分類為「可靠型需量反應」及「經濟型需量反應」，執行切離電網時間可分為小時、天、或週三種類型。需量反應執行亦可分為用戶自行切離、或由調度中心指令切離動作。另外，工、商業用戶常使用負載管理軟體，檢視自身電力使用情況，並於尖峰負載時減少用電，將其產能轉移至非尖峰時段，稱為需量管理(Demand Side Management, DSM)，DSM 可讓配售電業者避免於尖峰負載期間在現貨市場購買昂貴的電力。

在 PJM 市場，市場參與者的 CSP(Curtailment Service Providers)負責收集這些負載用戶，並與各別用戶簽訂合約，同時將這些用戶統一收集後向 PJM 註冊。調度中心直接與 CSP 業者聯繫，並給予 CSP 業者需量反應相關費用，CSP 在依與各別用戶簽定之合約，分配予用戶。以下三種為 PJM 市場中較為普遍的產品：

1. 有限需量(Limited): 在系統緊急情況下，PJM 指令用戶執行動作，但在夏季期間，最多僅能執行 10 次。
2. 延長夏季需量(Extended Summer)：在 6 個月內(通常為 5 月至 10 月)執行不限次數。
3. 年度需量(Annual)：在一年內執行不限次數，其合約年限為簽定年份 6 月至隔年 5 月。

表 2-2 PJM 市場需量產品類型

	Limited	Extended Summer	Annual
Capability period	June 2015-Sept. 2015	June-Oct. 2015 & May 2016	June 2015 to May 2016
Hours of the day required to respond	12:00 p.m. -8:00 p.m.	10:00 a.m. -10:00 p.m.	May-Oct.: 10 a.m.-10 p.m. Nov.-April: 6 a.m.-9 p.m.
Maximum duration of interruption	6 hours	10 hours	10 hours
Dispatch frequency	<= 10 times	Unlimited	Unlimited
Dispatch notification	Must be able to reduce load within 30 minutes of notification (60 min. or 120 min. on exception basis)		

有些 ISO 市場，會給予全年需量 (Annual Demand Response Resources) 每月定期的容量費用，來確保系統經濟或安全目的下執行該需量。2016 年 11 月開始，PJM 將年度需量 (Annual Demand Response) 視為「虛擬」機組，規定全年需量須於合約執行年度，可無限次數執行，每次執行中斷負載須可達連續 10 小時以上，6~10 月及隔年 5 月執行時間範圍為 10:00~22:00，11 月~隔年 4 月月執行時間範圍為 6:00~21:00，並可於 10 月至隔年 4 月向 PJM 調度中心提出檢修申請。

在 2014 年以前，在 PJM 及新英格蘭 (NE-ISO) 的三年長期容量市場 (Three-year Forward Capacity Markets) 中，將需量反應等效為實體發電機組容量，並且視為最便宜的機組容量，審核通過以代替老舊申請除役之機組。然而直到 2013、2014 年冬天，北美受極地渦旋 (Polar Vortex) 影響，多個城市打破低溫紀錄，天然氣與暖氣之使用劇增，需量反應執行能力有限，無法替代可數天 24 小時運轉發電之實體機組，圖 2-2 為 2014 年 1 月 7 日受極地渦旋氣溫極低，當日負載與典型 1 月負載差異，圖 2-4 為當日緊急執行需量反應情形，當年度 PJM

簽訂約 9,300MW 之合約容量，但配合極地渦旋自願性切斷負載僅約 2,000MW 容量，達成率偏低，PJM 對於冬季期間自願性執行需量反應太過樂觀。

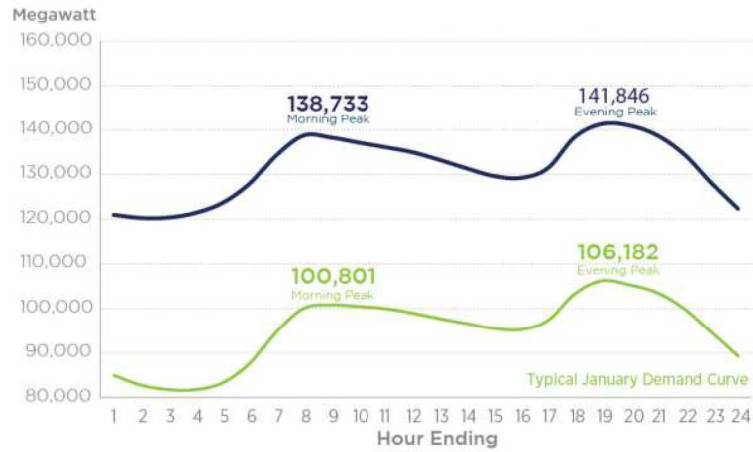


圖 2-2 2014 年 1 月 7 日受極地渦旋影響 PJM 負載情形

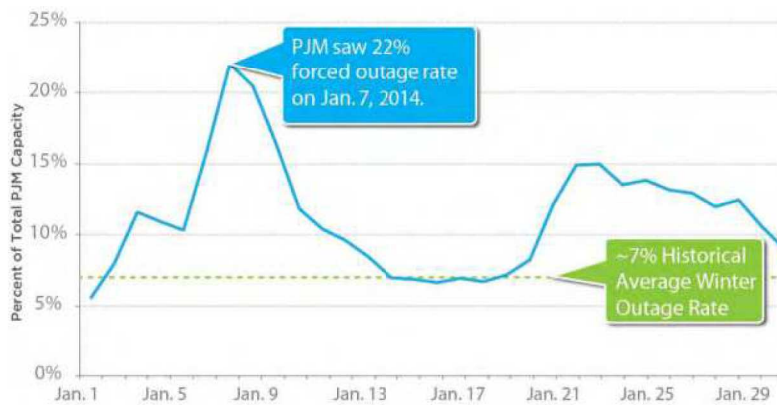


圖 2-3 2014 年 1 月受極地渦旋影響 PJM 機組故障容量占比

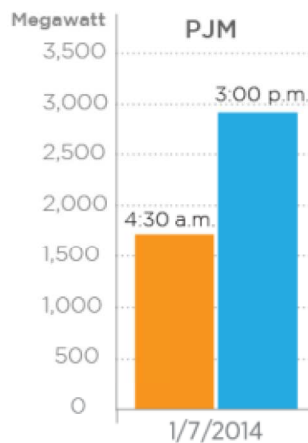


圖 2-4 2014 年 1 月 7 日 PJM 需量執行情形

經歷過上述事件後，自從 2016 年 11 月開始，PJM 及新英格蘭 ISO 重新檢視了參與三年長期容量市場的需量類型，只有部份需量可被視做發電容量。PJM 市場因為 2014 年 1 月的極地渦旋影響，約有 22% 的發電機組無法正常於系統中運轉，由圖 2-3 所示。FERC 考慮到可用的資源(發電或需量)效能不斷惡化，且資源結構持續改變，因此允許 PJM 對容量市場規則重新調整，著重該資源之可用效能。PJM 從發行年度 2018 年、2019 年開始，不再購買前述：有限、延長夏季和年度需量，只通過可靠性定價模式的容量市場(RPM)購買兩種緊急需量產品：一為必須能夠在整個合約年度保持其效能可用性(Capacity Performance)，另一種為基本容量(Base Capacity)，針對季節性執行的需量產品。

