

歐洲離岸風電低得標價格之因素初探

核能研究所 楊皓荃、張嘉諳、秦安易、林彥廷、陳銘宏

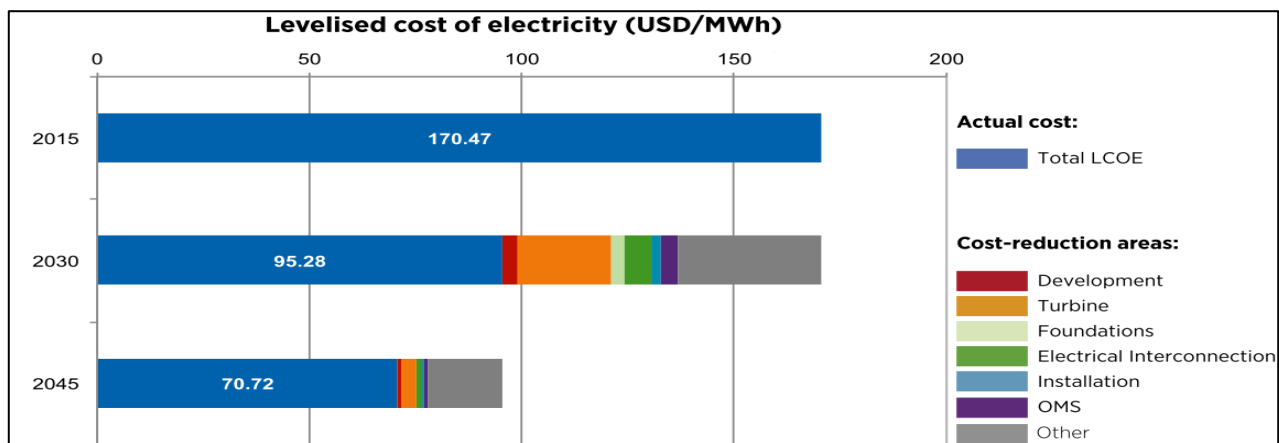
2017/7/24

近年來歐洲離岸風電出現不少低得標價格，反映了許多因素包括離岸風機技術進步、業者的經濟規模、投資人的信心建立、金融風險的降低與競標制度設計等。本文彙整 IRENA、Agora 及 WindEurope 等國際研究機構發表之離岸風電成本研析報告，嘗試探討國際離岸風力發電均化成本變化趨勢之因素，並整理德國、荷蘭、丹麥等歐洲國家之離岸風電躉購費率制度，以供各界參考。

國際離岸風力均化發電成本預測變化趨勢

影響未來年離岸風力均化成本的變化有諸多因素，除了資本投資及建造成本外，尚包含預估容量因素與市場折現率等因素。IRENA (2016) 預估由於風機本體效率提高、發電能力提升，加上風機本體與支撐結構的製造技術改進，製程成本下降等因素影響，離岸風電的均化成本將可望持續下降，且每度電將由 2015 年的新台幣 5.11¹ 元降到 2030 年的新台幣 3.04 元(如圖 1)。在 2045 年每度電則可降至新台幣 2.24 元，然此時風機本體與支撐結構對於降低均化成本的影響已經有限，必須透過其他因素如金融、運轉與維護之策略進行改善。

¹匯率換算為 1 歐元：36 元新台幣；1 美元：30 元新台幣。

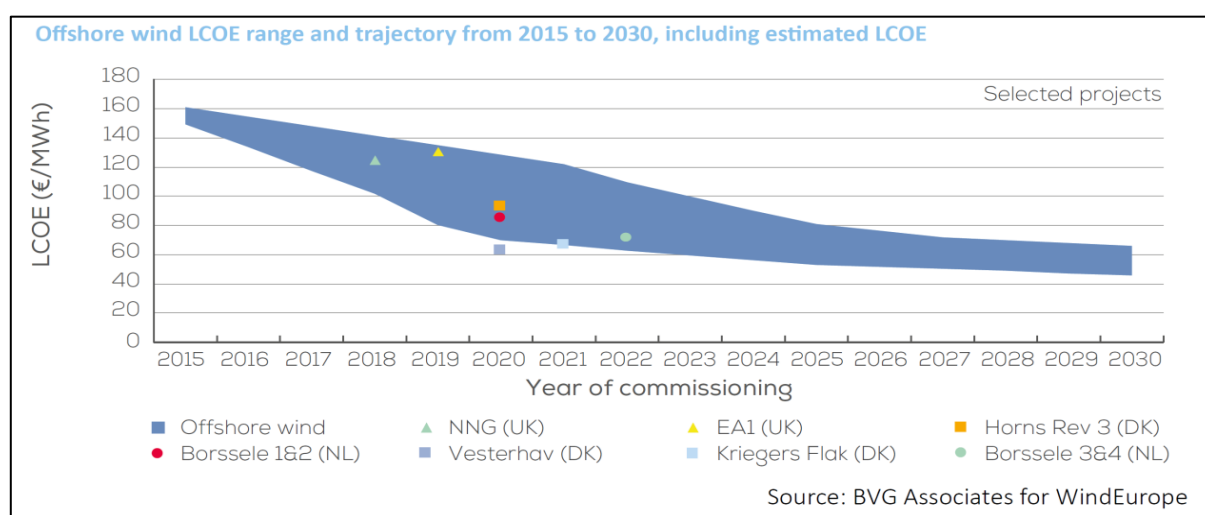


資料來源：IRENA (2016).

