

# 可變槳距之水平軸風力發電機運轉分析

林彥廷<sup>1\*</sup> 鄭恩凱<sup>2</sup> 林冠廷<sup>3</sup> 黃金城<sup>4</sup>

## 摘要

本研究數值模擬與實驗量測分析可變槳距之水平軸風力發電機，並採用符合IEC-61400-1 Class-IA要求之額定功率150 kW風力機為驗證平台。計算流體力學數值模擬採用雷諾平均方程(Reynolds-Averaged-Navier-Stokes)、網格滑動方法(Mesh Sliding method)與RNG k- $\epsilon$  紊流模型分析風力機氣動力運轉特性，實驗驗證依循IEC-61400量測要求完成數值與模擬比對。模擬分析結果顯示，在額定風速12 m/s的條件下，槳距角分別為5、15和30度時氣動力輸出功率為約180 kW，82 kW和56 kW。150 kW風力發電機之最高效率於槳距角5度在實驗和數值分析中分別為39%和42%，實驗量測之最高輸出效率發生在風速7-9 m/s之間。而在槳距角5度和10 m/s環境風速下，最大實驗輸出功率約為80 kW且與數值計算結果吻合。

**關鍵詞：**計算流體力學，可變槳距角，水平軸風機，實驗量測

## 1. 前言

近幾年來由於燃燒石化燃料與化學製品對大氣的排放造成地球溫室效應與環境汙染並將衝擊自然環境與生態系統。也因臺灣缺乏自產能源故發電燃料皆仰賴國外進口，臺灣開發自主綠色能源逐漸成為重要研發課題。而臺灣地理位置位於東北季風與西南氣流流經處，風能為極具有開發價值之綠色能源，且臺灣為地狹人稠的社會結構，中小型風力機比大型風機系統更適合安裝於人口稠密居住環境並提供所需電力。一般來說，風力發電機組的效率與發電機、逆變器、控制策略和葉片幾何形狀直接相關。因此為了提高可靠性和能量轉換效率，準確預測風力機氣動力行為具有重要意義，因為氣動力所造成之扭矩決定風力機年發電量

(Annual Energy Production, AEP)以及對主軸、齒輪箱與葉片結構等的影響。

風力發電機之氣動力行為與模擬方法已被廣泛的開發。葉片元素動量法(Blade element momentum method, BEM)和其他修正BEM (Glauert, 1963)由於計算複雜度低而被廣泛應用於風力發電領域之風力機工程設計。目前工業界主要採用由BEM方法所建立之的商業軟體或開源程式碼於模擬整體風力發電機系統，如NREL FAST開源程式碼和DNV GL Bladed套裝軟體。根據Bai等人的驗證研究成果(Bai *et al.*, 2013)，葉片動量理論和Spalart-Allmaras紊流模型已成功應用於10 kW水平軸風力發電機設計，並利用實驗比較方法驗證風機主軸功率，研究結果亦呈現出葉片元素動量理論可成功應用於風機葉片設計。然而由於各類BEM

<sup>1</sup>行政院原子能委員會核能研究所機械及系統工程專案 副研究員

<sup>2</sup>行政院原能會核研所機械及系統工程專案 工程師

<sup>3</sup>行政院原能會核研所機械及系統工程專案 技術員

<sup>4</sup>行政院原能會核研所機械及系統工程專案 研究員兼組長

\*通訊作者電話: 03-4711400#3356, E-mail: [yantinglin@iner.gov.tw](mailto:yantinglin@iner.gov.tw)

收到日期: 2018年05月18日

修正日期: 2018年07月06日

接受日期: 2018年07月19日

模型建立在二維勢流理論和經驗修正公式，故流場所引用之無粘性假設和缺乏尾流流場資訊而易造成較低的流場分析精度。因此採用 Navier-Stokes 方程和幾何建模之計算流體動力學(Computational Fluid Dynamics, CFD)可提供更加精確和合理的結果，但通常需要巨量的計算資源和建模前處理過程。

為了評估風力發電機效率和周邊環境之風力流動行為，須針對風力發電機葉片之旋轉流場精確預測分析空氣動力學性能。Choi 等人(Choi *et al.*, 2013)利用 SST  $k-\omega$  紊流模型對 2 MW 風力發電機組進行全尺寸三維計算流體動力學模擬。結果表明三維計算流體動力學方法可有效地分析風力發電機之流動情況，並可用於計算風力機的輸出功率。Lanzafame 等人(Lanzafame *et al.*, 2013)和 Tachos 等人(Tachos *et al.*, 2009)分析 NREL Phase VI 之水平軸風力發電機組模型(Srensen *et al.*, 2002) (Potsdam & Mavriplis., 2009)，並採用 Transitional SST 和 SST  $k-\omega$  紊流模型分析流動條件，研究成果亦顯示在低翼尖轉速比(Tip Speed ratio)下，多重參考座標模式(Multiple Reference Frame Model, MRF)的數值結果與實驗結果相符。Hsiao 等人(Hsiao *et al.*, 2013)採用 NACA 4418 翼型剖面數值和實驗研究了水平軸風力機葉片幾何形狀的變化，並提出實驗功率係數一致性的比較結果。研究成果亦分析採用多重參考座標模式的 SST  $k-\omega$  紊流模型，並在全尺寸條件下成功預測水平軸風力發電機的葉片性能。Li 等人(Li *et al.*, 2012)完成了由葉片，機艙，塔架和輪轂組成的整個風力機模擬，與實驗結果相比，非穩定雷諾平均方程(Reynolds-averaged Navier-Stokes equations, RANS)、Detached Eddy Simulation (DES)和滑動網格模型(Sliding Mesh Model, SMM)的研究結果表現出良好的一致性。但 CFD 之模擬結果表現出在較低槳距角時，風機推力輸出有過度預測傾向而輸出功率則呈現些微低預測趨勢。

此外，Siddiqui 等人(Siddiqui *et al.*, 2016)使用滑動網格界面(Sliding Mesh Interface, SMI)

和多重參考座標模式(Multiple Reference Frame, MRF)對全尺寸 5 MW NREL 參考風力機和其尾流現象進行 CFD 研究。研究結果得出  $k-\omega$  和  $k-\epsilon$  紊流模型之間沒有顯著差異。具有  $k-\epsilon$  紊流模型的 SMI 與 MRF 之風力發電機數值分析結果，除了尾流情況差異之外，力矩與輸出功率之分析呈現良好的一致性。Jimenez 等人(Jimenez *et al.*, 2010)使用大渦流紊流模型(Large eddy simulation, LES)對一定範圍的偏航角執行風力發電機的尾流偏轉和推力係數分析。與實驗研究比對結果顯示出在時間平均流向速度曲線內呈現良好的一致性。Abdelsalam & Velraj (2014) 以及 Amina El Kasmi & Christian Masson (2008) 提出各種  $k-\epsilon$  紊流模型之完整風力機轉子和致動器圓盤模擬，並與過去研究進行比較分析，比較分析歸納出修正型  $k-\epsilon$  模型與實驗測量結果一致。Abdelsalam 等人(Abdelsalam *et al.*, 2014)也應用修正型  $k-\epsilon$  模型來模擬 2 MW 水平軸風力機，並分別利用 SODAR 和 LIDAR 測量上游和下游的風速數據，最後利用 CFD 分析和實驗量測結果評估上游和下游風速之間的誤差。Abdulqadir 等人(Abdulqadir *et al.*, 2016) 針對 NREL Phase VI 風機模擬之紊流模型可靠性進行了研究和驗證，研究結果顯示在低 TSR 值時，RANS 和 12 種紊流模型的數值分析結果顯示與實驗相符。然而在風力發電機組於高 TSR 值的情況下，採用 SST  $k-\omega$  和  $v2-f$  數值方法之實驗比對結果比 realizable  $k-\epsilon$  紊流比對結果還差。而其他非線性紊流模型在高 TSR 情況下顯示出較為真實的結果。然而由於 realizable  $k-\epsilon$  紊流模型的紊流粘度的定義包含平均旋轉效應(effect of mean rotation)，所以多重參考座標模式(MRF)和滑動網格界面(SMI)模型在使用 realizable  $k-\epsilon$  模型分析時，在旋轉和靜止流體區之間的計算域內界面中皆會形成非物理紊流粘度(Shih *et al.*, 1995)。因此由於計算穩定性和效率的要求，RNG  $k-\epsilon$  紊流模型已被應用於各種流體工程模擬研究中，並以此紊流模式所分析之平均流動特性作為行業的標準模型。

