

**「105 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」聽證會  
聽證紀錄回應說明**

附件

業者意見	意見回應
<p>(一) 中鋼公司 張傳繼事業規劃組組長</p> <p>1.年售電量參數、容量因子：3,700 度/年(42.2%) 依工研院風能評估資料應考量可用率及線損影響，建議調整為 3,500 度/年以下(40%)。</p> <p>2.年運轉維護費：占期初設置成本 3.24% 請考量臺灣處地震帶，受颱風影響，海水溫度高於歐洲數值造成重腐蝕，原海污之特殊環境之成本。</p> <p>3.離岸型期初設置成本：18.01 萬元/瓦 建立離岸風電自主產業鏈(包括：風機國產化、建立施工船隊)先期必然要投入大量成本。躉購費率獎勵機制應考量業者投入，成本促使國內及早建立離岸風電自主產業鏈。</p>	<p>1. 依據澎湖風場 91~103 年的平均年發電量約 3,663 度/年，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量 600kW 及 900kW 的澎湖風場。</p> <p>2. 根據台電公司 104 年「澎湖龍門、講美及大赤崁風力發電機組新建工程」特訂條款，得標廠商保證年發電量約為 3,867 度/年。</p> <p>3. 105 年度第 2 次審定會綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以及新機組發電效率應優於澎湖風場下，故以 3,663 度/年與 3,867 度/年進行平均做為參數計算基礎，則年售電量為 3765 度/年。</p> <p>4. 考量目前國內尚無離岸風力發電商轉案例，故年運轉維護費參數取樣係以國外資料為主，考量除役成本後，年運轉維護費為 5,844 元/瓦，已高於 104 年度參採數值 5,647 元/瓦，依 105 年度建議之期初設置成本 18.01 萬元/瓦計算下，年運轉維護費占期初設置成本之比例為 3.24%。</p> <p>5. 政府目前已透過制定示範獎勵辦法，給予早期開發者 2.5 億元補助及示範機組 50%的期初設置成本免利息補助，另成立千架海陸風力機計畫推動辦公室，以及科技部的能源國家型科技計畫等方式協助早期開發。</p> <p>6.參數與費率相關意見將送交 105 年度第 3 次審定會討論。</p>
<p>(二) 玉山能源有限公司 Mr. Ian Hatton CEO</p> <p>1.簡報資料 P20 頁中的參考資料編號 6 為本公司的建置案例。</p> <p>2.躉購費率應考慮早期開發商所面對的設置成本。</p> <p>3.躉購費率應保持一致性；開發期大約 2~3 年，總投資金額約 1000 億(500MW)，故費率適用始點應考量初期開發時間。</p> <p>4.以美國 PPA 躉購費率為例，每度約為 7.4 元，另額外考慮輸配電的成本費用，故台灣目前躉購費率偏低，建議離岸風力躉購費率至少維持與 104 年度相同。</p>	<p>1. 政府目前已透過制定示範獎勵辦法，給予早期開發者 2.5 億元補助及示範機組 50%的期初設置成本免利息補助，另成立千架海陸風力機計畫推動辦公室，以及科技部的能源國家型科技計畫等方式協助早期開發。</p> <p>2. 各國躉購費率雖然具有一定參考價值，但考量我國經濟環境與背景未必與國外相似，故不應直接進行費率比較。爰此，審定會歷年均採實際數據計算合理的費率數值。</p> <p>3. 參數與費率相關意見將送交 105 年度第 3 次審定會討論。</p>
