

台灣海峽北部風速特徵研究： 海洋竹南離岸風力發電場個案分析

鄭克聲¹ 何正有¹ 鄧仁星²
國立臺灣大學¹ 中央氣象局氣象科技研究中心²

摘要

行政院經濟建設委員會的國家氣候變遷調適政策綱領，指出台灣正積極投入綠色能源相關基礎科技及應用的研發。離岸風能是發展的重點之一，而風場的開發、控制、選址需要對當地的風速特徵有深入的了解。本研究分析海洋竹南離岸風場海氣象塔的風速紀錄資料，揭示了數個值得注意的現象：1. 風速的機率分佈函數是雙峰的，不適合以單峰的韋伯分佈描述。使用最大似然法擬合及赤池訊息準則選定混合伽瑪分佈是較優分佈機率模型。而風速機率分佈函數會影響年發電量及運轉機率的計算。2. 一年中最高的風速在冬季的午後。夏天夜晚和清晨有一年中最底的風速。3. 由每小時平均風速和風向之間的相對應變化，顯示海陸風對於離岸風能的影響是顯著的，尤其是夏日午後用電尖峰的風能產量。如果海風速度不足或甚至不存在，發電量降低，極易造成電網不穩定。而海風的生成與風速、風向、溫度、空氣濕度、氣壓、雲量和日照時間、降水情形、背景風條件、以及風幅合區域等因素有關。建議進行廣泛的海風研究，建立有效的監測指標。

關鍵字：機率分佈函數，雙峰，混合分佈，海陸風

一、前言

風能是一種間歇性能源，即使年發電量大致相同的二個場址，在較短的時間尺度內（例如每小時，每天或每季度），都可能會有很大的不同。然而電網必須時時刻刻維持瞬間發電量和消耗量之間的平衡，以維護電網穩定性。這種可變性使得將大量風能整合到電網系統中的工作，面對了巨大的挑戰。因此，除了風電場運行後的風能預測外，如果在開發風電場之前能更仔細評估了解風能潛力，可避免隨後紛來杳治的運營難題。

風速特徵因位置而異，通常機率分佈函數非常適合表現觀測到的風速數據。雖然韋伯(Weibull)分佈成功地表現許多地方每小時或每10分鐘風速的實際分佈。然而，許多文獻提出對某些區域更適合的其他類型的機率分佈函數[1-4]。通常，韋伯分佈不適用於有高比例無風的風場和由於特殊氣候條件引起的雙峰甚至多峰分佈的風場。

台灣第一個商業運轉的離岸風場是在苗栗縣外海6公里處安裝的海洋竹南離岸風力發電場，面積約11 平方公里。由於距海岸線僅約6公里，因此對於這個128MW的海上風力發電場而言，海陸風扮演著重要角色。該風力發電場水深在15到20公尺之間，現有兩台4MW的風力發電機和20台的6MW的風力發電機。

本研究旨在探明台灣第一座離岸風電場的風速特性，以進一步評估風電場的性能，為台灣進一步發展風能提供更多的風場環境細節。這項研究的目標包括：（1）建立符合風速特徵的機率分佈模式；（2）了解風速和風向的季節性變化特徵。

我們的研究分析了風電場測風塔的風速數據，首先確定了風電場的風速特性，以獲得適當的機率分佈函數，據以建立風電場的評估指標，例如年發電量（Annual energy production）和風機操作機率（Operating Probability of Wind Turbines）。藉由現場觀測值所得的風廓線，可以做為計算葉片應力及葉片設計和選擇的基礎。總體而言，這些結果可能對未來台灣海峽離岸風電場的發展提供一些更深入的瞭解。

二、數據與方法

本研究中使用的數據是海洋竹南離岸風力發電場的測風塔從2017年5月至2018年4月觀測所得的10分鐘平均風速。測風塔位於苗栗縣竹南鎮外海約5公里處（圖1），風速計和風向標安裝在距平均海平面10、30、50和90公尺處。