在多重參考座標模式(MRF)和滑動網格界面模式(SMI)之模擬差異方面，多重參考座標模式(MRF)通常用於高實值(Solidity)之旋轉機械分析，如汽機渦輪轉子或是阻力型風力發電機。由於所分析之流場體積約小於或等於旋轉體體積，因此流場行為較為單調且在每一獨立葉片多呈現相似重複行為。而此流場結構亦可由於多葉片之重複結構而簡化為某一葉片之獨立分析並採用週期性邊界條件，並可用於分析穩態流場以大幅度簡化計算成本。但分析結果只能用於解析汽機葉片表面與鄰近流場結構且無法分析下游流場。滑動網格界面模式(SMI)通常廣泛應用於非對稱移動邊界分析或低實值之旋轉汽機機械分析，如汽缸流場或風力發電機葉片流場。由於此類流場之體積遠大於移動機械之體積，因此流場結構之複雜現象通常不會在各獨立葉片產生重複行為，因此須採用滑動網格界面模式以精確分析流場。但此模式分析資源需求龐大且須採用費時之暫態分析與考量滑動網格邊界之幾何不連續所引發之數值發散現象。

因此根據過去研究結果，合理比較實驗量測和數值分析結果不僅須利用各種紊流模型，且須考慮實驗測量的不確定性，如環境風速變動和電力輸出。本研究目的是利用三維計算流體力學分析可變槳距之水平軸風力發電機，風力機轉子假定為致動器盤(actuator disk)以提供雷諾平均Navier-Stokes方程中的動力來源。風力機葉片旋轉過程則分別採用多重參考座標模式(MRF)和滑動網格界面(SMI)，並搭配各類紊流模式與暫態時間步長以篩選較佳之數值分析方法，且為驗證數值計算結果，本研究依照IEC-61400規範要求完成150 kW可變槳距之水平軸風力發電機實地量測驗證。

## 2. 氣動力理論模式

本研究採用三維計算流體力學分析和實驗比較驗證可變槳距之水平軸風力發電機運轉

現象。數值分析之控制方程採用連續、動量、紊流方程式以及相對應邊界條件的組合。上游風速與風機轉子葉片的流動交互現象解析須滿足質量和動量守恆定律，而暫態現象模擬係假設流場為三維不可壓縮流動流體、忽略重力項和空氣溫度的影響以及流體性質保持不變。另外並假設風機轉子葉片表面光滑並且滿足無滑動條件(smooth and no-slip condition)。紊流是相當複雜的流體流動現象，並且難以精確地透過模擬來預測流動特性。理論上，紊流行為可以直接使用直接數值模擬(direct numerical simulation, DNS)模擬來解析紊流尺度的積分譜(integral spectrum)。但由於計算的成本高昂，特別是對於複雜之大型模型，DNS在實際工程應用中是難以完成。對於大渦模擬(LES)模擬，利用濾波函數來解析紊流結構的尺度，因此須透過精細的子網格模型以計算所需的子網格渦旋。然而LES模型不僅需要高精度預測的精細網格，還需要大量的計算時間與電腦設備。因此，對於實驗數據相比之精確分析而言，適當的紊流模型、網格設計與邊界條件是合理分析風力發電機輸出功率之重要因素。在本研究中將採用建構於RANS的RNG  $k-\epsilon$ 紊流模型(Shih *et al.*, 1995)。統御方程式如下：

連續方程式：

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (1)$$

動量方程式：

$$\begin{aligned} \rho \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \rho \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} \\ = \rho \bar{f}_i + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ -\bar{p} \delta_{ij} + 2\mu \bar{S}_{ij} - \rho \overline{u'_i u'_j} \right] \end{aligned} \quad (2)$$

上式後二項分別為平均應變張量(mean rate of strain tensor)與雷諾應力項(Reynolds stresses)，定義如下：

$$\bar{S}_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \quad (3)$$

$$-\rho \overline{u'_i u'_j} = 2\mu_t S_{ij} - \frac{2}{3} \rho k \delta_{ij} \quad (4)$$

上式中  $k$  為二維紊流模式的傳遞方程式，須透過 RNG  $k$ - $\epsilon$  紊流模式求解，定義如下：

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k \bar{u}_i) \\ &= \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k - \rho \epsilon \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho \epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \epsilon \bar{u}_i) \\ &= \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} P_k - \rho C_{2\epsilon}^* \frac{\epsilon^2}{k} \end{aligned} \quad (6)$$

其中

$$C_{2\epsilon}^* = C_{2\epsilon} + \frac{C_{\mu} \eta^3 (1 - \eta/\eta_0)}{1 + \beta \eta^3} \quad (7)$$

$$\eta = \frac{Sk}{\epsilon}; S = \sqrt{(2S_{ij}S_{ij})} \quad (8)$$

相應常數如下

$$\begin{aligned} C_{\mu} &= 0.0845; C_{1\epsilon} = 1.42; C_{2\epsilon} = 1.68 \\ \eta_0 &= 4.38; \beta = 0.012 \end{aligned} \quad (9)$$

數值分析規劃設置如圖1所示。對於邊界

條件，入口速度設定為 6 m/s 至 12 m/s 均勻分布，環境壓力設置於出口邊界，並且周圍側壁設置對稱邊界條件。對於流場尺寸，上游、下游和側面的距離分別設置為風力發電機轉子旋轉直徑的 5 倍、10 倍和 5 倍。三維幾何和網格系統分別利用 ANSYS 幾何和網格功能完成。在本分析中，依過去文獻資料 (Hand *et al.*, 2001)，忽略機艙和塔架結構以簡化計算之結果與實際量測差異約在 5% 內，且由於實驗量測係建立在發電機之輸出電功率，以及數值模擬只能計算出氣動力扭矩。因此數值模擬功率只能透過氣動力扭矩與地面平台之機械傳動系統計算出轉換效率而間接求得模擬輸出功率。因此在考量桁架式支撐結構之幾何複雜度將造成網格數量與計算資源的倍增，本研究亦將忽略支撐結構系統之幾何外型以利將運算資源著重於風力機葉片。

在實際風力機運轉時，風力機葉片之槳距角通常在額定風速以下設定在最小值以達到最佳輸出功率，如 5 度槳距角。但當環境風速達到額定風速以上時，則風力機將透過增大槳距角以調控風力機轉速而達到穩定的額定功率輸出。而當環境風速達到切出風速時 (Cut-out