<p>(三) 源大環能股份有限公司 劉峻華研發工程部經理</p> <p>建議提高生質木質燃料發電現行之躉購費率。 理由：</p> <p>1.就現實考量，目前躉購費率尚不符成本。</p>	<p>1.我國再生能源發電設備設置管理辦法第六條第一項第五款：「生質能發電設備：發電設備所使用燃料來源，應為百分之百農林植物、沼氣或經處理之國內有機廢棄物之切結書。」</p> <p>2. 在躉購費率下目前我國生質能區分為無厭氧消化設備與有厭氧消化設備，此外，國內目前並無生質能木質燃料商轉案例可茲參採，若未來有實際參數成本之</p>

業者意見	意見回應
<p>2. 生質木質燃料發電之潛力可觀，且其兼具環保效益與功能，為世界性之趨勢，可作為參考。</p> <p>3. 工業界汽電需求量，方興未艾，且有擴大增加之趨勢。</p> <p>4. 若參照日本之此項費率，我國此項費率偏低之幅度甚大。</p>	<p>數據資料，請提供主管機關參酌。</p>
<p>(四) 祥瑞能源科技(股)公司 曾祥生總經理</p> <p>1. 請說明有厭氧消化設備與無厭氧消化設備之差異。(P.24)</p> <p>2. 依實際建置案例(中央畜牧場)計算月容量因數皆無法達到 75% 以上，該如何解決?(P.29)</p> <p>3. 生質能發電設備之電能躉購費率應考量修正維護成本(皆為進口發電機，維護成本約 20,000 元/瓩)，且需以十年均化較為合理。(P.28)</p> <p>4. 月容量因數 75%，應修改為沼氣量使用換算發電之比值。(以每瓩消耗 0.7m<sup>3</sup> 沼氣量計算，75% 發電效率)。(P.29)</p> <p>5. 能源局補助要點不應規範 65kW 以上之發電機。(P.29)</p> <p>6. 設置成本未加入與台電併聯設備之費用。(P.28)</p>	<p>1. 依據 101 年審定會訂定之有厭氧消化設備與無厭氧消化設備，兩者之差異在於是否具有厭氣槽設備產生沼氣再利用，如垃圾掩埋場可直接產生沼氣，為無厭氧消化設備；養豬場需利用厭氧消化設備產生沼氣發電，為有厭氧消化設備，兩者在發電成本也有所不同。</p> <p>2. 月容量因數係於「經濟部沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」中規定須達 75% 以上，目的在促使申請者依沼氣產量裝設適當裝置容量之發電機，且需達足夠使用率，以用來依發電裝置容量計算合理補助金，使通過案例具有示範意義。此外，月容量因數與整體系統設計規劃、發電機性能有密切關聯，目前市售發電機已可連續運轉，如與厭氧發酵系統適當搭配，可達月容量因數 75% 以上。且目前已有申請者符合月容量因數 75%，獲得「沼氣發電系統設置費」補助金。</p> <p>3. 本年度有厭氧消化設備之年售電量因業者普遍發電時數偏低，未達經濟部「沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」第四點規定，沼氣發電機之月容量因數須達 75% 以上，即年運轉時數需達至少 6,570 小時，故將年售電量數值，從去年度 7,700 度/瓩年調降為 7,000 度/瓩年。</p> <p>4. 本年度參採之案例，部分廠商與業者所提之發電設備，使用相同進口發電機機型，然依據廠商所提供資料計算之機組維修費為 1,082 元/瓩，與業者所提 20,000 元/瓩有所差異，故此問題相關意見將送交 105 年度第 3 次審定會討論。</p> <p>5. 沼氣發電機依廠牌型式不同，發電效率約界於 23%~38% 之間。單位發電量所耗用之沼氣量，受到沼氣中甲烷濃度(50%~65%)、發電機發電效率影響(23~38%)甚鉅，上述兩因子變動範圍大，用來作為界定標準並不合適。</p> <p>6. 沼氣發電系統需具一定規模以上始能供應穩定料源，並達經濟規模而長期運轉，因此「經濟部沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」規定申請者為縣市政府，透過縣市政府整合轄區內資源，優先補助具有示範規模之案件。</p> <p>7. 本年度參採案例之期初設置成本係根據業者提供的數據資料，予以分為厭氧消化設備費用、純化系統費用、發電機成本費用(以 2 倍計算)、發電機相關費用、以及其他費用五大類，其中台電併聯設備費用已納入發電機相關費用中計算。</p>
