

# 108 年度再生能源電能躉購費率審定會第 2 次會議紀錄

壹、時間：107 年 10 月 1 日（星期一）上午 9 時

貳、地點：經濟部第 1 會議室

參、主席：曾召集人文生

記錄：張專員群立

肆、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

伍、主席致詞：（略）

陸、綜合討論：（委員發言重點）

## 一、報告案：

（一）第 1 次審定會會議結論辦理情形(如附件 1)

決定：洽悉。

（二）各再生能源分組會議辦理情形(如附件 2)

決定：洽悉。

（三）108 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會作業規劃(如附件 3)

決定：洽悉，並注意聽證會議應以審定委員可多數出席之日舉辦。

## 二、討論案

（一）「108 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式」使用參數(如附件 4)

委員發言重點

1. 躉購分類與容量級距

- (1) 躉購類別、級距及其使用參數之設定，應以鼓勵資源做最有效運用為考量，例如考量土地資源有效利用下，應優先裝設發電效率較佳之大型風機。
- (2) 考量現有大型地面型太陽光電開發案件之工程技術、電網布建、環境影響及規模經濟等因素，併同考量資訊完整度，太陽光電分組業已決議，原則同意 108 年度地面型太陽光電不區分級距。但為因應未來大型案場逐漸增加之趨勢，應持續觀察國內發展狀況並予以考量。
- (3) 業者以分割土地方式群聚設置大量小型風機已衍生土地資源競合及周遭居民接受度不同之情形，業已於風力發電分組中決議，針對陸域型風力發電，108 年度之容量級距，原則同意陸域型風力發電躉購費率容量級距區分：1 瓩以上未達 20 瓩與 20 瓩以上。
- (4) 針對是否區分川流式水力之級距，業已於生質能及其他分組會議討論，考慮我國「再生能源發展條例」尚於修正草案階段，且目前較缺乏實際案例或評估資料作為區分小(微)型級距之參考，決議原則同意 108 年度川流式水力不區分容量級距級距，並持續關注實際發展情況，以作為後續級距調整參考。
- (5) 有關本年度提供之川流式水力潛力場址成本資料裝置容量較大之論述，建議修改為容量“差距”較大。

## 2. 太陽光電

- (1) 期初設置成本雖與 107 年度相比較為下降，但參採數值來源為業者發票資料，並已考慮國際預估未來成本發展趨勢後所定之數值，應可反映實際發生成本；另針對地面型設備需建置特高壓系統者，建議可額外加計成本。
- (2) 受中國政策影響，目前國際間太陽能產業發展及價格趨勢仍在震盪，雖可能對台灣太陽能電池產業有所影響，且目前國內所裝置之模組多為台灣製造，故對我國太陽光電設置之影響較為有限。
- (3) 依目前資料參採原則，採事後資訊來訂定未來之躉購費率，雖存在風險性，但審定會審定過程中除已透過發票資訊考量實際發成本外，並從國際預估資訊考量未來趨勢，故其審定結果並無不妥。依據審定結果 108 年度期初設置成本較 107 年度為低，而從國際預估資訊可知 2019 年之成本較 2018 年為低，以上趨勢皆與現行審定結果走勢一致。

## 3. 風力發電

- (1) 在提供合理利潤的基礎上，已於分組會議決議建議納入預算控管機制，以 3,600 度/瓩計算 20 年總售電量，當實際售電超過總售電量後，改用 108 年度下限費率躉購。
- (2) 預算控管機制下年售電量採最後結清與每年結清會有時間價值差異，故建議管控機制以每年結

清為原則，但可考慮以跨年補足差額做為配套方式。

- (3) 離岸型風力發電所採用之樣本數量較少，且期初設置成本變動較多，故針對參數計算與考量應再加強蒐集資料及立論。
- (4) 近年國外離岸型風力發電的技術進步相當快速，風機單機規模多由 4MW 轉為 8MW，除對期初設置成本有影響外，亦可能提高年售電量，但就預算管控機制之採用，仍應衡量多方得失後再做決定為宜。
- (5) 依據現行「電業法」規定，競價得標之離岸型風力發電業者除可選擇以得標價格售電外，亦可選擇透過綠電直、轉供市場、再生能源憑證交易市場獲得收入，這些因素都會影響業者的競標價格，惟目前仍無實例佐證，還需持續觀察未來發展情況。
- (6) 目前我國電力市場體制與歐洲自由化市場不同，建議進一步收集比較國內外離岸風電之發展環境及市場商業模式，據以釐清國內外於收入面與成本面之差異，以供參考。
- (7) 建議離岸型風力發電的預算控管機制改以三個方案討論優劣，並於下次會議中討論決議，分述如下：
  - A. 方案一：以每年 3,600 滿發小時計算 20 年的預算管制量為 72,000 小時，當累計售電量超