首先評估其均值和標準差，90公尺高度處的年平均風速約為8 m/s，但標準差大於5.5 m/s，風速分散（spread）程度稍大。各個高度的平均風速幾乎相同（90m和10 m高度之間的年平均風速差小於1 m/s），因此水平風垂直剖面的指數較低，僅約0.05。（圖2）

風速的月均值和標準差（圖3），圖中顯示5月，6月，7月和8月的月平均風速波動是由西南季風強度的變化引起的。同樣，東北季風強度的變化會導致10月，11月和12月的月平均風速振盪。但是，要得出這些現象是否每年發生的結論，需要更多的時間序列數據進行分析。

每月之每小時平均風速和方向（圖4,5），儘管月平均值和風速標準差有助於了解風速的季節性影響，但是每個月中風速的每小時變化會呈現日變化的影響。由於篇幅所限，在此僅顯示了六月和十二

月的結果，分別代表夏季和冬季。在冬季和夏季，一天的最高風速都發生在下午，而一年中的最高風速發生在冬季的午後。此外，一年中的最低風速通常發生在夏季的夜晚和清晨。觀察圖中風向曲線，可知夏季風向的日平均角度變化約為40°，而冬季則僅為25°。

依據風速分佈所繪製的風花圖(圖6)顯示全年有兩個主要的風向，幾乎是反向的。主要是在30°方向，從東北方向來(15-45°)的風一年中大約佔40%。次級風向為215°，西南風(210-240°)佔一年中大約20%。圖中的黑色部分表示風速小於4 m/s。通常，風力發電機不在此範圍內運行。藍色部分顯示的風速為4-12 m/s；風力發電機葉片開始旋轉，但未達到滿負荷。黃色部分表示風速為12-25 m/s。通常，風力發電機會調整其葉片的轉距角以維持額定負載(滿負載)。紅色部分表示風速已超過25 m/s，這是風力發電機正常關閉的時間點。由風花圖可發現主要風向是冬天的東北季風和夏天的西南氣流。東北季風的強度通常大於西南氣流的強度。

三、分析結果

比較風速的直方圖及描述風速最常使用的韋伯密度函數(圖7)，可見以最大似然法估計的韋伯密度函數在低風速時(1 m/s至4 m/s)低於樣本密度，在較高風速範圍(12 m/s至16 m/s)也是如此情形。但是在中風速範圍(5 m/s至10 m/s)則高於樣本密度。進一步檢查偏度係數，發現觀測到的風速數據的偏度係數(0.696)遠低於擬合的韋伯密度函數(1.148)。這種不匹配情形表明單變數韋伯密度函數不適用於表現我們研究地點的風速數據。

對樣本直方圖的更詳細檢查，表明風速數據可能具有雙峰分佈，一個峰值接近3 m/s，另一個峰值接近13 m/s。混合分佈常被用於雙峰模式[5-7]，由圖8顯示混合伽馬分佈和混合韋伯分佈都更好地代表了風速數據的雙峰模式。(圖8)

為了在三種分佈之間選擇最佳擬合分佈，本研究採用赤池信息準則(AIC)[8]。表1顯示了風速數據擬合分佈的AIC值。兩種混合分佈模型明顯優於單變數韋伯分佈，並且混合伽馬分佈產生最低的AIC值。

由前一節風速和風向每日變化的分析(圖4,5)，可發現以下特徵：

- 每日風向基本上以盛行風向為中心進行振盪。
- 盛行風速越強，風向的變化就越小。

再加上，考慮到測風塔與海岸線之間的距離很近，以及一天中風向持續旋轉的陸海風，可以使得

海風加快或減慢了季風，因而造成雙峰機率密度函數。風場似乎受到季風和陸海風的強烈影響。

四、討論

進一步探討上述結果對風能產生的影響：

(一) 年發電量(AEP)

風力發電機的AEP是一年中產生的電能總量，以兆瓦時或千兆瓦時(MWh或GWh)為單位。因此AEP可以作為評估商用風力發電機的經濟可行性的指標。

$$AEP = 8760 \int_{v_{ci}}^{v_{co}} Pt(v)f(v)dv$$

其中Pt(v)是風力機的功率輸出曲線。v_{ci}是切入風速(風力機運行的最小風速)，而v_{co}是切出風速(關閉風機以保護設備之前的最大風速)。我們使用了歐盟FP7計畫LEANWIND[9]的8MW風力發電機的功率曲線，其切入和切出速度與在海洋竹南離岸風電場中部署的風力發電機的切入和切出速度相同。

