

115 年度再生能源電能躉購費率審定會

第 4 次會議紀錄

一、時間：114 年 12 月 24 日（星期三）下午 1 時 30 分

二、地點：經濟部第一會議室

三、主席：賴常務次長兼召集人建信 紀錄：黃管理師靖涵

四、出（列）席單位及人員：（詳如會議簽名冊）

六、主席致詞：（略）

六、報告事項：

（一）報告案一：第 3 次審定會會議結論辦理情形（如附件 1）

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

（二）報告案二：「115 年度再生能源電能躉購費率及其計算公式聽證會」業者意見歸納報告含草案預告蒐集意見（如附件 2）

委員發言重點：無。

決定：洽悉。

七、討論案：

（一）討論案一：115 年度再生能源電能躉購費率計算公式使用參數（如附件 3）

委員發言重點：

1. 針對風力、地熱及小水力等各類再生能源於訂定不同規模費率時，建議政策定案前，先就台灣發展不同規模再生能源之成本效益進行分析。

2. 太陽光電分組：

針對家戶屋頂型光電，建議根據家戶住宅類型，包括透天獨棟、集合式大樓（有管委會或無管委會）、思考如何強化定期監督設施的類型與強度，以避免或減少日後因設施毀壞而造成傷人的憾事；家戶屋頂的強化監督預計會增加

維護成本，爰建議留意工業屋頂、家戶屋頂在安裝成本、維護成本是否有會有不同。

3. 地熱、生質能及小水力分組：

- (1)從國際經驗來看，日本及菲律賓之地熱發電多屬中大型規模，台灣目前發展則較為受限。115 年度草案預告已將級距從 2MW 提高至 5MW，鼓勵小規模案場推動與整併，若再進一步提高級距規模，需考量鑽井深度、法規配合等多項因素，建議後續視推動及技術發展情形再行討論。
- (2)若僅因單一個案而將躉購容量級距分界調整至 6MW 或 10MW，恐缺乏充分之實證基礎，進而影響小規模案場開發信心，不利於鼓勵小型案場整併推動，並增加委員審議之複雜性。爰此，躉購費率之訂定與級距調整，建議仍應以務實原則，依據具體數據與實際推動情況，進行檢討與調整。
- (3)為減緩制度調整對產業及既有或進行中地熱開發專案之影響，並提供業者緩衝期間以因應相關規劃，同意 115 年度維持傳統型地熱階梯式躉購費率機制，後續將適時檢討其必要性。
- (4)傳統型地熱發電各項參數之計算，係依據實際設置案例進行。倘以 10MW 作為躉購容量級距分界，將缺乏實際案場資料作為參數計算與評估之依據，故建議維持以 5MW 為分界。另本年度已將原 2MW 級距提高至 5MW，作為鼓勵小型案場整併，進而推動中大型設置規模之政策方向。
- (5)若 SRF 屬再生能源，蒐集處理及污染防治相關成本，建議可評估納入躉購費率計算考量；若不納入，恐將不足以提供業者妥善處理 SRF 料源的經濟誘因，進而衍生後續環境污染與人體健康傷害等外部成本。
- (6)近年廢棄物發電之促參案件，多由地方環保機關主導辦理，中央機關則基於政策指引立場，已轉知並提醒地方政府，相關躉購費率係依法每年審定，並得視情形檢討修正，故促參案於規劃及簽訂合約時，不宜逕以過往費率數值作為依據，宜納入費率可能調整之彈性考量，以維持整

體財務安排之合理性與可行性。

- (7)針對促參案因費率變動之財務規劃影響，以及廢棄物是否屬再生能源範疇等議題，仍有賴中央相關部會、地方政府及環保團體多方溝通，以達處理方式之公平合理。
- (8)基於現行再生能源發展條例之規定，並考量國內廢棄物去化之實務需求，廢棄物、SRF 及生質料源之發電應用是否納入再生能源躉購制度，應以是否符合再生能源發電設備認定規範為重要考量；至於廢棄物發電是否自再生能源中排除，仍須廣徵各界意見並進行充分溝通，以取得共識。
- (9)建議補充說明「一般及一般事業廢棄物」分類年運轉維護費中之料源成本相關資訊。

