

出國報告(出國類別：實習)

實習「台灣能源、經濟整合模型」  
及觀摩電業自由化經驗

服務機關： 台灣電力公司

姓名職稱： 洪紹平/綜研所電經室主任

高孟甫/調度處電源運用資深專業工程師

孫建平/電源開發處主管投資

褚文欽/發電處主管效率

郭婷瑋/綜合研究所企控師

派赴國家： 美國

出國期間： 101年12月09日至12月15日

報告日期： 102年1月16日



## 行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：實習「台灣能源、經濟整合模型」及觀摩電業自由化經驗

頁數 70 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

洪紹平/台灣電力公司/綜合研究所 /主任/(02)23601250

高孟甫/台灣電力公司/電力調度處/電源運用資深專業工程師  
/(02)2360-7665

孫建平/台灣電力公司/電源開發處/主管投資/(02)23666875

褚文欽/台灣電力公司/發電處/主管效率/(02)23666539

郭婷瑋/台灣電力公司/綜合研究所/企劃控制師(02)23601259

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：民國 101 年12 月9日至101年12月15 日 出國地區：美國

報告日期：民國 102年1月16日

分類號/目

關鍵詞：溫室氣體排放交易（GHG emission trading）、頁岩氣(shale gas)、  
抵換(setoff)、獨立系統操作者（Independent System Operator）、自由化  
(deregulation)

內容摘要：（二百至三百字）

本次由電源開發處、電力調度處、發電處與綜研所共同參與此次實習觀摩。首先至 EPRI 討論該機構與本公司合作之「台灣能源、經濟整合模型」模擬結果，顯示在 2025 年之前，達成我國減量目標只能靠限制 GDP 的成長，2025~2030 年間 CCS 技術引進，使得碳價顯著降低，之後則因為電力部門無法再更進一步去碳化，二氧化碳的減量只能再度犧牲 GDP 來達成。

次日參加史丹福大學 Program on Energy and Sustainable Development 舉行之 The New U.S. Role in Global Fossil Fuel Markets 研討會，瞭解未來短、中、長國際燃料市場變化趨勢。其中最重要的是美國頁岩氣的大量生產，使得發電結構中燃煤與燃氣占比幾乎相等。美國的天然氣價格原與國際同步，但自 2011 年起已和國際天然氣價格脫鉤，IEA 預測 2020 年天然氣價格將遠低於全球其他地區。

此行亦參訪 CAISO，蒐集加州電業市場於 2000 年自由化失敗後之市場變革資訊及 ISO 之調度運轉經驗，以及其前一日市場與即時市場之市場規則及配套機制。

最後，EPRI 也安排其研究電業自由化專業人員與本公司同仁探討自由化之市場設計原則，並針對台電公司實施內部競價之機制提供建議，討論如何採用目前已可運作的軟體及資源，亦即以既有的 EMS UC 及各機組成本資料為基礎發展競價機制。

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

## 目錄

壹、出國目的與行程	1
貳、台灣能源、經濟整合模型(Tai3E) (綜)	7
參、溫室氣體排放抵換(GHG emission offset)最新發展(綜)	23
肆、抵換專案之整合(aggregation) (綜)	29
伍、美國史丹佛大學「能源與永續發展中心」研討會-天然氣&煤炭(開)	35
陸、加州電力市場與調度-CAISO(發)	43
柒、美國電力批發市場之演變(綜)	53
捌、EPRI 探討火力電廠競價機制(調)	61
玖、結語	71



## 壹、 出國目的與行程

根據 EPRI 101 年度 103 計畫擬執行事項合約，本年度 EPRI 提供台電公司 5 個名額赴美進行實習與觀摩，討論 EPRI 與本公司合作之「台灣能源、經濟整合模型」模擬結果，該模型對溫室氣體減量政策除對電力部門與一般總體經濟衝擊評估外，亦可分析不同稅賦回收方案，如將碳稅收入直接支付給家計單位、投資抵減、抵稅或社會福利等的效果，以及碳權交易工具對碳價/減量成本之影響。此行並參加史丹福大學 Program on Energy and Sustainable Development 舉行之 The New U.S. Role in Global Fossil Fuel Markets 研討會，瞭解未來短、中、長國際燃料市場變化趨勢。

另由於各界對於電業經營績效改善要求，近日電業自由化議題再度興起，本公司亦開始規劃會計分離、內部競價、輔助服務計價等相關事宜，因此本次訪美行程亦參訪 CAISO，蒐集加州電業市場於 2000 年自由化失敗後之市場變革資訊及 ISO 之調度運轉經驗，EPRI 也安排其研究電業自由化專業人員與本公司同仁探討自由化對電業衝擊與電業之因應措施。

由於 EPRI 101 年度 103 計畫係由綜研所主辦，而與其共同開發之模型建置過程中亦與電源開發處密切合作，另為因應電業自由化議題，電力調度處、發電處目前正進行電業自由化之輔助服務計價、內部競價等事宜之規劃，故本次由電源開發處、電力調度處、發電處與綜研所共同參與此次實習觀摩。

赴美實習實習「台灣能源、經濟整合模型」行程

起 始 日	迄 止 日	前 往 機 構	機 構 所 在 國 家 城 市	詳 細 工 作 內 容
		機 構 名 稱	國 家 城 市 名 稱	
101.12.9	101.12.9		美國舊金山	往程（台北→舊金山）
101.12.10	101.12.10	EPRI	美國舊金山	實習「台灣能源、經濟整合模型」
101.12.11	101.12.11	史丹福大學	美國舊金山	參加「能源與永續發展研討會」
101.12.12	101.12.12	CAISO	美國舊金山	觀摩 CAISO
101.12.13	101.12.13	EPRI	美國舊金山	與 EPRI 研究員討論電業自由化議題
101.12.14	101.12.15			返程（舊金山→台北）



## Taiwan Power Company Visit to EPRI

### Preliminary Agenda

Monday-Thursday, December 10-13, 2012

EPRI Attendees: Tom Wilson, Vic Niemeyer, David Young, Steve Wan (contractor)

Contacts: Tom Wilson — twilson@epri.com, 650-799-0340 (cell phone)  
Vic Niemeyer — niemeyer@epri.com, 650-245-1214 (cell phone)  
David Young dyoung@epri.com, (650) 308-6664 (cell phone)

### Monday, December 10, 2012

Time	Topic	Speaker
9:00 AM	<b>Introductions</b>	EPRI/TPC Staff
9:15	Taiwan Energy and Climate Policy Update and TPC Interests in Electricity Deregulation	Shao-pin Hung
9:45	EPRI Climate Program Update	Tom Wilson
10:15	Break	
10:30	Discussion of Taiwan REGEN 3E Model – Current Status and First Iteration Macro Model Results	David Young/Steve Wan
12:30	Lunch	All
1:30 PM	2012 GHG Emissions Offsets Research Progress	Adam Diamant
2:30 PM	<b>Discuss Next Steps for Energy-Economy-Environment Modeling</b>	Vic Niemeyer/David Young
3:00 PM	ADJOURN	

# Taiwan Power Company Visit to EPRI

Monday-Thursday, December 10-13, 2012

EPRI Attendees: Tom Wilson, Vic Niemeyer, David Young, Steve Wan (contractor)

Contacts: Tom Wilson — twilson@epri.com, 650-799-0340 (cell phone)

Vic Niemeyer — niemeyer@epri.com, 650-245-1214 (cell phone)

David Young dyoung@epri.com, (650) 308-6664 (cell phone)

## Monday, December 10, 2012

Time	Topic	Speaker
9:00 AM	<b>Introductions</b>	EPRI/TPC Staff
9:15	Taiwan Energy and Climate Policy Update and TPC Interests in Electricity Deregulation	Shao-pin Hung
9:45	EPRI Climate Program Update	Tom Wilson
10:15	Break	
10:30	Discussion of Taiwan REGEN 3E Model – Current Status and First Iteration Macro Model Results Young/Steve Wan	David
12:30	Lunch	All
1:30 PM	2012 GHG Emissions Offsets Research Progress	Adam Diamant
2:30 PM	<b>Discuss Next Steps for Energy-Economy- Environment Modeling</b> Niemeyer/David Young	Vic
3:00 PM	ADJOURN	

**Tuesday, December 11, 2012**

**The New U.S. Role in  
Global Fossil Fuel Markets**

**8:00am to 5:30pm  
Bechtel Conference Center, Encina Hall  
Stanford University  
616 Serra Street, Stanford, CA 94305**

**Wednesday, December 12, 2012**

<b>Time</b>	<b>Topic</b>	<b>Speaker</b>
7:00 AM	Depart Hotel for California ISO Tour	EPRI/TPC Staff
10:00 AM	Tour California ISO Clyde Loutan, Senior Advisor - Renewable Energy Integration, Market Analysis and Development Shucheng Liu, Principal, Market Development, Market Analysis and Development	
12:00 PM	Lunch	
4:00 PM	Return to Hotel	

## Thursday, December 13, 2012

<b>Time</b>	<b>Topic</b>	<b>Speaker</b>
9:00 AM	Discussion of TPC's Interest in Electricity Deregulation	EPRI/TPC Staff
9:30 AM	Overview of Deregulation in the U.S. and the Formation of ISOs	Bernie Neenan
11:30 PM	Overview of the New Zealand experience with Electricity Deregulation	David Young
12:30 PM	Lunch	
14:00 PM	Discussion of TPC's internal bidding mechanism	Robert Enriken
17:30 PM	Adjourn	

## 貳、 台灣能源、經濟整合模型(Tai3E) (綜)

Tai3E 模型係以 US-REGEN 總體模型為基礎簡化而來之整合模型，包括兩個子模型，一為由上至下(top-down)的可計算一般均衡總體經濟模型，用以呈現台灣總體經濟之狀況，共分為 13 部門(表 2-1)，另結合前一年 EPRI 與台電共同合作發展之電力部門子模型，為一由下至上(bottom-up)的跨期最適化模型用以呈現台灣電力部門之發電現況及未來展望。兩模型間以疊代方式求解，直到關鍵經濟變數(燃料使用量及價格、電力需求與供給、碳價等)收斂為止。

Tai3E 模型是利用 GAMS 執行，並以 GAMS 附加的「MPSGE」(Mathematical Programming System for General Equilibrium, 一般均衡數學規劃系統)子模組來執行可計算一般均衡模型。MPSGE 的功能在於提供既有的程式庫與評估模式，有助於一般均衡模型的方程式構建與分析。

由於國際間對氣候變遷的重視程度與日俱增，各國紛紛制定各種溫室氣體減量政策，電力部門是極大的二氧化碳排放源，這些減碳政策對於電力部門會產生顯著的衝擊，而 Tai3E 模型分析的結果顯示，欲降低台灣二氧化碳排放量，成本最低的方式將是讓電力部門去碳化，以及購買國際碳權。該模型之假設包括：

總體經濟子模型：

- 資料來自主計總處發布的 IO 表
- 基線情境至 2030 年為止之平均經濟成長率假設為 2.5594%。

電力部門子模型：

- 假設核一、二、三廠不延役
- 燃煤 CCS 自 2025 年起出現，但容量有限，逐年增加。

表 2-1 Tai3E 模型部門劃分

A	<b>Coal</b>	Minerals								
B	<b>Refined Petroleum</b>	Petroleum and Coal Products								
C	<b>Electricity</b>	Electricity Supply								
D	<b>Gas</b>	Gas Supply								
E	<b>Crude Oil</b>	(No sector equivalent, it's all imported)								
1	<b>Agriculture</b>	Agricultural Products	Livestock	Forest Products	Fishery Products					
2	<b>Transportation</b>	Transportation and Storage								
3	<b>Metal and Mechanical Equipment</b>	Iron and Steel Products	Miscellaneous Metals	Fabricated Metal Products	Mechanical Equipment	Motor Vehicles and Parts	Other Transport Equipment			
4	<b>Information and Electronics</b>	Electronic Parts and Components	Computers, Electronic and Optical Products	Electrical Equipment						
5	<b>Chemical</b>	Leather, Fur and Related Products	Pulp, Paper and Paper Products	Printing and Reproduction of Recorded Media		Chemical Materials	Chemical Products	Medicines	Rubber Products	Plastic Products
6	<b>Livelihood</b>	Process Foods	Beverages	Tobacco	Textile Mill Products	Wearing Apparel and Clothing Accessories	Wood and Related Products	Non-Metallic Mineral Products	Furniture	Other Manufactures & Repair and Maintenance of Industrial Machinery and Equipment
7	<b>Construction</b>	Construction								
8	<b>Water and Sewage</b>			Water Supply	Remediation Services					

9	<b>Wholesale, retail, lodgings, food service</b>	Wholesale and Retail Trade	Accommodation and Food Services							
10	<b>Information Services</b>		Mass Communication Services	Telecommunication Services	Data Processing & Information Services					
11	<b>Financial, Insurance, Real Estate</b>	Finance and Insurance Services	Real Estate Services							
12	<b>Education, Health Services, and Public Administration</b>	Public Administration Services	Education Services	Human Health and Social Work Services						
13	<b>Other Services</b>	Professional, Scientific and Technical Services	Support Services	Arts, Entertainment and Recreation Services	Other Services					
14	<b>residential</b>									
15	<b>Transportation</b>									

在 Tai3E 模型中電力部門子模型的減量選項有：1.核能(若政策許可)；2.CCS(2025 年之後，且初期滲透率有限)；3.再生能源(相當有限)；4.以 LNG 取代燃煤。而總體經濟子模型是價格反應模型，無法直接反映出技術可達成之二氧化碳減量，因此只能透過以下方式來減少二氧化碳排放：1.住宅部門、商業部門與工業部門的效率提升；2.燃料轉換(由化石燃料轉為電力)；3.碳洩漏(進口高碳排放係數之產品，避在國內生產)；4.購買國際碳權。

### 1.基線與二氧化碳排放受限情境

依 97 年行政院通過之「永續能源政策綱領」所公布的減量目標，未來全國二氧化碳排放減量，將於 2016 年至 2020 年間回到 2008 年(後修改為 2005 年)排放量，並於 2025 年回到 2000 年排放量。Tai3E 模型之二氧化碳排放上限即依此政策設定為 2020 年回到 263.8 百萬公噸，2025 年回到 224.6 百萬公噸的水準，之後則維持在此一水準之下。模型中僅考慮化石能源燃燒產生之二氧化碳，不計土地使用等其他活動產生之溫室氣體。基線與設定二氧化碳排放上限兩情境下之發電組合如下面圖 2-1，2-2 所示。由圖可知，成本最低的減碳方式為電力部門之去碳化，因此發電組合受到減碳政策目標之衝擊，產生重大變化，而電力部門在不允許新建核能電廠與再生能源稀少的情況下，可用的大型低碳發電技術僅有燃煤 CCS 與燃氣 CCS。



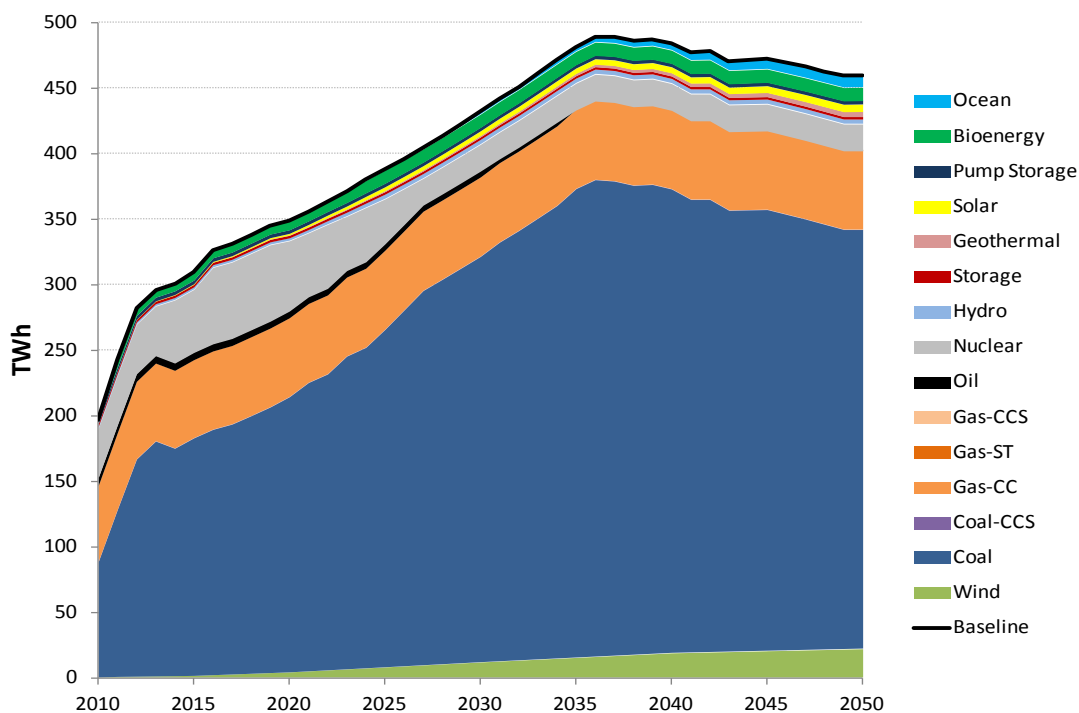


圖 2-1 基線情境發電組合

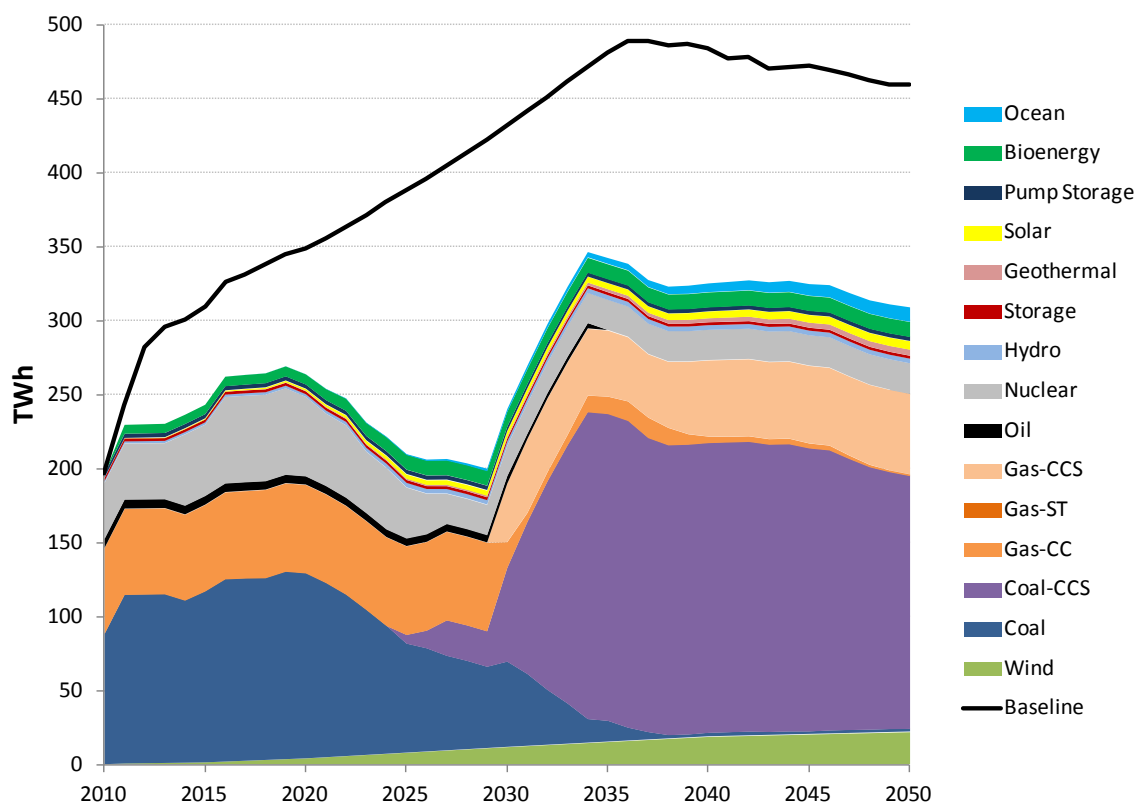


圖 2-2 碳排限制情境發電組合

圖 2-3 之碳排限制情境下之碳價趨勢圖顯示，要達到 2020 年的減

碳目標，成本並不算太高，在 2025 年之前，達成減量目標只能靠限制 GDP 的成長，2025~2030 年間 CCS 技術引進，使得碳價顯著降低，之後則因為電力部門無法再更進一步去碳化，二氧化碳的減量只能再度犧牲 GDP 來達成。此處之「碳價」係指若放寬一單位排碳限制可減少的經濟成本(影子價格)，亦即若有碳排放權市場存在時的碳權價格，在初期由 CCS 的設置成本決定，之後則是 GDP 成長率降低的機會成本。圖 2-4 為兩種情境之 GDP 成長率差異，對二氧化碳排放設限將使得 2050 年之前每年實質 GDP 損失達到 800 億美元。

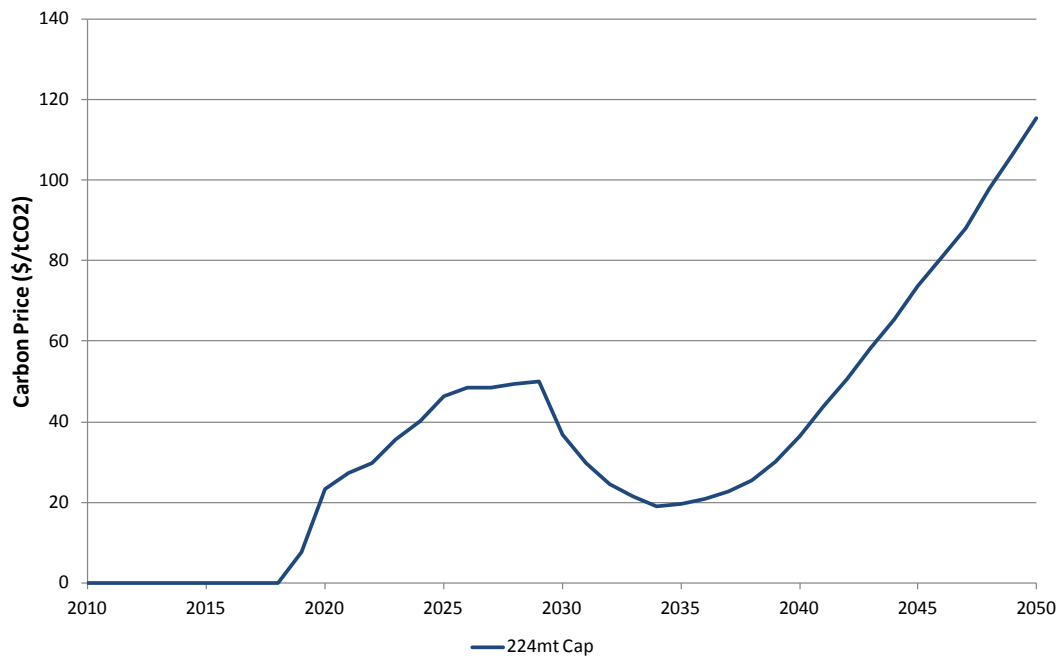


圖 2-3 碳排限制情境下之碳價

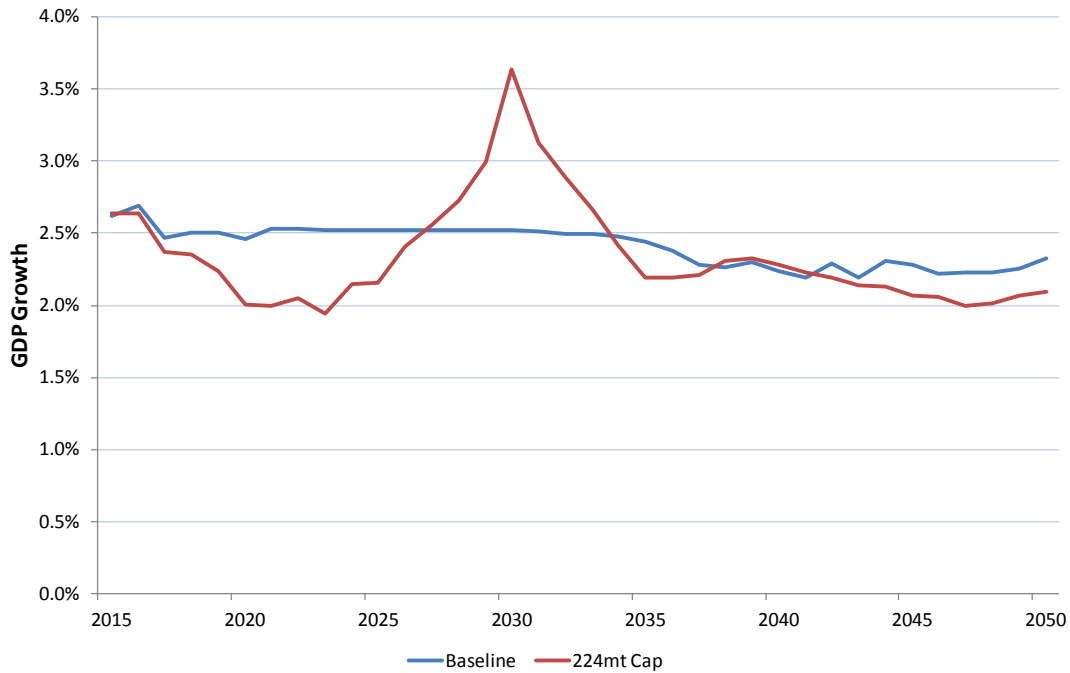


圖 2-4 基線與碳排限制情境下之 GDP 成長率

圖 2-5 為二氧化碳排放限制對於電力部門成本的衝擊，其成本曲線不包括對於碳排放權的購買成本。2030 年後因大量引進 CCS 而使得電力部門的成本陡升，至 2035 年後則完成電力部門之去碳化，不再有高額資本支出，但運維成本及燃料成本仍因 CCS 技術之引進而高於 2030 年之前，由圖 2-5 可知電力部門之去碳化將導致台電公司之成本大幅上升。前述模擬結果可知 2020 年開始的碳排限制要求可使台電的發電設備於 2035 年達成去碳化。成本最低的減量選擇應是讓經濟體電力化，而讓電力部門去碳化。然而，因為排放上限造成經濟體中其他部門的 GDP 損失，因此高額的投資成本將伴隨著需求降低同時發生。前述結論的前提為台電公司能在 15 年期間內佈署大規模的 CCS。

由此分析結果可看出，碳稅與總量管制二者相較，總量管制會造成受管制者成本的大幅變動，碳稅造成的成本上升則較平緩，且總量管制的目標達成與否將受限於技術的發展，若 CCS 或其他減碳技術無法如期發展成功且商業化運轉，總量管制的目標將難以達成。

