

111年度再生能源電能躉購費率審定會

「生質能及其他再生能源發電分組」第3次會議紀錄

一、時間：110年11月24日(星期三)下午4時30分

二、地點：Microsoft Teams 線上視訊會議

三、主席：李副局長君禮(代) 紀錄：唐管理師唯譯

四、出(列)席單位及人員：(詳如會議簽名冊)

五、主席致詞：(略)

六、報告事項：第2次業者座談會意見彙整與處理

委員發言重點：

基於審定原則應以具公信力且可佐證之資訊進行實質討論。

決定：洽悉。

七、討論事項：

(一)討論案一：第2次分組會議「期初設置成本」使用參數確認

委員發言重點：

1. 農業廢棄物燃燒發電會有空污產生，並衍生相關防治設備費用，考量廢棄物處理及其衍生費用為本業應負之環保責任及成本，故未將防治設備費用納入考量。
2. 在環境、社會和公司治理(ESG)之趨勢下，建議未來針對設置成本評估納入碳排因素之可行性。
3. 部分參考案例因設備項目不完整，致單位設置成本差異較大，建議補充說明其設備內涵，以強化資料參採合理性。
4. 農業廢棄物參採案例之成本、費用應確認是否已剔除非屬發電設備之項目，如微電網之儲能系統、交流負載、交流電

網、及電力管控系統等項目

5. 考量本次農業廢棄物蒐集案例係為政府部門與學術單位產學合作案，已實際設置運作並達推廣運用階段，原則同意111年度農業廢棄物期初設置成本參數參採此案例數值，即10.80萬元/瓩，取代第二次分組共同意見援用之一般及一般事業廢棄物8.02萬元/瓩。
6. 針對地熱發電1瓩以上不及2,000瓩，除參採示範獎勵案外，為廣納資訊，併同納入國營事業開發案進行考量，並依成本結構計算期初設置成本為32.37萬元/瓩，高於第二次分組共同意見數值。
7. 地熱發電參採案例若已有申請地熱能發電示範獎勵辦法或其他單位提供之補助計畫，納入計算時應分開計算避免有重複補貼之疑慮。
8. 目前僅有地熱能發電示範獎勵辦法給予地熱資源探勘補助，其他單位暫無其他補助計畫，且於示範獎勵辦法中已規定，探勘行為如有領取其他補助經費必須告知，以利判定有無重複補貼；另針對示範獎勵辦法核發補助金額時，會扣除躉購費率中涵蓋之探勘成本，避免產生重複補貼。
9. 國營事業開發案例建議可向其索取可行性研究報告，掌握該案規劃裝置容量與設置情況。
10. 地熱期初設置成本內涵，區分為產能探勘成本、鑽井成本、電廠建造成本(含併聯)，建議後續可再釐清個案各項成本內涵，強化資料參採合理性。
11. 考量小水力1瓩以上不及2,000瓩，日前已有完工商轉併聯設置案例，將該案納入後，重新計算求得之期初設置成本平均

為16.10萬元/瓩，高於第二次分組共同意見數值。

決議：111年度生質能及其他再生能源電能躉購費率「期初設置成本」計算使用參數，原則同意如下：

1. 生質能：

(1)無厭氧消化設備：6.55萬元/瓩。

(2)有厭氧消化設備：21.14萬元/瓩。

2. 廢棄物：

(1)一般及一般事業廢棄物：8.02萬元/瓩。

(2)農業廢棄物：10.80萬元/瓩。

3. 小水力發電：

(1)1瓩以上不及2,000瓩：16.10萬元/瓩。

(2)2,000瓩以上不及20,000瓩：11.04萬元/瓩。

4. 地熱能：

(1)1瓩以上不及2,000瓩：32.37萬元/瓩。

(2)2,000瓩以上：27.86萬元/瓩。

(二)討論案二：「年運轉維護費」及「年售電量」使用參數建議

委員發言重點：

1. 生質能-無厭氧消化設備：

(1)年運轉維護費用

本年度運轉滿一年之案例資料計有2件，皆屬於同一操作維護計畫，其109年之運轉維護項目已確實區分、載明並

支用完成，故納入參採計算；經剔除不屬發電系統操作維護之項目與既有應負之環保費用後，計算20年均化後之年運轉維護費用為10,346元/瓩，占期初設置成本6.55萬元/瓩約15.80%。