一旦AEP確定了，就可以使用AEP與全年額定功率輸出Pr的比值來計算容量因子C_f，如下所示：

$$C_f = \frac{AEP}{8760 * P_r}$$

在我們的案例中，當風力機全年滿負荷運轉時，額定AEP為70.08 GWh。如表2所示，混合伽馬函數的AEP和容量因子分別為28.73%和40.99%，這是最佳擬合函數，因為它與使用直方圖計算的值最接近。單變數韋伯分佈函數低估了約6.8%。相反地，混合的韋伯分佈函數高估了大約7.1%。

(二) 風機操作機率(Operating Probability of Wind Turbines)，是切入風速和切出風速之間的累積機率之差。該計算僅引入機率密度函數的特徵，不受風機性能的影響，使其成為基於經濟可行性選擇風力發電機的另一個指標。

$$P_{op} = \int_{v_{ci}}^{v_{co}} f(v)dv$$

海洋竹南離岸風電場部署了20台Siemens Gamesa 6MW SWT-6.0-154風力發電機。其切入和切出風速分別為4.0和25.0 m/s。將混合分佈代入上述公式，以計算切入和切出風速之間的機率。表3顯示，混合伽馬函數的操作機率为68.62%，相對接近於直方圖獲得的值。與AEP的結果相反，單變數Weibull分佈函數被高估了約6.8%，混合Weibull分佈函數被低估了約1.5%。

(三) 低風廓線指數

根據上述分析，風廓線指數很低，這可能是由於以下原因造成的：

1. 海平面以上的大氣不穩定性

由中央氣象局在距側風塔東北方約6公里處設置新竹資料浮標觀測資料可知空氣（ T_a ）與海水（ T_w ）之間的溫差夏天比冬天小（圖9），即使在清晨，海水的溫度也高於空氣的溫度，這意味著海面不斷加熱空氣。

2. 台灣海峽收縮造成的渠道效應

圖1顯示，本研究中的測風塔位於台灣海峽最狹窄的區域附近，風在該區域加速，從而導致內部動量交換。

3. 季風和海陸風的大小改變，會改變了風廓線的形狀，使得幕律的指數也隨之改變。尤其是當兩個大小相當的風分量相減，並且較小的風分量具有較大的指數時，所得的風廓線將具有較低的指數。這種情況在夏季很常見。例如，當西南季風沿海岸線的風速為 2 m/s 且指數為0.1時，而西南沿海岸線的海風速度為 1.2 m/s 且指數為0.14時，所得風廓線的指數為然後是0.046。這可能是風場指數較低的部分原因。

前兩個原因表明在風場內部存在上下層之間頻繁的動量交換，結合最後的原因，從而使風廓線指數變低。

五、結論

基於以上的討論，我們可以得出台灣海峽另外兩個風速特徵：

(一) 雙峰機率分佈函數可準確描述風速。

正確的機率分佈函數至關重要。只有使用正確的機率分配函數，我們才能正確評估風能潛力並選擇經濟上可行的地點。而且在選擇風力發電機之後，可以正確地計算AEP。

(二) 夏季午後，海風的強度和方向對台灣的用電高峰時段有重要影響。海風的大小和方向影響實際驅動風力機的合成風速，這決定了風力發電的能力。台灣的用電高峰期是夏天的下午（圖10），如果海風速度不足或甚至不存在，則必須事先獲取其他能源產生的功率，以避免電網不穩定。因此陸海風的距離和強度都是海上風電場選址的重要因素。所以，陸海風的強度，方向，深度和延伸距離是未來深入研究的主题。