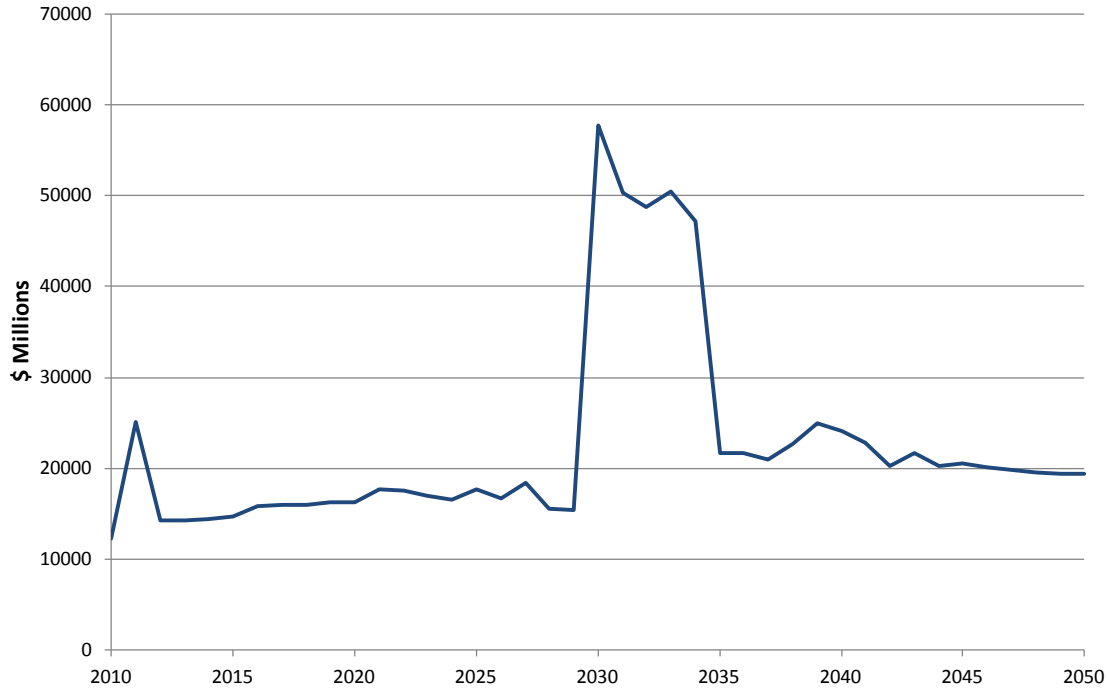


圖 2-5 碳排限制情境下之電力部門成本

## 2. 敏感度分析-核能與天然氣

在基線情境中，不允許增加新的核能機組，而且天然氣的使用有限制(不超過發電量 40%)。本情境則放寬這些限制，容許電力部門使用額外的低碳排放技術，如既有核能電廠延役至六十年、2025 年有新的天然氣接收站，之後天然氣發電量不再受限、2025 年後可再新增核能機組等。在此情境下之發電組合如圖 2-6，碳價則如圖 2-7 之紅色曲線。Tai3E 模型在政策容許情況下，傾向於以新增核能機組取代 CCS 做為減碳技術，若能新增核能機組，則二氧化碳排放量可望降低，進而降低電價、碳價，並提高電力需求。天然氣則因為燃料成本較高，即使放寬限制，仍不被模型採用，使用量不受影響。

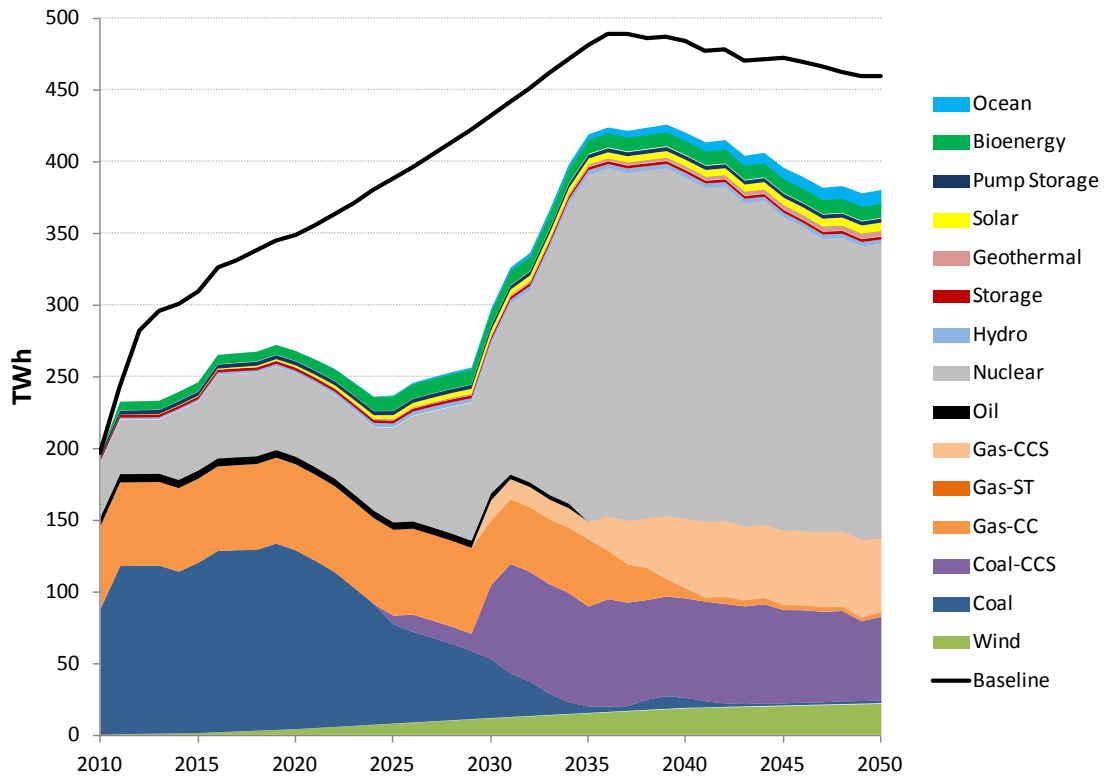


圖 2-6 碳排限制+技術樂觀情境下之發電組合

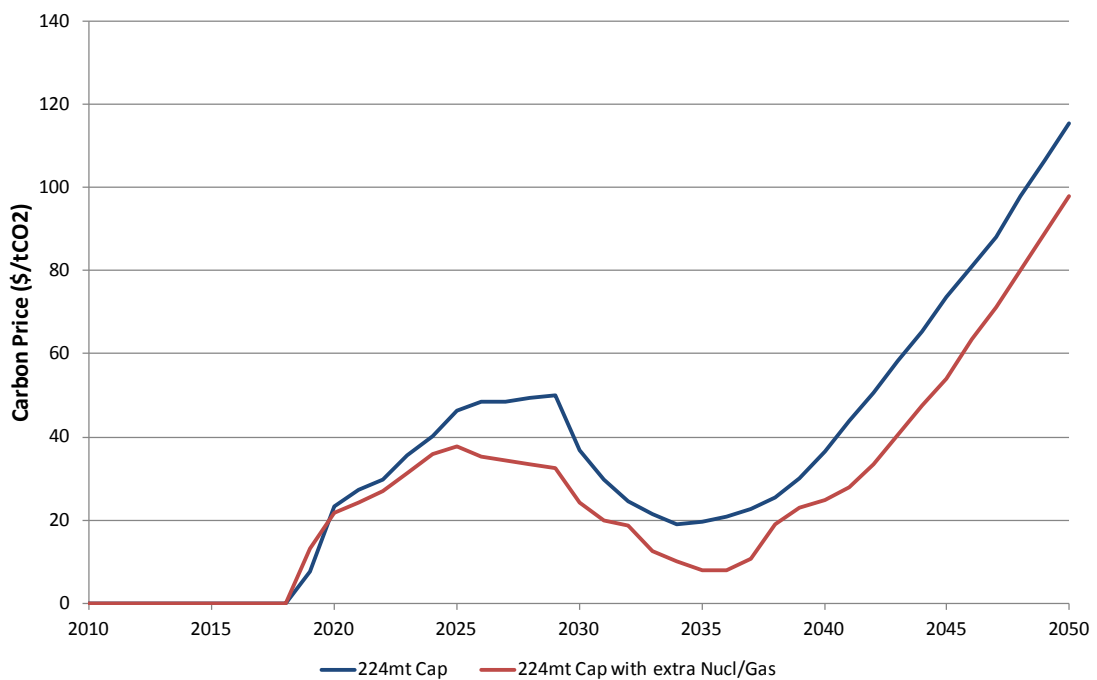


圖 2-7 碳排限制+技術樂觀情境下之碳價

### 3. 敏感度分析-CCS 延後引進

在基線情境中，CCS 在 2025 年會商業化並引進台灣，以每年 5GW

速度迅速成長。然而，以目前發展進度來看，在成本高昂且欠缺經驗的情況下，前述假設可能過度樂觀，因此本情境將引進 CCS 之年份推遲至 2030 年，且每年新增的容量上限縮減為 2.5GW。在此情境下的發電組合及二氧化碳價格如圖 2-8、2-9，由圖可知延後引進 CCS 將始得二氧化碳價格及電價上升，去碳化時程的延後及需求降低也使得電力部門成本亦隨之降低(圖 2-10)。

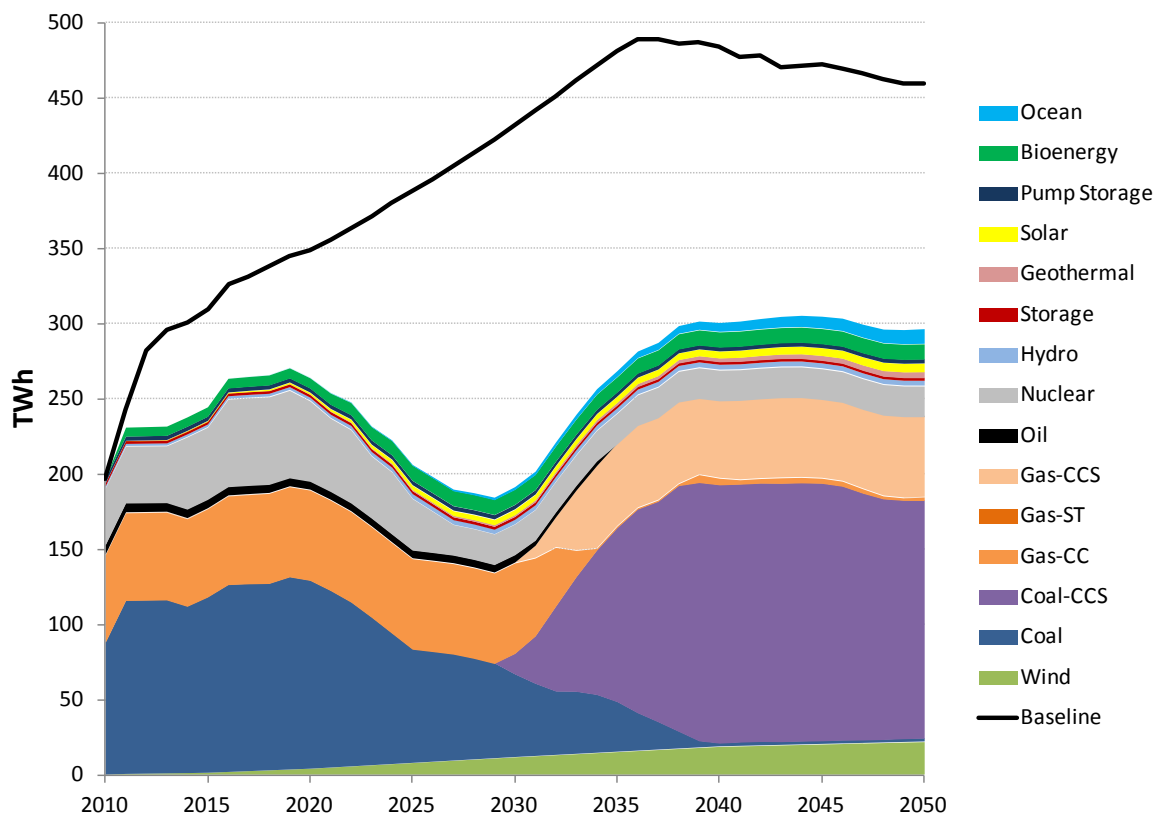


圖 2-8 CCS 延後引進情境下之發電組合

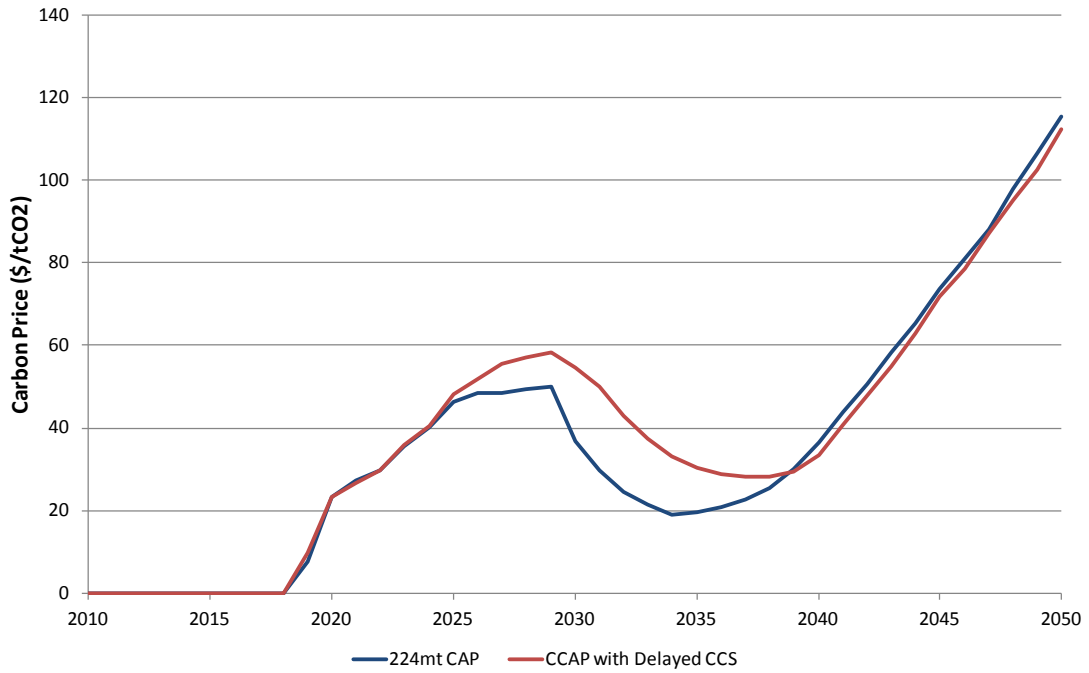


圖 2-9 CCS 延後引進情境下之碳價

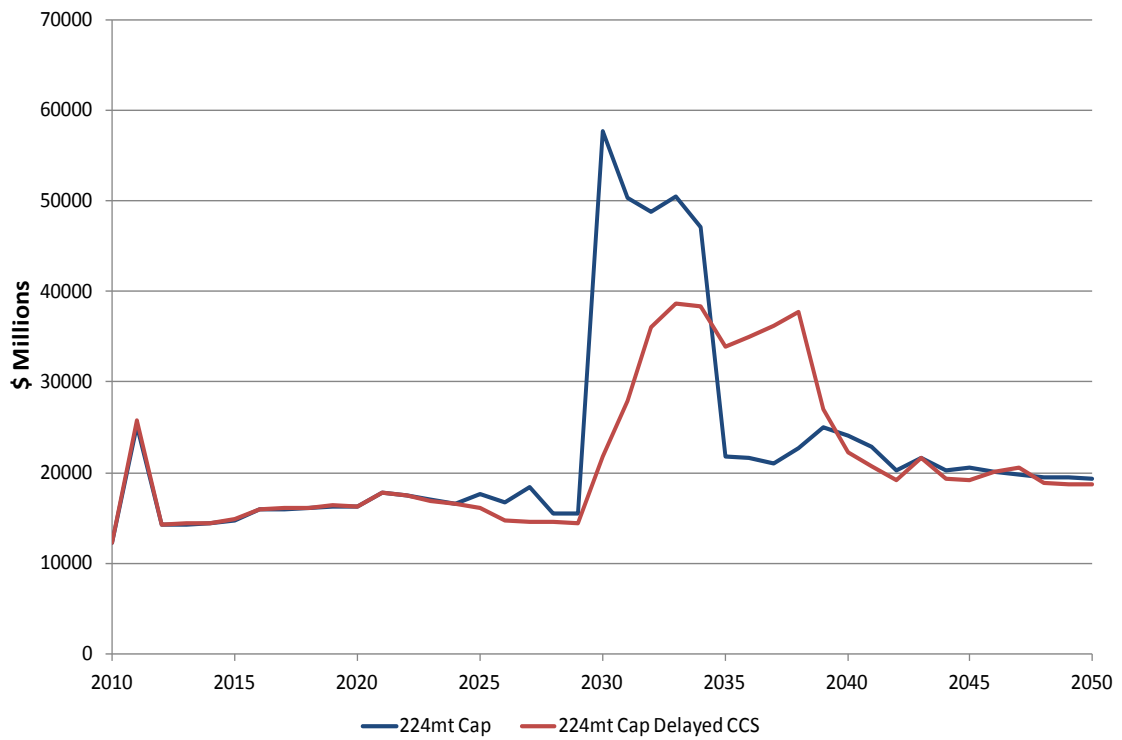


圖 2-10 CCS 延後引進情境下之電力部門成本

#### 4. 碳權抵換(offset)的角色

假設環保署容許溫室氣體排放源向國外購買碳權來抵換自己的排

放量，則對電力部門與總體經濟會有何影響？為了分析這個問題，Tai3E 利用美國能源資訊局(EIA)的碳權價格及數量資料，以全經濟體排放減量之 35% 為抵換上限進行模擬，結果如圖 2-11~2-13。

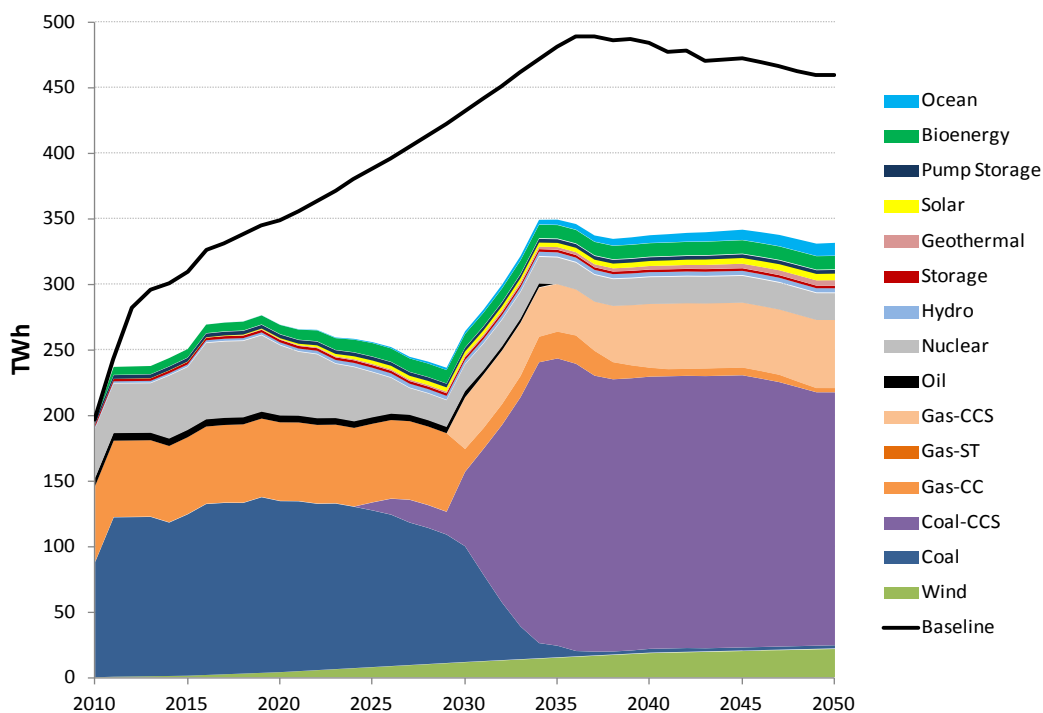


圖 2-11 購買國際碳權情境下之發電組合

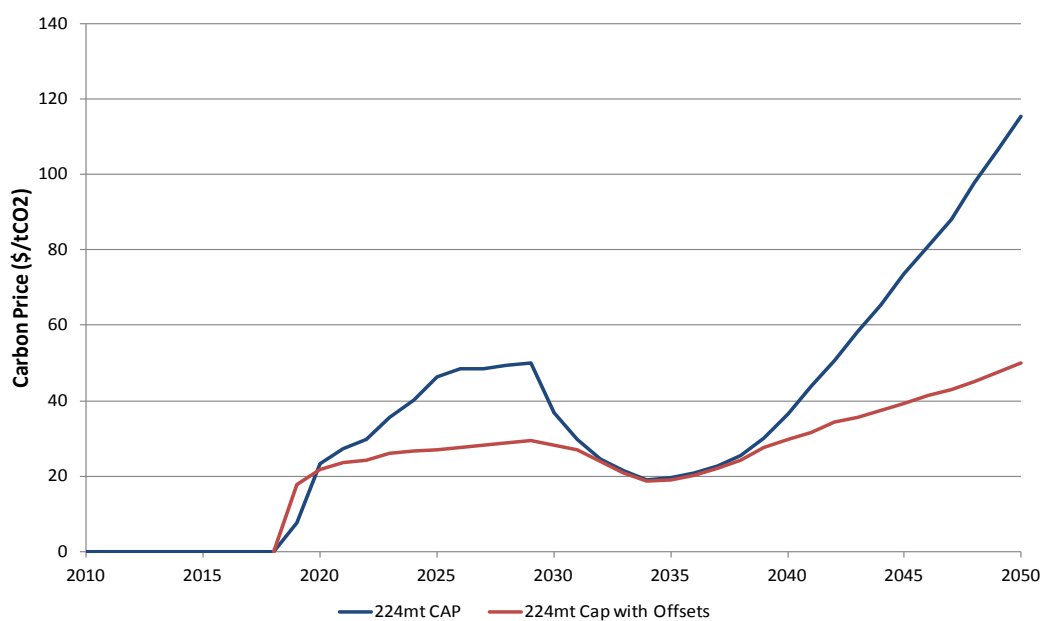


圖 2-12 購買國際碳權情境下之碳價



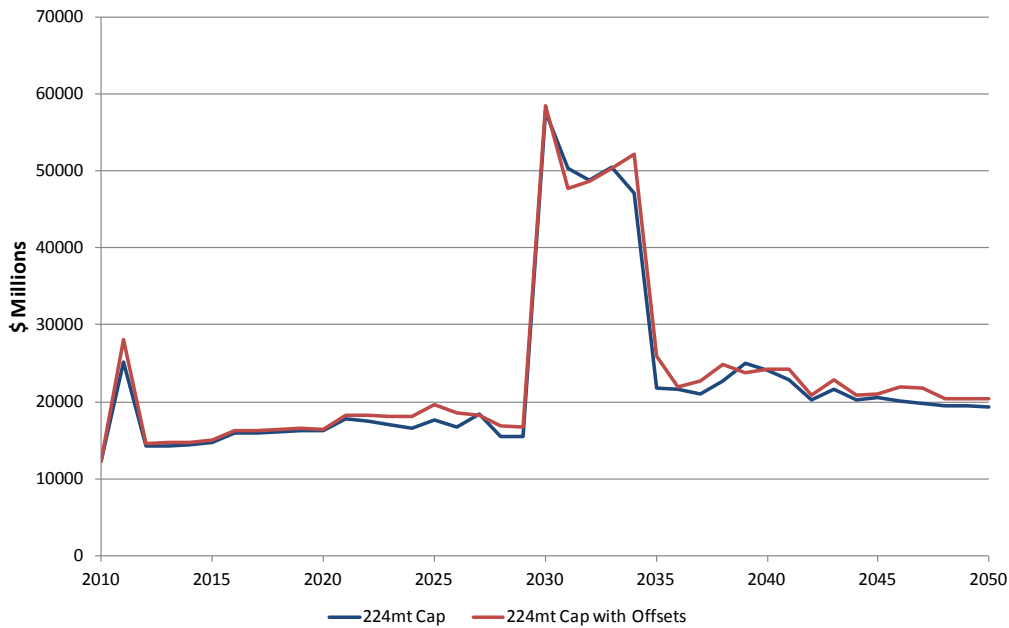


圖 2-13 購買國際碳權情境下之電力部門成本

由圖 2-12 可知國際碳權的購入將可壓低國內的碳價及電價，但電力部門的成本(不含碳權購買成本)並不會降低(圖 2-13)，因為電價下降導致用電需求增加，發電成本也隨之上升。在國際碳權供給曲線已定的情況下，分析結果顯示台灣可利用碳權抵換其 25% 的二氧化碳減量，即可達到 224 百萬噸之排放目標，電力部門的去碳化仍為成本最低之選項，碳權主要用於減少其他缺乏減碳選項之部門的 GDP 損失。用於購買國際碳權的成本如圖 2-14 所示。而在 CCS 延後引進的情況下，碳權抵換的角色將更加吃重，尤其是在 2020-2035 年間排放上限開始衝擊 GDP 的期間，燃煤電廠可延後除役，且可增加此期間內的電力需求。

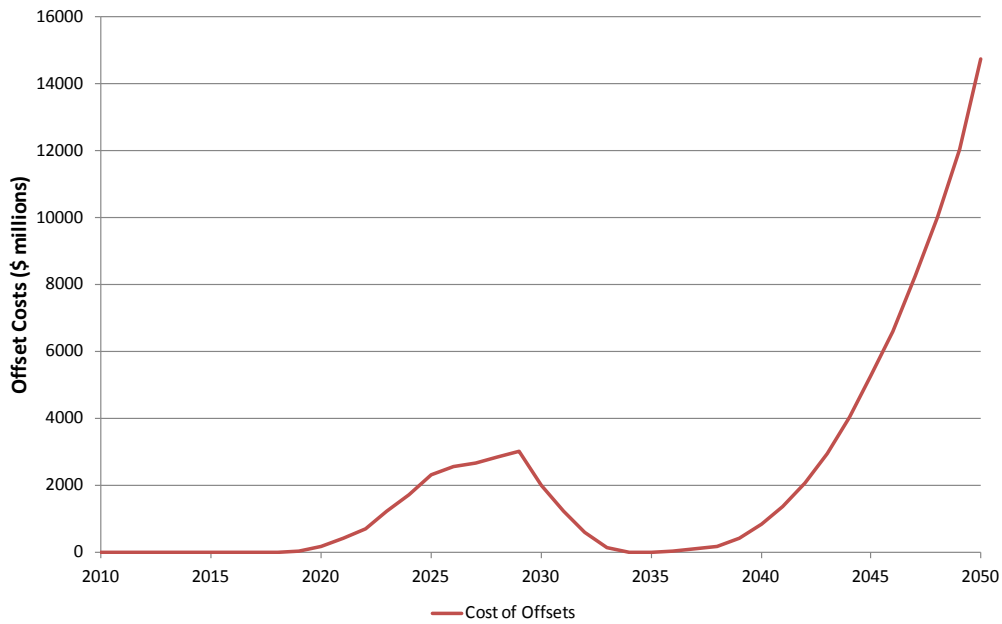


圖 2-14 購買國際碳權成本

### 5.部門別之衝擊分析

若由經濟體中的個別部門來看(圖 2-15)，受到二氧化碳排放減量政策衝擊最嚴重的是化學部門(CHM)，材料與機械設備部門(MME)次之，資訊電子部門(IFE)與教育醫療(EDH)部門則不減反增，原因是資訊電子部門的價值高且排放強度低，模型會增加資訊電子部門的製造及出口，以支付高排放強度貨品的進口，此即所謂的碳洩漏(leakage)；教育醫療行政部門則因政府利用二氧化碳收入所增加之支出而受益。圖 2-16 則是各部門的用電量變化，因為生產降低及效率提昇而使得各部門的用電量皆減少。

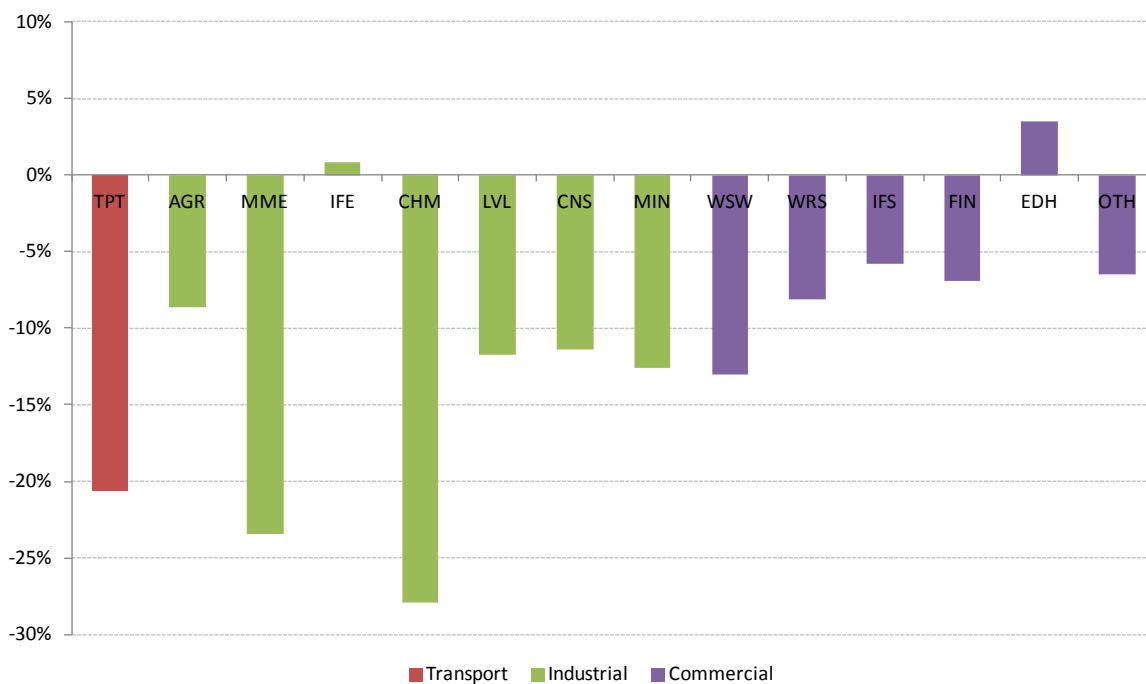


圖 2-15 排碳限制對部門別 GDP 之衝擊(與基線相較)