表 2-3 PJM 市場需量反應產品更新

	Base Capacity	Capacity Performance
Effective	Base capacity DR is essentially Extended Summer DR and is only available for delivery years 2018/2019 and 2019/2020	Effective 2018/2019 Delivery Year
Availability	Any day during June to September of the delivery year	Any day during the delivery year**
Maximum number of interruptions	Unlimited	Unlimited
Hours of day required to response	10:00 a.m. to 10:00 p.m.	June-Oct. 2018 and May 2019: 10 a.m. -10 p.m. Nov. 2018-April 2019: 6 a.m. -9 p.m.
Maximum duration of interruption	10 hours	No limit

Source: PJM, GTM Research

## 2.2 大量再生能源併網之系統需求

直到 2016 年止，美國輸電及配電等級之風力及太陽能併網，已從 2002 年的 0.3% 達到 6.9%，美國已有許多報告來探究大規模再生能源併網(從 10% 到 60% 之滲透率)所造成之運轉挑戰。而這些挑戰可透過系統運轉、規畫、輸電線路擴建及其它可讓系統運轉更為彈性的手段來達成。但這些解決方案是非常廣範的，需依該地區系統的特性，例如：輸電限制、發電機、彈性資源、規範及市場，每個解決方法都有其成本及效果，但隨著技術和市場的發展，如：隨著儲能等其他技術逐漸成熟，成本會隨著時間而變化，調度中心及系統規劃者須不斷評估和決定如何使用這些資源來維持電力系統安全、穩定。

風力發電與太陽能再生能源有變動性、不確定性、地區性、非傳統機組特性、容量因素偏低之特性，如何整合再生能源至系統並維持系統安全，將以表 2-4 敘述。

表 2-4 再生能源特性、挑戰及解決選項

風力與太陽能特性	整合至系統之挑戰	解決選項
變動性	受風能及日照影響，發電輸出會有變動	在許多電力系統是利用系統運轉彈性資源做為運轉手段以整合再生能源，如：傳統發電機上升、下降發電量、維持區域性電力平衡、及跨市場協調發電。
不確定性	當日與日前皆無法將發電量準確預測	增進再生能源預測將有助於改善其不確定性，減少備轉容量準備、降低發電燃料使用，甚至可將再生能源當成「可調度」之發電資源
地區性	若該地區之風力或日照充足，將會產生較為經濟且穩定	德州 ERCOT 是一個很好的例子，在其立法簽署成立再生能源競爭區後，9 年內已將 18.5GW 風機及



	之發電量	3600 英哩輸電線從遙遠的區域導入負載中心。
非傳統機組特性	其提供維持電壓及頻率控制之方式與傳統機組不同	電力系統相關規範不停的修訂，以因應再生能源技術不斷的創新及併網之影響。舉例來說，ERCOT 系統可視為獨立系統，對於頻率擾動的影響相當大，因此 ERCOT 訂定相關規範要求其風力機組提供慣性響應，在系統發生擾動後的初始時刻保持系統穩定
容量因素偏低	發電時間受限於是否有風及太陽光	電廠收益與其發電效能有直接關係，再生能源發電一樣有此問題，一旦有更便宜的發電機組參與市場，潛在地造成其它競爭者建置成本無法回收，如：美國由於氣價太過便宜，燃氣機組加入市場競爭造成近期許多核能電廠除役。

圖 2-5 為 NREL(National Renewable Laboratory)提供因應再生能源併網相關解決方法及其成本，圖中分為系統運轉、市場、負載、彈性發電、電網、儲能等解決面向，其中成本最便宜的因應方式為改變規範和市場規則，且此方法適用於所有地區之系統運轉單位。另外，儲能方式平均較其他選擇方式更昂貴，且電池是最昂貴的方法，因此許多分析師預測，短期內儲能僅能扮演微小的角色，在其成本更加便宜之前，將優先考慮其他的解決方案。

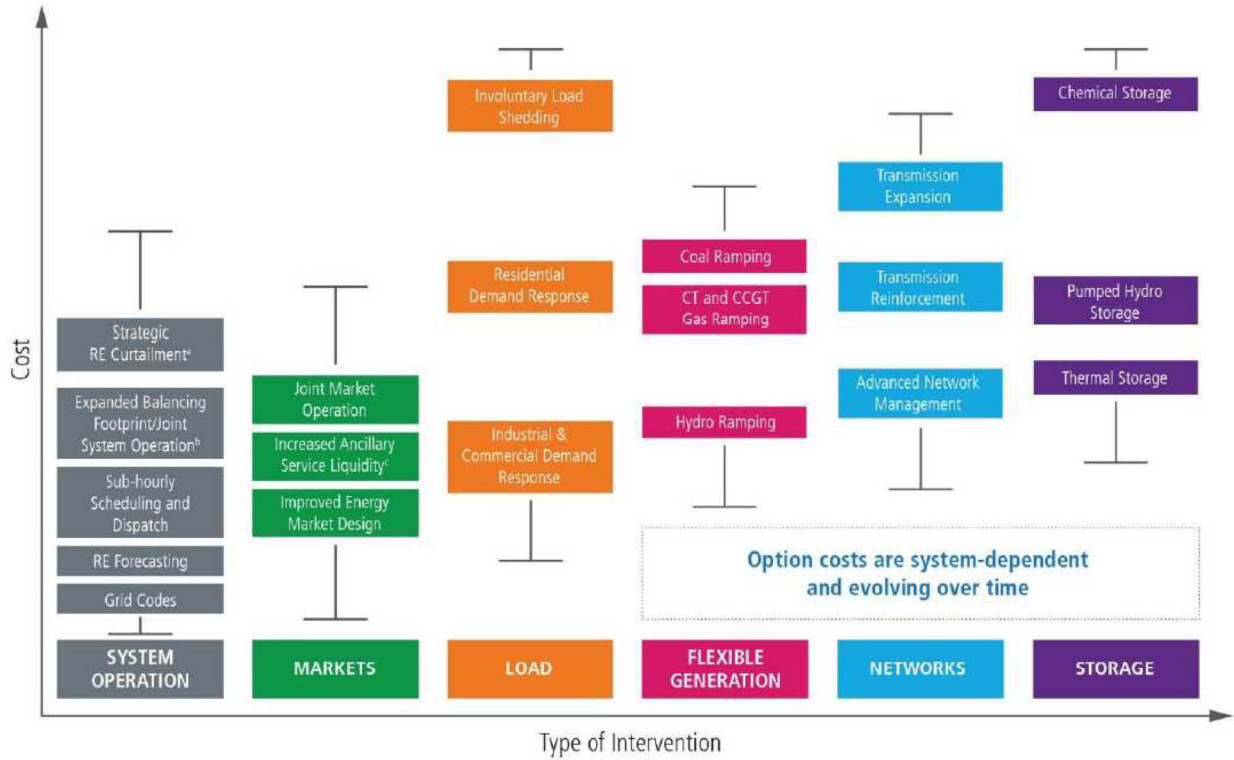


圖 2-5 因應再生能源併網解決方案及成本

再生能源發電預測雖然所需成本較低，但其技術發展仍是相當大的挑戰，其預測技術仍相當依賴局部地區之天氣預報準確度、環境、亦須考量可能造成發電量減少之條件(如：氣溫過高、風力太強、機組故障、檢修等)，目前仍然無法進行長期預測，因此較依賴再生能源發電之電力系統，仍需謹慎規劃機組檢修排程。