為了提高風能預測的準確性，應考慮兩個因素：海面與地面之間的溫度差以及海面與其上方空氣之間的溫度差。毫無疑問，為了更好地了解海陸風對風力發電的影響，建議進行更廣泛的海陸風觀測實驗，並結合高分辨率的數值天氣預報模型，以便透徹了解其強度和擴展範圍。

未來，我們希望：

- 獲得彰濱附近測風塔的資料，因為彰濱離岸風場核定容量4.77GW，佔目前離岸風場總核定容量5.5GW的86.7%，如此大面積集中的風場

中風能的變化，對台灣離岸風電發展的相當重要。

- 獲得高採樣頻率的風速數據，以評估極端風速，極端風速對風力機葉片結構安全性有極大的影響。另外，由於風速和波高會因摩擦力的交互作用，從而影響風速的垂直梯度，因此風速極值將有助於準確估計波高，也有助於提升風速垂直梯度的準確性。
- 獲得風速長期觀測數據，可與模式輸出（如再分析數據）整合，將有助於評估風氣候的變遷。有利於風力發電場的永續運營。

六、參考文獻

1. Carta, J.A., P. Ramirez, and S. Velazquez, 2009. "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands". *Renewable and sustainable energy reviews*, **13**(5): p. 933-955.
2. Morgan, E.C., et al., 2011. "Probability distributions for offshore wind speeds". *Energy Conversion and Management*, **52**(1): p. 15-26.
3. Zhang, J., et al., 2013. "A multivariate and multimodal wind distribution model". *Renewable Energy*, **51**: p. 436-447.
4. Soukissian, T., 2013. "Use of multi-parameter distributions for offshore wind speed modeling: the Johnson SB distribution". *Applied energy*, **111**: p. 982-1000.
5. Chang, T.P., 2011. "Estimation of wind energy potential using different probability density functions". *Applied Energy*, **88**(5): p. 1848-1856.
6. Rajapaksha, K. and K. Perera, 2016. "Wind speed analysis and energy calculation based on mixture distributions in Narakkalliya, Sri Lanka". *Journal of the National Science Foundation of Sri Lanka*, **44**(4).
7. Erisoglu, M., et al., 2013. "Mixture Gamma Distribution for Estimation of Wind Power Potential". *International Journal of Applied Mathematics and Statistics*, **40**: p. 232-241.
8. Akaike, H., 1974. "A new look at the statistical model identification". *IEEE transactions on automatic control*, **19**(6): p. 716-723.
9. Desmond, C., et al. *Description of an 8 MW reference wind turbine*. in *Journal of Physics: Conference Series*. 2016. IOP Publishing.



圖 1. 測風塔的位置 (紅色標記處)