(2)年售電量

目前已設置並已運轉滿一年之案例共計2件，彙整109年度台電抄表資料各為5,199度/瓩、6,055度/瓩。考量皆為發電實績值，且案場運轉狀況正常，建議參採並取兩者平均值，即年售電量為5,600度/瓩。

2. 生質能-有厭氧消化設備

(1)年運轉維護費用

- A. 有厭氧消化設備中之脫硫系統係為減少沼氣中的硫化氫及二氧化碳，藉以提升甲烷濃度、增加發電效能，並避免硫化氫腐蝕金屬零件及發電機，為沼氣發電系統中之必要設備，與一般空污環保設備不同，應予以說明釐清。
- B. 國際運轉維護費用易因設置場址、當地勞動成本及使用設備(如厭氧消化及脫硫系統)的不同而有差異，故原則同意以國內資料為主。
- C. 參採國內近三年資料，並剔除未正常運轉案例，計算20年均化後運轉維護費用為16,888元/瓩，於期初設置成本21.14萬元/瓩下，占比為7.99%。

(2)年售電量

- A. 生質能有厭氧消化設備案場於109年期間，絕大多數因

沼氣多元運用、設備整改問題、暫停發電等因素致發電量過低，無法真實反映實際運年售電量數值。

B. 本年度案例無法真實反應沼氣發電設備運轉現況，且為持續引導高效率機組之市場應用，參考「沼氣發電推廣補助作業要點」之補助款領取條件，單月容量因數75%標準，即111年度生質能有厭氧消化設備之年售電量參數為6,600度/瓩。

3. 廢棄物-一般及一般事業廢棄物：

(1) 年運轉維護費用

A. 目前建議之生質能、廢棄物年運轉維護費占比大多高於國際數值，主因為國際運維費用未納入「燃料成本」，建議未來可試算扣除燃料費用後，與國際資訊進行比較。

B. 廢棄物燃料成本受熱值影響很大，建議未來可針對熱值與燃料成本進行關連性與敏感度分析。

C. 本年度國內6件申請案皆尚未商轉、未有運轉維護費用資訊，依據參數資料參採原則，原則同意沿用110年度方式，以國內評估資料及 RDF 燃料成本資訊為主，計算20年均化後運轉維護費用為21,857元/瓩，於期初設置成本8.02萬/瓩下，占比為27.25%。

(2) 年售電量

本年度國內無新增一般及一般事業廢棄物商轉案例，故無實際年售電量資料，依據參數資料參採原則，年售電量維持110年度數值，即為7,200度/瓩。

4. 廢棄物-農業廢棄物

(1)年運轉維護費用

- A. 目前我國僅一筆廢棄物發電申請案，其料源採農業廢棄物，但尚未運轉發電，故無實際運轉維護費用可參考。基於本年度無國內案例參採下，應加強說明新增「農業廢棄物」類別時，費率使用參數之參採來源及評估方式。
- B. 基於本年度無參採案例，依據參數資料參採原則，參採國內政府研究計畫及報告，彙整相關評估資料及農業廢棄物燃料成本/熱值資訊後，計算20年均化年運轉維護費用為19,940元/瓩。

(2)年售電量

本年度新增訂「農業廢棄物」類別，國內尚無案例商轉，故無實際年售電量資料，依據參數資料參採原則，參考國際年售電量調整，並從優採區間下限值以促進產業發展，即5,600度/瓩。

5. 小水力發電：

(1)年運轉維護費用

- A. 運維頻率會受到管理模式、設置地點的水質條件(含沙量)、天災(如乾旱、颱風)等影響，故個案在運維費用上略有不同。
- B. 蒐集近三年國內設置案例，剔除無佐證、未提供運維費用之案例，依工程佈建區分取平均進行估算，20年均化後年運轉維護費，1瓩以上不及2,000瓩為2,375元/瓩，

