風力發電短期預測與應用現況

Short-Term Prediction of Wind Power and Application

陳美蘭*
Chen, Mei-Lan

(~ 96 年度風能整體開發推動研究計畫論文 ~)

摘　要

短期預測技術發展之主要目的係進行電力調度以維持供電穩定，並可提升風電於自由市場中之競爭力，亦可藉由預測進行維護作業之安排以減少發電量之損失。短期預測之 Downscaling 主要分為兩大類，一是物理模式（Physical Model），另一個是統計模式（Statistical Model），目前商業化的預測軟體都是基於上述兩者的基礎理論下所發展出來的，本文將針對短期預測的技術面及應用面作一介紹，以瞭解目前風能預測技術的發展現況。

Abstract

The purpose of the technical development of short-term prediction is to manage the electricity in order to keep supplying power steadily, and to improve the competitiveness in a liberalized electricity market, and to reduce the risk of wind farm developers by prediction of the resource. Two different schools of thought exist in short-term prediction: one is the physical approach and the other one is the statistical approach. The prediction models are developed for downscaling based on a physical approach and an alternative statistical approach. This text will give an overview on the methods and the development of wind power prediction.

關鍵詞（Key Words）：中尺度模式(Meso-Scale Model)、小尺度模式(Micro-Scale Model)、物理模式(Physical Model)、統計模式(Statistical Model)、數值天氣預報(Numerical Weather Prediction, NWP)、監控與資料擷取(Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA)

壹、前言

風力發電最大的問題之一，就是風的不穩定性，風速的大小除了會影響風力機的發電量之外，另外在風力機運轉的過程中風的不穩定性會影響兩個比較重要的問題，一個是風力機本身的控制系統，一個是併網電力的整合調度。以目前風力發電裝置容量最多的歐洲為例，由於歐洲整個地區電網是相通的，加上電網技術的提升，風力發電併網並不會造成威脅，而且有些國家的某些地區其再生能源發電配比佔整個城市的 50%以上，例如丹麥其西部地區就有 27%的電力供給是來自風力發電，加上歐洲電網相通的關係，還有透過短期預測的預估[1]，目前尚未發生備電基載不足的現象。

*工業技術研究院 能源與環境研究所 新能源技術組

所以就應用面可以將短期預測技術區分為下面兩種目的：

- 可有計畫性的選擇傳統發電廠所產生的電力。依據發電系統的大小及傳統裝置型態，預測的尺度大概介於 3～10 小時，例如較為穩定的傳統裝置像是柴油發電機或是燃氣渦輪機等，預測時間尺度在 3 小時之下。
- 在電力自由化的市場中可提高產生電力的最佳價值。針對不同的需求所需要的預測時間長短也不同，就短期預測技術而言，大致可分為 4 種預測的時間尺度：1)風力機控制～數秒；2）傳統發電廠的發電規劃～數小時；3）電力市場的交易～24 小時；4）定期維修的營運計畫～2 週。

其中有關營運的部分可用較長時間的預測尺度來決定維護時間點，以減少電場營運成本，而且就離岸式風力發電場維護而言，工作人員安全上的顧慮也是非常重要的，所以必須透過短期預測事先得知未來幾天的天候狀況，以利提前安排起動機等維護工具。以丹麥為例，目前所有的風力發電場都有定期維護的時程表，而且風力機控制系統應該都要有預測的功能，也是未來必然的趨勢。

而短期預測的主要需求者大致可歸類如下：

- 擁有併聯至電網的風力發電場之開發業者，例如 Elsam、E2、CEHN、Iberdrola、E.On、NUON、RWE、EnBW。
- 電力傳輸與供應者，例如 Energinet.dk、E.On Netz、Vattenfall Europe、Red Electrica。

鑑於諸多大型風力電場營運，為了使電網併聯之電力得以安全運作，並提升整體風力電場發電量與維護電力品質以取代傳統能源，因而發展了風力電場短期預測系統，以進行精確地短期預測，更有效率地安全使用變電系統與調整電力，或是提供經營者於風場營運時，得以選擇定期維護之時間點，以減少電場發電量之損失。以下針對短期預測的技術原理與發展現況作一介紹，除此之外歐盟 2006 年剛完成 ANEMOS 計畫[2]，目的是將所有商業化的短期預測軟體作一整體性地預測結果統計分析以增強預測的準確度，故本文亦簡要介紹此計畫成果。