圖 2-16 排碳限制對部門別電力消費之衝擊(與基線相較)

Tai3E 模型的各部門皆有能源使用效率提昇之減碳機制，但燃料轉換則僅限於工業部門(替代彈性  $\sigma=1.0$ ，圖 2-17)，商業部門之生產函數則不允許燃料間相互替代(替代彈性  $\sigma=0$ )，僅能在資本與能源間做替代(圖 2-18)。由於缺乏燃料轉換的機制，目前的生產函數可能會低估實施二氧化碳政策

時的電力需求，因此明年後續的工作將是改善生產函數及彈性的估計，或者是引進不同工業及商業部門間的差異(如化學部門和營建部門間之差異)。

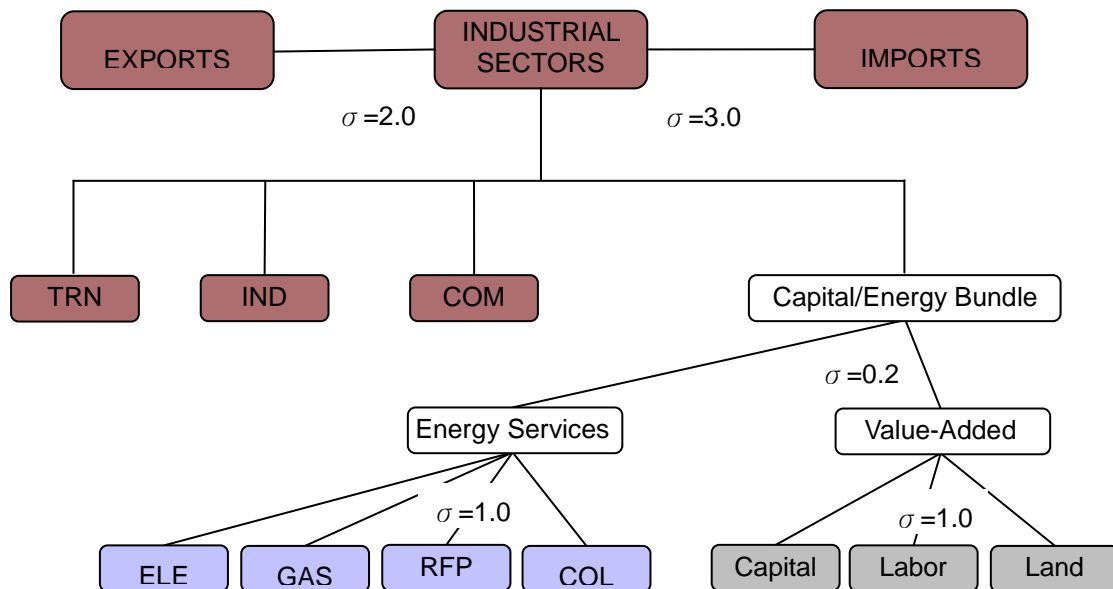


圖 2-17 工業部門架構

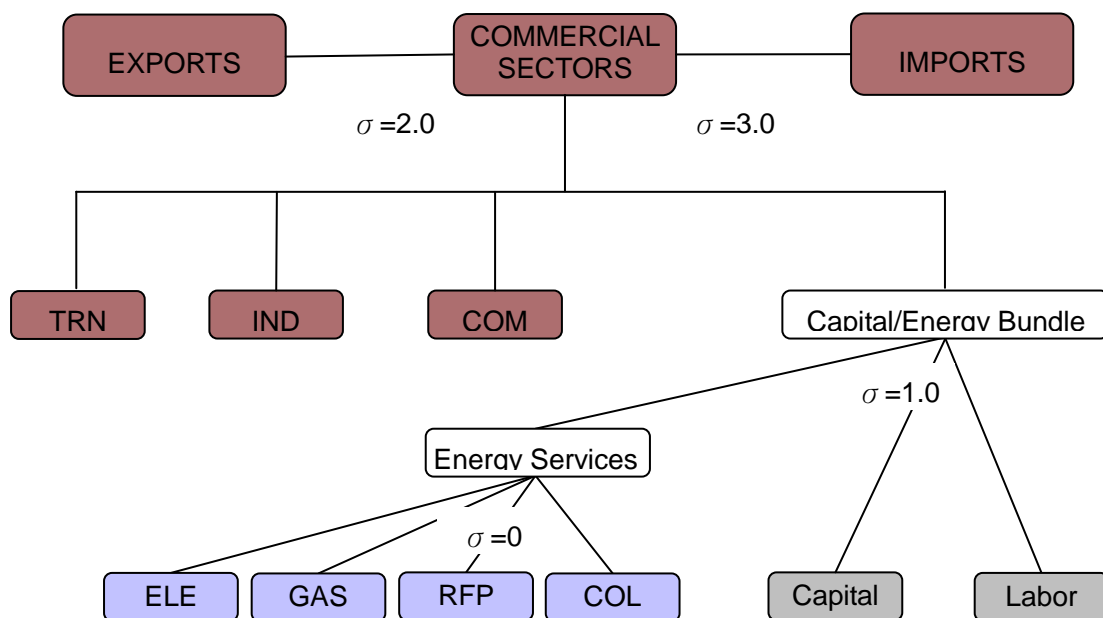


圖 2-18 商業部門架構

## 參、溫室氣體排放抵換(GHG emission offset)最新發展(綜)

### 1. 抵換專案市場潛能與風險

所謂溫室氣體排放抵換係指排放源透過特定計畫或活動所達成的減排量，且此減少之排放量之來源不可是總量管制與交易制度中的受管制部門。抵換計畫可降低溫室氣體排放並產生受管制排放源所需要的碳權(credit)，用以折抵其排放，以符合法規要求的排放限制。

近來各國總量管制與交易制度所要求的減量大多來自電力部門這個大型排放源。據估計，相較於其他運輸部門、製造部門，電力部門可以利用許多更具成本有效性的方式來進行減量，然而就電力部門而言，短期內最主要的大規模減碳措施還是在即時調度時以燃氣取代燃煤發電，因此排放額度(allowance)的價格必須高於此兩種燃料之價差，才能激發明顯的燃料轉換。許多研究都指出排放源為達成法定要求所付出的減碳成本，抵換的運用扮演了重要的角色，成為關鍵法規遵循及成本控制工具。若能有更多低成本的溫室氣體減量計畫出現，增加抵換權的供給量，則有助於降低抵換與排放額度兩個市場的價格，進而降低排放源之減碳成本。此外，抵換制度可促進非受管制部門(如農、林業)的創新，透過市場價格訊息提供研發新減碳技術之經濟誘因(如圖 3-1)。

抵換是通往低碳未來的「橋樑」，使得受管制排放源能持續運用其經濟資產至壽年結束，降低提前除役的成本，避免或延後投資僅能改善邊際排放的新耐久性固定資產，降低二氧化碳排放控制成本。同時，也提供更多的緩衝時間來開發、示範、部署創新低碳技術，如 CCS、新型核能機組、先進再生能源及高效率燃煤機組等。

抵換也提供全球各區域碳市場聯結的機會，例如未來澳洲政府的減碳計畫也認可 CDM 產生的抵換權，則歐盟的 ETS 就可與其產生間接的聯結。最後，抵換也鼓勵先進國家廠商將技術輸出至開發中國家，使低度開

發國家有參與全球減碳行動的機會。

減量計畫產生抵換碳權的資格評估標準包括：

- 真實：必須真的具有實際減少溫室氣體的成效
- 外加性：技術減少或避免的排碳量及增加的儲碳能力(1)必須是超出 BAU 的額外減量；(2)超出現有法規所要求的量；(3)若不是為了抵換專案的執行及抵換產生的誘因，將不會發生。
- 可驗證的：政府機構或合格獨立第三方查驗機構能夠確認抵換計畫降低、避免或儲存溫室氣體。
- 可量測的：必須可以量測或精確估計抵換計畫減少的溫室氣體。
- 永久的：減碳成效為不可逆轉，若可逆轉(如造林)，回復的量必須可以量化。

雖然抵換制度具有前述各項功能，然而要開發抵換計畫仍會面臨許多風險，包括：

#### (1)國家層面

- 國家投資風險(CI)-由於地主國總體經濟環境與財政政策變動導致計畫無法持續運作的風險。
- 國家碳管制風險(CCR)-地主國無法將抵換計畫申請成為聯合國 CDM/JI 計畫的風險。

#### (2)計畫層面

- 計畫減碳績效風險(PCP)-CDM/JI 管制程序的變更可能影響計畫是否能產生合約中的抵換量。
- 計畫技術績效風險(PTP)-計畫執行期間較預計為長，或/且運作時技術減碳績效偏低。

#### (3)一般層面

- 交易風險(TR)-財務交易被取消的風險。

由於抵換專案由技術發展出來，到具經濟效益，再到在市場上交易，

其間必須克服重重關卡，因此市場交易的減碳潛能低於技術潛能，如圖 3-1。

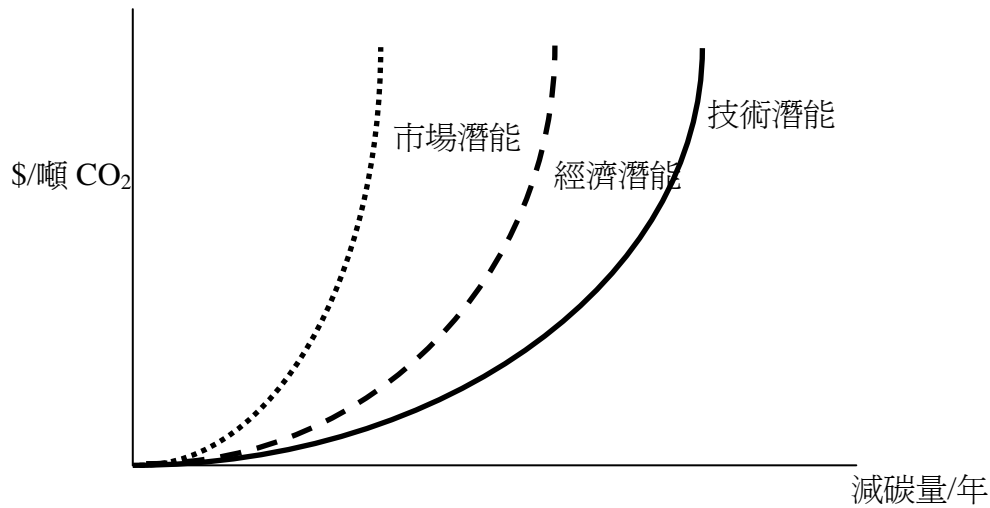


圖 3-1 抵換市場供給潛能

降低眾多不確定風險的方式有：

- 行政管理角色與程序的一致性及穩定性
- 透明及一致的決策，避免溯及既往的決策
- 標準化的方法學
- 利用「清單」方式取代整個計畫全面「確證」
- 提高對第三方查驗系統的信心
- 提供充分的資源及專業協助
- 創造安全、設計良好的抵換權登錄系統
- 儘量降低計畫開發者面對的複雜度
- 以區域為基礎考慮碳洩漏問題

## 2. Blue Sky

EPRI 的“Blue Sky” 研究中評估了未來九種新型態、大規模、具成本有效性且具取得抵換權潛力的減碳技術，包括：

- 生物炭:可儲存碳並作為作物肥料

- 臭氧層破壞物質(ODS)之消除。
- 自然逸散甲烷之破壞：煤礦礦層漏出之甲烷破壞技術
- 頁岩氣開採與水力壓裂(hydraulic fracturing)相關之甲烷破壞
- 藍碳：海洋生態碳匯
- 能源作物土壤固碳
- 小型反芻動物管理
- 地質減量：大型自然現象(火山爆發或凍土層溶解)產生的溫室氣體減量
- 地質工程學：在海洋中注入鐵或其他化學物質促進海藻生長增加儲碳能力。

分析的結果如表 3-1 所示。



表 3-1 Blue Sky 先進減碳技術分析結果

Blue sky 技術	減量潛能	減量技術	經濟機會成本	既有抵換協議/標準	創造抵換權的下一步驟
生物炭	高 全球：18 億噸 CO <sub>2</sub> e/年 美國：230 百萬噸 CO <sub>2</sub> e/年	熱分解(示範)	低(庭院廢棄物熱解) 中(廢棄木材、快速生長的植物與農作物殘渣) 高(玉米桿)	無(開發中)	參與既有與開發生物炭協議相關之倡議與討論
ODS 之消除	高 全球：68 百萬~44 億噸 CO <sub>2</sub> e/年 OECD：~22 億噸 CO <sub>2</sub> e/年 開發中國家~22 億噸 CO <sub>2</sub> e/年	高溫破壞(商業化)	低至中	有(ARB, CAR; VCS 發展中)	密切觀察 CAR 及 ARB 的美國 ODS 計畫、ARB 國際 ODS 協議。考慮與 ARB、CAR 與 VCS 討論決定 ODS 的全球減碳潛能、減量成本與建立另一個國際 ODS 協議的潛在需求。
自然逸散甲烷破壞	未知	脫氣系統(示範或商業化)	未知	無	估算國內與國際減量潛能及成本
水力壓裂甲烷破壞	高 美國：26 百萬噸 CO <sub>2</sub> e/年	綠色氣井完工法 green well completions (商業化)	低	無	無行動(因不符外加性條件，難以被接受為抵換計畫)
藍碳	高 全球：70 百萬噸 CO <sub>2</sub> /年，可能高至 900 百萬噸 CO <sub>2</sub> /年	濕地保護、紅樹林保育、濕地及紅樹林復育(研究或示範)	低	無	協助可促進既有協議發展的工作(如開發量化模式、開發低成本現地 CO <sub>2</sub> 測量技術);提供支援及/或參與示範性先導計畫。

能源作物	未知	土壤或作物之碳儲存(示範)	未知	無	與主要自願性抵換制度、聯合國氣候變遷小組及環保署討論能源作物創造抵換權的可行性。
小型反芻動物管理	未知 全球(總排放量)：236 百萬噸 CO <sub>2</sub> e 美國(總排放量)：1 百萬噸 CO <sub>2</sub> e 非洲(46 百萬噸) 中國(35 百萬噸) 西歐(25 百萬噸)	營養管理以降低腸道發酵形成之甲烷排放。	未知	無	無行動
地質減量	高 火山：1.3~4.4 億噸 CO <sub>2</sub> e(全球) 凍土層：2100 年前 1000 億噸碳	未知	未知	無	無行動
地質工程學	高 全球：100 年間可儲存 920~2750 億噸 CO <sub>2</sub> e	人工加鐵(研究)	未知(可能較低)	無	密切觀察科學研究成果及環境考量之潛在解決方案

#### 肆、 抵換專案之整合(aggregation) (綜)

為了降低交易成本，使得一些地理區域及時間分布範圍較廣的計畫成形，「整合」有助於林業、農業和家戶規模的計畫比較容易進入碳市場，進而減少抵換額度的供應限制。

一般的抵換專案需經過註冊登錄、監測、查證等種種程序，其間發生的交易成本往往是開發抵換專案的最大障礙，然而經濟學家在評估抵換額度供給量時常常忽視了這些成本，直接將散佈於美國幾億英畝農地上的小型減量活動的潛在減碳量相加，當成額度供給量的一部份。整合方法將是最具潛能的降低交易成本方法，且不會影響環境的完整性。

整合可以標準化抵換專案外加性評估及減碳活動的量化，在完善的整合系統下，個別減碳措施績效的準確量化不再是絕對的必要條件，只要整合後的減碳水準之量化足夠保守，不致於高估活動合併的減碳量即可。在許多情況下，計畫開發者可以透過統計抽樣取代昂貴的個別減量措施監測，以簡化減碳量之量化程序，而仍能精確掌握整體計畫的外加性及減碳量。

舉例而言，牧場的厭氧消化系統由家畜排泄物中產生甲烷，再燃燒甲烷產生能量，若無此設備，則糞肥通常直接送到送至池、沼、湖中，甲烷則會再釋回大氣中。雖然目前已有幾個厭氧消化系統的抵換方法學，且總體減碳潛能很大，但因為個別單一計畫所能提供的減碳量很小，所以進入碳市場的速度很慢。依目前抵換額度價格來看，只有在非常大型的牧場才可行。大多數的厭氧計畫都只產生少量的額度，以致於其監測與查證等交易成本相對於其他類型計畫顯得特別高。下圖即為加州排放交易制度中此類計畫與其他抵換專案產生的額度比較。為了鼓勵厭氧消化計畫的開發，CAR(climate Action Reserve)除了降低對查證的要求與相關交易成本外，也了解若能建立方法學來標準化由數個牧場整合後之資料管理系統或設備將可大幅降低交易成本。

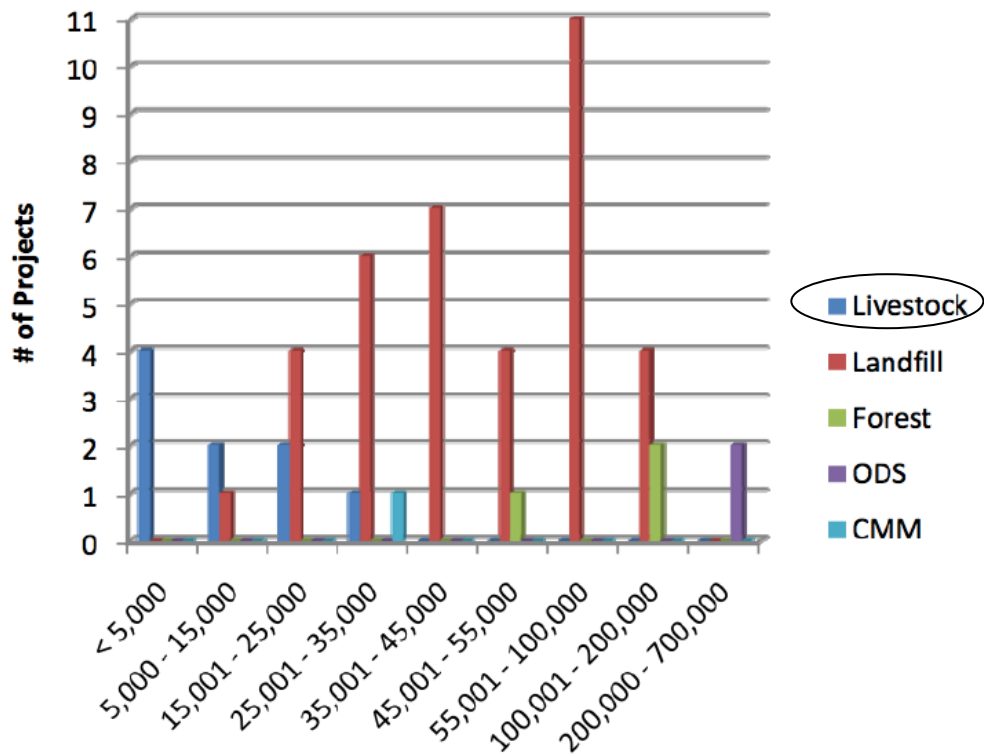


圖 4-1 加州每年核發的碳額度數量

美國農、林業在未來仍可望持續成為不受溫室氣體排放上限管制的部門，因此也預期是總量管制與交易制度下本土抵換專案的來源。雖然這兩個產業的總體減量潛能都很高，但因為分佈的地理面積太廣，單位面積產出的額度很低，阻礙了個別型抵換計畫發展。例如藉由提高氮肥使用效率以減少農場 $N_2O$ 排放計畫，每英畝一年只能產生 0.18 噸 $CO_2e$ ，平均一個農場一年只能減少 75.6 噸 $CO_2e$ ，但美國全國可採用 $N_2O$ 減量計畫的農地面積有 306 百萬英畝，也就是說一年的減量可達到 55 百萬噸 $CO_2e$ 。因此許多進行 $N_2O$ 減量計畫不同農場的整合，對於此大型但分散的計畫進入市場的機會是不可或缺的。類似性質的計畫還有住宅部門的省電燈泡、節能電器、太陽能熱水器等，都要靠整合系統的發展才有可能產生抵換額度。

除了地理區域的分散之外，整合也有助於克服時間的分散問題。農、林與家戶規模的計畫牽涉到眾多小量減碳的參與者，傳統的計畫開發者必須安排所有的參與者在執行期間內同時採取減碳活動。在沒有整合系統的

情況下，抵換專案必須有一個共同的起始日及計入期，而安排幾千個農人或家庭參與一個起始日與結束日相同的計畫幾乎是不可能的。整合型的抵換專案制度則創造了另一種選項，整合者可設計讓參與者逐漸加入的計畫，計畫登錄時無需確認全部參與者及減碳量，並且參與者可以在不同時間加入。

然而，目前實際上已成形的整合型抵換專案方法學及案例非常少，尤其在美國，仍是以開發大型單一實體的抵換專案標準為焦點，分析整合型計畫主要面臨的商業及市場挑戰包括：

1. 整合型計畫的分散性特質：地理區域會對產生許多限制，跨越不同生態系統或不同、作物土壤類型的農、林業抵換專案，由於影響減碳量的因素過於複雜，目前仍舊相當困難。時間的分散性造成的困難在於雖然個別計畫起始日可以有先後，但計入期結束的日期則只有一個，因此整合者會面臨必須儘快招募最多計畫場址的時間壓力，尤其是須要期初投入大筆資本或設備的計畫或是需取樣決定碳匯量的林業計畫更形嚴重。
2. 場主的開發拓展：農、林業的地主們大多數較為傳統保守，對於新興碳市場抱著懷疑的態度，最好的開發策略是透過農人間長期既有的關係，如與農會等機構合作，較直接接觸容易成功。
3. 合約：整合型計畫合約雙方包括了一位整合者和數量未知的眾多參與者，因此須要新型態的標準化合約結構來處理彼此間的權利義務關係及時間表。加州 CAR 對於林業整合型計畫還要求林場場主必須與 CAR 簽約確保減碳的永久性，因此每位場主需和計畫整合者及 CAR 各簽一個合約(圖 4-2)。
4. 協定(protocol)程序：整合協議必須制定確證、監測和查證程序，並在成本與品質間取得平衡。傳統的碳市場確證與查證程序大多仰賴特定場址資料與現場審查，但對於場址數量龐大且差異顯著的整合

型專案，就必須找出現場取樣與整體文件審查間適當的平衡點，並確保資料的可信度。

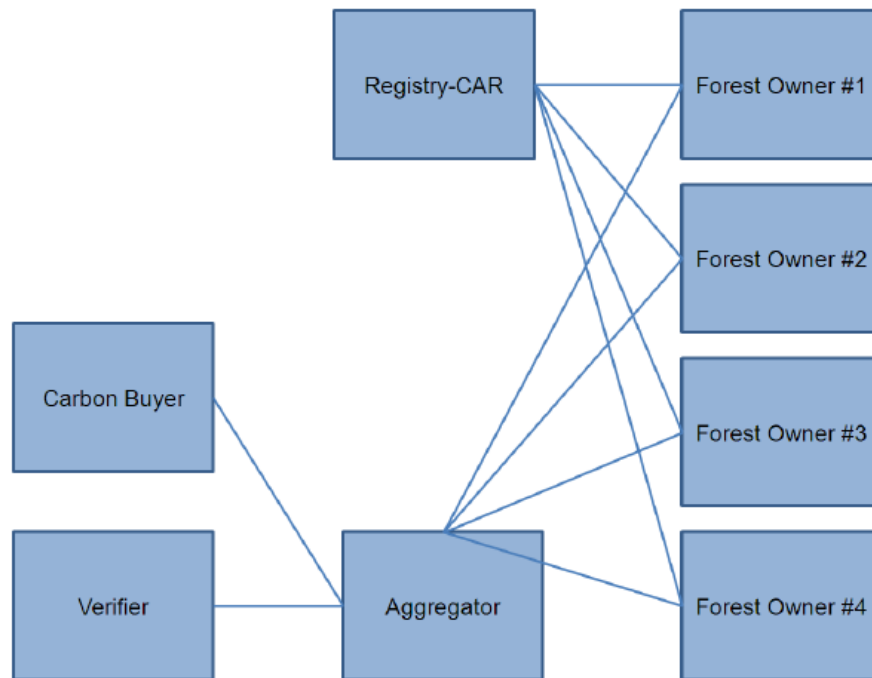


圖 4-2 CAR 對整合型林業抵換專案簽約要求

5. 執法：簡化流程是整合的目的之一，因此整合型專案常常省略或減少了額度註冊機構或管制機構對個別子計畫的審查，而由統計抽樣或查驗機構取代。少了管制機構的監督，法規相關議題便變得十分重要，例如監測、查證或登錄有誤時誰該負責？已發出之額度如何處理？等等，都會影響整合型計畫的有效性及完整性。
6. 市場不成熟：碳市場由 90 年代晚期京都議定書簽署開始發展演化，許多碳市場規則、法令、監測設備等各個面向當時都是新的且未經測試，溫室氣體排放與抵換的會計制度也不斷改變更新。而整合型抵換計則更進一步由單一計畫規模跳到區域或部門規模，增加了計畫合格性與減量量化時錯誤的機會。
7. 管制不確定：美國未來的總量管與交易政策走向目前仍處於模糊狀

態，使得發展方法學來克服前述障礙並建立整合型計畫的風險相當高。東部 RGGI 因為排放許可過度核發，導致碳價低落，無人願意投資抵換專案。加州總量管制與交易制度自 2013 開始實施，2012 年就核定了四種方法學以產生加州抵換額度，但尚未核准任何一種容許或要求計畫整合的方法學。最大的不確定性來自聯邦層級，之前提案的聯邦總量管制與交易法案鼓勵農林業的抵換，但目前聯邦總量管制與交易制度未來發展仍然不確定，也看不出有關計畫類型、執行程序、量化方法未來將如何決策，因此在美國投資整合型計畫風險很高。

依據六個個案分析結果及 ACR、Alberta 抵換系統、CDM、CAR、CCX、VCS 的整合規則，EPRI 提出了幾項結論，希望能有助於未來商業模式、抵換方法學與新系統的發展：

1. 能降低個別參與者碳市場風險的計畫整合方法，能夠增加農林業人員的參與。整合者的作法有兩種：(1)成功的整合型計畫提供參與者財務支援，以用於能產出合格抵換額度的投資設備或進行活動；整合者負責承擔財務風險，參與者只須維護設備或改變行為來降低溫室氣體排放。(2)消除管制、計畫績效及碳價等風險的整合者較能吸引大量參與者加入，但整合者必須能成功地管理這些風險(如下圖)。

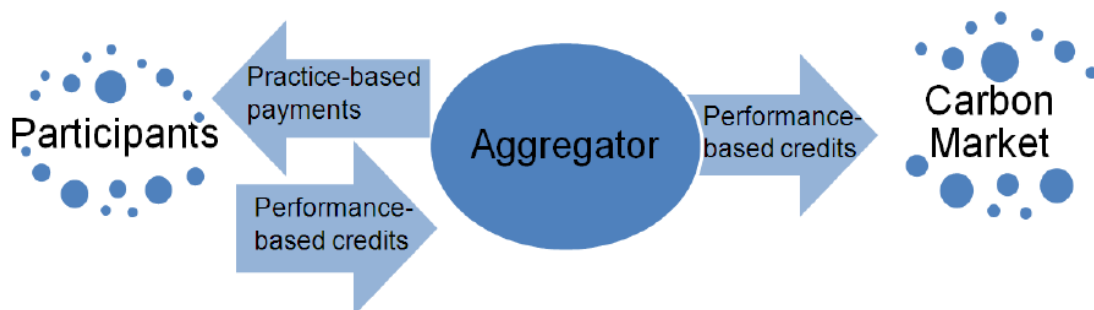


圖 4-3 計畫績效風險由整合者承擔

2. 簡化、標準化的抵換協定有助於促使大規模參與整合型計畫。

3. 成功的整合模式建立在既有的財務與專業關係及既有的供應鏈上。
4. 整合使得以創新的方法來量化抵換額度及評估外加性成為可能，例如加強使用統計抽樣技術及大規模樣本。
5. 整合有助於促進抵換計畫的融資。



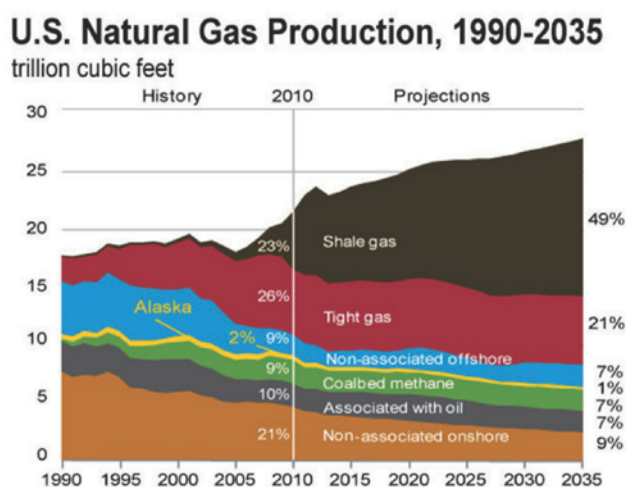
## 伍、美國史丹佛大學「能源與永續發展中心」研討會-天然氣&煤炭(開)

### 1.天然氣

傳統的天然氣來源有與石油伴生的天然氣，及非伴生天然氣；非傳統的天然氣來源有緻密沙岩氣、煤層甲烷、頁岩氣。2006 年時，美國能源總署（Energy Information Administration）預估非傳統天然氣增加的產量，無法彌補傳統天然氣衰退的產量，因此支持美國興建進口 LNG 接收站的建議。然而在 2012 年 1 月，美國能源總署更正預測，預估頁岩氣及緻密沙岩氣產量將逐年增加，2035 年將占美國天然氣產量的 70%（圖 5-1），美國在 2015 年將超越俄羅斯成為全球最大的天然氣生產國。

## Gas Markets Supply: The Unconventional Shift 3

- The view from 2012
- Shale gas and tight gas account for 70% of predicted 2035 US production
- IEA predicts that in 2015 the US will surpass Russia to become the world's largest natural gas producer



Source: U.S. Energy Information Administration, AEO2012 Early Release Overview, January 23, 2012.