<p>(五) 福海風力發電(股)公司 王瀧執行長助理</p> <p>1. 建議信用風險加碼調成至 4%。</p>	<p>1. 目前信用風險加碼計算方式為參考 twBBB 公司債利率與十年期政府公債之利差，計算結果約為 1%，惟基於鼓勵，故維持 2%。</p>

業者意見	意見回應
<p>2.建議業者風險溢酬調整為8%。</p> <p>3.建議自有資金比例/融資比例為50%/50%。</p> <p>4.建議無風險利率採納的基準利率，為一年期郵儲定存利率1.37%。</p> <p>5.綜上，建議平均成本率為9.53%</p> <p>6.年發電量3700小時等同於42.23%容量因數，顯見高於歐洲離岸風場案例，建議年發電量參數維持104年度水準值。</p> <p>7.參數參採機制應透明、合理且具一致性。</p>	<p>2.業者風險溢酬係以英、德兩國離岸風場之財務資訊為參採樣本，計算結果為7.050%。</p> <p>3.國內風場開發商多與歐洲技術成熟廠商合作，故自有資金比例參採國際資料為30%。</p> <p>4.105年度審定會參採之無風險利率為1.53%，已優於一年期郵儲定存利率1.37%。</p> <p>5.參數與費率相關意見將送交105年度第3次審定會討論。</p>
<p>(六) 英華威風力發電集團 曾葳葳資深專案經理</p> <p>1.年發電量應以未來能設置之風場資料做考量計算，建議前五年(第一期)應以年售電量2200度/kW計算躉購費率，之後每五年依據2400及2200小時的上下限值計算。</p> <p>2.為了鼓勵採用較高塔筒或較長葉片以提升發電量，應有差別費率。</p> <p>3.期初設置成本：應採用實際期初設置成本而非以參考海關資料，台電蘆竹風場之海關進口金額佔投資總額26~31%，遠低於去年參採之53.27%。台電蘆竹風場期初設置金額為6.9~8.2萬元/kW，遠高於目前105年度預計參採數值6.1萬元/kW。</p> <p>4.開發費用及銀行借款備償金額應適度反映於期初設置成本中，建議期初設置成本約為6.5萬/kW。</p> <p>5.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)</p> <p>6.3.6%獎勵機制應維持20年，加成機制僅適用至109年，無法有效提高目標達成率。</p> <p>7.離岸風力發電年發電量年年變動，缺乏選擇優良場址的一致標準。台電離岸風場可行性研究顯示年發電量小於3,300度，建議參採3,300度。</p> <p>8.建議再生能源業者代表應列席審定會。</p> <p>9.年發電量應採實際售電量，包括考慮線損問題及其他因素。</p>	<p>1.美國能源部2015年報告指出即使新建風場的風力資源變差，但透過增加塔高與葉片長度，容量因數仍可保持在32~35%(2,803~3,066度/年)，且國內新建風場103年平均發電量仍可達2,466度/年。</p> <p>2.差別費率需要有完整且長期的測試數據作為依據，並且需要審慎評估可能產生之影響，故建議可待國內有更多相關測試數據後，再研究採差別費率之必要性。</p> <p>3.台電蘆竹風場的契約結算金額約為61,204元/年，機組進口金額為21,461元/年，惟機組進口金額大幅低於民營業者，亦低於美國能源部報告2014年的風力機交易價格850美元~1,250美元/年，故105年度第2次審定會已將此筆海關資料視為極端值，予以剔除。</p> <p>4.關於業者建議考量開發費用等訴求，因需要檢視損益表細項資料及相關佐證文件，而業者亦未能提供充分佐證，故建議不予納入參採。