

大地工程在離岸風力發電扮演之角色

冀樹勇 / 財團法人中興工程顧問社大地工程研究中心主任

大地工程於結構物新建工程上扮演非常關鍵之角色，不論該結構物之基礎地盤為陸域或離岸，舉凡地質調查、鑽探試驗、基礎設計至基礎施工等，其所依據之理論與作業程序皆已相當成熟，並已建立了相關之標準與規範。一般大地工程之經驗皆來自於陸域，而離岸大地工程與陸域大地工程仍具有若干本質上之差異，使離岸大地工程發展另成一脈：(Randolph and Gourvence, 2011)

1. 離岸結構物皆相當巨大，動輒超過百公尺高。
2. 離岸結構一般設計年限在 20 至 50 年。
3. 離岸工程之地質調查與海上施工皆非常昂貴，主要費用在適宜執行調查或施工之海上平台或船舶之動員與日租費用。
4. 相較於結構物之自重，離岸結構物所受外力荷載較大，尤其是環境荷載中之側向反覆作用力，包括風力、波浪、海流、潮汐等，往往為主要外力，甚至主控設計。
5. 離岸工程於施工期間之變更設計非常困難，即使變更設計，其所造成之額外費用皆相當高。
6. 離岸結構物通常於陸域生產製造，海上則主要以組裝為主，以降低海上施工時間與工程風險，故其運輸與施工機具亦非常龐大。

以時間序列看，大地工程之發展自陸域經驗延伸至離岸經驗，1947 年美國設置世界第一座水深 5 公尺之離岸鑽油平台，至今離岸鑽油平台水深已超過 2000 公尺。陸域風力發電與海域油氣工業之鑽油平台基礎工程經驗，遂成為離岸風力發電之重要基礎，如圖 1 所示，丹麥於 1991 年建置全球第一座離岸風力發電場，至 2012 年的離岸

風場風機葉片單片長度約與空中巴士 A380 之翼展等長，其發展規模變化可見一般。雖然許多離岸風力發電基礎工程經驗來自於離岸鑽油平台，但其複雜程度更甚於鑽油平台，主要差異在風機基礎承受風機所傳遞之風力作用，與避開風機葉片旋轉所產生振動與支撐系統自然頻率之共振，此等差異往往主控設計，使離岸風力發電基礎工程具相當之複雜性。

地質調查與試驗

離岸風場地質調查不同於陸域地質調查，其無法進行海床地表地質調查，僅能以地球物理探勘與大地工程調查方式進行。地球物理探勘主要求得水深與海床地形分布；大地工程調查則主要求得風機基礎與海纜鋪設之設計與施工所需參數，一般分為鑽探、現地試驗與室內試驗，現地試驗以圓錐貫入試驗 (CPT) 為主 (僅適用土壤層)，室內試驗則配合樁基礎受側向反復載重設計分析模式，以動態三軸試驗或共振柱試驗為主。

