



工業技術研究院

Industrial Technology
Research Institute

技資編號： 553A40418

機密等級： ☐ 極機密級

☐ 機密級

☒ 非機密資料

「國際再生能源政策分析與產業方案研 析」第二季報告 --再生能源及其產業觀測季報

計畫名稱：綠能產業發展策略與推動計畫-G1

計畫代號：E455DG2140

計畫屬性：☒ 能專 ☐ 科專 ☐ 其他

計畫主持人：張瓊之

計畫研究人員／作者：張瓊之、周桂蘭、林祥輝、施沛宏

計畫期間：104 年 1 月 1 日至 104 年 12 月 31 日

產出日期：中華民國 104 年 6 月 30 日



目錄

壹、國際再生能源及其產業觀測	1
一、觀測議題	1
二、整體再生能源觀測	3
三、太陽光電	20
四、風力發電	33
五、儲能應用	46
貳、國內外綠能重點議題評析	49



圖目錄

圖 1、再生能源及其產業觀測議題分佈	1
圖 2、再生能源及其產業觀測國家別分佈.....	1



表目錄

表 1、綠能觀測議題	2
------------------	---



壹、國際再生能源及其產業觀測

一、觀測議題

第二季為 3 月至 6 月間，本季報共收錄 13 篇新聞簡評，相關新聞包含有整體再生能源觀測 5 篇、太陽光電領域 3 篇、風力發電領域 4 篇、儲能應用 1 篇，研究議題別與國別統計如圖 1 與圖 2 所示。表 1 為本季觀測議題標題與分佈，於後續各節將羅列各領域新聞簡評。

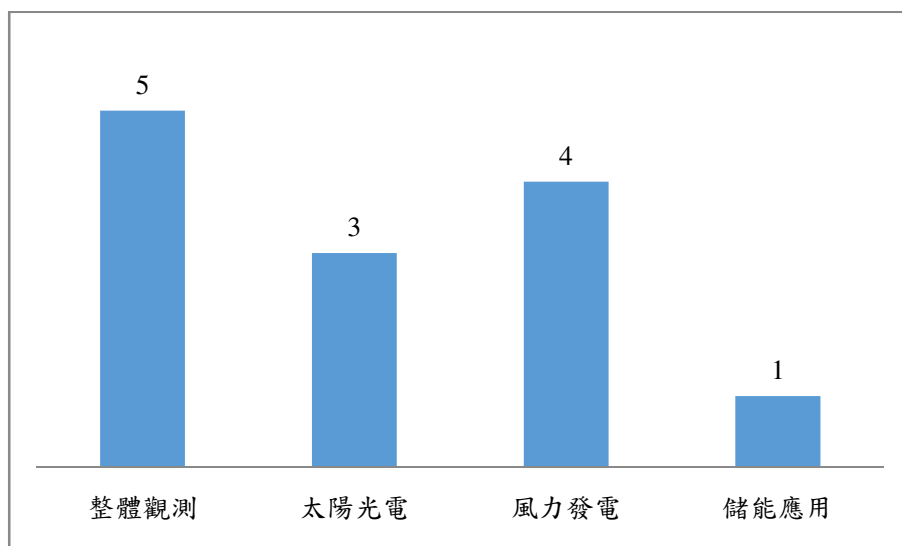
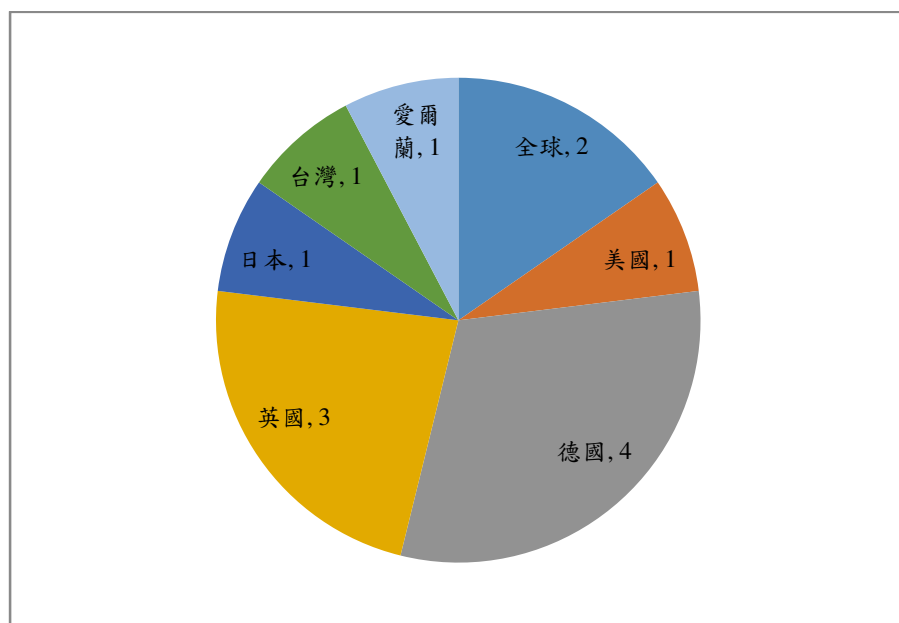


圖 1、再生能源及其產業觀測議題分佈



2、再生能源及其產業觀測國家別分佈



表 1、綠能觀測議題

議題 \ 國別	全球	歐洲	美洲	亞洲
整體觀測	- 離網型再生能源系統定義與現況 - 全球再生能源投資趨勢-Key finding	- 德國能源轉型對綠色就業之影響 - 德國再生能源財政補貼競標機制發展近況 - 英國大選後對再生能源產業之影響		
太陽光電		- 德國電力系統成功通過 320 日蝕考驗 - 英國不合理的太陽光電履約價格恐重挫其太陽光電產業發展	美國推動電力公司運營社區太陽能發電	
風力發電		- 德國離岸風場之工程延宕及經費超支議題探究 - 英國皇家財產局公開離岸風電開發計畫相關數據		- 臺灣首座公民風場玩完了 - 日本風力發電發展現況，目前導入設備容量為 275 萬瓩
儲能應用		愛爾蘭風電產出增加，進而增加對儲能之需求		



二、整體再生能源觀測

整體政策涵蓋各國對再生能源及其發展的整體面論述，不同能源政策下之影響。第一季國際再生能源及其產業觀測整體政策部分共 5 篇簡評。

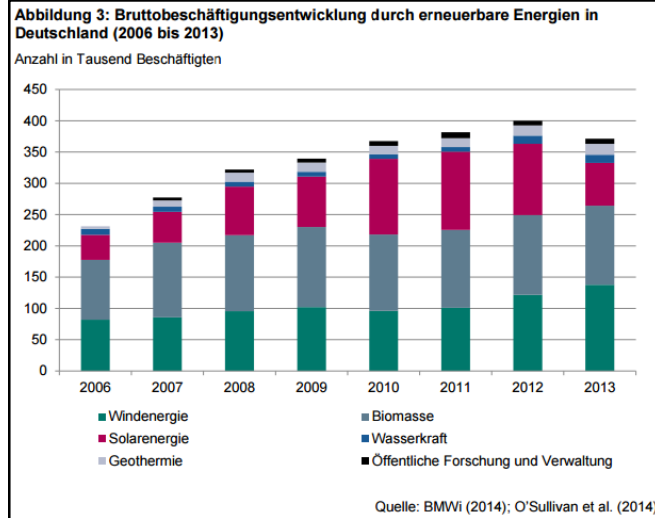
主題名稱	德國能源轉型對綠色就業之影響
資料時間	2015/03/30
上傳時間	2015/04/13
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：德國
綠能新聞類型	☒ 1.整體再生能源觀測 ☐ 2.太陽光電 ☐ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	德國、能源轉型、綠色就業
重點摘述 (條列式)	- 根據德國 DIW Econ 顧問公司針對德國能源轉型對就業之影響分析報告指出，德國在 2006 年再生能源產業就業人口約為 23.1 萬人，最高於 2012 年增加至 40 萬人口，2013 年減少為 37.1 萬人(圖 1)。2013 年就業人口較 2012 年減少的最主要原因，在於德國太陽光電市場萎縮，太陽光電產業就業人口從 2012 年的 11.4 萬人暴跌至 6.85 萬人；相較之下，風力產業人口同期則由 12.2 萬人增加至 13.8 萬人。 - 根據德國官方統計資料顯示，2013 年風力產業部門於綠色就業機會之占比近 40%，最具影響性，其中陸域風力產業從業人口為 11.9 萬人，離岸風力產業為 18,800 人。 - 該研究報告預估，德國再生能源就業機會至 2020 年，將以每年產生 1 萬 8 千名新工作機會的速率成長。 2013 年德國再生能源產業工作類型分布中，製造及相關零組件高達六成，其中 35%為國產設備製造，27%為出口設備及組件製造(圖 2)。 - 傳統化石燃料部門與再生能源產業部門的就業人口兩相消長的趨勢(圖 1、圖 3)，前者在國際燃料價格、能源轉型及能源市場自由化等大環境變動下漸趨式微，自 1991 年就業人口數 55 萬人，較 2013 的 21.5 萬人減少六成。 - 德國規劃於 2022 年全面廢核，估計將直接影響到 8 千名在核能電廠員工，並間接影響到 3 萬 2 千名核能研發相關從業人員。不過，由於核能除役仍需相關專業技術人員，因此部分工作不會因此消失。
評析 (條列式)	德國能源轉型為其經濟體系帶來重大轉變，新的工作機會紛紛出現。根據研究機構 Borderstep 與奧爾登堡大學共同研究結果顯示，受惠於能源轉型所帶來的綠色經濟起飛，在 2006 年至 2013 年間，約有 17 萬間與再生能源、能源效率、回收管理、氣候維護等與低碳概念相關的新創公司成立(圖 4)，約占同期間德國新創公司的 11%。這些新創公司並



	同時創造了 1 千 1 百萬個工作機會。 • 能源轉型看似為德國創造了更多新的工作機會。然而，根據德國工商總會(DIHK)訪問德國多家企業，有 34%的企業表示能源轉型為該公司帶來負面影響，特別是在國際競爭力表現部分。高昂的電力價格提高了企業的成本及競爭風險。在受訪的 2,193 間企業中，已有 4%的企業將部分產線外移、8%的企業正在進行產線外移之程序、12%的企業有此打算，其餘 76%的企業無此打算。 • 近年來隨著 IT 及通訊技術快速發展，整合分散式能源之應用蔚為主流，如適合區域性發展的微型電網、太陽光電、風力、熱電聯產、需量反應及儲能系統等，帶動創新的能源市場商機。因此，除新創事業紛紛興起，既有的能源產業也盡其所能地發展出新的商業模式，以適應德國重新配置的電力供應及市場型態。 • 呈上，如能源巨擘 E.ON.公司，過去穩坐寡占壟斷能源市場，去(2014)年主因傳統電廠經營不善，虧損高達 31.6 億歐元。E.ON.公司決定於 2016 年將旗下化石燃料及核能等傳統發電資產獨立出來，與再生能源、電網及客戶能源解決方案等部分分開經營。此外，德國 PV 製造商 SolarWorld 也從過去的太陽能電池、矽晶圓及模組生產，轉型定位為能源管理服務供應商，提供諮詢、設計到建置、客戶端用電管理、PV 結合儲能之系統方案等，同時跨足能源供需端的管理服務。由 E.ON.與 SolarWorld 之案例，更顯見德國能源轉型不僅對綠色就業帶來影響，也促使產業改變其經營模式。
連結	1. http://www.cleanenergywire.org/dossiers/energy-transitions-effect-jobs-and-business 2. http://www.rechargenews.com/wind/1396987/wind-leads-as-energiawende-spurs-german-jobs-growth-study 3. Die Beschäftigungseffekte der Energiewende (報告原文：德文) http://diw-econ.de/en/wp-content/uploads/sites/2/2015/04/20150414-diw-econ-beschaeftigungseffekte-energiawende-expertise.pdf 4. http://www.cleanenergywire.org/factsheets/where-energiawende-creates-jobs



附件



註: Öffentliche Forschung und Verwaltung 為再生能源產業相關之公共研究及經營管理工作

圖 1、2006-2013 德國再生能源產業就業人口

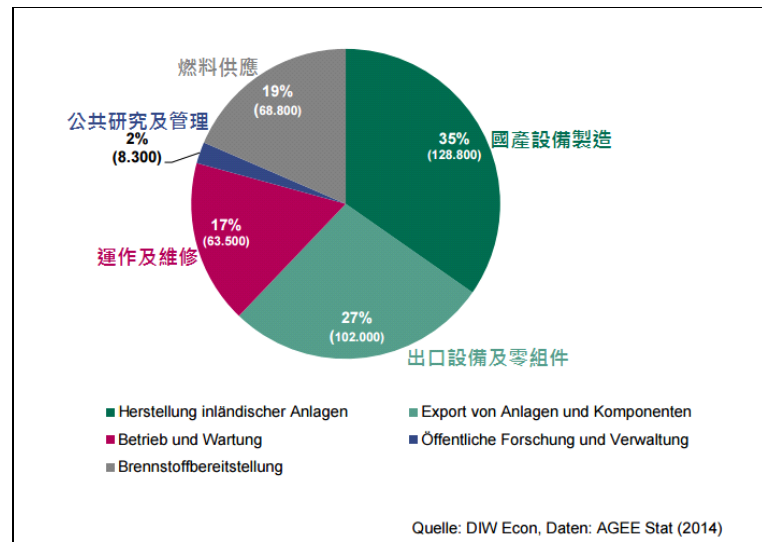


圖 2、2013 年德國再生能源子產業類型分布

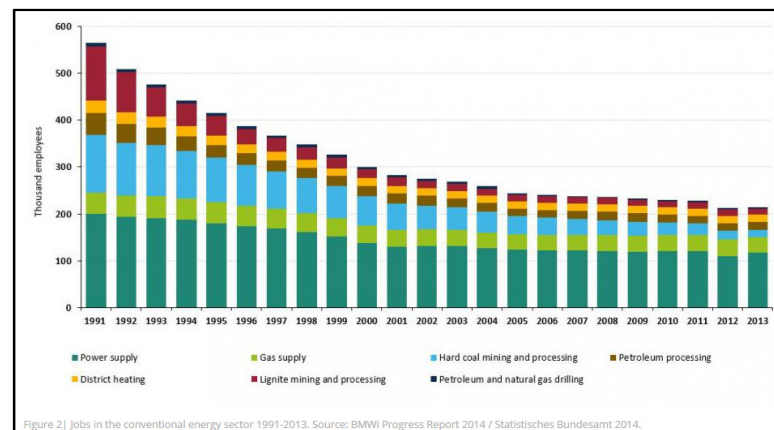


圖 3、1991-2013 德國傳統能源產業就業人口

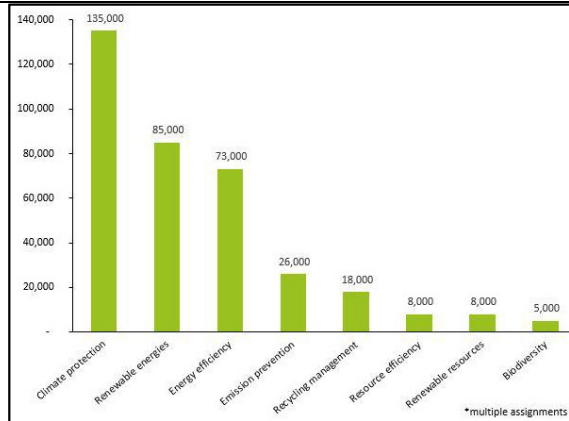


Figure 3| Businesses founded in different green economy sectors 2006-2013. Data: Universität Oldenburg/Borderstep Institut, 2014.

圖 4、2006-2013 年間德國綠色新創公司分布

	Employment generated by investment (incl. ex-ports)	Employment generated by operation and maintenance	Employment generated by the provision of biomass and biofuels	Total employment 2013	Total employment 2012
Onshore wind energy	100,800	18,200		119,000	104,000
Offshore wind energy	17,500	1,300		18,800	17,800
Photovoltaics	45,100	10,900		56,000	100,300
Solar thermal energy	10,100	1,300		11,400	12,200
Solar thermal power plants	1,100			1,100	1,400
Hydropower	8,300	4,800		13,100	12,900
Deep geothermal energy	1,300	200		1,500	1,400
Near-surface geothermal energy	13,300	2,500		15,800	15,000
Biogas	17,200	11,800	20,200	49,200	50,400
Small-scale biomass systems	10,100	3,900	14,600	28,600	28,800
Biomass-fired heating/power plants	6,000	8,600	8,400	23,000	22,900
Biofuels for transport			25,600	25,600	25,400
Total	230,800	63,500	68,800	363,100	392,500
Publicly funded research/public administration				8,300	7,300
Total				371,400	399,800

圖 5、2013 年德國再生能源產業就業人口統計

建檔者

ITRI/張瓊之

主題名稱

離網型再生能源系統定義與現況

資料時間

2015/04/16



上傳時間	2015/04/16
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：全球
綠能新聞 類型	☒ 1.整體再生能源觀測 ☐ 2.太陽光電 ☐ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	離網型再生能源系統、可變動再生能源、微電網
重點摘述 (條列式)	- 國際再生能源總署(IRENA)於 2015 年針對離網再生能源系統(Off-grid renewable system)進行明確的定義及分類。在一致性的定義比較基礎下，蒐集資料並分析全球及個別國家的離網再生能源系統現況。 - 離網系統(off-grid system)定義是指(半)自主性容量滿足當地電力需求，包括微電網(mini-grid or micro-grid，主要服務多數消費者)；獨立系統(stand-alone，主要以個別使用者為主)。圖 1 顯示離網系統的分類、應用、使用者及要件。一般而言，獨立系統傾向於不併聯大電網；而 Pico, nano-, micro-, mini-電網則屬於半自主性，也就是可獨立操作或與大電網併聯。圖 2 顯示離網系統的規格容量分類。 - 離網系統主要應用的地區包括缺乏國家電網支援的地區(鄉村、島嶼或小城市等)、偏遠工業區、電信通訊設施、公共設施(水泵浦、街燈、國家公園、學校、山區避難所等)。 - 離網再生能源系統的定義包括 100%再生能源容量或混合型容量(hybrid-system，柴油與再生能源發電容量混合)。主要可用於離網型的再生能源包括生質能、水力、太陽光電及風力。 - 柴油發電主要用於再生能源微電網的備用電力，支援電網的穩定性。但是隨著儲能技術成本逐年下降，將取代柴油發電的備用功能，加速再生能源佈局。 - 根據 Navigant 市場研究顧問公司的研究報告(2014)顯示，至 2014 年中為止，累計共有 4,393MW 的 micro-grid 容量。北美地區的離網電力市場居世界第一，目前有 1,363MWe 正在規劃興建中。亞太地區的離網電力成長最快，2013 年 155 個微電網興建，亞太地區占了 134 個。 - 目前共有 37 個小島國家(Small Island Developing States, SIDS)共安裝了 28.4GW(2012 年底)，包括新加坡 10.2GW；古巴及多明尼加共 5GW；其他 SIDS 共 8GW。 - 主要再生能源離網型電力發展現況如下： (1) 太陽能家庭系統(Solar home systems)：圖 3 顯示太陽能家庭系統在 2013 年的統計中累計共 6 百萬套以上。其中孟加拉居於領先地位，安裝了 3.2 百萬套。亞洲地區則以印度為主，約安裝了 86 萬套。非洲的肯亞每年市場成長 10%，至 2010 年統計累計 32 萬套。 (2) 太陽能照明(Solar lanterns)：亞洲的太陽能照明每年銷售量達到 2.3-3.2 百萬組系統，以印度、柬埔寨、菲律賓為主。非洲 2013 年



	的銷售量為 8 百萬組系統，估計至 2015 年累計 20-28 百萬組系統。 (3) 太陽能系統租賃(PV system leasing)：2013 年在非洲共有 60,000 個 pay-as-you-go 的服務被銷售。 (4) 小型風力渦輪機(Small wind turbines)：至 2012 年底共有 806,000 個小型風力渦輪機被安裝，估計約有 0.68GW 的容量，其中，中國占了 39%(570,000 個)；美國 31%(155,000 個)；英國 9.4%。平均裝置的大小規模由 2010 年的 0.66kW 提高至 2012 年的 0.84kW。 (5) 生質能電力系統(Biomass power systems)：小型生質能氣化技術主要應用於稻殼廢棄物，沼氣發電應用於大型家禽農場。印度的生質能電廠處理稻殼，2013 年共有 80 個稻殼的微型電網，發電容量約在 32-100kW，可提供約 300 個村莊，200,000 人的用電量。孟加拉估計至 2016 年的目標是 450 座沼氣發電廠(每座平均 20kW)及 30 座稻殼發電廠。 (6) 工業離網電力系統(Industrial off-grid systems)：大型工廠自行發電的主要理由有二：一是大電網電價太貴；二是避免非預期的供電中斷。發電型態以汽電共生為主，造紙業占 20%；化學業占 40%；石油煉製業占 15%。另外，太陽光電系統也開始整合進入工廠，例如：印度的棉花工廠安裝 1MW 的太陽光電系統；南非鉻礦場安裝 1MW 的太陽光電系統。 (7) 個別電力系統(Individual Electrification Systems, IESs for productive use)：2013 年印度有 9,000 個通訊塔來自再生能源電力，預計至 2020 年 75%的鄉村及 33%的都市需要轉換為替代能源。孟加拉 2014 年統計約有 138 個太陽能通訊塔。非洲估計有 4,000 個通訊塔的電力來算再生能源，至 2020 年來電力估至會成長到 325,000(太陽能)及 189,000(風力)個通訊塔，但是，為了確保電力穩定，仍然需要搭配柴油發電。以再生能源驅動的水泵浦，在非洲目前約有 400,000 座的風力發電水泵浦；印度約有 1417 座的風力發電水泵浦；孟加拉有 150 個太陽能水泵浦，估計至 2017 年會成長至 1,550 座。
評析 (條列式)	• 面對太陽光電及風力等不穩定電源可能產生的能源供應安全問題，一直是國際間熱烈討論的議題。根據世界銀行的研究報告指出高占比的可變動再生能源(VAR)未來管理上面臨的問題，包括系統操作、額外投資及管制政策。這些問題持續對大電力系統業者造成很大的營運壓力。 • 當大家把可變動再生能源焦點放在大電力系統併網問題的解決，IRENA 的這份研究報告顯示微電網可以當作是邁向安全可靠電網擴展的踏腳石。 • 由前述的資料顯示，離網型再生能源系統在亞洲、非洲及中南美洲等



開發中國家存在極龐大的商機。特別是在偏鄉、離島、工業區、電信通訊設施、公共設施等。

- 採用半自主性的微型電網，未來搭配能源儲存裝置，透過智慧電網軟體與需求反應，在微型電網內調配用電需求，不足之處才自集中電網取電，如此一來，大部分的供需平衡無需經過輸配網路，也就不會為輸配網路帶來負擔，也就可省下大筆輸配網路擴張與維護的費用，更能避免輸配過程的損耗。
- 在儲能技術尚未完全發展成熟之前，中國提出分散式微網的概念，目的就是解決併網傳輸問題。局域微網概念旨在打破傳統的“點對點”接入方式，在一個 110kV 變電站下的 10kV 支線內把所有的分散式發電項目直接接入國家電網，讓電量在一個 10kV 支線的“微循環”中流動；分散式屋頂投資方和電力公司在 10kV 支線雙向計流埠處進行管理結算；同時國家和地方可根據政策收取一定的電網過路費，達成分散式微網電站投資方和業主的直接供電協定。由於採用“孤島系統”的保護措施，防止大電網斷電維護狀態下的微網系統發電安全。
- 美國太陽光電系統開發業者 Solar City 於 2015 年 3 月 16 日宣佈提供微電網相關服務“GridLogic”。主要目標用戶以島嶼及偏遠地區等遠離現有大電網地區，另外，從安全上考量擁有獨立電源的醫院及軍事基地等。這項微電網服務可以獨立操作，也可以與大電網聯網使用。
- 美國電力設備廠 S&C Electric 於 2015 年 4 月 7 日宣佈與法國信乃達電氣公司共同為美國配電系統業者 Oncor 構築微電網，提供了尖端的微電網技術。這個微電網技術主要是將包括二座太陽光電發電站，一座微型渦輪機發電站，二座儲能系統，共構築了四個微電網，可獨立運轉，在併網時又能以最大效率自動配電。將儲能系統與再生能源發電系統的電力利用效率最大化，同時提高供電的可靠性。
- 美法合作研發的這套微電網技術的最大特色就是能夠瞬間自動將故障位置斷開或者切換為備用電源等。同時還採用了需求端操作技術 (Demand Side Operations, DSO)，可以根據天氣資訊預測發電量和需求量，考慮該時的電費價格及電力批發市場價格，運用儲能系統使購電成本最小化。
- 由此可知，微電網技術具有操控的可靠性，增加可變動再生能源供電的彈性與安全性，降低大電力系統業者的營運壓力。因此，本評析建議臺灣可朝向微電網技術研發與推廣，可為臺灣創造的價值包括：(1) 解決可變動再生能源的供電穩定性疑慮，可進一步提高未來可變動再生能源發展目標量；(2) 創造臺灣電力市場自由化的機會；(3) 透過提升臺灣再生能源發電系統技術能力及創造綠能產業發展的無限商機、產值及就業。



