

「104 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會

聽證紀錄

壹、會議時間：103 年 10 月 9 日(星期四)下午 1 時 30 分

貳、會議地點：臺大醫院國際會議中心 301 室

參、會議主席：經濟部能源局吳副局長玉珍

肆、會議紀錄：經濟部能源局

伍、發言紀要：

一、凱達國際策略顧問有限公司 李安禾副理

(一) 凱達國際策略顧問有限公司代表部分外資風場投資人，建議再生能源躉購費率審定會的委員們，在審定 104 年風力發電躉購費率時，能夠將所採用的年售電量，從原有的 2,400 小時下修至 2,200 小時，擬定出合理的費率，以符合現在台灣陸域風場發展的實際情形，讓遲遲無法進場的外國投資人能夠放心參與投資台灣的風力發電市場。

(二) 依據能源局公布的資料，政府預定在 2015 年風力發電的設置量要到達 881MW，但據統計，截至今年七月為止，台灣風力發電的設置量只有約 632MW，那麼，剩下的差額要怎麼補足才能達到預定目標？在公營風場部分，據我們所知，台電除了正在興建中的蘆竹風場外，過去已經三年沒開發其他風場，民營業者部分除了英華威公司以外，也看不到其他業者願意投資興建，但其實就我們的了解，有許多外國投資人是有意願投資風場的，但導致他們還是持續在觀望的主要原因，是目前風力發電的收購費率實在太低，投資人難以獲利，甚至有虧損的風險，反觀德國，採用前高後低的收購費率，風場設置前五年不管發電量大小，都以優惠費率收購，之後再視風場發電情形進行適度調整，這樣才是對新進業者真正

的鼓勵，無須擔心業者有「超額利潤」。

- (三) 此外，第三次會議紀錄中，雖然有提出 104 年簽約並於 107 年 12 月 31 日以前完工運轉的風場，於 107 年 12 月 31 日前適用躉購費率加成 3.6% 的政策獎勵機制，其實緩不濟急，等風場興建完成，實際上能享受到優惠費率的期間也很短暫。
- (四) 擬定收購費率所參考的參數與收購費率的高低及合理性息息相關，因為時間的關係，我僅針對目前審定會所採取的「年度售電量」提出建議，我們原則肯定審定會第三次會議紀錄中提到 10 千瓦以上風場於 104 年簽約者，於風場營運自併聯日起，以每 5 年為 1 期，分期檢討收購費率的計算方式，但目前審定會所採用的年售電量計算標準是優良風場的 2,400 小時，其實是不符現況的。
- (五) 根據我們的觀察，縱使第三次會議紀錄中指出，100 年以後商轉的風場平均年發電量是 2,657 小時，但事實上，台灣風力發電已經發展十多年，現在台灣的優良風場場址已經開發的差不多了，未來的陸域風場應該是以鼓勵開發次級風場為主，也就是年售電量 2,200 小時以下的風場，根據能源局向行政院「新能發展推動會報告」的簡報內容中，也曾指出「台灣優良風場漸趨飽和…，未來朝次級風場開發，並提高設置誘因」，證實了我們觀點無誤，但能源局既然要提高設置次級風場的誘因，就不應該在審定風力發電躉購費率時，仍以過去優良風場的 2,400 小時做假設，而應該是以未來風電發展的主軸，也就是次級風場的 2,200 小時為售電量的計算標準，否則對於新進業者來說，費率過低將無法獲利、甚至虧損，根本無法生存，政府政策不能只保護少數既存業者，應該同時鼓勵新進業者，不然怎麼能期待由其他投資人願意出資設立新的風場？

(六) 最後，我們由衷建議各位委員在審定 104 年度風力發電的躉購費率時所採用的各項參數，應該要符合實際情形，風場售電量的數據應該是 2,200 小時，而不是 2,400 小時，才不會導致風力發電的躉購費率過低、不合理，影響業者投資意願，如果繼續採行優良風場的 2,400 小時標準，到最後可能只剩台電跟英華威在蓋風場，能源局的目標也將無法達成。

二、英華威風力發電集團 曾葳葳資深專案經理

(一) 期初設置成本應包含設備成本及其他相關成本

1. 設備成本

- (1) 風機(含塔架)
- (2) 電力安裝以及控制技術
- (3) 工程(室外安裝工程…等)
- (4) 併網(包括開關場、變電所)、廢物處理等

2. 其他相關成本

- (1) 各類專家評估成本
- (2) 規劃成本(包括人事費用)
- (3) 各類工程許可證照的成本
- (4) 安裝、建造及以及併網的監工成本
- (5) 資本募集成本
- (6) 融資成本(包括工程期間的利息)