4. 風力及海洋能分組：

關於浮動式示範風場推動機制及相關時程規劃部分，能源署刻正研議中，待後續整體規劃相對完善時，將再召開審定會相關會議討論及研訂適用之躉購費率。

能源署補充說明：

- (1)躉購費率係考量案場不同裝置容量級距之通案成本進行檢討訂定，經濟部已於 114 年起推動「家戶屋頂設置太陽光電加速計畫」，推動及提升家戶屋頂設置意願。
- (2)違反相關法規之設置案場，依法（水土保持法）可要求設置業者限期改善或廢止施工許可證，經濟部與農業部協同合作，強化管控漁電共生案場養殖事實查核，若設置業者未改善或改善不全者，並得廢止其認定文件。
- (3)現行太陽光電發電設備結合儲能系統之價格，採競標方式決定；家戶型儲能系統之設置，將研議未來費率政策推動參考。
- (4)有關藉由解除合約鬆綁早期案場以促進綠電市場交易之意見，因目前已有多元方式進行綠電銷售，建議由設置業者評估售電商業模式後，選擇適當之售電方式辦理。
- (5)考量國內目前尚無地熱發電案場自建升壓站及輸電線路實際案例，相關建置成本、併網需求及併網型態亦缺乏可

驗證之實際資料，故建議持續蒐集掌握地熱發電案場之實際建置需求及併網型態，再行評估相關推動作法。

- (6)地熱費率適用簽約費率，即保障業者與公用售電業簽訂購售電契約年度之費率，使業者因應整體開發期較長之問題。
- (7)設置費率緩衝機制或過渡期措施，涉及審定會每年委任制度、跨年度政策持續執行，以及政策穩定性與業者投資信心等多項考量，影響層面廣泛且複雜，故目前不宜另行設立緩衝或過渡期措施。
- (8)躉購費率依法每年辦理滾動檢討，以鼓勵新案場投入。業者依規定與公用售電業簽訂購售電契約，並據以確定適用之費率年度，於投資決策時應已評估該費率水準之投資效益。基於信賴保護原則，既有契約適用之費率，不因後續新訂費率而變動，以保障契約雙方之權益。
- (9)鑑於相關廢棄物蒐集處理及汙染防制等費用屬本業營運及應負擔之環保責任，歷年審定會決議，前述費用不納入發電設備之設置成本及操作維護費內涵中。

決議：

原則同意 115 年度維持傳統型地熱階梯式躉購費率機制，後續將適時檢討其必要性。另其餘再生能源類別之期初設置成本、年運轉維護費、年售電量及平均資金成本率參數皆維持草案預告，業者相關政策制度之建議納入未來評估參考。

(二) 討論案二：115 年度再生能源電能躉購費率試算（如附件 4）

委員發言重點：

參酌現階段傳統型地熱開發案件之費率適用情形，建議傳統型地熱發電設備一致適用階梯式躉購費率。

決議：

115 年度再生能源電能躉購費率試算結果，彙整如表 1、表 2、表 3、表 4、表 5。

(三) 討論案三：115 年度再生能源電能躉購費率公告草案（如附件 5）

委員發言重點：

1. 按過去費率適用規定，地熱發電案場得選擇適用階梯式躉購費率，或固定 20 年之躉購費率；惟業者後續依法改採直供或轉供方式售電時，應以固定 20 年躉購費率計算其所應返還予公用售電業之成本差額。
2. 階梯式費率機制之立法目的，在於透過前高後低之費率設計，使業者得於設置初期較快回收投資成本，確保資金調度之穩定性，並提升金融機構之融資意願。考量目前實務上業者均選擇適用階梯式躉購費率，爰建議傳統型地熱發電案件一致適用階梯式躉購費率；另就業者後續依法改採直供或轉供方式售電時，應以固定 20 年躉購費率作為計算其返還予公用售電業之成本差額基準，建議明確於費率公告附表 2 之註解中予以說明。

決議：

1. 原則同意於費率公告附表 2 註解中明訂適用階梯式躉購費率之傳統型地熱發電案場，倘後續改採直供或轉供方式售電，其應返還予公用售電業之成本差額，應以固定 20 年躉購費率作為計算基準。
2. 請主管機關按本次會議決議，依行政程序流程辦理後續公告作業。