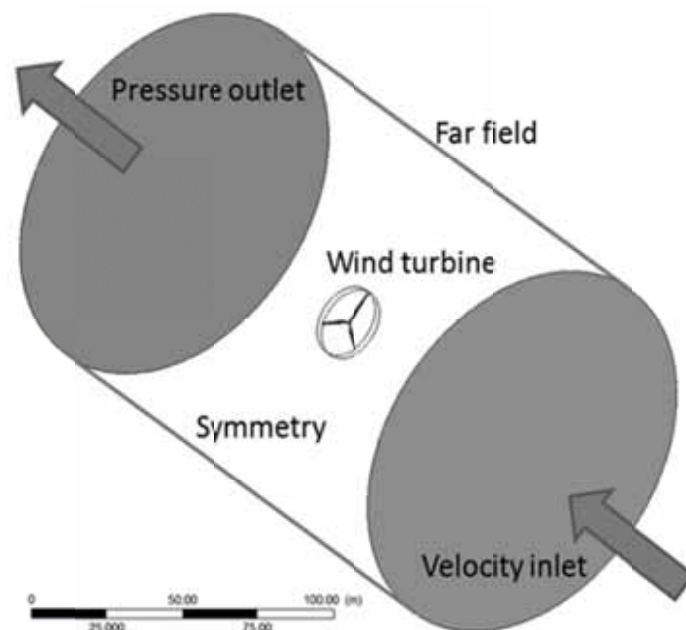


圖1 數值計算流場與邊界條件示意圖(本研究繪製)

wind speed)，則風力機葉片槳距角則會調整到90度之順槳行為(Feathering) 以降低風力機結構負荷。因此在數值模擬方面，本研究將在葉片幾何外型透過幾何旋轉將風力機葉片設定在固定槳距角，並搭配固定上游之環境風速與電力負載所造成之風力機轉速以模擬實際風力機運轉過程。結構外型如表1所示。

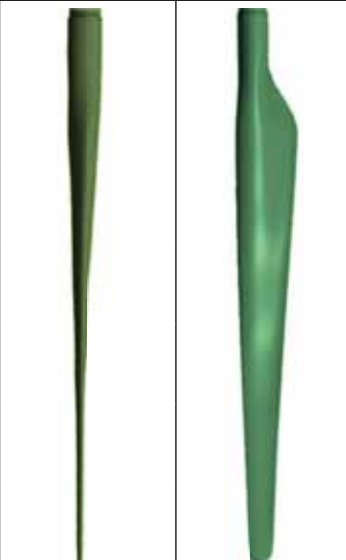
最後將網格數據導出到ANSYS Fluent完成模擬研究。此外為了模擬風力機轉子的旋轉過程，本研究採用滑動網格界面(SMI)之移動網格功能以旋轉葉片幾何結構，而研究過程亦比較滑動網格(SMI)之暫態RANS與多重參考座標模式(MRF)網格之穩定RANS數值分析結果。網格分布規劃部分，於複雜流動之葉片旋轉區域採用非結構網格；在葉片表面採用局部細化網格加密來擬合葉片上的幾何變化，並利用15層之貼體表面網格成長以模擬空氣力學之邊界層現象；於入口、出口和側面邊界則採用結構網格布置以符合正交流入與流出之邊界，而風力機葉片本體之旋轉網格區域與外部流場之邊界層亦採用多層貼體於滑動邊界以降低邊界數值運

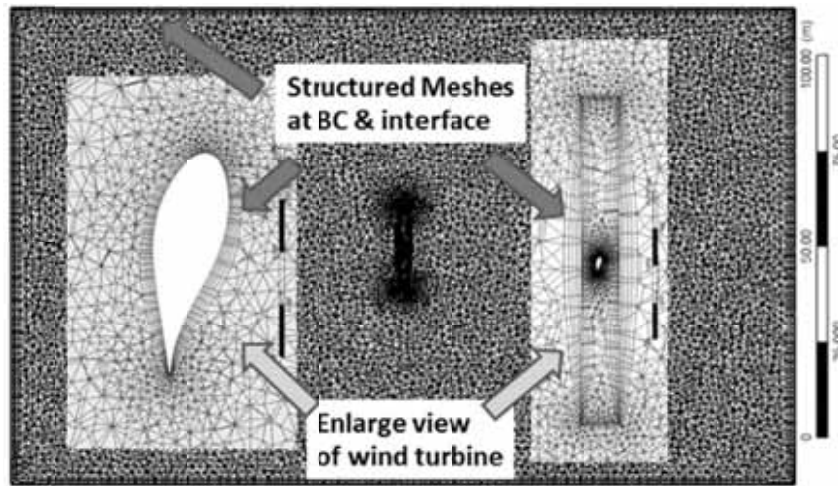
算之傳遞誤差，如圖2所示。由於下游流場結構通常呈現紊流行為，因此整體計算區域之網格分布和網格數量使用局部非結構加密網格(non-structure grid)以提高計算準確度，最小網格長度為0.001 m，網格總量則分別控制在200萬、400萬、600萬以及800萬並用以執行網格獨立測試。RANS數值方法使用SIMPLE算法來耦合速度和壓力方程式。此外於對流項和紊流項採用三階QUICK算則。對於暫態旋轉問題，模擬時間步長由為風機旋轉一周所需時間除以360；暫態時間項採用二階準確。暫態收斂準則利用風機表面整體對旋轉軸之扭矩變化判斷數值收斂準則。

### 3. 可變槳距角之水平軸風力發電機系統

核能研究所(Institute of Nuclear Energy Research, INER)於2009年開發150 kW可變槳距角之水平軸風力發電機系統，並根據IEC 61400-1安全要求，於2011年啟動符合Class IA

表1 風力機葉片設計與槳距角示意圖(本研究整理)

與葉片根部之距離(m)	葉片截面形式	葉片幾何	
		風機正面之槳距角	
0-0.6	circle	90度	0度
1.55	+60% thickness DU91-W2-350		
2.3	+41% thickness DU91-W2-280		
3.55	+30% thickness DU91-W2-280		
4.8	+45% thickness DU91-W2-280/FX63		
6.05	+15% thickness DU91-W2-280/FX63		
8-9	FX63-137		
10.8	NACA-0013		



(a) 計算區域與滑動網格邊界剖面示意圖



(b) 風力機葉片表面網格分布圖

圖2 數值計算網格結構分布示意圖(本研究繪製)

安全規格之第二代可變槳距風力機開發項目 INER-P150II。風機實驗裝置如圖3所示，其中包含額定功率為200 kW的感應發電機系統與

具有10.8 m葉片長度和總直徑22.8 m之風機轉子。風力機系統控制選用National Instrument的 Labview Compact RIO控制器程完成監測和控制



(a) 水平軸風力發電機系統之機艙結構



(b) 水平軸風力發電機系統之桁架式支撐結構

圖3 可變槳距角之水平軸風力發電機系統與支撐結構(本研究攝製)

可變槳距風力發電機組。YOUNG Model-05103 風速計安裝於機艙上方後部，用於測量轉子旋轉時的風速和尾流方向。風力機驅動系統採用止推軸承支撐主軸及1：20加速變速箱與並發電機連動。可變槳距功能採用與主軸整合之開迴路式液壓驅動控制。此外控制系統以乙太網路系統與地面控制電腦完成機艙內部各類傳感器之通訊，例如轉速傳感器和軸承、機艙和發電機溫度傳感器。此150 kW可變槳距角風力發電機已獲得系統功能和結構安全認證，主動控制系統已導入大型商業風力機所採用之運轉模式，例如風力葉片上的槳距角控制、機艙上的偏航角控制和緊急情況下的主軸煞車制動控制。