連結	1. IRENA, Off-grid renewable energy systems: status and methodological issues, 2015. 2. http://pv.energytrend.com.tw/news/20140307-7977.html 3. http://big5.nikkeibp.com.cn/mega-solar/news_3862-201504101227.html?ref=ML 4. http://big5.nikkeibp.com.cn/mega-solar/news_3808-201503181432.html																																																																									
附件	<table><tr><th></th><th colspan="3">Stand-alone</th><th colspan="3">Grids</th></tr><tr><th></th><th colspan="2">DC</th><th>AC</th><th colspan="2">AC/DC</th><th>AC</th></tr><tr><th>System</th><th>Solar lighting kits</th><th>DC Solar home systems</th><th>AC Solar home systems; single-facility AC systems</th><th>Nano-grid Pico-grid</th><th>Micro-grid, Mini-grid</th><th>Full-grid</th></tr><tr><th></th><th colspan="6">Off-grid</th></tr><tr><th>Application</th><td>Lighting</td><td>Lighting and appliances</td><td>Lighting and appliances</td><td>Lighting, appliances, emergency power</td><td>all uses</td><td>all uses</td></tr><tr><th>User</th><td>Residential; Community</td><td>Residential; Community</td><td>Community; Commercial</td><td>Community; Commercial</td><td>Community; Commercial; Industry</td><td></td></tr><tr><th>Key component</th><td>Generation, storage, lighting, cell charger</td><td>Generation, storage, DC special appliances</td><td>Generation, storage, lighting, regular AC appliances. Building wiring incl. but no distribution system</td><td>Generation + single-phase distribution</td><td>Generation + three-phase distribution + controller</td><td>Generation + three-phase distribution + transmission</td></tr></table> 圖 1、離網系統分類 <table><tr><th></th><th>Size (kW)</th><th>Capability</th><th>Complexity</th></tr><tr><td>Stand-alone systems</td><td>0 – 0.1</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Pico-grid</td><td>0 – 1</td><td> - Single controller </td><td></td></tr><tr><td>Nano-grid</td><td>0 – 5</td><td> - Single voltage - Single price - Controllers negotiate with other across gateways to buy or sell power </td><td> - Both grid-tied and remote systems - Preference for DC systems - Typically serving single building or single load - Single administrator </td></tr><tr><td>Micro-grid</td><td>5 – 100</td><td> - Manage local energy supply and demand - Provide variety of voltages - Provide variety of quality and reliability options - Optimise multiple-output energy systems </td><td> - Incorporate generation - Varying pricing possible </td></tr><tr><td>Mini-grid</td><td>0 – 100 000</td><td> - Local generation satisfying local demand - Transmission limited to 11 kV </td><td> - Interconnected customers </td></tr></table> 圖 2、離網系統的規格容量分類		Stand-alone			Grids				DC		AC	AC/DC		AC	System	Solar lighting kits	DC Solar home systems	AC Solar home systems; single-facility AC systems	Nano-grid Pico-grid	Micro-grid, Mini-grid	Full-grid		Off-grid						Application	Lighting	Lighting and appliances	Lighting and appliances	Lighting, appliances, emergency power	all uses	all uses	User	Residential; Community	Residential; Community	Community; Commercial	Community; Commercial	Community; Commercial; Industry		Key component	Generation, storage, lighting, cell charger	Generation, storage, DC special appliances	Generation, storage, lighting, regular AC appliances. Building wiring incl. but no distribution system	Generation + single-phase distribution	Generation + three-phase distribution + controller	Generation + three-phase distribution + transmission		Size (kW)	Capability	Complexity	Stand-alone systems	0 – 0.1			Pico-grid	0 – 1	Single controller		Nano-grid	0 – 5	- Single voltage - Single price - Controllers negotiate with other across gateways to buy or sell power	- Both grid-tied and remote systems - Preference for DC systems - Typically serving single building or single load - Single administrator	Micro-grid	5 – 100	- Manage local energy supply and demand - Provide variety of voltages - Provide variety of quality and reliability options - Optimise multiple-output energy systems	- Incorporate generation - Varying pricing possible	Mini-grid	0 – 100 000	- Local generation satisfying local demand - Transmission limited to 11 kV	Interconnected customers
	Stand-alone			Grids																																																																						
	DC		AC	AC/DC		AC																																																																				
System	Solar lighting kits	DC Solar home systems	AC Solar home systems; single-facility AC systems	Nano-grid Pico-grid	Micro-grid, Mini-grid	Full-grid																																																																				
	Off-grid																																																																									
Application	Lighting	Lighting and appliances	Lighting and appliances	Lighting, appliances, emergency power	all uses	all uses																																																																				
User	Residential; Community	Residential; Community	Community; Commercial	Community; Commercial	Community; Commercial; Industry																																																																					
Key component	Generation, storage, lighting, cell charger	Generation, storage, DC special appliances	Generation, storage, lighting, regular AC appliances. Building wiring incl. but no distribution system	Generation + single-phase distribution	Generation + three-phase distribution + controller	Generation + three-phase distribution + transmission																																																																				
	Size (kW)	Capability	Complexity																																																																							
Stand-alone systems	0 – 0.1																																																																									
Pico-grid	0 – 1	Single controller																																																																								
Nano-grid	0 – 5	- Single voltage - Single price - Controllers negotiate with other across gateways to buy or sell power	- Both grid-tied and remote systems - Preference for DC systems - Typically serving single building or single load - Single administrator																																																																							
Micro-grid	5 – 100	- Manage local energy supply and demand - Provide variety of voltages - Provide variety of quality and reliability options - Optimise multiple-output energy systems	- Incorporate generation - Varying pricing possible																																																																							
Mini-grid	0 – 100 000	- Local generation satisfying local demand - Transmission limited to 11 kV	Interconnected customers																																																																							
建檔者	周桂蘭/ITRI																																																																									

主題名稱	德國再生能源財政補貼競標機制發展近況
資料時間	2015/05/04
上傳時間	2015/05/08
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：德國
綠能新聞類型	☒ 1.整體再生能源觀測 ☐ 2.太陽光電 ☐ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	德國、財政補貼、競標、太陽光電



	背景提要: - 德國為與歐盟所制定之環境保護及能源指導原則一致(詳述於附件)，德國聯邦委員會於去(2014)年 7 月通過的新再生能源法(EEG2.0)規定，<u>未來欲申請再生能源躉購之案件須透過競標程序</u>，該法亦授權政府相關權責單位研擬競標程序細節(Sec. 88 EEG)。作為該決議之起步，德國擬<u>先以地面型太陽光電試驗執行競標機制</u>(Sec. 55 EEG)，根據時程規劃，<u>至 2017 年時競標機制將採行於所有再生能源類別</u>。 太陽光電補貼競標機制發展近況: - 針對太陽光電部分，德國修訂條例「<u>財政支助獨立式安裝競標辦法</u> Competitive Bidding for Financial Support of Freestanding Installations (FFAV)」，對於<u>地面型太陽光電電廠</u>之競標程序做規範。該條例已於 2015 年 2 月 12 日起正式生效，並刊登於聯邦公報(Federal Gazette)。 - 德國地面型太陽光電競標機制概述如下： (1) 一年競標期共分為三期，分別為 4 月、8 月及 12 月； (2) 2015 年各期競標容量，分別為 150、150、200MW； (3) 設定最高投標金額上限，投標金額最低者優先得標，以此類推。 - 德國第一期競標結果概述如下： (1) 收到 170 筆投標案，總投標容量約為 715MW； (2) 共計 25 筆案件得標，得標容量 156.97MW； (3) 第一期投標金額上限為 11.29 ct/kWh(折合新台幣每度 3.8710 元)； (4) 第一期最低得標費率為 8.48 ct/kWh、最高得標費率為 9.43 ct/kWh、平均得標費率為 9.17ct/kWh(折合新台幣每度 3.1440 元)。 風力補貼競標機制發展近況: - 德國聯邦政府規劃於 2016 年秋季實施離岸風力的補貼競標機制，由瑞典政府 100%持有的 Vattenfall 能源公司，對於未來參與德國離岸風場競標表示濃厚興趣。 - 目前政府部門遇到比較棘手的問題在於，先期已批准的離岸風場工作許可證，後續應以何種方式遷移到競標系統中。 - 德國在新再生能源法(EEG 2014)為太陽光電及風力項目設定了每年導入容量區間(2,400~2,600MW)，主要是基於簡化推廣目標及使其發展更易掌握及預測之考量。不過，由於因應年度新增裝設量超過上限的配套措施(也就是再往下調降隨季度遞減的補貼費率)自 2016 年 1 月起才會實施，因此德國相關業者及協會認為，2015 及 2016 年德國陸域風力的成長力道並不會減緩，直到 2017 年聯邦政府強制施行所有類別的再生能源新增設施皆須透過競標程序時，陸域風力的成長速度才會趨緩下來。
重點摘述 (條列式)	評析 德國目前對再生能源之激勵政策為躉購制度(Feed-in Tariff、針對小型



(條列式)

再生能源發電設施，根據定義 2015 年為 500 瓩以下，2016 年以後為 100 瓩以下)與市場溢價(Market Premium、針對大型)並施。德國自 2014 年 8 月起，修訂之再生能源法(EEG 2014)正式生效後，遂大幅改變了能源市場的遊戲規則。針對市場溢價部分，強制大於 500kWp 之新建再生能源發電廠有義務直接投入電力市場競爭(目前仍有通融空間)；而針對申請固定躉購費率者，亦須透過參與競標來決定其最終躉購費率，目的為使再生能源更融入市場競爭。

- 我國為實施太陽光電補貼競標機制的先行者，近日(4 月 30 日)亦已完成本年度第二期太陽光電發電設備競標作業，針對兩國實施概況做一比較，有以下發現：

(1) 我國競標作業著重於屋頂型發展，德國目前僅開放地面型競標作業

由於我國 500 瓩以上地面型案件須受「電業法」或「再生能源發電設備設置管理辦法」規範，申請程序較為繁雜，因此過去鮮少有投標案件。本年度第 2 期共計有三件投標案，兩件得標，裝置容量分別為 417.48 瓩及 458.64 瓩，皆未達 500 瓩。反觀德國由於僅開放地面型，投標案件絕大多數為 500 瓩以上之案件，小於 500 瓩之地面型案件僅占總投標案件數的 7%(如表 1)。

(2) 我國地面型案件平均折扣率較德國為低

我國能源局訂定每年度公告費率，再以業者投標之折扣率作為得標排序依據，而德國則是設定投標費率上限，再以業者投標之費率，由低至高之順序得標。因此，若以德國的平均得標費率，換算折扣率為 18.78%，較我國第二期投標結果中地面型之折扣率 4.02%為高(表 2)。

(3) 投標費率結果較市場溢價費率更高

根據再生能源法(EEG 2014)，適用市場溢價、非屋頂/隔音牆型的 PV 發電設施，其 4 月份之市場溢價費率為 9.02ct/kWh，也就是說，透過競標機制獲得財政支助的案件，多數能得到較高的報酬。此意謂著針對地面型 PV 案件實施由競標機制決定其躉購費率之期間，德國聯邦政府可能必須為此付出更高的代價，而人民亦若是，這是因為該財政支助來源一樣是由向人民所徵收的再生能源附加費所支付。

(4) 參與投標者之多元性議題

德國電網管理局(BNetzA)表示，在第一期競標中，有 7 筆以個人名義參與投標之案件，雖然這些案件都因投標價格過高而未得標。此外，在 25 筆得標案件中，有許多案件是隸屬於同一公司，甚至有間公司佔據了 40%的容量額度。這樣的結果與電網管理局

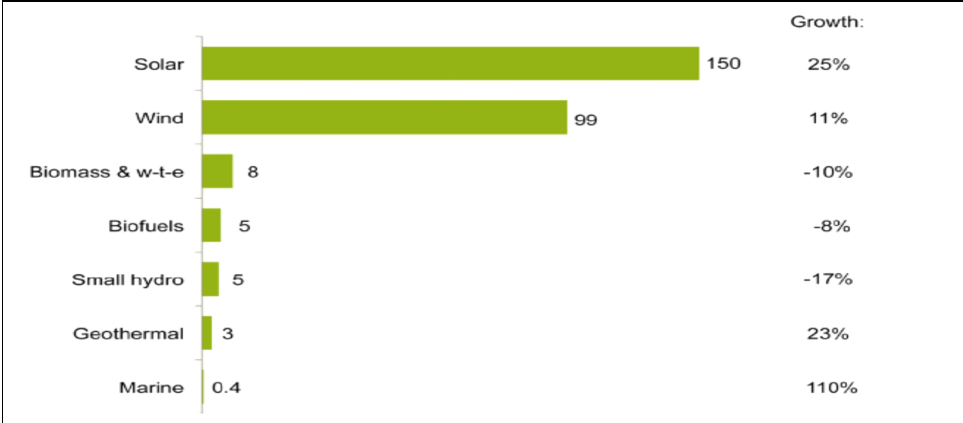
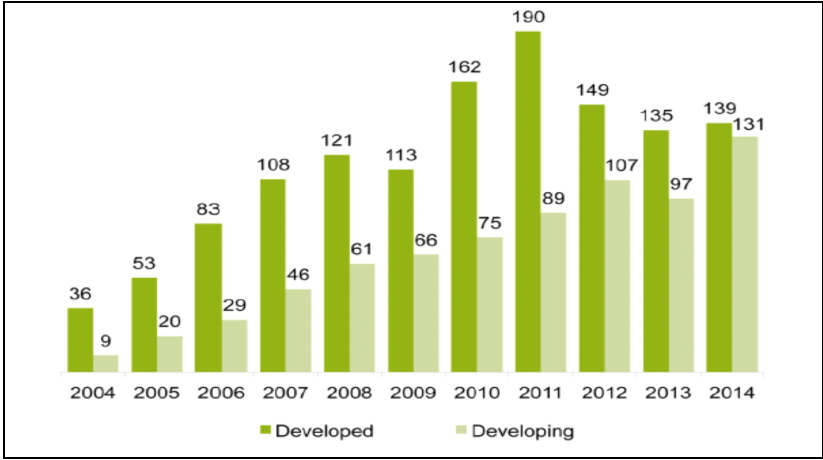


	期望能有多元參與者的初衷不符，也彰顯了地面型 PV 的招標案件，目前仍是財團企業才具有競爭力。																																																																																																																																												
連結	1. http://www.germanenergyblog.de/?p=18520#more-18520 2. http://www.germanenergyblog.de/?p=18036 3. http://www.rechargenews.com/wind/1398904/vattenfall-ceo-signals-interest-in-upcoming-german-offshore-tenders 4. (德文原文出處) http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaeche/nanlagen/Gebotstermin_15_04_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde1.pdf?__blob=publicationFile&v=1																																																																																																																																												
	關於歐盟環境保護及能源指導原則： 1. 歐盟於去(2014)年提出 2014 至 2020 年環境保護及能源指導原則 (Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020 ,EEAG)，目的除了要達成 2020 年氣候目標之外，並力求導正 <u>因補貼再生能源而導致之市場扭曲現象</u>。 2. 其中，針對<u>再生能源未來發展應回歸市場機制</u>之議事，亦擬定 2015 至 2016 年，計畫新建之再生能源發電裝置應至少有 5% 係藉由公平公開之競標程序獲得財政補貼，且至 2017 年將成為強制性措施(cf. paragraph (126) EEAG)。																																																																																																																																												
附件	表 1、德國第 1 期參與投標案件統計 <table><tr><th colspan="7">Gebotsmenge je Rechtsform in kW</th></tr><tr><th>Rechtsform</th><th>Alle</th><th>Bis 500 kW</th><th>500-1.000 kW</th><th>1.000-2.000 kW</th><th>2.000-5.000 kW</th><th>5.000-10.000 kW</th></tr><tr><td>natürliche Person</td><td>9480</td><td>978</td><td>1630</td><td>2852</td><td>4020</td><td>0</td></tr><tr><td>GbR</td><td>8680</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>8680</td><td>0</td></tr><tr><td>GmbH</td><td>207258</td><td>1100</td><td>3641</td><td>13817</td><td>73125</td><td>115575</td></tr><tr><td>GmbH & Co. KG</td><td>429060</td><td>1845</td><td>4915</td><td>23195</td><td>109800</td><td>289305</td></tr><tr><td>AG bzw. SE</td><td>48100</td><td>0</td><td>0</td><td>3700</td><td>7150</td><td>37250</td></tr><tr><td>eingetragene Genossenschaft</td><td>2699</td><td>1299</td><td>0</td><td>1400</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>andere juristische Person</td><td>9182</td><td>0</td><td>514</td><td>3988</td><td>4680</td><td>0</td></tr><tr><td>Summe</td><td>714459</td><td>5222</td><td>10700</td><td>48952</td><td>207455</td><td>442130</td></tr></table> <table><tr><th colspan="7">Anzahl der Gebote je Rechtsform</th></tr><tr><th>Rechtsform</th><th>Alle</th><th>Bis 500 kW</th><th>500-1.000 kW</th><th>1.000-2.000 kW</th><th>2.000-5.000 kW</th><th>5.000-10.000 kW</th></tr><tr><td>natürliche Person</td><td>7</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>1</td><td>0</td></tr><tr><td>GbR</td><td>3</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>3</td><td>0</td></tr><tr><td>GmbH</td><td>51</td><td>3</td><td>4</td><td>8</td><td>20</td><td>16</td></tr><tr><td>GmbH & Co. KG</td><td>93</td><td>4</td><td>6</td><td>15</td><td>33</td><td>35</td></tr><tr><td>AG bzw. SE</td><td>8</td><td>0</td><td>0</td><td>2</td><td>2</td><td>4</td></tr><tr><td>eingetragene Genossenschaft</td><td>4</td><td>3</td><td>0</td><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>andere juristische Person</td><td>4</td><td>0</td><td>1</td><td>2</td><td>1</td><td>0</td></tr><tr><td>Summe</td><td>170</td><td>12</td><td>13</td><td>30</td><td>60</td><td>55</td></tr></table>	Gebotsmenge je Rechtsform in kW							Rechtsform	Alle	Bis 500 kW	500-1.000 kW	1.000-2.000 kW	2.000-5.000 kW	5.000-10.000 kW	natürliche Person	9480	978	1630	2852	4020	0	GbR	8680	0	0	0	8680	0	GmbH	207258	1100	3641	13817	73125	115575	GmbH & Co. KG	429060	1845	4915	23195	109800	289305	AG bzw. SE	48100	0	0	3700	7150	37250	eingetragene Genossenschaft	2699	1299	0	1400	0	0	andere juristische Person	9182	0	514	3988	4680	0	Summe	714459	5222	10700	48952	207455	442130	Anzahl der Gebote je Rechtsform							Rechtsform	Alle	Bis 500 kW	500-1.000 kW	1.000-2.000 kW	2.000-5.000 kW	5.000-10.000 kW	natürliche Person	7	2	2	2	1	0	GbR	3	0	0	0	3	0	GmbH	51	3	4	8	20	16	GmbH & Co. KG	93	4	6	15	33	35	AG bzw. SE	8	0	0	2	2	4	eingetragene Genossenschaft	4	3	0	1	0	0	andere juristische Person	4	0	1	2	1	0	Summe	170	12	13	30	60	55
Gebotsmenge je Rechtsform in kW																																																																																																																																													
Rechtsform	Alle	Bis 500 kW	500-1.000 kW	1.000-2.000 kW	2.000-5.000 kW	5.000-10.000 kW																																																																																																																																							
natürliche Person	9480	978	1630	2852	4020	0																																																																																																																																							
GbR	8680	0	0	0	8680	0																																																																																																																																							
GmbH	207258	1100	3641	13817	73125	115575																																																																																																																																							
GmbH & Co. KG	429060	1845	4915	23195	109800	289305																																																																																																																																							
AG bzw. SE	48100	0	0	3700	7150	37250																																																																																																																																							
eingetragene Genossenschaft	2699	1299	0	1400	0	0																																																																																																																																							
andere juristische Person	9182	0	514	3988	4680	0																																																																																																																																							
Summe	714459	5222	10700	48952	207455	442130																																																																																																																																							
Anzahl der Gebote je Rechtsform																																																																																																																																													
Rechtsform	Alle	Bis 500 kW	500-1.000 kW	1.000-2.000 kW	2.000-5.000 kW	5.000-10.000 kW																																																																																																																																							
natürliche Person	7	2	2	2	1	0																																																																																																																																							
GbR	3	0	0	0	3	0																																																																																																																																							
GmbH	51	3	4	8	20	16																																																																																																																																							
GmbH & Co. KG	93	4	6	15	33	35																																																																																																																																							
AG bzw. SE	8	0	0	2	2	4																																																																																																																																							
eingetragene Genossenschaft	4	3	0	1	0	0																																																																																																																																							
andere juristische Person	4	0	1	2	1	0																																																																																																																																							
Summe	170	12	13	30	60	55																																																																																																																																							
	表 2、我國太陽光電發電設備競標作業結果與德國之比較-平均折扣率 <table><tr><th>國家</th><th colspan="4">臺灣</th><th>德國</th></tr><tr><th>類型</th><th>第一級距 (1 瓩~100 瓩 屋頂型)</th><th>第二級距 (100~500 瓩 屋頂型)</th><th>第三級距 (500 瓩以上 屋頂型)</th><th>第四級距 (地面型)</th><th>地面型</th></tr><tr><td>第 1 期</td><td>11.66%</td><td>12.35%</td><td>4.15%</td><td>無投標案件</td><td>18.78%</td></tr><tr><td>第 2 期</td><td>16.02%</td><td>17.06%</td><td>0.01%</td><td>4.02%</td><td>-</td></tr></table>	國家	臺灣				德國	類型	第一級距 (1 瓩~100 瓩 屋頂型)	第二級距 (100~500 瓩 屋頂型)	第三級距 (500 瓩以上 屋頂型)	第四級距 (地面型)	地面型	第 1 期	11.66%	12.35%	4.15%	無投標案件	18.78%	第 2 期	16.02%	17.06%	0.01%	4.02%	-																																																																																																																				
國家	臺灣				德國																																																																																																																																								
類型	第一級距 (1 瓩~100 瓩 屋頂型)	第二級距 (100~500 瓩 屋頂型)	第三級距 (500 瓩以上 屋頂型)	第四級距 (地面型)	地面型																																																																																																																																								
第 1 期	11.66%	12.35%	4.15%	無投標案件	18.78%																																																																																																																																								
第 2 期	16.02%	17.06%	0.01%	4.02%	-																																																																																																																																								
建檔者	ITRI/張瓊之																																																																																																																																												



主題名稱	全球再生能源投資趨勢-Key finding
資料時間	2015/03/
上傳時間	2015/05/08
國別	□1.國內 ■2. 國外：全球
綠能類型	■1.整體再生能源觀測 □2.太陽光電 □3.風力 □4.其他綠能 □5.儲能應用 □6.電力市場
關鍵字	全球、再生能源、投資
重點摘述 (條列式)	2014 年全球再生能源電力與燃料(不包括大型水力發電計畫)投資額為 \$270.2 billion，較去(2014)年增加約 17%。近三年來，再生能源投資首次有所增加，主要受到幾個事件影響，如：中國與日本太陽光電安裝量激增，以及歐洲離岸風力項目投資額創下紀錄等。 2014 年再生能源投資趨勢上，最令人印象深刻的是風力與太陽能裝置量創下新高，達 95 GW，2011 年、2012 年與 2013 年風力與太陽能新增裝置量分別為 70 GW、79 GW 及 74 GW，其中 2011 年再生能源總投資額雖達 278.8 billion，然由於近年技術成本下降(尤其是太陽能)，故其新增裝置量相較於之後幾年仍最低。 - 再生能源於 2015 年開始即將面臨挑戰，主要原因為：政策不確定影響市場(美國、英國)、國家政策改變具追溯效力(義大利、羅馬尼亞)以及小型太陽能的電網連結問題(日本、美國某些州)等。去(2014)年下半年油價大幅下跌，乍看之下，似乎降低了某些再生能源的投資信心，如(石油輸出國的太陽能、生質燃料)，然而在大部分地區，石油與再生能源之投資是沒有競爭關係的，故只要風能與太陽能成本可以持續下降，再生能源仍會蓬勃發展。 2014 年再生能源投資額依再生能源種類比較，太陽能為 149.6 billion，較 2013 年增加 29%，風能進步 11%達歷史新高(\$99.5 billion)，同樣呈現正成長的還有地熱成長 23%(\$2.7 billion)，其他如生質能、生質燃料與小型水力皆為負成長(見圖 1)。而 2014 年再生能源投資額最多的國家依序分別為：中國(\$83.3 billion)、美國(\$38.3 billion)及日本(\$35.7 billion)。 - 總的來說，2014 年再生能源發電量(不包含大型水力)約占全球總發電量的 9.1%(2013 年為 8.5%)，相當於減少了 13 億噸 CO₂ 排放。
評析 (條列式)	2014 年再生能源投資額最大仍為太陽能與風力，太陽能主要投資地區為中國與日本，兩者投資於太陽能之投資額加總為 \$74.9 billion，其中中國主要以電廠規模的太陽能計畫為主，而日本則是著重於 1 MW 以下的小型計畫。 - 如圖 2 所示，本份報告將已發展與發展中國家歷年再生能源投資額做比較，可看到已發展國家之再生能源投資額在 2011 年達到高峰，而發展中國家的再生能源投資則是仍約呈現直線上升之成長趨勢，2014 年雙方之投