過此一時數後，改以 108 年度下限費率躉購。

B. 方案二：以每年 3,600 滿發小時作為預算管制量，每年售電量超過此一時數後，改以 108 年度下限費率躉購。

C. 方案三：原則與方案二相同，但風場實際滿發小時不足 3,600 小時情況下，差額部分可遞補至下一年度。

(8) 有關年售電量之預算控管機制中，當年售電量超出控管部分之費率適用部分，同樣於下次審定會進行討論並決議。

#### 4. 生質能及其他再生能源發電

(1) 目前台灣地熱發電所使用之熱水與蒸氣受溫泉法管轄，礦權區域於國內還未定義。建議主管機關針對地熱能的礦權問題需有一定規範，以避免後續開發所衍生之問題。

(2) 我國地熱發電目前仍無正式開發完成案例，現階段仍以鼓勵開發為原則，經分組會議討論，決議各參數值原則沿用 107 年度數值，並維持階段式躉購費率設計。

決議：

除離岸型風力發電外之各類再生能源使用參數取得初步共識，惟離岸型風力發電相關使用參數及年售電量控管機制尚無共識，爰本次會議未有決議，擇期再審。

(二) 「平均資金成本率」使用參數建議(如附件 5)

## 委員發言重點

1. 業者可能會於聽證會時對平均資金成本率所使用之無風險利率年資料筆數提出相關意見，建議備妥現行參採年資料筆數之合理性解釋，屆時可針對業者意見做詳盡說明。
2. 無風險利率以長期穩定及避免數值波動過大之中長期利率指標中央銀行 10 年期政府公債殖利率為參採標的，並無不妥，另考量應適時反映現階段之政經情勢，建議仍以近三年資料區間進行估算。
3. 美國持續升息及歐洲將採取貨幣緊縮政策可能提高未來業者融資成本；另一方面，隨著再生能源產業發展越趨成熟，投資風險亦隨之下降，前述二項正反影響已於平均資金成本率之計算過程中予以綜合反映。
4. 依蒐集資料估算結果，一般再生能源 WACC 計算數值為 5.15%、離岸風力為 6.00%，綜合考量國內外政經情勢及顧及業者之投資穩健性，建議可援用 107 年度水準值。

## 決議：

原則同意 108 年度平均資金成本率區分為一般再生能源 5.25%，離岸風力 6.05%。

## (三)躉購費率獎勵機制(如附件 6)

### 委員發言重點

1. 離島費率獎勵機制、高效能模組躉購費率加成機

制、區域費率加成機制及綠能屋頂全民參與獎勵機制，已有效帶動太陽光電產業及區域發展、緩解用電需求、並促進再生能源發電設備設置，建議維持相關獎勵機制。

2. 農村社區型態太陽光電發電設備，應有別於「農村再生條例」之獎勵機制，其得藉由綠能屋頂全民參與獎勵機制獲得躉購費率加成之誘因，無需另訂躉購費率獎勵措施。
3. 放寬太陽光電費率適用時點獎勵機制已行之多年，業者亦多熟悉相關規範並納入其整體規劃，參考業者所提開發計畫之工程規劃時程，建議仍維持107年度作法。
4. 基於離岸風力階梯式躉購費率機制之目的性、國內離岸型風力發電已由示範獎勵階段進展至潛力場址開發，併同考量綠色金融環境逐步建構及技術進步趨勢等多項因素，建議108年度取消離岸型風力發電階梯式躉購費率機制。
5. 地熱發電因目前尚無電廠開發完成，現階段仍以鼓勵開發為原則，建議維持階梯式躉購費率機制，並建議相關單位應就地熱礦權問題制(訂)定規範避免後續開發之問題。

決議：

1. 離島地區躉購費率加成機制維持107年度作法，海底電纜未與本島聯結時，躉購費率加成比例維持15%；海底電纜與本島聯結時，躉購費率加成比例

為 4%。

2. 太陽光電高效能模組躉購費率加成機制維持 107 年度作法，其躉購費率依公告上限費率加成 6%。
3. 區域費率加成機制維持 107 年度作法，設置於北北基、桃竹苗及宜花之太陽光電發電設備，其電能躉購費率按公告上限費率加成 15%。
4. 綠能屋頂全民參與獎勵機制與對象維持 107 年度作法，其躉購費率加成 3%。
5. 放寬太陽光電費率適用時點：
  - (1) 維持 107 年度作法，屋頂型及未達 10MW 地面型及水面型(浮力式)太陽光電發電設備，第一型及第二型給予 6 個月完工期間，第三型給予 4 個月完工期間，適用取得同意備案時上限費率。
  - (2) 維持 107 年度作法，10MW 以上地面型及水面型(浮力式)太陽電發電設備，最長給予一年 9 個月完工期間，適用取得同意備案時上限費率。
6. 躉購費率結構考量階梯式(前高後低)設計
  - (1) 108 年度取消離岸風力階梯式躉購費率機制。
  - (2) 地熱發電維持 107 年度作法，採行固定 20 年躉購費率或階梯式躉購費率擇一適用。

#### (四)108 年度再生能源電能躉購費率公告草案(如附件 7)

決議：

配合討論案(一)，相關條文以數案併呈之方式擇期再審。

柒、臨時動議：無

捌、散會：(下午 12 時 15 分)