

出國報告(出國類別：實習)

電力市場管理系統暨分散式電源運用 研習

服務機關：台灣電力公司

姓名職稱：葉宏志課長、王怡雯專員

派附國家/地區：美國/倫斯勒、霍利奧克、卡梅爾

出國期間：112年10月31日至112年11月9日

報告日期：112年12月28日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：電力市場管理系統暨分散式電源運用研習

頁數 40 含附件 是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台灣電力公司/翁玉靜/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	主管輔助服務	02-2366-6360
王怡雯	台灣電力公司	電力調度處	交易技術維護專員	02-2366-7456

出國類別：1. 考察 2. 進修 3. 研究 4. 實習 5. 其他：

出國期間：112 年 10 月 31 日至 112 年 11 月 9 日

派赴國家/地區：美國/倫斯勒、霍利奧克、卡梅爾

報告日期：112 年 12 月 27 日

關鍵詞：紐約電力調度中心(New York Independent System Operator, NYISO)、新英格蘭電力調度中心(ISO New England, ISO-NE)、中西部電力調度中心(Midcontinent Independent System Operators, MISO)、市場管理系統(Market Management System)、即時調度(Real-Time Dispatch)

內容摘要：(二百至三百字)

為實現我國 2025 年淨零排放目標，政府積極發展再生能源，如何因應再生能源滲透率占比大幅上升，有效管理及運轉台電及民間之傳

統機組及儲能等各項電力資源，為未來重要之議題。北美電力市場已於多年前導入市場管理系統，針對各項電力資源進行排程與自動調度，相關經驗值得台灣去探討及學習。

本報告將介紹各電力調度中心針對市場管理系統之建置及排程調度，包含：日內調度程序之擬定、調度指令通訊方式、儲能排程運用、負載及再生能源預測與調度、以及受空污、燃料管控或容量因數所限制之資源之排程作業。

本文電子檔已傳至公務出國報告資訊網

(<https://report.nat.gov.tw/reportwork>)

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	V
一、 出國目的.....	1
二、 出國行程.....	3
2.1 NYISO 電力調度中心簡介	3
2.2 ISO-NE 電力調度中心簡介	5
2.3 MISO 電力調度中心簡介	6
2.4 調度程序與工具	8
2.4.1 NYISO 介紹	9
2.4.2 MISO 介紹	12
2.4.3 ISO-NE 介紹	13
2.5 自動調度之通訊	14
2.5.1 MISO 自動調度通訊	14
2.5.2 分散式資源通訊討論	16
2.6 儲能之排程運用	17
2.6.1 NYISO 之規劃	17
2.6.2 ISO-NE 之規劃	18
2.6.3 MISO 之規劃	19
2.7 負載預測	21
2.8 風力發電預測與調度	24
2.8.1 風力發電預測	24
2.8.2 風力發電調度	25
2.9 Limited Resource 之排程調度	26
2.9.1 ISO-NE 天然氣概況說明	26

2.9.2 電能市場標單彈性專案	29
2.9.3 電能市場機會成本專案	29
2.9.4 天然氣與發電整合	31
三、 心得與建議.....	33
四、 參考文獻.....	37

圖表索引

圖 1	NYISO 供電區域	4
圖 2	NYISO 各燃料別裝置容量配比	5
圖 3	ISO-NE 供電區域	6
圖 4	MISO 供電區域	7
圖 5	MISO 各燃料別裝置容量配比	7
圖 6	各 ISO 調度程序與工具	8
圖 7	NYISO RTC15 時間序列	10
圖 8	NYISO RTD 時間序列	11
圖 9	UDS 流程式意圖	13
圖 10	儲能資產註冊流程圖	19
圖 11	MISO ESR 儲能電量參數	20
圖 12	整合 STLF 與 MTLF 示意圖	22
圖 13	MISO DIR 遞交預測資料	25
圖 14	ISO-NE 轄區天然氣供應設施	28
圖 15	ISO-NE 天然氣與批發電價關係	28
圖 16	客戶和資產管理系統 (CAMS)查看機會成本值	31
表 1	出國行程表.....	3
表 2	NYISO 針對事故時可用之模式	11
表 3	MISO 傳遞至市場參與者之資料	14
表 4	市場參與者回傳至 MISO 之資料	15

一、 出國目的

為實現我國淨零排放目標，政府積極發展再生能源，本公司遂於 2021 年 11 月 15 日依經濟部發布之電力交易平台設置規則建立及營運電力交易平台，引導民間分散式資源加入電力系統，藉以強化調度彈性。囿於再生能源優先發電之原則，其間歇性將加劇調度運用之挑戰，如何因應並整合多元化民間資源與傳統機組調度，將是重要課題。

因應再生能源滲透率占比將大幅上升，未來須有效管理及運轉台電及民間之傳統機組及儲能等各項電力資源。目前電力交易平台係透過離線排程軟體進行日前市場民間分散式資源及台電水火機組之最佳化排程作業，且本公司中央調度中心採自動發電控制(AGC)功能及值班人員經驗指令決策方式進行即時電源調度，仍欠缺完善之即時不平衡排程機制與自動調度工具。預計參考國外經驗導入 MMS (Market Management System)系統，協助值班人員快速整合各項資源，進行精準之調度工作。

本次實習規劃拜訪紐約電力調度中心(New York Independent System Operator, NYISO) 前身為紐約電力池(NYPP)，維持紐約州電力系統可靠運轉及管理紐約州競爭的躉售市場機制，其項目包含日前市場、即時市場、容量市場、輔助服務市場、輸電壅塞合約等；新英格蘭電力調度中心(Independent System Operator New England, ISO-NE)為獨立的非營利性區域輸電系統操作者(RTO)，除負責電力、容量、傳輸壅塞等交易外，還負責營運電力批發市場；中西部電力調度中心(Midcontinent Independent System Operator, MISO)，由民間經營的非營利組織，為美國 15 個州和加拿大的 Manitoba 地區提供電力，進行可靠性協調和區域規劃服務，並執行發電互聯、停電協調、市場監控及解決爭議方法等

程序。上述各調度中心之最佳化排程設計、調度運轉策略及分散式資源運用之經驗值得台灣去探討及學習。

藉由派員參訪旨述地點，了解未來落實小時前、每五分鐘自動發電排程技術、日內調度程序、儲能充放電運用及加強各項分散式資源之調度及管理能力，將可協助本處值班人員整合民間及國營資源，進行精準之調度工作，以因應能源轉型之挑戰。

二、 出國行程

出國行程如表 1 所示。本次出國行程 10 月 31 日抵達美國紐約，於 11 月 1 日至 11 月 2 日前往 NYISO 電力調度中心；於 11 月 3 日前往 ISO-NE；結束後於 11 月 5 日搭機前往卡梅爾，於 11 月 6 日至 11 月 7 日參訪 MISO，向各電力調度中心之專家請益。最後於 11 月 7 日前往芝加哥歐海爾機場搭機返台，結束本次共 10 日行程。

表 1 出國行程表

日期	起訖地點	參訪行程
112.10.31	台北→紐約→奧本尼→倫斯勒	往程
112.11.01~112.11.02	倫斯勒	NYISO 電力調度中心
112.11.03	霍利奧克	ISO-NE 電力調度中心
112.11.04~112.11.05	紐約→卡梅爾	往程
112.11.06~112.11.07	卡梅爾	MISO 電力調度中心
112.11.07~112.11.09	卡梅爾→芝加哥→台北	返程

2.1 NYISO 電力調度中心簡介

NYISO 是一家非營利公司，負責營運紐約州的電網、管理紐約州批發電力市場、對該州的電力系統進行全面的長期規劃、以及推進基礎設施技術發展。1965 年東北大停電後，紐約七家投資者擁有的公用事業公司成立了紐約電力聯盟 (NYPP)，以協調各自系統的可靠運行，後來紐約電力局也加入了該組織。NYPP 負責平衡電力供需、維持輸電電壓、監控系統突發事件、管理及營運輔助服務和調度發電。1997 年，NYPP

向 FERC 提交了組成 NYISO 的提案，經 FERC 批准，NYISO 於 1999 年 12 月 1 日正式接手紐約電力系統，負責設計、部署、管理和監控紐約批發電力市場。

NYISO 所轄範圍為全紐約州，共分為 11 個供電區域，如圖 1 所示。系統之裝置容量約 37,178 MW、尖峰負載約 30,505 MW，各燃料別裝置容量配比如圖 2 所示。2022 年累計全年風力發電量達 4,825 GWh，太陽光電發電量為 110 GWh。NYISO 市場參與者目前有 500 家以上，負責營運電能市場、容量市場、輔助服務市場以及輸電壅塞合約(Transmission Congestion Contracts, TCC)等。