離岸風場開發所辦理之地質調查概分為三階段，第一階段為可行性評估階段，主要為環境影響評估與

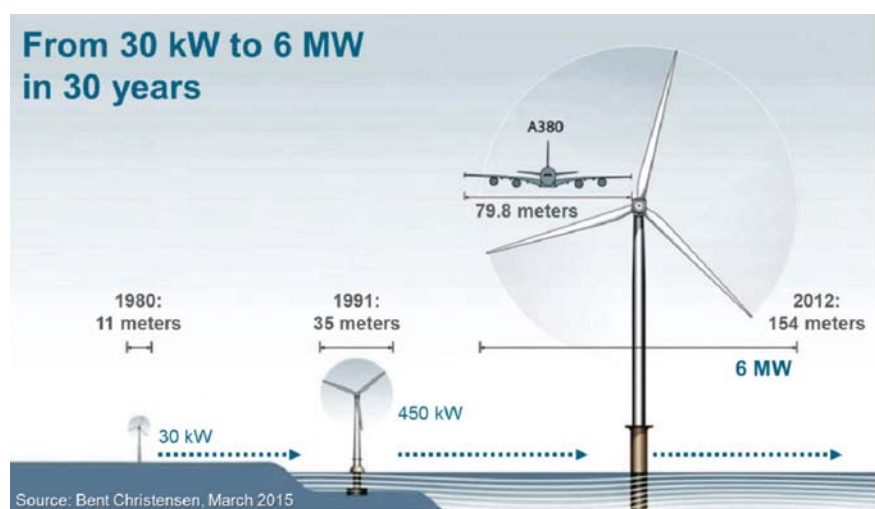


圖 1 過去近 30 年之風力發電歷程

工程規劃所需之地質調查，大地工程調查包含少數孔鑽探或 CPT，一般以 5 孔，每孔深度 50 ~ 70 公尺為原則；第二階段為 Front end engineering design (FEED) 或基本設計階段，主要提供區域大地工程設計參數，並進行設計方案評估，此階段鑽孔數量需具有區域代表性，其位置最好與風場規劃之部分風機位置一致；第三階段為施工前之細部設計調查，因為此階段之規劃風機數量與位置已確定，故其鑽孔與試驗位置必須與風機位置完全一致，數量部分則為總風機數扣除第二階段鑽探數量。

一般離岸風場之風機配置，因考慮尾流效應 (Wake effect) 影響與風機發電效率，其間距在數百公尺至 1 公里間，其基礎地層分層厚度與特性存在一定差異，加上每架風機動輒新台幣數億元之建置成本，如何掌握地層之力學特性以設計最經濟之風機基礎即相當關鍵，故每一風機位置必須透過鑽探或 CPT 試驗以求得設計所需之地工參數。

風機基礎設計

水深為決定離岸風機基礎型式之重要因子，如何降低離岸風場各項建造成本為目前國際上努力的重點 (BVG, 2012)。經濟效益與施工性為決定基礎型式的最重要項目，尤其施工性，包括材料、組裝、施工法與施工機具 (含運輸船) 等，往往也影響到基礎尺寸，在設計時必須列入重要考量因素；環境衝擊主要考量在施工期間之影響，營運維護期則以船隻撞擊與維護安全為主要考量。圖 2 顯示，實務上風機基礎型式選擇，隨風機重量與水深的增加，風機基礎型式逐漸由大口徑單樁基礎走向套筒

(Jacket) 型式。因大口徑單樁基礎具有設計、施工與經濟性之優勢，故目前已有將其延伸應用於較深海域條件之趨勢，稱為延伸大口徑單樁 (Extended monopile)。

風機與基礎設計準則含括所有確保風機安全完整性之外在與內在條件，如荷重特性、允許變形與材料安全係數等；場址特性包括地質條件與環境外力等設計條件。如圖 3 所示，風機支撐結構包

含塔柱、下部結構與樁基礎，其設計牽涉多項跨領域工程理論，行為反應相當複雜，僅荷重組合即可能超過百種，必須考慮各種可能發生情境，以降低風險。設計時需考慮安裝狀態與各極限狀態：承載最大荷重 (USL)、正常運轉 (SLS) 與疲勞 (FLS) 等。外力反應之結構設計上往往由 FLS 控制，但配合上部風機運轉可容許位移要求，基礎性能需求上則由 SLS 控制，土壤強度亦控制基樁安裝時之阻抗，故基礎設計準則必須依據上述不同之條件，於設計前先行確立，以便設計有所依循。

除水深極淺適用之重力式基礎外，目前離岸風機基礎於海床下皆採用鋼管樁基礎型式，其樁徑由下部結構為套筒型式之樁基礎 1、2 公尺至大口徑單樁型式之樁基礎 5、6 公尺，甚至延伸大口徑單樁基礎之 7、8 公尺樁徑，其大尺寸特性展現無遺，相關之基樁製造、運輸與安裝設備亦不斷研發更新。因為採樁基礎型式，故樁基礎與土壤互制理論即為主要之設計依據，其中以基樁與土壤側向互制反應 p-y 曲線為主，如圖 4 所示，各設