</p> <p>5.105年度第2次審定會係基於引導國內設置案例營運效率提升，故剔除容量因數25%以下場址案例資料。並根據民營業者提供所屬子公司長期保修合約費用及101年運轉維護費相關財報資料，經調整匯率重新計算保修費用，及剔除EIA費用後，於考量物價上漲因素(以物價上漲率2%計算)下，計算20年均化之運轉維護費為0.7708元/度，另與台電公司20年均化運轉維護費0.6851元/度以發電量加權方式計算平均為0.7280元/度。</p> <p>6.經試算業者聽證會資料，若剔除容量因數25%以下場址案例資料，並以發電量加權方式計算平均運轉維護費為0.7602元/度，亦與105年度第2次審定會參採之民營業者數值差異不大。</p> <p>7.考量設置合理期間約為2年，即105年度簽約者在107年以前應可完成設置，故建議105年度陸域20年風力發電目標達成獎勵機制的躉購費率加成期間調整為自完工日起至111年12月31日前，且費率加成最多5年。</p> <p>8.依據澎湖風場91~103年的平均年發電量約3,663度/年，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。</p>

業者意見	意見回應
<p>10. 25%容量因數相當於2190度/kW，在台電101~104年無任何新增風場的情況下，民營業者實際開發的風場就是2200度/kW左右的次級風場，若以25%容量因數作為剔除標準，將否定業者這幾年辛苦開發、達成能源局設定每年陸域風電開發目標100MW所做的努力。</p> <p>11. 盼有運轉維護費用細項說明。</p> <p>12. 建議105年度不調降國際降幅。</p>	<p>9. 按照過往審定會辦理經驗，將規劃於第3次審定會保留一定時間給予業者進行意見陳述，但基於確保審定會委員於後續會議中可依法公正行使職權，原則不開放業者與會討論。</p> <p>10. 105年度陸域大型風力的年售電量參數係以實際躉購電量進行計算。</p> <p>11. 審定會係基於引導國內設置案例營運效率提升之考量，故剔除容量因數25%以下場址案例資料。</p> <p>12. 年運轉維護費已充分考量維護合約、人事薪資、土地租金、開關廠/線路維護費用、備用電力電費、保險費、勞務費、管理費及回饋金。</p> <p>13. 根據英國能源與氣候變遷部(DECC, 2013)預測，裝置容量5MW以上陸域風力於2019年每度電負擔設置成本會比2013年下降0.002元英鎊，年平均降幅為0.5%。</p> <p>14. 參數與費率相關意見將送交105年度第3次審定會討論。</p>
<p>(七) 海洋風電股份有限公司 詹明仁特助</p> <p>1. 應深度了解台灣離岸風電產業的實質結構與屬性。</p> <p>2. 若能源政策不明，投資者會有意願參與嗎？</p> <p>3. 風力資源雖佳，台灣及澎湖同型風機之風場以達規模經濟(100多部)，但實際運轉資料未超過3700小時。</p> <p>4. 離岸風力發電運維資源尚未起步，10年內未能達到經濟規模。</p> <p>5. 建議離岸風力發電躉購價格須有5~10%上調，以吸引國內外先期投資者的興趣。</p> <p>6. 希望政府站在開發商立場，做出適當政策；並建議於今年審定會審定委員與業者直接溝通討論，以了解各種開發問題與成本。</p>	<p>1. 按照過往審定會辦理經驗，將規劃於第3次審定會邀請業者出席及保留一定時間給予業者進行補充意見陳述，但基於確保審定會委員於後續會議中可依法公正行使職權，原則不開放業者與會討論。</p> <p>2. 依據澎湖風場91~103年的平均年發電量約3,663度/年，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。</p> <p>3. 考量國內離岸風力示範案均未完成設置運轉，故建議以政策鼓勵方式支持業者投入開發，105年度離岸風力電能躉購費率維持104年度費率水準，不依費率計算結果調降。</p> <p>4. 參數與費率相關意見將送交105年度第3次審定會討論。</p>