	資額已將近持平。其中在發展中國家再生能源投資額上，最為顯著的即是中國，有賴於政府政策強力支持，其目的主要為：開發電力來源、提升太陽能與風力之內需以及替代高污染的化石燃料發電機組，以因應近期備受關注的空污問題。 雖然 2014 年再生能源投資的亮眼表現是否能延續至 2015 年仍是個問號，然而 2015 年底即將召開巴黎氣候會議(COP21)，各國將提出相關之減碳作為以因應氣候變遷，而在有效限制碳排放之作為上，再生能源與能源效率技術之發展逐漸被認為是相當重要的，故一旦會議上各國達成協議，對後續再生能源之發展將是有利的。
連結	1. Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2015. Global Trends in Renewable Energy Investment 2015, http://www.fs-unep-centre.org
附件	 圖 1、2014 年全球再生能源新增投資(相較 2013 年)(單位：\$BN)  圖 2、全球已發展與發展中國家再生能源新增投資比較(2004-2014)(\$BN)
建檔者	ITRI/施沛宏



主題名稱	英國大選後對再生能源產業之影響
資料時間	2015/05/08
上傳時間	2015/05/13
國別	□1.國內 ■2. 國外: 英國
綠能新聞 類型	■1.整體再生能源觀測 □2.太陽光電 □3.風力 □4.其他綠能 □5.儲能應用 □6.電力市場
關鍵字	英國、風力、再生能源
重點摘述 (條列式)	- 英國大選結果出爐，由英國保守黨(Conservative Party)壓倒性勝出，甚至是不用組建聯合內閣的情況下，成為具完整正當性的執政黨。其中，最令人意外的是，過去聯合政府時期擔任英國能源局局長的Ed Davey(自由民主黨)，竟在其倫敦選區失利。在過去聯合執政時期，Ed Davey被認為是對再生能源持正向支持態度的官員，與保守黨共同制定能源政策時，也是一名在立場上捍衛再生能源發展的重要角色。 - 英國保守黨於大選前所提出的政策宣言涉及七大面向，而其對於能源組合的立場，傾向於開發頁岩氣及建置新核能電廠，以兼顧低排碳及低能源成本。其中，與再生能源相關的政策宣言摘述如下： - 長程不排除投入590億英鎊的投資於電力部門； <u>將停止對陸域風力的補助</u>，並將修改法律，使風場建置的最終裁決權從中央回歸地方政府； <u>對於離岸風力及碳捕獲及封存(CCS)等新能源技術研發持正面態度</u>。 - 在保守黨與自民黨聯組內閣時期，英國政府即提出將支持八項大型再生能源建置計畫，其中有五項就是離岸風力計畫，且五項離岸風力計畫之總裝置容量共計3,184MW(表1)，顯見保守黨過去對於離岸風力的重視。 - 呈上，預期至2020年時，這八項再生能源發電項目將使英國新增4,548MW的再生能源裝置容量(相當於新增4%的裝置容量)、貢獻15TWh的再生能源電力(約占總發電占比的5%)、每年降低10百萬噸二樣化碳當量的碳排放量，並創造出8,500個工作機會。
評析 (條列式)	- 在英國保守黨所提出的政策宣言中，對於能源所提出的承諾是「保證給予民眾潔淨、可負擔、安全的能源供應」，主打在「樽節支出」的前提下，進行能源開發及降低碳排放；所以在實行層面，不論是在電力零售市場或是長期能源開發計畫，都將盡可能地導入市場競爭機制，以降低納稅人的負擔。此外，在保守黨的盤算中，減稅政策將是鼓勵能源投資(如北海天然氣開發)，進而帶動能源領域新產業及就業機會的關鍵手段。 - 針對英國保守黨的政策宣言，英國非營利組織 RenewableUK 對此提出



	反對意見，並提出選前的研究報告，以說明陸域風力不僅為英國現階段最低成本且大規模發展再生能源技術，且未來發電成本仍有大幅下降空間(圖 1)。此外，該產業也為英國帶來 9.06 億英鎊的產值，實際上陸域風力發展也受到 2/3 民眾的支持。因此，保守黨欲廢除對陸域風力補助的宣言，不僅與該黨發展低成本及低排碳能源的主張相違背，也將該產業 19,000 就業人口的未來置入風險環境之中。 - 此外，從今(2015)年不會有大型太陽光電廠設置的現象(由於 CfD 履約價格過低，導致太陽光電廠商取消建置計畫，以及前政府撤回了 RO 制度下的 5MW 的大規模太陽光電廠設置計畫，以樽節財政支出)評斷，太陽光電產業也是較不受政府關切的再生能源，且在保守黨的政策宣言中，甚至完全沒出現太陽能相關字眼。若新政府以此態度去研擬未來第二輪 CfD 競標相關機制的預算分配，太陽光電產業預期將受到更大的打壓。 - 總的而言，英國大選結果出爐後，保守黨將無須再為聯合政府和諧運作而妥協，得以相對更大的自由度去實現其政策宣言。不過，言下之意是，未來英國的再生能源產業，將面臨政府給予更嚴苛的發展環境。而再生能源市場風向球在大選結束後，轉向更有利於離岸風力產業發展，然對於陸域風力、太陽光電產業的前景則較為堪憂。
連結	1. http://www.rechargenews.com/wind/1399437/uk-onshore-wind-in-the-firing-line-as-conservatives-take-power 2. 英國保守黨政策宣言 https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/manifesto2015/ConservativeManifesto2015.pdf 3. http://www.offshorewind.biz/2015/04/14/renewableuk-tories-fail-to-acknowledge-wind-energy-contribution-to-uks-electricity-mix/ 4. http://energydesk.greenpeace.org/2015/05/06/donor-watch-major-offshore-oil-gas-wind-investor-gives-more-than-600000-to-conservative-party/ 5. RenewableUK(2015). Onshore Wind Cost Reduction Taskforce Report. 2015/04. 6. https://www.gov.uk/government/news/government-unveils-eight-major-new-renewables-projects-supporting-8500-green-jobs



目前英國陸域裝置容量約為8GW，且陸域及離岸風力約貢獻英國10%電力

表1、英國(前)政府

計畫名稱	開發商	再生能源 技術	規 模 (MW)	場址
Beatrice	Beatrice Offshore Windfarm Limited	Offshore wind	664	Outer Moray Firth, Scotland
Burbo Bank extension	Dong Energy Wind Power A/S	Offshore wind	258	Liverpool Bay, at the entrance to the River Mersey
Drax Unit #1	Drax	Biomass conversion	645	Selby, North Yorkshire
Dudgeon	Dudgeon Offshore Wind Limited	Offshore wind	402	The Wash north of Cromer, Norfolk
Hornsea 1	Dong Energy Wind Power A/S	Offshore wind	1,200	North Sea, off the Yorkshire coast
Lynemouth	Lynemouth Power Limited	Biomass conversion	420	Ashington, Northumberland
Teesside	MGT Power Limited	Dedicated biomass with combined heat and power	299	Middlesbrough
Walney Extension	Dong Energy Wind Power A/S	Offshore wind	660	Irish Sea 19 km WSW off the Walney Island coast in Cumbria

附件



Figure 1. Opportunities for cost reduction shown against estimated CCGT LCOE in 2020 (£/MWh)

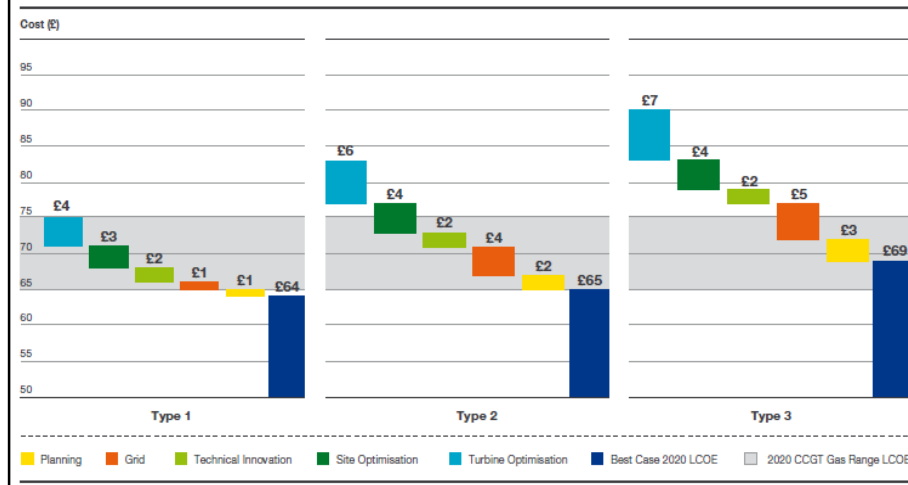


圖1、2020年英國陸域風力LCOE發展趨勢

圖片說明:此為RenewableUK針對英國陸域風力均化發電成本(LCOE)下降趨勢所做的調查報告，旨為證明陸域風力是目前英國最低成本、大規模的再生能源技術，且未來發電成本在技術、選址、電網設施、計畫規劃等面向之改善及提升，仍使LCOE仍有大幅下降空間。本報告以新建置之複循環燃氣渦輪機(CCGT)發電廠為比較對象，CCGT於2020年的LCOE約落在65~75£/MWh之間(相當於每度發電成本為新臺幣3.1~3.6元)；而陸域風力考量風速及風場規模(Type 1:高風速、大規模；Type2:中風速、中規模；Type:低風速、小規模)之情境，各情境最佳情況下的LCOE於2020年可分別下降至64、65、69£/MWh(相當於每度發電成本為新臺幣3.08、3.12、3.32元)。其中，風機設備優化與技術研發對成本下降有相當重要的重要性。RenewableUK藉此報告呼籲政府，陸域風力的技術發展未來仍有成長空間，但也同時需要政府給予誘因及獎勵，才能讓陸域風力產業持續發展。

建檔者

ITRI/張瓊之



三、太陽光電

太陽光電涵蓋各國產業動態，不同政策下對太陽能發展之影響。第一季國際綠能觀測太陽光電部分共 3 篇新聞簡評。

主題名稱	德國電力系統成功通過 320 日蝕考驗
資料時間	2015/03/24
上傳時間	2015/03/30
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：德國
綠能新聞 類型	☐ 1.整體再生能源觀測 ☒ 2.太陽光電 ☐ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☒ 6.電力市場
關鍵字	德國、太陽光電、電力市場
重點摘述 (條列式)	- 歐洲在今(2015)年 3 月 20 日再度出現日全蝕及日偏蝕，距離上次 1999 年出現已隔 16 年之久。雖然是難得一見的天文現象，然而歐洲輸電調度中心協會(ENTSO-E)事前認為，由於歐洲整體再生能源發電的電力供應占比從當年的 0.1% 攀升至現在的 10.5%，且根據歐洲統計局(Eurostat)資料顯示，<u>太陽能發電占比約占歐洲總電力供應的 3%</u>。因此，這次的日蝕現象，恐怕會對歐洲太陽光電電力供應帶來前所未有的考驗(圖 1)。 - 佛羅恩霍夫太陽能系統研究所(Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems)認為，日蝕發生的一小時到一個半小時之內，電力將以每分鐘 400MW 以上的速度減少，而在日蝕快結束時適逢正中午，電力更加以每分鐘 700MW 快速陡升。因此，<u>電力系統供給的平衡及轉換彈性是否足夠</u>，將是對歐洲各國電力系統能耐的一大試驗。 - 現在<u>德國太陽光電累計裝置容量為 39,734MW，約占總電力供應的 7%</u>。 - 德國為日偏蝕之情況，太陽受覆蓋率為 73%，且受影響的時段為上午 9 點 33 分至 11 點 52 分。觀察日蝕當週德國電力生產變化情形，可發現上午 10 時的太陽光電電力輸出明顯較前後一小時為少(圖 2)。 - 柏林研究機構 Energy Brainpool 已事先設想當日蝕發生時，德國由於各種可能發展情境所造成的經濟損失，例如： 電力批發價格會較平常情況高 - 由於電力市場通常以邊際成本(marginal costs)報價，因此無燃料成本的太陽能電力在電力市場中之報價也較便宜。因此，一旦電力市場中的太陽能發電量減少，也就意味著空缺的電力將由邊際成本相對較高的傳統火力機組補足，如此一來，電力批發價格就會提高。 - 觀察日蝕當週德國電力批發價格變化情形(圖 3)，可發現上午 10 時原為批發價格相對較低之時段，然日蝕當天價格卻出現



	另一高峰。依據 Fraunhofer 逐時監測系統資訊顯示，該時點之 <u>次日市場結算價格為 49.41 €/MWh</u>、<u>當日市場結算價格為 65.19 €/MWh</u>，兩者均明顯高於當週他日批發價格(圖 4)。 2. 備用電力容量的成本會增加 根據德國電力市場規則，當電力不平衡的情況發生的一小時內，電網營運商(TSOs)有義務負責控制儲備電量(control reserve)。在因應此種非常態之情況，需要較多可調度機組備戰以因應不時之需。在德國，可控制儲備電量是在電力平衡市場中(balance market)中，由電網營運商公開競標量，而由電力供應商報價競爭。所以，由於需求量增加的關係，廠商報價也會因此提高，備用電力容量的成本因此增加。 3. 為顧及電網穩定性，強制要求 PV 電廠不得輸出電力，需相應支付給 PV 發電商的龐大補償金。 此情況為該機構所設想的因應措施情境，因根據德國再生能源法(EEG)之規定，因不可控制因素需強制停機，再生能源發電業者得以為原本預期可發電力求償。
評析 (條列式)	- 隨著間歇性再生能源供電占比的增加，電力系統受天候因素影響的衝擊將會越趨顯著。一般而言，為求電力系統的供需穩定，電力之調節可分為正調節電力與負調節電力兩種類型： - 負調節電力，是指供給大於需求時，讓與電網連線的發電廠臨時降載，或打開新的用電需求，例如讓抽水蓄電廠開始運轉； - 正調節電力，係指供給小於需求時，通知特定電廠或發電機組將事先備用的容量饋入電網之中。故調節電力又稱為備轉容量。 - 按照德國電網營運商電力調度的時間先後順序，備轉容量可分為第一級備轉容量、第二級備轉容量及第三級備轉容量，通常第一級與第二級競標頻率為一星期一次，而第三級為每日競標。觀察德國電力平衡招標平台(www.regelleistung.net)3 月 20 日及第 12 週的公開招標資訊及結果，可發現德國針對日蝕事件，<u>額外新增一日第二級備轉容量額度</u>，負調節電力新增 2,279MW，正調節電力新增 2,246MW。 - 從競標結算價格中可發現，3 月 20 當天之成交價遠高於平常日，例如日蝕當日第二級備轉容量負調節電力平均成交價格約為每度電 55 歐分，是當週他日平均的 12.7 倍；為避免供不應求情形之正調節電力，平均成交價格約為每度電 58 歐分，是當週他日平均的 1.1 倍；而從邊際得標價格來看，負調節電力之價格更遠高於當週他日水平(9 倍)。從結果來說，為因應日蝕所造成的電力不穩定性所需付出的成本，平均每度電折合新台幣約為 18.5~19.6 元，最高甚至需付出每度電新台幣 44.7 元(表 1)。



- 此外，比較日蝕發生前後一小時的生產組合變化(圖 5)，可發現由日蝕造成的電力短缺，最主要由燃煤、燃氣等傳統火力機組與抽蓄水力之調度來補足；水力及生質能等供電穩定性較高之再生能源也能助上一臂之力，相較之下，未達尖峰發電時段及不穩定性較高的風力則鮮少貢獻。

連結

1. <http://www.germanenergyblog.de/?p=18219>
2. http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/germany--switching-off-pv-plants-during-eclipse-expensive-option_100018690/#axzz3VZ3XoEvG
3. https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public?result=&index=HIIQIfuDF4RB9j_QZf_rQ%3D%3D
4. <http://www.germanenergyblog.de/?p=18195>

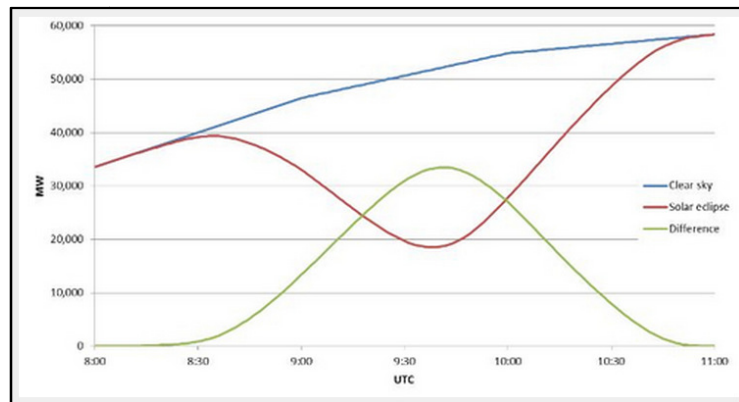


圖 1、ENTSO-E 假設晴朗天氣狀況下，
整個歐洲區在日蝕發生期間的太陽光電發電輸出變化

附件

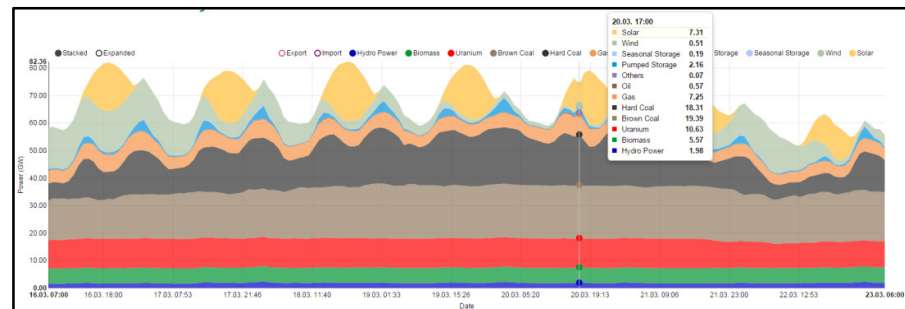


圖 2、德國第 12 週及 3 月 20 日上午 10 時電力發電變化情形

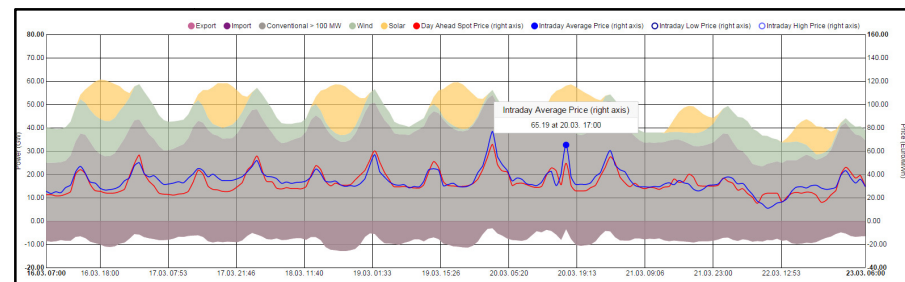
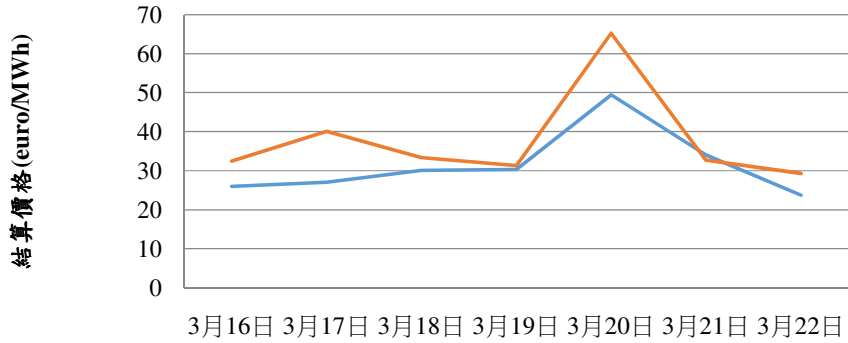


圖 3、德國第 12 週電力價格變化情形



	3月16日	3月17日	3月18日	3月19日	3月20日	3月21日	3月22日
Day-Ahead	26.02	27.06	30.12	30.33	49.41	34.03	23.78
Intraday	32.47	40.09	33.38	31.31	65.19	32.69	29.32

註:Day-Ahead 為次日市場；Intraday 為當日市場

圖 4、德國第 12 週上午 10 時電力批發價格變化情形

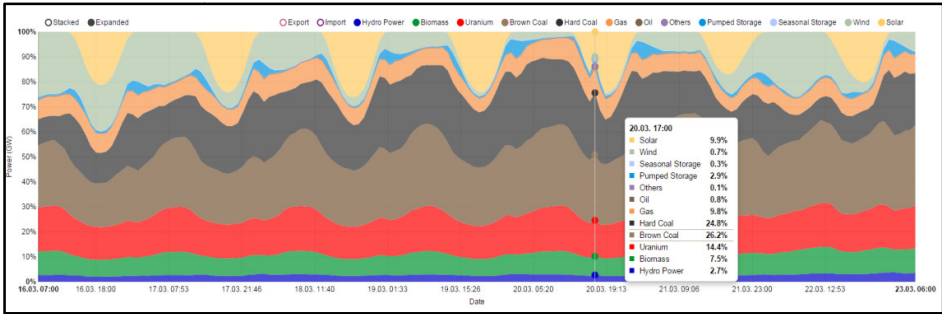


圖 5、德國第 12 週發電組合變化情形

表 1、德國平衡電力市場競標容量結果比較

競標期間	3/16~3/22				日蝕(3/20)			
備轉容量 (單位:MW)	負調節電力		正調節電力		負調節電力		正調節電力	
第一級(PCR)	670(WA)				670(WA)			
第二級(SCR)	2,021(WA)		2,054(WA)		2,279(TA)		2,246(TA)	
第三級(TCR)	2,522(TA)		2,123(TA)		2,648(TA)		2,532(TA)	
競標價格結果 (單位: € / MW)	負調節電力		正調節電力		負調節電力		正調節電力	
	平均	邊際	平均	邊際	平均	邊際	平均	邊際
第一級(PCR)	平均: 3,788.11；邊際:5,860.0							
第二級(SCR)	43.07	130.0	544.28	987.0	546.58	1,189.9	579.70	1,320.0
第三級(TCR)	2.97	11.11	0.26	1.77	50.43	149.41	131.24	575.00



	註: 1. Type: TA = Daily tender; WA = Weekly tender; MA = Monthly tender 2. 競標價格結果僅顯示日蝕發生時段(第二級為 08:00~20:00、第三級為 08:00~12:00)的平均結標價格及邊際結標價格比較 3. 由於第三級備轉容量為每日競標，因此呈現結果為 3/16~3/22(扣除 3/20)之平均及邊際結果 • 名詞解釋: 1. 第一級備轉容量(Primärregelung, Primary Control Reserve): 是指在最短的時間內，例如有發電機組突然故障，導致電網出現頻率偏差 (frequency deviation) 時，負責提供第一級備轉容量的機組必須在 30 秒內透過自動控制系統快速升載，為電網緊急供應 15 分鐘的電力 (容量)，並在同一時間內，逐步由第二級備轉容量來接替。 2. 第二級備轉機容量(Sekundärregelung, Secondary Control Reserve): 係指在機組接到輸電網公司發出的控制信號之後，必須在 30 秒之內自動升載，持續提供 15 分鐘的電力，之後再由第三級備轉容量來接替。 3. 第三級備轉容量(Minutenreserve, Tertiary Control Reserve): 係指必須能夠在電網障礙發生後 15 分鐘之內開始接續饋入電力，其餽網時間之要求為 1 到 4 小時。
建檔者	ITRI/張瓊之

主題名稱	美國推動電力公司運營社區太陽能發電
資料時間	2015/03/31
上傳時間	2015/04/08
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：美國
綠能新聞 類型	☐ 1.整體再生能源觀測 ☒ 2.太陽光電 ☐ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	美國、社區太陽能
重點摘述 (條列式)	• “社區太陽能(Community Solar)”目前在美國受到開發商及投資者的關注，如圖 1 所示，根據美國國家再生能源實驗室(NREL)發佈的研究報告「美國自願性綠色電力市場的現況與趨勢(Status and Trends in the U.S. Voluntary Green Power Market)」顯示：至 2014 年 9 月止，全美共有 64 個社區太陽能系統，合計輸出功率達到 40MW，另外，還有近 60MW 的計畫正在建設中。 • “社區太陽能”目的主要是針對因日照等原因無法在家中或建築物中設置太陽光電發電系統，或者雖滿足設置條件但無力負擔太陽光電發電系統安裝費用的電力用戶。 • “社區太陽能”運作機制：(如圖 2 所示)