八、散會：下午 3 時整

表 1 115 年度太陽光電發電設備電能躉購費率

| 再生能源類別 | 分類 | 裝置容量級距 | 第一期 上限費率(元/度) | 第二期 上限費率(元/度) |
|--|--------------|-----------------|------------------|------------------|
| 太陽光電 | 屋頂型 | 1 瓩以上不及 10 瓩 | 5.6279 | 5.6279 |
| | | 10 瓩以上不及 20 瓩 | 5.3819 | 5.3819 |
| | | 20 瓩以上不及 50 瓩 | 4.2505 | 4.2505 |
| | | 50 瓩以上不及 100 瓩 | 4.0459 | 4.0459 |
| | | 100 瓩以上不及 500 瓩 | 3.7152 | 3.7152 |
| | | 500 瓩以上 | 3.6236 | 3.6236 |
| | 地面型 | 1 瓩以上 | 3.5037 | 3.5037 |
| | 水面型 (浮力式) | 1 瓩以上 | 3.8948 | 3.8948 |
| 註 1：115 年度起依電業法提撥電力開發協助金之再生能源發電設備，其躉購費率加計「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」規定之提撥費率。 | | | | |
| 註 2：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。 | | | | |

表 2 115 年度再生能源（太陽光電除外）發電設備電能躉購費率

| 再生能源類別 | 分類 | 裝置容量級距 | 躉購費率(元/度) | | | | |
|--------|---------------------|--------------------|---------------------|--------|--------|--|--|
| 風力 | 陸域型 | 1 吨以上不及 30 吨 | 7.4110 | | | | |
| | | 30 吨以上 | 有具備 LVRT 及 HVRT 功能者 | 2.1299 | | | |
| | | | 無具備 LVRT 及 HVRT 功能者 | 2.0980 | | | |
| 生質能 | 沼氣 (有厭氧消化設備) | 1 吨以上 | 7.0192 | | | | |
| | 固態生質燃料及 國內農業剩餘資源 | 1 吨以上 | 5.1580 | | | | |
| | 其他 | 1 吨以上 | 2.8066 | | | | |
| 廢棄物 | 一般及 一般事業廢棄物 | 1 吨以上 | 3.7263 | | | | |
| 小水力發電 | 無區分 | 1 吨以上不及 100 吨 | 4.9548 | | | | |
| | | 100 吨以上不及 500 吨 | 4.8936 | | | | |
| | | 500 吨以上不及 20,000 吨 | 4.2285 | | | | |
| 地熱能 | 傳統型 | 1 吨以上不及 5,000 吨 | 階梯式躉 購費率 | 前 10 年 | 7.2498 | | |
| | | 5,000 吨以上 | 階梯式躉 購費率 | 後 10 年 | 3.5457 | | |
| | | | | 前 10 年 | 5.7941 | | |
| | 次世代 | 1 吨以上 | 3.4731 | | | | |
| 海洋能 | 無區分 | 1 吨以上 | 8.5522 | | | | |
| | | | 7.3200 | | | | |

註 1：115 年度起依電業法提撥電力開發協助金之再生能源發電設備，其躉購費率加計「發電設施與輸變電設施電力開發協助金提撥比例」規定之提撥費率。

註 2：再生能源發電設備利用符合 CNS 固態生質燃料標準之料源者、經環境業務主管機關認定之木質廢棄物為料源者，或經農業主管機關認定之農業剩餘資源為料源者，得適用生質能-固態生質燃料及國內農業剩餘資源之躉購費率。

註 3：再生能源發電設備利用符合本條例定義之生質能料源，但未經主管機關認定屬沼氣(有厭氧消化設備)，或固態生質燃料及國內農業剩餘資源者，得適用生質能-其他之躉購費率。

註 4：再生能源發電設備依本表適用地熱能-傳統型之躉購費率者，如終止契約改依電業法直供或轉供，須依已躉購期間實際發電量計算固定二十年躉購費率與階梯式躉購費率之電能躉購成本差額，返還予公用售電業。公用售電業應反映於中央主管機關依電業法第四十九條第一項所定電價及各種收費費率之計算公式。如再改依本條例躉售，或有多餘電能依同條例躉售者，依首次提供電能時之固定二十年躉購費率躉售。固定二十年躉購費率如下：

(1) 裝置容量級距 1 吨以上不及 5,000 吨者，固定二十年躉購費率為 5.8615 元/度；

(2) 裝置容量級距 5,000 吨以上者，固定二十年躉購費率為 4.9242 元/度。

註 5：地熱能發電設備設置者，經中央主管機關於開發許可審查認定鑽井深度超過 3,000 公尺，且使用次世代地熱技術(例如：增強型地熱系統 Enhanced Geothermal Systems, EGS、先進型地熱系統 Advanced Geothermal Systems, AGS 等)者，得適用地熱-次世代之躉購費率。