圖 5-1 1990 至 2035 年美國天然氣生產量

過去 10 年世界天然氣增產主要是來自澳洲、中東、亞洲傳統的天然氣，美國的增產主要是來自非傳統的天然氣。世界非傳統的天然氣蘊藏量非常豐富，主要在美國、中國、加拿大、部分拉丁美洲、歐洲等國。

自 2000 年起，美國天然氣消耗量未顯著的增加，2000 年約 23 兆立方英尺，2010 年約 24 兆立方英尺。美國原為天然氣淨進口國，2010 年淨進口 11%，因美國國內天然氣消耗量增加的速度，趕不上生產量增加的速度，預估 2020 年起美國將成為天然氣淨出口國，2035 年淨出口 5%（圖 5-2）。

## Gas Markets Demand: Calm Before A Storm I

- US gas consumption has not grown significantly since 2000
- Domestic consumption not keeping up with increasing production, and absent changes by 2020 the US will become a net exporter
- But consumption of gas is growing faster than other fuels, and the IEA predicts that by 2030 gas will overtake oil as the largest fuel in the US energy mix

With rising domestic production, the United States become a net exporter of natural gas

Figure 106. Total U.S. natural gas production, consumption, and net imports, 1990-2035 (trillion cubic feet)

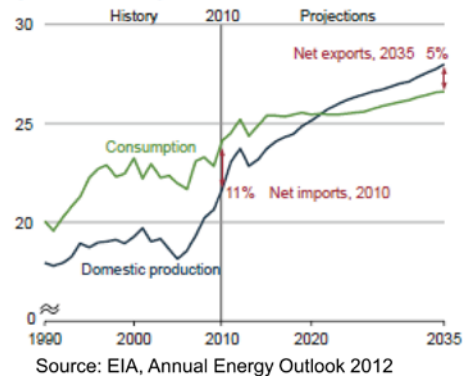


圖 5-2 1990 至 2035 年美國天然氣生產量及消耗量

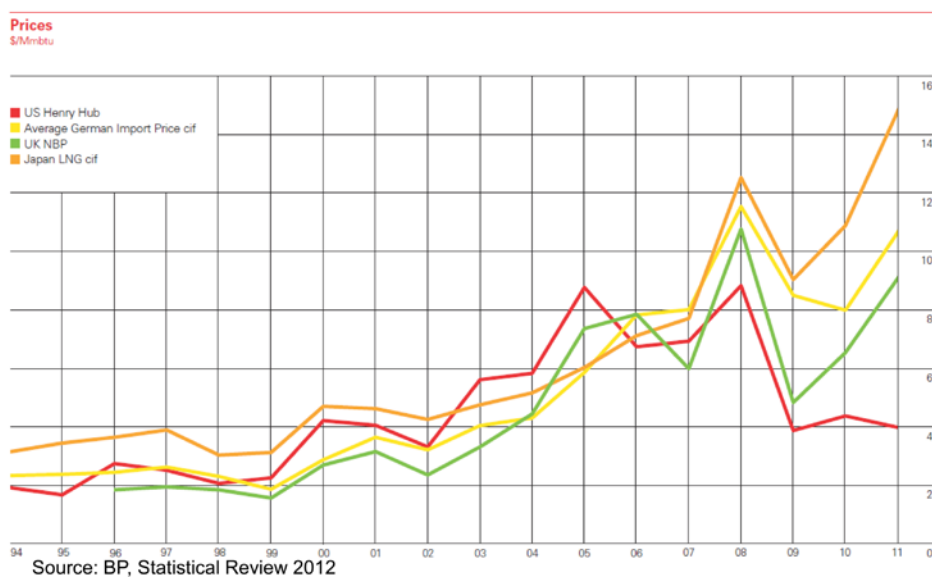
由於美國天然氣消耗量增加的速度超過其他種類的燃料，IEA 預估 2030 年天然氣將超過石油成為美國能源組成中最多的燃料。其他國家的天然氣消耗量亦大量增加，亞洲天然氣消耗量由 2000 年的 10 兆立方英尺增加至 2010 年的 19 兆立方英尺；中國天然氣消耗量預估由 2011 年的 4.6 兆立方英尺增加至 2035 年的 19.2 兆立方英尺；歐洲天然氣消耗量由 2000 年的 17 兆立方英尺增加至 2010 年的 21 兆立方英尺，目前需求量稍為減少，未來數年可能無法恢復 2010 年的消耗量水準。

美國有 300,000 英里的天然氣管線，美國的頁岩氣產地鄰近主要市場；中國有 27,000 英里的天然氣管線，僅規劃在 2015 年增加 1 倍的天氣管線；

中國及歐洲的頁岩氣產地遠離其主要消費市場。美國的天然氣儲存設備約 4.2 兆立方英尺，歐洲的天然氣儲存設備約 3.2 兆立方英尺。

美國的天然氣價格原與國際同步，但自 2011 年起美國的天然氣價格與國際脫鉤(圖 5-3)，IEA 預測 2020 年天然氣價格：美國 6.70 美元/MMBtu，歐洲 13.00 美元/MMBtu，日本 16.20 美元/MMBtu

## Gas Markets Price: The American Disconnect



12 | Global Gas Projects

pillsbury

圖 5-3 美國的天然氣價格原與國際脫鉤

頁岩氣開發在實務上的限制有水及天然氣運送的問題，開採 1 口頁岩氣井，水力壓裂約需 1 至 5 百萬加侖的水，廢水的處理及棄置費用昂貴，在乾旱地區開發頁岩氣井已出現這些問題。由於生產地區多變化的地理情形，導致天然氣管線連接及天然氣輸送容量出現一些限制情形，天然氣運送問題已經限制了 Bakken 及 Marcellus formations 的生產。

美國開發頁岩氣在政治上的限制，包括鑽井的完整性及甲烷排放、水的使用及棄置、化學添加劑、地震、地面土地的使用、國內天然氣價格的衝擊等。中國開發頁岩氣的障礙包括頁岩氣的開採較美國困難且昂貴、有

限的基礎設施、有限的可用水源、頁岩氣的產地遠離其主要天然氣消費市場。

2005 年時美國有 32 個施工、核准、建議的 LNG 進口接收站計畫，但此後由於國內天然氣產量逐年增加，預估 2021 年美國將轉為天然氣淨出口國，目前只有 7 個 LNG 進口接收站完成。

截至 2012 年 7 月，美國有 7 個出口天然氣站計畫向 FERC（聯邦能源管制委員會）提報計畫書。其中 Cheniere 公司的 Sabine Pass 出口天然氣站（原為進口 LNG 接收站）估計需 50 億美元擴充及重新配置，而獨立的出口天然氣站計畫成本更高。Cheniere 公司 Sabine Pass 是唯一獲得 FERC 及 DOE 核准的出口天然氣站，於 2012 年 8 月開工，預估於 2015 年底完成；其他的出口天然氣站，預估最慢於 2013 年底或 2014 年奉核准。

美國出口天然氣的政治形勢：

- (1) DOE（能源部）決定是否出口天然氣。
- (2) FERC（聯邦能源管制委員會）決定出口天然氣站的選址。
- (3) 州機構：資源及環保議程。
- (4) 地方機構：法規及商業角色。
- (5) 公用事業：天然氣管、儲存設備、電力。
- (6) 反對者：一般人民、非政府組織、國內天然氣用戶。

## 2. 煤炭

煤炭是世界上成長最快速的化石燃料，2000 至 2010 年平均成長率，煤為 4.03%，天然氣 2.65%，原油 1.18%。油仍然是世界上最主要的能源，但煤及天然氣的占比在提昇中。依 IEA2012 年資料，世界無煙煤炭蘊藏量 7280 億噸，美國占 31%，中國 25%，印度、俄羅斯各 10%，澳洲 6%，烏克蘭、南非各 4%，其他 10%（圖 5-4）。

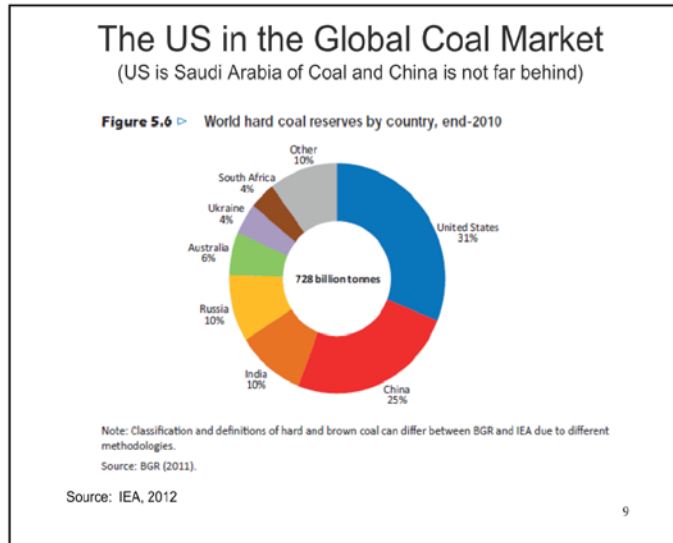


圖 5-4 世界無煙煤炭蘊藏量

美國 Powder River Basin 煤礦位於 Montana 州東南，Wyoming 州東北，東西長 190 公里，南北長 320 公里。 Powder River Basin 煤為低硫次煙煤，熱值 8500btu/lb，蘊藏量約 8000 億美噸，產量約占美國煤產量的 40%。 Powder River Basin 煤礦為地面採煤，開採成本非常低，經由 Burlington Northern Santa Fe (BNSF) Network 及 Union Pacific Network 鐵路系統將煤運至全國約 27 座燃煤電廠，2007 年生產量為 436 百萬美噸 (396 百萬公噸)。

長期以來美國煤炭發電量占比遠大於天然氣發電量占比，但近年來差距已逐漸拉近，2012 年 4 月煤炭及天然氣發電量占比各為 32%，美國電力部門煤炭的角色在下降 (圖 5-5)。

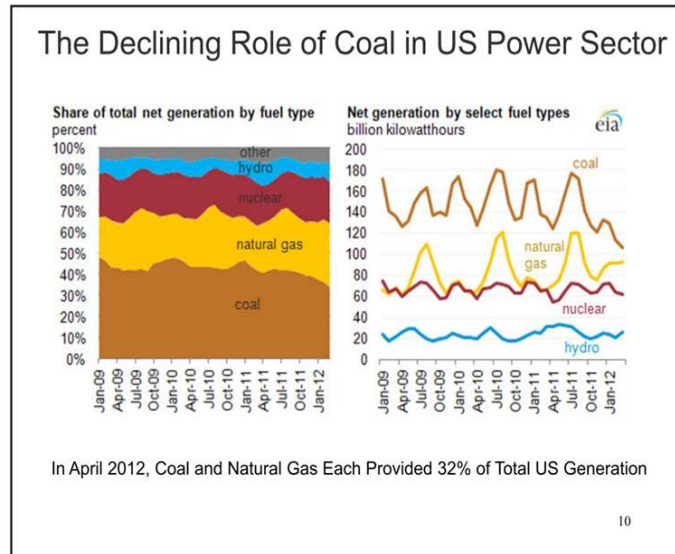


圖 5-5 美國電力部門煤炭的角色在下降

#### 美國煤炭使用量下降的原因：

- (1) 燃氣機組發電成本較燃煤機組低。
- (2) 許多燃煤機組壽齡在 40 至 60 年間，因其效率較差，發電成本高，且為符合環保法規須投資增加環保設備，故許多業者將舊燃煤機組退休。
- (3) 華爾街估計美國便宜的天然氣價格將持續好幾年。

#### 美國煤炭部門的未來：

- (1) 假如天然氣價格維持目前的低價（由於頁岩氣產量激增）將導致美國動力煤的需求將降低，另外 EPA（環保署）的環保法規將進一步減少動力煤的需求。
- (2) 自 1980 起，全球煤炭的需求量幾乎倍增，1980 至 2010 年亞洲的需求量成長超過 400%，中國的需求量成長超過 500%。
- (3) 2010 年中國煤炭的消耗量占亞洲的 73%，約占全球煤炭消耗量的 50%。
- (4) 美國是主要的煤炭出口國。

## 中國進口煤炭的主要原因

煤炭是中國主要的能源，中國 70% 的初級能源來自煤炭，中國 83% 的發電量來自燃煤機組（圖 5-6）。

### Coal is Major Energy Source for China

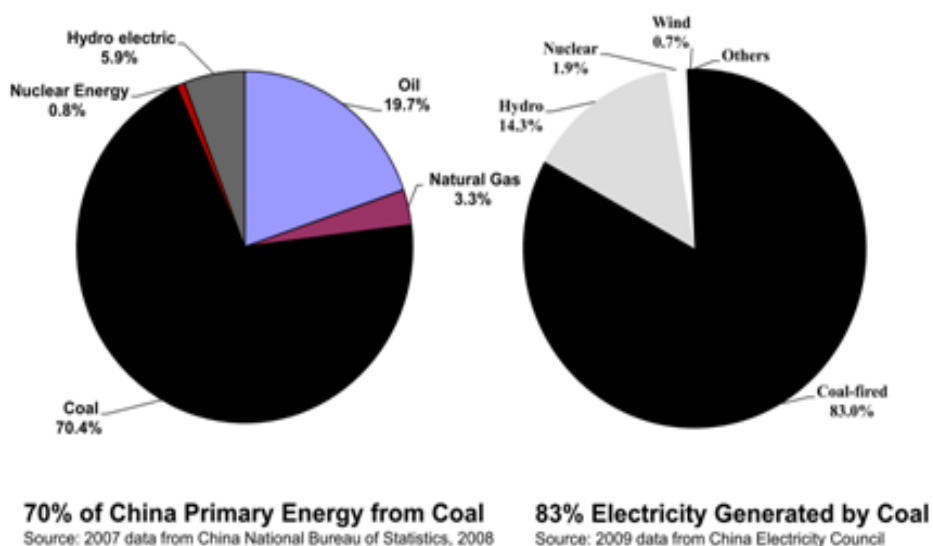


圖 5-6 煤炭是中國主要的能源

中國煤炭的蘊藏量為世界第 2 大，進口煤炭的主要原因：

- (1) 低電價為經濟發展的原動力，中國必須保持燃煤成本低，以免提高國內電價，假如國際煤價格低廉，中國將轉為進口煤。
- (2) 當國際煤炭價格低廉，中國將增加購煤（中國向國際購煤較自產煤便宜），當國際煤炭價格高，中國將減少購煤（中國自產煤較向國際購煤便宜），中國的行為對全球煤價產生調節的影響力。

中國原為煤炭淨出口國，直到 2009 及 2010 年中國才轉為煤炭淨進口國（圖 5-7）。

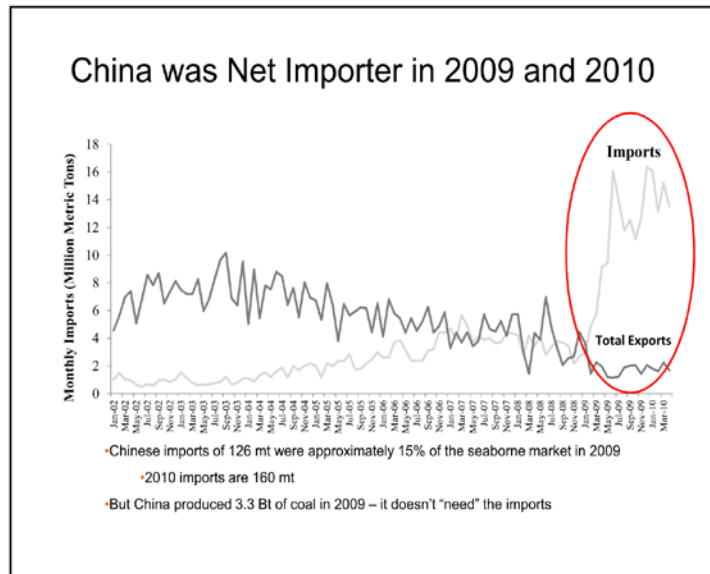


圖 5-7 2009 及 2010 年中國轉為煤炭淨進口國

**美國煤炭賣給中國對溫室氣體排放之影響：**

- (1) 中國沒有燃氣發電機組，除核能、水力、再生能源發電，其餘全靠燃煤發電，2009 年燃煤發電量占 83%，中國對動力煤之需求，完成沒有價格彈性。
- (2) 由於美國天然氣價格下跌，而煤炭價格較高，導致美國一些燃煤用戶改用天然氣。
- (3) 使用天然氣發電每發 1 度電排放之溫室氣體，約為燃煤發電排放量之 1/3~1/2。由於燃煤發電量減少，燃氣發電量增加，美國溫室氣體排放量將大幅下降，而中國溫室氣體排放量未改變（中國原來就用燃煤發電）。
- (4) 結論：賣煤給中國，很可能減少全球溫室氣體排放量。



## 陸、加州電力市場與調度-CAISO

### 1. 美國加州 ISO 扮演的角色

加州的電業，包括傳統的公用事業、民營電廠、州和聯邦機構，各自都扮演了其獨特角色。“電子高速公路”(electron super highway)就是我們所知道的電網，ISO 作為一位公正的電網操作者，它在市場上不能有任何經濟上的利益，並且必須公平地對電網和市場中的參與者。

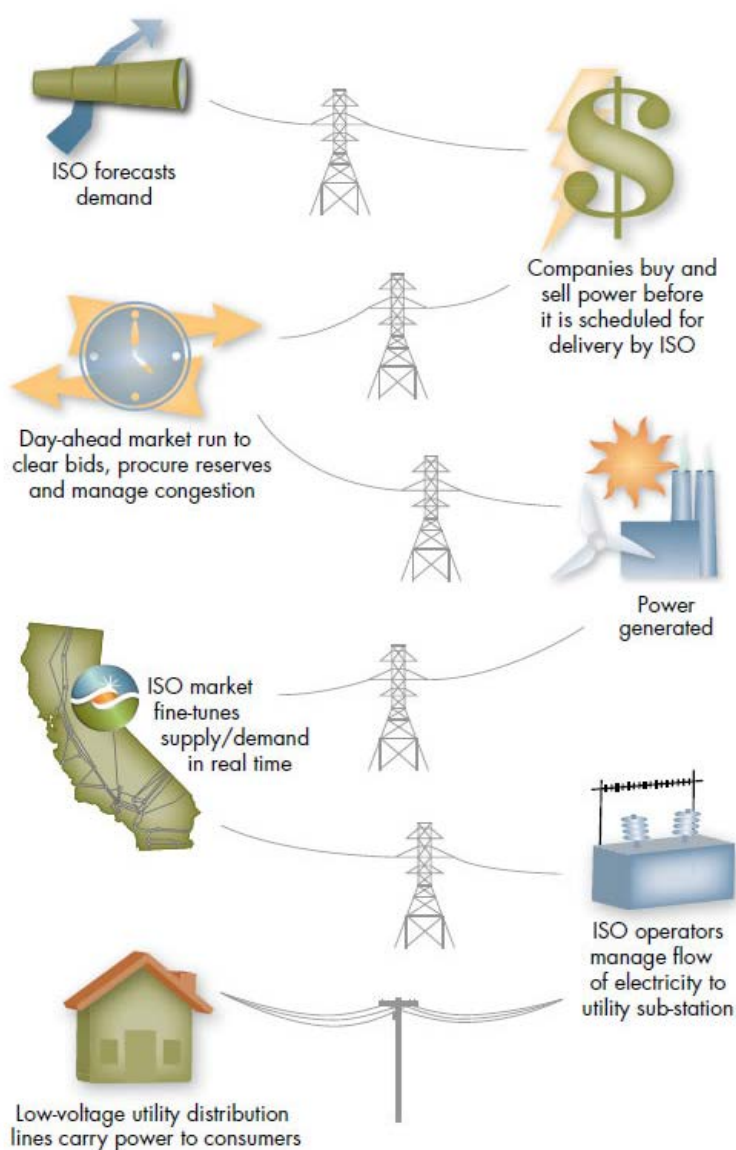


圖 6-1 加州電力系統

加州 ISO 管理的電力約占加州的 80%，包括所有民營公用電業營業地區和一些公營公用電業服務區域，有小部分的加州地區擁有地區性的公共電力公司管理自己的輸電系統。ISO 是西部 40 個互連電網的主管機構中最大的，它處理西部約 35% 的電力，負責輸電控制區之運作，保持電網供需平衡與頻率穩定。

## 2. 加州電網簡介

加州 ISO 管理的電網包括約 1,400 座電廠，裝置容量 58,246MW，於 2006.7.24. 創下 50,270MW 的最高負載紀錄，是一個 25,865 英哩遠距離、高電壓傳輸的系統，提供當地公用事業公司的批發電力，可供電給 3 千萬加州人。如圖 6-2。



圖 6-2 加州電網

ISO 的另一個核心功能是提供系統和價格的透明信息，此信息有助於市場參與者經濟評估和交易的風險。批發市場的及時和準確的信息，是維持市場具有效率和有競爭力的核心，ISO 市場監測部門經的濟學家，會密切關注市場活動，同時監測批發價格和潛在的市場濫權。

ISO 控制範圍是世界上最大的一個，包含四分之三個加州，每年提供了近 3 億 MWh 的電力。其具有市場性、基礎設施規劃、供電可靠性等三項基本功能。如圖 6-3。



圖 6-3 CAISO 功能

### 3.ISO 市場

- 一個完整的網路模型：用來分析前一天的發電和輸電計劃，以強化供需管理，避免發生即時供電的瓶頸。
- 一個整合型的遠期市場：為電能、傳輸容量、備載容量的競價交易和分析提供完整服務，以維持電網的平衡。
- 區域邊際定價：使機制具有高度的透明性，依據發電成本和輸配電成本上來產生電力價格。

### 4.ISO 歷史

在成立獨立的輸電操作者之前，電力是加州當地關注的問題，並接受州政府嚴格監管。當時缺乏遠距傳輸電力的技術，因此電廠需要靠近用戶，由於這個原因，提供發電、輸電和配電服務的當地公用事業，多年來皆是獨占經營的。當電力技術發展到提供遠距傳輸能力，電廠可能遠

離消費者，導入競爭性的市場就具有可行性。

1992 年通過的聯邦能源政策法，引進獨立系統操作者(ISO)和區域輸電組織(RTO)，並於電力批發市場就引入競爭。在執行該法時，聯邦政策制定者意識到有必要設立一個獨立的實體，與電網管理結果沒有利害攸關，確保戶能享受到電力市場競爭的效益。

ISO 和 RTO 是經常被比作空中交通管制員，如果空中交通管制員是行航空公司的代表，藉由容許該公司的飛機比別家飛機早飛而獲利，這將是極不公平的。同樣的，ISO 和 RTO 獨立管理運作—管理不屬於他們的電網，確保電力可以即時、可靠地輸送給公用事業和用戶。

## 5. 電網控制與規劃

電網可靠性是一個 24 小時的日常工作，加州 ISO 在任何時候都需要對系統狀態進行評估；ISO 設有兩個控制中心，總部設在 Folsom，第二控制室設在 Alhambra，Folsom 的新總部設有控制中心在世界上最先進的之一。在南加州的第二個中心是一個功能齊全的設施，在幾分鐘之內足以承擔整個電網的控制。



圖 6-4 Folsom 的新總部控制中心

ISO 進行年度輸電規劃過程中，使用工程分析來確定任何必要的電網擴建，以維護電力系統的可靠性、降低成本，滿足未來的公共基礎設施需求；ISO 使用複雜的公式和模型來模擬各種情境下的電網，例如野火時的高需求日，這個過程包括評估電廠的計畫書與聯網的研究，以確定各種方案的可行性和對電網的衝擊性。長期性全方位的輸電方案通常需要費時 15 個月的辛苦工作，這需要考慮未來增長的電力需求和滿足能源、環境的目標，例如 ISO 電網連接到可再生能源豐富但偏遠的加州地區。

## 6. 市場程序

美國加州批發市場的經營就像其他商品交易一樣，由相互關聯的程序組成，電能市場（一日前，小時前和即時）使用完整的網絡模型，該模型可使系統中的每一個節點上具有傳輸損耗和無效功率負載和生產價格的資訊。

市場服務包括能量(實質供需平衡與虛擬供需平衡)、容量(剩餘容量與彈性容量)、輔助服務(調度機組升降載的頻率控制、冷機與熱機備載容量)、其它(壅塞收入權，CRR)，屬最佳化市場邊際結算價格機制，而區域邊際價格由能量、容量、線損等價格組成，如圖 6-5。



圖 6-5 區域邊際價格組成

## 7. 市場交易流程

### (1) 前一日市場 (Day-ahead market)

前一日市場用來確定每小時的市場結算價格和機組排程，分析必須運行的機組、降低出價，生產成最低的電能成本，同時滿足可靠性的

需求；交易日的 7 天前開放市場，交易日的前一天關閉，結果在下午 1 時 00 發表。



圖 6-6 前一日市場時程

前一日市場的三個流程是：決定市場力之消除、整合遠期市場(IFM)和剩餘容量排程(RUC)。如果任何出價無法滿足市場力的測試，就需要調整，系統會決定最有效率的排程表，以解決區域的可靠性。整合遠期市場，同時分析電能和輔助服務市場，以確定需要的傳輸容量(壅塞管理)，並確認供需標單平衡的所需備載容量。