由於本研究所使用之風力發電機為併網型風力機，故發電機與電力轉換器的電力輸出透過Rich Electric之數位電表測量。為了有效地捕捉環境風能，可變槳距之水平軸風力發電機被裝置於50 m高之桁架式支撐結構，規格繪製於表2。此外，本研究所使用風機葉片之翼型截面為DU系列、NACA0013和FX63-137並採用碳

表2 可變槳距角之水平軸風力發電機系統規格

設計標準	IEC 61400-1
IEC 類別	Class-IA
葉片數量	3
風力機種類	上風型水平軸風力機
額定功率	150 kW
機艙高度	50 m
支撐結構	桁架式
切入風速	3 m/s
額定風速	12 m/s
切出風速	25 m/s
額定轉速	45~50 RPM
可變槳距角機構	主動式油壓葉片槳距控制系統: 5°~ 85°
偏航角機構	主動式油壓機艙偏航控制系統: ±180°
煞車機構	油壓碟式煞車系統
齒輪比	1：20
發電機總類	感應式發電機

纖維-玻璃纖維複合材料製作，主要材料設計分布為葉片表面採用玻璃纖維增強塑料，翼梁部分則採用碳纖維增強聚合物以達到最大的強度重量比並可在極端環境條件下吸收外界負荷。葉片的槳距角透過主動式液壓系統調節，其運動方向如圖4所示。槳距角分別控制在45度和85度的起動和怠速/緊急情況下。因此在正常操作中，旋轉速度隨著槳距角的減小而增加以維持所需發電功率。表2並詳列本研究之風力機葉片的細節部分。

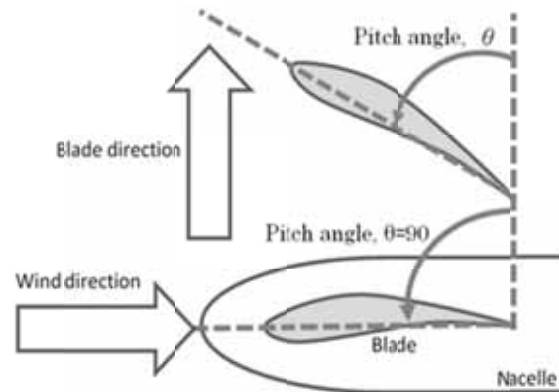


圖4 風機葉片槳距角變化示意圖(本研究繪製)

## 4. 實驗量測與資料校正

為了驗證數值模擬結果，在實驗驗證中可變槳距角之水平軸風力發電機系統被切換到手動模式，並固定偏航角和槳距角測量各種環境風速下的輸出功率。利用每10分鐘平均之風速風向計數據將風力機對齊風向並與偏航角差異在±15度以內，此外由於槳距角控制採用開迴路之控制系統，因此實際槳距角允許與控制系統要求角度在±1度範圍內之誤差。根據圖3所示，風力發電機機艙上方的風速風向計固定在風力葉片後面，因而增加在該位置之風向和風速的瞬態變化，故需要通過修正方法已計算正確之上游環境風速資料。因此根據致動器盤理論(actuator disk)，上游自由流U1的風速與下游出口風速U4之間的關係可用軸向感應因子(axial induction factor, a)表示如下。

$$a = 1 - \frac{U_1 + U_4}{2U_1} \quad (1)$$

上式中，假設上游自由流場和下游尾流流場的壓力與大氣壓力相同，則風力發電機葉片前後的流動截面之風速與風力發電機葉片相同。風力發電機葉片的輸出功率可表示如下：

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \rho A_{blade} U_1^3 [4a(1-a)^2] \quad (2)$$

其中 $\rho$ 和 $A_{blade}$ 分別是流過風力機的空氣密度和掃掠面積。根據式(1)和(2)可以得出 $P_{aero}$ 、 $U_1$ 和 $U_4$ 合成的三次多項式如下。

$$U_1^3 + U_4 U_1^2 - U_4^2 U_1 - U_4^3 - \frac{4P_{aero}}{\rho A_{blade}} = 0 \quad (3)$$

此外由於電源轉換器輸出端之發電淨功率會因傳動系統之摩擦力之損耗而與氣動力功率有所差異，因此本實驗採用由升降平台、伺服馬達、軸連器、減速齒輪箱和扭力計組成的200 kW功率地面測試平台量測風機驅動系統之功率損耗，以確定總發電效率、扭矩和功率特性，如圖5所示。表3詳列出RPM與傳動系效率之關係。最後風力機葉片之氣動力功率可通過實驗測量計算而得。

$$P_{aero} = \frac{P_{inverter}}{\text{Drivetrain efficiency}} \quad (4)$$

因此上游自由流環境風速 $U_1$ ，可利用來自風速計之風速資料 $U_4$ 和式(4)的輸出功率代入多項式(3)並疊代求解。



圖5 200 kW功率地面測試平台(本研究攝製)

## 5. 網格獨立測試與紊流模式比較

圖6為變化時間步長和紊流模式之氣動力數值分析，主要分析在RPM = 30條件下，固定時間步長和自動調整時間步長(adaptive time step)的RNG k- $\epsilon$ 、k- $\omega$ 、LES和SST紊流模式於槳距角30度和12 m/s上游環境風速之氣動力扭矩數值分析。在固定時間步長時，k- $\omega$ 紊流模式分析結果顯示出在0.1至00.001的時間步長之數值分析輸出差異比其他紊流模式之差異更小。此外LES模型表現出在不同時間步長的輸出扭矩與其他紊流模式相比有著較大的輸出差異與局部變化，同時在自動調整時間步長的結果中，k- $\omega$ 和SST紊流模式表現出扭矩輸出值的大幅震盪變化，而LES和RNG k- $\epsilon$ 模型在相同環境條件下則顯示出收斂的輸出扭矩值。因此為了獲得最有效率之計算性能和合理的數值分析結果，本研究之數值分析方法採用RNG k- $\epsilon$ 紊流模式。

表3 150 kW風力機之驅動系統轉換效率(本研究整理)

主軸轉速(RPM)	輸入功率(kW)	輸出功率(kW)	傳動系統效率(%)
10	0.3	0	0
20	11.2	7.2	64.2
30	36.7	32	87.2
35	58.7	53	90.3
40	87.4	82	93.8
45	125	118	94.4
50	171	162	94.7



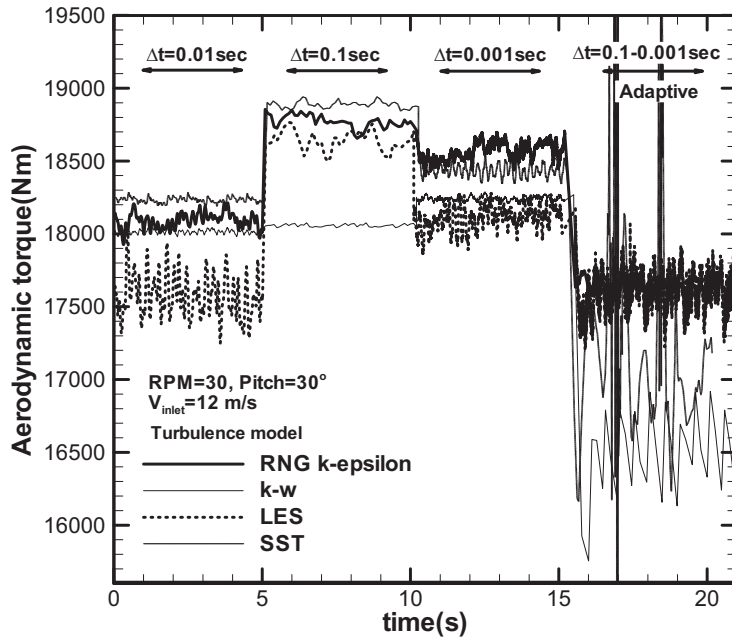


圖6 在變化時間步長與紊流模式之氣動力扭矩數值分析結果(本研究繪製)