- 用戶無需在自家屋頂或周圍設置太陽光電發系統，可以購買當地社區及其附近設置的部分太陽光電系統(社區太陽能)使用。社區太陽能發電的電力可以像自家設置的太陽光電發電系統一樣出售給電力公司，由此削減每月電費。
- 開發商就能夠向難以設置太陽光電系統的電力用戶開拓業務。目前社區太陽能大多由電力公司、當地的 NPO 法人、開發商、電力公司與其他機構共同運營。美國有很多電力公司加盟了 SEPA(Solar Electric Power Association, 美國太陽能電力協會)，根據對這些加盟企業進行調查資料顯示，現有的社區太陽能中有 87%都是由電力公司運營的。
- 美國首例社區太陽能是在 2006 年的華盛頓州埃倫斯堡設置的 70.5kW 系統，現在，科羅拉多州、明尼蘇達州、加州等 10 個州也通過相關法律及法規，促進社區太陽能的設置。
- 實際運作案例說明：
 - (1) 佛蒙特州
 - 美國開發商 Soveren Solar 在佛蒙特州建設 5 個中等規模的社區太陽能，另外，2014 年在北斯普林菲爾德又建置了 6 個 150kW 系統，提供 Green Mountain Power(GMP)電力公司的用戶可以購買這些社區太陽能電力。
 - 參與者以 250W 為單位，4 美元/W 的價格從 Soveren Solar 公司購買太陽能電池模組，購買的模組所發的電力從參與者的用電量中扣除，用戶只需向 GMP 電力公司支付差額。(1kW 系統的年發電量約為 1,300kWh)。
 - 佛蒙特州的法律規定，電力公司購買太陽光電發電系統電力時，需要在原來的電價基礎上提高 6 美分/kWh，社區太陽能的參與者可以在 10 年內以 14.7 美分/kWh 的價格從 GMP 電力公司購電，然後以 20.7 美分/kWh 的價格售電。
 - 由於社區太陽能的參與者實際是部分系統的”所有者”，因此，可以利用聯邦政府的 ITC(投資稅收抵免)制度，享受太陽光電發電系統購買價格的 30%稅收抵免。也就是說，參與者以 4 美元/W 的價格購買，透過 ITC 優惠後，實際購買的單價為 2.8 美元/W。
 - 電力用戶甚至可以通過購買社區太陽能來滿足自家全年的所有用電量。根據 Soveren Solar 計算估計，1kW 的太陽能電池模組每年發電量約 250 美元，如果每年電費為 1,500 美元的電力用戶，可購買 6kW 的模組即可抵銷掉全年的用電量。



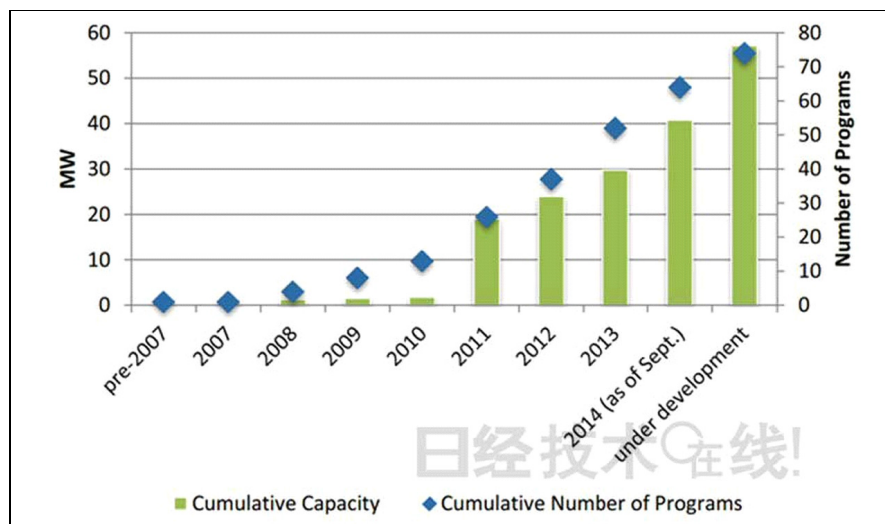
	(2) 亞利桑那州 - 亞利桑那州的電力公司 Salt River Project(SRP)從 2011 年開始在該州的佛羅倫薩地區運營 20MW 的社區太陽能系統”Copper Crossing Solar Ranch”，總共由 6.4 萬塊太陽能電池模組構成，由西班牙開發商 Iberdrola Renewables 設置。 - SRP 的電力用戶以 1kW 為單位購買太陽能電池模組，最多可滿足全家全年 50%的用電量。太陽光電系統若採用地上追蹤型，配合良好的日照條件，1kW 模組的年發電量可多達 2,700kWh。 - 亞利桑那州的案例與佛蒙特州不同之處在於，社區太陽能的參與者是從太陽光電站購買電力，而不是從電力公司購買，住宅用戶簽訂五年合約，以 11.25 美分/kWh 的價格從 Copper Crossing Solar Ranch 購電。這個價格比普通電價高，但是對參與者的好處是購電單價可維持 5 年不變，可因應未來可能的電費上漲。為了增加社區太陽能的參與者，SRP 在 2014 年 5 月將電價由 11.25 美分/kWh 下調為 9.9 美分/kWh。 • 美國電力公司有三種型態：一是民間電力公司(IOUS: Investor-Owned Utilities)；二是地方政府運營的公共團體電力公司(Municipal Utilities)，第三種是當地消費者所有的”合作社”運營的電力公司(Coop: Rural Electricity Cooperatives)。上述的亞利桑那州運的 20MW 社區太陽能系統的 SRP 就是合作社型的電力公司。 • 根據 SEPA 調查，由電力公司主導的社區太陽能系統中，有 44%是由當地消費者組成的合作社運，其次是公共團體電力公司，佔 33%；第三是民間電力公司佔 26%。 • 美國最大的太陽能發電市場—加州，決定通過法律促進社區太陽能系統的設置，2015 年 1 月，加州公益事業委員會(CPUC: California Public Utilities Commissions)要求該州的三大民間電力公司(IOUS)總計要設置 600MW 的社區太陽能系統，而且規定在 2015 年內必需要至少完成 110.5MW。電力公司與開發商的分工形式是，開發商負責開發及建設太陽光電發電系統，電力公司負責客戶管理的運營事項。
評析 (條列式)	• “社區太陽能(Community Solar)”目前相關機制名稱包括：共用太陽能(Shared Solar)；社區太陽能園(Community Solar Gardens)；社區共用太陽能(Community Shared Solar)。 • 這個機制形成的原因就是讓有些無法設置太陽光電發電的住戶，包括屋頂狹窄或形狀或材料或方位陰影或共有建築物等問題，也可以享受到太陽光電發電系統電力自給自足及獲得售電收入等好處。 • 社區太陽能機制其實是一種虛擬的淨計量電價(virtual net metering)，是目前可以達到多方雙贏的創新太陽能發電推動策略，主要的優點如下：



	- 參加者：無需進行維護及管理，而且可通過長期定額合約迴避未來可能上漲的電價。 - 開發商：集中場所可實現發電量最大化的規模經濟優勢，不需要每戶單獨佈線或安裝功率調節器等週邊設備，因此，可降低發電成本及建置成本。 - 電力公司：距電力消費地較近的場所進行發電，或用戶自發自用，可降低對現有電網輸配調度的相關成本及不穩定電力掌握。 • 台灣地狹人稠，公寓大樓住宅及商辦林立，因此，美國的社區太陽能機制是一項積極有效的推動措施，使得有意願加入太陽能發電的大樓住宅或商辦用戶，即使將來換屋或搬到其他地方，仍然擁有抵扣電費的好處。而且，又可充分利用公寓大樓的頂樓等大面積安裝的規模經濟效益。 • 目前台南市的太陽能系統安裝數量居全臺第一(2015.02 止)，總設置容量已超過 95MW，其中成功輔導 10 處陽光示範社區。2015 年除持續編列預算 2 千萬元，提供南市私有合法建築物，屋頂設置太陽光電系統之所有權人之外，再提供每 kW1 萬元、1.2 萬元及 2 萬元之加碼補助。 • 新北市推動社區太陽能主要以公有房舍及公有市場屋頂為主，目前共有 8 處公有市場屋頂安裝太陽能發電設備，每年可發電 51 萬度，以每度 3 元電費計算，每年可省 153 萬元電費。 • 台北市以垃圾掩埋復育公園，鋪設太陽能發電系統，預計 2015 年 6 月對外招標，目前評估 3 處可出租給太陽能業者，預估年發電量可超過 100 萬度。 • 從上述臺灣主要縣市推動太陽能規模及計畫來看，目前台灣推擴太陽能發電以小型住宅屋頂型為主，大型發電則以工業區、公有土地或地層下陷區為主。主要的推動模式仍然需要依賴政府購電補助(FIT)或設備補助，未來有可能遇到太陽光電饋線不足及經營規模太小的發展瓶頸問題。 • 依據”創新擴散(Diffusion of Innovations)”理論(如圖 3)，美國的”社區太陽能”推動機制已跨越技術擴散的”死亡之井”(Corssing the Chasm)，邁向技術大眾化階段，將太陽能發展推向以消費者為導向的成熟穩定市場機制。反觀，臺灣的推動策略仍停留在投資者利潤導向的非市場機制。因此，隨著太陽光電成本逐年下降達到可競爭狀態時，美國推動的”社區太陽能”的經營模式，可提供臺灣推動太陽光電發展的重要借鏡參考，真正擺脫需要政府補助的發展階段，提高全民參與太陽光電發展的意願，也為未來非核家園提供另一種可行的替代方案。
連結	1. https://big5.nikkeibp.com.cn/news/eco/74021-201503301715.html 2. https://big5.nikkeibp.com.cn/news/econ/67153-20130806.html



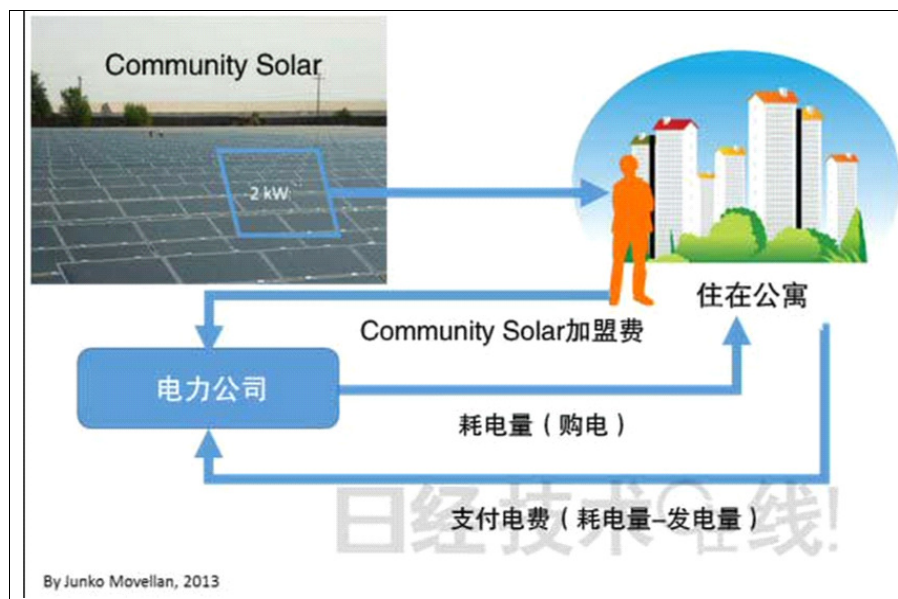
3. <http://pv.energytrend.com.tw/news/20150324-10847.html>
4. <http://pv.energytrend.com.tw/news/20150318-10808.html>
5. <http://pv.energytrend.com.tw/news/20150316-10786.html>



資料來源：<https://big5.nikkeibp.com.cn/news/eco/74021-201503301715.html>

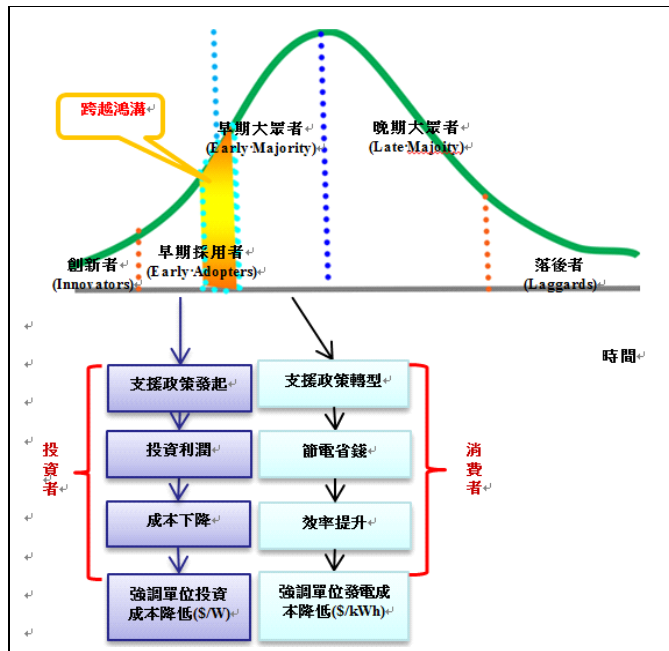
圖 1、美國社區太陽能系統的累計裝置量

附件



資料來源：<https://big5.nikkeibp.com.cn/news/econ/67153-20130806.html>

圖 2、“社區太陽能”運作機制



資料來源：周桂蘭，太陽光電支援政策轉型分析，台電工程月刊(2015/04)

圖 3、太陽光電技術採用生命週期與支援政策定位

建檔者

周桂蘭/ITRI

主題名稱	英國不合理的太陽光電履約價格恐重挫其太陽光電產業發展
資料時間	2015/04/07
上傳時間	2015/04/10
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外: 英國
綠能新聞類型	☐ 1.整體再生能源觀測 ☒ 2.太陽光電 ☐ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	英國、太陽光電、差價合約
重點摘述 (條列式)	背景提要: - 英國低碳合約公司(Low Carbon Contracts Company ,簡稱 LCCC)代表英國能源及氣候變遷部(DECC)作為差價合約(Contracts for Difference, 簡稱 CfD)訂約方，是負責簽署及管理 CfD 的公司。 - DECC 將再生能源技術區分為「技術成熟」與「技術較不成熟」兩類。 - 技術成熟：陸上風機(容量大於 5MW)、太陽光電(大於 5MW)、利用垃圾發電的汽電共生、水力發電(大於 5MW 或小於 50MW)、垃圾及污水沼氣發電。 - 技術較不成熟：離岸風機、波浪能、潮汐流能、先進轉換技術、厭氧發酵、利用生質能發電的汽電共生以及地熱發電。 - 再生能源發電業者必須在競爭性分配 (Competitive Allocation)中，藉



	由提交報價來爭取 CfD。其報價代表他們願意接受的每兆瓦時(MWh)最低行使價，而報價最低之技術將先被分配 CfD，以此類推，直至該年度 CfD 計畫預算用罄(預算分配如附表 1)。 第一輪差價合約開標結果： - 第一輪差價合約競標結果已於今(2015)年 2 月 26 日公告，潔淨能源案件得標之裝置容量共計 2GW。其中，太陽光電案件共計有 5 件得標，總得標裝置容量為 71.55MW。 - 在五件的標案件中，有兩個案件以較低履約價格(Strike Price)£50.00/MWh 得標(折合新台幣約為每度 2.30 元)，其餘三件的履約價格為£79.23/MWh 較高(折合新台幣約為每度 3.65 元)，履約期間為 15 年(詳如附表 2)。 英國今 (2015)年將不會有大型太陽光電廠設置： - 根據英國電力交易所 APX Power UK 的公開資訊顯示，近一年來英國電力現貨市場的價格大約界於£36/MWh 至£46/MWh 之間(圖 1)。也就是說，以£50.00/MWh 履約的太陽光電電場，未來每發一度電，僅能從市場中獲得約£4~14/MWh 不等的利潤(折合新台幣約為每度 0.18~0.64 元)。 - 以較低履約價格得標的 Wick Farm Solar Park 及 Royston Solar Farm，因其履約價格不足以帶來足夠的經濟效益，近日宣布將不會進行建置計畫。由於兩案件的交付年度皆為 2015 財政年度，其餘三件則在 2016 財政年度，因此，在 CfD 制度下，將不會有大型太陽光電廠建置。 - 另外，英國在每年 10 月，會針對該財政年度提出再生能源義務制度(The Renewables Obligation, RO)，然而在今(2015)年 4 月 1 日，英國政府撤回了在該制度下，5MW 的大規模太陽光電廠設置計畫，其理由是基於該電廠之設置將會使得政府預算受到限制。因此，在 RO 制度下，亦不會有新的大型太陽光電廠建置。
評析 (條列式)	- 在 CfD 機制下，英國針對再生能源電力給予一個固定的履約價格(strike price)，此價格主要依過去的補貼狀況逐月調整，再生能源發電業者仍參與現貨市場進行交易，若成交價格低於履約價格，則會收到兩者之間的差額補償；反之，若成交價格高於履約價格，則業者必須將超額收入繳回。此種機制最大的好處是，可以減少對終端電力消費者的共同負擔。 - 比較其他得標之再生能源案件:陸域風力 15 件得標共計 749MW，履約價格最低£79.23/MWh、最高£82.50/MWh；離岸風力 2 件得標共計 1.2GW，履約價格分別為£114.39/MWh、£119.89/MWh，可發現太陽光電履約價格較陸域風力更低。然而，若比較 DECC 針對英國各能源均化發電成本比較，大型太陽光電電廠之均化發電成本不僅遠高於履



	約價格，也高於陸域及離岸風力的均化成本(附表 3)。此狀況顯示，太陽光電電廠經營業者幾乎無法從 CfD 中獲得利潤保障。更糟糕的情況是，基於 CfD 之合約規定，一旦電力批發市場成交價格高於履約價格，業者還必須將多出的超額收入繳回。 - 在第一輪競標結果出爐後，有業者反應，由於 CfD 機制尚處運作初期，充滿不確定性及風險，許多中小型規模的太陽光電廠開發業者甚至不敢參與投標，出來的競標結果更是令人望之卻步。期望在下任政府團隊帶領下，能夠給予太陽光電產業更好的發展前景。 - 英國在去(2014)年擊敗德國，成為歐洲最大的太陽光電市場，且根據 IHS 評估，2015 年全球太陽光電約有 57GW 的新增裝設量，而英國就儕身於最被看好的五大市場之一。然對比於第一輪的開標結果，得標狀況遠不如陸域風力(陸域風力的競標案件是 100%得標，履約價格也較太陽光電更為優渥)理想。業者認為，政府不應該以這種作法打擊前景看好但尚處於發展階段的太陽光電產業。 - 英國大選之日(5 月 7 日)將近，按照 LCCC 公司原定時程規劃，第二輪競標階段預計於今(2015)年 10 月 21 日開始，11 月 4 日截止，也就是在大選過後。LCCC 公司表明，未來第二輪的預算分配及 CfD 競標相關機制，將由未來的政府酌情決定。因此，英國的再生能源政策現階段處於不明朗之狀態。
連結	http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/uk--no-cfd-backed-large-scale-solar-for-next-fiscal-year_100018940/#axzz3WsJDVrbq - CfD Round One Results: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407059/Contracts_for_Difference_-_Auction_Results_-_Official_Statistics.pdf - CfD Round Two Timetables: https://lowcarboncontracts.uk/system/files/round_2_operational_plan_v2.pdf - DECC(2013). Electricity Generation Costs 2013. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf https://www.apxgroup.com/market-results/apx-power-uk/dashboard/ http://www.pv-tech.org/guest_blog/the_outlook_for_the_solar_industry_in_2015_10_key_questions



表1、CfD預算分配

Revised CFD Budget Release for 2014 Allocation Round (Figures are total support payments available in a given year)

£m (2011/12 prices)	Delivery Year ²				
	15/ 16	16/ 17	17/ 18	18/ 19	20/ 21
CFD Budget (2014 release)	50	220	325	325	325
Pot 1 (established technologies)	50	65	65	65	65
Pot 2 (less established technologies)	-	155	260	260	260

表2、第一輪CfD太陽光電得標案件

Wick Farm Solar Park	Hadstone Energy Limited	Solar PV	19.1	50.00	2015-2016
Charity Farm	Lightsources SPV136 Limited	Solar PV	14.67	79.23	2016-2017
Royston Solar Farm	ROYSTON SOLAR FARM LIMITED	Solar PV	13.78	50.00	2015-2016
Netley Landfill Solar	REG Netley Solar Ltd	Solar PV	12	79.23	2016-2017
Triangle Farm Solar Park	Cambridgeshire County Council	Solar PV	12	79.23	2016-2017

表3、DECC評估各能源類別之均化發電成本(LCOE)

Table 2: Levelised Cost Estimates for Projects Starting in 2013, 10% discount rate, £/MWh

	CCGT	OCGT	Nuclear - FOAK	Onshore >5 MW UK	Biomass Conversion	Offshore R2	Offshore R3	Large scale solar PV
Pre-development Costs	0	5	6	7	1	4	6	0
Capital Costs	9	54	64	70	9	77	78	134
Fixed O&M	4	23	11	18	10	31	36	24
Variable O&M	0	0	3	5	1	1	0	0
Fuel Costs	49	73	5	0	86	0	0	0
Carbon Costs	18	26	0	0	0	0	0	0
CO2 Capture and Storage Costs	0	0	0	0	0	0	0	0
Decommissioning and Waste Fuel	0	0	2	0	0	0	0	0
Total Levelised Costs	80	181	90	101	108	113	120	158

附件

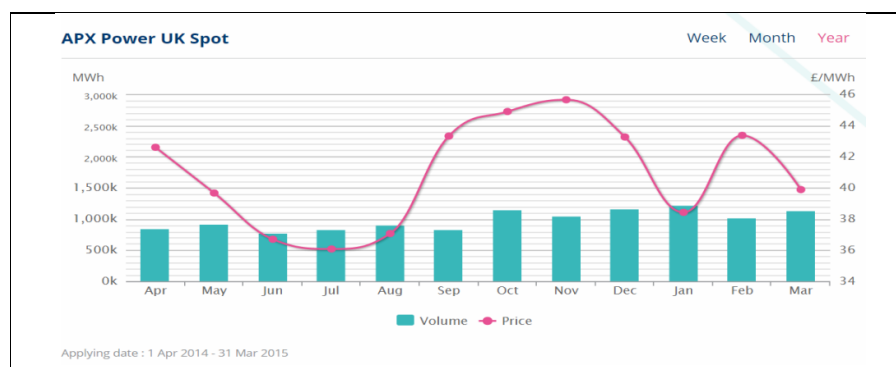


圖1、英國近一年來電力現貨市場價格走勢

建檔者

ITRI/張瓊之



四、風力發電

風力發電涵蓋各國產業動態，不同政策下對風能發展之影響。第一季國際綠能觀測風力發電部分共 4 篇新聞簡評。

主題名稱	臺灣首座公民風場玩完了
資料時間	2015/04/28
上傳時間	2015/04/28
國別	■1.國內 □2. 國外
綠能新聞 類型	□1.整體再生能源觀測 □2.太陽光電 ■3.風力 □4.其他綠能 □5.儲能應用 □6.電力市場
關鍵字	台灣、風力發電
重點摘述 (條列式)	- 澎湖縣政府 2014 年成立首座全民入股的能源公司「澎湖開發能源股份有限公司」（簡稱澎能），今天辦理公司清算，首座公民風場轟轟烈烈上場才九個月，就吹了熄燈號。 - 澎能由澎湖縣政府主導，去(2014)年成立時由縣府、台汽電各出資 500 萬，中興電工出資 400 萬元，今(2015)年初預計增資至 2 億元，縣政府、台汽電各持股 25%、中興電工持股 20%，另由澎湖縣民認股 30%。 - 行政院 2011 年核定「建置澎湖低碳島專案計畫」，規劃澎湖縣成為台灣首座示範低碳島，發展風電是其中的重要目標，近年政府多次邀請產官學界到澎湖考察風電環境，但澎能成立不到一年即關門，官員坦言會打擊澎湖後續開發風電的意願。 - 澎湖縣府表示，澎能公司結束營運主要原因是資金不到位，以及初步評估獲利率太低，董事會決議設停損點。 - 經濟部指出，澎能公司解散，必須向經濟部提出修正計畫，釐清原規畫的 6.4 萬瓩的風場要怎麼善後，如果該風場還要繼續開發，考慮交給台電或其他廠商繼續執行。
評析 (條列式)	- 能源局原定每年以新增 10 萬瓩風電為目標，但過去三年均未達標，目前累積 63.7 萬瓩，距離年底目標值還差 20 多萬瓩。我國陸域風力發電原定今(2015)年底裝置容量目標為 87.1 萬瓩，幾乎已確定無法達陣。(圖 1) - 此次澎湖首座公民風場的失敗及風力發電無法達成預定目標，有幾項原因值得探討，可作為我國未來繼續發展再生能源的借鏡。 (1) 內部財務風險評估太樂觀 - 為加快陸域風力開發力道，能源局今(2015)年首度實施次級風場優惠費率，今(2015)年起完工運轉的風場，運轉五年後，平均實績值若低於一年發電量 2,400 度，五年後可適用較高的躉售費率收購，加快廠商投資回收的時程。也就是政府將針對風電每年實際發電



度數在 2,200 至 2,400 度之間的風場經營者，擬以投資成本除以過去五年實績值得出的費率來收購。

- 只看到未來穩定收益來源，未詳細評估相關的投資成本，只考慮風場主要設備成本，未考量輸配電的併網成本，致使風力發電成本嚴重低估。

(2) 外部環境風險未考量

- 澎湖風能公司的風場分散共計有 12 個，增加輸配電的成本負擔。
- 澎湖的風電由政府優惠保證收購的前提是將風電以海底電纜輸送回臺灣，但卡在雲林縣民抗爭，等於澎湖風電無處可賣。
- 離岸風力因中國大陸平台船爭議，推動計畫延宕；原定今(2015)年底要完成四架示範機組共計 1.5 萬瓩，已確定要延後一年完成，今(2015)年僅以三個示範廠商豎起海氣象觀測塔為階段目標。

(3) 公民風場的營運模式除了資金募集外，相關利害關係人的權利及責任在公開募資前，應有詳細的投資及營運計畫。另外，公民參與入股投資，未來風場的營運財報需要定期公佈，才能降低公民參與的疑慮。