FERC、NERC 及 ISO 已針對風力、太陽能發電之設備制定相關需求規範，來增進電力系統安全。目前已制定併網設備需有低電壓穿越(Low-Voltage ride through)需求，即併入電網之風機或太陽能裝置，於電網發生低電壓、或事故時，仍可保持與電網連接之能力，甚至向電網提供無效功率，以支持電網恢復正常。而加州 ISO 則要求併入系統之太陽能發電需安裝智慧型逆變器(Smart Inverter)；其他國家也視其電網特性，規範業者併網前須符合其當地之需求；FERC 及許多 ISO

已重新制定市場，讓需量反應相關資源進入市場，增進電力系統彈性、可靠，並有助益於消費者。

邦納維爾電力管理局(Bonneville Power Administration, BRA)位於美國西北部地區，BRA 有效率地利用運轉及商業手段整合大規模風力發電，提供了很好的例子：BRA 轄區範圍的風力發電 10 年內由 250MW 擴張為 4,782MW，且大部分之風機位於 Columbia River Gorge，並利用併接至聯邦 Columbia River 水力發電廠之高壓輸電線傳送電力。當這些龐大的風力發電廠產生微小的風能變化，造成 1 小時內輸出至系統上約 1,000MW 之擾動，BRA 利用水力發電來維持系統供需平衡，並於市場收取平衡容量費用，另外設置懲罰性費用來鼓勵風力發電之預測及排程能夠準確，因此預測工具及排程結果已有顯著的改善。由於這些風力發電擁有雙邊合約(PPA)且受到政府獎勵措施影響，其發電無需考慮是否符合負載需求，即便市場價格信號為負值，風力發電輸出仍具經濟效益，造成相關區域受政府法規或維持系統安全之必需運轉(Must-Run)機組，在市場價格信號為負時，仍需與這些便宜的再生能源競爭。BRA 考慮到風力發電及傳統機組發電資源整合之挑戰日益嚴峻，與相關業者共同制定了「供應過剩管理協議」，當風力發電量造成系統供電過剩時，其中一項協議為利用保護魚類及環境「必須運轉」之水力電廠取代其他傳統機組發電，這些被取代之電廠將得到一筆費用來彌補其損失，此費用則由 BRA 轉向電力批發業者收取。

## 2.3 CAISO 案例探討

### (一) CAISO 再生能源發展現況

加州電力調度中心(California Independent System Operator, CAISO) 建立於 1998 年，為北美九個獨立系統調度機構/區域輸電組織 (ISO/RTO) 其中之一，加州對於再生能源發展目標訂定在 2030 年時，大型太陽能電廠、風力發電與屋頂型太陽能發電占比須達 50%，而在加州議會及州政府積極推行下，其太陽能發電量高居美國各州第一，更希望 2020 年時以風力、太陽能發電、需量反應、配電等級(DER)之再生能源做為基載，全面取代燃煤電廠。

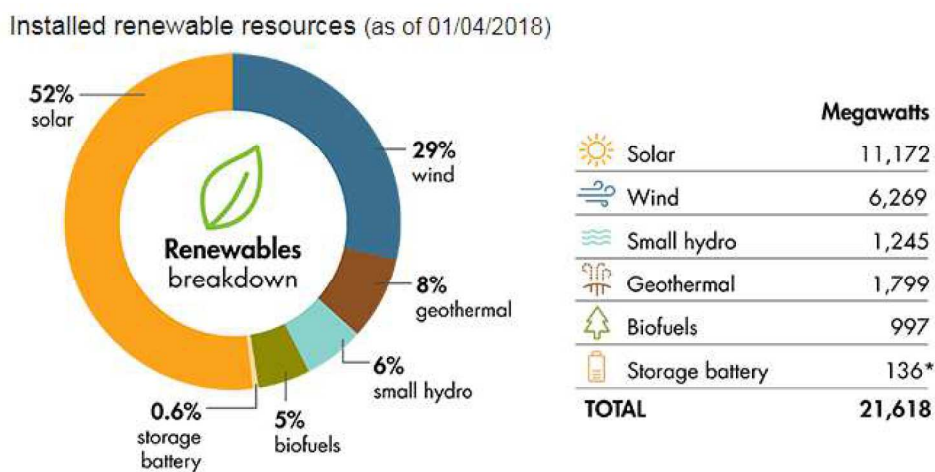


圖 2-6 CAISO 再生能源裝置容量現況

CAISO 利用能量不平衡市場(Energy Imbalance Market, EIM)來處理不同區域再生能源之間歇性，並利用快速反應是燃氣發電機組來支援再生能源之變動性及不確定性，利用「FRAC-MOO」規定(Flexible Resource Adequacy Capacity Minimum Offer Obligation)要求配售電業者有義務購買彈性發電資源。

在某些區域之電網於下午尖峰時段，過多之大型、屋頂型太陽能發電造成該區域之批發電價過低、或造成網路壅塞現象。由於白天大量太陽能發電(約 50%發電占比)，過低的批發電價造成某些地區無法彌補此時維持系統安全之彈性發電資源，但 CAISO 為確保有足夠之

彈性發電資源以維持系統安全，因此每月給予相關固定容量費用逐年增加。

## (二) CAISO 淨負載曲線

由於再生能源的成長，有更多不可控、變動的電源存在於系統，調度中心更需要可控制之資源來平衡再生能源造成的變動。CAISO 依未來再生能源占比，預估並繪製 2002~2020 年淨負載曲線(扣除變動式能源發電量)，此日負載曲線又稱鴨子曲線(Duck Curve)。