於期初設置成本16.10萬元/瓩下，占比為1.48%；2,000瓩以上不及20,000瓩為2,328元/瓩，於期初設置成本11.04萬元/瓩下，占比為2.11%。

(2)年售電量

- A. 建議增加枯水期對發電之影響，實際裝置容量及運轉實績降幅7.89%可在檢討降低幅度，後續可針對長期水力發電變化趨勢進行觀察。
- B. 蒐集近三年國內設置案例，剔除預估與實際裝置容量不同、運轉未滿一年、測試調校中案例後，依工程布建區分取平均進行估算，再考量豐枯水期對發電之影響，納入近五年台電與民營實際設置案發電變化趨勢進行調整，經計算1瓩以上不及2,000瓩年售電量為4,000度/瓩；2,000瓩以上不及20,000瓩年售電量為4,000度/瓩。

6. 地熱能：

(1)年運轉維護費

- A. 考量國內實際案例，業者自提運維費用雖無佐證，且不同規模下運維費用差異不大，亦相當於110年度參採參數，故建議維持110年度運維費用8,323元/瓩，20年均化後之運轉維護費用為10,111元/瓩，加計溫泉取用費320元/瓩後，總計為10,431元/瓩。
- B. 1瓩以上不及2,000瓩為10,431元/瓩，於期初設置成本32.37萬元/瓩下，占比為3.22%；2,000瓩以上之年運轉維護費為10,431元/瓩，於期初設置成本27.86萬元/瓩下，占比為3.74%。

(2)年售電量

- A. 機組運轉效率除機組本身外，亦受外在環境因素影響，包括設置地點與環境溫度的季節性變化。
- B. 以國內實際運轉案例、示範獎勵申請案與籌設計畫書所提之評估資料進行估算，1 瓩以上不及 2,000 瓩平均為 6,730 度/瓩；2,000 瓩以上為 7,253 度/瓩，惟考量目前國內案例多在開發建置，建議在鼓勵業者投資下，大小規模維持 110 年度水準，即 6,400 度/瓩，待有較多地熱電廠發電量相關資料，再行調整較為妥適。

決議：111 年度生質能及其他再生能源電能躉購費率「年運轉維護費」及「年售電量」計算使用參數，原則同意如下：

1. 年運轉維護費：

(1) 生質能：

- A. 無厭氧消化設備：10,346 元/瓩，占期初設置成本比例為 15.80%。
- B. 有厭氧消化設備：16,888 元/瓩，占期初設置成本比例為 7.99%。

(2) 廢棄物：

- A. 一般及一般事業廢棄物：21,857 元/瓩，占期初設置成本比例為 27.25%。
- B. 農業廢棄物：19,940 元/瓩，占期初設置成本比例為 18.46%。