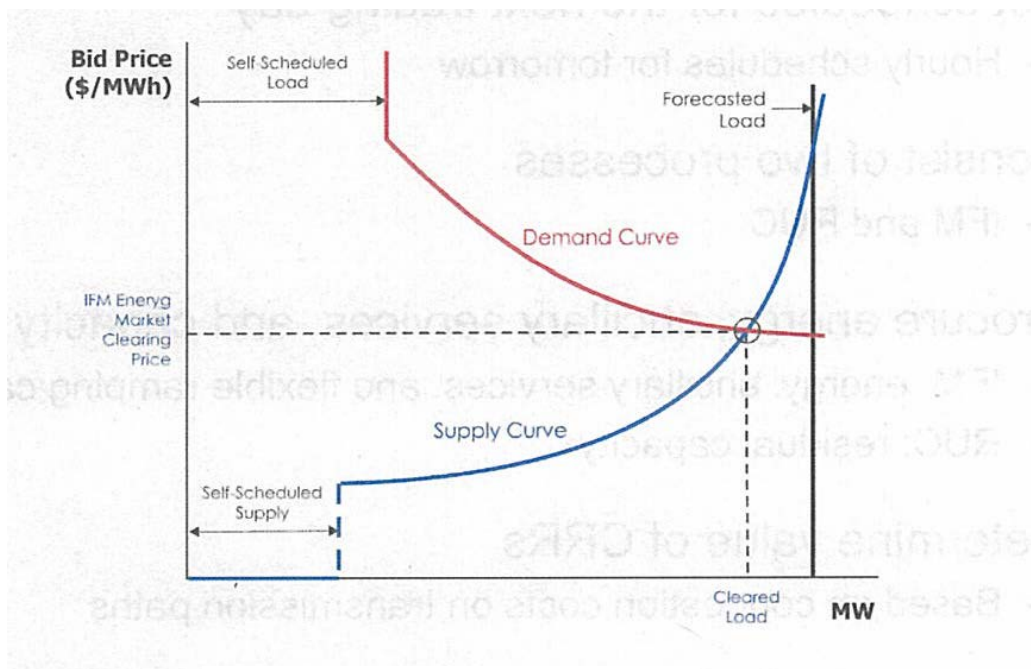


圖 6-7 IFM 電能量供需平衡

當遠期市場無法滿足預測的負載，則 ISO 可利用剩餘容量排程，以最低成本購買額外更多的容量。

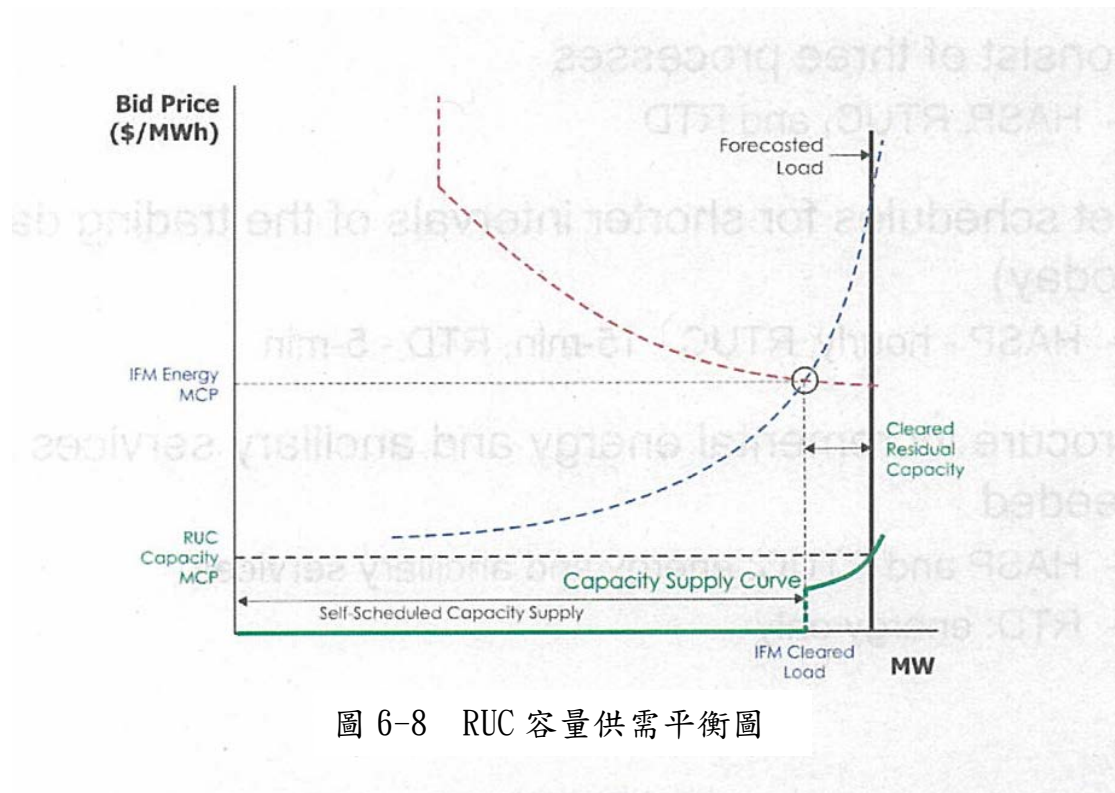


圖 6-8 RUC 容量供需平衡圖

## (2) 即時市場 (Real-time market)

即時市場是一個在所有的其他過程運行後，即時採購能量（包括備載）及管理壅塞的現貨市場。這個市場產生的能量須達成瞬間需求的平衡，如果需求下降就減少電源供給，提供所需的輔助服務，並可在極端的條件下抑低需求。即時市場由小時前排程(HASP)、15 分鐘即時排程容量(RTUC)、5 分鐘即時排程容量(RTD)所組成。

小時前排程包括能量與輔助服務的價格，於交易時間前 75 分鐘關閉市場；15 分鐘即時排程容量包括能量與輔助服務的價格，須承諾機組可以在 5 個小時內完成起動；5 分鐘即時排程容量包括能量的價格，其為 RUC 的彈性可用的剩餘容量。

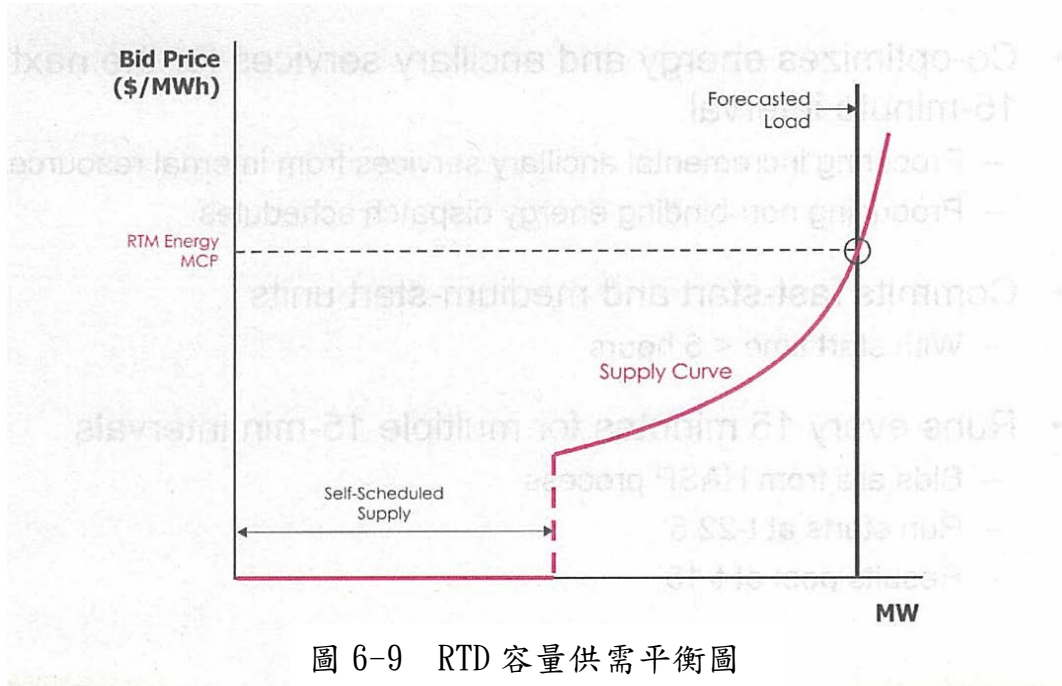


圖 6-9 RTD 容量供需平衡圖

在即時經濟調度過程中，會調度不平衡能量或電能偏離排程或輔助服務電能，每 5 分鐘它會自動運行和發布調度指令，在某些情況下，ISO 可以以 10 分鐘的間隔發布調度指令。

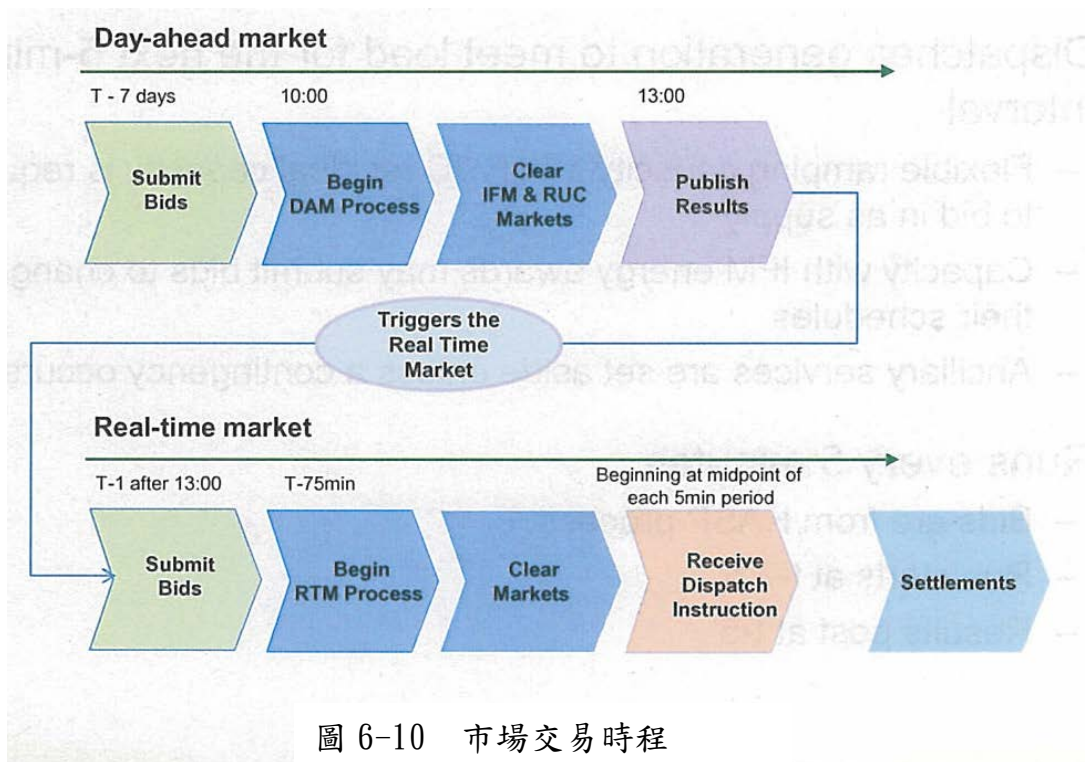


圖 6-10 市場交易時程



## 8.市場產品和服務

### (1) 電能

調度協調員可以向市場提供電能發電機組，系統結合計量子系統、調度電廠（或緊密配合的團體）與 ISO 平衡區域外的負載和系統資源。

### (2) 輔助服務

有四種類型的配套服務產品：升載、降載、熱機備載容量、非熱機備載容量。調頻電能被用於控制系統的頻率，必須保持在狹窄的 60 赫茲左右。提供調頻服務的機組必須先過了 ISO 的認定，且須接受自動發電控制的信號，根據其所提供的服務進行升、降載。熱機備載容量是已經連接或同步到電網的機組未出力容量，必須可在 10 分鐘內運轉並至少提供兩個小時的能量。非熱機備載容量則必須可在 10 分鐘內併聯並升載到指定的負載。

### (3) 剩餘容量的排程

剩餘容量是[機組排程]與[前一日排程與電源最小負載二者中較大者]之正差異容量，其價格與容量皆依標單決定。本程序得出的排程為每小時 committed 的機組容量，其中包含由前一日排程所產生機組 commitments。

### (4) 壅塞收入權

這是一種金融工具，用來管理在前一日調度程序產生的電能壅塞費，這些權利可以以壅塞邊際成本被分配或拍賣，是組成整合遠期市場區域邊際價格的一部分。收入的權利賦予其持有人在給定的交易時段線路發生壅塞時可收取款項，如果在給定的交易時段的輸電壅塞情況是相反方向的時候，則要求持有人支付費用。

### (5) 收斂投標(Convergence bidding)

這是一個讓市場參與者可以於前一日市場購買或出售電能的服務，在即時市場上則必須反向出售或購買，也被稱為虛擬投標，可迫使提前

一日和即時市場價格拉近，或稱之收斂，降低了買家和賣家在前一日市場排程的影響，以獲得更好的即時價格。投標文件必須在 0 百萬瓦開始，每個時段至少有 1 百萬瓦的增量。同時也進行實體電力買賣的發電業者及公用電業可以利用虛擬投標的策略，以減少前一天和即時市場價格變動方向判斷錯誤的風險。

前述各項商品與市場程序的關係可整理為表 6-1。

表 6-1 電力商品項目與市場之關係

Market	Process	Energy	A/S	Flexible Capacity	Residual Capacity	CRR
前一日市場	IFM	◎*	◎	◎		
	RUC				◎	
即時市場	HASP	◎	◎			
	RTUC		◎			
	RTD	◎		☆	☆	
其它(壅塞收入權)						◎

註:

\*電能包括實體及虛擬

☆flexible capacity 和 residual capacity 於前一日市場交易，但於即時市場使用

## 柒、美國電力批發市場之演變(綜)

北美共有 10 個 ISO/RTO，服務的電力用戶占了全美的 66%及加拿大的 50%以上，如圖 7-1。自 1993 電業法要求開放批發市場後，美國電力市場的設計即開始不斷演進、改善，雖然 2000 年曾發生過加州電力市場失靈電價飆升事件，但至目前為止並未有取消市場開放回規管制市場的提議，只是持續強化市場的績效監督機制。一些州的零售市場則在加州電力危機後暫停，但目前也考慮重新開放。綜而言之，美國各地的電力市場各有其不同的運作模式。

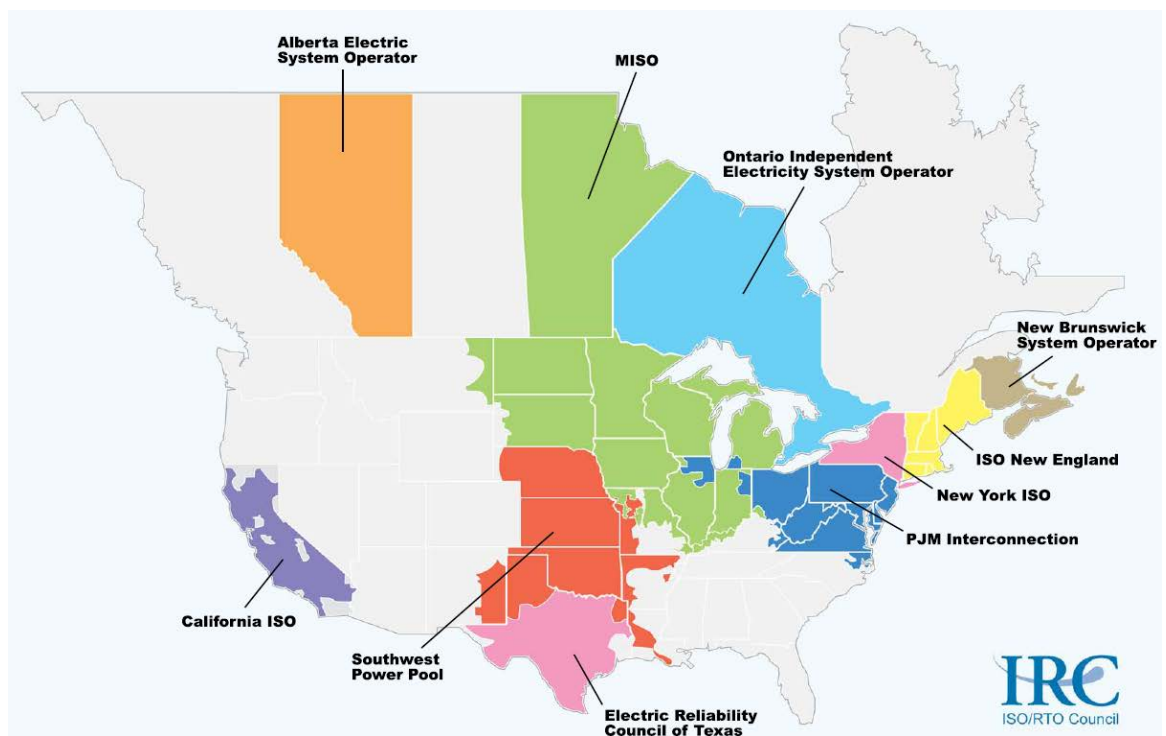


圖 7-1 北美 ISO 及 RTO 營運範圍

### 1. 市場設計基礎

雖然各州市場運作方式與市場規則不盡相同，但基本上可分為容量市場、電能市場、輔助服務與財務輸電權幾個要素，一個市場可以包含一或多個要素。在垂直整合的經營模式下，工程、經濟規劃、系統操作彼此間是隨時間緊密相關的，如圖 7-2。

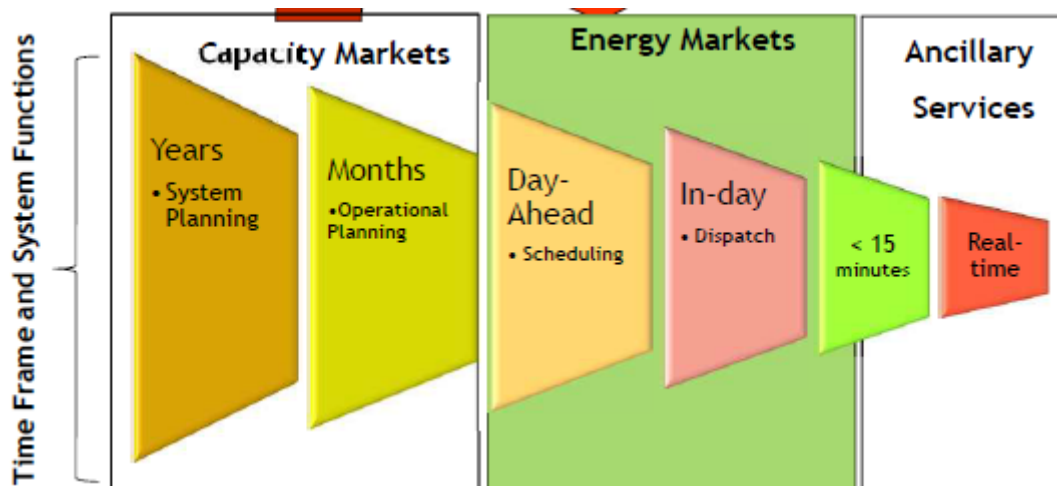


圖 7-2 不同市場有不同的運作時間

下表即為圖 7-1 中幾個較重要的區域電力市場設計比較：

表 7-1 關鍵批發市場之設計特性

市場	2007 尖峰 負載 (GW)	電能市場特性					容量 管制	容量市場	
		區 域	節 點	前 一 日	即 時	輔 助 服 務		6 個 月~1 年	~3 年
ISO-NE	28		✓	✓	✓	✓			✓
NYISO	34		✓	✓	✓	✓		✓	
PJM	145		✓	✓	✓	✓			✓
MISO	113		✓	✓	✓	✓	州法規		
ERCOT	62		✓			自行 提供	每日 (平衡 排程)		
SPP	42	***					州法規		
CAISO	50		✓	✓	✓	✓	州法規	***	

\*資料來源: ISO/RTO Council

\*\*SPP 只有電能不平衡市場

\*\*\*若有不足，將會由 CAISO 購買容量

### (1) 容量市場

容量裕度(capacity adequacy)要求是為了確保有足夠的容量滿足未來規劃期間內的需求，通常以預測的尖峰負載百分比來表示，其目標值之決定係依據想要達成的可靠度算出，一般的可靠度標準是平均 10 年缺電一天，容量裕度則落於最高負載的 116%-118%之間。缺電往往會造成用戶的損失，美國的缺電損失(Value of Lost Load)據估計在每度電 \$0.05-\$5 之間。

若是設有容量市場，雖然容量裕度的目標值是固定的，但因為容量的供給會有變動，因此會導致容量市場價格的波動，進而提高了投資者的不確定風險(圖 7-3)，解決的方式可以透過市場工具設計來刺激更多的容量供給，或是引進需量反應做為容量供給，或是提高 LMP 市場的價格上限，讓投資者更有意願投資發電設備。

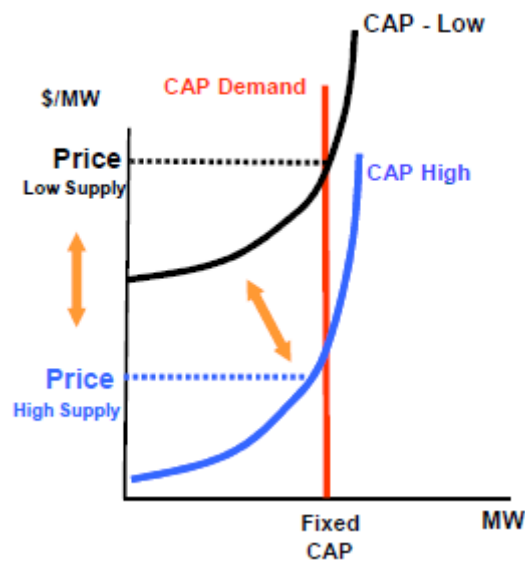


圖 7-3 容量市場價格變動

集中型的容量市場的優點為可提供系統操作者透明的採購機制與標準化的容量商品，有助於市場監督，且流動性較雙邊交易市場為高，若搭配有許多小型售電業者活躍的零售市場則更為有利。但也有一些缺點，如增加了市場設計的複雜度、提高設計缺失的風險以及較高的管理成本等。

除了建立容量市場之外，其他還有一些方式可以確保容量的適足性，以下方式為美國採用的幾個模式：

- 區域性容量管制-由州政府管制機構或當地市場操作者制定容量裕度水準
- 批發市場輕手管制-ISO/RTO 將滿足可靠度標準的責任交給州政府和公用電業
- ISO/RTO 容量管制-由 ISO/RTO 制定並管理供電業者應保有之容量。
- 容量集中採購-ISO/RTO 負責為整個市場購入所需容量。

## (2) 電能市場

電能市場的價格反映出負載預測和可用來滿足該負載的發電水準。一個完善的電能現貨市場必須具備下列條件：

- 建立有效的市場規則與機構，以維持輸電網的可靠度(頻率、電壓、穩定性)並促進市場交易。
- 市場設計應整合可靠度操作和現貨市場定價：滿足供電安全性的競標性經濟調度，以最低成本購買電能及可靠度商品；電能市場價格須反映系統不同位置的壅塞成本；電能與輔助服務共同最適化。
- 單一定價競標制度(以鼓勵供給端邊際成本報價)
- 節點定價反映壅塞
- 流動且有效率：明顯、穩定的市場規則與法令；能以較低成本交易；多樣的避險與交易選擇。

前一日電能市場決定了次一日每小時的市場結清價格，反映出供給的邊際成本，市場邊際價格(LMP)則反映了不同地區的輸電限制。ISO/RTO 會先公布其負載預測，由發電業者投標，提出其價格、出力，再由市場軟體以前一日市場電能及即時市場可調度之備轉容量共同最適為目標，計算

最低成本的發電排程，前一日電能市場與備轉容量市場的價差，會導致有彈性的機組在這兩個前一日市場中游移。

即時市場則於每個小時的 30-60 分鐘前開始運作，會依據未被排程的新標單更新供給預測，算出每小時達到供需均衡的新價格。

即時市場與前一日市場的價差反映出風險的大小，當此差異大於 5% 的時候，則表示可能有降低市場效率的資訊不對稱現象，或是操弄市場的行為。由容量市場的價格會影響到前一日市場的供給曲線，要降低前一日市場與即時市場的價格差距，可要求所有擁有容量裕度必須在前一日市場投標至其最大容量，或是鼓勵售電業者參與需量反應投標，或是引進虛擬標單。

### (3) 輔助服務

輔助服務依定價方式可分為兩類，以成本為基礎及以市場為基礎。以成本為基礎的有 1.排程與控制、2.全黑啟動、3.電壓維持，這些輔助服務係向合格供應者購入，其價格則是依據受管制的價格公式計算或以協商簽約方式訂定。另一類市場為基礎的輔助服務(統稱為備轉容量 operating reserve )則有：1.緊急備轉(10min spinning、30min spinning、30min non-spinning)、2.電能不平衡(因應即時負載變動)、3.調頻三種，由符合資格的供給者至市場投標，其價格則是依市場結清價格支付，不足時則以短缺定價基礎(shortage-based)訂定。備轉容量的功能如下圖所示：

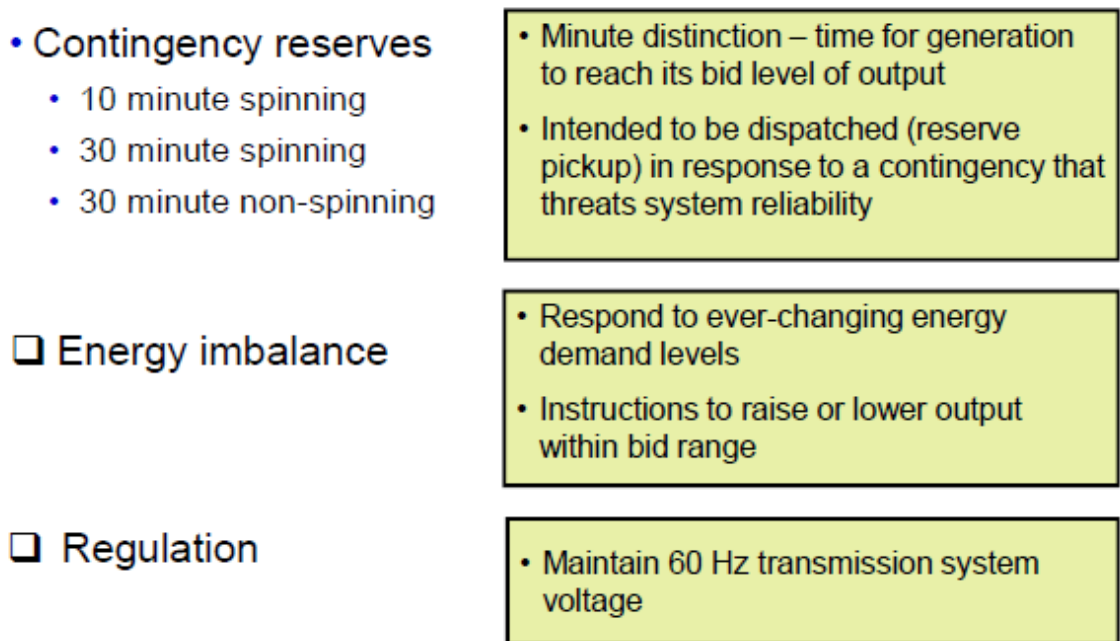


圖 7-4 備轉容量功能

目前有許多電力市場同時在前一日市場購入電能及輔助服務，利用軟體對資源做最適分配。備轉容量的要求通常是最大機組容量的 1.5 倍，大約是尖峰負載的 5-6%，可以獲得的支付包括(可能為一或多項)：

- 可用性支付(availability payment, \$/MW)
- 市場結清價格(\$/MWh-次一可用機組成本)
- 稀有性價格(\$/MWh-門檻價格)

#### (4)財務輸電權(Financial Transmission Rights, FTRs)

前一日市場的節點 LMP 包括了電能成本、線損、壅塞成本三個部分。其中前二者可以透過市場差價合約(CFD)來避險；壅塞成本反映的是因為輸電限制無法做到經濟調度時所額外增加的成本，此時會用到壅塞線路來將電力輸送至負載點的電力買方便會曝露在壅塞成本的不確定性風險中。財務輸電權是一種讓售電業者及其供應者可以規避壅塞成本波動風險的財務工具。FTR 商品是以實體輸電網路區段定義，包括一個注入點及一個提出點，但不代表購買 FTR 者就有該段線路的所有權，只表示擁有前一日市場該段線路壅塞成本(兩點間之 LMP 差異)的收入權。FTR 最初的所有人