- 由上述原因分析，有下列幾建議：

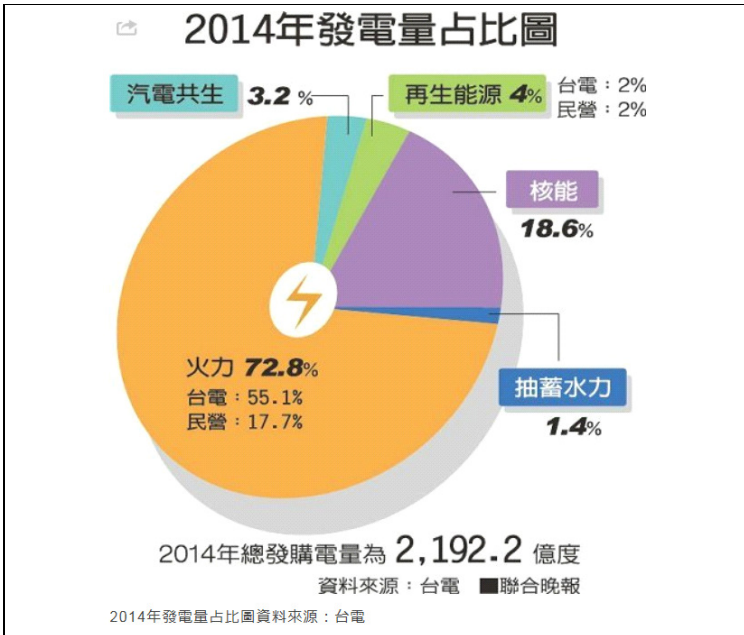
(1) 併網成本及可併網容量估計：

- 未來大規模發展風電的瓶頸仍在於併網的輸配電問題。尤其是離島的狀況若不能在島內自用，則勢必需要建置海底電纜，此增加風能開發的變數與風險，除了投資成本擴大，未來運維成本增加，因此，對於風電的均化發電成本必需採保守估計。
- 日本經產省及環境省推估 2030 年的再生能源發展目標時，同時考量在電網中靈活運用不穩定電力能源成本及可併網的容量，再討論這類能源在能源結構中所占的比例。日本的規劃思維及澎湖的風電案例皆已說明再生能源大規模發展時，不可忽略的併網成本及容量問題。

(2) 「市民風場」的經營模式本土化

- 經濟部能源局希望引進於歐美國家已行之有年的「市民風場」模式，其主要的構想是：由台灣電力公司提供給台灣風力發電業者 20 年保證收購，透過讓風機一定距離內的民眾參與入股、獲利共享的方式，讓居民能夠同意風機的設立。因此，「市民風場」的經營模式必需確認是否相關利害關係人權利義務皆已明確規範。澎湖風能公司的公民入股風場計畫，除了澎湖當地的公民外，未能考慮到海底電纜興建的相關利害關係人權益(包括漁民及內陸併網的當地居民)問題，也是主要的失敗原因之一。
- 因此，我國在仿效國外的市民風場案例時，仍應仔細釐清潛在的



	障礙，找出適合臺灣本土的商業模式，使臺灣能走出目前風電的困境。
連結	1. http://udn.com/news/story/8051/867991 2. http://udn.com/news/story/8051/868063 3. http://udn.com/news/story/8051/868067
附件	 2014年總發購電量為 2,192.2 億度 資料來源：台電 ■聯合晚報 2014年發電量占比圖資料來源：台電 圖 1、臺灣再生能源 2014 年發電占比
建檔者	周桂蘭/ITRI

主題名稱	日本風力發電發展現況，目前導入設備容量為 275 萬瓩，審查中約有 520 萬瓩，已超過 2030 年 600 萬瓩之目標
資料時間	2015/3/10
上傳時間	2015/04/28
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：日本
綠能新聞類型	☐ 1.整體再生能源觀測 ☐ 2.太陽光電 ☒ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	日本、離岸風力
重點摘述 (條列式)	日本自 1997 年度開始補助支援風力發電設備的安裝，並於 2003 年度實施 RPS(再生能源配比義務)法，使得導入量增加。但到 2012 年 7 月推動固定價格買取制度後，對於大型申請案件，同時開始要求進行環境影響評估，使得風力發電並未出現大量增設的現象，如圖 1 所示，2013 年度的成長率(2.9%)比往年的年均成長率(23.4%)差，如圖 2 所示。統計至 2014 年 11 月止，總設備導入量為 275 萬瓩。

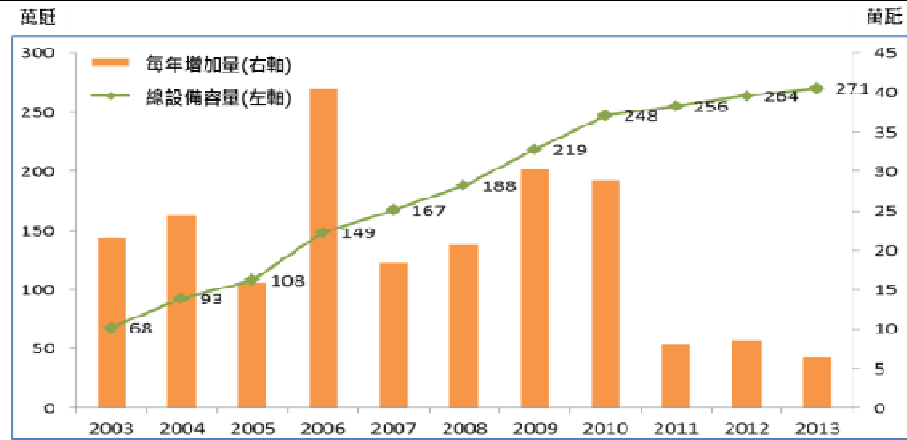


圖 1、日本風力發電的導入量

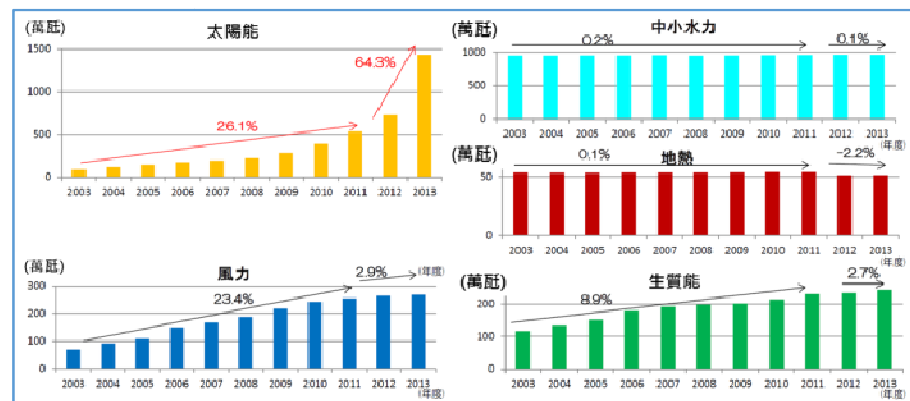


圖 2、日本再生能源的導入量

- 自 2012 年 10 月起，安裝 7,500 瓩以上的風力發電設備，必須經過環境影響評估的程序，約要 3~4 年的時間，如圖 3 所示。目前，環境影響評估中或完成審查(運轉開始前)的風力發電案件，全日本約為 520 萬瓩，主要集中在風況良好的北海道及東北地區，加上既有的 271 萬瓩，共約有 790 萬瓩，如表 1 所示。

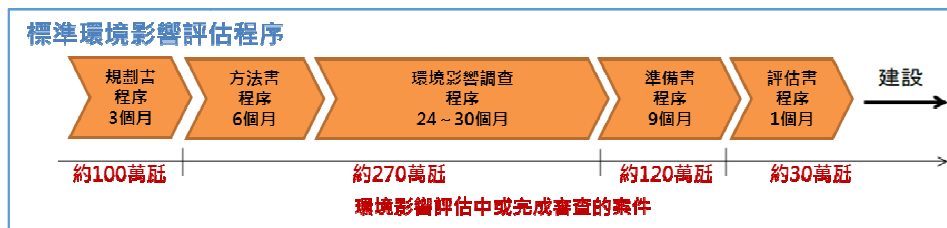


圖 3、日本環境影響評估中或完成審查的風力發電案件

表 1、日本各電力公司風力發電的導入量與可併網量

電力公司	北海道	東北	東京	北陸	中部	關西	中國	四國	九州	沖繩	合計
2013年度導入量 (萬瓩)	約 32	約 75	約 24	約 15	約 23	約 14	約 30	約 12	約 43	約 2.5	約 271
環境影響評估中至 運轉開始前的風力 發電案件(萬瓩)(統計 至2015年1月)	約 159	約 268	約 2	約 2	約 9	約 12	約 20	約 24	約 29	0	約 524
各電力公司公布的 風力發電可併網量 (萬瓩)	56	200	未 設定	45	未 設定	未 設定	100	60	100	2.5	564

- 對於離岸風力，包括浮體式和著床式風力發電，到 2020 年度約有 2 萬瓩的實證計畫預定開始運轉，加上目前港灣內計畫、業者決定 2020 年度開始運轉的案件約有 16 萬瓩，其他業者約有 120 萬瓩。(參考圖 4)

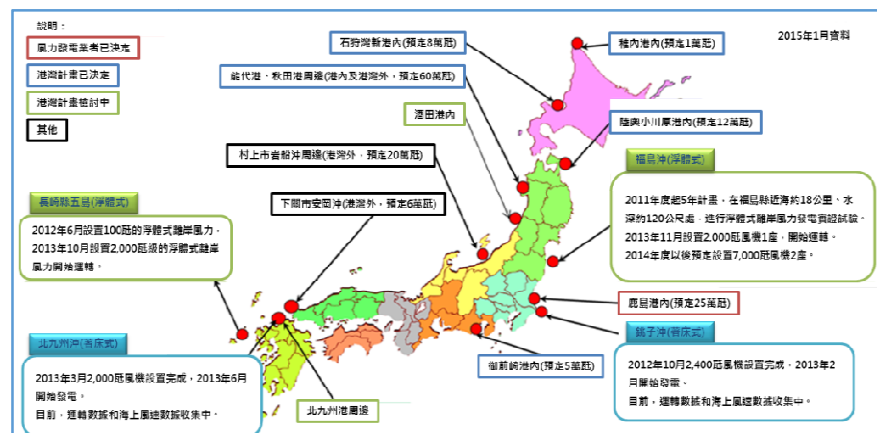


圖 4、日本離岸風力發電的開發狀況

- 目前各電力公司公布的風力發電可併網量，如表 1 所示，考慮環境影響評估中的案件，北海道電力及東北電力可能會產生風力發電大量導入的極限。因此，為擴大風力發電的導入，北海道電力和東北電力必須採取對策，例如：
 - 修正地區間電力連線的利用規則：**2015 年 4 月開始運作的廣域運營推進機關將進行討論與修正。
 - 強化地區間電力連線等基礎設施：**針對北海道和東北地區，將投資增加北本連線的容量。目前，在 2015 年度的預算案中，風力發電在地區內輸電網之建置與實證計畫有 105 億日元，風力發電的預測與控制技術開發計畫有 60 億日元。



	3. 使用大型蓄電池：將過剩的再生能源電力，使用蓄電池儲存。為擴大導入 100 萬瓩的再生能源，設置可儲電 5 小時容量的蓄電池，約需 2,500 億日元(NAS 電池約 5 萬日元/kWh)。目前，正進行降低蓄電池系統成本的技術開發，目標在 2020 年成本降至 2.3 萬日元/kWh。
評析 (條列式)	- 日本針對各種電源從規劃到運轉所需時間，太陽能發電(住宅用)約 2~3 個月、太陽能發電(非住宅用)約 1 年、陸域風力發電約 4~5 年，離岸風力發電涉及的工程與環境問題更多，所需開發時間將更長。因此，在固定價格買取制度實施後，太陽能發電的導入成長率高於風力發電，如圖 2 所示。日本 2030 年風力發電裝置容量的導入目標為 600 萬瓩，以目前申請案件及既有設備來看，共有 790 萬瓩，已超過該目標。 - 日本風力發電每度電的躉購費率(不含稅)為：陸域 20 瓩以上 22 日元(新臺幣 5.72 元)，20 瓩以下 55 日元(新臺幣 14.3 元)，離岸 20 瓩以上 36 日元(新臺幣 9.36 元)。我國風力發電的躉購費率，參考附件二，則在 2.6~8.17 元之間。 - 我國於 2000 年實施「風力發電示範系統設置補助辦法」，完成雲林麥寮、澎湖中屯及竹北春風等三座陸域示範系統。並於 2009 年實施「再生能源發展條例」，採行躉購電價制度。2012 年行政院核定「千架海陸風力機計畫」，規劃於 2020 年完成陸域 450 架，2030 年完成離岸 600 架。並於 2012 年實施「風力發電離岸系統示範獎勵辦法」，具體推動策略為：(1)以風場示範計畫，補助業者機組及風場作業費用，2015 年完成國內首座離岸風場，2020 年完成淺海風場 32 萬瓩；(2)2021~2030 年則以經濟規模區塊開發方式，推動大規模風場開發。2014 年 1 月核定風力發電目標為陸域 120 萬瓩、離岸 300 萬瓩。我國目前尚無離岸風力發電，陸域風力發電統計至 2015 年 1 月累計總裝置容量為 63.72 萬瓩。我國與日本均積極推動風力發電的設置，日本的相關推動措施，特別在離岸風力發展上，值得我們關注與參考。
連結	1. 再生可能エネルギー各電源の導入の動向について，經濟産業省資源能源廳，総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会(第 4 回会合)，資料 2，2015/3/10。 http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/004/pdf/004_06.pdf 2. 前回のご指摘事項について，經濟産業省資源能源廳，調達価格等算定委員会(第 17 回)，資料 3，2015/1/28。 http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/017_03_00.pdf 3. コスト等検証委員会報告書，日本能源環境會議成本等検証委員會，2011/12/19。



http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/001/pdf/001_10.pdf

4. 全國能源會議背景資訊，核心議題二供給穩定開源。

附件

表 1、日本評估各種電源從規劃到運轉所需時間

電源	從規劃到運轉所需時間
核電廠	約 20 年
火力發電(燃煤、燃氣、燃油)	約 10 年
一般水力	約 5 年
小水力	約 2~3 年
地熱發電	約 9~13 年
生質能發電(木料專燒)	約 3~4 年
生質能發電(木料混燒)	約 1 年半
太陽能發電(住宅用)	約 2~3 個月
太陽能發電(非住宅用)	約 1 年
陸域風力發電	約 4~5 年
離岸風力發電	尚未確定

表 2、我國歷年風力發電躉購費率

單位：新臺幣/度

分類	裝置容量級距(瓩)	2010	2011	2012	2013	2014
陸域	≥1~<10	7.2714	7.3562	7.3562	7.3562	8.1735
	≥10 (+LVRT)	2.3834	2.6574	2.6427	2.6258	2.6338
	≥10		2.6138	2.5971	2.5924	2.6000
離岸	-	4.1982	5.5626	5.5626	5.5626	5.6076

註：(+LVRT)為加裝「低壓穿越」設備者

表 3、我國風力核定目標

單位：MW

能源別 \ 年份		2013	2015	2020	2030
		2013	2015	2020	2030
風力風電	陸域	614	814	1,200	1,200
	離岸	0	15	320	3,000

建檔者

林祥輝/ITRI

主題名稱	德國離岸風場之工程延宕及經費超支議題探究
資料時間	2015/05/25
上傳時間	2015/05/29
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：德國
綠能新聞	☐ 1. 整體再生能源觀測 ☐ 2. 太陽光電 ☒ 3. 風力



類型	□4.其他綠能 □5.儲能應用 □6.電力市場
關鍵字	德國、離岸風力
重點摘述 (條列式)	- Hertie School of Governance 於今(2015)年 5 月中旬發表一份研究報告，針對德國目前已建置完成、完成併網並正式營運的<u>八座離岸風場</u>進行調查，發現全部都有工程延宕問題，<u>平均延宕時程 13 個月</u>；五座有經費超支問題，<u>建置花費平均高於原先經費預算的 20%(表 1)</u>。 - 研究發現，造成德國離岸風場延宕與超支的主要關鍵因素，包含於<u>新興產業中使用未經測試的技術所具有之風險</u>、<u>供應鏈相關議題</u>、<u>海事基礎設施不足</u>、<u>資本密集型開發計畫的財務風險</u>，以及<u>政府在治理受監管系統運營商(TSOs)與私營開發商時所面臨的電網併聯工程權責問題</u>。 - 呈上，本研究報告作者 Genia Kostka 指出，在技術層面上，德國的離岸風電產業已具備相當純熟之技術，足以克服許多建造安裝階段的挑戰，不過造成成本超支及工程延宕的關鍵主因在<u>電網的連接及擴展</u>，是一個目前仍面臨的挑戰。 - 該研究建議，未來應持續<u>加強系統運營商、風場開發商及產業供應鏈業者之間的統籌協調</u>。此外，亦建議北海鄰近國家應思考長程規劃、分享最佳實務經驗，及發展跨國離岸電網擴張計畫，例如北海鄰國離岸電網推動計畫(the North Sea Countries Offshore Grid Initiative)。
評析 (條列式)	- 本研究從八座離岸風場案例中，根據建置容量的多樣性、場址、潛在治理議題等因子，中找出四個做更深入的案例研析，以探討離岸風場的工程延宕及經費超支議題。以延宕及超支最為嚴重的 BARD 1 離岸風場(表 1)為例，當時負責此風場開發計畫的 Bard 公司，試圖全數包辦(in-house)渦輪機製造、鋼材建造、物流後勤與安裝，而不選擇外包；在開發過程中，由於規劃決策者過度自信，低估了技術面及資金面的挑戰，Bard 最後宣告破產，並由某大銀行的子公司接手。此外，迄今為止，該風場仍由於傳輸問題無法正式運作。其他案例研析成果整理如表 2、表 3 所示。 - 雖然目前再生能源受限於無法 24 小時運轉發電，對解決目前短期電力系統每日備轉容量率偏低現象及降低限電風險之貢獻有限，我國經濟部仍三度擴大再生能源目標至 17,250MW，竭盡所能發展再生能源。我國自 98 年 7 月 8 日公布施行「再生能源發展條例」，於 99 年訂定 119 年再生能源設置目標為 10,858 MW、100 年經修正提升至 12,502 MW、103 年進一步提高至 13,750MW，今(2015)年 5 月 28 日經濟部完成規劃，2020 年總裝置容量目標將擴大至 17,250MW，再生能源目標擴增達 1.5 倍，占台電電力系統比例達 30%以上，於全國電力系統占比則為 26%。預計 2015 至 2020 年太陽光電及風力發電共可帶動產業產值新臺幣 9,894 億元，平均每年可增加就業人數共計 6,184 人。 - 為加速上述目標達成，在風力發電規劃上，係以「先優良後次級、先陸



	域後離岸、先示範後區塊」為推動策略，預計 2020 年離岸風力發電裝置容量，將由 3,000MW 提高至 4,000MW。為達成上述目標，經濟部將採行以下推動作為： - 加速區塊開發作業：預計於 2015 年 6 月上旬公布「離岸風力發電規劃場址申請審查作業要點」，以利業者提早準備進行離岸風場規劃與開發； - 協助融資：協助融資風險評估，提高投融資意願； - 加速自主設置能量：透過區塊開發規劃，擴大風場規模，帶動國內業者投入風場施工及運維，降低長期開發及運維成本。 • 我國離岸風電產業發展目標中程於 2020 年完成 3 座離岸示範風場 320MW 開發，長程於 2030 年完成離岸裝置容量 4,000MW。未來所面臨障礙與困難中，電網併聯之外部因素不容忽視，且相關配套措施仍有待建立。從德國發展經驗中，可了解<u>電網併聯工程之權責明確與否，是影響到時程延宕的關鍵因素</u>，需藉由法規加以釐清，更需在事前與開發商及系統運營商(台電)充分協調溝通。																																																																																								
連結	1. http://www.rechargenews.com/wind/1400730/study-pinpoints-german-offshore-wind-delays-and-overspends 2. Niklas Anzinger and Genia Kostka (2015). Large Infrastructure Projects in Germany Between Ambition and Realities. Hertie School of Governance . Germany. 2015/05. http://www.hertie-school.org/fileadmin/images/Downloads/pressmaterial/infrastructure/working_papers/4_WP_Offshore_Wind_Energy.pdf																																																																																								
附件	表 1、德國已正式商轉離岸風場執行概況 <table><tr><th colspan="8">Table 2: Key data on finished OWPs in Germany</th></tr><tr><th>Offshore wind park name</th><th>Capacity (MW)</th><th>Start of construction</th><th>Planned end of construction</th><th>Time delay (months)</th><th>Planned cost (million €)</th><th>Final cost (million €)</th><th>Cost overrun (%)</th></tr><tr><td>Alpha Ventus</td><td>60</td><td>Aug-2007</td><td>2009</td><td>12</td><td>190</td><td>250</td><td>32</td></tr><tr><td>Baltic 1</td><td>48</td><td>Jul-2009</td><td>2010</td><td>6</td><td>200</td><td>200</td><td>0</td></tr><tr><td>BARD 1</td><td>400</td><td>Jun-2009</td><td>2013</td><td>24</td><td>1500</td><td>2900</td><td>93</td></tr><tr><td>Nordsee Ost</td><td>295</td><td>Jul-2012</td><td>2013</td><td>18</td><td>1000</td><td>1130</td><td>13</td></tr><tr><td>Borkum Riffgat</td><td>108</td><td>Sep-2012</td><td>2013</td><td>6</td><td>480</td><td>480</td><td>0</td></tr><tr><td>Global Tech I</td><td>400</td><td>Aug-2011</td><td>2014</td><td>12</td><td>1600</td><td>1800</td><td>13</td></tr><tr><td>Meerwind Süd/Ost</td><td>288</td><td>Sep-2012</td><td>2013</td><td>18</td><td>1200</td><td>1300</td><td>8</td></tr><tr><td>DanTysk</td><td>288</td><td>Dec-2012</td><td>2014</td><td>6</td><td>1000</td><td>1000</td><td>0</td></tr><tr><td colspan="4"></td><td>Ø 13</td><td colspan="3">Ø 20</td></tr></table> Source: OWP database	Table 2: Key data on finished OWPs in Germany								Offshore wind park name	Capacity (MW)	Start of construction	Planned end of construction	Time delay (months)	Planned cost (million €)	Final cost (million €)	Cost overrun (%)	Alpha Ventus	60	Aug-2007	2009	12	190	250	32	Baltic 1	48	Jul-2009	2010	6	200	200	0	BARD 1	400	Jun-2009	2013	24	1500	2900	93	Nordsee Ost	295	Jul-2012	2013	18	1000	1130	13	Borkum Riffgat	108	Sep-2012	2013	6	480	480	0	Global Tech I	400	Aug-2011	2014	12	1600	1800	13	Meerwind Süd/Ost	288	Sep-2012	2013	18	1200	1300	8	DanTysk	288	Dec-2012	2014	6	1000	1000	0					Ø 13	Ø 20		
Table 2: Key data on finished OWPs in Germany																																																																																									
Offshore wind park name	Capacity (MW)	Start of construction	Planned end of construction	Time delay (months)	Planned cost (million €)	Final cost (million €)	Cost overrun (%)																																																																																		
Alpha Ventus	60	Aug-2007	2009	12	190	250	32																																																																																		
Baltic 1	48	Jul-2009	2010	6	200	200	0																																																																																		
BARD 1	400	Jun-2009	2013	24	1500	2900	93																																																																																		
Nordsee Ost	295	Jul-2012	2013	18	1000	1130	13																																																																																		
Borkum Riffgat	108	Sep-2012	2013	6	480	480	0																																																																																		
Global Tech I	400	Aug-2011	2014	12	1600	1800	13																																																																																		
Meerwind Süd/Ost	288	Sep-2012	2013	18	1200	1300	8																																																																																		
DanTysk	288	Dec-2012	2014	6	1000	1000	0																																																																																		
				Ø 13	Ø 20																																																																																				



表 2、四座德國離岸風場案例研究分析與比較

Table 7: Key factors in four selected case studies				
	Alpha Ventus	BARD I	Nordsee Ost	Borkum-Riffgat
Developer	E.ON, EWE, Vattenfall (DOTI)	BARD Engineering GmbH	RWE Innogy	EWE Erneuerbare Energien GmbH, ENOVA
TSO/Grid cluster	Tennet/None	Tennet/BorWin 1	Tennet/HelWin 1	Tennet/None
Capacity	60	400	295	108
Number of turbines (turbine type)	12 (6 x REpower 5M, 6 x AREVA M5000-116)	80 (Bard 5.0)	48 (REpower Systems 6.0)	30 (Siemens SWT-3.6-120)
Distance to shore	56km	112km	51km	42km
Water depth range	33-45m	40m	22-25m	18-23m
Start of construction	08/2007	06/2009	07/2012	09/2012
Planned start of operation	2009	2011	2013	2013
Actual start of operation	04/2010	?	12/2014	04/2014
Time delay (in months)	12	>24	18	6
Planned cost (in million €)	190	1500	1000	480
Actual Cost (in million €)	250	2900	1130	480 (+100)
Cost overrun (in %)	32	93	13	0