(二) 104 年度參採民營業者包括豐威及龍威公司，依會計事務所 KPMG 簽證之財報資料，惟僅參採機械設備(通常指統包)，建議應再考量第 3 項(開發費用)、7 項(銀行借款備償金額)及 8 項(機械設備折舊)，因分別代表機械設備投資成本、前期投入之開發費用及銀行融資必須費用，應列入期初設置成本，故總投資成本約為 6.9~7.4 萬/kW。

- (三) 台電「風力發電第 4 期計畫」蘆竹風場總裝置容量為 7,200kW，此 8 座風機之契約決標金額工程費用為 441,683,706 元、海關進口報單金額為 154,518,323 元，故實際海關進口金額占工程費用 34.984%，且工程費用尚未含開發成本。此外，上述約 4.4 億元的契約決標金額僅含工程費用，尚未納入其他開發規劃等相關成本，且依過去台電實際興建風場經驗，最終經審計部決算審定之金額大多高於契約決標金額，因此實際海關進口金額占總投資成本應更低。
- (四) 審定會應比照幕僚單位簡報 p.20，納入漁業補償為期初設置成本的一部分，故陸域風電因民眾抗爭增加之設置成本以及回饋金費用也應納入期初設置成本。
- (五) 運轉維護費用應計算 20 年均化成本；民營業者平均運維成本為 \$0.867 元/度電，相當於 \$1,907~2,081 元/kW (20 年平均)，建議幕僚單位應切實確認台電保修合約涵蓋之項目及金額，因台電保修合約不含土地、人事、利息費用及地方回饋金，又因保修合約為 3~5 年一簽，因此不含設備大修的重置費用，恐有大幅低估維運成本之疑慮。
- (六) 年發電量應以「未來能設置」而非「過去已設置」之風場資料作考量計算，針對竹北及永能竹南風場已取得籌設許可之風場，滿發小時低於 2,000 小時而無法興建。建議年發電量採 2,200 小時。
- (七) 希望下次審定會能邀請業者與會，以當面回答委員疑問。

三、英華威風力發電集團 王雲怡副總

- (一) 針對今年考量次級風場狀況給予正面支持，建議其風場營運自併聯日起，以每 5 年為 1 期，第 1 期以「年售電量」2,200 度/kW 計算躉購費率，並自第 2 期開始，各期躉購費率依據前一期實際平均「年售電量」計算，並以 2,400 度/kW 及 2,200 度

/kW 為其上下限值。調整理由如下：

1. 比照德國 FIT 制度及今年離岸風力躉購電價採「前高後低」設計。
2. 風場營運前期財務壓力較大，既然是考量讓次級風場開始投入，自然在一開始應以次級風場的發電量為計算基礎。
3. 若後來證明該風場年售電量超過 2,200 度/kW，但 5 年後立即依實際發電量進行調整，也不用擔心業者持續獲取「暴利」。

(二) 「年售電量」前 5 年採 2,200 度/kW 計算，較可能達到鼓勵次級風場開發的效果。相反地，若「年售電量」前 5 年採 2,400 度/kW 計算，雖然事後電價可以調整，但由於前期財務壓力較大，前 5 年立即面臨虧損的情況，仍不利風資源次佳風場的開發，恐難以達到擴大設置規模的效果。承上，為促進次級風場能實際投入開發，「年售電量」前 5 年建議採 2,200 度/kW 計算。

(三) 關於加成獎勵機制，建議應 107 年前完成併聯運轉者可適用加成獎勵機制(3.6%)20 年。

陸、業者書面意見：

一、台灣中小型風力機發展協會 王鈺達專案經理

(一) 有關小型風力機裝置容量之限制：建議小型風力機比照屋頂型太陽光電放寬裝置容量合併計算限制，不受裝置容量合併計算限制。

依據再生能源發展條例及相關子法，不應屏除或獨厚單一再生能源發電項目。

(二) 有關小型風力機躉購費率計算參數：建議調整小型風力機躉購費率計算參數。

小型風力機躉購費率計算參數，建議應參考國內產業實際案

例，以真實反映國內設置成本：

1. 年售電量應以每千瓦年發電量 1,250 度進行估算。
2. 國內小型風力機維護成本約占裝置成本之 6%。
3. 本協會調查國內 5 家廠商 5 款風力機 2013 年裝置成本參數(裝置成本係單機價格與安裝施工成本之和)。其中，加權平均單機價格為新台幣 16 萬元/kW；就安裝施工成本(不含風力機及塔架成本)而言，平地型為新台幣 6 萬元/kW、低樓層建築整合(1~6 樓)為新台幣 8 萬元/kW、高樓層建築整合(7 樓以上)為新台幣 15 萬元/kW、離島為新台幣 15 萬元/kW。