為輸電線路業主，藉由出售 FTR 給售電業者，輸電業主可以得到收入回收線路投資部分成本，也可產生投資人新輸電線路的誘因。FTR 的買方則可迴避掉輸電壅塞成本的波動，得到已知且固定的價格，再移轉給用戶，用戶也能得到較穩定的電價。



## 捌、EPRI 探討火力電廠競價機制(調)

### 1. 前言

由於各界對於電業經營改善之要求，公司正積極辦理相關事宜，總經理於 8/8、8/17、9/28 主持「分離會計與上網競價制度構想」會議指示研擬內部競價事宜，並於 11/20「分離會計制度作業項目及時程規劃」會議指派本處主辦「廠網分離里程碑-火力電廠試行競價」，並列為總目標項目，期能擬定競價機制，並進行模擬，以提升公司營運效率，降低發電成本。期望藉由本次出國計畫與 EPRI 研究機構討論台電公司火力電廠機組競價機制，提供參考。

### 2. 台電系統現況

#### (1) 各類型機組發電成本

台電公司火力機組基、中、尖載電源包含燃煤、燃氣、燃油等各類型機組，因燃料價差甚大（以 100 年為例煤碳、天然氣各分別約為 530 元/GCal、1580 元/GCal），各燃料別機組之變動成本受燃料價格影響故有大幅差異，如圖 8-1。

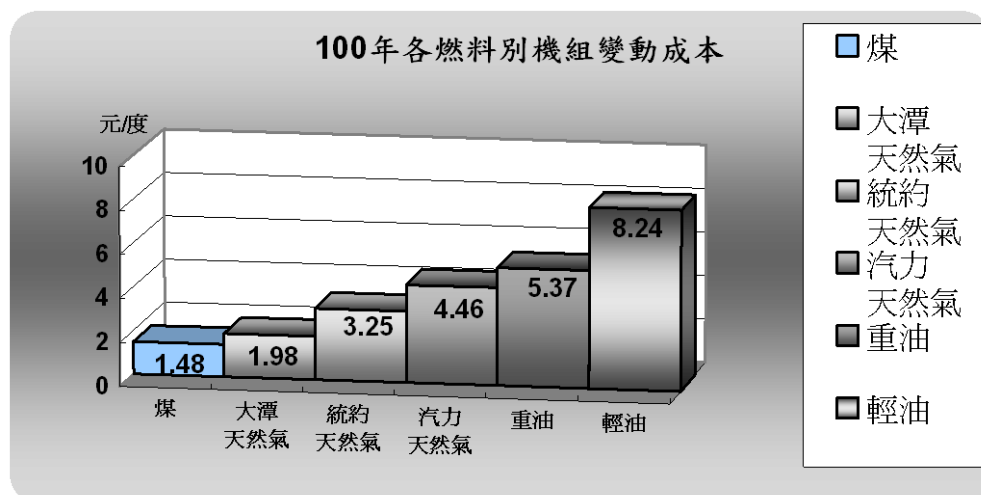


圖 8-1 100 年各燃料別機組變動成本

另外，目前本公司各類型基、中、尖載機組的容量成本如圖 8-2，基載機組建置成本、年數長故容量成本高，中載機組略低，尖載氣渦輪機組容量小、建置快速，容量成本最低。由於折舊的因素，機組運轉年數愈多則容量成本較低，圖 8-2 除大潭電廠外，大部分機組均已運轉 15 年以上，因已接近或折舊完畢，由於各機組運轉年數不同，其差異造成容量成本未完全按基中尖載的高低順序，其中差異最大者為大潭電廠於 94 年起逐部商轉，為台電公司最新火力機組，故容量成本最高。

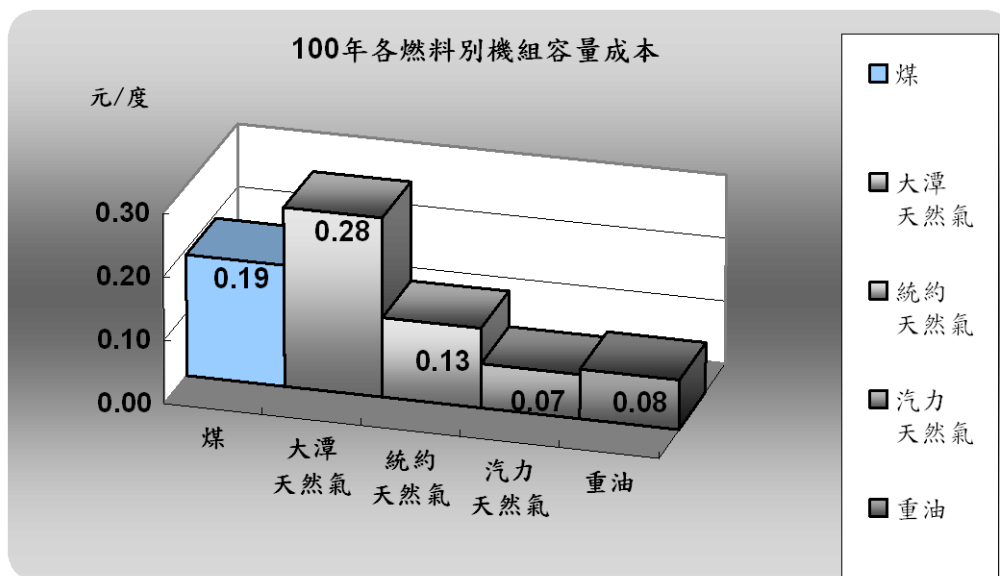


圖 8-2 100 年各燃料別機組容量成本

## (2) 目前 EMS UC 功能

目前台電系統安排水火力機組預定排程係運用 EMS 中的 UC 軟體安排各機組解併聯及發電量，UC 軟體按機組特性、遞增熱耗率、燃料價格資料及系統需求（負載及備轉容量），考量限制條件，以系統最低發電變動成本為目標，安排機組各時段出力，目前執行 UC 軟體結果輸出各時段的各機組出力及該出力對應的成本，以及分配各機組應分擔的備轉容量輔助服務，惟目前輔助服務並未計算成本，故並無相對的輔助服務成本資料的輸出，亦即必須思考如何支付給供應輔助服務機組應得到的成本（or 價格）。

另外，目前 EMS 考量資通安全，資料庫資料流採單向控管僅能輸出至企業網路，因此機組資料、成本、檢修輸入均由調度處逐一將資料以人工方式輸入修改，目前機組遞增熱耗率 資料變化不大，故每年修正 1~2 次，燃料價格變動頻率以重油及輕油約每週變化，其餘煤碳、天然氣變動頻率甚低，故以人工修改尚可因應，惟若以國外市場競價系統均有完備的軟硬體、網路系統，可將市場所有參與者提交的每日或每小時機組及報價資料，自動且快速傳輸至 UC 軟體中執行發電排程，方能因應每日電力市場眾多參與者頻繁的報價資訊。

### 3. EPRI 建議之簡易電力交易機制案

本次參訪 EPRI 期間，首先向該機構指導人員，說明上述台電系統現況，並請指導人員能於此期間考量台電系統及軟硬體情況，提供簡單的競價機制，以因應 102 年試行競價模擬要求。

EPRI 指導人員考量競價機制研擬準備時間較為倉促，故建議採用目前已可運作的軟體及資源，亦即以既有的 EMS UC 及各機組成本資料為基礎發展競價機制。

EPRI 建議提供電能、容量及輔助服務項目的機組，可獲得下列成本(或費用)：

- (1) 容量成本：進入市場新機組的成本 Cost Of New Entry。每日有投遞標單且可用的機組均可獲得 CONE 容量成本。此項 CONE 容量成本必須為系統中最低容量成本。
- (2) 能量成本：採 SMP 各時段邊際機組的能量成本。被加入排程的機組之電能(出力)均可支付 SMP。
- (3) 輔助服務：採機會成本，失去滿載發電機會的成本(與邊際機組成本的差異)。

以下列 5 部機組的系統為例說明 EPRI 之建議案；各機組之能量成本資料如圖 8-3 各機組遞增成本曲線(例如 Unit D 的 Inc#1, Inc#2, Inc#3, Inc#4,

Inc#5), 容量成本資料如圖 8-4, 並運用 EMS UC 軟體安排機組發電排程, 如圖 8-5。

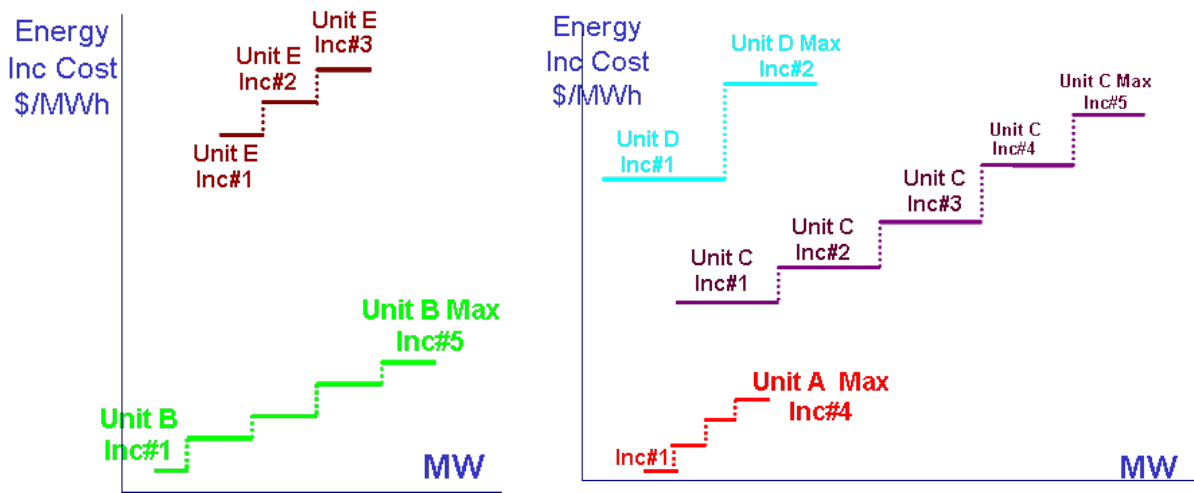


圖 8-3 機組遞增成本資料

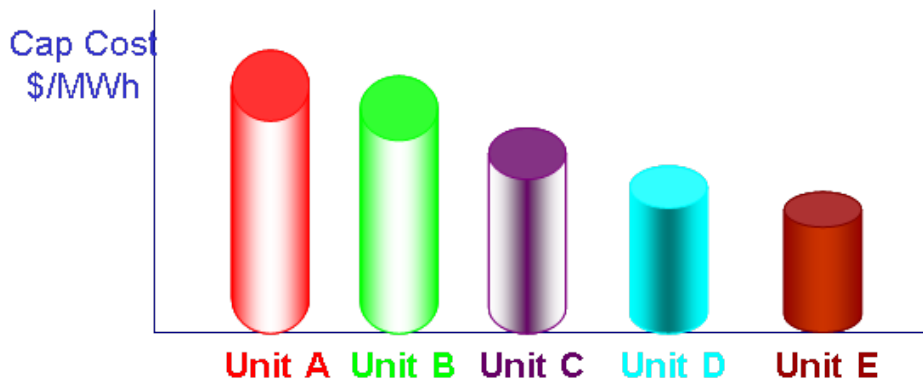


圖 8-4 機組容量成本資料

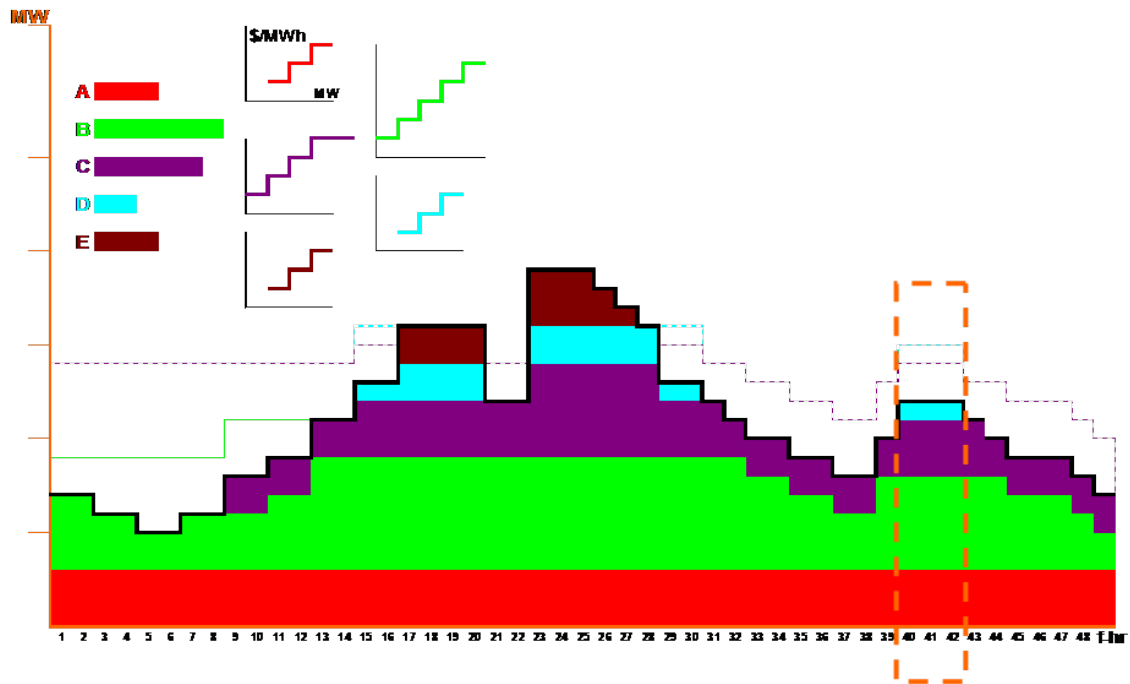


圖 8-5 48 個時段 5 部機組發電排程案例

有關各機組提供能量、輔助服務之獲得費用，由圖 8-5 的發電排程中，取時段  $t$ （橙色虛線框架）為案例說明如下：

首先，將該時段  $t$  被選取之各機組（A, B, C, D 共 4 部機組）之遞增成本資料按大小排序，可得到系統遞增成本曲線，如圖 8-6。

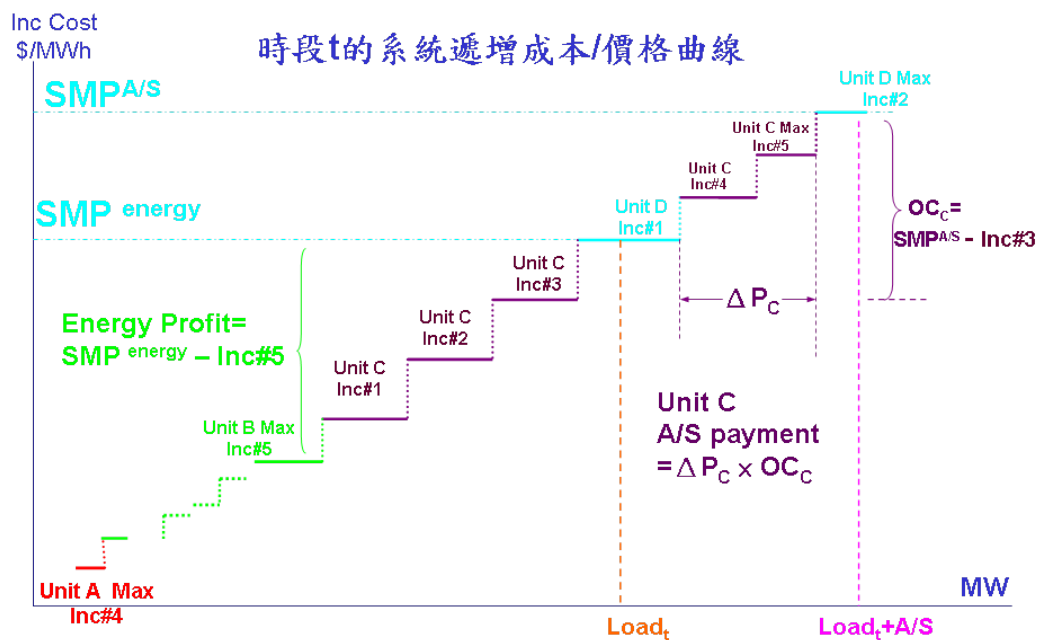


圖 8-6 時段  $t$  之系統遞增成本曲線

再由時段  $t$  的負載  $Load_t$  決定各機組分配之電能（如圖 8-6），及邊際機組

的成本 = Unit D Inc#1，此邊際機組成本即可作為時段t之能量結清成本（或價格） $SMP^{Energy} = \text{Unit D Inc\#1}$ ，亦即得到電能排程的機組其出力均可得到 $SMP^{Energy}$ 成本（or價格）。被安排提供電能的機組，除Unit D的出力未能得到利潤外，其餘機組均可得到高於成本之利潤，例如Unit B獲得 $SMP^{Energy} - \text{Unit B Inc\#5}$ 的利潤。

時段t除負載外，另有輔助服務A/S的需求，亦即 $\text{Load}_t + \text{A/S}$ ，因此，由Unit D第1段（block#1）部分出力至Unit D第2段間（block#2）的容量的合計即為A/S需求（A/S容量 = Unit D block#1 + Unit C block #4 + Unit C block #5 + Unit D block #2），可將Unit D Inc #2 視為A/S邊際成本 $SMP^{A/S} = \text{Unit D Inc\#2}$ 。各機組的輔助服務成本計算方式，Unit C提供block #4 + block #5 作為輔助服務容量，獲得輔助服務費用 =  $(SMP^{A/S} - \text{Unit C Inc\#3}) \times (\text{block \#4} + \text{block \#5})$ ，Unit D提供block #1 部分 + block #2 為輔助服務容量，可獲得輔助服務費用 =  $(SMP^{A/S} - \text{Unit D Inc\#1}) \times (\text{block \#1 部分} + \text{block \#2})$ 。

由於此系統5部機組的最低容量成本為E的容量成本，時段t選取A, B, C, D等4部機組，故此4部機組均可得到機組E的容量成本，E機組若是可用的機組，且在市場機制規定內的補充備轉容量需求，亦可取得自己的容量成本。在此所設計的容量機制，並非每部可用機組均可獲得本身的容量成本。在此所設計的容量機制，並非每部可用機組均可獲得本身的容量成本係因基載機組已在能量市場中取得很高的利潤，故於此略微減緩基載機組之過高利潤。

上述機組提供的電能、輔助服務及容量，除邊際機組外，均可分別得到高於成本之利潤。故各機組將競爭提升效率，避免未被排程或成為邊際機組，系統效率隨之提升。未被排程機組，除必要之大修外，亦須全力維持可用，方可由補充備轉容量回收部分容量成本，維持營運能力，系統備用容量不致於降低。



EPRI 指導的機制可整理如表 8-1。

產品	成本／價格
容量	進入市場最新機組的容量成本 <b>Capacity Cost Of New Entry</b>
電能	邊際機組成本／價格 <b>SMP</b>
調頻	機會成本 <b>Opportunity Cost</b> (+出力變動與固定的效率差異)
即時備轉容量	機會成本 <b>Opportunity Cost</b>
補充備轉容量	<b>Capacity Cost Of New Entry</b>

表 8-1 提供容量、電能、輔助服務可獲得成本

#### 4. 討論

##### (1) 能量成本(SMP)

- A. 以邊際成本方式定價，被安排發電機組除可回收成本外，另有利潤，競爭程度高。
- B. 邊際機組大部分為重油機組，基載燃煤機組獲利可能高於其他中載機組甚多。
- C. 邊際機組供應之電能將無利潤及輔助服務亦可能無補償，燃重油機組擔任邊際機組占比高，尤其協和電廠，惟該廠併聯運轉係為維持系統可靠度(備轉容量、LNG)、解決系統壅塞，應歸類為 Reliability Must-Run。
- D. EPRI 建議以簽約方式辦理，惟簽約機組應如何決算其能量成本(或利潤)？
  - (a). 利潤：能量成本 3%。
  - (b). 考量夏季期間尖峰時段(6 小時) 能量成本較高，以氣渦輪機組滿載時之能量成本支付被排程之邊際機組，其餘月分則仍

按原定價 SMP 方式。

(2) 容量成本(Cost of New Entry)

以最新進入系統機組容量成本計算，可降低基載燃煤機組在能量市場獲利過多的問題。可改為提交標單且可用之火力機組均可取得最低容量成本，最低容量成本則由提交標單之機組排序決定。機組可用率愈高則損失愈少。

(3) 輔助服務成本

輔助服務成本以機會成本計算，SMP 與該機組調度出力之成本差異，可彌補非基載機組未發電容量的部分問題。

**5. 修改 EPRI 建議的競價機制，以 Pay as Bid 定價。**

(1) 軟體：運用 EMS 既有 UC 軟體安排排程。

(2) 機組運轉資料：

火力電廠提供各機組遞增熱耗率曲線及相關運轉資料、燃料價格，製作各機組遞增能量成本。以目前每年簽請發電處提供、大修後修正資料，符合機組特性，且資料維護頻率低，可減少競價業務量，以符合本處運作人力。

(3) 能量成本：依各機組的遞增能量成本，安排發電排程，定價(Pricing)採 Pay as Bid。

(4) 輔助服務：出力與滿載效率差異補償或固定與變動出力時之效率差異補償。

(5) 容量成本：有提交標單的機組且以實績的最大可用容量計算，定價採 Pay as Bid，各機組的容量成本。

容量成本 Yr(元/KW-Yr)

= (折舊 + 營運費用×0.5 + 維護費用×0.65 + 利息) ÷ 裝置容量

容量成本 hr (元/KWH) = 容量成本 Yr ÷ (8760×88%)

將競爭機制的定價方式改為 pay as bid 方式，則機制的競爭方式轉為保守，機組可用率愈高、則輔助服務、容量成本回收機會愈高，可促進機組競爭，儘量減少機組檢修天數，將部分檢修工作分散於平常運轉中，除可減維修人力、成本外，機組運轉天數多，即可提升營運績效。

## 6. EPRI 提供輔助服務成本補償計算方法

頻控 AGC 在 Day-Ahead UC 排程取得容量，實際調度後給予 Mileage Payment 補償能量損失。

EMS 中的 AGC 每 4 秒計算並發送訊號至電廠，EPRI 提出以 4 秒鐘出力機組出力變化記錄資料計算各機組 AGC 實績調度方式。亦即計算相鄰二點出力差異的絕對值。

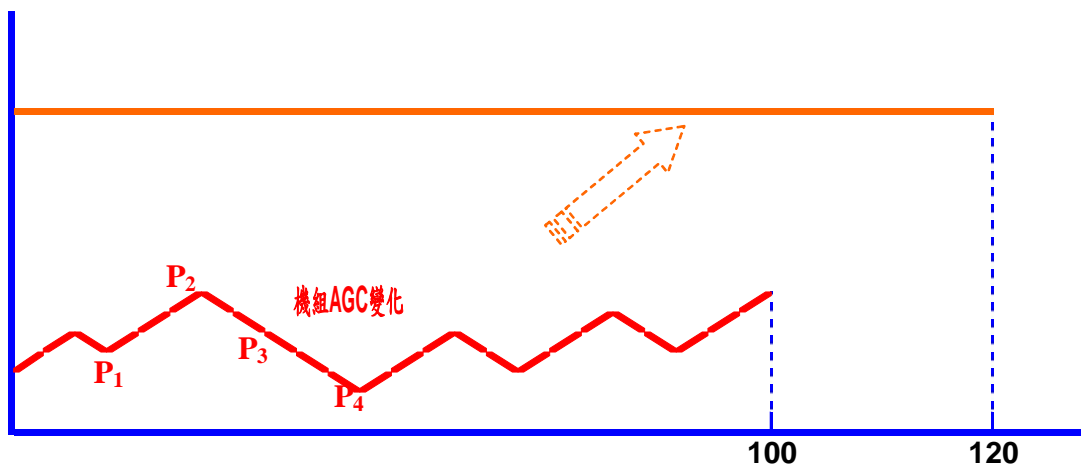


圖 8-7 Mileage Payment 補償能量損失

$$\text{AGC 能量} = |P_1 - P_2| + |P_2 - P_3| + |P_3 - P_4| + \dots$$

依上述方式，計算每小時的能量，並以該小時 AGC 即時市場價格支付 = AGC 能量 × SMP。

其他輔助服務補償方法：

頻控 AGC, Spinning Reserve：滿載與調度出力之效率差異 + 變動出力與固定出力的效率差。



## 玖、結語

### 1. 溫室氣體減量衝擊與因應

在未來溫減法通過後的總量管制情形下，發電組合將有重大變化，除投資成本將大幅上升外，亦將對需求端之工商業部門的生產造成限制，導致電力需求降低。

總量管制政策對電業及總體經濟之衝擊程度主要取決於兩種關鍵減量工具：核能與 CCS，因此此二種技術是否能順利研發/採用成為排放受限時影響未來整體經濟發展與電力部門達成減量目標所需成本的不確定因素。未來若允許以國際碳權抵換國內排放，將可降低國內 CO2 價格，但也將使公司面臨國際碳市場價格波動風險

國際碳管理趨勢已脫離聯合國氣候公約單一架構，當更多國家規劃國內法規與碳交易制度時，電力業必須符合溫室氣體排放量測、申報與驗證(MRV)相關規範，其也是未來整合全球碳交易市場之關鍵。本公司宜依據國內管制方向之最新發展，持續掌握環保署對於溫減法與相關推動原則、環評法與空污法之後續規劃，以進一步研擬公司之碳權經營策略。此外，為降低可能面臨的碳風險，須針對碳權管理做最適化運用，包括國內與境外碳權之組合式管理，以及碳權與公司減量計畫之最適組合，而在面臨總量管制與交易制度時，本公司應將碳排放納入公司整體風險管理考量，除了建立完善的 MRV 制度之外，另包括碳資產管理、內外部減量成本分析、法規與市場風險評估、避險策略等，以將碳成本納入公司營運成本，落實在長期投資策略。

### 2. 電業自由化衝擊與因應

在電業自由化實施之前，應分析個別電廠之機齡、熱效率、區位優勢及發電成本，以評估其競爭優勢與利基。對於具有競爭優勢之電廠，應給予適當誘因，以維持其優勢。對於無競爭力之老舊機組，若改建無

望或不敷成本，則需尋找出路，考慮出售、更新或做為輔助服務機組，甚至可列為套牢資產，爭取在自由化後回收。對於競爭力位於邊緣地帶之電廠，則須儘速整頓，以降低成本，提昇競爭力。

面對開放的電力市場，亦有必要界定提供各類輔助服務之機組為何，以及其成本為多少，並重新審視所有可提供輔助服務之機組，評估各機組在電能市場與輔助服務市場之相對優勢，以決定各機組將來的主要利基市場，以及是否有更具效率之輔助服務之機組組合。未來在各類輔助服務市場中，若本公司為這些市場之獨占廠商，則應與購買輔助服務之電力調度中心協商較有利之合約條件，若有其他業者加入輔助服務市場，則台電公司便須盡力壓低成本參與競爭。

當然未來在競爭環境下，成本因素並非唯一考量，市場的「價值」更為關鍵因素，因此不同型態及區位的電廠所能提供的價值將決定市場地位的成敗。未來在發電市場競爭者眾及價格波動情況下，最好的避險方式就是與售電業、用戶簽訂雙邊長期合約，以迴避市場風險。若法律許可，短期台電公司應維持其市場獨買地位，減少競爭壓力。但購電並非長久之計，唯有一方面提升經營績效降低電廠發電成本，另一方面儘快熟悉市場遊戲規則，擬訂最有利的競標策略，並為不同電廠做出市場區隔，才是最有效的競爭策略。

## 附件一、加州 ISO 市場





# Introduction to the California ISO Markets

Shucheng Liu, Ph.D.  
Principal, Market Development

December 12, 2012



## Wikipedia says...

An ISO is an organization formed at the direction or recommendation of the [Federal Energy Regulatory Commission \(FERC\)](#). It operates a region's electricity grid, administers the region's wholesale electricity markets, and provides reliability planning for the region's bulk electricity system

## ISO/RTO Council

The California ISO is one of 10 independent system operators/regional transmission operators (ISOs/RTOs) in North America.