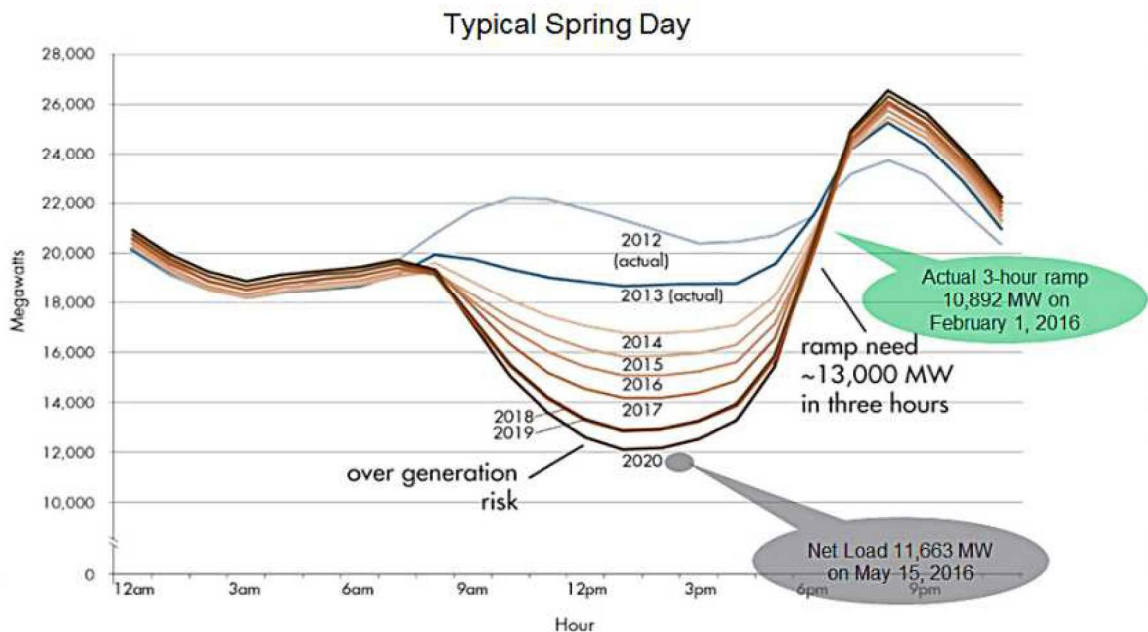


圖 2-7 CAISO 淨負載曲線

依用電習慣人們早上起床開始一天的工作，約早上 4:00 開始負載開始爬升(鴨子尾巴)，須利用傳統機組增加發電滿足負載增加之需求，但約 7:00 開始，太陽能發電漸漸增加，取代傳統機組發電。在某些時節，約中午 12:00 後，太陽能發電量最大，受大量的屋頂型太陽能發電影響造成白天淨最低負載 (鴨子肚子)，直到下午 4:00 後太陽下山，為彌補太陽能發電減少及人們從工作崗位返回家中用電，CAISO 需準備足夠之發電資源以應付一整天最陡峭晚上約 7~8 時尖峰負載(鴨頭)，

於尖峰過後，又需將機組發電降低、解聯，以滿足負載趨勢。由淨日負載曲線來看，受太陽能光電增加、排擠線上傳統機組後，又須於下午約 5:00~8:00 三小時內準備充足之電源以因應負載增加 13,000MW。

截至 2016 年 11 月，新數據顯示尖峰負載需求將比以往想像的更加擔憂，因為此鴨子曲線成長更加快速，造成其中白天淨最低負載(鴨子肚子)比預期的更低，天黑後日尖峰負載之斜率亦比研究的還要更高。在 2015 年時 CAISO 準備 10,091MW 之快速反應發電資源來平衡此三小時內之負載陡升，預估 2019 年此負載陡升將達 14,000MW。

### (三) 過度發電風險

即時發電調度時，須隨時保持供需平衡，當發電超過當時負載需求時，則會造成過度發電之現象，通常可分為兩種情況：

1. 為 CAISO 需為早上與晚上兩時段之尖峰負載準備足夠之發電資源，受長時間啟動(Long Start Resource)資源影響，其機組啟動時間較長，在負載尚未攀升前，機組須維持在最低發電量運轉。
2. 受無法調度之太陽能光電影響，由圖 2-7 負載曲線可看出中午、下午時段可能會造成過度發電風險。

因此 CAISO 為解決上述情況，將過剩電力輸出至有需求之鄰近互聯公用事業，或是利用機組多次起停、保持線上機組低載發電方式度過風險，亦會執行削減再生能源發電、切離系統以確保供電平衡。

### (四) 所需發電資源特性

由於陡峭的升、降負載曲線，CAISO 須在短時間內指令發電機組啟動及停機來平衡負載需求，另外當白天太多再生能源併網，傳統機組與再生能源發電量導致供過於求，進而排擠傳統機組發電，將導致系統缺乏頻率控制來源。因此 CAISO 依系統特性定義所需之彈性資

源，其方向如下：

1. 維持升載、降載能力。
2. 在定義的時間內反應。
3. 改變反應方向速度要快。
4. 儲能或改變使用能源方式。
5. 能依系統需求，接受指令後快速反應。
6. 從無發電或低載運轉可快速提供發電需求量。
7. 一天可多次啟停。
8. 準確的預測能力。

#### (五) FRAC-MOO Phase 2 提案草案

加州因為已經設定了 50% 再生能源發電目標，尤其是大量太陽能發電影響，CAISO 需要大量依賴彈性資源(Flexible Resources)，其中大部份為燃氣複循環及蒸汽機發電機組，但 CAISO 認為當前仍有運轉風險，因此於近期提出第二階段 FRAC-MOO 草案，運轉風險如下：

1. 不足的升載速度：2017 年之彈性容量約有 43% 容量之升載速度低於 10MW/分鐘。理論上 CAISO 可同時調度多個升載速度較慢的資源升載，但此舉仍將限制 CAISO 處理即時調度再生能源之變動性。
2. 機組降至最低運轉發電之發電量仍高：受機組最低發電出力仍高之影響，2017 年 1 月加州超過 40GWh 的再生能源發電量被削減。
3. 長時間啟動資源(Long Start Resource)不夠彈性：依目前 FRAC-MOO 之規定，若定義為長時間啟動資源，該資源若在日前市場機組排程未得標，則無義務參與即時調度發電。依 2017 年統計，目前約有 40% 以上被定義為長時間啟動資源。