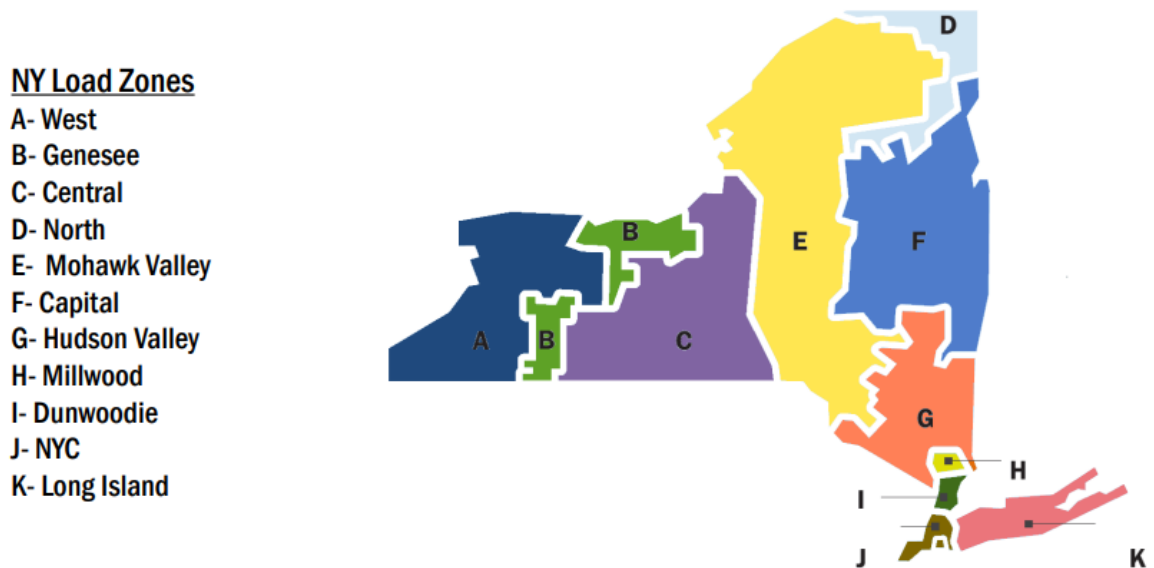


圖 1 NYISO 供電區域

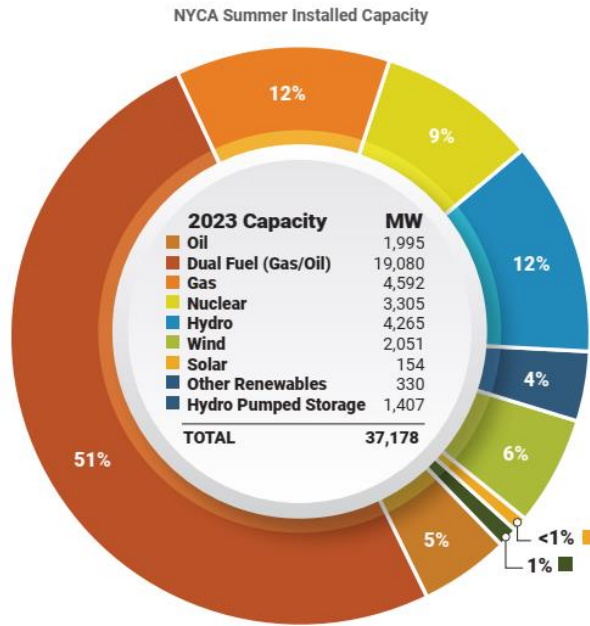


圖 2 NYISO 各燃料別裝置容量配比

2.2 ISO-NE 電力調度中心簡介

ISO-NE 於 1997 年建立，創建宗旨在運作區域電力系統、營運批發市場以及確保輸電線路的開放接入。幾個重大發展如下：1999 年開放區域電力批發市場，以擴大發電和銷售的競爭性市場力量；2001 年啟動 demand-response 規劃，於 2003 年有 100MW demand-response 資源參與市場；2005 年以區域輸電組織 (RTO) 運營，在管理區域電力系統和電力批發市場方面擁有更大的獨立性；設立調頻市場 (regulation market)，旨在根據發電機的可用性和使用情況，提供更有效率、更精確的服務；2006 年，推出 locational Forward Reserve Market，以價格作為投資快速啟動機組之訊號；2008 年設置遠期容量市場，提前三年購足需求資源量；2016 年實現調度風力以及水力資源，並允許上述資源於即時市場設定價格；2017 年完成於即時電能及輔助服務市場以 5 分鐘結算，取代原先的小時結算。

ISO-NE 總部位於麻薩諸塞州霍利奧克，為康乃狄克州、緬因州、麻薩諸塞州、新罕布夏州、羅德島州及佛蒙特州提供服務，如圖 3 所示。系統用戶人口數為 1,510 萬戶，機組裝置容量為 31,500 MW，約由 350 台提供。歷史尖峰負載發生於 2006 年 8

月 2 日，為 28,130MW。零售電力用戶有 750 萬戶以上，負責營運電能市場、輔助服務市場以及容量市場。



圖 3 ISO-NE 供電區域

2.3 MISO 電力調度中心簡介

MISO 於 1996 年建立雛形，於 2001 年 12 月 20 日成為美國第一個獲得 FERC 批准的區域輸電組織 (RTO)。2002 年 FERC 接受 MISO 的開放併網輸電費率 (Open Access Transmission Tariff, OATT)，開始能夠提供區域傳輸(代輸)服務。2005 年 MISO 建立電力市場，並管理金融輸電權交易市場。2009 年推出輔助服務市場，同時成為該地區的平衡管制機構，對發電資源進行區域平衡的調度指揮。2013 年，MISO 將其區域擴展到阿肯色州、密西西比州、路易斯安那州和德克薩斯州這四個區域，MISO 的”M”由 Midwest 改成 Midcontinent。

MISO 轄區範圍包含美國 15 個州和加拿大曼尼托巴省，如圖 4 所示，輸電線路達 75,000 英里。系統用戶人口數有 4,500 萬，機組裝置容量約為 190GW，由 6,800 台機組組成，各燃料別裝置容量配比如圖 5 所示。歷史尖峰負載為 127.1GW，發生

在 2011 年 7 月 20 日，風力歷史最高發電量為 2022 年 11 月 30 日 24.1GW，太陽光電歷史最高發電量發生在 2023 年 8 月 16 日 3.1GW。



圖 4 MISO 供電區域



圖 5 MISO 各燃料別裝置容量配比

2.4 調度程序與工具

為實現日內自動調度，國外完整之市場與程序則從多年前、月、週、日、小時，才達到每 5 分鐘或 15 分鐘之即時調度。本次行程則著重於日內調度環節，但為確保系統安全，長啟動之機組則於 2-7 日的排程規劃納入考量，其程序做法整理如下圖 6 所示。

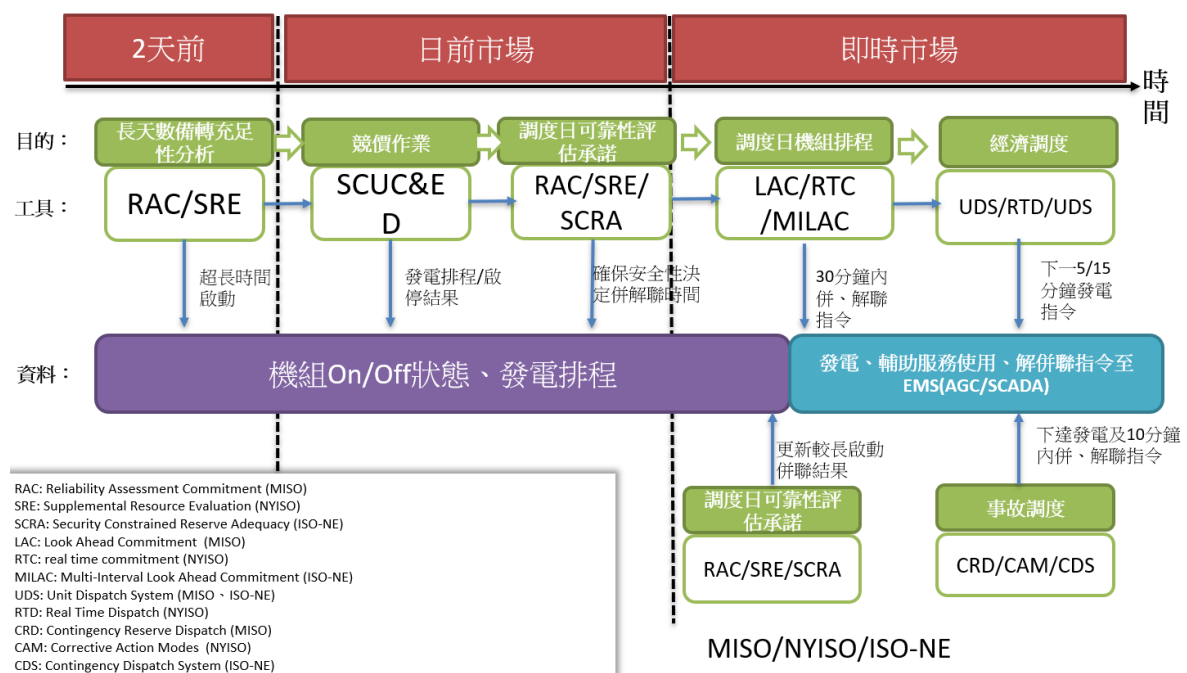


圖 6 各 ISO 調度程序與工具

1. 第 2-7 天前程序：各 ISO 通常會進行備轉充足性之分析，以系統安全所需之備轉容量，進行滾動式檢討，MISO 稱為：Reliability Assessment Commitment(RAC)，NYISO 則稱為 Supplemental Resource Evaluation(SRE)，決定 7 日內的超長時間機組啟動。若有需要，於機組最晚通知時間前指令啟動；但若在滾動式評估已無需求，則會下達停止之指令。
2. 日前程序：通常於上午 11:00 執行日前電能市場，下午再執行安全性機組排程與經濟調度，此排程會使用 ISO 預測之日前負載、re-bidding 資訊進行排程，進行調度日評估，確認各機組啟動時間，若有需要，仍可調度啟動新機組，進行因