圖 1 國際離岸風電均化成本下降因素及趨勢

各國國際機構推估離岸風電均化成本與實際得標價之比較

圖 2 為歐洲風能協會對於 2015-2030 年歐洲離岸風電之均化成本推估結果。其預期離岸風力發電均化成本在 (1) 建置成本的下降、(2) 風機葉片的技術進步及 (3) 供應鏈能力等因素進步下，使未來成本達到相當程度的下降，從 2015 年每度約新台幣 5.76 元 可降至 2030 年每度約新台幣 2.45 元。就歐洲風能協會的預估結果來說，已包括或接近許多丹麥、荷蘭與英國的標案結果。

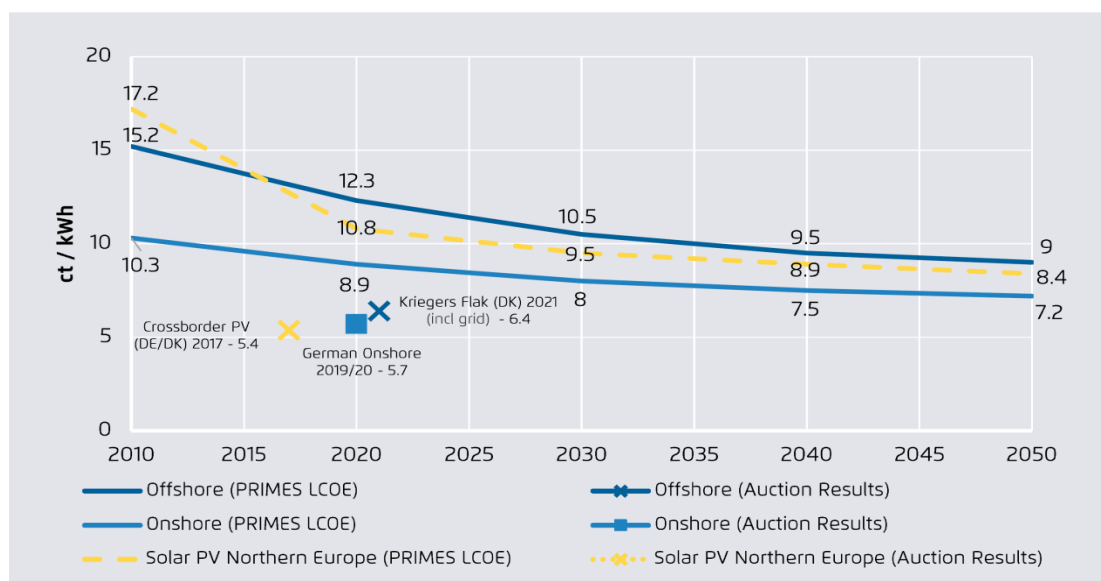


資料來源：WindEurope (2017).

圖 2 歐洲風能協會推估 2015-2030 年歐洲離岸風電之均化成本

歐盟利用 PRIMES 模型推估 2010-2050 年離岸風電均化成本預測曲線圖

如圖3。2020年約為新台幣4.43元與實際歐洲離岸風電之得標價格存在頗大的差異。Agora分析造成此差異之主因認為有二：一、高估未來年加權平均資本成本率(WACC)，使推估之均化成本高於現實。倘若參考DiaCore(2016)的設定，將原先設定之WACC由7.5%下修至3.5%，離岸風電每度之均化成本將可降低新台幣0.86元。二、對於容量因素假設過低，致使離岸風機的發電量低估、均化成本高估。其原先設定的離岸風機容量因素為34%-38%，若參考Danish Energy Agency(2016)的設定，將離岸風機之容量因素提升為50%(即年發電時數達4,400小時)，離岸風電每度之均化成本可再減少新台幣1.15元。



資料來源：Agora (2017)。

圖3 Agora 2015-2050 年離岸風電的均化成本評估

較低的實際得標價格，除了反映技術成本的下降外，亦顯現出目前全球競標市場的競爭程度。除此之外，國家的個別因素在各國的得標結果中亦扮演相當重要的角色，這同時也解釋了為什麼會有全球標價不一致的現象存在。IRENA