貳、短期預測原理與方法

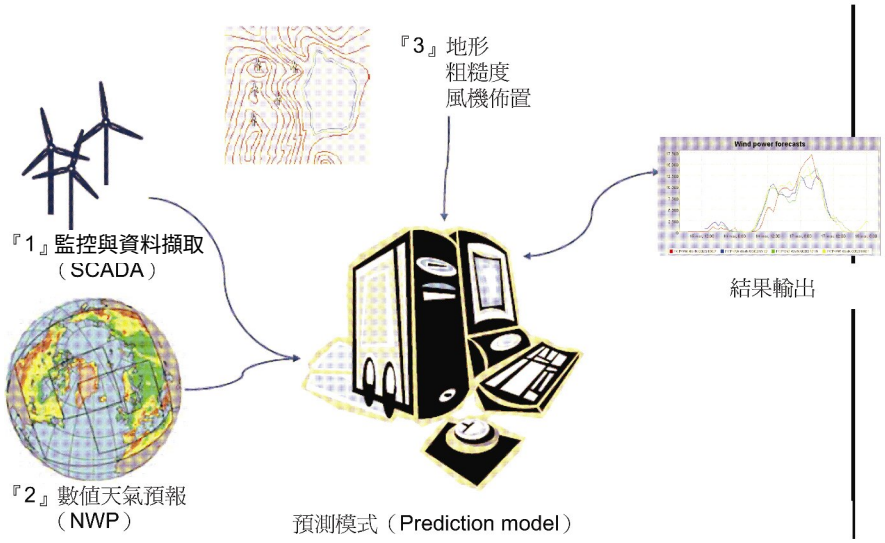
短期預測主要的方法係利用數值天氣預報（NWP）及現場量測資料（SCADA）作為初始資料，透過模式將風速資料空間解析度提高至單一場址的空間尺度（Downscaling），再將此一場址的風能轉換成電能，另一個方法，則直接將數值天氣預報結果轉換成電能，最後再總計上述兩者單一風力發電場的電能延伸預估至整個區域（Upscaling），以預測出未來 0～24 小時內風力發電場的整體發電量。

目前各種預測的方法可以依照可利用資料的類型作區分，而且所有的模式都需要氣象預報資料或現場觀測資料當作初始資料，其中典型的數值天氣預報時間尺度是 48 小時，此外地形的效應如何反應在風場變化上也是短期預測中必須要去考量的，因為在複雜地形的地區更難以掌握其短期變化情形。利用圖 1 示意圖來概要說明 5 種預測方法，圖中『1』監控與資料擷取（SCADA）表示現場量測資料（以下簡稱『1』）、『2』數值天氣預報（NWP）表示氣象即時預報資料（以下簡稱『2』）及『3』表示風力電場的地形地貌資料以及風力機佈置位置（以下簡稱『3』）。

- 方法一：直接利用『1』透過統計模式進行預測（時間尺度小於 6 小時）
- 方法二：直接利用『2』透過物理模式或統計模式進行預測（最佳時間尺度大於 3 小時）
- 方法三：直接利用『2』結合『3』透過物

理模式進行預測（最佳時間尺度大於 3 小時）

- 方法四：直接利用『1』結合『2』透過統計模式進行預測
- 方法五：『1』+『2』+『3』為最有效提高預測準確度之方法



NWP ->Downscaling -> Power curve (or statistical model)-> Upscaling -> Output

圖 1　短期預測概要流程圖（資料來源：RISØ）

由上述介紹我們可以得知用來 Downscaling 的兩個主要模式，一是物理模式（Physical Model），另一個是統計模式（Statistical Model），目前所有已開發的短期預測軟體都是基於上述兩者的基礎理論下所發展出來的。以下針對兩種模式作一比較與說明：

- 物理模式（Physical Model）：使用中尺度模式（例如 KAMM、WRF）或小尺度模式（例如 WAsP、CFD）[3]，設法將數值天氣預報結果模擬輸出局部風場資料。特色是此模式可以一次執行所有氣象參數的模擬也可以線上模擬，以物理模式為主的預測軟體有 Prediktor、Zephyr、Prevent、LocalPred - RegioPred、HIRPOM 等[4]。
- 統計模式（Statistical Model）：從歷史資料設法建立局部風場與數值天氣預報資料間的相關性，特色是所有資料都是現有，而且有即時資料不斷作校正的動作，以統計模式為主的軟體則有 WPPT、Zephyr、AWPPS、More-Care、SIPREÓLICO、AWPT[4]。

