

# WRF 模擬及光達觀測風力發電場之風場校驗研究

吳炫慶 林沛練  
中央大學大氣科學系

## 摘要

本研究針對桃園沿海大潭發電廠附近的 8 支風力發電機，時間為 2015/12/17~2015/12/30，期間共有四道鋒面通過，風速較高的時間點均出現在鋒面經過時，主要風向以東北風為主。觀測的目標風機為 Vestas V80，其高度為 78 公尺，葉片直徑為 80 公尺，Lidar 設置的地點位於其西北方約 160 公尺。模擬的部分則是利用中尺度氣象模式(Weather Research and Forecasting, WRF)，使用 MYNN 邊界層參數化以及風電場參數化(Wind Farm Parameterization)方法來模擬風速及發電量，並以 Lidar 的資料作為風速場的驗證。

關鍵字：風電場參數化、風力發電機

## 一、前言

中尺度模式 WRF 受限於網格解析度，而無法準確的掌握小尺度的系統。不同的初始場對於模式表現也會有影響，透過中尺度模式提供的初始條件與邊界條件對於較小的巢狀網格影響很大。提高水平解析度比提高垂直解析度對於大氣邊界層的結果有幫助，以 10 公尺的風速來說，模式通常會高估風速，提高解析度會使近地面風速下降，尤其是夜間大氣穩定的條件下(Talbot et al. 2012)。模式中，加入風機可以依照網格尺度的不同分成三種情況，第一種是在流體動力模式(Computational Fluid Dynamics, CFD)或是大渦流模式(Large-eddy simulation, LES)，針對個別風機使用直接顯性(explicit)參數化，去計算出個別的風機拖曳力影響小區域的氣流。第二種是在中尺度或是區域模式下，因網格大小通常大於風機之間的距離，顯性參數化方法透過計算拖曳力以及亂流混和去表示數個風機的作用。第三種是在全球或是綜觀模式中，透過調整地表空氣動力粗糙長度，並不是直接使用參數化對於網格內風機或是個別風機，因此為隱性(implicit)的方法(Fitch et al. 2012)。

風力發電機的效益除了會受到老化因素之外，Harman(2012)歸納了造成風機效能衰退的四大類原因，

包括原廠風機功率曲線的不確定性、機器本身沒有達到最佳運轉狀態、環境因素及風場條件，其中風場條件包含亂流強度、風切、入流傾角等。這些因子都會受到大氣的穩定度、複雜地形等影響。

本文研究使用不同解析度及參數化方法模擬風速，並且與光達及風力發電機之發電量作驗證。

## 二、風電場參數化介紹

風電場參數化為 Fitch et al. (2012)所提出，風機的拖曳力(根據風機從大氣之中抽取動能來計算。 $C_T$  為推力係數，用來表示風機可以從大氣中抽取多少動能的比例，與風速及風機型號有關。 $C_P$  為能量係數，表示從大氣中抽取出來的動能有多少比例可以被轉換為電能。單一風機拖曳力為：

$$F_{drag} = 0.5C_T\rho|V|VA$$

假設風機主軸方向永遠平行於氣流，也就是葉片面永遠垂直於入流風，垂直速度不影響風機葉片的拖曳力，風機柱產生的拖曳力也不考慮。

風電場參數化是在大氣平均氣流中，透過拖曳力減少動量去表示風機如何影響大氣，減少的動能部分轉為電能，剩下的能量則轉為亂流動能。亂流動能的來源是由於風機葉片引起的環境氣流的改變，此方法僅適用於 MYNN 邊界層參數化，因此 TKE 的來源可

以再細分為垂直傳送與壓力分佈、風切項、浮力項及消散速率。

### 三、實驗設計

本研究觀測目標風機為桃園大潭發電廠 8 號風機，其型號為 Vestas V80，輪殼高度(Hub height)為 78 公尺，葉片直徑為 80 公尺，風機示意圖如圖 7，最大發電量為 2000 千瓦。光達放置地點為目標風機西北方 160 公尺處，觀測放置處正上方之風向風速，觀測高度為 40 到 150 公尺，每十公尺為一層，共 12 層。