應，除 RAC、SRE 外，ISO-NE 則稱做 Security Constrained Reserve Adequacy(SCRA)。

3. 調度日機組狀態決定：在調度日，ISO 會開啟即時電能與輔助服務市場。ISO 每 15 分鐘執行一次，決定機組之啟動、解聯狀態，特別是快速啟動機組狀態，並評估未來 2~3 小時之排程結果，此時會進行電能及輔助服務排程之最佳化。NYISO 使用 real time commitment (RTC)工具，MISO 使用 Look Ahead Commitment(LAC)，ISO-NE 則稱為 Multi-Interval Look Ahead Commitment(MILAC)。
4. 調度日經濟調度：由前述已決定機組之解併聯狀態後，每 5 分鐘(或 15 分鐘)，會利用線上的機組進行經濟調度，經濟調度以滿足下一個 5 分鐘負載進行調度，且仍會考量電能及輔助服務共同最佳化，NYISO 稱為 Real Time Dispatch (RTD)，MISO 與 ISO-NE 稱為 Unit Dispatch System(UDS)。
5. 調度日事故調度：若發生電源喪失，如：機組跳機、或遇輸電網路事故，將啟動此一調度工具，除執行線上即時備轉外，視系統需求啟動 10 分鐘內反應之快速啟動機組，以因應事故，NYISO 使用 Corrective Action Modes (CAM)，MISO 使用 Contingency Reserve Dispatch (CRD)，ISO-NE 則稱為 Contingency Dispatch System (CRD)。
6. 調度日可靠性評估承諾：調度日可定期、或視系統狀況手動執行 RAC、SRE、SCRA，確認調度日備轉是否充足，啟動日內可上線之其他機組發電。

2.4.1 NYISO 介紹

NYISO 會利用年度可靠性評估、維護停機協調、七天可靠性預測(使用 SRE)確定是否需要額外的資源來確保電力系統可靠度，決定是否需要長啟動時間的發電機，如果需要長啟動時間的發電機，NYISO 將接受來自該發電機的出價，並且該發電機將開始其啟動程序。在啟動過程的每一天，NYISO 都會進行 SRE，以確定是否仍然需要長

啟動時間的發電機。如果需要，該發電機將繼續按線性基礎累積啟動成本支付啟動費用。如果在後續檢討後，確定該發電機不再需要，NYISO 將命令該發電機中止其啟動程序，其啟動支付權利也將在那時終止。因此，SRE 是一個用於確定是否需要額外資源來確保電力系統可靠性的過程，並且在需要時，NYISO 會接受來自長啟動時間的發電機的出價。

在執行 RTD 時，RTC15 為運轉小時-1:15 公告、RTC30 為運轉小時-1:30 公告，RTD45 與 RTD00 類似，以圖 7 RTC15 為例，於運轉小時前 90 分鐘報價結束，系統開始收集已接受的投標和即時供應報價，並考慮發電機參數和機組承諾狀態。接著包括更新電網模型、負載預測、備轉、輔助服務要求後開始執行最佳化。

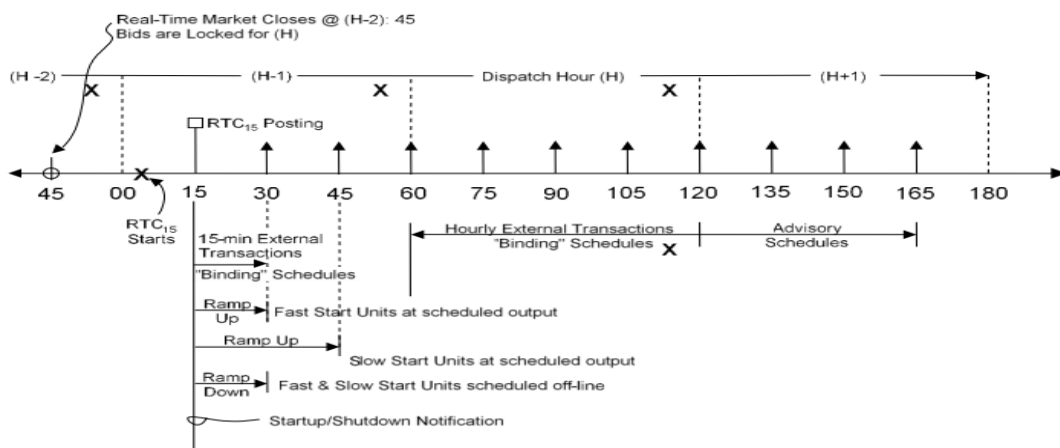


圖 7 NYISO RTC15 時間序列

執行完成後，於第 15 分鐘產生排程結果，包括 10 分鐘、30 分鐘機組啟動、解聯指令，並立即透過通訊傳輸給市場參與者，還有後續的參考排程。NYISO 也在 RTC15 期間進行 SRE，以投入額外資源。

RTD 同時將負載、調頻、備轉容量進行最佳化，每 5 分鐘執行 60 分鐘排程，降低生產成本，產生每一個 basepoint 及四個 advisory point(固定 15 分鐘)，其中第一個 basepoint 會送至 EMS，進行發電控制，advisory point 會利用 MIS 提供給市場

參與者參考，如圖 8 所示。在 NYISO，所有機組(含 Coal-fired generation)、自排程發電機組，皆利用 RTD 的 basepoint 對機組下達 I 發送調度指令。

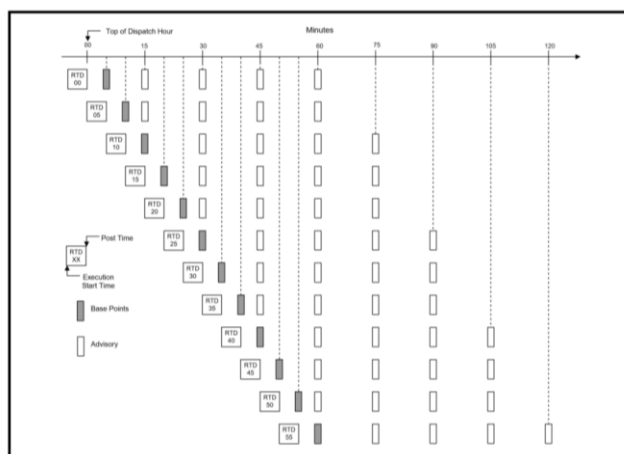


圖 8 NYISO RTD 時間序列

RTD-CAM(Corrective Action Modes) Program 則用於非預期性輸電線路跳脫、或失去發電機組使用，通常使用維持 5 分鐘或 10 分鐘長度。下表 2 為 NYISO 針對事故時可用之模式。

表 2 NYISO 針對事故時可用之模式

CAM mode	觸發條件	說明
Reserve Pickup	ACE>100MW	<ul style="list-style-type: none"> ● 執行一次單間隔安全約束經濟調度 (SCED) 並計算 10 分鐘負載目標。 ● 設定所有調頻服務皆為 0，進行調度 basepoint。 ● 依事件大小決定發送 basepoint 訊號數量。 ● 可提高即時備轉發電，也可併聯快速啟動機組因應。
Maximum Generation Pickup	供電吃緊時	<ul style="list-style-type: none"> ● 執行 1 個五分鐘區間之發電。 ● 依選擇之區域範圍機組以緊急最大升載速度升載至緊急最大出力範圍。 ● 可併聯快速啟動機組因應。

Base points As Soon as Possible (BASAP) - No Commitments	修正線路、過載、或電壓問題造成的意外系統事件	<ul style="list-style-type: none"> ● 重新調整發電量，更新下一個 5 分鐘區間結果。 ● 不併聯、不解聯快速啟動機組。
Base points As Soon as Possible (BASAP) - Commit As Needed	修正線路、過載、或電壓問題造成的意外系統事件	重新調整發電量，但可併聯、解聯 10 分鐘快速啟動機組因應。
Re-Sequencing Mode	當 NYISO 準備好停用 RTD-CAM 時，通常需要轉換回正常的即時調度操作。	在此模式下，RTD-CAM 將計算正常的五分鐘基點訊號並建立五分鐘時間表。

市場參與者須隨時更新機組狀態，是否可接受 5 分鐘經濟調度或 AGC、或有 10 分鐘 fast reserve 能力但在日前未投標，日內可被調度(或無法調度)之狀態都必須要回傳，作為 RTD、RTD-CAM 程式使用。

2.4.2 MISO 介紹

MISO 的 RAC 流程的目標是確保線上調度足夠的備轉容量，以滿足 MISO 中的負載和備轉容量的需求，RAC SCUC 分析著重於每小時的時間間隔分析，在調度日 7 日前開始檢視備轉容量，並決定長啟動機組之併聯時機。