為了有效分析預測準確性，可利用平均誤差（Mean Error）、平均絕對誤差（Mean Absolute Error）、均方根誤差（Root Mean Square Error）、決定係數（Coefficient of Determination）等指標比較出預測結果的優劣。由於我們有興趣的預測範圍乃是以一個風力發電場或單一風力機為主，所需的空間尺度非常小，由丹麥 RISØ 所做的統計分析發現（參見圖 2），若將預測範圍、單一場址預測結果與實際數據相關係數兩者之間的關係作一分析，發現 700 km 是最適合相關性最高的距離範圍，當範圍距離越來越遠，相關係數的確會越低，所以直接使用數值模式預測結果作為分析的初始條件，雖然可以減少計算時間及提高方便性，但往往也是造成預測不準確的最主要原因。丹麥 RISØ 研究分析顯示接近 80%的誤差其實都是來自數值天氣預報的不準確，而數值天氣預報會造成誤差的主要原因有：一是 level errors，是指無法預測到天氣系統的強度；另一是 phase errors，是指天氣系統發生的時間預測錯誤。

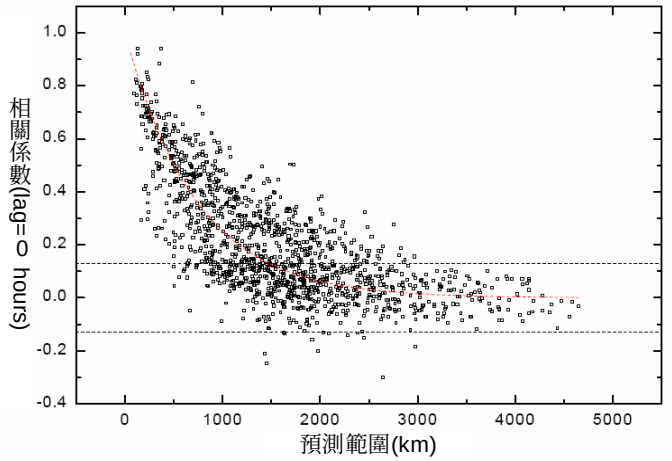


圖 2　預測範圍與相關係數的之關係分佈圖（資料來源：RISØ）

參、技術發展現況

由於目前已開發的短期預測軟體有很多種，各個軟體對於各個風力發電場預測的準確性也有所不同，加上個別所使用的模式對於地形解析度不夠足以去預測出局部環流的現象，以及準確的預測結果需要高解析度或大區域範圍，然而如果要利用數值模擬解析出這些現象是非常昂貴且花費時間的，目前短期預測軟體中只有少數幾個物理模式（Physical Model）可以區別陸域與海域並且可以自由調整相對所需的解析度。所以為了提高短期預測的評估結果，目前仍有許多研究進行中，包括利用整體預測（Ensemble Forecasts）同時進行各個模式的短期預測模擬分析，多重比較其差異性。另外為了加強短期預測的實用性，目前短期預測模組已整合於風力發電場營運系統中，方便經營者進行風力發電場管理及維護工作。以下詳細說明目前改善應用的情形。

一、整體預測（Ensemble Forecasts）

整體預測[5]的目的是將多種模式結合在一起進行研究分析與誤差比對，以提高預測的準確性及快速性，最主要的概念是利用不同的初始資料或不同的數值模式來進行多種預測模擬，並計算出預測結果的不可靠度。

最常使用的初始資料有 ECMWF(European Center for Medium range Weather Forecasting；以下簡稱 ECMWF）與 NCEP/NCAR（National Centers for Environmental Prediction/National Center for Atmospheric Research；以下簡稱 NCEP/NCAR)兩種數值天氣預測資料當作模式的初始場，數值模式則有物理模式（Physical Model）與統計模式（Statistical Model），物理模式（Physical Model）是作為 Physical Downscaling 的功能，用來改善數值天氣預報結果對於地形引發環流的問題，透過中尺度模式（Meso-Scale Model）小尺度模式(Micro-Scale Model）或 CFD Model 除了可以提高空間的解析度，也可以增加局部變化的準確性，MM5 是目前最常被使用的中尺度模式（Meso-Scale Model）。雖然使用中尺度模式（Meso-Scale Model）是可以非常接近實際狀況的作法，但是計算速度必須夠快，所需的資源比較多，所以不常被使用的。統計模式（Statistical Model）則是從歷史資料設法建立局部風場與數值天氣預報資料間的相關性，因為風速預測誤差的相關性跟預測範圍、預測時間有很大的關係。