(3) 小水力：

- A. 1 瓩以上不及 2,000 瓩：2,375 元/瓩，占期初設置成本比例為 1.48%。

B. 2,000 瓩以上不及20,000 瓩：2,328 元/瓩，占期初設置成本比例為2.11%。

(4)地熱能：

A. 1 瓩以上不及2,000 瓩：10,431 元/瓩，占期初設置成本比例為3.22%。

B. 2,000 瓩以上：10,431 元/瓩，占期初設置成本比例為3.74%。

2. 年售電量

(1)生質能：

A. 無厭氧消化設備：5,600 度/瓩。

B. 有厭氧消化設備：6,600 度/瓩。

(2)廢棄物：

A. 一般及一般事業廢棄物：7,200 度/瓩。

B. 農業廢棄物：5,600 度/瓩。

(3)小水力發電：

A. 1 瓩以上不及2,000 瓩：4,000 度/瓩。

B. 2,000 瓩以上不及20,000 瓩：4,000 度/瓩。

(4)地熱能：

A. 1 瓩以上不及2,000 瓩：6,400 度/瓩。

B. 2,000 瓩以上：6,400 度/瓩。

(三) 討論案三：「平均資金成本率」使用參數建議

委員發言重點：

1. 針對地熱、生質能國內外銀行融資案例資訊分析，審定會平均資金成本率5.25%之設定，已反映業者開發所需之資金成本，並搭配生質能沼氣推廣計畫補助作業要點、地熱示範獎勵辦法，協助業者降低進入障礙，建議不需針對地熱、生質能發電平均資金成本率區分訂定。
2. 建議針對平均資金成本率之無風險利率參數採用0.91%之政策目的說明清楚，避免外界質疑審定會採用之數值較市場定存利率高之合宜性。
3. 央行為舒緩新冠肺炎在短期間對經濟造成之影響，以降息或不調整方式紓緩企業資金壓力，建議無風險利率延續110年度審定會作法，將新冠肺炎疫情對金融市場波動之影響期間排除，計算期間採106年~108年央行10年期公債殖利率平均計算。
4. 111年度一般再生能源平均資金成本率實際計算數值為5.03%，為提高業者投資量能及參與意願，促進推廣目標之達成，建議一般再生能源平均資金成本率維持5.25%。

決議：原則同意111年度一般再生能源平均資金成本率為5.25%。

(四)討論案四：躉購制度之獎勵機制相關議題

委員發言重點：

1. 地熱開發前期費用與風險最高時為探勘鑽井階段，現有階梯式費率則是用以減輕前期風險，故原則同意維持110年度作法。
2. 原則同意維持110年度離島地區加成機制，以提供再生能源廠商誘因，鼓勵於離島地區設置再生能源發電設備。

3. 為促進開發減少溝通障礙，參酌原住民族基本法第21條促進部落發展及利益共享意旨，針對位於原住民地區之地熱與小水力開發案增訂原民利益共享機制，加成比例為1%。
4. 考量原民利益共享機制後續委由台電公司代收轉付1%金額予原住民族委員會，因執行面涉及原住民族委員會權責事項及台電公司配合事項，後續將徵詢原住民族委員會與台電公司意見並確認專款專用之執行方式。
5. 新增之獎勵機制屬立意良善，惟於實務操作時衍生之行政作業費用，應予以扣除。

決議：

1. 原則同意沿用110年度地熱發電之階梯式費率機制。
2. 原則同意沿用110年度離島地區躉購費率加成機制。
3. 原則同意111年度新增地熱及小水力原民利益共享機制，加成1%，惟後續應徵詢台電公司與原住民族委員會之意見，以利實務執行操作簡便。

(五)討論案五：海洋能躉購費率議題

委員發言重點：

1. 海洋能參採案例係以30MW 評估資料為基礎，最終建議裝置容量級距為1kW 以上，建議應強化論述理由。
2. 海委會於109年評估30MW 洋流能案例，就其評估時點可能是108年，因此在各項成本、費用上建議將物價波動因素納入考量。
3. 釐清目前海洋能資源開發，是否已有完備之法規制度規範其開發授權，以及是否須進行環境影響評估。

4. 建議補充說明海委會「洋流發電配套方案與基地港規劃研究報告」中所提之評估假設條件，以強化案例參採依據。
5. 建議海事工程費用應將海洋腐蝕及颱風造成之損害納入考量，以真實反映年運轉維護費用。
6. 現行國內缺乏實際工程數據，僅以海委會預估之30MW洋流能案例為參採對象，計算上易受外界挑戰，建議一併徵詢專家、學者之意見，待國內海洋能技術較為成熟時再訂定費率較為合適。
7. 海洋能議題建議先行保留，後續進一步分析相關參數資料，並廣納各界資訊，強化參採資料完整性及合宜性後，再決定是否納入審定會進行討論。

決議：針對海洋能躉購費率部分，建議邀集專家學者進行討論，並就相關成本數據進行精進，納入多元資訊分析後，於後續審定會進行討論。

八、臨時動議：無。

九、散會：下午7時30分。