到了日前市場結束後，日前 14:30-18:00 會在針對調度日計畫執行一次 RAC，進行再次重新競價，18:00 後於 24:00 前開始通知機組併、解聯時間點。在日前 18:00 後至調度日結束前，調度員可隨時執行 RAC，進行備轉確認。

LAC 強調的是發電需與負載匹配，使成本最小，其次才是備轉足夠。LAC 每 15 分鐘執行一次，決定 3 小時的排程結果、On/Off 狀態，排程會以 15、30 分鐘的時間間隔呈現。

經濟調度則採用 UDS，流程示意圖如圖 9 所示。於電力系統正常情況下，每 5min 執行一次，取運轉小時前 30 分鐘截止之標單、負載預測、負載預測、網路模型、來

自 EMS 之限制式管理、與通訊回傳資料，進行負載與輔助服務共同最佳化，最後產生下一 5 分鐘之 basepoint，再回傳給 EMS 系統，利用 ICCP 將 basepoint 目標值及考慮調頻指令之 Setpoint 傳送給業者機組。如遇事故，在 EMS 系統會產生 ACE 偏差值，UDS 系統將改切至 CRD 模式執行。

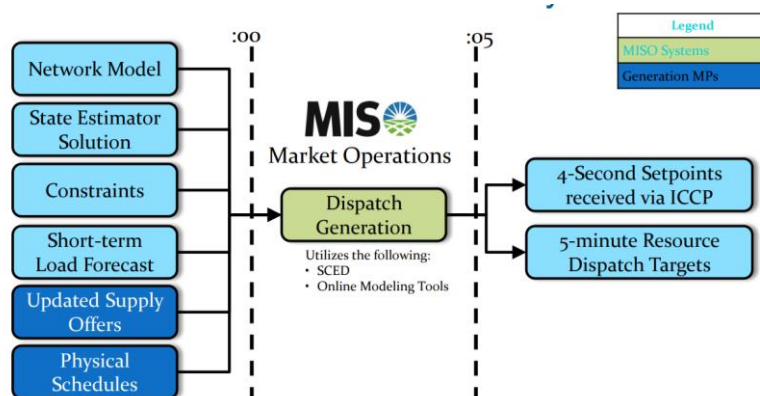


圖 9 UDS 流程示意圖

2.4.3 ISO-NE 介紹

ISO-NE 的排程調度工具與 MISO 相近，日前 13:30 發布日前市場結清結果。13:30-14:00 之重新報價期允許參與者調整其報價。ISO-NE 會根據 RAA 過程對調度日運轉計畫進行額外調整。RAA 階段，ISO-NE 的負載預測結果會決定額外的機組 on/off 決策，滿足備轉需求。

在日前電能市場安排了自我調度和非快速啟動資源，構成即時調度計畫的基礎。快速啟動機組與資源雖可以在日前市場進行調度，但實際運作決策取決於即時電能市場的調度，MILAC 決定了快速資源起併聯狀態確認。

ISO-NE 在調度日還是可以利用 SCRA 即時做出額外的長啟動機組調度，通常一天執行四次，仍可視系統情況手動執行。ISO-NE 的 UDS 是每 15 分鐘執行一次，主要因其負載預測結果會分為高、中、低案供調度員選擇，再進行 UDS 之執行。若遇電力系統事故，則採以 CDS 調度，並可發電至機組最大發電量。

快速啟動資源通常具有有限的可調度範圍，實際運轉可能是離線或是以最大功率發電，如：柴油燃氣渦輪發電機。以下為 ISO-NE 快速啟動資源之定義：

- 最短運轉時間、最短停機時間 ≤ 1 小時
- 最短停機時間 ≤ 1 小時
- 總啟動時間（冷通知時間+冷啟動時間）≤ 30 分鐘

2.5 自動調度之通訊

NYISO、ISO-NE、及 MISO 皆使用 ICCP 與市場參與者資源進行通訊資料交換，基本上，系統上可即時調度之機組、資源皆須能接受 EMS AGC 功能調度，接收 Setpoint 指令訊號。

2.5.1 MISO 自動調度通訊

在 MISO 與市場參與者之通訊，是採用 MISO 廣域網路(WAN)，並使用 ICCP 協定，其通信數據針對至少 5 MW 以上的所有市場資源發送。

下表 3 因應自動調度整理 MISO 傳遞資料至市場參與者，資料每 4 秒傳送一次。

表 3 MISO 傳遞至市場參與者之資料

資料項目類型	說明
資源的調度狀態(上一次 UDS 計算使用結果)	近期 UDS 計算結果所使用的資源狀態： 0 - offline{資源不可用} 1 - online, 非調頻 {可調整目標電能、偶發事故備轉} 2 - online, 調頻 {可調整目標電能、調頻、偶發事故備轉)

	3 - off control {僅在線上，無法進行 Setpoint}
電能目標、Setpoint 目標值	資源的發電目標。 包含資源之電能、即時、補充、調頻等調度的 Setpoint 目標值。
輔助服務容量	近期 UDS 結清後之調頻、即時、補充容量。
Regulation Maximum Limit/Regulation Minimum limit/Economic Maximum limit/Minimum limit	近期 UDS 計算所使用之資源上、下限值。
Deployed Spinning/Online Supplemental/Offline Supplemental/Regulation Reserves	MISO 上一個 AGC Setpoint 結果已佈署的備轉結果。

若當 ICCP 通訊遺失時，XML 格式的電能目標、或 Setpoint 目標值內容可以當作其備援數據。除非 MISO 控制室指示，否則市場參與者不得改用 XML。

以下表 4 資料整理資源端為因應自動調度回傳至 MISO 之資料，每 2 秒回傳一次

表 4 市場參與者回傳至 MISO 之資料

資料項目類型	說明
資源的狀態	資源設定狀態： 0 - offline{資源不可用}

	1 - online, 非調頻 {可調整目標電能、偶發事故備轉} 2 - online, 調頻 {可調整目標電能、調頻、偶發事故備轉) 3 - off control {僅在線上, 無法進行 Setpoint)
資源 CB 狀態	資源的斷路器狀態
儲能狀態	以 MWh 呈現。
Type II DRR 每日調頻、偶發事故備轉佈署結果	當日的累計佈署結果, 值可以是正數或負數, 必須在隔日 0 時歸零。
Setpoint 回應結果	回應 MISO 已收到 Setpoint 結果

2.5.2 分散式資源通訊討論

本次出國討論, 得知國外 DER 資源之調度尚在起步, 故其通訊方式仍在規劃討論階段。NYISO 對於 DER 最小參與容量單位規劃為 0.1MW, 採行 DNP3.0 通訊協定, 且使用 SD-WAN 作為連接網路方式, 之後規劃尋找備援 ISP 業者。ISO-NE 表示, ICCP 對於資源的使用費用為 1300 美金/月, 當然是昂貴的, 但不會為了小參與者放寬通訊門檻。MISO 認為 5 MW 以上的資源或提供調頻服務的資源, 須採用 ICCP。但業者設置新的 WAN 和 ICCP 可能會很昂貴, 對於 5 MW 以下的非調頻資源, XML、rest API 是一種相對簡單的技術, 可以考慮使用。其掃描頻率, 從 2 秒放寬到 10-30 秒, 以降低參與成本。

2.6 儲能之排程運用

統整各 ISO 對於 ESR 儲能資源之競價方式，分為以下列三種方式調度：

1. 市場參與者自行管理(Self-manage)：直接依投標結果進行調度，由業者自行管理儲能之 SOC，通常於電價低時充電，電價高時放電。
2. ISO 調度(ISO-manage)：市場參與者提供初始 SOC，以及每小時電池可操作之範圍，再交由 ISO 排入電能、調頻、輔助服務之排程。
3. 市場參與者自排程(self-schedule)：參與者等同為 price taker，因為自我排程，SOC 亦已由業者自行考慮，ISO 不會再於調度日改變排程，避免影響業者 SOC。

2.6.1 NYISO 之規劃

在與 NYISO 討論時，得知儲能與再生能源結合，除了已知 Hybrid 方式結合再生能源外，近期還有 Co-location 之儲能，主要為兩個資源共同一個併接點，但可分開投標參與市場，因為在美國要尋找併接點困難，程序冗長且費用昂貴。目前因為州政府對於 Co-location 之政策有補助及稅率優惠，反造成各 ISO 的困難，因 MMS 市場模型複雜，設計不易，且於調度上會有額外限制。

其他針對儲能之排程規劃重點整理如下：

1. 若儲能為市場參與者自行管理之參與方式(Self-manage)，NYISO 會避免調度此類參與方式之儲能，避免實際儲能 SOC 與規劃不符。
2. 若可於即時調度使用，則不會忽略儲能之初始 SOC，會將其納入考慮，產生在一個具約束性時間範圍(time interval)的排程。
3. 若需被安排 Operating Reserves，儲存資源的初始 SOC 將被用來確保該資源在轉換為電能後能夠持續一小時。

4. 同上，因儲能 SOC 不足之 LESRs (Limited Energy Storage Resources)則不會被使用在事故時 reserve pickups 模式調度，也不用於 max gen pickups 模式，AGC 控制訊號會發送 OMW 給 LESRs。