## Organized markets of North America

ISO/RTO	Installed Generation (MW)	Transmission Lines (miles)	Population (millions)
PJM Interconnection Valley Forge, PA	164,895	56,499	51
Midwest ISO Carmel, IN	144,132	55,090	43
Electric Reliability Council of Texas Austin, TX	88,227	40,327	22
Southwest Power Pool Little Rock, AR	66,175	50,575	15
<b>California ISO</b> Folsom, CA	<b>56,246</b>	<b>25,865</b>	<b>30</b>
New York ISO Rensselaer, NY	40,685	10,893	19
Independent ESO Toronto, Ontario	35,336	16,160	13
ISO New England Holyoke, MA	33,700	8,130	14
Alberta ESO Calgary, Alberta	12,163	13,668	4
New Brunswick SO Fredericton, NB	7,000	8,000	2

## California ISO by the numbers

- **58,246** MW of plant capacity
- **50,270** MW record peak demand (July 24, 2006)
- **30,000** market transactions/day
- **25,865** circuit-miles of transmission lines
- **30 million** people served
- **286 million** MWh of electricity delivered annually
- **80%** of California served by the ISO
- **35%** of the load in the West



## Who oversees the CAISO?



We are governed by a governor appointed/  
Senate confirmed **Five Member Board**

We are regulated by  
**FERC** Federal Energy Regulatory Commission

We are compliant with  
**NERC** North American Electric Reliability Corporation

We are part of  
**WECC** Western Electricity Coordinating Council

The CAISO has three basic functions.



## Overview of Markets, Products, and Prices



## Markets

- Day-ahead markets
  - Integrated Forward Market (IFM)
  - Residual Unit Commitment (RUC)
- Real-time markets
  - Hour-Ahead Scheduling Process (HASP)
  - Real-Time Unit Commitment (RTUC)
  - Real-Time Dispatches (RTD)

## Products and services

- Energy
  - Physical supply and demand
  - Virtual supply and demand (convergence bids)
- Ancillary services
  - Regulation-up and regulation-down
  - Spinning and Non-spinning (contingency reserves)
- Capacity
  - Residual capacity
  - Flexible ramping capacity
- Others
  - Congestion revenue rights (CRR or FTR) *auction monthly*

## Prices

- Pricing mechanism *least cost solution*
  - Marginal market clearing prices from co-optimization
- Energy and capacity
  - Locational marginal prices
- Ancillary services
  - System-wide and zonal
- CRR
  - Based on transmission path congestion-price costs



## Day-Ahead Markets



## Day-ahead markets

- Set schedules for the next trading day
  - Hourly schedules for tomorrow
- Consist of two processes
  - IFM and RUC
- Procure energy, ancillary services, and capacity products
  - IFM: energy, ancillary services, and flexible ramping capacity
  - RUC: residual capacity

*→ capacity products*      *→ release at real-time market*
- Determine value of CRRs
  - Based on congestion costs on transmission paths

*→ depends on day-ahead*

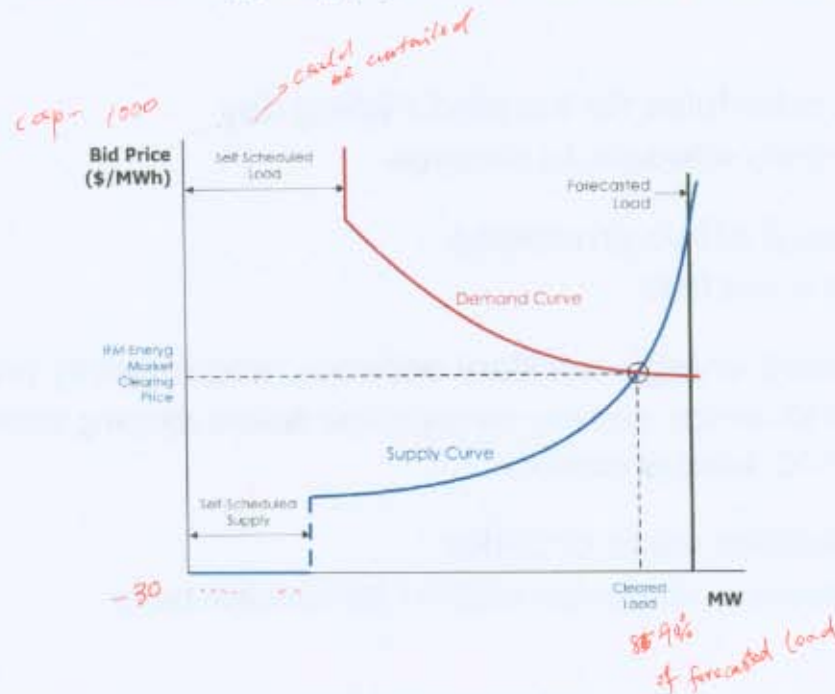
## Day-ahead markets – IFM

- Co-optimizes energy, ancillary services, and capacity
  - Physical energy bid-in (elastic) demand and supply
  - Virtual energy demand and supply
  - Regulation (up and down), spinning, and non-spinning
  - Flexible ramping capacity

*10 min ramp capability*
- Determines hourly schedules and prices
  - Commitment and dispatch schedules for the 24 hours
  - Prices for energy, ancillary services, and flexible ramping capacity
  - CRR value based on IFM transmission congestion costs

*100 MW generator*  
*– 10 MW regulation ↑*  
*50 MW regulation ↓*  
*50 MW spinning*

## Illustration of energy supply and demand equilibrium in IFM

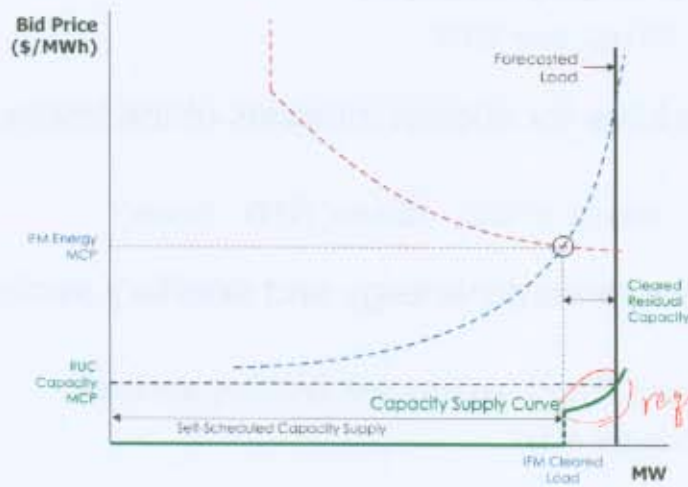


## Day-ahead markets – RUC

- Procures residual capacity for real-time markets
  - Based on submitted capacity bids and forecasted load
- Commits long-start units that are not committed in IFM
- Treats IFM energy schedules, AS and flexible ramping capacity awards as self-scheduled supply
  - No capacity payment to the “occupied” capacity
- Excludes virtual bids
  - All physical capacity bids to ensure sufficient supply in real-time markets



# Illustration of capacity supply and demand equilibrium in RUC



*required to bid in energy market*  
*start-up cost doesn't affect the price*

# Day-ahead market timeline



\* Day-ahead market opens 7 days before the trading day and closes at 10:00 am the day before the trading day

## Real-time markets

- Consist of three processes
  - HASP, RTUC, and RTD
- Set schedules for shorter intervals of the trading day (today)
  - HASP - hourly, RTUC - 15-min, RTD - 5-min
- Procure incremental energy and ancillary services as needed
  - HASP and RTUC: energy and ancillary services
  - RTD: energy only

## Real-time markets – HASP

- Co-optimizes energy and ancillary services
  - Co-optimization is for the whole system (internal and external)
  - Only import and export of energy and ancillary services are binding
- Determines schedules and prices for the next hour
  - Import and export schedules
  - Prices for energy and ancillary services
- Runs hourly
  - Market closes at t-75'
  - Results post at t-60'

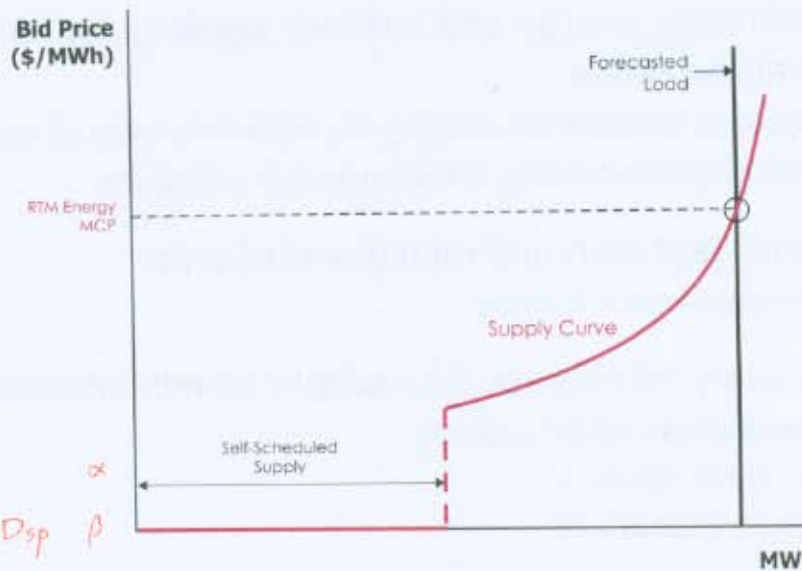
## Real-time markets – RTUC

- Co-optimizes energy and ancillary services for the next 15-minute interval
  - Procuring incremental ancillary services from internal resources
  - Producing non-binding energy dispatch schedules
- Commits fast-start and medium-start units
  - With start time < 5 hours
- Runs every 15 minutes for multiple 15-min intervals
  - Bids are from HASP process
  - Run starts at t-22.5'
  - Results post at t-15'

## Real-time markets – RTD

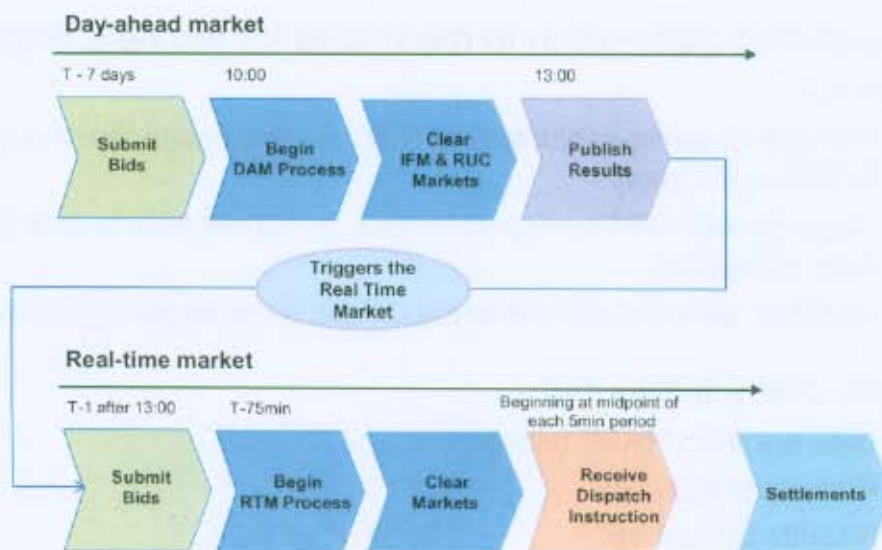
- Dispatches generation to meet load for the next 5-minute interval
  - Flexible ramping capacity and RUC residual capacity is required to bid in as supply
  - Capacity with IFM energy awards may submit bids to change their schedules
  - Ancillary services are set aside unless a contingency occurs
- Runs every 5 minutes
  - Bids are from HASP process
  - Run starts at t-7.5'
  - Results post at t-5'

# Illustration of capacity supply and demand equilibrium in RTD



$\sum S_{reg} \Rightarrow D_{reg}$   
 $\sum S_{reg} + \sum S_{sp} \geq D_{reg} + D_{sp}$   
 $P_{reg} = \alpha + \beta$   
 $P_{sp} = \beta$

# Summary of market timelines



## Summary of markets and products

Market	Process	Energy	AS	Flexible Capacity	Residual Capacity	CRR
Day-Ahead	IFM	✓*	✓	✓		
	RUC				✓	
Real-Time	HASP	✓	✓			
	RTUP		✓			
	RTD	✓		✓**	✓**	
Other						✓

\* Energy includes both physical and virtual.  
 \*\* Reserved flexible ramping capacity and residual capacity is used in Real-Time market.

*Mix Integer LP*



## 附件二、美國電力市場綜覽







## Overview of U.S. Wholesale Electricity Markets

**Draft Final**  
**Dec 13**

Presentation to  
Taiwan Power Corp  
December 13, 2012

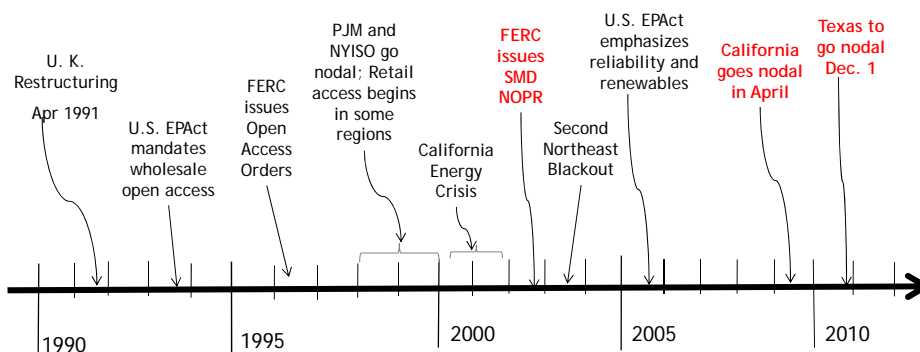
Bernie Neenan  
Technical Executive  
December 13, 2013

## Agenda

Time	Topics	Slides
10:00 – 10:00 am	I. Evolution of Electricity Markets	3-7
	II. Market Design Fundamentals <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacity</li> <li>• Energy</li> <li>• Ancillary Service</li> <li>• Financial Transmission Rights</li> </ul>	8-17 18-31 32-39 40-48
11:00 - 11:15	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Discussion &amp; Break</li> </ul>	
11:15 – 11:45	III. Current Policy Issues <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scarcity Pricing</li> <li>• Renewable Integration</li> <li>• Smart Grid Technology</li> <li>• Demand Response</li> </ul>	44-45 46-48 49-53 66-72
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Discussion</li> </ul>	
Noon	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Adjourn</li> </ul>	

## Evolution of U.S. Electricity Markets

## U.S. Electricity Markets – 28 years of evolution

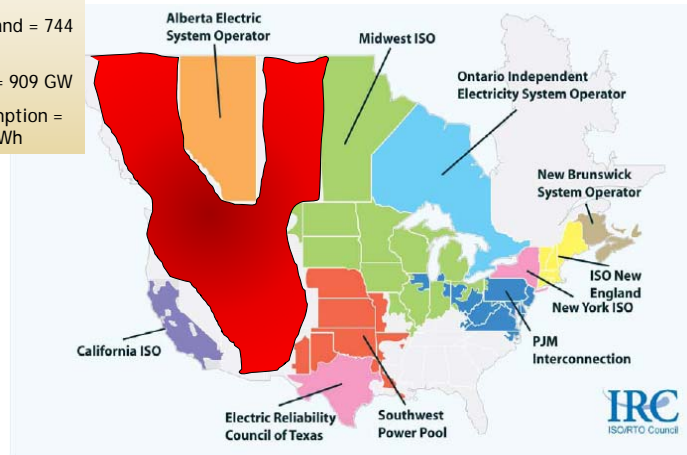


## Organized Electricity Markets in North America

Ten Independent System Operators (ISOs) and Regional Transmission Organizations (RTOs) serve 66% of consumers in the U.S. and more than 50% of Canada's population. See the ISO/RTO Council website: [www.isorto.org](http://www.isorto.org).

### U.S. Data for 2008\*

- Summer Peak Demand = 744 GW
- Installed Capacity = 909 GW
- Electricity Consumption = 3.9 million GWh



\*Source: <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epaxfiles1.pdf>

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

5

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Independent System Operators/Regional Transmission Organizations

- **CAISO** – California Independent System Operator
- **ERCOT** – Electric Reliability Council of Texas
- **ISO-NE** – Independent System Operator – New England
- **PJM** – PJM Interconnection (formerly Pennsylvania, New Jersey, Maryland power pool)
- **MISO** – Midwest Independent System Operator
- **NYISO** – New York Independent System Operator
- **SPP** – Southwest Power Pool

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

6

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Summary of U.S. Industry

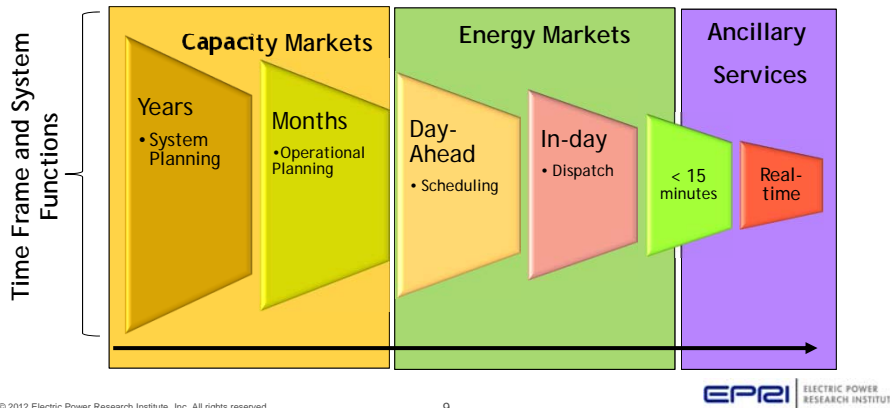
- Competitive **wholesale** markets serve the majority of customers (~66%) in the U.S. and are here to stay
  - Market designs continue to improve and energy markets in particular are converging on main design features
  - There are no credible proposals to eliminate or roll back structured wholesale markets
  - Monitoring their performance, however, remains an ongoing priority
- Retail competition in some states was suspended after the California energy crisis
  - Some states are now considering opening selected retail markets to competition
- Result, US is a mix of idealized model components

## Market Design Fundamentals

- A. Capacity Markets**
- B. Energy markets
- C. Ancillary Services
- D. Financial Transmission Rights

## Different types of markets operate in different time frames

- Under the vertically integrated model, engineering, economic planning, system operations are closely linked over time.
- However, a market can contain one or more of the components



## Capacity Adequacy

- The capacity adequacy requirement establishes the stock of capacity that will be available for the coming planning period
- Usually defined in terms of forecast maximum demand
  - Based on a target level of desirable reliability
  - Typically 116-118% of maximum demand
  - Reflects one-day-in ten year reliability criteria
  - Capacity is added until the likelihood of an outage is reduced to one outage every ten years
- Does not prescribe the mix of generation technology, or ensure the optimal mix is available

### Adequacy Example

- Forecast peak demand = 33,000 MW
- Adequacy requirements = 116%
- Capacity adequacy = 38,220 MW

## Capacity Adequacy is driven by the value of reliability

- Reliability is important to consumers
  - Outages result in costs
    - Inconvenience (residential)
    - Added production costs (commercial, industrial)
- Meeting load reliably
  - Individual units have availability rates of 80-95%
  - The collective availability (reliability) reflects the constituent units' availabilities
  - Need to have a reserve stock of generation to cover contingencies
    - Very high demand
    - Unit unavailability's

### Value of Lost Load

- VOLL defines the cost of an outage to consumers
- Estimates vary by
  - Customer type
  - Time of day
  - Duration of outage
- **\$.05 - \$5.00/kWh (US)**

## Capacity Market Design Alternatives

- **Locally Administered Capacity Attainment** – capacity adequacy level is determined by state regulatory bodies or by local market operators
- **Wholesale Light** – ISO/RTO leaves meeting reliability standards up to states and the utilities, assists by organizing regional processes for establishing ICAP requirements
- **ISO/RTO Administered Capacity Attainment**- ISO/RTO establishes and administers capacity requirement attainment by LSEs
- **Centralized Capacity Procurement**
  - ISO/RTO procures the ICAP requirement for the entire market
  - Allows for self supply

- All the models are used in the United States
- England began with ICAP light and now has a variation on ISO administered
- New Zealand and Australia commenced with ICAP light and still operate that way today



## Comparison of Central Installed Capacity (ICAP) Market Features – PJM vs. ISO-NE

Feature	PJM	ISO-NE
Capability Period	Annual, winter and summer distinction in supply	Same
Commitment Horizon, Commitment Period	3 years/1+ Years	Same
Procurement	Single product auction – by zonal requirement	<b>Auction – by zonal requirement</b>
Demand Curve	Yes, with CONE 1.5	<b>None</b>
Demand Response and Energy efficiency	Demand Response	<b>Demand response and energy efficiency</b>
Financials	CFDs allowed but must clear auction	Same
First procurement year	2010 procured in 2009	<b>2011 procured in 2009</b>
Other Features	Surplus LMP earnings are surrendered	Same

CONE = cost of new entrant; CFD = contracts for differences; LMP = locational marginal prices.

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

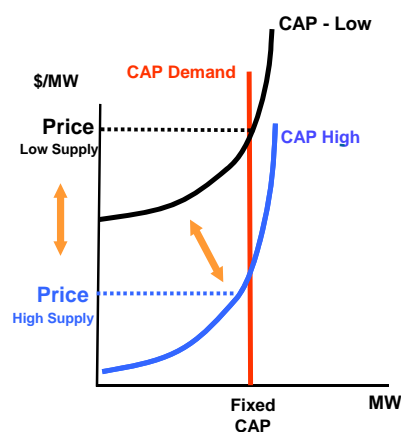
13

**EPRI** | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Capacity Market Price Volatility

- Capacity adequacy is a fixed amount
- But, capacity supply can vary considerably
- Capacity market capacity prices can vary considerably. Fluctuating prices:
  - Lowers the value of electricity to consumers
  - Increases uncertainty to investors and raises generation costs

- Solutions
  - Market inducements for more capacity availability
  - Demand response as a resource



© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

14

**EPRI** | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Overview of Key Wholesale Market Design Features

Market	2007 Peak Load GW*	Energy Market Features					Required Reserves	Capacity Markets	
		Zonal	Nodal	Day-Ahead	Real Time	Ancillary Services		6 mos. - 1 year	~ 3 years
ISO-NE	28		✓	✓	✓	✓			✓
NYISO	34		✓	✓	✓	✓		✓	
PJM	145		✓	✓	✓	✓			✓
MISO	113		✓	✓	✓	✓	State regulation		
ERCOT	62	Zonal today; Nodal market starts Dec 1 2010					Daily (balanced schedules)		
SPP	42	✓**					State regulation		
CAISO	50		✓	✓	✓	✓	State regulation	***	

\*ISO/RTO Council,

\*\*SPP has an energy imbalance market only.

\*\*\*CAISO will procure capacity if there is a shortfall.

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

15

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Criticisms of Centrally Administered Capacity Markets

### Criticisms of Original Design

- ❑ High capacity market price volatility
  - Destabilizes revenues
  - Promotes early plant retirement, mothballing
  - Volatility spills over into energy markets
- ❑ Short term perspective
  - Deters generation investment
  - Accentuates price volatility
- ❑ Reduces investor confidence
  - ❑ Raises earnings requirements
  - ❑ Early plant retirements
- ❑ Non-optimal mix of resources

### Remedial Market Solutions

- ✓ ICAP demand curve for deficiency auctions
- ✓ Impose longer capacity contracting conditions
  - ✓ Forward contract 2 or more years
  - ✓ Longer-term contracts, 2 or more years
- ✓ **Centralized Capacity Auction**
  - ✓ ISO/RTO procures entire market ICAP requirement
  - ✓ Forward, multi-year procurement
  - ✓ Cost allocated to LSEs based on coincident peak contribution
  - ✓ Can be resource-selective to achieve balanced portfolio

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

16

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE



## Advantages and disadvantages of centralized capacity markets

### Advantages

- Provides a transparent backstop procurement mechanism for the system operator
- Standardizes the capacity product
- Facilitates market monitoring
- Provides greater liquidity and than a bilateral market
- Particularly beneficial with active retail markets with many small retailers, and migrating customer loads

### Disadvantages

- Increased complexity of the market design
- Increased risk of design flaws (and their unintended consequences)
- High costs to administer

Source: Johannes Pfeifenberger, Kathleen Spees, Adam Schumacher, The Brattle Group, "A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs," prepared for PJM Interconnection, LLC, September 2009, pp 1-4.