模式使用 WRFV3.8.1 版本，六層巢狀網格設計(圖 1)，其中第四層至第六層(D04~D06)水平網格解析度為 900 公尺、300 公尺、100 公尺，模擬時間為 2015/12/17~2015/12/30，十分鐘輸出一筆。邊界層參數化使用 MYNN，實驗一為這兩組邊界層參數化之不同解析度與觀測風速比較。實驗二為在第六層之結果，僅使用 MYNN 邊界層參數化為控制組(Ctrl)，邊界層參數化使用 MYNN 加上風電場參數化為實驗組(WF)，總共放入 8 隻風機，比較不同設定下，對於風速模擬的結果。

### 四、結果與討論

#### 1. 不同解析度

表 1 顯示 10 公尺風速模擬的偏差、均方根誤差及相關係數，10 公尺風速之偏差在模式中提高水平解析度會下降，由 2.50 降低為 0.61，均方根誤差由 3.06 下降至 1.84，與觀測值較為接近，顯示提高解析度，偏差量以及均方根誤差均降低，但相關係數也降低，從 0.86 降至 0.74，主要與模擬的渦流變化有關。圖 2 為不同高度光達觀測與模式風速之間的比較，高度由低至高模擬的偏差由正轉為負，配合前面 10m 風速的結果，約 100 公尺以下為正偏差，100 公尺以上為負偏差，10 公尺風速改善較 80 公尺風速多，可能與表面層有關，通常表面層高度約 100 公尺(邊界層高度的 10%)，受摩擦力影響大，模式因地形的解析度不足，因此在地形高度上的變化與實際會有差異，另一部分是與模式中土地利用型態有關，不同的土地利用型態會對應到不同的粗糙長度，兩種情況都有可能高估近地面的風速。均方根誤差及相關係數在不同水平解析

度結果差異小。

#### 2. 風電場參數化

觀測期間，光達 80 公尺高的平均風速為 9.6 m/s，實驗二中 Ctrl 80 公尺高的平均風速為 9.8 m/s，WF 80 公尺高的平均風速為 9.2 m/s，圖 3 為不同高度光達觀測與模式風速之間的比較，在 d06 加入風電場參數化之後，風速在 Ctrl 控制組風速的模擬上各層高度均較 WF 的結果高一些，平均多 0.34 m/s 左右，風機葉片掃過的範圍為 40~120 公尺，加了風機參數化以後兩組實驗可以觀察到在 40~110 公尺的地方偏差量都會降低，特別是在 80 及 90 公尺的風速差異較大，約 0.57 左右，表示將風機放入模式當中，不只會影響到下游地區，也會影響到風機附近的風速變化。

圖 4 為風機功率曲線，差異較大在於高風速區間，可以明顯看到 WF 的結果與原廠接近，而觀測所得到的發電量在相同風速下是比較小的，除了風機老化的關係之外，主要由於偏角誤差(圖 5)(yaw misalignment)的結果，機艙主軸方向與入流風向並非平行，另一方面模擬的風向頻率也與觀測有差異，但風速頻率分布 WF 較為相近(圖 6)。

### 五、結論

本研究中，提高解析度對於風速的模擬在 10 公尺風速上，分析結果顯示能夠降低風速的正偏差，但在其他高度改善較為有限。加入風電場參數化之後，整體的風速下降，尤其是在風機葉片掃過的高度範圍內，但風速分布頻率與光達觀測上較為接近。另一方面，偏角誤差對於發電量的評估會有很大的影響，風電場參數化雖不考慮入流風與機艙主軸的方向，但是可以看到尤其是在高風速區的時候，模式模擬出來的發電量都有高估的情形。

### 六、參考文獻

曾仁佑，陳景林，劉遠芬，蘇育辰，陳盈臻，吳炫慶，2016:台電現有風機運轉性能評估及改善對策，台電工程月刊，第 825 期，41~50 頁，106 年 5 月。  
Fitch, A. C., J. B. Olson, J. K. Lundquist, J. Dudhia, A. K. Gupta, J. Michalakes, and I. Barstad,

2012: Local and Mesoscale Impacts of Wind Farms as Parameterized in a Mesoscale NWP Model. *Monthly Weather Review*, **140**, 3017-3038.