註 6：地熱能及小水力發電設備設置於符合「原住民地區參與再生能源設置示範獎勵辦法」所定義之原住民地區者，其加成比例為百分之一。

註 7：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

表 3 115 年度太陽光電發電設備額外費率

| 分類 | 裝置容量級距 | 模組回收費(元/度) | 屋頂型太陽光電發電設備併網工程費(元/度) | | 高效能模組(元/度) | 偏遠與原住民族地區(元/度) | 漁業環境友善公積金(元/度) | 一地兩用型態(元/度) | | | | | |
|----------|-----------------|------------|-----------------------|-----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|-----------------|--|--|
| | | | 低壓 | | | | | 以農業或漁業經營結合綠能設置 | 高速公路服務區停車場土地設置 | 學校光電運動場型態 | 學校光電運動場施作金屬浪板型態 | | |
| | | | 50 吋以上不及 100 吋 | 100 吋以上不及 500 吋 | 50 吋以上不及 2,000 吋 | | | | | | | | |
| 屋頂型 | 1 吋以上不及 10 吋 | 0.0656 | 0.0688 | 0.0964 | 0.0413 | 0.3377 | 0.0563 | 0.1752 | -- | -- | -- | | |
| | 10 吋以上不及 20 吋 | | | | | 0.3229 | 0.0538 | | | | | | |
| | 20 吋以上不及 50 吋 | | | | | 0.2550 | 0.0425 | | | | | | |
| | 50 吋以上不及 100 吋 | | | | | 0.2428 | 0.0405 | | | | | | |
| | 100 吋以上不及 500 吋 | | | | | 0.2229 | 0.0372 | | | | | | |
| | 500 吋以上 | | | | | 0.2174 | 0.0362 | | | | | | |
| 地面型 | 1 吋以上 | | -- | | | 0.2102 | 0.0350 | 0.2102 | 0.3504 | 0.1401 | -- | | |
| 水面型(浮力式) | 1 吋以上 | | -- | | | 0.2337 | 0.0389 | | | | | | |

註 1：根據「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，參照前述計費方式之電壓等級、容量級距及累進計算方式，依所屬裝置容量乘以本表屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率後，再除以總裝置容量之平均值(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。

註 2：學校光電運動場(含施作金屬浪板)型態之太陽光電發電設備，根據「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納併網工程費者，參照註 1 加計屋頂型太陽光電發電設備併網工程費額外費率。

註 3：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

表 4 115 年度太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率

| 分類 | 裝置容量級距 | 升壓站輸電線路 輸電線路長度公里數*額外費率 (元/度) | | GIS 升壓站 (元/度) | | GIS 以外升壓站 (元/度) | |
|--------------|-----------------|------------------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|----------|
| | | 69kV | 161kV 以上 | 69kV | 161kV 以上 | 69kV | 161kV 以上 |
| 屋頂型 | 1 吋以上不及 10 吋 | 架空線：0.0260 地下電纜：0.0474 | 架空線：0.0084 地下電纜：0.0289 | 屋內型：0.5159 戶外型：0.4690 | 屋內型：0.4690 戶外型：0.3283 | 0.4690 | 0.3283 |
| | 10 吋以上不及 20 吋 | | | | | | |
| | 20 吋以上不及 50 吋 | | | | | | |
| | 50 吋以上不及 100 吋 | | | | | | |
| | 100 吋以上不及 500 吋 | | | | | | |
| | 500 吋以上 | | | | | | |
| 地面型 | 1 吋以上 | | | | | | |
| 水面型 (浮力式) | 1 吋以上 | | | | | | |

註 1：併聯輸配電業特高壓供電線路，且有設置或共用升壓站，依本表分別加計不同態樣之輸電線路長度公里數(以四捨五入取至小數點後三位)乘以輸電線路額外費率(加總後以四捨五入取至小數點後第四位)。輸電線路係指該升壓站特高壓開關設備至責任分界點間之線路，若同段輸電線路有不同線路長度，則以平均值計算輸電線路長度。輸電線路長度確認方式如下：

- (1)升壓站設置者：升壓站設置者於太陽光電發電設備竣工查驗時確認之輸電線路長度。
- (2)升壓站設置者以外：升壓站設置者於太陽光電發電設備竣工查驗時確認之輸電線路長度；若升壓站設置者之太陽光電發電設備尚未竣工查驗，則於升壓站設置者竣工查驗並確認輸電線路長度後，溯及反映輸電線路之額外費率。
- (3)前兩點所稱「竣工查驗時確認之輸電線路長度」，係指以竣工查驗時檢附之「太陽光電發電設備特高壓輸電線路長度聲明書」(如附件)所填載數字為準。