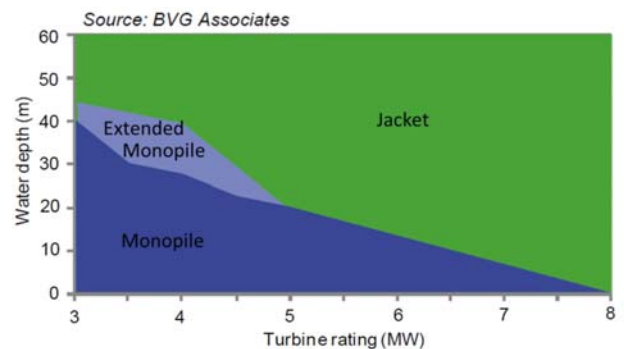


圖 2 大口徑單樁與套筒基礎適用條件 (BVG, 2012)

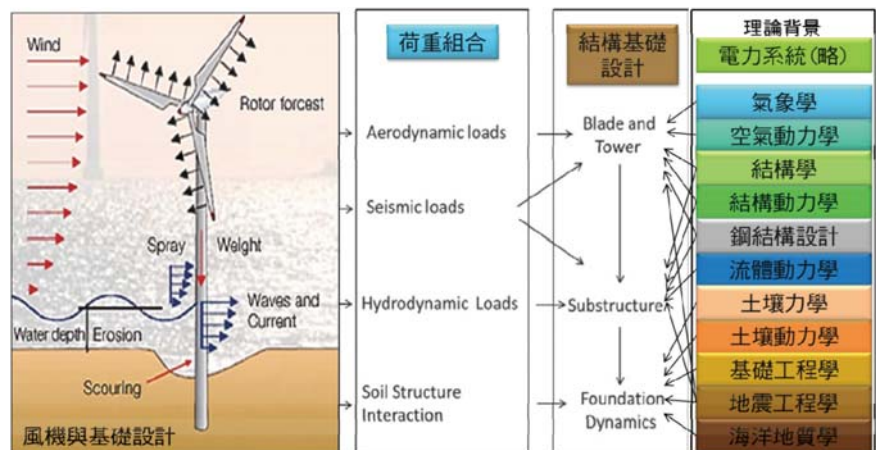


圖 3 離岸風機支撐結構設計所涉理論

計規範，包括挪威船級社 (DNV) 之 DNV-OS-J101、DNV-OS-J201；國際電力委員會 (IEC) 之 IEC 61400-3 與美國石油協會 (API) 之 API RP 2A-WSD 等皆採用該理論。國內以往於工程實務上，p-y 曲線分析理論並非主流，故即使在樁基礎分析設計上有相當經驗之工程師，也可能不熟悉此分析方法。

研究與實務落差

離岸風機支撐結構與陸上風機支撐結構最大之差異為離岸風機基礎將持續受到風機運轉、風力、波浪、海流、潮汐等長期反覆側向荷載及地震之短期反覆側向荷載組合作用，若為大口徑單樁基礎，該側向荷載將使風機基礎逐漸傾斜，當傾斜量超過安全基準時，風機之正常運轉發電即可能產生問題。因此，側向反覆荷載引致之基礎傾斜為影響大口徑單樁基礎離岸風機運轉壽命之關鍵控制因素。

根據以往 p-y 曲線模式經驗，應用於離岸樁基礎設計屬外插分析，且並未完整考慮下列設計問題 (Achmus et al. 2005, LeBlanc et al. 2010a)：

1. 目前設計規範皆源自於細長或柔性樁 (長徑比 20 ~ 130) 的經驗，當樁徑增加至 4 ~ 6 公尺時，則相較於以往經驗屬剛性樁 (長徑比 5 ~ 15)，尤其當基礎地層為砂土時，其樁-土壤互制行為更與柔性樁不同。
2. 反覆載重下之 p-y 曲線分析法原係評估側向極限載重，而對於設計上遭遇因長期反覆載重造成的單向累積轉角與勁度弱化並未妥善考慮。
3. 目前採用之 p-y 曲線模式並未考慮基樁施工因素、反覆載重外力特性與反覆載重循環次數。