Talbot, C., E. Bou-Zeid, and J. Smith, 2012: Nested Mesoscale Large-Eddy Simulations with WRF: Performance in Real Test Cases. *Journal of Hydrometeorology*, **13**, 1421-1441.

Harman, K., 2012: How does the real world performance of wind turbines compare with sales power curves? Presented at the EWEA 2012, Lyon. G.L., Garrard Hassan.

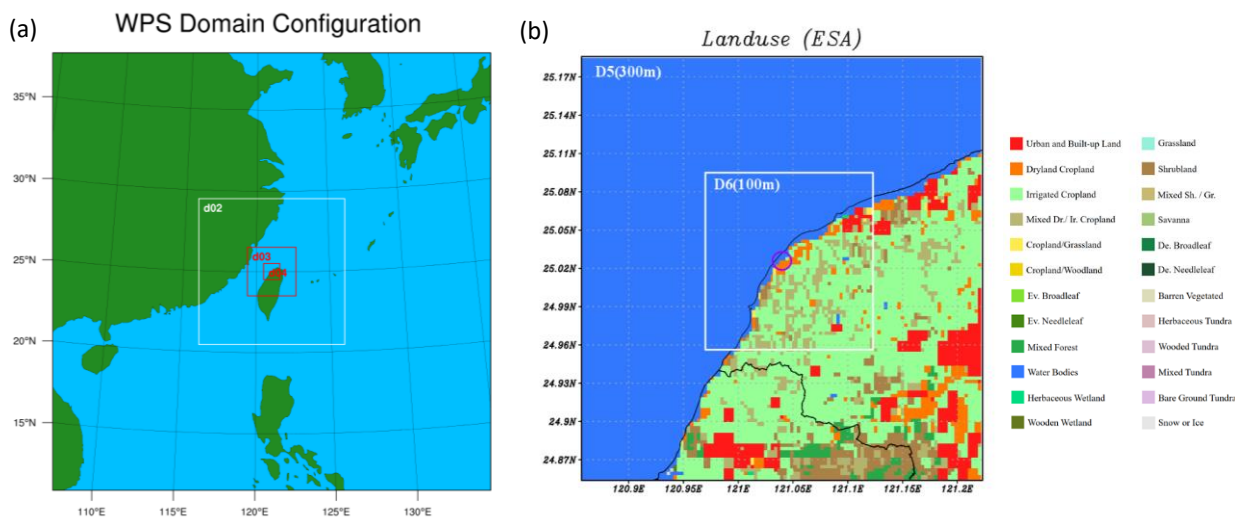


圖 1、(a)模式第一到第四層巢狀網格設置 (b)模式第五到第六層巢狀網格設置(陰影為土地利用型態)

| 10 公尺風速 | D04  | D05  | D06  |
|---------|------|------|------|
| 偏差      | 2.50 | 2.11 | 0.61 |
| 均方根誤差   | 3.06 | 2.73 | 1.84 |
| 相關係數    | 0.85 | 0.82 | 0.75 |