(三) 有關小型風力機躉購費率計算參數：建議將線路補助費用與雜照申請成本納入躉購費率計算參數。

一般而言，小型風力機設置於風況條件較佳之場址，但其設置點與併接點之間的距離通常較遠，需繳交線路補助費用。再者，小型風力機雜照申請之行政程序相當冗長，增加申請成本。因此，建議將線路補助費用與雜照申請成本一併納入躉購費率計算考量。

(四) 有關風力機躉購費率級距：建議增加中型風力機躉購費率級距。

就陸域型風力發電而言，目前再生能源電能躉購費率僅區分為 1~10kW 與 10kW 以上兩類，兩者躉購費率差距甚大，將導致 11kW 所適用之躉購費率出現極大之落差。建議應將原先 1~10kW 躉購費率級距放大至 1~30kW，或是另外增訂 10kW~30kW 躉購費率級距，以鼓勵國內業者投入。

二、蘇慶泯

(一) 為落實金門低碳島計畫政策目標、降低離島售電虧損及減輕政府撥補離島供電營運虧損負擔，建請適度提高離島生質能發電

收購費率。說明：

1. 金門 102 年供電現況

102 年	可靠供電 (萬瓩)	尖峰負 載(萬瓩)	柴油機發電 成本(元/度)	售電虧損 (億元)	
金門	6.5	4.86	8.9	20.4	
類別	裝置容量(瓩)		發電量(千度)	總發電量 占比	冬季離峰 負載占比
風力	4,000		10,225	4.08%	22.22%
太陽光電	580		約 600	0.24%	-

2. 金門再生能源開發受限因素

- (1) 土地取得困難：離島土地狹小且防風林木長成不易，導致土地取得困難。
- (2) 併網容量有限：離島電網容量較小，電網穩定度差，如未以海纜連接大系統，間歇性再生能源發電設施之可建置容量有限，故需與大陸併網，方可落實金門低碳島計畫政策目標。
- (3) 現有輸變電設備不足：當地原有輸變電設施容量較小，考量未來澎湖與金門低碳島計畫欲大幅增加再生能源發電設施時，如未同時擴充輸變電設施，將形成開發瓶頸。

(二) 金門低碳島計畫中金酒生質汽電廠開發優勢

1. 發電方式不受天候狀況影響，相對穩定，亦可接受電力調度，故不受限於離峰負載 20% 之限制。
2. 金門地區目前以柴油機組供電，發電成本高昂，躉購生質汽電+落實再生能源發展基金補貼=相當於以迴避成本發電，可降低售電虧損。

(三) 建議

1. 金門低碳島計畫中，金酒 8MW 生質汽電廠因生質能躉購價格因素，尚無法吸引金酒投資，建議考量離島地區興建生質能

汽電廠之困難，適度提高離島生質能躉購費率。

2. 如前項離島加成(15%)後之躉購費率，仍可低於離島柴油發電成本時，建議開放讓台電公司與業者自行協商，加碼提高離島地區再生能源躉購費率，以鼓勵更多民間開發。(例：離島生質能躉購費率加成後為每度 3.7388 元，投資生質汽電廠據民間公司初估至少每度 5 元才划算，而金門地區柴油發電成本需每度 8.9020 元，就減輕台電離島售電虧損負擔而言，不無小補。)

柒、主持人說明：

- 一、會中登記發言者皆已發言完畢，會後如有相關意見可於 10 月 18 日前提供書面意見，一併納入聽證紀錄，並提報至 104 年度「再生能源電能躉購費率審定會」第 3 次會議討論，以利 104 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式審定。
- 二、104 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式是否進行調整，待審定會作出結論後，將依法報請經濟部正式公告實施。
- 三、本次聽證會會議簡報所述費率訂定引用之參數、資料來源及聽證紀錄將公開上網於本局再生能源發展條例專區。

-以下空白-