<p>(八) 海洋風電股份有限公司 林雍堯總經理</p> <p>1. 目前實際投入自有資金為13億，105年度躉購費率調降會影響第二階段示範風場投資及融資。</p> <p>2. 可再生能源需國家政策引導，建議不要受限於現階段歐洲已成熟產業資料，來制定我國產業政策。</p> <p>3. 躉購費率的調降節省多少再生能源發展基金的支出(一年1400萬)?是否影響產業的發展。</p> <p>4. 台灣離岸風力運維產業尚未成熟，因此年售電量3700度被過於高估。自昇式平台船之前置作業至少需2~3個月，主要零組件從歐洲運來台灣至少需</p>	<p>1. 考量國內離岸風力示範案均未完成設置運轉，故建議以政策鼓勵方式支持業者投入開發，105年度離岸風力電能躉購費率維持104年度費率水準，不依費率計算結果調降。</p> <p>2. 依據澎湖風場91~103年的平均年發電量約3,663度/年，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量600kW及900kW的澎湖風場。</p> <p>3. 根據台電公司104年「澎湖龍門、講美及大赤崁風力發電機組新建工程」特訂條款，得標廠商保證年發電量約為3,867度/年。</p> <p>4. 105年度第2次審定會綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以及新機組發電效率應優於澎湖風場下，故以3,663度/年與3,867度/年進行平均做為參數計算基礎，則年售電量為3765度/年。</p>

業者意見	意見回應
<p>2~3 個月。</p> <p>5. 運轉維護費用被過於低估。風機 95% 可利用率的維護費已經快占掉現行維護費用的 6 成，運維船的費用已經快佔掉目前的費用，歡迎審定會委員一同討論。</p>	<p>5. 考量目前國內尚無離岸風力發電商轉案例，故年運轉維護費參數取樣係以國外資料為主，考量除役成本後，年運轉維護費為 5,844 元/瓩，已高於 104 年度參採數值 5,647 元/瓩，依 105 年度建議之期初設置成本 18.01 萬元/瓩計算下，年運轉維護費占期初設置成本之比例為 3.24%。</p> <p>6. 參數與費率相關意見將送交 105 年度第 3 次審定會討論。</p>
<p>(九) 屏東縣環保局 溫炳原秘書</p> <p>1. 請召開聽證會前之籌備會議，以利聽證主題、議題、人員之確認程序，以免引發瑕疵，導致會議適法性之疑慮爭議。</p> <p>2. 請檢討計算公式之組成參數，請加入加權參數，以增加費率政策的篩選功能，以避免惡性搶標所引發的負面效應。</p> <p>3. 根據屏東養豬場沼氣發電的經驗，我們建議躉購費率提高至 5 元/度，並放寬一縣補助一案的不合理行政設限門檻。</p> <p>4. 近年來各項生質廢棄物轉化發電技術成熟，不只具有能源政策意涵，對於污染防治有更積極效益，請重新檢討參數數值之審定流程及內涵，增加各項發電技術之投入上限以突顯乘數效果。</p>	<p>1. 依行政程序法第 58 條規定，行政機關得於必要時舉行預備聽證；本次聽證會本局衡酌聽證程序係皆依法定程序進行、聽證之爭點已明確、業已廣徵再生能源業者意見等因素，認尚無舉辦預備聽證之必要。</p> <p>2. 本年度躉購費率之計算，係透過分組會議邀請業者交換意見以及聽證會與各界充分溝通，所訂定之。</p> <p>3. 依據本年度參採之實際案例，所計算之躉購費率為 3.9211 元/度，實屬合理費率。且因業者未針對躉購費率計算之所需參數數值提供充分佐證資料，故建議不予以參採。凡費率及參數問題將於第 3 次審定會提供審定委員討論。</p> <p>4. 如欲適用生質能電能躉購電價並無一縣補助一案之限制。「經濟部沼氣發電系統推廣計畫補助作業要點」於 102.1.21 公告施行，並於 103 年將每年核定補助計畫二案，放寬為申請機關提出補助計畫申請以每年一案為限。主要是鼓勵各縣市政府整合縣內廢水、廢棄物資源，推動沼氣能源應用。各縣市可依案件示範效果排定優先順序，逐年申請。</p>