2.6.2 ISO-NE 之規劃

ISO-NE 目前有約 86MW 之併網型儲能，計畫於 2025 達 500MW，其中最大案場為 250MW，其儲能亦是利用 AGC 進行控制。快速反應之效果，可減少傳統機組 AGC 控制之調度使用量。

根據 ISO-NE 的文件說明，儲能設施是指能夠從電網接收電能並將其儲存以供以後注入電網的設施，儲能設施分為兩個子類型：二元儲能設施，例如：抽蓄電廠和連續儲能設施 CSF(Continuous Storage Facility)；例如：電池。這些設施可以同時參與電能、備轉(reserve)和調頻服務，市場這些設施需同時註冊為可調度性發電資產、可調度負載資產 DARD(dispatchable asset-related demand)和調度性資產相關需求 (DARD) 和 ATRR(alternative technology regulation resource)。

依照 CSF 之定義，設施需滿足以下條件：1.該設施必須能夠在不超過 10 分鐘的時間內實現最大輸出功率與最大消耗功率間之轉換。2.該設施必須註冊為 ATRR，且設備必須相同，不能與其他發電資產、DARD 或 ATRR 類型共享儲能能力。

CSF 可以透過提供電能、容量報價來參與市場，根據電力系統的需求提供不同的服務，以支持電力系統的穩定性和可靠性。在即時市場中，CSF 儲能設施需要透過自排程(self-schedule)並保持在線上狀態，除非這些 CSF 故障或檢修，被宣告為不可用，才可離線。另外亦須透過 RTU 設備，向 ISO-NE 傳輸相關資料，包括：可用電量 SOC(MWh)。CSF 透過自排程，自行排定為可調度性發電資產、DARD、或 ATRR，來決定參與電能與輔助服務市場之商品，若選擇為可調度性發電資產、DARD，則可參與日前電能市場、即時電能市場、10 分鐘即時備轉(0~Economic Max 或 Max Consumption~0)；

若選擇為 ATRR 則為輔助服務市場之調頻服務。2019 年起，儲能以放寬參與量為 1MW 以上，其資產註冊流程圖如下圖 10 所示：

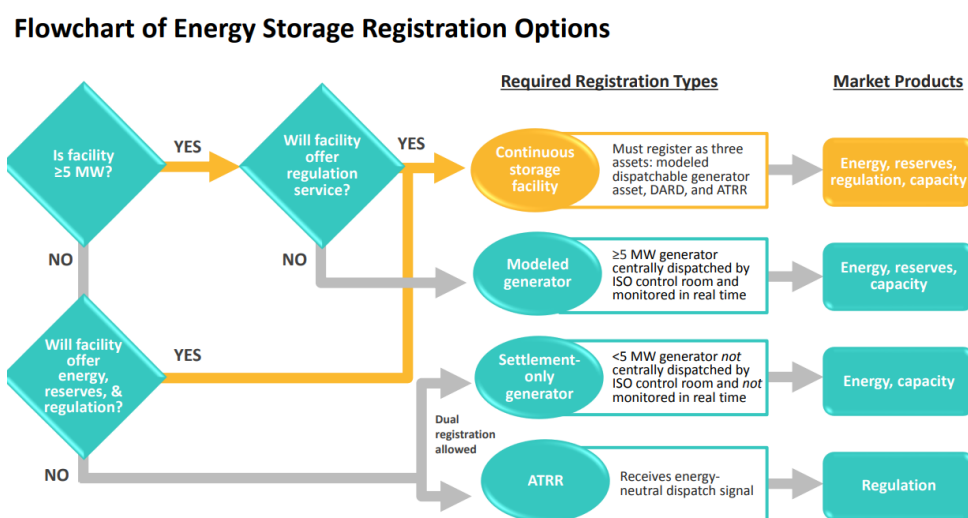


圖 10 儲能資產註冊流程圖

2.6.3 MISO 之規劃

MISO 目前併網型儲能約為 30 MW，其他多為 Co-location 之儲能，或是表後型儲能。為了輸電網路 N-1 而準備 SATOA(Storage as transmission only asset)，僅能由輸電傳輸費用回收成本，無法參與電力市場，僅會在有經濟效益的地區才會興建，故很罕見。

在 MISO，Stored Energy Resource Type-I 是儲能資源，但僅用於調頻服務。Stored Energy Resource Type-II 僅允許須以 Demand Response Resource II 型態參與 MISO 電能和輔助服務市場。Electric Storage Resource 則具有能夠識別的 SOC、充放電參數以及效率因子的參數，可參與電能和輔助服務市場。儲能電量參數如圖 11 所示。

以 Stored Energy Resource 來說，僅能以自排程方式參與日前與即時電能及備轉容量市場，Electric Storage Resource(簡稱 ESR)則可以自排程方式、市場參與者自行管理以及 ISO 調度方式進行參與市場。

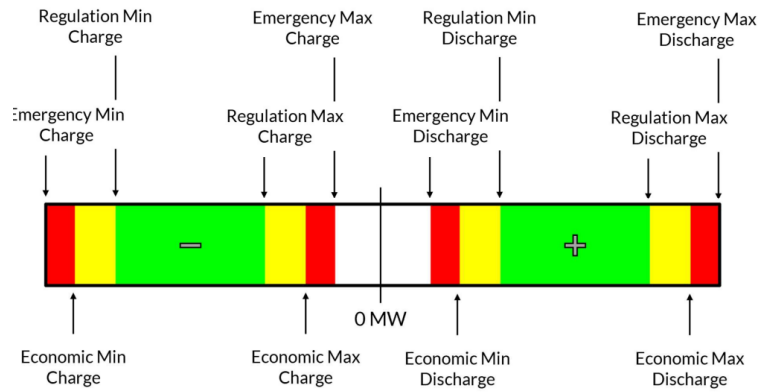


圖 11 MISO ESR 儲能電量參數

ESR 儲能可同時遞交電能、調頻備轉、即時備轉、補充備轉(線上或離線)標單，其承諾狀態 (Commitment Status) 將決定其在日前和即時市場中的使用方式，頻率調整、經濟調度、緊急運轉等之最小和最大操作限制範圍將有所不同。ESR 具有以下承諾狀態選項：

1. Charge：單邊電能及輔助服務。
2. Discharge：視同單邊發電機組，及輔助服務。
3. Continuous：可做雙邊充電、放電的動作。
4. Emergency Charge：在日前市場由 MPs 自排程，可於日內接受 MISO 仍為 charge status 的緊急調度。
5. Emergency Discharge：在日前市場由 MPs 自排程，可於日內接受 Emergency 的 reserve up 緊急調度。
6. Available：視作離線但可用，可提供離線之補充備轉容量
7. Outage：皆無法投標各種市場，此狀態主要是由 Outage Scheduler 來傳送此狀態至 MMS 系統。
8. Not Participating：皆無法投標各種市場

2.7 負載預測

本次行程另外與 MISO 之鄭博士針對負載預測議題進行討論，了解 MISO 之作法。其中做為 MISO 調度、運轉之負載預測方法主要可分為以下兩種：

1. STLF (Short Term Load Forecast)

- (1) STLF 每 5 分鐘更新一次，主要由 telemetry 取得之即時負載資料進行預測，其解析度為 5 分鐘一筆之預測結果，預測長度 6 小時，主要作為調度日進行 LAC 與 UDS 輸入使用。
- (2) 預測主要考量負載之特性，如各時段負載之 Ramp MW、即時取得之實際負載，對於天氣因素影響較小。
- (3) 由於主要用於每 5 分鐘之 UDS，若預測系統異常，將造成調度員無法調度，且故障排除需花費時日，因此 MISO 另外準備另一套自行撰寫邏輯(Similar day ramp rate)之備援預測系統，若值班經理認為 STLF 之預測結果異常，經過允許將可立即切換至備援預測系統。

2. MTLF (Medium Term Load Forecast)

- (1) MTLF 每 15 分鐘更新一次，輸入之氣象資料主要是溫度、濕度、風速等，另外星期、月份以及假日都是模型的參數，7 日內的預測結果以逐時方式呈現，第 8 日至 31 日之預測結果則僅產出尖峰負載。
- (2) Day-ahead 公告使用之負載預測資料採用 MTLF 下午 2:30 之預測結果，並可進行後續 Re-bidding RAC。
- (3) 作為 Forward-RAC 時，進行停、檢修安排、安全性評估時，會將負載乘與大於 1 的係數。

另外，在進行調度日內之 RAC 時，因執行時間區間較長(可能達 24 小時，依運轉需求而定)，會將前述 STLF+MTLF，合併使用，以達到較佳之預測結果，取得最好之排程策略，整合示意圖如圖 12 所示。



圖 12 整合 STLF 與 MTLF 示意圖

整理本公司負載預測業務之提問，MISO 之回復內容如下：

Q1：台電用電資料由於系統整合問題，無法取得較完整的用戶側資料，目前是以發電端資料作為負載用量的依據，請問 MISO 對於以「用戶側」或「發電側」資料進行負載預測時，優、缺點為何？

Reply：MISO 的負載預測是發電側負載預測。用戶側或發電側對於負載預測來說並無太大差異，完全取決於電力市場的需求和測量值，認為發電側負載統計起來可能相對較容易。