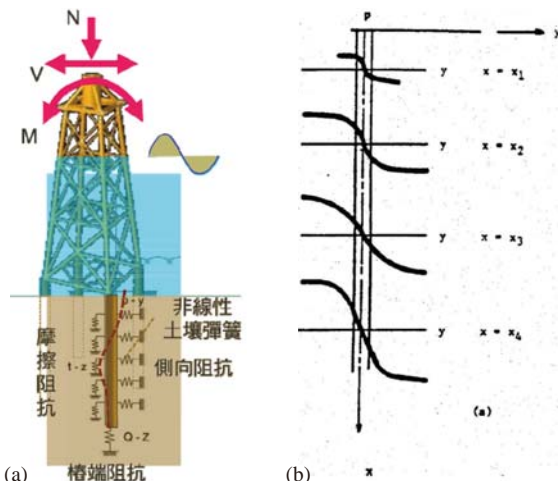


圖 4 (a) p-y 曲線應用於基樁側向阻抗分析模式；(b) 各節點之 p-y 曲線

樁基礎所受長期側向反覆荷重產生之載重循環次數可能達數十萬甚至高達數百萬次，但試驗所做的載重循環次數可能相當有限，故必須有更嚴謹的評估模式，方能掌握更為精確的樁結構行為反應。LeBlanc et al. (2010b) 提出長期累積轉角的評估方法與計算流程，採用類似 Miner 法則，累加各載重循環所產生之轉角增量，檢核其是否超過樁頂容許轉角。目前此法尚處驗證研究階段，需要更多大口徑樁的試驗或案例資料，以確定評估結果的準確性。國際上大部分既有設計規範目前尚未對此提出建議之評估方法，僅德國聯邦海洋與水道署之 BSH 規範提出指引建議計算方法 (BSH, 2010)。

結語

因應全球減碳要求與國內無核聲浪，值此國際與國內擴大發展再生能源之際，離岸風力發電勢必扮演相當重要之角色，以台灣海峽優異之風場，其於國內未來再生能源發電量佔比將相當高。國際趨勢顯示，離岸風場開發之規模與複雜度逐漸增加，需要以往案例與具經驗之專家參與，大地工程所遭遇之問題，因具有地域性，往往需具有地域經驗之專業人員參與，因此，如何整合台灣本土離岸風力發電大地工程之專業技術能量、調查試驗設備與設計能力等，為台灣發展離岸風力發電關鍵之一環，亦為國內大地工程產業另一發展之機會。

參考文獻

1. Achmus, M., Abdel-Rahman, K., and Peralta, P. (2005), "On the Design of Monopile Foundations with Respect to Static and Quasi-Static Cyclic Loading," *Copenhagen Offshore Wind*.
2. Arshad, M. and O'Kelly, B. C. (2013), "Offshore Wind-Turbine Structures: A Review," *Energy*, Vol. 166, EN4, pp. 139-152.
3. BSH (2010), *Guidance for Use of the BSH Standard, Design of Offshore Wind Turbines*, Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH), Hamburg and Rostock, Germany.
4. BVG Associates (2012), *Offshore Wind Cost Reduction Pathways*, The Crown Estate.
5. Det Norske Veritas (DNV)(2014), DNV-OS-J101, *Design of Offshore Wind Turbine Structure*.
6. International Electrotechnical Commission (IEC) (2005), *IEC6400-1: Wind Turbines – Part 1, Design Requirement*.
7. LeBlanc, C., Houslyby, G. T. and Byrne, B. W. (2010a), "Response of Stiff Piles to Long Term Cyclic Loading," *Géotechnique*, Vol. 60, No. 2, pp. 79-90.
8. LeBlanc, C., Byrne, B. W. and Houslyby, G. T. (2010b) "Response of Stiff Piles to Random Two-Way Lateral Loading," *Géotechnique*, Vol. 60, No. 9, pp. 715-721.
9. Randolph, M. and Gourvence, S. (2011), *Offshore Geotechnical Engineering*, Spon Press.