4. 週末無法運轉使用：CAISO 發現 2016 年許多次負載最大上升量出現在週末假日，然而依目前 FRAC-MOO 標準，有些資源無需於週末假日提供發電。

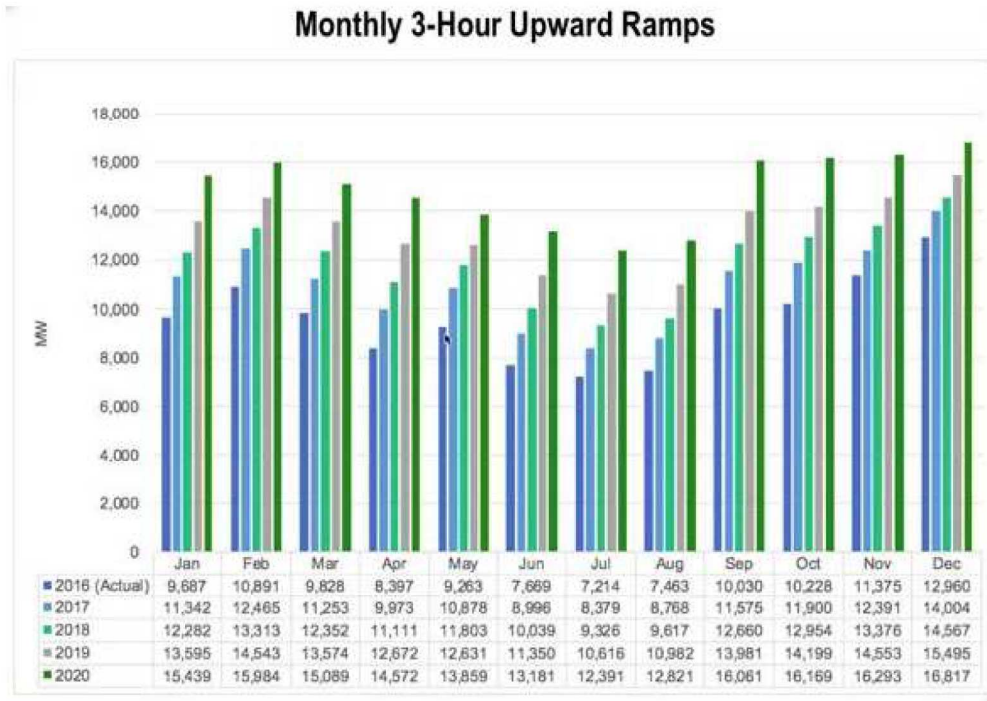


圖 2-8 CAISO 3 小時淨負載上升量逐年成長趨勢

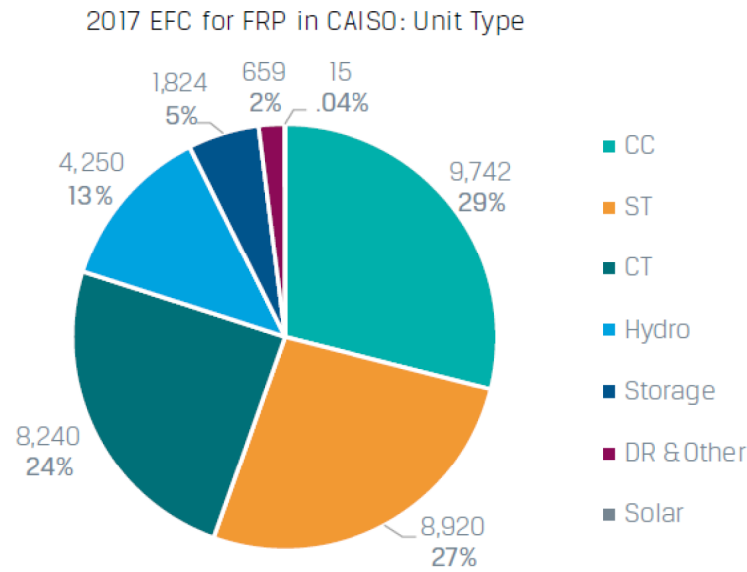
因此 CAISO 提出 FRAC-MOO Phase2 提案草案，將原 FRAC-MOO 進行修改，希望可以提供優異彈性資源給予更高容量電費，以避免因天然氣價便宜，造成優異彈性資源無法回收成本，因而提前除役。另外希望增加彈性資源容量可用性，提出彈性資源必須擁有下列特性：

1. 啟動時間少於 4.5 小時。
2. 最小運轉時間少於 4.5 小時。
3. 每天所有資源需可接受調度提供可用服務。

FRAC-MOO phase2 提案草案將影響約 18GW 的不合格彈性資源容量，主要為複循環機機組和蒸汽機組，無法符合之資源包括 1.3GW 長時間啟動容量，1.1GW 最小運轉時間超過 4.5 小時，15.5 GW 的同時無法符合啟動時間與最小運轉時間。此第二階段的提案更新預計會減輕



CAISO 對於機組 最低發電運轉負擔，並減少再生能源發電量之削減。



Source: ICF

圖 2-9 目前 CAISO FRAC-MOO 下之彈性資源類別

## 2.4 ERCOT 案例探討

### (一) 德州再生能源發展現況

ERCOT(Electric Reliability Council of Texas)為美國第一個電力調度中心，德州立法機關於 1999 年重組德州電力市場，並賦予 ERCOT 四個權責：維持電力系統可靠、開放電力傳輸、促進批發市場及零售市場競爭。德州系統利用 HVDC 與其它地區互聯，可將 ERCOT 系統視為獨立系統看待。

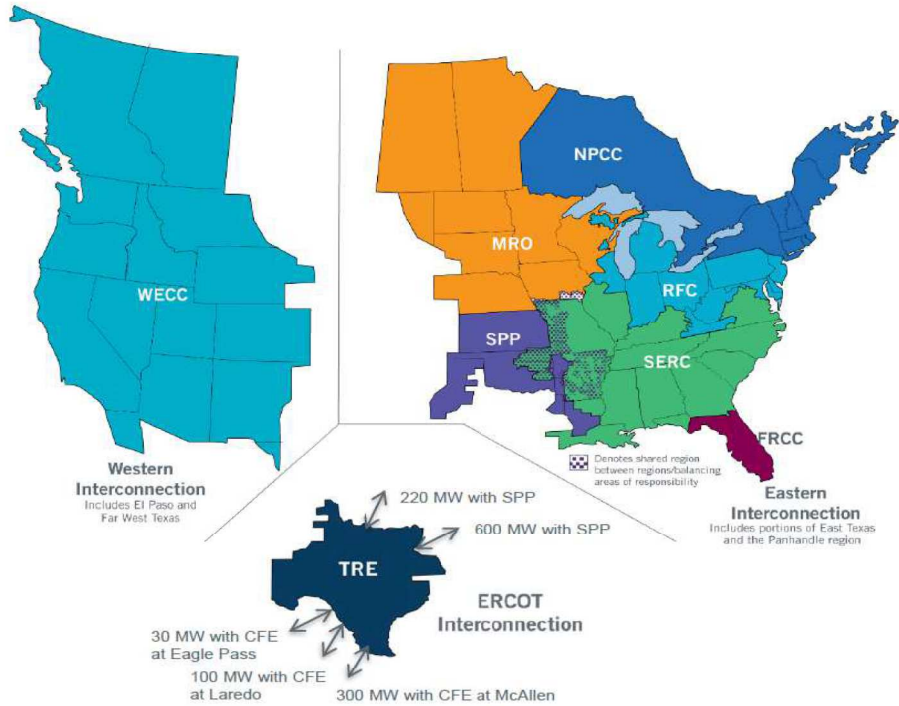


圖 2-10 德州系統互聯現況

截至 2016 年底，ERCOT 已安裝風力發電量超過 17,600MW，公用事業規模太陽能發電裝置容量達 566MW，由圖 2-11、圖 2-12 可看到，風力發電之發展規模已相當大，太陽能光電之容量雖不高，但預計未來將有相當快速的增長。