## Capacity Adequacy - Summary

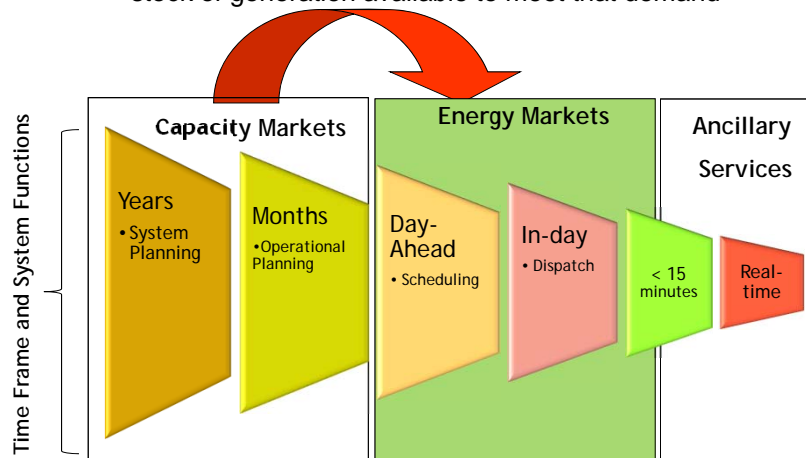
- Capacity adequacy requirements determine the stock of generation available to meet load on a daily basis
- Resulting stock may not fully account for system requirements to meet load optimally (hour to hour)
  - May not have the optimal mix of base load and peaking units
  - May not provide optimal capability to meet ancillary service requirements
- A variety of models are used to various degrees of success
- Other remedial initiatives
  - Demand response (all ISO/RTOs, other markets)
  - Scarcity pricing (NYISO, PJM, ISO-NE)
  - Raise the LMP market cap (TX going to \$6,000/MWH)

# Market Design Fundamentals

- A. Capacity Markets
- B. Energy Markets**
- C. Ancillary Services
- D. Financial Transmission Rights

## Energy Markets

Energy market prices reflect the level of forecasted demand and the stock of generation available to meet that demand



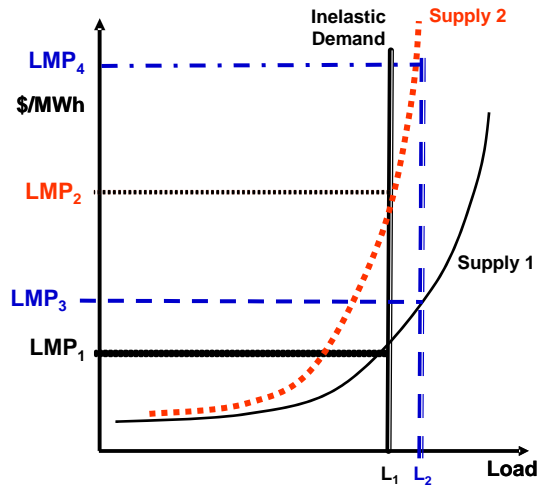
## Essential features of well-functioning energy spot markets

- Effective rules and institutions to maintain grid reliability (frequency, voltage, stability) and to facilitate market transactions
- Market design that integrates reliability operations with spot market pricing
  - Bid-based security constrained economic dispatch to procure energy and reliability resources at lowest cost
  - Energy market pricing that reflects the cost of congestion in different parts of the system
  - Energy and ancillary services jointly optimized
- Uniform price auctions (to encourage suppliers to bid their marginal cost)
- Nodal pricing to reflect congestion
- Liquid and efficient marketplaces
  - Clear, stable rules and regulations
  - Ability to transact at relatively low cost
  - Variety of hedging and trading options (physical, virtual, financial)

## Day-Ahead Hourly Energy Market

- Establishes hourly market-clearing price for retail loads that reflects the marginal cost of supply cost
- Locational-marginal prices (LMP) reflect transmission constraints
  - Location refers to geographic regions that reflect distinct transmission constraints
- Generators bid supply offers
  - Price
  - Output
  - Increments and decrements to output offer
- ISO/RTO forecasts load
- Market software solves for least-cost supply schedule

## Price Formation - Day-Ahead Energy Market



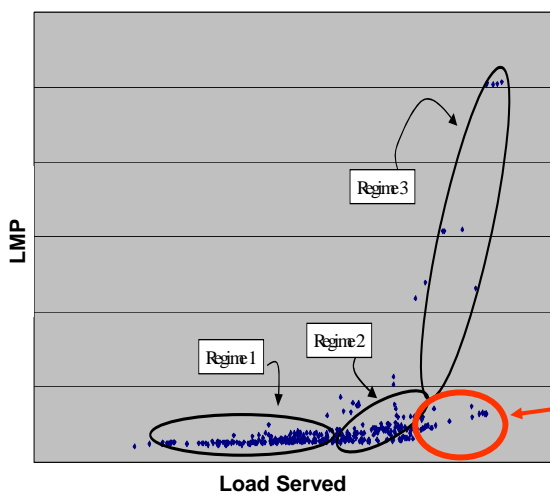
- Supply curve reflects merit-order offers to supply
- Demand curve is retail load forecast
- Intersection of demand and supply defines LMP
- Supply shortfalls cause LMP to rise
- Demand increases also cause LMP to rise

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

23

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Day-Ahead LMPs – ISO-NE 2002



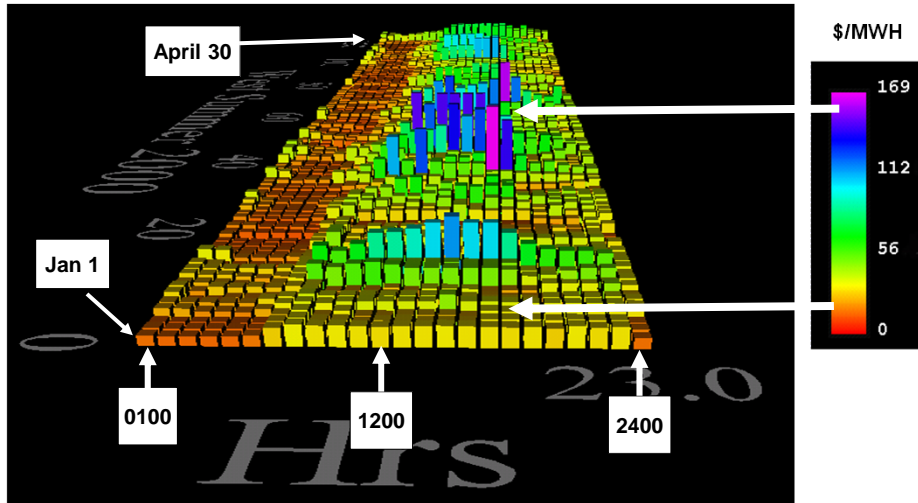
- Regimes portray patterns in LMPs based on ranges of MW load
- Regimes 1-3 trace out a sharply upward sloping (inelastic) supply curve (hockey stick)
- Regime 4 suggests a very elastic supply curve

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

24

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## NYISO Day-ahead Prices January-June 2000

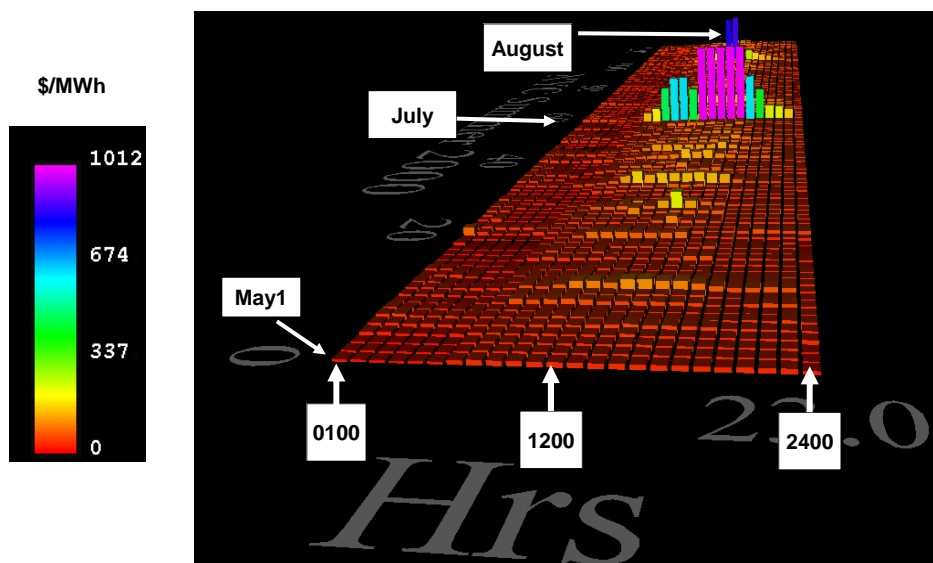


© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

25

EPR | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## NYISO Day-Ahead Prices June – December 2001



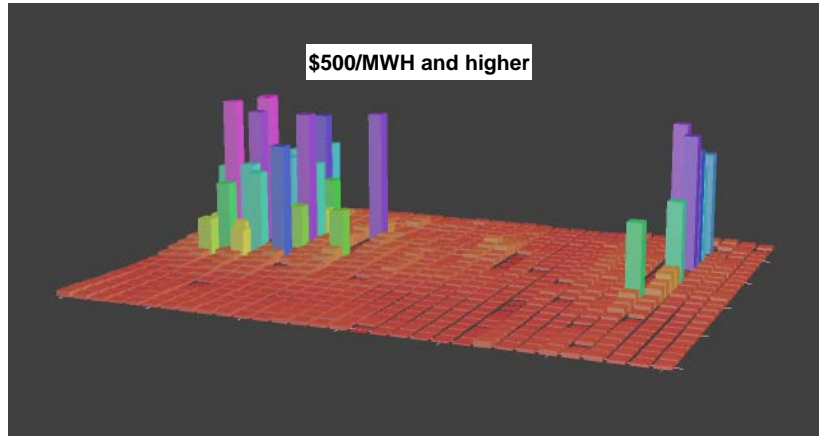
© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

26

EPR | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## PJM Summer Day-Ahead Prices 1999

### July 1999 PJM DA LMPs



© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

27

EPRI | ELECTRIC POWER  
RESEARCH INSTITUTE

## Key Issues in Day-Ahead Energy Scheduling

- Economic versus security constrained dispatch
- Forecasting hourly load
- Price distortions -- Market power
  - Excessive price volatility
  - Supply withholding
  - Intermittent resources (wind, solar, pumped and run-of-river hydro)
- Jointly optimized scheduling of day-ahead energy and real-time dispatchable operating reserves
- Participation of demand response resources
- Forecasting price-responsive load

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

28

EPRI | ELECTRIC POWER  
RESEARCH INSTITUTE

## Real-time Hourly Price Formation

- New prices are set each hour to achieve forecasted supply/demand balances
- Market operates 30-60 minutes before each hour
  - Updated supply forecast
  - New supply bids from new generation not already scheduled
- Spread (difference) between day-ahead and real-time should reflect risks

## Day-ahead and Real-time Market Integration

- Hourly spread = (real-time price<sub>h</sub> – day ahead price<sub>h</sub>)
- A large spread (5% or more) indicates information disparities that can reduce market efficiency
- It can also be the result of market speculation aimed at manipulation
- Ways to reduce the spread
  - Require all capacity adequacy resources to bid those MW into day-ahead market
  - Encourage price-responsive bidding (demand response) by load serving entities
  - **Virtual bidding** – allowing bids by speculators that settle on day-ahead and real-time prices

## Overview of Key Wholesale Market Design Features

Market	2007 Peak Load GW*	Energy Market Features					Ancillary Services	Required Reserves	Capacity Markets	
		Zonal	Nodal	Day-Ahead	Real Time	6 mos. - 1 year			~ 3 years	
ISO-NE	28		✓	✓	✓	✓			✓	
NYISO	34		✓	✓	✓	✓		✓		
PJM	145		✓	✓	✓	✓			✓	
MISO	113		✓	✓	✓	✓	State regulation			
ERCOT	62		✓		✓		Daily (balanced schedules)			
SPP	42	✓**					State regulation			
CAISO	50		✓	✓	✓	✓	State regulation	***		

\*ISO/RTO Council,

\*\*SPP has an energy imbalance market only.

\*\*\*CAISO will procure capacity if there is a shortfall.

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

31

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Energy Market – Summary

- Day-ahead supply curve is highly influenced by capacity market
  - Capacity adequacy level influences total number and capacity of units available to serve load
  - Requirement to bid all capacity adequacy MW into day-ahead market links adequacy to economic efficiency
- Energy and operating reserve markets represent alternative for generation bids
  - Price differentials cause flexible resources to move back and forth between the two day-ahead scheduled markets
  - Can result in non-optimal use of specialized resources most capable of providing operating reserve at least cost
- Two-settlement system promotes market efficiency
- Joint energy/ancillary service dispatch improves efficiency

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

32

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE





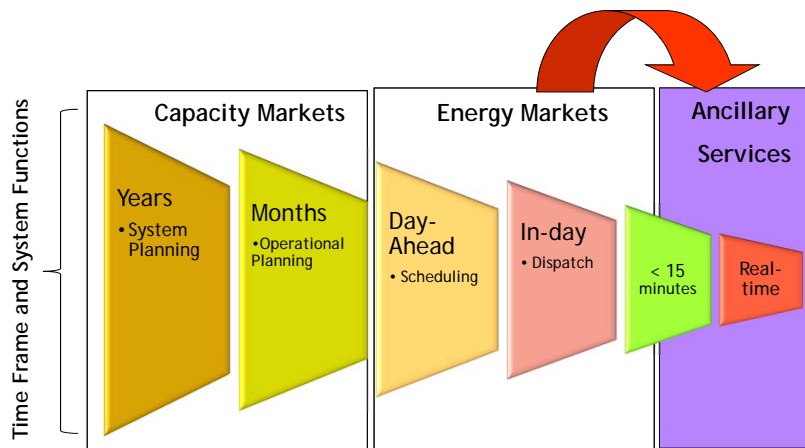
## Market Design Fundamentals

- A. Capacity Markets
- B. Energy Markets
- C. Ancillary Services**
- D. Financial Transmission Rights



## Ancillary Services

Real-time scheduling of residual operating reserves requirements



## Categories of Ancillary Services

<u>Cost Based</u>	<u>Market Based</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Scheduling and control</li> <li>• Black start</li> <li>• Voltage regulation</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Purchased from qualified suppliers</li> <li>• Payments based on               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Administrative rate formulas</li> <li>– Negotiated contracts</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contingency reserves</li> <li>• Energy imbalance</li> <li>• Regulation</li> </ul> <hr/> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eligible suppliers bid into daily markets</li> <li>• Must demonstrate capability</li> <li>• Payments are               <ul style="list-style-type: none"> <li>– market-clearing prices or</li> <li>– shortage-based payments</li> </ul> </li> </ul>

Generally referred to as: **Operating Reserves**

## Operating Reserves - Functions

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contingency reserves               <ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 minute spinning</li> <li>• 30 minute spinning</li> <li>• 30 minute non-spinning</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minute distinction – time for generation to reach its bid level of output</li> <li>• Intended to be dispatched (reserve pickup) in response to a contingency that threatens system reliability</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>□ Energy imbalance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Respond to ever-changing energy demand levels</li> <li>• Instructions to raise or lower output within bid range</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>□ Regulation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maintain 60 Hz transmission system voltage</li> </ul>

## Procuring Operating Reserves

- Price spread between separately operated energy and operating reserve markets prevented optimal availability and scheduling
- Today, many markets jointly procure energy and operating reserves in the day-ahead market
  - Separate \$/MWh bids submitted for energy and for ancillary service
  - Market software allocates resources optimally based on their value in service
  - Those assigned to operating reserves are paid one or more of:
    - Availability payment (\$/MW)
    - Market clearing price (\$/MWh - cost of next available resource)
    - Scarcity pricing (\$/MWh – threshold price)

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

37

EPRRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Overview of Key Wholesale Market Design Features

Market	2007 Peak Load GW*	Energy Market Features					Required Reserves	Capacity Markets	
		Zonal	Nodal	Day-Ahead	Real Time	Ancillary Services		6 mos. - 1 year	~ 3 years
ISO-NE	28		✓	✓	✓	✓		✓	
NYISO	34		✓	✓	✓	✓	✓		
PJM	145		✓	✓	✓	✓		✓	
MISO	113		✓	✓	✓	✓	State regulation		
ERCOT	62	Zonal today; Nodal market starts Dec 1 2010				Self-Supply	Daily (balanced schedules)		
SPP	42	✓**					State regulation		
CAISO	50		✓	✓	✓	✓	State regulation	***	

\*ISO/RTO Council,

\*\*SPP has an energy imbalance market only.

\*\*\*CAISO will procure capacity if there is a shortfall.

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

38

EPRRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Operating Reserves Issues

- Are there sufficient qualified resources to meet supply need?
  - MW defined by the 1.5 times the single largest contingency (usually a generation unit)
  - Generally 5-6% of peak load demand
- Are the market prices sufficient to attract investment to sustain operating reserve capabilities?
- Will large-scale renewable generation change:
  - The amount of operating reserves required to secure system reliability?
  - The distribution of different operating reserve categories?
- Can aggregations of demand response resources reliably supply operating reserves?

## Market Design Fundamentals

A. Capacity Markets

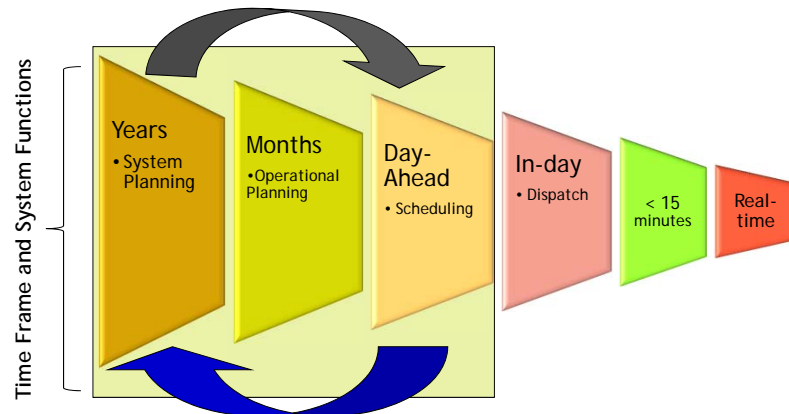
B. Energy Markets

C. Ancillary Services

**D. Financial Transmission Rights**

## Financial Transmission Rights

Transmission system capabilities determine the price paid for FTRs



Actual market congestion determines the payments to those holding FTRs

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

41

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Adverse Consequence of a Nodal, Day-Ahead Energy Market – Congestion Cost Risk

- Day-ahead (DA) nodal LMP is composed of
  - Energy cost
  - Losses
  - Congestion cost
- Congestion cost reflect the added cost of supply that results when merit order dispatch (dispatching lowest to highest cost generation supply) can not be realized because of transmission constraints
- The result is that buyers that are using congested transmission assets to deliver power to their load center are exposed to the uncertainty of congestions costs
  - Can be very high occasionally or periodically
  - Hard to predict days or even hours ahead
- Some delivery zones or sub-regions are more at risk than others due to the topographical nature of transmission congestion are



© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

42

EPRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Locational Marginal Pricing (LMP) Methodology

### LMP = Energy + Congestion + Losses

- Energy Component (\$/MWh)
  - Cost of supply from the marginal generating unit
- Loss Component (\$/MWh)
  - Cost of losing a fraction of each MW sent through the bulk transmission system
- Congestion Component (\$/MWh)
  - Additional supply cost associated with re-dispatch to get around a transmission constraint

Hedged through contracts for differences on energy from a specified generator and fuel combination.

Cannot be hedged in the conventional sense.

## Financial Transmission Rights (FTRs)

- FTRs are financial instruments that provide market participants, especially load serving entities and those that supply them, with a hedge against congestion cost volatility
- FTRs are defined by physical segments of the transmission network defined by
  - An injection point (entry) – where power is supplied to the network
  - A withdrawal point (exit) – where power is withdrawn from the network
- FTR is not an ownership right to a segment, but a right to revenues that day-ahead congestion costs generate over that segment



Think of a complex, limited access, highway with many entry and exit ramps that drivers use to get from one place to another

## FTR Rights

- ❑ FTRs are rights to congestion payments, not actual ownership of the underlying physical asset
- ❑ This allows FTRs to be traded
  - A retailer serving load at point Y (withdrawal) buys energy from a generator at point X (injection)
  - Retailer has to pay congestion charges that result when the LMPs are not equal; e.g.:  $LMP Y > LMP X$
  - Those payments go to the entity that holds the TCCs over the linkage
  - The retailer can purchase the FTRs from its current holder and thereby is hedged against congestion costs



## Who Gains from FTRs?

- FTR holders (transmission asset owners) receive a revenue stream to cover part of the investment costs if they sell them
- FTR buyers
  - Load Serving Entities (LSEs) hedge against congestion costs get a fixed and known price
    - that they can pass on to final consumers of electricity
    - consumers get stable prices (they are hedged)
  - Market speculators can take positions and thereby provide liquidity
- Consumers from more stable prices
- Society from more efficient investments
- However, FTRs do not provide the full incentives for optimal transmission investment

## FTRs – Summary Observations

- Congestion costs in day-ahead market LMPs expose market participants to price volatility risks that cannot be hedged in conventional financial markets
- FTRs provide market participants with a means for hedging against congestion that reflects
  - The underlying physical characteristics of the transmission network
  - The expected congestion costs associated with specific segments of the network
- Designing and administering FTRs is complex and must be done centrally by the ISO/RTO



## III. Current Policy Issues

- A. Scarcity Pricing**
- B. Integration of Renewables
- C. Smart Grid Technologies
- D. Demand Response



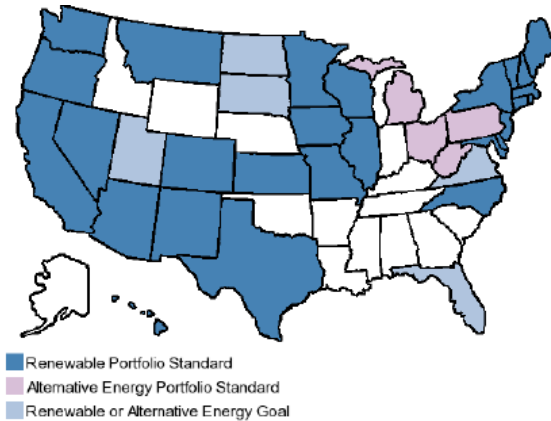
## Scarcity Pricing

- Market mechanics may avert true price discovery
  - Price caps on energy market LBMPs
  - Dispatch of ancillary services to maintain reliability
  - Capacity market indivisibilities in generation supply
- Scarcity Pricing
  - Market interventions to ensure efficient pricing
  - Requires establishing
    - Specific conditions under which markets are not producing efficient prices
    - Remedial pricing measures
    - Who pays
- Critics- markets naturally resolve price excursions better

## III. Current Policy Issues

- A. Scarcity Pricing
- B. Integration of Renewables**
- C. Smart Grid Technologies
- D. Demand Response

## Renewable & Alternative Portfolio Standards by State



Map indicates which states have set standards requiring that utilities generate a certain amount of electricity from renewable or alternative energy sources. Most states have policies which require a certain percentage of a utility's capacity or generation come from renewable or alternative energy resources by a given date. Source: [http://www.pewclimate.org/what\\_s\\_being\\_done/in\\_the\\_states/rps.cfm](http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/rps.cfm)

## Integration of Renewable Technologies

- For some technologies (e.g., wind),
  - Low temporal correlation with load (the wind doesn't blow when the load is highest)
  - Low physical correlation with load (Wind is located in remote regions, far from load centers)
- Raises a number of questions that are being debated:
  - Who will pay for transmission to bring large quantities from the west to the eastern U.S.?
  - Can consumers in the **Midwest** be forced to pay for wind generated in **North Dakota** and for the transmission to deliver it to the **Northeast**?
  - Transmission rights of way are often controlled at the state or local level. It will be difficult for an ISO/RTO to get a judge to condemn land to construct lines with state or federal laws mandating the construction of renewables.
  - How does this effect the capacity portfolio, especially ancillary service requirements








### III. Current Policy Issues

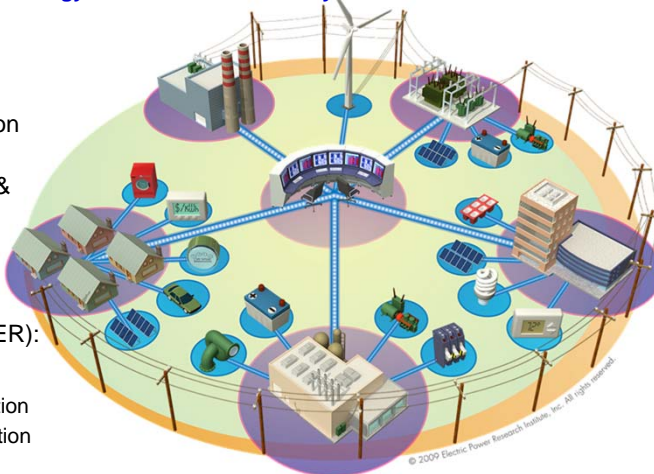
- A. Scarcity Pricing
- B. Integration of Renewables
- C. Smart Grid Technologies**
- D. Demand Response

### EPRI Smart Grid Demonstration Initiative

Leveraging Today's Technology to Advance the Industry

- Deploying the Virtual Power Plant
- Demonstrate Integration and Interoperability
- Leverage information & Communication Technologies
- Integration of Multiple Types of Distributed Energy Resources (DER):

-  • Distributed Generation
-  • Renewable Generation
-  • Storage
-  • Demand Response
-  • Multiple Levels of Integration - Interoperability



## Smart Grid Concept

### Smart Grid Building Blocks and Systems

#### Building Blocks

- Sensors
- Communications
- Information
- Processors
- Actuators/Controllers

### Smart Grid Functions

#### Delivery

- Fault Current Limiting
- Wide Area Monitoring and Visualization
- Dynamic Capability Rating
- Impedance Control
- Adaptive Protection
- Automated Feeder Switching
- Automated Islanding and Reconnection
- Automated Voltage and VAR Control
- Diagnosis/ Notification of Equip. Condition
- Enhanced Fault Protection
- Real-Time Load Measurement/Management
- Real-Time Load Transfer

**End Use** - Customer Electricity Use Optimization

### Enabled DER

- Combined Heat and Power
- Demand Response
- Energy Storage
- Photovoltaics
- Plug-in Hybrid Electric Vehicles

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

55

**EPRI** | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Smart Grid – Impact on Wholesale Markets

- Primary direct impact is on the operating performance of the distribution system
  - Reliability
  - Reduce losses
  - Enabling customer-side generation, cost control
- Several collateral impacts on wholesale markets
  - Improve transmission system throughput (FTEs, LMPs)
  - Reduce capacity requirements
  - Downward pressure on
    - Capacity markets
    - Energy markets
- Net effect has not been determined

© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

56

**EPRI** | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

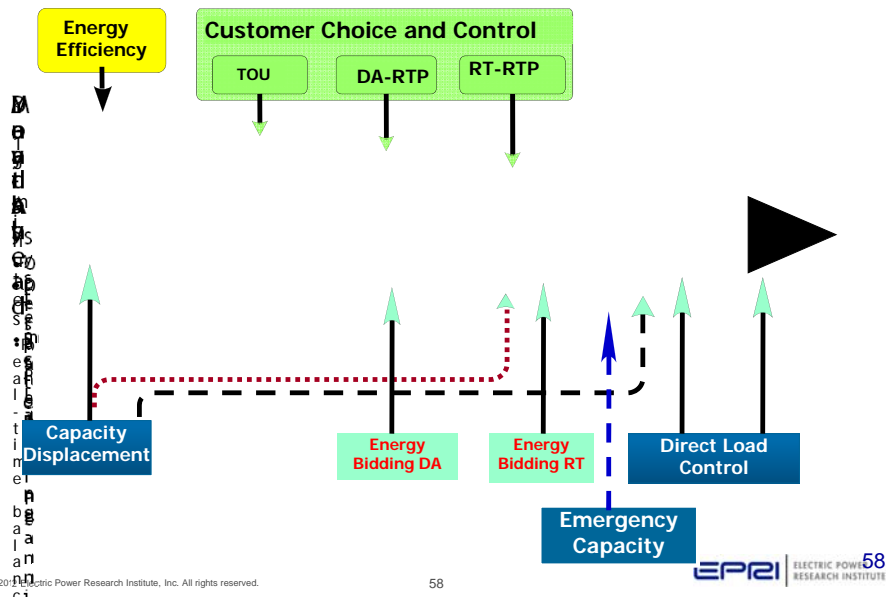


### III. Current Policy Issues

- A. Scarcity Pricing
- B. Integration of Renewables
- C. Smart Grid Technologies
- D. Demand Response



### Demand Response Roles in Wholesale Markets



## Three ways to Expose Consumers to Day-Ahead LMPs

- **Direct bidding** of load reduction, by the consumer or its agent, as a supply resource in day-ahead markets
- **Price cap load bidding** by the LSE on the customer behalf
- **Market-linked** prices (24-hour schedule) set by load-serving entity (supplier) for hourly metered consumption

Bid can directly influence day-ahead LMP:

- Lower LMP
- Set LMP
- Influence real-time market

Bid can directly influence day-ahead LMP:

- Lowered demand, LMP
- Influence real-time market

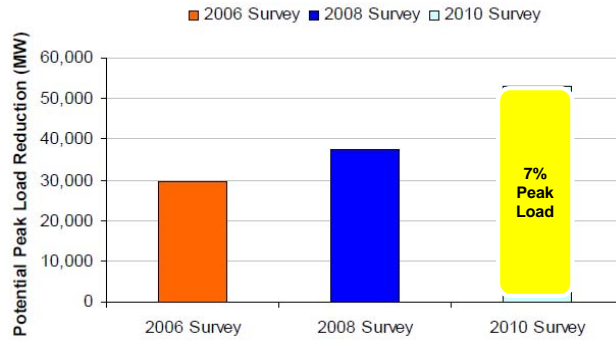
Bid can not directly influence day-ahead LMP, but it can be accounted for in the day-ahead market forecast of demand

## How Demand Repose influences Capacity Markets

- Downward pressure on capacity prices due to an increase supply of capacity (it can set LBMP)
  - Competition for capacity sales
  - Higher capacity reserves from purchase of additional capacity reserves
- Downward pressure on energy prices
  - From higher capacity reserve margins
  - Load shifting away from the peak price hours
- Increased reliability
  - Emergency demand response
- But, it may impede new supply investments that cause prices to rise

## Available U.S. Demand Reponses Resources

Figure 4.6. Total reported potential peak load reduction in 2006, 2008 and 2010 FERC Surveys

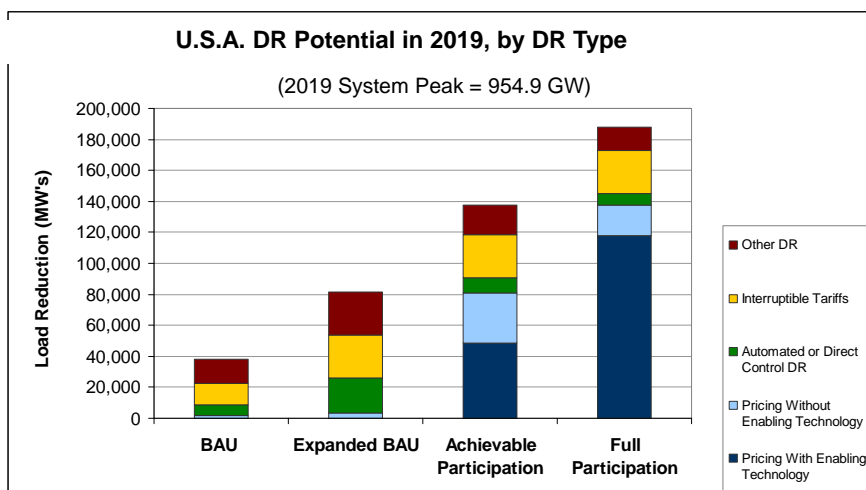


© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

61

EPRRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Demand Response Potential – US 2019



© 2012 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved.

62

EPRRI | ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE

## Discussion



## Together...Shaping the Future of Electricity

Bernie Neenan

[bneenan@epri.com](mailto:bneenan@epri.com)

865.218.8133