Q2：我們通常假設負載是運轉在標準頻率上(台灣:60Hz)所得的系統需求，但實務運轉可能因電力系統臨時事故事件(如：機組跳機、變電所負載跳脫)，造成頻率偏離太多，負載資料趨勢不正常，想詢問 MISO 在處理負載資料上時，是否會依據實際現況造成之異常情形進行負載還原，將其補正到合理正確？

Reply：MISO 對於實際異型負載的還原也做了一些嘗試，但是效果並不明顯，所以到目前還沒有實施，但會將負載異常值標記成壞資料(bad data)，使模型訓練時忽略這些異常資料。

Q3：市場管理系統需要負載預測資料進行機組排程，以 day-ahead market 公告之各小時負載，是各小時平均負載嗎？或是 instantaneous value？(我們目前是用整點的 instantaneous value 而非平均負載)

Reply：MISO Day Ahead(DA)是平均負載。MTLF 與 STLF 方法皆是平均負載。

Q4：請問 MISO 在預測時，參考的變數有哪些呢？另外變數的時間期長大概到參考多久呢？(ex:參考至過去 48hr 資料等等)

Reply：一般情況下，MTLF 訓練模型需要三年以上的數據；如果需要對模型進行分析（例如初期建立模型），有十年以上的數據最好；STLF 訓練模型大概需要 3~6 個月的數據，實施預測的話大概一個星期左右的數據就可以了。

Q5：請問 MISO 在建構日前(周)、小時前(24hr)、即時預測(4-6hr)時，是使用什麼預測方法進行建模呢？是統計數學模型？還是類神經網路模型？

Reply：MISO 目前兩種負載預測使用的都是線性迴歸的方法 (Linear Regression model)。10 年前 STLF 曾經使用人工神經網 (neural network)，目前統一使用的是線性迴歸法。

Q6：對於台電來說，特殊日通常是較難預估精準的日子(如：農曆新年、中秋節假期、清明節假期、颱風影響)，想請教 MISO 特殊日是以額外的模型處理？

Reply：固定星期的假日，對於負載預測並不太難，例如(Labor Day, President Day)。但不固定星期的假期（如聖誕節，元旦、獨立紀念日），對於 MTLF 非常困難（特別是獨立日），主要是樣本少。假日對於 STLF 影響到不大。特殊事件對於 STLF 的影響很大，例如超級盃 (SUPER BOWL)，每年的負載曲線規律非常複雜，預測很難。再有就是日食，也有很大影響。相信對台灣運轉來講挑戰更大，MISO 轄區腹地大，比如：南北天氣型態差異有明顯差異，各區資源仍可互相支援，但台灣遇到颱風是否放假，其影響則是全台性的。

Q7 這些特殊日以類別的變數類型建構在你們日常的模型中一併進行預測呢？是否有氣象資料以外的指標，可做為預測參考？

Reply：MISO 是增加了節日參數在迴歸模型裡的。MISO 的負載預測模型裡（MTLF），除了氣象資料（主要是溫度、濕度、風速等），星期、月份以及假日都是模型的參數。STLF 除了模型本身參數，需要用到的參數比較少。

Q8 類神經網路的訓練時間較長，想詢問 MISO 是用什麼樣的指標或策略來決定是否要納入新資料滾動訓練模型呢？

Reply：一般三個月或是在發現預測結果不好的時候

2.8 風力發電預測與調度

2.8.1 風力發電預測

MISO 鼓勵風電業者自行提供風力預測，因此並未強制要求他們提供即時氣象資料，只是要求他們遞交即時 SCADA 發電數據，MISO 另外委託預測服務單位進行風力發電預測，預測方法可分為以下兩種：

1. 逐五分鐘風力發電預測：每 5 分鐘更新未來 6 小時的預測結果。
2. 逐小時風力發電預測：每小時更新未來 7 天逐時預測結果。

風場於註冊時需要提供所在位置的經緯度、風機高度、風機型號、裝置容量等資訊，由於 MISO 未要求風電業者提交即時氣象資料，預測服務單位須購買氣象資料才能著手進行預測，故風機所在經緯度是相當重要的。MISO 會透過網路方式把每分鐘的風力發電出力傳給預測服務單位，風機的檢修計畫以及「調度減少發電訊號」也要傳給預測服務單位。在 MISO 或其他北美 ISO，風力發電業者被要求可以每 5 分鐘間隔提交一次發電預測結果，MISO 或其他 ISO 則利用每 5 分鐘經濟調度工具，如：NYISO 的 RTD、MISO 的 UDS，進行調度，RTD 及 UDS 會將提交的發電預測結果做為調度的發電上限(Economic Max)，風力發電業需支援設備，利用風場之各風機葉片，調整發電

量，因此被稱為 DIR(Dispatchable Intermittent Resources)。圖 13 描述 DIR 遞交預測資料流程。

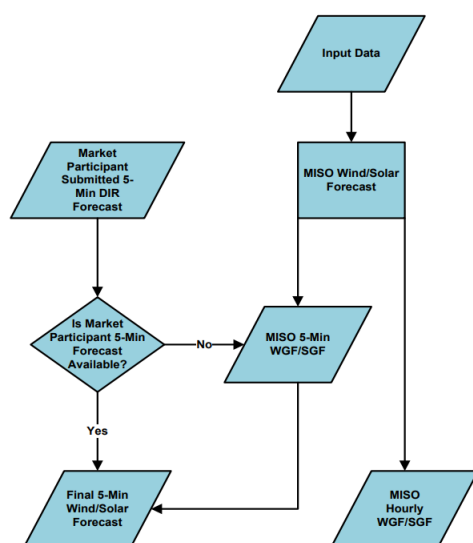


圖 13 MISO DIR 遞交預測資料

大多數屬於 MISO 成員的風場在即時市場上接受 MISO 自動調度前，每隔 5 分鐘提供 12 次預測結果(未來 60 分鐘)，且最晚能夠在調度時間前 10 分鐘修改其預測結果，MISO 會檢查預測值是否合理，是否超過其裝置容量，若結果不合理，則將改以 MISO 的預測結果替代，若 MISO 亦沒有預測值可帶入，則將改使用最新的監測結果。

2.8.2 風力發電調度

MISO 向 FERC 說明，若允許在即時市場中調度間歇性資源，將減少輸電壅塞成本，提高系統效率，並每年節省數百萬美元。故 MISO 的大多數風電場必須在 2013 年 2 月之前安裝響應自動調度訊號所需的設備，DIR 的調度邏輯是由 MISO 的 UDS 進行控制，當 DIR 處於控制狀態時，UDS 會為 DIR 設置 Economic Max 和 Dispatch Setpoint 值。如果 DIR 的出價價格低於 Locational Marginal Price (LMP)，將使用 DIR 提交的 Economic Max 值進行 Setpoint 調度；如果 DIR 的出價價格高於 LMP，則使用經濟調度確定的值將其向下調度，且會受市場參與者提交的 Economic Minimum 和

Economic Max 限制以及升降載率限制。如果 DIR 的出價價格與 LMP 相同，它則是邊際機組，並使用經濟調度確定的值將其向下調度。

以 NYISO 來說，要求 DIR 之調度誤差須在預測結果 10% 以內，而 MISO 則為 8%。在 ISO-NE，「使用最大輸出預測作為其操作上限 Do-Not-Exceed (DNE)」調度規則允許 ISO 以此方式調度其他類似的資源，如：川流式水力、生質能發電等。DIR 僅參與即時電能市場，且不得在即時市場中提供備轉容量。2020 年 6 月，FERC 批准了 MISO 的提案，要求特定太陽能設施註冊為 DIR，且其設備須回應即時調度訊號。

2.9 Limited Resource 之排程調度

台電調度處在綜合電業體制下，實際調度電力系統各項資源，仍需考慮到各項發電資源之實際限制，比如：燃煤機組受環保限制，無法依成本滿載發電，於空污季節需減載發電。燃氣 IPP 機組受全年購售電契約下容量因數下，接近年終，其每日發電量將有所限制。台灣天然氣儲槽存量有限，液化天然氣船期將受颱風路徑影響、東北季風影響，負載高低、基載機組故障，皆會影響天然氣使用情形，815 全臺大停電更說明電廠發電與天然氣供應息息相關，調度單位必要時，需擬妥每日燃氣機組用氣(發電)規劃量限制。上述情況，如何在 MMS 排程系統考慮，將是一大挑戰，如何實現自動化調度，也是出國行程想了解的部分。

綜上，此類資源在本次與會的 ISO 中，被稱為 Capacity Limited Resource (CLR) 及 Energy Limited Resource (ELR)，因 ISO 具備中立性，因此多由市場參與者自行遞交標單決定，由參與者自行依碳稅成本、資源可用性，配置標單電能價格或機組之 Economic Max。NYISO 在調度日內，可利用程式，產出對於系統最佳之 CLR(或 ELR) Economic Max 配置，再與該 CLR(或 ELR) 聯繫，是否進行調整。ISO-NE 於冬季期間，常遇到發電用天然氣受到限制，如何調度因應，將由以下內容進行說明。