圖7分析結果為運用多重參考座標模式 (MRF)之移動座標(Frame motion)網格系統完成 200萬至800萬網格數量之網格獨立測試驗證，主要分析條件為RPM = 30、30度槳距角30度和 12 m/s上游環境風速。研究結果可看出600萬和 800萬個網格數之時間歷史輸出呈現相同之趨勢

與運算結果，而其他較低網格數量之分析結果則與600萬網格數之結果呈現出較大之差異。所計算出的氣動力扭矩約為15700 Nm。此外圖 8分析與圖7相同操作條件下執行滑動網格界面 (SMI)之移動網格(Mesh motion)氣動力數值模擬 暫態分析與網格獨立測試。分析結果顯示在暫

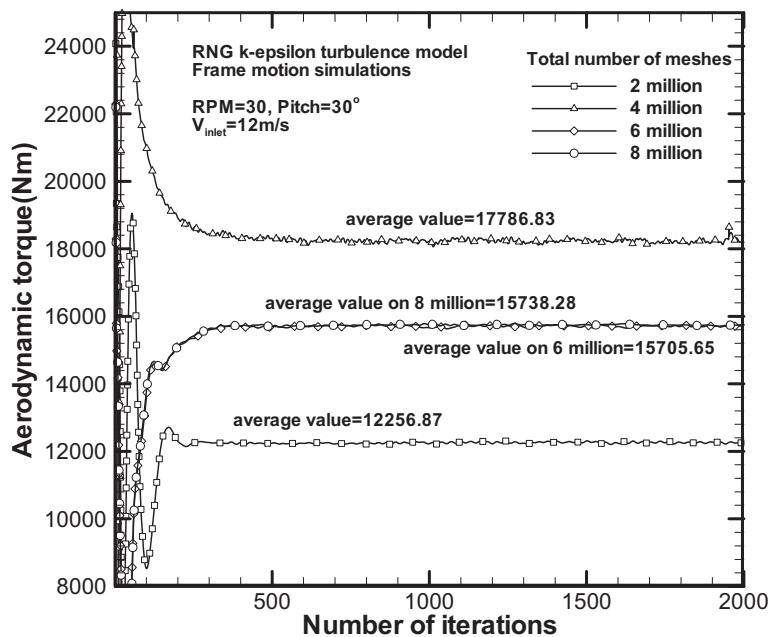


圖7 採用frame motion網格模式之氣動力扭矩分析結果(本研究繪製)

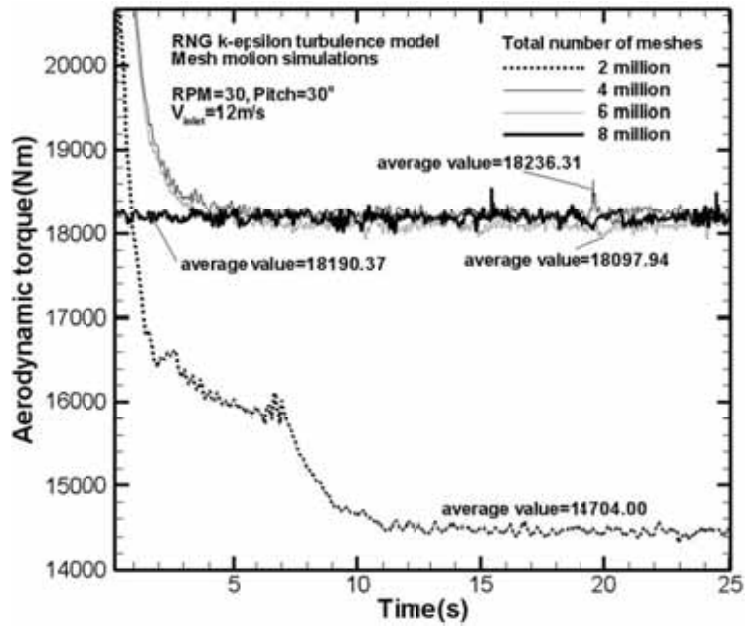


圖8 採用mesh motion網格式之氣動力扭矩分析結果(本研究繪製)

態與mesh motion之分析顯示出在400萬至800萬網格式之數值結果相同但與200萬網格式之分析結果有較大差異，穩定輸出之氣動力扭矩約為18200 Nm。因此在最穩定網格式數量條件下多重參考座標模式(MRF)和滑動網格式界面(SMI)之數值計算差異約為13%。最後，移動網格式系統與

600萬網格式之暫態分析結果驗證本數值方法之網格式獨立測試，且由於風力機系統的葉片幾何相對於空氣流場之截面屬於低實值範圍，因此本研究將採用滑動網格式界面(SMI)完成實驗驗證。

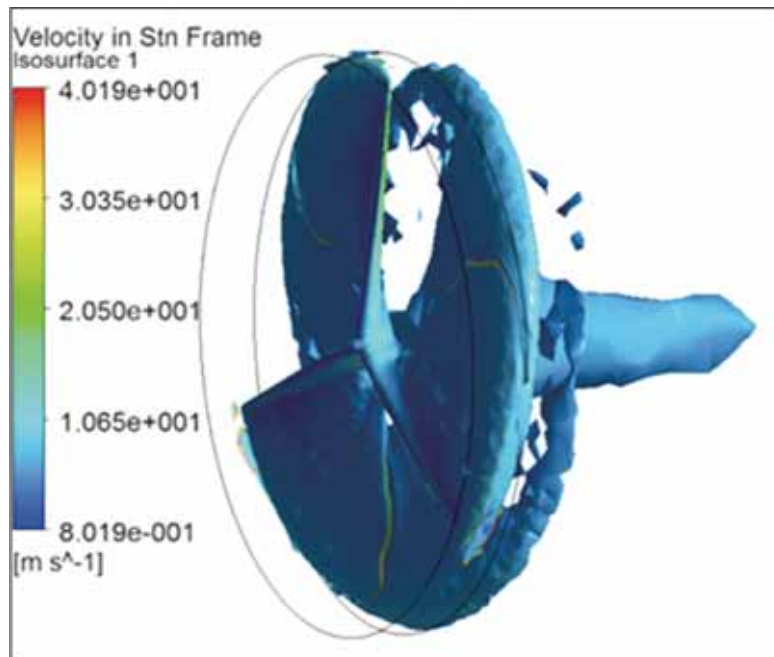


圖9 數值計算結果速度等值面圖(本研究繪製)