表 1、10 公尺風速模擬的偏差、均方根誤差及相關係數

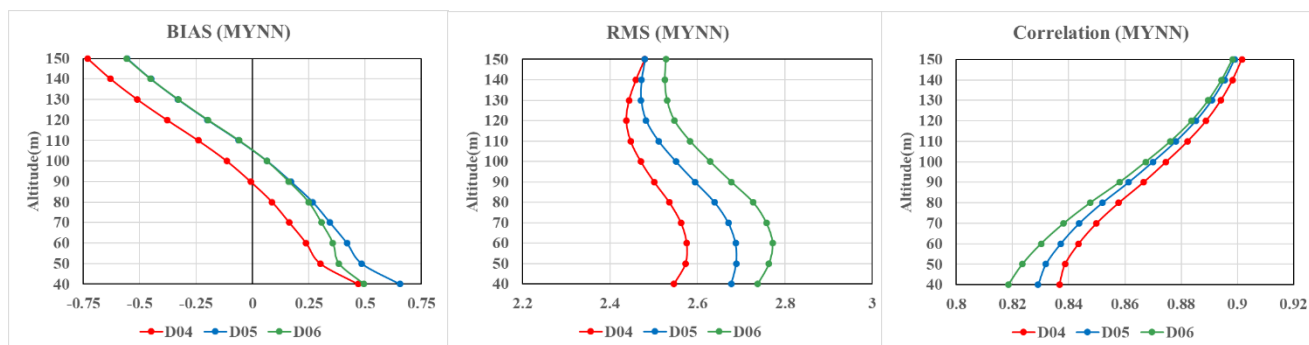


圖 2、40~150 公尺光達觀測與模式不同解析度風速之間的偏差、均方根誤差及相關係數

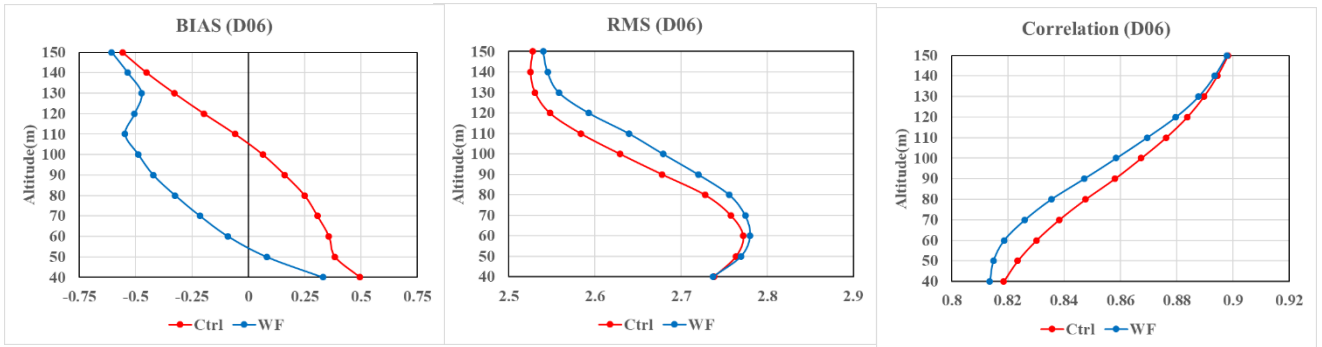


圖 3、40~150 公尺光達觀測與模式 D06 實驗組風速之間的偏差、均方根誤差及相關係數

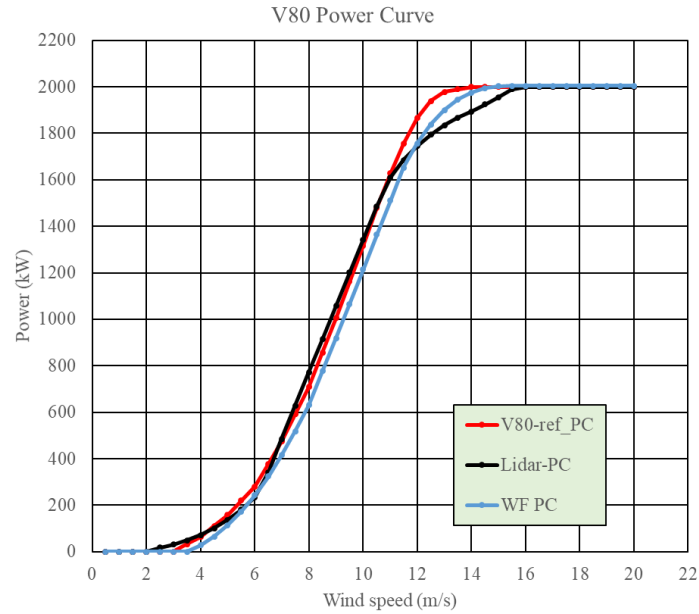