丹麥 RISØ 利用此概念進行對照研究分析，將 11 個不同的模式模擬相同的個案，而且使用相同的標準來進行丹麥 6 個不同場址的預測，所有的初始場都來自同一種數值天氣預報資料，但是在 6 個個案中沒有單一個模式的結

果是好的，而且更糟的是在具有複雜地形的區域其預測結果有相當大的差異；而另一個對照研究發現結合兩個不同的數值天氣預報資料作為初始場，則結果是比較好的。此亦說明數值天氣預報的結果是導致短期預測誤差的最主要原因。

二、不可靠度（Uncertainty）

除了數值天氣預報資料會導致預測誤差之外，由於某些不確定性是來自所選用的模式所造成的，最直接確認的方式就是依據過去運轉資料與預測結果作一比較即可確認不可靠度有多高，所以運用整體預測(Ensembles Forecasts ）方法來進行不同預測分析，結果可透過不可靠度估算方法[5]來檢視彼此間的誤差，其評估方法如圖 3 顯示，一方面藉由預報天氣現況及風險指標瞭解天氣的穩定狀態進行短期預測評估，另一方面統計分析過去預測誤差並將誤差結果進行分類，最後提供不同預測結果分別以個別之信賴區間顯示，使得預測結果其準確度更高也更具參考價值。

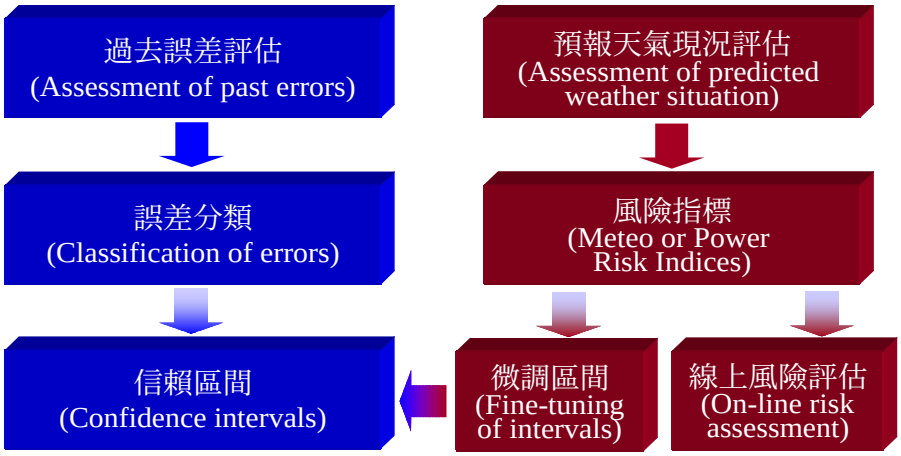


圖 3　不可靠度估算方法（資料來源：RISØ）

其中有關風險評估的部分，是透過天氣穩定度的氣象觀念來進行評估，利用 MRI (Meteo-Risk Index)指數來評估穩定度，MRI 的定義如下：

$$MRI = \sum_{i=1}^{N_f-1} p_i \cdot d(\overline{ws}_{t-\alpha 0}, \overline{ws}_{t-\alpha i}) \qquad (3\text{-}1)$$

其中

$$d(\overline{ws}_{t-\alpha i}, \overline{ws}_{t-\alpha j}) = \left[\frac{1}{N_h} \sum_{k=1}^{Nh} (ws_{t+k/t-\alpha i} - ws_{t+k/t-\alpha j})^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

（係指均方根誤差）

$$P_i > P_{i+1} \quad i = 1,2,\ldots\ldots, N_f - 2$$

（係指發生機率）

$$\sum_{i=1}^{N_f-2} p_i = 1$$

（係指發生機率總和等於 1）

均方根誤差可以當作不確定性的一種測量，在統計分析中做重複性模擬分析時，模擬數值集合的標準差即可代表這些預測結果的精確度。丹麥 RISØ 研究[5]發現當 MRI ＞ 1 時，天氣是屬於不穩定的狀態，其預測結果差異性很大，相對地，當 MRI ＜ 1 時，天氣是屬於比較穩定的狀態，預測結果差異性很小，而且將此預測誤差與 MRI 作一相關性比較，發現彼此是呈一線性相關，以此觀點利用風險指標進行風險評估可以快速得到當時預測的天氣穩定狀態為何。