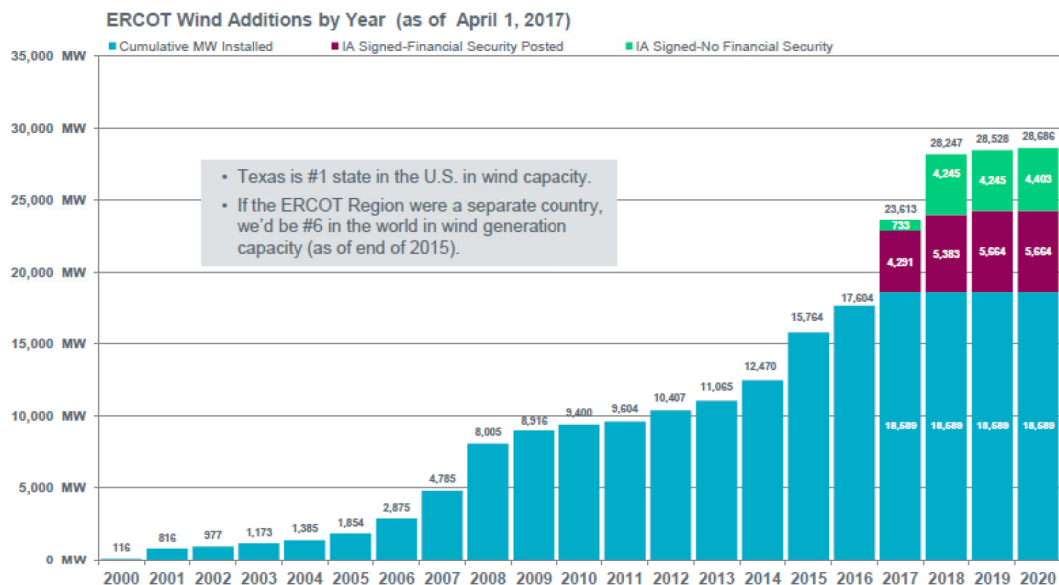


圖 2-11 ERCOT 風力發電現況

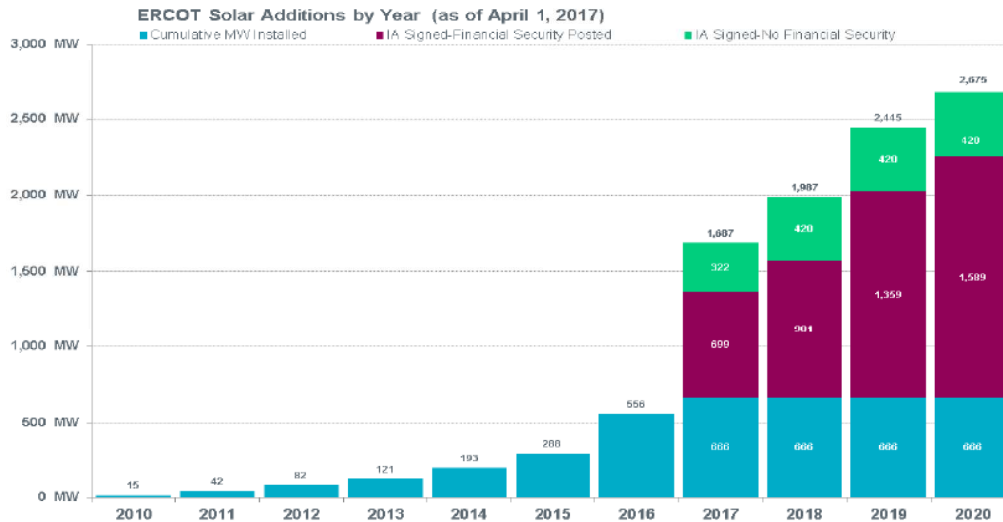


圖 2-12 ERCOT 太陽能發電現況

ERCOT 在 2017 年 3 月 23 日凌晨風力發電量貢獻了 50% 發電量，當時負載低於 29,000MW，當天下午 5 點，尖峰負載達到 45,391MW，風力發電貢獻了高達 30% 的發電量。然而風力發電仍有間歇性問題，其發電貢獻可能很低，例如 2016 年風力發電量在 2,500MW 以下，約為 17%（2016 年 11 月風力發電總量占其裝置容量之 15%）。

以下將利用 2.2 節方法，分別介紹幾種 ERCOT 整合大量風力發電之方式。

## (二) 併網規定

依照 NREL 提供因應再生能源併網解決方法及其成本對照圖所示，花費成本最便宜的因應方式為改變規範和市場規則，ERCOT 針對再生能源併網，分別規定如下：

1. 頻率控制：所有在 ERCOT 的機組必須提供調速器反應(Governor Response)作為初級頻率控制之能力，風力發電機組於 2010 年後開始協助 ERCOT 的頻率控制

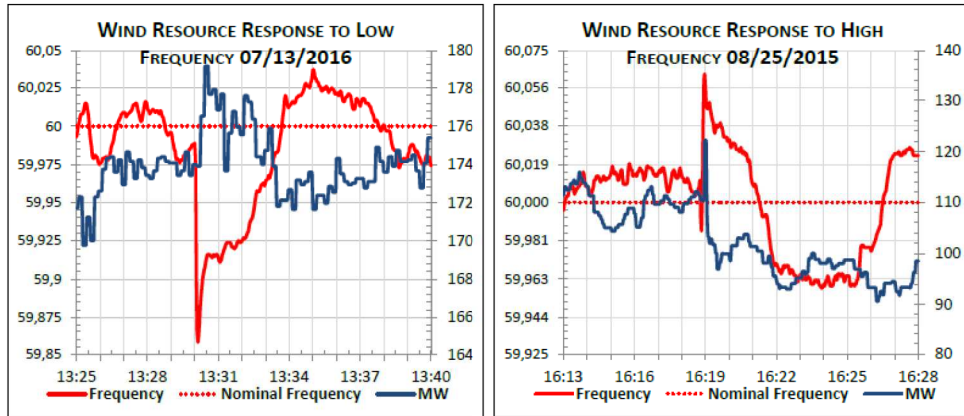


圖 2-13 系統過高、低頻率之風力發電頻控情形

2. 系統擾動穿越(Ride-Through)能力：2008 年起規定當系統發生不正常之電壓、頻率擾動時，再生能源設備須能夠承受此擾動，維持仍在線上運轉之能力。
3. 電壓維持能力：另外規定再生能源若容量達 20MVA 以上，須提供電壓維持能力，也就是在任何發電出力情形下，其虛功之輸出等於或高於設備銘牌額定容量的 10%以上。

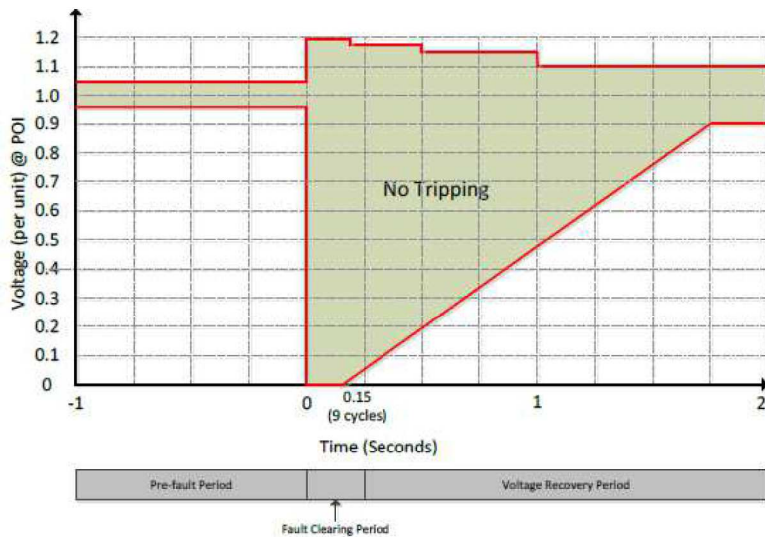


圖 2-14 設備電壓維持能力圖示

4. 升降載速度限制：2009 年後安裝之再生能源，依規定其升降載率需低於設備銘牌額定容量(MW)的 20%以上。

### (三) 再生能源發電預測

另一個整合再生能源成本次低方式是進行再生能源發電預測，ERCOT 於 2015 年開始執行大型太陽廠發電預測專案研發，而風力發電預測則由供應商提供未來 168 小時(7 日)之逐時預測發電量，此預測系統稱為 STWPF(Short Term Wind Power Forecast)，其預測模型首先收集氣象相關資料，利用風速-發電量歷史資料計算出各區域發電廠輸出預測結果。STWPF 需分別結合三種系統之資料：