表 3、四座德國離岸風場延宕及超支因素分析

風場名稱	延宕及超支因素
Alpha Ventus	- 技術開拓者之風險(受風力強度、容量及傳輸電等未知因素影響) - 安裝物流與後勤，維護外海的維護挑戰 - 專案管理的協調問題(三間企業共組一個財團)與責任歸屬不清問題
BARD 1	- 隔離產業的發展：當時負責此風場開發計畫的公司 Bard，試圖全數包辦(in-house)渦輪機製造、鋼材建造、物流後勤與安裝，而不選擇外包。 - 規劃決策者過度自信，低估了技術面及資金面的挑戰 - Bard 最後宣告破產，並由某大銀行的子公司接手，迄今為止，仍由於傳輸問題無法正式運作。
Nordsee Ost	- 供應鏈及物流後勤的瓶頸，主要是由於海事基礎設施不足所導致 - 由於直流電轉換平台及傳輸系統的施工挑戰，使得電網連接時程嚴重落後 - 監管的不確定性：由於賠償責任問題，導致開發商 RWE Innogy 公司與系統運營商 TenneT 之間的糾紛。
Borkum Riffgat	- 系統運營商必須支出 1 億歐元於移除水下戰爭時期遺留下的物料，並賠償投資者放棄營收(forgone revenue) - 對電網併聯工程方面不準確的風險評估

建檔者

ITRI/張瓊之



主題名稱	英國皇家財產局公開離岸風電開發計畫相關數據
資料時間	2015/06/09
上傳時間	2015/06/10
國別	☐ 1.國內 ☒ 2. 國外：英國
綠能新聞 類型	☐ 1.整體再生能源觀測 ☐ 2.太陽光電 ☒ 3.風力 ☐ 4.其他綠能 ☐ 5.儲能應用 ☐ 6.電力市場
關鍵字	英國、離岸風力、開放資料
重點摘述 (條列式)	- 英國皇家財產局(the Crown Estate)是英國領海範圍內海床的擁有者。皇家財產局於今(2015)年 6 月 9 日，發布了新的風速統計數據於該局所建置的<u>海洋資訊交流平台(Marine Data Exchange, MDE)</u>，期能對於開發業者選擇離岸風場場址有更廣泛的了解，進而削減未來海上風電開發計畫的成本。 - 海洋資訊交流平台(MDE)蒐集來自氣象桅杆、浮標、水域雷達設備(遙感探測技術)的氣象資訊，觀測範圍涵蓋英國沃什灣(the Wash)、泰晤士河口(Thames Estuary)、愛爾蘭海(the Irish Sea)等。在新的資料群集中，最早可追溯到 2002 年的數據。 - 皇家財產局能源資產組合經理 Ian Pritchard 表示，蒐集離岸風場開發所需的詳細技術資訊是相當困難且昂貴的，因此皇家財產局決定盤點並編錄風力相關數據，並試圖創造獨一無二的風力資訊平台，提供給離岸風場開發商或其他 MDE 的使用者。 - MDE 除了近日公佈的風速統計數據之外，亦提供廣泛的環境調查數據，並彙整離岸風場開發計畫在規劃、建造、營運階段的相關報告。近期該平台將依據使用者體驗改進平台功能，例如可依據使用者需求量身定製數據追蹤提醒，或設定使用者可能感興趣的新資訊通知等。
評析 (條列式)	2014 年 10 月底，英國皇家財產局曾發布一篇離岸數據驗證研究，比較衛星數據資料與來自海上桅杆數據之差異性。該研究凸顯了現場風力量測以及數據重新分析，對於對於風場投資及設計規劃決策者而言至關重要。應英國的海洋資訊交流平台(MDE)是目前全球最大規模的海上風速、風向數據揭露平台。 - 觀察 MDE 的數據資訊可發現，最具價值的近兩年數據是不公開的。皇家財產局雖有權要求風場開發者提供資訊，然而，基於商業考量，兩年後經資料擁有者同意始可發布數據資訊。誠如 Ian Pritchard 所言，風場相關數據資訊是相當不易取得且代價昂貴的，因此在建置公開資訊平台分享資訊時，牽涉到的利益關係必須加以釐清。 - 由此可知，離岸風速與風向的量測，對於風場開發商評估風場營運之經濟效益是相當關鍵的資訊。我國預計於 2020 年完成 3 座離岸示範



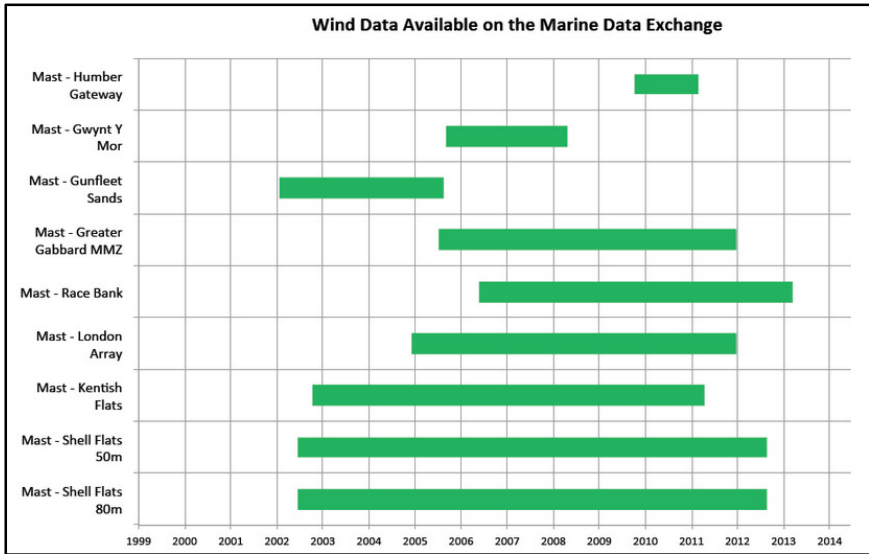
	風場 320MW 開發。在公開資訊提供部分，有「千架海陸風力機風力資訊整合平台」，整合我國地理資訊系統及風能資料庫，其中包括嘉義外海之離岸測風塔提供每十分鐘一筆的風速資訊及風花圖。不過，相較於 MDE 的 23 個觀測點遍及英國領海(圖 1)，英國可獲得之風能資訊更為廣泛。 後續可藉由蒐集分析國外離岸風力相關之開放資料庫(如英國 MDE 或美國 NREL 的 Geospatial Toolkits)所呈現之關鍵資訊與內容、目標對象與形式，以及可帶來效益等，探討風力氣象觀測資訊應如何與開放資料整合呈現，才能發揮其運用價值。此外，建議可邀集離岸風力相關業者進行焦點團體訪談，以進一步了解廠商對於開放資料之認知及討論可能運用形式，一方面釐清對離岸風力產業發展具有實質助益的關鍵性開放資料項目及內容，也可進而探討如何運用開放資料替新興能源業者創造更多附加價值。																														
連結	1. http://www.thecrownestate.co.uk/news-and-media/news/2015/new-uk-offshore-wind-speed-data-published/ 2. http://www.marinedataexchange.co.uk/ 3. The Crown Estate(2014). UK MERRA validation with offshore Meteorological Data. 2014/10. http://www.thecrownestate.co.uk/media/389807/ei-uk-merra-validation-with-offshore-meteorological-data.pdf																														
附件	表 1、英國海洋資訊交流平台(MDE)目前可提供之海域數據資訊/年份  <table border="1"><thead><tr><th>Location</th><th>Start Year</th><th>End Year</th></tr></thead><tbody><tr><td>Mast - Humber Gateway</td><td>2010</td><td>2011</td></tr><tr><td>Mast - Gwynt Y Mor</td><td>2006</td><td>2008</td></tr><tr><td>Mast - Gunfleet Sands</td><td>2002</td><td>2006</td></tr><tr><td>Mast - Greater Gabbard MMZ</td><td>2005</td><td>2012</td></tr><tr><td>Mast - Race Bank</td><td>2006</td><td>2013</td></tr><tr><td>Mast - London Array</td><td>2005</td><td>2012</td></tr><tr><td>Mast - Kentish Flats</td><td>2003</td><td>2011</td></tr><tr><td>Mast - Shell Flats 50m</td><td>2002</td><td>2012</td></tr><tr><td>Mast - Shell Flats 80m</td><td>2002</td><td>2012</td></tr></tbody></table>	Location	Start Year	End Year	Mast - Humber Gateway	2010	2011	Mast - Gwynt Y Mor	2006	2008	Mast - Gunfleet Sands	2002	2006	Mast - Greater Gabbard MMZ	2005	2012	Mast - Race Bank	2006	2013	Mast - London Array	2005	2012	Mast - Kentish Flats	2003	2011	Mast - Shell Flats 50m	2002	2012	Mast - Shell Flats 80m	2002	2012
Location	Start Year	End Year																													
Mast - Humber Gateway	2010	2011																													
Mast - Gwynt Y Mor	2006	2008																													
Mast - Gunfleet Sands	2002	2006																													
Mast - Greater Gabbard MMZ	2005	2012																													
Mast - Race Bank	2006	2013																													
Mast - London Array	2005	2012																													
Mast - Kentish Flats	2003	2011																													
Mast - Shell Flats 50m	2002	2012																													
Mast - Shell Flats 80m	2002	2012																													



表 2、英國皇家財產局盤點公開資訊不足部分

各海域尚等待公開發行之風力數據資訊 Wind data which is pending public release		皇家財產局無權取得 之數據資訊 Wind data which The Crown Estate has no rights to access
遙感探測雷達 (LiDARs)	氣象桅杆 (Met Masts)	
Navitus Bay - Onshore	Docking Shoal	Thanet Met Mast
Blyth - Onshore	Dogger Bank (x2 masts)	Barrow Met Mast
Burbo Bank - Floating	Greater Gabbard MMX	Teesside Met Mast
Walney - Floating	NOAH platform at Blyth	Robin Rigg Met Mast
Dogger Bank - Oil and Gas Platform mounted	Hornsea	North Hoyle Met Mast
Murray Firth - Oil and Gas Platform mounted	Methil	Inner Dowsing Met Mast
Celtic Array - Oil and Gas Platform mounted	Rampion	
Hornsea - 2x Oil and Gas Platform mounted	East Anglia (x2 masts)	
	Rhyl Flats	

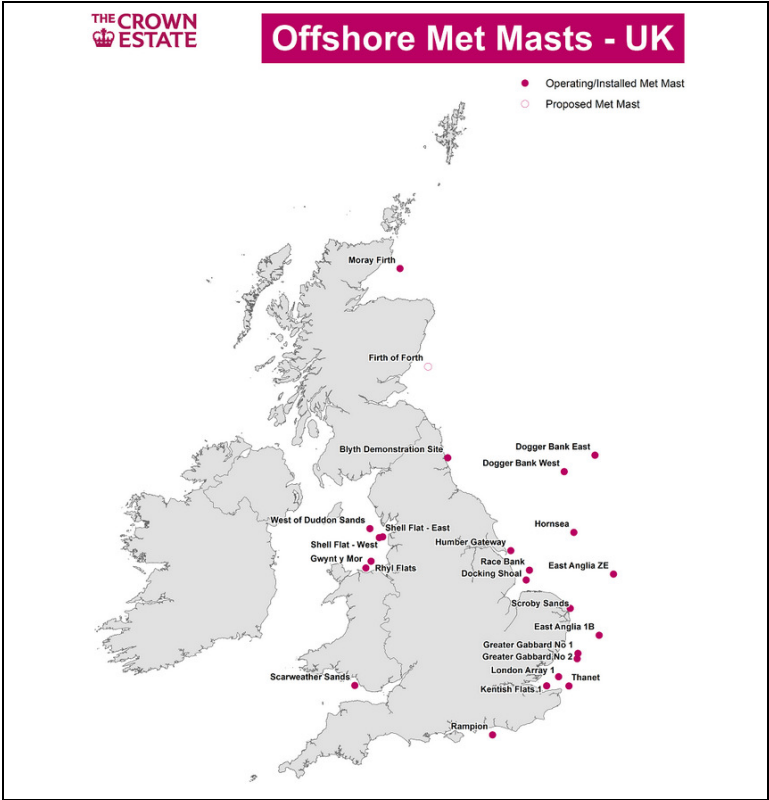


圖 1、英國氣象觀測站建置位置圖

建檔者 ITRI/張瓊之



五、儲能應用

第一季國際綠能觀測儲能應用領域共 1 篇新聞簡評。

主題名稱	愛爾蘭風電產出增加，進而增加對儲能之需求
資料時間	2013/07 (2015/04/17 更新)
上傳時間	2015/04/02
國別	□1.國內 ■2. 國外：愛爾蘭
綠能新聞類型	□1.整體再生能源觀測 □2.太陽光電 ■3.風力 □4.其他綠能 ■5.儲能應用 □6.電力市場
關鍵字	愛爾蘭、儲能、風力
重點摘述 (條列式)	愛爾蘭能源及電力系統概況 - 愛爾蘭島由愛爾蘭共和國 (Republic of Ireland, ROI) 及北愛爾蘭 (Northern Ireland, NI) 兩個司法管轄區組成，不過兩區域為一同步電力系統，且自 2007 年以來便共同成立單一電力市場。此外，愛爾蘭島有<u>兩條 500MW 的線路與英國電網互聯</u>。 - 愛爾蘭有共有兩間電力系統運營商，一間為 ROI 的 EirGrid 公司，另一間為 NI 的 SONI 公司。 - ROI 以多座大型火力基載電廠作為集中型電力系統，並有多座氣渦輪機組及一座抽水蓄能廠作為尖峰彈性調度。 - 愛爾蘭能源多仰賴進口化石燃料，近 70% 裝置容量為火力電廠，再生能源占總裝置容量，ROI 為 22%、NI 為 15%。 - ROI 及 NI 的再生能源發電占總能源供應的 23%。 - 再生能源政策:無 FIT、無自發自用激勵措施 - 愛爾蘭再生能源行動計畫 (Irish Renewable Energy Action Plan, NREAP) 是愛爾蘭推廣再生能源政策的主要基礎。依據歐盟同意書，兩司法區域皆承諾要<u>於 2020 年達成再生能源占最終能源消費 40% 的目標</u>，由於愛爾蘭具有全歐洲最高平均陸域風速，並受惠於大西洋及愛爾蘭海幅員廣大的領土適合用於開發離岸風力資源，用來達成此積極目標的主力能源就是風力。估計 2020 年 ROI 地區能源組合如圖 1 所示。 愛爾蘭儲能設施開發計畫 - 依據美國 DOE 儲能資料庫，愛爾蘭目前有兩座大型抽蓄水力廠，且有其他抽蓄水力廠開發中；此外，也有符合開發壓縮空氣儲能 (CAES) 所需地質條件的場址。目前在北愛爾蘭，AES 公司正開發 100MW 鋰離子電池儲能系統，預期當建置完成時，將成為全歐洲最大的儲能系統。 - Offaly 郡則有一個飛輪先導計畫，該計畫主要是在測試飛輪儲能系統配合電網運營商參與短時間頻率調節等附屬服務是否具經濟效益，並可能於 2017 年正式商轉。 - 由於對儲能之需求不單僅限於短時間內的頻率調節，時間較長的消峰填谷也相當重要，因此。愛爾蘭亦有開發商投入高級電容集結合鋰離子電池的實驗計畫。 - EirGrid 的 DS3 program，將於 2017 年啟動。該計畫設計了一套附屬



	服務競標機制，讓儲能開發商可參與電網系統服務。 - 愛爾蘭目前僅有一 292MW 之大型抽水蓄能設施，自 1974 年起於 ROI 地區運轉，NI 地區則無任何大型儲能設施。 - 由 EirGrid 及 SONI 公司公布的報告顯示，2011 年愛爾蘭約有 2.2% 的風電削減(curtailment)情況，評估 2020 年該比率將增加至 4~15%。爰此，開發大規模儲能設施已勢在必行，其中，抽水蓄能(PHES)及空氣壓縮儲能(CAES)是較偏好之技術選項。PHES 亦可開發於海水區域，建於 ROI 西岸靠近離岸風場區域，作為與英國東西互聯線路的中繼站。 - 風力發電業進一步的成功關鍵是成為基載電力的能力，而新的鋰電池解決方案將為風的不穩定性提供可靠的基載電力。 - 過去廿十年間，從業者致力於開發解決方案，使得風力電廠的營運更有效率。在中國，電力收購法規規定，不論在任何時間下，風力電廠的儲能系統，都必需有能力供應 10% 電力連續兩小時。
評析 (條列式)	- 愛爾蘭為島嶼型電力系統，目前僅與英國電網互聯，且可互相流通之電量有限。根據愛爾蘭目前的能源發展規劃，至 2020 年時風電生產將會超過電力總需求，尤其是風力較強的冬季，屆時多餘電力可藉由與英國的互聯網出口、削減風電併網量，或是利用儲能系統將電力儲存。然而，由於地理位置接近，愛爾蘭與英國的天候條件相當，意味著當愛爾蘭有大量風電出口需求時，英國應也有風電生產過剩之情況，其電網未必能接受愛爾蘭多餘之電力；基於相同理由，即便是致力於升級兩國間互聯網基礎設施，也僅能增加風力出口容量，對於多餘電力之處置並無幫助。 - 此研究在估計愛爾蘭儲能需求裝置容量時，係先設定各情境之變動性再生能源裝置量，並以殘餘負載(residual load, RL):負載需求減去變動性再生能源所生產之電力)檢視電力供需情況，若 RL 為負值，意味著變動性再生能源電力過剩，需透過儲能、電力出口或削減發電等方式處置；若為正值，即表示需藉由傳統發電機組、可調度再生能源機組、電力進口或儲能放電來補足。因此，在評估時，亦須將英國電網的需求負載納入考量。 - 過去顧及再生能源成本仍高於傳統能源，若再結合傳統高成本儲能技術，將使再生能源更不具競爭優勢。然而，隨著未來的蓄電池技術持續提升，可望解決成本高、安全性考量等問題，加上鋰電池儲能在能源轉換效率最佳，與再生能源的結合將更具經濟效益，長期而言仍應加速其發展。
連結	http://www.greentechmedia.com/articles/read/irelands-energy-storage-awakening http://www.store-project.eu/en_GB/project-results http://cleantechnica.com/2015/02/27/irelands-first-combined-ultracapacitor-energy-storage-facility/
附件	

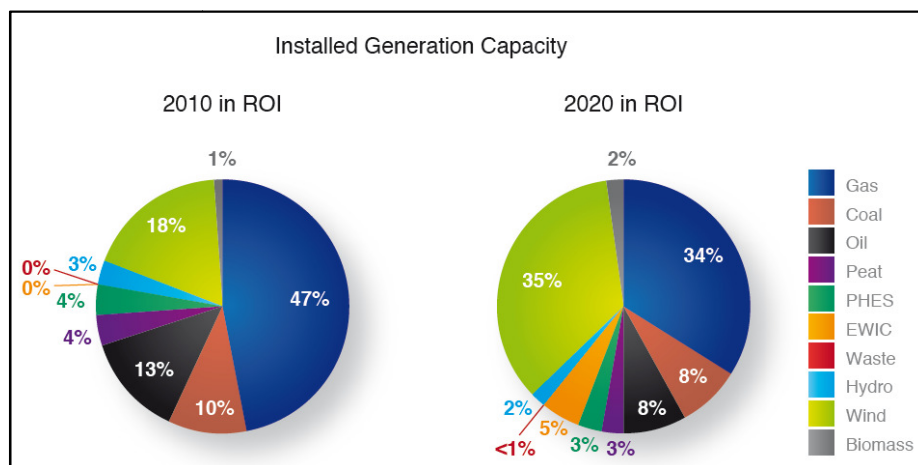


圖 1、2010 及 2020 年愛爾蘭共和國(ROI)能源組合

Scenario	Ref.	2020 Scenario (in MW)			80% RES Scenario (in MW)	
Case		A	B	C	A	B
Wind (onshore)	1655	4094	4000	4200	9200	Import/export investigations
Wind (offshore)	25	555	100	600	3900	
Photovoltaic (PV)	0	0	0	0	0	0
Hydropower	237.7	238			238	
Other RES	1.1	1.1			1.5	
Yearly peak load (GW)	4.64	5.87			7.87	
Annual demand (TWh)	25.8	32.71			45	
RE production (TWh)	4.25	13.08	11	14	36	
RE share	16.5%	40 %	33.6%	42.8%	~80%	

說明:

1. 參考基準情境(Ref.)為 2011 年資料。
2. 2020 Scenario 係根據愛爾蘭再生能源行動計畫(NREAP)之再生能源推廣目標-占最終消費 40%所假設之情境。

圖 2、愛爾蘭儲能需求評估之各情境假設

建檔者

ITRI/張瓊之



貳、國內外綠能重點議題評析

本季之綠能重點議題評析，提出兩篇國際發展現況之議題評析，篇名為「日本近期再生能源與電力政策變革」與「德國離岸風電發展近況及關鍵議題評析」，詳述如下：

日本近期再生能源與電力政策變革

摘要

日本自 2012 年 7 月起實施再生能源固定價格買取制度(Feed-in Tariff, FIT)後，優渥的躉購費率吸引了大量投資者，使得向來以太陽帝國自居的日本，名符其實成為全球最炙手可熱的太陽能市場。不過，在太陽光電系統安裝熱潮下，伴隨著的是延遲建置施工期、電力公司聯合拒絕再生能源發電系統併聯電網等議題。本文整理 METI 近期因應因應再生能源導入量增加所推動的全面性政策及配套措施改革，其中亦包含邁向電業自由化必經的電氣事業法規之修正，以作為我借鑒。

關鍵字：日本、再生能源、電力、政策

一、日本再生能源發展規劃

1. 日本經濟產業省與再生能源政策之關聯

日本經濟產業省(METI)的前身為通商產業省(MITI)，其管轄範圍包括經濟產業政策、通商政策、產業技術、商務流通政策等業務。為因應通商、貿易、技術革新，而投入科學技術開發相關工作，並掌握特許、能源政策、中小企業政策等廣泛權限。2001 年 1 月經日本中央省廳改革，更名為經濟產業省(以下簡稱 METI)。

在 METI 組織架構下，以資源及能源廳(資源エネルギー庁)與產業技術環境局，視科目職掌能源與環境相關政務。此外，日本在行政民主化訴求下，於行政機關外設置(或附設)審議會及研究會，針對特定議題形成專家諮詢工作小組，其中，又以總合資源能源調查會(總合資源エネルギー調査会)及躉購價格計算委員會(調達価格等算定委員会)兩個審議會與再生能源政策變革最息息相關。

2. 日本再生能源發展規劃

日本在歷經福島核災之後，面臨了能源自給、電力成本大幅提升、溫室氣體排放量增加的困境與挑戰。因此，如何在確保能源安全性的大前提之下，取得能源、經濟與環境三者之間的發展平衡，成為當前日本政府首重的課題。METI 資源及能源廳於今(2015)年 4 月提出的長期能源供需未來展望綱要(草案)中，也依據長期能源供需未來展望小委員會以往到現在的討論結果，以保障核能發電為前提，最大程度地導入再生能源，進而實現提高能源自給率、降低電力成本與溫室氣體排放的三大目標。

再生能源可提升能源自給率，日本依據其電源特性與環境適合性，將再生能源分成兩種類型做電源替換規劃：



(1) 地熱、水力、生質能(穩定性再生能源)

這些再生能源不受自然條件影響，可以穩定運用，所以可用於替代核能。在考量地理條件與燃料供應之限制，應盡可能擴大其導入程度。

(2) 風力、太陽能(變動性再生能源)

這些再生能源會顯著地受自然條件影響，需要有火力發電作為調度電源，故無法替換核能，但可替代火力發電。考量國民負擔之條件下，須有一定程度成本限制，再去討論可導入之最大程度。為了讓 2030 年電力成本比現狀更低，再生能源的整體收購費用必須控制在約 3.7 兆日圓至 4.0 兆日圓之間。替代核能的地熱、水力、生質能源的總收購費用為約 1.0 兆日圓至 1.3 兆日圓，而替代火力發電的太陽光電、風力之收購費用則為約 2.7 兆日圓以下。

綜上所述，METI 規劃 2030 年各類型再生能源導入容量及預估發電量，整理如表 1 所示。

表 1、日本 2030 年再生能源最大導入預估量

類型	導入容量	發電量	FIT 收購費用
地熱	90 萬 kW~155 萬 kW	102 ~ 113 億 kWh	0.17 兆日圓~0.20 兆日圓
水力	4,685 萬 kW~4,931 萬 kW	939 ~ 981 億 kWh	0.19 兆日圓~0.29 兆日圓
生質	602 萬 kW~728 萬 kW	394 ~ 490 億 kWh	0.63 兆日圓~0.83 兆日圓
(小計)	5,377 萬 kW~5,814 萬 kW	1,435~1,584 億 kWh	1.00 兆日圓~1.31 兆日圓
風力	918 萬 kW(陸域) 82 萬 kW(離岸)	182 億 kWh	0.42 兆日圓
太陽能	900 萬 kW (住宅用) 5,500 萬 kW (非住宅用)	749 億 kWh	2.30 兆日圓
(小計)	7,400 萬 kW	931 億 kWh	2.72 兆日圓
(合計)	12,777 萬 kW~13,214 萬 kW	2,366~2,515 億 kWh	3.72 兆日圓~4.04 兆日圓

資料來源: METI(2015/04)

二、日本再生能源發展爭議與因應措施

1. 再生能源併網爭議

(1) 併網爭議緣起

日本自 2012 年 7 月起實施再生能源固定價格買取制度後，由於太陽能發電設置量的急速增加，根據 IEA 於 2015 年 3 月出版的“Snapshot of global PV markets”，日本在 2014 年新增裝置容量達到 9.7GW，僅次於中國的 10.6GW；累計的裝置容量為 23.3GW，全球排名第三(僅次於德國 38.2GW 及中國 28.1GW)。