<p>(十) 中鋼公司 顏世銘工程師</p> <p>1. 年售電量 3,700 度/瓩年 以澎湖陸域風場 91~103 年之歷史資料和同為澎湖陸域新建風場合約保證年售電量，平均而得之年售電量決議數值，套用到離岸風電非常粗糙且不合理。</p> <p>2. 離岸風電之環境較陸域惡劣，維護及歲修更為頻繁，加之台灣西岸多為運維船隊無法隨時啟航之候潮港，非陸域風場維修車隊可以隨時抵達所比擬，是以須再考量可用率，擬請參考工研院之研究資料約 90%。</p> <p>3. 另，離岸風場距陸地拼接點較遠，尚有線損，工研院之研究資料約為 5%。</p> <p>4. 考量上述兩因素之離岸風電年售電量，應為 3,500 度/瓩年以下才為合理，擬請參酌。</p>	<p>1. 依據澎湖風場 91~103 年的平均年發電量約 3,663 度/瓩年，且理論上離岸風力的年發電量應優於陸域單機容量 600kW 及 900kW 的澎湖風場。</p> <p>2. 根據台電公司 104 年「澎湖龍門、講美及大赤崁風力發電機組新建工程」特訂條款，得標廠商保證年發電量約為 3,867 度/瓩年。</p> <p>3. 105 年度第 2 次審定會綜合考量離岸風力歲修期間較長、線損率較高，以及新機組發電效率應優於澎湖風場下，故以 3,663 度/瓩年與 3,867 度/瓩年進行平均做為參數計算基礎，則年售電量為 3765 度/瓩年。</p> <p>4. 參數與費率相關意見將送交 105 年度第 3 次審定會討論。</p>

業者意見	意見回應
<p>(十一)財團法人戴炎輝文教基金會 周美惠執行長</p> <p>1.非核家園喊口號 風力發電廠：陸上風場土地有限，台灣四面環海，海域風場資源豐富，可立即取代台電火力、天然氣及核電一、二、三、四廠發電量及電容量已是不爭的事實。</p> <p>2.政府不投資，也不研發風力發電技術、培育人才，在地球暖化危機下，已開發國家積極發展綠能取代傳統石化能源 CO<sub>2</sub> 排放及三里島、車諾比、日本福島核災更是禍害無窮，廢核已是全球共識，除了核武國家之外。國外集團來台出資，居然能源局處處為難，行政障礙已不可原諒，居然還未建置離岸風場先降低躉購費率。</p> <p>3.能源政策處處設限發電量，德國不設限、不競標減低、以電網劣質品質侵入台灣市場及台灣在地工作機會，台灣全民教育人才為最珍貴資本，理應發展高品質。</p> <p>4.陸域風場設限在 2,300kW 一座風機很不長進，2006 年德國已生產 4,500 kW，海域風場已採用 6,000kW 一座風機，不鼓勵研發反而設限綁住產業發展及人才培訓，反而偷偷引進中國低水準施工，不是賣國愧對國人嗎？！</p>	<p>1. 參數與費率相關意見將送交 105 年度第 3 次審定會討論。</p> <p>2. 目前經濟部與科技部已有再生能源相關研發、產業發展及人才培訓計畫。</p>
<p>(十二)星能股份有限公司 李主任健國</p> <p>陸域型 20kW 以上建議針對不同「功率因素」之及型考量定差別費率，是可引導使用性能較佳之設備但目前可選擇之風機製造商不多及後續維護保修，是會造成寡占市場，是否應朝向保證功率因素及可用率來訂定獎勵差別費率考量。</p>	<p>差別費率需要有完整且長期的測試數據作為依據，並且需要審慎評估可能產生之影響，故建議可待國內有更多相關測試數據後，再研究採差別費率之必要性。</p>