(2017) 綜整影響得標價格的因素共以下四類：1. 個別國家的成本條件（如：融資、勞動及土地等）及再生能資源的可用率等。2. 對投資者信心有利的環境，包括承購人的信譽、拍賣的週期、從過往投標建立的經驗及信心。3. 再生能源發展政策的支持，像是再生能源目標、財政獎勵（如：稅收抵免、豁免及加速折舊）、電網連接與優先調度。4. 競標制度的設計必須考量多個目標的平衡性，得以讓政府在得標價格與其他目標之間取得平衡（如：社會經濟發展目標、標案規模、法規執行的標準及開發報酬）。

歐洲離岸風電競標制度對我國風電價格之啟示

競標制度的設計對於離岸風電的得標價亦非常重要，包含規劃特定風場項目減少投資人風險與成本、建立競標需求（長期穩健透明的競標計畫）、投標資格的要求以降低投標人的交易成本、建立得標者選擇標準（為競標機制的核心，如國內產業發展及鄰近電網等）及售電者的責任等。荷蘭、丹麥及德國等國家近兩年簽訂之風場計畫合約（完成時間為 2020-2025 年）如表1所示，其不含併網成本的每度電成本落在新台幣 1.8 元至 2.62 元之間（德國 0 歐分為競標補貼金額，即完全以市價售電）。以德國離岸風電競標制度為例，德國政府為增加離岸風電業者之競價誘因，其競標制度除規劃可先行競標未來年的補貼費率外，得標者僅需先行支付低額的投標保證金（3,600 元新台幣/千瓦），若得標後卻未能將風機完成啟用者，僅需支付其投標保證金的 30% 作為違約金。以 EnBW 的 900MW 離岸風機為例，其得標後需繳納 9,000 萬歐元之保證金，若完工前

兩年進度仍落後，則僅需繳納 2,700 萬歐元之違約金。低違約金雖可讓離岸風電業者積極競價，使得標價格下降，而業者則可先行取得未來年離岸風機之建置與保障收購權利後，再依據逐年市場狀況、風機技術發展情形、市場電價走勢、融資與建造成本變動等因素，來決定是否該完成離岸風機的建置，並依據得標價格售電。然而，此舉因大幅降低得標業者違約之成本，從而提高業者違約之可能性，亦增加政府是否能達成未來再生能源發展目標規劃的不確定性 (IRENA, 2017)。

表 1 國際近期離岸風電得標結果

Technology	Auction	Quarter	Year of Construction	Latest Realisation	Capacity Auctioned	Result in € ct/kWh	PRIMES 2030 LCOE (€ ct/kWh)
Offshore	Borssele I & II (NL)	Q3 2016	2019	Q3 2021	760MW	7.27 (15 yrs) / 8.77* (incl. grid)	10.5 (incl. grid)
	Danish Near Shore (DK)	Q3 2016	2019	2020	350 MW	6.4 (17.5 TWh) / 7.5* (incl. grid)	
	Kriegers Flak (DK)	Q4 2016	2019-2020	2021	600 MW	4.99 (30 TWh) / 6.49* (incl. grid)	
	Borssele III & IV (NL)	Q4 2016	2020	Q4 2021	740 MW	5.45 (15 yrs) / 6.95* (incl. grid)	
	German Offshore I	Q2 2017	2024	Q4 2025	1390 MW	0.0 ct (20 yrs) / 1.50* (incl. grid)	

資料來源：Agora (2017)。

綜觀歐洲近年離岸風場的標案頻頻創下低價，不僅與廠商預期未來離岸風機成本下降有關，其整體競標制度的設計及個別國家的不同條件等制度面因素亦是形成此類低得標價格的重要推手之一。此種競標制度雖然可使廠商相互競爭，進而標出低價，但低違約金卻也為歐洲政府未來是否能達成其所提出的再

生能源目標埋下隱憂。然而，歐洲藉由競標制度的設計、投標者的資格審查、融資條件的提供及建立讓投資者有信心的環境等方式，促使政府、廠商及投資人能夠共同發展再生能源，對於我國未來研擬再生能源發展策略亦是極具參考價值。

參考文獻

1. Agora (2017). The Cost of Renewable Energy: A Critical Assessment of the Impact Assessments Underlying the Clean Energy for All Europeans-Package.
2. Danish Energy Agency (2016). Technology Data for Energy Plants Updated Chapters, August 2016.
3. DiaCore (2016). The Impact of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies.
4. IEA (2017). EnergyTechnologyPerspectives2017.
5. IRENA (2016), Innovation Outlook: Off shore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
6. IRENA (2017). Renewable Energy Auctions: Analysing 2016.
7. WindEurope (2017). Unleashing Europe's offshore wind potential A new resource assessment.