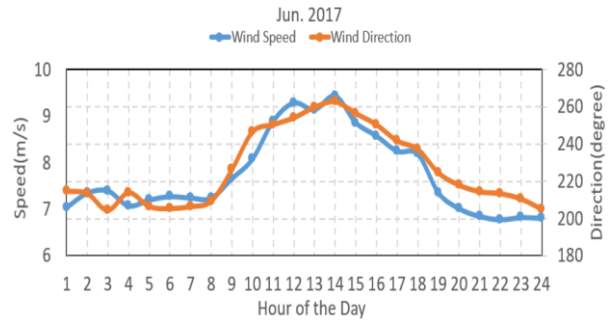


圖 4. 2017年6月(夏季)之時平均風速(藍色線)風向(橘色線)曲線

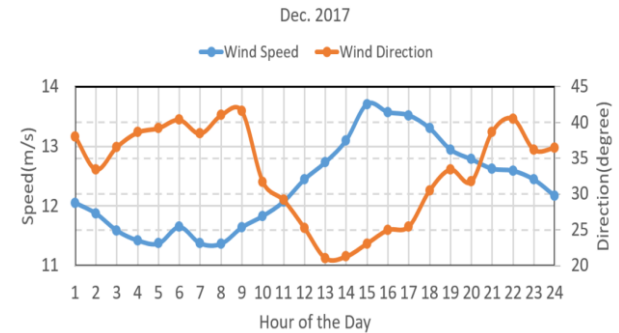


圖 5. 2017年12月(冬季)之時平均風速(藍色線)風向(橘色線)曲線

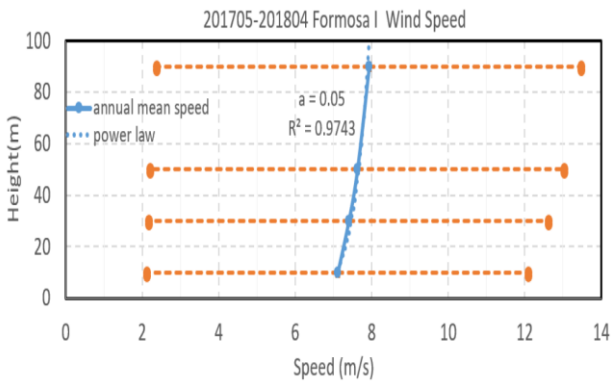


圖 2. 各高度年平均風速(藍色點)及其標準差(橘色虛線)與水平風垂直剖面(藍色線)

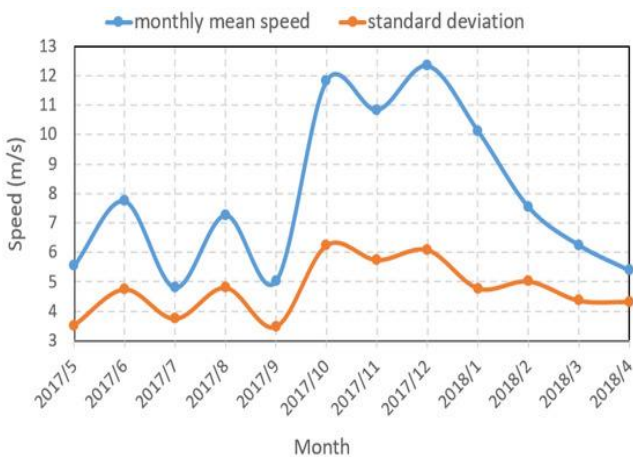


圖 3. 90公尺高度處的風速每月平均值和標準差

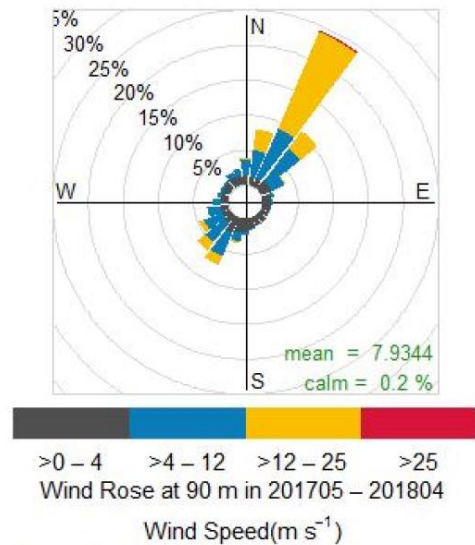


圖 6. 90公尺高之年度風花圖

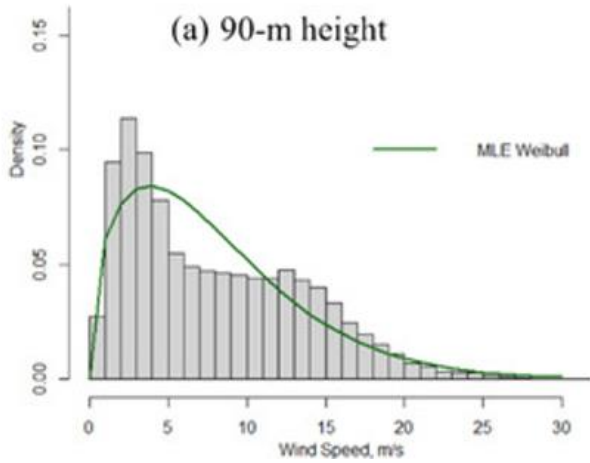


圖 7. 90公尺高度下的風速的直方圖和擬合的韋伯密度

表 1. 風速數據在不同分佈模型的赤池信息標準值

	Univariate Weibull	Mixture Weibull	Mixture Gamma
90-m	279,511.3	276,008.5	274,712.3