註 2：併聯輸配電業特高壓供電線路，且使用氣體絕緣開關設備(GIS)設置或共用升壓站者，依本表加計屋內型(GIS 位於依建築法請領非屬於該法第 7 條所稱雜項工作物之使用執照之建築物內)或戶外型 GIS 升壓站額外費率。

註 3：根據「太陽光電發電業設置共同升壓站及容量分配作業要點」第四點第三項之新設共同升壓站，依其共同升壓站使用率加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率，共同升壓站使用率變動時，調整之額外費率生效日係以新併聯太陽光電發電設備之完工日起算，並適用併聯至同一共同升壓站之全數太陽光電發電設備，前述使用率係以升壓站併網容量除以升壓站總容量計算(以四捨五入取至小數點後第四位)，升壓站有擴充容量之情形，使用率係以擴充部分升壓站併網容量除以擴充部分升壓站總容量計算：

- (1)共同升壓站運轉第一至二十年(以併聯至該共同升壓站之首件太陽光電發電設備完工日起算)且使用率不及 70%者：依本表額外費率除

以使用率後再乘以70%(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

(2)共同升壓站運轉第二十一年起，使用率30%以上且不及100%者：依本表額外費率除以使用率後再乘以30%，加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

(3)共同升壓站運轉第一至二十年且使用率70%以上，或共同升壓站運轉第二十一年起，使用率不及30%或100%以上者：依本表加計太陽光電發電設備併聯輸配電業特高壓供電線路額外費率。

註4：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。

表 5 115 年度各類再生能源加強電力網額外費率

| 再生能源類別 | 分類 | 裝置容量級距 | 加強電力網 | |
|--------|-----------------|--------------------|----------|----------|
| | | | 輸電級(元/度) | 配電級(元/度) |
| 太陽光電 | 屋頂型 | 1 瓦以上不及 10 瓦 | 0.0866 | 0.1356 |
| | | 10 瓦以上不及 20 瓦 | | |
| | | 20 瓦以上不及 50 瓦 | | |
| | | 50 瓦以上不及 100 瓦 | | |
| | | 100 瓦以上不及 500 瓦 | | |
| | | 500 瓦以上 | | |
| | 地面型 | 1 瓦以上 | | |
| | 水面型(浮力式) | 1 瓦以上 | | |
| 風力 | 陸域型 | 1 瓦以上不及 30 瓦 | 0.0633 | 0.0968 |
| | | 30 瓦以上 | 0.0443 | 0.0678 |
| 生質能 | 沼氣(有厭氧消化設備) | 1 瓦以上 | 0.0191 | 0.0292 |
| | 固態生質燃料及國內農業剩餘資源 | 1 瓦以上 | 0.0198 | 0.0303 |
| | 其他 | 1 瓦以上 | 0.0198 | 0.0303 |
| 廢棄物 | 一般及一般事業廢棄物 | 1 瓦以上 | 0.0154 | 0.0235 |
| 小水力 | 無區分 | 1 瓦以上不及 100 瓦 | 0.0277 | 0.0424 |
| | | 100 瓦以上不及 500 瓦 | 0.0277 | 0.0424 |
| | | 500 瓦以上不及 20,000 瓦 | 0.0277 | 0.0424 |
| 地熱 | 傳統型 | 1 瓦以上不及 5,000 瓦 | 0.0165 | 0.0253 |
| | | 5,000 瓦以上 | 0.0165 | 0.0253 |
| | 次世代 | 1 瓦以上 | 0.0152 | 0.0232 |
| 海洋能 | 無區分 | 1 瓦以上 | 0.0191 | 0.0292 |

註 1：根據「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」繳納輸電級或配電級均化併網單價費用者，參照前述計費方式之電壓等級、容量級距劃分及累進計算方式，依本表加計加強電力網額外費率；同時根據「再生能源加強電力網工程費用分攤原則及計費方式」與

「屋頂型太陽光電發電設備併網及再生能源發電設備代辦工程費計費方式」繳納配電級均化併網單價費用及併網工程費者，依所屬裝置容量乘以本表加強電力網額外費率後，再除以總裝置容量之平均值(以四捨五入取至小數點後第四位)，加計加強電力網額外費率。
註2：經濟部得視再生能源發電技術進步、成本變動、目標達成及相關因素，或視實務需求及情勢變遷之必要，召開審定會檢討或修訂之。