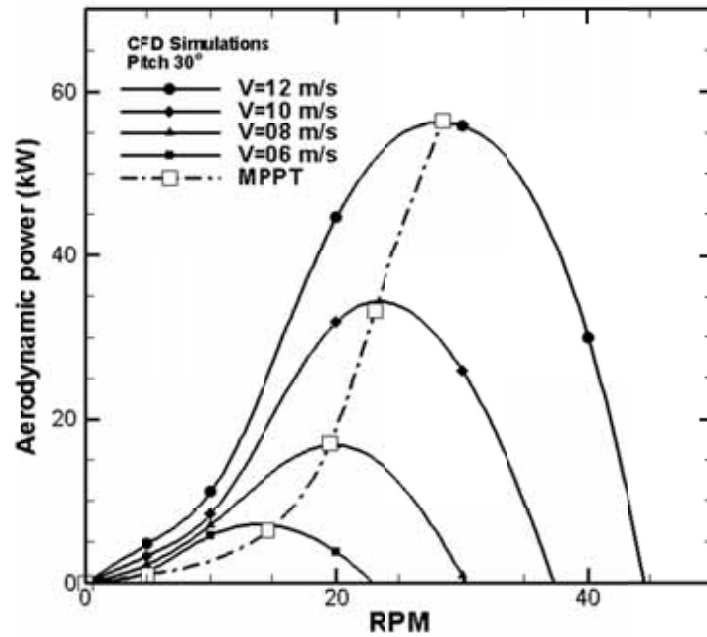


圖10 槳距角30度在變化風速下之功率與轉速關係圖(本研究繪製)

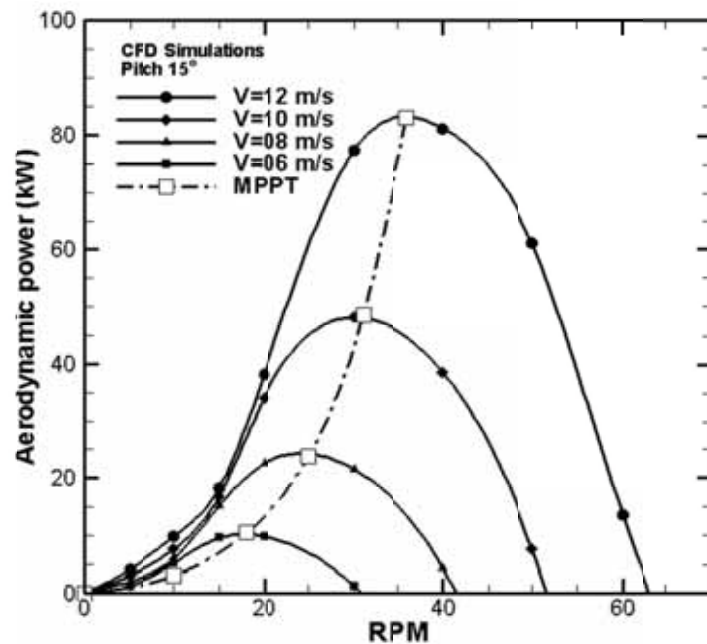


圖11 槳距角15度在變化風速下之功率與轉速關係圖(本研究繪製)

## 6. 結果與討論

變槳距角之水平軸風力發電機運轉數值與運轉分析之結果如圖9到圖15，數值模擬主要分析上游均勻入口流速6-12 m/s及葉片槳距角5-30度的環境條件下，風機性能係數與葉尖速比和

氣動力輸出功率與RPM的關係。圖9為滑動網格模式之數值計算結果所呈現之速度等值面圖，由分析結果可看出葉片周邊所造成的流場呈現旋轉且逐漸往下游移動，等速度面圖的表現代表風場將由葉片旋轉而呈現等速度趨勢往下游且持續一段距離，此現象亦造成壓力波動

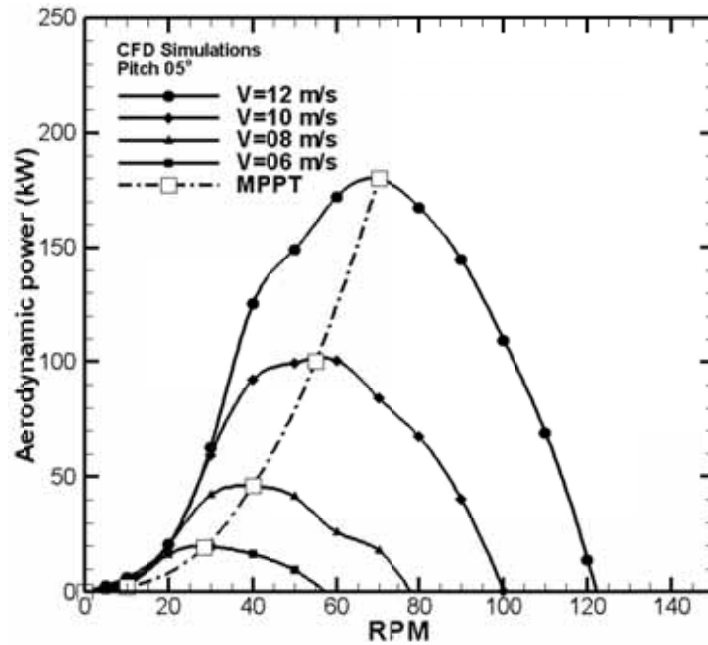


圖12 槳距角5度在變化風速下之功率與轉速關係圖(本研究繪製)

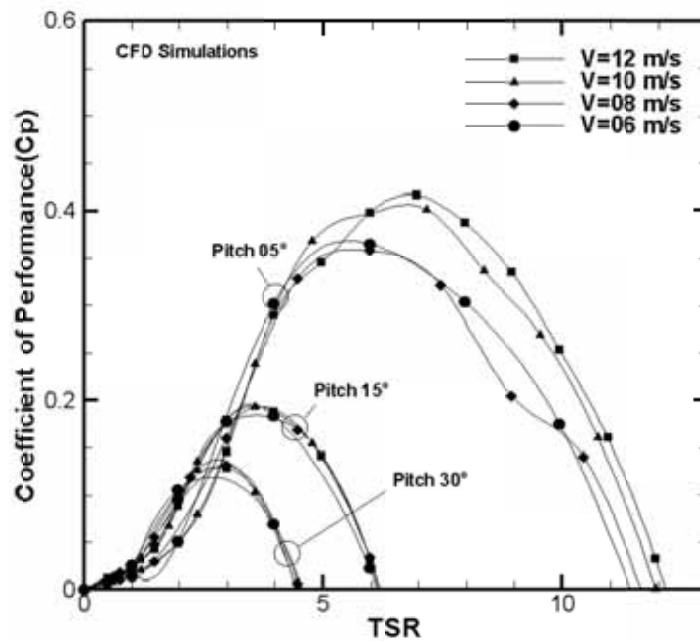


圖13 變化風速下之Cp-TSR關係圖(本研究繪製)

的影響與形成噪音往下游傳遞。分析結果也說明滑動網格對於風機下游流動呈現出比多重參考座標模式更多流場細節。

圖10、圖11和圖12分別繪出了平均空氣動力功率(kW)與風機每分鐘轉速(RPM)在槳距角為30、15和05度於不同入口風速之關係。在採

用滑動網格模式的數值模擬結果顯示在固定槳距角和入口風速下，風機轉子之最大氣動力功率發生特定轉速下。因此風力機所需運轉之最佳功率曲線/MPPT曲線(Maximum Power Point Tracking)須串聯各固定槳距角與不同空氣流速所達成之最大氣動力功率並提供於實際風力機