1. RARF(Resource Asset Registration Form)：各電廠基本資料，風機位置、容量等等。
2. EMS(Energy Management System)：發電狀態、遙測站點之氣象資料回傳。
3. Outage Scheduler：電廠檢修減少之供電量、開始與結束日期。

當風力發電業者遞交發電計畫時，ERCOT 只允許業者遞交之發電計畫必須小於、等於 STWPF 預測結果。

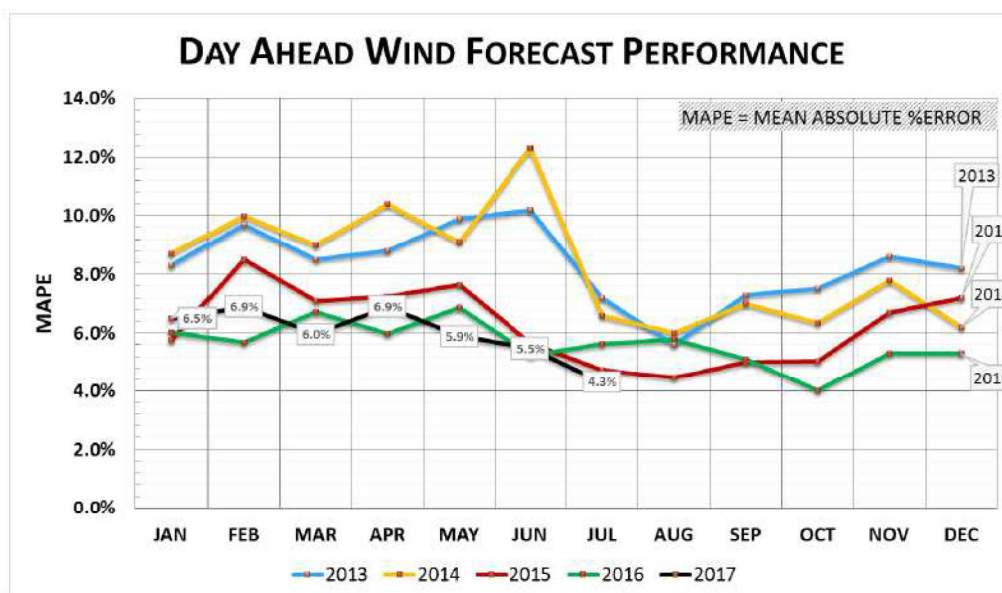


圖 2-15 日前風力發電預測 MAPE 統計

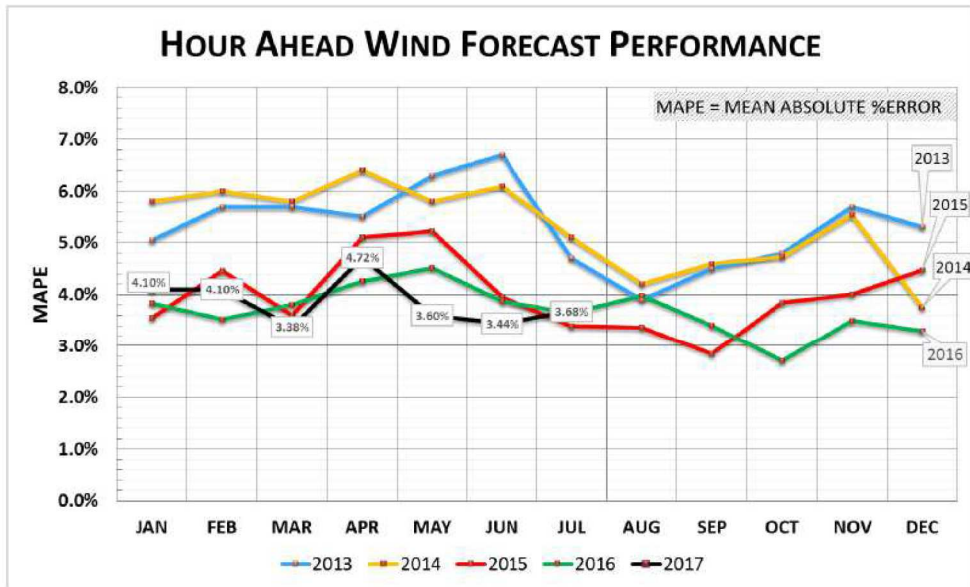
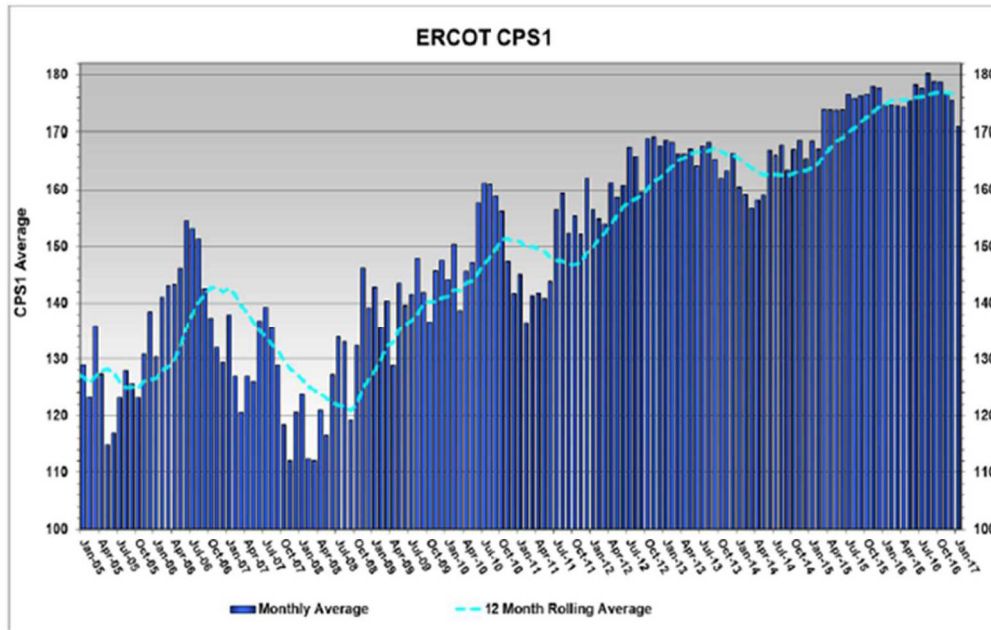


圖 2-16 小時前風力發電預測 MAPE 統計

#### (四) 輔助服務

即時運轉時 ERCOT 每 5 分鐘執行一次 SCED (Security-Constrained Economic Dispatch)，亦於日前市場購買相關輔助服務，以因應再生能源不確定性及變動性，維系統安全：