2.9.1 ISO-NE 天然氣概況說明

新英格蘭轄區之天然氣供應設施，主要來自國內傳統供應管線、加拿大管線與液化天然氣，如圖 14 以及以下說明：

1. Algonquin Gas Transmission：管線網絡橫跨美國東北地區，跨越多個州，包括康乃狄克、麻薩諸塞、羅德島和紐約州。這條管道系統還擁有支線，連接到一些天然氣生產地點以及其他主要管道系統。Algonquin Gas Transmission 作為新英格蘭地區的一部分，也從麻薩諸塞接收液化天然氣，對該地區的能源供應起到了至關重要的作用，特別是在天然氣需求較高的冬季。
2. Tennessee Gas Pipeline：是一組天然氣管道，從德州和路易斯安那州海岸出發，向西維吉尼亞州、新澤西州、紐約州輸送天然氣，和新英格蘭。
3. Iroquois Pipeline：從加拿大的魁北克省進入美國，通過紐約州，最終連接到康乃狄克州。
4. Portland Natural Gas Transmission System：從加拿大的魁北克省進入美國，經過緬因州，最終連接到新罕布什爾州。主要影響緬因州和新罕布什爾州，為這些地區的發電設施、工業和居民提供了穩定的天然氣供應。
5. Canaport, via the M&N pipeline：Canaport 是加拿大第一座液化天然氣(LNG)接收站，能夠供應美國東北部和加拿大 20%的天然氣需求，利用 Maritimes and Northeast(M&N) Pipeline 進行天然氣傳送。
6. Everett、Northeast Gateway：主要功能是接收液化天然氣(LNG)船隻的進口，以供應當地和區域市場。

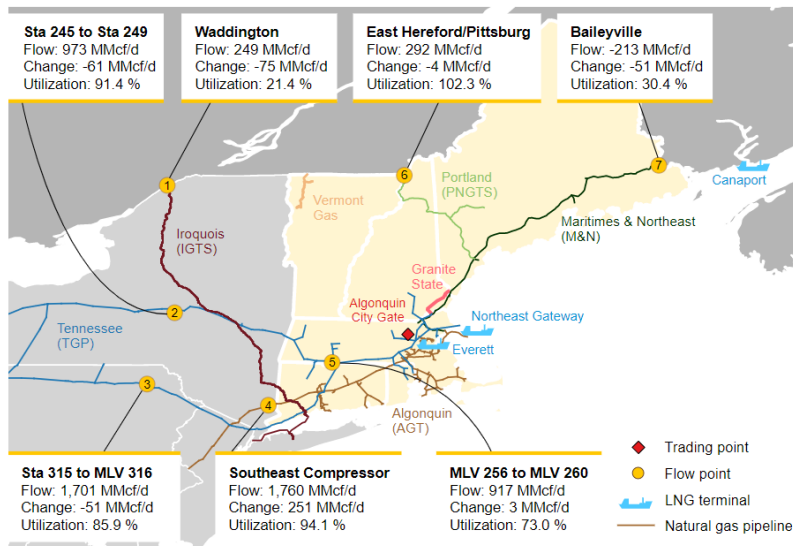


圖 14 ISO-NE 轄區天然氣供應設施

冬季是新英格蘭地區的天然氣需求高峰時期，根據 2019 年 11 月至 2020 年 3 月資料，顯示冬季期間，主要管線的利用率達到 70% 以上，許多用於加熱的住宅和商業建築會增加對天然氣的需求，部分管線供應可能優先分配給民生用途，而天然氣發電可能受到限制。同時，天然氣發電通常會增加發電量以應對供暖需求的上升，這導致冬季的天然氣需求劇增，可能超過了管道運輸容量。因此在過去幾年，運輸天然氣的基礎設施不足，影響天然氣發電廠取得運作所需燃料的能力，此能源安全風險已成為 ISO-NE 的迫切問題。而 ISO-NE 天然氣與批發電價關係如圖 15 所示。

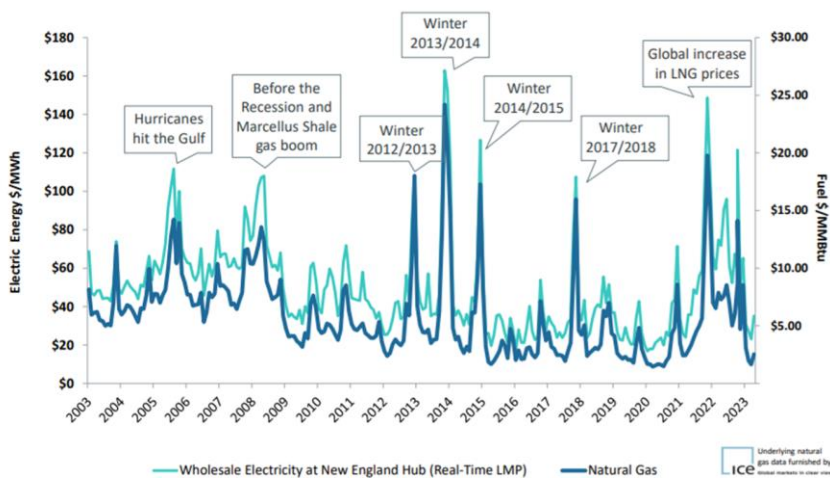


圖 15 ISO-NE 天然氣與批發電價關係

2.9.2 電能市場標單彈性專案

ISO-NE 於 2014 年之前，市場參與者之日前市場報價資料僅限於市場參與者願意提供的電量以及市場參與者願意提供的價格，提交報價後，市場參與者在調度日之前只有一次修改報價的機會，在調度日期間無法更改報價。隨著遇到天然氣價格波動性的增加，發電機的即時運作成本與市場參與者每天所依據的成本有很大關係。因此啟動了電能市場標單彈性專案，建置、營運了新一代的報價系統。

此新一代之報價系統，可於為接下來的交易日每個小時提交不同的報價，即提交多達 24 個不同的報價，如果燃料價格發生變化，市場參與者可在調度日期間，即運轉小時開始前 30 分鐘更新每小時的報價，並調整其發電機的最大可出力範圍，使資源可反應了合格交易者為系統供電的真實成本。

隨著天然氣價格的上漲和下跌，許多市場參與者改變他們的報價習性，有些時候甚至提交了負報價。燃料成本穩定的資源則不需要經常更新其報價，因此仍可較長時間內保留相同的報價，使得電能批發市場中得到更準確的價格訊號。

但相對應的，內部市場監管部門亦必須能夠審查每一個報價，以確定其是否與投入成本一致，投入成本的變化與報價的變化一樣頻繁；結算系統必須能夠全天 24 小時處理數字，而不是一天一兩個價格和數量。

2.9.3 電能市場機會成本專案

ISO-NE 會利用有限的燃料庫存計算，發布於報價網頁上，供各發電業者參考，鼓勵其電能報價選擇性地納入機會成本，以最大化淨收入，用以將有限的天然氣庫存未來價值納入參考價格，此專案稱作 Energy Market Opportunity Cost (EMOC) Project。業者可至相關網頁查看機會成本，納入競價標單價格考量，如圖 16。

1. 機會成本概念：

基於滾動 7 天範圍內的燃料供應，將其有限的燃料供應減少 1 MWh 的可能發電量，則該資源將損失的淨收入。當資源的可用燃料供應不足以在所有預測的盈利時段內實現 Economic Max 運作時，機會成本就會大於零。這種情況下，資源由於燃料不足而無法充分發揮其最經濟高效的運作水平，進而導致機會成本的存在。在此情形下，增加燃料供應有助於最大化淨收入。相反的，如果可用的燃料供應足夠使資源在所有盈利時段內實現 Economic Max 運作，機會成本就會為零，表示資源已經能夠在所有可預測的盈利時段內以最經濟的方式運作，因此進一步增加燃料供應不會對淨收入產生額外的改善。

2. 機會成本的輸入包括：

按區域劃分的每小時電價預測、天然氣和石油的每日燃料現貨價格預測、7 天預計現貨天然氣價格(由 ISO NE 的預測模型生成。該模型利用了歷史和預測的輸入，包括每日天然氣現貨價格、平均每日氣溫、平均每日 LMP、) 排放許可價格、氣溫預測、初始燃料庫存發電機運作特性 (Economic Min、Economic Max、最短運轉時間等)。

3. 更新時間：

日前市場(DAM)--每天 9:00 之前，參與者將能夠查看最新的機會成本數據。
即時市場 (RTM) --市場的參與者將在當天的晚上 18:30 可查看。

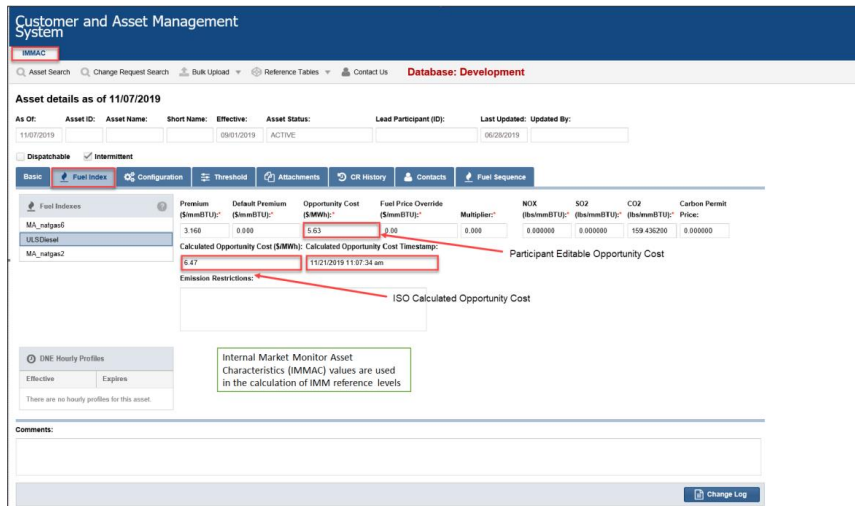


圖 16 客戶和資產管理系統 (CAMS)查看機會成本值

此專案方法減少了由於手動操作而導致市場混亂和價格扭曲的可能性，機會成本使 Limited Resources 的利用更加經濟高效，可保留限制有限的發電燃料(或 MWH)，以便在電能市場價格較高的時段進行調度。