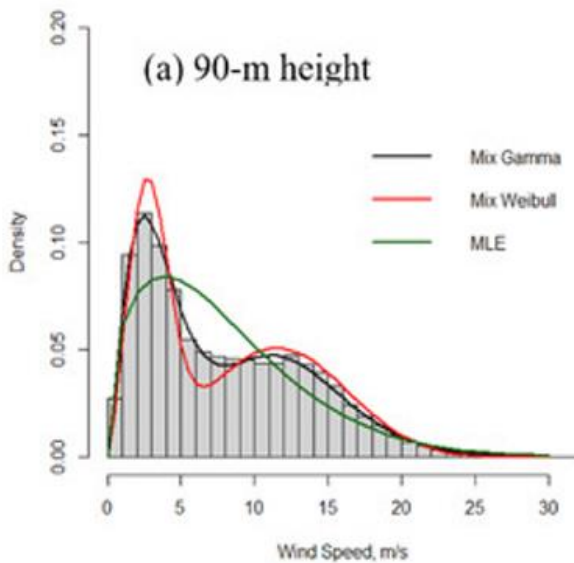


圖 8. 混合伽瑪，混合韋伯和單變數韋伯分佈在90公尺高度風速數據的擬合密度函數

表 2. 年發電量和容量因子

	Histogram	Univariate Weibull	Mixture Weibull	Mixture Gamma
AEP(GWh)	28.81	26.85	30.86	28.73
Capacity Factor	41.10%	38.31%	44.03%	40.99%

表 3. 不同機率分佈函數的風機操作機率

	Histogram	Univariate Weibull	Mixture Weibull	Mixture Gamma
Operating Probability	68.72%	73.41%	67.69%	68.62%

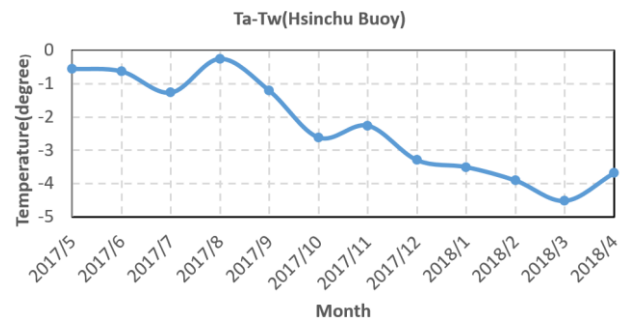


圖 9. 空氣和海面之間的溫差

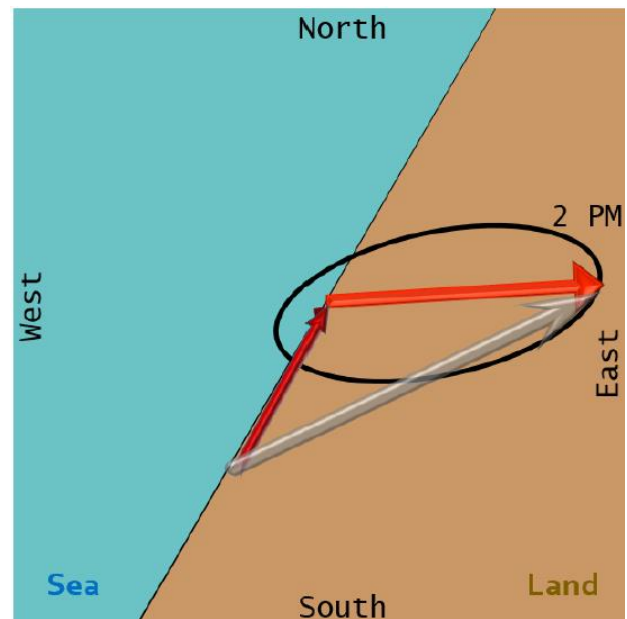


圖 10. 夏日午後2時許之風速合成圖，紅色箭頭表西南氣流，橘色箭頭表海風，灰色箭頭表合成風速。(左側是海洋，右側是陸地)