1. 頻率控制服務 (Regulation Services)：EMS 每 4 秒鐘發送頻率控制信號給電廠機組，自動控制提高或降低發電，控制系統頻率維持在正常範圍，相關報告指出，每增加 1,000MW 風力發電裝置容量需增加購買調頻容量，但由圖 2-17 之統計數據，其 CPS1 成績高達約 176.31%，且至 2015 年後，購買調頻容量已逐漸遞減，推測可能為大量風機遍布在大範圍地理區域內，平滑了由局部地區天氣造成之發電變動性。



CPS1 12 Month Rolling Average = 176.31%  
 ('Perfect' score is 200%)

圖 2-17 ERCOT CPS1 成績統計



圖 2-18 ERCOT 調頻需求量與風力發電機組裝置容量

- NSRS(Non-Spinning Reserve Service)：NSRS 定義為 30 分鐘可提供之發電容量，可以由離線發電機組或由需量反應卸載方式提供，用來因應大型機組跳機、風力發電及負載預測所造成之誤差，減緩淨負載(負載預測結果-風力發電預測結果)之不確定性，其中在淨負載風險較高之時段，ERCOT 購買 NSRS 容量來涵蓋 90%之

淨負載不確定性；淨負載風險較低之時段，改購買以涵蓋 70%之不確定性。

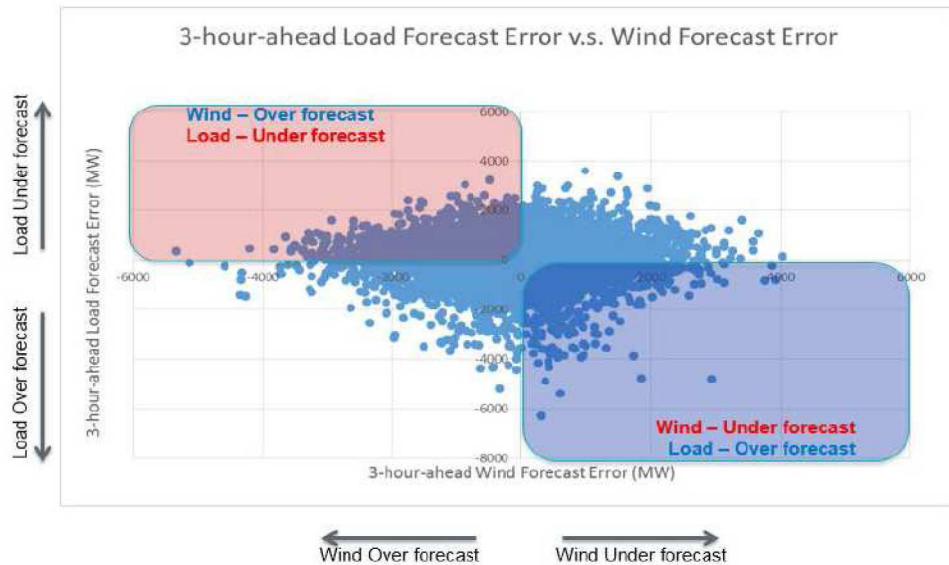


圖 2-19 3 小時前負載及風力發電預測誤差量總合

3. RRS(Responsive Reserves Service)：當系統發生機組跳機時，為了能立即回到系統正常頻率，因此須購買 RRS 迅速反應，火力機組藉由調速機控制發電量，常需耗時 1~3 秒，因此 ERCOT 購買之 RRS 約 50%來自負載(低頻動作之需量反應)，採用低頻電驛設定，於系統頻率掉至 59.7Hz，計時 0.5 秒後執行。ERCOT 於 2014 年開始即時監控系統慣量，2015 年開始由系統慣量來決定 RRS 購買量。



### 三、心得與建議

再生能源有其獨特性，如何彈性利用相關資源，將其特性轉為對系統之助益，將有效降低系統成本。目前國外已歸納了幾種因應方式：系統運轉(併網規定、再生能源預測、每小時內細緻機組排程、系統互聯、策略性削減再生能源發電量)、市場運作(改變市場設計、增加輔助服務流動性、市場間合作)、負載(需量反應、非自願性卸載)、彈性發電資源(水力、燃氣、燃煤電廠)、電網(進階的電網管理、傳輸及擴建)、儲能設備(熱儲能、抽蓄電廠、化學儲能等)。由於各區域地理環境、氣候、電力系統、政府政策等特性皆不同，造成各地區再生能源併網之解決方式不盡相同。

國外市場受天然氣價格便宜影響，目前皆大量使用燃氣機組彈性調度、快速反應之能力來減緩再生能源之不確定性與變動性。檢視相關 ISO 之做法，皆會分析扣除再生能源發電後之淨負載曲線變化、參考整體預測誤差量，再決定所需發電運轉資源。CAISO 草擬第二階段 FRAC-MOO 標準；ERCOT 建立新的輔助服務產品架構，部份原因皆與再生能源影響相關。

各電力市場報持開放態度歡迎需量反應資源加入市場，本公司亦然，但由 PJM 的案例可看到 PJM 改以更嚴謹的方式檢視需量產品效能，整個合約年度保持其執行效能、執行次數不受限制且依規定之執行時間長度者，視為可用替代發電資源，確認系統供電足夠後，才可讓老舊機組除役。在拜訪 ERCOT 時，與會專家認為運轉時事故造成頻率降低自動執行 RRS，對於系統頻率回復相當有幫助，且用戶參與相當踴躍，建議本公司可調查潛在產業用戶，開發針對系統頻率降低之需量產品。

目前本單位已使用綜合研究所發展之風力發電預測系統，協助日前之機組排程，其系統對於未來 48 小時風電變化趨勢已大致掌握，但仍可學習 ERCOT 風電系統資料整合方式收集民間風機資料，將民間新加入裝置容量、地理位置等資訊雖時更新至預測系統，並即時回傳各民間風場風速、發電結果與風機檢修排程，相信將有助於提升預測結果。

#### 四、 參考文獻

- [1] CAISO , <https://www.caiso.com/> ◦
- [2] ERCOT , <https://www.ercot.com/> ◦
- [3] Bonneville Power Administration , <https://www.bpa.gov> ◦
- [4] PJM , <https://www.pjm.com> ◦
- [5] Public Utilities Fortnightly , <https://www.fortnightly.com/> ◦
- [6] GTM , <https://www.greentechmedia.com/> ◦
- [7] Why Wind and Solar Power Are Such a Challenge for Energy Grids by David Roberts ◦
- [8] Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability by U.S. Department of Energy ◦
- [9] CAISO's Lifeboat for Flexible Resources by Patrick Milligan, Dinesh Madan, and Bhuvan Neema, ICF ◦
- [10] Renewable Integration in ERCOT by Paul Wattles ◦
- [11] Challenges and Solutions for System Operations with High Share of RE-ERCOT by Sandip Sharma ◦
- [12] Today's U.S. Electric Power Industry, Renewable Energy, ISO Markets and How Electric Power Transactions Are Done by PGS Energy Training ◦
- [13] Fundamentals of The Texas ERCOT Electric Power Market by PGS Energy Training ◦