圖 4、風機功率曲線。紅色線為原廠所提供，黑色為 Lidar 之風速與風力發電機之功率曲線，藍色線為 WF 模擬出的功率曲線

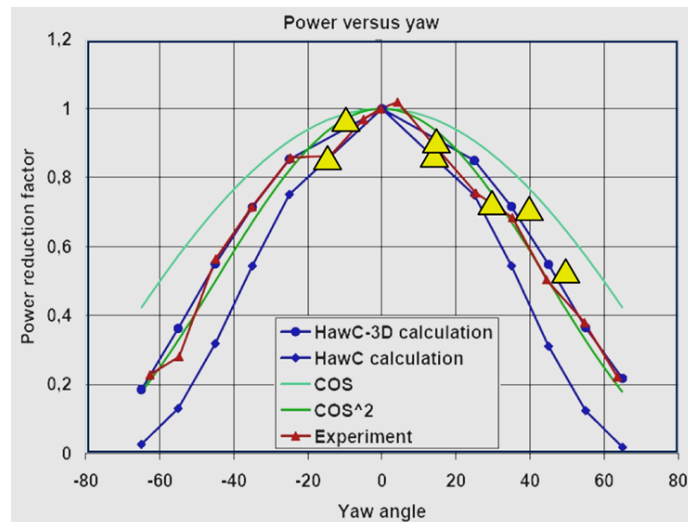


圖 5、利用 75kW 風機，在風速 8~9m/s 的條件下模擬入流傾角對發電量之影響。比對實際量測（黃三角），及幾條數學函數曲線。以 cosine 平方（深綠色）最接近量測。（資料來源：Harman, 2012）

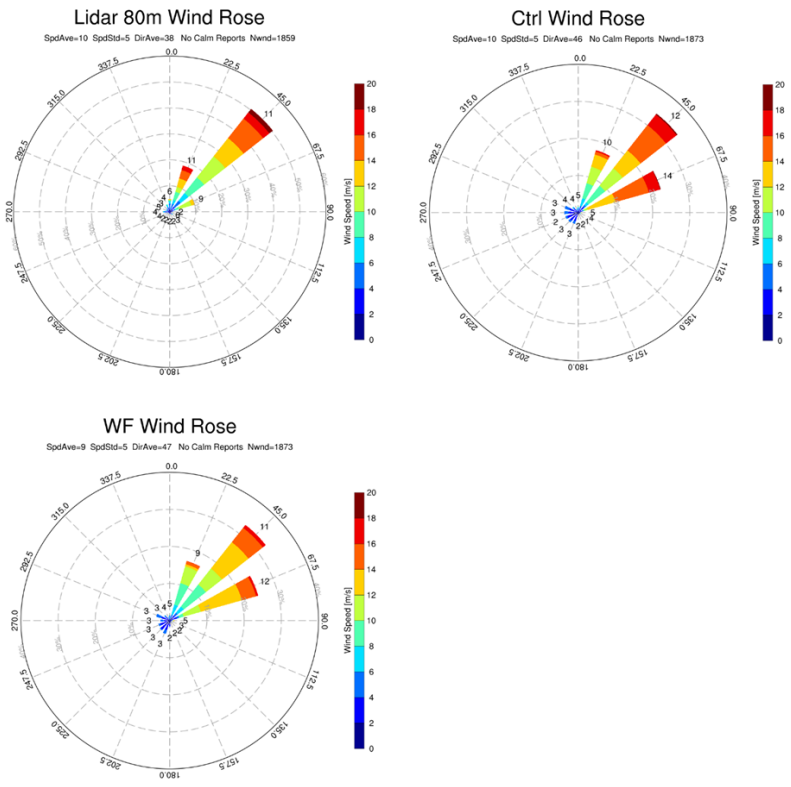


圖 6、Lidar 觀測與模式模擬的風花圖