然而，受限於許多電力公司系統容量的不足，以及電力供需調整能力的限制，使得再生能源併網產生困難，如北海道、沖繩等電力公司於 2013 年已出現併網困境；東北、四國、九州等電力公司，其再生能源導入量及申請量合計已超過低負載時的電力需求，遂發生 2014 年 9 月起九州電力與其他區域電力公司陸續宣布暫停太陽光電發電系統併網申請，阻礙了再生能源的發展。



(2) 因應措施

METI 為解決併網議題，視擴大再生能源可併網量為首要任務。主要因應措施包含估算各電力公司之可併網容量、研擬再生能源輸出控制規則、建立指定電氣事業者制度、加強地區間電力之連線、推廣蓄電池之設置等。

METI 於 2014 年 10 月，在總合資源能源調查會省能源與新能源分科會新能源小委員會下，成立系統工作小組，對日本各電力公司的可併網量進行審查，研討擴大可併網量的措施。該系統工作小組自 2014 年 10 月 16 日起召開 3 次會議，最終於 2014 年 12 月 16 日公布各電力公司的可併網量，隨後於 2014 年 12 月 18 日公布固定價格買取制度運用之修正。隨後，METI 於今(2015)年 1 月 22 日公布「電力業者再生能源電力收購相關特別措施法施行規則」，提出可更靈活進行電力輸出控制的制度，修正要點如下：

- A. 對於太陽能發電和風力發電，無補償輸出控制的對象，擴大到 500 瓩以下的設備。
- B. 對於太陽能發電和風力發電，無補償輸出控制的上限，由「日數制」改為「時數制」。原以 1 日為單位進行控制，每年可以進行 30 日的無補償輸出控制。改為以小時為單位，每年太陽能發電上限為 360 小時、風力發電上限為 720 小時。
- C. 因改為「時數制」，電力公司將要求發電業者安裝適當的輸出控制設備，作為併網申請之條件。
- D. 對於生質能發電的輸出控制，將採取與火力發電同樣的處理方式，並依生質能發電的實際情況，設定更精細的處理措施
- E. 新的輸出控制規則旨在擴大再生能源的導入量，確立業者的輸出控制規則與運用之透明性，確保輸出控制的可預測性。
- F. 輸出控制對象優先順序依序如下：
 - i. 火力發電、抽蓄水力設備
 - ii. 生質物專燒發電設備
 - iii. 地區性生質能發電設備
 - iv. 申請交易之電力
 - v. 10 瓩以上太陽能發電設備、風力發電設備
 - vi. 10 瓩以下太陽能發電設備

對於同順位的發電設備，以及 30 日規則、360 小時規則和指定電氣事業者制度的併網發電設備間之輸出控制優先次序，需要設定更細的運用規則。除了以 30 日規則作為再生能源發電系統併網申請時的條件之外，也建立「指定電氣事業者制度」，對於超出可併網量後認定的併網申請案件，如果發電業者同意每年的無補償輸出控制可以超過上限(30 日規則)的話，電力公司就接受併網申請。

日本趁此次處理再生能源併網議題時，亦試圖盤點既有國內電網基礎設施之再生能源，並以此為基礎，規劃相關配套措施及發展規劃等，相關評估研究及策略討論作法上，值得我國參考借鏡。



2. 延遲計畫開工之因應措施

考量太陽光電發電系統成本逐年下降，為避免再生能源業者在申請安裝批准後，延遲施工以獲取更高利益之行為，METI 針對已獲得設備認證而未開工的項目，藉由收集調查報告來取消認證，使可併網量有釋出空間。釋出之可併網量亦優先分配給輸出功率相對穩定，但遲未取得進展之地熱、水力及生質能發電設施。

三、日本再生能源與電力政策修正與改進

1. 再生能源固定價格買取費率

METI 於今(2015)年 3 月 19 日公布今(2015)年度再生能源固定價格買取費率，如表 2 所示。相較於去(2014)年度，大多數再生能源項目費率無變動，僅太陽光電及生質能費率做調整。

表 2、2015 年日本再生能源固定價格買取費率

類別	細項	單位:日圓	2014 年	2015 年
太陽光電	10 瓩以上		32	29 (4/1~6/30)
				27 (7/1~)
	未滿 10 瓩	無安裝輸出控制設備者	37	33
		有安裝輸出控制設備者		35
陸域風力	20 瓩以上		22	22
	未滿 20 瓩		55	55
離岸風力	20 瓩以上		36	36
地熱	1.5 萬瓩以上		26	26
	未滿 1.5 萬瓩		40	40
中小水力	1,000 瓩以上 未滿 3 萬瓩	全新設備	24	24
		既有引水力統運用	14	14
	200 瓩以上未 滿 1,000 瓩	全新設備	29	29
		既有引水力統運用	21	21
	未滿 200 瓩	全新設備	34	34
		既有引水力統運用	25	25
生質能	未利用 木材	2,000 瓩以上	32	32
		未滿 2,000 瓩		40
	一般木材		24	24
	建築廢材		13	13
	廢棄物		17	17
	沼氣		39	39

資料來源:資源エネルギー庁(2015/03/19)



針對 10 瓩以下住宅用太陽光電系統，2012 年 7 月初實施 FIT 之收購價格為每度電 42 日圓，經三年來逐次調降至 2015 年 4 月的 33 日圓(不含稅)，降幅達 21.4%。

其中，針對有無安裝輸出控制設備者給予差別費率，主要是因應日本於 2015 年 1 月 22 日公布「再生能源收購之特別措施法施行規則部分修正案」，對於太陽能發電的輸出控制，由原本只針對 500 瓩以上的系統，擴大到 500 瓩以下的系統。目前併網到東京電力、中部電力及關西電力時，50 瓩以下的系統可以暫緩設置電力輸出控制設備。

對此，經濟產業省提出 10 至 50 瓩的系統採用統一費率，10 瓩以下則按照有無設置電力輸出控制設備，區分新的收購價格。因此，對於 10 瓩以下的太陽能發電系統，若設置電力輸出控制設備，則每度電收購價格建議為 35 日元，比未設置者提高 2 日元的收購價格。不過，自 2015 年 4 月 1 日起，發電設備向北海道電力、東北電力、北陸電力、中國電力、四國電力、九州電力、沖繩電力等公司申請併網，設置電力輸出控制設備皆已成為強制性要求。

對於 10 瓩以上的太陽能發電系統，日本固定價格買取制度實施 3 年後，將於 2015 年 6 月 30 日結束系統的利潤優待期，所以把 IRR(內部收益率)由 6%下調至 5%，使得收購價格分二階段下調；針對 10 瓩以上非住宅用太陽光電系統，每度電收購價格自 2012 年度的 40 日圓，逐年調降至 2015 年 7 月 1 日的 27 日圓(不含稅)，降幅達 32.5%。

此外，收購價格的決定將從「併網申請」時改為「併網簽約」時。向電力公司申請併網 270 天後仍未能簽約時，可持電力公司的證明，適用 270 天後的收購價格(270 日規則)。

2. 再生能源附加費

再生能源電力以固定價格買取之費用支出，最終以賦課金之形式向全國用電戶隨電徵收，METI 於今(2015)年 3 月 19 日公布今(2015)年度再生能源附加費為每度電 1.58 日圓，且於 4 月起正式實施。至 2012 年 7 月始實施 FIT 制度以來，附加費已成長了 6 倍，如表 3 所示。若以一每月電力使用量 300 度的標準家庭用戶而言，每月將多出 474 日圓的再生能源附加費用。

表 3、日本歷年再生能源附加費用

執行期間	附加費用(單位:日圓/度)
2012/7-2013/3	0.22
2013/4-2014/3	0.35
2014/4-2015/3	0.75
2015/4-2016/3	1.58

資料來源:資源エネルギー庁(2015/03/19)

日本再生能源附加費率的計算，係以再生能源固定價格買取費用扣除迴避成本費用，再加上費率負擔調整機關的行政管理費用後，總除以當年度總售電量求得。比較本年度與去(2014)年度附加費計算相關參數值如表 4 所示：



表 4、再生能源附加費率計算參數

單位:日圓	2014 年	2015 年	說明
再生能源固定價格買取費用	9,000 億	1 兆 8,370 億	非住宅型太陽光電系統的大量導入以及設備利用率的提升,使得躉購電量大幅增加。 因 2014 年度設置速度超乎預期,須補足該年度躉購費用不足額部分。
迴避成本費用	2,480 億	5,148 億	再生能源躉購電量大幅增加,取代部分火力發電所節省之相應燃料成本。
總售電量	8,670 億度	8,366 億度	總售電量較去(2014)年度少

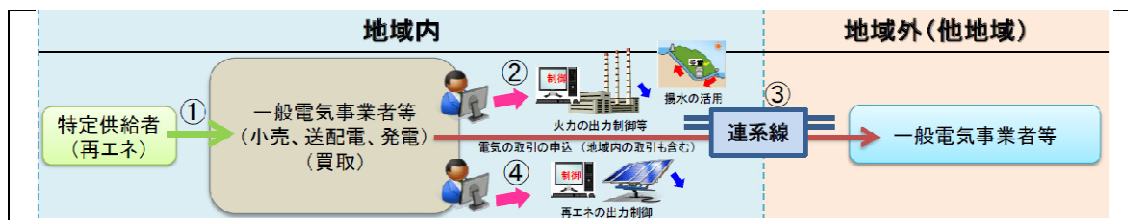
資料來源:資源エネルギー庁(2015/03/19)

3. 使再生能源成為長期穩定電源之作法

日本經濟產業省 2015 年 4 月 14 日召開新能源小組委員會,就再生能源成為長期穩定獨立電源所需的基礎建設、大量輸出管理、紮根當地的再生能源導入、廣域電網利用規則構築等進行深入討論,並在會議中提出方向性建議如下:

- (1) 基礎建設:需加快建立民間的維護服務環境措施,發電業者在營運計畫中需加入光伏變頻器(PCS)等設備更新,以建立太陽光電持續發展的必要性。
- (2) 大量輸出管理:包括:(1)需提高預測的精準度,建議由發電業者提供數據,建立發電預測需求制度的激勵措施;(2)設置蓄電池,利用補貼,參考美國加州蓄電池設置制度,達成蓄電池的普及化;(3)建設智慧社區。
- (3) 紮根當地的再生能源導入:由九州地區知事會和神奈川縣提出是否將固定收購價格制度及設備認證相關許可證移交地方政府的方案。會議中委員對此方案並不積極,理由是考慮廣域運用能源政策的重要性,應該慎重討論地方政府移交許可權的問題。
- (4) 廣域電網利用規則構築:雖然地區電網間連線的利用主體目前僅限於再生能源發電系統業者及零售電力系統業者,但隨著電力系統改革的發電、供電分離,應該討論一般輸配電系統業者向零售電力系統業者收購再生能源剩餘電力,再向其他地區廣域融通的機制。

日本推動的「廣域再生能源利用機制」,主要是藉由將再生能源資源電力生產充足地區的剩餘電力,導引到資源較不充足之地區。區域內的再生能源系統業者將電賣給一般電氣事業者,當再生能源發電過剩時,將進行火力及水力發電的調度控制,另外在批發電力交易所進行區域外的一般電氣事者的交易活動,如圖 1 所示。



資料來源：資源エネルギー庁(2015)

圖 1、廣域再生能源利用機制示意圖

4. 電氣事業法修正案

日本參議院於 2015 年 6 月 17 日通過電氣事業法修正案，將於 2020 年 4 月開始實施第三階段的「發送電分離」，促進電力市場的競爭。該電氣事業法修正案係於 2015 年 3 月 3 日經內閣會議討論後通過，並提交國會審議。整個能源市場相關制度改革的立法，除電力產業外，還包括燃氣產業和熱供給產業。

在國會的審議上，日本眾議院於 2015 年 5 月 21 日、參議院於 2015 年 6 月 17 日分別通過電氣事業法與燃氣事業法等之修正案。其重大意義為完成了日本電力系統改革三階段的整個立法工作，啟動電力市場的全面自由化，將促進電價的降低和服務的多樣化。

在電力部份，電力零售全面自由化將於 2016 年開始，並在 2020 年分離大電力公司的供電與輸配電部門；在燃氣部份，燃氣市場將在 2017 年實現零售全面自由化，2022 年將分拆東京、大阪和東邦 3 家大瓦斯公司的燃氣導管部門。

日本政府為實現低廉且穩定的電源供應，於 2013 年提出電力系統的改革方針，共分三階段進行，如下：

- (1) 第 1 階段改革，2015 年 4 月「廣域的運營推進機關」開始運作，強化區域間電力供需調整機能；
- (2) 第 2 階段改革，2016 年 4 月開始電力零售全面自由化，消費者可自由選擇電力公司及電價；
- (3) 第 3 階段改革，2020 年 4 月進行發電部門與輸配電部門之法律分離，並廢除目前規制部門(一般家庭)的零售電價管制。

日本電力系統在全面自由化後，發電部門採通報制，輸配電部門採許可制，電力零售部門採登記制。為穩定電力供應，輸配電部門仍屬區域獨占性，並未自由化，輸配電費用仍受管制。

日本政府於 2014 年 4 月 11 日公布的能源基本計畫中，指示打破傳統能源市場的藩籬，整體推動電力系統、燃氣系統與熱供應系統的改革。主要目標之一是創建綜合的新能源市場，讓能源企業(電力業、瓦斯業等)可以相互參與電力、燃氣與熱供應等業務，其他企業(汽車業、石化業等)也能更容易進入電力和燃氣市場，以及可結合電力、燃氣和其他服務的銷售，讓服務更多樣化。另一方面，對於消費者來說，可以自由選擇電力公司與瓦斯公司，促使能源價格降低，提高消費者的利益。



三、結論與借鏡

1. 使再生能源成為長期穩定電源之做法

在日本太陽光電系統安裝高度成長時，開始面臨再生能源不穩定性供電影響電網系統，遂發生 2014 年 9 月起九州電力與其他區域電力公司陸續宣布暫停太陽光電發電系統併網申請；在 2015 年 5 月，也發生九州電力要求鹿兒島縣種子島的民營太陽光電發電廠停止發電 7 小時，以避免因供電失衡而斷電之事件。上述事件，一再突顯出日本在達成再生能源高度導入之目標下，使再生能源成為長期穩定電源之必要性。

日本推動的「廣域再生能源利用機制」，主要是藉由將再生能源資源電力生產充足地區的剩餘電力，導引到資源較不充足之地區，以達到解決供電失衡並擴大再生能源使用的雙重目的。而此機制要能順利運作，須先對現行電力系統進行改革，像是電力發、輸、配電的市場自由化。

目前臺灣的電力系統仍然以台電公司一家獨占事業為主，在廣域系統調度不會像日本不同區域的電力系統之間連結調度複雜。臺灣若要有有效及持續擴大太陽光電系統的發展，仍可參考日本的廣域再生能源利用機制，將臺灣再生能源豐沛地區的綠電可以傳輸到缺電地區，充分利用島內外的再生能源發電。短期建議可透過光伏變頻器(PCS)等基礎設備更新，提升區域供需電力預測的精準度及電力系統安定性精密的計算及控制；長期則可學習日本經驗，導入蓄電池、建設智慧社區等。

2. 邁向電業自由化

我國目前正進行電業法之修正，逐步推動電業自由化，初步規劃第一階段發電廠與電力網之會計分離，第二階段實施廠網分離。電業劃分為電力網業、發電業及售電業，其中電力網業仍屬國營獨占之公用事業，有償供民間電廠使用，發電業開放申設，售電業暫不開放。並將成立財團法人電力調度中心及電業管制機構，以及逐步開放用戶購電選擇權。

我國與日本目前均朝著電業自由化邁進，但是兩國的電力市場環境有所不同，改革範圍與自由化程度也有所差異，日本甚至涵蓋到燃氣市場的改革。我國規劃成立電業管制機構和電力調度中心，日本也成立電力與燃氣交易監督組織和廣域的運營推進機關。因此，日本在電力市場改革的規劃與運作方式，均值得我國在推動電業自由化上之參考。

參考文獻

1. METI(2015)，總合資源能源調查會長期能源供需未來展望小委員會(第八次集會)資料 4，2015 年 4 月。
2. METI(2015)，出力制御の運用に関する検討の方向性について資料 2。
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/009_02_00.pdf
3. 資源エネルギー庁(2015)，固定価格買取制度の運用見直し等について，2015 年 1 月 22 日。
<http://www.meti.go.jp/press/2014/01/20150122002/20150122002-3.pdf>



4. 百萬光伏商務網(2015)。經產省提案: 毎年調整一次「可併網量」, 2015 年 3 月 24 日。 http://big5.nikkeibp.com.cn/mega-solar/news_3819-201503231145.html
5. METI(2015), 平成 27 年度調達価格及び調達期間についての委員長案, 経済産業省, 調達価格等算定委員会(第 19 回), 資料 4, 2015 年 3 月 19 日。
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/019_04_00.pdf
6. METI(2015), 再生可能エネルギーの平成 27 年度の買取価格・賦課金を決定しました, 2015 年 3 月 19 日。
<http://www.meti.go.jp/press/2014/03/20150319002/20150319002.html>
7. 資源エネルギー庁(2015), 再生可能エネルギー導入拡大に向けた広域的な系統利用システム・ルールの構築について, 2015 年 4 月 14 日。
8. 改正電気事業法が成立 発送電分離で競争促進 料金下げも期待, 産経新聞, 2015 年 6 月 17 日。 <http://www.sankei.com/life/news/150617/lif1506170029-n1.html>
9. 電気事業法等の一部を改正する等の法律案が閣議決定されました, 経済産業省, 2015 年 3 月 3 日。 <http://www.meti.go.jp/press/2014/03/20150303001/20150303001.html>
10. どうなる電気料金 「発送電分離」閣議決定、自由化先行の欧米は上昇, 産経新聞, 2015 年 3 月 4 日。



德國離岸風電發展近況及關鍵議題評析

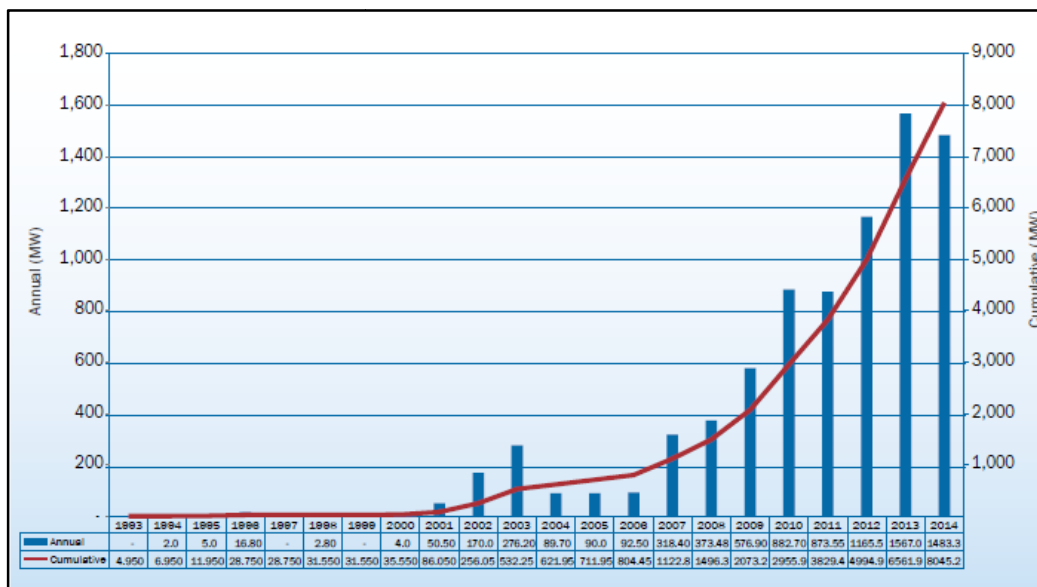
摘要

德國去(2014)年增設離岸風機裝置量 529MW，累計裝置量突破 1GW 大關，並預計於今(2015)年新增 2,071MW 離岸風機裝置量，並超越英國成為全球年度新增裝置量最高的國家。回首德國過去二十多年的離岸風力發展歷程，可發現在各階段中分別面臨法規配套措施建立、開發工程融資困境、併網義務權責歸屬、工程延宕及成本超支等議題。探討導致上述現象發生的關鍵因素，可做為我國發展離岸風電時之參考借鑒。

關鍵字:德國、離岸風力、併網、海洋空間利用規劃

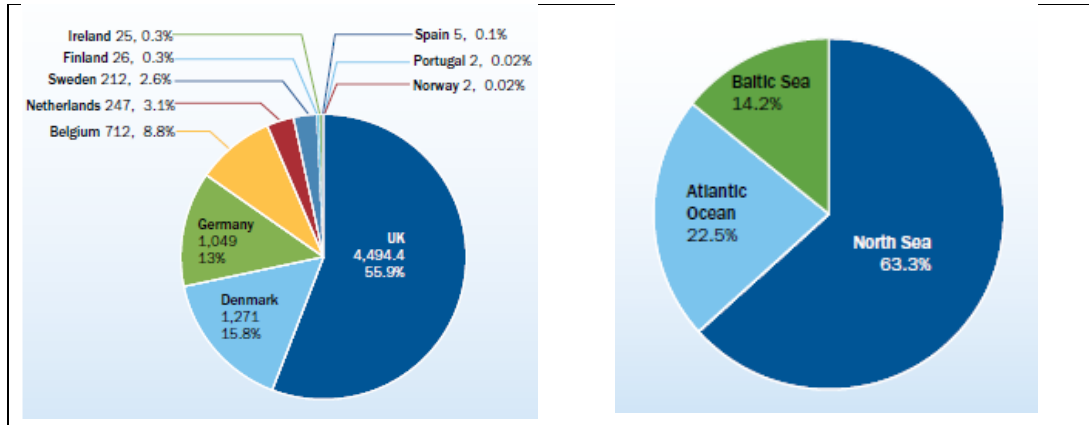
一、全球離岸風力發展概況

根據歐洲風能協會(EWEA)及全球風能理事會(GWEC)統計資料顯示，累計至 2014 年底，歐洲區域已裝設 2,488 架已併網離岸風機、74 座已併網離岸風場，總裝置容量為 8,045.3 MW，占全球 92%，如圖 1 所示。此外，2014 年歐洲地區裝置容量前三大國家，分別是英國 4,494MW(占歐洲總裝置量 55.9%)、丹麥 1,271 MW (15.8%)與德國 1,048.9 MW(13%)。歐洲風場開發海域多集中於北海(63.3%)，大西洋(22.5%)及波羅的海(14.2%)次之，如圖 2 所示。



資料來源:EWEA(2015)

圖 1、1993-2014 年全球離岸風機裝置容量成長趨勢



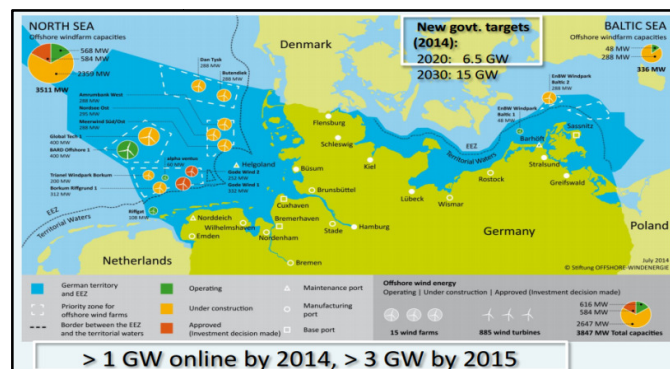
資料來源:EWEA(2015)

圖 2、2014 年歐洲地區離岸風場開發近況

而在其他地區，中國大陸異軍突起，根據「2014 年中國風電裝機容量統計」，累計至 2014 年底，中國大陸總裝置容量 657.88MW，其中以潮間帶區為主，占總裝置量 65%。此外，根據 GlobalData 調查資料顯示，若各國離岸風場開發計畫未因其他因素而延宕，預計 2015 年及 2017 年，德國與中國大陸年度新增裝設量將先後超越英國。

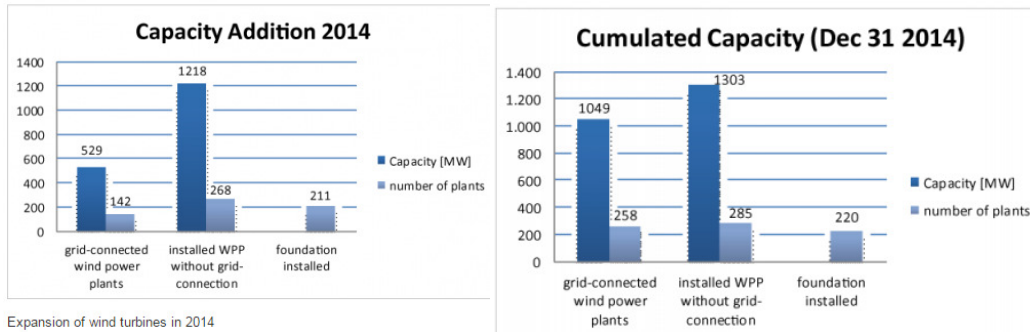
二、德國離岸風力發展概況

德國開發離岸風力的海域為北海(North Sea)及波羅的海(Baltic Sea)，九成五位於北海區，如圖 3 所示。德國去(2014)年已增設併網離岸風機裝置量 529MW，累計裝置量突破 1GW 大關，並預計於今(2015)年新增 2,071MW 離岸風機裝置量，屆時將達成 2020 年目標的 48% (GlobalData,2015)。然而，由圖 4 中可發現，2014 年德國已裝設但尚未併網的離岸風機容量高達 1.2GW，累計未併網風機裝置量為 1.3GW，顯示出離岸風場併網延宕導致其風機無法將電力輸送回本島電網系統。