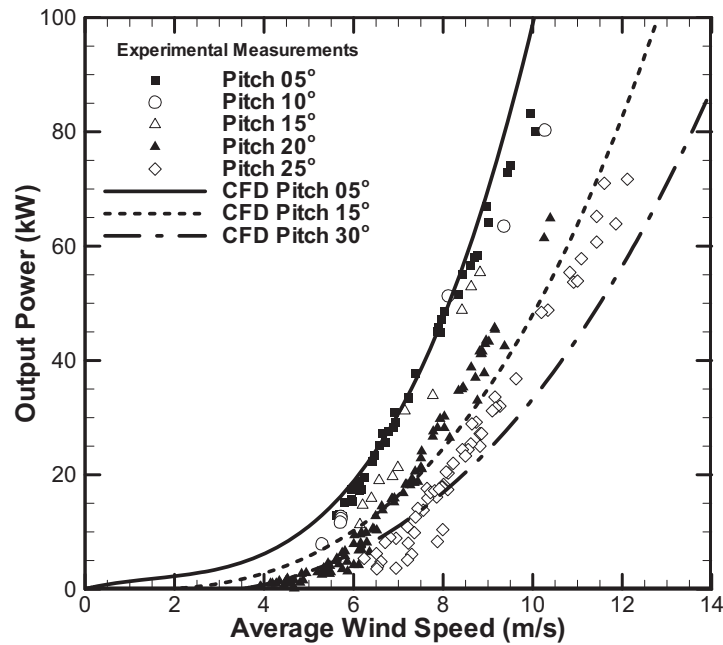


圖14 變化風速與槳距角之實驗與模擬功率比對圖(本研究繪製)

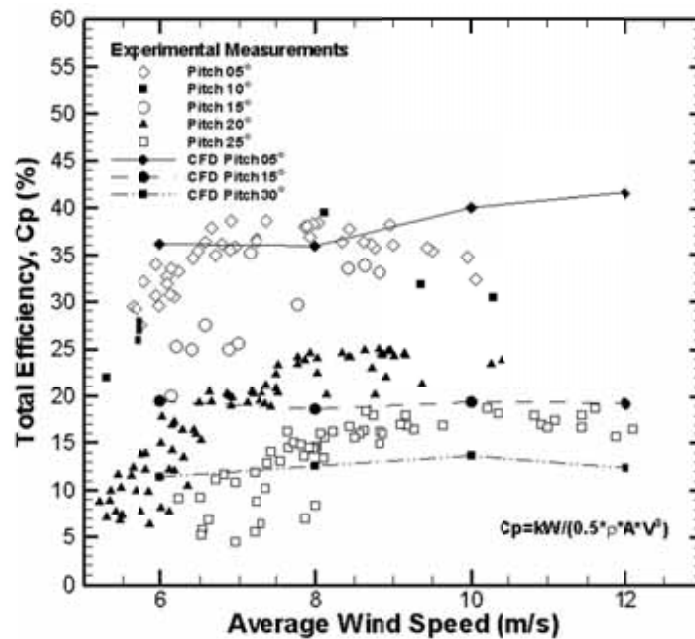


圖15 變化風速與槳距角之實驗與模擬效率比對(本研究繪製)

之操作策略。故不同入口速度下之特定 RPM 範圍內的最佳輸出功率可在電源轉換器(Power inverter)中透過各類演算方法達到最大化輸出功率，例如擾動和觀察、恆定電壓和比較方法。然而由於發電機的規格和機械摩擦造成的損失，實驗測量中的 MPPT 曲線會向右或向左移

動，進而導致較低的Cp性能係數。

圖10為槳距角30度在變化風速下之功率與轉速關係圖，研究結果顯示在額定風速為12 m/s最高效率約在 RPM = 30達到55 kW且在無負載情況下轉速達到 RPM = 45。圖11為槳距角15度在風速為12 m/s到6 m/s風速變化之功率與

轉速關係圖，結果呈現出風速為12 m/s與RPM = 35達到80 kW且在10 m/s風速下即可達到約45 kW但轉速達到 RPM = 30。圖12為變化風速下與槳距角5度之功率與轉速關係圖，結果顯示在額定風速為12 m/s時達到額定功率180 kW且運轉速度達到70 RPM，而在10 m/s風即可達到100 kW與 RPM = 55。由整體結果可確定隨著風速的提高與槳距角的下降而造成最高輸出功率提升以及相應轉速也隨之上升。在固定槳距角5度時氣動力功率可在風速6 m/s產生20 kW以及在12 m/s風速產生180 kW，而在固定槳距角30度時氣動力功率可在風速6 m/s產生5 kW以及在12 m/s風速產生55 kW。由此可知假設發電機調控皆可無誤的抽載在最佳輸出功率時，我們可以在變化風速下調控槳距角以利得到穩定的輸出。亦根據空氣動力學特性，槳距角的減小導致更高的氣動力功率和更快速的 RPM，故由分析結果可知，槳距角從15度到05度造成氣動力或扭矩的增加率大於從槳距角30度到15度的增加率。這些數值結果顯示當風力發電機在高紊流強度流場中遭遇高速陣風時可確保風機葉片快速順槳(Feathering)特性。但是，為了輸出功率穩定，低槳距角表示於高功率區有較窄的RPM運行範圍。此特性代表當風機處於不穩定風況時，風力機葉片須控制在高槳距角下運行以穩定輸出功率。因此，在低平均風速或高風速變化的情況下，通常採較高之槳距角以達到MPPT狀態。

圖13中呈現在不同的槳距角和入口環境風速下Cp (coefficient of power)和尖端風速比(tip-speed ratio, TSR)之間的關係。Cp-TSR曲線在槳距角5、15和30度的Cp值分別為42%、18%和14%，以及TSR分別為7.2、3.6和2.8。分析顯示較大的槳距角會降低Cp和相對之TSR，且由於每數據點之分析過程是獨立運行，在固定槳距角下變化入口風速所呈現之無因次化Cp-TSR關係分布在狹窄範圍內，這意味著風機葉片表面上的流動已達到完全發展(fully developed flow)並透過槳距角有效控制風能轉換效率。因此在

實際風機運轉時，在機械安全的前提下槳距角盡可能降低可有效提高風能轉換效率。

圖14與圖15分別為氣動力效率模擬與發電機功率之比對。風機效率實驗量測方式採用將風機對正風向之後執行固定槳距角並連續量測風速與輸出功率，且為了達到輸出功率最大化，風速4 m/s以下電源轉換器(Inverter)並不啟動電力抽載。由圖14可知在風速越高的情況下輸出功率也隨之上升，理論計算與實驗量測呈現相符的趨勢。但在風速低於4 m/s時由於發電機並未輸出因此有較高的實驗差異。此外在槳距角為5度的條件，實驗輸出功率與數值計算的結果吻合，但隨著槳距角與外界風速的增加誤差也隨之增加。此誤差可解釋為由於核研所風機之測風儀之位置設置於風機機艙方，雖位於風機等高位置但並未處於風機正前方位置。也因本風機並無標準測風塔架故，所量測的風速須再透過主軸轉速、經驗式與量測值做為修正風速。此外隨著風速的提高，風速的變化程度所造成的功率輸出變化也顯著上升，此風速值的變化也將影響風速平均值的可靠性也造成量測標準差的加大。而變化過大的風速也容易造成風機主軸輸出扭矩的震盪，將更容易提高量測值與實驗值的誤差。然而，高槳距角會導致數值和實驗結果之間的巨大差異可以解釋為數值模擬只考慮葉片形狀而忽略紊流強度對機艙和支撐結構幾何形狀的影響，通常低風速形成高紊流強度通常可增加風力渦輪機的輸出功率。