2.9.4 天然氣與發電整合

依照 ISO-NE 日前 run 完 RRA 後，會出兩份發電與用氣報告，並利用管線電子佈告欄蒐集各電廠用氣資料確認是否供應足夠天然氣給電廠，如有燃氣安排不足，ISO-NE 會要求該電廠進行確認，若有不足的部分，調度員會考慮是否影響供電穩定，進而調度其他機組因應。

ISO-NE 在 2014 年 1 月得到 FERC 允許，可與天然氣管線營運者分享非公開的機組發電、用氣相關訊息，以促進可靠的服務或運營規劃，但仍禁止將這些訊息進一步披露給其附屬公司或其他第三方。共享的資訊包含如下：

1. 分享管線的用氣預估量、逐時用氣量等資訊。
2. 共享機組檢修資訊，尤其對特定管線的機組，也會協調管線與機組之間的工作。

ISO-NE 要求發電機進行雙燃料審核，以確保它們在冬季準備就緒，具有足夠的運轉靈活性，在必要時可以切換到燃油繼續發電，這些機組於平常皆需要 ISO-NE 進行例行性測試。據統計，直到 2021 年 12 月，雙燃料機組的供電容量約為 6,000MW。

三、心得與建議

MMS 建置

1. 看到 NYISO 建置競價核心功能部分約 25 人參與，MISO 則每個功能大約 4 人全職參與，台電未來建置市場管理系統時，應增加全職人力，才可達成每個階段的任務目標。
2. 為實現自動化調度，未來 MMS 系統的機組、資源參數註冊，可以更細緻，關於機組實際調度可再考慮之參數，如下列：
 - (1) Notification time：事先通知機組準備併聯、解聯、轉態時間。
 - (2) Ramp-rate：機組在不同階段會有不同的升載率，亦可增加緊急調度之升載率，於事故時使用。
 - (3) Fast-start Unit：機組會有不同的啟動速度，超長啟動可能於備轉容量充足性分析通知啟動，調度日內亦有 10 分鐘內、30 分鐘內、或 1-2 小時才可啟動的機組，調度日內不同軟體功能，會處理執行不同的資源啟動。在規劃 MMS 建置時，可先盤點台電既有資源之啟動速度、時機，達成日內機組啟動功能，Fast-start Unit 成本曲線可能會須配合 MMS 規格進行調整。
 - (4) Emergency Upper/Lower Operating Limits：於緊急調度時使用。
3. MISO、NYISO 認為，SAT 需花費許多人力與時間，在時程規劃上應盡可能保留較多時間在台電環境的測試上。MISO 建議，在 FAT 或 Pre-FAT 時，即須開始設想測試時可能會遇到的情境，讓 MMS 廠商可以事先準備，進行自動測試，可達事半功倍之效。

機組空污、燃料、容量因數限制資源

1. 本公司在空污季節，會優先使用燃氣機組取代燃煤發電，在進行最佳化作業程序上，目前做法有設定機組之每日可用 MWh、限制機組發電的 Upper Operating Limits，亦可調整調度順序之機組電能成本。
2. ISO-NE 因冬季天然氣供氣有限，因此電廠於電能報價時可加入天然氣供氣有限造成的機會成本，達到減少調度之效果，保留限制有限的發電燃料(或 MWh)，以便在電能市場價格較高的時段進行調度。ISO-NE 稱此專案為 Energy Market Opportunity Cost (EMOC)，並使用多年，且可應用到其 Energy limited Resources 或 Capacity limited Resources。台電亦有天然氣用量限制，也有空污排放、燃氣 IPP 容量因數限制等，故可學習考慮此專案方式產生機會成本加入電能價格，亦或可用於前述訂定合理的懲罰因子(Penalty factor)價格，降低手動主觀價格設定，導致價格扭曲的可能性。

電廠通訊部分

1. 台電進行機組線上之機組調度以 AGC 模式為主，另搭配值班人員間之電話通知再進行設備操作，考量未來建置 MMS 自動調度系統後，電廠需配合每 5 分鐘執行電能指令，且須隨時使用輔助服務容量，故既有電廠與調度處 EMS 間之通訊點位項目應在增加考量。
2. 參考本次參訪的 ISO 後，認為調度處 EMS 至電廠最重要至少需增加項目為：每 5 分鐘經濟調度發電目標值、每 4 秒的 Setpoint 目標值、是否啟用事故運轉模式。電廠至調度處 EMS 最重要至少需增加項目：機組目前的可用狀態設定、確認已接收發電目標值或 Setpoint 目標值。

3. 北美即時市場早已使用逐 5 分鐘(或 15 分鐘)之經濟調度指令，再由 EMS 之 AGC 功能發送，基本上所有機組皆須安裝接收經濟調度命令設備，包括燃煤電廠、自排程機組、風力電廠設備，第二型需量反應等，可作為台電未來規劃的參考。
4. MISO 在 ICCP 通訊遺失時，透過 XML 提供電廠機組每 5 分鐘之發電目標值，除非 MISO 要求，平時備而不用。台電調度處與電廠間之發電目標值控制尚無經驗，建議可先以研究案方式，利用 XML、或 Restful API 與發電廠進行 MMS 所需相關資料進行交換，了解實施測試效果與可行性，再逐步推廣至各電廠，調整 EMS 與電廠間 DNP 的通訊資料內容。

離岸風電預測及調度

1. 近期調度處與離岸風電業者洽談由業者提交預測資料內容並進行即時介接，在盤點風電預測所需資料項目後，建議本處應至少再增加風機高度與所在經緯度一次性資訊。若業者因故無法即時提交所需之預測發電量，本處仍可依風機所在位置請相關團隊購買氣象資料進行預測。
2. 利用經濟調度工具(UDS 或 RTD)以每 5 分鐘進行風場調度，北美 ISO 會要求風場內需安裝接收指令發電控制設備，利用機組葉片進行調整，前述技術已成熟。
3. 以風電預測值當作最大出力設定，搭配經濟調度工具進行調度，是未來趨勢，且此方法適用其他發電不確定、間歇性資源之自動調度。MISO 甚至已開始要求特定太陽能光電業者以此方式調度，來降低不確定性，解決壅塞問題。

排程使用之負載預測

1. 詢問 NYISO 與 MISO 後，負載預測所使用之歷史負載與預測結果，為平均值結果。建議調度處負載預測由瞬時值改為平均值，可降低預測時之取樣誤差、貼近實務調度(尤其是 7-10 點負載爬升段、尖峰負載)、且可得到更合理電能邊際價格。

2. 至於執行未來多日的安全性評估，決定備轉容量充足性，可學習 MISO，在以上述平均負載加權增量。
3. MISO 專家建議，訓練模型需要至少三年以上的數據，有十年以上的數據最好。且針對特殊假日之預測，樣本數更少，目前調度處 EMS 僅保存 8 年，建議保存 10 年以上，以供模型調較增加準確性。另外，MISO 因實際調度需求，目前仍著重於發電端之負載預測結果，未考慮利用用戶 AMI 資料進行預測。
4. 為讓 MMS 有可用、準確的負載預測結果，交易發展組目前採用類神經網路方法，在面對調度日排程自動化，應更重視壞資料處理維護，建議應有專責人力維護預測方法與確保資料正確性，才可達成自動調度目的。

四、 參考文獻

- [1]. OPENING MARKETS, DESIGNING WINDOWS, AND CLOSING GATES India' s Power System Transition - Insights on Gate Closure.
- [2]. Power Trends 2023: A Balanced Approach to a Reliable Grid.
- [3]. NYISO, Day-Ahead Scheduling Manual
- [4]. NYISO, Transmission and Dispatch Operations Manual
- [5]. NYISO 網站, <https://www.nyiso.com/>
- [6]. MISO, Business Practices Manual - Energy and Operating Reserve Markets
- [7]. MISO, Business Practices Manual - Operational Forecasting
- [8]. MISO 網站, <https://www.misoenergy.org/>
- [9]. ISO-NE 網站, <https://www.iso-ne.com/>
- [10]. New England natural gas infrastructure map, <https://www.eia.gov/>
- [11]. ISO New England, Continuous Storage Facility Participation, February 21, 2019
- [12]. ISO New England, Winter Generator Readiness Seminar, October 1, 2021
- [13]. ISO New England, Energy Market Opportunity Costs, November 13, 2018