三、The Anemos Project

基於不同模式或不同的天氣預報資料會造成預測的不可靠度，歐盟（European Commission）自 2002 年 10 月~2006 年 9 月進

行為期 4 年之大型 ANEMOS(Development of ANExt Generation Wind Resource Forecasting SysteM for the Large-Scale Integration of Onshore and OffShore Wind Farms) 研究計畫 [2]，整合目前歐洲各國所發展之短期預測技術，總經費高達 430 萬歐元，其中 250 萬歐元來自歐盟，共有 7 個國家計 23 個單位參與，包括風電經營業者、風電產業、研究機構及大學等。針對陸域及海域風能預測發展最尖端技術以進行短期預測，透過不同模式的發展可以更準確地預測並掌握未來 0～48 小時風力發電場風能變化情形。ANEMOS 所強調的重點在如何結合高解析氣象預報結果讓風場預測更為準確，朝透過使用者介面來執行許多不同的預測模組並發展成一套整體性的軟體就是 ANEMOS。例如就離岸式風力發電場而言，海域的氣象變化不但會是被作為考量的最主要因素，而且也可透過衛星雲圖或雷達資料得到很好的資訊，在 ANEMOS 中有專屬於離岸式的預測模式，一般而言，離岸的風場是比較容易預測的，因為風場紊流小且比較穩定。

由於目前所發展的預測模軟體都是依據物理模式（Physical Model）與 統計模式（Statistical Model）兩者其中之一衍生而來的，其中物理模式（Physical Model）這類型的模式主要是強調複雜地形的處理與使用 CFD 的觀念發展預測工具，可改善模式統計結果或運用高解析度的氣象資訊。各種模式都有其優缺點，所以歐盟 ANEMOS 研究計畫基於整體預測（Ensemble Forecasts）此概念已完成整合市面上 9 種不同的短期預測模組，透過不可靠度評估（Uncertainty Assessment）與風險指標（Risk Index）的功能設計，供電場經營者作為風場短期預測之用途及決策（trading or reserves）依據。

然而在 ANEMOS 研究計畫中亦發現最大之誤差來自於氣象預測資料（NWP），而越複雜之地形其預測之誤差越高，但是沒有單一預測模式可於所有的測試中獲得最佳的結果。若增加空間解析度會耗費相當大的資源，但對於準確度的提升卻有限。因此 ANEMOS 透過有效的綜合使用物理與統計模式，可節省經費而獲得最好的預測結果。所以 ANEMOS 提供各種不同的短期預測模組供電場經營者自由選擇作為風場短期預測之用途，以提升風力發電場的整體發電量，並增加風力發電在電力自由化市場中的競爭力。

肆、結論與建議

風的不穩定度考驗著電網基載的調配能力與電力品質的維持，考量風力發電裝置容量逐年增加，發展風力發電的先進各國長期以來對於短期風能預測投入相當多的研究，乃為了有效的掌握風力發電場未來 24 小時的運轉情形。

透過短期預測可以得知陸域風力發電場或是離岸式風力發電場局部性/區域性/國家性的風力預測結果，也可以應用在不同的地形、不同的氣候條件、陸域/沿岸/離岸式風力發電場、併聯電網或獨立電網。就應用層面，可更有效管理風力發電場，對新增風力發電場的設置也有幫助，因為如果可以準確的預測風能將可減少風力發電開發業者的風險，使得開發業者更樂意去從事風力發電的開發，尤其是在自由化的電力市場。

伍、參考文獻

[1]陳美蘭，「風能評估技術研習出國報告」，經濟部能源局，2006 年。

[2]ANEMOS project home page, "http://anemos.cma.fr."

[3]G. Giebel, J. Badger, I. Martí Perez, P. Louka, G. Kallos, A. M. Palomares, C. Lac, and G. Descombes, "Short-term Forecasting Using Advanced Physical Modelling - The Results of the Amemos Project," in European Wind Energy Conference (EWEC). Athens, Greece, 2006.

[4] G. Giebel, L. Landberg, G. Kariniotakis, and R. Brownsword, "State-of-the-Art on Methods and Software Tools for Short-Term Prediction of Wind Energy Production,"

[5]Landberg L., Giebel G., Nielsen H.A., Nielsen T., and

Madsen H. "Short-term Prediction–An Overview," Wind Energy, 6:273–280, 2003.