資料來源:德國離岸風力基金會(2015)

圖 3、德國離岸風場開發概況



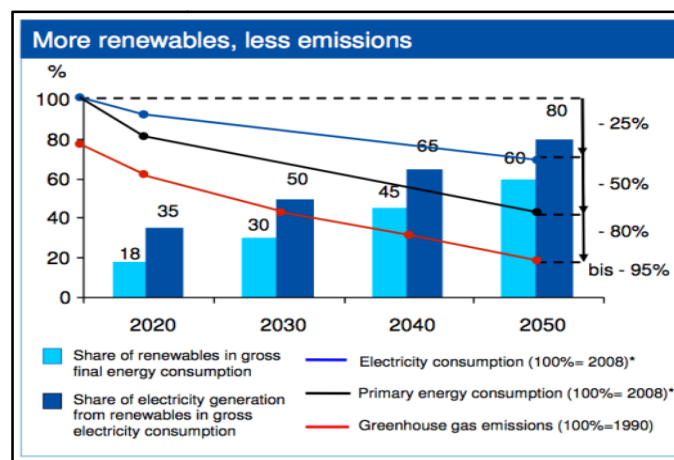
資料來源:Deutsche WindGuard GmbH(2014/12/31)

圖 4、德國 2014 年度增設及累計離岸風機裝置容量

三、歐盟與德國能源政策架構

政策措施的完善與明確性，是建立起能源市場秩序與增強投資開發者信心的重要影響因素。在歐盟體系下，歐盟氣候與能源套案建立了 20-20-20 目標，約束各成員國至 2020 年，需在能源效率提升、再生能源利用、降低碳排方面，達到各國之設定目標量；2030 年歐洲氣候與能源架構更強化了歐盟減緩氣候變遷的決心。爰此，在策略框架之下，頒布了一系列指令(Directive)，主要目的在建立歐盟會員國間的共通性法則，如電力市場一體化指令(DIRECTIVE 2009/72/EC)、碳排放權交易指令(DIRECTIVE 2009/29/EC)、再生能源推動準則指令(DIRECTIVE 2009/28/EC)、環境影響評估指令(DIRECTIVE 2011/92/EU)等。而歐盟會員國則在歐盟所建構的指令規範下，訂定符合該國國情與發展需求的一致性法規條例。

以德國而言，在聯邦政府的能源策略方針中，即明言於 2022 年達成廢核目標，並規劃再生能源與減排目標，如圖 5 所示，在能源組合規劃中，預計 2030 年有 15% 的電力生產來自離岸風電。



資料來源: Hertie School of Governance(2015)

圖 5、德國再生能源發展目標及其減碳效益



而在策略框架之下，建立起德國能源及電力市場秩序的法令及條例中，又以能源工業法 (Energiewirtschaftsgesetz, 以下簡稱 EnWG) 及再生能源法 (Erneuerbare-Energien-Gesetz, 以下簡稱 EEG) 對於再生能源發展之影響最為深遠。以離岸風電為例，由於離岸風電發展初期相較於其他發電技術如核能、水力、傳統火力等不具競爭力，透過 EEG 施行躉購制度 (Feed-in Tariff) 給予發電補貼，EEG 並課予輸配電業優先併聯並躉購再生能源電立之義務；另一方面，德國電力供應體系則在 EnWG 的推動下，形成今日發輸配電分離的電力自由化市場，而離岸風場開發過程中，關於電力供應所需基礎設施建置的責任權屬問題，也自此埋下伏筆。

四、德國離岸風電發展階段所面臨之關鍵性議題

離岸風場開發這類需要投入大量資金與完善基礎設施的大型計畫項目 (Megaproject)，通常具有計畫規模大、複雜的企業合作型態、牽涉到公私部門參與者的利害關係、資金投入高、計畫生命週期長等特性，因此，開發階段中有太多因素恐造成工程延宕及經費超支現象。根據 Ansar et al. (2014) 針對 585 件能源相關大型開發項目進行調查，發現絕大多數都有延宕及超支現象。Niklas Anzinger and Genia Kostka (2015) 針對德國已完成併網並正式商轉的八座離岸風場進行調查，發現全部都有工程延宕問題，平均延宕時程 13 個月；五座有經費超支問題，建置花費平均高於原先經費預算的 20%，調查結果如表 1 所示。

表 1、德國風場開發計畫經費超支及工程延宕情況調查

Offshore wind park name	Capacity (MW)	Start of construction	Planned end of construction	Time delay (months)	Planned cost (million €)	Final cost (million €)	Cost overrun (%)
Alpha Ventus	60	Aug-2007	2009	12	190	250	32
Baltic 1	48	Jul-2009	2010	6	200	200	0
BARD 1	400	Jun-2009	2013	24	1500	2900	93
Nordsee Ost	295	Jul-2012	2013	18	1000	1130	13
Borkum Riffgat	108	Sep-2012	2013	6	480	480	0
Global Tech I	400	Aug-2011	2014	12	1600	1800	13
Meerwind Süd/Ost	288	Sep-2012	2013	18	1200	1300	8
DanTysk	288	Dec-2012	2014	6	1000	1000	0
				Ø 13	Ø 20		

Source: OWP database

資料來源: Hertie School of Governance (2015)

有鑒於此，探討德國離岸風場時程延宕及經費超支的關鍵因素，有益於政府決策者及早研擬因應之道。以下將整理德國離岸風電發展階段所面臨之關鍵性議題：

(一)德國離岸風力發展初期的法規配套措施建立

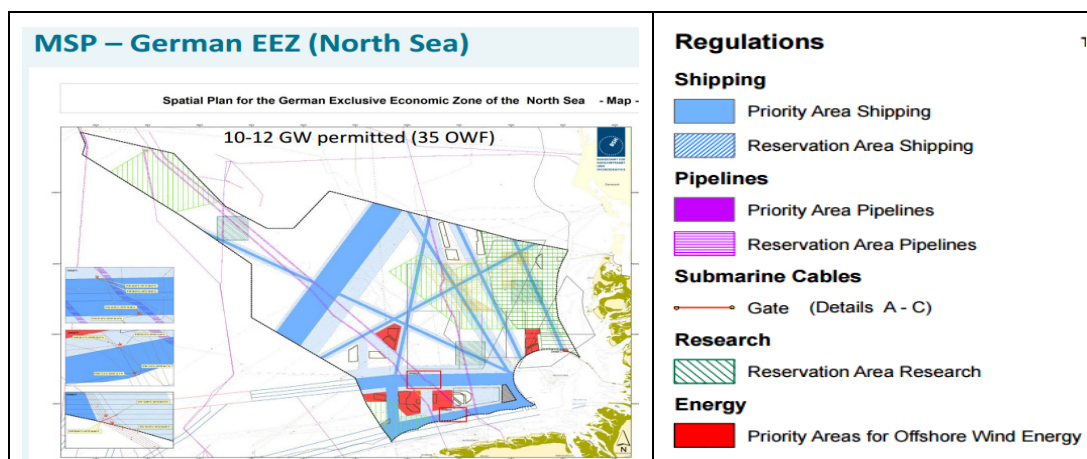
自 1990 年代中期，德國聯邦環境、自然保護與核能安全部(BMU)即已著手展開離岸風電相關研究。自 2000 年聯邦政府公布再生能源法(EEG 2000)並實施 FIT 制度起，電力生產補貼吸引大量離岸風場(Offshore Wind Parks, 以下簡稱 OWP)開發申請案件，隨發現提案計畫的開發空間重疊，並可能對海洋環境保護及其他海事活動(如:漁業、礦物開發、軍事)造成影響。

在德國過去的法令條文中，並未針對離岸風場開發給予任何明確的開發權限，即便是聯邦空間規劃法(Federal Spatial Planning Act, 1997; 2004 amendment)，也僅針對領海範圍內(國土範圍向外 12 海浬以內)規劃。因此，在經過 2004 年修法授權德國聯邦海事及水文局(Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 以下簡稱 BSH)針對離岸風場開發，將其納入海洋空間利用規劃一環之後，2007 年，德國聯邦海事及水文局(BSH)便針對北海及波羅的海區規劃特別經濟區¹(EEZs, 12~ 200 海浬)，研擬海洋空間多重利用規劃(Multiple-Use Marine Spatial Plans, MSP)草案；而聯邦自然保護局(BfN)也藉此機會，新修訂了特別經濟區(EEZ)之環境保護法。

2009 年，北海及波羅的海特別經濟區(EEZ)的海洋空間多重利用規劃(MSP)先後實施²，以確保經濟區開發、環境、海洋空間利用間的平衡。

在 MSP 規劃中，將海洋空間分為三種層級，如圖 6 所示：

1. Priority Area：使用的優先性高於其他海事活動；
2. Reservation Area：經評估比較後該使用目的帶來之效益優於其他海事活動；
3. Marine Protected Area：海洋環境保護區，用於降低海事活動對海洋環境之影響(Natura 2000)，占 45%。



資料來源:德國聯邦海事及水文局(BSH)(2015)

圖 6、北海特別經濟區(EEZ)海洋空間利用規劃

¹EEZ 總面積：33,100 km²、北海 EEZ：28,600 km² (86%)、波羅的海 EEZ：4,500 km² (14%)

²海洋空間多重利用規劃(MSP)實施:北海為 2009 年 9 月、波羅的海為 2009 年 12 月



(二) 德國離岸風力發展瓶頸期的併網權責歸屬議題

2006 年，聯邦政府提出德國基礎設施規劃加速法(The Infrastructure Planning Acceleration Act, IPAA)，規定電力傳輸系統運營商(Transmission System Operator，以下簡稱 TSOs)有義務建置離岸風場的併網輸電系統(限 2015 年底動工的風場)，而併網成本則由所有 TSOs 共同分擔。

站在 TSOs 立場，需要有融資擔保才願給予併網承諾；而站在銀行立場，則認為借貸的先決條件是先確保風場併網無虞，因此，應先有融資擔保還是先完成併網工程，便成為一個「先有雞還是先有蛋(a hen-egg problem)」的習題。2009 年 10 月，聯邦網絡局(Bundesnetzagentur nationale Regulierungsbehörde，以下簡稱 BNetzA)提出了立場文件(Position Paper)，釐清了 TSOs 的 OWPs 併網義務，摘述如下：

1. 聯邦網絡局(BNetzA)為處理離岸風電併網議題的唯一權力機構；
2. 凡開發商(Project Developers，以下簡稱 PDs)提出併網申請的案件符合標準條件，TSOs 有義務在兩個月內給予併網承諾，並須立即啟動併網招標程序；
3. 併網工程必須在 30 個月內完工。

併網責任歸屬雖得到釐清，卻使得 TSOs 及 PDs 在經營上皆出現困境。這主要是因為 2012 至 2013 年間，可預料大量併網申請案件接踵而來，更何況離岸電網工程本身就有技術上的難度，也直接地影響到融資的難度。因此，TSOs 在技術、資金、人力各方面資源有限的情況下，所有風場的併網時程勢必受到拖延。另一方面，在立場文件中，BNetzA 看似為 PDs 爭取了免負責併網工程的「福利」，實則不然。這是因為該文件中並未釐清 TSOs 若因併網工程延宕而導致風場無法如期運轉，該期間的利益損失應如何求償，因此經濟損失需由 PDs 自行吸收。

2011 年 11 月，負責絕大多數北海區併網工程的 Tennet 公司，緊急向德國聯邦政府致函(Brandbrief)，說明經營上出現困境，需中斷其電網擴張計劃，更彰顯了併網議題的嚴重性。2012 年 1 月，在德國離岸風能基金會(Stiftung Offshore-Windenergie)籌備下，集結政府及業界成立作業小組，共同討論併網議題，研擬「加速離岸風電併網(AG Beschleunigung)」辦法，針對以下短期課題提出具共識的解決方案：

1. 短期融資及招標：懸宕的電網併聯承包案應如何解決；
2. 如何縮短離岸風場併聯作業程序；
3. 針對 TSOs 併網工程必須在 30 個月內完工達成共識；
4. 如何給予風場營運商足夠的投資安全性；
5. 共同研擬 EnWG 法 section 17 paragraph 修訂提案。

在「加速離岸風電併網(AG Beschleunigung)」工作小組會議過後，2012 至 2013 年間，德國陸續研擬出能源工業法(EnWG)修訂草案，主針對海上責任分攤(Offshore-Haftungsumlage)加以釐清，經 2013 年 EnWG 修訂法正式實施，有兩項重要法規措施如下：



1. 違約金/損失重分配制度

TSOs 若因併網工程延宕、電力輸送中斷或維護工作等因素，造成離岸風場電力無法輸回本島，PDs 得以其 FIT 適用費率的 90% 申請求償，但每座風場每年至多求償 17.5~110 百萬歐元。另外，TSOs 為因應併網擴建工程，得以向電力消費者收取每度 0.25 歐分的附加稅費(超過一百萬度部分則以每度 0.05 歐分計)。

2. 建立海洋空間利用/離岸電網系統開發規畫之秩序

建立秩序的先決要件，便是授予相關單位明確且足夠的權責義務，政府單位經歷過去數年的運作，主要與離岸風場開發最為密切相關的德國聯邦海事及水文局(BSH)與德國聯邦網絡局(BNetA)，其權力與義務整理如下：

表 2、BSH 與 BNetA 之權力與任務

權責單位	權力與任務
德國聯邦海事及水文局(BSH)	- 負責海洋空間規畫(ONP) - 批准風場開發 - 與 BNetA、BMU、沿海地方政府單位共同規劃每年的離岸電網發展規畫(風場、電纜路徑、變電站等)
德國聯邦網絡局(BNetA)	- 整合陸上與海洋電網開發規畫(NEP、ONP) - 建立併網法規 - 裁決 TSOs 的工程延宕過失，作為賠償依據

海洋空間利用/離岸電網系統開發規畫之秩序



資料來源：本研究整理

(三) 德國離岸風力發展漸入佳境期的成本超支問題

在前述離岸風場併網工程議題普遍達到共識與得到解決辦法後，德國離岸風場開發漸入佳境。聯邦政府也意識到其中的複雜性，並於 2004 年再生能源法修法中(EEG 2014)，下修了離岸風力的裝設目標量，2020 年目標由 10GW 下修至 6.5GW，2030 年目標由 25GW 下修為 15GW。

Niklas Anzinger and Genia Kostka(2015)研究發現，造成德國離岸風場延宕與超支的主要關鍵因素，除了前述的併網權責爭議之外，尚包含以下原因：



1. 政策的不確定性

政策的明確性是左右投資決策的關鍵因素，如德國基礎設施規劃加速法(IPAA)雖然規定 TSOs 具離岸風場併網之義務，然而卻未對於工程延宕研擬解決配套措施。因此不僅使得 TSOs 融資面臨困境，PDs 的損害賠償也是造成計畫超支及延宕主因之一。

2. 新興產業中使用未經測試的技術所具有之風險

儘管 TSO 能接受 30 個月的離岸風場併網工作時程，然在實際工程卻展延至 50 個月才完成。主要原因是因為德國第一次如此大規模的採用直流(DC)的傳輸技術。

3. 供應鏈瓶頸

併網工作時程受到拖延，有部分原因是由於供應鏈產能無法應急，如海纜及變電站。例如海纜供應業者過去曾經歷政策不明朗時期，因而減少產能，如今短期內需求量暴增，產能無法跟進；而變電站施作廠商則因低估變電站技術難度，導致生產延宕。

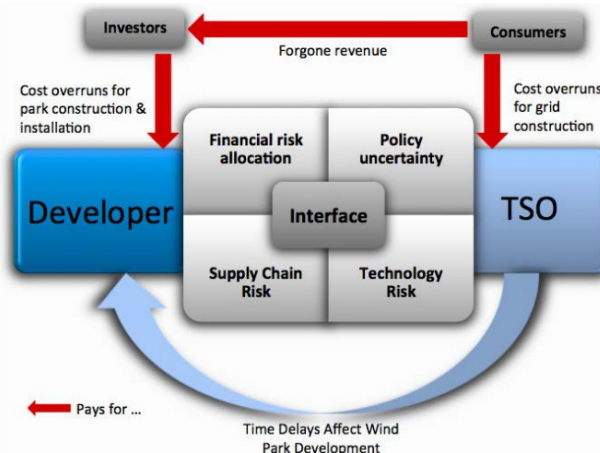
4. 海事基礎設施/後勤供應鏈能量不足

2008 至 2012 年期間，安裝船與海事基礎設施短缺，減緩了離岸風電產業發展速度，不過此因素在產業快速調整下已克服。

5. 資本密集型開發計畫的財務風險

Tennet 目前有義務承接容量 7.1GW 的併網工程，然目前籌資金額僅可完成 3.8GW。前述提及的新技術使用也大幅提升計畫風險，使得籌資更為困難。

綜上所述，不論是 DP 的風場建造工程，或是 TSOs 的風場併網工程，受到來自政策面、經濟面、供應鏈、技術面的變動因素影響，都可能導致某個階段的工作環節受到耽擱，進而影響到時程及經費。而 TSOs 與 PDs 在風場開發過程的超支費用，將依 EnWG 規定，向人民隨電收取附加費用(項目：離岸稅)，每度電收取 0.25 歐分，如圖 7 所示。



資料來源: Hertie School of Governance(2015)

圖 7、離岸風場開發計畫工程延宕及成本超支因素



五、德國離岸風力發展關鍵議題所帶來之省思

從德國自 1990 年代中期發展離岸風力至今，可看到德國對於建立相關法規制度及秩序的重視程度。此外，也歸因於海洋環境保護區之規劃，德國離岸風場開發場址不論是在距離及深度條件上，皆較其他國家有更高的工程挑戰度。我國國情與能源市場發展條件雖然與德國大不相同，不過仍能藉由德國離岸風電發展經驗，窺探政策措施與利益關係者之間的互相影響性，進而作為我國建構離岸風電產業發達環境之借鑒。

1. 電力自由化下，基礎設施建設的權責分配議題

在德國過去垂直整合的電力供應鏈體系，基礎設施之建設理所當然由準壟斷的 TSOs 負責，而在能源工業法(EnWG)實施後，需持續地修訂法律以釐清責任歸屬問題。

2. 德國離岸風場開發所需要的法規配套及相關權責單位參與

離岸風場開發是需要投入大量資金與完善基礎設施的大型計畫項目，其中牽涉到眾多公私部門參與者的利害關係，因此需要健全的法規配套加以規範。表 3 歸納並整理德國離岸風場開發所牽涉到的相關法規配套及利害關係者。

表 3、德國離岸風場開發的相關法規、權責單位及利害關係人

	牽涉法規	相關權責單位	利害關係人
政策面	再生能源法(EEG) 能源工業法(EnWG)	BMWi、BNetA	電力消費者、風場開發商、TSOs
經濟面 (包含特別經濟區 EEZ)	聯邦空間利用規畫法 德國區域發展法案 (ROG)	BSH、BMVBS、BSH	漁業、航運業、礦物開發業、軍事、風場開發商、TSOs、研究機構
環境面	聯邦環境保護法	German Länder(12 海浬內) BMU、BfN(12 海浬外)	保護區棲息地生物、研究機構
市場面 (包含併網爭議)	再生能源法(EEG) 能源工業法 (EnWG) section 17 paragraph	BMWi、BNetA	電力消費者、TSOs、風機製造商、變電站、電纜製造商、風場開發商、認證機構、銀行、保險公司
研發/技術面	德國電網擴建法 (EnLAG) 德國電網擴建加速法 (NABEG) 德國基礎設施加速規劃法(IPAA)	BMU、BSH、BNetA	

資料來源:本研究整理



3. 非營利組織在協調過程中所扮演的角色

承前所述，在建立法規的過程中，往往需要召集多方利害關係人進行溝通協調，此時便需要居於中立立場的角色。德國離岸風能基金會 (Stiftung Offshore-Windenergie)，是一間非營利性質的半公家(semi-public)基金會，成立於 2005 年，該基金會站在無黨派、跨區域、獨立的行政機構立場，支持德國及歐洲離岸風力發展。該基金會在研究領域上給予經費支援，投入離岸風力相關研究及科學調查，而研究成果可提供決策者意見及徵詢。例如在 2009 年協助聯邦網絡局(BNetzA)提出離岸風場併網爭議的立場文件，以釐清 TSOs 的 OWPs 併網義務；又如在 2011 年「加速離岸風電併網(AG Beschleunigung)」工作小組討論會的運作上，該基金會集結政治決策者、業界、研究單位、環保團體，並建立共同交流平台，扮演著串連各方利害關係人的角色。

4. 串聯關聯產業能量產業協會及組織

德國是相當重視工會及產業協會組織發展的國家，而離岸風電相關產業協會組織的成立，對於串聯關聯產業資源，進而拚湊出完整的離岸風電產業供應鏈具有相當程度的貢獻。以下整理出德國離岸風電相關產協組織，各單位依據其產業背景及成立目的之差異，有不同的工作要務，如表 4 所示。

表 4、離岸風電相關產業協會組織

協會/ 組織名稱	協會/組織簡介	任務
OWIA	為離岸風力產業聯盟(Offshore Wind Industry Alliance) 簡稱，2012 年成立。是整合了德北區四間風能機構之網絡:不來梅港(WAB)、漢堡(EHH)、羅斯托克(WEN)、胡蘇姆(windcomm)，主要辦公室位於柏林，藉由此地理位置鏈結北海及波羅的海離岸風電市場	OWIA 並透過舉辦產業交流活動，促進德國沿海城市中風電關聯企業的合作機會
AGOW	離岸風力協會 (Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie)是一個聚焦於公共事業建設與離岸風場營運的協會，是於 2015 年 2 月，由 12 間風場運營商共同新創的公司	在政治、經濟、法律監管制度等面向上予以監督，以促進德國離岸風電開發
VDMA	德國機械設備製造協會(German Engineering Association) 是由渦輪機等製造商所共同成立的協會組織，該協會代表了 3,100 多家中等規模的公司，協會成員亦涵蓋了整個風機供應鏈，是歐洲最大的行業協會。	促進了特定產業部門 (sector-specific) 及總體 (overarching) 產業鏈的協同合作

資料來源:本研究整理



六、我國可借鏡之處與建議

綜前所述，汲取德國離岸風電之發展經驗，針對離岸風場併網及海洋空間利用規劃兩個面向，提出我國可借鏡之處與建議：

1. 離岸風場併網工程議題

儘管德國 TSOs 能接受 30 個月的離岸風場併網工作時程，然在實際工程卻展延至 50 個月才完成。主要原因是因為德國第一次如此大規模的採用直流(DC)的傳輸技術。在整個併網施工過程中，不論在投資面或是價值鏈皆需要多方參與者(如：電纜製造商、變流站、電網及風場開發商、認證機構、政府權責單位、海運業、銀行和保險公司等)。這是一個多方都在同時學習的一段艱辛歷程。

我國離岸風電產業發展目標中程於 2020 年完成 3 座離岸示範風場 320MW 開發，長程於 2030 年完成離岸裝置容量 4,000MW。未來所面臨障礙與困難中，電網併聯之外部因素不容忽視，且相關配套措施仍有待建立。從德國發展經驗中，可了解電網併聯工程之權責明確與否，是影響到時程延宕的關鍵因素之一，需藉由法規加以釐清，更需在事前與開發商及系統運營商(台電)充分協調溝通。

2. 海洋空間利用規劃/區塊開發議題

離岸風場屬海域上開發行為，相較陸域發電廠尚涉及人工島嶼設施結構物、海底電纜、漁業權、礦業權、國防安全、航運安全、白海豚保護區等相關法令事項，考量空間利用衝突與優先排序等問題，對於目前還未導入海洋功能區劃來進行海洋資源管理的台灣，德國在專屬經濟區和領海建立了海洋空間利用整體規畫之經驗，可作為我國參考借鑒。

建議可展開海洋經濟發展策略之相關討論，並制定長期空間利用規畫，或設立專責單位以整合現行離岸風力電廠開發相關主管機關。此外，由於海洋利用涉及面向廣泛，包括經濟部、內政部、外交部、國防部、交通部、科技部、農委會、國科會等，跨部會協調亦需特別重視。

參考文獻

1. EWEA(2015). The European offshore wind industry -key trends and statistics 2014. 2015/01.
2. Andreas Wagner(2015). Offshore Wind – Market Development and Cost Reduction Potential. IRENA-Workshop. Bonn. 2015/3/23.
https://costing.irena.org/media/9984/Andreas_Wagner_German_Offshore_Wind_Energy.pdf
3. Deutsche WindGuard GmbH(2014/12/31). STATUS OF OFFSHORE WIND ENERGY DEVELOPMENT IN GERMANY. 2014/12/31.
http://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Fact%20sheet_Status_Offshore_Wind_Energy_Development_Year_2014.pdf



4. Niklas Anzinger and Genia Kostka(2015). Large Infrastructure Projects in Germany Between Ambition and Realities. Hertie School of Governance. Berlin. 2015/05.
http://www.hertie-school.org/fileadmin/images/Downloads/pressmaterial/infrastructure/working_papers/4_WP_Offshore_Wind_Energy.pdf
5. BSH(2015). Spatial Planning in the German EEZ.
http://www.bsh.de/en/Marine_uses/Spatial_Planning_in_the_German_EEZ/index.jsp