圖15為槳距角5度在風速6 m/s到10 m/s之間實驗與量測值的比對。由結果可知在6 m/s低風速的條件下實驗值的輸出效率Cp變化劇烈，約於27%-34%之間而數值模擬則在最高36%，此誤差可歸咎於低風速下時風機在槳距角為5度時容易啟動不良且容易造成轉速過低而使電源轉換器抽載停止。150 kW風力發電機的最高效率在實驗和數值分析中分別顯示為39%和42%，實驗數據的最大效率發生在7-9 m/s風速附近且高於數值結果。而當風速提高到9 m/s以上時

量測功率顯卓下降，此原因可歸納為在高風速下，150 kW實驗風力機受到隨機陣風的影響，因而造成高轉速而觸發安全保護機制並增加槳距角以減慢轉子速度。

## 7. 結 論

本研究由模擬計算與實驗量測分析可變槳距角之水平軸風力發電機之運轉現象，並以核研所150 kW風力機為驗證平台。模擬計算結果在氣動力效率與功率輸出的比對上，風速為6 m/s到10 m/s之間呈現相同的趨勢，且在槳距角為5度時數據吻合良好，但隨著槳距角的增加與風速的加快則數值計算與實驗的量測差異也隨之加大。Cp-TSR曲線在槳距角5、15和30度的Cp值分別為42%、18%和14%，以及TSR分別為3.6、1.8和1.4。分析顯示較大的槳距角會降低Cp和相對之TSR。實驗和數值分析中分別顯示最高運轉效率為39%和42%，主要的差異可解釋為電源轉換器的操作策略與陣風造成的風機過轉保護所影響。因此本研究驗證採用RNG k- $\epsilon$ 紊流模型和滑動網格方法之計算流體力學方法可有效分析可變槳距真實風力機之運轉情況。

## 參考文獻

- Abdelsalam, A.M. & R.Velraj, 2014. Wake prediction of horizontal-axis wind turbine using full-rotor modeling. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2014; 124: 7-19.
- Abdelsalam, A.M., K. Boopathi, S. Gomathinayagam, Krishnan Kumar S.S. Hari & V. Ramalingam, 2014. Experimental and numerical studies on the wake behavior of a horizontal axis wind turbine. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2014; 128: 54-65.
- Abdulqadir, S.A., H. Iacovides & A. Nasser, 2016. The physical modelling and aerodynamics of turbulent flows around horizontal axis wind turbines. *Energy* 2016; online publication: 1-33.
- Bai, C.J., F.B. Hsiao, M.H. Li, G.Y. Huang & Y.J. Chen, 2013. Design of 10 kW Horizontal-Axis Wind Turbine (HAWT) Blade and Aerodynamic Investigation Using Numerical Simulation. *Procedia Engineering* 2013; 67: 279-287.
- Choi, N.J., S.H. Nam, J.H. Jeong & K.C. Kim, 2013. Numerical Study on the Horizontal Axis Turbines Arrangement in a Wind Farm: Effect of Separation distance on the Turbine Aerodynamic Power Output. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2013; 117: 11-17.
- Glauert, H., 1963. Airplane propellers. In: Durand WF, editor. *Aerodynamic theory*. New York: Dover Publications; 1963.
- Hand, M., D. Simms, L. Fingersh, D. Jager, J. Cotrell, S. Schreck, & S. Larwood, 2001. *Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI: Wind Tunnel Test Configurations and Available Data Campaigns*. National Renewable Energy Laboratory 2001: Technical Report NREL/TP-500-29955.
- Hsiao, F, C. Bai & W. Chong, 2013. The Performance Test of Three Different Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT) Blade Shapes Using Experimental and Numerical Methods, *Energies* 2013; 6: 2784-2803.
- Jiménez, Á., A. Crespo & E. Migoya, 2010. Application of a LES technique to characterize the wake deflection of a wind turbine in yaw. *Wind Energy* 2010; 13: 6: 559-572.
- Kasmi, Amina El & Christian Masson, 2008. An extended k- $\epsilon$  model for turbulent flow through horizontal-axis wind turbines.

- Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 2008; 96: 103-122.
- Lanzafame, R., S. Mauro & M. Messina, 2013. Wind Turbine CFD Modeling Using a Correlation-based Transitional Model. Renewable Energy 2013; 52: 31-39.
- Li, Y., K. Paik, T. Xing & P. M. Carrica, 2012. Dynamic overset CFD simulations of wind turbine aerodynamics. Renewable Energy 2012; 37: 1: 285-298.
- Potsdam, M. A. & D. J. Mavriplis, 2009. Unstructured Mesh CFD Aerodynamic Analysis of the NREL Phase VI Rotor. In Proceedings of 47th AIAA Aerospace Sciences Meeting 2009; 5-8.
- Shih, T. H., W. W. Liou, A. Shabbir, A. Yang & J. Zhu, 1995. A New k- $\epsilon$  Eddy-Viscosity Model for High Reynolds Number Turbulent Flows - Model Development and Validation. Computers and Fluids 1995; 24: 3: 227-238.
- Siddiqui, M. S., A. Rasheed, M. Tabib & T. Kvamsdal, 2016. Numerical Analysis of NREL 5MW Wind Turbine: A Study Towards a Better Understanding of Wake Characteristic and Torque Generation Mechanism. Journal of Physics: Conference Series 2016; 753: 032059.
- Srensen, N. N., J. A. Michelsen & S. Schreck, 2002. Navier-stokes predictions of the NREL phase VI rotor in the NASA ames 80 ft  $\times$  120 ft wind tunnel. Wind Energy 2002; 5: 151-169.
- Tachos, N. S., A. E. Filios, D. P. Margaris & J. K. Kaldellis, 2009. A computational aerodynamics simulation of the NREL phase II rotor. The Open Mechanical Engineering Journal 2009; 3: 9-16.



# Operational Analysis of Horizontal Axis Wind Turbine with Variable-pitch

Yan-Ting Lin<sup>1\*</sup> En-Kai Cheng<sup>2</sup> Guan-Ting Lin<sup>3</sup> Chin-Cheng Huang<sup>4</sup>

## ABSTRACT

A numerical and experimental investigation of a horizontal-axis wind turbine with variable pitch angle is conducted. The 150 kW wind turbine with IEC-61400-1 Class-IA standard is utilized for verification platform. The computational fluid dynamics includes Reynolds-Averaged-Navier-Stokes, sliding mesh method and RNG k- $\epsilon$  turbulence model to analyze the operational characteristics of wind turbine. The comparison and verification between simulations and experiments are performed according to measurement requirements of international standard IEC-61400. The simulation results show that the aerodynamic output powers at rated wind speed of 12 m/s are 180 kW, 82 kW and 56 kW as the pitch angles of 5, 15 and 30 degrees, respectively. The highest efficiency at pitch angle of 5 degrees is 39% and 42% in the experimental and numerical analyses, respectively. The maximum efficiency of the experimental data is distributed under the wind speed of 7-9 m/s. Further, the maximum output power is 80 kW at pitch angle of 5 degree and wind speed of 10 m/s, and the measured data are in agreement with the numerical results.

**Keywords:** Computational fluid dynamics, Variable-pitch, Horizontal Axis Wind Turbine, Experimental measurements

---

<sup>1</sup> Associate Researcher, Mechanical and System Engineering Program, Institute of Nuclear Energy Research.

<sup>2</sup> Engineer, INER.

<sup>3</sup> Technician, INER.

<sup>4</sup> Researcher & Director, INER.

\*Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400#3356, E-mail: [yantinglin@iner.gov.tw](mailto:yantinglin@iner.gov.tw)

Received Date: May 18, 2018

Revised Date: July 6, 2018

Accepted Date: July 19, 2018